



UNIVERSITAT  
JAUME•I

**UNIVERSITAT JAUME I**

**ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS  
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

***PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA AISLADA DE RED EN UNA  
PLANTA ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS***

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR**

Pau Montalt March

**DIRECTOR**

Emilio Pérez Soler

Castellón, Julio de 2021



## ÍNDICE GENERAL

Documento A-Memoria.....	1
Documento B. Presupuesto.....	61
Documento C. Anexos.....	69
Anexo I: Cálculos de la instalación.....	73
Anexo II: Estudio básico de seguridad y salud.....	111
Anexo III: Información técnica y manuales.....	116
Documento D. Pliego de condiciones.....	279
Documento E. Planos.....	303

Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en una planta de almacenamiento de residuos

## **DOCUMENTO A – MEMORIA**



## ÍNDICE MEMORIA

1. Objetivo .....	5
2. Alcance .....	6
3. Antecedentes .....	7
4. Emplazamiento .....	8
5. Climatología .....	10
6. Normativa .....	16
7. Requisitos de diseño .....	19
7.1. Previsión de potencia y energía .....	19
8. Análisis de alternativas .....	28
8.1. Instalación a red .....	28
8.2. Instalación fotovoltaica aislada .....	30
8.3. Instalación eólica aislada .....	31
8.4. Instalación seleccionada .....	33
9. Características de la instalación .....	34
9.1. Cargas del sistema .....	34
9.2. Módulo solar .....	34
9.3. Estructura .....	36
9.4. Reguladores .....	37
9.5. Inversor .....	41
9.6. Generador eléctrico .....	43
9.7. Protecciones .....	45
9.8. Conductores .....	46
9.9. Acumuladores .....	50
9.10. Puesta a tierra .....	52
10. Estudio de viabilidad económica .....	54
10.1. Inversión .....	54
10.2. Gastos .....	54
10.3. Flujo de caja de las inversiones .....	55
10.4. Análisis de los datos obtenidos .....	57
11. Conclusiones .....	58
12. Bibliografía .....	64



## **1.Objetivo**

El objetivo del proyecto es el dimensionado de una instalación fotovoltaica para la electrificación de un almacén de residuos plásticos. Con la finalidad de ajustar tanto las necesidades del cliente como las condiciones de implementación, se estudiará el tipo de instalación más favorable optimizando el coste económico de la misma.

## **2. Alcance**

El alcance de la propia instalación estará delimitado por el cálculo de la propuesta del conexionado a red y el estudio de generalidades del proyecto: recurso solar, orientación de las placas solares, número de placas, distribución de las mismas y viabilidad económica del proyecto.

### 3. Antecedentes

El almacén de residuos se va a construir debido a las necesidades de la empresa impuestas tanto por normativa pública como por normativa propia de la misma. El emplazamiento no dispone de ningún tipo de suministro eléctrico.

En el emplazamiento se diferencian varias zonas:

- Oficinas
- Almacén de residuos
- Módulo de la instalación solar
- Módulo de la instalación contra incendios

#### **Oficinas**

Las oficinas se van a construir con un módulo prefabricado de 20 metros cuadrados que dispondrá de fachadas en panel de 40mm trasdosado en pladur, falso techo de lamas registrable, luces led, suelo laminado, aire acondicionado e instalación eléctrica empotrada.

El módulo dispondrá de dos ventanas de 150cm de ancho y 120cm de alto además de una pequeña ventana de 100cm de ancho y 120cm de alto.

#### **Almacén de residuos**

El almacén de residuos se ubicará al aire libre y estará protegido por el vallado perimetral de la parcela.

#### **Módulo de la instalación solar**

Se trata de un pequeño recinto de obra construido con bloques sin lucir en el cual se van a alojar los controladores de carga, inversor, baterías y protecciones de la instalación eléctrica.

#### **Módulo de la instalación contra incendios**

Este módulo colindará con el módulo de la instalación solar y en él se alojarán las bombas contra incendios y la bomba jockey.

La jornada laboral del almacén será de 8:00 a 22:00 aunque por la noche habrá un guardia de seguridad en la oficina.

#### 4. Emplazamiento

La instalación se ubicará en la parcela situada en el municipio de Tarancón, en la provincia de Cuenca (España). Las coordenadas geográficas serán las siguientes:

Latitud: 39° 58' 39,79" N

Longitud: 2° 58' 24,99 " O



Ilustración 1: Mapa de España (Región con perímetro en color rojo: Cuenca). Fuente: Google maps.

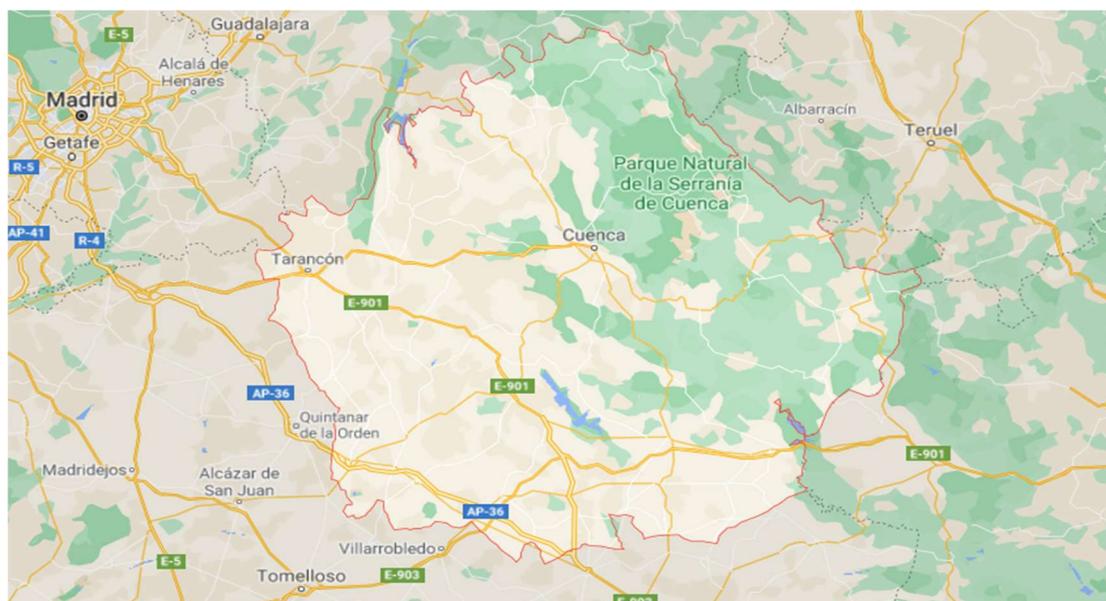


Ilustración 2: Provincia de Cuenca. Fuente: Google maps.

# Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en una planta de almacenamiento de residuos

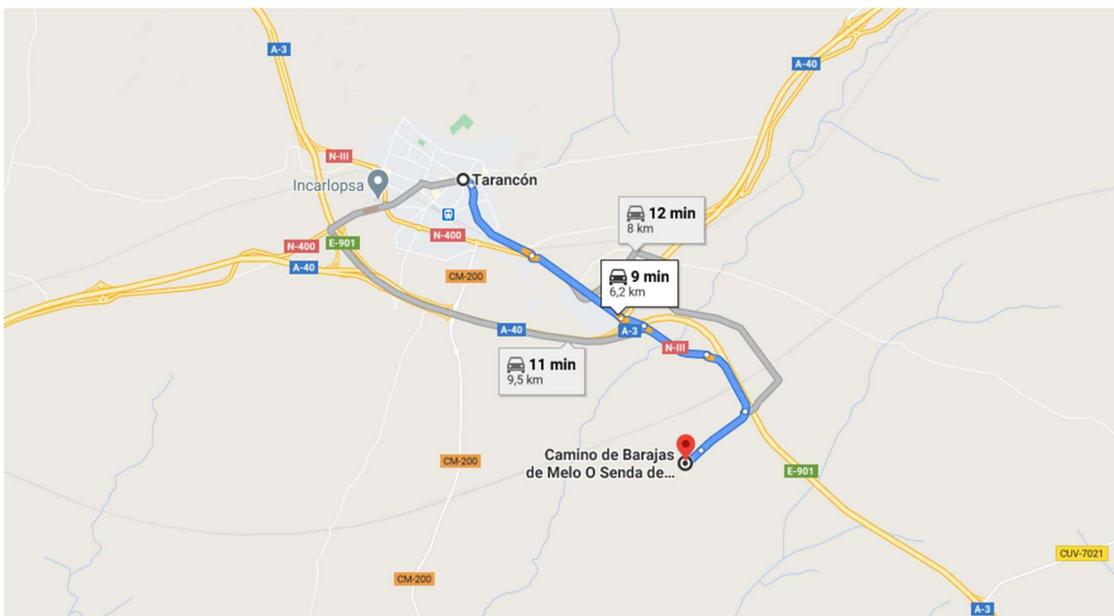


Ilustración 3: Recorrido al emplazamiento desde el municipio de Tarancón. Fuente: Google maps.



Ilustración 4: Extensión del emplazamiento. Fuente: Google maps.

## 5. Climatología

El clima del emplazamiento afecta tanto al rendimiento de la instalación solar como al diseño de la misma. Se va a explicar los que más pueden afectar al sistema con el fin de diseñar la instalación maximizando su rendimiento.

Los datos se han obtenido de la estación meteorológica del municipio de Tarancón a una altitud de 808 metros sobre el nivel del mar.



## Radiación

La Radiación es un tipo de propagación de energía. La energía que genera el sol debido a las reacciones químicas se propaga en forma de radiación solar.

La magnitud de la radiación solar (irradiancia) es el cociente entre la potencia y la superficie por tanto su unidad es el  $W/m^2$ .

Podemos definir la eficiencia del panel solar como el cociente entre la potencia recibida debido a la irradiancia y la potencia eléctrica generada.

Del mismo modo podemos medir las pérdidas debidas a la radiación, convección y conducción de la energía solar debido a la conversión de energía.

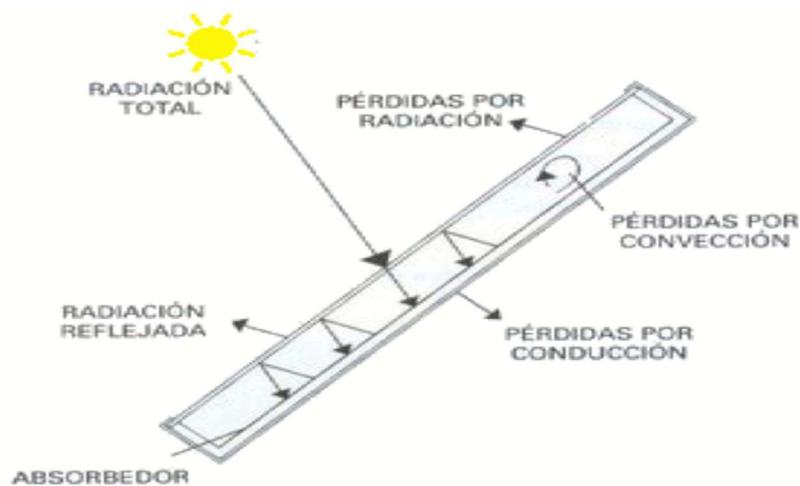


Ilustración 6: Pérdidas en un panel fotovoltaico. Fuente: autosolar.

El rendimiento ( $\eta$ ) podemos definirlo como:

$$\eta = \eta_0 - K_1 \times \frac{T_m - T_a}{I}$$

$\eta_0$  → Rendimiento del panel solar óptico

$T_m$  → Temperatura del colector

$T_a$  → Temperatura ambiente

$I$  → Radiación

$K_1$  → Factor de corrección por pérdidas térmicas

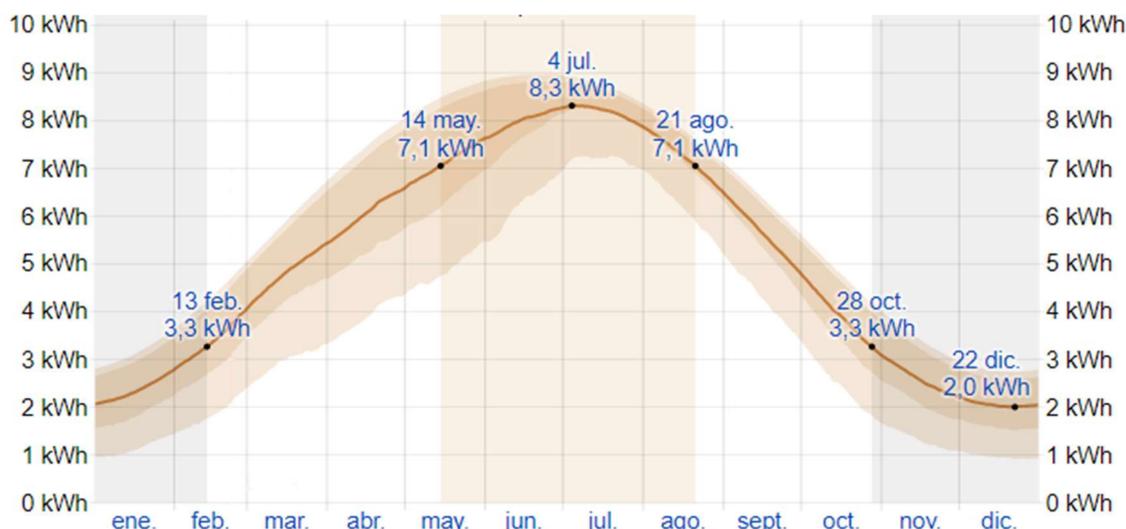


Ilustración 7: Energía solar promedio por metro cuadrado (línea anaranjada) con las bandas de percentiles 25% a 75% y 10% a 90%. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.

En la ilustración 7 se muestra la energía solar media por cada metro cuadrado de superficie que incide.

Esta medida refleja la cantidad de energía que nos aporta el recurso solar en la ubicación de la instalación.

Se puede observar por ejemplo que un día promedio de julio se podrían aprovechar hasta 8 kWh por cada metro cuadrado de la instalación solar si las pérdidas fueran nulas mientras que en un día promedio de diciembre solo se podrían aprovechar hasta 2 kWh, es decir, 4 veces menos energía de media.

Esta gráfica permite un primer acercamiento a la idea del dimensionamiento de una instalación solar, ya que mide el recurso solar del cual podremos obtener energía eléctrica.

### Temperatura

Un panel solar trabaja de forma más eficiente cuanto menor es la temperatura a la que está sometido.

A este fenómeno se le conoce como coeficiente de temperatura, y siempre va indicado en las fichas técnicas de todos los paneles solares que están a la venta hoy en día.

En la ilustración 8 se aprecia de forma más visual como afecta la temperatura al rendimiento de un panel solar.

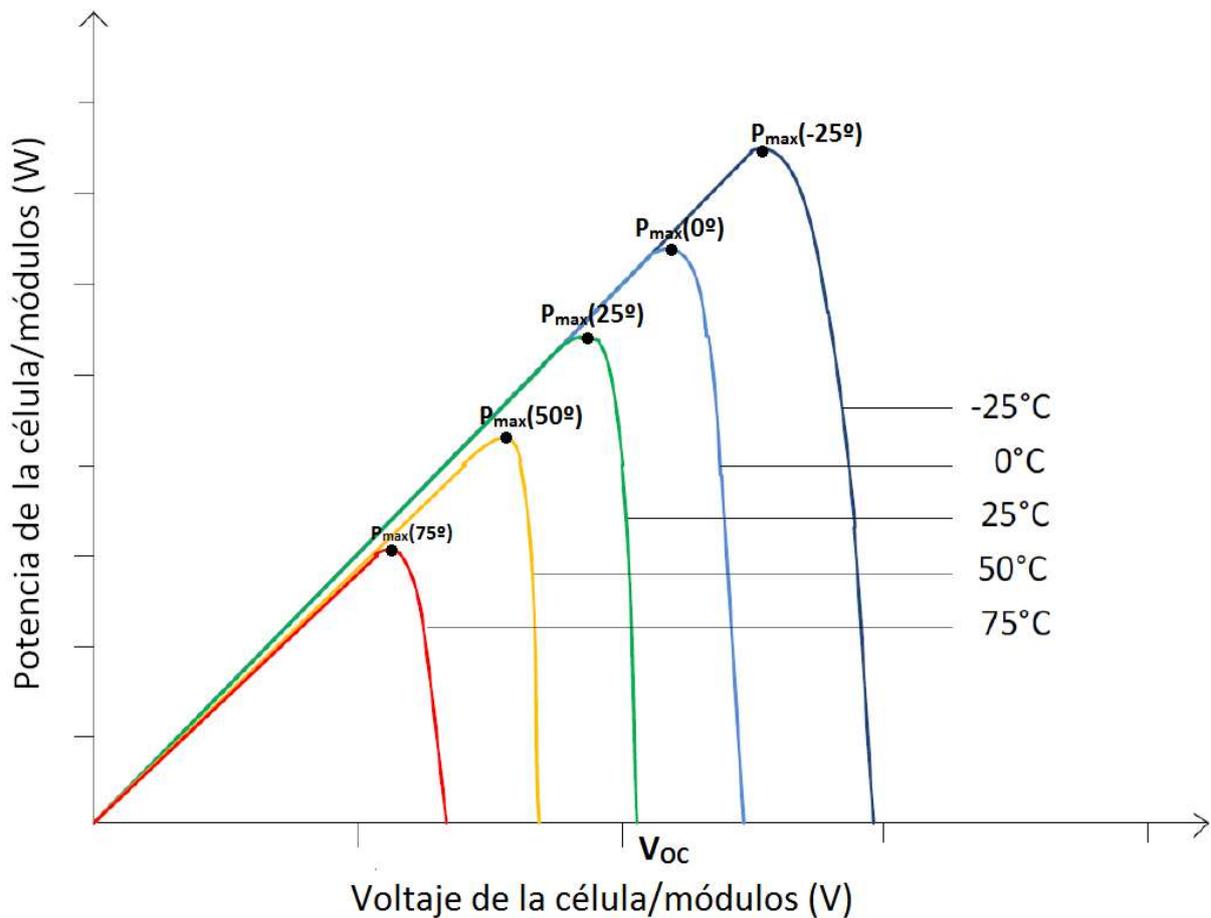


Ilustración 8: Curva rendimiento/temperatura de un módulo solar. Fuente: Autosolar

La ilustración 9 muestra los valores de temperatura máxima y mínima promedio de la ubicación del emplazamiento durante un año en forma de gráfico.

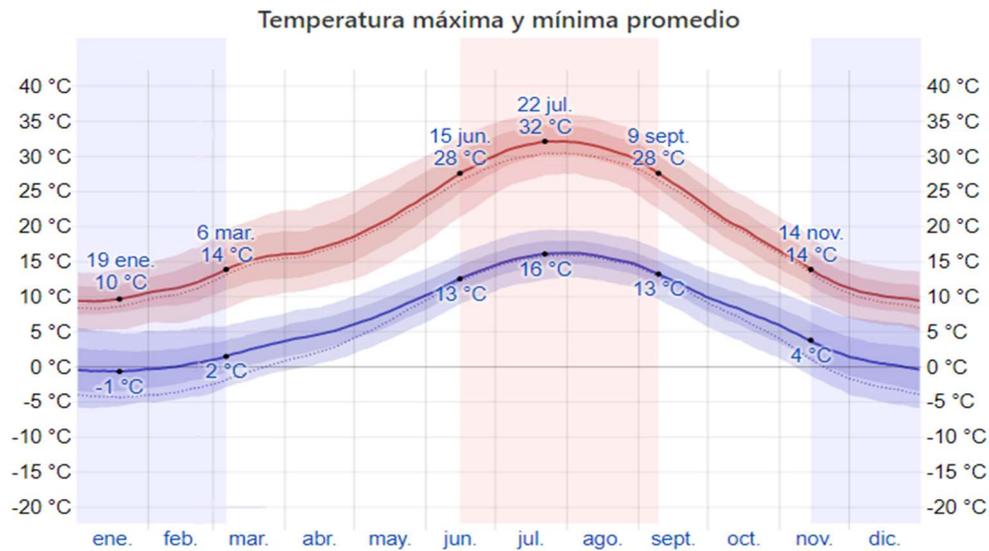
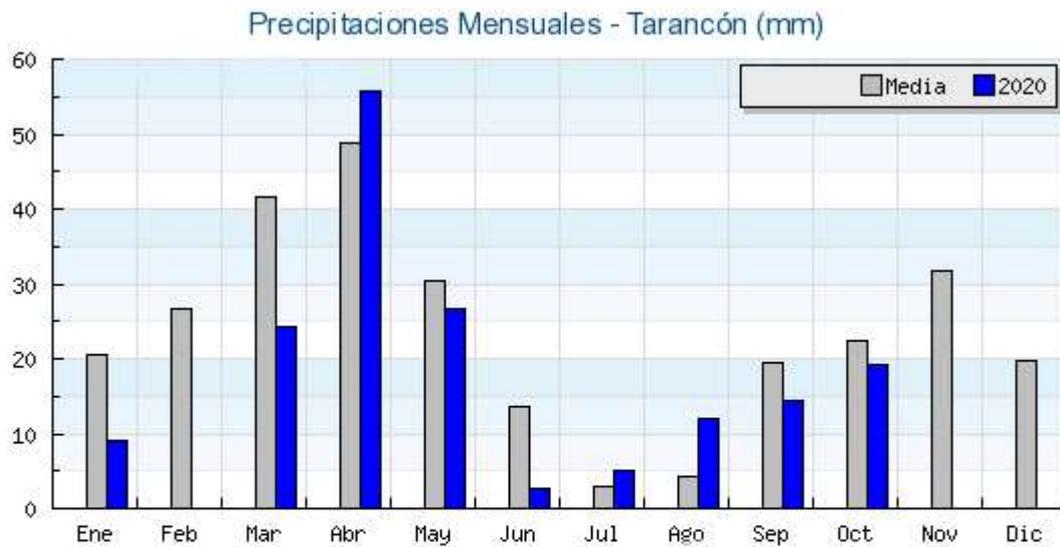


Ilustración 9: Temperatura máxima (línea roja) y temperatura mínima (línea azul) promedio diaria con bandas de los percentiles 25% a 75% y 10% a 90%. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.

### Precipitaciones



Media	20.5	26.7	41.5	48.7	30.4	13.6	3.0	4.3	19.5	22.4	31.7	19.7
2020	9.0	0.0	24.4	55.8	26.8	2.8	5.0	12.0	14.4	19.2	0.0	0.0
Max	47.2	64.6	112.8	101.4	61.0	58.0	9.0	12.0	49.4	66.2	73.0	57.6
	2014	2010	2013	2016	2016	2010	2014	2020	2019	2012	2012	2009

Ilustración 10: Precipitaciones mensuales en Tarancón. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.

El valor medio de precipitaciones en España en el período 1981-2010 se sitúa en los 640mm según la agencia estatal de meteorología mientras que el valor medio de precipitaciones en el emplazamiento en el período 2000-2020 es de 282mm.

### Nubosidad

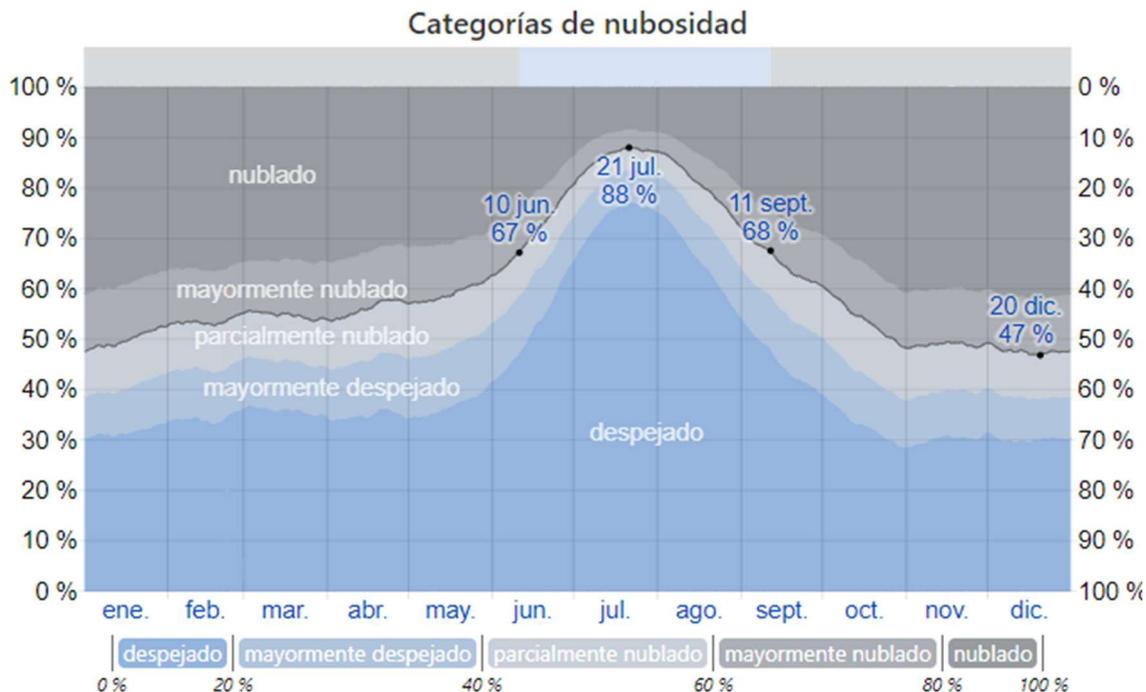


Ilustración 11: Porcentaje de nubosidad en función del mes en el emplazamiento. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.

La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se ve reducida cuanto mayor es la nubosidad de la zona, lo que afecta negativamente al rendimiento de una instalación solar al reducir la incidencia de la energía proveniente del sol que será capaz de transformar cada panel solar de la instalación en energía eléctrica.

En la ilustración 11 se vuelve a apreciar que en los meses de verano la instalación solar tendrá un rendimiento mayor que en los meses de invierno al existir menor probabilidad de nubosidad en los meses de verano que en los meses de invierno.

## 6. Normativa

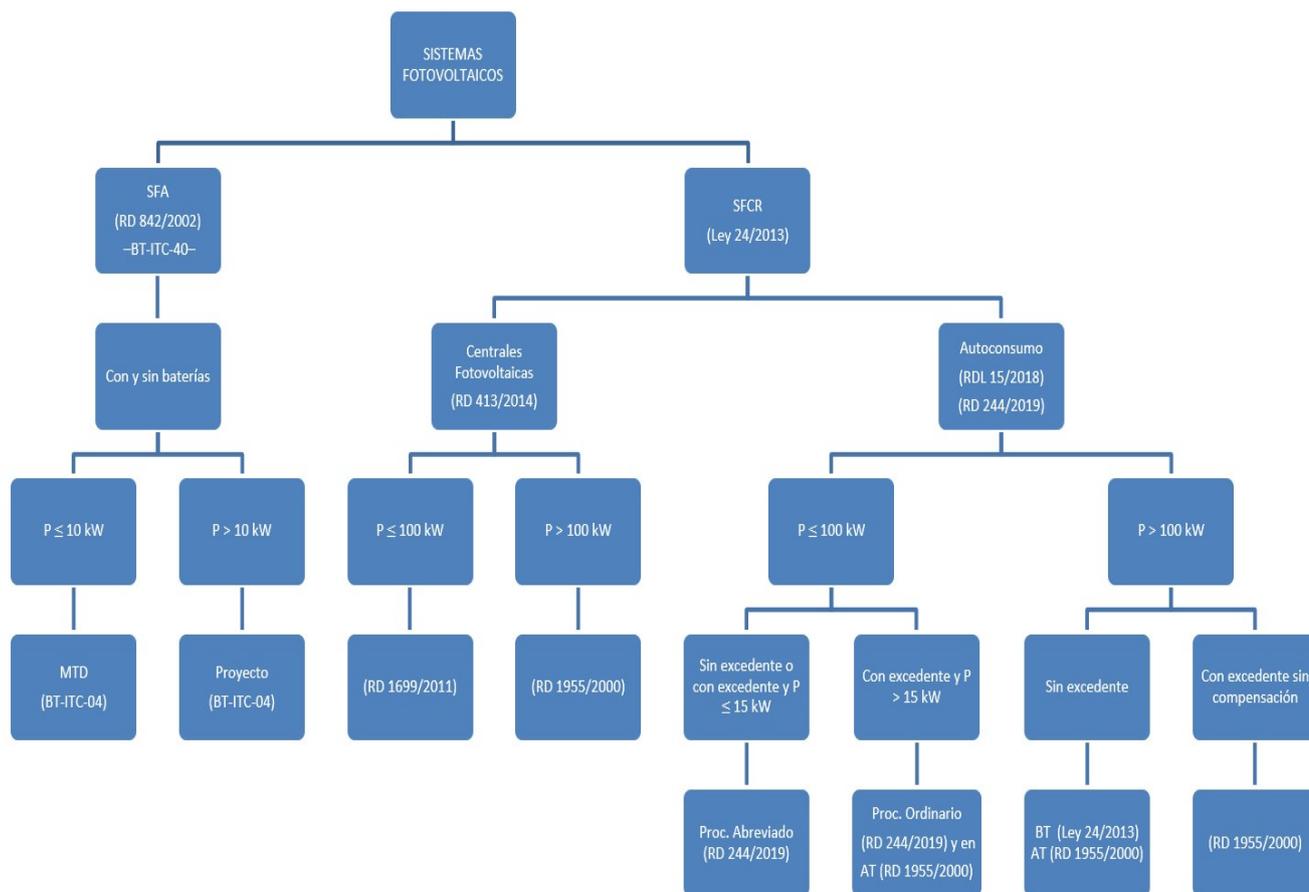


Ilustración 12: Normativa aplicable en función del tipo de sistema fotovoltaico. Fuente: Censolar.

Leyenda	
SFA	→ Sistema Fotovoltaico Aislado
SFCR	→ Sistema Fotovoltaico Conectado a red
MTD	→ Memoria técnica descriptiva

La ilustración 12 muestra de forma esquemática la normativa aplicable en función el tipo de instalación fotovoltaica instalada en la que encontramos dos tipos principales: SFA y SFCR

- SFA: Se trata de instalaciones solares aisladas de la red eléctrica que se rigen bajo la ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) y están reguladas según el Real decreto 842/2002 del 2 de agosto por el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión.
- SFCR: Se trata de instalaciones solares conectadas a la red eléctrica que se encuentran reguladas por la ley 24/2013 del 26 de diciembre del sector eléctrico.

Existen otras subdivisiones en función de la potencia de la instalación.

En las instalaciones solares aisladas de red encontramos dos divisiones independientemente de que éstas cuenten con baterías de almacenamiento o no:  $P \leq 10kW$  y  $P \geq 10kW$

- $P \leq 10kW$ : Son instalaciones pequeñas que no requieren proyecto sino una pequeña memoria técnica descriptiva. Se rigen bajo la ITC-BT-04 (Documentación y puesta en servicio de las instalaciones).
- $P \geq 10kW$ : Se trata de instalaciones en las que sí que se requiere un proyecto y también se rigen bajo la ITC-BT-04 (Documentación y puesta en servicio de las instalaciones)

En las instalaciones solares conectadas a red existen dos divisiones principales: Autoconsumo y Centrales fotovoltaicas:

- Centrales fotovoltaicas: Son instalaciones que únicamente se dedican a la generación de energía eléctrica a través de la energía solar para su posterior venta. Se encuentran reguladas por el Real decreto 413/2014 del 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Autoconsumo: Tienen como finalidad reducir el consumo eléctrico de la instalación existente. Se encuentran reguladas por el Real decreto 15/2008 del 5 de octubre de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores y por el Real decreto 244/2019 del 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

A su vez, las Centrales fotovoltaicas se dividen en:  $P \leq 100kW$  y  $P \geq 100kW$

- $P \leq 100kW$ : Se regulan por el Real decreto 1699/2011 del 18 de noviembre por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- $P \geq 100kW$ : Se regulan por el Real decreto 1955/200 del 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

## MEMORIA

El Autoconsumo se divide en 4 en función de la potencia, si vierte o no a red y si se compensa dicho vertido a red o no.

- Instalaciones de hasta 100kW sin excedentes o de hasta 15kW con excedentes. Se tramitan por medio del procedimiento abreviado que recoge el Real decreto 244/2019 que tiene como finalidad agilizar el proceso y facilitar la implementación de sistemas de autoconsumo en pequeños comercios, viviendas y pequeñas industrias.
- Instalaciones de hasta 100kW y más de 15kW con excedentes. Se tramitan mediante el procedimiento ordinario del Real decreto 244/2019 y para sistemas de alta tensión hay que tener en cuenta el Real decreto 1955/2000.
- Instalaciones de más de 100kW sin excedentes. Se rigen por la ley 24/2013 y también hay que tener en cuenta el Real decreto 1955/2000 si el sistema es de alta tensión.
- Instalaciones de más de 100kW con excedentes. Se rigen por el Real decreto 1955/2000. Al no contemplar la normativa la compensación de energía vertida a red en este tipo de instalaciones se suele tramitar como si se trataran de centrales fotovoltaicas para que el proyecto sea más rentable.

## 7. Requisitos de diseño

Este apartado está dedicado a estudiar los factores de diseño y la elección final de la instalación fotovoltaica. También se realizará un pequeño estudio del consumo de la planta para hacer una estimación de consumo del mismo.

### 7.1. Previsión de potencia y energía

La previsión de potencia y energía se va a enfocar en el mes más desfavorable en cuanto a incidencia solar, de esta forma se asegurará el abastecimiento de energía y potencia durante todo el año.

El mes más desfavorable es diciembre y se han estimado 9 horas de sol según el gráfico obtenido de la estación meteorológica de Tarancón. Con esta estimación podremos calcular el número de horas que necesitaremos cubrir mediante luz artificial cuando la luz natural sea insuficiente.

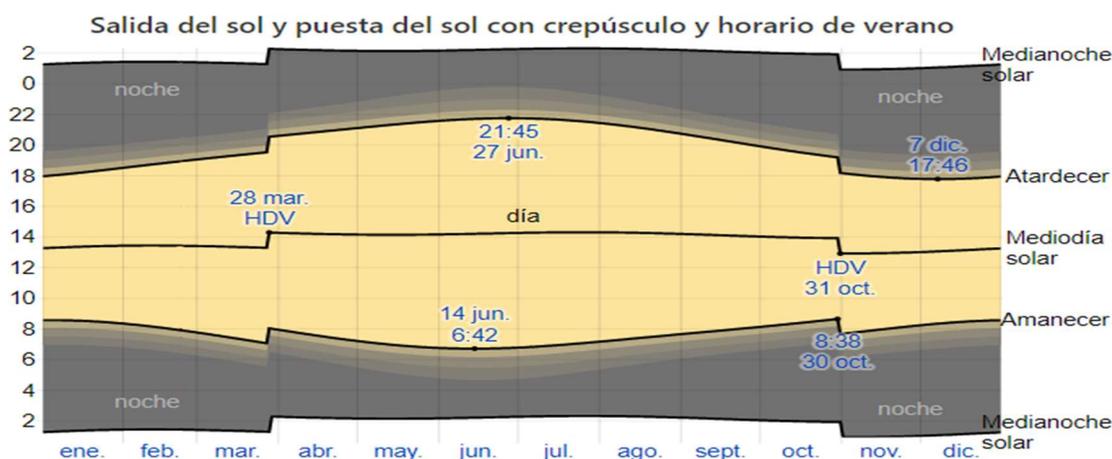


Ilustración 13: Salida y puesta de sol por meses prevista para el año 2021. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.



Ilustración 14: Horas de luz solar previstas para el año 2021. Fuente: Estación meteorológica de Tarancón.

A continuación, se van a desglosar las cargas del sistema explicando brevemente el cálculo de la previsión de potencia y energía de cada una de ellas:

### Alumbrado exterior

El alumbrado exterior contará con 8 farolas LED de 300 W de potencia. Este alumbrado se utilizará en las horas laborales (de 8:00 a 22:00) en las que la luz solar no sea suficiente para iluminar la zona de carga y descarga de los camiones.

El mes con menos horas de luz solar disponibles en este caso será diciembre, en el que se estiman 9 horas de luz solar, por tanto, necesitaremos cubrir el resto de horas con la iluminación artificial de las farolas.

Como la jornada laboral es de 14 horas necesitaremos utilizar 5 horas la iluminación exterior, sin embargo, se contabilizan 6 horas para asegurar que se disponga de la suficiente iluminación tanto en el amanecer como en el anochecer.

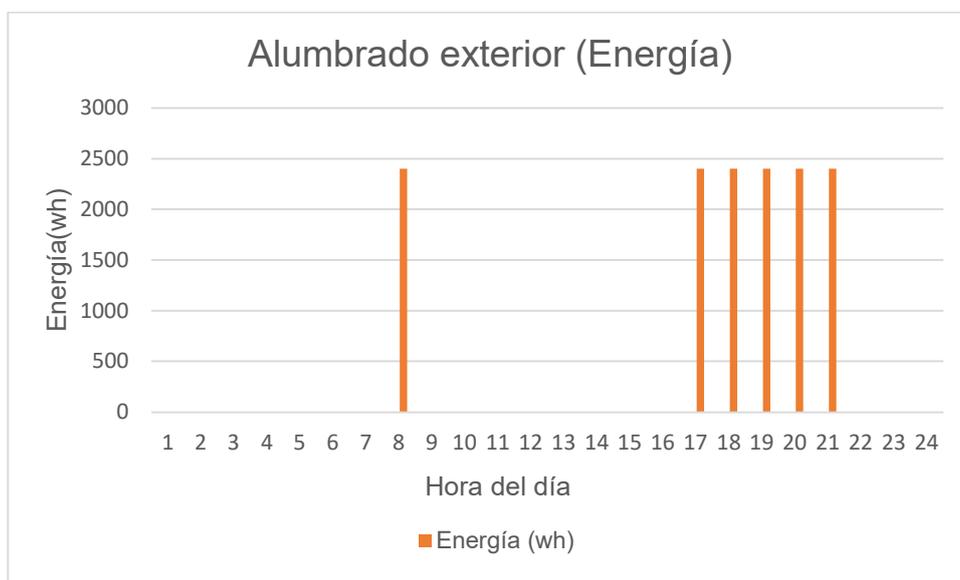


Ilustración 15: Previsión de energía para el alumbrado exterior. Fuente: elaboración propia.

En las ilustraciones 13 y 14 se tienen los datos tanto de salida y puesta del sol como el cómputo total de horas de sol, lo que nos ayudará a seleccionar mejor las horas de utilización del alumbrado.

Se observa en la ilustración 13 que amanece a las 8:00 y anochece a las 18:00. Para asegurar el funcionamiento del alumbrado exterior se considera que tanto a las 8:00 como a las 18:00 será necesario utilizar la iluminación para que exista una correcta visibilidad en la zona.

### Alumbrado interior

El alumbrado interior contará con 5 paneles LED de 20 W de potencia.

$$5 \text{ Paneles} \times 20 \text{ W} = 100 \text{ W}$$

Por tanto, el total de potencia será de 100 W.

Este alumbrado se utilizará en las horas en las que la luz solar no sea suficiente para iluminar la oficina.

En este caso necesitaremos cubrir las 24 horas del día ya que durante las horas no laborales se dispondrá de un guardia de seguridad que se ubicará en las oficinas, es decir, que necesitaremos que las oficinas cuenten con una iluminación suficiente durante las 24 horas del día, ya sea con luz solar o con luz artificial.

Disponemos de 9 horas de luz solar en el mes de diciembre (mes más desfavorable para la instalación solar), por lo que se contabilizan 15 horas de utilización del alumbrado interior.

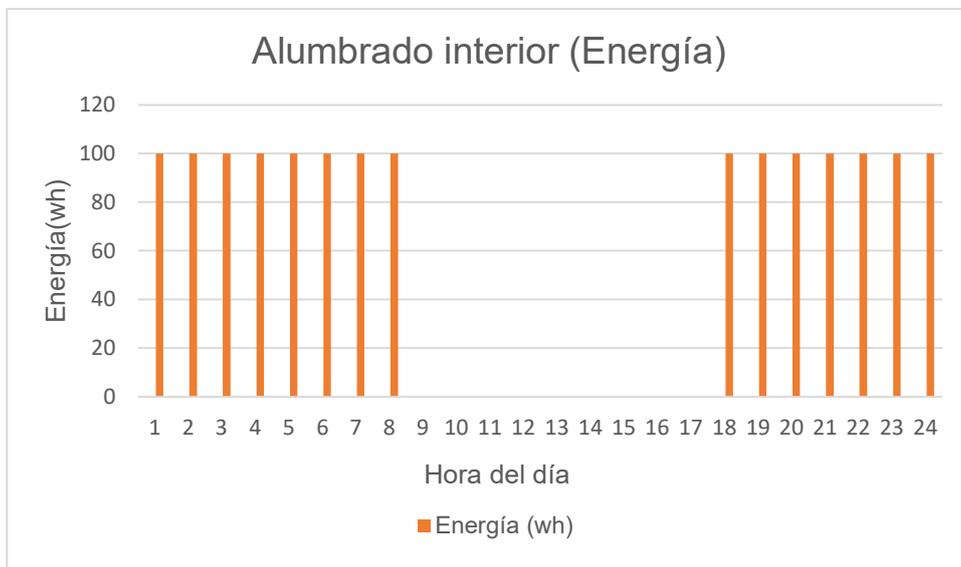


Ilustración 16: Previsión de energía para el alumbrado interior. Fuente: elaboración propia.

En las ilustraciones 13 y 14 se tienen los datos tanto de salida y puesta del sol como el cómputo total de horas de sol, lo que nos ayudará a seleccionar mejor las horas de utilización del alumbrado.

Se observa en la ilustración 13 que amanece a las 8:00 y anochece a las 18:00. Para asegurar el funcionamiento del alumbrado interior se considera que tanto a las 8:00 como a las 18:00 será necesario utilizar la iluminación para que exista una correcta visibilidad en la zona.

### Equipos de oficina

Los equipos de oficina estarán compuestos por dos ordenadores de sobremesa con una potencia de 200 W más dos monitores de 20 W cada uno y un router con una potencia de 30 W. Para contabilizar este consumo se tendrá en cuenta que habrá dos horarios: durante el día, de 8:00 a 22:00 en el cual estarán encendidos los dos ordenadores, y de 22:00 a 8:00 en el que solo tendremos un ordenador encendido. El router estará conectado las 24 horas del día, por tanto, tendremos una demanda de potencia de 470 W entre las 22:00 y las 7:00 y 250 W entre las 8:00 y las 21:00.

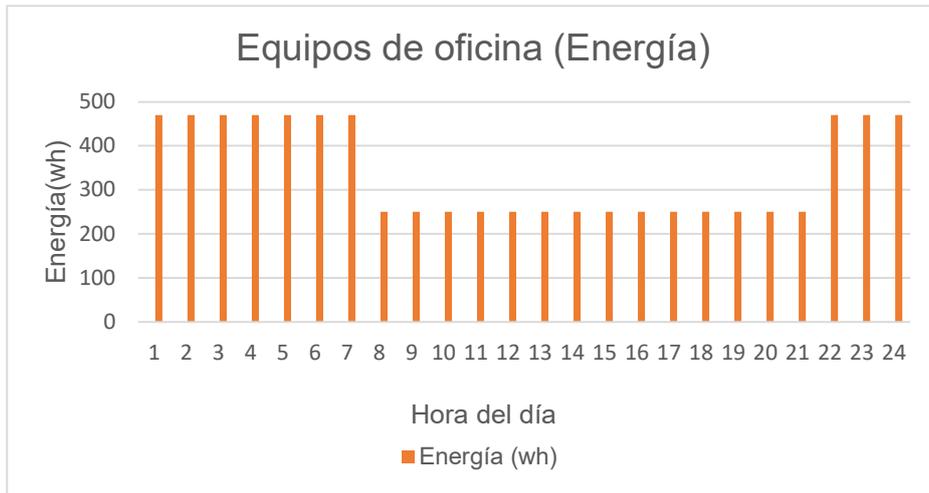


Ilustración 17: Previsión de energía para los equipos de oficina. Fuente: elaboración propia.

### Aire acondicionado

El módulo de oficinas dispondrá de un equipo de aire acondicionado con bomba de calor con una potencia de 800W para el que se han estimado 12 horas de consumo diario.

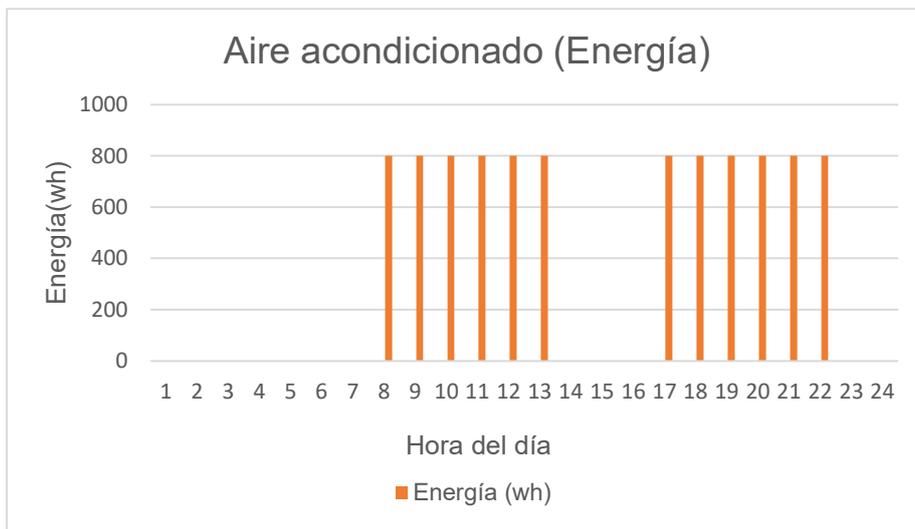


Ilustración 18: Previsión de energía para el aire acondicionado. Fuente: elaboración propia.

### Cargadores de baterías auxiliares

Se dispondrá de 3 baterías de Plomo-ácido independientes de la instalación solar, una de ellas se utilizará para el arranque del grupo electrógeno del que se hablará más adelante y las otras dos para las bombas anti incendio. Se trata de baterías que vienen impuestas por el propio fabricante tanto del grupo electrógeno como de las dos bombas anti incendio al tratarse de motores de combustión interna que necesitarán una alimentación eléctrica auxiliar.

Estas baterías necesitan energía eléctrica para poder almacenarla en forma de energía química. En este caso se estima que la carga de las baterías será de forma continuada en flotación y se ha medido un consumo de 200 Wh al día utilizando un medidor de energía con las baterías cargadas y teniendo en cuenta que este consumo será de poca importancia en relación a los demás consumos al representar menos de un 2% de la energía total requerida por la instalación.

Por tanto, tendremos un consumo de 600 Wh al día, que distribuidas en 24 horas serán 25 Wh a la hora.

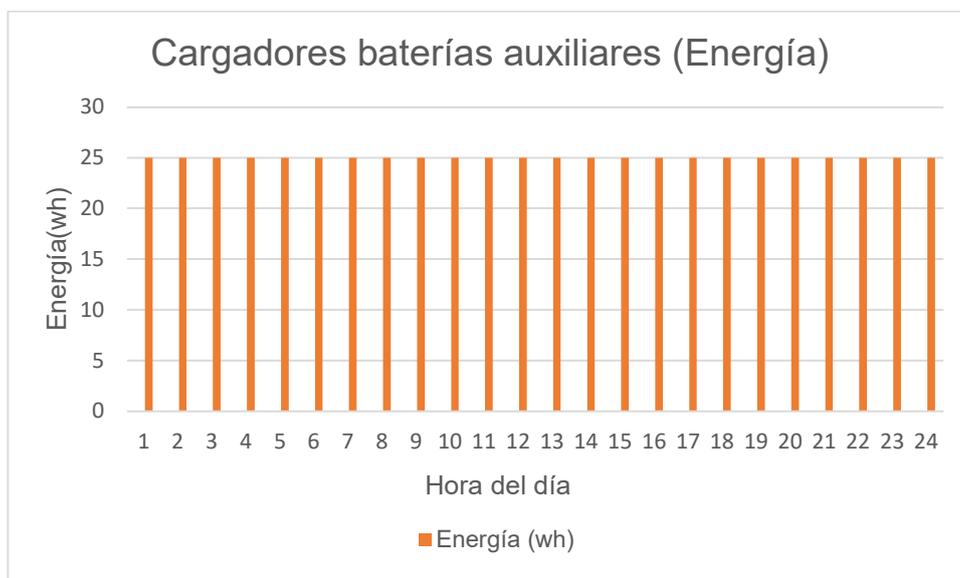


Ilustración 19: Previsión de energía para los cargadores de baterías auxiliares. Fuente: elaboración propia.

### Caldeo de bombas

Las bombas contra incendios que se van a instalar funcionan con motores de combustión interna, es decir, que la presión se consigue haciendo girar un motor diésel que arrancará con una batería de ácido-plomo contemplada en el apartado de carga de baterías auxiliares. En la instalación se exige que las bombas se encuentren disponibles en cualquier circunstancia, es por ello que necesitan estar a la temperatura de funcionamiento en todo momento y esto se consigue gracias a unas resistencias de caldeo que mantendrán la temperatura del líquido refrigerante a la temperatura de trabajo del motor de la bomba.

La potencia de cada resistencia de caldeo es de 700 W, en la instalación habrá dos resistencias una para cada bomba.

Para determinar el consumo de cada resistencia se realiza una prueba experimental, ya que el fabricante no dispone de ensayos para esta situación concreta. La prueba se realiza el día 10 de diciembre de 2020, en el mes más frío del año para obtener esta medición en las condiciones más desfavorables y consiste en calentar el circuito de refrigeración del motor térmico de una de las bombas hasta su temperatura de trabajo y conectar un medidor de consumo hasta el día 17 de diciembre de 2020 con el fin de obtener el consumo debido a las pérdidas producidas por el salto térmico entre la temperatura del ambiente y la temperatura de funcionamiento del refrigerante.

El resultado es un consumo de 26,85 kWh lo que equivale a un consumo diario de 3836 Wh. La potencia de la resistencia de caldeo es de 700 W, por lo que su equivalencia en horas de uso diario sería de 5 horas y media.

Se considerarán 700W de cada resistencia y 6 horas de consumo acumulado diario para asegurar su correcto funcionamiento. Las resistencias consumirán energía eléctrica al disminuir la temperatura del agua del circuito de refrigeración a 25°C, ya que el sensor de temperatura ubicado en dicho circuito enviará una señal a la controladora y ésta permitirá el paso de corriente a través de las resistencias.

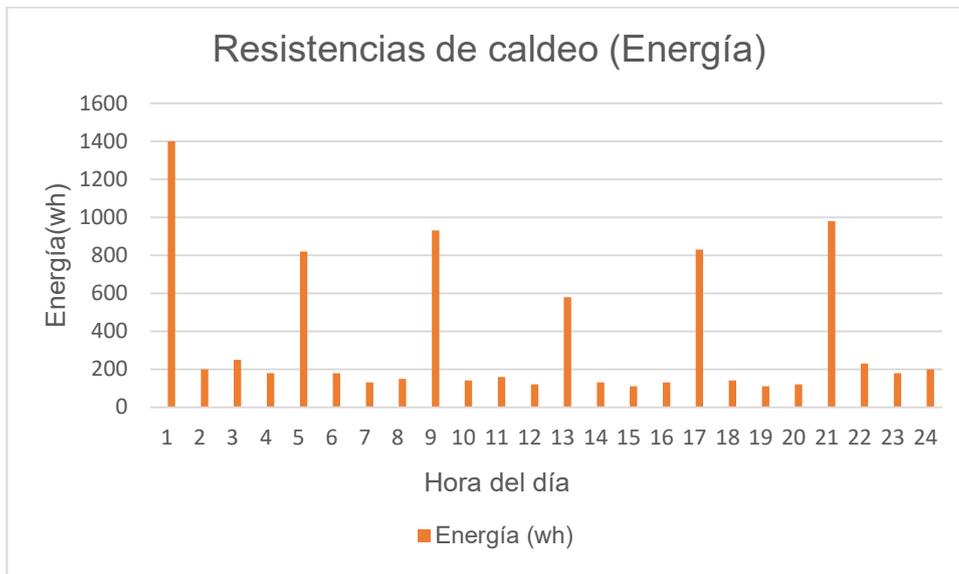


Ilustración 20: Previsión de energía para el caldeo de bombas. Fuente: elaboración propia.

### Bomba jockey

La bomba jockey es la encargada de mantener la presión en el sistema contra incendios de forma que las bombas principales no estén parando y arrancando continuamente.

La bomba jockey de la instalación tendrá una potencia de 2.2 kW, sin embargo, la bomba solo trabajará la primera vez que presurice el circuito y cuando baje la presión del circuito. La bomba está programada para cubrir pequeñas pérdidas, pero si supera los 5 minutos de uso automáticamente entran las dos bombas de presión que funcionan mediante un motor térmico.

Se estima a continuación el perfil de energía eléctrica por horas debido a posibles dilataciones y contracciones de las tuberías además de posibles pequeñas pérdidas en el sistema, la bomba jockey funcione durante 15 minutos al día. Al ser un consumo pequeño no es relevante una posible desviación en el cálculo de la energía eléctrica consumida por la bomba jockey.

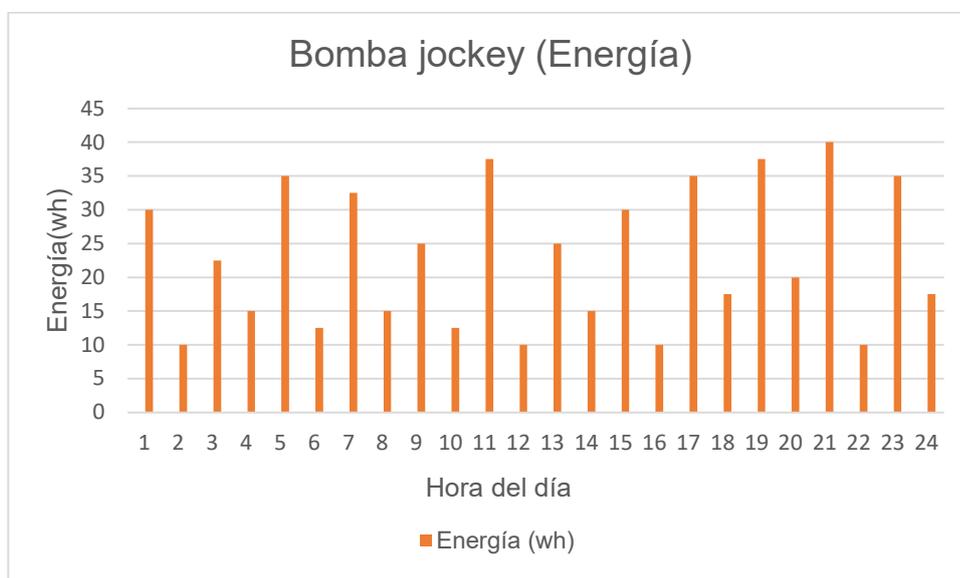


Ilustración 21: Previsión de energía para la bomba jockey. Fuente: elaboración propia.

### Báscula

En el recinto se dispondrá de una báscula destinada a pesar los camiones antes y después de la descarga de residuos con el fin de medir el peso del plástico en el almacén.

La báscula tiene una potencia de 60W y estará en uso unas 6 horas al día.

La distribución de las horas no va a ser relevante a la hora de dimensionar la instalación solar debido a la poca energía diaria requerida por la báscula.

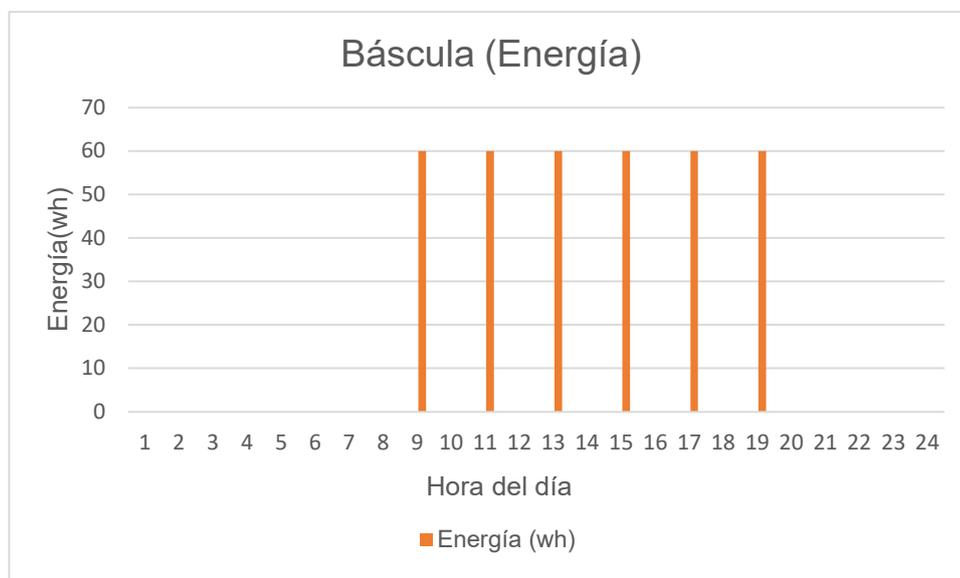


Ilustración 22: Previsión de energía para la báscula. Fuente: elaboración propia.

### Tabla resumen de la previsión estimada de cargas

Previsión de cargas en el mes más desfavorable			
Tipo de carga	Potencia (W)	Horas diarias(h)	Consumo diario (Wh)
Alumbrado exterior	2400	6	14400
Ordenador 1	220	14	3080
Ordenador 2	220	24	5280
Aire acondicionado	800	12	9600
Alumbrado interior	100	15	1500
Bomba jockey	2200	0,25	550
Router	30	24	720
Caldeo bomba 1	750	6	4500
Caldeo bomba 2	750	6	4500
Cargadores baterías auxiliares	25	24	630
Báscula	60	6	360
<b>Total</b>	<b>7555</b>		<b>45120</b>

Tabla 1: Previsión de consumos de la instalación. Fuente: Elaboración propia

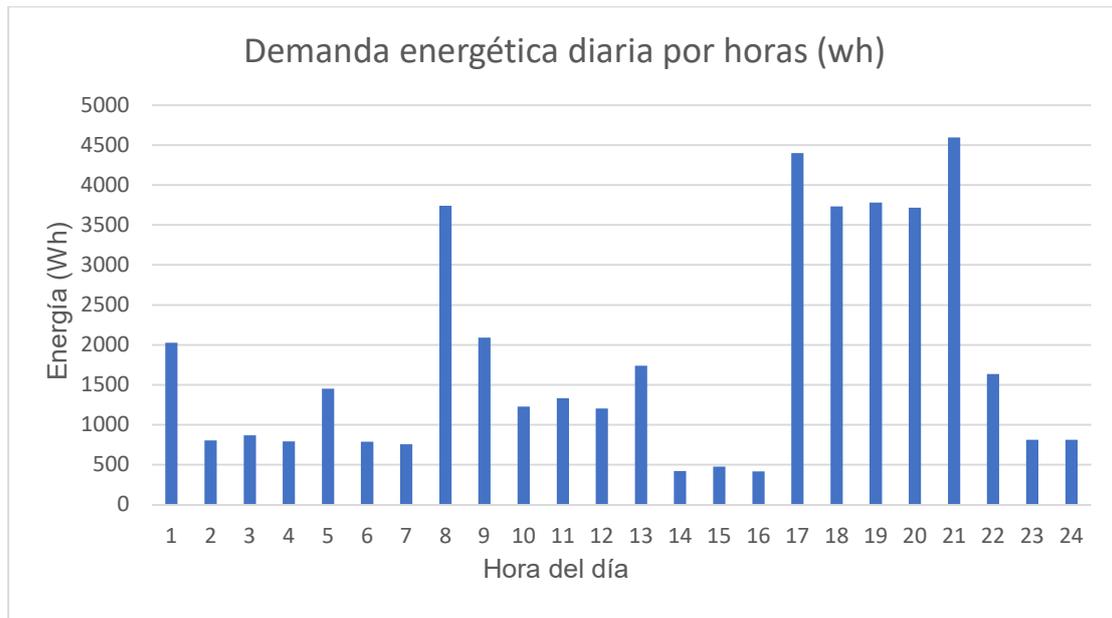


Ilustración 23: Previsión de demanda energética diaria. Fuente: Creación propia.

En la ilustración 23 se muestra la demanda energética de la instalación en función de la hora del día. Se puede observar a simple vista que existe una concentración elevada de la demanda de consumos entre las 17:00 y las 21:00, esto exigirá un sobredimensionamiento de las baterías para compensar dichas horas, ya que no habrá posibilidad de utilizar la energía generada por los paneles directamente debido a la ausencia de recurso solar en dichas horas en invierno (mes más desfavorable para la producción de una instalación fotovoltaica).

## 8. Análisis de alternativas

Al tratarse de una ubicación en la cual no existe previamente ningún tipo de instalación eléctrica se van a valorar posibles soluciones que puedan satisfacer tanto la demanda de potencia como la demanda de energía del almacén de residuos. En concreto se valoran 3 posibles proyectos de instalación:

- Proyecto de instalación a red.
- Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red.
- Proyecto de instalación eólica aislada de red.

### 8.1. Instalación a red

La propuesta de conexión a red tiene inconvenientes tanto económicos, al localizarse a más de 1 kilómetro el punto de acceso a red más cercano, como legislativos, ya que al tratarse de una localización ubicada en una vereda el ayuntamiento no concede los permisos para el inicio de la instalación.

La instalación se planteó desde un principio con conexión a la red eléctrica, para ello se realizó un pequeño estudio y se calculó un presupuesto provisional teniendo en cuenta que la distancia al entronque con la torre más cercana se encontraba a más de 1km de distancia.

Para asegurar la correcta protección de la línea eléctrica y limitar la caída de tensión de la misma, Iberdrola no permite la ejecución de proyectos de líneas en baja tensión de tanta distancia, es por ello que se hace necesario que la instalación disponga de un transformador, por lo que desde la torre eléctrica más próxima hasta el transformador (pasando por el centro de seccionamiento independiente) ubicado en la entrada de la parcela de la instalación, la línea deberá ser de 20kV.

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a 118.359,40€, se adjunta en la ilustración 24 la relación de materiales necesarios para su ejecución.

El trámite administrativo para la obtención del permiso de inicio para la ejecución de la obra fue denegado en varias ocasiones por discurrir la nueva línea en un terreno considerado como vereda en el cual están protegidos la flora y la fauna.

Después de varios meses de trámites se consideró la opción de un posible proyecto de una instalación fotovoltaica aislada de red debido a la necesidad del inicio de la actividad en el almacén de residuos.

Por todo esto se descartó la instalación a red y se valoraron instalaciones aisladas de red como solución a la necesidad del inicio de la actividad en el emplazamiento.

Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en una planta de almacenamiento de residuos

Npda	Med	Descripcion	Uds.	€/ud	Total
<b>LINEA IBERDROLA EMPALMES E/S HASTA CSI (EMPLAMES NO INCLUIDOS)</b>					
		ml Cable HEPRZ1 1x240mm <sup>2</sup> AL 12/20kV	6510		
		ud Kit terminales enchufable acodado T 400A	2		
		ml Placa peligro 1m	215		
		ml Tubo canalizacion d. capa 160mm rojo	6490		
		ud Material auxiliar de conexionado	1		
		ud Montaje y conexionado	1		
1		Total partida	1	59.964,50 €	59.964,50 €
<b>CENTRO DE SECCIONAMIENTO INDEPENDIENTE</b>					
		ud Edificio ECS-24 para RM62I2Q	1		
		ud Celda compacta Efacec 2I2Q	1		
		ud Carteles de peligro	1		
		ud Material auxiliar de conexionado	1		
		ud Montaje y conexionado	1		
1		Total partida	1	35.483,90 €	35.483,90 €
<b>PUESTA A TIERRA CSI</b>					
		ud Pica cobre 1,5m 14mm Cu	10		
		ud Grapa BCP	10		
		ml Cable 1x50mm <sup>2</sup> Cu desnudo	40		
		ud Material auxiliar de conexionado	1		
		ud Montaje y conexionado	1		
1		Total partida	1	476,00 €	476,00 €
		ud Estancias personal	16		
		ud Desplazamientos	2		
		ud Dietas con pernoctacion	16		
1		Total partida	1	2.910,00 €	2.910,00 €
1		<b>Obra civil para la instalación eléctrica</b>			
		ud Obra civil necesaria para el montaje de la instalación eléctrica completa, incluye excavación de la zanja para la inserción de los conductores de la línea, posterior compactación del relleno, medidas colectivas de protección y pequeña obra civil asociada al CSI y el CT	1		
1		Total partida	1	19.525,00 €	19.525,00 €
<b>TOTAL PRESUPUESTO EJECUCION</b>					<b>118.359,40 €</b>

Ilustración 24: Presupuesto de la instalación con conexión a la red eléctrica. Fuente: DYAC

## 8.2. Instalación fotovoltaica aislada

Por otra parte, la propuesta de una instalación fotovoltaica se debe estudiar para valorar la viabilidad económica de la misma teniendo en cuenta que las baterías deberían renovarse en el período de tiempo que recomiende el fabricante de las mismas, así como realizar un mantenimiento periódico de la propia instalación.

La propuesta de la instalación fotovoltaica aislada es la que a priori parece tener más ventajas ya que la principal desventaja de este tipo de instalaciones radica en su elevada inversión inicial, que en este caso concreto se puede equiparar a la inversión que habría que realizar si se optara por la propuesta de conexión a red.

El primer cálculo de la instalación se realiza mediante el software PVSYST, el cual nos proporciona una estimación de la potencia del campo solar y de las baterías para almacenar de la energía.

Obtenemos a través del software PVSYST una vez introducidos los valores calculados de potencia y energía requeridos por la instalación un valor recomendado de intensidad de baterías de 3300Ah a una tensión de 48 voltios, lo que equivale a un almacenaje de energía de baterías de 158,4kWh con un margen de 3 días de autonomía.

$$3300Ah \times 48V = 158,4kWh$$

Cada batería tiene una capacidad de almacenamiento nominal de 2,4kWh por lo que necesitaríamos 66 baterías.

$$\frac{158,4kWh}{2,4kWh} = 66 \text{ (número de baterías necesarias)}$$

En cuanto al campo solar el programa calcula la potencia necesaria para cubrir las necesidades energéticas teniendo en cuenta la desviación de radiación solar anual de los últimos 30 años de radiación solar, en este caso la potencia media es de 15,4kWp y el peor año requeriríamos de una potencia de 15,8kWp.

Estos parámetros están definidos por unas pérdidas totales del sistema de un 20%, se estudiará si este valor se ajusta con el de la instalación real.

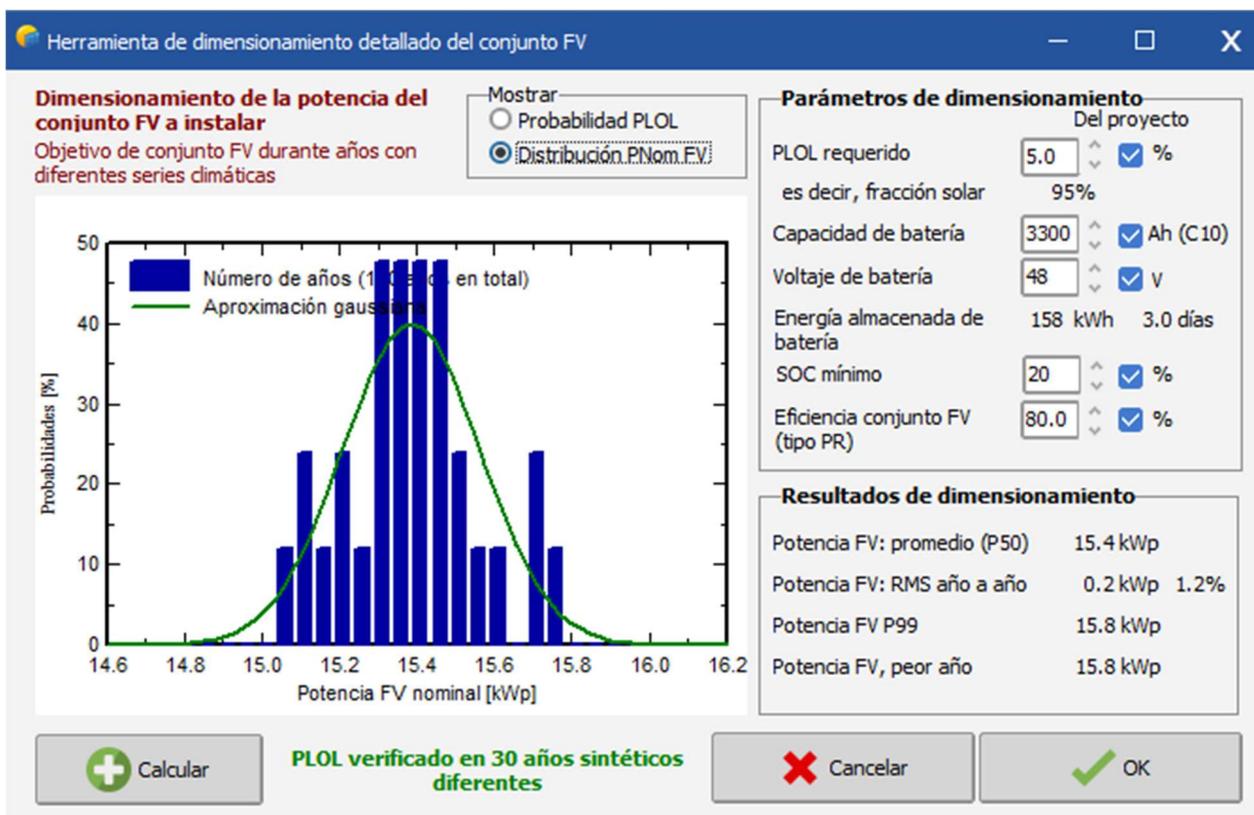


Ilustración 25: Cálculo de la instalación mediante el programa PVSYS. Fuente PVSYS

### 8.3. Instalación eólica aislada

Las instalaciones eólicas aprovechan la energía cinética del viento para hacer girar un generador que a su vez transforma esta energía cinética en energía eléctrica.

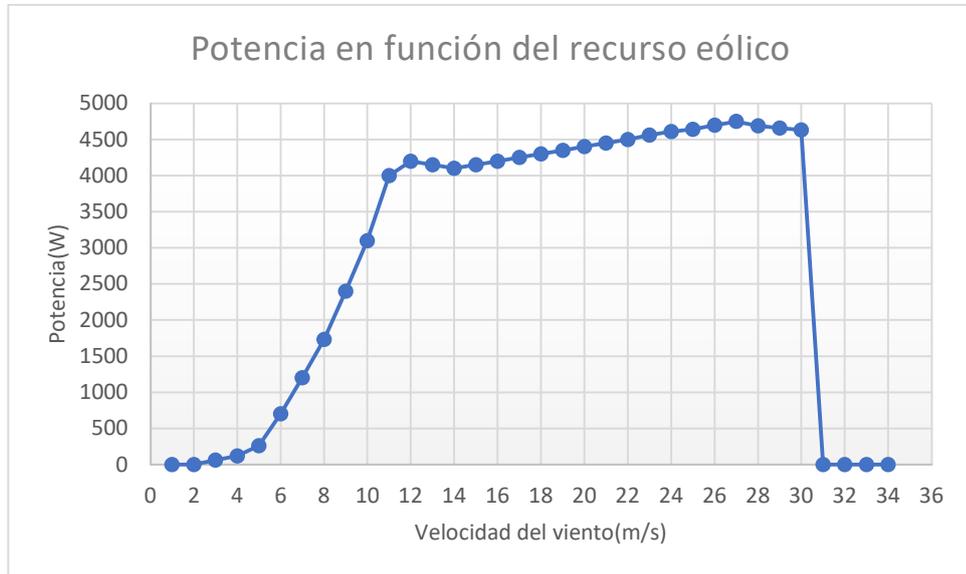
La viabilidad de un proyecto eólico está directamente relacionada con el recurso eólico disponible en la ubicación del emplazamiento. A continuación, se adjunta en la tabla 2 dicho recurso eólico en función del mes:

	Velocidad del viento(m/s)	Energía (kWh/día)	Energía (kWh/mes)
Enero	6,0	34,9	1081
Febrero	6,1	36,5	1031
Marzo	5,6	28,8	893
Abril	4,8	18,4	551
Mayo	4,0	10,4	324
Junio	3,0	4,2	125
Julio	3,5	6,7	208
Agosto	3,1	4,8	148
Septiembre	3,4	6,4	193
Octubre	4,3	13,2	409
Noviembre	5,6	28,8	864
Diciembre	6,0	34,9	1081
Media	4,6	19,0	578

Tabla 2:Recurso eólico en la ubicación del emplazamiento. Fuente: estación meteorológica de Tarancón

## MEMORIA

El generador eólico seleccionado para la instalación es de la marca Enair, en concreto el modelo 70Pro con una potencia nominal de 4kW. Este generador en concreto es operativo con velocidades de viento entre 2 y 30 m/s.



*Ilustración 26: Potencia del generador en función de la velocidad del viento. Fuente: Enair*

En la ilustración 23 se aprecia que el generador necesita una velocidad de viento de al menos 11m/s para poder generar la potencia nominal del mismo.

La velocidad media anual obtenida de los datos de la estación meteorológica de Tarancón es de 4,6 m/s por lo que claramente se aprecia que el generador solo podrá aportar potencias de menos de 700W lo que supone menos de un 18% de su potencia nominal, por tanto, sería necesario sobredimensionar la instalación para cubrir la demanda de energía y potencia lo que encarecería considerablemente la instalación.

Tras este pequeño estudio se decide abandonar esta propuesta por no ser viable al no cumplir con los requisitos mínimos en cuanto a recurso eólico.

#### 8.4. Instalación seleccionada

La decisión final de la selección del tipo de instalación la toma el cliente y en este caso se decantó por la opción de la instalación fotovoltaica aislada, pero con ciertos matices.

El limitante en este caso es el presupuesto, ya que previamente el cliente había superado el presupuesto marcado para el año 2021 y demanda una solución económica viable para más adelante seguir con la inversión.

El precio de las placas solares es relativamente económico en comparación al precio de las baterías así que se propone dimensionar el campo solar, reguladores, inversores y conductores de forma que cubran la demanda de potencia y energía prevista.

El ahorro en este caso se centra en la reducción de las baterías con la intención de incrementar el número de baterías de forma progresiva.

El almacén de residuos necesita un suministro eléctrico constante y al reducir el número de baterías hay que suplir la diferencia de energía con otra fuente energética que no requiera una elevada inversión inicial. La opción que más se ajusta a las condiciones exigidas por el cliente pasa por instalar un grupo electrógeno que se programará de forma que ambos sistemas, tanto solar como el propio grupo electrógeno, puedan suministrar en todo momento la energía y la potencia demandadas.

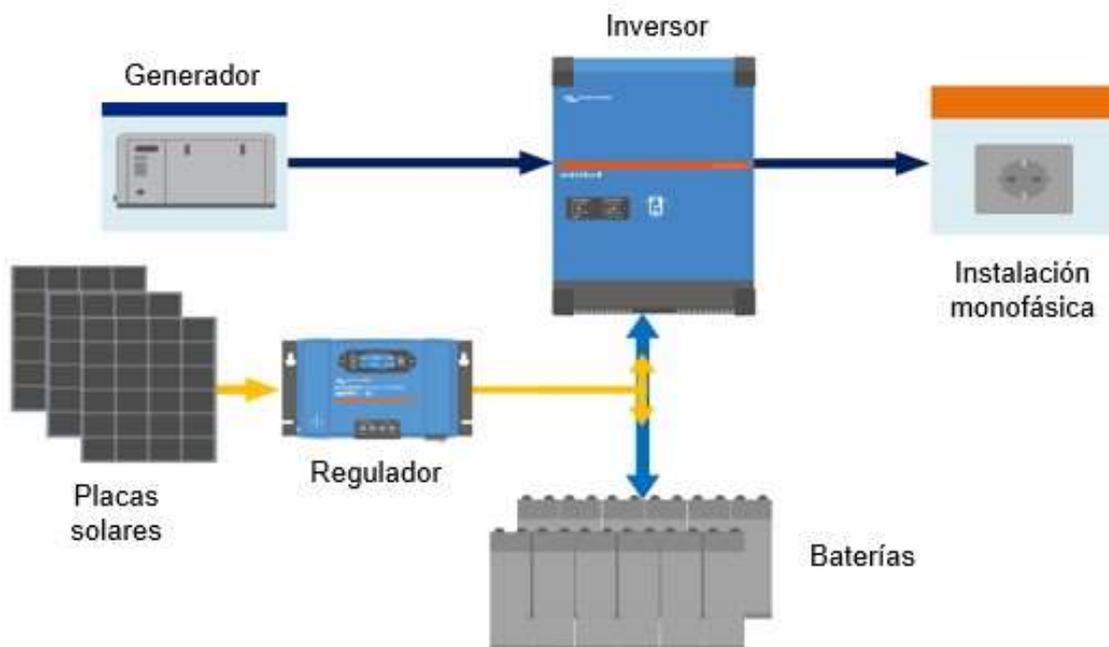


Ilustración 27: Esquema simplificado de la instalación. Fuente: Victron

## 9. Características de la instalación

A continuación, se van a exponer los elementos que conformarán la instalación, así como sus características técnicas.

### 9.1. Cargas del sistema

Las cargas del sistema han sido detalladas previamente en el punto 6.1 de este documento.

### 9.2. Módulo solar

Se ha escogido el módulo solar modelo HT60-156P del fabricante HT-SAAE. La elección del módulo ha sido el bajo coste del panel en comparación a otros teniendo en cuenta el precio por potencia unitario.

La potencia máxima de la instalación de generación solar será la calculada a través del software PVSYST en el punto 8.2 del proyecto, con ella se calcula el número de paneles de la instalación solar:

$$\frac{15,8kWh}{275Wh} = 57,45 \rightarrow 58 \text{ Módulos solares}$$

Aunque el cálculo es de 58 paneles solares, la instalación solar fotovoltaica contará con 60 paneles de silicio policristalino debido a la configuración de los soportes de los paneles solares (comentado en el punto 9.3 del proyecto). La potencia máxima de cada panel es de 275 Wp, por tanto, la potencia máxima de generación solar será de 16,5 kWp.

La conexión de los paneles se distribuirá de la siguiente forma: 4 grupos de 5 ramas en paralelo con 3 paneles en serie, por tanto, habrá 4 controladores de carga, esta configuración se justifica en el punto 9.4 del proyecto.

En cuanto a la disposición de los paneles se efectuará en una estructura que soportarán los 60 paneles. A continuación, se adjuntan las características eléctricas y físicas de los módulos solares:

Características eléctricas (STC)	
Potencia Máxima (Pmax)	275 W
Tensión en circuito abierto (Voc)	38,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,47 A
Tensión óptima de trabajo (Vmp)	31,0 V
Intensidad óptima de trabajo (Imp)	8,88 A
Eficiencia del módulo	16,9%
Tolerancia de potencia (Pmax)	+/-3%
Tolerancia de tensión (Voc)	+/-5%
Tolerancia de Intensidad (Isc)	+/-5%
Voltaje máximo del sistema	1000 V
Temperatura de funcionamiento	-40°C a 85°C

Tabla 3: Características eléctricas del módulo solar. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del fabricante

Características de temperatura	
Coeficiente de temperatura Pmax	-0.41%/K
Coeficiente de temperatura Voc	-0.32%/K
Coeficiente de temperatura Isc	0.04%/K

Tabla 4: Características de temperatura del módulo solar. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del fabricante

Se tiene por tanto las siguientes tensiones e intensidades en cada grupo de 15 módulos solares:

-Tensión de circuito abierto →	$3 \times 38,2 \text{ V} = 114,6 \text{ V}$
-Tensión de máxima potencia →	$3 \times 31 \text{ V} = 93 \text{ V}$
-Intensidad de cortocircuito →	$5 \times 9,47 \text{ A} = 47,35 \text{ A}$
-Intensidad de máxima potencia →	$5 \times 8,88 \text{ A} = 44,4 \text{ A}$

Por lo que nos situamos por debajo de la tensión máxima admisible del sistema que ha sido proporcionada por el fabricante en la etiqueta de características de los módulos solares, en este caso dicho voltaje máximo será de 1000V.

Se adjuntan las curvas de intensidad y voltaje de los paneles facilitados por el fabricante:

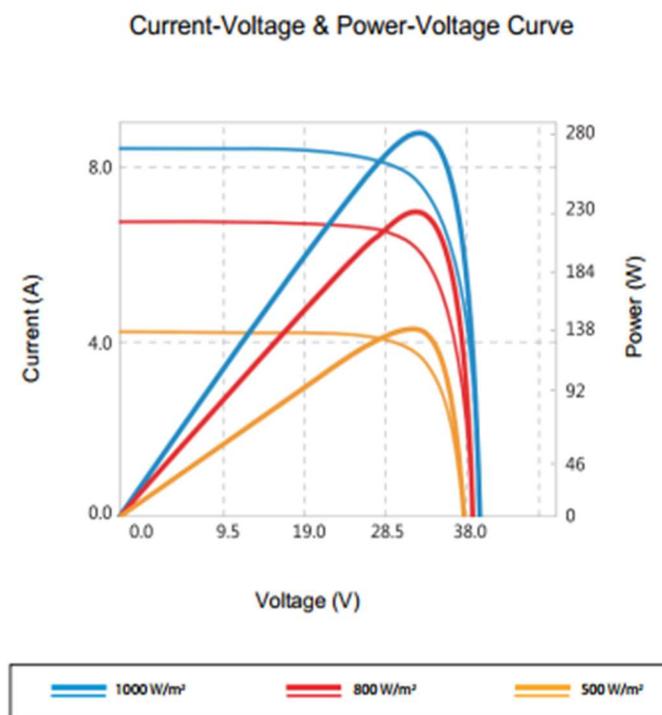


Ilustración 28: Curvas de voltaje e intensidad. Fuente: HT

### 9.3. Estructura



*Ilustración 29: Estructura de las placas solares. Fuente: Sunfer*

La estructura es estándar de la marca Sunfer para economizar y agilizar el montaje.

Se trata de un soporte fijo inclinado a 30° en el que se fijarán las placas de forma vertical. Al tratarse de una estructura estándar dispone de varios tipos de configuración desde 6 hasta 18 módulos, en el proyecto se necesitan 3 estructuras para 18 módulos y una estructura para 6 módulos.

Estructura 1: Capacidad 18 módulos

Estructura 2: Capacidad 18 módulos

Estructura 3: Capacidad 18 módulos

Estructura 4: Capacidad 6 módulos

$$18 + 18 + 18 + 6 = 60 \text{ módulos}$$

Esta es una de las razones por las que se ha optado por instalar 60 módulos solares en lugar de los 58 módulos que se habían estimado para la instalación inicialmente, ya que en este caso estéticamente había una notable diferencia al dejar estos dos huecos y el sobrecoste no era relevante al ser tan económicos los módulos solares de la instalación.

La estructura está formada por perfiles de aluminio AW 6005A T6 y pernos de acero inoxidable A2-70, además asegura la estabilidad del sistema con viento hasta 150 km/h.

Para la fijación de la estructura al suelo del terreno se prepara una cimentación en micropilote en bloques de 2 metros de profundidad, 1 metro de ancho y 1 metro de largo.

## 9.4. Reguladores

Para la elección del regulador se ha tenido en cuenta los años de garantía y la asistencia técnica ofrecida por cada fabricante para la elección del regulador más fiable, ya que la diferencia de precio entre los reguladores de distintas marcas es muy pequeño en comparación a la inversión de la instalación fotovoltaica.

Los reguladores seleccionados son de la marca Victron Energy, en concreto el modelo MPPT 150/85-TR VE.Can.

El cálculo del número de reguladores, así como el propio modelo de regulador se ha efectuado con la herramienta de cálculo que facilita la propia marca Victron Energy.



Ilustración 30: Regulador solar MPPT 150/85-TR VE.Can. Fuente: Victron

El programa consiste en un archivo Excel en el cual el fabricante nos facilita de forma visual la información necesaria para el correcto dimensionamiento del regulador. A continuación, se explica el proceso para la selección del regulador:

En primer lugar se introducen las características del módulo solar de la instalación en la hoja destinada para dicho propósito.

Una vez hemos introducido las características del panel tenemos que decidir el número de paneles en serie y en paralelo del campo solar.

El regulador que mejor se adapta a la instalación es el MPPT 150/85 al ser el que nos permite disponer del mínimo de reguladores además de ser el más económico que cumple con los parámetros de funcionamiento del sistema de seguimiento MPPT.

El regulador MPPT 150/85 permite hasta 150V de tensión máxima y 85 amperios de corriente máxima, sin embargo la potencia máxima es de 4900W referenciados a una tensión de salida de 48V, por lo que necesitaríamos al menos 4 reguladores para poder aprovechar la potencia del campo solar instalado.

Módulo FV:	HT60-156P 275W	
Cuantos módulos? En Serie:	3	En paralelo: 5
Potencia total FV @STC:	4125 Wp	
Temp. módulo FV	<input checked="" type="checkbox"/> °C	Min. -10 °C    Max. 70 °C
	<input type="checkbox"/> °F	
Regulador:	SmartSolar MPPT 150/85 Tr/Tr VE.Can/4	
Voltaje del sistema:	48 Volt	
Largo de cable entre modulo y MPPT *	15 m	
Sección:	6,0 mm <sup>2</sup>	
Voltaje max. de entrada	150 V	
Voltaje max. FV @ Temperatura min.	115,9 V	
Voltaje min. de entrada @ PMP	49,0 V	
Voltaje min. FV @ Temperatura max.	87,3 V	
Corriente max. de salida	85 A	
Corriente max. @ PMP temp. min.	83,9 A	
Corriente max. @ PMP temp. max.	84,8 A	
Configuración del módulo FV	Aceptado	

Ilustración 31: Calculadora del controlador facilitada por Victron Energy. Fuente: Victron

La configuración del campo solar está dividida en 4 grupos de 15 módulos, los cuales están configurados en 3 paneles en serie y 5 paneles en paralelo, por tanto, tendremos los siguientes valores de tensiones e intensidades (sin tener en cuenta la temperatura del módulo):

- Voltaje Voc de 114,6V (inferior al máximo del controlador de 150V)
- Voltaje Vmpp 93V (superior al mínimo del controlador de 49V)
- Corriente Icc 44,4A (inferior al máximo del controlador de 85A)

Estos parámetros de tensión e intensidad se verán afectados por la temperatura del módulo y por el algoritmo de seguimiento de máxima potencia integrado en el regulador, a continuación, se adjuntan las gráficas de tensión e intensidad del conjunto de 15 módulos en función de la temperatura calculadas haciendo uso de los parámetros de la placa solar proporcionados por el fabricante.

En la ilustración 31 se muestran los voltajes de uno de los dos grupos de 15 módulos en función de la temperatura del panel solar con la finalidad de acotar tanto el voltaje de potencia máxima (Vmpp) como el voltaje de circuito abierto del módulo (Voc).

- La línea roja representa la tensión máxima admisible por el regulador.
- Las líneas verdes representan la tensión máxima del grupo de 15 módulos en función de la temperatura (No se han representado los puntos intermedios, únicamente los extremos).
- Las líneas amarillas representan la tensión en el punto de máxima potencia del grupo de 15 módulos en función de la temperatura (No se han representado los puntos intermedios, únicamente los extremos)
- Las líneas azules representan la tensión mínima que asegura el correcto funcionamiento del algoritmo MPPT del regulador.

Para la correcta elección del regulador se ha tenido en cuenta dos condiciones:

1. La primera condición es asegurar que el voltaje máximo (Voc=115,9V) del grupo de 15 paneles no exceda de la tensión máxima admisible por el regulador (Voc max=150V).
2. La segunda condición es asegurar que el voltaje de potencia máxima (Vmpp=94,3V) del grupo de 15 paneles esté por encima de la tensión mínima que asegura el correcto funcionamiento del algoritmo MPPT del regulador (Vmpp run min=49V).

Comprobamos que ambas condiciones se cumplen.

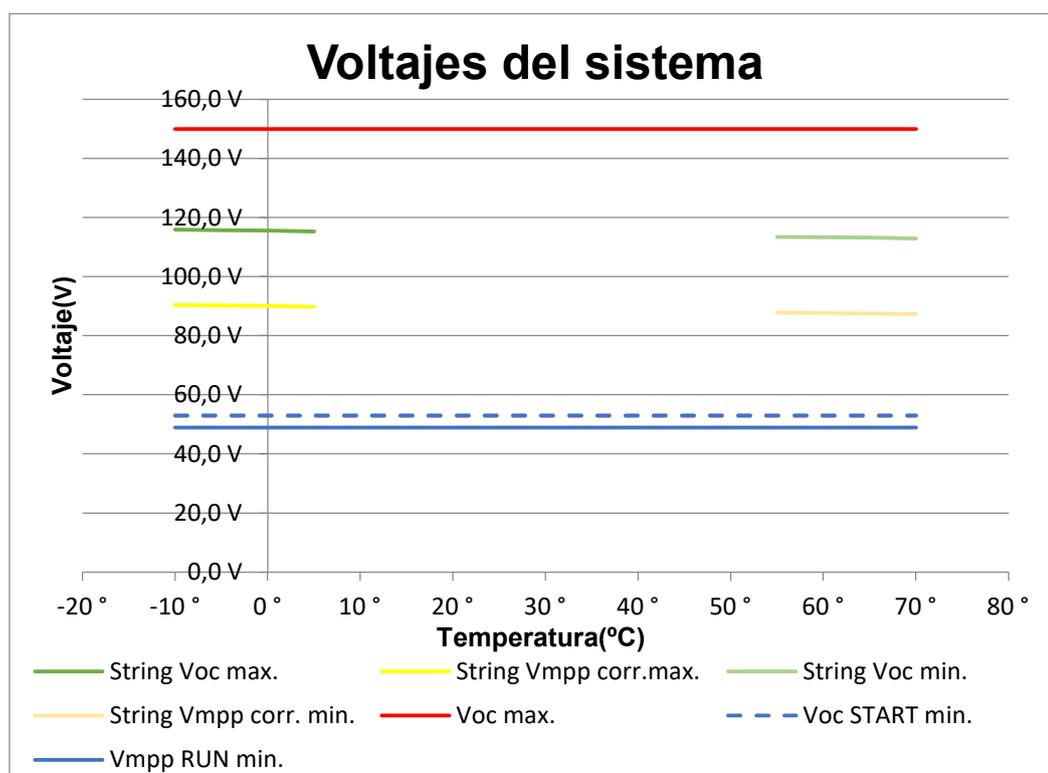


Ilustración 32: Voltajes del grupo de 15 módulos. Fuente: Victron

En la ilustración 32 se muestran las intensidades de uno de los dos grupos de 15 módulos en función de la temperatura del panel solar con la finalidad de acotar la intensidad de salida del regulador que llegará a la batería.

- La línea roja representa la intensidad máxima que el regulador es capaz de transformar utilizando el algoritmo MPPT.
- Las líneas azules representan la intensidad máxima del grupo de 15 módulos a la salida del regulador en función de la temperatura (No se han representado los puntos intermedios, únicamente los extremos).

En este caso para la correcta elección del regulador se ha tenido en cuenta la intensidad máxima de corriente que el regulador es capaz de entregar a la batería que en este caso es de 85A por lo que sí que será capaz de suministrar los 84,8A que tendríamos en la salida del regulador. En el caso de elegir el regulador inferior (70A) o superior (100A) tendríamos los siguientes resultados en la salida de carga de cada inversor:

- Caso 1 Regulador 70A:  $2 \times 70 \times 48V = 6720W$
- Caso 2 Regulador 85A:  $2 \times 84,8A \times 48V = 8140,8W$
- Caso 3 Regulador 100A:  $2 \times 84,8 \times 48V = 8140,8W$

En el caso de seleccionar el regulador de 70A obtendríamos un 17,5% menos de potencia de las placas solares, en cambio en el caso de seleccionar el regulador de 100A se asumiría un sobrecoste innecesario para la instalación al ser más económico el regulador de 85A.

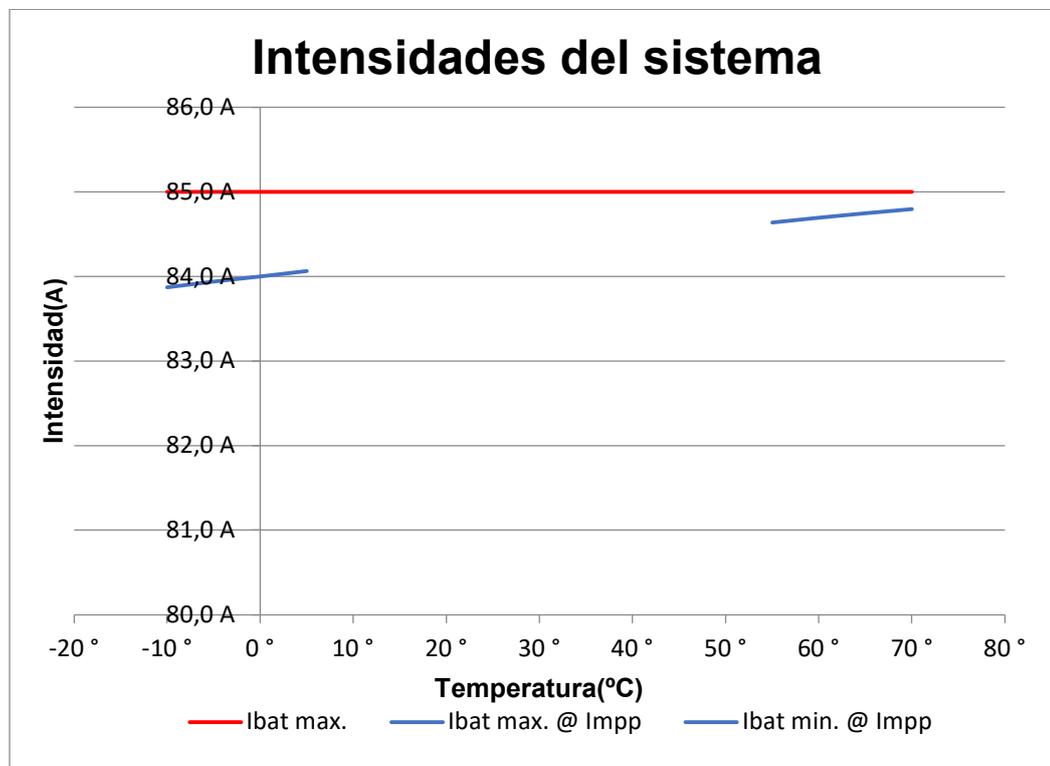


Ilustración 33: Intensidades del grupo de 15 módulos. Fuente: Victron

## 9.5. Inversor

A la hora de dimensionar el inversor se ha tenido en cuenta la potencia máxima de la instalación, así como posibles ampliaciones en la demanda de potencia o picos de potencia puntuales debido a solicitaciones requeridas por la instalación.

En este caso la potencia máxima del sistema podemos calcularla a partir de la potencia de cada consumo y teniendo en cuenta que puede haber tanto arranques como paradas de motores.

Potencia de la instalación		
Tipo de carga	Potencia (W)	Potencia de arranque (W)
Alumbrado exterior	2400	2400
Ordenador 1	220	220
Ordenador 2	220	220
Aire acondicionado	800	1700
Alumbrado interior	100	100
Bomba jockey	2200	3470
Router	30	30
Caldeo bomba 1	750	750
Caldeo bomba 2	750	750
Cargadores baterías	180	180
Báscula	60	60
<b>Total</b>	<b>7710</b>	<b>9880</b>

Tabla 5: Potencia de la instalación solar. Fuente: Elaboración propia

La instalación necesita una potencia de 7710 W (para esta consideración se tiene en cuenta el caso más desfavorable, es decir que todos los posibles consumos estén funcionando a la vez).

También se considera la posibilidad de conectar todos los equipos de consumo a la vez para el cálculo de potencia máxima instantánea.

Se seleccionará el modelo de la marca Victron Energy que mejor se ajuste a las necesidades de la instalación. Para la elección de esta marca en concreto, se ha priorizado tanto la garantía del fabricante como la fiabilidad del sistema en contraposición con la mayor parte de gastos del sistema que se han orientado más al coste económico final de la instalación.

El fabricante ofrece varios inversores/cargadores (3000VA, 5000VA, 8000VA, 10000VA y 15000VA) y el que mejor se ajusta a las necesidades del sistema es el inversor de 8000VA, ya que el modelo de 5000VA no cumpliría con la potencia mínima requerida mientras que el modelo de 10000VA estaría sobredimensionado, lo que repercutiría directamente sobre el precio de la instalación y en este caso el cliente prefiere no exceder más el gasto económico.

La bomba Jockey arrancará en casos muy puntuales, por lo que se puede considerar que la potencia nominal requerida por la instalación será inferior a 5510W, ya que el inversor de 8000VA podría suministrar hasta 16000W de forma puntual en caso de que la bomba Jockey arrancara coincidiendo con todas las cargas funcionando a la vez.

En la tabla 6 se adjuntan las características eléctricas del inversor en la cual se observa que dicha potencia(5510W) puede ser suministrada por el inversor incluso a una temperatura de 40°C.

En la ubicación de la instalación la temperatura máxima en los meses de verano será inferior a 40°C como se puede apreciar en la Ilustración 9 obtenida del centro meteorológico de Tarancón



Ilustración 34: Inversor Quattro 8000 de Victron Energy. Fuente: Victron

Características del inversor	
Rango de tensión de entrada	38-66 V
Frecuencia de entrada	50Hz ± 1%
Tensión de salida	230V ± 2%
Potencia de salida a 25°C	8000 VA
Potencia de salida a 40°C	6000 W
Pico de potencia	16000 W
Eficacia máxima	96%

Tabla 6: Características del inversor: Fuente: Victron

Características del cargador	
Tensión de carga de absorción	57,6 V
Tensión de carga de flotación	55,2 V
Modo de almacenamiento	52,8 V
Corriente de carga de la batería auxiliar	110 A
Corriente de carga de la batería de arranque	4 A

Tabla 7: Características del cargador. Fuente: Victron

## 9.6. Generador eléctrico

Una de las condiciones necesarias de la instalación eléctrica que se ha requerido por parte del cliente es que se garantice en todo momento la continuidad de energía eléctrica salvo avería.

Otra condición ha sido la optimización económica de la instalación reduciendo todo lo posible los costes de la misma en la medida de lo posible.

Es por ello que se ha considerado la instalación de un grupo electrógeno que sea capaz de suplir las necesidades energéticas de la instalación, ya que al haber reducido al mínimo el número de baterías se hace imprescindible un grupo de apoyo que garantice el suministro eléctrico.

La potencia nominal del generador se determina teniendo en cuenta la potencia nominal del inversor seleccionado, que en este caso es de 8KVA.



Ilustración 35: Grupo electrógeno. Fuente: Tecnoplus

El grupo electrógeno se ha configurado de forma que asegure el suministro ininterrumpido de energía eléctrica a la instalación.

En concreto se han configurado arranques automáticos del grupo si en la instalación se da una o ambas condiciones:

- Si el porcentaje de las baterías es igual o inferior al 20%: En este caso arrancará el grupo electrógeno que está conectado al inversor/cargador solar Victron. El generador producirá 8kW de potencia de la siguiente forma: Por una parte, aportará la potencia eléctrica demandada en ese instante y con el exceso de potencia restante cargará las baterías, es decir, que el grupo aportará 8kW de potencia y los distribuirá automáticamente al inversor (demanda instantánea de la instalación) y al cargador (carga de las baterías de litio de la instalación solar). Por ejemplo, si la demanda de potencia fuese de 3kW:

$$\text{Carga baterías} = 8kW(\text{grupo}) - 3kW(\text{demanda}) = 5kW$$

- Si la potencia demandada por la instalación eléctrica es superior a 6kW durante más de 45 segundos: En este caso arrancará el grupo electrógeno y actuará de la misma forma que en el caso anterior.

Además, se han configurado condiciones de parada del grupo si se cumplen las siguientes dos condiciones:

- Si el porcentaje de las baterías es igual o superior al 60%.
- Si la potencia demandada por la instalación eléctrica es inferior a 4kW durante más de 45 segundos.

En este caso se deben cumplir ambas condiciones para que se ejecute la orden de parada del grupo electrógeno, si por ejemplo una de las dos condiciones no se cumpliera, el grupo electrógeno seguirá funcionando.

La programación de la configuración anterior se realiza mediante la interfaz de la Color Control de Victron de la cual se adjunta su manual de uso junto a las especificaciones de la misma en el Anexo III (información técnica y manuales) en el que se detalla los tipos de configuración.



Ilustración 36: Color control de la marca Victron. Fuente: Victron Energy

## 9.7. Protecciones

Con el fin de proteger nuestra instalación contra cortocircuitos y sobrecargas, se instalarán una serie de protecciones que eviten el daño a los aparatos.

- Los cuadros de corriente continua cuentan con una protección mediante un fusible de 15 Amperios en cada string de entrada, además consta de un descargador de sobretensiones y un seccionador. Estas protecciones limitaran la intensidad de que llega al regulador y con ello a las baterías, realizando así una protección de la instalación, incluido cableado, que va desde los módulos a las baterías, pasando por el regulador. Para evitar corrientes de retorno en los paneles, estos llevarán asociados diodos de bloqueo.
- Entre los reguladores y las baterías se instalarán fusibles de 100 Amperios que se instalarán a la salida de los reguladores.
- Para proteger el inversor por el lado de corriente continua, se colocarán fusibles de 200 Amperios aguas arriba del inversor, con el fin de proteger este dispositivo ante un posible fallo.
- Para proteger la línea de alimentación entre el inversor y el cuadro general de alimentación, se instalará un interruptor automático de 32 Amperios de dos polos. También se colocará un diferencial de 40 Amperios y 2 polos.
- Además, habrá que proteger el inversor desde el lado del generador. En este caso colocaremos un interruptor automático y un diferencial idénticos a los anteriores.

## 9.8. Conductores

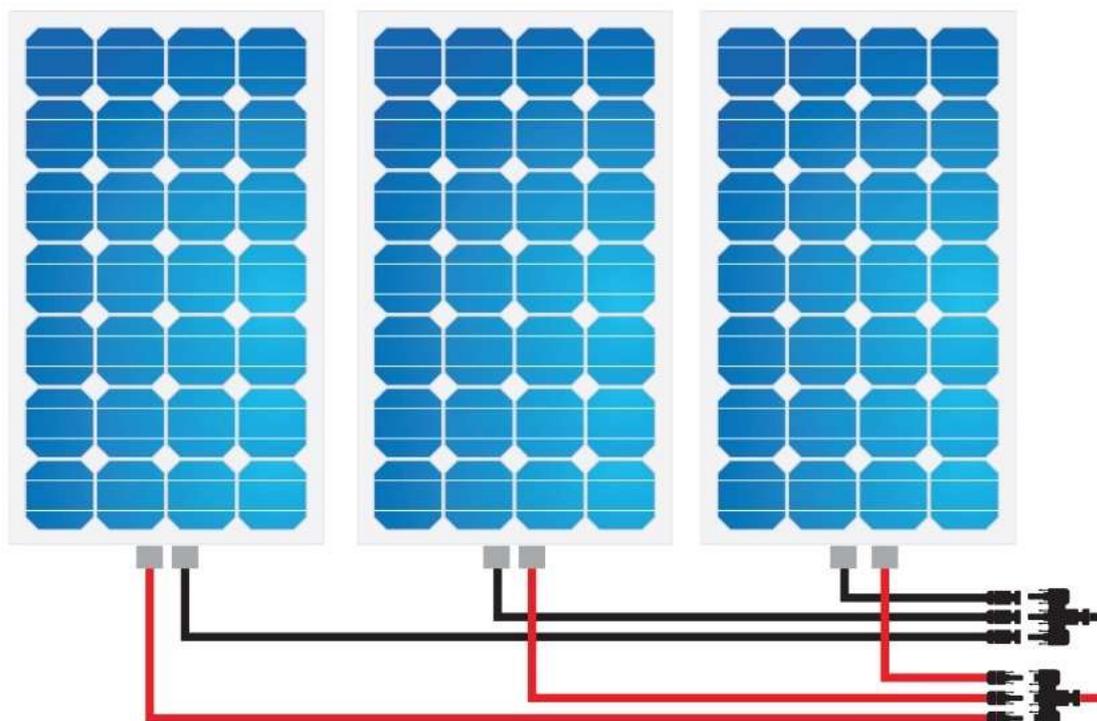
La instalación estará diferenciada en este aspecto en dos partes:

Por un lado, se encuentra la instalación en corriente continua y por otro lado la parte de corriente alterna.

A continuación, se procede a describir brevemente ambos circuitos y se adjunta la relación de las secciones de cada una de las líneas de la instalación en la tabla 8.

### Circuito de Corriente Continua

Partiendo desde las placas solares, éstas se deben conectar unas con otras, para ello se utilizará Cable solar PV ZZ-F/H1Z2Z2-K de dos colores para diferenciar el polo positivo (color rojo) del polo negativo (color negro).



*Ilustración 37: Conexión en paralelo de placas solares. Fuente: Generatuluz*

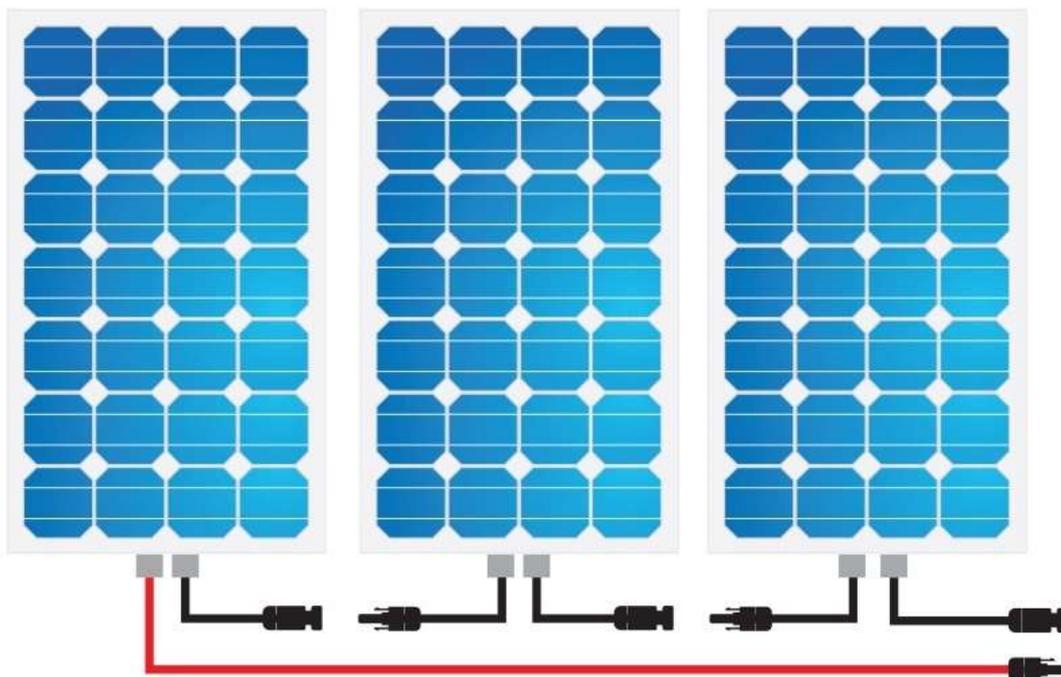


Ilustración 38: Conexión en serie de placas solares. Fuente: Generatuluz

Tanto los voltajes como las intensidades del conjunto de módulos que van a cada regulador se han calculado en el punto 9.4 cuyo título es: Reguladores.

También se utilizará el Cable solar PV ZZ-F/H1Z2Z2-K en el circuito que une los 4 grupos de 15 paneles con su respectivo cuadro de corriente continua y en el circuito entre cada cuadro de corriente continua y su regulador.

En este caso también se utiliza el mismo tipo de cable solar para la conexión del regulador con el grupo de baterías de litio que se utilizarán para el almacenamiento de la energía eléctrica producida por los paneles solares y la conexión del grupo de baterías con el inversor.

Por último, para la conexión de las baterías de litio en paralelo se utilizará el cable proporcionado por el fabricante que nos asegura una intensidad máxima de 120 Amperios.



Ilustración 39: Cables de interconexión de las baterías de litio. Fuente: Greenheiss

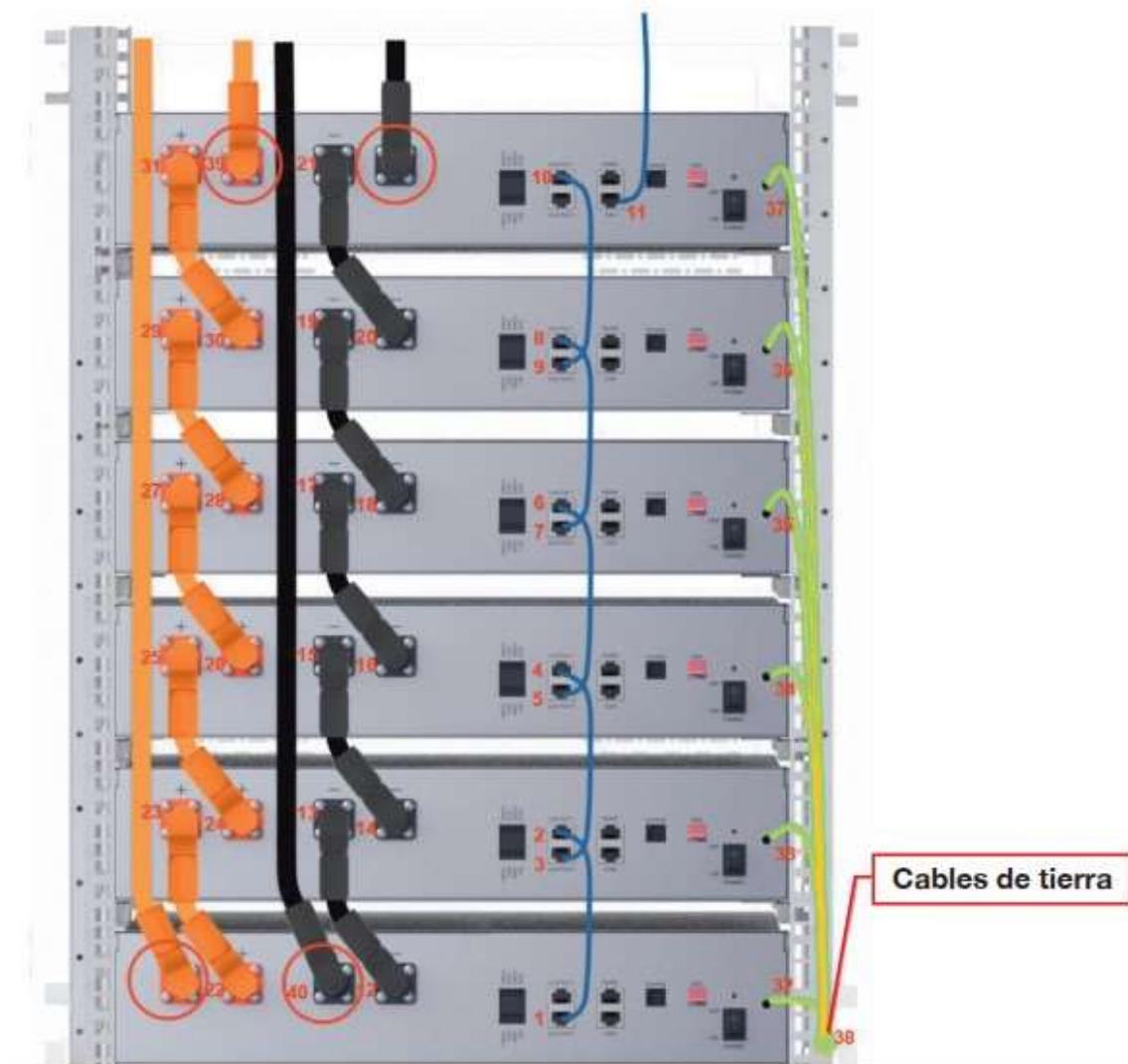


Ilustración 40: Conexión en paralelo de las baterías de Litio. Fuente: Greenheiss

### Circuito de Corriente Alterna

Los conductores de la parte de alterna serán de cobre y de tipo H07Z1-K libre de halógenos con las siguientes características:

- Aislamiento: Material termoplástico tipo TIZ1 libre de halógenos, reducida emisión de humos y resistente a las condiciones del incendio
- Conductor: Cobre electrolítico clase V
- Tensión nominal: 450/750V
- Tensión de ensayo 2500V

Tabla resumen de las secciones de los conductores de la instalación solar:

Circuito	Int.(A)	Criterio I.max(mm <sup>2</sup> )	Criterio CDT(mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	Sección(mm <sup>2</sup> )	CDT (%)
P1-DC1	8,88	2,5	No aplica	7	6	0,39
P2-DC2	8,88	2,5	No aplica	10	6	0,55
P3-DC3	8,88	2,5	No aplica	13	6	0,71
P4-DC4	8,88	2,5	No aplica	16	6	0,89
DC1-R1	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC2-R2	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC3-R3	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC4-R4	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
R1-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R2-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R3-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R4-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
Bat-Bat	160,6	2x(25)	No aplica	0,5	2x(35)	0,08
Bat-Inv	157,4	2x(25)	No aplica	2	2x(25)	0,47
Inv-CGMP	32,84	10	2,5	5	10	0,25
Gen-Inv	34,78	10	2,5	5	10	0,27

Tabla 8: Secciones de conductores de la instalación solar. . Fuente: elaboración propia.

### Leyenda

P1 → Grupo 1 de módulos solares

P3 → Grupo 3 de módulos solares

DC1 → Cuadro 1 de corriente continua

DC3 → Cuadro 3 de corriente continua

R1 → Regulador solar Victron 1

R3 → Regulador solar Victron 3

Bat → Baterías de litio GreenHeiss 2,4

CGMP → Cuadro general de mando y protección

P2 → Grupo 2 de módulos solares

P4 → Grupo 4 de módulos solares

DC2 → Cuadro 2 de corriente continua

DC4 → Cuadro 4 de corriente continua

R2 → Regulador solar Victron 2

R4 → Regulador solar Victron 4

Inv → Inversor Victron Quattro 48/8000

Gen → Grupo eléctrico TecnoPlus

## 9.9. Acumuladores



*Ilustración 41: Modelo de batería de acumulación Greenheiss. Fuente: Greenheiss*

La instalación requiere una energía y potencia eléctricas disponibles en cualquier instante, es por ello que en este tipo de instalación en la que no se tiene acceso a la red eléctrica es necesario la utilización de algún sistema de almacenamiento de energía.

Las baterías de la instalación fotovoltaica, también llamadas acumuladores, tienen como finalidad el almacenamiento de la energía fotovoltaica excedente que resulta de la diferencia entre la potencia generada a través de los módulos solares y la potencia demandada por la instalación eléctrica.

El cálculo inicial de las baterías se ha efectuado teniendo en cuenta una reserva de 3 días de abastecimiento energético de las baterías a la instalación eléctrica, es decir, que las baterías son capaces de proporcionar la demanda eléctrica de la instalación sin carga solar durante 3 días.

No obstante, el presupuesto del promotor es bastante limitado para el año en curso, por lo que se ha optado por instalar un grupo electrógeno diésel que aportará la energía y potencia eléctricas de la instalación en caso de no ser suficiente la energía almacenada en las baterías de litio.

Por lo tanto, con el fin de reducir costes se ha optado por instalar únicamente 10 baterías de litio lo que reduce considerablemente el presupuesto y permite instalar el grupo electrógeno para suplir la potencia y energía que faltará en la instalación.

Se ampliará el número de baterías a razón de 20 baterías al año hasta llegar a 50 baterías en lugar de las 67 que se había calculado inicialmente. Esto se debe a que el grupo electrógeno asegurará la demanda energética los días en los que no se haya generado suficiente energía eléctrica con los módulos fotovoltaicos.

La demanda de energía diaria media estimada de la instalación reflejada en la tabla 1 de este documento es de 45,12 kWh y las baterías son de 2,4 kWh, pero se limita su descarga hasta el 20% por lo que la capacidad real de cada batería será:

$$2,4 \text{ kWh} \times 0,8 = 1,92 \text{ kWh}$$

$$2 \text{ días} \times \frac{45,12 \text{ kWh}}{1,92 \text{ kWh}} = 47 \text{ Baterías}$$

Con esta capacidad real de cada batería y para una autonomía de 2 días necesitaremos 47 baterías, pero debido a pequeñas pérdidas y la degradación futura de las baterías se seleccionan 50 baterías.

Los armarios de almacenamiento de las baterías o racks permiten albergar hasta 10 baterías, por lo tanto, no será necesario ampliar con nuevos racks si la demanda de energía eléctrica no aumenta.

$$50 \text{ Baterías} \times 2,4 \text{ kWh} \times 0,8 = 96 \text{ kWh}$$

La capacidad total real de almacenamiento de energía de las 50 baterías será de 96 kWh.

$$\frac{96 \text{ kWh}}{45,12 \text{ kWh}} = 2,13 \text{ Días}$$

La instalación dispondrá de una autonomía de algo más de 2 días.

	Año 0 (Instalación inicial)	Año 1	Año 2
Número de Baterías	10	30	50
Porcentaje de energía aportado por el grupo electrógeno	65%	30%	> 3%

Tabla 9: Número de baterías de la instalación. Fuente: Elaboración propia

La mayor parte de la energía demandada por la instalación inicialmente será cubierta utilizando el grupo electrógeno y una vez la instalación disponga de las 50 baterías el uso del grupo será prácticamente nulo, sin embargo, seguirá siendo necesario su disponibilidad en la instalación para asegurar la demanda energética de la instalación en cualquier instante.

## 9.10. Puesta a tierra

EL REBT establece, en su ITC-BT-40, que las instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Además, las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red dicen que todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. En nuestro caso, la tensión nominal es de 48 V.

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones. Además, la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

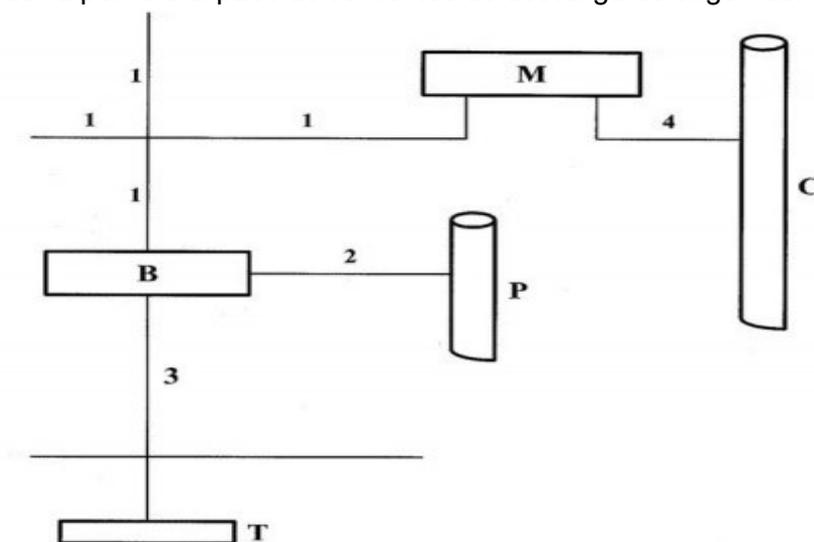


Ilustración 42: Representación esquemática de una puesta a tierra. Fuente ITC-BT-18

### Leyenda

- 1 Conductor de protección
- 2 Conductor de unión equipotencial principal
- 3 Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra
- 4 Conductor de equipotencialidad suplementaria
- B Borne principal de tierra o punto de puesta a tierra
- M Masa
- C Elemento conductor
- P Canalización metálica principal de agua
- T Toma de tierra

Partes de la instalación de puesta a tierra:

- Terreno: Absorbe las descargas
- Toma de tierra: Elemento de unión entre terreno y circuito. Está formado por electrodos colocados en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra, en los puntos de puesta a tierra.
- Conductor de tierra: Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Borne de tierra: Unión entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección que recorrerá la periferia del edificio enterrado en la cimentación a una profundidad de 2 m. Este tendrá una longitud de conductor de 15 m.

Con esta base, se procederá al cálculo de la resistencia de Puesta a Tierra de la instalación. La resistividad del terreno se considera de 500 Ω·m a efectos de cálculo teórico. El perímetro del conductor será de 15m. De esta forma, la resistencia de puesta a tierra del electrodo será de:

$$R = \frac{2\rho}{l} = 2 \times \frac{500}{15} = 66,67\Omega$$

Una vez montada la instalación de la puesta a tierra se procede a la medición de la puesta a tierra mediante un medidor, que nos muestra una resistencia de puesta a tierra de 22,5 Ohmios.

El REBT en la ITC-BT-18 establece que el valor de la resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en locales conductores, como el nuestro por estar los paneles a la intemperie.

Con una sensibilidad de los diferenciales de 30mA, hallaremos la máxima resistencia que provocara que aparezcan esos 24V. Cualquier valor por debajo de ese punto servirá.

$$R = \frac{24V}{0,003A} = 800\Omega$$

El valor de la resistencia obtenida es menor que la máxima de 800 Ω, por lo que la resistencia obtenida es correcta.

La toma de tierra de la instalación fotovoltaica deberá ser independiente de la usada para la instalación interior de corriente alterna.

## 10. Estudio de viabilidad económica

En el siguiente apartado se pretende evaluar la viabilidad económica del proyecto, para ello se va a comparar la instalación fotovoltaica aislada de red con una instalación conectada a red asumiendo las siguientes consideraciones:

- Como se ha explicado en el apartado 9 de la memoria del proyecto (acumuladores), con la finalidad de ahorrar costes en la instalación debido a las exigencias del promotor se instalarán 10 baterías inicialmente y se ampliarán a razón de 20 baterías al año hasta completar las 50 baterías que se instalarán de forma definitiva en la instalación que garantizará dos días de producción de energía eléctrica utilizando exclusivamente las baterías de litio.
- Se considerará que los problemas derivados de la instalación a red son subsanados antes de la instalación de la misma en un tiempo igual o inferior al tiempo de montaje de la instalación fotovoltaica aislada para poder compararlas de forma justa.

### 10.1. Inversión

Para evaluar la inversión de la instalación fotovoltaica aislada de red se considerará el presupuesto final del proyecto (detallado en el documento B) para el primer año al que habrá que añadir 20 baterías el segundo y tercer año de forma consecutiva.

La inversión de la instalación fotovoltaica aislada de red será por tanto de **63.153,87 €**.

Para la evaluación de la inversión de la instalación a red se considerará el presupuesto calculado en el apartado 8 (análisis de alternativas).

La inversión de la instalación fotovoltaica aislada de red será por tanto de **118.359,41 €**.

### 10.2. Gastos

Se considerarán como gastos los servicios de operación y mantenimiento de cada instalación.

Se estima el gasto de la instalación fotovoltaica aislada de red en 200€ mensuales sin considerar el desgaste de las baterías que se tendrán que renovar a los 15 años de uso de la instalación.

Por otra parte, se considera el gasto anual de la instalación a red en 550€ en concepto de revisión del transformador y las celdas de medida, 72,92€/MWh en concepto de energía y 107,34€/kW al año con impuestos incluidos y prorrateados los diferentes periodos de facturación y asumiendo la curva de consumos obtenida a partir del análisis de los mismos que se encuentra en el punto 7.1 de este documento (Previsión de potencia y energía).

Se ha considerado una tarifa estándar 6.1 TD de Iberdrola para este estudio debido al menor precio que ofrece al comprar la electricidad el alta tensión.

### 10.3. Flujo de caja de las inversiones

Instalación fotovoltaica								
Año	Inversión inicial	Energía anual (kWh)	Energía grupo(kWh)	Precio energía grupo	Gastos al año	Total anual	Coste baterías	Gasto acumulado
0	63.153,87 €	16468,8	0	0 €	0 €	0 €	0,00 €	63.154 €
1	0,00 €	16468,8	11528,16	4.611 €	2.424 €	7.035 €	26.992,79 €	97.182 €
2	0,00 €	16468,8	4940,64	1.976 €	2.448 €	4.424 €	26.992,79 €	128.599 €
3	0,00 €	16468,8	329,376	134 €	2.473 €	2.606 €	0,00 €	131.206 €
4	0,00 €	16468,8	329,376	134 €	2.497 €	2.632 €	0,00 €	133.838 €
5	0,00 €	16468,8	329,376	135 €	2.522 €	2.658 €	0,00 €	136.495 €
6	0,00 €	16468,8	329,376	136 €	2.548 €	2.683 €	0,00 €	139.178 €
7	0,00 €	16468,8	329,376	136 €	2.573 €	2.710 €	0,00 €	141.888 €
8	0,00 €	16468,8	329,376	137 €	2.599 €	2.736 €	0,00 €	144.624 €
9	0,00 €	16468,8	329,376	138 €	2.625 €	2.763 €	0,00 €	147.387 €
10	0,00 €	16468,8	329,376	138 €	2.651 €	2.790 €	0,00 €	150.176 €
11	0,00 €	16468,8	329,376	139 €	2.678 €	2.817 €	0,00 €	152.993 €
12	0,00 €	16468,8	329,376	140 €	2.704 €	2.844 €	0,00 €	155.837 €
13	0,00 €	16468,8	329,376	141 €	2.731 €	2.872 €	0,00 €	158.709 €
14	0,00 €	16468,8	329,376	141 €	2.759 €	2.900 €	0,00 €	161.609 €
15	0,00 €	16468,8	329,376	142 €	2.786 €	2.928 €	13.497,20 €	178.035 €
16	0,00 €	16468,8	329,376	143 €	2.814 €	2.957 €	21.594,23 €	202.586 €
17	0,00 €	16468,8	329,376	143 €	2.842 €	2.986 €	21.594,23 €	227.166 €
18	0,00 €	16468,8	329,376	144 €	2.871 €	3.015 €	0,00 €	230.181 €
19	0,00 €	16468,8	329,376	145 €	2.899 €	3.044 €	0,00 €	233.225 €
20	0,00 €	16468,8	329,376	146 €	2.928 €	3.074 €	0,00 €	236.299 €
21	0,00 €	16468,8	329,376	146 €	2.958 €	3.104 €	0,00 €	239.403 €
22	0,00 €	16468,8	329,376	147 €	2.987 €	3.134 €	0,00 €	242.537 €
23	0,00 €	16468,8	329,376	148 €	3.017 €	3.165 €	0,00 €	245.702 €
24	0,00 €	16468,8	329,376	149 €	3.047 €	3.196 €	0,00 €	248.898 €
25	0,00 €	16468,8	329,376	149 €	3.078 €	3.227 €	15.405,38 €	267.531 €
26	0,00 €	16468,8	329,376	150 €	3.109 €	3.259 €	0,00 €	270.789 €
27	0,00 €	16468,8	329,376	151 €	3.140 €	3.290 €	0,00 €	274.080 €
28	0,00 €	16468,8	329,376	151 €	3.171 €	3.323 €	0,00 €	277.402 €
29	0,00 €	16468,8	329,376	152 €	3.203 €	3.355 €	0,00 €	280.757 €
30	0,00 €	16468,8	329,376	153 €	3.235 €	3.388 €	10.797,76 €	294.943 €
31	0,00 €	16468,8	329,376	154 €	3.267 €	3.421 €	17.275,39 €	315.639 €
32	0,00 €	16468,8	329,376	155 €	3.300 €	3.454 €	17.275,39 €	336.369 €

Tabla 10: Flujo de caja de la instalación fotovoltaica aislada de red. Fuente: Creación propia

Instalación a red							
Año	Inversión inicial	Energía anual (kWh)	Precio Energía	Precio Potencia	Gastos al año	Total anual	Gasto acumulado
0	118.359,41 €	16468,8	1.200,90 €	856,16 €	350,00 €	2.407,06 €	120.766 €
1	0,00 €	16468,8	1.212,91 €	864,72 €	353,50 €	2.431,14 €	123.198 €
2	0,00 €	16468,8	1.225,04 €	873,37 €	357,04 €	2.455,45 €	125.653 €
3	0,00 €	16468,8	1.237,29 €	882,10 €	360,61 €	2.480,00 €	128.133 €
4	0,00 €	16468,8	1.249,67 €	890,92 €	364,21 €	2.504,80 €	130.638 €
5	0,00 €	16468,8	1.262,16 €	899,83 €	367,85 €	2.529,85 €	133.168 €
6	0,00 €	16468,8	1.274,78 €	908,83 €	371,53 €	2.555,15 €	135.723 €
7	0,00 €	16468,8	1.287,53 €	917,92 €	375,25 €	2.580,70 €	138.304 €
8	0,00 €	16468,8	1.300,41 €	927,10 €	379,00 €	2.606,51 €	140.910 €
9	0,00 €	16468,8	1.313,41 €	936,37 €	382,79 €	2.632,57 €	143.543 €
10	0,00 €	16468,8	1.326,55 €	945,73 €	386,62 €	2.658,90 €	146.202 €
11	0,00 €	16468,8	1.339,81 €	955,19 €	390,48 €	2.685,49 €	148.887 €
12	0,00 €	16468,8	1.353,21 €	964,74 €	394,39 €	2.712,34 €	151.599 €
13	0,00 €	16468,8	1.366,74 €	974,39 €	398,33 €	2.739,46 €	154.339 €
14	0,00 €	16468,8	1.380,41 €	984,13 €	402,32 €	2.766,86 €	157.106 €
15	0,00 €	16468,8	1.394,21 €	993,98 €	406,34 €	2.794,53 €	159.900 €
16	0,00 €	16468,8	1.408,16 €	1.003,91 €	410,40 €	2.822,47 €	162.723 €
17	0,00 €	16468,8	1.422,24 €	1.013,95 €	414,51 €	2.850,70 €	165.573 €
18	0,00 €	16468,8	1.436,46 €	1.024,09 €	418,65 €	2.879,20 €	168.453 €
19	0,00 €	16468,8	1.450,82 €	1.034,33 €	422,84 €	2.908,00 €	171.361 €
20	0,00 €	16468,8	1.465,33 €	1.044,68 €	427,07 €	2.937,08 €	174.298 €
21	0,00 €	16468,8	1.479,99 €	1.055,12 €	431,34 €	2.966,45 €	177.264 €
22	0,00 €	16468,8	1.494,79 €	1.065,68 €	435,65 €	2.996,11 €	180.260 €
23	0,00 €	16468,8	1.509,73 €	1.076,33 €	440,01 €	3.026,07 €	183.286 €
24	0,00 €	16468,8	1.524,83 €	1.087,10 €	444,41 €	3.056,33 €	186.343 €
25	0,00 €	16468,8	1.540,08 €	1.097,97 €	448,85 €	3.086,90 €	189.430 €
26	0,00 €	16468,8	1.555,48 €	1.108,95 €	453,34 €	3.117,77 €	192.547 €
27	0,00 €	16468,8	1.571,03 €	1.120,04 €	457,87 €	3.148,94 €	195.696 €
28	0,00 €	16468,8	1.586,74 €	1.131,24 €	462,45 €	3.180,43 €	198.877 €
29	0,00 €	16468,8	1.602,61 €	1.142,55 €	467,08 €	3.212,24 €	202.089 €
30	0,00 €	16468,8	1.618,64 €	1.153,97 €	471,75 €	3.244,36 €	205.333 €
31	0,00 €	16468,8	1.634,82 €	1.165,51 €	476,46 €	3.276,80 €	208.610 €
32	0,00 €	16468,8	1.651,17 €	1.177,17 €	481,23 €	3.309,57 €	211.920 €

Tabla 11: Flujo de caja de la instalación a red. Fuente: Creación propia

### 10.4. Análisis de los datos obtenidos

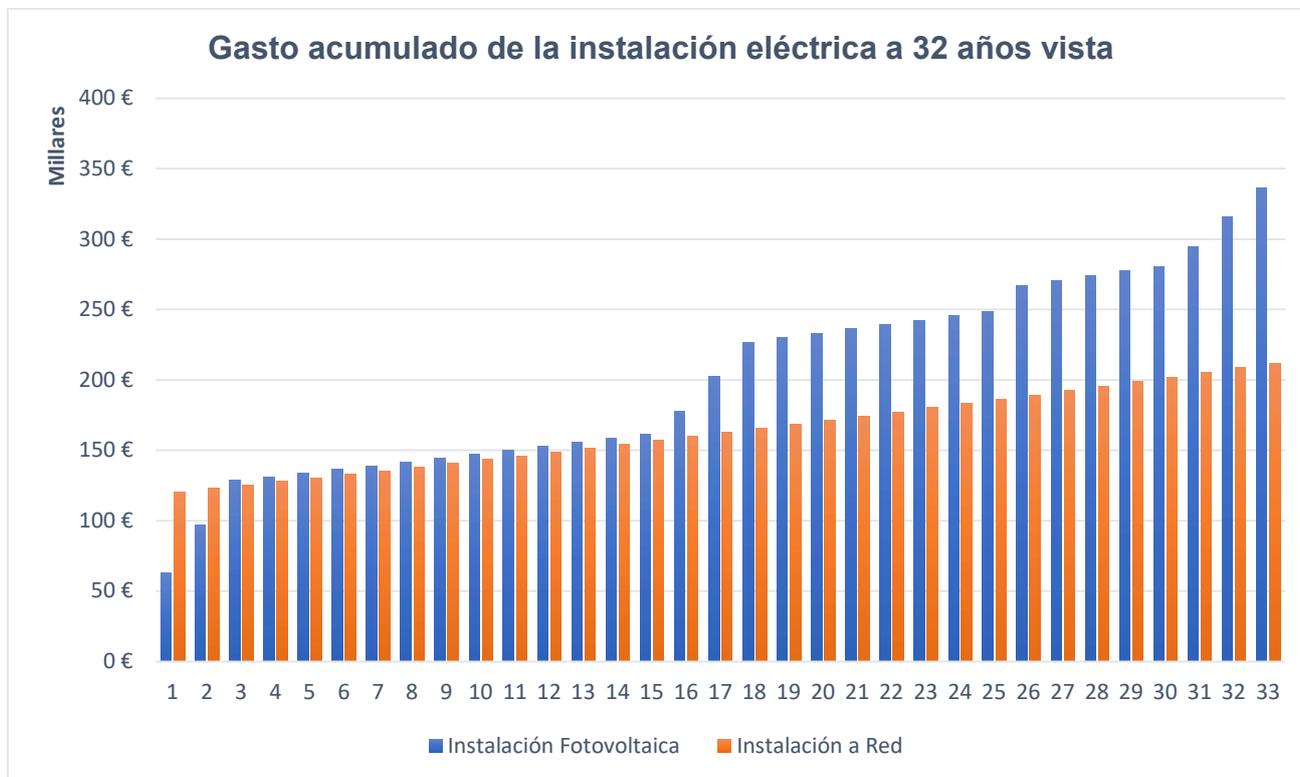


Ilustración 43: Gasto acumulado de las instalaciones eléctricas a 25 años vista. Fuente: Creación propia

A la vista de los resultados reflejados en la ilustración 40 se aprecia como la instalación eléctrica a red es más económica a 25 años vista, además a partir de los 25 años habría que renovar los módulos solares y a los 30 años volver a renovar las baterías de la instalación.

Por tanto, podemos afirmar que la instalación eléctrica a red supondría un ahorro considerable a partir de los 25 años de la instalación eléctrica.

Instalación	Porcentaje de ahorro	Ahorro estimado	Precio/Energía
<b>Fotovoltaica aislada</b>	0 %	0 €	0,6189 €/kWh
<b>Con conexión a red</b>	37,03 %	124.449,54 €	0,3894 €/kWh

Tabla 12: Comparativa instalación a red e instalación fotovoltaica aislada de red. Fuente: Creación propia

Remarcar también la diferencia de calidad del suministro entre la energía eléctrica a red con respecto a la energía fotovoltaica ya que asegura un suministro constante tanto de energía como de potencia, aunque exista una demanda superior a la prevista en cualquier instante.

La razón por la que no se ha realizado la instalación eléctrica a red en lugar de la instalación fotovoltaica aislada de red ha sido comentada en el punto 8 de este documento (análisis de alternativas).

## 11. Conclusiones

El rápido desarrollo tecnológico ha permitido que las instalaciones fotovoltaicas sean cada vez más una opción a tener en cuenta, ya que la reducción en los últimos años tanto del precio de los módulos solares como de los acumuladores han conseguido aumentar de forma considerable su rentabilidad económica.

Precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (en \$/Wp)

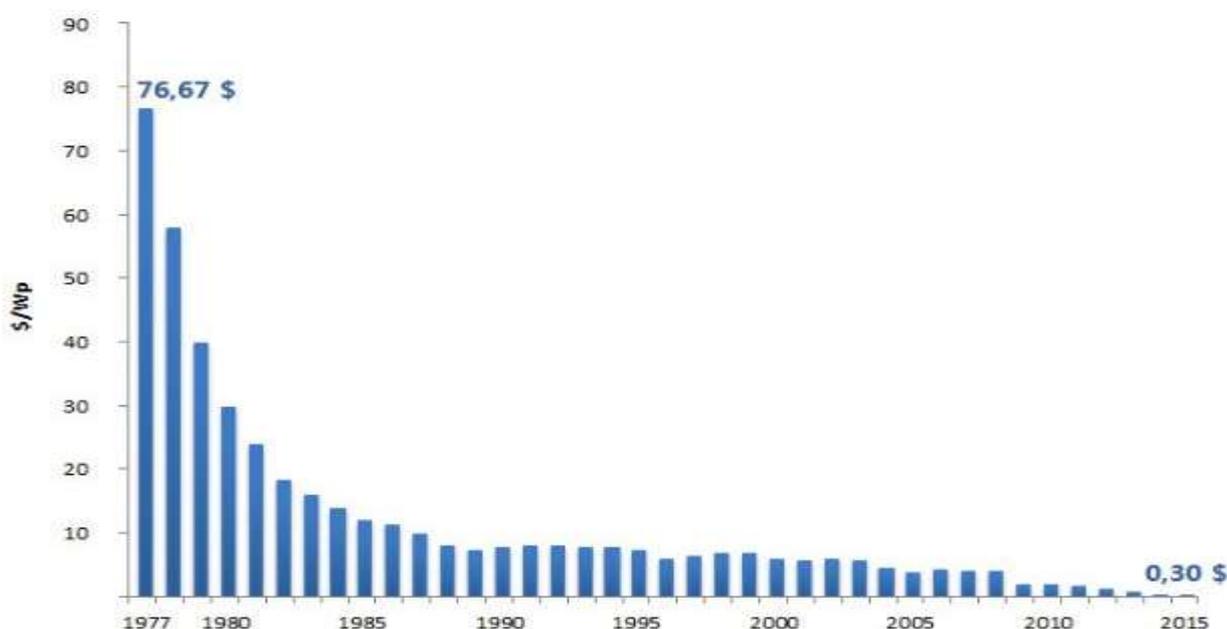


Ilustración 44: Evolución del precio de los módulos solares de silicio cristalino. Fuente: Bloomberg

Sin embargo, todavía sigue siendo más económico en la mayoría de los casos el consumo de una instalación eléctrica con conexión a red que una instalación fotovoltaica aislada de la red debido al problema del almacenamiento de la energía (salvo en pequeñas instalaciones en las que la demanda eléctrica es muy pequeña). Esto se debe a que el sistema de almacenamiento de la energía eléctrica a través de acumuladores encarece de forma considerable la instalación suponiendo generalmente más de un 30% del presupuesto de la instalación y que además deben ser sustituidas.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red son actualmente una solución a cierto tipo de instalaciones eléctricas en las que debido a la lejanía de la red eléctrica o dificultades administrativas y trámites legales no es posible la ejecución de la instalación con conexión a red.

En el caso de este proyecto la elección de la instalación fotovoltaica aislada de red ha sido forzada por la necesidad del comienzo de la actividad de la empresa de reciclaje debido a los problemas administrativos que impedían el comienzo de la ejecución de la obra.

## 12. Bibliografía

[1] Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE): [Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red | Idae](#)

[2] Módulos fotovoltaicos: [Solar Modules – HT SOLAR](#)

[3] Inversor y reguladores: [Victron Energy](#)

[4] Acumuladores: [Baterías Solares para sistemas de energía solar fotovoltaica \(greenheiss.com\)](#)

[5] Grupo electrógeno: [Tecnoplus: grupos electrógenos, motobombas y electro-bombas](#)

[6] Protecciones: [Fusibles fotovoltaicos - Aplicaciones fotovoltaicas \(socomec.es\)](#)

[7] Conductores: [Catálogos - Prysmian Club](#)

[8] Legislación fotovoltaica en España: [Legislación fotovoltaica en España \(2021\) – Censolar](#)

[9] Photovoltaic Geographical Information System: [Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) | EU Science Hub \(europa.eu\)](#)

[10] Agencia estatal boletín oficial del estado: [BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado](#)

[11] Estación meteorológica de Tarancón: [Estacion Meteorológica Tarancón \(Cuenca\) \(embalses.net\)](#)



## **Documento B – Presupuesto**



## ÍNDICE PRESUPUESTO

1. Desglose por capítulos y partidas.....	67
2. Presupuesto de ejecución material (PEM).....	69
3. Presupuesto de ejecución por contrata (PEC) y total.....	70

# PRESUPUESTO

## 1. Desglose por capítulos y partidas

<b>Capítulo 1: Elementos de sujeción de los módulos</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
1.1	30	Triángulo para soporte 08V	16,97 €	509,10 €
1.2	36	Perfil para guía de módulos 4800mm	5,38 €	193,68 €
1.3	12	Embellecedor para perfil G1	0,92 €	11,04 €
1.4	30	Unión para perfil G1 de 150mm	1,79 €	53,70 €
1.5	12	Presor lateral regulable para fijación de paneles	0,46 €	5,52 €
1.6	108	Presor central para fijación de paneles	0,41 €	44,28 €
1.7	60	Arriostramiento para soportes inclinados	7,98 €	478,80 €
1.8	800	Pequeño material auxiliar	0,15 €	120,00 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 1</b>				<b>1.416,12 €</b>

<b>Capítulo 2: Elementos de producción</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
2.1	60	Módulo solar HT60-156P 275Wp	72,68 €	4.360,80 €
2.2	4	Regulador Victron MPPT 150/85A	492,33 €	1.969,32 €
2.3	1	Inversor/Cargador Victron Quattro 48/8000VA	2.150,18 €	2.150,18 €
2.4	1	Grupo electrógeno insonorizado monofásico 8KVA	5.695,00 €	5.695,00 €
2.5	1	Color control monitorización de la instalación	395,82 €	395,82 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 2</b>				<b>14.571,12 €</b>

<b>Capítulo 3: Elementos de almacenamiento</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
3.1	10	Batería litio Greenheiss 2.4kWh 48V	825,88 €	8.258,8 €
3.2	5	Armario rack de 10 baterías	259,93 €	1.299,68 €
3.3	1	GH Hub comunicaciones	557,98 €	557,98 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 3</b>				<b>10.116,46 €</b>

PRESUPUESTO

<b>Capítulo 4: Elementos de protección</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
4.1	2	Cuadro DC 5 String aislada	207,57 €	415,14 €
4.2	1	Protección hasta 250A para baterías	104,80 €	104,80 €
4.3	1	Cuadro AC para inversor de 8kW	147,65 €	147,65 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 4</b>				<b>667,59 €</b>

<b>Capítulo 5: Elementos auxiliares y conductores</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
5.1	20	Conector MC4 macho	1,68 €	33,60 €
5.2	20	Conector MC4 hembra	2,07 €	41,40 €
5.3	1	Latiguillo RJ45 3 metros UTP6	8,16 €	8,16 €
5.4	10	Bandeja fija rejiband 465x300mm 3 metros	11,42 €	114,20 €
5.5	40	Kit de cables de unión de baterías	21,29 €	851,60 €
5.6	6	Cable Victron VE direct 1 metro	3,85 €	23,10 €
5.7	1	Cable VE CAN-BUS 1.8 metros	11,38 €	11,38 €
5.8	100	Cable Solar 1x6mm <sup>2</sup> 1 metro	1,82 €	182,00 €
5.9	100	Cable solar 1x16mm <sup>2</sup> 1 metro	3,11 €	311,00 €
5.10	10	Manguera RV-K 3x10mm <sup>2</sup> 1 metro	3,95 €	39,50 €
5.10	50	Cable RZ1-K 1x25mm <sup>2</sup> 1 metro	2,84 €	142,00 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 5</b>				<b>1.757,94 €</b>

<b>Capítulo 6: Elementos de ejecución y mano de obra</b>				
<b>Partida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Total</b>
6.1	1	Medios de elevación y transporte	450,00 €	450,00 €
6.2	3350	Desplazamiento Castellón-Tarancón (10 viajes)	0,38 €	1.273,00 €
6.3	382	Horas de montaje de la instalación completa	22,30 €	8.518,60 €
<b>SUBTOTAL CAPÍTULO 6</b>				<b>10.241,60 €</b>

## 2. Presupuesto de ejecución material (PEM)

<b>Presupuesto de Ejecución y material, PEM</b>		
<b>Capítulo</b>	<b>Concepto</b>	<b>Importe</b>
1	Elementos de sujeción de los módulos	1.416,12 €
2	Elementos de producción	14.571,12 €
3	Elementos de almacenamiento	10.116,46 €
4	Elementos de protección	667,59 €
5	Elementos auxiliares y conductores	1.757,94 €
6	Elementos de ejecución y mano de obra	10.241,60 €
<b>TOTAL PEM</b>		<b>38.770,83 €</b>

El valor del presupuesto de ejecución material asciende a una cantidad total de **TREINTA Y OCHO MIL SETECIENTOS SETENTA EUROS CON OCHENTA Y TRES CÉNTIMOS.**

### 3. Presupuesto de ejecución por contrata (PEC) y total

Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) y presupuesto total		
Pos.	Concepto	Importe
1	Elementos de sujeción de los módulos	1.416,12 €
2	Elementos de producción	14.571,12 €
3	Elementos de almacenamiento	34.892,86 €
4	Elementos de protección	667,59 €
5	Elementos auxiliares y conductores	1.757,94 €
6	Elementos de ejecución y mano de obra	10.241,60 €
7	<b>Subtotal PEM</b>	<b>38.770,83 €</b>
8	Gastos generales, gestión administrativa y legalización (12%)	4.652,50 €
9	Beneficio Industrial (15%)	5.815,62 €
10	<b>Subtotal PEC</b>	<b>49.238,95 €</b>
11	Honorarios Ingeniería (6%)	2.954,33 €
12	<b>Total</b>	<b>52.193,28 €</b>
13	IVA (21%)	10.960,59 €
	<b>Total con IVA</b>	<b>63.153,87 €</b>

El valor del presupuesto de ejecución por contrata con IVA incluido asciende a una cantidad total de **SESENTA Y TRES MIL CIENTO CINCUENTA Y TRES EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS.**

## **DOCUMENTO C – ANEXOS**



## ÍNDICE ANEXOS

Anexo I: Cálculos de la instalación.....	73
Anexo II: Estudio básico de seguridad y salud.....	111
Anexo III: Información técnica y manuales.....	116



## ANEXO I – Cálculos

### 1-Cálculos del cableado

En este apartado se detallan los criterios y cálculos para definir las secciones del cableado que formará parte de la instalación proyectada, siguiendo lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2.002 y las recomendaciones del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.

El presente proyecto únicamente se centrará en la instalación fotovoltaica, por tanto, los cálculos terminarán en el inversor de la instalación solar.

#### 1.1-Criterios

Para el cálculo de la sección del cableado habrá que tener en cuenta dos criterios y elegir el más desfavorable de ambos:

- Cálculo por máxima intensidad admisible: se basa en elegir una sección en función de la máxima intensidad que soporta una determinada sección y de la intensidad prevista que circulara por ella.
- Cálculo por la caída de tensión máxima admisible: se establece una caída de tensión máxima para un determinado tramo de conductor y se busca una sección que como máximo provoque esta caída.

##### 1.1.1-Cálculo por máxima intensidad admisible

Según lo establecido en el REBT de 2.002, en la ITC 40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Por lo tanto, determinaremos la sección mínima que deberán tener los conductores basándonos en lo descrito en la norma UNE 20460-5-523/2004, y a partir de la tabla A.52-1 bis buscaremos la sección que se necesitara en función de la intensidad y del tipo de canalización.

También se considerarán los factores de corrección contenidos en las tablas de las normas UNE.

##### 1.1.2-Cálculo por caída de tensión máxima admisible

En este apartado se hallará la sección en función de la máxima caída de tensión fijada para un determinado conductor.

El REBT de 2.002 en la ITC-40 establece que la máxima caída de tensión para instalaciones generadoras es de un 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior, para la intensidad nominal.

Se puede entender que el generador entrega su energía a la salida del inversor y, por tanto, la caída máxima de tensión entre el inversor y el cuadro general de mando y protección (CGMP) será del 1,5%.

En el lado de corriente continua, por el contrario, no existe ningún valor especificado para la caída de tensión ni en el REBT ni en la norma UNE-HD 60364-5-52 en la que podemos destacar que se encuentra vacío el apartado 712.525 titulado: “Caída de tensión en las instalaciones de consumidores”.

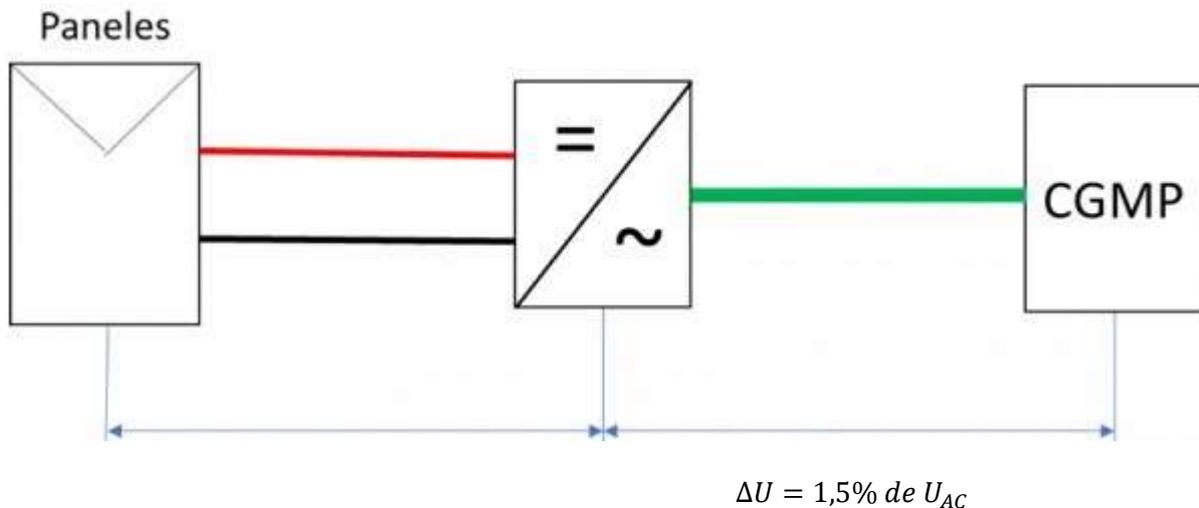


Ilustración 45: Caídas máximas de tensión de la instalación solar. Fuente: Prysmian.

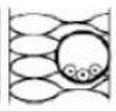
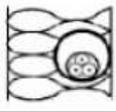
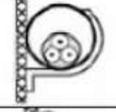
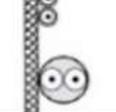
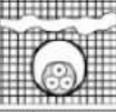
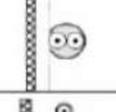
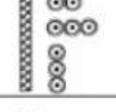
Es decir, la máxima caída de tensión será del 1,5% entre el inversor y la CGMP.

Para calcular la sección usaremos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{P \times L}{U \times e \times \sigma} = \frac{I \times L}{U \times \Delta U \times \sigma}$$

Siendo:

- P: Potencia en W
- L: longitud de ida y vuelta en m
- U: tensión del sistema en V
- e: caída de tensión máxima en V
- $\sigma$ : conductividad del conductor en  $\Omega^{-1}\text{m}^{-1}$  (Para el cobre a 25°Ces 56)
- I: intensidad en A
- $\Delta U$ : caída de tensión máxima en tanto por uno

Instalación de referencia		Tabla y columna				
		Intensidad admisible para los circuitos simples				
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE-EPR		
		Número de conductores				
		2	3	2	3	
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	<b>A1</b>	columna 4	columna 3	columna 7	columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	<b>A2</b>	columna 3	columna 2	columna 6	columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	<b>B1</b>	columna 6	columna 5	columna 10	columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	<b>B2</b>	columna 5	columna 4	columna 8	columna 7
	Cables unipolares; o multipolares sobre una pared de madera/manp.	<b>C</b>	columna 8	columna 6	columna 11	columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	<b>D</b>	columna 3	columna 4	columna 5	columna 6
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro $\geq$ a 0,3 veces $\phi$ del cable	<b>E</b>	columna 9	columna 7	columna 12	columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro $\geq \phi$ del cable	<b>F</b>	columna 10	columna 8	columna 13	columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos $\geq$ el $\phi$ del cable	<b>G</b>	—	Ver UNE 20460-5-523	—	Ver UNE 20460-5-523

**XLPE:** Polietileno reticulado (90 °) • **EPR:** Etileno-propileno (90 °) • **PVC:** Policloruro de vinilo (70 °)

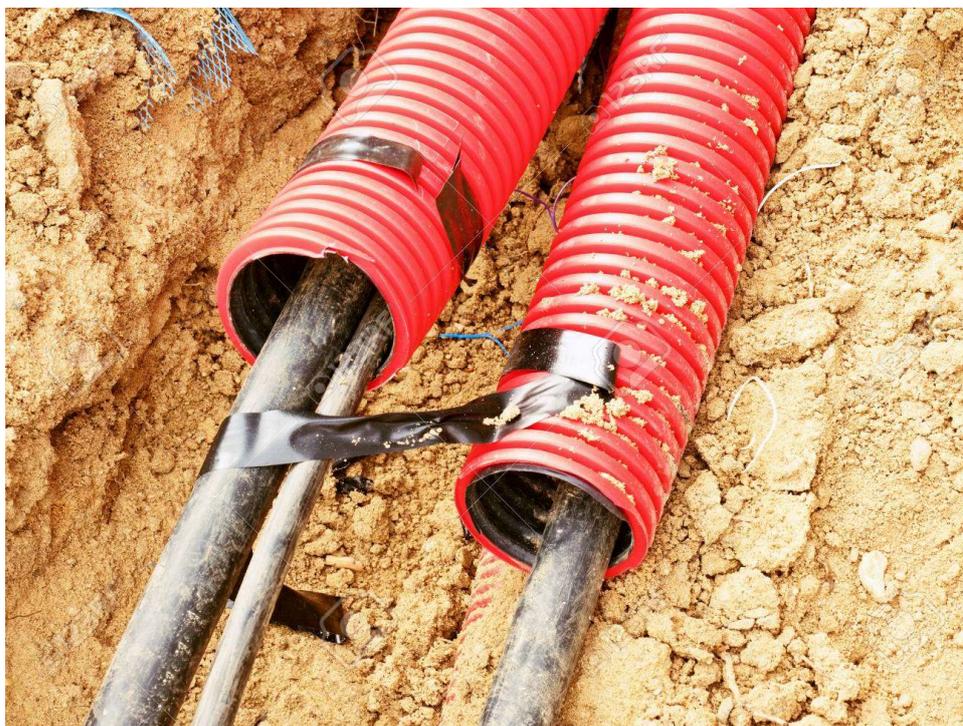
Ilustración 46: Tabla 52-B1. Fuente UNE.

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLP2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLP2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3	XLP3	XLP2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>S (mm<sup>2</sup>)</b>												
<b>Cobre</b>												
1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	-
2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
<b>Aluminio</b>												
2.5	11.5	12	13.5	14	16	17	18	20	20	22	25	
4	15	16	18.5	19	22	24	24	26.5	27.5	29	35	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	-	-	-	162	171	193	196.5	213	228	239	269	293
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461
<b>Cu: <math>\rho_{20^\circ} = 1/56</math></b>		<b>Al: <math>\rho_{20^\circ} = 1/35</math></b>			<b><math>\rho_{70^\circ} = 1,2 \cdot \rho_{20^\circ}</math></b>				<b><math>\rho_{90^\circ} = 1,28 \cdot \rho_{20^\circ}</math></b>			
<b>B: <math>5 \cdot I_n</math></b>	<b>C: <math>10 \cdot I_n</math></b>	<b>D: <math>20 \cdot I_n</math></b>	<b>K = <math>I \cdot \sqrt{t/S}</math></b>	<b>Cu: 115 / 103</b>	<b>Al: 76 / 68</b>	<b>Cu: 143</b>	<b>Al: 94</b>					

Ilustración 47: Tabla A-52-1 BIS. Fuente UNE.

## 1.2-Tubos protectores

Los tubos utilizados se dimensionarán de acuerdo a la ITC-BT-21, en concreto se acogerán a la Tabla 2 (tubos en superficie) y a la Tabla 5 (tubos empotrados). Los primeros únicamente serán los pertenecientes a los conductores entre los paneles y las cajas de conexiones, el resto serán todos tubos empotrados en obra.



*Ilustración 48: Ejemplo instalación protegida bajo tubo y enterrada. Fuente: eschoform.*

## 2-Cálculos de secciones

### 2.1-Cableado entre el grupo 1 de paneles y el cuadro DC1 (P1-DC1)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 7m.  
El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará sobre rejiband en montaje superficial.  
El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente a punto de máxima potencia del panel, en concreto para los módulos instalados será de 8,88 A.

#### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por acción solar directa (UNE 20435, punto 3.12.1.4): 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 5 circuitos sobre bandeja perforada (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,75
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,75} = 20,46A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados sobre rejiband (método B1) le corresponde una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 26,5A$ ) sin embargo por normativa el conductor deberá ser de 6mm<sup>2</sup>

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 10 conductores de dicha sección (5 positivos y 5 negativos) irán albergados sobre rejiband de 100mmx60mm

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x6) mm<sup>2</sup> Cu sobre rejiband.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 8,88 \times 7}{6 \times 93 \times 56} = 0,39\% = 0,37V$$

## 2.2-Cableado entre el grupo 2 de paneles y el cuadro DC2 (P2-DC2)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 10m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará sobre rejiband en montaje superficial.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del panel, en concreto para los módulos instalados será de 8,88 A.

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por acción solar directa (UNE 20435, punto 3.12.1.4): 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 5 circuitos sobre bandeja perforada (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,75
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,75} = 20,46A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados sobre rejiband (método B1) le corresponde una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 26,5A$ ) sin embargo por normativa el conductor deberá ser de 6mm<sup>2</sup>

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 10 conductores de dicha sección (5 positivos y 5 negativos) irán albergados sobre rejiband de 100mmx60mm

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x6) mm<sup>2</sup> Cu sobre rejiband.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 8,88 \times 10}{6 \times 93 \times 56} = 0,55\% = 0,51V$$

### 2.3-Cableado entre el grupo 3 de paneles y el cuadro DC3 (P3-DC3)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 13m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará sobre rejiband en montaje superficial.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del panel, en concreto para los módulos instalados será de 8,88 A.

#### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por acción solar directa (UNE 20435, punto 3.12.1.4): 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 5 circuitos sobre bandeja perforada (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,75
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,75} = 20,46A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados sobre rejiband (método B1) le corresponde una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 26,5A$ ) sin embargo por normativa el conductor deberá ser de 6mm<sup>2</sup>

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 10 conductores de dicha sección (5 positivos y 5 negativos) irán albergados sobre rejiband de 100mmx60mm

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x6) mm<sup>2</sup> Cu sobre rejiband.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 8,88 \times 13}{6 \times 93 \times 56} = 0,71\% = 0,66V$$

## 2.4-Cableado entre el grupo 4 de paneles y el cuadro DC4 (P4-DC4)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 16m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará sobre rejiband en montaje superficial.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del panel, en concreto para los módulos instalados será de 8,88 A.

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por acción solar directa (UNE 20435, punto 3.12.1.4): 0,9
- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 5 circuitos sobre bandeja perforada (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,75
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,9 \times 0,75} = 20,46A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares e instalados sobre rejiband (método B1) le corresponde una sección de 2,5 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 26,5A$ ) sin embargo por normativa el conductor deberá ser de 6mm<sup>2</sup>

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 10 conductores de dicha sección (5 positivos y 5 negativos) irán albergados sobre rejiband de 100mmx60mm

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x6) mm<sup>2</sup> Cu sobre rejiband.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 8,88 \times 16}{6 \times 93 \times 56} = 0,89\% = 0,83V$$

## 2.5-Cableado entre el cuadro DC1 y el regulador 1 (DC1-R1)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 12m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo enterrado, aunque un pequeño tramo será sobre rejiband junto a los demás circuitos de salida de los 3 cuadros DC restantes.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de  $31V \times 3$  placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia de 5 paneles en paralelo:

$$Intensidad\ 2.5 = 8,88 \times 5 = 44,4A$$

### Cálculo de las secciones

Por intensidad máxima admisible:

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán un tramo por la rejiband desde el cuadro DC hasta la entrada al tubo enterrado (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,7} = 98,66A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método D) le corresponde una sección de 16 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 105A$ )

Por caída de tensión máxima admisible:

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán bajo tubo individual y enterrados, como tendremos 2 conductores de 16 mm<sup>2</sup> necesitaremos tubo de 25mm.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: (1x16) mm<sup>2</sup> Cu enterrado bajo tubo.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 44,4 \times 12}{16 \times 93 \times 56} = 1,28\% = 1,19V$$

## 2.6-Cableado entre el cuadro DC2 y el regulador 2 (DC2-R2)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 12m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo enterrado, aunque un pequeño tramo será sobre rejiband junto a los demás circuitos de salida de los 3 cuadros DC restantes.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia de 5 paneles en paralelo:

$$Intensidad\ 2.5 = 8,88 \times 5 = 44,4A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán un tramo por la rejiband desde el cuadro DC hasta la entrada al tubo enterrado (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,7} = 98,66A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método D) le corresponde una sección de 16 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 105A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán bajo tubo individual y enterrados, como tendremos 2 conductores de 16 mm<sup>2</sup> necesitaremos tubo de 25mm.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: (1x16) mm<sup>2</sup> Cu enterrado bajo tubo.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 44,4 \times 12}{16 \times 93 \times 56} = 1,28\% = 1,19V$$

## 2.7-Cableado entre el cuadro DC3 y el regulador 3 (DC3-R3)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 12m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo enterrado, aunque un pequeño tramo será sobre rejiband junto a los demás circuitos de salida de los 3 cuadros DC restantes.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia de 5 paneles en paralelo:

$$Intensidad\ 2.5 = 8,88 \times 5 = 44,4A$$

### Cálculo de las secciones

Por intensidad máxima admisible:

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán un tramo por la rejiband desde el cuadro DC hasta la entrada al tubo enterrado (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,7} = 98,66A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método D) le corresponde una sección de 16 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 105A$ )

Por caída de tensión máxima admisible:

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán bajo tubo individual y enterrados, como tendremos 2 conductores de 16 mm<sup>2</sup> necesitaremos tubo de 25mm.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: (1x16) mm<sup>2</sup> Cu enterrado bajo tubo.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 44,4 \times 12}{16 \times 93 \times 56} = 1,28\% = 1,19V$$

## 2.8-Cableado entre el cuadro DC4 y el regulador 4 (DC4-R4)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 12m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará bajo tubo enterrado, aunque un pequeño tramo será sobre rejiband junto a los demás circuitos de salida de los 3 cuadros DC restantes.

El conductor será unipolar.

La tensión de máxima potencia es de 31V x 3 placas en serie = 93V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia de 5 paneles en paralelo:

$$\text{Intensidad } 2.5 = 8,88 \times 5 = 44,4A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por temperatura de 50°C en intemperie (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.14): 0,9
- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán un tramo por la rejiband desde el cuadro DC hasta la entrada al tubo enterrado (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7
- Por instalación fotovoltaica generadora (IEC 62548): 1,4

$$\text{Intensidad Corregida} = \frac{I \times 1,4}{0,9 \times 0,7} = 98,66A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método D) le corresponde una sección de 16 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 105A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán bajo tubo individual y enterrados, como tendremos 2 conductores de 16 mm<sup>2</sup> necesitaremos tubo de 25mm.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: (1x16) mm<sup>2</sup> Cu enterrado bajo tubo.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 44,4 \times 12}{16 \times 93 \times 56} = 1,28\% = 1,19V$$

## 2.9-Cableado de interconexión de las baterías (Bat-Bat)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 0,5m.

El conductor será unipolar y con aislamiento de PVC.

El cable empleado será el proporcionado por el fabricante, que asegura una intensidad máxima admisible de 120 Amperios.

La tensión nominal de las baterías es de 48V.

La intensidad nominal que circulará por el conductor será la correspondiente a la intensidad que circule en el instante de potencia máxima, es decir, con todos los consumos conectados al mismo tiempo.

$$I = \frac{P_{max}}{V} = \frac{7710}{48} = 160,63A$$

Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento PVC con dos conductores unipolares al aire libre (método E) le corresponde una sección de 70 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 199A$ ) o 2 conductores de 25 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 2 \times 103A = 206 A$ )

Sin embargo, se utilizará el cable proporcionado por el fabricante al que aplicaremos un coeficiente de 0,9 para la seguridad de la instalación:

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I}{0,9} = 178,47A$$

$$Número\ de\ conductores = \frac{178,47\ A}{120\ A} = 1,49 \rightarrow 2\ Conductores$$

Por tanto, necesitaremos 2 conductores positivos y 2 conductores negativos.

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 4 conductores de dicha sección (2 positivos y 2 negativos) irán dentro de bandeja no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: 2x(1x35) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 80,31 \times 0,5}{35 \times 48 \times 56} = 0,08\% = 0,04V$$

## 2.10-Cableado entre el regulador 1 y las baterías (R1-Bat)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará en canalizaciones eléctricas prefabricadas.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal del regulador es de 48V.

La intensidad nominal que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del grupo de 15 paneles a 48V:

$$I = \frac{P \times N_{\text{paneles}}}{V} = \frac{275 \times 15}{48} = 85,94A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8

$$\text{Intensidad Corregida} = \frac{I}{0,8} = 107,42A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares sobre bandeja (método B1) le corresponde una sección de 25 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 116A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán dentro de bandeja no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x25) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 85,94 \times 2}{25 \times 48 \times 56} = 0,51\% = 0,24V$$

### 2.11-Cableado entre el regulador 2 y las baterías (R2-Bat)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará en canalizaciones eléctricas prefabricadas.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal del regulador es de 48V.

La intensidad nominal que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del grupo de 15 paneles a 48V:

$$I = \frac{P \times N_{\text{paneles}}}{V} = \frac{275 \times 15}{48} = 85,94A$$

#### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8

$$\text{Intensidad Corregida} = \frac{I}{0,8} = 107,42A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares sobre bandeja (método B1) le corresponde una sección de 25 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 116A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán dentro de bandeja no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x25) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 85,94 \times 2}{25 \times 48 \times 56} = 0,51\% = 0,24V$$

## 2.12-Cableado entre el regulador 3 y las baterías (R3-Bat)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará en canalizaciones eléctricas prefabricadas.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal del regulador es de 48V.

La intensidad nominal que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del grupo de 15 paneles a 48V:

$$I = \frac{P \times N_{\text{paneles}}}{V} = \frac{275 \times 15}{48} = 85,94A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8

$$\text{Intensidad Corregida} = \frac{I}{0,8} = 107,42A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares sobre bandeja (método B1) le corresponde una sección de 25 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 116A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán dentro de bandeja no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(1x25) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 85,94 \times 2}{25 \times 48 \times 56} = 0,51\% = 0,24V$$

### 2.13-Cableado entre el regulador 4 y las baterías (R4-Bat)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará en canalizaciones eléctricas prefabricadas.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal del regulador es de 48V.

La intensidad nominal que circulará por el conductor será la correspondiente al punto de máxima potencia del grupo de 15 paneles a 48V:

$$I = \frac{P \times N_{\text{paneles}}}{V} = \frac{275 \times 15}{48} = 85,94A$$

#### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de 4 circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8

$$\text{Intensidad Corregida} = \frac{I}{0,8} = 107,42A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares sobre bandeja (método B1) le corresponde una sección de 25 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 116A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

Los 2 conductores de dicha sección (1 positivo y 1 negativo) irán dentro de bandeja no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: (1x25) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 85,94 \times 2}{25 \times 48 \times 56} = 0,51\% = 0,24V$$

## 2.14-Cableado entre las baterías y el inversor/cargador (Bat-Inv)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 2m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará dentro de la canal no perforada.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal es de 48V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente a la máxima potencia de la instalación:

$$I_{Max} = \frac{P_{Max}}{V_n} = \frac{7555}{48} = 157,4 A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,8

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I}{0,8} = 196,75A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares sobre bandeja (método B1) le corresponde una sección de 95 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 259A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

No aplica

En este caso se desdoblará el circuito en 2 de 25 mm<sup>2</sup> para aprovechar el material existente.

Los 4 conductores de dicha sección (2 positivo y 2 negativo) irán dentro de la canal no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente: 2x(1x25) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 78,7 \times 2}{25 \times 48 \times 56} = 0,47\% = 0,22V$$

## 2.15-Cableado entre el inversor/cargador y el cuadro de alimentación (Inv-CGMP)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará dentro de la canal no perforada.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal es de 48V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente a la máxima potencia de la instalación:

$$I_{Max} = \frac{P_{Max}}{V_n} = \frac{7555}{230} = 32,84 A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos de los reguladores (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I}{0,7} = 46,91A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método B1) le corresponde una sección de 10 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 65A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

La caída de tensión máxima entre los paneles y las cajas de conexiones será del 1,5% para la intensidad nominal.

Obtenemos una sección por caída de tensión de:

$$S = \frac{2 \times I \times L}{U \times \Delta U \times \sigma} = \frac{2 \times 32,84 \times 5}{230 \times 0,015 \times 56} = 1,69mm^2$$

La sección comercial inmediatamente superior a la calculada será de 10 mm<sup>2</sup>

Los 3 conductores de dicha sección (neutro, fase y tierra) irán dentro de la canal no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(3x10) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 32,84 \times 5}{10 \times 230 \times 56} = 0,25\% = 0,59V$$

## 2.16-Cableado entre el generador y el inversor/cargador (Gen-Inv)

El tramo de conductor más desfavorable tiene una longitud de 5m.

El cable empleado llevará aislamiento XLPE y se instalará dentro de la canal no perforada.

El conductor será unipolar.

La tensión nominal es de 48V.

La intensidad máxima que circulará por el conductor será la correspondiente a la máxima potencia del generador:

$$I_{Max} = \frac{P_{Max}}{V_n} = \frac{8000}{230} = 34,78 A$$

### Cálculo de las secciones

*Por intensidad máxima admisible:*

Los coeficientes de corrección para este tramo serán los siguientes:

- Por agrupamiento de circuitos ya que compartirán la bandeja no perforada con los demás circuitos (UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3): 0,7

$$Intensidad\ Corregida = \frac{I}{0,7} = 49,69A$$

Según la tabla A.52-1 bis para dicha intensidad, aislamiento XLPE con dos conductores unipolares enterrados (método B1) le corresponde una sección de 10 mm<sup>2</sup> ( $I_{max} = 65A$ )

*Por caída de tensión máxima admisible:*

Para la caída de tensión máxima en el generador no existe ninguna normativa que lo regule, pero podemos considerarlo como generación directa y estimar que la suma a la acometida sea inferior al 1,5% para la intensidad nominal.

Obtenemos una sección por caída de tensión de:

$$S = \frac{2 \times I \times L}{U \times \Delta U \times \sigma} = \frac{2 \times 34,78 \times 5}{230 \times 0,0125 \times 56} = 2,16mm^2$$

La sección comercial inmediatamente superior a la calculada será de 10 mm<sup>2</sup>

Los 3 conductores de dicha sección (neutro, fase y tierra) irán dentro de la canal no perforada.

La designación comercial del cableado a instalar será la siguiente:(3x10) mm<sup>2</sup> Cu.

La caída de tensión del circuito tiene un valor de:

$$e = 100 \times \frac{2 \times I \times L}{S \times U \times \sigma} = 100 \times \frac{2 \times 34,78 \times 5}{10 \times 230 \times 56} = 0,27\% = 0,62V$$

### Tabla resumen:

A continuación, se muestran las secciones de cada circuito en función de la distancia, intensidad y criterio seleccionado. En los circuitos P1-DC1, P2-DC2, P3-DC3 y P4-DC4 teóricamente se podría utilizar conductor de sección 2,5 mm<sup>2</sup>, sin embargo, por normativa la sección entre módulos solares deberá ser de al menos 6 mm<sup>2</sup>.

Circuito	Int.(A)	Criterio I.max(mm <sup>2</sup> )	Criterio CDT(mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	Sección(mm <sup>2</sup> )	CDT (%)
P1-DC1	8,88	2,5	No aplica	7	6	0,39
P2-DC2	8,88	2,5	No aplica	10	6	0,55
P3-DC3	8,88	2,5	No aplica	13	6	0,71
P4-DC4	8,88	2,5	No aplica	16	6	0,89
DC1-R1	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC2-R2	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC3-R3	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
DC4-R4	44,4	16	No aplica	12	16	1,28
R1-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R2-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R3-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
R4-Bat	85,94	25	No aplica	5	25	0,51
Bat-Bat	160,6	2x(25)	No aplica	0,5	2x(35)	0,08
Bat-Inv	157,4	2x(25)	No aplica	2	2x(25)	0,47
Inv-CGMP	32,84	10	2,5	5	10	0,25
Gen-Inv	34,78	10	2,5	5	10	0,27

Tabla 13: Secciones de conductores de la instalación solar. Fuente: elaboración propia.

#### Leyenda

P1 → Grupo 1 de módulos solares

P3 → Grupo 3 de módulos solares

DC1 → Cuadro 1 de corriente continua

DC3 → Cuadro 3 de corriente continua

R1 → Regulador solar Victron 1

R3 → Regulador solar Victron 3

Bat → Baterías de litio GreenHeiss 2,4

CGMP → Cuadro general de mando y protección

P2 → Grupo 2 de módulos solares

P4 → Grupo 4 de módulos solares

DC2 → Cuadro 2 de corriente continua

DC4 → Cuadro 4 de corriente continua

R2 → Regulador solar Victron 2

R4 → Regulador solar Victron 4

Inv → Inversor Victron Quattro 48/8000

Gen → Grupo electrógeno TecnoPlus

En la ilustración 43 se ha representado la caída de tensión acumulada en los tramos de los paneles hasta el inversor y del inversor hasta el cuadro general.

- Paneles-Inversor: La caída máxima de tensión entre los paneles solares con la intensidad nominal de la instalación será del 3,15%. Esta caída de tensión no se encuentra regulada ni existe normativa alguna que limite dicha caída de tensión, es por ello que se valorará una caída de tensión que asegure la tensión mínima de funcionamiento del inversor en todo momento. La caída de tensión obtenida cumple con creces dicha condición, además es un valor de caída de tensión razonable para este tipo de instalación.
- Inversor-Cuadro general: La caída de tensión entre el inversor y el cuadro general de mando y protección a intensidad nominal de la instalación será del 0,25%. En este caso sí que se encuentra regulada la caída máxima de tensión por la ITC-BT-40 que permite una caída de tensión máxima del 1,5%.

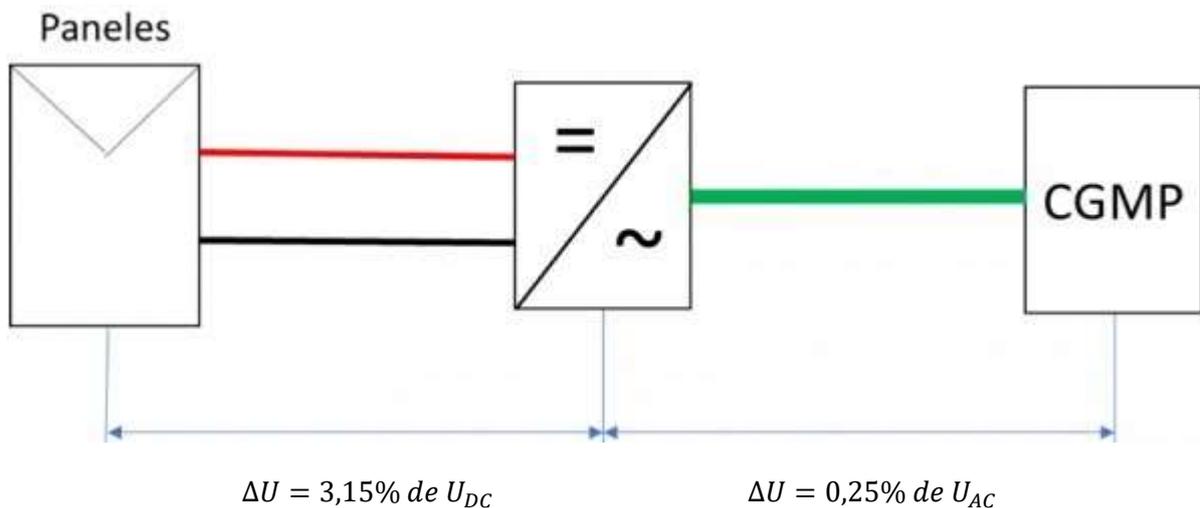


Ilustración 49: Caídas de tensión acumuladas en la instalación. Fuente: Prysmian.

	Paneles-Inversor	Inversor-Cuadro general
$\Delta CDT_{Max}$	No aplica	1,5%
$\Delta CDT \text{ de la instalación}$	3,15%	0,25%

Tabla 14: Caídas máximas de tensión y caídas de tensión de la instalación. Fuente: Creación propia.

### 3-Cálculos de las protecciones

Con el fin de proteger nuestra instalación contra cortocircuitos y sobrecargas, se instalarán una serie de protecciones que eviten el daño a los aparatos.

- Los cuadros de corriente continua cuentan con una protección mediante un fusible de 15 Amperios en cada string de entrada, además consta de un descargador de sobretensiones y un seccionador. Estas protecciones limitaran la intensidad de que llega al regulador y con ello a las baterías, realizando así una protección de la instalación, incluido cableado, que va desde los módulos a las baterías, pasando por el regulador. Para evitar corrientes de retorno en los paneles, estos llevarán asociados diodos de bloqueo.
- Entre los reguladores y las baterías se instalarán fusibles de 100 Amperios. Se instalarán a la salida de los reguladores.
- Para proteger el inversor por el lado de corriente continua, se colocarán fusibles de 200 Amperios aguas arriba del inversor, con el fin de proteger este dispositivo ante un posible fallo.
- Para proteger la línea de alimentación entre el inversor y el cuadro general de alimentación, se instalará un interruptor automático de 32A de dos polos. También se colocará un diferencial de 40 A y 2 polos.
- Además, habrá que proteger el inversor desde el lado del generador. En este caso colocaremos un interruptor automático y un diferencial idénticos a los anteriores.

A continuación, se va a proceder al cálculo de las protecciones de la instalación, así como la justificación de la protección escogida para la instalación.

### Cálculo de fusibles

La instrucción técnica complementaria ITC-BT-22 (Protección contra sobrecargas) recoge las dos condiciones que deben cumplir los fusibles para la protección de una línea:

- Condición 1: La primera condición indica que el fusible debe ser capaz de soportar la intensidad prevista en la instalación, pero no puede ser capaz de soportar una intensidad que deteriore el aislamiento del conductor.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

- Condición 2: La segunda condición indica que el fusible debe ser capaz de soportar un 45% más de la intensidad prevista en la instalación de forma transitoria, es decir pequeñas sobrecargas ocasionadas de forma puntual. Esto es debido a que los conductores pueden soportar estas pequeñas sobrecargas de forma puntual.

$$I_f \leq 1,45 \times I_z$$

#### Leyenda

$I_b$  → Intensidad de diseño del circuito

$I_n$  → Intensidad nominal del fusible

$I_z$  → Intensidad máxima admisible del conductor

$I_f$  → Intensidad que garantiza el funcionamiento efectivo del fusible

Para la obtención de la  $I_f$  se utilizará la siguiente tabla:

Intensidad (A)	Tiempo convencional (h)	$I_f$
$I_n \leq 4$	1	$2,1 \times I_n$
$4 \leq I_n \leq 16$	1	$1,9 \times I_n$
$16 \leq I_n \leq 63$	1	$1,6 \times I_n$
$63 \leq I_n \leq 160$	2	$1,6 \times I_n$
$160 \leq I_n \leq 400$	3	$1,6 \times I_n$
$400 \leq I_n$	4	$1,6 \times I_n$

Tabla 15: Intensidades que garantizan el correcto funcionamiento de la protección. Fuente: Elaboración propia

Para la obtención de la  $I_z$  se utilizará la tabla A.52-1 BIS que se adjunta a continuación:

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
<b>A1</b>		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
<b>A2</b>	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2								
<b>B1</b>				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
<b>B2</b>			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
<b>C</b>					PVC3		PVC2	XLPE3			XLP2		
<b>E</b>						PVC3		PVC2	XLPE3			XLP2	
<b>F</b>							PVC3		PVC2	XLP3		XLP2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
<b>S (mm<sup>2</sup>)</b>													
<b>Cobre</b>													
1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	-	
2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
<b>Aluminio</b>													
2.5	11.5	12	13.5	14	16	17	18	20	20	22	25		
4	15	16	18.5	19	22	24	24	26.5	27.5	29	35		
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-	
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
120	-	-	-	162	171	193	196.5	213	228	239	269	293	
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
<b>Cu:</b> $\rho_{20^\circ} = 1/56$	<b>Al:</b> $\rho_{20^\circ} = 1/35$			$\rho_{70^\circ} = 1,2 \cdot \rho_{20^\circ}$					$\rho_{90^\circ} = 1,28 \cdot \rho_{20^\circ}$				
<b>B:</b> $5 \cdot I_n$	<b>C:</b> $10 \cdot I_n$	<b>D:</b> $20 \cdot I_n$	$K = I \cdot \sqrt{t/S}$	<b>Cu:</b> 115 / 103			<b>Al:</b> 76 / 68			<b>Cu:</b> 143		<b>Al:</b> 94	

Ilustración 50: Tabla A.52-1 BIS. Fuente: UNE

### 3.1-Protección entre el grupo 1 de paneles y el cuadro DC1 (P1-DC1)

$$I_b = 8,88 A$$

$$Sección = 6mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 46 A$$

$$I_f = 1,9 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,88 A \leq I_n \leq 46 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 46 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,9 \times I_n \leq 1,45 \times 46 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 46 A}{1,9} \rightarrow I_n \leq 35,1 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 35,1 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 35,1 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 15 Amperios.

Calibre (A)	Tamaño del fusible	Potencia disipada		Capacidad de interrupción	Referencia
		W @ I <sub>n</sub>	W @ 0,8 I <sub>n</sub>		
<b>Fusibles cilíndricos gPV</b>					
1	10 x 38	0,76	0,43	30 kA	60PV 0001
2	10 x 38	1,54	0,84	30 kA	60PV 0002
3	10 x 38	1,35	0,74	30 kA	60PV 0003
4	10 x 38	1,84	1,08	30 kA	60PV 0004
6	10 x 38	2,50	1,40	30 kA	60PV 0006
8	10 x 38	2,57	1,47	30 kA	60PV 0008
10	10 x 38	2,58	1,51	30 kA	60PV 0010
12	10 x 38	2,61	1,42	30 kA	60PV 0012
15	10 x 38	2,44	1,08	30 kA	60PV 0015
16	10 x 38	2,70	1,56	30 kA	60PV 0016
20	10 x 38	2,99	1,75	30 kA	60PV 0020
25	14 x 51	5,1	2,7	10 kA	60PV 0C25
32	14 x 51	6,2	3,3	10 kA	60PV 0C32

Ilustración 51: Tabla de intensidades normalizadas de fusibles cilíndricos gPV. Fuente GPV

### 3.2-Protección entre el grupo 2 de paneles y el cuadro DC2 (P2-DC2)

$$I_b = 8,88 A$$

$$Sección = 6mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 46 A$$

$$I_f = 1,9 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,88 A \leq I_n \leq 46 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 46 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,9 \times I_n \leq 1,45 \times 46 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 46 A}{1,9} \rightarrow I_n \leq 35,1 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 35,1 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 35,1 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 15 Amperios.

Calibre (A)	Tamaño del fusible	Potencia disipada		Capacidad de interrupción	Referencia
		W @ I <sub>n</sub>	W @ 0,8 I <sub>n</sub>		
<b>Fusibles cilíndricos gPV</b>					
1	10 x 38	0,76	0,43	30 kA	60PV 0001
2	10 x 38	1,54	0,84	30 kA	60PV 0002
3	10 x 38	1,35	0,74	30 kA	60PV 0003
4	10 x 38	1,84	1,08	30 kA	60PV 0004
6	10 x 38	2,50	1,40	30 kA	60PV 0006
8	10 x 38	2,57	1,47	30 kA	60PV 0008
10	10 x 38	2,58	1,51	30 kA	60PV 0010
12	10 x 38	2,61	1,42	30 kA	60PV 0012
15	10 x 38	2,44	1,08	30 kA	60PV 0015
16	10 x 38	2,70	1,56	30 kA	60PV 0016
20	10 x 38	2,99	1,75	30 kA	60PV 0020
25	14 x 51	5,1	2,7	10 kA	60PV 0C25
32	14 x 51	6,2	3,3	10 kA	60PV 0C32

### 3.3-Protección entre el grupo 3 de paneles y el cuadro DC3 (P3-DC3)

$$I_b = 8,88 A$$

$$Sección = 6mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 46 A$$

$$I_f = 1,9 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,88 A \leq I_n \leq 46 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 46 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,9 \times I_n \leq 1,45 \times 46 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 46 A}{1,9} \rightarrow I_n \leq 35,1 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 35,1 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 35,1 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 15 Amperios.

Calibre (A)	Tamaño del fusible	Potencia disipada		Capacidad de interrupción	Referencia
		W @ I <sub>n</sub>	W @ 0,8 I <sub>n</sub>		
<b>Fusibles cilíndricos gPV</b>					
1	10 x 38	0,76	0,43	30 kA	60PV 0001
2	10 x 38	1,54	0,84	30 kA	60PV 0002
3	10 x 38	1,35	0,74	30 kA	60PV 0003
4	10 x 38	1,84	1,08	30 kA	60PV 0004
6	10 x 38	2,50	1,40	30 kA	60PV 0006
8	10 x 38	2,57	1,47	30 kA	60PV 0008
10	10 x 38	2,58	1,51	30 kA	60PV 0010
12	10 x 38	2,61	1,42	30 kA	60PV 0012
15	10 x 38	2,44	1,08	30 kA	60PV 0015
16	10 x 38	2,70	1,56	30 kA	60PV 0016
20	10 x 38	2,99	1,75	30 kA	60PV 0020
25	14 x 51	5,1	2,7	10 kA	60PV 0C25
32	14 x 51	6,2	3,3	10 kA	60PV 0C32

### 3.4-Protección entre el grupo 4 de paneles y el cuadro DC4 (P4-DC4)

$$I_b = 8,88 A$$

$$Sección = 6mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 46 A$$

$$I_f = 1,9 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,88 A \leq I_n \leq 46 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 46 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,9 \times I_n \leq 1,45 \times 46 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 46 A}{1,9} \rightarrow I_n \leq 35,1 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 35,1 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 8,88 Amperios y 35,1 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 15 Amperios.

Calibre (A)	Tamaño del fusible	Potencia disipada		Capacidad de interrupción	Referencia
		W @ I <sub>n</sub>	W @ 0,8 I <sub>n</sub>		
<b>Fusibles cilíndricos gPV</b>					
1	10 x 38	0,76	0,43	30 kA	60PV 0001
2	10 x 38	1,54	0,84	30 kA	60PV 0002
3	10 x 38	1,35	0,74	30 kA	60PV 0003
4	10 x 38	1,84	1,08	30 kA	60PV 0004
6	10 x 38	2,50	1,40	30 kA	60PV 0006
8	10 x 38	2,57	1,47	30 kA	60PV 0008
10	10 x 38	2,58	1,51	30 kA	60PV 0010
12	10 x 38	2,61	1,42	30 kA	60PV 0012
15	10 x 38	2,44	1,08	30 kA	60PV 0015
16	10 x 38	2,70	1,56	30 kA	60PV 0016
20	10 x 38	2,99	1,75	30 kA	60PV 0020
25	14 x 51	5,1	2,7	10 kA	60PV 0C25
32	14 x 51	6,2	3,3	10 kA	60PV 0C32

### 3.5-Protección entre el regulador 1 y baterías (R1-Bat)

$$I_b = 85,94 A$$

$$Sección = 25mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 116 A$$

$$I_f = 1,6 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 85,94 A \leq I_n \leq 116 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 116 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 116 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 116 A}{1,6} \rightarrow I_n \leq 105,12 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 105,12 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 105,12 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 100 Amperios.

Fusible de cuchilla gPV					
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160
200	NH1	25	13	50 kA	60PV 1200
250	NH2	35	23	50 kA	60PV 1250
315	NH3	44	27	50 kA	60PV 1315
400	NH3	50	30	50 kA	60PV 1400
500	3 L	85	50	50 kA	60PV 0500
600	3 L	118	92	50 kA	60PV 0600

Ilustración 52: Tabla de intensidades normalizadas de fusibles de cuchilla gPV. Fuente GPV

### 3.6-Protección entre el regulador 2 y baterías (R2-Bat)

$$I_b = 85,94 A$$

$$Sección = 25mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 116 A$$

$$I_f = 1,6 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 85,94 A \leq I_n \leq 116 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 116 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 116 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 116 A}{1,6} \rightarrow I_n \leq 105,12 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 105,12 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 105,12 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 100 Amperios.

Fusible de cuchilla gPV					
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160
200	NH1	25	13	50 kA	60PV 1200
250	NH2	35	23	50 kA	60PV 1250
315	NH3	44	27	50 kA	60PV 1315
400	NH3	50	30	50 kA	60PV 1400
500	3 L	85	50	50 kA	60PV 0500
600	3 L	118	92	50 kA	60PV 0600

### 3.7-Protección entre el regulador 3 y baterías (R3-Bat)

$$I_b = 85,94 A$$

$$Sección = 25mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 116 A$$

$$I_f = 1,6 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 85,94 A \leq I_n \leq 116 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 116 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 116 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 116 A}{1,6} \rightarrow I_n \leq 105,12 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 105,12 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 105,12 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 100 Amperios.

Fusible de cuchilla gPV						
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032	
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040	
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050	
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063	
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080	
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100	
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125	
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160	
200	NH1	25	13	50 kA	60PV 1200	
250	NH2	35	23	50 kA	60PV 1250	
315	NH3	44	27	50 kA	60PV 1315	
400	NH3	50	30	50 kA	60PV 1400	
500	3 L	85	50	50 kA	60PV 0500	
600	3 L	118	92	50 kA	60PV 0600	

### 3.8-Protección entre el regulador 4 y baterías (R4-Bat)

$$I_b = 85,94 A$$

$$Sección = 25mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 116 A$$

$$I_f = 1,6 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 85,94 A \leq I_n \leq 116 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 116 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 116 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 116 A}{1,6} \rightarrow I_n \leq 105,12 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 105,12 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 85,94 Amperios y 105,12 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 100 Amperios.

Fusible de cuchilla gPV						
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032	
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040	
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050	
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063	
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080	
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100	
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125	
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160	
200	NH1	25	13	50 kA	60PV 1200	
250	NH2	35	23	50 kA	60PV 1250	
315	NH3	44	27	50 kA	60PV 1315	
400	NH3	50	30	50 kA	60PV 1400	
500	3 L	85	50	50 kA	60PV 0500	
600	3 L	118	92	50 kA	60PV 0600	

### 3.9-Protección entre baterías y el inversor (Bat-Inv)

$$I_b = 157,4 A$$

$$Sección = 2 \times 25 mm^2 \rightarrow \text{método B1} \rightarrow XLPE2 \rightarrow I_z = 232 A$$

$$I_f = 1,6 \times I_n$$

#### Condición 1

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 157,4 A \leq I_n \leq 232 A$$

Con la condición 1 obtenemos un fusible con una intensidad nominal entre 157,4 Amperios y 232 Amperios.

#### Condición 2

$$I_f \leq 1,45 \times I_z \rightarrow 1,6 \times I_n \leq 1,45 \times 232 A$$

$$I_n \leq \frac{1,45 \times 259 A}{1,6} \rightarrow I_n \leq 210,25 A$$

Con la condición 2 obtenemos un fusible con una intensidad nominal menor que 210,25 Amperios, por tanto, para cumplir ambas condiciones necesitaremos un fusible con una intensidad nominal entre 157,4 Amperios y 210,25 Amperios.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 200 Amperios.

Fusible de cuchilla gPV					
32	NH1	8,5	4,3	50 kA	60PV 0032
40	NH1	9	4,6	50 kA	60PV 0040
50	NH1	10,5	5,4	50 kA	60PV 0050
63	NH1	12	6,1	50 kA	60PV 0063
80	NH1	15,5	7,9	50 kA	60PV 0080
100	NH1	16,5	8,4	50 kA	60PV 0100
125	NH1	17,5	8,9	50 kA	60PV 0125
160	NH1	24	12,2	50 kA	60PV 0160
200	NH1	25	13	50 kA	60PV 1200
250	NH2	35	23	50 kA	60PV 1250
315	NH3	44	27	50 kA	60PV 1315
400	NH3	50	30	50 kA	60PV 1400
500	3 L	85	50	50 kA	60PV 0500
600	3 L	118	92	50 kA	60PV 0600

#### 4-Cálculos de la toma a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones. Además, la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

Se realizará una instalación de puesta a tierra constituida por un cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección que recorrerá la periferia del edificio enterrado en la cimentación a una profundidad de 2 m. Este tendrá una longitud de conductor de 15 m.

Con esta base, se procederá al cálculo de la resistencia de Puesta a Tierra de la instalación. La resistividad del terreno se considera de 500 Ω·m. El perímetro del conductor será de 15m. De esta forma, la resistencia de puesta a tierra de nuestro electrodo será de:

$$R = \frac{2\rho}{l} = \frac{2 \times 500}{15} = 66,67\Omega$$

Una vez realizada la instalación de la puesta a tierra se procede a realizar la medición de la resistencia de la Puesta a Tierra con un medidor de tierras. El resultado obtenido es de 39,5Ω.

El REBT en la ITC-BT-18 establece que el valor de la resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en locales conductores, como el nuestro por estar los paneles a la intemperie.

Con una sensibilidad de los diferenciales de 30mA, hallaremos la máxima resistencia que provocara que aparezcan esos 24V. Cualquier valor por debajo de ese punto servirá.

$$R = \frac{24}{0,003} = 800\Omega$$

El valor de la resistencia obtenida es menor que la máxima de 800 Ω, por lo que la resistencia obtenida es correcta. La toma de tierra de la instalación fotovoltaica deberá ser independiente de la utilizada en la instalación de corriente alterna.

### 5-Cálculos de la instalación solar

#### System Production

Available Energy	35862 kWh/year
Used Energy	16263 kWh/year
Excess (unused)	18846 kWh/year

Specific production	1557 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR	38.07 %
Solar Fraction SF	98.70 %

#### Loss of Load

Time Fraction	1.2 %
Missing Energy	215 kWh/year

#### Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	97.8 %
Static SOW	80.3 %
Battery lifetime	5.1 years

#### Economic evaluation

##### Investment

Global	101'400.00 EUR
Specific	4.40 EUR/Wp

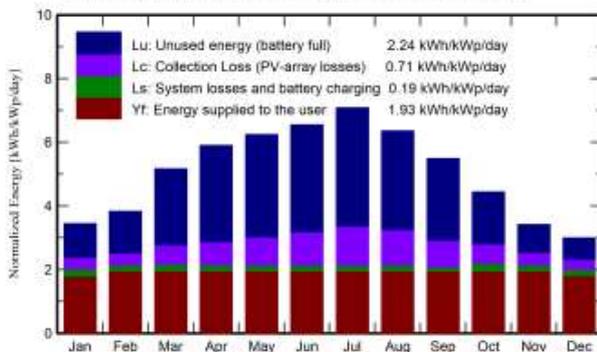
##### Yearly cost

Annuities	
Running Costs	
Payback period	

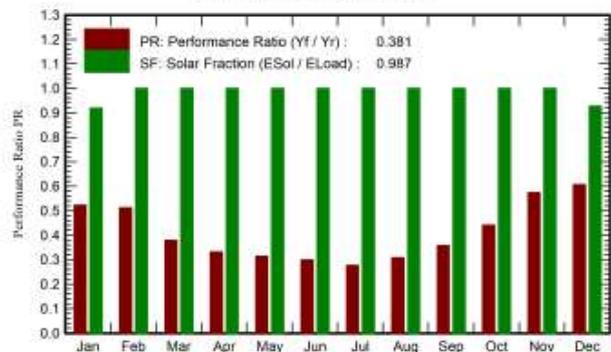
##### LCOE

0.00 EUR/yr	Energy cost	0.02 EUR/kWh
395.40 EUR/yr		
17.7 years		

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



#### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	64.0	101.0	2129	751	113.3	1286	1399	0.919
February	76.6	101.2	2153	836	0.0	1264	1264	1.000
March	128.5	151.4	3172	1702	0.0	1399	1399	1.000
April	163.4	167.1	3500	2082	0.0	1354	1354	1.000
May	196.4	182.4	3750	2293	0.0	1399	1399	1.000
June	208.7	185.0	3731	2319	0.0	1354	1354	1.000
July	227.5	207.1	4112	2654	0.0	1399	1399	1.000
August	187.4	186.3	3669	2213	0.0	1399	1399	1.000
September	138.7	155.5	3133	1763	0.0	1354	1354	1.000
October	102.0	130.1	2659	1160	0.0	1399	1399	1.000
November	66.1	96.7	2015	598	0.0	1354	1354	1.000
December	54.3	87.7	1839	475	101.4	1298	1399	0.928
<b>Year</b>	<b>1613.7</b>	<b>1751.4</b>	<b>35862</b>	<b>18846</b>	<b>214.7</b>	<b>16263</b>	<b>16478</b>	<b>0.987</b>

#### Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	E_User	Energy supplied to the user
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	E_Load	Energy need of the user (Load)
E_Avail	Available Solar Energy	SolFrac	Solar fraction (EUsed / ELoad)
EUnused	Unused energy (battery full)		
E_Miss	Missing energy		

Ilustración 53: Resultados obtenidos con el programa PVSYS. Fuente: PVSYS



**PVsyst V7.2.0**  
 VCO, Simulation date:  
 03/07/21 13:25  
 with v7.2.0

Project: Instalación solar aislada Tarancón  
 Variant: Nueva variante de simulación

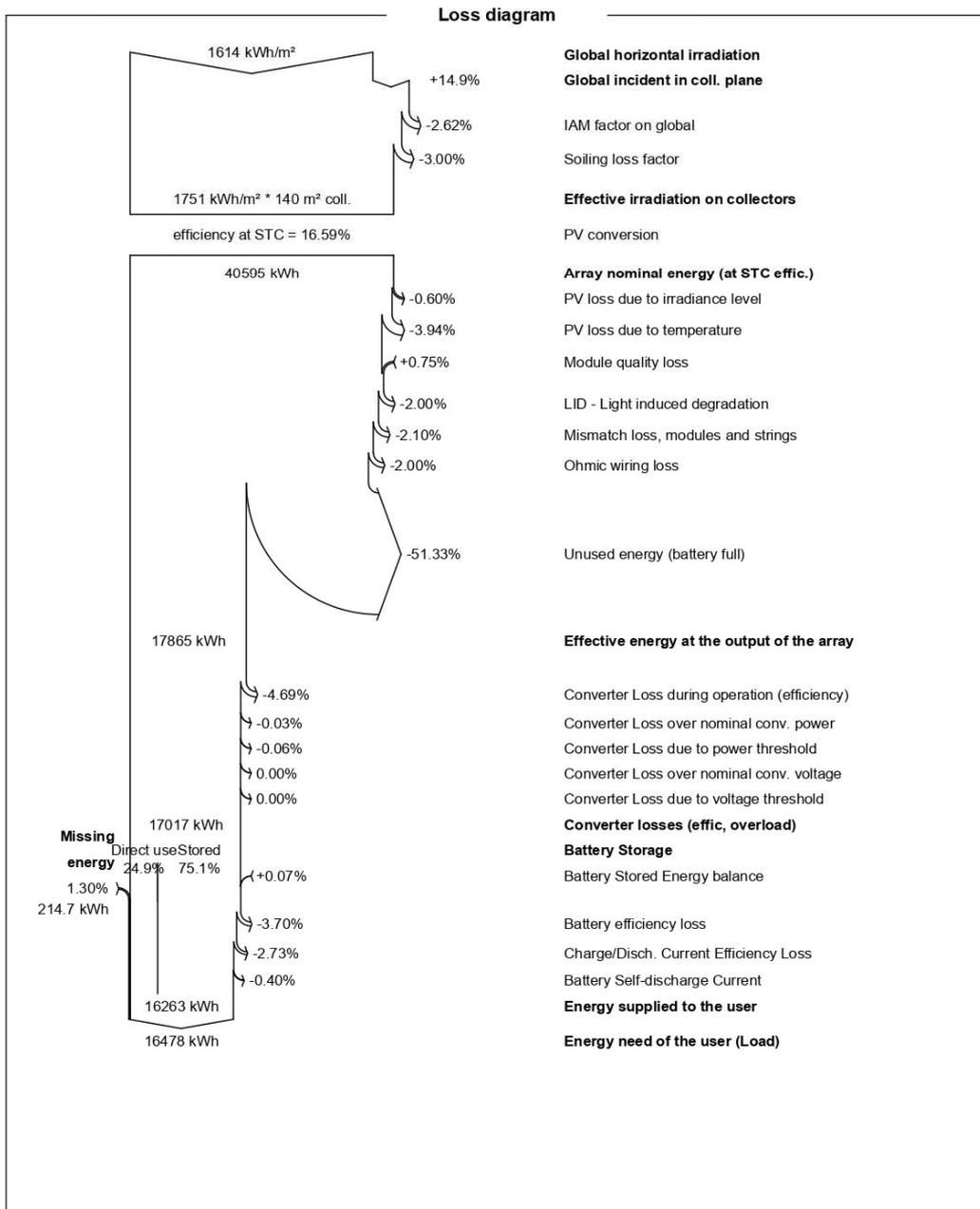


Ilustración 54: Diagrama de pérdidas de la instalación solar. Fuente: PVSYST

## ANEXO II - Estudio básico de seguridad y salud

### 1) Finalidad del estudio

El objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud es el de indicar las medidas a adoptar, conducentes a la prevención de riesgos y enfermedades originadas por el desarrollo de todo proyecto de construcción.

### 2) Descripción de la obra y antecedentes

Se trata de la instalación eléctrica de una planta solar fotovoltaica aislada en parcela privada de una empresa dedicada a la gestión de residuos plásticos PET.

### 3) Riesgos

Identificación de riesgos:

Los riesgos son mínimos, siempre y cuando se observen una serie de principios de sentido común y que a continuación se detallan.

Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra:

- 1.- Mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- 2.- Elección del emplazamiento y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- 3.- Cuidado en la manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares para su protección.
- 4.- Mantenimiento, control previo a la puesta en servicio, comprobando la existencia del correspondiente certificado de puesta en obra y seguridad de la casa suministradora y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que puedan afectar a la seguridad y la salud de los trabajadores.
- 5.- Delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- 6.- Recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- 7.- Almacenamiento y eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- 8.- El personal se encontrará en perfecto estado físico y psíquico, no permitiéndose en ningún caso la permanencia de personas bajo el efecto de sustancias estupefacientes.
- 9.- Si algún operario se encontrase bajo tratamiento médico o farmacológico con posibles efectos secundarios que pudiesen influir en su labor, deberá comunicarlo al contratista.
- 10.- Empleo de personal adecuado a la tarea que se realiza y con los elementos de seguridad necesarios.
- 11.- En obra se dispondrá de un botiquín con la dotación para pequeñas curas y primeros auxilios. El material gastado se repondrá de forma inmediata.
- 12.- Uso de casco homologado y mono de trabajo, además de protección individual acorde con la actividad que se está realizando.
- 13.- Realización de revisiones periódicas de la instalación eléctrica.

## ANEXOS

14.- En caso de hacer fuego, se realizará de forma controlada, y siempre en el interior de un recipiente metálico en el que se mantendrán las brasas.

Asimismo, se tendrá en cuenta las disposiciones mínimas de seguridad y salud que se especifican en el Anexo IV del presente Decreto.

Análisis de riesgos laborales y su prevención:

1.- Caídas de personas en altura y al mismo nivel.

Para prevenirlo se debe mantener la obra limpia y en orden. Para evitar las caídas en altura se colocará una barandilla una vez terminado el encofrado del forjado. Recordar aquí el uso necesario del casco.

2.- Desprendimientos de tierras y rocas en la excavación. Se señalizarán las excavaciones.

3.- Desprendimientos de maderas y materiales mal apilados. Planificar la zona de acopio de los distintos materiales, tanto escombros como elementos utilizados en la obra (ferralla, puntales, tableros...).

4.- Caída de objetos en altura.

Por ellos se evitará la circulación por debajo del lugar de trabajo. Evitar concentrar cargas en un solo punto o en los bordes del forjado.

5.- Golpes con objetos útiles de trabajo.

Se mantendrá la zona de trabajo en orden. Buena conservación de las herramientas. Uso de las herramientas con los elementos de protección necesarios en cada caso.

6.- Pisadas sobre objetos punzantes.

Los clavos o puntas existentes en la madera usada se extraerán. Los clavos sueltos se eliminarán mediante barrido y apilado a un lugar desconocido para su posterior retirada.

7.- Salpicaduras durante el hormigonado. Dermatitis por contacto con mortero, pinturas, disolventes, colas.

Uso de guantes de cuero para la ferralla y de goma para el hormigón. Mono de trabajo.

8.- Intoxicación por emanaciones producidas por los vapores de pinturas, disolventes y colas.

-Gafas de seguridad.

Mantener el lugar de trabajo ventilado y bien iluminado. Advertir al personal encargado de manejar disolventes orgánicos o pigmentos tóxicos de la necesidad de una profunda higiene personal (manos y cara) antes de realizar cualquier tipo de ingesta.

9.- Problemas creados en ambientes (al cortar ladrillos).

-Gafas de seguridad.

-Uso de mascarilla con filtro.

10.- Problemas creados por el uso de maquinaria.

Se prohíbe la permanencia de personas junto a máquinas en movimiento. Normativa dirigida y entregada al operario de las máquinas, para que con su cumplimiento se eliminen los riesgos que afectan al resto del personal. Revisión periódica del estado de las máquinas.

#### 11.- Electrocutaciones.

Uso de material eléctrico normalizado y adecuado para las instalaciones provisionales de obra.

#### 12.- Trabajo sobre andamios.

Se prohibirá trabajar en andamios a personas no preparadas para ello. No se realizarán movimientos bruscos sobre éstos.

Se suspenderán los trabajos en días de mucho viento. La plataforma deberá permanecer horizontal durante los trabajos. Evitar la acumulación de cargas en el andamio.

Mantener los andamios libres de materiales, herramientas y escombros. Utilizar el cinturón de seguridad anclado en un punto independiente del andamio.

El andamio de borriquetas tendrá una superficie de trabajo de anchura no inferior a 60 cm. y presentará suficiente resistencia y estabilidad.

Normas de seguridad aplicables a la obra:

- Ley de prevención de riesgos laborales (Ley 31/95 de 8-11-95).
- Reglamento de los servicios de prevención (R.D. 39/97 de 7-1-97).
- Orden de desarrollo del R.S.P. (27-6-97).
- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo (R.D. 485/97 de 14-4-97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo (R.D. 486/97 de 14-4-97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación de cargas que entrañen riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores (R.D. 487/97 de 14-4-97).
- Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo (R.D. 664/97 de 12-5-97).
- Exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo (R.D. 665/97 de 12-5-97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual (R.D. 773/97 de 30-5-97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la Utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo (R.D. 1215/97 de 18-7-97).
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción (R.D. 1627/97 de 24-10-97).
- Ordenanza general de higiene y seguridad en el trabajo (O.M.- de 9-3-71) Exclusivamente su Capítulo VI, y Artículo 24 y 75 del Capítulo VII.
- Reglamento general de seguridad e higiene en el trabajo (O.M. de 31-1-40) Exclusivamente su Capítulo VII.

# ANEXO III – Información técnica y manuales

## Módulo solar HT60-156P

HIGHWAY

Reliable State-owned Enterprise Deliver Solar Power since 1960s



\*V means 1500V module

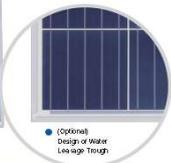
### HT60-156P HT60-156P(V)

**POWER OUTPUT**

## 270W / 275W 280W / 285W / 290W

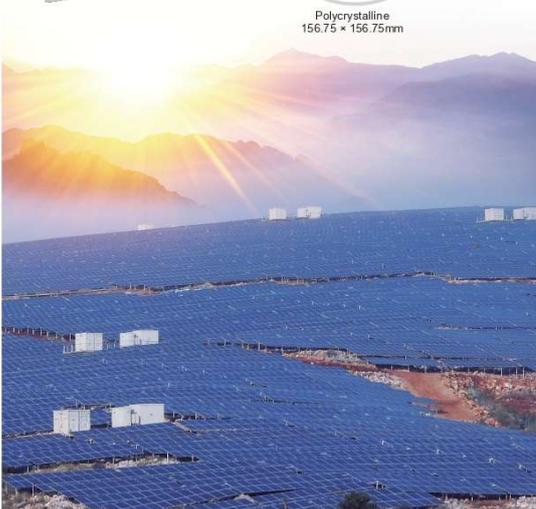


- Module Efficiency: 17.83%
- No. of Cells: 60 (6 × 10)
- Weight: 18.5kg
- Dimensions: 1640mm×992mm×35mm



● (Optional) Design of Water Leakage Trough

Polycrystalline  
156.75 × 156.75mm



Shanghai Aerospace Automobile Electromechanical Co., Ltd.  
website: www.ht-saae.com  
Factory: Lianyungang Shenzhou New Energy Co., Ltd.  
HT SOLAR ENERJI A.S.  
CHEN GÜNES ENERJISI SANAYI VE TİCARET LİMİTED SİRKETİ



**Advanced surface treatment, lower surface reflection and 5BB cell design can reduce the series resistance and improve the module efficiency**



**Designed for high voltage systems of up to 1500 VDC, increasing the string length of solar systems and saving on BoS costs**

**Microcrack resistant Triple EL tested of high quality control.**



**Design Load/Safety Factors:  
2400 Pa / 1.5 (Wind)  
2400 Pa / 1.5 (Snow)**



**All the modules are sorted and packaged by amperage, reducing mismatch losses and maximizing system output.**

**Comprehensive and first-rate certification system**

IEC61215: 2016, IEC61730: 2016 Latest Standard  
ISO9001, ISO14001 and OHSAS18001,  
meeting the highest international standards Strict quality control



IEC 61735  
IEC 61730  
Regular Production Surveillance  
www.tuv.com

Made in China

\*Copyright@2018V3 Specifications are subject to change without further notification

\*Copyright@2018V3 Specifications are subject to change without further notification

# HIGHWAY

Better Choice For Higher Efficiency!

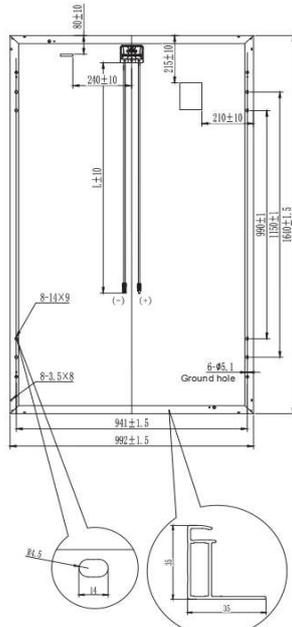
HT60-156P

\*V means 1500V module

HT60-156P(V)

270W / 275W / 280W / 285W / 290W

## Engineering Drawing



## Electrical Characteristics

Module	HT60-156P / HT60-156P(V)				
Maximum Power at STC(Pmax)	270W	275W	280W	285W	290W
Open-Circuit Voltage(Voc)	37.9V	38.2V	38.5V	38.7V	38.9V
Short-Circuit Current(Isc)	9.38A	9.47A	9.56A	9.69A	9.82A
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.8V	31V	31.2V	31.5V	31.7V
Optimum Operating Current(Imp)	8.78A	8.88A	8.98A	9.06A	9.16A
Module Efficiency	16.6%	16.9%	17.21%	17.52%	17.83%
Power Selection	0 ~ +5W				
Tolerance	Pmax ±3%; Voc±5%; Isc ±5%				
Maximum System Voltage	1000V / 1500V DC(IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	15A				
Operating Temperature	-40 °C to + 85 °C				

## NOCT

Module	HT60-156P / HT60-156P(V)				
Maximum Power	199W	203W	207W	210W	214W
Open Circuit Voltage (Voc)	36.6V	35.9V	36.2V	36.3V	36.5V
Short Circuit Current (Isc)	7.58A	7.65A	7.72A	7.83A	7.93A
Maximum Power Voltage (Vmp)	28.9V	29.1V	29.3V	29.6V	29.8V
Maximum Circuit Current (Imp)	6.89A	6.98A	7.06A	7.09A	7.18A
NOCT	45°C±2°C				

## Mechanical Characteristics

Solar Cells	Polycrystalline 156.75 × 156.75mm
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1640mm×992mm×35mm
Weight	18.5kg
Front Glass	High transmission tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP67
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC)
Connectors	Refer to the Information Box below
Packaging Configuration	30pcs / box, 840pcs / 40'HQ Container

## Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of Pmax	γ (Pm)	-0.41%/K
Temperature Coefficient of Voc	β (Voc)	-0.32%/K
Temperature Coefficient of Isc	α (Isc)	0.050%/K

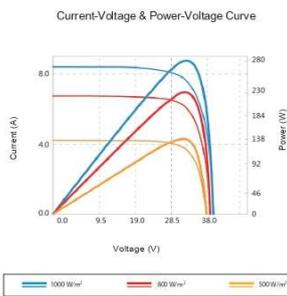
## Warranty

10-year product warranty	
25-year warranty on power output	
Specific information is referred to the product quality guarantee	

## Information Box

- Connectors:
- 1 PV-HT002-1 Max. Voltage =1500V Max. Current =30A; Manufacturer: Shanghai Aerospace Automobile Electromechanical Co., Ltd.
  - 2 PV-HT001-1 Max. Voltage =1500V Max. Current =30A; Manufacturer: Shanghai Aerospace Automobile Electromechanical Co., Ltd.
  - 3 PV-KB74xy-UR PV-KS74xy-UR Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Multi-Contact AG Basel
  - 4 PV-JM001 Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Zhejiang Jiaming Tianheyan Photovoltaics Technology Co., Ltd.
  - 5 PV-JM001A Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Zhejiang Jiaming Tianheyan Photovoltaics Technology Co., Ltd.
  - 6 PV-KS74xy-UR PV-KB74xy-UR Max. Voltage =1000V Max. Current =30A (4.0mm<sup>2</sup>); Manufacturer: Staubli Electrical Connectors AG
  - 7 PV-KS74EVO 2Vx\_UR (male); PV-KS74EVO 2Vx\_UR (female) Max. Voltage =1000V Max. Current =30A (4.0mm<sup>2</sup>); Manufacturer: Staubli Electrical Connectors AG
  - 8 H4FC04DMS; H4CMC4DMS Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Amphenol Technology (Shenzhen) Co., Ltd.
  - 9 UTXC Fabode; UTXC Mabode Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Amphenol Technology (Shenzhen) Co., Ltd.
  - 10 TL-CABLE015-F Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Jiangsu Tonglin Electric Co., Ltd.
  - 11 TL-CABLE015-FR Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Jiangsu Tonglin Electric Co., Ltd.
  - 12 PV-JM008 Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Zhejiang Jiaming Tianheyan Photovoltaics Technology Co., Ltd.
  - 13 PV-JM008-1 Max. Voltage =1000V Max. Current =30A; Manufacturer: Zhejiang Jiaming Tianheyan Photovoltaics Technology Co., Ltd.

## I-V Curves



The module recycling should be carried out by the professional institutions at the the end of module life cycle

HIGHWAY

Estructura Sunfer sobreelevada a 30°



Perfil compatible G2

- Soporte inclinado de 3 filas de módulos para terreno.
- Anclaje a hormigón.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Inclinación estándar 30°.
- Inclinaciones disponibles bajo pedido: 5°-10°-15°-20°-25°
- Altura libre en punto más desfavorable 500 mm.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 6 hasta 18 módulos.
- Tornillería de anclaje no incluida.

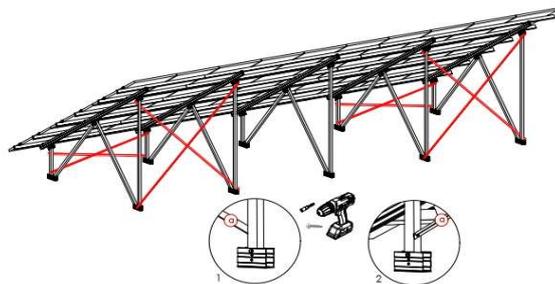
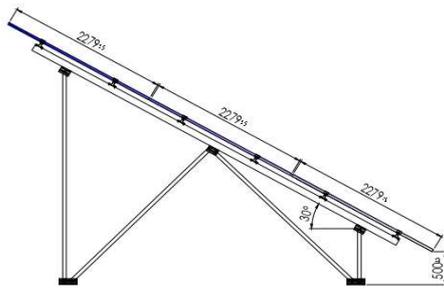
**NOTA:**  
Debido a las tolerancias del producto NO colocar los anclajes en la losa de hormigón antes de tener montado el pórtico. Una vez ensamblado el pórtico, marcar los agujeros de anclaje y perforar la losa para colocar los anclajes.

**Se recomienda** realizar un estudio geotécnico del terreno

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)  
Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70  
*Comprobar el buen estado y la capacidad portante del terreno antes de cualquier instalación.*

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit  
2279x1150

Ejemplos de cimentaciones

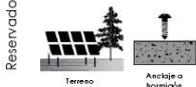


- Par de apriete:**  
Tornillo Presor 7 Nm  
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm  
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm  
Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



T6	190	270	150	225	8	8	12	15
----	-----	-----	-----	-----	---	---	----	----

Adicionalmente la grapa G6 incorpora un tratamiento superficial de anodizado del material que mejora su resistencia frente a la corrosión y el paso del tiempo, dotando de esta forma al soporte de una gran longevidad en ambientes corrosivos.

 <b>BULTMEIER</b>	<h2>GRAPA G6</h2>	Referencia	031
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Grapa G6 intermedia para módulo fotovoltaico			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación de la grapa G6 se lleva a cabo mediante la utilización de tornillos de métrica y posteriormente atornillado, o con tornillería autorroscantes o tornillos autotaladrantes combinados con los perfiles preparados para desarrollar la métrica del agujero.

Código		Tipo de tornillo	
		Métrica	Autotaladrante*
Resistencia mecánica	[kg]	800	600
Grapas Recomendadas por módulo	[ud]	4	4
Posibilidades de montaje			

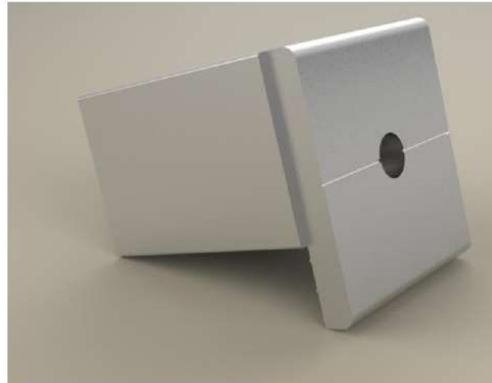
\*La grapa G6 resiste la carga indicada siempre y cuando esté instalada sobre perfiles con desarrollo de métrica de BULTMEIER

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

La grapa G6 se utiliza principalmente para ejercer de grapa intermedia entre los módulos fotovoltaicos y fijarlos en su posición definitiva contra el perfil de sustentación de los mismos. La grapa G6 puede desmontarse y montarse para la sustitución o el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

La utilización de los tornillos autotaladrantes permite una rápida fijación de los módulos fotovoltaicos, asegurando su fijación debido al desarrollo de la métrica en los perfiles de Bultmeier y de la arandela de EPDM que ejerce de amortiguador de vibraciones, evitando de esta forma el aflojamiento de la unión con el paso del tiempo.

	<h1>GRAPA G7</h1>	Referencia	034
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Grapa G7 final para módulo fotovoltaico			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Grapa especialmente diseñada para anclaje de módulos fotovoltaicos
- Atornillado de módulos mediante tornillería de M6
- Su especial diseño impide el deslizamiento del módulo fotovoltaico
- Combinado junto con los perfiles de BULTMEIER su montaje es extremadamente rápido ya que utiliza tornillería autotaladrante
- Especialmente diseñada para la dimensión del módulo fotovoltaico

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por BULTMEIER es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

Adicionalmente la grapa G7 incorpora un tratamiento superficial de anodizado del material que mejora su resistencia frente a la corrosión y el paso del tiempo, dotando de esta forma al soporte de una gran longevidad en ambientes corrosivos.

	<h1>GRAPA G7</h1>	Referencia	034
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Grapa G7 final para módulo fotovoltaico			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación de la grapa G7 se lleva a cabo mediante la utilización de tornillos de métrica y posteriormente atornillado, o con tornillería autorroscantes o tornillos autotaladrantes combinados con los perfiles preparados para desarrollar la métrica del agujero.

Código		Tipo de tornillo	
		Métrica	Autotaladrante*
Resistencia mecánica	[kg]	800	600
Grapas Recomendadas por módulo	[ud]	4	4
Posibilidades de montaje			

\*La grapa G7 resiste la carga indicada siempre y cuando esté instalada sobre perfiles con desarrollo de métrica de BULTMEIER

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

La grapa G7 se utiliza principalmente para ejercer de grapa final de una mesa de módulos fotovoltaicos y fijarlos en su posición definitiva contra el perfil de sustentación de los mismos. La grapa G7 puede desmontarse y montarse para la sustitución o el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

La utilización de los tornillos autotaladrantes permite una rápida fijación de los módulos fotovoltaicos, asegurando su fijación debido al desarrollo de la métrica en los perfiles de Bultmeier y de la arandela de EPDM que ejerce de amortiguador de vibraciones, evitando de esta forma el aflojamiento de la unión con el paso del tiempo.

 <b>BULTMEIER</b>	<h2>PERFIL P26</h2>	Referencia	026
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Perfil P26 para módulos fotovoltaicos			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Perfil de alta resistencia especialmente diseñado para sustentar módulos fotovoltaicos y térmicos que optimiza al máximo el material empleado en su fabricación
- Su versátil diseño le permite ser utilizado en gran variedad de instalaciones
- Las líneas de perforado vienen indicadas para una mayor facilidad de montaje y un mejor acabado estético
- La parte superior del perfil está dotada de una zona de nervio especial de fijación, que confiere una resistencia extra a la tornillería autotaladrante utilizada para atornillar sobre el perfil
- Posee guías especiales para ser utilizadas conjuntamente con el Conector P26 y facilite la unión de perfiles

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templeado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por BULTMEIER es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

	<h2>PERFIL P26</h2>	Referencia	026
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Perfil P26 para módulos fotovoltaicos			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación del perfil P26A a otro perfil se lleva a cabo utilizando las alas del perfil atornillándose con tornillos autotaladrantes. Para la parte superior del perfil se emplean tornillos autotaladrantes para su fijación. **Todas las fijaciones deben realizarse sobre la línea de taladro para asegurar la integridad de la estructura.**

Código		Tipo de Carga	
		Succión	Presión
Resistencia mecánica	[kg]	1000	1000
Distancia máxima entre Apoyos	[m]	3	3
Distancia máxima de Voladizo	[m]	0.5	0.5
Instalación de tornillería autotaladrante		Superior	Inferior
			

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

El perfil P26 tiene una extensa variedad de usos, aunque su principal función es la de ser el encargado de sustentar los módulos fotovoltaicos y las grapas que los aseguran.

La forma más común de utilizarlo es colocarlo encima de los bastidores, atornillados a estos mediante dos tornillos autotaladrantes. Posteriormente se colocan los módulos fotovoltaicos y se atornillan a la estructura con las grapas G6/G7 en el nervio especial de fijación.

En otros casos el perfil P26 puede colocarse en la parte inferior de la estructura, ejerciendo de soporte de los bastidores, dotando a la estructura de una polivalencia superior de atornillado de los bastidores.

 <b>BULTMEIER</b>	<b>VARILLA ROSCADA</b>	Referencia	023
		Fecha	16/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Varilla Roscada para anclaje a contrapeso de hormigón			



## 1 – CARACTERISTICAS

- Soporte especialmente diseñado para contrapesos de hormigón
- Fijación soleras de hormigón, zapatas o contrapesos de hormigón mediante anclaje químico
- Su diseño permite la correcta regulación de la estructura, mediante el uso de las tuercas que incorpora
- Incorpora un soporte de EPDM esponjoso que evita las filtraciones, así como las vibraciones transmitidas a la cubierta.

## 2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Acero Inoxidable, concretamente A2-70. El acero inoxidable es un acero de elevada resistencia a la corrosión, dado que el cromo u otros metales aleantes que contiene, poseen gran afinidad por el oxígeno reaccionando con este y formando una capa pasivadora, evitando así la corrosión del hierro que contiene.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 3506

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)	Límite elástico (Rp0'2)	Alargamiento	Dureza mínima (Hb)
A2-70	700	450	0,4d	175

	<b>VARILLA ROSCADA</b>	Referencia	023
		Fecha	16/10/2017
		Revisión	0
		Página	2
Denominación: Varilla Roscada para anclaje a contrapeso de hormigón			

### 3 – DATOS TÉCNICOS

La instalación de la varilla roscada se lleva a cabo mediante un taladro sobre la superficie de anclaje relleno con anclaje químico y posterior introducción de la varilla. En caso de superficies de teja, se recomienda el uso de un tamiz para su correcto anclaje

Código		Tipo de cubierta	
		Hormigón	Teja
Distancia máxima entre Soporte	[m]	3	1.5
Profundidad mínima de taladro	[mm]	80	100
Diámetro de taladro	[mm]	14/16	14/16
Posibilidades de montaje			

### 4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

El soporte de varilla roscada es un soporte muy versátil, ya que puede utilizarse en cualquier tipo de cubierta de hormigón, teja o incluso paredes de hormigón.

Dado que la varilla roscada nos permite la regulación de la estructura desde su base, este soporte nos dota de una gran capacidad de adaptación en una gran cantidad de superficies. Desde terrenos rústicos que no están propiamente nivelados, hasta cubiertas con pendientes pronunciadas.

El material, al ser acero inoxidable, también nos permite su montaje en lugares donde la corrosión sea elevada, ya que se garantiza la durabilidad del mismo durante el paso de los años.

## Regulador Victron Energy MPPT 150/85 V



## Controladores de carga SmartSolar con interfaz VE.Can

MPPT 150/70 VE.Can hasta MPPT 150/100 VE.Can



Controlador de carga SmartSolar  
MPPT 150/100-Tr-VE.Can  
con pantalla conectable opcional



Controlador de carga SmartSolar  
MPPT 150/100-Tr-VE.Can sin pantalla



Sensor Bluetooth:  
Smart Battery Sense



Sensor Bluetooth:  
Monitor de baterías BMW-712 Smart

### Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

### Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

### Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

### Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

### Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

### Bluetooth Smart integrado

La solución inalámbrica para configurar, controlar, actualizar y sincronizar los controladores de carga SmartSolar.

### Sensor de temperatura interna y sensor opcional de la tensión y de la temperatura externas de la batería vía Bluetooth

Se puede usar un sensor Smart Battery Sense o un monitor de baterías BMW-712 Smart para comunicar la tensión y la temperatura de la batería a uno o más controladores de carga SmartSolar.

### Función de recuperación de baterías completamente descargadas

Empezará a cargar incluso si la batería está descargada hasta cero voltios.

Se reconectará a una batería de ion litio completamente descargada con función de desconexión interna.

### VE.Can: la solución de controlador múltiple

Con VE.Can se pueden sincronizar hasta 25 unidades.

### VE.Direct o VE.Can

Para una conexión de datos con cable a un panel Color Control GX, otros productos GX, un PC u otros dispositivos.

### On/Off remoto

Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

### Relé programable

Puede programarse para programar una alarma, u otros eventos.

### Opcional: Pantalla LCD conectable SmartSolar

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Pantalla conectable SmartSolar



# Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en una planta de almacenamiento de residuos

Controlador de carga SmartSolar con interfaz VE.Can.	150/70 VE.Can	150/85 VE.Can	150/100 VE.Can (también disponibles sin Bluetooth)
Tensión de la batería	Selección automática 12/24/48 V (36 V manual)		
Corriente de carga nominal	70 A	85 A	100 A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	3000 W	3600 W	4350 W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	4000 W	4900 W	5800 W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50 A (máx. 30 A por conector MC4)	70 A (máx. 30 A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo		
Eficacia máxima	98%		
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V		
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)		
Tensión de carga de "equalización"	Valores predeterminados: 16,2 V / 32,4 V / 48,6 V / 64,8 V (regulable)		
Algoritmo de carga	adaptativa multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario		
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protección	Polaridad inversa FV/Cortocircuito de salida/Sobretensión		
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)		
Humedad	95%, sin condensación		
Altitud máxima	5.000 m (potencia nominal completa hasta los 2.000 m)		
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados		
Grado de contaminación	PD3		
Comunicación de datos	VE.Can, VE.Direct y Bluetooth		
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)		
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA: 240 V CA / 4 A	Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí, funcionamiento sincronizado en paralelo con VE.Can o Bluetooth		
<b>CARCASA</b>			
Color	Azul (RAL 5012)		
Terminales FV 3)	35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (modelos Tr), Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)	35 mm <sup>2</sup> / AWG2 (modelos Tr), Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm <sup>2</sup> / AWG2		
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)		
Peso	3 kg	4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
<b>NORMAS</b>			
Seguridad	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2		
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia. 1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V. 2) Un sistema FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador. 3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)			



Con VE.Can o Bluetooth, pueden conectarse en cadena hasta 25 o hasta 10 controladores de carga respectivamente para carga sincronizada y conectarse a su vez a un Color Control GX o a otro dispositivo GX  
Cada Controlador puede supervisarse por separado, por ejemplo en un Color Control GX, en el sitio web VRM (VE.Can) o en un smartphone o iPad (Bluetooth)

## 1. Introducción

Bienvenido al manual de VictronConnect. Use la aplicación VictronConnect para configurar, controlar, actualizar y diagnosticar los productos compatibles con VictronConnect.

VictronConnect está disponible para Android, iOS, Windows y macOS X.

Puede conectarse a productos de Victron mediante Bluetooth, USB y WiFi/LAN/Internet. La vía de conexión depende del producto, algunas líneas de productos disponen de Bluetooth y otras no. Algunas tienen WiFi y otras no. Para más información, véase el apartado 11.

### Documentación

Consulte en el índice toda la información general de VictronConnect recogida en este documento.

Otros documentos pertinentes específicos de productos son:



- Documentación específica de los cargadores solares MPPT.



- Configuración VE.Bus de MultiPlus, Quattro, EasySolar y otros inversores/cargadores.



- Documentación específica de los cargadores CC-CV Orion Smart.

## 2. Descarga e instalación

VictronConnect está disponible para usuarios de ordenadores Windows, macOS X y teléfonos y tabletas iOS y Android. En este enlace puede descargar la aplicación adecuada para usted.

También está disponible para Linux, aunque oficialmente sin soporte.

Consulte en el apartado 4 [7] información acerca de teléfonos, tabletas y ordenadores compatibles, así como las versiones mínimas necesarias de los sistemas operativos.

## Inversor/Cargador Victron Quattro 48/8000

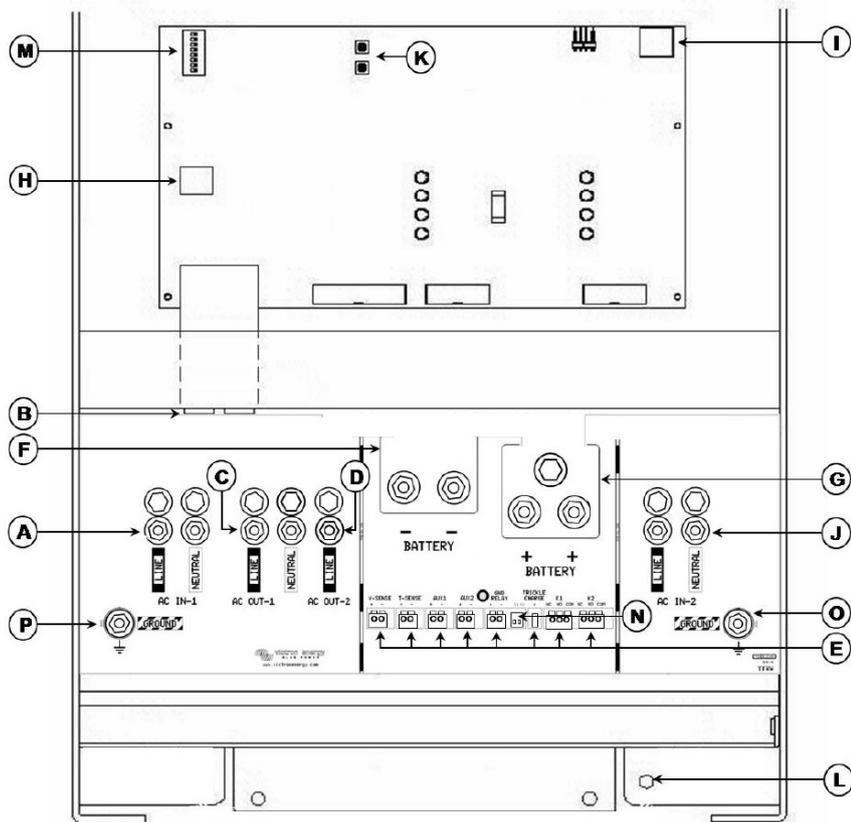
### 8. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Quattro	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia integrado	Sí			
2 Entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1			
Corriente máxima de alimentación (A)	2x100	2x100	2x100	2x100
<b>INVERSOR</b>				
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V			
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%			
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Energía de carga cero en modo AES (W)	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Energía de carga cero en modo de búsqueda (W)	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
<b>CARGADOR</b>				
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de 'flotación' (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga de la batería de arranque (A)	4 (12V y 24V modelos solo)			
Sensor de temperatura de la batería	Sí			
<b>GENERAL</b>				
Salida auxiliar (A) (5)	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a-g			
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema			
Puerto com. de uso general	2x	2x	2x	2x
Remote on-off	Sí			
Common Characteristics	Temp. de trabajo: -40 a +65°C Humedad (sin condensación): max. 95%			
<b>CARCASA</b>				
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Protección: IP 21			
Conexión de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)			
Conexión 230 V CA	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	34 / 30 / 30	45 / 41	45	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
<b>ESTÁNDARES</b>				
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1			
Emisiones/Normativas	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, EN-IEC 61000-6-1, EN-IEC 61000-6-2, EN-IEC 61000-6-3			
Vehículos, Mercado de accesorios	12V y 24V modelos: EN 50498			
Anti-islanding	Vea nuestro sitio web			
1) Se puede ajustar a 60Hz 120 V 60 Hz a petición	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1			
2) Protección	4) At 25 °C ambiente			
a. Cortocircuito de salida	5) Se apaga cuando no hay fuente de CA externa disponible			
b. Sobrecarga	6) Relés programables configurables como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador			
c. Tensión de la batería demasiado alta	Capacidad nominal CA 230V/4A			
d. Tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC			
h. Temperatura demasiado alta				
f. 230 VCA en salida del inversor				
g. Ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				

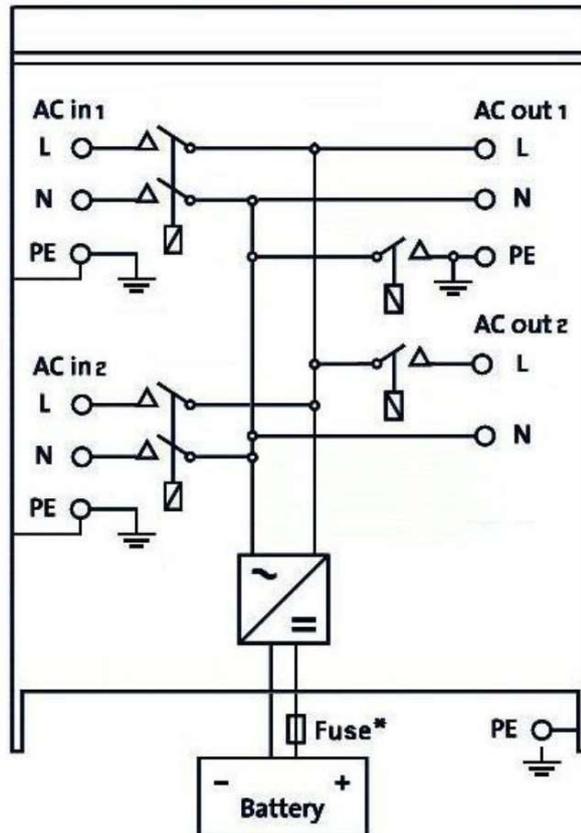
EN  
NL  
FR  
DE  
ES  
SV  
IT  
Apéndice

- APPENDIX A: Overview connections
- BIJLAGE A: Overzicht aansluitingen
- ANNEXE A : Vue d'ensemble des connections
- ANHANG A: Übersicht Anschlüsse
- APÉNDICE A: Conexiones generales
- APPENDIX A: Översikt kontakter
- APPENDICE A: Panoramica connessioni

- EN
- NL
- FR
- DE
- ES
- SE
- IT
- Appendix



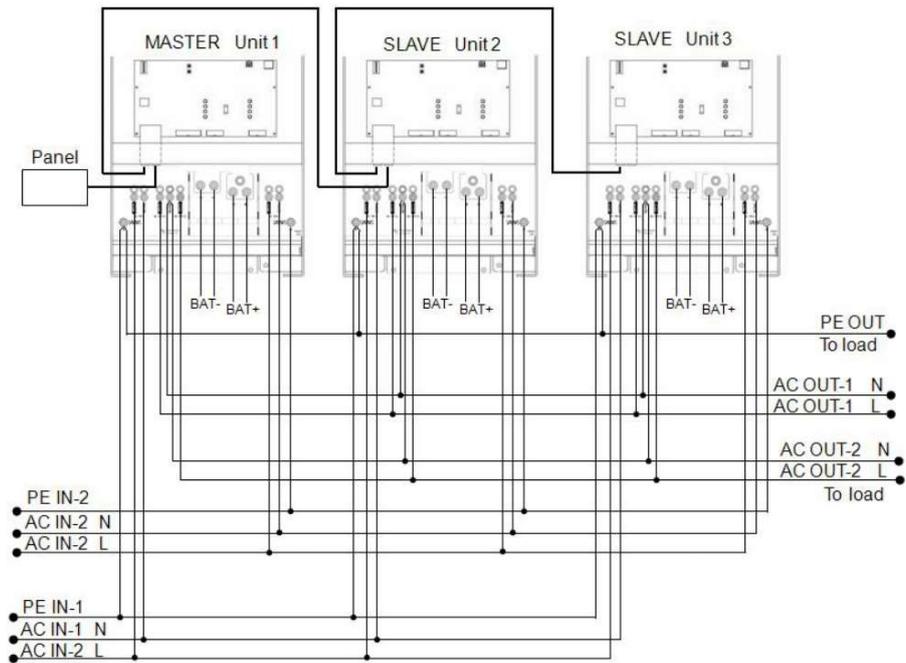
APPENDIX B: Block diagram  
BIJLAGE B: Blokschema  
ANNEXE B : Schéma bloc  
ANHANG B: Blockschaltbild  
APÉNDICE B: Diagrama de bloques  
APPENDIX B: Blockdiagram  
APPENDICE B: Diagramma di blocco:



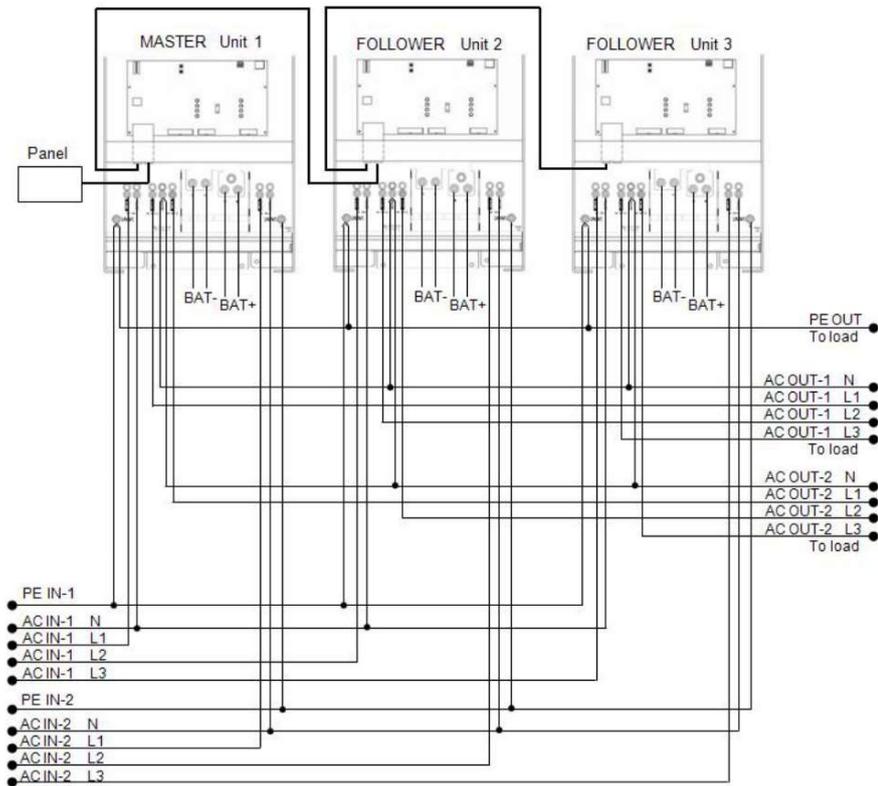
\* See table in Chapter 4.2 "Recommended DC fuse".  
\* Zie de tabel in Hst 4.2 "Aanbevolen DC zekering".  
\* Voir le tableau du Chapitre 4.2 « Fusible CC recommandé ».  
\* Beachte Tabelle in Kapitel 4.2 "Empfohlene DC-Sicherung".  
\* Ver tabla en Capítulo 4.2 "Fusible CC recomendado".  
\* Se tabellen i avsnitt 4.2 "rekommenderad DC-säkring".  
\* Vedere la tabella nel capitolo 4.2 "Fusibile CC consigliato".

- APPENDIX C: Parallel connection
- BIJLAGE C: Parallelaansluiting
- ANNEXE C : Connexion en parallèle
- ANHANG C: Parallelbetrieb
- APÉNDICE C: Conexión en paralelo
- APPENDIX C: Parallellanslutning
- APPENDICE C: Collegamento in parallelo

EN  
 NL  
 FR  
 DE  
 ES  
 SE  
 IT  
 Appendix

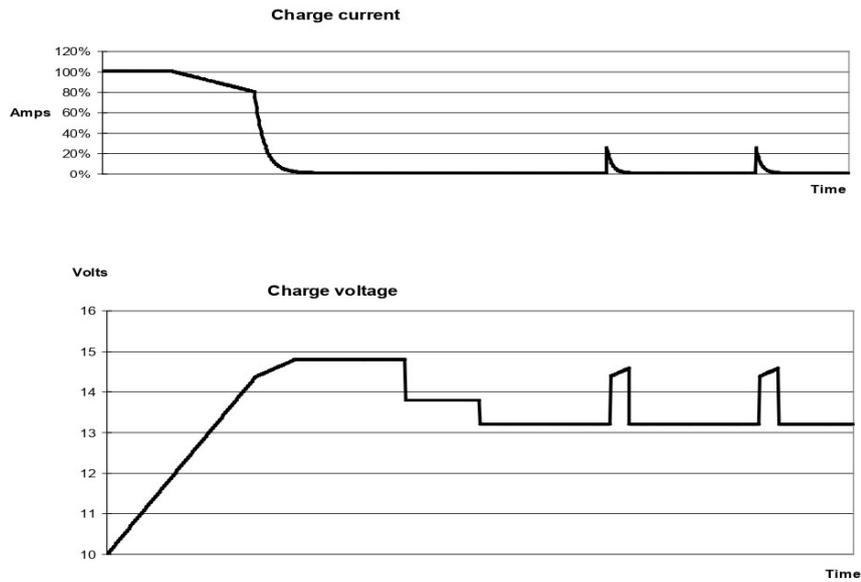


**APPENDIX D:** Three-phase connection  
**BIJLAGE D:** Driefasige aansluiting  
**ANNEXE D :** Connexion triphasée  
**ANHANG D:** Drei-Phasen-Betrieb  
**APÉNDICE D:** Conexión trifásica  
**APPENDIX D:** Tre-fasanslutning  
**APPENDICE D:** Collegamento trifase



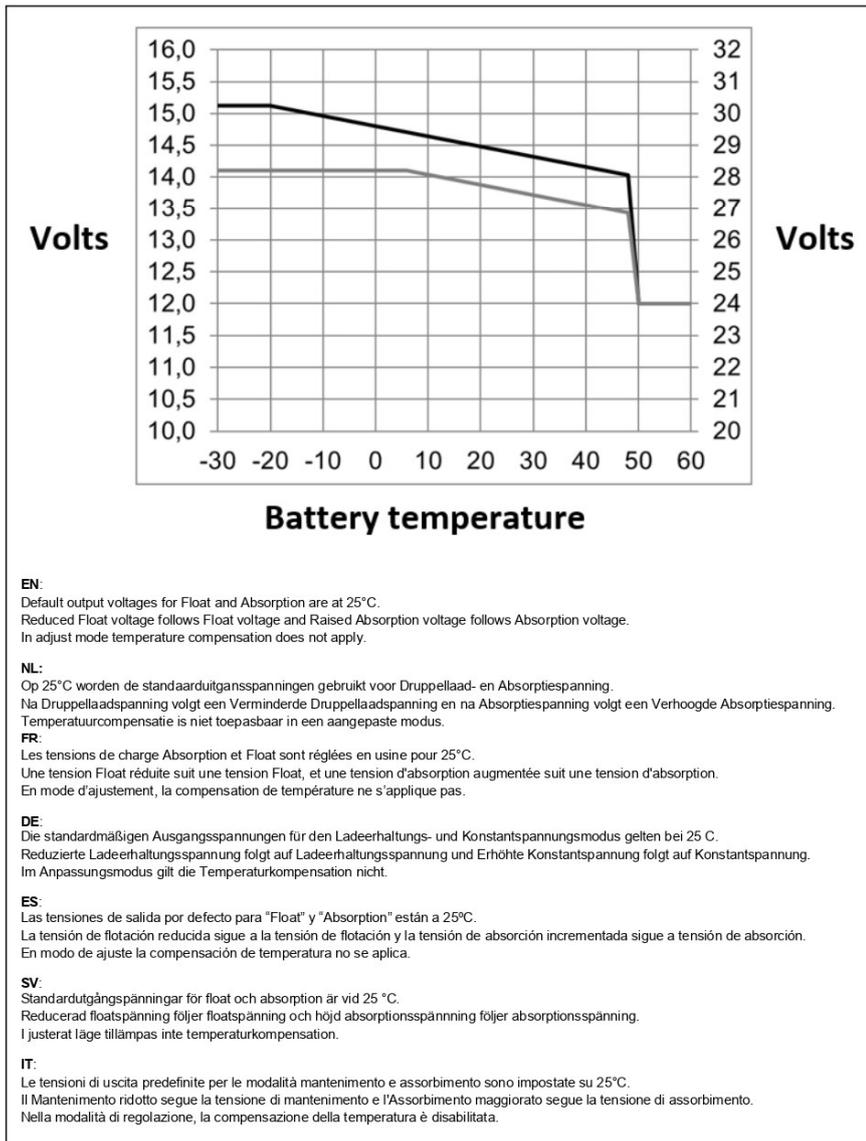
**APPENDIX E: Charge characteristic**  
**BIJLAGE E: Laadkarakteristieken**  
**ANNEXE E : Courbe de charge**  
**ANHANG E: Ladekennlinie**  
**APÉNDICE E: Características de carga**  
**APPENDIX E: Laddningsfunktion**  
**APPENDICE E: Caratteristiche di carica**

EN  
NL  
FR  
DE  
ES  
SE  
IT  
Appendix

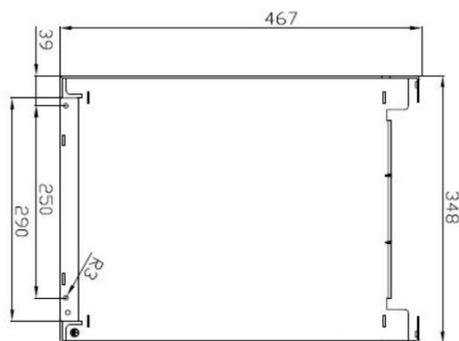
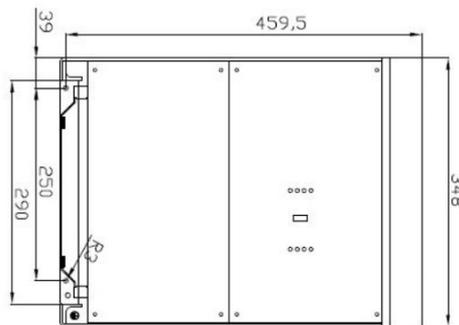
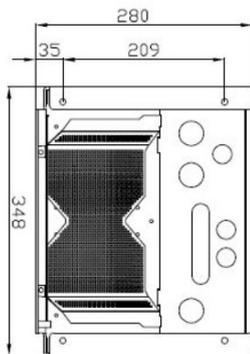
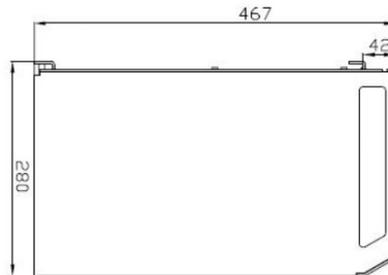


APPENDIX F: Temperature compensation  
 BIJLAGE F: Temperatuurcompensatie  
 APPENDIX F: Temperaturkompensation  
 ANNEXE F : Compensation de température  
 APÉNDICE F: Compensación de temperatura  
 APPENDIX F: Temperaturkompensation  
 APPENDICE F: Compensazione di temperatura

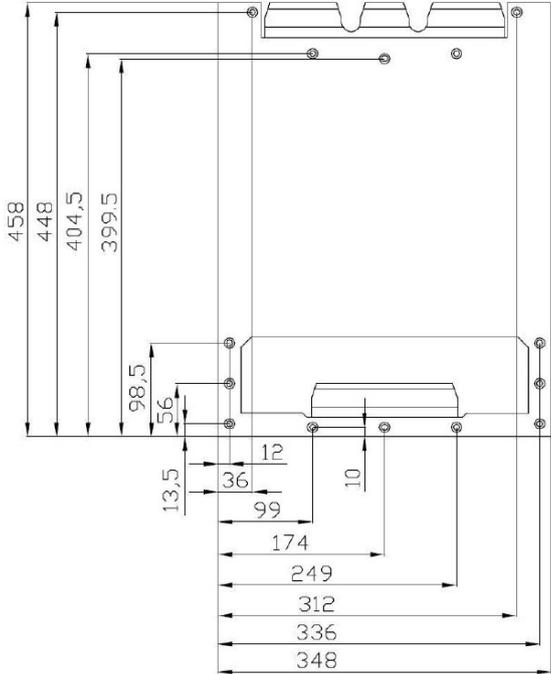
EN  
 NL  
 FR  
 DE  
 ES  
 SE  
 IT  
 Appendix



**APPENDIX G:**      Dimensions Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**BIJLAGE G:**        Afmetingen Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**ANNEXE G :**        Dimensions Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**ANHANG G:**        Maße Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**APÉNDICE G:**      Dimensiones Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**APPENDIX G:**      Dimensioner Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA  
**APPENDICE G:**    Misure Quattro 12V 5kVA, 24V 8kVA, 48V 8kVA/10kVA

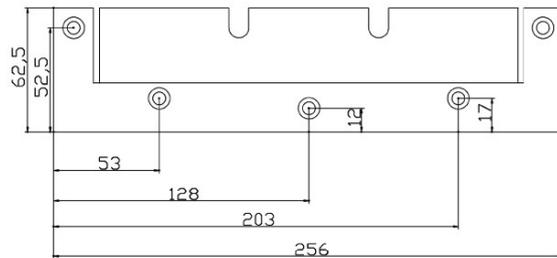


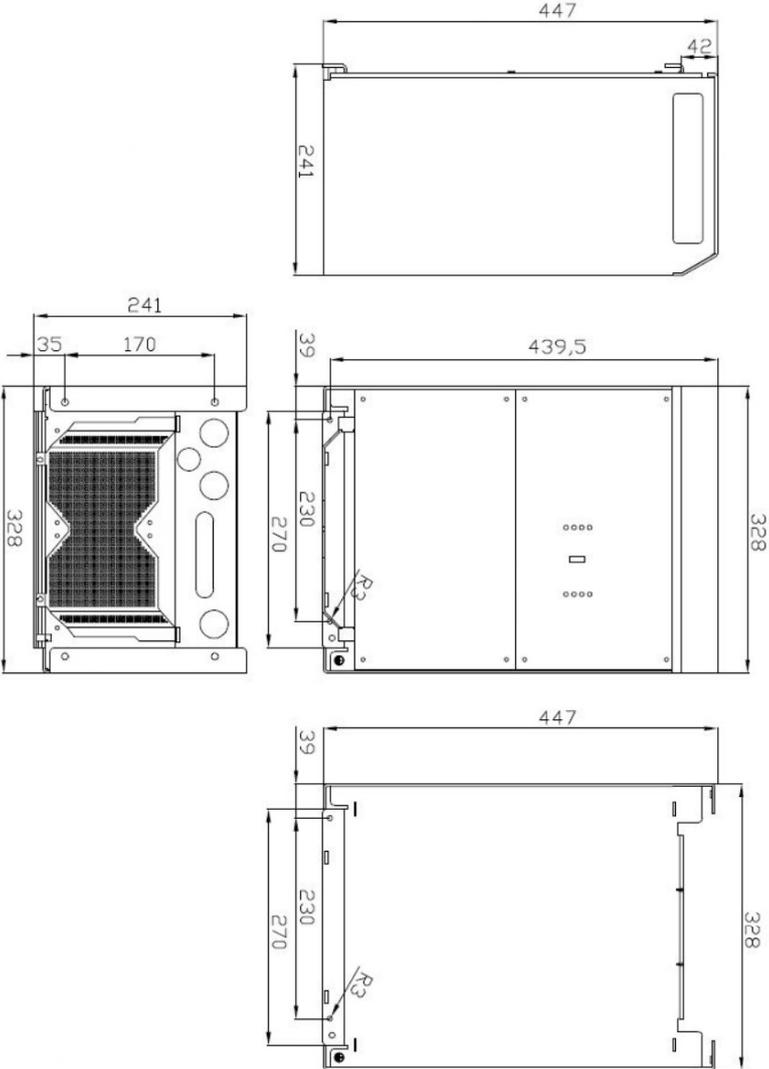
Dimensions wall mounting plate



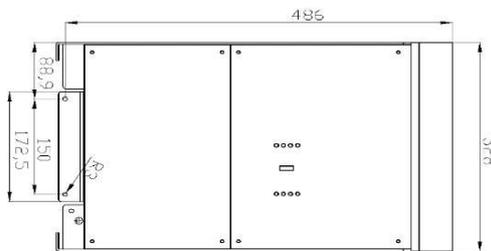
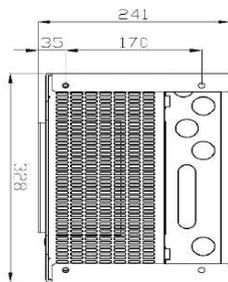
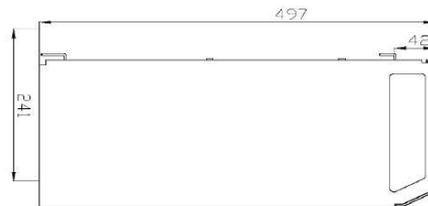
- EN
- NL
- FR
- DE
- ES
- SE
- IT
- Appendix

**APPENDIX:** Dimensions 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**BIJLAGE:** Afmetingen 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**ANNEXE :** Dimensions 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**ANHANG:** Maße 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**APÉNDICE:** Dimensiones 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**APPENDIX:** Dimensioner 24V 5kVA, 48V 5kVA  
**APPENDICE:** Misure 24V 5kVA, 48V 5kVA

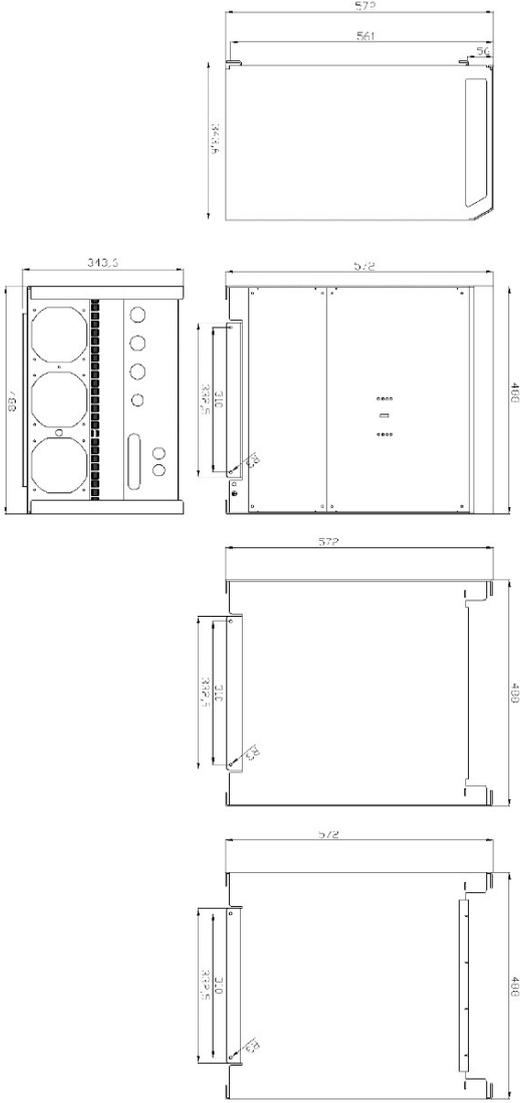




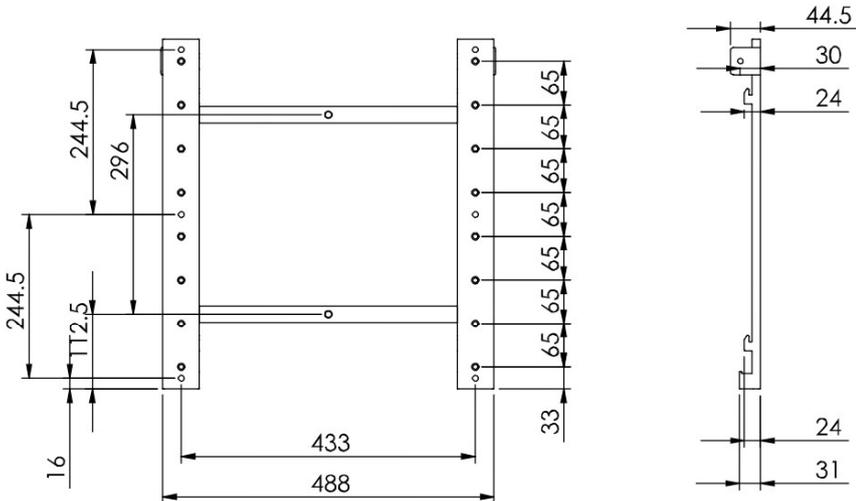
**Dimensions 48V 5kVA-S**  
**Afmetingen 48V 5kVA-S**  
**Dimensions 48V 5kVA-S**  
**Maße 48V 5kVA-S**  
**Dimensiones 48V 5kVA-S**  
**Dimensioner 48V 5kVA-S**  
**Misure 48V 5kVA-S**



Dimensions Quattro 15KVA  
Afmetingen Quattro 15kVA  
Dimensions Quattro 15kVA  
Maße Quattro 15kVA  
Dimensiones Quattro 15kVA  
Dimensioner Quattro 15kVA  
Misure Quattro 15KVA



Dimensions wall mounting plate Quattro 15kVA



## Grupo electrógeno DSE4510 8Kva



# DEEP SEA ELECTRONICS PLC

## Manual del Operador DSE4510 & DSE4520

Documento Numero: v01

Autor: Fady Atallah  
Traducido: Bounous Hnos

**ÍNDICE**

<b>Sección</b>	<b>Página</b>
<b>1 DESCRIPCION DE CONTROLES.....</b>	<b>4</b>
1.1 <b>BOTONES DE CONTROL .....</b>	<b>5</b>
1.2 <b>PANTALLA DEL MODULO .....</b>	<b>6</b>
1.2.1 ICONOS DE INSTRUMENTACION .....	7
1.2.2 CONFIGURACION ACTIVA .....	8
1.2.3 EDICION DESDE EL PANEL FRONTAL / AUTO RUN ICON. ....	8
1.2.4 MODO ICONOS .....	8
1.2.5 ICONO DE CONMUTACION DE CARGA .....	9
1.2.6 ILUMINACION DE PANTALLA .....	9
1.2.7 ICONOS DE ALARMAS .....	10
1.2.7.1 ICONOS DE ADVERTENCIA.....	11
1.2.7.2 ICONOS DE DISPARO ELECTRICO.....	12
1.2.7.3 ICONOS DE PARADA .....	13
1.3 <b>REPASANDO LAS PAGINAS DE INSTRUMENTOS .....</b>	<b>15</b>
1.3.1 MENU DE NAVEGACION .....	15
1.3.1.1 NAVEGACION DE ICONOS .....	15
1.3.2 NAVEGACION GENERAL .....	16
1.3.3 PAGINA DE INICIO .....	17
1.3.4 GENERADOR .....	17
1.3.5 RED ELECTRICA (SOLO EN LA DSE 4520).....	18
1.3.6 CARGA.....	18
1.3.7 MOTOR .....	19
1.3.8 INFO .....	19
1.3.9 MOTOR ECU (ALARMAS) .....	20
1.3.9.1 OBSERVANDO EL CODIGO DE FALLA .....	20
1.3.10 REGISTRO DE EVENTOS .....	22
1.3.10.1 OBSERVANDO REGISTRO DE EVENTO .....	22
<b>2 PROCEDIMIENTOS .....</b>	<b>23</b>
2.1 <b>GUIA RAPIDA .....</b>	<b>23</b>
2.1.1 ENCENDER MOTOR .....	23
2.1.2 PARADA DEL MOTOR .....	24
2.2 <b>MODO STOP/RESET .....</b>	<b>25</b>
2.3 <b>MODO AUTOMATICO .....</b>	<b>26</b>
2.3.1 AGUARDANDO EN MODO AUTOMATICO .....	26
2.3.2 SECUENCIA DE ARRANQUE .....	26
2.3.3 MOTOR EN MARCHA .....	26
2.3.4 SECUENCIA DE PARADA .....	27
2.4 <b>MODO MANUAL/START .....</b>	<b>28</b>
2.4.1 AGUARDANDO EN MODO MANUAL .....	28
2.4.2 SECUENCIA DE ARRANQUE .....	28
2.4.3 MOTOR EN MARCHA .....	29
2.4.4 SECUENCIA DE PARADA.....	29
2.5 <b>ALARMA DE MANTENIMIENTO .....</b>	<b>30</b>
2.6 <b>PRUEBA PERIODICAS .....</b>	<b>31</b>
2.6.1 MODO STOP .....	31
2.6.2 MODO MANUAL/START .....	31
2.6.3 MODO AUTOMATICO .....	31

<b>3</b>	<b>CONFIGURACION DESDE EL PANEL FRONTAL</b>	<b>32</b>
3.1	ACCESO AL EDITOR DE CONFIGURACION	33
3.2	PARAMETROS ADJUSTABLES	34
3.2.1	AJUSTE DESDE LA CENTRAL	34
3.2.2	CONFIGURACION CAN	34
3.2.3	AJUSTES DE ENTRADAS DIGITALES	35
3.2.4	AJUSTES DE SALIDAS DIGITALES	36
3.2.5	AJUSTE DE TIEMPOS	36
3.2.6	AJUSTE DE GENERADOR	37
3.2.7	AJUSTE DE RED	38
3.2.8	ENGINE SETTINGS	39
3.2.9	AJUSTE DE ENTRADA ANALOGICAS	40
3.2.10	AJUSTE PRUEBAS PERIODICAS	41
3.2.11	CONFIGURACION DE HORAS Y FECHAS	41
3.2.12	AJUSTE DE ALARMA DE MANTENIMIENTO	42
3.2.13	AJUSTE DE CONFIGURACIONES ALTERNATIVA	42
3.3	PARAMETROS SELECCIONABLES	44
3.3.1	FUENTE DE ENTRADA DIGITALES	44
3.3.2	FUENTE DE SALIDA DIGITALES	45
3.3.3	ACCION DE ALARMA	47
3.3.4	ACCION DE ALARMA DEL SENSOR FLEXIBLE	47
3.3.5	MODO DE ACTIVACION	47
3.3.6	TIPO DE SENSORES	47
3.3.7	SISTEMA AC	47
3.3.8	ACCION DE ENTRADA DIGITAL	48
3.3.9	POLARIDAD DE ENTRADA DIGITAL	48
3.3.10	POLARIDAD DE SALIDA DIGITAL	48
3.3.11	UNIDAD DE COMBUSTIBLE	48
3.3.12	LISTA DE SENSORES DE PRESION DE ACEITE	49
3.3.13	LISTA DE SENSORES DE TEMPERATURA	49
3.3.14	LISTA DE SENSORES DE PORCENTAJES	49
<b>4</b>	<b>PUESTA EN MARCHA</b>	<b>50</b>
<b>5</b>	<b>DETECCION DE FALLAS</b>	<b>51</b>
5.1	ARRANQUE	51
5.2	MARCHA	51
5.3	ALARMAS	52
5.4	COMUNICACIONES	52
5.5	INSTRUMENTOS	52
5.6	VARIOS	53

Descripción de Controles

1 DESCRIPCIÓN DE CONTROLES

**NOTA:** Las siguientes descripciones refieren a las secuencias de la configuración de fábrica. Siempre refiriéndose a la fuente de la configuración.

El control del módulo se realiza pulsando botones que están al frente del módulo.

**Modo Stop/Reset** (0), **Automático** (AUTO) y **Modo manual de arranque** (+) Para un funcionamiento normal; son los únicos controles necesarios para operar. Más adelante en este manual, se proveen detalles sobre el funcionamiento de cada uno.



**PRECAUCIÓN:** El módulo puede arrancar el motor debido a influencias externas, por lo tanto es posible que se inicie en cualquier momento. Antes de realizar cualquier tarea de mantenimiento en el sistema, remover la batería y conexiones aisladas.

Descripción de Controles

1.1 BOTONES DE CONTROL

Iconos	Descripciones
	<p><b>Modo Stop / Reset</b></p> <p>Este botón coloca al módulo en <b>Stop / Reset</b>.  Esto borrará las alarmas una vez que se han eliminados los criterios de activación. Si el motor estuviese en marcha al poner el módulo es Stop/Reset , automáticamente el modulo cortará el suministro de combustible y el motor se detendrá. En caso de que alguna señal remota de arranque apareciera mientras se opera en este modo, no arrancará.</p>
	<p><b>Modo Automático</b></p> <p>Este botón coloca al módulo en <b>Modo Automático</b>.  Permite controlar la función del equipo de manera automática. El módulo controlará la señal de arranque remota y la carga de batería. Una vez realizada la petición de arranque, el equipo iniciará automáticamente y se colocará en carga (Generando demoras en las salidas de carga <b>1, 2, 3 y 4</b>, si son usadas.</p> <p>Una vez removida la señal de arranque, el módulo quita la carga del generador y detiene el equipo, observando demora en la detención (timer) y en el tiempo de enfriado del motor (timer). ( <b>Las salidas de carga 1, 2, 3 y 4</b>, se vuelven inactivas si son usadas. El módulo aguarda el nuevo intento de arranque.</p>
	<p><b>Modo Manual / Start</b></p> <p>Este botón permite arrancar el motor sin carga. Para poner en carga, es necesario la entrada de señal digital.</p> <p>Si estando el motor en marcha en el <b>Modo Manual/Start</b>  recibe una señal remota de arranque, el módulo instuirá automáticamente a tomar la carga. Una vez removida la señal de arranque remoto, el generador continuará en carga, hasta la selección del botón <b>Stop/Reset</b>  <b>Modo Automático</b>. </p>
 	<p><b>Menu Navegación</b></p> <p>Usadas para navegar por la parte instrumental, los eventos que suceden y las pantallas de configuración</p>

Pantallas de instrumentos

1.2 PANTALLA DEL MODULO

Las pantallas del módulo contiene los siguientes apartados. Las descripciones de cada sección se pueden ver en las subsecciones.

**NOTA:** Dependiendo de la configuración del módulo, algunas pantallas pueden estar deshabilitadas. Para más detalles sobre la configuración del módulo, consulte DSE publicación: Manual 057-172 software de configuración DSE45xx.

Inst. Icon	Instrumentation	Unit	Alarm Icon
Active Config	Instrumentation	Unit	Mode Icon
FPE / Auto Run	Instrumentation	Unit	
Load Switching Icons			

Ejemplo de pantalla de inicio DSE4510



Ejemplo de pantalla de inicio DSE4520



*Pantallas de instrumentos*

**1.2.1 ICONOS DE INSTRUMENTACIÓN**

Al visualizar las páginas de instrumentación, se muestra un icono en la sección Instrumentos para indicar qué sección se está mostrando actualmente

Iconos	Detalles
	La página de inicio muestra por defecto la tensión del generador y en la DSE4520 muestra la tensión de red.
	Instrumentación del voltaje y frecuencia del generador.
	Instrumentación del voltaje y frecuencia de la red (solamente en DSE4520.)
	Medición de corriente de generador.
	Medición de corriente de red (solamente en DSE4520)
	Medición de potencia de carga
	Medición de velocidad del motor
	Medición de hora de marcha
	Medición del voltaje de batería
	Medición de presión de aceite.
	Medición de temperatura refrigerante.
	Entrada analógica flexible.
	Registro de eventos lógicos
	Tiempo de funcionamiento.
	Tiempo y duración de arranques programados.
	Código de diagnóstico de ECU
	Mantenimiento de filtro de aceite.
	Mantenimiento de filtro de aire.
	Mantenimiento de filtro de combustible.

## Pantallas de instrumentos

## 1.2.2 CONFIGURACIÓN ACTIVA

En la sección **Configuración Activa** aparece un ícono indicando el tipo de configuración seleccionada por el controlador.

Iconos	Detalles
	Cuando se selecciona la configuración principal.
	Cuando se selecciona la configuración alternativa.

## 1.2.3 EDICION DESDE EL PANEL FRONTAL

**NOTA:** Para más detalles sobre el Panel de Edición Central, consulte la sección titulada "Edición del Panel Central" de este manual.

Cuando se ejecuta en la página de inicio y en modo automático (/ ), se muestra un ícono en la sección **FPE / Auto Run** para indicar el tipo de señal de arranque automático.

Iconos	Auto Run Reason
	Aparece cuando se encuentra activa una señal de arranque remoto.
	Aparece cuando la carga de la batería está baja.
	Fallo en la red.
	Aparece cuando se utiliza un arranque programado.

## 1.2.4 MODO ICONO

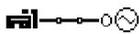
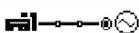
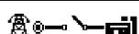
Un ícono aparece en la sección **Modo Icono** para indicar en que modo el controlador se encuentra.

Iconos	Detalles
	Aparece cuando el motor está en reposo y la unidad en modo parada.
	Aparece cuando el motor está en reposo y la unidad en modo automático.
	Aparece cuando el motor está en reposo y la unidad en espera de arranque manual.
	Aparece cuando el temporizador está activo, por ejemplo el tiempo de arranque, etc.
	Aparece cuando el motor está en funcionamiento y todos los temporizadores han expirado ya sea con o sin carga.
	Aparece cuando la unidad está en el panel frontal, mantenimiento.
	Aparece cuando se establece una conexión USB al controlador.
	Aparece cuando se daña un archivo de la configuración o del motor.

*Pantallas de instrumentos*

**1.2.5 ICONO DE CONMUTACIÓN DE CARGA.**

Un icono aparece en la sección **Icono de conmutación de carga** para indicar el estado actual de funcionamiento del controlador.

Iconos	Detalles
	Aparece cuando el generador está en reposo o no disponible y el interruptor principal está abierto.
	Aparece cuando el generador está en reposo o no disponible y el interruptor principal no se ha podido abrir.
	Aparece cuando el generador está disponible y el interruptor principal está abierto.
	Aparece cuando el generador está disponible y el interruptor principal está cerrado.
	Aparece cuando el suministro de red no está disponible y el interruptor de la red está abierto. (Solamente en DSE4520)
	Aparece cuando el suministro de red no está disponible y el interruptor de la red está cerrado. (Solamente en DSE4520)
	Aparece cuando el suministro de red está disponible y el interruptor de la red está abierto. (Solamente en DSE4520)
	Aparece cuando el suministro de red está disponible y el interruptor de la red está cerrado. (Solamente en DSE4520)

**1.2.6 ILUMINACION DE PANTALLA**

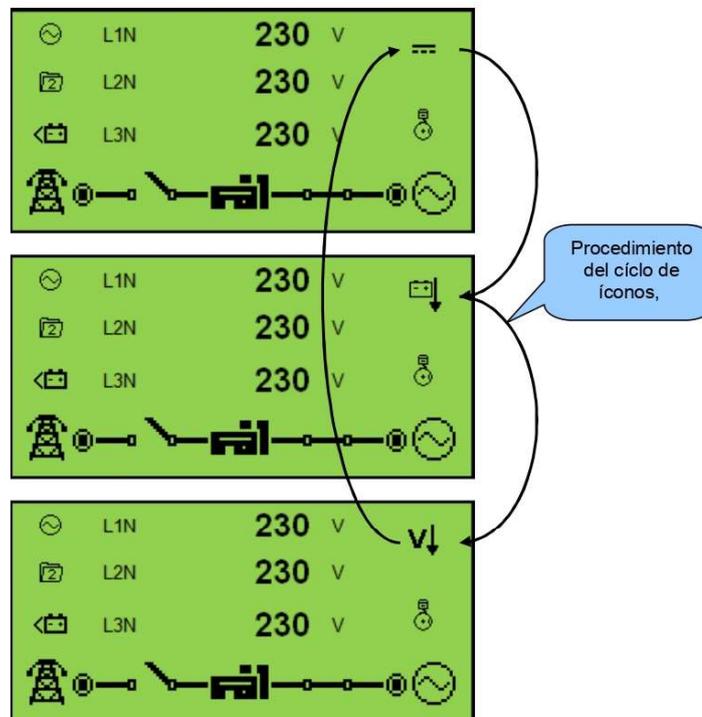
La retroiluminación LCD está encendida si la unidad tiene suficiente voltaje, a menos que la unidad esté en marcha por el cual la luz de fondo se apaga .

**1.2.7 ICONOS DE ALARMAS (PROTECCIONES)**

Un ícono aparece en la sección **Iconos de Alarmas** para indicar que la misma es corriente activa.  
 En caso de una alarma de advertencia, la pantalla LCD, solo muestra el **Ícono de Alarma**.  
 En caso de un disparo eléctrico o parada de grupo, el módulo muestra el **Ícono de Alarma** y el LED del botón *Stop/Reset* comenzará a parpadear.  
 Si hay varias alarmas activas al mismo tiempo, el **Ícono de Alarma** comenzará una secuencia rotativa en la pantalla para mostrar que están activas.

**Ejemplo:**

Si el módulo detecta las siguientes fallas al mismo tiempo; falla carga del atornador, baja carga de batería y bajo voltaje; en la pantalla mostrará el ciclo de íconos de alarmas.



Pantallas de instrumentos

1.2.7.1 ALARMAS DE PRECAUCIÓN.

Las alarmas de precaución no afectan la operación del sistema de generación, pero sirven para advertir al operador una condición indeseable. Por defecto, las alarmas de precaución se auto-resetean cuando no existe más el inconveniente. Sin embargo es posible a través de una configuración con una PC compatible, colocar "todas las alarmas enganchadas", las que deberán liberarse de manera manual.

Icono	Fallas	Descripción
	Entradas Auxiliares	El módulo detecta que una entrada auxiliar configurada por el usuario, activa una condición de falla.
	Entrada Analógica configurada como digital.	Las entradas analógicas se pueden configurar para entradas digitales. El módulo detecta que una entrada activa una condición de falla.
	Falla de pare	El módulo ha detectado una condición que indica que el motor está en marcha cuando se ha recibido instrucciones de parar. <b>NOTA: 'Falla de pare' podría indicar que un sensor de presión de aceite esté defectuoso. Con el motor detenido comprobar la configuración y cableado del sensor de aceite.</b>
	Falta de carga	La tensión del alternador es baja.
	Bajo nivel de combustible	El nivel detectado por el sensor está por debajo del nivel de la pre-alarma.
	Alto nivel de combustible	El nivel detectado por el sensor está por encima del nivel de la pre-alarma.
	Bajo voltaje de batería	Detecta bajo suministro de corriente continua, por debajo del seteadado como pre-alarma.
	Alto voltaje de batería	Detecta alto el suministro de corriente continua, por encima del seteadado como pre-alarma.
	Generador de bajo voltaje	El voltaje de salida está debajo del valor seteadado como pre-alarma, luego que ha expirado el temporizador de seguridad.
	Generador de alto voltaje	El voltaje de salida está encima del valor seteadado como pre-alarma.
	Generador de baja frecuencia.	La frecuencia de salida está por debajo del valor seteadado como pre-alarma, luego que ah expirado el temporizaor de seguridad.
	Generador de alta frecuencia.	La frecuencia de salida está por encima del valor seteadado como pre-alarma.
	Fallas CAN ECU	La ECU del motor ha detectado una alarma.
	Falla datos CAN	El módulo está configurado para el funcionamiento de la CAN y no detecta datos.
	Inmediata Sobrecorriente	La corriente medida se ha elevado por encima del nivel del valor configurado.
	Demora de Sobrecorriente	La corriente medida se ha elevado por encima del nivel de disparo configurado.
	Mantenimiento de filtro de aceite	Verificar el vencimiento del filtro de aceite
	Mantenimiento de filtro de aire.	Verificar el vencimiento del filtro de aire.
	Mantenimiento filtro de combustible.	Verificar el vencimiento del filtro de combustible.

## Pantallas de instrumentos

## 1.2.7.2 ALARMAS POR DISPARO ELÉCTRICO

Las fallas eléctricas están enclavadas y paran el generador de una manera controlada. El módulo des-energiza, para quitar la carga al generador. Una vez que esto ha ocurrido, el módulo inicia el temporizador de tiempo de enfriado del motor y permite que el motor se enfríe antes de detenerlo. La alarma debe ser aceptada y eliminada, y se remueve la falla para resetear el módulo.

Para eliminar la alarma presione el botón del módulo *Stop/Reset Mode*. 

**NOTA:** La condición de alarma debe ser rectificadas antes de resetear. Si la condición de alarma continúa, no es posible resetear la unidad (con excepción de la alarma de baja presión de aceite, de manera similar a la condición de seguridad activa, cuando la presión está baja con el motor en reposo).

Icon	Fault	Description
	Entradas auxiliares	El módulo detecta que una entrada auxiliar configurada por el usuario, activa una condición de falla.
	Entrada Analógica configurada como digital.	Las entradas analógicas se pueden configurar para entradas digitales. El módulo detecta que una entrada activa una condición de falla.
	Bajo Nivel de Combustible	El nivel detectado por el sensor está por debajo del nivel de la pre-alarma.
	Alto Nivel de Combustible.	El nivel detectado por el sensor está por encima del nivel de la pre-alarma.
	Sobrecorriente	La corriente medida se ha elevado por encima del nivel del valor configurado.
	Sobrecarga KW	La medida kW se ha elevado por encima del nivel de disparo para una duración configurada.

Pantallas de instrumentos

1.2.7.3 ALARMAS DE PARE

Las fallas de paro están enclavadas y paran el generador de una manera controlada. El módulo des-energiza, para quitar la carga al generador. Una vez que esto ha ocurrido, el módulo inicia el temporizador de tiempo de enfriado del motor y permite que el motor se enfríe antes de detenerlo. La alarma debe ser aceptada y eliminada, y se remueve la falla para resetear el módulo.

Para eliminar la alarma presione el boton del módulo *Stop/Reset Mode*. 

**NOTA:** La condición de alarma debe ser rectificadas antes de resetear. Si la condición de alarma continúa, no es posible resetear la unidad (con excepción de la alarma de baja presión de aceite, de manera similar a la condición de seguridad activa, cuando la presión está baja con el motor en reposo).

Icon	Fault	Description
	Entradas Auxiliares	El módulo detecta que una entrada auxiliar configurada por el usuario, activa una condición de falla.
	Entrada Analógica configurada como digital.	Las entradas analógicas se pueden configurar para entradas digitales. El módulo detecta que una entrada activa una condición de falla.
	NO iniciar.	El motor no ha podido comenzar después de detectar fallas de arranque luego de de un número configurado de intentos.
	Baja presión de aceite.	El módulo detecta que la presión del aceite del motor ha caído por debajo del mínimo nivel de configuración pre-alarma, después de que haya expirado el tiempo de seguridad.
	Motor de Alta temperatura	El módulo detecta que la temperatura de refrigerante del motor ha caído por debajo del mínimo nivel de configuración pre-alarma, después de que haya expirado el tiempo de seguridad.
	Velocidad Baja	La velocidad del motor ha caído por debajo del mínimo nivel de configuración pre-alarma,
	Velocidad Alta	La velocidad del motor está por encima del nivel de configuración.
	Falta de carga.	La tensión del alternador auxiliar es menor al medido desde la terminal W / L.
	Bajo Nivel de Combustible	El nivel detectado por el sensor está por debajo del nivel de la pre-alarma.
	Alto Nivel de Combustible	El nivel detectado por el sensor está por encima del nivel de la pre-alarma.
	Generador de bajo voltaje	El voltaje de salida está debajo del valor seteado como pre-alarma, luego que ha expirado el temporizador de seguridad.
	Generador de alto voltaje	El voltaje de salida está encima del valor seteado como pre-alarma.

Los Iconos adicionales de alarma de apagado se pueden ver al dorso.

## Pantallas de instrumentos

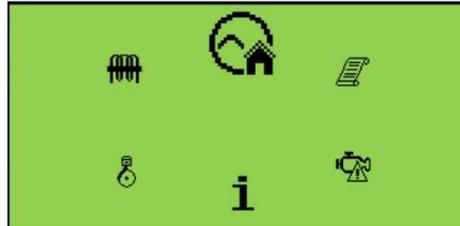
Iconos	Fallas	Descripción
	<b>Generador de baja frecuencia.</b>	La frecuencia de salida está por debajo del valor seteado como pre-alarma, luego que ah expirado el temporarizaor de seguridad.
	<b>Generador de alta frecuencia.</b>	La frecuencia de salida está por encima del valor seteado como pre-alarma.
	<b>Retardo Sobrecorriente</b>	La corriente medida se ha elevado por encima del nivel del valor configurado.
	<b>Sobrecarga KW</b>	La medida kW se ha elevado por encima del nivel de disparo para una duración configurada.
	<b>Falla CAN ECU</b>	La ECU del motor ha detectado una alarma. Contactar soporte técnico.
	<b>Falla Datos CAN</b>	El módulo está configurado para el funcionamiento de la CAN y no detecta datos.
	<b>Parada de Emergencia</b>	El botón de pare de emergencia ha sido accionado. Una vez detenido el equipo la señal desaparece.
	<b>Circuito de aceite abierto.</b>	El sensor de presión de aceite se ha detectado como circuito abierto.
	<b>Circuito de refrigeración abierto.</b>	El sensor de temperatura del refrigerante se ha detectado como circuito abierto
	<b>Mantenimiento del filtro de aceite.</b>	Verificar el vencimiento del filtro de aceite
	<b>Mantenimiento del filtro de aire</b>	Verificar el vencimiento del filtro de aire.
	<b>Mantenimiento del filtro de combustible</b>	Verificar el vencimiento del filtro de combustible.

Pantallas de instrumentos

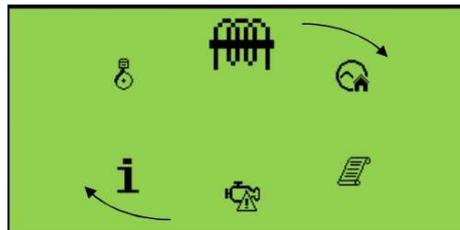
1.3 REPASANDO LAS PÁGINAS DE INSTRUMENTOS.

1.3.1 MENÚ DE NAVEGACIÓN.

Para entrar al Menú de Navegación, presionar ambas flechas (arriba  y abajo ) en forma simultanea.



Para seleccionar el ícono requerido, presione el botón  (flecha arriba) para desplazarse hacia la derecha y con el botón  (flecha abajo) para desplazarse hacia la izquierda; hasta llegar a la sección deseada.



Una vez que el ícono deseado aparece en la parte de arriba de la pantalla, presionar *Auto Mode*  (✓) para confirmar la selección.

Si el botón *Auto Mode*  (✓) no es presionado, el display retorna a la página de inicio  luego de un tiempo configurado para permanecer en la pantalla.

1.3.1.1 NAVEGACIÓN DE ICONOS

Icon	Description
	Generador y red de tensión (Solamente para DSE4520)
	Instrumentación de Generador
	Red de instrumentación (Solamente para DSE 4520)
	Instrumentación de carga actual (No disponible en la versión DSE45xx-01)
	Instrumentación del motor
	Información del módulo
	DTCs del motor (códigos de diagnosticos de problemas)
	Registro de eventos.

Pantallas de instrumentos

1.3.2 NAVEGACIÓN GENERAL

Es posible desplazarse por el menú observando las diferentes páginas de información presionando el botón  (flecha arriba) y  (flecha abajo).

**Ejemplo:**

 Inicio

 Press

 Generador

 Press

 Electricidad

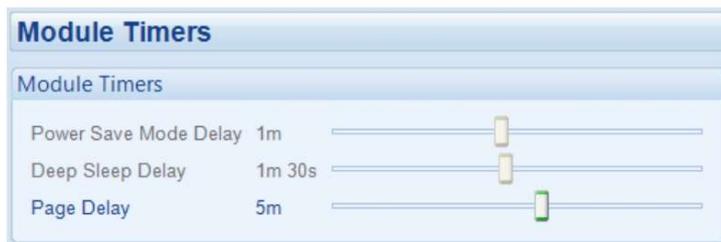


Y así sucesivamente hasta llegar al final de la última páginas. Un botón adicional, , toma la pantalla a la página de inicio.

Si desea acceder al final de una de las páginas de instrumentos de la lista, puede llegar más rápido si se desplaza hacia arriba a través de las páginas en lugar de hacia abajo.

Una vez seleccionada, la página se mantendrá en la pantalla LCD hasta que el usuario selecciona una página diferente o, después de un largo periodo de inactividad (Página Delay Timer), el módulo retorna a la página de inicio. 

El Page Delay Timer es configurable con el software o usando el editor del panel frontal.

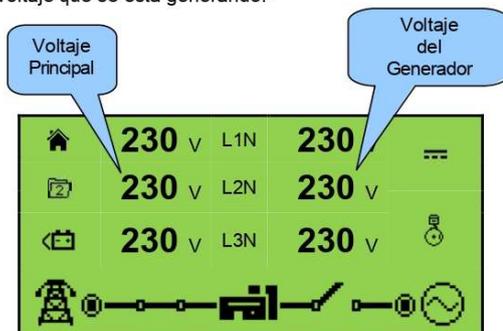


**NOTA:** Para más detalles sobre la configuración del módulo, consulte DSE publicación: 057-172 Manual de software de configuración DSE45xx.

Pantalla de Instrumentos

1.3.3 PAGINA DE INICIO (HOME)

Esta página se muestra en forma automática cuando ninguna otra página ha sido seleccionada y es mostrada automáticamente luego de un período de inactividad (Page Delay Timer). Muestra también, el voltaje que se está generando.-



- Voltaje del Generador (Fase-Neutro / Fase - Fase)
- Voltaje de la Red Eléctrica (Fase - Neutro / Fase - Fase) (DSE4520)

1.3.4 GENERADOR

Se muestran los valores eléctricos del generador proveniente de las señales de entrada de voltaje del módulo.



- Voltaje del Generador (Fase-Neutro / Fase - Fase)
- Voltaje del Generador (Fase - Neutro / Fase - Fase)
- Generador de Frecuencia

## Pantallas de Instrumentos

## 1.3.5 RED ELECTRICA (DSE4520 Solamente)

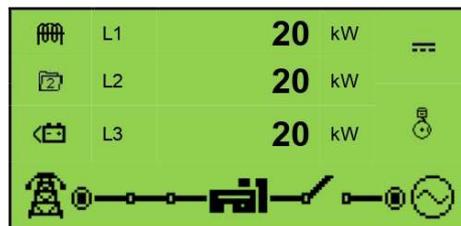
Esta página contiene valores eléctricos de la red, medidos o derivados de las señales de entrada de voltaje al módulo.



- Voltaje de la red (Fase-Neutro)
- Voltaje de la red (Fase - Fase)
- Frecuencia

## 1.3.6 CARGA - LOAD

Esta página contiene los valores eléctricos de la carga suministrada, medidos o derivados de las entradas de voltaje y corriente del módulo. Los valores de potencia exhibidos, dependerán de cual suministro se encuentre cargado.



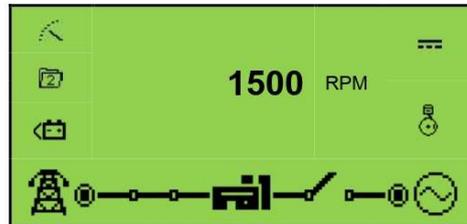
- Corriente del generador (A) \*
- Corriente de la red eléctrica (A) (DSE4520 solamente)\*
- Carga Fase - Neutro (kW) \*
- Carga Total (kW) \*
- Carga Fase-Neutro (kVA) \*
- Carga Total (kVA) \*
- Carga Fase-Neutro (kVAr) \*
- Carga Total (kVAr) \*
- Factor de potencia Fase-Neutro \*
- Factor de potencia promedio\*
- Carga acumulada (kWh, kVAh, kVArh) \*

**NOTA:** \* No aplicable a la DSE45 xx -01.

Pantallas de Instrumentos

### 1.3.7 MOTOR - ENGINE

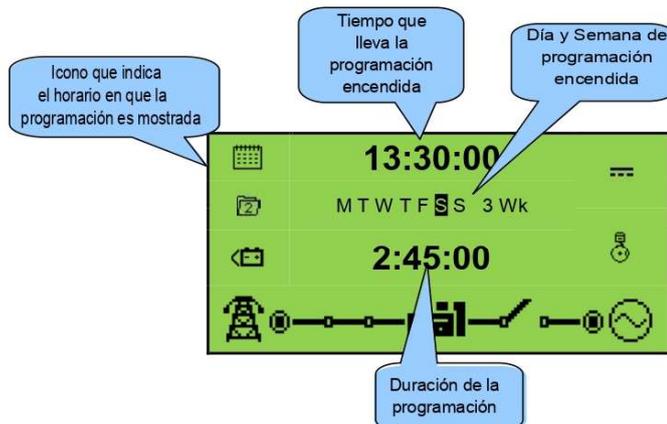
Esta página contiene instrumentaciones recolectadas sobre el motor, medidos o derivados de las señales de entrada del módulo, algunos de los cuales son obtenidos de la ECU del motor.-



- Velocidad de motor
- Tiempo de Marcha
- Voltaje de batería
- Temperatura del refrigerante
- Presión de aceite
- Nivel de combustible / Sensor flexible
- Mantenimiento Filtro Aceite
- Mantenimiento Filtro Aire
- Mantenimiento Filtro Combustible

### 1.3.8 INFO

Contiene información del módulo de control.-



- Fecha y Hora del módulo
- Programación
- Descripción del producto y número de identificación de USB
- Versión y aplicación del motor

**1.3.9 ALARMAS DEL MOTOR EC**

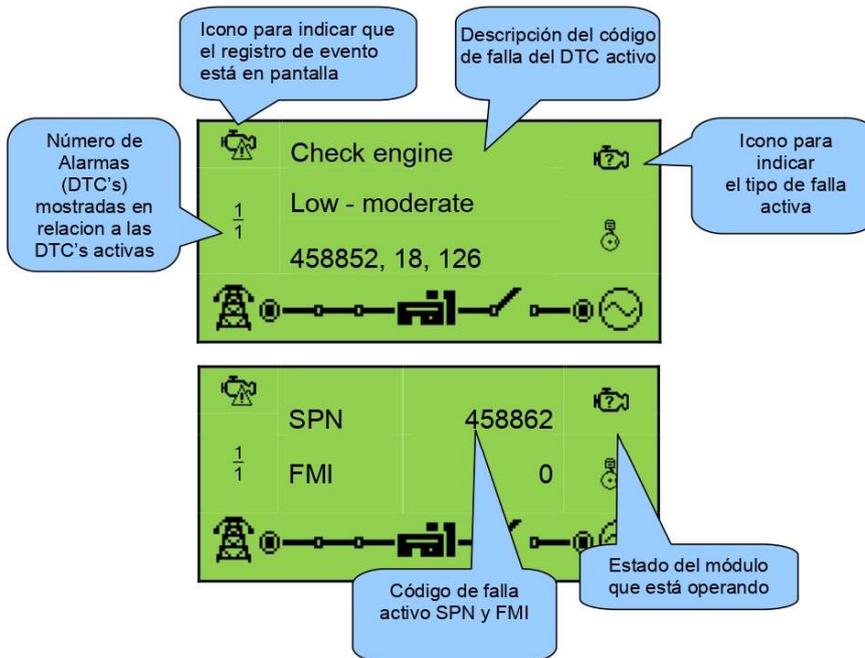
Si el módulo DSE es conectado a un ECU, esta página tiene activado un DTC (Códigos de Diagnósticos de Falla) solo si el motor ECU genera un código de falla. Esas alarmas son detectadas por el motor ECU y mostradas por el controlador DSE.

**1.3.9.1 OBSERVANDO EL CÓDIGO DE FALLAS**

Para observar los códigos de alarmas se presionan ambos botones (flecha hacia arriba y abajo) simultáneamente, el menú de navegación es presentado. Una vez que ingresa, recorrer hasta la sección DTC e ingresar.

Para ver las alarmas activas, presionar repetidamente los botones (flechas hacia arriba y abajo) hasta que la pantalla muestre las alarmas. Si continúa presionando estos botones podrá ver todas las alarmas.

Para salir de la opción DTC, presionar nuevamente las flechas arriba y abajo simultáneamente. Una vez en el menú, ir a la sección instrumental deseada.



*Pantallas de Instrumentos*

Icono	Falla	DTC Descripción
	Revisar Falla de Motor	La ECU del motor ha detectado una falla no reconocida por el módulo DSE; contactar al fabricante
	Baja Presión de Aceite	La ECU del motor ha detectado una falla en la presión de aceite por debajo del valor configurado como nivel de alarma
	Velocidad Baja	La ECU del motor ha detectado una falla en la velocidad por debajo del valor configurado como nivel de alarma
	Velocidad Alta	La ECU del motor ha detectado una falla en la velocidad por encima del valor configurado como nivel de alarma
	Falla de Carga	La ECU del motor ha detectado una falla en la salida de carga del alternador auxiliar por debajo del valor configurado como nivel de alarma
	Bajo nivel de Combustible	La ECU del motor ha detectado una falla en el nivel de combustible, por debajo del valor configurado como nivel de alarma
	Batería por debajo/ encima del nivel	La ECU del motor ha detectado una falla en el nivel de carga, por debajo o encima del valor configurado como nivel de alarma

**▲NOTA:** Para detalles sobre los significados de los códigos, consultar las instrucciones ECU proporcionadas por el fabricante o contacte al fabricante del motor.-

**▲NOTA:** Para más detalles, consulte la publicación DSE: 057-004

**1.3.10 REGISTRO DE LOS EVENTOS**

Este módulo contiene una lista de los últimos 15 registros de disparo eléctrico o parada, junto con las hs. de marcha cuando ocurrió tal disparo o parada. Una vez que el registro está lleno, los nuevos eventos reemplazan los más antiguos. Por lo tanto, el registro siempre contiene los datos más recientes.

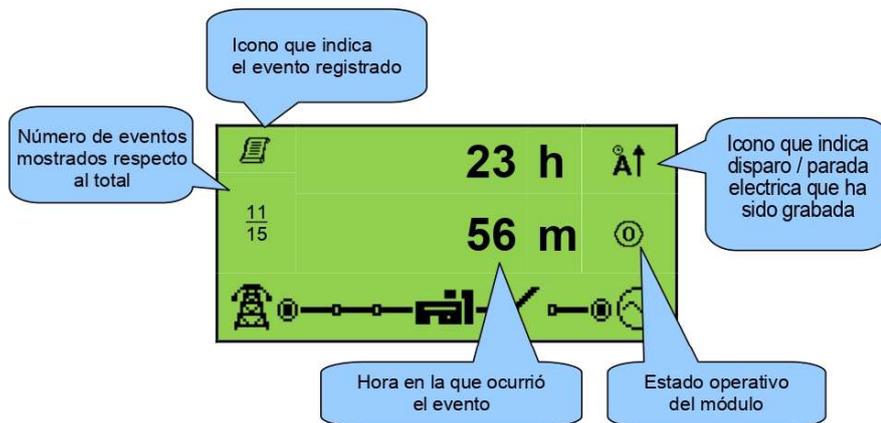
**1.3.10.1 OBSERVANDO EL REGISTRO DE EVENTO**

Para ver el registro de eventos, debe presionar simultáneamente ambos botones (flechas hacia arriba y abajo). Llegar a la opción EVENT LOG e ingresar.

Presionar estas flechas repetidamente hasta que aparezca la pantalla el evento deseado.

Si continua presionando los botones, podrá ver las alarmas anteriores.

Si nuevamente presiona los botones (flechas hacia arriba y abajo) simultáneamente, podrá salir de este menú e ingresar al menú de navegación.



*Procedimiento*

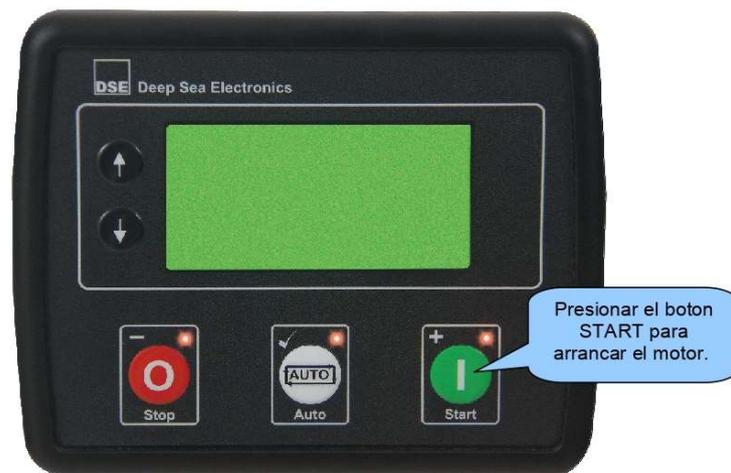
## 2 PROCEDIMIENTO

**▲NOTA:** Las siguientes descripciones, hacen mención a una configuración STD, de fábrica DEEP SEA. Siempre consultar la configuración particular del proveedor, para las secuencias exactas y tiempos observados por un módulo particular.-

### 2.1 GUÍA RÁPIDA

Esta sección provee una guía rápida del funcionamiento del módulo.

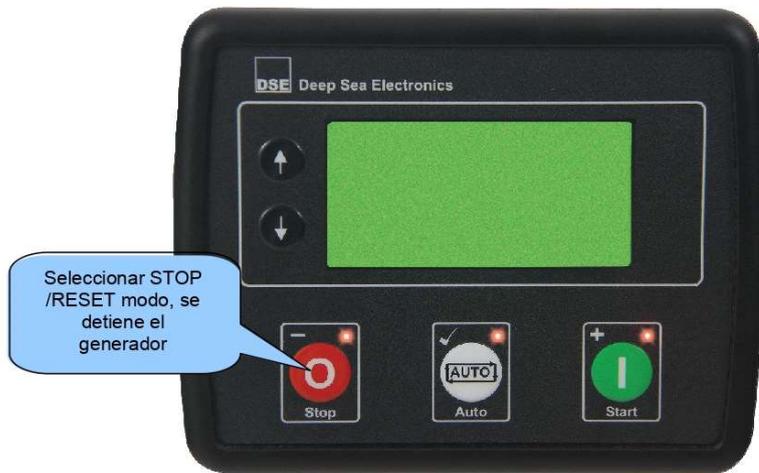
#### 2.1.1 ENCENDIENDO EL MOTOR



**▲NOTE:** Para más información, ver la sección titulada PROCEDIMIENTOS en este manual.

*Procedimiento*

**2.1.2 PARADA DEL MOTOR**



**▲ NOTE:** Para más información, ver la sección titulada **PROCEDIMIENTOS** en este manual.

Procedimiento

## 2.2 MODO PARAR / RESETEAR (STOP / RESET)

**NOTA:** si una entrada digital configurada en el tablero está activa, no se pueden efectuar cambios en el módulo. Solo se pueden observar el registro de eventos y el instrumental

Se activa el modo de parada / reseteo con el boton:

En el modo de parada / reseteo, el módulo quita la carga del generador (si es necesario) antes de detener el motor, si es que este continúa en funcionamiento.

Si el motor no se detiene al ser requerido, la alarma de falla de parada -FAIL TO STOP - es activada (sujeto al tiempo de configuración). Para detectar al motor en reposo, debe suceder lo siguiente:

- Velocidad en cero, detectada por CANbus ECU.
- Voltaje y frecuencia del generador en cero.
- Voltaje de carga del alternador auxiliar en cero.
- Indicador de presión de aceite debe indicar baja presión.

Una vez que el motor se ha detenido, es posible enviar archivos de configuración al módulo DSE, mediante software de una PC y entrar al editor del tablero para cambiar parámetros.

Al presionar el botón STOP/RESET, se resetean las alarmas que han sido enclavadas.

El motor no arranca cuando se encuentra en esta opción. Si aparece una señal remota de arranque, es ignorada hasta que se presione AUTO MODE .

Cuando el equipo queda en modo STOP/RESET, sin presionar otros botones y configurado en el modo POWER SAVE MODE, el módulo entra en ahorro de energía. Para activarlo (salir del modo de ahorro), presionar cualquier botón del tablero, o activar la entrada digital A. Lo mismo con la función dormir (SLEEP MODE).

Modos ahorro de energía & dormir en el software de configuración DSE

Power Save Mode Enable   
Deep Sleep Mode Enable

**NOTA:** para más información sobre la configuración del módulo, consultar la publicación DSE: 057-172 DSE45xx - Configuración manual de software.-

## Programación

**2.3 MODO AUTOMATICO**

**NOTA:** Si una entrada digital configurada está activa, bloquea el panel de control; no se pueden efectuar cambios en el módulo. Solo se pueden observar el registro de eventos e instrumental

El modo automático es activado presionando el botón AUTO MODE 

El icono de AUTO MODE aparecerá si no hay alarmas presentes. 

El modo automático permite al generador funcionar automáticamente (arrancar y frenar) sin la intervención del usuario.

**2.3.1 ARRANQUE EN MODO AUTOMATICO**

Si hay un requerimiento de arranque, comienza la secuencia de arranque. Esta puede provenir de:

- REMOTE START Activación de una señal auxiliar remota
- Activación del programa propio configurado

**2.3.2 SECUENCIA DE ARRANQUE**

Para permitir falsas solicitudes de arranque, se activa un temporizador de demora de arranque.

Todas las solicitudes, deben ser removidas durante el tiempo de demora arranque, de lo contrario, la unidad retorna al estado STAND-BY.

Si la señal está activa aún al finalizar la señal de demora de arranque, el relé de combustible es activado y el motor arranca.

**NOTA:** Si la unidad ha sido configurada por CAN, la ECU del motor compatible recibe la señal de arranque y transmite la velocidad del motor al controlador DSE.

Si el motor falla en el intento de arranque, el motor de arranque se desconecta por el tiempo restante de arranque, después del cual, se realiza el arranque.

Continúan los intentos de arranque, hasta que la secuencia finalice, de no arrancar, aparece la señal **Falla de arranque. !\_**

**2.3.3 MOTOR EN MARCHA**

Una vez que el motor arranca, se exhibe el icono "engine running" (motor girando).   
El generador es dejado en carga, si está configurado para hacerlo. 

**NOTA:** la señal de transferencia de carga permanece inactiva hasta que la presión de aceite incrementa. Previene desgaste excesivo en el motor.

Si todos las solicitudes son removidas, comenzará la secuencia de detener la marcha.

*Programación*

**2.3.4 SECUENCIA DE PARADA**

El “temporizador de demora de retorno” opera para garantizar que las solicitudes de arranque han sido removidas y no se trata de una detención de corto plazo.

Si no existen solicitudes de arranque al finalizar el temporizador de demora de retorno, la carga se desconecta de la red eléctrica y se inicia el tiempo de congelamiento.

El tiempo de enfriamiento permite al generador girar sin carga y enfriarse lo suficiente antes de ser detenido.

Después del tiempo de congelamiento, el equipo es detenido.

## 2.4 MODO ARRANQUE MANUAL

**▲ NOTA:** si una entrada digital configurada está activa, bloquea el panel de control; No se pueden efectuar cambios en el módulo. Solo se pueden efectuar cambios en el módulo. La vista de registro de evento e instrumental, no será afectada.-

### 2.4.1 AGUARDANDO EN MODO MANUAL

Para comenzar la secuencia de arranque, presionar el botón  de modo de arranque manual. Si la opción "protected start" (arranque protegido), está deshabilitada, la secuencia de arranque comienza inmediatamente.

Si esta opción está habilitada, aparecerá el icono , que indica esperar en modo manual y el LED encima del botón  destella para indicar la espera. Se deberá presionar nuevamente el botón de arranque manual para comenzar la secuencia. 

Protected Start Mode

*Modo de arranque protegido, en el software de la DSE.*

### 2.4.2 SECUENCIA DE ARRANQUE

**▲ NOTA:** no hay demora de arranque en este modo.-

El relé de combustible recibe energía y el motor arranca.

**▲ NOTA:** Si la unidad ha sido configurada por CAN, los ECU compatibles reciben el comando de arranque via ECU.-

Si el motor falla al intentar el arranque, el motor de arranque se desengancha por el tiempo restante de esta maniobra después del cual se realiza el siguiente intento. Continúan los intentos hasta terminar la secuencia, de no ocurrir, se muestra la señal "falla de arranque" (Fail to Start).

Cuando el motor comienza a marchar, el motor de arranque se desengancha. El detector de velocidad es configurado de fábrica para ser derivada al alternador principal como salida de frecuencia.

Adicionalmente, el incremento de presión de aceite, puede ser usado para desconectar el motor de arranque (pero no detecta baja / alta velocidad).

Una vez que el motor de arranque es desenchado, se activan los temporizadores "safety on" (seguridad), permitiendo: presión de aceite, alta temperatura en el motor, baja velocidad, falla de carga y cualquier otra falla auxiliar de retraso, para estabilizar sin activar la falla.

### 2.3.3 MOTOR EN MARCHA

Una vez que el motor arranca, se exhibe el icono "engine running" (motor girando). 

En modo manual, la carga no es transferida al generador, al menos que, se realice un requerimiento de carga.

Puede provenir de:

- \* La activación de una entrada auxiliar que ha sido configurada, "remote start on load or auxiliary mains fail" (activación remota con carga o falla de la central auxiliar).
- \* La activación de un programa de ejercicios integrado, si está configurado como "ON LOAD", con carga.

 **NOTA: la señal de transferencia de carga permanece inactiva hasta que la presión de aceite incrementa. Previene desgaste excesivo en el motor.**

Una vez que el generador ha sido puesto en carga, no se remueve automáticamente. Para remover manualmente la carga:

- \* Presionar el AUTO MODE (modo automático), para volver al modo automático. El set observa todos los requerimientos de arranque y tiempos de parada antes de iniciar la secuencia de detención.
- \* Presionar el botón STOP/RESET MODE, para remover la carga y parar el generador.
- \* Activación de una entrada auxiliar configurada como "generator load inhibit" carga del generador limitada.

### 2.4.4 SECUENCIA DE PARADA

En modo MANUAL/START el grupo continuará funcionando hasta:

- \* Que el modo parada/reseteo sea presionado, el tiempo de salida de carga es desactivado inmediatamente y el generador para.
- \* El botón de modo automático es presionado, el grupo observa todos los requerimientos de arranque y los tiempos de frenado, antes de iniciar la secuencia de detención.

Procedimiento - Alarma de mantenimiento

**2.5 ALARMA DE MANTENIMIENTO**

Dependiendo del programa de mantenimiento configurado, puede aparecer uno o más niveles de alarma.

**Ejemplo 1**

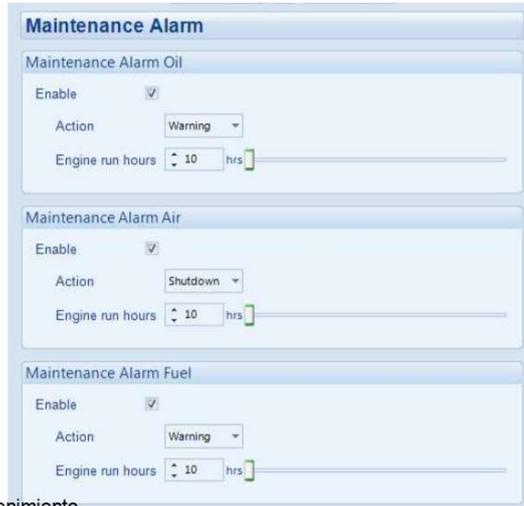
Captura de pantalla de configuración DSE, muestra las alarmas para aceite, aire y combustible.

Una vez activada, puede ser: de precaución warning (permite que el equipo continúe girando) o de detención (imposibilita que el equipo siga funcionando).

El reseteo de esta alarma es realizado por personal de servicio, una vez realizado el mantenimiento.

Métodos de reseteo:

- Activando la entrada que ha sido configurada como RESETEO DE ALARMA X, donde la X es el tipo de alarma (aire, aceite, combustible).
- Presionando, en la sección mantenimiento, el botón RESETEO Mantenimiento.
- *Manteniendo presionado por 10 segundos* el botón STOP / RESET (parada / reseteo) en la página de alarmas de mantenimiento. 



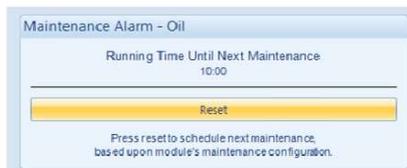
**Ejemplo 2**

Captura de pantalla de la DSE, que muestra una configuración digital para resetear una alarma de mantenimiento de aire.



**Ejemplo 3**

Captura de pantalla que muestra el botón de reseteo en la configuración DSE.



Programación

2.6 PRUEBA PERIODICA

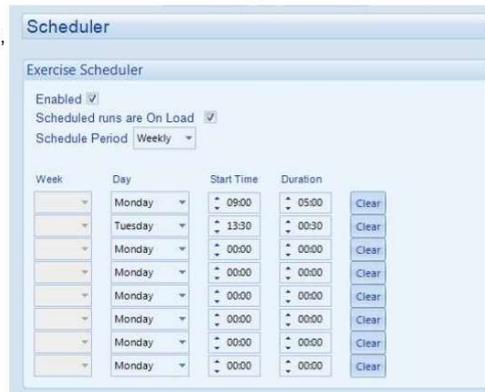
El controlador contiene una programación capaz de arrancar y frenar automáticamente. Se pueden configurar hasta 8 programaciones como estas para que se repitan en ciclos de 7 a 28 días.

Dependiendo de la configuración del módulo, el programa podrá ser con o sin carga.

Ejemplo

Captura de pantalla de la configuración DSE, que muestra la configuración de la programación de ejercicios.

En el ejemplo, el lunes el equipo arrancará a las 9, funcionando por 5hs. Luego el martes arrancará a las 13:30 por 30 minutos.



2.6.1 MODO TOP

- El programa NO corre cuando el módulo está en STOP / RESET.

2.6.2 MODO ARRANQUE/MANUAL

- El programa no corre cuando el módulo está en modo MANUAL/START
- La activación del equipo ON LOAD (con carga), cuando el módulo está operando OFF LOAD (sin carga), en el modo MANUAL / START, fuerza al equipo a girar con carga.

2.6.3 MODO AUTOMÁTICO

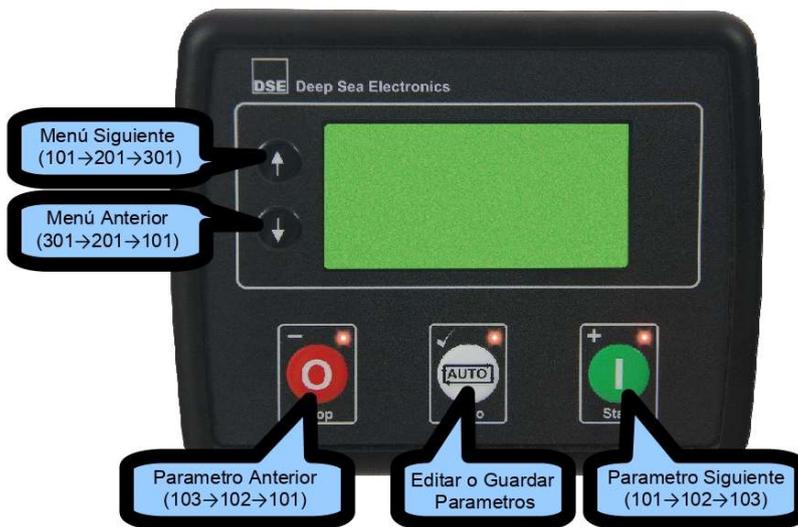
- El programa funciona únicamente si el módulo está en modo automático. Sin presencia de señales de detención o disparo de alarma eléctrica.
- Si el módulo se encuentra en modo STOP/RESET, o en MANUAL/START, cuando el programa empieza a correr, el motor no arranca.
- De todos modos, si se coloca al módulo en AUTO MODE, durante la programación, el motor será encendido.
- Dependiendo de la configuración, una señal externa puede ser utilizada para evitar que el programa arranque.
- Si el motor está funcionando OFF LOAD (sin carga) en modo automático y el programa configurado como ON LOAD (con carga) arranca, por el tiempo de programación el programa funciona en la opción ON LOAD.

*Configuración desde el Panel Frontal*

### 3 CONFIGURACIÓN DES DEL PANEL FRONTAL

Esta central permite al operador configurar completamente desde su pantalla, sin la necesidad del software DSE Configuration Suite des de una PC.

Utilice los botones del panel de la central para recorrer el menú y hacer cambios de los parámetros:



Configuración desde el Panel Frontal

### 3.1 ACCESO AL EDITOR DE CONFIGURACIÓN DESDE EL PANEL FRONTAL

- Precionar los botones  (-) y  (✓) al mismo tiempo, para entrar al modo editor .
- Precionar los botones de navegación  ↑ o  ↓ para deslizar sobre el editor y seleccionar el menú deseada.
- Pulse el boton  (+) para seleccionar el siguiente o  (-) para seleccionar el parámetro anterior dentro del menú.
- Al visualizar el parametro a configurar, pulsamo el boton  y comenzara a parpadear.
- Pulse los botones  (+) o  (-) para llegar al valor deseado.
- Pulse el boton  (✓) para guardar el valor, al pulsar dejara de parpadear.
- Mantener pulsado el boton  (✓) hasta que guarde las configuraciones y salga del editor, al salir del editor de configuraciones el icono  desaparece de la pantalla.

 **NOTA:** Manteniendo pulsado el botón  (+) o  (-) por un cierto tiempo los valores se cambian rápidamente hasta que se deje de pulsar.

 **NOTA:** El editor sale automáticamente después de 5 minutos de inactividad sin guardar los parametros modificados para garantizar la seguridad.

 **NOTA:** Las centrales vienen sin clave PIN, si se agrega la clave PIN y es extraviada se tiene que mandar a fábrica de DSE para poder resetear la clave.

**ACLARACIÓN:** El procedimiento de reseteo de clave PIN no se puede hacer fuera de la fábrica de DSE.

 **NOTA:** La clave PIN se restablece automáticamente cada vez que se sale del editor (automáticamente o manualmente) para garantizar la seguridad.

 **NOTA:** Para una mayor y completa configuración de la central se recomienda con el software "DSE Configuration Suite".  
Para más detalles de la configuración consulte el manual del Software DSE 45xx.

## Configuración desde el Panel Frontal

## 3.2 PARAMETROS AJUSTABLES

## 3.2.1 AJUSTES DE LA CENTRAL

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en las versiones RT & RTH

Ajuste de Parámetros – Centrales (Pantalla 1)		
101	Contraste (Contrast)	0 (%)
102	Activación Carga Rápida (Fast Loading Enabled)	On (1), Off (0)
103	Todas las Advertencias Enclavadas (All Warnings Latched)	On (1), Off (0)
104	Prueba de Lámpara en el Arranque (Lamp Test At Startup)	On (1), Off (0)
105	Activación Ahorro de Energía (Power Save Mode Enable)	On (1), Off (0)
106	Activación en Modo Reposo (Deep Sleep Mode Enable)	On (1), Off (0)
107	Activación Protección de Arranque (Protected Start Enable)	On (1), Off (0)
108	Formato de Visualización de Evento Lógico(Event Log Display Format)	On (1), Off (0)
109	Modo de Encendido (Power Up Mode)	0 (Power Up Mode)
110	(DTC String Enable)	On (1), Off (0)
111	RESERVADO (RESERVED)	
112	Reinicio de Mantenimiento con Clave (Protected Maintenance Reset)	On (1), Off (0)
113	Activación Tiempo de Enfriamiento (Stop Button Cooldown)	On (1), Off (0)
114	Motor con ECU, Medición Presión de Aceite (Use Module Oil Pressure)	On (1), Off (0)
115	Motor con ECU, Medición de Temperatura (Use Module Coolant Temp)	On (1), Off (0)
116	Motor con ECU, Hora de Marcha (Use Module Engine Hours)	On (1), Off (0)
117	Motor con ECU, Medición de RPM (Use Module RPM)	On (1), Off (0)
118	Motor con ECU, Medición Carga del Alter (Use Module Charge Alt)	On (1), Off (0)
119	Deshabilitar Control de RPM (Disable CAN Speed Control)	On (1), Off (0)
120	Posición de Carga de los CT (CT Position)	Gen (0), Load(1)
121	Visualizar Tensión del Generador (Generator Voltage Display)	On (1), Off (0)
122	Visualizar Tensión de la Red (Mains Voltage Display)	On (1), Off (0)
123	Visualizar Frecuencia del Generador (Generator Frequency Display)	On (1), Off (0)
124	Visualizar Frecuencia de la Red (Mains Frequency Display)	On (1), Off (0)
125	Visualizar Corriente (Current Display)	On (1), Off (0)
126	Visualizar kW (kW Display)	On (1), Off (0)
127	Visualizar kVA (kVA Display)	On (1), Off (0)
128	Visualizar kVA (kVA Display)	On (1), Off (0)
129	Visualizar pf (pf Display)	On (1), Off (0)
130	Visualizar kWh (kWh Display)	On (1), Off (0)
131	Visualizar kVrh (kVArh Display)	On (1), Off (0)
132	Visualizar kVAh (kVAh Display)	On (1), Off (0)

## 3.2.2 CONFIGURACIÓN CAN

Parámetros Configurables – Aplicación CAN (Pantalla 2)		
201	CAN Velocidad del Motor Alternativa	On (1), Off (0)
202	CAN ECU Datos de Falla Activo	On (1), Off (0)
203	CAN ECU Acción Falla de Datos	0 (Action)
204	CAN ECU Retardo Falla de Dato	0 s

Configuración desde el Panel Frontal

3.2.3 AJUSTE DE ENTRADAS DIGITALES

Configuración de Parámetros – (Pantalla 3)		
301	Configuración Entrada Digital A	0 (Ver Item 7.3.1)
302	Polaridad Entrada Digital A	0 (Ver Item 7.3.9)
303	Acción Entrada Digital A (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.3)
304	Activación Entrada Digital A (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.8)
305	Retardo de Activación Digital A (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
306	Configuración Entrada Digital B	0 (Ver Item 7.3.1)
307	Polaridad Entrada Digital B	0 (Ver Item 7.3.9)
308	Acción Entrada Digital B (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.3)
309	Activación Entrada Digital B (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.8)
310	Retardo de Activación Digital B (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
311	Configuración Entrada Digital C	0 (Ver Item 7.3.1)
312	Polaridad Entrada Digital C	0 (Ver Item 7.3.9)
313	Acción Entrada Digital C (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.3)
314	Activación Entrada Digital C (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.8)
315	Retardo de Activación Digital C (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
316	Configuración Entrada Digital D	0 (Ver Item 7.3.1)
317	Polaridad Entrada Digital D	0 (Ver Item 7.3.9)
318	Acción Entrada Digital D (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.3)
319	Activación Entrada Digital D (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Ver Item 7.3.8)
320	Retardo de Activación Digital D (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
321-330	RESERVADO (RESERVED)	
331	Entrada Analógica A	0 (Input Source)
332	Polaridad Entrada Analógica A (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Polarity)
333	Acción Entrada Analógica A (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Action)
334	Activación Entrada Analógica A (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Arming)
335	Retardo de Activación Entrada Analógica A (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
336	Entrada Analógica B	0 (Input Source)
337	Polaridad Entrada Analógica B (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Polarity)
338	Acción Entrada Analógica B (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Action)
339	Activación Entrada Analógica B (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Arming)
340	Retardo de Activación Entrada Analógica B (Solamente en Configuración Usuario)	0 s
341	Entrada Analógica C	0 (Input Source)
342	Polaridad Entrada Analógica C (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Polarity)
343	Acción Entrada Analógica C (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Action)
344	Activación Entrada Analógica C (Solamente en Configuración Usuario)	0 (Arming)
345	Retardo de Activación Entrada Analógica C (Solamente en Configuración Usuario)	0 s

## Configuración desde el Panel Frontal

## 3.2.4 AJUSTE DE SALIDAS DIGITALES

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en las versiones RT & RTH

Configuración de Parámetros – Salida Digitales (Pantalla 4)		
401	Configuración Salida Digital A	0 (Ver Item 7.3.2)
402	Polaridad Salida Digital A	0 (Ver Item 7.3.10)
403	Configuración Salida Digital B	0 (Ver Item 7.3.2)
404	Polaridad Salida Digital B	0 (Ver Item 7.3.10)
405	Configuración Salida Digital C	0 (Ver Item 7.3.2)
406	Polaridad Salida Digital C	0 (Ver Item 7.3.10)
407	Configuración Salida Digital D	0 (Ver Item 7.3.2)
408	Polaridad Salida Digital D	0 (Ver Item 7.3.10)
409	Configuración Salida Digital E	0 (Ver Item 7.3.2)
410	Polaridad Salida Digital E	0 (Ver Item 7.3.10)
411	Configuración Salida Digital F	0 (Ver Item 7.3.2)
412	Polaridad Salida Digital F	0 (Ver Item 7.3.10)

## 3.2.5 AJUSTE DE TIEMPOS

Configuración de Parámetros– Tiempos (Pantalla 5)	
501	Retardo Transitorio de Red (Mains Transient Delay)
502	Retardo de Arranque (Start Delay)
503	Tiempo de Pre calentamiento (Preheat Timer)
504	Tiempo de Arranque (Crank Time)
505	Tiempo entre Intentos de Arranque (Crank Rest Time)
506	Limitador de Humo (Smoke Limiting)
507	Retardo Limitador de Humo (Smoke Limiting Off)
508	Retardo de Protección (Safety On Delay)
509	Tiempo de Calentamiento (Warm Up Time)
510	Retardo de Retorno (Return Delay)
511	Tiempo de Enfriamiento (Cooling Time)
512	ETS Solenoide de Retención (ETS Solenoid Hold)
513	Falla Parada del Motor (Failed To Stop Delay)
514	Retardo de Protección de Generador (Generator Transient Delay)
515	Tiempo de Transferencia (Transfer Time)
516	Pulso de Disparo del Interruptor (Breaker Trip Pulse)
517	Pulso de Cierre del Interruptor (Breaker Close Pulse)
518	Retardo de Slida de Carga 1 (Delayed Load Output 1)
519	Retardo de Slida de Carga 2 (Delayed Load Output 2)
520	Retardo de Slida de Carga 3 (Delayed Load Output 3)
521	Retardo de Slida de Carga 4 (Delayed Load Output 4)
522	Retardo Modo de Ahorro de Energia (Power Save Mode Delay)
523	Retardo de Modo Hibernación (Deep Sleep Mode Delay)
524	Tiempo de Página (Page Timer)
525	Tiempo de Refrigeración en Marcha (Cooling Time at Idle)

Configuración desde el Panel Frontal

3.2.6 AJUSTE DE GENERADOR

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

Configuración de Parámetros – Generador (Pantalla 6)		
601	Alternador Montado (Alternator Fitted)	On (1), Off (0)
602	Polos del Alternador (Alternator Poles)	0
603	Protección Baja Tensión (Under Voltage Shutdown Enable)	On (1), Off (0)
604	Corte por Baja Tensión (Under Voltage Trip Shutdown)	0 V
605	Advertencia por Baja Tensión (Under Voltage Warning Enable)	On (1), Off (0)
606	Corte de Advertencia por Baja Tensión (Under Voltage Warning Trip)	0 V
607	RESERVADO (RESERVED)	
608	Tensión de Carga (Loading Voltage)	0 V
609	Advertencia por Sobre Tensión (Over Voltage Warning Enable)	On (1), Off (0)
610	Retorno de Advertencia Sobre Voltaje (Over Voltage Warning Return)	0 V
611	Corte de Advertencia Sobre Voltaje (Over Voltage Warning Trip)	0 V
612	Corte por Sobre Tensión (Over Voltage Shutdown Trip)	0 V
613	Protección por Baja Frecuencia (Under Frequency Shutdown Enable)	On (1), Off (0)
614	Corte por Baja Frecuencia (Under Frequency Shutdown Trip)	0.0 Hz
615	Advertencia por Baja Frecuencia (Under Frequency Warning Enable)	On (1), Off (0)
616	Under Frequency Warning Trip	0.0 Hz
617	RESERVADO (RESERVED)	
618	Frecuencia de Carga (Loading Frequency)	0.0 Hz
619	Frecuencia Nominal (Nominal Frequency)	0.0 Hz
620	Advertencia Sobre Frecuencia (Over Frequency Warning Enable)	On (1), Off (0)
621	Retorno de Advertencia Sobre Frecuencia (Over Frequency Warning Return)	0.0 Hz
622	Corte de Advertencia Sobre Frecuencia (Over Frequency Warning Trip)	0.0 Hz
623	Protección por Sobre Frecuencia (Over Frequency Shutdown Enable)	On (1), Off (0)
624	Corte por Sobre Frecuencia (Over Frequency Shutdown Trip)	0.0 Hz
625	AC System	0 (Ac System)
626	TI Primario (CT Primary)	0 A
627	Regimen de Carga Completa (Full Load Rating)	0 A
628	Protección Inmediata Sobre Frecuencia (Immediate Over Current Enable)	On (1), Off (0)
629	Retarde de Protección Sobre Corriente (Delayed Over Current Alarm Enable)	On (1), Off (0)
630	Retardo Alarma Sobre Corriente (Delayed Over Current Alarm Action)	0 (Action)
631	Retardo de Sobre Corriente (Over Current Delay Time)	0 s
632	Corte de Sobre Corriente (Over Current Trip)	0 %
633	Potencia kW de Funcionamiento (kW Rating)	0 kW
634	Protección Sobre kW (Over kW Protection Enable)	On (1), Off (0)
635	Protección Sobre kW (Over kW Protection Action)	0 (Action)
636	Corte por Sobre kW (Over kW Protection Trip)	0 %
637	Retardo de Corte por Sobre kW (Over kW Protection Trip Delay)	0 s

*Configuración desde el Panel Frontal***3.2.7 AJUSTE DE RED**

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

<b>Configuración de Parametros – Red (Pantalla 7)</b>		
701	Sistema de AC (AC System)	0 (AC System)
702	Detección de Falla Red (Mains Failure Detection)	On (1), Off (0)
703	Desconexión Inmediata de Red (Immediate Mains Dropout)	On (1), Off (0)
704	Protección Baja Tensión (Under Voltage Enable)	On (1), Off (0)
705	Baja Tensión (Under Voltage Level)	0 V
706	Retorno Baja Tensión (Under Voltage Return)	0 V
707	Protección Alta Tensión (Over Voltage Enable)	On (1), Off (0)
708	Retorno Alta Tensión (Over Voltage Return)	0 V
709	Corte Alta Tensión (Over Voltage Level Trip)	0 V
710	Protección Baja Frecuencia (Under Frequency Enable)	On (1), Off (0)
711	Corte Baja Frecuencia (Under Frequency Trip)	0.0 Hz
712	Retorno Baja Frecuencia (Under Frequency Return)	0.0 Hz
713	Protección Alta Frecuencia (Over Frequency Enable)	On (1), Off (0)
714	Retorno Alta Frecuencia (Over Frequency Return)	0 Hz
715	Corte de Alta Frecuencia (Over Frequency Trip)	0.0 Hz

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.2.8 AJUSTE DE MOTOR

Configuración de Parámetros – Motor (Pantalla 8)		
801	Intentos de Arranque (Start Attempts)	0
802	Sobre Giro de Motor (Over Speed Overshoot)	0 %
803	Retardo de Sobre Giro (Over Speed Delay)	0 s
804	Apertura de Electrovalvula Gas (Solamente en los Motores a Gas)	
805	Retardo de Inicio (Solamente en los Motores a Gas)	0 s
806	Retardo de Ignición (Gas Ignition Off Delay) (Solamente en los Motores a Gas)	0 s
807		On (1), Off (0)
808	Check Oil Pressure Prior To Starting	On (1), Off (0)
809	Crank Disconnect On Oil	0.00 Bar
810	Crank Disconnect On Frequency	0.0 Hz
811	Crank Disconnect On Engine Speed	0 RPM
812	Under Speed Enable	On (1), Off (0)
813	Under Speed Trip	0 RPM
814	Over Speed Trip	0 RPM
815	Baja Tensión de Batería (Low Battery Voltage Enable)	On (1), Off (0)
816	Corte Baja Tensión de Batería (Low Battery Voltage Trip)	0.0 V
817	Retorno Baja Tensión de Batería (Low Battery Voltage Return)	0.0 V
818	Retardo Baja Tensión de Batería (Low Battery Voltage Delay)	0:00:00
819	Alta Tensión de Batería (High Battery Voltage Enable)	On (1), Off (0)
820	Retorno Alta Tensión de Batería (High Battery Voltage Return)	0.0 V
821	Corte Alta Tensión de Batería (High Battery Voltage Trip)	0.0 V
822	Retardo Alta Tensión de Batería (High Battery Voltage Warning Delay)	0 s
823	Protección Carga del Alternador (Charge Alt Shutdown Enable)	On (1), Off (0)
824	Parada Carga del Alternador (Charge Alt Shutdown Trip)	0.0 V
825	Retardo de Parada Carga de Alternador (Charge Alt Shutdown Delay)	0 s
826	Advertencia Carga de Alternador (Charge Alt Warning Enable)	On (1), Off (0)
827	Retorno Advertencia Carga de Alternador (Charge Alt Warning Trip)	0.0 V
828	Retardo Advertencia Carga de Alternador (Charge Alt Warning Delay)	0 s
829	Arranque por Baja Batería (Low Battery Start Arming)	On (1), Off (0)
830	Umbral de Arranque por Baja Batería (Low Battery Start Threshold)	0.0 V
831	Retardo de Arranque por Baja Batería (Low Battery Start Delay)	0 s
832	Duración de Marcha por Baja Batería (Low Battery Start Run Time)	0 s

## Configuración desde el Panel Frontal

## 3.2.9 AJUSTE DE ENTRADAS ANALÓGICAS

Configuración de Parámetros – Entradas Analógicas (Pantalla 9)		
901	Tipo de Sensor Entrada Analógica A	0 (Sensor Type)
902	Selección de Sensor	0 (Pressure Sensor List)
903	Baja Presión de Aceite Habilitado	On (1), Off (0)
904	Corte Baja Presión de Aceite	0 Bar
905	Sensor Circuito Abierto Presión de Aceite	On (1), Off (0)
906	Entrada Analógica B Tipo de Sensor	0 (Sensor Type)
907	Selección de Sensor, Entrada Analógica B	0 (Temperature Sensor List)
908	Corte Alta Temperatura Motor	0.00 °C
909	Sensor de Temperatura Circuito Abierto	On (1), Off (0)
910	Entrada Analógica C, Uso de Sensor	Flexible Sensor (1), Fuel Level Sensor (0)
911	Entrada Analógica C Tipo de Sensor	0 (Sensor Type)
912	Selección de Sensor Entrada Analógica C	0 (Pressure / Temperature / Percentage Sensor List)
913	Activación Sensor Flexible C	0 (Arming)
914	Sensor Flexible C Acción Baja Alarma	0 (Action)
915	Sensor Flexible C Baja Alarma de Corte	0 % / Bar / °C
916	RESERVADO (RESERVED)	
917	Activación Baja Pre-Alarma Sensor Flexible C	On (1), Off (0)
918	Corte Baja Pre-Alarma Sensor Flexible C	0 % / Bar / °C
919	Retorno Baja Pre-Alarma Sensor Flexible C	0 % / Bar / °C
920	RESERVADO (RESERVED)	
921	Activación Alta Pre-Alarma Sensor Flexible C	On (1), Off (0)
922	Retorno Alta Pre-Alarma Sensor Flexible C	0 % / Bar / °C
923	Corte Alta Pre-Alarma Sensor Flexible C	0 % / Bar / °C
924-925	RESERVADO (RESERVED)	
926	Sensor Flexible C Acción Alta Alarma	0 (Action)
927	Sensor Flexible C Alta Alarma de Corte	0 % / Bar / °C
928-929	RESERVADO (RESERVED)	
930	Habilitar Bajo Nivel Combustible Sensor C	On (1), Off (0)
931	Parada por Bajo Nivel Combustible Sensor C	0 %
932	Retardo Parada Bajo Nivel Combustible Sensor C	0 s
933	Activación Baja Pre-Alarma Combustible Sensor C	On (1), Off (0)
934	Corte Baja Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 %
935	Retorno Baja Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 %
936	Retardo Baja Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 s
937	Activación Alta Pre-Alarma Combustible Sensor C	On (1), Off (0)
938	Retorno Alta Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 %
939	Corte Alta Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 %
940	Retardo Alta Pre-Alarma Combustible Sensor C	0 s
941	RESERVADO (RESERVED)	
942	Sensor C Acción Alto Combustible Alarma	0 (Action)
943	Sensor C Acción Alto Combustible Corte	0 %
944	Sensor C Acción Alto Combustible Retardo	0 s

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.2.10 AJUSTE PRUEBAS PERIÓDICAS

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

Configuración de Parametros – Prueba Periódicas (Pantalla 10)		
1001	Habilitar Prueba Periódicas	On (1), Off (0)
1002	Prueba con Carga o sin Carga	On (1), Off (0)
1003	Periodo de Prueba	Weekly (0), Monthly (1)
1004	Prueba (1) Hora de Arranque	0:00:00
1005	Prueba (1) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1006	Prueba (1) Semana de Arranque	1,2,3,4
1007	Prueba (1) Duración	0:00:00
1008	Prueba (2) Hora de Arranque	0:00:00
1009	Prueba (2) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1010	Prueba (2) Semana de Arranque	1,2,3,4
1011	Prueba (2) Duración	0:00:00
1012	Prueba (3) Hora de Arranque	0:00:00
1013	Prueba (3) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1014	Prueba (3) Semana de Arranque	1,2,3,4
1015	Prueba (3) Duración	0:00:00
1016	Prueba (4) Hora de Arranque	0:00:00
1017	Prueba (4) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1018	Prueba (4) Semana de Arranque	1,2,3,4
1019	Prueba (4) Duración	0:00:00
1020	Prueba (5) Hora de Arranque	0:00:00
1021	Prueba (5) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1022	Prueba (5) Semana de Arranque	1,2,3,4
1023	Prueba (5) Duración	0:00:00
1024	Prueba (6) Hora de Arranque	0:00:00
1025	Prueba (6) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1026	Prueba (6) Semana de Arranque	1,2,3,4
1027	Prueba (6) Duración	0:00:00
1028	Prueba (7) Hora de Arranque	0:00:00
1029	Prueba (7) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1030	Prueba (7) Semana de Arranque	1,2,3,4
1031	Prueba (7) Duración	0:00:00
1032	Prueba (8) Hora de Arranque	0:00:00
1033	Prueba (8) Día de Arranque	0 (1=Monday)
1034	Prueba (8) Semana de Arranque	1,2,3,4
1035	Prueba (8) Duración	0:00:00

### 3.2.11 CONFIGURACIÓN DE HORAS Y FECHAS

Configuración de Parametros – Tiempo (Pantalla 11)		
1101	Hora de Dias	0:00:00
1102	Día de la Semana	0 (1=Monday)
1103	Semana del Año	1-52
1104	Día del Mes	1-31
1105	Mes del Año	1-12
1106	Año	0-99

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.2.12 AJUSTE DE ALARMA DE MANTENIMIENTO

Configuración de Parámetros – Alarma de Mantenimiento (Pantalla 12)		
1201	Habilitar Alarma de Mantenimiento Filtro de Aceite	On (1), Off (0)
1202	Acción Alarma de Mantenimiento Filtro de Aceite	0 (Action)
1203	Activación por Hora de Marcha Mantenimiento Filtro de Aceite	0 h
1204	Habilitar Alarma de Mantenimiento Filtro de Aire	On (1), Off (0)
1205	Acción Alarma de Mantenimiento Filtro de Aire	0 (Action)
1206	Activación por Hora de Marcha Mantenimiento Filtro de Aire	0 h
1207	Habilitar Alarma de Mantenimiento Filtro de Combustible	On (1), Off (0)
1208	Acción Alarma de Mantenimiento Filtro de Combustible	0 (Action)
1209	Activación por Hora de Marcha Mantenimiento Filtro de Combustible	0 h

### 3.2.13 AJUSTE DE CONFIGURACIÓN ALTERNATIVA

Configuración de Parámetros – Configuración Alternativa (Pantalla 20)		
2001	Configuración por Defecto	On (1), Off (0)
2002	Configuración Habilitada	On (1), Off (0)
2003	Velocidad del Motor Alternativa CAN	On (1), Off (0)
2004	Parada por Baja Tensión	On (1), Off (0)
2005	Corte Parada por Baja Tensión	0 V
2006	Advertencia por Baja Tensión	On (1), Off (0)
2007	Corte Advertencia por Baja Tensión	0 V
2008	Tensión de Carga	0 V
2009	Advertencia Sobre Tensión	On (1), Off (0)
2010	Retorno Advertencia Sobre Tensión	0 V
2011	Corte de Advertencia Sobre Tensión	0 V
2012	Corte Sobre Tensión	0 V
2013	Parada por Baja Frecuencia	On (1), Off (0)
2014	Parada por Baja Frecuencia	0.0 Hz
2015	Advertencia por Baja Frecuencia	On (1), Off (0)
2016	Corte de Advertencia por Baja Frecuencia	0.0 Hz
2017	Frecuencia de Carga	0.0 Hz
2018	Frecuencia Nominal	0.0 Hz
2019	Advertencia por Alta Frecuencia	On (1), Off (0)
2020	Retorno de Advertencia por Alta Frecuencia	0.0 Hz
2021	Corte de Advertencia por Alta Frecuencia	0.0 Hz
2022	Parada por Alta Frecuencia	On (1), Off (0)
2023	Corte de Parada por Alta Frecuencia	0.0 Hz

Los parámetros continúan en la siguiente página...

# Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en una planta de almacenamiento de residuos

## Configuración desde el Panel Frontal

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

Configuración de Parametros– Alternate Configuration (Page 20)		
2024	TI Primario (CT Primary)	0 A
2025	Regimen de Carga Completa (Full Load Rating)	0 A
2026	Protección Inmediata Sobre Frecuencia (Immediate Over Current Enable)	On (1), Off (0)
2027	Retarde de Protección Sobre Corriente (Delayed Over Current Alarm Enable)	On (1), Off (0)
2028	Retardo Alarma Sobre Corriente (Delayed Over Current Alarm Action)	0 (Action)
2029	Retardo de Sobre Corriente (Over Current Delay Time)	00:00:00
2030	Corte de Sobre Corriente (Over Current Trip)	0 %
2031	Potencia kW de Funcionamiento (kW Rating)	0 kW
2032	Protección Sobre kW (Over kW Protection Enable)	On (1), Off (0)
2033	Protección Sobre kW (Over kW Protection Action)	0 (Action)
2034	Corte por Sobre kW (Over kW Protection Trip)	0 %
2035	Retardo de Corte por Sobre kW (Over kW Protection Trip Delay)	0 s
2036	Sistema de AC (AC System)	0 (AC system)
2037	Detección de Falla Red (Mains Failure Detection)	On (1), Off (0)
2038	Desconexión Inmediata de Red (Immediate Mains Dropout)	On (1), Off (0)
2039	Protección Baja Tensión de Red (Mains Under Voltage Enable)	On (1), Off (0)
2040	Corte por Baja Tensión de Red (Mains Under Voltage Trip)	0 V
2041	Retorno Baja Tensión de Red (Mains Under Voltage Return)	0 V
2042	Protección Alta Tensión de Red (Mains Over Voltage Enable)	On (1), Off (0)
2043	Retorno Alta Tensión de Red (Mains Over Voltage Return)	0 V
2044	Corte Alta Tensión de Red (Mains Over Voltage Trip)	0 V
2045	Protección Baja Frecuencia de Red (Mains Under Frequency Enable)	On (1), Off (0)
2046	Corte Baja Frecuencia de Red (Mains Under Frequency Trip)	0.0 Hz
2047	Retorno Baja Frecuencia de Red (Mains Under Frequency Return)	0.0 Hz
2048	Protección Alta Frecuencia de Red (Mains Over Frequency Enable)	On (1), Off (0)
2049	Retorno Alta Frecuencia de Red (Mains Over Frequency Return)	0.0 Hz
2050	Corte de Alta Frecuencia de Red (Mains Over Frequency Trip)	0.0 Hz
2051	Parada por Baja Velocidad del Motor (Under Speed Shutdown Enable)	On (1), Off (0)
2052	Corte por Baja Velocidad del Motor (Under Speed Shutdown Trip)	0 RPM
2053	Corte por Alta Velocidad del Motor (Over Speed Shutdown Trip)	0 RPM

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.3 PARÁMETROS SELECCIONABLES

#### 3.3.1 FUENTE DE ENTRADA DIGITALES

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

FUENTE DE ENTRADA DIGITALES	
0	User Configured
1	Silenciar Alarma
2	Reset Alarma
3	Configuracion Alternativa
4	Auto Restore Inhibit
5	Auto Start Inhibit
6	Auxiliary Mains Fail
7	Coolant Temperature Switch
8	Parada de Emergencia
9	External Panel Lock
10	Generator Load Inhibit
11	Lamp Test
12	Low Fuel Level Switch
13	Mains Load Inhibit
14	Oil Pressure Switch
15	Arranque Remoto sin Carga
16	Arranque Remoto con Carga
17	Simulacion Presencia de Red
18	Simulacion del Boton Stop
19	Simulacion del Boton Auto
20	Simulacion del Boton Start
21	Limitador de Humo
22	
23	Close Mains
24	Reset Mantenimiento de Filtro de Aceite
25	Reset Mantenimiento de Filtro de Aire
26	Reset Mantenimiento de Filtro de Combustible

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.3.2 FUENTE DE SALIDAS DIGITALES

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

FUENTE DE SALIDA DIGITALES	
0	Not Used
1	Air Flap Relay
2	Audible Alarm
3	Battery Over Volts Warning
4	Battery Under Volts Warning
5	CAN ECU Data Fail
6	CAN ECU Error
7	CAN ECU Fail
8	CAN ECU Power
9	CAN ECU Stop
10	Charge Alternator Shutdown
11	Charge Alternator Warning
12	Close Gen Output
13	Close Gen Output Pulse
14	Close Mains Output
15	Close Mains Output Pulse
16	Combined Mains Failure
17	Common Alarm
18	Common Electrical Trip
19	Common Shutdown
20	Common Warning
21	Cooling Down
22	Digital Input A
23	Digital Input B
24	Digital Input C
25	Digital Input D
26	RESERVED
27	RESERVED
28	RESERVED
29	Emergency Stop
30	Energise To Stop
31	Fail To Start
32	Fail To Stop
33	Fuel Relay
34	Gas Choke On
35	Gas Ignition
36	Generator Available
37	Generator Over Voltage Shutdown
38	Generator Under Voltage Shutdown
39	kW Overload Alarm
40	Over Current Immediate Warning
41	Delayed Over Current Trip Alarm
42	High Coolant Temperature Shutdown
43	Low Oil Pressure Shutdown
44	Mains High Frequency
45	Mains High Voltage
46	Mains Low Frequency
47	Mains Low Voltage

More output sources overleaf...

Configuración desde el Panel Frontal

x	Funciones en todas las DSE4510 & DSE4520
x	Funciones en todas las DSE4520
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en modelo de medición corriente
x	Funciones en la DSE4510 & DSE4520 solo en la versiones RT & RTH

OUTPUT SOURCES	
48	Oil Pressure Sender Open Circuit
49	Open Gen Output
50	Open Gen Output Pulse
51	Open Mains Output
52	Open Mains Output Pulse
53	Over Frequency Shutdown
54	Over Speed Shutdown
55	Preheat During Preheat Timer
56	Preheat Until End Of Crank
57	Preheat Until End Of Safety Timer
58	Preheat Until End Of Warming
59	Smoke Limiting
60	Start Relay
61	Temperature Sender Open Circuit
62	Under Frequency Shutdown
63	Under Speed Shutdown
64	Waiting For Manual Restore
65	Flexible Sender C High Alarm
66	Flexible Sender C High Alarm
67	Flexible Sender C Low Pre-Alarm
68	Flexible Sender C Low Alarm
69	RESERVED
70	RESERVED
71	RESERVED
72	RESERVED
73	Fuel Sender High Alarm
74	Fuel Sender High Alarm
75	Fuel Sender Low Pre-Alarm
76	Fuel Sender Low Alarm
77	Load Output 1
78	Delayed Load Output 2
79	Delayed Load Output 3
80	Delayed Load Output 4
81	Air Filter Maintenance Output
82	Oil Filter Maintenance Output
83	Fuel Filter Maintenance Output
84	System In Stop Mode
85	System In Auto Mode
86	System In Manual Mode
87	RESERVED
88	Analogue Input A (Digital)
89	Analogue Input B (Digital)
90	Analogue Input C (Digital)
91	RESERVED
92	RESERVED
93	RESERVED
94	RESERVED
95	Over Speed Overshoot
96	Over Frequency Overshoot
97	Display Heater Fitted and Active

*Configuración desde el Panel Frontal*

**3.3.3 ACCIÓN DE ALARMA**

<b>ACCIÓN DE ALARMA</b>	
Index	Acción
0	Corte Eléctrico
1	Parada
2	Advertencia

**3.3.4 ACCIÓN DE ALARMA DEL SENSOR FLEXIBLE**

<b>ACCIÓN DE ALARMA DEL SENSOR FLEXIBLE</b>	
Index	Acción
0	Nada
1	Parada
2	Corte Eléctrico

**3.3.5 MODO DE ACTIVACIÓN**

<b>MODO DE ACTIVACIÓN</b>	
Index	Mode
0	Stop
1	Manual
2	Auto

**3.3.6 TIPOS DE SENSORES**

<b>TIPOS DE SENSORES</b>	
Index	Tipo
0	Ninguno
1	Entrada Digital
2	Sensor de Porsentaje
3	Sensor de Presión de Aceite
4	Sensor de Temperatura

**3.3.7 SISTEMA DE AC**

<b>SISTEMA DE AC</b>	
Index	Type
0	2 Fases 3 Polos (L1-L2)
1	2 Fases 3 Polos (L1-L3)
2	3 Fases 3 Polos
3	3 Fases 4 Polos
4	3 Fases 4 Polos (Delta)
5	Una Sola Fase 2 Polo

*Configuración desde el Panel Frontal***3.3.8 ACCIÓN DE ENTRADA DIGITAL**

<b>ACCIÓN DE ENTRADA DIGITAL</b>	
Index	Acción
0	Siempre
1	From Safety On
2	From Starting
3	Never

**3.3.9 POLARIDAD DE ENTRADA DIGITAL**

<b>POLARIDAD DE ENTRADA DIGITAL</b>	
Index	Polarity
0	Close to Activate
1	Open to Activate

**3.3.10 POLARIDAD DE SALIDA DIGITAL**

<b>POLARIDAD DE SALIDA DIGITAL</b>	
Index	Polarity
0	Energizado
1	De-Energise

**3.3.11 UNIDAD DE COMBUSTIBLE**

<b>UNIDAD DE COMBUSTIBLE</b>	
Index	Units
0	Litros
1	Galones Imperiales
2	Galones US

Configuración desde el Panel Frontal

### 3.3.12 LISTA DE SENSORES DE PRESIÓN DE ACEITE

LISTA DE SENSORES DE PRESIÓN	
Índice	Tipo
0	Not used
1	Dig Closed for Alarm
2	Dig Open for Alarm
3	VDO 5 Bar
4	VDO 10 Bar
5	Datcon 5 Bar
6	Datcon 10 Bar
7	Datcon 7 Bar
8	Murphy 7 Bar
9	CMB812
10	Veglia
11	User Defined

### 3.3.13 LISTA DE SENSORES DE TEMPERATURA

LISTA DE SENSORES DE TEMPERATURA	
Índice	Tipo
0	Not Used
1	Dig Closed for Alarm
2	Dig Open for Alarm
3	VDO 120 °C
4	Datcon High
5	Datcon Low
6	Murphy
7	Cummins
8	PT100
9	Veglia
10	Beru
11	User Defined

### 3.3.14 LISTA DE SENSORES DE PORCENTAJES

LISTA DE SENSORES DE PORCENTAJES	
Índice	Tipo
0	Not Used
1	Dig Closed for Alarm
2	Dig Open for Alarm
3	VDO Ohm (10-180)
4	VDO Tube (90-0)
5	US Ohm (240-33)
6	GM Ohm (0-90)
7	GM Ohm (0-30)
8	Ford (73-10)
9	User Defined

## PUESTA EN MARCHA

**4 PUESTA EN MARCHA**

Antes de que se inicie el sistema, se recomienda realizar las siguientes verificaciones: -

- La unidad está adecuadamente refrigerados y todo el cableado para el módulo de calificación estándar y compatible con el sistema. Verificar todas las piezas mecánicas están instalados correctamente y que todas las conexiones eléctricas estén en buenas condiciones.
- La unidad se alimentación de CC se fusiona y se conecta a la batería y que es de la polaridad correcta.
- La parada de emergencia está conectado por cable a una entrada externa a un pulsador normal cerrado conectado a DC negativo.

 **NOTE: Si no se requiere la función de parada de emergencia, vincular la entrada a la masa de CC o desactivar la entrada.. Para más detalles sobre la configuración del módulo: 057-172 DSE45xx Configuration Software Manual.**

- Para comprobar el funcionamiento del ciclo de arranque, tome las medidas apropiadas para impedir que el motor arranque (deshabilitar el funcionamiento del solenoide de combustible). Después de una inspección visual para asegurarse de que es seguro continuar, conecte la alimentación de la batería. Pulse el botón Modo Manual / Start . Iniciar la secuencia de arranque unidad comenzará.
- El motor de arranque se conecta y funciona para el pre-set período del arranque. Después de que el motor de arranque ha intentado arrancar el motor para el número preestablecido de intentos, el LCD mostrará "No se ha podido iniciar. Pulse el botón Stop/Reset  para restablecer la unidad.
- Restaurar el motor a su estado de funcionamiento (conectar el solenoide de combustible). Pulse el botón Modo de arranque . Esta vez el motor debe arrancar y el motor de arranque se desacoplará automáticamente. Si no es así, verifique que el motor está totalmente operativo (combustible disponible, etc. ) y que el solenoide de combustible está funcionando. El motor debería ejecutar ahora hasta alcanzar la velocidad de operación. Si no es así, y una alarma está presente, verificar el estado de la alarma de validez, a continuación, comprobar cableado de entrada. El motor debe continuar para que se ejecute durante un período indefinido. Será posible en este momento para ver el motor y el alternador los parámetros, consulte la "Descripción de los controles" de este manual.
- Pulse el botón de Modo Automático , el motor se pondrá en funcionamiento para el pre-set el enfriamiento, luego se detendrá. El generador debe permanecer en el modo de espera. Si no es así, compruebe que no haya una señal presente en la entrada de arranque remoto.
- Iniciar un arranque automático mediante el suministro de la señal de arranque a control remoto (si está configurado). La secuencia de arranque comenzará y el motor funcionará a la velocidad operativa. Una vez que el generador está disponible las salidas de carga retardada activarán, el generador aceptará la carga. Si no es así, compruebe el cableado de los contactores de salida de carga retardada. Verificar el calentamiento ha agotado el tiempo del temporizador.
- Retire la señal de arranque remoto. Comenzará la secuencia de retorno. Después del tiempo preestablecido, el generador se descarga. El generador se ejecutará para el pre-set período de enfriamiento, entonces apagado a su modo de espera.

Puesta en Marcha - Detección de Fallas

## 5 DETECCIÓN DE FALLAS

### 5.1 ARRANQUE

Síntomas	Posible Soluciones
La unidad está inoperativa	Comprobar la alimentación y cableado de la batería.
Lectura/Escritura de la configuraciones no funciona	Comprobar el fusible.
La unidad se apaga	Chequear que la tensiones estén entre 35 VDC y 9 VDC. La temperatura de funcionamiento no supere los 70° C. Comprobar de que no salte el fusible de alimentación.
Falla en los intentos de arranques	Chequear cableado del rele de combustible. Comprobar combustible. Comprobar suministro de batería. Controlar que la señal del alternador llegue al modulo. Consulte el manual del motor.
Arranque continuos del grupo en modo "Auto" 	Chequear de que no hay señal en la entrada de "Arranque Remoto". La configuración de polaridad sea la correcta. Si la red esta disponible, controlar los parametros y valores.
El Grupo no arranca al recibir la señal de "Arranque Remoto"	Comprobar el tiempo del retardo de arranque que no sea demaciado largo.  Verificar que la entrada digital este correctamente configurada para el arranque remoto.  Controlar que los sensores de Presión de Aceite y el sensor de Temperatura estén correctamente instalado y configurados.
El precalentador no funciona	Revisar el circuito eléctrico del precalentador. Chequear el suministro de batería. Verificar que la salida digital este correctamente configurada de la central.
Falla en el motor de arranque	Chequear cableado del rele de combustible. Comprobar suministro de batería. Controlar que los sensores de Presión de Aceite y el sensor de Temperatura estén correctamente instalado y configurados.

### 5.2 MARCHA

Síntomas	Posible Soluciones
El motor funciona pero el generador no toma carga	Comprobar que el temporizador de trasferencia haya expirado. Verificar que la Interruptor Termico este activo.
Lectura incorrectas en los instrumentos del motor.  La alama no para cuando el motor esta en reposo.	Comprobar que el motor funcione correctamente.  Verificar que los sensores estén bien configurados y sean los correctos.

## Puesta en Marcha - Detección de Fallas

## 5.3 ALARMAS

Síntomas	Posible Soluciones
Baja Presión de Aceite, luego de que el motor haya funcionado.	Revisar el nivel de aceite. Controlar el cableado y que el sensor funcione adecuadamente. Verificar la configuración de la central y polaridad programada del sensor (Normal Abierto / Normal Cerrado).
Alta Temperatura, luego de que el motor haya funcionado.	Revisar la temperatura. Controlar el cableado y el sensor funcione adecuadamente. Verificar la configuración de la central y polaridad programada del sensor (Normal Abierto / Normal Cerrado).
Parada del grupo	Revisar el cableado y/o componente que indica en la pantalla de la central. Controlar la configuración y entradas digitales.
Corte Eléctrico del grupo	Revisar el cableado y/o componente que indica en la pantalla de la central. Controlar la configuración y entradas digitales.
Advertencia del grupo	Revisar el cableado y/o componente que indica en la pantalla de la central. Controlar la configuración y entradas digitales.
CAN ECU ADVERTENCIA CAN ECU PARADA	Esto indica una condición de falla detectada por la ECU del motor y transmitida al controlador DSE.
FALLOS DE DATOS CAN	Indica fallo del enlace de datos CAN de la ECU del motor. Revise todos los cables y resistencias (si es necesario).
Lectura incorrecta en los medidores del motor. No se detiene la alarma cuando el motor está en reposo.	Check engine is operating correctly. Check sensor and wiring paying particular attention to the wiring to terminal 10 (refer to appendix).  Verificar que el sensor es compatible con el módulo y que la configuración del módulo es adecuado para el sensor.

## 5.4 COMUNICACIONES

Síntomas	Posible Soluciones
FALLOS DE DATOS CAN	Indica fallo del enlace de datos CAN de la ECU del motor. Revise todos los cables y resistencias (si es necesario).

## 5.5 INSTRUMENTOS

Síntomas	Posible Soluciones
Mediciones erróneas del generador en la pantalla del módulo	Verificar que los CT sean los correctos y que la central este configurado con los valores correctos.  Compruebe que los CTs están cableados correctamente con respecto a la dirección del flujo de corriente p1, p2 y s1, s2) y, además, asegurar que los TI están conectados a la fase correcta (se producirán errores si CT1 está conectado a la fase 2).  The controller is true RMS measuring so gives more accurate display when compared with an 'averaging' meter such as an analogue panel meter or some lower specified digital multimeters.  La exactitud del controlador es mejor que el 1% de la escala completa. Escala tensión del generador es 415V ph-N, la precisión es $4.15V \pm (1\% \text{ de } 415V)$ .

### 5.6 VARIOS

Síntomas	Posible Soluciones
La central no retiene la configuración a modificar	<p>Al editar una configuración mediante el software de PC es vital que la configuración es primero 'leer' el modulo antes de editarlo. Esta configuración editada debe entonces ser "escrito" de vuelta al modulo para que los cambios surjan efecto.</p> <p>Al editar una configuración usando el editor des de el panel frontal, asegúrese de pulsar el botón, el modo automático  Para guardar los cambios antes de pasar a otro tema o salir del editor de la central.</p>

 **NOTA:** The above fault finding is provided as a guide check-list only. As the module can be configured to provide a wide range of different features, always refer to the source of your module configuration if in doubt.

Color Control GX Victron Energy



ESPAÑOL

**Color Control GX Manual**

## Tabla de contenidos

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. ¿Qué es el Color Control GX?	1
1.2. ¿Qué hay en la caja?	1
<b>2. Instalación</b>	<b>3</b>
2.1. Resumen de las conexiones	3
2.2. Alimentación	3
2.3. Conexión de productos Victron	4
2.3.1. Multis/Quattros/Inversores (productos VE.Bus)	4
2.3.2. Serie de monitores de batería BMV-700 y MPPT con un puerto VE.Direct	5
2.3.3. Skylla-i, derivador Lynx VE.Can, Lynx Ion + Shunt y MPPT con un puerto VE.Can	5
2.3.4. Serie BMV-600	6
2.3.5. Caja de conexiones CC	6
2.3.6. Adaptador de transmisor resistivo de nivel de depósito VE.Can	6
2.4. Conexión de un inversor FV	6
2.5. Conexión de un GPS USB	7
2.6. Conexión de un generador Fischer Panda	7
2.7. Conexión de transmisores de nivel de depósito NMEA 2000 de terceros	7
2.8. Conexión de sensores de radiación solar, temperatura y velocidad del viento IMT	8
2.8.1. Visualización de datos - VRM	11
<b>3. Conectividad a Internet</b>	<b>13</b>
3.1. Puerto Ethernet LAN	13
3.2. Wi-Fi	13
3.3. GX GSM	14
3.4. Red móvil (celular) con router 3G o 4G	14
3.5. Anclaje a red o tethering USB con un teléfono móvil	14
3.6. Configuración IP	15
3.7. Conexión de Ethernet y Wi-Fi (conmutación por error)	15
3.8. Minimizar el tráfico de Internet	15
3.9. Más información sobre la configuración de una conexión a Internet y una RPV	16
<b>4. Acceso al dispositivo GX</b>	<b>17</b>
4.1. Acceso a la consola remota a través de la red LAN/Wi-Fi local	17
4.1.1. Otros métodos para encontrar la dirección de IP para la consola remota	17
4.2. Acceso a través de VRM	19
<b>5. Configuración</b>	<b>21</b>
5.1. Estructura del menú y parámetros configurables	21
5.2. Estado de carga (SoC) de la batería	28
5.2.1. ¿Qué dispositivo debo usar para calcular el estado de carga de la batería?	28
5.2.2. Las diferentes soluciones explicadas en profundidad	28
5.2.3. Notas sobre el estado de carga	29
5.2.4. Selección de la fuente de estado de carga (SoC)	29
5.2.5. Información detallada sobre el estado de carga VE.Bus	31
5.3. Personalización del logotipo de la página de barcos y caravanas	31
<b>6. Actualización del firmware de GX</b>	<b>32</b>
6.1. Actualización de la versión 1.x a la 2	32
6.2. A través de Internet o con una tarjeta microSD o una memoria USB	32
6.3. Descarga directa desde Internet	32
6.4. Tarjeta microSD o memoria USB	32
6.5. Registro del cambio	33
<b>7. Seguimiento del inversor/cargador VE.Bus</b>	<b>34</b>
7.1. Ajuste del límite de corriente de entrada	34
7.2. Advertencia sobre la rotación de fase	35
7.3. Seguimiento de fallo de la red	36
7.4. Menú avanzado	36

<b>8. Control de corriente y tensión distribuido (DVCC)</b> .....	<b>38</b>
8.1. Introducción y características .....	38
8.2. Requisitos de DVCC .....	39
8.3. Efectos del DVCC en el algoritmo de carga .....	39
8.4. Características DVCC para todos los sistemas .....	40
8.4.1. Limitar corriente de carga .....	40
8.4.2. Sensor de tensión compartido (SVS) .....	41
8.4.3. Sensor de temperatura compartido (STS) .....	41
8.4.4. Sensor de corriente compartido (SCS) .....	41
8.5. Características DVCC cuando se usa una batería CAN-bus BMS .....	41
8.6. DVCC para sistemas con Asistente ESS .....	42
<b>9. Portal VRM</b> .....	<b>43</b>
9.1. Introducción al portal VRM .....	43
9.2. Registro en VRM .....	43
9.3. Registro de datos en VRM .....	43
9.4. Resolución de problemas con el registro de datos .....	44
9.5. Análisis de datos sin Internet, sin VRM .....	47
9.6. Consola remota en el VRM - Configuración .....	48
9.7. Consola remota de VRM - Resolución de problemas .....	49
<b>10. Integración de pantalla multifuncional marina mediante aplicación</b> .....	<b>50</b>
10.1. Introducción y requisitos .....	50
10.2. Pantallas multifuncionales compatibles e instrucciones .....	51
<b>11. Integración de pantalla multifuncional marina mediante NMEA 2000</b> .....	<b>52</b>
11.1. Introducción a NMEA 2000 .....	52
11.2. Dispositivos/PGN compatibles .....	52
11.3. Configuración NMEA 2000 .....	54
11.4. NMEA 2000: Configuración de las instancias de dispositivo .....	54
11.5. Datos técnicos de la salida NMEA 2000 .....	55
11.5.1. Glosario de NMEA 2000 .....	55
11.5.2. NMEA 2000 Virtual-devices35 (Generación eléctrica) .....	56
11.5.3. Clases y funciones NMEA 2000 .....	56
11.5.4. Instancias NMEA 2000 .....	56
11.5.5. Cambios de Instancias NMEA 2000 .....	57
11.5.6. Números de identidad únicos PGN 60928 NAME .....	58
<b>12. Códigos de error</b> .....	<b>59</b>
<b>13. Preguntas Más Frecuentes</b> .....	<b>60</b>
13.1. <b>Color Control GX Preguntas Más Frecuentes</b> .....	60
13.2. P2: ¿Necesito un BMV para ver el estado de carga correcto? .....	60
13.3. P3: No tengo Internet, ¿dónde puedo insertar una tarjeta SIM? .....	60
13.4. P4: ¿Puedo conectar un dispositivo GX y un VGR2/VER a un Multi/Inversor/Quattro? .....	60
13.5. P5: ¿Puedo conectar varios Color Control a un Multi/Inversor/Quattro? .....	60
13.6. P6: Veo lecturas de potencia o de corriente (amperios) incorrectas en mi CCGX .....	61
13.7. P7: Hay una opción del menú llamada "Multi" en vez de tener el nombre del producto VE.Bus .....	61
13.8. P8: En el menú aparece "Multi" aunque no hay ningún inversor, Multi o Quattro conectado. .....	62
13.9. P9: Cuando escribo la dirección de IP del Color Control en el navegador aparece una página web con el nombre Hiawatha. ....	62
13.10. P10: Tengo varios cargadores solares MPPT 150/70 funcionando en paralelo. ¿Desde cuál puedo ver el estado del relé en el menú del CCGX? .....	62
13.11. P11: ¿Cuánto tiempo debe tardar una actualización automática? .....	62
13.12. P12: Tengo un VGR con IO Extender ¿cómo puedo sustituirlo por un Color Control GX? .....	62
13.13. P13: ¿Puedo usar VEConfigure remoto, como hacía con el VGR2? .....	62
13.14. P14: El panel Blue Power podía encenderse a través de la red VE.Net ¿puedo hacer lo mismo con un Color Control GX? .....	62
13.15. P15: ¿Qué tipo de red usa el Color Control GX (puertos TCP y UDP)? .....	62
13.16. P16: ¿Cuál es la función del elemento del menú Asistencia remota (SSH), del menú Ethernet? .....	63
13.17. P17: No veo la asistencia a productos VE.Net en la lista ¿aún está disponible? .....	63
13.18. P18: ¿Cuántos datos usa el Color Control GX? .....	63
13.19. P19: ¿Cuántos sensores de corriente CA puedo conectar en un sistema VE.Bus? .....	63
13.20. P20: Problemas con un Multi que no arranca cuando se conecta un CCGX / Precaución al encender el CCGX desde la terminal AC-out de un Multi, Quattro o inversor VE.Bus. ....	64

13.21. P21: Me encanta Linux, la programación, Victron y el CCGX. ¿Puedo hacer más cosas? .....	65
13.22. P22: ¿Cómo puedo cambiar el logotipo? .....	65
13.23. P23: El Multi se reinicia todo el tiempo (cada 10 segundos) .....	65
13.24. P24: ¿Qué significa el error nº 42? .....	65
13.25. <b>Nota sobre Licencia Pública General</b> .....	65
<b>14. Más información</b> .....	<b>66</b>

## 1. Introducción

### 1.1. ¿Qué es el Color Control GX?

El CCGX está en el corazón de su instalación de energía. Los demás componentes del sistema, como inversores/cargadores, cargadores solares y baterías, están conectados a él. El CCGX garantiza que todos trabajen en armonía.

La monitorización del sistema puede hacerse o bien con el CCGX que tiene delante de usted o desde cualquier parte del mundo utilizando una conexión a Internet y el [portal VRM](#).

El CCGX también permite hacer [actualizaciones de firmware](#) y modificar la configuración a distancia.

El Color Control GX es parte de la [familia de productos GX](#). Los productos GX son una moderna solución de seguimiento de Victron y funcionan con nuestro sistema operativo Venus OS.

Toda la información de este manual hace referencia al último software. Puede comprobar si su dispositivo tiene la última versión en el [menú de Firmware \[21\]](#) cuando el dispositivo GX esté conectado a Internet. Para instalaciones sin Internet, puede encontrar la última versión en [Victron Professional](#).

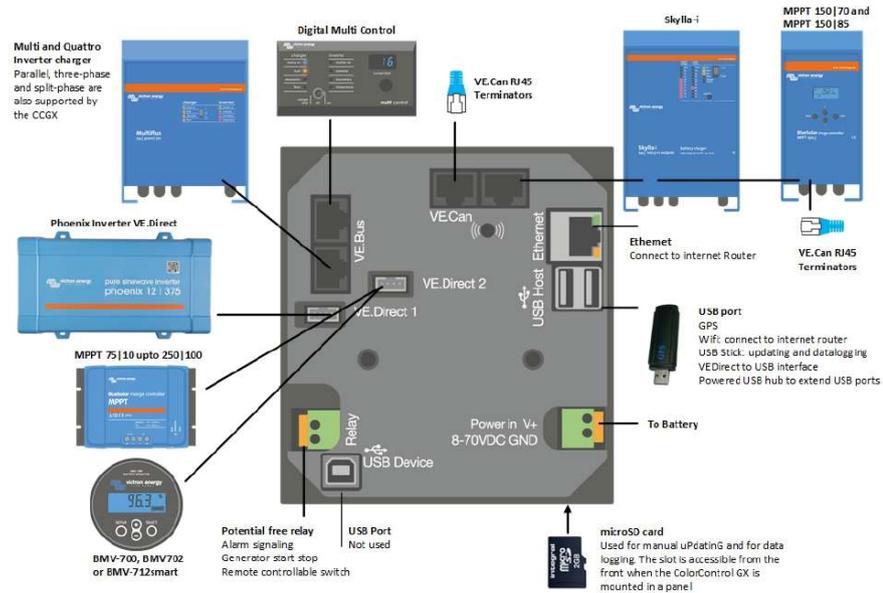
### 1.2. ¿Qué hay en la caja?

- Color Control GX
- Cable de alimentación con portafusible y terminales redondos M8 para conexión a una batería o a una barra de conexiones CC.
- Ficha técnica de especificaciones del producto y resumen de conexiones
- Soportes de montaje y tornillos
- Núcleos de ferrita
- Conectores CAN (2 unidades).



## 2. Instalación

### 2.1. Resumen de las conexiones



### 2.2. Alimentación

El dispositivo se alimenta con el conector *Power in V+*. Acepta de 8 a 70 V CC. El dispositivo no se alimentará por sí mismo desde ninguna de las otras conexiones (por ejemplo, de la red). El cable de alimentación CC suministrado incluye un fusible de fusión lenta de 3,15 A.

Cuando el CCGX se use en una instalación con un VE.Bus BMS, conecte el *Power in V+* del CCGX al terminal marcado como "Load disconnect" (desconexión de la carga) del VE.Bus BMS. Conecte los dos cables negativos al polo negativo de una batería normal.

**Precaución sobre alimentación desde el terminal AC-out de un inversor VE.Bus, Multi o Quattro:**

Si alimenta el CCGX desde un adaptador de CA conectado al puerto AC-out de cualquier producto VE.Bus (inversor, Multi o Quattro), se producirá un bloqueo después de que los productos VE.Bus se apaguen por cualquier razón (algún fallo operativo o un arranque autógono). Los dispositivos VE.Bus no se encenderán hasta que el CCGX tenga alimentación, pero el CCGX no se encenderá hasta *que* tenga alimentación. Este bloqueo puede solucionarse desenchufando brevemente el cable VE.Bus del CCGX y en ese momento los productos VE.Bus empezarán a encenderse inmediatamente.

O puede hacerse una modificación en los cables RJ45. Consulte la [pregunta frecuente nº 20 \[64\]](#) para más información sobre esto.

Tenga en cuenta que tanto con la modificación arriba indicada como sin ella, arrancar el equipo de seguimiento con el AC-out de un inversor/cargador (por supuesto) tiene la desventaja de que el seguimiento se detendrá cuando se produzca un problema que apague el inversor/cargador, como por ejemplo una sobrecarga del inversor, alta temperatura o tensión baja de la batería. Por lo tanto, se recomienda alimentar el dispositivo GX desde la batería.

**Aislamiento**

Puesto que el CCGX está conectado a muchos productos diferentes, es importante que preste la atención necesaria al aislamiento para evitar que se formen bucles de tierra. Esto no será un problema en el 99 % de las instalaciones.

- Los puertos VE.Bus están aislados
- Los puertos VE.Direct están aislados
- Los puertos VE.Can están aislados
- Los puertos USB no están aislados. La conexión de una mochila Wi-Fi o GPS no ocasionará problemas ya que no está conectada a otra fuente de alimentación. Aunque habrá un bucle de tierra cuando monte un concentrador USB alimentado por separado, hemos hecho muchas pruebas en las que no se ha detectado que esto causara ningún problema.
- El puerto Ethernet está aislado, excepto por el apantallamiento: use cables UTP sin apantallamiento para la red Ethernet.

#### Ampliación de los puertos USB con un concentrador USB autoalimentado

Aunque se puede ampliar el número de puertos USB con un concentrador, la cantidad de alimentación que el *puerto USB de a bordo* puede proporcionar es limitada. Cuando amplíe el número de puertos USB, le recomendamos que use siempre concentradores USB *alimentados*. Y para minimizar las probabilidades de que surjan problemas, use concentradores USB de buena calidad. Puesto que Victron también ofrece un adaptador VE.Direct a USB, puede utilizar esta opción para aumentar el número de dispositivos VE.Direct que puede conectar a su sistema, [consulte en este documento](#) el número máximo de dispositivos que se pueden conectar a diferentes dispositivos GX.

## 2.3. Conexión de productos Victron

### 2.3.1. Multis/Quattros/Inversores (productos VE.Bus)

Para simplificar, nos referiremos a todos los Multis, Quattros e inversores como productos *VE.Bus*.

La versión más antigua de los dispositivos VE.Bus que puede conectarse al CCGX es 19xx111 o 20xx111, lanzadas en 2007. También se admite el firmware VE.Bus 26xxxxx y 27xxxxx, pero no el 18xxxxx.

Tenga en cuenta que no se puede usar el On/Off remoto (cabecera de la PCB de control del VE.Bus) junto con un CCGX. Debería haber un cable entre los terminales de la izquierda y del centro, como cuando se envía desde la fábrica. En caso de que se necesite un interruptor alámbrico que desactive el sistema, utilice el *Safety Switch Assistant* (asistente de interruptor de seguridad).

#### Productos VE.Bus únicos

Para conectar un solo producto VE.Bus, utilice una de las tomas VE.Bus de la parte posterior del CCGX. Ambas tomas son idénticas, puede usar cualquiera de las dos. Use un cable RJ45 UTP estándar. Puede consultar nuestra [lista de precios](#).

#### Sistemas VE.Bus paralelos, divididos y trifásicos

Para conectar varios productos VE.Bus configurados como un sistema VE.Bus paralelo, dividido o trifásico, conecte el primer o el último producto VE.Bus de la cadena a cualquier de las tomas VE.Bus de la parte posterior del CCGX. Use un cable RJ45 UTP estándar. Puede consultar nuestra [lista de precios](#).

Los sistemas formados por cinco o más productos VE.Bus, conectados a un CCGX con número de serie HQ1628 o anterior necesitan la mochila CCGX para sistemas VE.Bus grandes (nº de producto: BPP900300100).

#### Sistemas VE.Bus con baterías de litio y un VE.Bus BMS

- Conecte el CCGX a la toma llamada "MultiPlus/Quattro" o a uno de los Multi o Quattro del sistema. No lo conecte a la toma del *panel remoto* del VE.Bus BMS.
- Tenga en cuenta que no se podrá controlar el conmutador On/Off/Charger Only (encendido/apagado/solo cargador). Esta opción se desactiva automáticamente en el menú del CCGX cuando se usa un VE.Bus BMS. La única forma de controlar un Multi o un Quattro cuando se usa con un VE.Bus BMS es añadir un Digital Multi Control al sistema. En sistemas con un VE.Bus BMS se puede configurar el límite de corriente de entrada.
- Se puede combinar un MultiPlus/Quattro con un VE.Bus BMS y un Digital Multi Control. Solo hay que conectar el Digital Multi Control a la toma RJ-45 del VE.Bus BMS marcada como *Remote panel* (*panel remoto*).
- Para permitir que el CCGX se apague solo en caso de batería baja, asegúrese de que el CCGX se alimenta a través del VE.Bus BMS: conecte *Power in V+* del CCGX a *Load disconnect* (*desconexión de carga*) del VE.Bus BMS. Y conecte los dos cables negativos al polo negativo de una batería normal.

#### Combinación del CCGX con un Digital Multi Control

Es posible conectar un CCGX y un Digital Multi Control a un sistema VE.Bus. La opción de encender y apagar el producto o ponerlo en modo Charger Only (Solo cargador) mediante el CCGX quedará desactivada. Lo mismo ocurre con el límite de corriente de entrada: cuando hay un Digital Multi Control en el sistema, el límite de corriente de entrada establecido en el panel de control será el parámetro maestro, y no será posible cambiarlo en el CCGX.

**Conexión de varios sistemas VE.Bus a uno solo CCGX**

Solo se puede conectar un sistema VE.Bus a los puertos VE.Bus de la parte posterior del CCGX. La forma profesional de controlar más sistemas es añadir uno más CCGX.

Si necesita conectar más de un sistema al mismo CCGX, use un MK3-USB. La funcionalidad quedará limitada:

- Para generar los datos de las páginas de Resumen, solo se usa el sistema conectado a los puertos VE.Bus integrados.
- Todos los sistemas conectados aparecerán en la lista de dispositivos
- Todos los sistemas conectados se considerarán para los cálculos de consumo de energía y distribución (gráficos kWh de VRM)
- Para la lógica de arranque/parada del generador, solo se usa el sistema conectado a los puertos VE.Bus integrados.
- El CCGX ya no mandará datos adecuados a VRM. El Venus GX envía información de los dos sistemas a VRM, por lo tanto, es mejor usar un Venus GX para sistemas como este.
- En el caso de un sistema ESS, solo se usa el sistema conectado a los puertos VE.Bus integrados en los mecanismos ESS. El otro solo aparece en la lista de dispositivos.

Otra opción es usar la interfaz VE.Bus a VE.Can (ASS030520105). Añada una por cada sistema adicional. Tenga en cuenta que no lo recomendamos, esta interfaz está descatálogada. Compruebe que la red VE.Can está rematada y tiene alimentación. Para alimentar la red VE.Can, consulte la pregunta nº 17 de [nuestro libro blanco sobre comunicación de datos](#).

**2.3.2. Serie de monitores de batería BMV-700 y MPPT con un puerto VE.Direct**

Las conexiones directas con un cable VE.Direct están limitadas por el número de puertos VE.Direct del dispositivo (véase [Resumen de conexiones \[3\]](#)). Hay dos tipos de cables VE.Direct:

1. Cables VE.Direct directos, ASS030530xxx
2. Cables VE.Direct con un conector acodado en un extremo. Están diseñados para minimizar la profundidad necesaria detrás de un panel, ASS030531xxx

Los cables VE.Direct tienen una longitud máxima de 10 metros. No es posible alargarlos. Si necesita más longitud, use un adaptador VE.Direct a USB con un cable alargador USB activo.

También es posible usar la interfaz VE.Direct a VE.Can, pero tenga en cuenta que esto solo funciona para BMV-700 y BMV-702. No funciona con BMV-712, ni con cargadores solares e inversores MPPT con un puerto VE.Direct. En el siguiente apartado puede consultar más información sobre esta interfaz VE.Can.

**Conexión a su CCGX de un número de dispositivos VE.Direct superior al número de puertos VE.Direct.**

En primer lugar, tenga en cuenta que en el caso del CCGX, la cantidad máxima de dispositivos que se pueden conectar es cinco. La forma en que se conecten, ya sea directamente o mediante USB o CAN, no cambia esa cantidad máxima. Consulte [aquí](#) el límite máximo para los dispositivos Venus GX, Octo GX, y otros dispositivos GX.

Además, existen opciones para conectar más productos VE.Direct que puertos VE.Direct disponibles:

- Opción 1: Use la [interfaz VE.Direct a USB](#). El CCGX tiene puertos USB integrados (véase el [Resumen de conexiones \[3\]](#)). Use un concentrador USB cuando necesite más puertos USB.
- Opción 2: (¡Sólo!) los BMV-700 y BMV-702 pueden también conectarse con la [interfaz VE.Direct a VE.Can](#). Tenga en cuenta que los BMV-712, los MPPT y los inversores VE.Direct no pueden conectarse con esta interfaz CAN-bus, ya que esta no traduce los datos de dichos dispositivos en mensajes CAN-bus. Cuando use la interfaz VE.Direct a VE.Can, asegúrese de que la red VE.Can está rematada y tiene alimentación. Para alimentar la red VE.Can, consulte la pregunta nº 17 de [nuestro libro blanco sobre comunicación de datos](#). Por último, tenga en cuenta que esta interfaz CAN-bus está descatálogada.

**Observaciones sobre los MPPT VE.Direct más antiguos**

- Los MPPT 70/15 tienen que ser del año/semana 1308 o posterior. Los 70/15 anteriores no son compatibles con el CCGX y lamentablemente actualizar el firmware del MPPT no será de ninguna ayuda. Para encontrar el número año/semana de su modelo, busque el número de serie impreso en la etiqueta que está en la parte posterior. Por ejemplo, el número HQ1309DER4F significa 2013, semana 9.

**2.3.3. Skylla-i, derivador Lynx VE.Can, Lynx Ion + Shunt y MPPT con un puerto VE.Can**

Para conectar un producto con un puerto VE.Can, use un [cable RJ45 UTP](#) estándar. (Disponible con conectores rectos y acodados)

No olvide poner [terminadores VE.Can](#) en los dos extremos de la red VE.Can. Se suministra una bolsa con dos terminadores con cada producto VE.Can. También están [disponibles por separado](#).

Otras observaciones:

1. Para funcionar con el CCGX un MPPT 150/70 necesita un firmware v2.00 o posterior.
2. Puede combinar un panel de control Skylla-i con un CCGX.
3. Puede combinar un panel de control Ion con un CCGX.
4. Skylla-i, el derivador Lynx VE.Can y Lynx Ion + Shunt y los MPPT con un puerto VE.Can alimentan la red VE.Can, de modo que en estas condiciones no será necesario proporcionar alimentación por separado. Los convertidores de protocolo, por ejemplo la interfaz VE.Bus a VE.Can y la interfaz BMV a VE.Can, no alimentan la red VE.Can.

### 2.3.4. Serie BMV-600

Conecte el BMV-600 con el cable VE.Direct a BMV-60xS. (ASS0305322xx)

### 2.3.5. Caja de conexiones CC

Conecte la [caja de conexiones CC](#) con el cable RJ-12 suministrado. A continuación conecte el BMV-700 al CCGX, consulte las instrucciones de conexión del BMV-700.

### 2.3.6. Adaptador de transmisor resistivo de nivel de depósito VE.Can

Consulte la [página](#) y el [manual en nuestro sitio web](#) para obtener más información sobre el adaptador.

Para conectar un producto con un puerto VE.Can, use un cable UTP RJ45 estándar.

No olvide poner [terminadores VE.Can](#) en los dos extremos de la red VE.Can. Se suministra una bolsa con dos terminadores con cada producto VE.Can. También están [disponibles por separado](#) (ASS030700000).. (Disponible con conectores rectos y acodados)

Asegúrese de que el CAN-bus tiene alimentación. Puede consultar más información en el [capítulo de Alimentación del manual del Adaptador de transmisor de nivel de depósito](#).

## 2.4. Conexión de un inversor FV

La medición de la salida de un inversor FV le proporcionará al usuario una visión general del equilibrio energético y de la distribución de energía en cada momento. Tenga en cuenta que estas mediciones solo se usan para mostrar información. La instalación no las necesita ni las usa para su funcionamiento. Además de controlar, el dispositivo GX también puede limitar algunos tipos y marcas de inversores FV, es decir, reducir la potencia de salida. Esto se usa, y es imprescindible, para la opción Zero feed-in (sin devolución a la red) de los ESS.

#### Conexiones directas

Tipo	Zero feed-in (sin devolución a la red)	Detalles
Fronius	Sí	Conexión LAN, véase <a href="#">GX - GX - manual Fronius</a>
SMA	No	Conexión LAN, véase <a href="#">GX - GX - manual SMA</a>
SolarEdge	No	Conexión LAN, véase <a href="#">GX - manual SolarEdge</a>
ABB	Sí	Conexión LAN, véase <a href="#">GX - manual ABB</a>

**Uso de un contador** En el caso de inversores FV que no se puedan conectar digitalmente, se puede usar un contador:

Tipo	Zero feed-in (sin devolución a la red)	Detalles
Sensor de corriente CA	No	Conectado a la entrada analógica del inversor/cargador. Menor coste - menor precisión. <a href="#">Contador de energía</a>
Contador de energía	No	Conectado mediante un cable al CCGX o de modo inalámbrico con nuestras interfaces Zigbee a USB/RS485. Véase la <a href="#">página de inicio de Contadores de energía</a>
Sensores inalámbricos de CA	No	Véase el <a href="#">manual del sensor inalámbrico de CA - Descatalogado</a>

## 2.5. Conexión de un GPS USB

Puede usar un GPS para hacer un seguimiento de vehículos o barcos a distancia, y tiene la opción de hacer que salte una alarma cuando abandonen una zona determinada (geoperimetrage o geofencing) También se puede descargar un archivo gpx-tracks.kml que se puede abrir con Navlink y Google Earth, por ejemplo.

Victron no vende GPS-USB pero el CCGX acepta módulos GPS de otros fabricantes que utilicen los comandos NMEA0183, casi todos los usan. Puede comunicarse a tasas de baudios de 4800 y 38400. Enchufe la unidad en cualquiera de las tomas USB. La conexión puede tardar unos minutos, pero el CCGX reconocerá automáticamente el GPS. La ubicación de la unidad se enviará automáticamente al portal VRM y se mostrará su posición en el mapa.

Se ha probado la compatibilidad de CCGX con:

- Globalsat BU353-W SiRF STAR III 4800 baudios
- Globalsat ND100 SiRF STAR III 38400 baudios
- Globalsat BU353S4 SiRF STAR IV 4800 baudios
- Globalsat MR350 + BR305US SiRF STAR III 4800 baudios

## 2.6. Conexión de un generador Fischer Panda

Véase [GX- generadores Fischer Panda](#).

## 2.7. Conexión de transmisores de nivel de depósito NMEA 2000 de terceros

Para que un transmisor de nivel de depósito NMEA 2000 de otro fabricante pueda verse en el dispositivo GX debe cumplir los siguientes requisitos:

- Transmitir el PGN de NMEA 2000 para el nivel de líquido: 127505
- La clase de dispositivo NMEA 2000 debe ser o bien General (80) junto con el código de función Transductor (190), o bien Sensor (170). Otra opción es que la clase de dispositivo NMEA 2000 sea Sensores (75) junto con la función Nivel de líquido (150).

Por el momento no se admite una única función que proporcione varios niveles de líquido.

En algunos transmisores de nivel de depósito también se puede configurar la capacidad y el tipo de fluido con los menús del dispositivo GX, por ejemplo el Maretron TLA100. Es posible que los transmisores de otros fabricantes también cuenten con esta opción, merece la pena intentarlo.

Transmisores de nivel de depósito NMEA 2000 de compatibilidad comprobada:

- Maretron TLA100
- Maretron TLM100
- Transmisor de nivel de líquido Navico Fuel-0 PK, código de referencia 000-11518-001. Tenga en cuenta que necesita una pantalla Navico para configurar la capacidad, el tipo de fluido y otros parámetros del transmisor. **Véase el aviso sobre la tensión más abajo.**
- Oceanic Systems (UK) Ltd (OSUKL) - Transmisor de nivel volumétrico 3271. En caso de que no funcione, se deberá actualizar el firmware. Póngase en contacto con OSUKL para ello. **Véase el aviso sobre la tensión más abajo.**
- Oceanic Systems (UK) Ltd (OSUKL) - Transmisor de nivel de agua 3281. **Véase el aviso sobre la tensión más abajo.**

Es probable que otros también funcionen. Si conoce alguno que funcione bien, por favor edite esta página o póngase en contacto con nosotros a través de [Community -> Modifications \(Comunidad -> Modificaciones\)](#).

Para conectar una red NMEA 2000 al puerto VE.Can del CCGX, cuyos conectores son de tipos distintos, hay dos soluciones:

1. El cable **VE.Can a NMEA 2000**. Este cable permite activar o desactivar la red NMEA 2000 a través del equipo de Victron simplemente insertando o quitando su fusible. Tenga en cuenta el aviso siguiente.
2. El **Adaptador 3802 VE.Can Adapter de OSUKL**. Su ventaja es que sirve muy bien para conectar un único dispositivo NMEA 2000, como un transmisor de nivel de depósito, a una red VE.Can. También puede alimentar una red NMEA 2000 de menor tensión directamente a partir de un sistema Victron de 48 V.

### Aviso y solución para sistemas de 24 y 48 V

Mientras que todos los componentes de Victron pueden generar hasta 70 V de entrada en sus conexiones CAN-bus, los transmisores de Oceanic y de Navico no pueden. Estos requieren una conexión NMEA 2000 alimentada con 12 V, ya que es lo que necesitan para alimentar los circuitos de su sensor. Una solución es el adaptador 3802 VE.Can Adapter de OSUKL mencionado más arriba.

## 2.8. Conexión de sensores de radiación solar, temperatura y velocidad del viento IMT

### Compatibilidad

Ingenieurbüro Mencke & Tegtmeier GmbH (IMT) ofrece una gama de sensores de radiación solar digitales y de silicona pertenecientes a la serie Si-RS485 que son compatibles con los dispositivos Victron GX.

Los sensores opcionales/adicionales de temperatura del módulo externo, temperatura ambiente y velocidad del viento también son compatibles.

Los sensores externos opcionales/adicionales se conectan al sensor de radiación solar con los enchufes preinstalados o están previamente conectados al sensor de radiación solar (módulo externo y temperatura ambiente solamente). Cuando los sensores externos se conectan mediante un sensor de radiación solar adecuado, todos los datos relativos a las mediciones se transmiten al dispositivo GX de Victron con el cable de interfaz único.

Cada modelo de sensor de radiación solar de la serie Si-RS485 tiene una capacidad diferente en lo que respecta a sensores externos (o viene con un sensor externo previamente conectado), por lo que es importante que considere sus necesidades futuras antes de comprar.

Se puede conectar un sensor de temperatura del módulo IMT Tm-RS485-MB independiente (visible como "temperatura de la celda") o un sensor de temperatura ambiente IMT Ta-ext-RS485-MB (visible como "temperatura externa") directamente al dispositivo Victron GX, con un sensor de radiación solar o sin un sensor de radiación solar.

### Funcionamiento

Los sensores de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485 funcionan con una interfaz eléctrica RS485 y un protocolo de comunicación Modbus RTU.

El software de interfaz necesario está preinstalado en el Venus OS, pero el dispositivo GX de Victron debe contar con firmware reciente, FW v2.40 como mínimo.

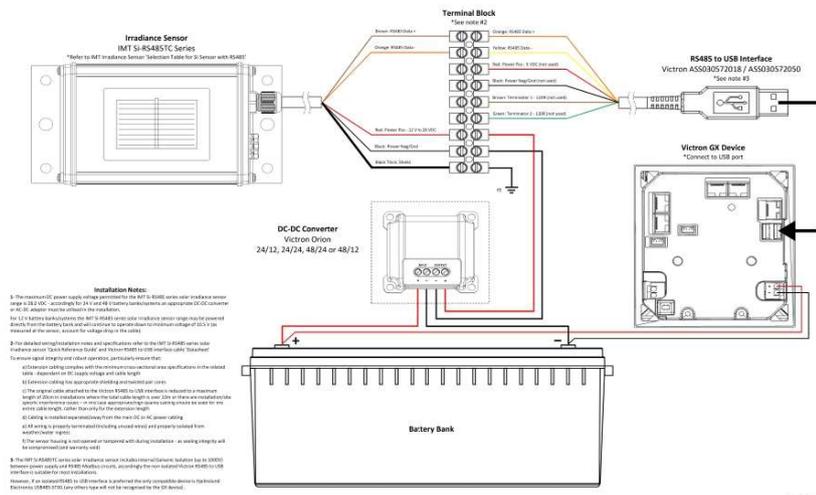
La conexión física al dispositivo GX de Victron se hace a través del puerto USB y necesita un cable de interfaz RS485 a USB de Victron.

También se necesita una fuente de alimentación externa CC adecuada (de 12 a 28 V CC), ya que el sensor NO recibe alimentación a través del USB.

### Conexiones con cables

El esquema de la siguiente guía de instalación representa la configuración del cableado en una instalación normal.

### IMT Si-RS485TC Series Solar Irradiance Sensor - Victron Installation Guide



**Conexiones con cables**

Si-Sensor	Interfaz RS485 a USB de Victron	Señal
Marrón	Naranja	RS485 Data A +
Naranja	Amarillo	RS485 Data B -
Rojo	-	Pos alimentación - de 12 a 28 V CC
Negro	-	Neg/Gnd alimentación - 0 V CC
Negro (grueso)	-	Tierra / Apantallamiento del cable / PE
-	Rojo	Pos alimentación - 5 V CC (no se usa)
-	Negro	Neg/Gnd alimentación - 0 V CC (no se usa)
	Marrón	Terminador 1 - 120R (no se usa)
	Verde	Terminador 2 - 120R (no se usa)

**Notas sobre la instalación**

La máxima tensión de la alimentación CC permitida para la gama de sensores de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485 es de 28,0 V CC. Según esto, para bancadas o sistemas de baterías de 24 V y 48 V debe usarse en la instalación un [convertidor CC-CC \(24/12, 24/24, 48/12 o 48/24\)](#) o un [adaptador CA-CC](#) de Victron adecuados.

En bancadas o sistemas de baterías de 12 V, el sensor de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485 puede alimentarse directamente desde la bancada de baterías y seguirá funcionando hasta la tensión mínima de 10,5 V (según la medición del sensor, teniendo en cuenta la caída de tensión en el cable).

Puede consultar notas y especificaciones detalladas sobre cableado/instalación en la ["Guía de referencia rápida"](#) del sensor de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485 y en la ["Ficha técnica"](#) del cable de interfaz RS485 a USB de Victron.

Para garantizar la integridad de la señal y el buen funcionamiento, compruebe lo siguiente:

- Los cables alargadores usados cumplen las especificaciones relativas a la superficie mínima de la sección recogidas en la tabla correspondiente (depende de la tensión de alimentación CC y de la longitud del cable).
- Los cables alargadores tienen un apantallamiento y un núcleo de par trenzado adecuados.
- El cable original de interfaz RS485 a USB de Victron conectado está reducido a una longitud máxima de 20 cm en instalaciones en las que la longitud de cable total es superior a 10 m o en las que hay problemas de interferencia específicos de la instalación o de la ubicación. En esos casos deben usarse cables apropiados/de alta calidad para toda la extensión de cables y no solo para los alargadores.
- Los cables están colocados separados o lejos de los cables principales de alimentación CC o CA.
- Todos los cables están correctamente rematados (incluidos lo que no se usen) y bien aislados de los elementos meteorológicos y de la entrada de agua.
- La carcasa del sensor no se ha abierto ni manipulado durante la instalación, ya que esto podría comprometer la integridad del sellado (y anular la garantía).

El sensor de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485TC cuenta con aislamiento galvánico interno (hasta 1000 V) entre la alimentación y los circuitos Modbus RS485, de modo que la interfaz sin aislamiento RS485 a USB de Victron es adecuada para casi todas las instalaciones.

No obstante, si se prefiere una interfaz aislada RS485 a USB, el único dispositivo compatible es [USB485-STIXL](#) de Hjelmslund Electronics (el dispositivo GX no reconocerá ningún otro tipo).

**Varios sensores**

Se pueden conectar varios sensores de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485 a un mismo dispositivo GX de Victron, pero se necesita una interfaz RS485 to USB de Victron exclusiva para cada unidad.

No se pueden combinar varias unidades en una sola interfaz (porque esto no es compatible con el software Venus OS asociado).

**Configuración**

No suele ser necesario hacer ninguna configuración especial/adicional, la configuración predeterminada de fábrica es apta para la comunicación con un dispositivo GX de Victron.

Sin embargo, si el sensor de radiación de IMT de la serie Si-RS485 se ha usado antes en otro sistema o se ha cambiado la configuración por cualquier motivo, hay que restablecer la configuración predeterminada antes de volverlo a usar.

Para revisar la configuración, descargue la ["Herramienta de software de configuración Si-Modbus"](#) de IMT. Siga las instrucciones de la ["Documentación del configurador Si Modbus"](#) de IMT y compruebe o actualice, si procede, los siguientes ajustes:

- Dirección Modbus: 1
- Tasa de baudios: 9600
- Formato de datos: 8N1 (10 Bit)

Si necesita más asistencia para la configuración de sensores de radiación de IMT de la serie Si-RS485, póngase en contacto con IMT Solar directamente.

#### Interfaz del usuario - Dispositivo GX

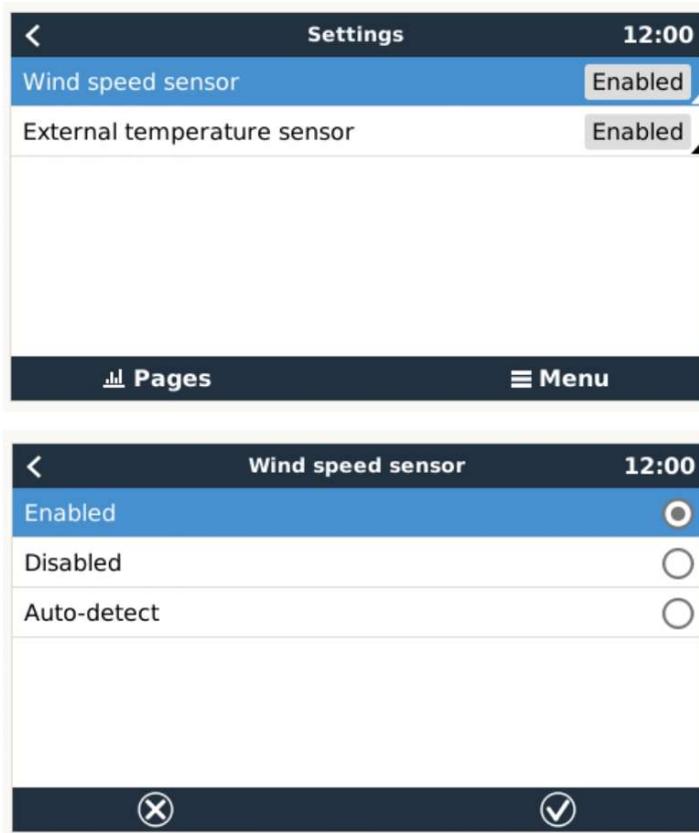
Al conectar el dispositivo GX de Victron y encender el sensor de radiación de IMT de la serie Si-RS485, éste será detectado automáticamente en pocos minutos y aparecerá en el menú "Lista de dispositivos".



Dentro del menú "Sensor de radiación solar de IMT de la serie Si-RS485", se mostrarán automáticamente todos los parámetros disponibles (según los sensores conectados), que se actualizarán en tiempo real.



En el submenú de "Ajustes" se pueden habilitar y deshabilitar manualmente los sensores externos opcionales/adicionales conectados al sensor de radiación de IMT de la serie Si-RS485.



### 2.8.1. Visualización de datos - VRM

Para revisar los datos históricos registrados en el portal VRM, despliegue la lista del complemento "Sensor meteorológico" y seleccione el complemento "Sensor meteorológico".



Los datos de los tipos de sensores disponibles aparecerán automáticamente en el gráfico. También se pueden habilitar y deshabilitar sensores o parámetros concretos pulsando en el nombre o la leyenda del sensor.



### 3. Conectividad a Internet

Conecte el CCGX a Internet para aprovechar todas las ventajas del portal VRM. El CCGX envía información de todos los productos conectados al portal VRM, desde donde podrá controlar el uso de energía y ver el estado de los productos conectados en cada momento, también podrá configurar [alarmas de correo electrónico](#) y descargar datos en formato CSV y Excel.

Para consultar esta información desde su teléfono inteligente o tableta, descargue la [aplicación VRM iOS o Android](#).

Además del seguimiento a distancia, una conexión a Internet activa permite al CCGX hacer comprobaciones regulares de las nuevas versiones de firmware disponibles, que se descargarán e instalarán automáticamente.

Hay varias formas de conectar un CCGX a Internet:

- Colocando un cable de red entre un router y el puerto Ethernet LAN del CCGX
- Conectándolo a un router de forma inalámbrica con una mochila Wi-Fi USB enchufada al CCGX
- Mediante la red móvil (celular), con el **GX GSM** - un módem celular USB o con un router 3G o 4G.
- Anclaje a red o tethering USB de un teléfono móvil

Este vídeo explica cómo conectar LAN, Wi-Fi y un GX GSM:

<https://www.youtube.com/embed/645QrB7bmvY>

#### 3.1. Puerto Ethernet LAN

Cuando conecte un cable ethernet entre un router y un CCGX, la página de Configuración -> Ethernet de su CCGX confirmará la conexión.

Ethernet	
State	Connected
MAC address	90:59:AF:6A:16:EB
IP configuration	Automatic
IP address	192.168.003.167
Netmask	255.255.255.000
Gateway	192.168.003.001

#### 3.2. Wi-Fi

El CCGX no dispone de Wi-Fi integrado. Se puede usar una mochila Wi-Fi USB externa compatible.

Con Wi-Fi se puede conectar a redes seguras WEP, WPA y WPA2. Hay cinco mochilas Wi-Fi USB compatibles. Dos de ellas además están disponibles en el stock de Victron Energy:

- Código de referencia BPP900100200 - CCGX módulo Wi-Fi simple (Nano USB), pequeño, bajo coste.
- Código de referencia BPP900200300 - *Asus USB-N14*, tiene un precio un poco mayor pero mejor cobertura que el Nano USB. Compatible a partir de la versión de software 2.23.

Los módulos Wi-Fi que ya no están disponibles pero siguen siendo compatibles son:

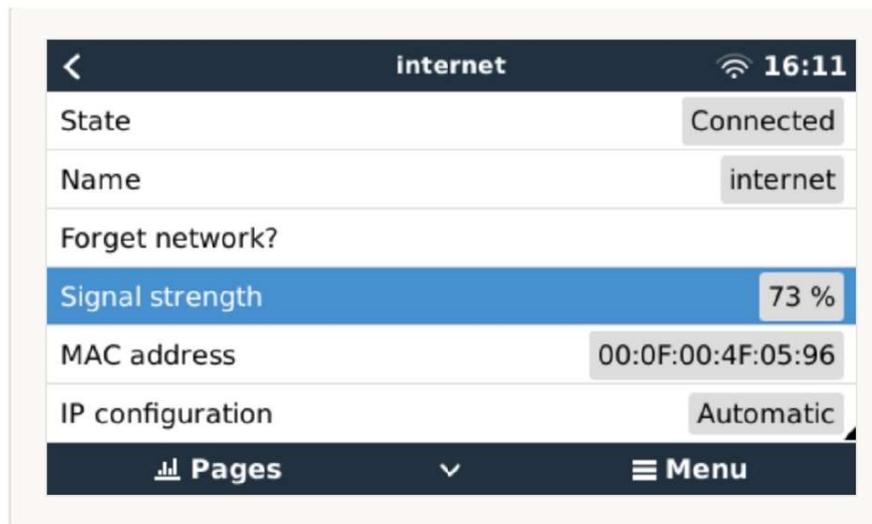
- Código de referencia BPP900200100 - Startech USB300WN2X2D
- Código de referencia BPP900100100 - Zyxel NWD2105
- Código de referencia BPP900200200 - Gembird WNP-UA-002, tiene un precio un poco mayor pero mejor cobertura.

Aunque otras mochilas Wi-Fi pueden funcionar, no las hemos probado y no ofrecemos asistencia para ellas.

El menú Wi-Fi muestra las redes disponibles. Cuando se selecciona una red, se puede introducir la contraseña (si es que no es ya conocida) para conectarse. No es compatible con la configuración mediante WPS (Wi-Fi Protected Setup).

Cuando el CCGX encuentra varias redes Wi-Fi con contraseña conocida, se seleccionará la red más fuerte de forma automática. Cuando la señal de la red a la que se haya conectado sea demasiado débil, cambiará automáticamente a una red más fuerte, siempre que conozca la contraseña de esa red.

La conexión por Wi-Fi es menos fiable que la de un cable de Ethernet. Siempre que sea posible es preferible conectarse mediante Ethernet. La intensidad de la señal ha de ser siempre del 50 % por lo menos.



### 3.3. GX GSM

Consulte el [manual GX GSM](#).

### 3.4. Red móvil (celular) con router 3G o 4G

Para conectar el CCGX a una red móvil (celular), como una red 3G o 4G, use un router celular. Conecte el CCGX a ese router con un cable LAN o mediante la red Wi-Fi del router.

Asegúrese de usar un router diseñado para instalaciones sin supervisión. No utilice routers comerciales de bajo coste diseñados para viajes profesionales o de ocio. Rentabilizará enseguida un router profesional más caro y no habrá perdido tiempo en desplazamientos para resetearlo. Algunos ejemplos de estos routers profesionales son H685 4G LTE de Proroute y la gama industrial de routers 4G de Pepwave.

Puede encontrar más información en [esta entrada de blog](#).

Tenga en cuenta que el CCGX no acepta mochilas 3G/4G USB, aparte del GX GSM que se puede obtener en Victron.

### 3.5. Anclaje a red o tethering USB con un teléfono móvil

Esta es una opción útil cuando funciona, pero no cuente con ello porque no ha resultado ser muy fiable. Busque en Internet instrucciones sobre anclaje a red para su teléfono y su sistema operativo. Sabemos que funciona con:

- Samsung Galaxy S4

pero no con:

- iPhone 5s con iOS 8.1.1

### 3.6. Configuración IP

Casi ninguna instalación necesitará que se introduzca manualmente la configuración de IP, puesto que la mayor parte de los sistemas aceptan la configuración automática de IP (DHCP), que es también la configuración predeterminada del CCGX. Si tiene que configurar la dirección manualmente, seleccione la siguiente plantilla:

The screenshot shows the 'Ethernet' settings on an iPhone. At the top, there's a back arrow, the title 'Ethernet', and a location icon with the time '16:49'. Below that, the 'MAC address' is '84:7E:40:66:0E:6F'. The 'IP configuration' is set to 'Manual'. The 'IP address' field contains '092.168.002.002'. Below this are three circular buttons: 'Select position', 'Select character', and 'Apply changes'. At the bottom, the 'Netmask' is '255.255.255.000'. The bottom navigation bar has three icons: a red X, an upward arrow, and a green checkmark.

Podrá encontrar la información completa sobre los requisitos de IP y los números de los puertos utilizados en el [Preguntas frecuentes de VRM - puertos y conexiones utilizadas por el CCGX](#).

### 3.7. Conexión de Ethernet y Wi-Fi (conmutación por error)

Es posible conectar el CCGX a Ethernet y a Wi-Fi. En este caso, el CCGX intentará determinar qué interfaz proporciona una conexión a Internet activa y la usará. Si las dos tienen una conexión a Internet activa, usará la conexión a Ethernet. El CCGX volverá automáticamente a buscar conexiones a Internet activas cuando haya algún cambio en las interfaces.

### 3.8. Minimizar el tráfico de Internet

En situaciones en las que el tráfico de Internet es caro, por ejemplo con un enlace satelital o cuando hay cargos por itinerancia GSM o móviles, querrá minimizar el tráfico. Los pasos a seguir son:

- Desactive la actualización automática
- No habilite la asistencia remota
- Reduzca el intervalo de registro a una frecuencia muy baja. Tenga en cuenta que los cambios de estado (carga → inversión o carga inicial→flotación) y las alarmas harán que se envíen más mensajes.

Lo mejor para averiguar cuántos datos necesita contratar es dejar que el sistema funcione durante un par de días y observar los contadores RX y TX de Internet de su router 3G o 4G. O aún mejor, algunas compañías informan de los datos empleados en su sitio web.

La cantidad de datos que se usan también depende en gran medida del sistema:

Cuanto más productos se conecten al CCGX, más datos se generarán.

- Un cambio de estado (de inversor a cargador, por ejemplo) supondrá una transmisión de datos, de modo que un sistema con cambios de estado muy frecuentes también generará más datos. Esto es así sobre todo en ciertos sistemas Hub-1 y Hub-2.

Tenga en cuenta que las versiones de CCGX anteriores a la v1.18 comprobarán si hay actualizaciones de software a diario, incluso si se ha apagado la actualización automática. Esto se cambió en la v1.18. Al deshabilitar la actualización automática, también se deshabilita la comprobación, lo que ahorra una gran cantidad de datos.

Le recomendamos que configure su plan de datos de modo que evite los costosos cargos por "exceso". Ponga un tope a su uso de datos o utilice un plan de prepago.

Un cliente, abrumado por costes globales de entre veinte céntimos y varios euros por Mb de datos, se inventó una ingeniosa solución: Con una red privada virtual, RPV (o VPN, por sus siglas en inglés) modificó la IP para canalizar TODO el tráfico entrante y saliente del dispositivo GX a través de esta RPV. El uso de un cortafuegos en el servidor RPV le permite controlar el tráfico en función de la hora, el tipo de conexión, el lugar y los destinos. Aunque queda fuera del alcance de este manual, esta es una opción que funciona, y con la ayuda de un experto en Linux y redes, puede funcionar también en su caso.

### **3.9. Más información sobre la configuración de una conexión a Internet y una RPV**

- [Creación de una cuenta RPV](#)
- [Alarmas y seguimiento del portal VRM](#)
- [Portal VRM - Preguntas frecuentes](#)

## 4. Acceso al dispositivo GX

Se puede acceder a un dispositivo GX con un smartphone, una tableta o un ordenador.

Este acceso se llama consola remota. En dispositivos GX con una pantalla esta opción de consola remota está deshabilitada por defecto y será necesario habilitarla. Los dispositivos GX sin pantalla tienen la consola remota habilitada por defecto.

Hay varias formas de acceder:

- A través de la red LAN/Wi-Fi local
- A través del portal de Internet VRM, para lo que se necesita una conexión a Internet,

### 4.1. Acceso a la consola remota a través de la red LAN/Wi-Fi local

Este apartado explica cómo conectarse a la consola remota cuando el Color Control GX está conectado a la red informática local, con un cable Ethernet o configurándolo para que se conecte a la red Wi-Fi local.

Este método no necesita una conexión a Internet. Una red informática local será suficiente.

Una vez conectado, conecte el dispositivo GX abriendo la [aplicación VictronConnect](#) en un teléfono, tableta u ordenador. No olvide que tendrá que estar conectado a la misma red informática que el Color Control GX.

Este vídeo muestra cómo se hace.

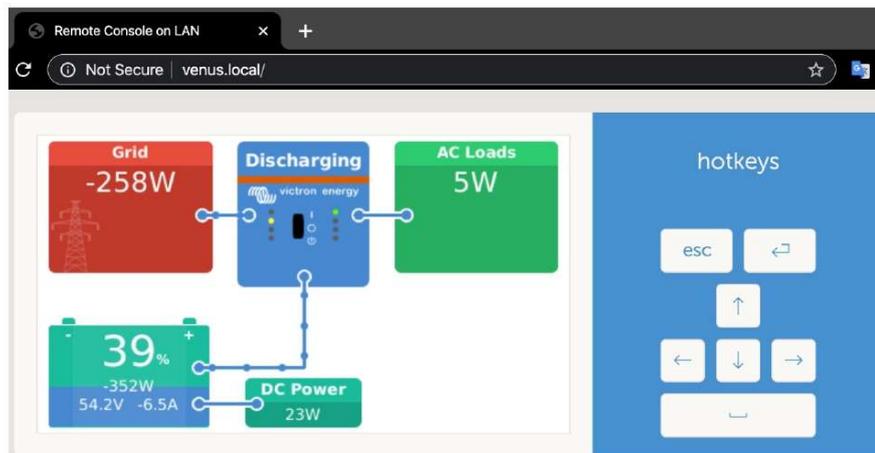
<https://www.youtube.com/embed/aKJMXxRikG0>

#### 4.1.1. Otros métodos para encontrar la dirección de IP para la consola remota

En caso de que no pueda usar VictronConnect, hay otras opciones para encontrar el Color Control GX, por ejemplo, su dirección de IP.

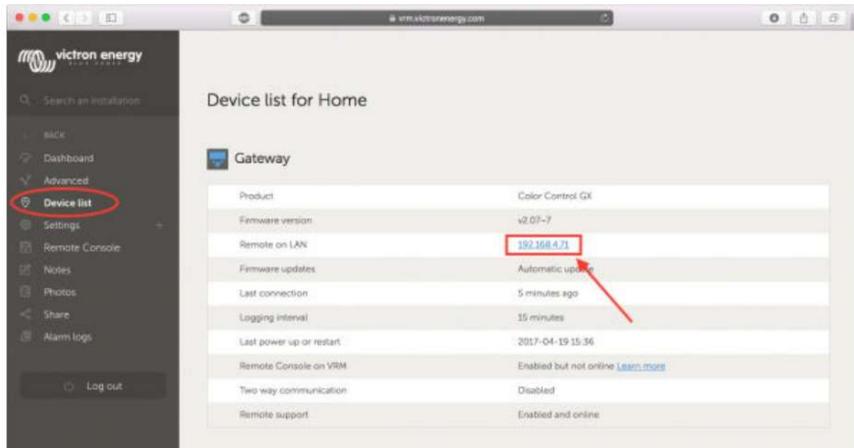
##### Enlace dirección local - Venus.local

Cuando está habilitado el ajuste de Consola remota en LAN. Se puede establecer una conexión directa (mediante un cable de red sin un router o servidor DHCP). Puede acceder al dispositivo GX escribiendo `venus.local` o `http://venus.local` en un navegador de Internet, o en VictronConnect si está conectado a la misma red. Habilite esta función solamente con redes de confianza o conexiones directas. Compruebe que ha deshabilitado la comprobación de contraseña o establezca una contraseña en primer lugar.



##### Dirección de IP en VRM

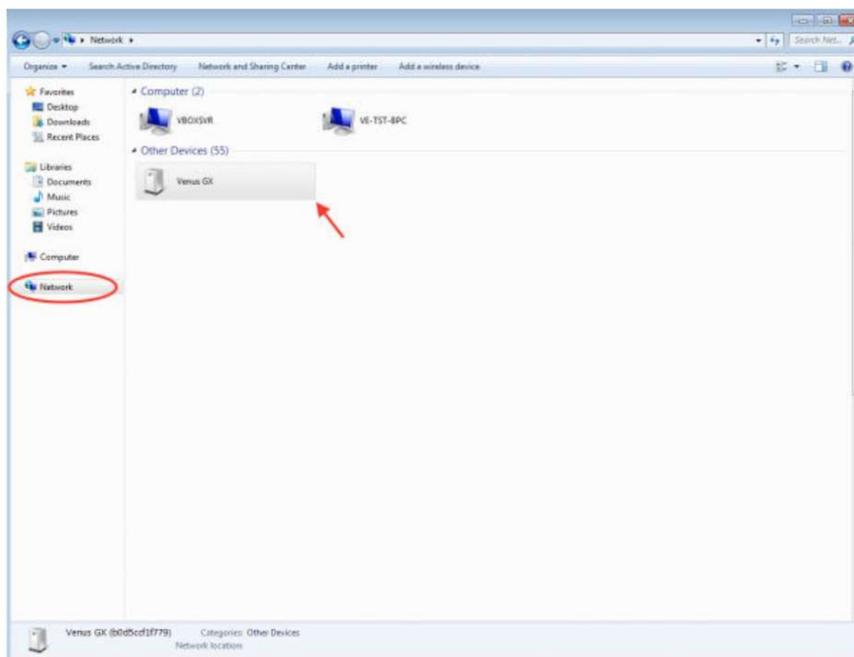
En el portal VRM Portal, encontrará la dirección de IP en la página de Lista de dispositivos de la instalación. Tenga en cuenta que para esto es necesario que el Color Control GX esté conectado a Internet.



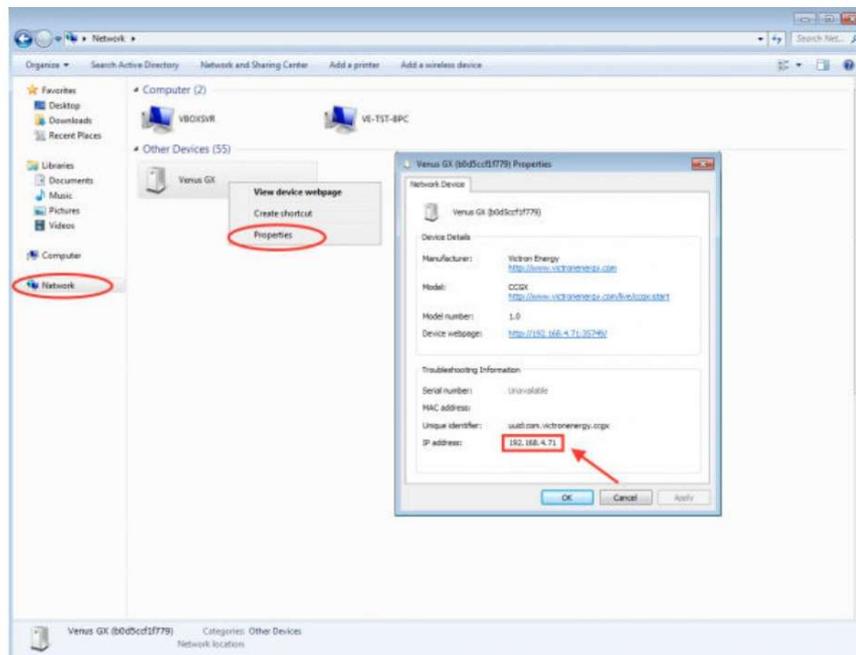
**Red (en Microsoft Windows)**

En una red local, por ejemplo, en casa, puede encontrar el Color Control GX en el resumen de "Red" de Windows:

Pulse dos veces sobre el icono para abrir la Consola remota en LAN.



Abra la ventana "Propiedades" para ver la dirección de IP.



Este sistema utiliza la tecnología de comunicación Universal plug-and-play.

## 4.2. Acceso a través de VRM

Este método requiere una conexión a Internet operativa, tanto en su teléfono, tableta u ordenador como para el Color Control GX. Para una nueva instalación, esto significa que tiene que conectarse con un cable Ethernet.

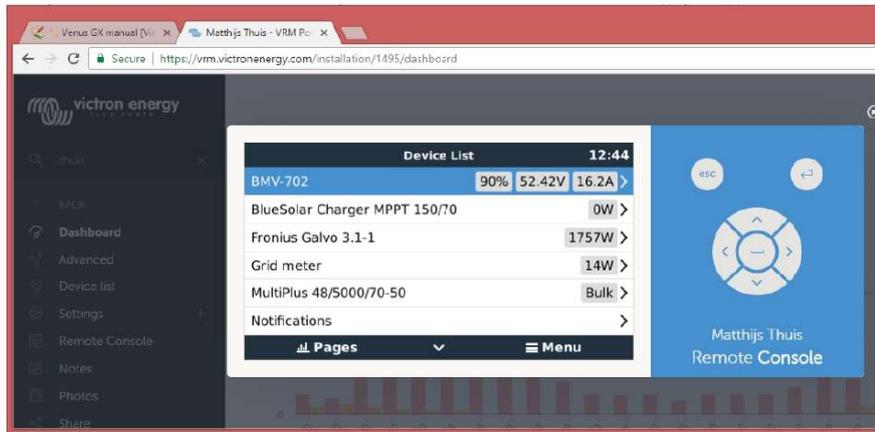
Instrucciones paso a paso:

Primero, conecte el Color Control GX a Internet enchufándolo a una red Ethernet operativa, que tenga un servidor DHCP, como la mayoría de las redes, y que esté conectada a Internet. El Color Control GX se conectará inmediatamente a VRM.

Ahora, vaya al portal VRM, <https://vrm.victronenergy.com/>, y siga las instrucciones para añadir el dispositivo. Puede obtener más información en el Manual de VRM.

Una vez que aparezca en VRM, pulse el enlace "Consola remota" para abrir la ventana. Se verá como en la siguiente captura de pantalla.

Puede encontrar más información sobre la "Consola remota" de VRM en el manual de CCGX , capítulo de Consola remota de VRM.



## 5. Configuración

### 5.1. Estructura del menú y parámetros configurables

Tras completar la instalación y establecer la conexión a Internet (si procede), siga el menú de arriba a abajo para configurar el CCGX:

Elemento	Valor por defecto	Descripción
<b>General</b>		
Nivel de acceso	Usuario e instalador	Seleccione "Usuario" para evitar cambios accidentales y no deseados en la configuración. El instalador tiene más privilegios y una vez que se cambia la configuración predeterminada hace falta una contraseña. El distribuidor puede facilitársela.
Soporte remoto	No	No / Sí - Habilite esta opción para permitir que los ingenieros de Victron accedan a su sistema si hay algún problema.
¿Reiniciar?		Reinicia su dispositivo GX.
Alarma sonora	Sí	Cuando haya una alarma en el CCGX o en un producto conectado, el CCGX pitará, a no ser que este ajuste esté en "Off".
Modo demo	Deshabilitado	Muestra las características del producto y de la instalación a un cliente o en una exposición. Este modo de simulación permite entender mejor el funcionamiento sin cambiar ningún parámetro (todavía). Tenga en cuenta que se añadirán dispositivos simulados a su instalación VRM. Hay disponibles demos para ESS, embarcaciones y caravanas.
<b>Firmware</b>		
Versión de firmware	x.xx	Muestra la versión de firmware instalada actualmente
Actualizaciones desde Internet: Actualización automática	Solo comprobación	Si esta opción está habilitada, el dispositivo GX comprobará con el servidor si hay alguna versión nueva disponible. Se puede deshabilitar o elegir actualización automática.
Actualizaciones desde Internet: Actualizar a	Última versión	Use la configuración predeterminada a menos que quiera participar en las versiones de prueba. Los sistemas de usuarios finales deben configurarse en "Última versión".
Instalar firmware desde SD/USB		Use este menú para instalar una nueva versión desde una tarjeta microSD o una memoria USB. Introduzca la tarjeta o la memoria con el archivo .swu del nuevo firmware.
Firmware almacenado		Con esta opción puede volver a la versión de firmware instalada previamente
<b>Fecha y hora</b>		
Fecha/hora UTC	Automático desde Internet	-
Fecha/hora local	Automático desde Internet	Si está conectado a Internet, la hora se sincronizará de forma automática, independientemente de este ajuste. Cuando no haya conexión a Internet, cambie este ajuste para introducir la hora de forma manual.
Cambiar el huso horario	Seleccione el huso horario correcto.	
<b>Consola remota</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características [17]</a>		
Deshabilitar la comprobación de contraseña	No se necesita autenticación de contraseña para el acceso a la consola remota.	
Habilitar la comprobación de contraseña	Elija una contraseña para permitir el acceso a la consola remota.	
Habilitar en VRM	No	No / Sí - Al habilitarlo en VRM, se podrá conectar al CCGX desde cualquier sitio a través del portal VRM. <a href="#">Resolución de problemas de la consola remota en VRM</a>

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Consola remota en VRM - Estado	-	Muestra el estado de conexión de la opción de consola remota de VRM: conectada, desconectada, deshabilitada.
Habilitar en LAN	No	No / Sí - Al habilitarlo se podrá conectar directamente al CCGX escribiendo su dirección de IP o Venus.local en un navegador de Internet, o en VictronConnect si está conectado a la misma red. Habilite esta función solamente en redes de confianza. Deshabilitar la comprobación de contraseña o definir la contraseña en primer lugar
<b>Configuración del sistema</b>		
Nombre del sistema	Automático	Seleccione el nombre del sistema - predeterminado o definido por el usuario
Entrada CA 1	Generador	Seleccione generador, red o toma del puerto. Tenga en cuenta que se necesitan más ajustes para configurar por completo estas opciones.
Entrada CA 2	Red eléctrica	Las mismas opciones que antes.
Control de fallo de red	Deshabilitado	Vigila la pérdida de la entrada de CA y activa una alarma si la detecta. La alarma desaparece cuando la entrada de CA se vuelve a conectar.
Monitor de batería	Automático	Seleccionar la fuente de estado de carga (SoC). Esta función es útil cuando hay más de un BMV. <a href="#">Más información.</a>
Tiene sistema CC	No	Habilite esto para barcos, vehículos e instalaciones con cargadores y cargas CC, además de cargadores MPPT o Multi. Esto no se podrá aplicar en la mayoría de las instalaciones sin conexión a la red, y cualquier discrepancia entre la corriente CC medida por el Multi y por el BMV se atribuirá a un "sistema CC". Puede tratarse de energía de entrada desde un alternador o de energía de salida a una bomba, por ejemplo.  Un valor positivo indica consumo. Un valor negativo indica carga, por ejemplo desde un alternador.  Tenga en cuenta que el valor mostrado siempre será aproximado y se ve afectado por la variación en la tasa de muestreo de distintos elementos del sistema.
Configuración de la aplicación de pantalla multifuncional marina	Sin configurar	Seleccione las baterías que quiere que aparezcan en la pantalla multifuncional y el nombre
<b>DVCC - <a href="#">Leer una descripción completa de las características [38]</a></b>		
DVCC	No	Al habilitar el DVCC, un dispositivo GX pasa de ser un monitor pasivo a ser un controlador activo. La configuración por defecto es No, a menos que se conecte una batería gestionada BMS-Can compatible, entonces se configura el ajuste y se bloquea con las especificaciones del fabricante.
Limitar corriente de carga	No	No / Sí - Ajuste de corriente de carga máxima para todo el sistema configurable por el usuario en amperios.
SVS - Sensor de tensión compartido	No	No / Sí - El dispositivo GX selecciona automáticamente la mejor medición de tensión disponible y la comparte con los otros dispositivos conectados.
STS - Sensor de temperatura compartido	No	No / Sí - El dispositivo GX enviará la temperatura de la batería medida al sistema inversor/cargador y a todos los cargadores solares conectados.
Sensor de temperatura	Automático	Seleccione el sensor de temperatura a usar para la medición del sensor de temperatura compartido
SCS - Sensor de corriente compartido	No	Envía la corriente de la batería, medida por un monitor de batería conectado al dispositivo GX, a todos los cargadores solares conectados.
Estado SCS		Indica si el SCS está habilitado o porqué no lo está
<b>Pantalla e idioma</b>		
Brillo	Configure el brillo entre 0 y 100 %.	

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Tiempo de apagado de la pantalla	Fijar el tiempo hasta el apagado en 10 s/30 s - 1 m/10 m/30 m, o nunca	
Mostrar resumen móvil	No	Si habilita esto, se mostrará la página de resumen móvil diseñada para aplicaciones marinas y de vehículos a distancia. Este resumen proporciona acceso directo al límite de corriente CA, a los ajustes de <i>On/Off/Charger-only (on/off/ solo cargador)</i> y al control de la bomba. También puede mostrar hasta cuatro niveles de depósito.
Idioma	Inglés	Puede elegir entre inglés, holandés, chino, alemán, español, francés, italiano, sueco, turco y árabe.
<b>Portal online VRM</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características [43]</a>		
Registro habilitado	Habilitado	-
ID de portal VRM	-	Use este número para registrar el dispositivo GX en el portal VRM
Intervalo de registro	15 minutos	Fijar entre 1 minuto y 1 día. Elija periodos de tiempo más largos en sistemas con una conexión poco fiable. Tenga en cuenta que este ajuste no afecta a la comunicación de problemas y cambios de estado (carga inicial → absorción) al portal VRM. En cualquiera de estos casos se produce una transmisión inmediata de todos los parámetros.
Uso de una conexión segura (HTTPS)	Sí	Encripta la comunicación entre el dispositivo GX y el servidor VRM.
Último contacto	-	Tiempo transcurrido desde el último contacto con el servidor VRM.
Error de conexión	-	Aparece si hay un error en las comunicaciones VRM. <a href="#">Aquí puede ver más información sobre la resolución de errores de VRM. [44]</a>
Comunicación bidireccional VRM	No	Habilita la configuración y las actualizaciones de firmware a distancia.
Reiniciar el dispositivo si no hay contacto	No	El dispositivo GX se reiniciará solo para intentar corregir un posible problema de red si la conexión a Internet se pierde durante el periodo de retardo establecido.
Retardo de reinicio por falta de contacto (hh:mm)	01:00	El tiempo que la unidad debe estar desconectada para reiniciarse.
Ubicación del almacenamiento	Almacenamiento interno	Indica si se dispone de un dispositivo de almacenamiento externo (memoria USB o tarjeta microSD) o si se está usando el almacenamiento interno.
Espacio libre en el disco microSD/USB	-	Seleccione para expulsar con seguridad una tarjeta microSD o una memoria USB (si es que hay una conectada) antes de retirarla físicamente. Si no lo hace, se podrían perder datos.
Registros almacenados	-	Cantidad de registros almacenados localmente cuando no hay conexión a Internet. El dispositivo GX almacenará todos los registros que pueda localmente y los cargará cuando vuelva a haber conexión a Internet.
Fecha del registro más antiguo	-	Si Internet/VRM no están disponibles, mostrará el registro más antiguo almacenado en el dispositivo GX.
<b>ESS</b> - Un sistema de almacenamiento de energía (ESS) es un tipo de sistema de energía específico que integra una conexión a la red eléctrica con un inversor/cargador Victron, un dispositivo GX y un sistema de batería. <a href="#">Leer una descripción completa de las características</a>		
Modo	Optimizado (con BatteryLife)	Optimizado (con BatteryLife) y Optimizado (sin BatteryLife), Mantener las baterías cargadas, Control externo
Contador de red eléctrica	-	Se debe dejar la configuración por defecto si no hay un contador de red externo de Victron instalado.
Salida CA del inversor en uso	Sí	Al ajustarlo en "No" se oculta el gráfico de la salida de CA del panel de resumen.

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Regulación multifásica	-	Ese ajuste de compensación de fase se usa en sistemas con una conexión trifásica a la red eléctrica.
Estado de carga mínimo (a menos que falle la red)	10 %	Límite de estado de carga mínimo configurable. El ESS alimentará las cargas a partir de la red cuando el estado de carga caiga hasta el ajuste configurado, excepto si hay un fallo en la red y el sistema está en modo inversor.
Límite de estado de carga activo	10 %	Con este ajuste puede ver el nivel de estado de carga BatteryLife actual.
Estado de BatteryLife	Autoconsumo	Autoconsumo, Descarga deshabilitada, Carga lenta, Sostener, Recargar
Limitar energía de carga	No	Este ajuste limita el flujo de energía de CA a CC para la carga de baterías desde la entrada de CA.
Limitar energía del inversor	No	Limita la energía extraída por el Multi, es decir, limita la energía que se invierte de CC a CA.
Valor de referencia de la red eléctrica	50 W	Establece el punto en el que la energía se toma de la red cuando la instalación está en modo autoconsumo.
Carga programada	No	Le permite programar hasta cinco periodos durante los que el sistema tomará energía de la red para cargar la batería.
<b>Contadores</b> - <a href="#">Leer una descripción de todas las características</a>		
Función	Contador de red eléctrica	Contador de red, Inversor FV, Generador
Tipo de fase	Monofase	
ID de la unidad Modbus	30	
<b>Inversores FV</b> - <a href="#">Leer una descripción de todas las características</a>		
Inversores:		Muestra los inversores FV CA conectados
Inv: Posición	Entrada CA 1	Entrada CA 1, entrada CA 2 y salida CA
Inv: Fase	L1	
Inv: Mostrar	Sí	
Buscar inversores FV		Buscar inversores FV disponibles
Direcciones de IP detectadas		Muestra la dirección IP de los inversores FV detectados
Añadir una dirección de IP manualmente		Si un inversor tiene una dirección de IP asignada manualmente, puede añadirla directamente aquí.
Escaneado automático	Sí	Este ajuste seguirá buscando inversores FV. Esto puede ser útil si se usa una dirección de IP asignada por DHCP que pueda cambiar.
<b>Sensores inalámbricos de CA</b>		
Seleccione la posición de cada sensor de CA (inversor FV en AC-input 1, 2 o en AC-output). <a href="#">Más información sobre los sensores inalámbricos de CA.</a>		
<b>Ethernet</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características [13]</a>		
Estado	Conectado	
Dirección MAC	-	
Configuración IP	Automático	
Dirección IP	-	
Máscara de red	-	
Pasarela	-	
Servidor DNS	-	
Dirección IP de enlace local	-	
Seleccione el tipo de configuración (DHCP o manual) y los ajustes de IP.		
<b>Wi-Fi</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características [13]</a>		
Crear punto de acceso		

Elemento	Valor por defecto	Descripción
<b>Redes Wi-Fi</b>		
Nombre		
Conectarse a una red		
Ignorar red		
Intensidad de la señal		
Dirección MAC		
Configuración IP		
Dirección IP		
Máscara de red		
Pasarela		
Servidor DNS		
Gestione las redes inalámbricas y los ajustes de IP.		
<b>Módem GSM</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características</a>		
<b>GPS</b> - <a href="#">Leer una descripción completa de las características</a> [7]		
Información GPS		Estado, latitud, longitud, velocidad, trayectoria, altitud, número de satélites
Formato	Seleccione el formato para mostrar latitud y longitud.	
Unidad de velocidad	km/h	Seleccione entre km/h, metros por segundo, millas por hora o nudos.
Dispositivo		Conectado, Conexión, Producto, ID del producto, Versión de firmware, Instancia del dispositivo
<b>Arranque/parada del generador</b>		
Configure los ajustes y condiciones de arranque automático del generador. <a href="#">Leer una descripción completa de las características</a>		
Estado		Muestra si el generador está funcionando o no
Error		Indica si hay algún error (p. ej.: el generador debería estar funcionando pero no se detecta entrada de CA)
Tiempo total de funcionamiento		Tiempo total durante el que ha estado funcionando el generador desde que se reinició.
Tiempo hasta la siguiente prueba de funcionamiento		Si se ha programado una puesta en marcha periódica, este contador mostrará el tiempo que falta para que tenga lugar en días y horas.
Funcionalidad de arranque automático		Habilita o deshabilita las funciones de Arranque automático. Esto se puede configurar con más detalle en el menú Generador -> Configuración -> Condiciones
Arranque manual		Arrancar generador, Funcionamiento durante hh:mm
Tiempo diario de funcionamiento		El submenú muestra la historia del tiempo que ha pasado funcionando el generador (minutos) cada día durante los 30 días anteriores.
<b>Arranque/parada del generador -&gt; Configuración</b>		
<b>Arranque/parada del generador -&gt; Configuración -&gt; Condiciones</b>		
Si se pierde la comunicación	Detener generador	Detener, Arrancar, Mantener el generador funcionando
No poner en marcha el generador cuando AC1 esté en uso.	No	Esta opción es ideal para sistemas auxiliares en los que un Quattro tiene electricidad de la red conectada a su terminal AC-in 1 y un generador conectado a su terminal AC-in 2. Con esta opción activada, el generador solo arrancará tras un fallo de red.

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Estado de la carga de la batería	No	Usar el valor de estado de la carga de la batería para arrancar/detener - No / Sí Arrancar cuando el estado de carga sea inferior a - % Valor de arranque en periodos de silencio - % (para ignorar los periodos de silencio programados cuando sea totalmente imprescindible) Detener cuando el estado de carga sea superior a - % Valor de parada en periodos de silencio - % (permite un periodo de funcionamiento más corto en los periodos de silencio, una vez que se haya recuperado el sistema)
Corriente de la batería	No	Usar un valor para arrancar/detener - No / Sí
Tensión de la batería		Arrancar cuando el valor sea superior a - Amperios / Voltios / Vatios
Salida CA		Valor de arranque en periodos de silencio - Amperios / Voltios / Vatios (para ignorar los periodos de silencio programados cuando sea totalmente imprescindible) Arrancar cuando se alcance la condición durante - segundos (para permitir que haya picos momentáneos sin que se active el arranque) Detener cuando el valor sea inferior a - Amperios / Voltios / Vatios Valor de parada en periodos de silencio - Amperios / Voltios / Vatios (permite un periodo de funcionamiento más corto en los periodos de silencio, una vez que se haya recuperado el sistema) Detener cuando se alcance la condición durante - segundos (para permitir que haya caídas momentáneas sin detener el generador)
Alta temperatura del inversor	No	Arrancar con el aviso de valor - No / Sí
Sobrecarga del inversor		Arrancar cuando el aviso esté activo durante - segundos (para permitir que haya picos momentáneos sin que se active el arranque) Cuando desaparezca el aviso, detener transcurridos - segundos (para permitir que haya caídas momentáneas sin detener el generador)
<b>Arranque/parada del generador -&gt; Configuración -&gt; Condiciones -&gt; Puesta en marcha periódica</b>		
Puesta en marcha periódica	No	Habilitar - No / Sí Intervalo de puesta en marcha Ignorar puesta en marcha si ha estado funcionando durante Fecha de inicio del intervalo de puesta en marcha Hora de arranque Duración de la puesta en marcha (hh:mm) Mantener en funcionamiento hasta que la batería esté totalmente cargada
<b>Arranque/parada del generador -&gt; Configuración</b>		
Tiempo mínimo de funcionamiento	0	El número mínimo de minutos durante los que funcionará el generador en cualquier momento en el que haya arrancado, incluso tras las condiciones de parada.
Detectar generador en la entrada CA	No	No / Sí - Se activará una alarma cuando no se detecte energía procedente del generador en la entrada CA del inversor. Asegúrese de que se configura la entrada CA correcta en generador en la página de configuración del sistema.

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Periodos de silencio	0	Los periodos de silencio impedirán que el generador arranque aunque se den las condiciones normales para su funcionamiento. Se pueden especificar valores para ignorar los ajustes para los periodos de silencio (un umbral de batería muy baja para evitar que el sistema se apague, por ejemplo)
Reiniciar los contadores de tiempo de funcionamiento diario		Se pueden reiniciar los contadores de tiempo de funcionamiento, por ejemplo, si se usan para tareas de mantenimiento o reparación, o si el generador se sustituye o se somete a una reparación importante.
Tiempo total de funcionamiento del generador (horas)		Tiempo total durante el que ha estado funcionando el generador desde que se reinició el contador.
<b>Bomba del depósito</b>		
Configure el arranque y la parada automáticos de la bomba en función de la información del nivel del depósito (transmisor). <a href="#">Arranque/parada automática de la bomba con Color Control GX</a>		
Estado de la bomba		Muestra si la bomba está funcionando o no
Modo	Automático	Las opciones son automático, encendida y apagada. Esta es la anulación manual de la activación de los niveles de arranque y parada cuando hay un sensor de depósito conectado.
Sensor de depósito	Automático	Seleccione el sensor de depósito que se usa para la activación de la bomba del depósito. Si no hay ningún sensor de depósito conectado o no se detecta ninguno, aparecerá "Sin sensor de depósito".
Nivel de arranque	50%	El punto de activación del nivel del depósito para que arranque la bomba del depósito (se cierra el relé).
Nivel de parada	80%	El punto de activación del nivel del depósito para que se detenga la bomba del depósito (se abre el relé).
<b>Relé</b>		
Función	Relé de alarma	Seleccione la función del relé. Las opciones son "Relé de alarma", "Arranque/parada del generador", "Bomba del depósito" y "Ninguna" (deshabilitado).
Polaridad	Normalmente abierto	Seleccione la polaridad del relé en la parte posterior del CCGX. "Normalmente abierto" o "Normalmente cerrado". (Tenga en cuenta que la configuración en "normalmente cerrado" aumenta el CCGX consumo de energía.)
<b>Servicios</b>		
Modbus-TCP	Off	Este ajuste habilita el servicio Modbus-TCP. Puede encontrar más información acerca de <a href="#">Modbus-TCP en este documento</a> y en el libro blanco de comunicaciones <a href="https://www.victronenergy.com/upload/documents/Whitepaper-Data-communication-with-Victron-Energy-products_EN.pdf">https://www.victronenergy.com/upload/documents/Whitepaper-Data-communication-with-Victron-Energy-products_EN.pdf</a>
MQTT en LAN (SSL)	On	Habilita MQTT en LAN - Puede encontrar más información sobre MQTT en <a href="#">Victron Community</a> .
MQTT en LAN (Plaintext)	Off	Este ajuste ha de estar habilitado cuando se conecta una pantalla multifuncional marina.
Puerto VE.Can	VE.Can	Perfil CAN-bus (Deshabilitado, VE.Can y Lynx Ion BMS 250 kbit/s, VE.Can y CAN-bus BMS 250 kbit/s, CAN-bus BMS 500 kbit/s, Oceanvolt 250 kbit/s), Enviar datos a VE.Can, Número de dispositivo único para VE.Can, Comprobar números únicos
CAN-bus		CAN-bus BMS (500 Kbit/s) Perfil de CAN-bus, Enviar datos a VE.Can, Número de dispositivo único para VE.Can, Comprobar números únicos
<b>I/O</b>		

Elemento	Valor por defecto	Descripción
Entradas analógicas	On	Transmisores del nivel del depósito disponibles on/off, Sensores de temperatura disponibles on/off
Entradas digitales	Off	Entradas digitales disponibles off, Alarma de puerta, Bomba de sentina, Alarma de sentina, Alarma de robo, Alarma de humo, Alarma de incendios, Alarma de CO2, Generador

Cuando se usa un sistema VE.Bus, se puede configurar el nivel de gravedad de los problemas del sistema VE.Bus que debería mostrar una notificación en CCGX (y hacerlo pitar):

- Deshabilitado: El CCGX nunca pitará ni mostrará notificaciones.
- Solo alarma: El CCGX solo pitará y mostrará una notificación cuando el sistema VE.Bus se haya apagado por una alarma.
- Habilitado (por defecto): El CCGX pitará y mostrará una notificación.

Cuando haya terminado, no olvide cambiar el nivel de acceso a usuario, si procede.

## 5.2. Estado de carga (SoC) de la batería

### 5.2.1. ¿Qué dispositivo debo usar para calcular el estado de carga de la batería?

Hay tres tipos de productos que calculan el estado de carga de la batería. El CCGX no calcula el estado de carga de la batería por sí mismo, lo obtiene de los dispositivos conectados.

Los tres productos que calculan el estado de carga de la batería son:

1. Monitores de batería como los BMV, el derivador Lynx o el Lynx Ion BMS
2. Inversores/cargadores Multi y Quattro
3. Baterías con monitor integrado y una conexión (BMS-Can en la mayoría de los casos) al CCGX.

#### ¿Qué se debe usar en cada caso?

Si tiene una batería con monitor integrado, como una batería BYD o Freedomwon, la respuesta es fácil: use eso.

De lo contrario, las opciones dependen del tipo de sistema:

1. Si el inversor/cargador MultiPlus o Quattro es la única fuente de carga a las baterías y el único consumidor, entonces puede funcionar como un monitor de batería básico porque contabiliza lo que entra y lo que sale. No hace falta un monitor de batería de uso exclusivo, como BMV.
2. Si el sistema está formado por un inversor/cargador, varios MPPT y un dispositivo GX, sigue sin ser necesario añadir un monitor de batería de uso exclusivo.
3. En cualquier otro tipo de sistema, como un barco o un vehículo con luces CC u otras cargas, será necesario contar con un monitor de batería de uso exclusivo.

### 5.2.2. Las diferentes soluciones explicadas en profundidad

#### (A) Batería y Multi o Quattro (un sistema de reserva habitual)

No se necesita monitor de batería: el Multi o Quattro es el único producto conectado a la batería y tiene control absoluto sobre todas las corrientes de carga y descarga. De modo que puede calcular el estado de carga correcto por sí mismo.

Configuración:

1. Habilite y configure el monitor de batería en VEConfigure.
2. En el CCGX, en Configuración → Configuración del sistema, compruebe el monitor de batería seleccionado. Debería ser el Multi o el Quattro.

#### (B) Batería con Multi o Quattro y cargadores solares MPPT -TAMBIÉN- Un EasySolar con un dispositivo GX integrado

No se necesita monitor de batería siempre y cuando todos los cargadores solares MPPT sean productos de Victron y estén conectados al CCGX. El CCGX leerá de forma continua la corriente de carga real de todos los cargadores solares y enviará el total al Multi (o Quattro), que usará esa información para sus cálculos del estado de carga.

Configuración:

1. Habilite y configure el monitor de batería en VEConfigure.

2. En el CCGX, en Configuración → Configuración del sistema, compruebe el monitor de batería seleccionado. Debería ser el Multi o el Quattro.
3. En el mismo menú, compruebe que la opción "Usar la corriente del cargador solar para mejorar el estado de carga (SoC) del VE.Bus" está habilitada. Tenga en cuenta que esto no es un ajuste, sino un indicador de un proceso automático.

Tenga en cuenta que esta opción requiere versiones de firmware recientes en los Multis o Quattros (al menos 402) y en el CCGX (al menos v2.06).

#### (C) Baterías con un monitor integrado

Cuando el sistema incluye una batería con monitor y cálculo del estado de carga integrados, como muchas de las baterías recogidas [aquí](#), no hace falta un monitor de batería de uso exclusivo.

Configuración:

1. Conecte el cable de comunicaciones de la batería al CCGX siguiendo las instrucciones.
2. En el CCGX, en Configuración → Configuración del sistema, compruebe que el monitor de batería seleccionado es la batería.

Tenga en cuenta que el ajuste de Monitor de batería de VEConfigure3 es irrelevante. En sistemas como este, cambiar este ajuste no tendrá ningún efecto sobre la carga ni sobre ningún otro parámetro.

#### (D) Otros tipos de sistemas

Cuando haya más cargadores, o cargas, conectados a la batería además del Multi o de los cargadores solares MPPT, se necesitará un monitor de batería de uso exclusivo. Por ejemplo:

- Cargas domésticas en sistemas marinos o de vehículos.
- Cargadores solares PWM
- Cargadores CA como Skylla-is, cargadores Phoenix, cargadores que no sean de Victron, etc.
- Alternadores
- Cargadores CC-CC
- Turbinas eólicas
- Turbinas hidráulicas

Si se usa una batería con monitor integrado, como se explica en la sección C, este será el monitor de uso exclusivo de la batería. Véase la sección C.

De lo contrario instale un BMV o un derivador Lynx VE.Can.

Configuración:

1. Configure el monitor de la batería conforme a sus instrucciones.
2. En el CCGX, en Configuración → Configuración del sistema, compruebe el monitor de batería seleccionado.
3. Debería ser el BMV o el monitor de batería del derivador Lynx.
4. Finalizado.

Tenga en cuenta que el ajuste de Monitor de batería de VEConfigure3 es irrelevante. En sistemas como este, cambiar este ajuste no tendrá ningún efecto sobre la carga ni sobre ningún otro parámetro.

### 5.2.3. Notas sobre el estado de carga

- Tenga en cuenta que el objetivo de todo esto es mostrar un estado de carga preciso al usuario y que no es algo necesario para que el sistema sea eficiente. El porcentaje de estado de carga no se usa para la carga de la batería. Sin embargo, es necesario cuando se necesita que un generador arranque y se detenga automáticamente en función del estado de carga de la batería.

Más información:

[Preguntas frecuentes de VRM - diferencia entre el estado de carga de BMV y de VE.Bus](#)

Consulte la [Sección de parámetros configurables \[21\]](#) sobre Selección de monitor de batería y Tiene sistema CC.

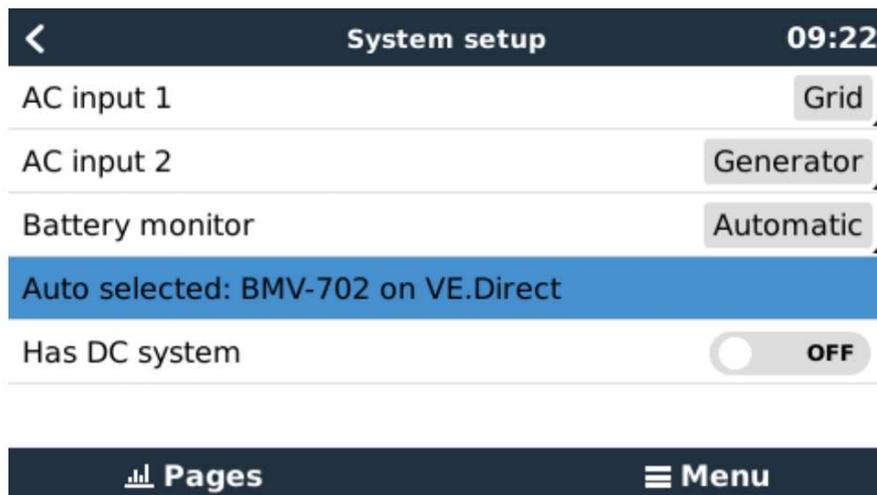
### 5.2.4. Selección de la fuente de estado de carga (SoC)

(Configuración → Configuración del sistema → Monitor de la batería)

En la imagen siguiente puede ver varias opciones de valores SoC que se muestran en la pantalla principal de Resumen. Seleccione la fuente que quiere ver en la pantalla principal de su CCGX.



En la imagen anterior se ha elegido el Ajuste automático. Cuando se seleccione "Automático" en la pantalla de Configuración del sistema, aparecerá como en la imagen siguiente.



La función "Automático" sigue la siguiente lógica:

1. Cuando esté disponible, usará un monitor de batería de uso exclusivo, como el BMV o un derivador Lynx, o una batería con monitor integrado.
2. Cuando haya más de uno de estos conectados, usará uno cualquiera al azar, aunque se puede seleccionar uno determinado de forma manual.
3. Cuando no haya un monitor de batería de uso exclusivo, usará el estado de carga VE.Bus.

¿Cuándo se debe usar la opción "Sin monitor de batería"?

Úsela en sistemas en los que:

1. haya un Multi o un Quattro instalado
2. no haya un BMV ni ningún otro monitor de batería instalado
3. el sistema tenga otras cargas CC, u otros cargadores, conectados a la misma batería, que no están conectados al CCGX.

Una breve explicación: el estado de carga VE.Bus determinado por el Multi o el Quattro será incorrecto en la situación descrita, porque no tendrá en cuenta las corrientes de descarga y de carga de las otras cargas CC ni de los cargadores sin seguimiento.

### 5.2.5. Información detallada sobre el estado de carga VE.Bus

- Cuando el inversor/cargador esté en carga inicial, el estado de carga no subirá por encima del valor establecido en VEConfigure3 para el parámetro "Estado de carga al finalizar la carga inicial" de la pestaña General, por defecto 85 %. En un sistema con cargadores solares, asegúrese de que la tensión de absorción configurada en el MPPT es ligeramente superior al mismo parámetro establecido en el inversor/cargador. Este último necesita reconocer que la tensión de la batería ha llegado al nivel de absorción. Si no lo hace, el estado de carga estará estancado en el porcentaje mencionado de final de carga, del 85 % por defecto.

### 5.3. Personalización del logotipo de la página de barcos y caravanas

Se puede usar un logotipo personalizado en la página de Barcos y caravanas.

Escriba la siguiente dirección en el navegador de Internet de un dispositivo conectado a la misma red. Usando esta dirección como plantilla: <http://venus.local/logo.php> o [http://\[ip-here\]/logo.php](http://[ip-here]/logo.php) (introduzca la dirección de IP de su dispositivo en los corchetes). La dirección de IP puede encontrarse en Configuración -> Ethernet o Wi-Fi. Una vez que la página se ha descargado, Elija una imagen de su dispositivo. Reinicio de su dispositivo GX.

## 6. Actualización del firmware de GX

### 6.1. Actualización de la versión 1.x a la 2

Si tiene una versión de firmware v1.74 o anterior, necesita una actualización. Siga el [procedimiento de actualización a v2](#).

De lo contrario, siga las siguientes instrucciones.

### 6.2. A través de Internet o con una tarjeta microSD o una memoria USB

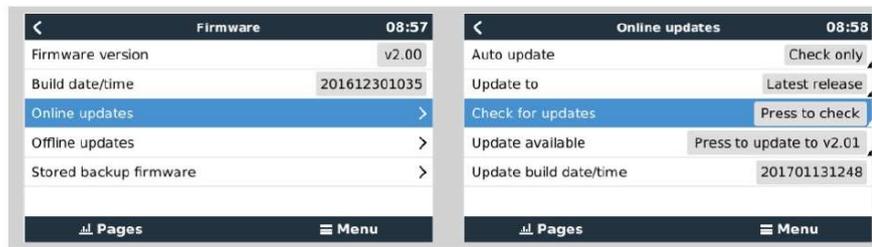
Hay dos formas de actualizar el firmware:

1. A través de Internet, manualmente o dejando que compruebe si hay nuevas actualizaciones cada día
2. Desde una tarjeta microSD o una memoria USB

### 6.3. Descarga directa desde Internet

Descarga directa desde Internet

Para hacer la actualización desde Internet, vaya a: **Configuración** → **Firmware** → **Actualizaciones desde Internet**.



### 6.4. Tarjeta microSD o memoria USB

La actualización con una tarjeta microSD o una memoria USB se llama "Actualización sin Internet". Use esta opción para actualizar un dispositivo que no esté conectado a Internet.

#### Paso 1. Descargar

Obtenga el archivo swu más reciente:

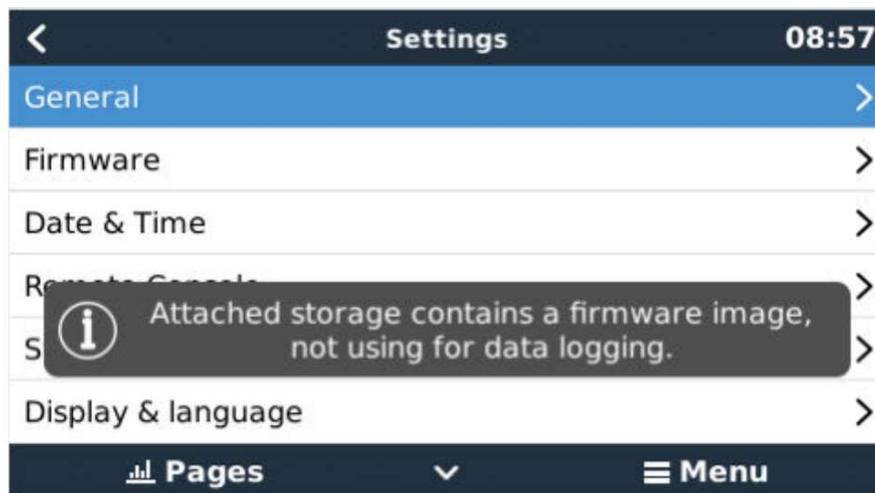
Tenga en cuenta que los mismos archivos, y el registro de cambio, están disponibles en [Victron Professional](#), que cuenta además con una conexión a Dropbox para que siempre tenga los últimos archivos disponibles en su ordenador.

#### Paso 2. Instale una tarjeta microSD o una memoria USB

Guarde el archivo en la carpeta raíz de la tarjeta microSD o memoria USB.

#### Paso 3. Inserte el dispositivo

Aparecerá una advertencia diciendo que "No se están usando medios para guardar registros". Puede ignorarla sin problema.

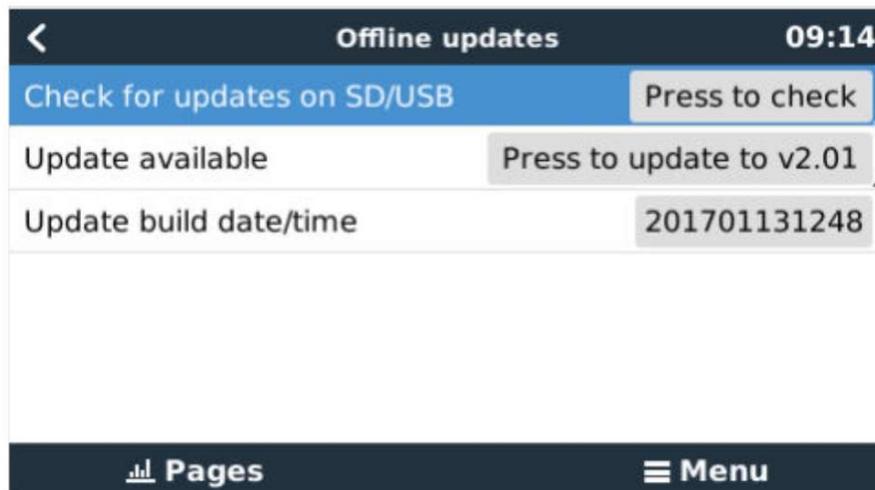


**Paso 4. Inicie la actualización.**

Vaya a **Configuración** → **Firmware** → **Actualizaciones sin Internet**.

Pulse Comprobar actualizaciones.

Si el firmware de la tarjeta microSD o memoria USB es más reciente que el que tiene el dispositivo, aparecerá "Actualización disponible". Pulse para iniciar el proceso de actualización.



**6.5. Registro del cambio**

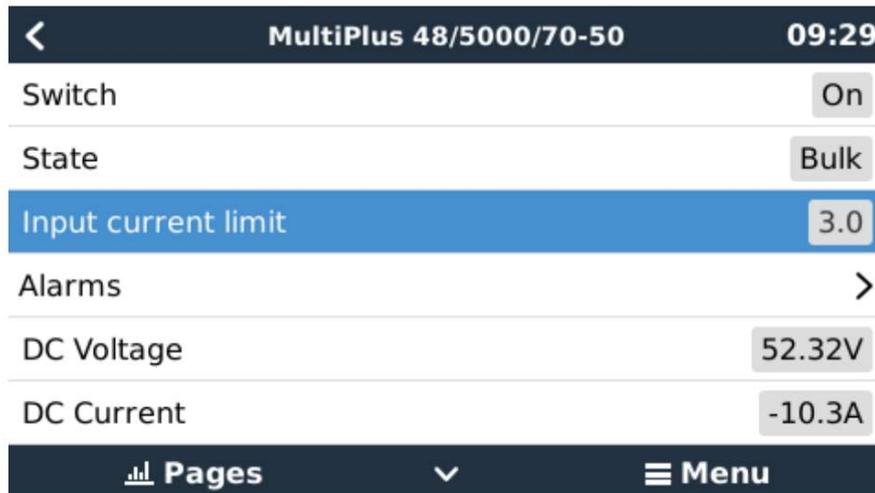
El registro de cambio se puede encontrar en [Victron Professional](#), [Firmware](#), [Venus OS](#).

## 7. Seguimiento del inversor/cargador VE.Bus

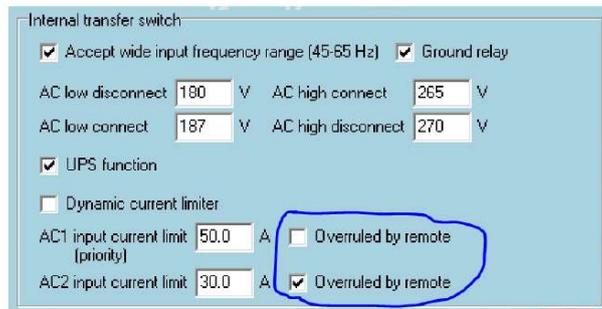
### 7.1. Ajuste del límite de corriente de entrada

#### Ajuste "Invalidado por el panel remoto" de VEConfigure

En este apartado se explican las implicaciones de habilitar y deshabilitar el control por el usuario del ajuste del límite de corriente de entrada, como se puede ver en el menú:



El límite establecido por el usuario en el CCGX se aplicará a todas las entradas en las que "Invalidado por el panel remoto", configurado con VictronConnect o VEConfigure, esté habilitado:



Usamos como ejemplo un barco con dos entradas de CA y un Quattro en el que:

1. hay un generador capaz de generar 50 A conectado en la entrada 1
2. la alimentación del puerto está conectada en la entrada 2. (La energía disponible depende del valor nominal del suministro de energía del puerto).

Configure el sistema exactamente igual que en la captura de pantalla de VEConfigure anterior. La entrada 1 tiene prioridad sobre la entrada 2, por lo que el sistema se conectará automáticamente al generador siempre que esté funcionando. Se aplicará el límite de corriente de entrada de 50 A fijado. Y cuando el generador no esté disponible, y la red eléctrica esté disponible en la entrada 2, el Quattro usará el límite de corriente de entrada configurado en el CCGX.

Dos ejemplos más: (En ambos casos, si deshabilita el ajuste "Invalidado por el panel remoto", establecer un límite de corriente en el CCGX no tendrá ningún efecto. Y si habilita "Invalidado por el panel remoto" para las dos entradas, se aplicará el límite de corriente fijado en el CCGX en las dos.)

#### Valores mínimos del límite de corriente de entrada

Cuando PowerAssist está habilitado en VEConfigure, hay un límite mínimo de corriente de entrada. El límite es diferente en cada modelo.

Tras fijar la corriente de entrada en un valor inferior al límite, volverá a subir automáticamente hasta el límite.

Tenga en cuenta que se puede fijar el límite de corriente de entrada en 0. Cuando se fije en 0, el sistema estará en passthrough (el inversor/cargador está encendido, pero el componente inversor está desactivado, de modo que la energía viene de la entrada de CA).

#### Sistemas paralelos y trifásicos

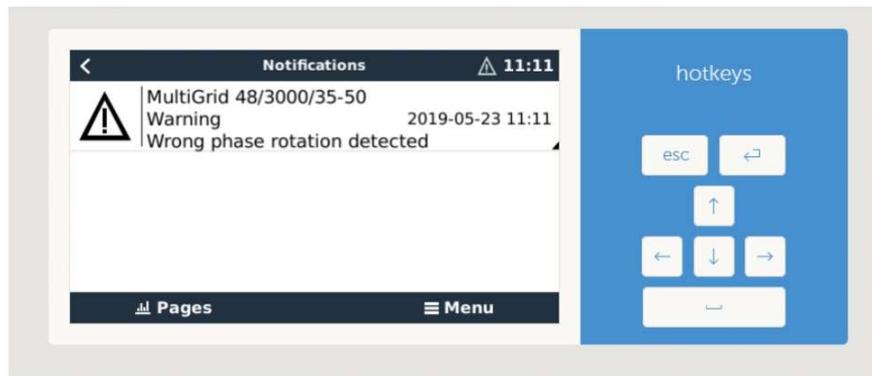
El límite de corriente de entrada de CA establecido es el límite total por fase.

## 7.2. Advertencia sobre la rotación de fase

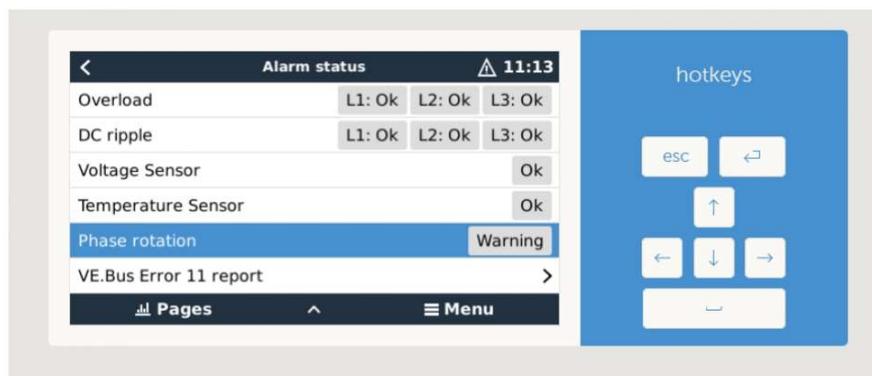
El suministro de CA, ya sea de un generador o de la red eléctrica, a un sistema inversor/cargador necesita estar en la rotación correcta, también llamada secuencia. De lo contrario, los inversores/cargadores no aceptarán el suministro de CA y permanecerán en modo inversor.

En ese caso aparecerá la advertencia de Rotación de fase. Para resolver este problema, cambie los cables de la entrada de CA: cambie cualquiera de las fases, cambiando de este modo la rotación de L3 → L2 → L1 a L1 → L2 → L3. O vuelva a programar los Multi y modifique la fase asignada para que coincida con el cableado.

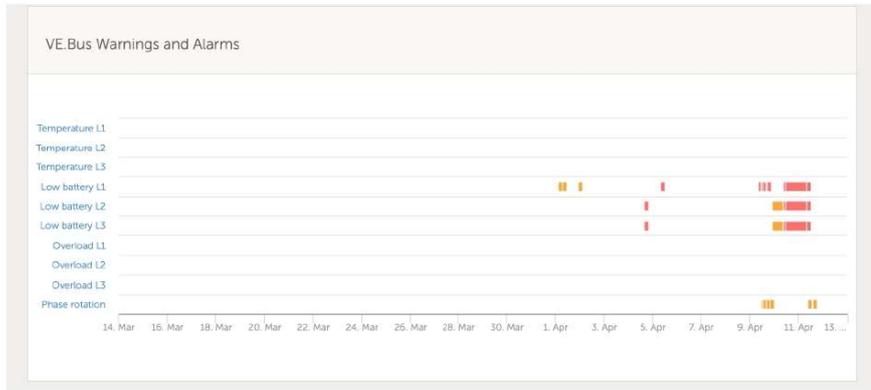
En el dispositivo GX, la advertencia aparecerá como una notificación en la interfaz gráfica del usuario:



También se podrá ver en los menús:



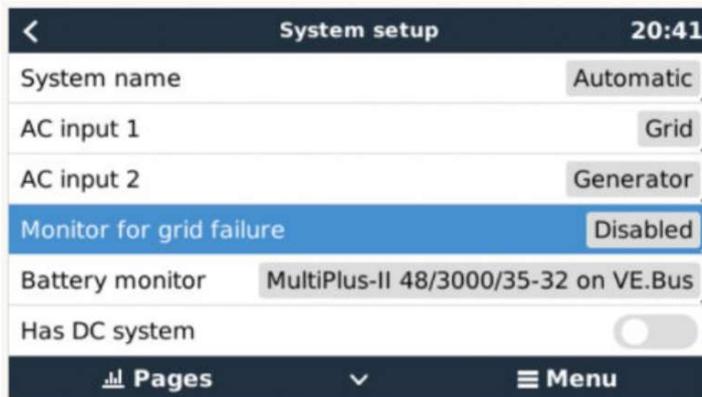
En el portal VRM, se verá en el complemento de Alarmas y avisos VE.Bus de la página avanzada:



Y también aparecerá en el registro de alarmas de VRM, y se enviará un correo electrónico a través del sistema de seguimiento de alarmas de VRM.

### 7.3. Seguimiento de fallo de la red

Si esta opción está habilitada, aparece una alarma cuando el sistema ha estado desconectado de la entrada de CA configurada para ser Red o Puerto durante más de 5 segundos.



La alarma aparece como una notificación en la interfaz gráfica del usuario y como una alarma en el portal VRM, y estará disponible en Modbus-TCP/MQTT.

Se recomienda su uso en sistemas de reserva. Y también en embarcaciones y vehículos que se alimenten de la toma del puerto.

Tenga en cuenta que este ajuste controla si el sistema está conectado a la red o al puerto. El seguimiento del generador ya está disponible como parte de la función de "Arranque/parada del generador" y no como parte de esta opción.

No use esta opción en sistemas que usen el ajuste de "Ignorar la entrada de CA" en nuestros inversores/cargadores: cuando el sistema ignora la entrada de CA, es decir, funciona en modo isla, según lo previsto, incluso si la red eléctrica está disponible, informará de un fallo en la misma.

### 7.4. Menú avanzado

Ecuación

Empieza la ecualización. Consulte la documentación del Multi o del Quattro para más información.

**Volver a detectar el sistema**

Vuelve a detectar el tipo de inversor/cargador, así como sus características y su configuración. Use esta opción cuando, por ejemplo, un VE.Bus BMS que solía formar parte del sistema ya no está.

**Reinicio del sistema**

Reinicia el inversor/cargador cuando ha dejado de intentarlo. Por ejemplo, tras una sobrecarga (muy) intensa o tres sobrecargas seguidas.

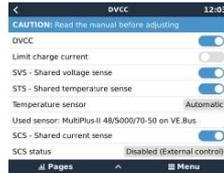
**Prueba del relé ESS**

Muestra el estado de la prueba del relé ESS. Solo es relevante en los sistemas ESS. Véase la pregunta nº 9 de las preguntas frecuentes del [Manual ESS](#) para más información

## 8. Control de corriente y tensión distribuido (DVCC)

### 8.1. Introducción y características

Al habilitar el DVCC, un dispositivo GX pasa de ser un monitor pasivo a ser un controlador activo. Las características y efectos de la habilitación del DVCC dependen del tipo de batería que se use. También depende de los componentes Victron instalados y de su configuración.



**Ejemplo 1 - Baterías CAN-bus gestionadas** Por ejemplo, en sistemas que tengan conectada una batería CAN-bus BMS gestionada, el GX recibe un límite de tensión de carga (CVL, por sus siglas en inglés), un límite de corriente de carga (CCL) y un límite de corriente de descarga (DCL) de dicha batería y se los transmite a los inversores/cargadores y a los cargadores solares conectados. A continuación estos deshabilitan sus algoritmos de carga internos y simplemente hacen lo que la batería les dice. No es necesario configurar tensiones de carga ni seleccionar el tipo de algoritmo de carga.

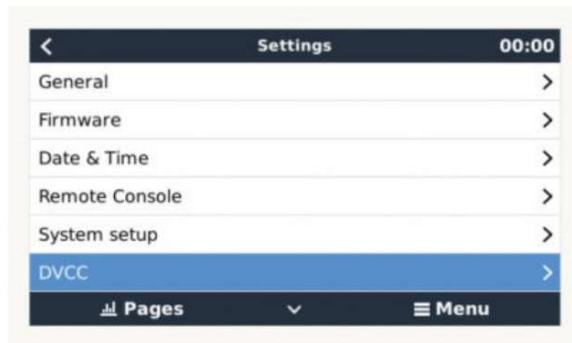
**Ejemplo 2 - Baterías de plomo** En sistemas con baterías de plomo, el DVCC ofrece características como un límite de corriente de carga configurable para todo el sistema donde el dispositivo GX limita activamente el inversor/cargador en caso de que los cargadores solares estén ya cargando a plena potencia. Así como el sensor de temperatura compartido (STS) y el sensor de corriente compartido (SCS).

Esta tabla muestra los ajustes recomendados para distintos tipos de baterías:

	Lead (AGM, Gel, OPzS, ...)	VE.Bus Lithium	Freedom- won	BYD	Pylontech	BMZ	MG Electronics
Auto-config	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
System charge current	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Should you enable SVS?	Yes	No	Yes	No	No	No	No
Should you enable STS?	Yes	No	No	No	No	No	No
Charge Control Method	-	-	Dynamic	Fixed	Fixed	Fixed	Dynamic
Wire ATC & ATD?	n.a.	Yes	No	No	No	No	No

Estudie detenidamente los siguientes apartados para entender bien el DVCC para un determinado sistema.

Para habilitar o deshabilitar el DVCC, vaya a Configuración → DVCC en los menús:



## 8.2. Requisitos de DVCC

### Compatibilidad de la batería

Para baterías conectadas CAN-bus consulte la página correspondiente de su manual de Compatibilidad de baterías para ver si la habilitación de DVCC se ha probado en su tipo de batería y si es compatible. Si no se menciona DVCC en las notas relativas a su batería, no lo habilite.

Con baterías de gel, AGM, OPzS y otras baterías de plomo, se puede usar el DVCC sin ningún problema. Lo mismo sucede con las baterías de litio de Victron Energy con el VE.Bus BMS, el Lynx Ion + Shunt BMS o el Lynx Ion BMS. El DVCC es el modo de funcionamiento preferido para las baterías Redflow ZBM2/ZCell con el Redflow CANBus BMS.

### Versiones de firmware

No use el DVCC cuando no se cumplan los requisitos. En todos los casos, recomendamos instalar la última versión de firmware durante la puesta en marcha. Una vez que funcione bien, no hay necesidad de actualizar el firmware de forma proactiva sin motivo. Pero si surgen dificultades, lo primero que se debe hacer es actualizar el firmware.

Versiones de firmware mínimas necesarias:

- Multi/Quattro: 422
- MultiGrid: 424
- CCGX: v2.12
- VE.Direct MPPT: v1.46
- VE.Can MPPT con VE.Direct: v1.04
- No pueden usarse los cargadores solares VE.Can MPPT más antiguos (con la pantalla) porque no aceptan los nuevos mecanismos de control.
- Lynx Ion + Shunt: v2.04
- Lynx BMS: v1.09

A partir de la versión v2.40 de firmware de Venus, aparecerá el mensaje de advertencia "Error nº 48 - DVCC con firmware incompatible" si uno de los dispositivos tiene un firmware incompatible cuando se usa el DVCC.

En el caso de los sistemas ESS, el Asistente ESS debe ser de la versión 164 o posterior (lanzada en noviembre de 2017).

## 8.3. Efectos del DVCC en el algoritmo de carga

Nuestros inversores/cargadores y cargadores solares MPPT usan su propio algoritmo de carga interno cuando están en modo independiente. Esto significa que ellos mismos determinan cuánto tiempo permanecer en absorción, cuándo pasar a flotación y cuándo volver a carga inicial o ir a almacenamiento. Y en estas diferentes fases usan los parámetros configurados en VictronConnect y VEConfigure.

En ciertos sistemas, el algoritmo de carga interno está deshabilitado y el cargador funciona con un objetivo de tensión de carga controlado externamente.

Esta guía explica las diferentes posibilidades.

Selection guide			Resulting charge algorithm	
System type	Battery type	DVCC	Inverter/charger	MPPT Solar Charger
ESS Assistant	Intelligent battery	DVCC on	Battery	Battery
		DVCC off	Don't do this; better enable DVCC	
Standard	Normal battery	DVCC on	Internal	Inverter/charger
		DVCC off	Internal	Inverter/charger
	Intelligent battery	DVCC on	Battery	Battery
		DVCC off	Don't do this; better enable DVCC	
Normal battery	DVCC on	Internal	Internal	
	DVCC off	Internal	Internal	

### Interno

El algoritmo de carga interno (carga inicial → absorción → flotación → re-carga inicial) y las tensiones de carga configuradas están activas.

Estado de carga indicado por el inversor/cargador: carga inicial, absorción, flotación y así sucesivamente.

Estado de carga indicado por MPPT: carga inicial, absorción, flotación y así sucesivamente. Versión de firmware v1.42 o posterior. Las versiones anteriores tienen un fallo que hace que el MPPT diga "Control externo" cuando solo se está limitando la corriente; su algoritmo de carga interno sigue activo.

#### **Inversor/cargador (solo se aplica a MPPT)**

El algoritmo de carga interno del MPPT está deshabilitado, y en su lugar está controlado por un valor predeterminado de tensión de carga procedente del inversor/cargador.

Estado de carga indicado por MPPT: Control externo

#### **Batería**

El algoritmo de carga interno está deshabilitado, y en su lugar el dispositivo está controlado por la batería.

Estado de carga indicado por inversor/cargador: Carga inicial cuando está en modo controlado por la corriente, absorción cuando está en modo controlado por la tensión. Nunca en flotación, incluso si la corriente es baja o la batería está llena.

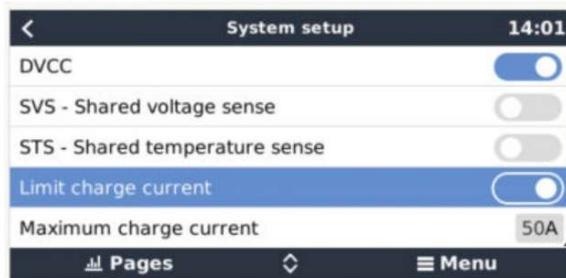
Estado de carga indicado por MPPT: Control externo

## **8.4. Características DVCC para todos los sistemas**

Estas características se aplican a todos los tipos de sistemas cuando DVCC está habilitado: con o sin Asistente ESS y con baterías de plomo u otras baterías normales, y cuando hay instalado un CAN-bus BMS inteligente conectado a la batería:

### **8.4.1. Limitar corriente de carga**

Este es un ajuste de corriente de carga máxima configurable por el usuario. Funciona en todo el sistema. Se da prioridad automáticamente a los cargadores solares MPPT frente a la red eléctrica/generador.



Se puede acceder a este ajuste en el menú "Configuración → "Configuración del sistema" del dispositivo GX.

Particularidades:

- 1) Si se conecta un CAN-bus BMS y el BMS solicita una corriente de carga máxima diferente a la del ajuste configurable por el usuario, se usará la menor de las dos.
- 2) Este mecanismo solo funciona con inversores/cargadores de Victron y cargadores solares. Otros cargadores, como los de Skylla-i no están controlados y además su corriente de carga no se tiene en cuenta. Lo mismo ocurre con los dispositivos que no están conectados al dispositivo GX, como un alternador. En otras palabras: solo se controlará la corriente de carga total de los inversores/cargadores y de los MPPT. Cualquier otra fuente será una corriente de carga adicional, no incluida. Incluso si se instala un BMV u otro monitor de batería.
- 3) Las cargas CC no se tienen en cuenta. Incluso si se instala un BMV u otro monitor de batería. Por ejemplo, con una corriente de carga máxima configurada de 50 A y cargas CC que consumen 20 A, la batería se cargará con 30 A. No con los 50 A permitidos.
- 4) La corriente extraída del sistema por el inversor/cargador se compensa. Por ejemplo, si se extraen 10 A para alimentar cargas de CA y el límite es de 50 A, el sistema permitirá a los cargadores solares cargar con un máximo de 60 A.
- 5) En todas las situaciones, el límite de carga máxima configurado en el propio dispositivo, es decir, el límite de corriente de carga establecido con VictronConnect o VEConfigure para los cargadores solares o para los inversores/cargadores seguirá vigente. Un ejemplo para ilustrar esto: en caso de que haya solo un inversor/cargador en el sistema y en VEConfigure o VictronConnect la corriente de carga se haya fijado en 50 A, y en el dispositivo GX se haya fijado un límite de 100 A, el límite operativo será el de 50 A.

#### 8.4.2. Sensor de tensión compartido (SVS)

Funciona con dispositivos VE.Bus y cargadores solares VE.Direct.

El sistema selecciona automáticamente la mejor medida de tensión disponible. Usará la tensión del BMS o del monitor de batería BMV, si es posible, de lo contrario, usará la tensión de la batería transmitida por el sistema VE.Bus.

La tensión mostrada en la interfaz gráfica del usuario refleja la misma medición de tensión.

El sensor de tensión compartido (SVS) está habilitado por defecto cuando el DVCC está habilitado. Se puede deshabilitar con un interruptor en el menú Configuración→ Configuración del sistema.

#### 8.4.3. Sensor de temperatura compartido (STS)

Seleccione el sensor de temperatura a usar y el dispositivo GX enviará la temperatura de la batería medida al sistema inversor/cargador y a todos los cargadores solares conectados.

Las fuentes de temperatura de la batería entre las que elegir son:

- Monitor de baterías BMV-702
- Monitor de baterías BMV-712
- Monitores de batería derivador Lynx VE.Can
- Entradas de temperatura de un Color Control GX (y lo mismo para otros dispositivos GX con una entrada de temperatura)
- Inversor/cargador Multi/Quattro
- Cargadores solares (si cuentan con un sensor de temperatura)

#### 8.4.4. Sensor de corriente compartido (SCS)

Esta función envía la corriente de la batería, medida por un monitor de batería conectado al dispositivo GX, a todos los cargadores solares conectados.

Los cargadores solares pueden configurarse para usar la corriente de la batería para su mecanismo de corriente de cola que finaliza la absorción cuando la corriente es inferior al límite establecido. Puede encontrar más información sobre esto en la documentación de cargadores solares.

Esta función solo se aplica a sistemas que no son ESS y/o no tienen una batería gestionada, puesto que en esos dos casos el MPPT ya está controlado externamente.

Necesita una versión de firmware de cargador solar MPPT v1.47 o posterior.

#### 8.5. Características DVCC cuando se usa una batería CAN-bus BMS

Este apartado se aplica a todos los sistemas en los que hay instalada una batería inteligente BMS y están conectados mediante CAN-bus. Tenga en cuenta que esto no incluye el VE.Bus BMS de Victron.

Este BMS inteligente envía cuatro parámetros al dispositivo GX:

1. Límite de tensión de carga (CVL): la máxima tensión de carga que la batería acepta en ese momento.
2. Límite de corriente de carga (CCL): la máxima corriente de carga solicitada por la batería.
3. Límite de corriente de descarga (DCL): la máxima corriente de descarga solicitada por la batería.

Algunos tipos de baterías transmiten valores dinámicos de los tres parámetros. Por ejemplo, determinan la máxima tensión de carga en función de la tensión de las celdas, el estado de carga o la temperatura, entre otros. Otros modelos y marcas usan un valor fijo.

Esta es la página de los menús que muestra los parámetros:

Parameters		12:51
Charge Voltage Limit (CVL)		57.7V
Charge Current Limit (CCL)		103.4A
Discharge Current Limit (DCL)		19.9A
Low Voltage Disconnect (always ignored)		--

Con estas baterías no es necesario conectar cables para permitir la carga y la descarga a las entradas AUX de un Multi o un Quattro.

Cuando invierten, es decir, en modo isla, los Multi y los Quattro se apagarán cuando la corriente de descarga máxima sea cero. Y volverán a empezar automáticamente en cuanto vuelva el suministro de la red de CA o cuando el BMS aumente de nuevo la corriente de descarga máxima.

Consulte en el apartado anterior "Limitar la corriente de carga" la configuración del usuario para obtener más información sobre cómo se usa la máxima corriente de carga y cómo se da prioridad a la energía solar, entre otras cosas.

Todo lo anterior significa que no es necesario configurar tensiones o perfiles de carga en VEConfigure o VictronConnect. Por otro lado, esto no tendría ningún efecto. Los Multi, Quattro y cargadores solares MPPT cargarán con la tensión que reciban a través del CAN-bus de la batería.

## 8.6. DVCC para sistemas con Asistente ESS

- El modo "Mantener las baterías cargadas" del ESS funciona adecuadamente. Pero no lo hace con el DVCC.
- Se usa una compensación solar fija de 0,4 V en lugar de una variable de 2 V. (Estos son valores para sistemas de 48 V, dividida entre 4 para los de 12 V). Tenga en cuenta que esta compensación solar solo se aplica cuando el modo del ESS está en "Optimizado" y el ajuste de "Devolver a la red el exceso de energía del cargador solar" está habilitado o cuando el modo del ESS está en "Mantener las baterías cargadas".
- Añadir la opción de Recarga automática para los modos del ESS "Optimizado" y "Optimizado (con BatteryLife)". El sistema recargará la batería automáticamente (desde la red) cuando el estado de carga caiga un 5 % o más por debajo del valor de "Estado de carga mínimo" del menú del ESS. La recarga se detiene cuando alcanza el Estado de carga mínimo.
  - Nº 1: Estado de carga baja: descarga deshabilitada
  - Nº 2: BatteryLife activo
  - Nº 3: Carga deshabilitada por BMS
  - Nº 4: Descarga deshabilitada por BMS
  - Nº 5: Carga lenta
  - Nº 6: El usuario ha fijado un límite de carga de cero.
  - Nº 7: El usuario ha fijado un límite de descarga de cero.

## 9. Portal VRM

### 9.1. Introducción al portal VRM

Si está conectado a Internet, se puede usar un dispositivo GX junto con el [portal Victron Remote Management \(VRM\)](#), lo que proporciona:

- Fácil acceso remoto a todas las estadísticas y al estado de los sistemas a través de Internet
- Consola remota en VRM: acceda a su sistema y configúrelo como si estuviera al lado del mismo
- Actualizaciones a distancia del firmware de los cargadores solares y de otros productos conectados.
- Uso de la [aplicación VRM para iOS y Android](#).

Consulte en el [apartado de Conectividad a Internet \[13\]](#) cómo conectar el dispositivo a Internet.

### 9.2. Registro en VRM

Puede encontrar las instrucciones en el [documento de Introducción al portal VRM](#).

Tenga en cuenta que cualquier sistema tendrá que haber podido enviar información al portal VRM en primer lugar. Si no ha habido conexión, no será posible registrar el sistema en su cuenta de usuario de VRM. En ese caso, consulte el apartado de Resolución de problemas 5.7

### 9.3. Registro de datos en VRM

Los registros de datos se transmiten al portal VRM a través de Internet, siempre que haya acceso a la misma. Se puede acceder a todos los ajustes relacionados a través del menú del portal VRM:



La transmisión del registro de datos está diseñada para funcionar incluso si la conexión a Internet no es buena. Las líneas con hasta un 70 % de pérdida de paquetes permanente son suficientes para que los datos salgan, aunque se retrasen en algunos casos.

#### Adición de un dispositivo de almacenamiento externo

Cuando no pueda transmitir los registros, el dispositivo GX los guardará en un almacenamiento no volátil (es decir, la información no se perderá si hay un apagón o se reinicia el sistema).

El dispositivo GX tiene una memoria intermedia para guardar un par de días de registros internamente. Para prolongar este periodo, puede insertar una tarjeta microSD o una memoria USB. Puede ver el estado del almacenamiento interno en la configuración.

Tenga en cuenta que al introducir dicho dispositivo de almacenamiento, cualquier registro almacenado internamente se transferirá automáticamente a la memoria insertada: no se perderá ningún dato.

Independientemente de que haya un dispositivo de almacenamiento externo conectado, el dispositivo GX siempre seguirá intentando conectarse al portal y transmitir todos los registros guardados. Esto significa que incluso si hay guardados datos de varios meses, en cuanto vuelva a tener una conexión a Internet, los enviará. Los datos se envían de forma comprimida: mandar un lote de datos registrados necesitará bastante menos ancho de banda que enviarlos con una conexión a Internet permanentemente disponible.

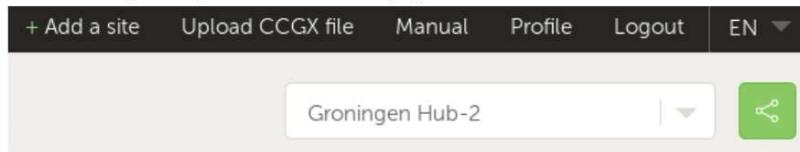
#### Requisitos del dispositivo de almacenamiento

- Las tarjetas microSD o memorias USB deben estar formateadas como sistemas de archivos FAT12, FAT16 o FAT32, y no exFAT o NTFS.
- Las tarjetas microSD tipo SD y SDHC de 32 GB de capacidad o menos se venden con FAT12, FAT16 o FAT32. Pueden usarse sin ningún problema, a no ser que posteriormente se reformatee a un sistema de archivos diferente.
- Las tarjetas microSD tipo SDXC con más de 32 GB de capacidad a menudo se formatean con exFAT, y por lo tanto no pueden usarse con el CCGX sin reformatearlas y posiblemente hacer una nueva partición.

#### Transferencia manual de registros a VRM

Para dispositivos que nunca tienen acceso a Internet, es posible sacar los datos y luego cargarlos manualmente desde un ordenador.

1. Vaya a Configuración → Portal VRM y pulse Expulsar dispositivo de almacenamiento. Asegúrese de no sacar nunca la tarjeta SD o memoria USB sin más, esto podría ocasionar corrupción y pérdida de datos.
2. Ahora, retire el dispositivo de almacenamiento e introdúzcalo en un ordenador conectado a Internet.
3. Abra un navegador de Internet y vaya al [portal VRM](#).
4. Inicie una sesión, pulse la opción de "Subir archivo GX" y siga las instrucciones:



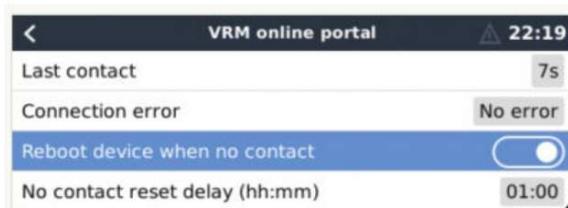
5. Retire el archivo del dispositivo de almacenamiento y vuelva a introducirlo en el dispositivo GX. Tenga en cuenta que aunque subir los mismos datos dos veces no ocasionará ningún problema, es mejor no hacerlo.

Con un intervalo de registro de una vez por minuto, el espacio de almacenamiento necesario es de aproximadamente 25 MB al mes, según el número de productos conectados. De modo que con una tarjeta microSD de 1 GB puede almacenar unos 3 años de registros. En otras palabras, cualquier tarjeta microSD o memoria USB debería ser suficiente para almacenar los 6 meses de datos que VRM conserva.

Cuando el dispositivo de almacenamiento esté lleno, no se registrarán más datos.

Si se introducen varios dispositivos de almacenamiento, el dispositivo GX guardará los datos en el que se haya introducido primero. Cuando ese se saque, no usará el otro. En lugar de esto, creará una memoria intermedia interna. Solo al insertar un nuevo dispositivo volverá a usar el almacenamiento externo de nuevo.

#### Guardián de la red: reinicio automático



Esta opción, deshabilitada por defecto, hace que el dispositivo GX se reinicie automáticamente en caso de que no se haya podido conectar al portal VRM.

Tenga cuidado al habilitar esta opción en sistemas ESS: cuando se pierde la conexión a la red y el dispositivo GX se reinicia, el sistema puede perder energía si tarda demasiado en reiniciarse (cuando hay red, el Multi o el Quattro pasarán a modo passthrough, es decir, el inversor/cargador está encendido, pero el componente inversor está desactivado, de modo que la energía viene de la entrada de CA).

## 9.4. Resolución de problemas con el registro de datos

Este apartado explica qué hacer cuando el dispositivo GX no puede transmitir datos al portal VRM.

La comunicación necesaria para enviar registros al portal VRM es:

1. DNS operativa
2. Dirección IP correcta
3. Conexión a Internet operativa
4. Conexión http(s) de salida a <http://ccglogging.victronenergy.com> en los puertos 80 y 443. Tenga en cuenta que no debería haber ningún problema, salvo en redes empresariales muy especializadas.

Tenga en cuenta que el CCGX no acepta una configuración proxy. Aquí puede ver más información sobre las redes necesarias.

**Paso 1: Actualice el dispositivo GX a la versión más reciente de firmware.**

[Instrucciones de actualización de firmware del dispositivo GX](#)

**Paso 2: Compruebe la red y la conexión a Internet**

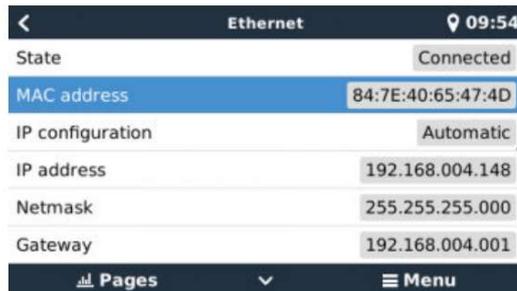
En el menú Configuración → Ethernet o Configuración → Wi-Fi, compruebe lo siguiente:

1. El estado debe ser "Conectado"
2. Debe haber una dirección de IP que no empiece por 169.
3. Debe haber una pasarela de salida
4. Debe haber servidores DNS

Para un GX GSM, consulte la guía de Resolución de problemas del menú GX GSM.

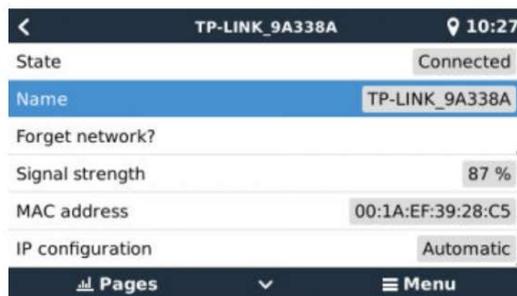
En caso de que la dirección de IP empiece por 169, compruebe si su red tiene un servidor DHCP en funcionamiento. El 99 % de las redes tienen un servidor DHCP en funcionamiento y por defecto está habilitado en todos los routers populares ADSL, cable y 3G. Si no hay un servidor DHCP en funcionamiento, configure la dirección IP manualmente.

**Ethernet**



Cuando use Ethernet y el estado muestre "Desenchufado", compruebe que el cable de red de Ethernet no es defectuoso, para ello pruebe con otro. Las dos luces de la parte posterior del CCGX, donde se enchufa el cable RJ45 de Ethernet, deberían estar encendidas o parpadeando. Si las dos luces están apagadas significa que hay un problema con la conexión.

**Wi-Fi**



Cuando use Wi-Fi y el menú muestre "Ningún adaptador Wi-Fi conectado" compruebe la conexión USB a la mochila Wi-Fi. Pruebe a retirar la mochila y volver a insertarla.

Cuando use Wi-Fi y el estado muestre "Fallo" puede que la contraseña Wi-Fi sea incorrecta. Pulse "Ignorar red" e intente conectarse de nuevo con la contraseña correcta.

### Paso 3. Compruebe la conectividad del portal VRM

Vaya a Configuración → portal VRM y compruebe el estado de error de la conexión:

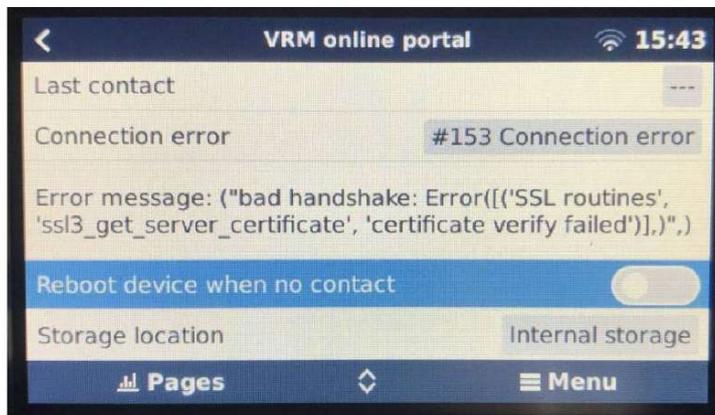


Si aparece un error de conexión, el CCGX no puede entrar en contacto con la base de datos de VRM. El error de conexión mostrará un código de error que indica la naturaleza del problema de conectividad. Además, se mostrarán los detalles del mensaje de error para que los expertos locales de TI puedan diagnosticar el problema.

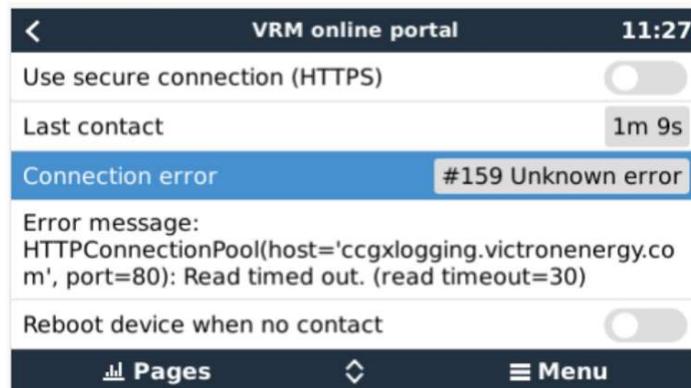
- Error nº 150 Texto de respuesta inesperada: Se ha podido establecer la llamada http/https, pero la respuesta fue incorrecta. Esto indica que hay una página de inicio de sesión para la Wi-Fi o la red. Tal y como sucede a veces en aeropuertos, hoteles, puertos deportivos o campings. No hay solución posible para que el CCGX funcione con una red Wi-Fi que solicite dicho inicio de sesión y/o aceptación de términos de uso.
- Error nº 151 Respuesta HTTP inesperada: Se ha podido establecer la conexión, pero la respuesta no indica un código de resultado HTTP exitoso (normalmente 200). Esto podría indicar que un proxy transparente está secuestrando la conexión. Se pueden ver ejemplos más arriba en el nº 150.
- Error nº 152 La conexión ha expirado: esto puede indicar que hay una conexión a Internet de mala calidad o un cortafuegos restrictivo.
- Error nº 153 Error de conexión: esto podría indicar un problema de enrutamiento. Para más información, consulte el mensaje de error mostrado.



- Error nº 153 Problema de conexión y en concreto un problema relacionado con SSL como en la siguiente captura de pantalla: compruebe el ajuste de fecha y hora del dispositivo GX y también el huso horario. Y compruebe que su router no muestra ninguna página especial de aviso, registro o aceptación, como se puede ver a menudo en aeropuertos, hoteles y otras redes de Wi-Fi públicas.



- Error nº 154 Fallo DNS: Asegúrese de que se ha configurado un servidor DNS válido en el menú de Ethernet o Wi-Fi. Normalmente es asignado automáticamente por un servidor DHCP de una red.
- Error nº 155 Error de enrutamiento: No se puede llegar a VRM. Este error se produce si se recibe un error ICMP indicando que no existe la ruta al servidor VRM. Asegúrese de que su servidor DHCP asigna una ruta por defecto operativa o que la pasarela está correctamente configurada para configuraciones estáticas.
- Error nº 159 Error desconocido: este es un error general que agrupa los errores que no pueden clasificarse directamente. En esos casos el mensaje de error proporcionará información sobre el problema.



Revise el "Último contacto". Si aparecen guiones, significa que no se ha podido establecer contacto con el portal VRM desde el encendido. Si muestra una hora pero sigue apareciendo un error, quiere decir que el dispositivo GX ha podido mandar datos pero que desde entonces ha perdido el contacto.

"Elementos retenidos" indica el número de registros que se han guardado para enviarse más tarde. Si es superior a 0, significa que el Color Control GX no puede conectarse al portal VRM. Todos los datos se envían por orden de llegada: el portal VRM solo mostrará la información más actualizada una vez que se hayan enviado todos los datos antiguos.

### 9.5. Análisis de datos sin Internet, sin VRM

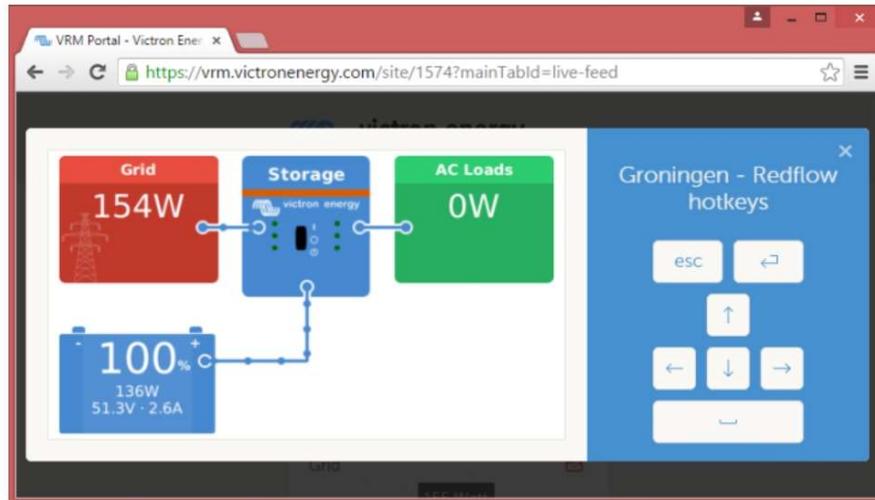
En algunos casos, por ejemplo, en lugares muy remotos en los que no hay acceso a Internet, puede ser útil poder analizar los datos sin tener que subirlos primero al portal VRM.

1. Instale VictronConnect en un ordenador Windows o Apple
2. Introduzca el dispositivo de almacenamiento con los archivos de registro en

3. VictronConnect y conviértalos en hojas de cálculo de Excel con la función Conversor de registros GX.

### 9.6. Consola remota en el VRM - Configuración

Esta opción permite un control a distancia total del dispositivo GX a través de Internet:



La consola remota en VRM está deshabilitada por defecto. Para activarla, siga los siguientes pasos:

1. Habilite la opción en Configuración → Menú de la consola remota
2. Deshabilite la contraseña o establezca una
3. Reinicie el dispositivo GX.

Ahora aparecerá la opción de Consola remota en el menú del portal VRM. Pulse sobre ella para abrirla:



## 9.7. Consola remota de VRM - Resolución de problemas

Siga estos pasos para resolver problemas en la consola remota de VRM

1. Asegúrese de que el registro en el portal VRM funciona, véase el apartado 5.4. De lo contrario, la consola remota de VRM no funcionará.
2. Una vez habilitada la consola remota, ha de crear (o deshabilitar) la contraseña.
3. A continuación, reinicie el CCGX.
4. Compruebe que el CCGX está actualizado con la última versión de firmware. La última mejora de estabilidad de la consola remota se hizo en la versión v2.30.
5. Una vez reiniciado, verifique que el estado de la consola remota de VRM indica que está conectado a Internet o muestra un número de puerto. Si indica que no está conectado a Internet, o número de puerto 0, significa que el CCGX no ha podido conectarse al servidor de la consola remota. Normalmente esto se debe a un cortafuegos (corporativo) que bloquea la conexión. Para solucionarlo, configure una regla de excepción en el cortafuegos.
6. -Compruebe si el navegador de Internet en el que está usando VRM puede acceder a los dos URL siguientes. Pulse en los dos enlaces para comprobarlo. *Si aparece un error significa que todo está bien.* El error bueno es "Respuesta de error, Código de error 405, Método no permitido". Si aparece un mensaje de tiempo agotado o algún otro error (navegador) es posible que haya un cortafuegos bloqueando la conexión. <https://vncrelay.victronenergy.com> & <https://vncrelay2.victronenergy.com/>

### Información técnica

Para que la Consola remota funcione en VRM, su navegador de Internet y el dispositivo GX han de estar conectados. Esta conexión está diseñada de modo que no necesite ninguna configuración especial ni abrir cortafuegos en casi ningún caso. El 0,1 % de casos en los que no funciona nada más sacarlo de la caja se deben a, por ejemplo, redes corporativas grandes con seguridad especial, costosas redes satelitales de largo alcance o redes apoyadas en radio, como las que se encuentran en zonas rurales de África y otros lugares remotos.

Cuando se active la consola remota en VRM, el dispositivo GX se abrirá y mantendrá una conexión con cualquiera de los servidores indicados en [supporthosts.victronenergy.com](http://supporthosts.victronenergy.com). Lo que actualmente queda determinado por dos direcciones de IP (84.22.107.120 y 84.22.108.49), y probablemente más en el futuro. La tecnología usada es SSH e intentará conectarse con el puerto 22, 80 o 443, aunque solo es necesario que uno de ellos funcione. La razón para probar con los tres es que en la mayoría de las redes, el cortafuegos local aceptará al menos uno.

Una vez conectado a uno de los servidores supporthost, ese túnel inversor SSH estará esperando a que alguien que necesite la conexión se conecte, que puede ser su navegador o un ingeniero de Victron, ya que esta misma tecnología se usa para la asistencia remota. Puede encontrar más información más arriba.

Cuando use una consola remota en VRM, el navegador se conectará a [vncrelay.victronenergy.com](https://vncrelay.victronenergy.com) o a [vncrelay2.victronenergy.com](https://vncrelay2.victronenergy.com), con los WebSockets del puerto 443. Para más información sobre las conexiones empleadas por el dispositivo GX, véase la pregunta nº 15 de las Preguntas frecuentes.

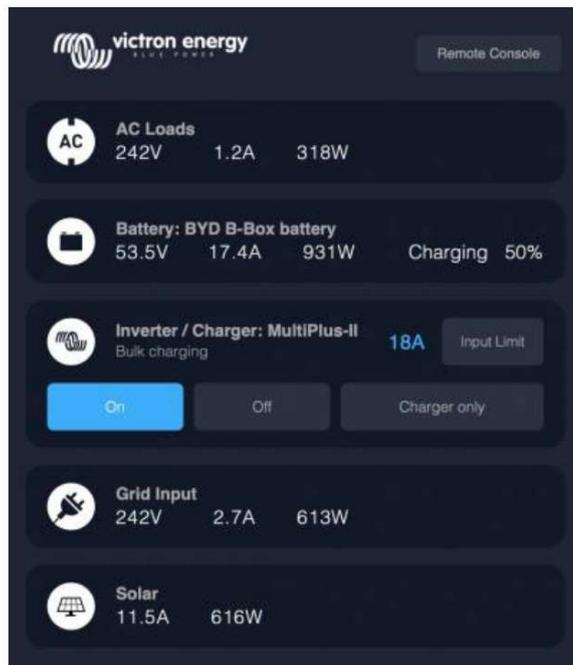
## 10. Integración de pantalla multifuncional marina mediante aplicación

### 10.1. Introducción y requisitos

Un puente de mando de cristal es una pantalla multifuncional que integra el estado de los sistemas y la navegación de una embarcación en una gran pantalla o en varias pantallas situadas junto al timón de una embarcación, suprimiendo así la complicación de tener varios medidores, soportes y cables.

Se puede integrar fácilmente un sistema Victron en un puente de mando de cristal, como muestra este vídeo:

<https://www.youtube.com/watch?v=RWdEQYZKEs>



Funciones:

- Seguimiento del estado de la alimentación del puerto y del generador.
- Seguimiento del estado de una o varias baterías. Usando la tensión de los cargadores de batería, por ejemplo, también puede visualizar baterías secundarias, como las baterías de arranque del generador.
- Seguimiento del equipo de conversión de energía: cargadores, inversores, inversores/cargadores.
- Seguimiento de la producción solar de un cargador solar MPPT.
- Seguimiento de las cargas CA y CC.
- Control del límite de corriente de entrada de la alimentación del puerto.
- Control del inversor/cargador: apagarlo, encenderlo o ponerlo en modo solo cargador.
- También puede abrir el panel de la consola remota de Victron que le dará acceso a más parámetros.

Compatibilidad con equipos Victron:

- Todos los inversores/cargadores de Victron: Desde un dispositivo monofásico de 500 VA hasta un sistema trifásico grande de 180 kVA, incluidos Multis, Quattros y modelos de 230 V CA y de 120 V CA.
- Monitores de batería: BMV-700, BMV-702, BMV-712, SmartShunt, y más reciente Lynx Shunt VE.Can, Lynx Ion BMS.
- Todos los controladores de carga solar MPPT de Victron

Componentes necesarios:

- Sistema de baterías.
- Dispositivo GX de Victron (todos los modelos son compatibles: CCGX, Cerbo GX, Venus GX, etc.)
- Inversor/cargador Victron
- Monitor de batería Victron.
- Conexión de cable de red entre la pantalla multifuncional y el dispositivo GX (directamente o mediante router de red)
- Cable adaptador de Ethernet específico para la pantalla multifuncional (solo para algunas marcas, véase información detallada en los siguientes enlaces)

## 10.2. Pantallas multifuncionales compatibles e instrucciones

[Instrucciones para las pantallas multifuncionales Garmin](#)

[Instrucciones para las pantallas multifuncionales Navico \(Simrad, B&D, Lowrance\)](#)

[Instrucciones para Raymarine](#)

[Instrucciones para Furuno](#)

### Uso de la aplicación para otros fines

La aplicación, tal y como se ve en la pantalla multifuncional, es una aplicación HTML5, alojada en el dispositivo GX. También se puede acceder a ella desde un ordenador (o tableta) normal, dirigiéndose con el navegador a: <http://venus.local/app/>. O sustituyendo [venus.local](http://venus.local) por la dirección de IP del GX.

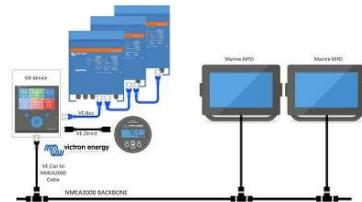
## 11. Integración de pantalla multifuncional marina mediante NMEA 2000

### 11.1. Introducción a NMEA 2000

Nuestros dispositivos GX cuentan con una función de salida NMEA 2000. Si está habilitada, el dispositivo GX actúa como un puente: hace que todos los monitores de baterías, inversores/cargadores y demás productos conectados al dispositivo GX estén disponibles en la red NMEA 2000.

Con esta función, y con un dispositivo GX conectado a una red NMEA 2000, las pantallas multifuncionales marinas pueden leer estos datos y mostrárselos al usuario. A menudo, de una forma que permite un alto nivel de configuración.

Use nuestro cable macho micro-C de VE.Can a NMEA 2000 para conectar el dispositivo GX a la red NMEA 2000.



#### Comparación con la integración de la aplicación

En comparación con la integración de una pantalla multifuncional a través de la aplicación, como se explica en el capítulo anterior, la integración mediante N2K permite una configuración más personalizada. El inconveniente de la integración mediante N2K es que esta configuración supone más trabajo y es necesario comprobar que todos los PGN y los campos de la misma son compatibles entre el sistema de Victron y la pantalla multifuncional.

#### Más información

Además de este capítulo, le recomendamos que lea la [entrada de blog de introducción](#), así como nuestro [documento principal sobre integración de pantallas multifuncionales marinas](#).

Además de este capítulo, asegúrese de leer también (1) la [entrada de blog de introducción](#), (2) nuestro [documento principal sobre integración de pantalla multifuncionales marinas](#) y (3) el capítulo sobre NMEA 2000 del manual de Victron para la pantalla multifuncional que esté usando (Navico/Simrad/Lowrance/B&G, o Raymarine, o Garmin, o Furuno)

Sí, esto es mucho leer, pero es básicamente inherente al NMEA 2000: por ejemplo, algunas de esas pantallas multifuncionales pueden mostrar los datos CA recibidos a través del cableado NMEA 2000 y otras no. Algunas requieren cambiar las instancias de datos y otras no, y así sucesivamente.

### 11.2. Dispositivos/PGN compatibles

NMEA 2000 define varios mensajes. Los mensajes se identifican mediante su número de grupo de parámetros (PGN). Puede encontrar una descripción textual del mensaje de acceso público en el sitio web de NMEA 2000 (<http://www.nmea.org/>).

Se pueden pedir por Internet especificaciones detalladas de la definición de protocolos y mensajes o de parte de las mismas en el sitio web de NMEA 2000.

NMEA 2000 se basa en la norma SAE J1939 y es compatible con la misma. Todos los mensajes de información relativos a CA están en el formato de mensaje de estado de CA definido en la norma J1939-75. Las especificaciones de estos mensajes pueden adquirirse en el sitio web de SAE (<http://www.sae.org/>).

Puede consultar una lista detallada de PGN en nuestro [libro blanco de comunicación de datos](#).

#### Inversores/cargadores

Todos los inversores/cargadores que se conecten con un puerto VE.Bus son compatibles. Esto incluye Multi, Quattro, MultiPlus-II y otros inversores/cargadores de Victron (similares).

Los datos se transmiten hacia fuera y es posible seleccionar corriente del puerto, apagar y encender el inversor/cargador, y seleccionar solo inversor o solo cargador.

La interfaz tiene dos funciones:

- La función "153 Inversor" representa la salida de CA.

- La función monitor "154 Entrada CA" representa la entrada de CA.

Los mensajes de estado del cargador serán enviados por la función inversor. Ambas funciones tienen su propia dirección de red.

Puesto que las dos funciones transmiten los mismos PGN, por ejemplo un PGN del estado de CA con datos como tensión y corriente, entre otros, los consumidores de datos de NMEA 2000 como pantallas genéricas, tendrán que ser capaces de hacer una distinción en función de la dirección de la red.

Dependiendo de la función correspondiente a esa dirección de red, será necesario interpretarlo como Entrada del inversor o Salida del inversor.

Las pantallas que no sean capaces de hacer esto, considerarán que los datos pertenecen a la red eléctrica.

De este modo, se interpreta Salida del inversor como red nº 0 y Entrada del inversor como red nº 1. Estos números de instancia predeterminados pueden cambiarse con una herramienta de configuración de red si es necesario.

También se transmite la temperatura de la batería medida por el inversor/(cargador).

Todas las comunicaciones VREG tienen que enviarse a la dirección que representa la función Inversor. La otra, entrada CA, no es compatible con solicitudes VREG: esa dirección sólo transmite información de CA relacionada con la entrada CA.

#### **Inversores**

Solo los inversores de tipo VE.Bus son compatibles: los inversores conectados con VE.Direct (todavía) no están disponibles para el bus N2K.

#### **Monitores de batería**

Compatibles. Se incluye cualquier monitor de batería compatible con un dispositivo GX.

#### **Cargadores solares**

Compatibles. Los valores de la batería, así como la tensión y la corriente de los paneles FV, se ponen a disposición de la red NMEA 2000.

#### **Datos del nivel del depósito de combustible**

Serán compatibles con la función NMEA 2000-out, pero se sigue trabajando en ello y se espera con la actualización de firmware después del verano 2020.

#### **Otros tipos de datos y de productos**

No son compatibles. Los tipos mencionados explícitamente más arriba son los únicos compatibles por ahora. Por ejemplo, los datos de un cargador (como el cargador Phoenix Smart Charger conectado a través de VE.Direct) no son compatibles y no se espera que lo sean de momento.

### 11.3. Configuración NMEA 2000

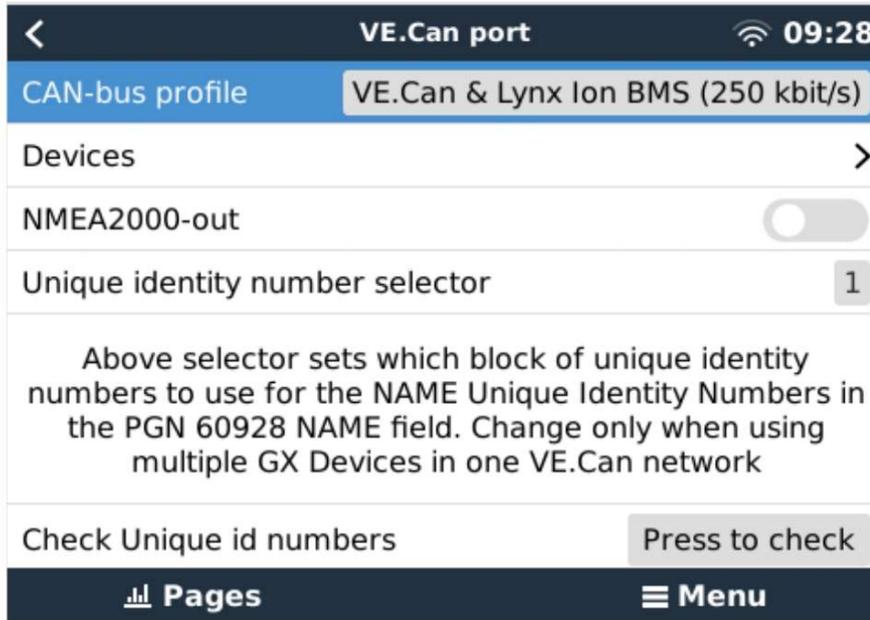


Tabla 1.

Ajuste	Valor por defecto	Descripción
Perfil CAN-bus	VE.Can	Define el tipo y la tasa de baudios de la red CAN-bus. Para usarlo junto con NMEA 2000, asegúrese de elegir uno de los perfiles que incluyen VE.Can y que está a 250 kbit/s
NMEA 2000-out	Off	Habilita y deshabilita la función de salida NMEA 2000.
Selector de número de identidad única	1	Selecciona el bloque de números a utilizar en el campo NAME de Números de Identidad Única del PGN 60928 NAME. Para el propio dispositivo GX y, cuando esté habilitada la salida NMEA 2000, también para dispositivos virtuales. Cámbielo solo cuando vaya a instalar varios dispositivos GX en la misma red VE.Can. No hay ninguna otra razón para cambiar este número. Para más información relacionada con el Número de identidad única, lea la última sección de este capítulo.
Comprobar números únicos		Busca otros dispositivos que tengan el mismo número único. Cuando se haya completado la búsqueda aparecerá como respuesta "OK" o el texto: <i>"Hay otro dispositivo conectado con este número único, seleccione otro".</i> Tenga en cuenta que no suele haber ninguna razón para usar esta función: el dispositivo GX comprueba de forma automática y continua que los números que usa son únicos y si hay algún conflicto, mostrará un aviso. Este ajuste sirve para confirmar rápidamente que todo es correcto después de cambiar el ajuste.

### 11.4. NMEA 2000: Configuración de las instancias de dispositivo

El submenú Dispositivos le da acceso a un listado que muestra todos los dispositivos detectados en la red VE.Can/NMEA 2000.

VE.CAN devices		11:04
Cerbo GX [500]	Device#	0
Hub-1 [1514]	Device#	0
MultiPlus 24/3000/70-16 [1516]	Device#	0
MultiPlus 24/3000/70-16 [1517]	Device#	0
vlink [1518]	Device#	0
BlueSolar Charger MPPT 75/50 [1523]	Device#	0
<a href="#">Help</a>		<a href="#">Edit</a>

Cada entrada muestra en primer lugar el nombre - ya sea el nombre del producto tal y como está en nuestra base de datos o, si se ha configurado, el nombre personalizado que se configuró durante la instalación.

A continuación, y entre corchetes, se muestra el Número de identidad única.

A la derecha podrá ver la Instancia de dispositivo VE.Can, que es la misma que la Instancia de dispositivo NMEA 2000.

Pulse "Enter" para editar esa Instancia de dispositivo. O pulse la tecla de flecha derecha para adentrarse un paso más en la estructura del menú hasta una página que muestra todos los datos genéricos disponibles para ese dispositivo:

BlueSolar Charger MPPT 75/50 [1523]		11:09
Model Name	BlueSolar Charger MPPT 75/50	
Custom Name		
<p>Careful, for ESS systems, as well as systems with a managed battery, the CAN-bus device instance must remain configured to 0. See GX manual for more information.</p>		
Device Instance	0	
Manufacturer	358	
Network Address	36	
Firmware Version	v1.49	
Serial Number	0001523	
Unique Identity Number	1523	
<a href="#">Pages</a>		<a href="#">Menu</a>

## 11.5. Datos técnicos de la salida NMEA 2000

### 11.5.1. Glosario de NMEA 2000

Se incluye un glosario que ayudará a interpretar el texto:

- Dispositivo virtual: un monitor de batería, un inversor u otro dispositivo de Victron que no tiene un puerto CAN-bus propio, y que está disponible "virtualmente" en el CAN-bus mediante la función de salida NMEA 2000 del dispositivo GX.
- CAN-bus: el puerto VE.Can del dispositivo GX que, en el contexto de este capítulo, probablemente esté conectado a la red NMEA 2000.
- Función de salida NMEA 2000: la función de software del dispositivo GX descrita en este capítulo.

- NMEA 2000: Protocolo de CAN-bus naval, basado en la norma J1939.
- Instancia: hay muchos tipos de instancias, que se describen detalladamente a continuación.
- J1939: Un conjunto de normas que definen un protocolo CAN-bus elaborado por la organización SAE.
- Procedimiento de reclamación de dirección (ACL): un mecanismo especificado en la norma J1939 y aplicado en NMEA 2000 que usan los dispositivos de la red para negociar y asignar a cada dispositivo de la red una dirección de red única. Es un número de 0 a 252. Hay tres direcciones especiales de red definidas:
  1. 0xFD (253) - Reservada
  2. 0xFE (254) - Dirección imposible de reclamar. Por ejemplo, cuando todas las demás están en uso
  3. 0xFF (255) - Dirección de difusión

### 11.5.2. NMEA 2000 Virtual-devices35 (Generación eléctrica)

Cuando la opción de salida NMEA 2000 está habilitada, el dispositivo GX actúa de puente: hará que todos los monitores de batería, inversores/cargadores u otros dispositivos conectados estén disponibles individualmente en el CAN-bus.

Individualmente significa que cada dispositivo tiene su propia dirección de red, su propia instancia de dispositivo y sus códigos de función, entre otros.

Por ejemplo, un dispositivo GX con dos BMV conectados en un puerto VE.Direct y un inversor/cargador conectado con un VE.Bus, hará que los siguientes datos estén disponibles en el CAN-bus:

**Tabla 2.**

Dirección	Clase	Función	Descripción
0xE1	130 (Pantalla)	120 (Pantalla)	El propio dispositivo GX
0x03	35 (Generación eléctrica)	170 (Batería)	El primer BMV
0xE4	35 (Generación eléctrica)	170 (Batería)	El segundo BMV
0xD3	35 (Generación eléctrica)	153	El inversor/cargador (salida CA)
0xD6	35 (Generación eléctrica)	154	El inversor/cargador (entrada CA)

### 11.5.3. Clases y funciones NMEA 2000

Según las especificaciones de NMEA 2000, estas definen los tipos de transmisores y de dispositivos conectados al CAN-bus. Las clases son las categorías principales y las funciones los describen más detalladamente.

### 11.5.4. Instancias NMEA 2000

NMEA 2000 define tres instancias diferentes:

1. Instancia de datos
2. Instancia del dispositivo
3. Instancia del sistema

Todos los monitores de batería y los otros dispositivos que el dispositivo GX hace que estén disponibles en el CAN-bus tienen los tres tipos de instancia indicados, que se pueden configurar individualmente.

Por cada dispositivo virtual hay una instancia de dispositivo y una instancia de sistema. Y dependiendo del tipo de dispositivo virtual hay una o varias instancias de datos.

Por ejemplo, un BMV-712 tiene dos instancias de datos: una "instancia CC" para la batería principal y otra para la tensión de la batería de arranque.

La forma de cambiar y usar las instancias depende del equipo y del software que se use para leerlas a partir del CAN-bus. Algunos ejemplos del equipo y del software a los que se hace referencia aquí son las pantallas multifuncionales como las de Garmin, Raymarine o Navico; así como soluciones más orientadas a software de Maretron, por ejemplo.

Casi todas, e idealmente todas, estas soluciones identifican parámetros y productos solicitando instancias de dispositivo únicas o usando los números de identidad únicos del PGN 60928 NAME. No se apoyan en instancias de datos únicas.

Las especificaciones de NMEA 2000 indican lo siguiente: "Las instancias de datos serán únicas en los mismos PGN transmitidos por un dispositivo. Las instancias de datos no serán únicas globalmente en la red. La programabilidad en campo se implementará mediante el uso de PGN 126208, Write Fields Group Function".

En otras palabras, las instancias de datos han de ser únicas tan solo dentro de un mismo dispositivo. No es necesario que sean únicas a nivel global. La única excepción es la "Instancia de motor" que, al menos por ahora, para adaptarse a dispositivos antiguos, ha de ser única a nivel global (p. ej.: babor = 0, estribor = 1). Por ejemplo, algunos de nuestros monitores de batería BMV pueden medir dos tensiones, una de la batería principal y otra de la batería de arranque, y aquí es donde se usan las instancias de datos. Algo similar ocurre con los cargadores de baterías con varias salidas. Tenga en cuenta que no es necesario que el instalador cambie esas instancias de datos, ya que estos productos están preconfigurados para transmitir los PGN relevantes con instancias de datos únicas (instancia de batería e instancia detallada CC, en este caso).

**ADVERTENCIA:** aunque es posible cambiar las instancias de datos, hacerlo en un dispositivo de Victron impedirá que otros dispositivos de Victron puedan leer ese dispositivo correctamente.

**Nota sobre las instancias de dispositivo:** es necesario asignar una instancia de dispositivo única a cada dispositivo del CAN-bus. No supone ningún problema que un monitor de batería y un cargador solar estén configurados los dos con la instancia de dispositivo 0 (la que tienen predeterminada). Cuando se tienen varios monitores de baterías o cargadores solares, tampoco es siempre necesario asignar a cada uno una instancia de dispositivo única. Si fuera necesario, solo hace falta que sean únicos para los dispositivos que tienen la misma Función.

Tenga en cuenta también que al cambiar la instancia de dispositivo de un dispositivo Victron se puede alterar su funcionamiento. Véase a continuación.

#### Instancia del sistema

Según las especificaciones de NMEA 2000, esta instancia es un campo de 4 bits con un rango válido de 0 a 15 que indica la presencia de dispositivos en segmentos adicionales de red, redes redundantes o paralelas, o subredes.

El campo de instancia de sistema puede usarse para facilitar varias redes NMEA 2000 en estas plataformas marinas más grandes. Los dispositivos NMEA 2000 detrás de un puente, un router o una pasarela, o que formen parte de algún segmento de red, podrían indicar esto por el uso y la aplicación del campo de instancia de sistema.

#### Instancia ECU e Instancia de función

En algunos documentos y herramientas de software se usa una terminología diferente:

- Instancia ECU
- Instancia de función
- Instancia de dispositivo inferior
- Instancia de dispositivo superior

Los términos *Instancia ECU* e *Instancia de función* se originan en las normas SAE J1939 e ISO 11783-5. Y no aparecen en la definición de NMEA 2000. No obstante, todas se refieren a los mismos campos de los mismos mensajes de CAN-bus que NMEA 2000 define como *Instancia de dispositivo*.

En particular, el campo que J1939 define como Instancia ECU en la norma NMEA 2000 recibe el nombre de *Instancia de dispositivo inferior*. La instancia de función recibe el nombre de *Instancia de dispositivo superior*. Y juntas conforman la *Instancia de dispositivo*, una definición de NMEA 2000.

Aunque usen términos diferentes, se trata de los mismos campos en las dos normas. La Instancia de dispositivo inferior tiene 3 bits de longitud y la Instancia de dispositivo superior 5, en total suman 8 bits, que equivalen al byte correspondiente a la Instancia de dispositivo NMEA 2000.

#### Instancia única

La *Instancia única* es otro término más para describir casi la misma información. La usa Maretron y se puede ver en su software habilitando la columna correspondiente. El propio software de Maretron elige entre Instancia de dispositivo e Instancia de datos.

### 11.5.5. Cambios de Instancias NMEA 2000

#### Instancia de datos

Aunque recomendamos no cambiar las instancias de datos (véase la explicación y el AVISO más arriba), es posible cambiarlas.

No hay opción para cambiarlas dentro del sistema operativo Venus OS - se necesita una herramienta de terceros, y la única que sepamos que lo hace es el lector de NMEA 2000 Actisense.

Para cambiar las instancias de datos, consulte [este documento](#).

#### Instancia del dispositivo

Para cambiar las instancias del dispositivo, véase [este documento](#).

**ADVERTENCIA:** estas funciones (Victron) dependen de la Instancia del dispositivo:

1. Para un sistema ESS con cargadores solares conectados en una red VE.Can, estos cargadores solares deben permanecer para configurarse en su Instancia de dispositivo por defecto (0) para un correcto funcionamiento. Esto no se aplica a los cargadores solares conectados a VE.Direct disponibles en el CAN-bus como un dispositivo virtual, mediante la función de

salida NMEA 2000. A menos que la instancia del dispositivo del dispositivo GX vuelva a configurarse a otra Instancia de dispositivo. Lo que es técnicamente posible pero no es recomendable y nunca es necesario. Pero en esa situación, los cargadores deben configurarse en la misma instancia que el dispositivo GX.

2. Para sistemas con baterías gestionadas es lo mismo.
3. Para los dos cargadores solares, así como para los cargadores de baterías conectados CA, cuando se conectan a una red VE.Can, sincronizarán su funcionamiento. Estado de carga y similares. Para que esta función funcione, todos los cargadores deben estar configurados en la misma instancia de dispositivo.

En resumen, para la mayoría de los sistemas recomendamos dejar la Instancia de dispositivo en su valor predeterminado, 0.

### 11.5.6. Números de identidad únicos PGN 60928 NAME

El dispositivo GX asignará un número de identidad único a cada dispositivo virtual. El número asignado es una función del bloque de Números de identidad únicos PGN 60928 NAME también llamado Número de dispositivo único para VE.Can como se ve en la captura de pantalla anterior, según la configuración del dispositivo GX.

Esta tabla muestra cómo se traduce el cambio de este ajuste en los dispositivos virtuales disponibles en el CAN-bus:

Tabla 3.

Bloque de Identidad única configurado:	1	2	3	4
Dispositivo GX	500	1000	1500	2000
Primer dispositivo virtual (por ejemplo, un BMV)	501	1001	1501	2001
Segundo dispositivo virtual (por ejemplo, otro BMV)	502	1002	1502	2002
Tercer dispositivo virtual (por ejemplo, un tercer BMV)	503	1003	1503	2003

## 12. Códigos de error

### Distintos orígenes de los códigos de error

Algunos de los códigos de error mostrados en su dispositivo GX serán del propio dispositivo GX. En ese caso consulte la siguiente lista. Pero al tratarse del panel del control del sistema, también mostrará códigos de error de los dispositivos conectados.

- Inversores/cargadores Multi y Quattro: [Códigos de error VE.Bus](#)
- Cargadores solares MPPT: [Códigos de error del cargador solar MPPT](#)

### Error nº 42 del GX - Almacenamiento dañado

Este error significa que la memoria flash del interior del dispositivo GX está dañada.

Es necesario llevar el dispositivo a reparar o que lo sustituyan. No es posible solucionar este problema sobre el terreno o con una actualización de firmware.

La memoria flash afectada es la partición que aloja todos los ajustes del usuario y los datos de fábrica, como números de serie y códigos Wi-Fi.

### Error nº 47 del GX - Problema con la partición de datos

Lo más probable es que el almacenamiento interno del dispositivo GX esté roto, lo que hace que pierda su configuración.

Póngase en contacto con su distribuidor o instalador; véase [www.victronenergy.com/support](http://www.victronenergy.com/support)

### Error nº 48 del GX - DVCC con firmware incompatible

Este error aparece cuando la opción DVCC está habilitada pero no todos los dispositivos del sistema están actualizados con un firmware suficientemente reciente. Puede encontrar más información sobre DVCC y las versiones de firmware mínimas necesarias en el capítulo 4 de este manual.

### Nota para sistemas con BYD, sistemas de energía MG y baterías Victron Lynx Ion BMS:

Desde que se lanzó Venus OS v2.40 en diciembre de 2019, la opción DVCC se activa automáticamente si el sistema detecta que se ha conectado alguno de los tipos de batería o BMS compatibles. En los sistemas que necesiten que los fabricantes de la batería habiliten DVCC, ya no es posible apagarlo.

Esto supone un problema para sistemas creados y puestos en marcha hace mucho tiempo, antes de que DVCC estuviera disponible, y puede que no tengan los otros componentes o el firmware necesarios para trabajar correctamente con él habilitado.

Para solucionarlo:

1. Deshabilite las actualizaciones automáticas; Configuración → Firmware → Actualizaciones desde Internet.
2. Retroceda a la versión v2.33 y vaya a Configuración → Firmware → Firmware almacenado
3. Compruebe que DVCC vuelve a estar deshabilitado.

Pregunte a su instalador si el sistema de batería se maneja con un control de dos cables (un sistema de control anterior a DVCC) o no:

Si no hay cables de carga (y descarga) entre BMS, inversores/cargadores y controladores de carga, entonces se necesita DVCC para las marcas de baterías mencionadas, y esto también tiene ciertos requisitos mínimos de firmware para los inversores/cargadores y los controladores de carga solar conectados.

Las novedades desde Venus OS v2.40 son que: (a) habilita automáticamente DVCC cuando detecta los tipos de baterías mencionados y (b) cuando DVCC está habilitado, comprueba que los dispositivos conectados tengan las versiones de firmware correctas y muestra el error nº 48 si el firmware de alguno de los dispositivos conectados es demasiado antiguo.

### Error nº 49 del GX - Contador de red eléctrica no encontrado

Este aviso se emite en un sistema ESS cuando este ha sido configurado para que la medición de red eléctrica se haga mediante un contador externo, pero no hay ningún contador presente. Alerta a los instaladores y a los usuarios finales de que el sistema no está configurado correctamente o de que no puede funcionar correctamente porque no se comunica con el contador de red eléctrica.

## 13. Preguntas Más Frecuentes

### 13.1. Color Control GX Preguntas Más Frecuentes

#### P1: No puedo apagar o encender el sistema Multi o Quattro.

Para solucionar el problema, primero averigüe cómo está conectado el sistema y después siga las siguientes instrucciones paso a paso. Hay dos formas de conectar un sistema Multi/Quattro a un Color Control GX. En la mayoría de los sistemas, se conectarán directamente al puerto VE.Bus de la parte posterior del CCGX. En otros, se conectan al Color Control GX con una interfaz VE.Bus a VE.Can.

#### Instrucciones paso a paso cuando se conecta al puerto VE.Bus del CCGX

1. Actualice el Color Control a la versión más reciente. Puede ver nuestras entradas de blog en el <https://www.victronenergy.com/blog/category/firmware-software/>.
2. ¿Tiene un Digital Multi Control o un VE.Bus BMS en el sistema? En ese caso, es normal que el on/off esté deshabilitado. Puede ver también las notas relativas a VE.Bus en el [manual de CCGX](#).
3. En caso de que haya tenido un Digital Multi Control o un VE.Bus BMS conectado a su sistema, el Color Control lo recuerda, e incluso si esos dispositivos ya se han retirado, el interruptor on/off seguirá estando deshabilitado. Para limpiar la memoria, ejecute la opción Volver a detectar el sistema, que se encuentra en la sección Multi o Quattro del Color Control GX menú.
4. En sistemas en paralelo o trifásicos formados por más de 5 unidades: en función de la temperatura y de otras circunstancias, puede que no sea posible volver a encender un sistema tras apagarlo con el CCGX. Para solucionarlo tendrá que desenchufar el cable VE.Bus de la parte posterior del CCGX. Y volverlo a enchufar tras iniciar el sistema VE.Bus. La verdadera solución es instalar la "mochila CCGX para sistemas VE.Bus grandes", código de referencia BPP900300100. Para más información, puede leer sus [instrucciones de conexión](#).

#### Instrucciones paso a paso cuando se conecta a CCGX mediante el puerto VE.Can.

1. Actualice el Color Control a la versión más reciente. Puede ver nuestras entradas de blog en la categoría de firmware.
2. Actualice la interfaz VE.Bus a VE.Can a la última versión. Para ello, lo más sencillo es usar la Actualización de firmware a distancia, en ese caso no es necesario disponer del CANUSB.
3. ¿Tiene un Digital Multi Control o un VE.Bus BMS en el sistema? En ese caso, es normal que el on/off esté deshabilitado. Puede ver también las notas relativas a VE.Bus en el [manual de CCGX](#).
4. En caso de que haya tenido un Digital Multi Control o un VE.Bus BMS conectado a su sistema, la interfaz Canbus lo recuerda. Por lo tanto, incluso si esos dispositivos ya se han retirado, el interruptor on/off seguirá estando deshabilitado. Lamentablemente, no puede limpiar esta memoria usted mismo, póngase en contacto con nosotros para que le ayudemos.

### 13.2. P2: ¿Necesito un BMV para ver el estado de carga correcto?

Se ha movido [aquí](#).

### 13.3. P3: No tengo Internet, ¿dónde puedo insertar una tarjeta SIM?

El dispositivo GX no dispone de módem 3G, de modo que no hay ranura para una tarjeta SIM. Puede comprar un router 3G con puertos Ethernet en alguna tienda cercana. Puede encontrar más información en el siguiente enlace a una entrada de blog y en especial en la sección de comentarios, puesto que los usuarios van probando diferentes equipos:

<https://www.victronenergy.com/blog/2014/03/09/off-grid-color-control-gx-to-vm-portal-connectivity/>

Tenga en cuenta que no se puede usar un VGR2 o un VER para esto. Tampoco será posible próximamente.

### 13.4. P4: ¿Puedo conectar un dispositivo GX y un VGR2/VER a un Multi/Inversor/Quattro?

No. Por otro lado, en lugar de esta combinación, le recomendamos que use el Color Control GX y añada un router 3G u otro router móvil similar. Véase [Conectividad a Internet](#) [13].

### 13.5. P5: ¿Puedo conectar varios Color Control a un Multi/Inversor/Quattro?

No.

### 13.6. P6: Veo lecturas de potencia o de corriente (amperios) incorrectas en mi CCGX

Por ejemplo:

- Sé que una carga está extrayendo 40 W del Multi, pero el CCGX muestra 10 W o incluso 0 W.
- Veo que el Multi está suministrando 2000 W a una carga, estando en modo inversor, pero de la batería solo se están sacando 1850 W. ¿De dónde vienen esos 150 W?

La respuesta general es que los Multi y Quattro no son instrumentos de medición, sino inversores/cargadores, y las mediciones mostradas son la mejor aproximación posible.

Pero entrando en más detalle, hay varias causas que pueden explicar la falta de precisión en las mediciones:

1. Parte de la potencia que el inversor toma de la batería puede perderse en el inversor en forma de calor, es decir, pérdida de eficiencia.
2. El Multi realmente no mide la energía que se saca de la batería. Mide la corriente en la salida del inversor y con ese dato hace una estimación de la energía que se extrae de la batería.
3. Vatios frente a VA: en función de la versión de firmware del Multi/Quattro y también de la versión de firmware de CCGX, las mediciones se verán en VA (resultado de calcular tensión CA \* corriente CA) o en vatios. Para ver vatios en el CCGX, actualice su CCGX a la última versión (v1.21 o posterior). Compruebe también que la versión de firmware de su Multi acepta lecturas en vatios. Las versiones mínimas son xxxx154, xxxx205 y xxxx300.
4. Los Multi o Quattro conectados al CCGX mediante una interfaz VE.Bus a VE.Can siempre darán VA, no vatios (por ahora).
5. Si se carga un asistente de sensor de corriente en un Multi/Quattro, pero no se conecta ningún sensor, dará valores incorrectos de potencia/kWh.
6. Si se carga un asistente de sensor de corriente en un Multi/Quattro, asegúrese de que la posición es la correcta y de que la escala coincide con los interruptores DIP del propio sensor.
7. El asistente de sensor de corriente mide y da las lecturas en VA, no vatios.

Notas para sistemas con varias unidades en paralelo:

1. CCGX Las versiones anteriores a v1.20 usan la potencia y la corriente indicadas por el maestro de una fase y las multiplican por el número de dispositivos de esa fase. Desde la versión v1.20 se suman los valores de todos los dispositivos por fase, de modo que debería ser más preciso.
2. Se detectó un fallo en el firmware del Multi cuando operaba en paralelo. Ccgx v1.21 lo soluciona volviendo al comportamiento original cuando ve una versión de firmware afectada. Para que las lecturas sean mejores, los Multi deben estar actualizados. El fallo se ha arreglado en las versiones de firmware VE.Bus xxxx159, xxxx209 y xxxx306. Ese firmware salió el 17 de febrero de 2015.
3. Las versiones de firmware de Multi posteriores a 26xx207/xxxx300 también pueden congelar los valores de Potencia en un momento determinado.

Consejos para evitar problemas de medición:

1. No conecte VEConfigure mientras el CCGX esté conectado
2. VE.Bus no es un sistema 100 % plug and play: si desconecta el CCGX de un Multi, y lo conecta rápidamente a otro, pueden aparecer valores erróneos. Para asegurarse de que esto no ocurre, use la opción de "Volver a detectar el sistema" del menú del Multi/Quattro en el CCGX.

### 13.7. P7: Hay una opción del menú llamada "Multi" en vez de tener el nombre del producto VE.Bus

Un sistema VE.Bus puede apagarse por completo, incluida su comunicación. Si apaga un sistema VE.Bus y luego reinicia el CCGX, el CCGX no puede obtener el nombre detallado del producto y mostrará "Multi" en su lugar.

Para obtener el nombre correcto de nuevo, vaya al menú Multi del CCGX y ponga la opción del menú Interruptor en On o, en caso de que haya un Digital Multi Control, ponga el interruptor físico en On. Tenga en cuenta que si hay un BMS, el procedimiento mencionado solo funciona cuando está dentro de las tensiones de trabajo de la batería.

### **13.8. P8: En el menú aparece "Multi" aunque no hay ningún inversor, Multi o Quattro conectado.**

Si un CCGX ha visto alguna vez un VE.Bus BMS o un Digital Multi Control (DMC), los recordará hasta que se pulse la opción de "Volver a detectar el sistema" del menú del CCGX. Transcurrido un minuto, reinicie el CCGX: Configuración → General → Reinicio.

### **13.9. P9: Cuando escribo la dirección de IP del Color Control en el navegador aparece una página web con el nombre Hiawatha.**

Nuestro plan es disponer de al menos un sitio web en el que pueda cambiar la configuración y ver el estado en cada momento. Si todo sale como queremos, podría llegar a ser una versión completamente operativa del portal de Internet VRM que funcione localmente en el Color Control GX. Esto permitiría a las personas sin conexión a Internet o con una conexión intermitente disponer de las mismas características y funciones.

### **13.10. P10: Tengo varios cargadores solares MPPT 150/70 funcionando en paralelo. ¿Desde cuál puedo ver el estado del relé en el menú del CCGX?**

Desde cualquiera.

### **13.11. P11: ¿Cuánto tiempo debe tardar una actualización automática?**

La descarga suele ser de 90 Mb. Tras la descarga, se instalarán los archivos, lo que puede llevar hasta 5 minutos.

### **13.12. P12: Tengo un VGR con IO Extender ¿cómo puedo sustituirlo por un Color Control GX?**

Aún no es posible sustituir la función IO Extender.

### **13.13. P13: ¿Puedo usar VEConfigure remoto, como hacía con el VGR2?**

Si, consulte el manual de configuración de VE Power

### **13.14. P14: El panel Blue Power podía encenderse a través de la red VE.Net ¿puedo hacer lo mismo con un Color Control GX?**

No, un Color Control GX siempre tiene que encenderse de forma independiente.

### **13.15. P15: ¿Qué tipo de red usa el Color Control GX (puertos TCP y UDP)?**

Información básica:

- El Color Control GX necesita una dirección de IP válida de un servidor DHCP con una pasarela y un servidor DNS operativos o una configuración de IP estática.
- Puerto DNS 53 UDP y TCP
- NTP (sincronización de tiempo) puerto 123 UDP

Portal VRM:

- Los datos se envían al portal VRM mediante peticiones HTTP POST y GET a <http://ccgxlogging.victronenergy.com> en el puerto 80. Los datos sensibles se envían con HTTPS del puerto 443 al mismo host.

Actualizaciones de firmware:

- El CCGX se conecta a <http://updates.victronenergy.com/> en el puerto 443.

Asistencia remota (deshabilitada por defecto):

- Cuando está habilitada, se mantiene una conexión SSH de salida con [supporthost.victronenergy.com](http://supporthost.victronenergy.com). El CCGX intentará conectarse a los puertos 22, 80 y 443 y mantendrá el primero que funcione.
- Al habilitar la Asistencia remota, también se habilita el daemon `sshd`, que escucha solicitudes entrantes SSH en el puerto 22. Véase la siguiente entrada de Preguntas frecuentes para más información sobre la función de Asistencia remota.

Comunicación bidireccional (actualizaciones de VEConfig y Firmware a distancia):

- Anterior a v2.20: Usa HTTPS (puerto 443) a los servidores Pubnub
- v2.20 y posterior: se conecta a mqtt-rpc.victronenergy.com en el puerto 443

MQTT (deshabilitado por defecto):

- Cuando está habilitado, se inicia un broker MQTT local que acepta conexiones TCP en el puerto 1883. El CCGX también intentará conectarse al servidor de la nube MQTT de Victron (mqtt.victronenergy.com) con SSL en el puerto 8883.

Consola remota en VRM (deshabilitada por defecto):

- La consola remota de VRM usa el mismo túnel SSH inverso que se emplea en la Asistencia remota: conexión de salida a supporthost.victronenergy.com en el puerto 22, 80 o 443. No es necesario enrutamiento de puertos para usar la Consola remota en VRM. Tenga en cuenta que supporthosts.victronenergy.com se determina en distintas direcciones de IP: 84.22.108.49 y 84.22.107.120.
- Aquí puede ver cómo resolver problemas en la consola remota de VRM.

Consola remota en LAN (deshabilitada por defecto):

- La Consola remota en LAN necesita el puerto 80 (pequeño sitio web alojado en el servidor web local hiawatha en CCGX). Y también necesita el puerto 81, que es el puerto de escucha para el túnel Web Socket a VNC.

Modbus-TCP (deshabilitado por defecto):

- El servidor Modbus-TCP utiliza el puerto 502

### 13.16. P16: ¿Cuál es la función del elemento del menú Asistencia remota (SSH), del menú Ethernet?

Cuando se habilita, el Color Control, abre una conexión SSH a nuestro servidor seguro, con un túnel inverso de vuelta al Color Control. Mediante este túnel, los ingenieros de Victron pueden entrar en su Color Control GX y realizar tareas de asistencia a distancia. Esto funciona cuando el Color Control GX está instalado con conexión a Internet. La conexión funcionará incluso si se instala detrás de un cortafuegos. La conexión SSH será de salida a los puertos 80, 22 ó 443 en supporthost.victronenergy.com. La función de asistencia remota está deshabilitada por defecto.

### 13.17. P17: No veo la asistencia a productos VE.Net en la lista ¿aún está disponible?

No.

### 13.18. P18: ¿Cuántos datos usa el Color Control GX?

El uso de datos depende en gran medida de la cantidad de productos conectados y del comportamiento y el uso de los mismos. Los valores indicados a continuación son solo orientativos. Se han tomado de un sistema con un CCGX, un Multi, un BMV y un MPPT. Intervalo de registro fijado en 15 minutos. Si tiene un plan de datos caro, tome medidas de seguridad.

Consumo de datos mensual:

- Registro VRM: 15 Mb descarga, 45 Mb carga
- Asistencia remota 22 Mb descarga, 40 Mb carga
- Comprobación de actualizaciones: 8 Mb descarga, 0,3 Mb carga (sin incluir la propia actualización)
- Comunicación bidireccional: 26 Mb descarga, 48 Mb carga

La cantidad de Mb mencionada no incluye la descarga de una actualización de firmware de un Color Control. Las actualizaciones de firmware de 60 Mb no son frecuentes.

### 13.19. P19: ¿Cuántos sensores de corriente CA puedo conectar en un sistema VE.Bus?

Actualmente el máximo es de 9 sensores (desde Color Control GX v1.31). Tenga en cuenta que cada uno debe configurarse por separado con un asistente en el Multi o Quattro al que esté conectado.

### 13.20. P20: Problemas con un Multi que no arranca cuando se conecta un CCGX / Precaución al encender el CCGX desde la terminal AC-out de un Multi, Quattro o inversor VE.Bus.

Compruebe que el dispositivo GX y el MultiPlus tienen la última versión de firmware.

Si alimenta el CCGX desde un adaptador de CA conectado al puerto AC-out de cualquier producto VE.Bus (inversor, Multi o Quattro), se producirá un bloqueo después de que los productos VE.Bus se apaguen por cualquier razón (algún fallo operativo o un arranque autógono). Los dispositivos VE.Bus no se encenderán hasta que el CCGX tenga alimentación, pero el CCGX no se encenderá hasta que tenga alimentación. Puede encontrar más información sobre esto en las Preguntas frecuentes.

Este bloqueo puede solucionarse desenchufando brevemente el cable VE.Bus del CCGX y en ese momento los productos VE.Bus empezarán a encenderse inmediatamente.

Hay dos formas de evitar que se produzca este bloqueo:

- Alimentar el CCGX desde la batería o
- cortar el pin 7 del cable VE.Bus conectado al CCGX

Cortar o retirar el pin 7 del cable VE.Bus al CCGX (marrón/blanco según el código de colores del cable RJ45 estándar de Ethernet) permite que los productos VE.Bus se enciendan sin esperar a que el CCGX arranque primero.

Tenga en cuenta que si se usa una batería Redflow ZBM2/ZCell, el pin 7 debe cortarse incluso si el CCGX tiene alimentación CC, para evitar el mismo bloqueo en los momentos en que el grupo de baterías Redflow tenga un estado de carga del 0 %.



El inconveniente de cortar el pin 7 es que apagar el dispositivo VE.Bus será menos eficaz: aunque dejará de cargar e invertir, seguirá en modo reposo y por lo tanto extraerá más corriente de la batería que si se hubiera dejado el pin 7. Normalmente, esto solo es relevante en sistemas marino o de automoción, en los que es habitual apagar el dispositivo VE.Bus regularmente. En estos sistemas, le recomendamos que no corte el pin 7 y que simplemente alimente el CCGX desde la batería.

### 13.21. P21: Me encanta Linux, la programación, Victron y el CCGX. ¿Puedo hacer más cosas?

Claro que sí. Queremos publicar todo el código en código abierto, pero aún no está preparado. Lo que podemos ofrecerle ahora es que muchas partes del software están en Script u otros lenguajes no precompilados, como Python y QML, por lo que puede obtenerlas en su Color Control GX y modificarlas con facilidad. Puede obtener la contraseña raíz y más información [aquí](#).

### 13.22. P22: ¿Cómo puedo cambiar el logotipo?

Escriba la siguiente dirección en el navegador de Internet de un dispositivo conectado a la misma red, con esta dirección como plantilla: [http://\[ip-here\]/logo.php](http://[ip-here]/logo.php) (introduzca la dirección de IP de su dispositivo en los corchetes). La dirección de IP puede encontrarse en Configuración; Ethernet o Wi-Fi. Una vez que la página se ha descargado, Elija una imagen de su dispositivo. Reinicie el [dispositivo GX](#).

### 13.23. P23: El Multi se reinicia todo el tiempo (cada 10 segundos)

Compruebe la conexión del interruptor remoto en el PCB del Multi control. Debería haber un puente entre el terminal izquierdo y el del centro. El CCGX enciende una línea que habilita la alimentación del panel de control del Multi. Trascurridos 10 segundos esta línea se libera y el Multi toma el cargo. Cuando el interruptor remoto no está conectado, el Multi no puede ocuparse de su propio suministro. El CCGX volverá a intentarlo, el Multi arrancará y tras 10 segundos se parará, y así sucesivamente.

### 13.24. P24: ¿Qué significa el error nº 42?

Si el dispositivo GX muestra el error nº 42 significa Fallo de hardware. En ese caso, la memoria flash del dispositivo está dañada. Como resultado, los ajustes no se guardarán (al reiniciarse volverá a la configuración predeterminada) y surgirán otros problemas.

Este error no se puede solucionar en el campo ni lo pueden arreglar los departamentos de reparaciones. Póngase en contacto con su distribuidor para una sustitución.

Este error no se ha observado en las versiones de firmware anteriores a v2.30. Desde la v2.30 se puede ver en el propio dispositivo (en la interfaz gráfica del usuario) y en el portal VRM.

### 13.25. Nota sobre Licencia Pública General

Este producto contiene software protegido y con licencia de conformidad con la Licencia Pública General. Puede solicitar el código fuente correspondiente durante un periodo de tres años desde el último envío de este producto.

## 14. Más información

- GX - Arranque/parada automática del generador
- GX - Uso de generadores Fischer Panda
- Módem celular GX - GSM
- Portal VRM - Actualizaciones de firmware y VEConfigure a distancia
- Portal VRM - Documentación y resolución de problemas

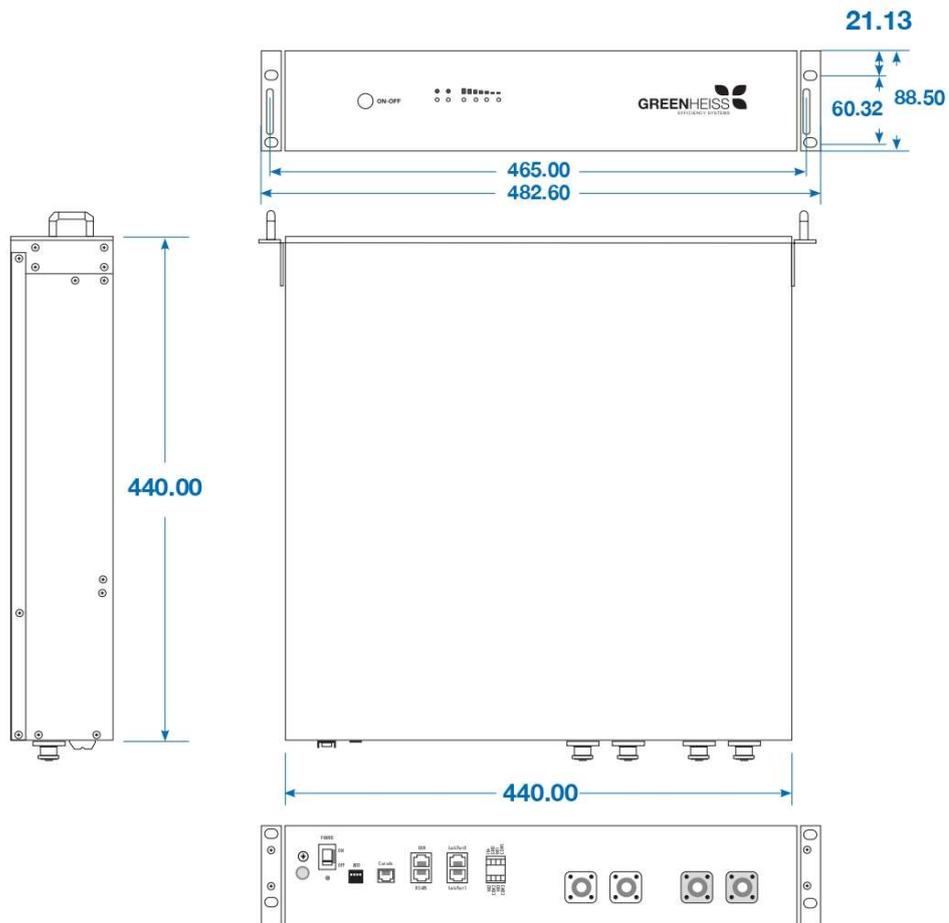
Batería Litio GreenHeiss 2.4 Iron



**GH-LI 2.4 IRON**  
Batería de Litio-Ferrofosfato  
Manual de uso



### 3.2 Dimensiones de la batería

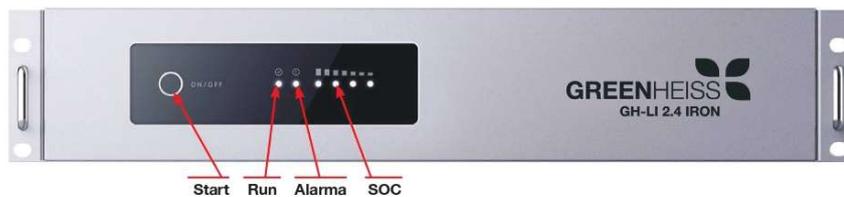


### 3.3 Especificaciones técnicas

Parámetros básicos	GREENHEISS GH-LI 2.4 IRON
Tensión nominal (V)	48
Capacidad nominal (Wh)	2400
Capacidad utilizable (Wh)	2200
Dimensiones (mm)	440x440x88,5
Peso (kg)	24
Tensión de descarga (V)	45 ~ 53,5
Tensión de carga (V)	52,5 ~ 53,5
Corriente de carga/descarga recomendada (A)	25
Corriente de carga/descarga máx. (A)	50
Pico de corriente de carga/descarga (A)	100 A en 15 seg
Comunicación	RS232, RS485, CAN
Configuración (nº máx. de baterías)	8 uds. (para mayor acumulación, consultar)
Rango de temperatura de trabajo	0°C~50°C Carga -10°C~50°C Descarga
Rango de temperatura en almacenamiento	-20°C~60°C
Certificación	TÜV / CE / UN38.3
Vida útil del diseño	Más de 10 años (25°C/77°C)
Ciclo de vida	>4.500 25°C

### 3.4 Descripción de los paneles frontal y trasero

#### PANEL FRONTAL



#### Start - Botón de inicio

Después de pulsar el Interruptor de encendido (panel trasero), pulse el botón de inicio durante 3 s para encender la batería (si está en reposo) o para poner la batería en modo de reposo (si está encendida).



**RUN**

Led de encendido: indica que la batería está funcionando. Se ilumina de manera prolongada durante la carga y parpadea durante la descarga.

**Alarma**

El led de Alarma parpadea cuando se produce una alarma y se enciende de manera permanente si el equipo falla o entra en estado de protección.

**SOC**

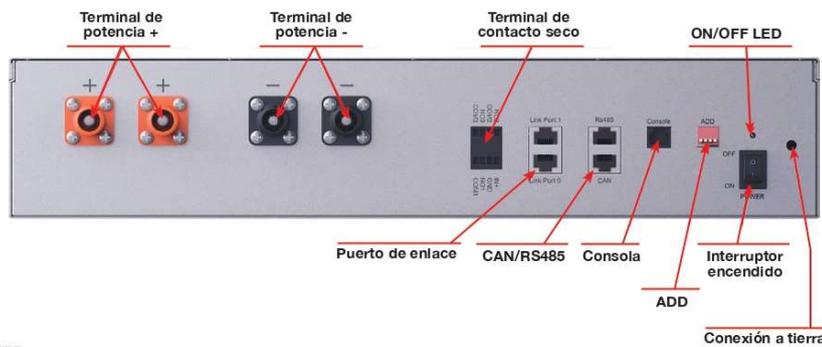
Indicador del estado de la carga eléctrica de la batería. Consiste en 4 leds que muestran la capacidad de la batería (cada led corresponde a un 25% de la capacidad)

**Indicadores LED**

Modo	RUN	Alarma	1	2	3	4
Apagado	-	-	-	-	-	-
Encendido	●	●	●	●	●	●
Reposo/Normal	●	-	-	-	-	-
Carga	●	-	Muestra el estado de carga (SOC); parpadeo del último LED encendido ON 0,5 s; OFF 0,5 s			
Descarga	●	-	Muestra el estado de carga			
Alarma	ALR: ●; El resto de LEDs no varían su estado anterior.					
Error de sistema/Protección	-	●	-	-	-	-

● / ● Encendido    ● Parpadea, ON: 0,3 s; OFF: 3,7 s    ● / ● Parpadea, ON: 0,5 s; OFF: 1,5 s

**PANEL TRASERO**



**POWER**

Interruptor para encender el sistema BMS de la batería en modo reposo.

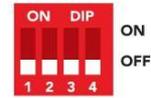
**LED ON/OFF**

LED que indica que el dispositivo está encendido y que tiene electricidad.



**Interruptores ADD**

Conjunto de cuatro micro-interruptores utilizado para poder comunicar la/s batería/s del sistema con el inversor. La posición inferior es OFF y significa "0". La posición superior es ON y significa "1".



- El primer micro-interruptor define la velocidad de transmisión. El valor 0 (OFF) corresponde a 115200 baudios; el valor 1 (ON) corresponde a 9600 baudios.
- Los otros tres micro-interruptores definen la dirección del grupo de baterías.

Un grupo de baterías puede estar compuesto hasta de 8 baterías. Una batería actuará de 'master' (principal) y las otras 7 como esclavas.

IMPORTANTE: Cuando la conexión con el inversor se hace a través del puerto CAN, la configuración correcta del ADD para que las baterías comuniquen entre ellas y con el inversor debe ser 0000 en todas ellas.

NOTA: Se debe reiniciar la batería para que se actualice la configuración

**Consola**

Terminal de comunicación de consola (puerto RJ11): Este terminal es de uso exclusivo para depuración o reparación por parte del fabricante.

**CAN**

Terminal de comunicación de CAN (puerto RJ45): se usa para comunicar el grupo de baterías con el inversor y permitirle obtener información sobre el estado de éste. Únicamente se conectará la batería principal al inversor.

**RS485**

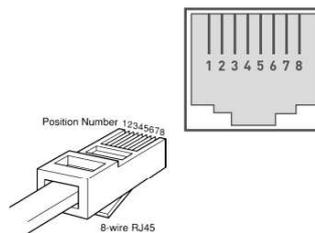
Terminal de comunicación de R485 (puerto RJ45): puerto de comunicaciones para obtener información sobre el estado de las baterías.

**Puerto de enlace 0, 1**

Terminal de comunicaciones (puerto RJ45): Se usa para la comunicación entre sí de las baterías que forman el grupo/banco de baterías. En caso de tener que utilizar cables distintos a los cables incluidos con la batería, tener en cuenta la configuración correcta de cada puerto.

**Configuración de los cables con puerto RJ45**

N.º	PIN RS485	PIN CAN
1	--	--
2	--	GND
3	--	--
4	--	CANH
5	--	CANL
6	GND	--
7	RS485A	--
8	RS485B	--



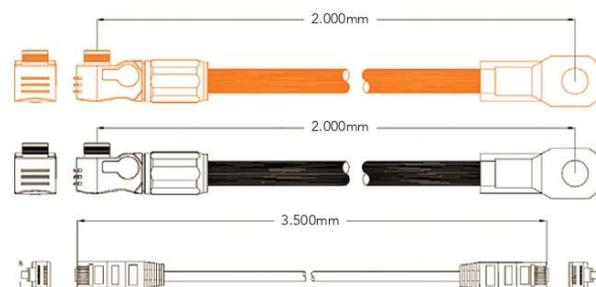
## 4. Instalación y conexión de las baterías

### 4.1 Contenido del embalaje

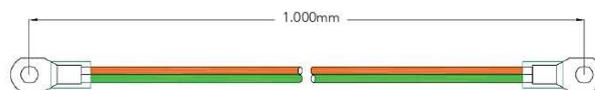
Desembale el producto y revise el contenido. El embalaje debe contener, además de la batería, los siguientes componentes:

#### 1) Cableado para la conexión con el inversor

Dos cables de alimentación (capacidad de corriente 120 A) de 2000mm y un cable de comunicación de 3500mm.

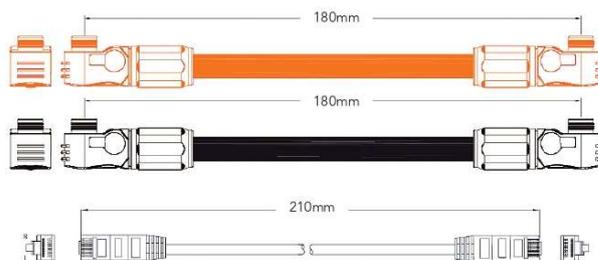


#### 2) Cableado para conexión a tierra



Adicionalmente al material incluido en el embalaje, cuando se requiera colocar más de un módulo de batería, se necesitará adquirir el kit "GH KIT CABLES UNIÓN BATERÍAS" para el conexionado entre módulos de baterías.

Cada kit incluye dos cables de alimentación y un cable de comunicación.



## 4.2 Ubicación de la instalación

Asegúrese de que el lugar de instalación cumple las siguientes condiciones:

- El área está completamente impermeabilizada.
- El suelo es plano y nivelado.
- No hay materiales inflamables o explosivos.
- La temperatura ambiente está dentro del rango de 0°C a 50°C.
- La temperatura y la humedad se mantienen a un nivel constante.
- El polvo y suciedad en el área son mínimos.

### ATENCIÓN

Si la temperatura ambiente está fuera del rango de funcionamiento, la batería deja de funcionar como medida de protección. La exposición frecuente a temperaturas extremas puede deteriorar el rendimiento y la vida útil de la batería.

## 4.3 Montaje

Las baterías Greenheiss pueden ir montadas en armario o directamente apiladas una encima de otra mediante unos soportes adicionales. Estos soportes se venden por separado en kits para cada batería y denominados como "GH KIT MONTAJE PARA BATERÍA LI 2,4 kWh".

### A. Montaje en armario o rack:



1. Coloque la/s batería/s en el armario.
2. Fije la/s batería/s al armario mediante los tornillos incluidos en el embalaje.

**B. Montaje mediante soportes:**



1 Desmontar las dos pestañas de la batería



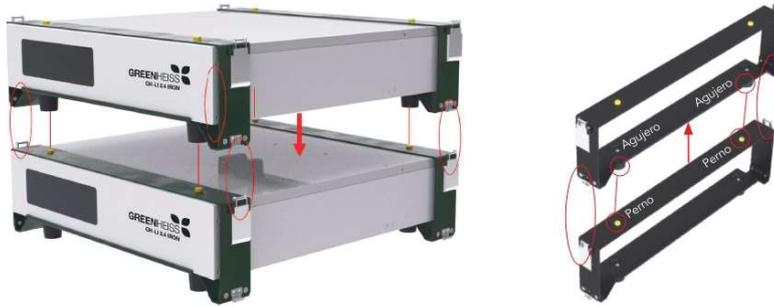
Desatornille los 8 tornillos

2 Colocar la batería entre las dos piezas de soporte de la parte frontal y trasera.



Empuje los soportes (frontal y trasero) hasta el final del borde de tope

- 3 En caso de que haya más de un módulo de batería, apilar una encima de otra, haciendo coincidir los pernos de una con los agujeros de la otra.



- 4 Una vez centrado los pernos con los agujeros, fijar los enganches.



- 5 Las baterías pueden ir colocadas en horizontal o en vertical. En el caso de ponerlas en horizontal una encima de otra, se pueden apilar un máximo de cuatro módulos. En el caso de ponerlas de lateral, una al lado de otra, se pueden apilar un máximo de dos módulos.



#### 4.4 Conexión

El banco de baterías llevará 4 tipos de cables:

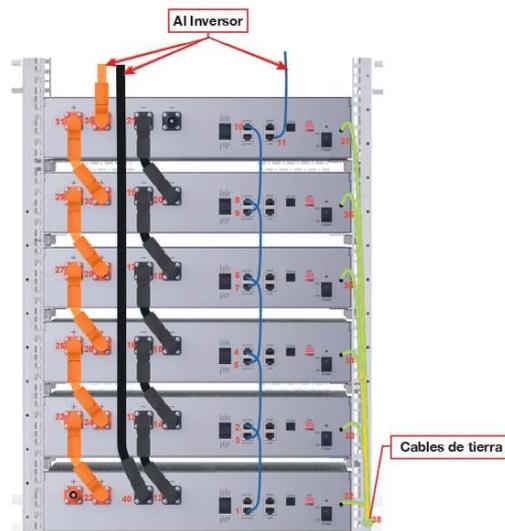
- Cable de fuerza para conectar la batería al inversor
- Cable de fuerza entre baterías (en caso de instalar 2 o más baterías)
- Cable de comunicaciones al inversor, que se conecta al puerto CAN de la batería principal.
- Cable de comunicaciones entre baterías (en caso de instalar 2 o más baterías). Éstos se conectan del puerto 1 de una batería al puerto 0 de la siguiente. La batería que se queda con el puerto 0 vacío es la que actúa como batería principal.

La forma de conectar los cables de fuerza dependerá según el número de baterías que conformen el banco de baterías:

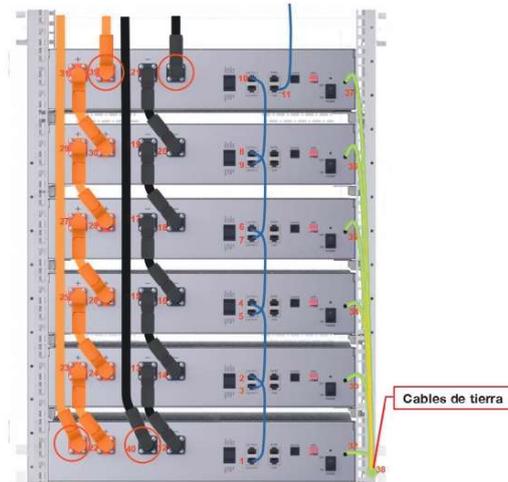
- Una única batería. Ambos cables positivo y negativo se conectan a la batería.



- De 1 a 4 baterías. El cable positivo se conectará a la primera batería y el cable negativo a la última batería.



- De 5 a 8 baterías. La corriente máxima del banco de baterías es superior al límite máximo del cable de alimentación (120 A), por lo que se debe duplicar el cableado. En este caso, se conectará un par de cables positivo y negativo a la primera batería y otro par de cables positivo y negativo a la última batería.



#### 4.5 Encendido de la/s batería/s

- (1) Compruebe que tanto los cables de alimentación como los de comunicación están bien conectados.
- (2) Conecte la alimentación de la/s batería/s y se encenderá el LED verde ubicado encima del interruptor.

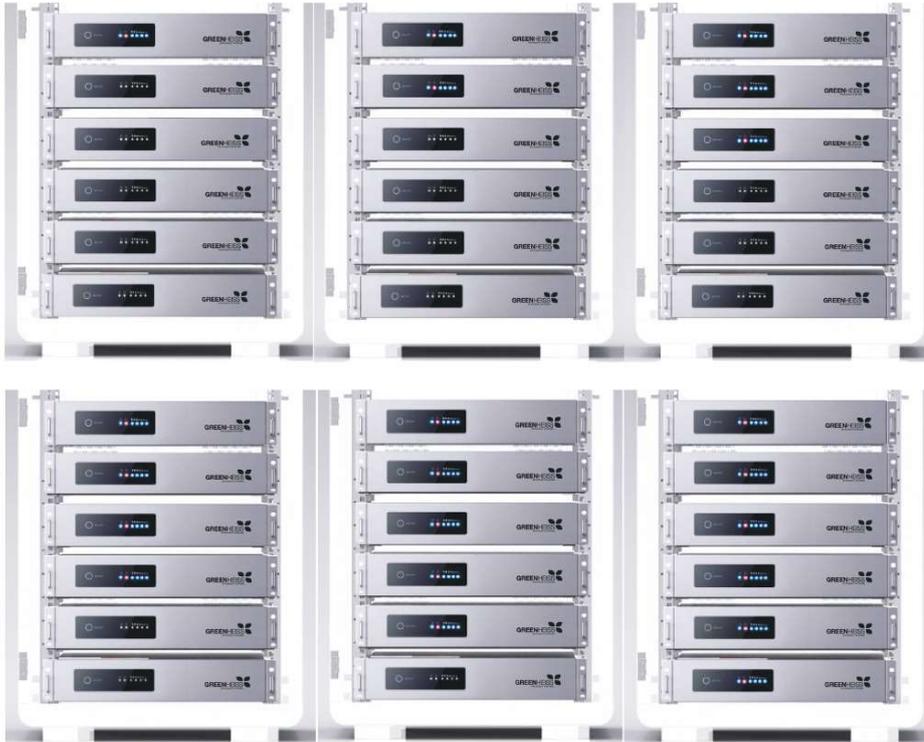


NOTA. Recuerde que la batería con el puerto de enlace 0 vacío es la batería principal



(3) Pulse el botón de inicio de la batería principal para encenderla. Todas las baterías del grupo se irán encendiendo progresivamente, empezando por la batería principal.





Si todos los LED de las baterías se encienden y luego se apagan significa que el sistema se ha configurado correctamente, se encuentra en buen estado y funcionando correctamente. En caso contrario, revise que se han realizado todos los pasos anteriores correctamente. Si el problema persiste, póngase en contacto con su distribuidor.

**NOTA**

Una vez realizada la instalación, no olvide registrarse en línea para obtener la garantía completa en el portal [www.greenheiss.com](http://www.greenheiss.com)

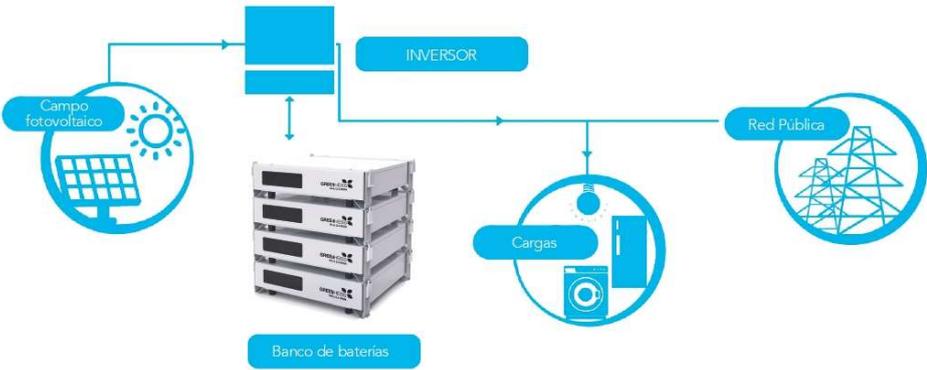


**IMPORTANTE**

- Cuando ponga en marcha el sistema, si dispone de red de suministro eléctrico, debe encender el inversor en primer lugar para evitar que el impulso eléctrico del inversor se almacene en el banco de baterías.
- Se debe instalar un interruptor entre el banco de baterías y el inversor para proteger la seguridad del sistema.
- La instalación y el manejo del sistema se deben ajustar a los reglamentos locales en materia de electricidad.



4.6 Esquema general de instalación con conexión a red





## **DOCUMENTO D-PLIEGO DE CONDICIONES**



## **ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES**

- 1 Objeto
- 2 Generalidades
- 3 Definiciones
- 4 Componentes y materiales
- 5 Recepción y pruebas
- 6 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento



## 1 Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

## 2 Generalidades

Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

## 3 Definiciones

### *Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

### *Irradiancia*

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>.

### *Irradiación*

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m<sup>2</sup> o kWh/m<sup>2</sup>.

### *Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)*

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

## 4 Componentes y materiales

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V<sub>RMS</sub> o 120 V<sub>CC</sub>. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

### Módulos solares

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

### Estructura de soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

## PLIEGO DE CONDICIONES

Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV 102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

### Acumuladores de plomo-ácido

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6 % de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

### Reguladores de carga

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de  $-4 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  a  $-5 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$  por vaso, y estar en el intervalo de  $\pm 1 \%$  del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como, por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

## PLIEGO DE CONDICIONES

Los acumuladores serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo

los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4 % de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

### Inversores

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}}$$
$$50 \text{ Hz} \pm 2 \%$$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión ( $V_{\text{RMS}}$ ) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

## Cargas de consumo

Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
  - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
  - La salida del balastro es cortocircuitada.
  - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido / 150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

Para sistemas de bombeo de agua:

Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador

fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

### Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

### Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos.

## 5 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

Entrega de la documentación requerida en este PCT.

Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

## 6 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

### Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.

## PLIEGO DE CONDICIONES

- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

### Garantías

Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas:

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

## PLANOS

## **DOCUMENTO E – PLANOS**



## ÍNDICE PLANOS

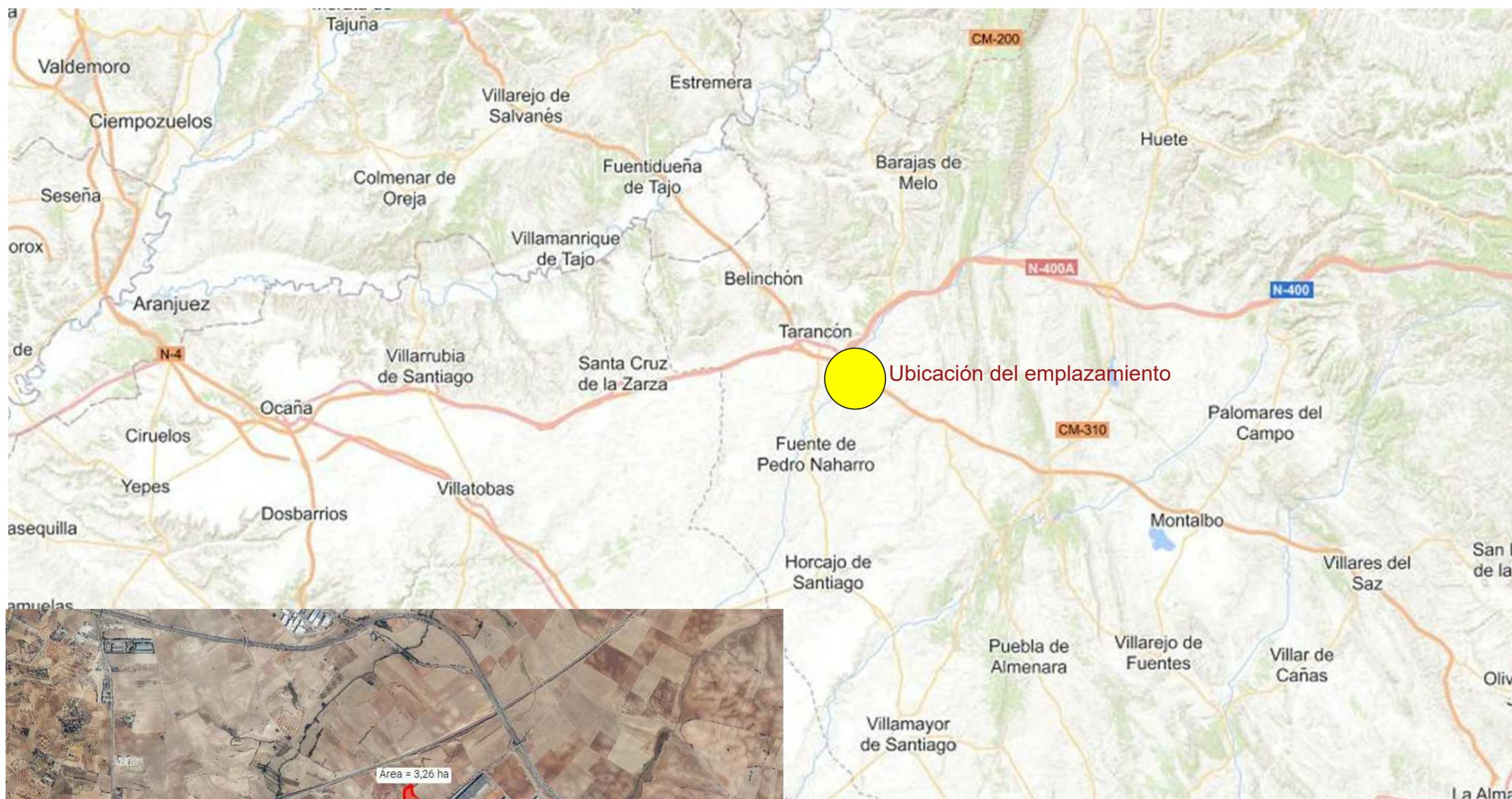
Plano 1: Emplazamiento y situación de la instalación

Plano 2: Esquema unifilar de la instalación

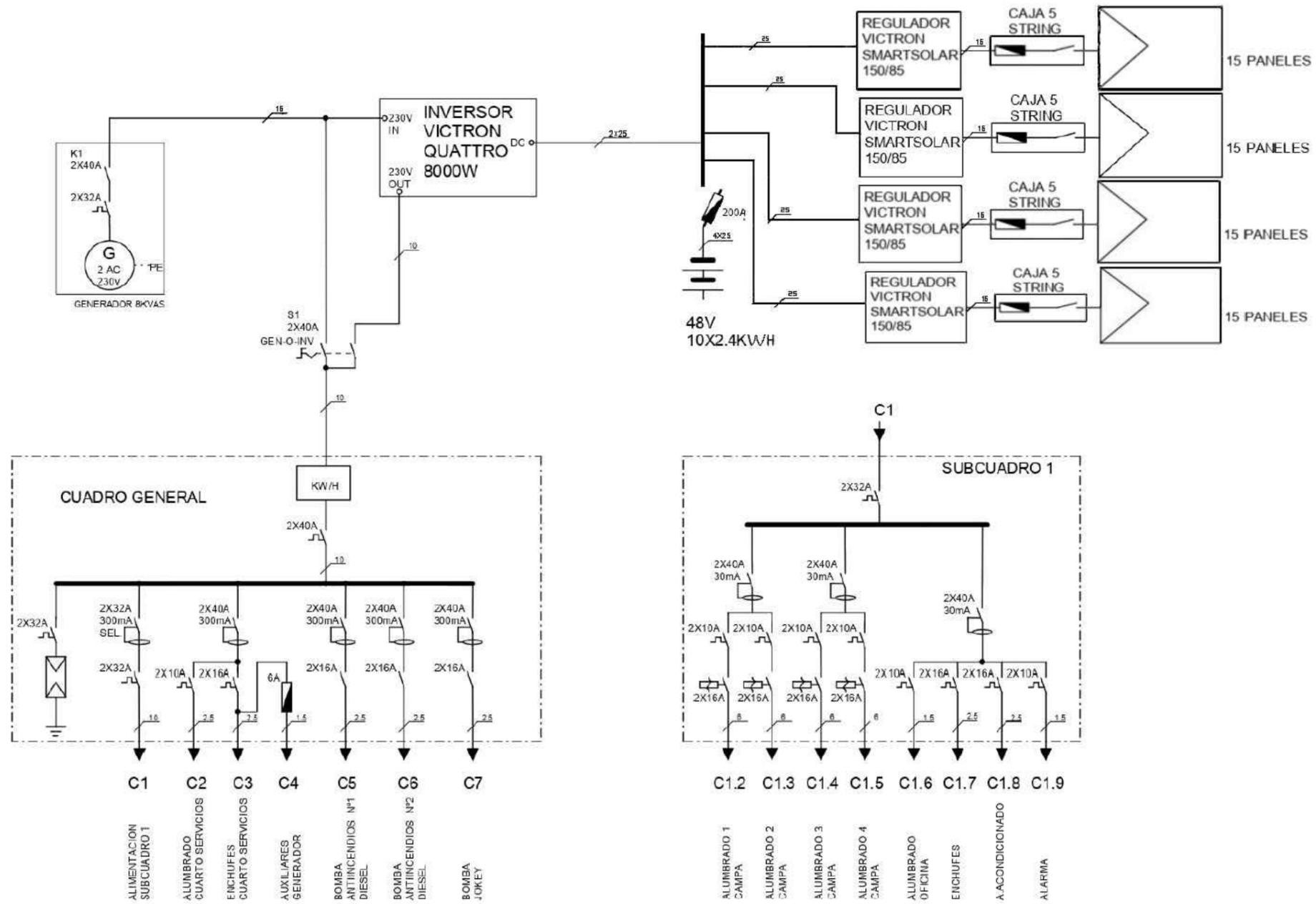
Plano 3: Distribución en planta

Plano 4: Conexión de los módulos

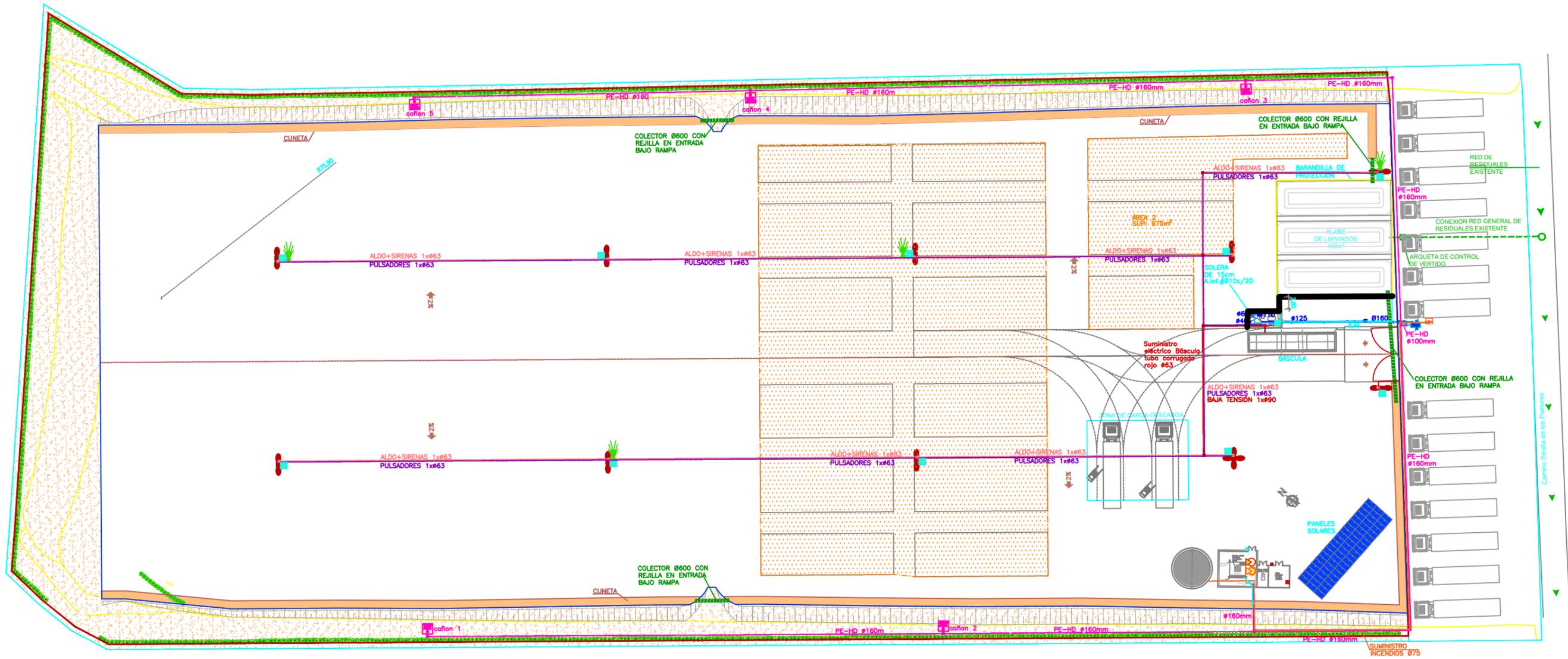




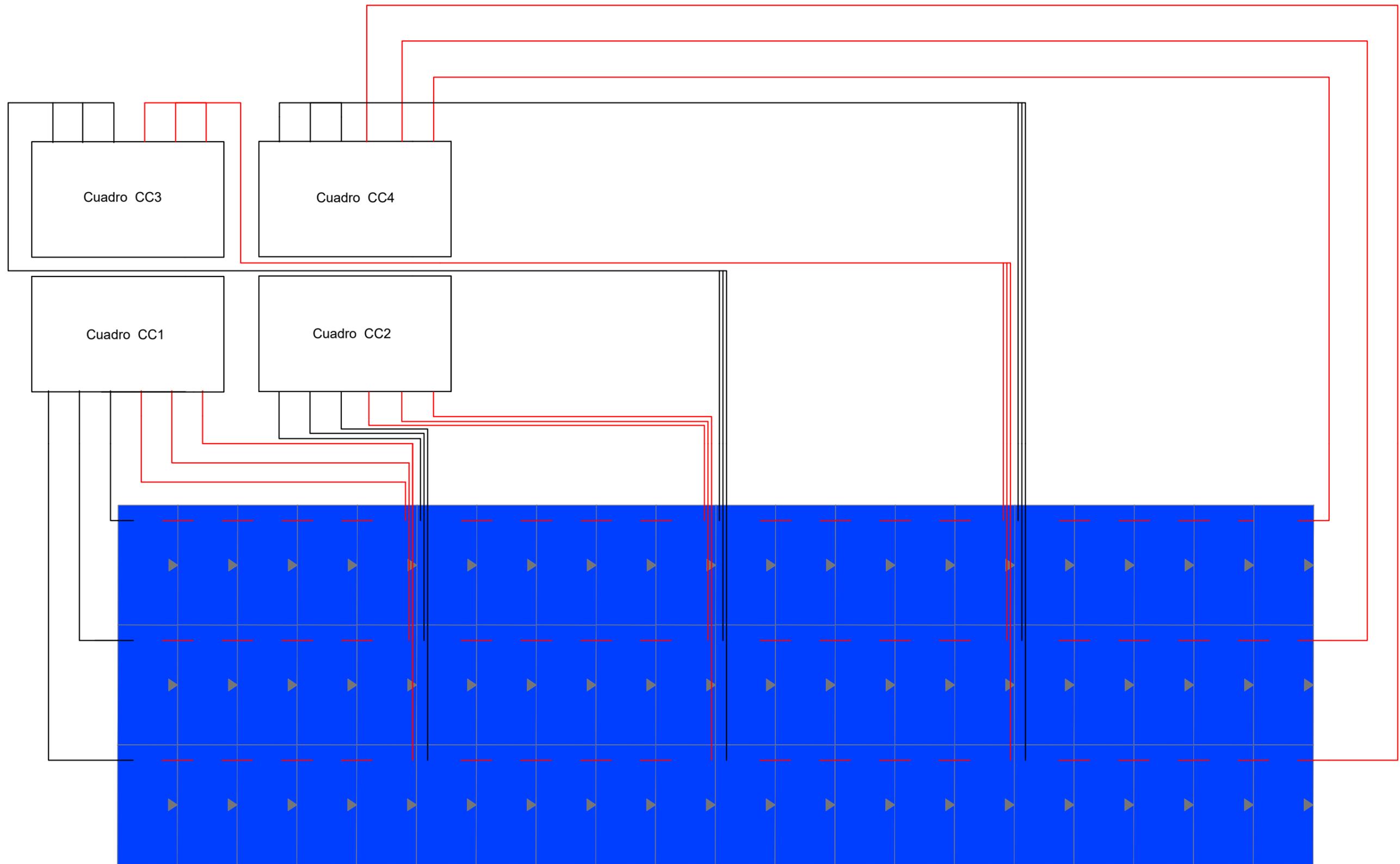
	Fecha	Nombre	Firmas	Escala	Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en planta de almacenamiento de residuos
Dibujado	16-04-21	Pau Montalt			
Comprobado					
Formato	<b>A3</b>				Ubicación del emplazamiento
					Índice de revisión: 1
					Nº Plano: 1



	Fecha	Nombre	Firmas	Escala	Proyector de instalación fotovoltaica aislada de red en planta de almacenamiento de residuos
Dibujado	16-04-21	Pau Montalt			
Comprobado					
Formato	Esquema eléctrico				Índice de revisión: 1
A3					Nº Plano: 2



	Fecha	Nombre	Firmas	Escala	Proyector de instalación fotovoltaica aislada de red en planta de almacenamiento de residuos
Dibujado	16-04-21	Pau Montalt			
Comprobado					
Formato	A3				Índice de revisión: 1
	Distribución en planta				Nº Plano: 3



	Fecha	Nombre	Firmas	Escala	Proyecto de instalación fotovoltaica aislada de red en planta de almacenamiento de residuos
Dibujado	16-04-21	Pau Montalt			
Comprobado					
Formato	<b>A3</b>				Índice de revisión: 1
	Conexión de los módulos				Nº Plano: 4