



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Instalación de autoconsumo para la carga de vehículos  
eléctricos

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Pala Badules, Alberto

Tutor/a: Saiz Jimenez, Juan Ángel

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## ÍNDICE

DOCUMENTO 1 – Resumen ejecutivo .....	2
DOCUMENTO 2 - Memoria.....	4
DOCUMENTO 3 - Cálculos .....	40
DOCUMENTO 4 – Pliego de condiciones.....	61
DOCUMENTO 5 – Presupuesto.....	79
DOCUMENTO 6 – Fichas técnicas.....	85
DOCUMENTO 7 – Planos .....	144



# DOCUMENTO 1

## RESUMEN EJECUTIVO

## DOCUMENTO 1 – Resumen ejecutivo

El trabajo final de grado consiste en el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumos con una potencia aproximada de 400kW dedicada principalmente a la carga de vehículos eléctricos. La instalación forma parte de un proyecto de renovación de la flota de vehículos, y pretende reducir el consumo energético, así como la producción de dióxido de carbono producido por el transporte de la flota de vehículos y la generación de la energía.

Estará situada en las cubiertas a dos aguas de 3 naves adosadas que se encuentran orientadas al sur en el polígono industrial “La Pascualeta” en la calle Sequia Faitanar nº26-28 de Paiporta (Valencia). Dichas naves pertenecen a la compañía de Agricultores de la Vega de Valencia (SAV).

La instalación ampliará una instalación fotovoltaica ya existente de 75kW. Se compondrá por placas colocadas con una inclinación de 35º con respecto al suelo, obtenida gracias a una estructura metálica que aprovechará la inclinación existente de la cubierta; inversores ubicados en un cuarto eléctrico de la nave junto a los cuadros de continua y de alterna, recibiendo el cableado de las líneas de placas fotovoltaicas y transformando la corriente continua en alterna; así como inversores para el banco de baterías, con un funcionamiento bidireccional que permite transformar la corriente continua en alterna y viceversa. Estos inversores estarán conectados a baterías en serializadas que almacenarán la energía excedente que no se consume y la suministrarán cuando el consumo lo requiera, de este modo nos permitirá aprovechar al máximo la energía producida por la instalación y evitar el vertido de esta a red o la colocación de un dispositivo anti vertido.

De esta forma, la instalación tendrá un total de 586 placas de 600W con un 21,2% de eficiencia por cada módulo, que estarán conectadas a 4 inversores de 100kW, encargados de transformar la corriente continua en alterna con las características de la red. Por otra parte, dispondrá de un total de 56 baterías de 13,44kWh de capacidad conectada a otros 4 inversores bidireccionales.

La instalación fotovoltaica se encuentra dimensionada por el espacio que se dispone en las cubiertas para instalar las placas, mientras que el banco de baterías se encuentra dimensionado por los excedentes totales de las dos instalaciones fotovoltaicas con respecto al consumo total de las naves industriales.

Por otra parte, el cableado de las placas hasta el cuadro de continua se llevará a cabo mediante una bandeja hasta la caja de protecciones de corriente continua, mientras que el cableado desde la caja de corriente alterna que irá desde el inversor hasta el cuadro general del edificio, circulará a través de una red trifásica de distribución en bandeja de hilo tipo Rejiband. Mientras tanto, el cableado de continua de las baterías viene integrado en estas y se conectarán al inversor pasando por el armario de control y protección (PCC) que viene incluido en un Pack proporcionado por la empresa distribuidora, y el cableado de alterna irá conectado de la misma forma que en el caso de las placas.

Dichas instalaciones, incluyendo las protecciones necesarias, estarán dimensionadas según la ITC-BT 06 y la ITC-BT 07 del REBT, y siguiendo las normativas UNE-HD 60364-5-52:2022 y la UNE-HD 60364-7-712:2017.

# DOCUMENTO 2

## MEMORIA

## DOCUMENTO 2 - Memoria

1.	INTRODUCCIÓN.....	7
1.1.	OBJETIVO DEL PROYECTO.....	7
1.2.	EMPLAZAMIENTO.....	7
2.	ENERGÍA SOLAR FRENTE A OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	8
3.	IRRADIANCIA .....	8
4.	NORMATIVA APLICABLE .....	9
5.	ESTUDIO DEL CONSUMO.....	11
5.1.	RECEPTORES .....	11
5.2.	CURVAS DE CONSUMO.....	12
6.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	14
6.1.	INVERSOR .....	15
6.2.	PLACA FOTOVOLTAICA.....	17
6.3.	ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	18
6.3.1.	POTENCIA GENERADA .....	18
6.3.2.	CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	19
6.4.	PRODUCCIÓN Y EXCEDENTES .....	20
6.5.	CÁLCULO DE CABLEADO .....	24
6.5.1.	CABLEADO .....	24
6.5.2.	PUESTA A TIERRA.....	26
6.5.3.	CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	26
6.6.	PROTECCIONES.....	26
6.6.1.	PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA .....	26
6.6.2.	PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA .....	28
7.	BANCO DE BATERÍAS .....	29
7.1.	CAPACIDAD TOTAL DE LAS BATERÍAS.....	29
7.2.	INVERSOR .....	29
7.3.	BATERÍAS .....	30
7.4.	CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	31
7.5.	CÁLCULO DE CABLEADO .....	31
7.5.1.	CABLEADO .....	31
7.5.2.	PUESTA A TIERRA.....	32
7.5.3.	CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	32
7.6.	PROTECCIONES.....	33
7.6.1.	PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA .....	33
7.6.2.	PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA .....	33

8.	COSTES DE LA INSTALACIÓN Y AMORTIZACIONES .....	34
9.	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLES (ODS) .....	35
10.	AYUDAS ECONÓMICAS .....	35
11.	CONCLUSIÓN .....	37
12.	REFERENCIAS.....	38

## 1. INTRODUCCIÓN

En este documento de memoria, se lleva la redacción y explicación del proyecto. No obstante, todos los cálculos y datos de las gráficas no mencionados, se encuentran en el anejo de cálculos adjunto.

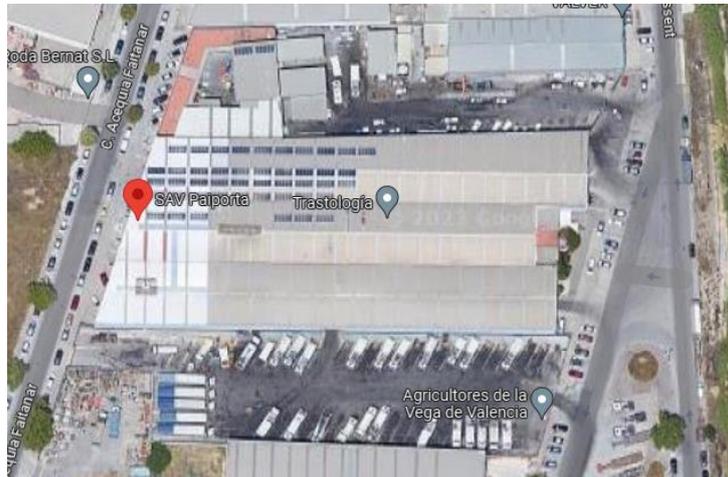
### 1.1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo de este trabajo fin de grado (TFG) es reducir la dependencia energética de la empresa y disminuir las emisiones de  $CO_2$ , mediante una instalación de energía renovable. Más concretamente, una instalación fotovoltaica de autoconsumo destinada a la carga de la nueva flota de vehículos eléctricos de la empresa SAV.

La instalación tiene una potencia aproximada de 400kW, y dispone de baterías y conexión a red. Consiguiendo así garantizar el suministro de energía eléctrica sin paralizar la carga de los vehículos.

### 1.2. EMPLAZAMIENTO

La instalación se realizará junto a la instalación fotovoltaica situada sobre las cubiertas de SAV en Paiporta, más concretamente en la Calle Acequia Faitanar, 26, 28, 46200 Paiporta, Valencia.



**Imagen 1:** Ubicación de la instalación fotovoltaica

El emplazamiento está orientado al sur, por lo que dispone de 0º de Azimut. Además, la cubierta dispone de una inclinación, lo que hace de mucha dificultad técnica orientar los paneles de otra forma para adaptar la producción a un horario de mañana o de tarde, pero a su vez, nos permite colocar más placas y con una mayor inclinación, en la parte de la cubierta que se encuentra con la orientación favorable. La inclinación de las cubiertas se puede visualizar en la imagen 2.



**Imagen 2:** Fachada del emplazamiento

## 2. ENERGÍA SOLAR FRENTE A OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las principales características de las energías renovables es que son una fuente de energía inagotable, limpia y respetuosa con el medio ambiente. Esto no quiere decir que el impacto ambiental sea nulo, pero sí que se reduzca considerablemente en comparación con las fuentes de energía no renovable.

Algunas de las principales fuentes de energía renovable son:

- Energía eólica
- Energía solar
- Energía hidroeléctrica
- Energía geotérmica
- Energía oceánica o mareomotriz
- Energía del hidrógeno

Sin embargo, a la hora de elegir, debemos tener en cuenta las ventajas y desventajas de los distintos tipos de ingeniería. Y determinar cual se adapta mejor a las necesidades de nuestro proyecto.

Las principales necesidades del proyecto es asegurar la carga de los vehículos eléctricos y amortizar el coste de la instalación con el fin de ahorrar en el consumo de la energía eléctrica.

Esto hace que la energía solar fotovoltaica sea una de las principales candidatas, ya que las condiciones climáticas y la latitud a la que se encuentra las naves donde se realizan el consumo, así como la orientación de dichas naves, son las ideales para este tipo de instalación.

Además, las instalaciones fotovoltaicas son instalaciones simples con una larga vida útil, y una gran fiabilidad pudiendo predecir con exactitud la producción energética de una determinada instalación. A parte no tiene mucho mantenimiento, ya que no tiene partes móviles en su composición, y aprovecha espacios que de otro modo serían inservibles, como por ejemplo la cubierta de los edificios.

Estas instalaciones generan energía de forma autónoma de forma segura y silenciosa, sin producir residuos ni consumir combustible, lo que la hace una gran opción cada vez más utilizada.

Sin embargo, la producción se limita a las horas solares, y la energía producida es de difícil almacenamiento, siendo las baterías existentes con este fin muy caras y poco eficientes.

Aun así, es la mejor opción para este proyecto debido a la fiabilidad de la instalación, el bajo coste, el bajo mantenimiento y la cercanía de la instalación al punto de consumo. Lo que hace que las pérdidas por transporte sean insignificantes.

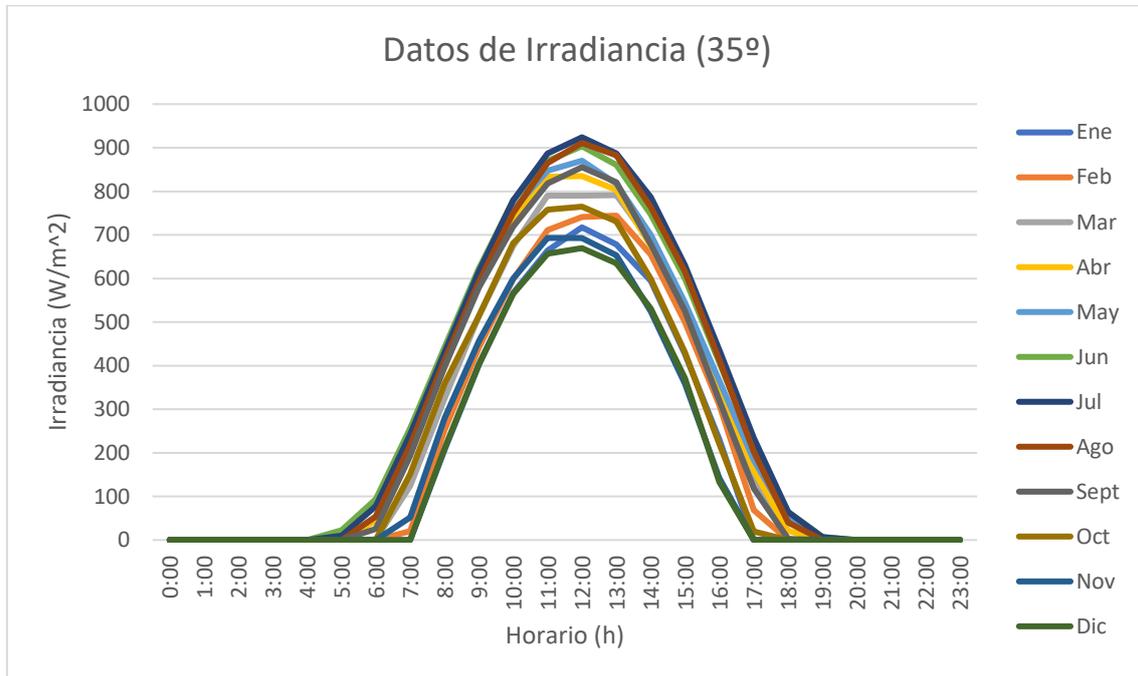
## 3. IRRADIANCIA

Con ayuda de la herramienta de PVGIS, sacamos los datos de radiación diarios en nuestra instalación situada en las coordenadas de latitud 39.433 y longitud -0.404.

Para ello, entramos en la web, y en el apartado de DATOS DIARIOS, y con la base de datos de PVGIS-SARAH2, colocamos el resto de datos necesarios y sacamos la irradiancia de cada mes, ayudándonos del Excel para tratar con las irradiancias promedio diarias de cada mes.

Azimuth: 0º ya que nuestra instalación se encuentra orientada al este

Inclinación: 35° aprovechando de esta forma la inclinación de la cubierta y buscando una orientación medianamente favorable para todo el año. En valencia la orientación más favorable en invierno es de 60°, mientras que la más favorable en verano es tan solo de 15°.



**Gráfica 1:** Datos de Irradiancia

En la gráfica 1, obtenida con los datos del PVGIS, podemos observar como el mes de julio es el que mayor irradiación tiene, mientras que diciembre es el que tiene un menor valor. Por lo tanto, se puede deducir que la mayor producción se dará en julio, y la menor en diciembre.

#### 4. NORMATIVA APLICABLE

Por una parte, nos encontramos con la legislación referente a las instalaciones generadoras de autoconsumo. Las más importantes son:

- Real Decreto 244/2019

Con el que se regulan las condiciones técnicas, administrativas y económicas para las instalaciones de autoconsumo. Establece el marco regulatorio para el autoconsumo en España que se aplica en todas las instalaciones con una potencia nominal de hasta 100kW. Establece que los titulares de las instalaciones de autoconsumo pueden generar y consumir su propia energía eléctrica sin tener que pagar cargos por la energía que se vierte a la red.

Esto significa, que para nuestra instalación si que se deberán pagar cargos por la energía vertida a red, por lo que un factor importante será que nuestra instalación no posea excedentes, o disponga de dispositivos antivertido.

- Real Decreto 1699/2011

Modifica el Real Decreto 1955/2000 y regula condiciones de conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de las energías renovables.

Más concretamente, establece los procedimientos para la conexión a red de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 100 kW y regula aspectos técnicos, económicos y

administrativos, como los procedimientos de acceso y conexión, los contratos de acceso y conexión, los sistemas de medida, los requisitos técnicos para la instalación.

- Real Decreto 1954/2015

Procedimiento básico para la compensación de excedentes de energía eléctrica producida en régimen especial y su compensación económica.

- Real Decreto 413/2014

Regula el régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Incluye aspectos relacionados con la autorización administrativa de instalaciones y otros requisitos técnicos

- Real Decreto 1578/2008

Establece las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto 15/2018

En las que se establecen nuevas medidas para la transición energética y la protección de los consumidores. Dio como resultado el RD 244/2019

- Real Decreto 24/2013

Marco regulador donde se encuentran los dos reales decretos anteriormente mencionados, y se define lo que se entiende por autoconsumo

- Orden TED/66/2021

Donde se establecen las condiciones técnicas y de seguridad para la conexión a la red de las instalaciones de baja potencia.

- Orden TED/1161/2020

Donde se establecen condiciones de acceso para la red eléctrica

- Real Decreto 23/2020

Se aprueban medidas para la reactivación económica en materia de energías y otros ámbitos.

Se modifica la RD 244/2019, se elimina lo que se llamaba “impuesto al sol” que limitaba la generación y el consumo por parte de instalaciones de autoconsumo, se reducen costes de conexión a la red, se simplifican los trámites y se establece el “consumo colectivo” que permite a varios consumidores compartir la producción de una instalación de autoconsumo.

- Real Decreto 1/2019

Se intenta adecuar la normativa española a la europea.

- Real Decreto 413/2014

Se regulaba la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables.

- Real Decreto 1955/2000

Se regulan las actividades de transporte, distribución y comercialización de instalaciones de energía eléctrica.

Otras normativas importantes que hemos utilizado en este trabajo para el diseño de la instalación fotovoltaica son la ITC-BT-40 y la normativa UNE-HD 60364-7-712:2017 y la UNE-HD 60364-5-52:2022, utilizadas en el cálculo de cableado.

Tras los Reales Decretos de 2018 y 2019, se distinguen dos categorías de autoconsumo.

- Instalación de autoconsumo sin excedentes

Instalaciones con conexión a red que no producen más energía de la que demandan y que están provistos con un sistema anti vertidos para que en el caso de producir excedentes, estos no acaben en la red.

- Instalación de autoconsumo con excedentes

Instalaciones que además de producir la energía necesaria para autoconsumo, inyectan energía excedente a la red. En este se pueden dar dos casos.

○ **Excedentes acogidos a compensación**

Al final de cada periodo de facturación, la comercializadora compensa por los sobrantes energéticos. Sin embargo, para poder pertenecer a ella debes cumplir ciertas condiciones como que la fuente de energía sea renovable, que el productor y el consumidor se acojan al sistema de compensación simplificada de excedentes (Como se indica en el RD 244/2019) y que la potencia de la instalación no sea mayor de 100 kW.

○ **Excedentes no acogidos a compensación**

Se encuentran las instalaciones que o bien no cumplen los requisitos para pertenecer a la compensación de excedentes o simplemente no quieren. Los beneficios de no tener compensación son que se simplifica la reglamentación para la tramitación y la legalización de la instalación, no es necesaria la adquisición de equipos de medida para generación y consumos netos, se permite instalar más potencia que la contratada en la factura de la luz y se racionalizan las sanciones al autoconsumo.

En nuestro caso, si tuviéramos excedentes, como la instalación es mayor a 100kW, perteneceríamos al grupo de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación, debiendo pagar un peaje por estos. Otro modo sería pertenecer al grupo de la instalación de autoconsumo sin excedentes.

## 5. ESTUDIO DEL CONSUMO

### 5.1. RECEPTORES

La instalación se diseña con el objetivo de alimentar a 50 puntos de carga. Cada punto de carga dispone de un regulador de potencia que controla la energía consumida según el tipo de vehículo que se esté cargando, y de esta forma, se adapta el consumo según los datos técnicos correspondientes a las baterías de cada vehículo.

Por este motivo, los datos técnicos necesarios para calcular el consumo producido por la carga de los vehículos eléctricos se corresponden con los de la tabla 1.

Receptores	Unidades	Batería (kWh)	t.carga (h)
Barredora eléctrica Tenax Electra 2.0	10	48	8
Barredora eléctrica City Cat V-20e	10	63	8
Baldeadora eléctrica Tenax Electra 2.0	12	48	8
Vehículo auxiliar eléctrico DFSK Pick up K01	2	15	4
Toyota Proace eléctrico van L2 con hidrolimpiadora	6	75	7,5
Toyota Proace eléctrico combi con remolque	10	50	7,5

**Tabla 1:** Datos técnicos de los vehículos

En base a la capacidad y tiempo de carga de las baterías de los vehículos, calculamos la potencia instantánea consumida en la carga gracias a la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\text{Batería (kWh)}}{\text{tiempo de carga (h)}} * \text{Unidades}$$

De forma que la potencia consumida por cada receptor y la potencia total quedan definidas en la tabla 2.

Receptores	P/Ud(kW)	P.total (kW)
Barredora eléctrica Tenax Electra 2.0	6,00	60,00
Barredora eléctrica City Cat V-20e	7,88	78,75
Baldeadora eléctrica Tenax Electra 2.0	6,00	72,00
Vehículo auxiliar eléctrico DFSK Pick up K01 con bomba	3,75	7,50
Toyota Proace eléctrico van L2 con hidrolimpiadora	10,00	60,00
Toyota Proace eléctrico combi con remolque	6,67	66,67
<b>TOTAL</b>		<b>344,92</b>

**Tabla 2:** potencia instantánea consumida por los vehículos

Sin embargo, el consumo total de la nave es mayor, ya que no solo consta de puntos de carga para vehículos eléctricos, sino también de unas oficinas y puntos de carga independientes utilizados para herramientas a forma de taller de reparaciones. Los puntos de carga no se utilizan al mismo tiempo, por lo que hacemos uso de un coeficiente de simultaneidad (Cs) del 30%.

Como resultado las potencias de los demás receptores de la nave quedan definidas en la tabla 3

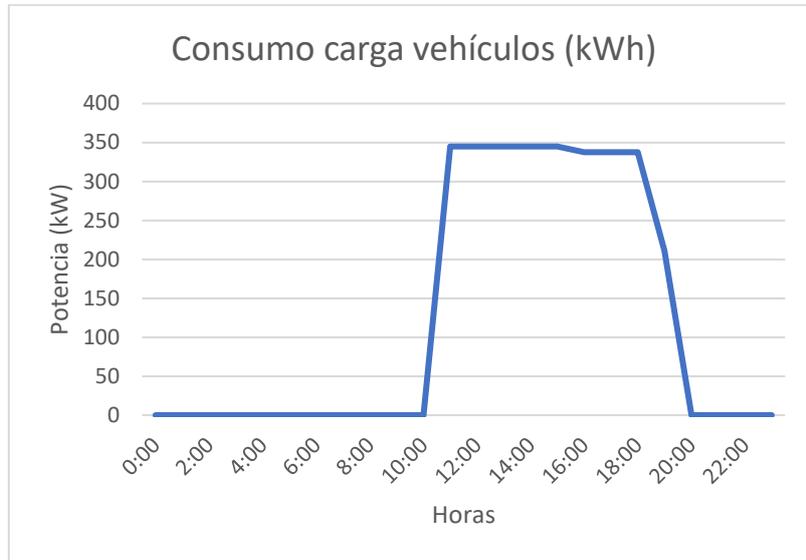
Receptores	Unidades	P.Ud.(kW)	Cs	P.Total(kW)
Aire acondicionado	1	50	1	50
Otros equipos (Ordenadores / puntos de carga)	100	3,6	0,3	108
Puestos de carga "Stand by"	50	0,006	1	0,3
<b>TOTAL</b>				<b>158,3</b>

**Tabla 3:** potencia instantánea consumida total

## 5.2. CURVAS DE CONSUMO

Para generar las curvas de consumo, hace falta tanto la potencia instantánea del consumo calculado en el apartado anterior, como el horario en el que se realiza dicho consumo, el cual nos facilita la empresa. De esta forma, el horario estimado de carga de los vehículos eléctricos empieza aproximadamente a las 11:00 de la mañana, y se lleva a cabo de forma continuada con respecto al tiempo de carga de cada vehículo.

Para situarnos en el consumo más desfavorable, suponemos que todos los vehículos se cargan al mismo tiempo, por lo que la curva de consumo queda representada como en el gráfico 2.



**Gráfico 2:** Consumos de carga de vehículos

Por otra parte, y como se ha dicho anteriormente, el consumo total es diferente. Por lo que sabemos el horario de oficina es de 8:00 a 14:30, por lo que suponemos que el aire acondicionado y las tomas de carga de los ordenadores, impresora, etc. funcionan dentro de este rango de horas. Además, los puntos de carga destinados al taller de reparación consumen energía de forma esporádica a lo largo del día.

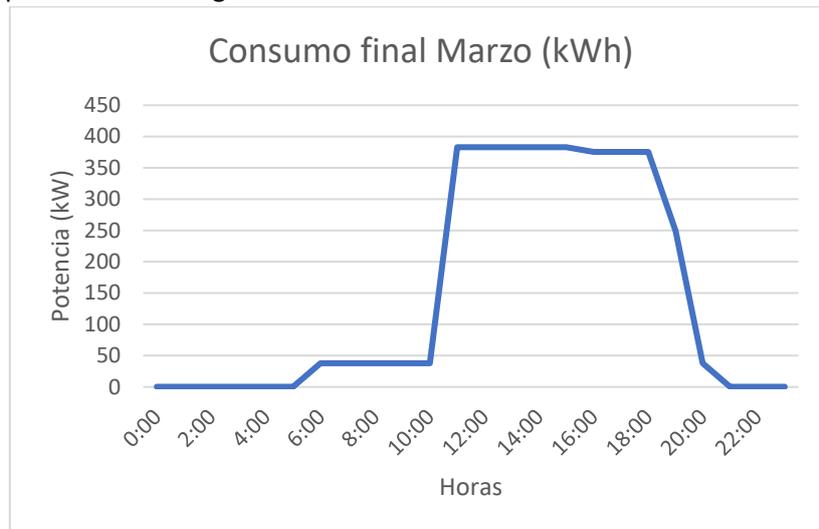
Cabe destacar que el aire acondicionado funciona tanto en los meses de verano, aportando frío, como en los meses de invierno, aportando calor. De esta forma suponemos que el consumo con respecto al mes del año es constante a excepción de los meses de marzo, abril, septiembre y octubre donde se supone que por temperatura no es necesario el uso del aire acondicionado.

De esta forma, solo hay tres tipos de consumo diario a lo largo del año. El primero es el que corresponde con los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto, noviembre y diciembre, y que se encuentra representado en la gráfica 3.



**Gráfico 3:** Consumo total con aire acondicionado

El segundo, corresponde con el consumo de marzo, abril, septiembre y octubre, y que se encuentra representado en la gráfica 4.



**Gráfico 4:** Consumo total sin aire acondicionado

Y, por último, el consumo que corresponde con los días festivos, que solo tiene las potencias de los apartados conectados en “Stand By”. Dicho consumo no nos es útil para el diseño de la instalación ya que supone una excepción de algunos días a lo largo del año.

De esta forma, en el gráfico 3 y 4 podemos observar que las dificultades principales a la hora de diseñar la instalación corresponden a adaptarse a los horarios de carga de los vehículos eléctricos, los cuales suponen el mayor consumo de la instalación. Además, una de las principales necesidades de la empresa es asegurar dicho consumo, ya que no poder cargar los vehículos supondría paralizar todas las actividades de la empresa.

## 6. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación fotovoltaica que se pretende diseñar en este proyecto, corresponde a una instalación de autoconsumo de aproximadamente 400kW, con el objetivo de satisfacer las demandas energéticas mostradas en el apartado 5. Además, se debe tener en cuenta la existencia de la instalación de 75kW que se encuentra conectada a red con un dispositivo anti vertido, instalada actualmente sobre parte de la cubierta de una de las naves.

De esta forma, para conectar dicha instalación a red, debemos tener en cuenta el Real Decreto 244/2019 mencionado en el apartado de normativa de este proyecto. Este decreto establece que los titulares de las instalaciones de autoconsumo pueden generar y consumir su propia energía eléctrica sin tener que pagar cargos por la energía que se vierte a la red en instalaciones de hasta 100kW. Por lo tanto, en nuestro caso sí que existirían cargos por la energía excedente vertida a red, que son calculados mediante la Orden TED/1161/2020.

Por este motivo, se plantea hacer una instalación fotovoltaica híbrida que disponga de un banco de baterías y de conexión a red. Aprovechando de esta forma la energía excedente para el propio consumo, en vez de tener que pagar cargos por verterlas a red. No obstante, hay que tener en cuenta que el hecho de instalar baterías supone un gran coste añadido en la instalación. Por lo que se debe estudiar la rentabilidad de la inversión.

Con respecto al banco de baterías, aunque lo ideal sería dimensionarlo para poder almacenar la energía necesaria para terminar de satisfacer la demanda, utilizando la energía excedente y los

periodos de menor coste energético de la red. Esto supondría un gran número de baterías y por consecuencia, un mayor coste económico. Por lo que, lo más favorable para nuestra instalación es un banco de baterías que almacene únicamente la energía excedente de las instalaciones fotovoltaicas con respecto al consumo total de la nave.

### 6.1. INVERSOR

A la hora de elegir un inversor, hay que saber que su utilidad es la de adaptar la energía eléctrica en corriente continua (CC) generada por las placas a corriente alterna con las mismas características que la que nos suministra la red eléctrica, en este caso 400 Vac. Sin embargo, existen distintos tipos de inversores según la tecnología integrada, para adaptarse a las condiciones de producción en los distintos tipos de instalaciones.

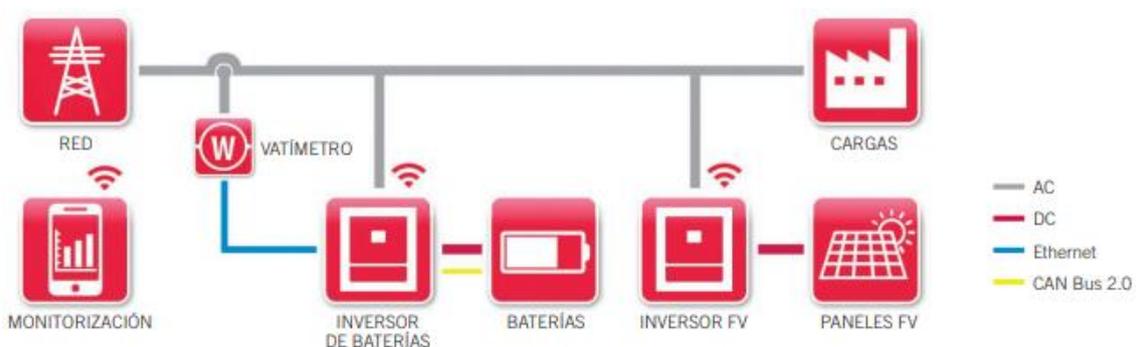
Por una parte, tenemos los inversores de las instalaciones aisladas solo pueden abarcar tensiones de entrada de 12,24 y 48V, de esta forma se adaptan a la tensión de carga de las baterías mediante un regulador integrado en el propio inversor. Por otra parte, los inversores para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red suelen tener una tensión de entrada mayor, priorizando alcanzar el punto de máxima potencia de la placa mediante reguladores MPPT.

Por este motivo, a la hora de buscar un inversor para nuestra instalación fotovoltaica, la cual queremos conectar a red y a un banco de baterías, pensamos en utilizar inversores híbridos.

Los inversores híbridos nos permiten trabajar con o sin baterías estando conectados a la red eléctrica al mismo tiempo. Son capaces de aprovechar al máximo todos los recursos disponibles, ya que almacena los excedentes de producción para poder usarlos más tarde y asegura satisfacer la demanda mediante la conexión a red.

Sin embargo, la potencia nominal de nuestra instalación es de 400kW, mientras que los inversores híbridos que hay actualmente en el mercado tienen una potencia pico de aproximadamente 10kW por inversor, con modelos como el INGETEAM Ingecon 1Play TL 5.0 con 11,5kWp o el SolarEdge Home Hub SE5000H con 10kWp. Por lo tanto, nos haría falta alrededor de unos 40 inversores para poder satisfacer la demanda.

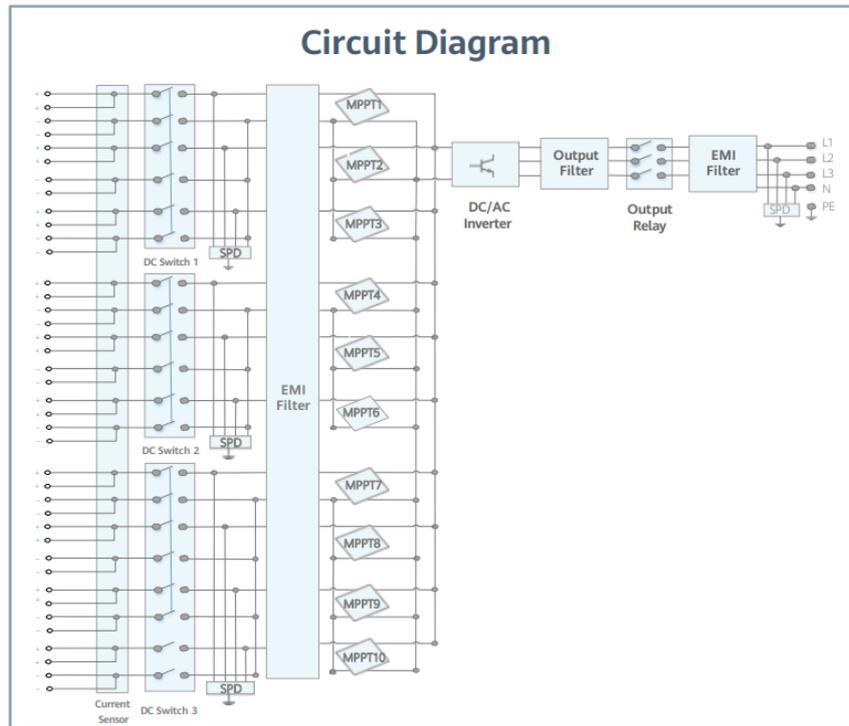
No obstante, encontramos una solución con la empresa Ingeteam, que nos permite instalar un inversor de autoconsumo (conectado a red) para nuestra instalación fotovoltaica y otro para nuestro banco de baterías conectándolo también a la red, como se muestra en la imagen 3 sacada de la ficha técnica de dicho inversor.



**Imagen 3:** Esquema de conexión de los inversores

El inversor para la carga y descarga de baterías puede disponer de un regulador que controla dicho proceso. Por lo que deberá de ser programado correctamente con los datos de la batería para evitar cargarlas y descargarlas al 100% alargando así la vida útil de las mismas.

De esta forma, la instalación fotovoltaica tendrá inversores del modelo HUAWEI SUN 2000-100KTL-M2, con las características mostradas en las imágenes 4 y 5 sacadas de las fichas técnicas adjuntas en los anexos:



**Imagen 4:** Esquema del inversor FV

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M2
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V
<b>Input</b>	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
<b>Output</b>	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

**Imagen 5:** Características eléctricas del inversor FV

Este inversor opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Incorporando hasta 10 reguladores MPPT que se encargan de buscar el punto de máxima potencia de los paneles solares y hacer que nuestra instalación trabaje en dicho punto. Además, hace la función de diodo, evitando que la energía producida por otro string interfiera en la producción, lo

consigue impidiendo que las placas conectadas al MPPT puedan trabajar como carga en el caso de que produzcan menos energía que el otro string. Además, nos permite trabajar con varios inversores conectados en paralelo, haciendo posible llegar a la potencia nominal de la instalación

El inversor está diseñado acorde con la normativa europea, cumpliendo de esta manera los requisitos CE y la normativa aplicable. Por lo tanto, cuenta con las siguientes protecciones:

- Protección de máxima y mínima tensión
- Protección de máxima y mínima frecuencia
- Transformador de separación galvánica
- Protección contra funcionamiento en modo isla
- Protección contra sobretensiones
- Control de aislamiento

## 6.2. PLACA FOTOVOLTAICA

Debido al espacio para instalar las placas fotovoltaicas, así como la potencia a instalar para satisfacer la demanda, buscamos placas solares con un alto valor potencia nominal, así como de eficiencia por módulo, el cual nos determina la cantidad de radiación solar convertida a potencia eléctrica.

Sin embargo, no siempre esta es la mejor opción, ya que también debemos tener en cuenta la dimensión del panel fotovoltaico, la sombra generada por la inclinación de este, y las dimensiones de la superficie sobre la que se instalarán. Esto provocará que el número de placas que podamos instalar varíe según las condiciones del entorno (forma e inclinación de la cubierta, sombras por otros edificios, etc.)

Por lo tanto, se debe de hacer el cálculo del sombreado de las placas para las diferentes situaciones debido a la cubierta a dos aguas del emplazamiento. Teniendo en cuenta que el ángulo con respecto a la horizontal (el suelo) debe de ser de 35° que es el ángulo de inclinación del que hemos sacado los datos de Irradiación del PVGIS.

En el cálculo anteriormente mencionado comparamos la posible producción de 2 placas, con el fin de decidir cual favorece más a nuestro caso, teniendo en cuenta la geometría de la cubierta así como las características de la placa, desde su dimensionamiento hasta sus características eléctricas.

En el caso de la cubierta, tiene tragaluces de 1m de anchura cada 5 metros cruzando las cubiertas en perpendicular y dimensiones aproximadas en la primera nave de 131 x 9 metros (cubierta 1) y 125 x 9 metros (cubierta 2); en la segunda nave de 119 x 9 metros (cubierta 3) y 114 x 9 metros (cubierta 4) y en la tercera nave de 128 x 9 metros (cubierta 5) y 122 x 9 metros (cubierta 6). Dichas medidas se pueden observar con mayor facilidad en los planos

Por otra parte, las placas son, una de 550W con 21,3% de eficiencia de cada módulo y midiendo 2,278x1,134 metros; y otra de 600W con 21,2% de eficiencia y midiendo 2,172x1,303 metros.

De esta forma, como resultado del cálculo de sombreado obtenemos que las placas de 550W ocupan un espacio aproximado de 2,278 x 1,688 (m) sobre las cubiertas 1,3 y 5 que corresponden con la inclinación orientada al sol (1ª situación), y un espacio aproximado de 2,278 x 5,636 (m) sobre las cubiertas 2, 4 y 6 que corresponden con la inclinación opuesta (2ª situación). Mientras que la placa de 600W ocupan un espacio aproximado de 2,172 x 1,94 (m) sobre las cubiertas con la inclinación de la 1ª situación, y un espacio aproximado de 2,172 x 6,476 (m) sobre las cubiertas con la inclinación de la 2ª situación.

Por lo tanto, utilizando las dimensiones y geometría de la superficie, obtenemos que se pueden instalar una cantidad de 586 placas de 550W, y la misma cantidad de placas de 600W, por lo que por cada  $1000 \text{ W/m}^2$  de radiación solar, podemos obtener una producción de  $68,649 \text{ kWh/m}^2$  con las placas de 550W y una de  $74,539 \text{ kWh/m}^2$  con las placas de 600W.

De esta forma, utilizaremos las placas de 600W del modelo HiKu7 Mono PERC CS7L-600 con las características mostradas en la imagen 6, sacada de la ficha técnica del elemento, obtenidas mediante el supuesto de que la irradiancia incidente sobre la placa fotovoltaica sea de  $1000 \text{ W/m}^2$ :

**ELECTRICAL DATA | STC\***

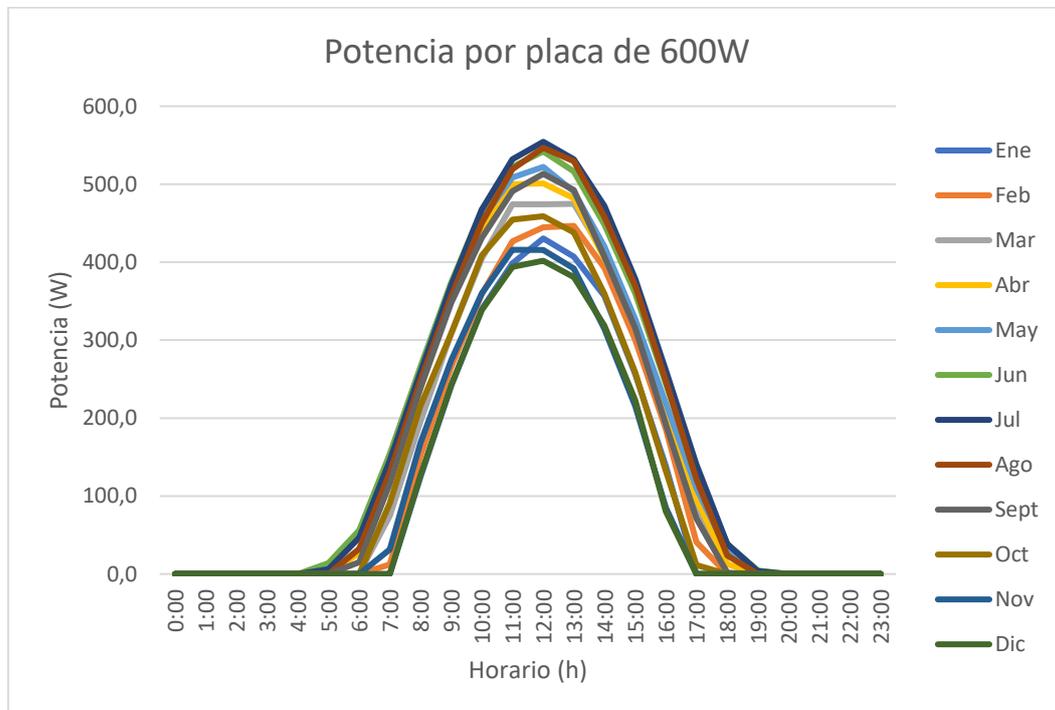
CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%

**Imagen 6:** Características de la placa fotovoltaica

**6.3. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓ FOTOVOLTAICA**

**6.3.1. POTENCIA GENERADA**

En el apartado de cálculos se obtiene la potencia generada por cada placa, en base a los datos de irradiancia y las características de la placa. Obteniendo los datos de la tabla 10 que se encuentra en dicho apartado y quedando representado en la gráfica 5 según el mes del año y la hora del día promedio del que se ha sacado los datos de la irradiancia.



**Gráfica 5:** Datos de la potencia generada por placa

Por lo tanto, estos datos representan la producción de una placa en un día promedio de cada mes. La producción calculada, posteriormente se utiliza para calcular el número de placas necesarias para satisfacer el consumo. De forma que, con los resultados nos demos cuenta de

que diciembre es el mes que más placas necesita para satisfacer el consumo, ya que al ser el mes que menos producción por placa tiene y tener un consumo más o menos constante a lo largo del año, hace falta más cantidad de placas para satisfacer la misma demanda.

De esta forma calculamos el número de placas necesario para satisfacer el consumo de la carga de vehículos, y el número de placas necesario para satisfacer todo el consumo de la instalación descontando la energía producida por la instalación fotovoltaica ya existente.

Ambos cálculos dan como resultado un gran número de placas. Al ser mayor de las que podemos conectar debido al espacio de la cubierta disponible, tenemos como resultado que el número de placas de la instalación será de 586, siendo incapaz de producir la suficiente energía para satisfacer el consumo por completo.

Es importante indicar que se realiza el cálculo mediante la energía producida, ya que se pretende disponer de baterías para almacenar la energía excedente. Sino fuera de este modo, habría que hacer cálculos a partir de la potencia instantánea de la instalación y la necesaria en para satisfacer el consumo, minimizando de esta manera el excedente.

### 6.3.2. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La configuración de la instalación dependerá de los datos de entrada del inversor y los datos de la placa. De esta forma, con la cantidad de placas y su potencia nominal calculamos la potencia instalada, con la que sacaremos el número de inversores a utilizar.

Elegimos disponer de 4 inversores con la finalidad de sobredimensionar la instalación, para poder ampliarla en un futuro, cuando se deba desmantelar la instalación de 75kW ya existente.

De esta forma, teniendo en cuenta que el inversor viene con un número de reguladores MPPT y un número determinado de entradas por cada uno, y que cada regulador tiene unos valores de entrada como el rango de tensión en el que trabaja o la corriente máxima que soporta, se determina que para distribuir el número de placas según la cantidad de entradas totales en los 4 inversores, debemos asegurarnos de que se cumplan dichas especificaciones. Para ello las placas se conectarán en serie para aumentar su tensión y en líneas en paralelo para aumentar su corriente.

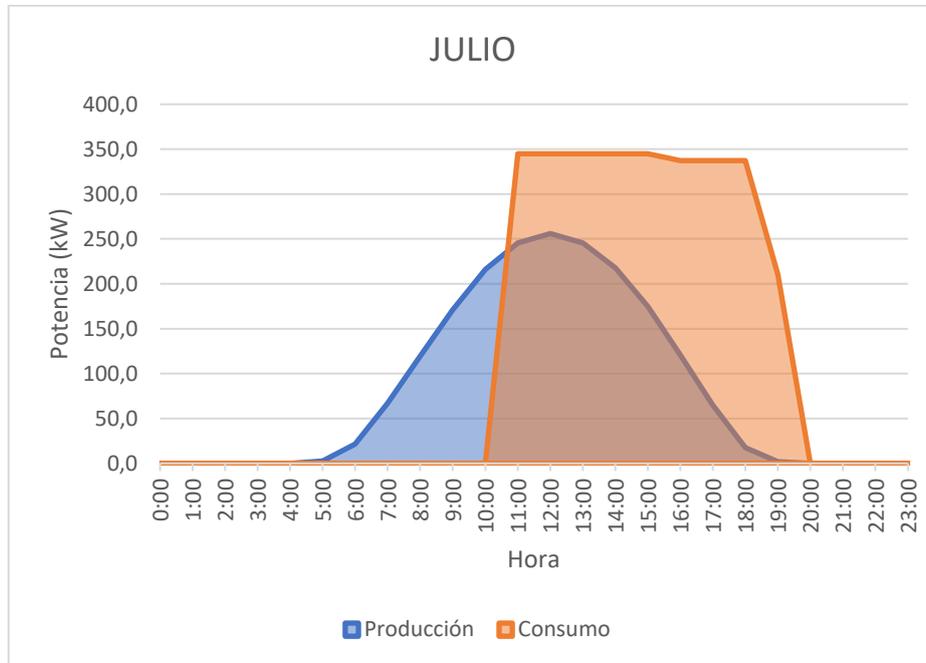
Además, nos debemos asegurar de que las líneas en paralelo conectadas a un mismo MPPT tengan el mismo valor de tensión, puesto que si en una de las líneas es mayor provocaría que la línea en paralelo con menor tensión trabajase como carga en vez de como generador, como ya se ha mencionado anteriormente. Lo mismo sucede con las placas en serie en el caso de que a una parte de estas les dé más sombra que a otras.

Habiendo cumplido las anteriores especificaciones, tal y como hemos desarrollado en el anexo de cálculos, llegamos a la conclusión de que para la nueva instalación de 351,6 kW se deben utilizar 4 inversores. Conectando 15 placas en serie y 1 única línea en paralelo por MPPT, de forma que, si cada MPPT tiene 2 entradas, solo se utilicen la mitad de las entradas de cada inversor. De esta forma, la tensión de trabajo será de 523,5 V y la corriente de 17,2 A por MPPT.

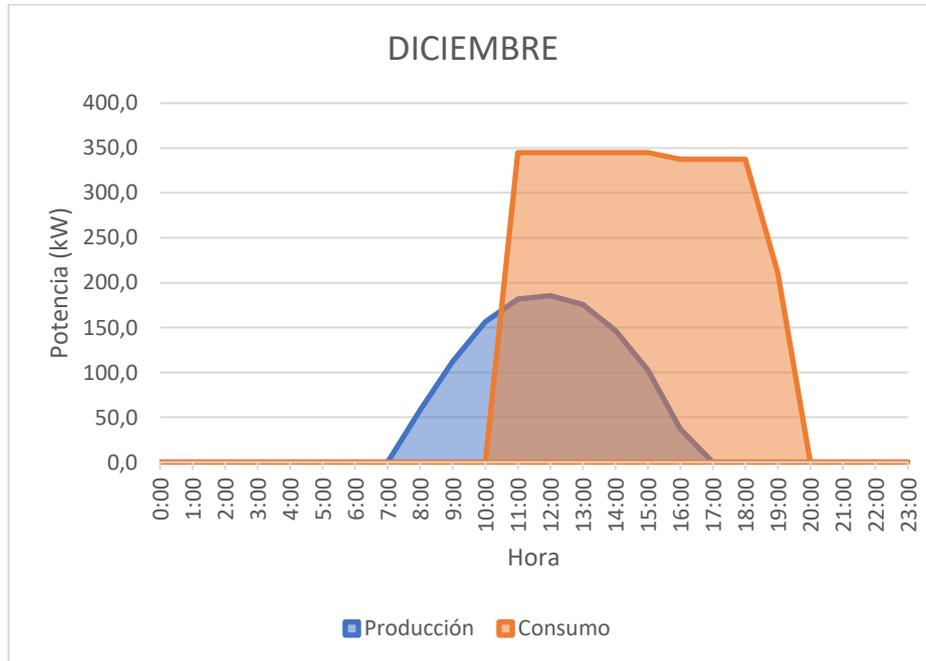
Por otra parte, deberemos pensar en cómo conectarlas para disminuir la longitud del cableado necesario para conectar las diferentes líneas con el inversor.

#### 6.4. PRODUCCIÓN Y EXCEDENTES

A la hora de calcular los excedentes hace falta hacer un balance mediante la producción y el consumo de la instalación. De esta forma, para nuestra instalación debemos usar los datos de producción calculados en el anexo de cálculos, y compararlos con el consumo producido por la carga de vehículos eléctricos, quedando representado como en la gráfica 6 y 7 que utilizan como referencia los datos del mes de julio y diciembre al ser el más y el menos favorable.

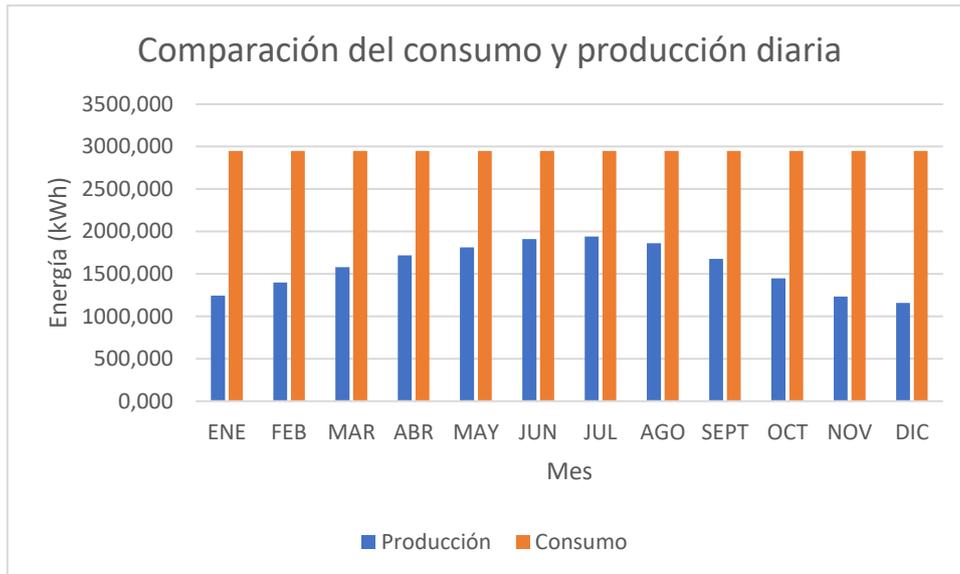


**Gráfica 6:** Consumo de carga de vehículos y producción de nuestra instalación en julio



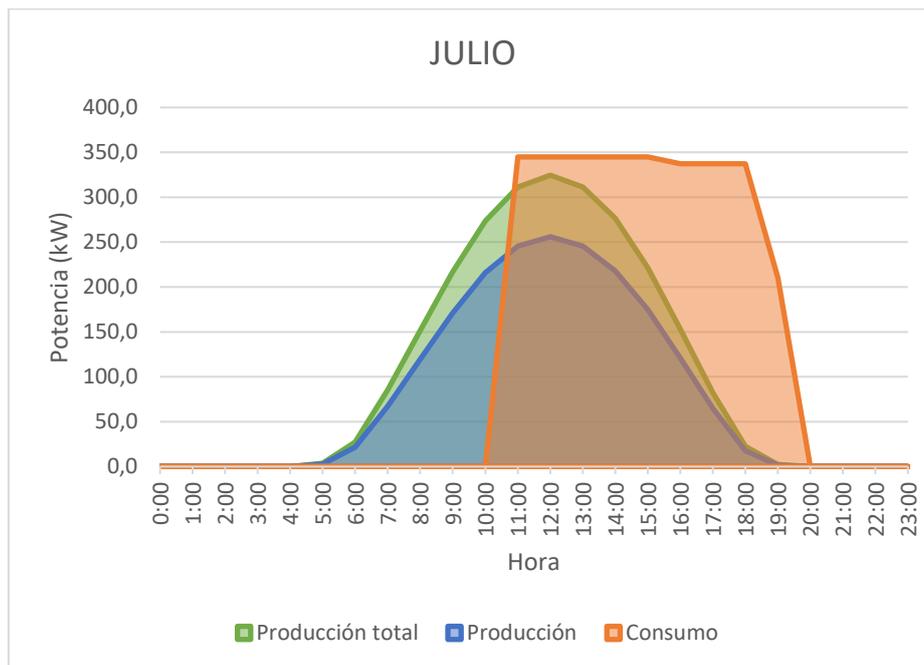
**Gráfica 7:** Consumo de carga de vehículos y producción de nuestra instalación en diciembre

Para este caso, la energía que falta para satisfacer la demanda, y la energía excedente de los momentos donde la producción es mayor al consumo, queda representado en el gráfico 8 según el mes.

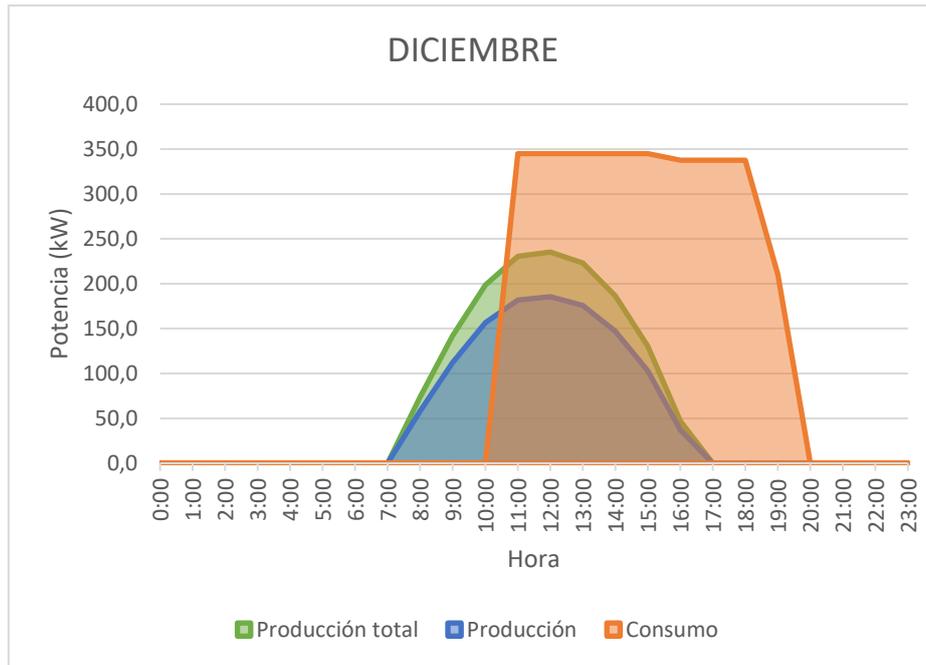


**Gràfica 8:** Resumen del consumo de carga de vehículos y producción de nuestra instalación

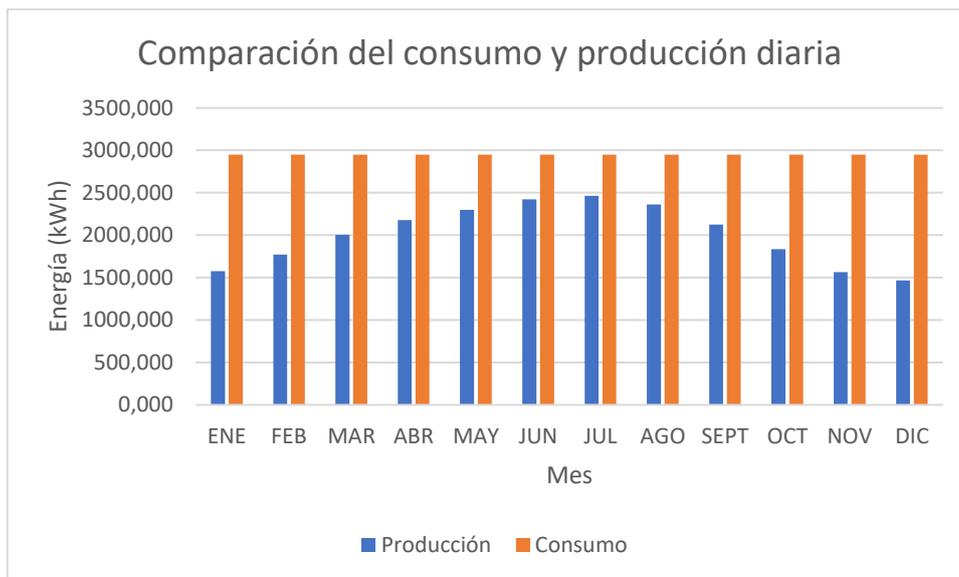
Sin embargo, surgen diferentes planteamientos, como por ejemplo en el caso de considerar también la producción de la instalación de 75 kW, quedando los resultados como en las gráficas 9,10 y 11.



**Gràfica 9:** Consumo de carga de vehículos y producción total en julio

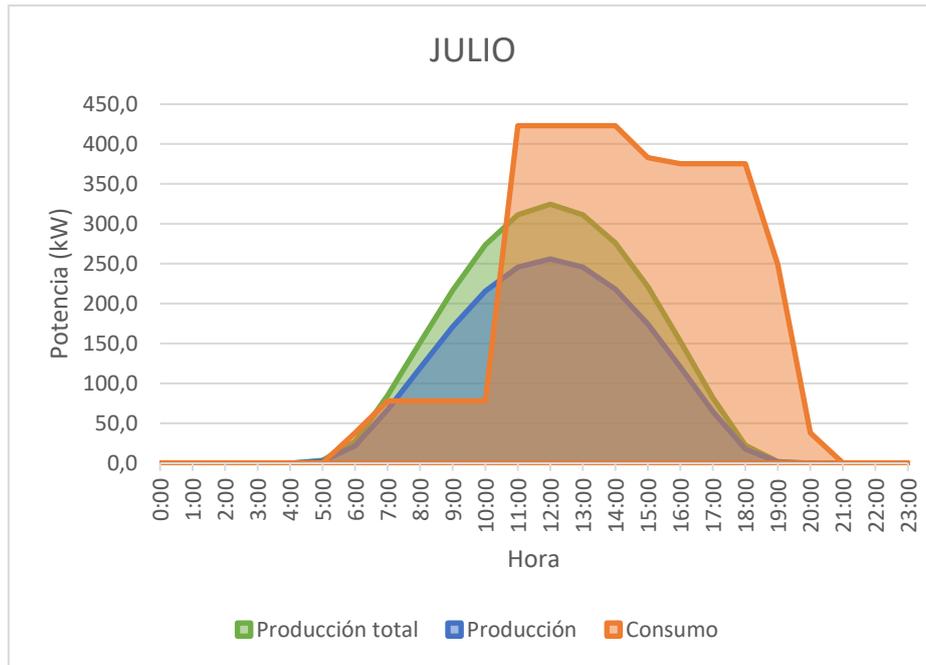


**Gráfica 10:** Consumo de carga de vehículos y producción de total en diciembre

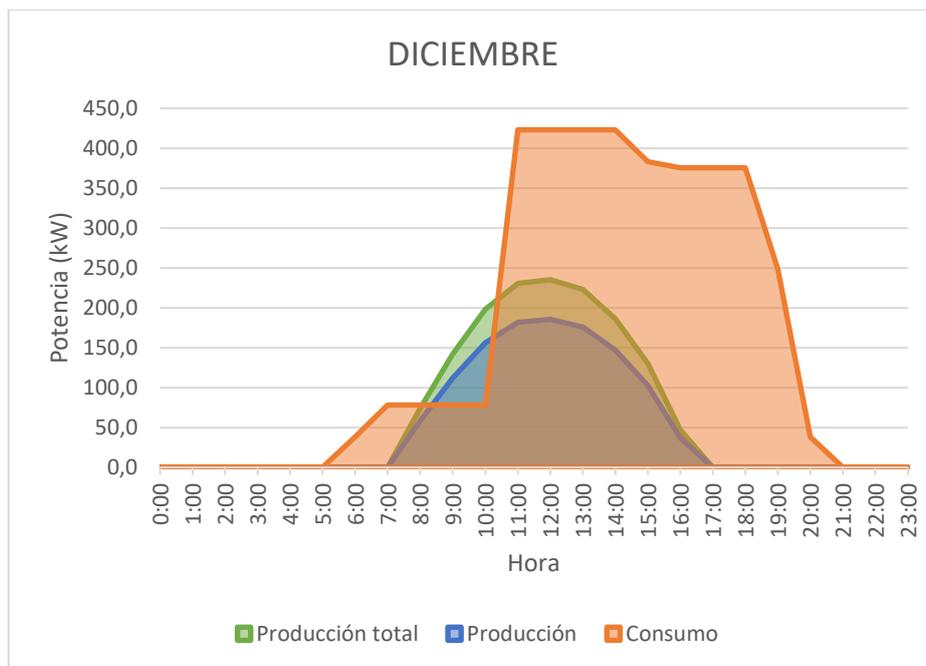


**Gráfica 11:** Resumen del consumo de carga de vehículos y producción total

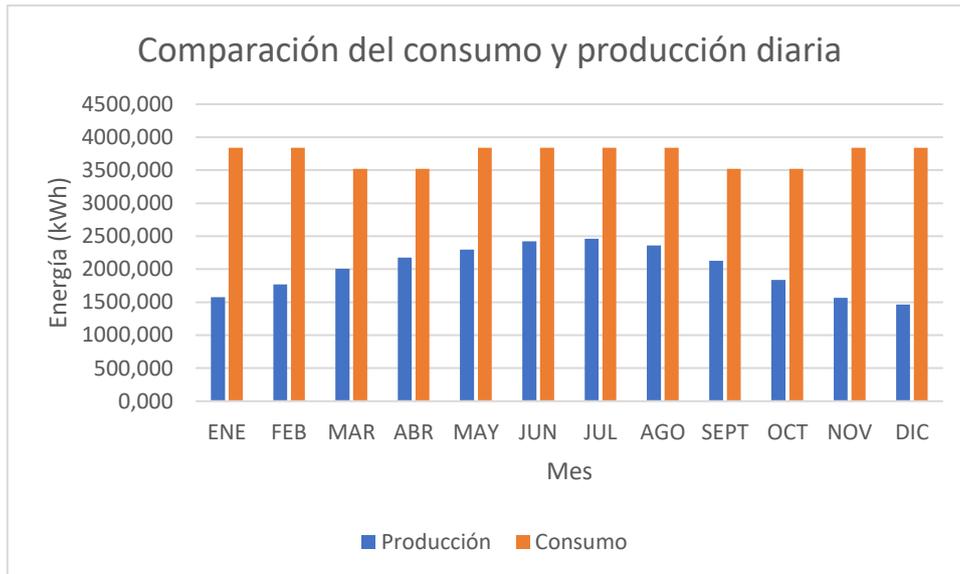
O en el caso de contar con el consumo total de toda la nave, incluyendo las oficinas y otras tomas de carga, quedando como resultado las gráficas 12,13 y 14.



**Gráfica 12:** Consumo total y producción total en julio



**Gráfica 13:** Consumo de total y producción total en diciembre



**Gráfica 14:** Resumen del consumo y producción totales

Es necesario mencionar que los datos obtenidos son de los días promedios según el mes y no de la energía producida a lo largo de este. Además, todos los datos representados en estas gráficas se encuentran en las tablas correspondientes del apartado de producción y excedentes del anexo de cálculos.

## 6.5. CÁLCULO DE CABLEADO

### 6.5.1. CABLEADO

La instalación debe cumplir con todas las consideraciones técnicas expuestas en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT) sobre instalaciones generadoras de baja tensión.

De esta forma, para el cálculo de los conductores adjunto en el anexo de cálculos, se tiene en cuenta los criterios de caída de tensión y de intensidad máxima admisible o calentamiento, expuestos en la normativa de la ITC-BT-40, en la norma UNE-HD 60364-7-712:2017 y en la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

Todos los cables serán adecuados para el uso en intemperie, al aire o enterrados, cumpliendo con la norma UNE 21123.

Según la norma UNE-HD 60364-7-712:2017, en el apartado 712.521.101:

*“los cables en el lado de corriente continua deben seleccionarse e implementarse de manera que se minimice el riesgo de fallos a tierra y cortocircuitos. Esto debe conseguirse utilizando:*

- cables unipolares con cubiertas no metálicas; o
- conductores aislados (unipolares) instalados en tubos o canales aislados individualmente. El o los cable(s) no deben instalarse directamente en la superficie del techo”

Por lo tanto, se utilizan canalizaciones que deben tener la sección aconsejada por la ITC-BT-21 (tabla 2 y 9), además de satisfacer la norma UNE-EN 50.086, siendo la sección interior como mínimo 2,5 veces la sección ocupada por los conductores.

Por otra parte, la correspondiente a las canalizaciones para el cableado en corriente alterna deberá seguir la normativa dispuesta en la ITC-BT-19

Sin embargo, para los tramos accesibles que corresponden con las alturas inferiores a 2,5 metros con respecto al suelo, el cableado se debe instalar bajo tubo, siguiendo la normativa ITC-BT-06 (3.1.1.) y la ITC-BT-11 (1.2.1.)

Por otra parte, para el cálculo de cableado, se debe tener en cuenta la configuración de la instalación, para ello utilizaremos las características del inversor y de las placas fotovoltaicas especificadas en las fichas técnicas adjuntas.

Como se ha calculado con anterioridad, se instalarán 4 inversores, conectando en cada inversor 15 placas en serie y 1 línea en paralelo de placas fotovoltaicas por cada regulador MPPT. De esta forma, al haber solo 10 MPPT y 2 entradas por cada MPPT, solo se utilizarán la mitad de las entradas disponibles por cada inversor.

Con estos datos, realizaremos el cálculo del cableado de las distintas partes del sistema:

- Cableado entre módulos y el inversor
- Cableado entre el inversor y la caja general de protección y medida

### **CABLEADO ENTRE MODULOS Y EL INVERSOR**

Este tramo de cableado va desde las diferentes series de módulos hasta la caja de corriente continua, y después hasta el inversor que se encuentra a su lado. El tipo cable utilizado será el SOLAR 1,5/1,5 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-6032.1

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: EPR

Cubierta: PVC (Poliolefina)

Temperatura máxima de utilización: 120 °C

Como resultado da un cableado necesario cuya sección mínima será de  $25 \text{ mm}^2$ , asegurando de esta forma que las caídas de tensión en los cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5% así como el cumplimiento del criterio de calentamiento. Su instalación será mediante el método B1 definido en la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

### **CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

Este tramo de cableado va desde el inversor hasta el cuadro general de protección y medida. El tipo de cable utilizado será de RV-K 0,6/1 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1)

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: XLPE

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90 °C

Como resultado da un cableado necesario cuya sección mínima será de  $95 \text{ mm}^2$ , asegurando de esta forma que las caídas de tensión en los cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5% así

como el cumplimiento del criterio de calentamiento. Su instalación será mediante el método de instalación tipo E definido en la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

### 6.5.2. PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra realizada en la instalación son la de las masas de baja tensión, inversor y módulos fotovoltaicos, siguiendo la normativa del artículo 15 del Real Decreto 1699/2011.

En nuestro caso, el neutro del transformador de cliente está puesto a tierra en el centro de transformación existente, realizando la conexión al borne principal de tierra del edificio. De este modo, hace falta diseñar únicamente la puesta a tierra común para los módulos fotovoltaicos, la carcasa del inversor y para la estructura metálica que soporta los módulos, de forma que la tensión de contacto admisible no sea superior a 230 V y que la tensión debida a la corriente diferencial no supere los 24 V en las masas de baja tensión.

### 6.5.3. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Siguiendo con lo planteado en la ITC-BT-18, la sección de los conductores de protección se calcula con respecto a la tabla de la imagen 7, sacada de la ITC.

*Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase*

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ ( $\text{mm}^2$ )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

**Imagen 7:** Tabla de la ITC-BT-18 para el cálculo de conductores de protección

Por lo tanto, los conductores de protección utilizados en el 1º tramo que discurre entre los módulos y el inversor serán de  $16\text{mm}^2$ , mientras que los del 2º tramo que discurre entre el inversor y el cuadro general de protección y medida, sería de  $47,5\text{mm}^2$ .

## 6.6. PROTECCIONES

Las protecciones mínimas para disponer son las siguientes:

- Sobreintensidad: Mediante magnetotérmico o una solución equivalente.
- Mínima tensión: Conectado entre las 3 fases y el neutro, deberá actuar en un tiempo inferior a 0.5s cuando la tensión llegue al 85% del valor asignado.
- Sobretensión: Conectado entre fase y neutro, deberá actuar en un tiempo inferior a 0.5s a partir de que la tensión llegue al 110% del valor asignado.
- Máxima y mínima frecuencia: Conectada entre fases, deberán actuar cuando la frecuencia sea inferior a 49Hz o superior a 51Hz durante más de 5 periodos.

Se debe tener en cuenta que el inversor tiene HUAWEI SUN2000 100KTL tiene integrado dispositivos de protección de diferentes tipos. Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna. De esta forma, el inversor se encuentra protegido y no siempre es necesario incluir más protecciones adicionales en los conductores.

### 6.6.1. PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

- **FRENTE A CORTOCIRCUITOS Y SOBRECARGAS**

Por construcción de nuestro inversor tenemos que el número de cadenas es 1, ya que al tener 10 sistemas de seguimiento del punto de funcionamiento a potencia máxima (MPPT) sin conexión entre estos y 20 entradas, supone que cada MPPT tenga como máximo hasta 2 cadenas

y en esta instalación en particular solamente 1 cadena, debido a la corriente máxima del regulador. Por lo tanto, no será necesario un dispositivo de protección de sobre intensidad

Sin embargo, en el caso de querer colocar protecciones entre las placas y el inversor, se utilizan fusibles gPV de acuerdo con la norma EN 60269-6. Todos ellos son iguales ya que trabajan bajo las mismas condiciones.

Seguindo con la norma mencionada anteriormente, los fusibles deberán cumplir:

$$1,35 * I_{MOD MAX OCPR} < (N_S - 1) * I_{SC MAX}$$

$$1,1 * I_{SC MAX} \text{ (de la cadena)} \leq I_N \leq I_{MOD MAX OCPR}$$

De esta forma, la corriente nominal del dispositivo de protección ( $I_N$ ) debería de ser, mayor o igual a 18,47 A.

- **FRENTE A SOBRETENSIONES TRANSITORIAS**

Deben instalarse dispositivos de protección frente a sobretensiones cuando:

$$L \geq L_{CRIT}$$

Donde:

- $L$  = longitud máxima del inversor hasta la placa
- $L_{CRIT}$  = Longitud crítica

Dicha longitud crítica se calcula con respecto a la tabla de la imagen 8 sacada de la ITC

**Tabla 712.102 - Cálculo de la longitud crítica  $L_{crit}$**

Tipo de instalación	Locales residenciales	Central fotovoltaica en campo libre	Locales no residenciales
$L_{crit}$	$115 / N_g$	$200 / N_g$	$450 / N_g$
$L \geq L_{crit}$	Protección contra sobretensiones necesaria en el lado de la corriente continua		
$L < L_{crit}$	Protección contra sobretensiones no necesaria en el lado de la corriente continua		

**Imagen 8:** Longitud crítica para protección frente a sobretensiones en DC

Por lo tanto, la longitud crítica tendrá la siguiente expresión

$$L_{CRIT} = \frac{450}{N_g}$$

Donde:

- $N_g$  = Densidad de descarga a tierra según el lugar geográfico (=2)

De este modo, la longitud crítica es de 225 metros, la cual es mucho mayor a nuestra longitud máxima entre el inversor y los paneles fotovoltaicos por lo que no será necesario un dispositivo de protección frente a sobretensiones por el lado de la corriente continua.

### 6.6.2. PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA

Siguiendo el RD 244/2019, hace falta un elemento de corte o limitación de corriente y un diferencial tipo A de 30mA, para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa.

De esta forma, como protección para la parte de corriente alterna, añadiremos un diferencial que cumpla con las anteriores características y un interruptor automático con aptitud de seccionamiento, que funcione como termomagnético.

#### - **INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO**

Para determinar el interruptor magnetotérmico necesario, se debe cumplir dos condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

- $I_B$  = Corriente de diseño de la línea (Intensidad máxima de salida del inversor)
- $I_N$  = Corriente nominal del interruptor magnetotérmico (298 A)
- $I_Z$  = Corriente máxima admisible del conductor

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{OUT INV}} = \frac{100 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 144,34 A \rightarrow 144,35 * 1,25 = 180,42 A$$

Y la segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \rightarrow I_2 \leq 432,1 A$$

$$1,6 * I_N \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 320 A \leq 432,1 A$$

Por lo tanto, la corriente nominal del interruptor magnetotérmico debe estar entre los valores 160,4 A a 298 A. De esta forma, el interruptor magnetotérmico a utilizar entre el inversor y el cuadro general de protección será de 4P-400V 50Hz Curva C,  $I_N = 200 A$  y con un poder de corte ( $P_C$ ) de 15 kA

#### - **INTERRUPTOR DIFERENCIAL (ID)**

Con el fin de que el interruptor diferencial este protegido por el magnetotérmico se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$I_{N-D} \geq I_{N-MT}$$

$$I_{NC} \geq P_{C int mag}$$

$$P_{C int dif} \geq P_{C int mag}$$

Por lo tanto, siguiendo con la normativa y las condiciones anteriores, el diferencial debe de ser de 4P-400V 50Hz Clase A de 30 mA,  $I_N=200 A$  y con un poder de corte de 20kA.

## 7. BANCO DE BATERÍAS

### 7.1. CAPACIDAD TOTAL DE LAS BATERÍAS

Se pretende instalar un banco de baterías para evitar el vertido de energía a la red, y almacenar la suficiente energía para poder cargar los vehículos aprovechando los excesos de producción y los periodos con menor coste energético de la red.

Para ello, la capacidad total del banco de baterías sería la energía que falta para satisfacer el consumo de la carga de vehículos eléctricos con respecto a nuestra instalación fotovoltaica. Teniendo en cuenta la profundidad de descarga de las baterías.

De esta forma, la capacidad total del banco de baterías sería la calculada con el dato que se encuentra en la tabla 16 del anexo de cálculo y sería de 3025,07 kWh correspondiente con el mes de diciembre, al ser el mes más desfavorable. Estaría representado en la gráfica 7 del apartado de producción, siendo la energía de la curva de consumo que no se encuentra superpuesta por la de producción.

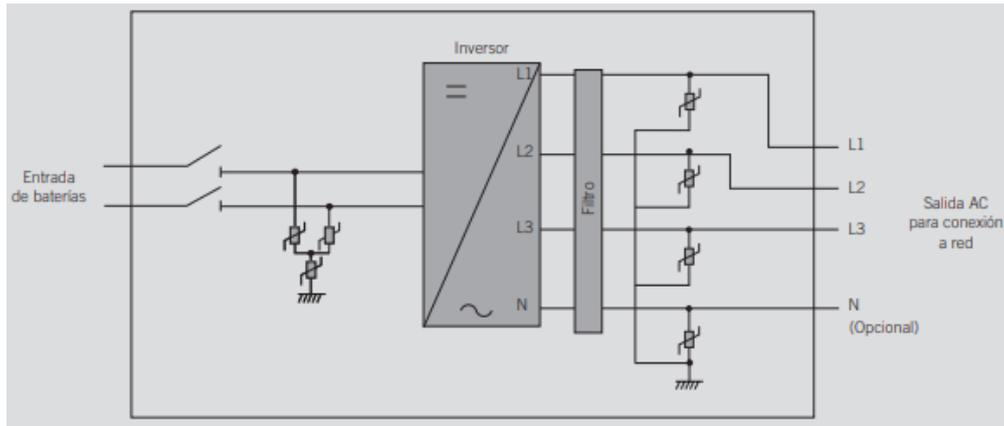
No obstante, debemos tener en cuenta el coste de las baterías y, por lo tanto, con el objetivo de disminuir el número de baterías necesarias, podemos utilizar la energía que falta para satisfacer la demanda teniendo en cuenta también la producción de la instalación ya existente. De esta forma, la capacidad total del banco de batería corresponde con la calculada con el dato que se encuentra en la tabla 18 del anexo de cálculos y sería de 2707,299 kWh correspondiente al mes de diciembre. Del mismo modo, estaría representada en la gráfica 10.

La capacidad total calculada del banco de baterías se corresponde a dos posibilidades ideales en las que conectamos suficientes baterías como para alimentar toda la instalación de carga de vehículos eléctricos, pudiendo utilizar la energía excedente de la producción y la energía de la conexión a red en los periodos de menor coste energético.

Sin embargo, para reducir el número de baterías y evitar el pago de los peajes por los excedentes producidos por la instalación, debido al Real Decreto 244/2019. La nueva capacidad del banco de baterías se corresponde con la energía excedente máxima de las instalaciones fotovoltaicas con respecto al consumo mínimo total de la nave industrial. Este dato se calcula por el dato que se encuentra en la tabla 20 del anexo de cálculos dando como resultado 753,09 kWh correspondiente al mes de abril.

### 7.2. INVERSOR

El inversor a utilizar para esta parte de la instalación, se corresponde con el modelo INGECON SUN STORAGE 100TL, para el banco de baterías con las características mostradas en la imagen 9 y 10, sacadas de la ficha técnica:



**Imagen 9:** Esquema del inversor para el banco de baterías

100TL	
<b>Valores de Entrada de Batería (DC)</b>	
Rango de tensión <sup>(1)</sup>	627 - 850 V
Tensión máxima <sup>(2)</sup>	1.100 V
Potencia máxima de carga / descarga	60 kW / 100 kW
Corriente máxima de carga / descarga	96 A / 159 A
Tipo de batería	Ion-Litio, plomo
Corriente de cortocircuito	240 A
Comunicación con el BMS (Battery Management System)	CAN Bus 2.0 / Ethernet
<b>Valores de Salida (AC)</b>	
Potencia máxima de carga / descarga	60 kW / 100 kW
Máx. temperatura a potencia nominal <sup>(3)</sup>	50 °C
Corriente máxima de carga / descarga	87 A / 145 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Factor de Potencia	1
Factor de Potencia ajustable	Sl, 0 - 1 (leading / lagging)
THD	<3%
<b>Rendimiento</b>	
Eficiencia máxima	98,8 %
Euroeficiencia	98,1 %

**Imagen 10:** Características del inversor para el banco de baterías

Entre otras cosas, este inversor puede venir con un gestor EMS (Energy Management System) que se encargue de controlar el funcionamiento de los demás inversores y controladores de carga y comunicar con el vatímetro en que se encuentra en el punto de conexión a red. Además, permite comunicarse con los puntos de carga del vehículo eléctrico.

Por otra parte, a la hora de elegir las baterías y el vatímetro a instalar, deberemos mirar la compatibilidad del inversor con estos dispositivos, la cual nos proporciona el fabricante.

### 7.3. BATERÍAS

Una vez obtenida la capacidad total de la batería, elegimos una batería para calcular cuantas hay que colocar y en que configuración. Hay que tener en cuenta que el inversor de las baterías no es compatible con cualquier batería, y el fabricante nos da un listado de las baterías homologadas, siendo referenciadas en la tabla 4:

Empresa	Tipo
BeeBattery	Power ESS v1.0
CEGASA	eBick Pro
DYNESS	Power Rack HV4
WECO	5K3 XP

**Tabla 4:** Tipos de baterías.

Investigando sobre las distintas posibilidades, utilizamos la batería de Cegasa, debido a la alta capacidad de la batería y la facilidad de conexión de estas. Por lo tanto, el banco de baterías está formado por módulos eBick Pro Serie con las características de la imagen 11 sacadas de su correspondiente ficha técnica:

<b>Características eléctricas</b>	
Voltaje nominal módulo	48 VDC
Voltaje mínimo módulo	42 VDC
Voltaje máximo módulo	52,2 VDC
Capacidad nominal	280 Ah
Corriente nominal de carga continuo	140 A
Corriente máxima de carga-descarga continuo	175 A
Corriente recomendada de descarga continuo	140 A
Corriente pico descarga (1-2 min)	280 A
<b>Características energéticas</b>	
Ciclos de vida (80% DoD)	>5000 ciclos
Energía instalada	13,44 kWh

**Imagen 11:** Características de las baterías

#### 7.4. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

En el anejo de cálculos determinamos la cantidad de baterías necesarias para cada caso. De manera que para tener una capacidad total de 3025,07 kWh hacen falta 225 baterías; para 2707,299 kWh hacen falta 202 baterías y para 753,09 kWh hacen falta 56 baterías.

Puesto que la diferencia de baterías necesarias es muy grande, en este proyecto haremos una instalación de 56 baterías para almacenar tan solo el excedente de la producción y evitar así el vertido a red.

Para determinar la configuración necesaria, partimos de los datos de las baterías y el inversor, así como de la potencia total de la instalación. De modo que, para cumplir las características de entrada del inversor de baterías, se deben colocar entre 13 y 17 baterías en serie.

Teniendo en cuenta que la corriente recomendada de carga y descarga de la batería es de 140 A, y que la corriente máxima de entrada del inversor es de 96 A para carga y 159 A para la descarga. Decidimos tener tan solo 1 línea de baterías en serie, para acercarnos lo máximo posible a la corriente recomendada.

De esta forma, para 56 baterías da como resultado que la configuración de la instalación más indicada corresponda a conectar 4 inversores con 1 línea de 14 baterías en serie. Por lo tanto, la tensión de trabajo resultante de las baterías será de 672 V, y la corriente de carga y descarga serán de 96 A y 159 A respectivamente.

#### 7.5. CÁLCULO DE CABLEADO

##### 7.5.1. CABLEADO

El cableado debe de cumplir la misma normativa, expuesta en el apartado de cableado de la instalación fotovoltaica. En este caso, también existen 2 tramos.

El primer tramo, es el que va de las baterías al inversor, pasando por el armario de control y protecciones. El segundo tramo es el que va desde el inversor de las baterías hasta el cuadro general de protección y medida.

### **CABLEADO ENTRE BATERÍAS Y EL INVERSOR**

Las baterías, ya vienen precableadas de forma que para la conexión entre estas y el armario de control y protección (PCC) ya vienen incluidas.

### **CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

Este tramo de cableado va desde el inversor hasta el cuadro general de protección y medida. El tipo de cable utilizado será de RV-K 0,6/1 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1)

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: XLPE

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90 °C

Como resultado da un cableado necesario cuya sección mínima será de  $70 \text{ mm}^2$ , asegurando de esta forma que las caídas de tensión en los cables y cajas de conexión sean inferiores al 1,5% así como el cumplimiento del criterio de calentamiento. Su instalación será mediante el método de instalación tipo E definido en la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

#### 7.5.2. PUESTA A TIERRA

En el manual para la instalación de las baterías que proporciona el fabricante (CEGASA), encontramos lo siguiente con respecto a la conexión a tierra.

*“Dado que el sistema puede ser utilizado para alimentar un SAI, la continuidad del servicio es uno de los requisitos del producto. Debido a esto, la batería se distribuye como un sistema IT; ninguno de los terminales de potencia está referenciado a tierra.*

*Para asegurar la seguridad de las personas, la envolvente del equipo es de material no conductor y ninguno de los terminales de potencia es accesible.*

*Existe, sin embargo, un tornillo de tierra en el PCM. Este tornillo se usa para eliminar cualquier ruido eléctrico que pueda afectar a la electrónica. Se deberá conectar un cable de sección entre  $1 \text{ mm}^2$  and  $2,5 \text{ mm}^2$  a dicho tornillo de M-5.”*

#### 7.5.3. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Siguiendo con lo planteado en la ITC-BT-18, la sección de los conductores se calcula con respecto a la tabla de la imagen 7, proporcionada con anterioridad y sacada de la ITC.

**Tabla 2. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase**

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

**Imagen 7:** Tabla de la ITC-BT-18 para el cálculo de conductores de protección

De esta forma, los conductores de protección utilizados en el 2º tramo que discurre entre el inversor y el cuadro general de protección y medida, sería de  $35\text{mm}^2$ .

## 7.6. PROTECCIONES

### 7.6.1. PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA

Las baterías vienen con un armario de control y protección (PCC), de fácil instalación, que dispone de:

- Dispositivos frente a sobrecargas
- Dispositivos frente a sobredescargas
- Dispositivos frente a cortocircuitos
- Dispositivos frente a sobrecorriente
- Dispositivos frente a sobretemperatura
- Dispositivos de equilibrado pasivo

Dicho armario tiene una tensión de trabajo entre 384 V y 780 V en corriente continua, y una corriente de 300 A, quedando cubiertas las protecciones necesarias por la parte de corriente continua.

### 7.6.2. PROTECCIÓN EN EL TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA

Siguiendo el RD 244/2019, hace falta un elemento de corte o limitación de corriente y un diferencial tipo A de 30mA, para garantizar que la tensión de contacto no resulte peligrosa.

De esta forma, como protección para la parte de corriente alterna, añadiremos un diferencial que cumpla con las anteriores características y un interruptor automático con aptitud de seccionamiento, que funcione como termomagnético.

#### - INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO

Para determinar el interruptor magnetotérmico necesario, se debe cumplir dos condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

- $I_B$  = Corriente de diseño de la línea (Intensidad máxima de salida del inversor)
- $I_N$  = Corriente nominal del interruptor magnetotérmico (298 A)
- $I_Z$  = Corriente máxima admisible del conductor

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{OUT\ INV}} = \frac{100 * 10^3}{\sqrt{3} * 400} = 144,34 \text{ A} \rightarrow 144,35 * 1,25 = 180,42 \text{ A}$$

Y la segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \rightarrow I_2 \leq 432,1 \text{ A}$$

$$1,6 * I_N \leq 1,45 * I_Z \rightarrow 320 A \leq 432,1 A$$

Por lo tanto, la corriente nominal del interruptor magnetotérmico debe estar entre los valores 160,4 A a 298 A. De esta forma, el interruptor magnetotérmico a utilizar entre el inversor y el cuadro general de protección será de 4P-400V 50Hz Curva C,  $I_N = 200 A$  y con un poder de corte ( $P_C$ ) de 15 kA

- **INTERRUPTOR DIFERENCIAL (ID)**

Con el fin de que el interruptor diferencial este protegido por el magnetotérmico se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$I_{N-D} \geq I_{N-MT}$$

$$I_{NC} \geq P_C \text{ int mag}$$

$$P_C \text{ int dif} \geq P_C \text{ int mag}$$

Por lo tanto, siguiendo con la normativa y las condiciones anteriores, el diferencial debe de ser de 4P-400V 50Hz Clase A de 30 mA,  $I_N=200 A$  y con un poder de corte de 20kA

## 8. COSTES DE LA INSTALACIÓN Y AMORTIZACIONES

En resumen, el conste total de la instalación viene definido por los elementos representados en la tabla 5, con su coste por unidad correspondiente. Y da como resultado, el coste total y el IVA que se encuentra en la tabla 6.

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Panel solar	HiKu7 Mono PERC CS7L-600	586	257,89
Estructura		586	39
Inversor FV	Huawei SUN2000-100KTL-M2	4	5117,48
Instalación eléctrica 1		1	15324,38
Proyecto		1	700
Baterías	Cegasa - eBick 280 Pro Serie	56	6200,17
Inversor Baterías	SUN Storage 3Play 100TL	4	14027,78
Protección y control	Armario PCC	1	13355,72
Instalación eléctrica 2		1	9948,65

**Tabla 5:** Elementos de toda la instalación

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA	TOTAL+IVA(€)
Panel solar	151123,54	31735,94	182859,48
Estructura	22854,00	4799,34	27653,34
Inversor FV	20469,92	4298,68	24768,60
Instalación eléctrica 1	15324,38	3218,12	18542,50
Proyecto	700,00	147,00	847,00
Baterías	347209,52	72914,00	420123,52
Inversor Baterías	56111,12	11783,34	67894,46
Protección y control	13355,72	2804,70	16160,42
Instalación eléctrica 2	9948,65	2089,22	12037,87
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>637096,85</b>	<b>133790,34</b>	<b>770887,19</b>

**Tabla 6:** Presupuesto final de toda la instalación

Por lo que podemos observar en las, el coste total de la instalación es de 637096,85€, lo que supone un IVA (21%) de 133790,34€ y por lo tanto un coste final de 770887,19€. Los costes desglosados en las diferentes partes de la instalación se encuentran en el anejo de presupuesto.

Por otra parte, el estudio de amortizaciones se calcula en el anejo de cálculos, y da como resultado que la recuperación total de la inversión se conseguiría en menos de 7 años, suponiendo que el coste de la energía eléctrica sea constante e igual a 0,17 €/kWh.

## 9. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLES (ODS)

Los principales objetivos de desarrollo sostenible para la energía solar fotovoltaica son:

- Reducción de la dependencia de los combustibles fósiles
- Mitigación del cambio climático mediante la reducción de los gases de efecto invernadero.
- Fomentar la independencia energética
- Reducir los costes de la energía
- Promover la sostenibilidad

Estos objetivos forman parte de las ventajas de la energía solar fotovoltaica descritas anteriormente en la memoria, pero en este caso, el impacto más importante de nuestra instalación es la reducción de los gases de efecto invernadero al ser considerada como una fuente de energía renovable, que no necesita combustibles fósiles ni produce dichos gases.

De esta forma, nuestra instalación consigue ahorrar un aproximado de 183 toneladas de  $CO_2$

Esta cifra se ha calculado suponiendo una emisión de 0,25 kg de  $CO_2$  por cada kWh, dato que ha sido publicado por la CNMC el 16 de abril de 2021, y viene de las emisiones correspondientes al mix de la energía producida por la red eléctrica española.

También se debe de tener en cuenta, que al igual que en la amortización de la instalación, el ahorro en emisiones de  $CO_2$ , disminuye conforme baja el rendimiento de la instalación a lo largo del tiempo.

Además, nuestra instalación está diseñada para la ayuda en la carga de vehículos eléctricos. Este cambio de transporte, aunque no forma parte directa de la instalación fotovoltaica, también supone un ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero.

## 10. AYUDAS ECONÓMICAS

Para las instalaciones de energías renovables, se dan ayudas económicas desde nivel europeo hasta autonómico. La principal página para buscar las ayudas es la [idae \(Boletín de ayudas en materia energética | Idae\)](#) donde se recogen las bases, así como las convocatorias de ayudas y subvenciones relacionadas con la materia energética. Dentro de esta, se encuentra la IVACE del instituto valenciano de competitividad empresarial ([Ayudas vigentes \(ivace.es\)](#))

En esta última podemos encontrar las distintas ayudas con su respectiva información de donde provienen los fondos, los plazos de presentación de la solicitud, a que grupos y sobre que aspectos están dirigidos, etc.

Ayudas al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, y a la implantación de sistemas térmicos renovables	NextGeneration UE (MRR)	Del 02-11-2021 al 31-12-2023	Empresas, Entidades no lucrativas, Administraciones públicas, Personas físicas	Energía
--	----------------------------	---------------------------------	---	---------

**Imagen 11:** Ayuda económica para las instalaciones de autoconsumo y almacenamiento de la IVACE

Dentro de esta página, nos encontramos con una ayuda destinada al autoconsumo y almacenamiento con fuentes de energía renovable, así como la implementación de sistemas térmicos renovables, que se observa en la imagen 11. Podemos ver que la ayuda esta cofinanciada por la Unión Europea – NextGenerationEU, cuya fecha máxima para la presentación de la solicitud es el 31 de diciembre de 2023. Esta ayuda está dirigida a empresas entre otras, por los que nos podemos beneficiar para nuestra instalación.

Indagando más en las condiciones de la ayuda, el proyecto solo se puede acoger a los programas de incentivos 1,2 y 3. Por lo tanto, los programas de incentivos a los que nos podemos acoger son:

1. Realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en el sector servicios, con o sin almacenamiento.
2. Realización de instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable en los otros sectores productivos de la economía, con o sin almacenamiento.
3. Incorporación de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo con fuentes de energía renovable, ya existentes en el sector servicios y otros sectores productivos.

Siendo el programa que más nos interesa, el 1 dedicado al sector de servicios.

De este modo, para poder recurrir a la ayuda hará falta presentar la documentación correspondiente a nuestro proyecto:

- Certificado electrónico de la entidad beneficiaria.
- Solicitud de pago.
- Copia de la cuenta bancaria donde aparezcan los datos del titular, en el que se abonará la ayuda correspondiente.
- Justificación documental de la correcta ejecución de la actuación requerida para cada programa de incentivos, dentro de esta documentación están:
  - o Certificado final de obra.
  - o Autorización de explotación y el certificado de Instalación eléctrica (CIE).
  - o Copia del proyecto o memoria técnica del diseño.

Solo en el caso de que la instalación supere los 100kW de potencia nominal, como es el caso de este proyecto, hará falta entregar documentación adicional como:

- o Documentación actualizada que refleje o confirme, lo solicitado en el artículo 7.2f en relación con el origen de los componentes y sus características, el impacto del proyecto y el principio de no causar daño significativo.
- o Acreditación del cumplimiento de la valorización del 70% de los residuos de construcción.
- La memoria técnica del proyecto.
- Relación certificada y copia de los pedidos.
- Justificantes de gastos, a través de una relación certificada y copia de las facturas.
- Justificantes de pago.

- Reportaje fotográfico de las instalaciones iniciales sobre las que se han realizado las actuaciones.
- Declaración responsable de otras ayudas, subvenciones, ingresos o recursos públicos o privados que hubieran obtenido o solicitado.
- Documentación justificativa sobre el proceso de contratación de las actuaciones por parte destinatario último de las ayudas
- Para los proyectos con un coste elegible superior a 1.000.000 €, se debe entregar una cuenta justificativa con aportación de informa de auditor.

Una vez entregados estos datos, y concedida la ayuda, las actuaciones se deben llevar a cabo en un periodo de 18 meses desde dicha fecha, debiendo notificar a la IVACE, por escrito, la fecha de finalización de las actuaciones antes de que finalice el plazo. En caso de no cumplir el plazo se pondría la revocación de la ayuda.

Por otra parte, en cuanto a el importe de la ayuda, será la suma de la ayuda base y la ayuda adicional que corresponda en nuestro caso, estando sometidos a los límites que se establecen en la normativa europea aplicable de ayudas del estado.

De esta forma, los costes elegibles serán aquellos que sean necesarios para conseguir los objetivos energéticos de los programas, y que se encuentren en la lista de costes elegibles que se encuentra en la página web de dicha ayuda. Cabe destacar que alguno de estos costes tiene límites de precio, y que solo se considera subvencionables los proyectos y/o instalaciones que estén formados por equipos nuevos y sin uso previo.

Por lo tanto, la subvención que se puede obtener se calcula como un porcentaje del total de los costes subvencionables que está entre el 35% y 45%, aumentado en un 5% en los municipios donde haya menos de 5000 habitantes.

## 11. CONCLUSIÓN

En conclusión, la instalación diseñada para la carga de vehículos está compuesta por dos partes. Una instalación fotovoltaica con 586 placas de 600W conectadas a 4 inversores de 100 kW, y otra que esta compuesta por 56 baterías de 13,44 kWh de capacidad.

Esta instalación se encuentra en las cubiertas a 2 aguas de 3 naves adosadas localizadas en Paterna, y que pertenecen a la empresa SAV. Dicha instalación se encuentra con una de las inclinaciones, de cada cubierta, orientada al sur. Por este motivo, las placas instaladas aprovechan la orientación y la inclinación de la cubierta, colocándose con un ángulo de 35º con respecto al nivel del suelo.

Esto hace que la producción en las placas sea más uniforme a lo largo del año, y gracias a la inclinación de la cubierta, que el número de placas instaladas en esta sea mayor. Sin embargo, también provoca que el número de placas instaladas en la cubierta con orientación opuesta sea escaso.

De esta forma, el número de placas necesario para producir la energía necesaria para satisfacer la demanda es distinto al número de placas que es posible instalar en la cubierta. Por lo que la instalación no satisface la demanda, sino que reduce el consumo energético por parte de la red. Además, la conexión a red es un elemento necesario en nuestra instalación, para asegurar la carga adecuada de las baterías de los vehículos.

Por otra parte, la instalación del banco de baterías se ha calculado a partir de los excedentes producidos por las instalaciones fotovoltaicas, evitando así los vertidos a red y aprovechando lo mejor posible la energía producida.

Pero esta instalación tiene un inconveniente, y es que supone el 66,96% del coste económico de la instalación total, haciendo que con una energía almacenada total de 274,71 MWh al año aproximadamente. Sea posible que la rentabilidad de la inversión se reduzca considerablemente en comparación con instalar un sistema anti vertido.

De esta forma, la instalación total con el banco de baterías incluido, supone un coste final de casi 771.000 euros, sin contar con la posible ayuda económica.

Por lo tanto, la instalación supone un ahorro considerable en el coste de la energía eléctrica, así como la reducción de gases de efecto invernadero, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, fomentando la independencia energética y promoviendo la sostenibilidad.

Por otra parte, la instalación de carga de vehículos eléctricos, que supone el principal consumo de nuestra instalación, supone también un gran ahorro económico y una gran reducción en la dependencia de los combustibles fósiles. Siendo el transporte de la empresa ya no necesita la energía producida por fuentes no renovables que producen gases de efecto invernadero, sino que utilizan energía que en su mayoría proviene de una fuente de energía renovable.

## 12. REFERENCIAS

Información sobre los puntos de carga:

[Conoce los cargadores Orbis Viaris para soluciones de autoconsumo \(cambioenergetico.com\)](#)

- Información de la empresa orbis:  
[SPL-ORBIS](#)  
[VIARIS SOLAR | Cargadores inteligentes Orbis \(viarisorbis.com\)](#)

PVGIS: [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](#)

Componentes:

- Inversores:  
[Inversor trifásico SUN Storage 3Play 100TL Ingecon | AutoSolar](#)  
[Ingeteam Energía Solar Fotovoltaica](#)  
[INGECON SUN 100TL \(ingeteam.com\)](#)  
[Inversor trifásico de baterías para aplicación industrial. \(ingeteam.com\)](#)  
[Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 Trifásico 100kW | al Mejor Precio \(autosolar.es\)](#)
- Placas fotovoltaicas:  
[PLACA SOLAR MONOCRISTALINA CANADIAN 600 Wp \(cambioenergetico.com\)](#)
- Estructura:  
[Soportes y estructuras para paneles solare sobre cubierta inclinada. \(suministrosdelsol.com\)](#)
- Baterías:  
[Dyness-Battery Energy Storage System Innovator E/Bick 280Pro \(cegasa.com\)](#)  
[CEGASA eBick 280 Pro LiFePO4 battery extension 13.44 kWh | mg-solar-shop](#)  
[CEGASA eBick Ultra 175 LiFePO4 Set battery storage 53.76 kWh | mg-solar-shop](#)

- Cableado:  
[Afumex Class 1000V \(AS\) | RZ1-K \(AS\) | Cca-s1b,d1,a1 | Prysmian Group](#)  
[Prysmian PRYSOLAR 1,5/1,5 kVdc | H1Z2Z2-K | Eca | Prysmian Group](#)
- Elementos de protección y medida:  
[420228 LEGRAND DPX<sup>3</sup>250 mag+dif 4P 200A 25kA Electric Autom..](#)  
[\(electricautomationnetwork.com\)](#)

Normativas e ITC:

[AENORMás \[Recurso electrónico-En línea\]. - Universitat Politècnica de València \(upv.es\)](#)

[REBT - Reglamento electrotécnico de baja tensión \(plcmadrid.es\)](#)

Ayudas y subvenciones:

[Ayudas, subvenciones y legislación relacionada | IDAE Movilidad Sostenible \(movilidad-idae.es\)](#)

[Boletín de ayudas en materia energética | Idae](#)

[Ayudas vigentes \(ivace.es\)](#)

[AYUDAS AL AUTOCONSUMO Y EL ALMACENAMIENTO, CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE, Y A LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS TÉRMICOS RENOVABLES \(ivace.es\)](#)

Información general:

[Inversores híbridos | Ahorre en su factura con AutoSolar](#)

[Inversores Solares | Inversor placas solares al mejor precio \(autosolar.es\)](#)

[Comparativa de inversores híbridos 2022 para autoconsumo residencial \(cambioenergetico.com\)](#)

[Tipos de inversores para placas solares y autoconsumo \(efcsolar.com\)](#)

[¿Qué es un regulador MPPT? | AutoSolar](#)

También se han utilizado conocimientos y documentos proporcionados por las asignaturas dadas en la carrera como baja tensión, instalación de energías renovables, oficina técnica, etc.

# DOCUMENTO 3

## CÁLCULOS

## DOCUMENTO 3 - Cálculos

1.	ESTUDIO DEL CONSUMO .....	28
1.1.	RECEPTORES .....	29
1.2.	CURVAS DE CONSUMO .....	29
2.	IRRADIANCIA .....	29
3.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	30
3.1.	PLACA FOTOVOLTAICA (SOMBREADO) .....	31
3.2.	ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	31
3.2.1.	CÁLCULO DE POTENCIA GENERADA POR PLACA .....	31
3.2.2.	CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	32
3.3.	PRODUCCIÓN Y EXCEDENTES .....	32
3.4.	BATERÍAS .....	33
3.4.1.	CAPACIDAD TOTAL DE LAS BATERÍAS .....	33
3.4.2.	CONFIGURACIÓN DEL BANCO DE BATERÍAS .....	33
3.5.	CÁLCULO DEL CABLEADO .....	34
3.5.1.	CABLEADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	35
3.5.2.	CABLEADO DEL BANCO DE BATERÍAS .....	35
3.6.	COSTES DE LA INSTALACIÓN Y AMORTIZACIONES .....	37
3.7.	AHORRO DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> .....	38

## 1. ESTUDIO DEL CONSUMO

### 1.1. RECEPTORES

Receptores	Unidades	Batería (kWh)	t.carga (h)
Barredora eléctrica Tenax Electra 2.0	10	48	8
Barredora eléctrica City Cat V-20e	10	63	8
Baldeadora eléctrica Tenax Electra 2.0	12	48	8
Vehículo auxiliar eléctrico DFSK Pick up K01	2	15	4
Toyota Proace eléctrico van L2 con hidrolimpiadora	6	75	7,5
Toyota Proace eléctrico combi con remolque	10	50	7,5

**Tabla 1:** Datos técnicos de los vehículos

$$P = \frac{\text{Batería (kWh)}}{\text{tiempo de carga (h)}} * \text{Unidades}$$

Receptores	P/Ud(kW)	P.total (kW)
Barredora eléctrica Tenax Electra 2.0	6,00	60,00
Barredora eléctrica City Cat V-20e	7,88	78,75
Baldeadora eléctrica Tenax Electra 2.0	6,00	72,00
Vehículo auxiliar eléctrico DFSK Pick up K01 con bomba	3,75	7,50
Toyota Proace eléctrico van L2 con hidrolimpiadora	10,00	60,00
Toyota Proace eléctrico combi con remolque	6,67	66,67
<b>TOTAL</b>		<b>344,92</b>

**Tabla 2:** Potencia instantánea consumida por la carga de los vehículos

Receptores	Unidades	P.Ud.(kW)	Cs	P.Total(kW)
Aire acondicionado	1	50	1	50
Otros equipos (Ordenadores / puntos de carga)	100	3,6	0,3	108
Puestos de carga "Stand by"	50	0,006	1	0,3
<b>TOTAL</b>				<b>158,3</b>

**Tabla 3:** Potencia instantánea consumida del resto de los receptores

### 1.2. CURVAS DE CONSUMO

h/día	Cargas (kWh)
11:00	344,917
12:00	344,917
13:00	344,917
14:00	344,917
15:00	344,917
16:00	337,417
17:00	337,417
18:00	337,417
19:00	210,75

**Tabla 7:** Consumo por la carga de vehículos

h/día	Consumo final(kWh)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
0:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
1:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
2:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
3:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
4:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
5:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
6:00	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1
7:00	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1
8:00	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1
9:00	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1
10:00	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1	78,1	78,1	38,1	38,1	78,1	78,1
11:00	423	423	383	383	423	423	423	423	383	383	423	423
12:00	423	423	383	383	423	423	423	423	383	383	423	423
13:00	423	423	383	383	423	423	423	423	383	383	423	423
14:00	423	423	383	383	423	423	423	423	383	383	423	423
15:00	383	383	383	383	383	383	383	383	383	383	383	383
16:00	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376
17:00	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376
18:00	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	376
19:00	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
20:00	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1
21:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
22:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
23:00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

**Tabla 8:** Consumo de toda la instalación

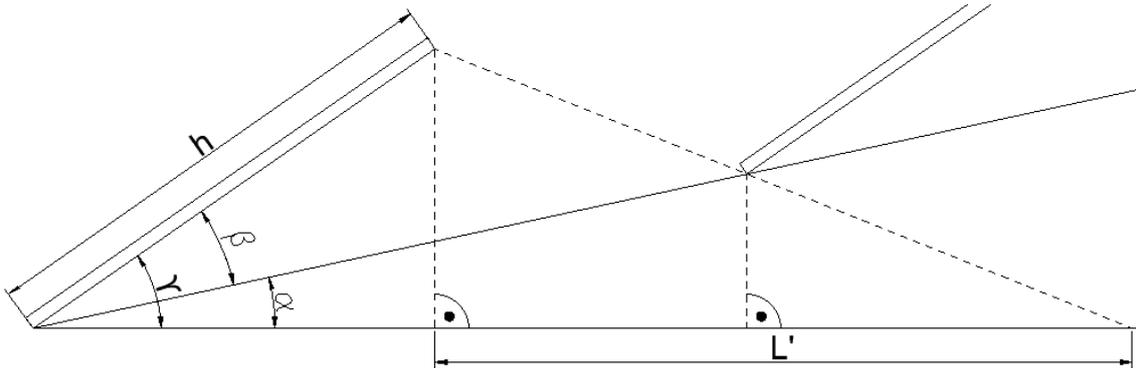
## 2. IRRADIANCIA

h/día	Irradiancia (W/m <sup>2</sup> )											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	10,11	22,9	10,07	0	0	0	0	0
6:00	0	0	1,1	44,81	86,68	93,61	77,76	53,88	25,36	0	0	0
7:00	0	20,43	124,42	207,4	248,46	256,24	241,97	217,28	193,23	151,3	52,2	0
8:00	206,78	252,25	325,39	396,12	440,65	441,78	430,55	412,74	397,2	359,08	279,83	209,84
9:00	402,79	442,54	514,87	593,71	622,26	622,82	616,84	593,4	579,74	514,49	456,94	404,22
10:00	566,63	598,17	674,14	737,13	758,19	778,91	779,3	750,46	718,87	680,9	599,91	564,63
11:00	663,91	711,38	790,01	833,31	847,46	870,22	886,63	865,17	817,9	757,58	693,03	656,57
12:00	717,31	740,99	790,48	834,9	870,22	903,39	923,89	910,95	855,31	764,76	692,69	669,61
13:00	678	744,16	791,23	803,23	817,2	860,71	886,45	882,52	820,75	730,44	652,84	634,51
14:00	594,36	654,72	683,42	674,63	700,14	747,15	786,64	763,56	678,1	599,24	524,28	530,66
15:00	426,94	500,33	535,01	539,13	544,66	599,58	630,25	615,54	525,44	430,8	358,79	371,02
16:00	230,74	309,82	337,35	350,83	365,07	406,83	435,32	412,66	320,27	220,57	141,88	133,48
17:00	0,04	68,36	138,78	160,4	183,58	214,56	234,11	202,6	118,49	19,42	0	0
18:00	0	0	0,49	21,24	48,37	64,2	64,02	39,87	3,03	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0,26	7,2	6,32	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**Tabla 9:** Datos de Irradiancia

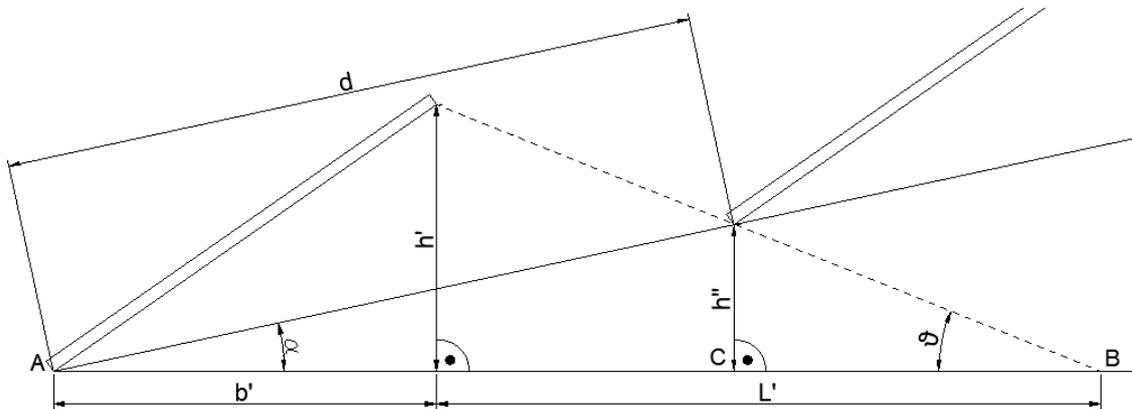
### 3. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 3.1. PLACA FOTOVOLTAICA (SOMBREADO)



**Imagen 12:** Planteamiento inicial cálculo sombreado de placas

Los datos de los que partimos para estos cálculos son, la inclinación de las placas con respecto a la horizontal ( $\gamma = 35^\circ$ ), la inclinación de la cubierta a dos aguas ( $\alpha = 12,286^\circ$ ) y la altura de la placa (h). Como se pueden observar en el planteamiento inicial de la imagen 12 y 13.



**Imagen 13:** Referencia cálculo sombreado, 1ª situación

El objetivo final será hallar la distancia d representada en la imagen 9. Para ello, sacamos la distancia L' con la siguiente fórmula:

$$L' = k * h'$$

Donde, k es una constante que varía con la latitud del emplazamiento, en nuestro caso 2,457; y h' el resultado de la formula trigonométrica  $h' = \text{sen}(\gamma) * h$ .

Una vez hallado el valor de L', planteamos el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\overline{AB} = \overline{AC} + \overline{CB}; \overline{AC} = \frac{h''}{\cos(\alpha)}; \overline{CB} = \frac{h''}{\cos(\vartheta)}$$

Donde:

$$\overline{AB} = b' + L' \rightarrow b' = \cos(\gamma) * h$$

$$\vartheta = \text{arctg}\left(\frac{h''}{L'}\right)$$

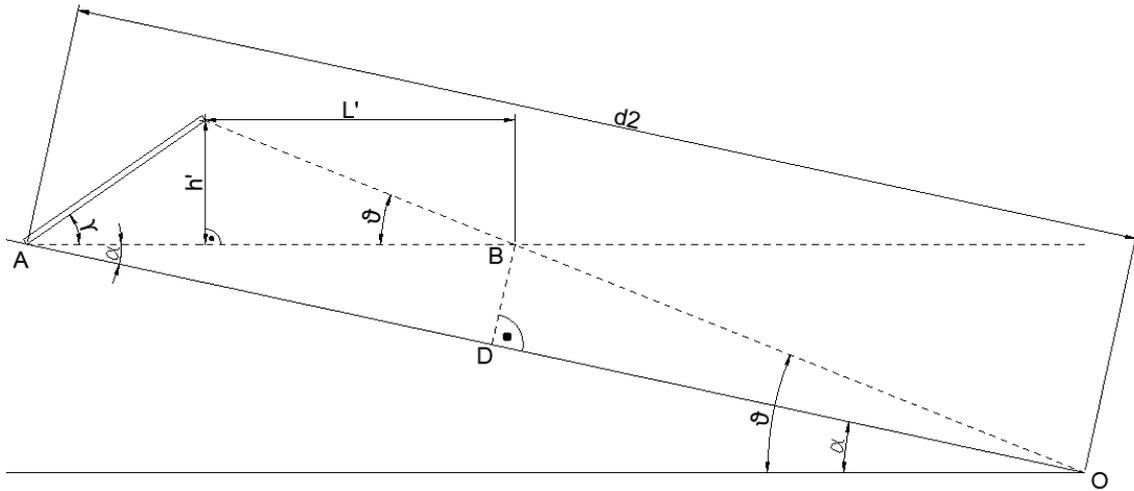
De esta forma se nos queda en un sistema de 3 ecuaciones y 3 incógnitas que resolvemos por el método de igualación, quedando en la formula final:

$$h'' = \frac{\overline{AB}}{\frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} + \frac{1}{\operatorname{tg}(\vartheta)}}$$

Con esta nueva altura  $h''$  sacamos la distancia  $d$  por la fórmula trigonométrica:

$$d = \frac{h''}{\operatorname{sen}(\alpha)}$$

Con los datos del cálculo de esta inclinación, comenzaremos con los cálculos de la 2ª situación teniendo como referencia la imagen 14.



**Imagen 14:** Referencia cálculo sombreado, 2ª situación

En este caso, calcularemos  $d_2$ . Para ello calculamos la altura  $\overline{BD}$ , y posteriormente las distancias  $\overline{AD}$  y  $\overline{DO}$  siendo  $d_2$  la suma de estas últimas dos distancias.  $d_2 = \overline{AD} + \overline{DO}$

$$\overline{BD} = \overline{AB} * \operatorname{sen}(\alpha) \rightarrow \overline{AD} = \overline{AB} * \operatorname{cos}(\alpha); \overline{DO} = \frac{\overline{BD}}{\operatorname{tg}(\vartheta - \alpha)}$$

Por otra parte, la cubierta tiene tragaluces de 1m de anchura cada 5 metros cruzando las cubiertas en perpendicular y dimensiones aproximadas en la primera nave de 131 x 9 metros (cubierta 1) y 125 x 9 metros (cubierta 2); en la segunda nave de 119 x 9 metros (cubierta 3) y 114 x 9 metros (cubierta 4) y en la tercera nave de 128 x 9 metros (cubierta 5) y 122 x 9 metros (cubierta 6). Dichas medidas se pueden observar con mayor facilidad en los planos

Mientras que las placas son, una de 550W con 21,3% de eficiencia de cada módulo y midiendo 2,278x1,134 metros; y otra de 600W con 21,2% de eficiencia y midiendo 2,172x1,303 metros.

Por otra parte, la cubierta tiene tragaluces de 1m de anchura cada 5 metros. De esta forma calculamos el número de placas que podemos instalar y la producción final, comparando entre dos placas de alta eficiencia. Una de 550W con 21,3% de eficiencia de cada módulo y midiendo 2,278x1,134 metros; y otra de 600W con 21,2% de eficiencia y midiendo 2,172x1,303 metros.

Como resultado final obtenemos que las placas de 550W ocupan un espacio aproximado de 2,278 x 1,688 (m) sobre la cubierta con la inclinación de la 1ª situación, y un espacio aproximado de 2,278 x 5,636 (m) sobre la cubierta con la inclinación de la 2ª situación. Mientras que la placa de 600W ocupan un espacio aproximado de 2,172 x 1,94 (m) sobre la cubierta con la inclinación de la 1ª situación, y un espacio aproximado de 2,172 x 6,476 (m) sobre la cubierta con la inclinación de la 2ª situación.

Por lo tanto, utilizando las dimensiones y geometría de la superficie, obtenemos que se pueden instalar una cantidad de 586 placas de 550W, y la misma cantidad de placas de 600W, por lo que por cada  $1000 \text{ W/m}^2$  de radiación solar, podemos obtener una producción de  $68,649 \text{ kWh/m}^2$  con las placas de 550W y una de  $74,539 \text{ kWh/m}^2$  con las placas de 600W.

De esta forma, utilizaremos las placas de 600W del modelo HiKu7 Mono PERC CS7L-600

### 3.2. ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 3.2.1. CÁLCULO DE POTENCIA GENERADA POR PLACA

Según los datos técnicos de la placa, tiene una potencia nominal de 600W, tomando los datos con una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , por lo que el valor de la potencia generada será igual a:

$$\text{Potencia generada}(W) = \text{Irradianza} \left( \frac{W}{m^2} \right) * \frac{P_{\text{pico}}(W)}{1000 \left( \frac{W}{m^2} \right)}$$

De este modo con los datos de irradiancia sacados del PVGIS, que se encuentran en el punto 2 de este apartado de cálculos, sacamos la potencia entregada por las placas en los días promedio de cada mes.

h/día	Producción(W)/placa											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
4:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5:00	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	13,7	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00	0,0	0,0	0,7	26,9	52,0	56,2	46,7	32,3	15,2	0,0	0,0	0,0
7:00	0,0	12,3	74,7	124,4	149,1	153,7	145,2	130,4	115,9	90,8	31,3	0,0
8:00	124,1	151,4	195,2	237,7	264,4	265,1	258,3	247,6	238,3	215,4	167,9	125,9
9:00	241,7	265,5	308,9	356,2	373,4	373,7	370,1	356,0	347,8	308,7	274,2	242,5
10:00	340,0	358,9	404,5	442,3	454,9	467,3	467,6	450,3	431,3	408,5	359,9	338,8
11:00	398,3	426,8	474,0	500,0	508,5	522,1	532,0	519,1	490,7	454,5	415,8	393,9
12:00	430,4	444,6	474,3	500,9	522,1	542,0	554,3	546,6	513,2	458,9	415,6	401,8
13:00	406,8	446,5	474,7	481,9	490,3	516,4	531,9	529,5	492,5	438,3	391,7	380,7
14:00	356,6	392,8	410,1	404,8	420,1	448,3	472,0	458,1	406,9	359,5	314,6	318,4
15:00	256,2	300,2	321,0	323,5	326,8	359,7	378,2	369,3	315,3	258,5	215,3	222,6
16:00	138,4	185,9	202,4	210,5	219,0	244,1	261,2	247,6	192,2	132,3	85,1	80,1
17:00	0,0	41,0	83,3	96,2	110,1	128,7	140,5	121,6	71,1	11,7	0,0	0,0
18:00	0,0	0,0	0,3	12,7	29,0	38,5	38,4	23,9	1,8	0,0	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	4,3	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabla 10:** Producción por placa de 600W

Realizando el sumatorio de todas las potencias horarias en un día promedio del mes, obtendremos la producción estimada diaria del mes en ( $Wh/día$ ). Con este dato, podemos estimar el número de placas a utilizar para producir la cantidad de suficiente de energía que satisfaga al consumo, ya que, gracias a las baterías, la energía producida en horas donde no haya consumo se almacena para utilizarla más tarde.

$$N^{\circ}placas = \frac{\text{consumo} (kWh) * 1000}{\text{Producción} (Wh)}$$

	Consumo (kWh)	Producción por placa (Wh)	Nº placas
Enero	2947,583	2692,500	1095
Febrero	2947,583	3025,890	975
Marzo	2947,583	3424,014	861
Abril	2947,583	3718,104	793
Mayo	2947,583	3925,986	751
Junio	2947,583	4134,060	713
Julio	2947,583	4206,072	701
Agosto	2947,583	4032,378	731
Septiembre	2947,583	3632,214	812
Octubre	2947,583	3137,148	940
Noviembre	2947,583	2671,434	1104
Diciembre	2947,583	2504,724	1177

**Tabla 11:** Cálculo del Nº placas de 600W, para consumo de carga de vehículos

Para la realización de este cálculo, hemos utilizado el consumo de los vehículos y la producción de las placas utilizadas en este proyecto, sin embargo, para ser más realistas, debemos utilizar el consumo total, y añadir a la producción la energía producida por la actual instalación fotovoltaica de 75kW

$$N^{\circ}placas = \frac{(Consumo(kWh) - Producción Inst. 75kW (kWh)) * 1000}{Producción por placa (Wh)}$$

	Consumo (kWh)	Producción Inst 75kW (kWh)	Producción por placa (Wh)	Nºplacas
Enero	3841,783	333,197	2692,50	1304
Febrero	3841,783	374,454	3025,89	1146
Marzo	3521,783	423,722	3424,01	905
Abril	3521,783	460,115	3718,10	824
Mayo	3841,783	485,841	3925,99	855
Junio	3841,783	511,590	4134,06	806
Julio	3841,783	520,501	4206,07	790
Agosto	3841,783	499,007	4032,38	829
Septiembre	3521,783	449,486	3632,21	846
Octubre	3521,783	388,222	3137,15	999
Noviembre	3841,783	330,590	2671,43	1315
Diciembre	3841,783	309,960	2504,72	1411

**Tabla 12:** Cálculo del Nº placas de 600W, para consumo de toda la instalación

En este caso, el mes que menos placas necesita sigue siendo Julio con 790 placas, y el más desfavorable sería diciembre con 1411 placas.

Aunque para estos cálculos no se haya tenido en cuenta las pérdidas producidas por las placas, no influye en el resultado, pues solo aumentaría el número de placas necesarias, y tal y como se explica en la memoria, el número de placas final de la instalación no se ha obtenido así, sino como el número de placas máximas que se pueden instalar por condiciones del entorno.

### 3.2.2. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para determinar la configuración que va a tener nuestra instalación lo primero que hacemos es calcular la potencia nominal de la instalación, y sabiendo la potencia nominal del inversor, calcular el número de inversores necesarios:

$$P_{inst} = P_{pico} * N^{\circ}_{placas} = 600 * 586 = 351,6kW$$

$$N^{\circ}_{inversores} = \frac{P_{inst}}{P_{inversor}} \approx 4 \text{ inversores}$$

A continuación, a partir del rango de tensiones del inversor y de la tensión de trabajo de la placa en el punto de máxima potencia, determinamos el máximo y el mínimo número de placas en serie que podemos colocar en cada entrada del inversor.

$$N^{\circ}_{ps,m\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x,inversor}}{V_{mp}} = \frac{1000}{34,9} \approx 28 \text{ placas}$$

$$N^{\circ}_{ps,m\acute{i}n} = \frac{V_{m\acute{i}n,inversor}}{V_{mp}} = \frac{200}{34,9} \approx 6 \text{ placas}$$

Como recordatorio, el número máximo de placas se redondea hacia abajo, al ser un máximo y el mínimo se redondea hacia arriba. Además, calculamos el segundo límite máximo del número de placas en serie que viene definido por la tensión máxima que permite el inversor a su entrada y la tensión de vacío de la placa. La tensión de vacío de la placa, aunque no sea una tensión de trabajo ya que no produce energía, es el valor máximo de tensión que puede dar la placa.

$$N^{\circ}_{ps,m\acute{a}x2} = \frac{V_{m\acute{a}x,inversor}}{V_{oc}} = \frac{1100}{41,3} \approx 26 \text{ placas}$$

Por otra parte, para calcular el número de líneas en paralelo por cada entrada del inversor, utilizamos el valor de la corriente máxima por cadena del inversor y la corriente de cortocircuito de la placa.

$$N^{\circ}_{lp} = \frac{I_{m\acute{a}x,cadena}}{I_{sc}} = \frac{20}{18,47} \approx 1 \text{ línea en paralelo}$$

Sin embargo, aunque cada entrada tenga una corriente máxima de 20 A, observamos que la corriente máxima del MPPT son de 30 A. Como el inversor tiene 10 MPPT con 2 entradas por cada MPPT, significa que solo podemos utilizar 1 entrada por cada MPPT, ya que sino la corriente que llegaría a este sería superior a 30A

De esta forma, determinamos que si la instalación tiene 586 placas distribuidas en 4 inversores con 20 entradas cada uno ( $N^{\circ}_{entradas,MPPT} * N^{\circ}_{MPPT} = 10 * 2 = 20$  entradas), de las cuales podemos utilizar 10, y que cada entrada puede tener solo una línea en paralelo. El número de placas en serie por cada entrada sería de:

$$N^{\circ}_{ps} = \frac{586 \text{ placas}}{4 \text{ inversores} * 10 \text{ entradas}} \approx 15 \text{ placas en serie}$$

El resultado final será 586 placas repartidas entre 4 inversores, con 15 placas en serie y una línea en paralelo por cada MPPT (Utilizando solo 1 entrada por MPPT) y por lo tanto, la tensión y corriente final de trabajo serán las siguientes:

$$V_{\frac{pico}{MPPT}} = V_{\frac{pico}{inversor}} = N^{\circ}_{ps} * V_{mp} = 15 * 34,9 = 523,5 V$$

$$I_{\frac{pico}{MPPT}} = N^{\circ}lp * I_{pp} = 1 * 17,2 = 17,2 \rightarrow I_{\frac{pico}{inversor}} = I_{\frac{pico}{MPPT}} * N^{\circ}_{MPPT} = 17,2 * 10 = 172 A$$

### 3.3. PRODUCCIÓN Y EXCEDENTES

Con el número de placas de la instalación y la producción de una de las placas, calculamos la producción de la instalación:

$$Producción (kW) = \frac{Producción\ por\ placa (W)}{1000} * N^{\circ}_{placas} * \eta_{instalación}$$

Siendo:

$$\eta_{inst} = \text{Rendimiento de la instalación} \rightarrow \eta_{inst} = \eta_{placas} * \eta_{inversor} \rightarrow (79\%)$$

h/día	Producción (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
4:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5:00	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	6,3	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00	0,0	0,0	0,3	12,4	24,0	25,9	21,5	14,9	7,0	0,0	0,0	0,0
7:00	0,0	5,7	34,5	57,5	68,8	71,0	67,0	60,2	53,5	41,9	14,5	0,0
8:00	57,3	69,9	90,2	109,7	122,1	122,4	119,3	114,4	110,0	99,5	77,5	58,1
9:00	111,6	122,6	142,7	164,5	172,4	172,6	170,9	164,4	160,6	142,5	126,6	112,0
10:00	157,0	165,7	186,8	204,2	210,1	215,8	215,9	207,9	199,2	188,7	166,2	156,4
11:00	183,9	197,1	218,9	230,9	234,8	241,1	245,7	239,7	226,6	209,9	192,0	181,9
12:00	198,7	205,3	219,0	231,3	241,1	250,3	256,0	252,4	237,0	211,9	191,9	185,5
13:00	187,8	206,2	219,2	222,5	226,4	238,5	245,6	244,5	227,4	202,4	180,9	175,8
14:00	164,7	181,4	189,3	186,9	194,0	207,0	217,9	211,6	187,9	166,0	145,3	147,0
15:00	118,3	138,6	148,2	149,4	150,9	166,1	174,6	170,5	145,6	119,4	99,4	102,8
16:00	63,9	85,8	93,5	97,2	101,1	112,7	120,6	114,3	88,7	61,1	39,3	37,0
17:00	0,0	18,9	38,5	44,4	50,9	59,4	64,9	56,1	32,8	5,4	0,0	0,0
18:00	0,0	0,0	0,1	5,9	13,4	17,8	17,7	11,0	0,8	0,0	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabla 13:** Producción de la instalación del proyecto

Añadiendo la producción de la instalación de 75 kW, la producción final queda así:

h/día	Producción (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
5:00	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	8,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00	0,0	0,0	0,4	15,7	30,5	32,9	27,3	18,9	8,9	0,0	0,0	0,0
7:00	0,0	7,2	43,7	72,9	87,3	90,0	85,0	76,3	67,9	53,2	18,3	0,0
8:00	72,6	88,6	114,3	139,2	154,8	155,2	151,3	145,0	139,5	126,1	98,3	73,7
9:00	141,5	155,5	180,9	208,6	218,6	218,8	216,7	208,5	203,7	180,7	160,5	142,0
10:00	199,1	210,1	236,8	259,0	266,4	273,6	273,8	263,6	252,5	239,2	210,8	198,4
11:00	233,2	249,9	277,5	292,8	297,7	305,7	311,5	303,9	287,3	266,1	243,5	230,7
12:00	252,0	260,3	277,7	293,3	305,7	317,4	324,6	320,0	300,5	268,7	243,3	235,2
13:00	238,2	261,4	278,0	282,2	287,1	302,4	311,4	310,0	288,3	256,6	229,3	222,9
14:00	208,8	230,0	240,1	237,0	246,0	262,5	276,4	268,2	238,2	210,5	184,2	186,4
15:00	150,0	175,8	188,0	189,4	191,3	210,6	221,4	216,2	184,6	151,3	126,0	130,3
16:00	81,1	108,8	118,5	123,3	128,3	142,9	152,9	145,0	112,5	77,5	49,8	46,9
17:00	0,0	24,0	48,8	56,4	64,5	75,4	82,2	71,2	41,6	6,8	0,0	0,0
18:00	0,0	0,0	0,2	7,5	17,0	22,6	22,5	14,0	1,1	0,0	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	2,5	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabla 14:** Producción total de la instalación fotovoltaica

Para hacer el cálculo de excedentes de la instalación, hacemos un balance entre la producción y el consumo.

$$\text{Balance (kW)} = \text{Producción (kW)} - \text{Consumo (kW)}$$

Si el balance sale negativo, es que hay más consumo que producción y por tanto falta energía producir energía en ese momento determinado. En cambio, si es positivo, significa que se ha producido más energía de la que se necesita en ese momento, por lo que se crea un excedente.

h/día	Balance (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
4:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5:00	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	6,3	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00	0,0	0,0	0,3	12,4	24,0	25,9	21,5	14,9	7,0	0,0	0,0	0,0
7:00	0,0	5,7	34,5	57,5	68,8	71,0	67,0	60,2	53,5	41,9	14,5	0,0
8:00	57,3	69,9	90,2	109,7	122,1	122,4	119,3	114,4	110,0	99,5	77,5	58,1
9:00	111,6	122,6	142,7	164,5	172,4	172,6	170,9	164,4	160,6	142,5	126,6	112,0
10:00	157,0	165,7	186,8	204,2	210,1	215,8	215,9	207,9	199,2	188,7	166,2	156,4
11:00	-161,0	-147,8	-126,0	-114,0	-110,1	-103,8	-99,3	-105,2	-118,3	-135,0	-152,9	-163,0
12:00	-146,2	-139,6	-125,9	-113,6	-103,8	-94,6	-88,9	-92,5	-107,9	-133,0	-153,0	-159,4
13:00	-157,1	-138,7	-125,7	-122,4	-118,5	-106,4	-99,3	-100,4	-117,5	-142,5	-164,0	-169,1
14:00	-180,2	-163,5	-155,6	-158,0	-150,9	-137,9	-127,0	-133,4	-157,0	-178,9	-199,7	-197,9
15:00	-226,6	-206,3	-196,7	-195,5	-194,0	-178,8	-170,3	-174,4	-199,3	-225,6	-245,5	-242,1
16:00	-273,5	-251,6	-244,0	-240,2	-236,3	-224,7	-216,8	-223,1	-248,7	-276,3	-298,1	-300,4
17:00	-337,4	-318,5	-299,0	-293,0	-286,6	-278,0	-272,6	-281,3	-304,6	-332,0	-337,4	-337,4
18:00	-337,4	-337,4	-337,3	-331,5	-324,0	-319,6	-319,7	-326,4	-336,6	-337,4	-337,4	-337,4
19:00	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8	-210,7	-208,8	-209,0	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8
20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabla 15:** Balance del consumo de la carga de vehículos y la producción de nuestra instalación.

	Producción por día (kWh)	Consumo total (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía que falta (kWh)
Enero	1243,310	2947,583	325,879	-2030,152
Febrero	1397,259	2947,583	363,889	-1914,213
Marzo	1581,100	2947,583	454,358	-1820,841
Abril	1716,901	2947,583	548,350	-1779,032
Mayo	1812,895	2947,583	600,211	-1734,899
Junio	1908,977	2947,583	614,039	-1652,645
Julio	1942,229	2947,583	597,479	-1602,833
Agosto	1862,023	2947,583	561,813	-1647,373
Septiembre	1677,240	2947,583	530,405	-1800,748
Octubre	1448,635	2947,583	472,602	-1971,551
Noviembre	1233,583	2947,583	384,804	-2098,805
Diciembre	1156,601	2947,583	326,569	-2117,551

**Tabla 16:** Resumen del balance diario de la tabla 7 según el mes

h/día	Balance (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
4:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5:00	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	8,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6:00	0,0	0,0	0,4	15,7	30,5	32,9	27,3	18,9	8,9	0,0	0,0	0,0
7:00	0,0	7,2	43,7	72,9	87,3	90,0	85,0	76,3	67,9	53,2	18,3	0,0
8:00	72,6	88,6	114,3	139,2	154,8	155,2	151,3	145,0	139,5	126,1	98,3	73,7
9:00	141,5	155,5	180,9	208,6	218,6	218,8	216,7	208,5	203,7	180,7	160,5	142,0
10:00	199,1	210,1	236,8	259,0	266,4	273,6	273,8	263,6	252,5	239,2	210,8	198,4
11:00	-111,7	-95,0	-67,4	-52,2	-47,2	-39,2	-33,4	-41,0	-57,6	-78,8	-101,4	-114,3
12:00	-92,9	-84,6	-67,2	-51,6	-39,2	-27,5	-20,3	-24,9	-44,4	-76,2	-101,6	-109,7
13:00	-106,7	-83,5	-66,9	-62,7	-57,8	-42,5	-33,5	-34,9	-56,6	-88,3	-115,6	-122,0
14:00	-136,1	-114,9	-104,8	-107,9	-98,9	-82,4	-68,6	-76,7	-106,7	-134,4	-160,7	-158,5
15:00	-194,9	-169,1	-157,0	-155,5	-153,6	-134,3	-123,5	-128,7	-160,3	-193,6	-218,9	-214,6
16:00	-256,4	-228,6	-218,9	-214,2	-209,2	-194,5	-184,5	-192,4	-224,9	-259,9	-287,6	-290,5
17:00	-337,4	-313,4	-288,7	-281,1	-272,9	-262,0	-255,2	-266,2	-295,8	-330,6	-337,4	-337,4
18:00	-337,4	-337,4	-337,2	-330,0	-320,4	-314,9	-314,9	-323,4	-336,4	-337,4	-337,4	-337,4
19:00	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8	-210,7	-208,2	-208,5	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8	-210,8
20:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

**Tabla 17:** Balance con el consumo de la carga de vehículos eléctricos y la producción de las dos instalaciones

	Producción por día (kWh)	Consumo total (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía que falta (kWh)
Enero	1576,507	2947,583	413,212	-1784,288
Febrero	1771,713	2947,583	461,408	-1637,278
Marzo	2004,822	2947,583	576,122	-1518,883
Abril	2177,017	2947,583	695,304	-1465,870
Mayo	2298,735	2947,583	761,062	-1409,910
Junio	2420,567	2947,583	778,596	-1305,613
Julio	2462,731	2947,583	757,598	-1242,451
Agosto	2361,030	2947,583	712,374	-1298,927
Septiembre	2126,727	2947,583	672,549	-1493,406
Octubre	1836,857	2947,583	599,255	-1709,982
Noviembre	1564,173	2947,583	487,929	-1871,339
Diciembre	1466,561	2947,583	414,087	-1895,109

**Tabla 18:** Resumen del balance diario de la tabla 9 según el mes

h/día	Balance (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
0:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
1:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
2:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
3:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
4:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
5:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	3,3	7,7	3,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
6:00	-38,1	-38,1	-37,7	-22,4	-7,6	-5,2	-10,8	-19,2	-29,2	-38,1	-38,1	-38,1
7:00	-78,1	-70,9	5,6	34,8	9,2	11,9	6,9	-1,8	29,8	15,1	-59,8	-78,1
8:00	-5,5	10,5	76,2	101,1	76,7	77,1	73,2	66,9	101,4	88,0	20,2	-4,4
9:00	63,4	77,4	142,8	170,5	140,5	140,7	138,6	130,4	165,6	142,6	82,4	63,9
10:00	121,0	132,0	198,7	220,9	188,3	195,5	195,7	185,5	214,4	201,1	132,7	120,3

h/día	Balance (kW)											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
11:00	-189,8	-173,1	-105,5	-90,3	-125,3	-117,3	-111,5	-119,1	-95,7	-116,9	-179,5	-192,4
12:00	-171,0	-162,7	-105,3	-89,7	-117,3	-105,6	-98,4	-103,0	-82,5	-114,3	-179,7	-187,8
13:00	-184,8	-161,6	-105,0	-100,8	-135,9	-120,6	-111,6	-113,0	-94,7	-126,4	-193,7	-200,1
14:00	-214,2	-193,0	-142,9	-146,0	-177,0	-160,5	-146,7	-154,8	-144,8	-172,5	-238,8	-236,6
15:00	-233,0	-207,2	-195,1	-193,6	-191,7	-172,4	-161,6	-166,8	-198,4	-231,7	-257,0	-252,7
16:00	-294,5	-266,7	-257,0	-252,3	-247,3	-232,6	-222,6	-230,5	-263,0	-298,0	-325,7	-328,6
17:00	-375,5	-351,5	-326,8	-319,2	-311,0	-300,1	-293,3	-304,3	-333,9	-368,7	-375,5	-375,5
18:00	-375,5	-375,5	-375,3	-368,1	-358,5	-353,0	-353,0	-361,5	-374,5	-375,5	-375,5	-375,5
19:00	-248,9	-248,9	-248,9	-248,9	-248,8	-246,3	-246,6	-248,9	-248,9	-248,9	-248,9	-248,9
20:00	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1	-38,1
21:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
22:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
23:00	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3

**Tabla 19:** Balance con el consumo de toda la instalación y producción de las dos instalaciones

	Producción por día (kWh)	Consumo total (kWh)	Excedentes (kWh)	Energía que falta (kWh)
Enero	1576,507	3841,783	184,368	-2449,64
Febrero	1771,713	3841,783	219,931	-2290,00
Marzo	2004,822	3521,783	423,335	-1940,30
Abril	2177,017	3521,783	527,162	-1871,93
Mayo	2298,735	3841,783	417,911	-1960,96
Junio	2420,567	3841,783	433,010	-1854,23
Julio	2462,731	3841,783	417,580	-1796,63
Agosto	2361,030	3841,783	382,813	-1863,57
Septiembre	2126,727	3521,783	511,240	-1906,30
Octubre	1836,857	3521,783	446,855	-2131,78
Noviembre	1564,173	3841,783	235,290	-2512,90
Diciembre	1466,561	3841,783	184,167	-2559,39

**Tabla 20:** Resumen del balance diario de la tabla 11 según el mes

### 3.4. BATERÍAS

#### 3.4.1. CAPACIDAD TOTAL DE LAS BATERÍAS

$$\text{Capacidad total 1 (kWh)} = \frac{E_{f1} \text{ (kWh)}}{P_d} = \frac{2117,55}{0,7} = 3025,07 \text{ kWh}$$

$$\text{Capacidad total 2 (kWh)} = \frac{E_{f2} \text{ (kWh)}}{P_d} = \frac{1895,109}{0,7} = 2707,299 \text{ kWh}$$

$$\text{Capacidad total (kWh)} = \frac{E_e \text{ (kWh)}}{P_d} = \frac{778,596}{0,7} = 753,09 \text{ kWh}$$

Siendo:

- $P_d$  = Profundidad de descarga (70%)
- $E_{f1}$  = Energía que falta para satisfacer la demanda con la producción de la instalación
- $E_{f2}$  = Energía que falta para satisfacer la demanda con la producción total
- $E_e$  = Energía excedente con respecto al consumo total

### 3.4.2. CONFIGURACIÓN DEL BANCO DE BATERÍAS

$$N^{\circ}_{baterías,1} = \frac{\text{Capacidad total 1 (kWh)}}{\text{Capacidad de la batería (kWh)}} = \frac{3025,07}{13,44} \approx 225 \text{ baterías}$$

$$N^{\circ}_{baterías,2} = \frac{\text{Capacidad total 2 (kWh)}}{\text{Capacidad de la batería (kWh)}} = \frac{2707,299}{13,44} \approx 202 \text{ baterías}$$

$$N^{\circ}_{baterías,3} = \frac{\text{Capacidad total 3 (kWh)}}{\text{Capacidad de la batería (kWh)}} = \frac{753,09}{13,44} \approx 56 \text{ baterías}$$

Estudiando la configuración de la instalación a partir de los datos del inversor, obtenemos que:

$$N^{\circ}_{bs,mín} = \frac{\text{Rango mín } V_{inversor}}{V_{n,batería}} = \frac{627}{48} \approx 13 \text{ baterías en serie}$$

$$N^{\circ}_{bs,máx} = \frac{\text{Rango máx } V_{inversor}}{V_{n,batería}} = \frac{850}{48} \approx 17 \text{ baterías en serie}$$

Teniendo en cuenta la corriente recomendada de carga y descarga de las baterías, así como la corriente de carga y descarga de la entrada del inversor, determinamos que se coloca una línea de baterías en serie por cada inversor. De esta forma, el número de inversores lo calculamos mediante la siguiente fórmula:

$$N^{\circ}_{inversores} = \frac{N^{\circ}_{baterías,3}}{N^{\circ}_{bs}} = \frac{56}{14} = 4 \text{ inversores}$$

Además, puesto que la carga de vehículos consume alrededor de 400kWp y que la potencia máxima de descarga del inversor es de 100kW. Teniendo en cuenta que hay momentos donde la energía consumida no coincide con la producida por la instalación fotovoltaica, y que, por lo tanto, el se procede a suministrar energía almacenada en las baterías. Supone que necesitemos de 4 inversores para aportar la potencia de 400kW.

Las condiciones de trabajo de las baterías serían las siguientes:

$$V = N^{\circ}_{bs} * V_{N,batería} = 14 * 48 = 672 \text{ V}$$

## 3.5. CÁLCULO DEL CABLEADO

### 3.5.1. CABLEADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### **CABLEADO ENTRE MODULOS Y EL INVERSOR**

- Criterio de capacidad térmica o intensidad admisible

En la norma UNE-HD 60364-7-712:2017 así como en la ITC-BT-40 se establece que la corriente máxima de cortocircuito de un módulo fotovoltaico, una cadena fotovoltaica, un grupo o un subgrupo fotovoltaicos es el 125% de la corriente de cortocircuito. Sin embargo, nosotros lo sobredimensionamos hasta un 140%. Por lo tanto:

$$I_{máx} = I_{sc} * 1,4 = 18,47 * 1,4 = 25,858 \text{ A}$$

Esta corresponde con la intensidad máxima admisible que debe soportar el conductor. De esta forma, siguiendo la norma UNE-HD 60364-5-52:2022, para el cálculo de la corriente de diseño del conductor se deben aplicar la siguiente fórmula:

$$I_{diseño} = \frac{I_{máx \text{ admisible}}}{T_2 * T_3 * T_4 * T_5}$$

Siendo:

- $T_2$  = Factor que depende de la temperatura ambiente
- $T_3$  = Factor por agrupación de cables
- $T_4$  = factor por capas
- $T_5$  = factor por armónicos

Los distintos factores toman sus valores de las tablas que se encuentran en la norma UNE nombrada anteriormente y serán los correspondientes para el cableado con aislamiento EPR instalado mediante el método de referencia B1 que se determina en la tabla A.52.3 de dicha norma, en concreto:

El factor que depende de la temperatura ambiente se encuentra en la tabla B.52.14. Esto es debido a que las temperaturas ambientales de referencia son de 30°C para conductores y cables aislados en el aire, siendo necesario aplicar un factor de corrección en el cálculo de la corriente de diseño.

Según el apartado 712.523.101 de la norma UNE-HD 60364-7-712:2017, la temperatura ambiente que se debe utilizar para el diseño del cableado sometidos al calentamiento directo de la parte inferior del módulo fotovoltaico debe ser como mínimo de 70°C. De esta forma, con un aislamiento EPR, el factor de corrección será igual a 0,58

El factor por agrupación de cables se encuentra en la tabla B.52.17, y debe aplicarse en el caso de que se instalen más de un grupo. Dicho grupo este compuesto en nuestro caso, de dos cables unipolares, tal como especifica en el apartado B.52.4. Por lo tanto, debido a la configuración de nuestra instalación, suponemos que por una bandeja pasan hasta 16 circuitos, dando como resultado un factor de 0,41.

Resolviendo, tenemos que:

$$I_{diseño} = \frac{25,858}{0,58 * 0,41 * 1 * 1} = 108,74 A$$

De esta forma, siguiendo la tabla B.52.3, obtenemos la sección del conductor de cobre corresponde a 25 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión

Por otra parte, en la norma UNE-HD 60364-7-712:2017 así como en la ITC-BT-40 también se establece que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal. Por lo tanto, la sección del conductor debería de ser:

$$S = \frac{2 * I_{cdt} * distancia}{\gamma * e * V_{string}}$$

Siendo:

- $I_{cdt} = N^{\circ} \text{líneas en paralelo} * I_{mp \text{ placa}} = 1 * 17,2 = 17,2 A$
- $\gamma$  = Conductividad del conductor en  $m/(\Omega * mm^2)$ , viene proporcionada en la imagen 15 y se corresponde a un valor de 45,5.

**TABLA E.1**

MATERIAL	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)		
	20 °C	TERMOPLÁSTICOS 70 °C	TERMOESTABLES 90 °C
Cobre	58,0	48,5	45,5
Aluminio	35,7	29,7	27,8

**Imagen 15:** Tabla de la conductividad del conductor

- $e$  = Caída de tensión (1,5%=0,015)
- $V_{string} = N^{\circ}_{placas\ en\ serie} * V_{mp\ placas} = 15 * 34,9 = 523,5V$
- $d$  = distancia máxima entre el módulo más lejano y la placa ( $\approx 190\ m$ )

De esta forma, la sección del conductor necesaria para tener la caída de tensión necesaria para este tramo es de:

$$S = \frac{2 * 17,2 * 190}{45,5 * 0,015 * 523,5} = 18,29 \rightarrow S = 25\ mm^2$$

De este modo, la sección del conductor será la correspondiente con el criterio más desfavorable.

### **CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

Este cableado se corresponde con la parte de alterna, por lo tanto, los cálculos de secciones del cableado tienen como datos de partida las tensiones de salida del inversor.

De igual manera que en el cálculo de sección del cableado en el anterior tramo, se calculan por dos criterios.

- Criterio de capacidad térmica o de Intensidad admisible

En este caso, la corriente máxima corresponde al 125% de la corriente de salida máxima del inversor.

$$I_{m\acute{a}x} = I_{sc} * 1,25 = 160,4 * 1,25 = 200,5\ A$$

De la misma forma, el cálculo de la corriente de diseño que deberá soportar el conductor se corresponderá con:

$$I_{dise\tilde{n}o} = \frac{I_{m\acute{a}x\ admisible}}{T_2 * T_3 * T_4 * T_5}$$

Siendo:

- $T_2$  = Factor que depende de la temperatura ambiente (=0,71)
- $T_3$  = Factor por agrupación de cables (=1)
- $T_4$  = factor por capas (=1)
- $T_5$  = factor por armónicos (=1)

Los factores se han sacado teniendo en cuenta que el conductor a utilizar tiene un aislamiento XLPE, así como que las características del inversor indican que la distorsión armónica máxima es del 3% como máximo y que la temperatura de trabajo está entre los 25°C y los 60°C.

De esta forma la corriente de diseño es la siguiente:

$$I_{diseño} = \frac{200,5}{0,71 * 1 * 1 * 1} = 282,39 A$$

Esto supone que la sección del conductor tenga que ser de  $95 \text{ mm}^2$  mediante un método de instalación tipo E. Este dato, se saca de la tabla B.52.12 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

- Criterio de caída de tensión

Al igual que en el tramo de continua, la caída de tensión no debe superar el 1,5% para la intensidad nominal. Por lo tanto, la sección del conductor viene dada por la fórmula:

$$S = \frac{P * distancia}{\gamma * e * V_{inv}}$$

Donde:

- $P = 100 \text{ kW}$
- $\gamma =$  Conductividad del conductor en  $\text{m}/(\Omega * \text{mm}^2)$  ( $=45,5$ )
- $e =$  Caída de tensión ( $1,5\%=0,015$ )
- $V_{inv} = 400 \text{ V}$
- $d =$  distancia máxima entre el inversor y la caja general ( $\approx 10 \text{ m}$ )

$$S = \frac{(100 * 10^3) * 10}{45,5 * 0,015 * 400^2} = 9,16 \rightarrow S = 10 \text{ mm}^2$$

La sección del conductor es de  $95 \text{ mm}^2$  al ser el criterio más desfavorable

### 3.5.2. CABLEADO DEL BANCO DE BATERÍAS

#### **CABLEADO ENTRE LAS BATERÍAS Y EL INVERSOR**

- Criterio de capacidad térmica o intensidad admisible

La corriente máxima es el 125% de la corriente máxima de carga y descarga del banco de baterías. Sin embargo, lo sobredimensionamos para el 140%

$$I_{máx} = I_{máx,descarga} * 1,4 = 159 * 1,4 = 222,6 A$$

Por tanto, siguiendo la normativa UNE-HD 60364-5-52:2022, la corriente de diseño del conductor se calcula de la siguiente forma:

$$I_{diseño} = \frac{I_{máx \text{ admisible}}}{T_2 * T_3 * T_4 * T_5}$$

Siendo:

- $T_2 =$  Factor que depende de la temperatura ambiente
- $T_3 =$  Factor por agrupación de cables
- $T_4 =$  factor por capas
- $T_5 =$  factor por armónicos

Los distintos factores toman sus valores de las tablas que se encuentran en la norma UNE nombrada anteriormente y serán los correspondientes para el cableado con aislamiento XLPE instalado mediante el método de referencia B1 que se determina en la tabla A.52.3 de dicha norma.

La temperatura es un factor importante para el trabajo y la vida útil de las baterías, por lo que el ambiente donde se sitúan estará acondicionado para trabajar dentro de las temperaturas recomendadas, ya que las baterías no disponen de un sistema de ventilación forzada. De esta forma, la temperatura ambiente será de 30°C, y por tanto el factor será de 1.

Resolviendo, tenemos que:

$$I_{diseño} = \frac{222,6}{1 * 1 * 1 * 1} = 222,6 A$$

De esta forma, siguiendo la tabla B.52.3, obtenemos la sección del conductor de cobre corresponde a 70 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión

Por otra parte, en la norma UNE-HD 60364-7-712:2017 así como en la ITC-BT-40 también se establece que la caída de tensión entre las baterías y el punto de interconexión a la Red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal. Por lo tanto, la sección del conductor debería de ser:

$$S = \frac{2 * I_{cdt} * distancia}{\gamma * e * V_{string}}$$

Siendo:

- $I_{cdt} = N^{\circ} líneas en paralelo * I_{máx, batería} = 1 * 175 = 175 A$
- $\gamma =$  Conductividad del conductor en  $m/(\Omega * mm^2)$  (=45,5)

**TABLA E.1**

MATERIAL	DISTANCIA ENTRE CONDUCTOS (a)		
	20 °C	TERMOPLÁSTICOS 70 °C	TERMOESTABLES 90 °C
Cobre	58,0	48,5	45,5
Aluminio	35,7	29,7	27,8

**Imagen 15:** Tabla de la conductividad del conductor

- $e =$  Caída de tensión (1,5%=0,015)
- $V_{string} = N^{\circ} baterías en serie * V_{máx} baterías = 14 * 52,2 = 730,8 V$
- $d =$  distancia máxima entre el módulo más lejano y la placa ( $\approx 20 m$ )

De esta forma, la sección del conductor necesaria para tener la caída de tensión necesaria para este tramo es de:

$$S = \frac{2 * 175 * 20}{45,5 * 0,015 * 730,8} = 14 \rightarrow S = 16 mm^2$$

De este modo, la sección del conductor será la correspondiente con el criterio más desfavorable.

### **CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA**

- Criterio de capacidad térmica o de Intensidad admisible

En este caso, la corriente máxima corresponde al 125% de la corriente de salida máxima del inversor.

$$I_{m\acute{a}x} = I_{sc} * 1,25 = 240 * 1,25 = 300 A$$

De la misma forma, el cálculo de la corriente de diseño que deberá soportar el conductor se corresponderá con:

$$I_{dise\tilde{n}o} = \frac{I_{m\acute{a}x\ admissible}}{T_2 * T_3 * T_4 * T_5}$$

Siendo:

- $T_2$  = Factor que depende de la temperatura ambiente (=0,71)
- $T_3$  = Factor por agrupación de cables (=1)
- $T_4$  = factor por capas (=1)
- $T_5$  = factor por armónicos (=1)

Los factores se han sacado teniendo en cuenta que el conductor a utilizar tiene un aislamiento XLPE, así como que las características del inversor indican que la distorsión armónica máxima es del 3% como máximo y que la temperatura máxima del inversor es de 50°C.

De esta forma la corriente de diseño es la siguiente:

$$I_{dise\tilde{n}o} = \frac{145}{0,82 * 1 * 1 * 1} = 176,83 A$$

Esto supone que la sección del conductor tenga que ser de  $70\ mm^2$  mediante un método de instalación tipo B2. Este dato, se saca de la tabla B.52.12 de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.

- Criterio de caída de tensión

Al igual que en el tramo de continua, la caída de tensión no debe superar el 1,5% para la intensidad nominal. Por lo tanto, la sección del conductor viene dada por la fórmula:

$$S = \frac{P * distancia}{\gamma * e * V_{inv}}$$

Donde:

- $P = 100\ kW$
- $\gamma$  = Conductividad del conductor en  $m/(\Omega * mm^2)$  (=45,5)
- $e$  = Caída de tensión (1,5%=0,015)
- $V_{inv} = 400\ V$
- $d$  = distancia máxima entre el inversor y la caja general ( $\approx 10\ m$ )

$$S = \frac{(100 * 10^3) * 10}{45,5 * 0,015 * 400^2} = 9,16 \rightarrow S = 10\ mm^2$$

La sección del conductor es de  $70\ mm^2$  al ser el criterio más desfavorable.

### 3.6. COSTES DE LA INSTALACIÓN Y AMORTIZACIONES

	E. Ahorrada Instalación 400kW (kWh)	E. Ahorrada Total (kWh)	E. Excedente instalación 400kW(kWh)	Energía Almacenada (kWh)	Energía Comprada (kWh)
ENE	35058,5838	43156,3245	3484,0367	5715,3992	70223,5597
FEB	35423,3384	43449,9030	3699,9185	6158,0627	57961,9676
MAR	39550,3959	49026,0866	9463,7071	13123,3901	47025,8066

	E. Ahorrada Instalación 400kW (kWh)	E. Ahorrada Total (kWh)	E. Excedente instalación 400kW(kWh)	Energía Almacenada (kWh)	Energía Comprada (kWh)
ABR	40000,9836	49495,6578	11506,0599	15814,8468	40342,9955
MAY	47744,2841	58305,5731	8455,4517	12955,2265	47834,4837
JUN	48794,0271	59626,7002	8475,2714	12990,2961	42636,5037
JUL	51705,9931	63399,6675	8503,1200	12944,9893	42750,6265
AGO	49898,7818	61324,7379	7823,9350	11867,1891	45903,3564
SEP	39187,8378	48464,5957	11129,3680	15337,2046	41851,6997
OCT	34981,4093	43090,0372	9926,2620	13852,5181	52232,7280
NOV	32909,1309	39866,4772	4098,3512	7058,7036	68328,3192
DIC	32375,5021	39754,1991	3479,1410	5709,1915	73631,8927
AÑO	487630,2678	598959,9597	90044,62	133527,02	630723,94

**Tabla 21:** Energías de la instalación para el cálculo de ahorro económico

Siendo:

- La energía excedente de la instalación de 400kW, la diferencia entre la producción de la instalación y el consumo total.
- La energía excedente total, igual a la energía almacenada, siendo esta la diferencia entre la energía producida por las dos instalaciones y la energía consumida total.
- La energía ahorrada total, la diferencia entre la energía producida de las dos instalaciones y la energía almacenada.
- La energía comprada, la diferencia entre la energía consumida total y la energía ahorrada total con la energía almacenada.

Como resultado, el dinero que hace falta pagar en el caso de tener o no las instalaciones, así como el dinero ahorrado mensual, suponiendo un coste de la energía eléctrica constante de 0,17 €/kWh, queda definido por la tabla:

	Pagado con placas (€)	Pagado sin placas (€)	Ahorrado (€)
ENE	11938,005	20246,20	8308,19
FEB	9853,534	18286,89	8433,35
MAR	7994,387	18559,80	10565,41
ABR	6858,309	17961,10	11102,79
MAY	8131,862	20246,20	12114,34
JUN	7248,206	19593,10	12344,89
JUL	7267,607	20246,20	12978,59
AGO	7803,571	20246,20	12442,63
SEP	7114,789	17961,10	10846,31
OCT	8879,564	18559,80	9680,23
NOV	11615,814	19593,10	7977,28
DIC	12517,422	20246,20	7728,78
AÑO	107223,07	231745,86	124522,79

**Tabla 22:** Diferencia de costes en la energía eléctrica

Estos datos supondrían que al año se ahorran 124522,79€ gracias a la instalación fotovoltaica, sin embargo, no se tendría en cuenta la pérdida de rendimiento de las placas fotovoltaicas. Esta pérdida se corresponde a un máximo del 2% en el primer año, y un máximo de 0,55% el resto.

$$E_{PROD. AÑO N} = E_{1^o AÑO} * [1 - 0.02 - (0.0055 * (N - 2))]$$

El primer año, no se le aplica la fórmula puesto que no se le añaden las pérdidas adicionales.

Además, el coste de la energía consumida a partir de la red a lo largo del año corresponde con la diferencia entre el consumo anual y la energía producida en los diferentes años. Ya que las baterías consiguen que toda la energía producida por la instalación se utilice para el consumo. De esta forma, obtenemos que la instalación se amortiza en un periodo de entre 6 y 7 años, como se puede observar en la tabla.

AÑO	E. producida (kWh)	Pagado con placas (€)	Ahorrado (€)	Amortizado (€)
1	732486,9773	107223,07	124522,79	124522,79
2	717837,2377	109713,53	122032,33	246555,12
3	713808,5594	110398,40	121347,46	367902,57
4	709779,881	111083,28	120662,58	488565,15
5	705751,2026	111768,15	119977,70	608542,86
6	701722,5242	112453,03	119292,83	727835,68
7	697693,8459	113137,90	118607,95	846443,64

**Tabla 23:** Cálculo de amortización de la instalación

### 3.7. AHORRO DE EMISIONES DE CO2

$$Emisiones\ de\ CO_2 = 0.25 \frac{kg}{kWh} * E_{producida}(kWh)$$

AÑO	E. producida (kWh)	Emisiones de CO2 (kg)
1	732486,9773	183121,7443
2	717837,2377	179459,3094
3	713808,5594	178452,1398
4	709779,881	177444,9702
5	705751,2026	176437,8007

**Tabla 24:** Cálculo del ahorro de emisiones de CO2 por cada año

# DOCUMENTO 4

## PLIEGO DE CONDICIONES

## DOCUMENTO 4 – Pliego de condiciones

1.	OBJETO .....	63
2.	CONDICIONES DE INDOLE FACULTATIVA.....	63
2.1.	OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA .....	63
2.2.	OBLIGACIONES DEL DIRECTOR DE OBRA.....	65
3.	CONDICIONES DE LOS MATERIALES.....	65
3.1.	CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....	65
3.2.	CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....	67
3.3.	IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES .....	67
3.4.	CANALIZACIONES.....	67
3.5.	CAJAS DE EMPLAME Y DERIVACIÓN .....	69
3.6.	APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA.....	69
3.7.	APARATOS DE PROTECCIÓN.....	69
3.7.1.	CUADROS ELÉCTRICOS.....	69
3.7.2.	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	70
3.7.3.	FUSIBLES.....	71
3.7.4.	INTERRUPTORES DIFERENCIALES .....	71
3.7.5.	SECCIONADORES .....	72
3.7.6.	MECANISMOS Y TOMAS DE CORRIENTE .....	73
3.8.	ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS.....	73
3.8.1.	MÓDULOS.....	73
3.8.2.	INVERSORES.....	73
3.8.3.	ESTRUCTURA .....	74
3.8.4.	BATERÍAS .....	75
4.	CONDICIONES DE EJECUCIÓN.....	76
4.1.	VERIFICACIÓN Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS .....	76
4.2.	CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD .....	77
4.2.1.	MANTENIMIENTO.....	77
4.3.	SEGURIDAD.....	78
5.	PRUEBAS Y AJUSTES FINALES O DE SERVICIO.....	78
5.1.	CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN.....	78
5.2.	LIBRO DE ÓRDENES .....	78
5.3.	LIBRO DE MANTENIMIENTO.....	78

## 1. OBJETO

El objetivo de este proyecto consiste en establecer las condiciones técnicas requeridas para la ejecución de una instalación fotovoltaica bajo la modalidad de AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES. Esta instalación engloba las siguientes tareas:

- I. Realización de los trámites necesarios para conectar la instalación fotovoltaica a la red, permitiendo así inyectar la electricidad generada a la red de distribución de baja tensión y recibir los ingresos correspondientes por la venta de la energía producida.
- II. Implementación de la instalación fotovoltaica en sí, incluyendo:
  - a. Realización de la ingeniería y dirección de la obra.
  - b. Adquisición y suministro de materiales necesarios.
  - c. Transporte y manipulación de los materiales.
  - d. Montaje y conexión del sistema fotovoltaico.
  - e. Realización de pruebas y puesta en marcha del conjunto.

El servicio se llevará a cabo bajo la modalidad "llave en mano", lo que implica que se incluirán todas las obras y elementos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, aunque no se encuentren detallados explícitamente en este proyecto. La instalación cumplirá con todas las normativas aplicables a instalaciones solares fotovoltaicas, y cada uno de sus componentes habrá sido previamente homologado por los organismos competentes.

## 2. CONDICIONES DE INDOLE FACULTATIVA

### 2.1. OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

Previamente a la formalización del Contrato, el Contratista deberá haber visitado y examinado el emplazamiento de las obras, y de sus alrededores, y se habrá asegurado que las características del lugar, su climatología, medios de acceso, vías de comunicación, instalaciones existentes, etc., no afectarán al cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Durante el período de preparación tras la firma del Contrato, deberá comunicar a la Dirección de obra, y antes del comienzo de ésta: Los detalles complementarios, la memoria de organización de obra, y el calendario de ejecución pormenorizado.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el contratista dar cuenta a la Dirección Facultativa del comienzo de los trabajos con al menos tres días de antelación.

Todas las operaciones necesarias para la ejecución de las obras por el Contratista, y también la circulación por las vías vecinas que este precise, será realizada de forma que no produzcan daños, molestias o interferencias no razonables a los propietarios, vecinos o a posibles terceras personas o propietarios afectados.

El Contratista analizará la problemática de los linderos, características de edificaciones medianeras, y posible existencia de servicios urbanos y instalaciones en el interior del solar o sus inmediaciones. El Contratista instalará un vallado permanente, durante el plazo de las obras, como mínimo igual al exigido por las Autoridades del lugar en donde se encuentren las obras.

Para realizar las acometidas de la obra, o de la edificación, se deberá de cumplir el reglamento de Baja Tensión y el Reglamento de Alta Tensión en el caso de las instalaciones eléctricas. En las restantes instalaciones se cumplirán las Normas propias de cada Compañía de Servicios y de forma general las Normas Básicas correspondientes.

El Contratista acondicionará y habilitará por su cuenta los caminos y vías de acceso, cuando sea necesario.

Serán de su cargo las instalaciones provisionales de obra, en cuanto a gestión, obtención de permisos, mantenimiento y eliminación de ellas al finalizar las obras.

En las instalaciones eléctricas para elementos auxiliares, como grúas, maquinillos, ascensores, hormigoneras y vibradores, se dispondrá a la llegada de los conductores, de acometida a un interruptor diferencial según el R.E.B.T. y se instalarán las tomas de tierra necesarias.

El Contratista, viene obligado a conocer, cumplir y hacer cumplir toda la normativa referente a la Seguridad y Salud de las Obras de Construcción, instalando todos los servicios higiénicos que sean precisos para el personal que intervenga en las obras.

Serán expuestos por el Contratista a la Dirección Técnica los materiales o procedimientos no tradicionales, caso de interesar a aquel su empleo, el acuerdo para ello, deber hacerse constar tras el informe Técnico pertinente de ser necesario.

También serán sometidos por el Contratista, los estudios especiales necesarios para la ejecución de los trabajos. Antes de comenzar una parte de obra que necesite de dichos estudios, el Contratista habrá obtenido la aceptación técnica de su propuesta por parte de la Dirección de obra, sin cuyo requisito no se podrá acometer esa parte del trabajo.

El Contratista habilitará una oficina en la obra que tendrá las dimensiones necesarias y adecuadas al volumen de la obra y su plazo de ejecución, estando dotada de aseo, instalación eléctrica y calefacción. En esta oficina se conservarán los documentos siguientes:

- Proyecto de Ejecución aprobado.
- Libro de órdenes entregado por el Arquitecto Director.
- Estudio o Estudio Básico de Seguridad y Salud de acuerdo con el RD 1627/97.
- Plan de Seguridad y Salud de acuerdo con el RD 1627/97.
- Libro de Incidencias y Aviso Previo de acuerdo con el RD 1627/97.

El contratista puede subcontratar a profesionales o empresas, partes o incluso la totalidad de la obra, pero ello no le exime de su responsabilidad ante la Propiedad y la Dirección Técnica por la correcta ejecución de la misma.

El Contratista deberá tener siempre en la obra el número de operarios proporcionado a la extensión y clase de trabajos que está efectuando, y según el programa de trabajo existente.

Los operarios serán de aptitud reconocida y experimentados en sus respectivos oficios, actuando bajo las ordenes del encargado, siendo este el que vigile la obra y haga cumplir en todo momento el Real decreto 1627/97 sobre Seguridad y salud en la construcción.

La Dirección Facultativa podrá recusar a uno o a varios productores de la empresa o subcontratista de la misma por considerarlos incapaces, siendo obligación del Contratista reemplazar a estos productores o subcontratistas, por otros de probada capacidad.

El Contratista, por sí mismo o por medio de un jefe de obra, o del encargado, estará en la obra durante la jornada legal del trabajo, y acompañará a la Dirección Facultativa en las visitas que esta haga a la obra.

La Dirección Técnica podrá exigir del Contratista y este vendrá obligado a aportar a sus expensas las certificaciones de idoneidad técnica ó cumplimiento de condiciones de toda índole, especificadas en el proyecto respecto de los materiales o instalaciones suministrados.

El contratista está obligado a realizar con su personal y materiales cuanto la dirección facultativa disponga para apeos, derribos, recalces o cualquier otra obra de carácter urgente, anticipando de momento este servicio.

Es obligación del contratista el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aún cuando no se halle expresamente estipulado en los documentos del Proyecto, y dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos determinen para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

Cualquier variación que se pretendiere ejecutar sobre la obra proyectada, deberá ser puesta en conocimiento del Director de Obra, y no podrá ser ejecutada sin su consentimiento. En caso contrario la Contrata, ejecutante de dicha unidad de obra, responderá de las consecuencias que ello originase. No será justificante ni eximente a estos efectos el hecho de que la indicación de la variación proviniera del señor Propietario.

## 2.2. OBLIGACIONES DEL DIRECTOR DE OBRA

Es misión del director de la Obra la ordenación y control de su construcción en los aspectos técnicos estéticos y económicos.

Corresponde al Director la interpretación de los distintos documentos de obra reservándose, siempre que el promotor no manifieste su desacuerdo, las facultades de variación del proyecto, cambio de unidades de obra y calidades que juzgue convenientes, así como la aprobación de nuevos precios unitarios de obra y variaciones o imposiciones de plazos de ejecución.

El Director, podrá recusar al Contratista si considera que esta decisión es útil y necesaria para la debida marcha de la obra.

Preparará la documentación final de obra, suscribiendo el certificado final de la misma.

## 3. CONDICIONES DE LOS MATERIALES

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísimo calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

### 3.1. CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo; los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud del cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Presupuesto.

El tipo de cable que se empleará en la parte de continua será SOLAR 1,5/1,5 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-6032.1

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: EPR

Cubierta: PVC (Poliolefina)

Temperatura máxima de utilización: 120 °C

El tipo de cable que se empleará en la parte de alterna será RV-K 0,6/1 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1)

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: XLPE

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90 °C

Características constructivas: UNE-21 123 (P-2)

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20 °C será del 98% al 100%. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: a una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorhídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20 °C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.

Los conductores de sección igual o superior a 6 mm<sup>2</sup> deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo de cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

Para la selección de la sección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada generador fotovoltaico, partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la

sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo con las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación.

- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión para la parte de continua no podrá ser superior al 1.5% y para la parte de alterna no podrá ser superior al 1.5%.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC-BT-07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

### 3.2. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima a la fijada en la tabla 2 de la ITC-BT-18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que éstos o bien en forma independiente.

### 3.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Para la identificación de los conductores en la parte de corriente continua se marcarán de forma permanente el positivo de color Rojo y el negativo de color Negro, los colores de los recubrimientos serán Azul para el neutro, Marrón, Gris o Negro para las fases y Amarillo-Verde para los de protección.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que, por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

### 3.4. CANALIZACIONES

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos
- Tubo y accesorios no metálicos
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 50.086-2-1: Sistemas de tubos rígidos.
- UNE-EN 50.086-2-2: Sistemas de tubos curvables.
- UNE-EN 50.086-2-3: Sistemas de tubos flexibles.
- UNE-EN 50.086-2-4: Sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas

anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas en ITCBT-21.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles, con unas características mínimas indicadas en ITC-BT-21.

En las canalizaciones al aire, destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida, los tubos serán flexibles y sus características mínimas para instalaciones ordinarias serán las señaladas en ITC-BT-21.

Los tubos en canalizaciones enterradas presentarán las características señaladas en ITC-BT-21. El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores a conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

En general, para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrá en cuenta lo dictado en ITC-BT-21.

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable.

Las canales protectoras tendrán un grado de protección IP4X y estarán clasificadas como “canales con tapa de acceso que sólo pueden abrirse con herramientas”. En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control, etc., siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales tendrán unas características mínimas señaladas en apartado 3 de ITC-BT-21.

En bandeja o soporte de bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión.

La anchura de las canaletas será de 100 mm como mínimo, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Todos los accesorios como codos, cambios de plano, reducciones, tes, uniones, soportes, etc. tendrán la misma calidad que la bandeja.

La bandeja y sus accesorios se sujetarán a techos y paramentos mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm. y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán cajas metálicas que se fijarán a las bandejas.

### 3.5. CAJAS DE EMPLAME Y DERIVACIÓN

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratueras y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

### 3.6. APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada de los Inversores que forman el generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra de cada uno de los inversores que se instalen, se dispondrán además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornas de cada inversor.

### 3.7. APARATOS DE PROTECCIÓN

#### 3.7.1. CUADROS ELÉCTRICOS

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5 % sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar, para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso, nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada.

Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornas situada junto a las entradas de los cables desde el exterior.

Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las Mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- el cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.

### 3.7.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

En el punto de interconexión, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar.

En la salida de generación de corriente alterna de cada uno de los inversores instalados se colocarán dispositivos de protección contra sobreintensidades adecuados a las intensidades nominales que marca el fabricante del inversor.

La protección contra sobreintensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

### 3.7.3. FUSIBLES

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad de ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente.

Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

### 3.7.4. INTERRUPTORES DIFERENCIALES

1º - La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

Protección por aislamiento de las partes activas:

Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes: Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE 20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IP XXD

Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de éstas, esto no debe ser posible más que:

- bien con la ayuda de una llave o de una herramienta; - bien, después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida la tensión hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes;
- bien, si hay interpuesta una segunda barrera que posee como mínimo el grado de protección IP2X o IP XXB, que no pueda ser quitada más que con la ayuda de una llave o de una herramienta y que impida todo contacto con las partes activas.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual:

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

2º - La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_a * I_a \leq U$$

donde:

- $R_a$  = la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- $I_a$  = la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial residual asignada.
- $U$  = la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

### 3.7.5. SECCIONADORES

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador.

Los seccionadores serán adecuados para servicio continuo y capaces de abrir y cerrar la corriente nominal a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

### 3.7.6. MECANISMOS Y TOMAS DE CORRIENTE

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Serán del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65 °C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcada su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1.000 voltios.

## 3.8. ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS

### 3.8.1. MÓDULOS

La totalidad de los elementos que conforman la Instalación Solar Fotovoltaica, así como todos los utilizados en su instalación, montaje y mantenimiento, cumplirán con lo especificado en el Pliego de Condiciones.

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61265 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará claramente visible e indeleble el modelo y nombre del logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los marcos laterales, si existen serán de aluminio o acero inoxidable.

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.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

### 3.8.2. INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superior a las CEM. Además, soportará los picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medios incluyendo el transformador de salida, si le hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 KW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5KW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0° y 40°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

### 3.8.3. ESTRUCTURA

La estructura para el soporte de los módulos se realizará en aluminio-magnesio y se fijará en el tejado del titular. Toda la tornillería será de acero inoxidable, según normativa MV-106.

Las partes metálicas de la estructura estarán conectadas a la toma de tierra de la instalación.

Con ella se le dará al campo fotovoltaico una inclinación adecuada respecto de la horizontal para optimizar el rendimiento del mismo en función de la latitud del emplazamiento, en este caso esa

inclinación será de 30º aproximadamente. Por la misma razón la orientación del campo será Sur sin ninguna desviación.

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá contar con la a probación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

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.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta sin superar el límite de sombras indicado en el punto 4.1.2 del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma CTE, 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.

#### 3.8.4. BATERÍAS

El conjunto formado por el string y el inversor estarán conectados a la instalación eléctrica a modo de receptor y generador, y deberá cumplir los requisitos relacionados con estas dos funciones, en concreto la directiva BT 2006/95/CE. Se trata de un generador para una red sin límites de tensión.

El conjunto de instalación eléctrica deberá cumplir los requisitos del REBT Reglamento de Baja Tensión y específicamente la ITC BT 40 como generador y ITC BT 19 como receptor.

Para legalizar la instalación debe atenderse a los requisitos de la ITC 03.

El REBT se aplicará a instalaciones que distribuyen energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras cuando el voltaje sea menor a 1500Vdc.

A la hora del diseño del banco de baterías se deberá atender a la norma UNE-EN 50272-2, que trata sobre los requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Contiene los requisitos de la seguridad asociada al montaje, uso, inspección, mantenimiento y eliminación.

Esta norma se aplica a los acumuladores estacionarios y a las instalaciones de baterías con una tensión nominal máxima de 1.500V en corriente continua. Describe las principales medidas para protegerse de los peligros derivados de:

- Electricidad
- Emisión de gas
- Electrolito, en las celdas empleadas en este String
- Protección contra la descarga eléctrica
- Protección contra el contacto directo

Las baterías con una tensión nominal superior a 120V en corriente continua deberán situarse en lugares cerrados de acceso restringido. Las puertas de las salas de las baterías se consideran obstáculos y deberán estar por lo tanto marcados con etiquetas según el apartado 12.1 (“Tensión peligrosa”, “Prohibido fumar entrar con llamas o fuego” y “Sala de acumuladores”).

Si se aplica la protección mediante barreras o cerramiento se deberá alcanzar al menos el grado de protección de la norma EN 60529 IP2X (protegida para cuerpos sólidos de más de 12 mm, al agua sin ensayar). Así, se obtendrá protección contra el contacto indirecto.

También se dispondrá de protección mediante la desconexión automática del suministro, desconexión y separación. Así mismo, la instalación de la batería deberá disponer de dispositivos para su desconexión de todas las líneas de los circuitos de entrada y salida y del potencial de la toma de tierra.

El proveedor se compromete a cumplir con los más altos estándares de calidad en la selección, adquisición y entrega de las baterías para el banco de baterías. Además, deberá entregar al cliente la documentación técnica completa de las baterías, que incluya manuales de usuario, especificaciones técnicas, certificados de calidad y garantía, así como cualquier otro documento relevante para su correcta operación y mantenimiento.

#### **4. CONDICIONES DE EJECUCIÓN**

Los materiales y equipos de origen industrial deberán cumplir las condiciones funcionales y de calidad fijadas en el Reglamento Electrotécnico para B.T., así como las correspondientes Normas y disposiciones vigentes relativas a su fabricación y control industrial o en su defecto, las Normas UNE, especificadas para cada uno de ellos.

Cuando el material o equipo llegue a obra con certificado de origen industrial que acredite el cumplimiento de dichas condiciones, normas y disposiciones, su recepción se realizará comprobando sus características aparentes.

##### **4.1. VERIFICACIÓN Y PRUEBAS REGLAMENTARIAS**

Se efectuarán las pruebas específicas necesarias, así como los diferentes controles que a continuación se relacionan:

- Funcionamiento del interruptor diferencial

Puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.

Puesta la instalación interior en tensión, conectar en una base para toma de corriente el conductor de fase con el de protección a través de una lámpara aconsejable de 25 W incandescente, deberá actuar el diferencial.

- Funcionamiento del pequeño interruptor automático

Abierto el pequeño interruptor automático, conectar, mediante un puente, los alvéolos de fase y neutro en la base de toma de corriente más alejada del Cuadro General de Distribución.

A continuación, se cierra el pequeño interruptor automático, realizando esta operación en los distintos circuitos y líneas derivadas, deberá actuar en cada uno de ellos el correspondiente PIA.

- Corriente de fuga

Cerrando el interruptor diferencial y con tensión en los circuitos, se conectarán los receptores uno por uno, durante un tiempo no inferior a 5 minutos, durante los que no deberá actuar el interruptor diferencial.

- Pruebas de puesta en marcha

Se realizarán las pruebas y verificaciones que marca el P.C.T. IDAE 2002 en diferentes momentos del día poniendo especial atención al cumplimiento de las protecciones de funcionamiento en Isla y el tiempo de rearme de las protecciones incluidas en los Inversores.

## 4.2. CONDICIONES DE USO, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

### 4.2.1. MANTENIMIENTO

De acuerdo con lo exigido en el P.C.T. IDAE 2002, se realizarán como mínimo 2 revisiones anuales completas de todos los elementos que componen la Central Solar Fotovoltaica. El mantenimiento será realizado por una Empresa Instaladora que haya estado acreditada por IDAE para realizar y mantener Instalaciones Fotovoltaicas.

Independientemente de las anteriores labores de mantenimiento se realizarán los siguientes trabajos:

- Cuadro general de distribución

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

- Instalación interior

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

- Puesta a tierra

Cada dos años y en la época en que el terreno esté más seco, se medirá la resistencia tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección

visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une.

En cada uno de los tres puntos se reparan los defectos encontrados, haciéndose las comprobaciones específicas por instalador autorizado por la Consejería de Industria.

#### **4.3. SEGURIDAD**

Durante la fase de realización de la instalación, así como durante el mantenimiento de la misma, los trabajos se efectuarán sin tensión en las líneas, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador de tensión.

En el lugar de trabajo se encontrarán siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).

Se cumplirán todas las disposiciones generales que le sean de aplicación de la legislación vigente.

### **5. PRUEBAS Y AJUSTES FINALES O DE SERVICIO**

#### **5.1. CERTIFICADOS Y DOCUMENTACIÓN**

Al finalizar la instalación, el técnico autor del proyecto de instalación, emitirá un certificado donde se acredite que toda la instalación se ha realizado de acuerdo con el correspondiente proyecto.

Igualmente, si se hubiera realizado alguna modificación, por razones que el técnico responsable hubiere considerado oportunas sobre el proyecto original, éste lo hará constar mediante certificado. Todo ello de acuerdo con los modelos en vigor que dictamine la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

#### **5.2. LIBRO DE ÓRDENES**

Durante la ejecución de la presente instalación, el técnico director de la instalación, llevará un libro de órdenes debidamente registrado, donde anotará las órdenes y observaciones realizadas al instalador durante las preceptivas visitas de supervisión efectuadas a la instalación durante su ejecución.

Con lo expuesto y a la vista de los planos que se acompañan, considera el técnico que suscribe haber descrito las instalaciones de referencia.

#### **5.3. LIBRO DE MANTENIMIENTO**

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.

# DOCUMENTO 5

## PRESUPUESTOS

## DOCUMENTO 5 – Presupuesto.

1.	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 400 kW .....	81
1.1.	DESGLOSE POR PARTIDAS.....	81
1.1.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	81
1.1.2.	ESTRUCTURA .....	81
1.1.3.	INVERSORES.....	81
1.1.4.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	81
1.2.	PRESUPUESTO TOTAL.....	82
2.	PRESUPUESTO DEL BANCO DE BATERÍAS .....	82
2.1.	DESGLOSE POR PARTIDAS.....	82
2.1.1.	INVERSORES.....	82
2.1.2.	BATERÍAS .....	82
2.1.3.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	83
2.2.	PRESUPUESTO TOTAL.....	83
3.	PRESUPUESTO FINAL .....	84

## 1. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 400 kW

### 1.1. DESGLOSE POR PARTIDAS

#### 1.1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

ELEMENTOS	MODELO (€)	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Panel solar	HiKu7 Mono PERC CS7L-600	586	257,89

**Tabla 25:** Modulo fotovoltaico

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Panel solar	151123,54	31735,9434	182859,4834

**Tabla 26:** Coste total de los módulos fotovoltaicos

#### 1.1.2. ESTRUCTURA

ELEMENTOS	CANTIDAD	COST.Ud (€)	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Estructura	586	39	22854	4799,34	27653,34

**Tabla 27:** Coste total de la estructura para los módulos

#### 1.1.3. INVERSORES

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Inversor FV	Huawei SUN2000-100KTL-M2	4	5117,48

**Tabla 28:** Inversor para la instalación fotovoltaica

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Inversor FV	20469,92	4298,6832	24768,6032

**Tabla 29:** Coste total de los inversores para la instalación fotovoltaica

#### 1.1.4. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

ELEMENTOS	MODELO/DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Cableado continua	Prysmian PRYSOLAR-H1Z2Z2-K	m	4320	0,61
Cableado alterna	Afumex CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K	m	40	5,66
Cableado protección	Afumex CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K	m	40	1,42
Canalización exterior	Bandeja ciega de PVC	Ud (3m)	126	16,42
Canalización interior	Bandeja de hilo, tipo Rejiband	m	377	1,83
Pequeño material		Ud	1	1000
Cuadro alterna	Cofret de superficie, IP66	Ud	1	54,71
Int. Magnetotérmico	Legrand - MCCB DPX3 250-mag+dif-4P -Icu 25 kA (400V) - In 200A	Ud	4	1840,11
Int. Diferencial				
Montaje	Oficial y obreros	h	56	22

**Tabla 30:** Elementos de la instalación eléctrica de la instalación fotovoltaica

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Cableado continua	2635,20	553,39	3188,59
Cableado alterna	226,40	47,54	273,94
Cableado protección	56,80	11,93	68,73
Canalización exterior	2068,92	434,47	2503,39
Canalización interior	689,91	144,88	834,79
Pequeño material	1000,00	210,00	1210,00
Cuadro alterna	54,71	11,49	66,20

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Int. Magnetotérmico	7360,44	1545,69	8906,13
Int. Diferencial			
Montaje	1232,00	258,72	1490,72
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>15324,38</b>	<b>3218,12</b>	<b>18542,50</b>

**Tabla 31:** Coste de la instalación eléctrica para la instalación fotovoltaica

## 1.2. PRESUPUESTO TOTAL

ELEMENTOS	CANTIDAD	COST.Ud (€)	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Panel solar	586	257,89	151123,54	31735,94	182859,48
Estructura	586	39	22854,00	4799,34	27653,34
Inversor FV	4	5117,48	20469,92	4298,68	24768,60
Instalación eléctrica 1	1	15324,38	15324,38	3218,12	18542,50
Proyecto	1	700	700,00	147,00	847,00
<b>IMPORTE TOTAL</b>			<b>210471,84</b>	<b>44199,09</b>	<b>254670,93</b>

**Tabla 32:** Presupuesto de la instalación fotovoltaica

## 2. PRESUPUESTO DEL BANCO DE BATERÍAS

### 2.1. DESGLOSE POR PARTIDAS

#### 2.1.1. INVERSORES

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Inversor Baterías	SUN Storage 3Play 100TL	4	14027,78

**Tabla 33:** Inversor para el banco de baterías

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Inversor Baterías	56111,12	11783,34	67894,46

**Tabla 34:** Coste de los inversores para el banco de baterías

#### 2.1.2. BATERÍAS

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Baterías	Cegasa - eBick 280 Pro Serie	56	6200,17

**Tabla 35:** Baterías

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Baterías	347209,52	72914,00	420123,52

**Tabla 36:** Coste de las baterías

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Armario de control y protección	Armario PCC	1	13355,72

**Tabla 37:** Armario de control y protección para las baterías (parte de corriente continua)

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Armario de control y protección	13355,72	2804,70	16160,42

**Tabla 38:** Coste del armario de control y protección para las baterías

## 2.1.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

ELEMENTOS	MODELO	UNIDAD	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Cableado alterna	Afumex CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K	m	40	5,66
Cableado protección	Afumex CLASS 1000 V (AS)-RZ1-K	m	40	1,42
Canalización interior	Bandeja de hilo, tipo Rejiband	m	10	1,83
Pequeño material		Ud	1	1000
Cuadro alterna	Cofret de superficie, IP66	Ud	1	54,71
Int. Magnetotérmico	Legrand- MCCB DPX3 250-mag+dif-4P -Icu 25 kA (400V) - In 200A	Ud	4	1840,11
Int. Diferencial				
Montaje	Oficial y obreros	h	56	22

**Tabla 39:** Elementos de la instalación eléctrica del banco de baterías

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Cableado alterna	226,40	47,54	273,94
Cableado protección	56,80	11,93	68,73
Canalización interior	18,30	3,84	22,14
Pequeño material	1000,00	210,00	1210,00
Cuadro alterna	54,71	11,49	66,20
Int. Magnetotérmico	7360,44	1545,69	8906,13
Int. Diferencial			
Montaje	1232,00	258,72	1490,72
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>9948,65</b>	<b>2089,22</b>	<b>12037,87</b>

**Tabla 40:** Coste de la instalación eléctrica para el banco de baterías

## 2.2. PRESUPUESTO TOTAL

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Baterías	Cegasa - eBick 280 Pro Serie	56	6200,17
Inversor Baterías	SUN Storage 3Play 100TL	4	14027,78
Protección y control	Armario de control y protec.	1	13355,72
Instalación eléctrica 2		1	9948,65

**Tabla 41:** Elementos del banco de baterías

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Baterías	347209,52	72914,00	420123,52
Inversor Baterías	56111,12	11783,34	67894,46
Protección y control	13355,72	2804,70	16160,42
Instalación eléctrica 2	9948,65	2089,22	12037,87
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>426625,01</b>	<b>89591,25</b>	<b>516216,2621</b>

**Tabla 42:** Presupuesto del banco de baterías

### 3. PRESUPUESTO FINAL

ELEMENTOS	MODELO	CANTIDAD	COST.Ud (€)
Panel solar	HiKu7 Mono PERC CS7L-600	586	257,89
Estructura		586	39
Inversor FV	Huawei SUN2000-100KTL-M2	4	5117,48
Instalación eléctrica 1		1	15324,38
Proyecto		1	700
Baterías	Cegasa - eBick 280 Pro Serie	56	6200,17
Inversor Baterías	SUN Storage 3Play 100TL	4	14027,78
Protección y control	Armario de control y protec.	1	13355,72
Instalación eléctrica 2		1	9948,65

**Tabla 43:** Elementos de toda la instalación

ELEMENTOS	TOTAL (€)	IVA (€)	TOTAL+IVA(€)
Panel solar	151123,54	31735,94	182859,48
Estructura	22854,00	4799,34	27653,34
Inversor FV	20469,92	4298,68	24768,60
Instalación eléctrica 1	15324,38	3218,12	18542,50
Proyecto	700,00	147,00	847,00
Baterías	347209,52	72914,00	420123,52
Inversor Baterías	56111,12	11783,34	67894,46
Protección y control	13355,72	2804,70	16160,42
Instalación eléctrica 2	9948,65	2089,22	12037,87
<b>IMPORTE TOTAL</b>	<b>637096,85</b>	<b>133790,34</b>	<b>770887,19</b>

**Tabla 44:** Presupuesto final de toda la instalación



# DOCUMENTO 6

## FICHAS TÉCNICAS

# SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10  
MPP Trackers



98.8% (@480V)  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve Diagnosis  
Supported



MBUS  
Supported



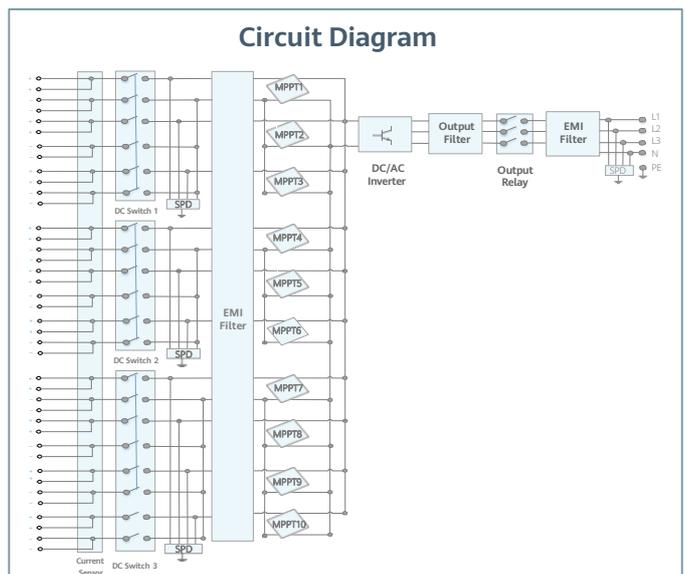
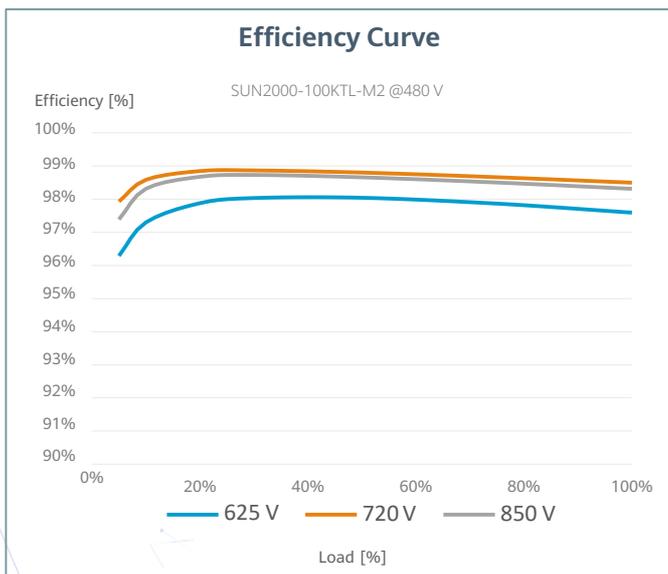
Support AFCI &  
Smart String Level  
Disconnecter



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



Technical Specification SUN2000-100KTL-M2

Efficiency	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Input	
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnecter	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

<sup>\*1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

<sup>\*2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.



# HiKu7 Mono PERC

**580 W ~ 610 W**

**CS7L-580 | 585 | 590 | 595 | 600 | 605 | 610MS**

## MORE POWER

-  Module power up to 610 W  
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE  
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

## MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*

 **Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\***

 **Linear Power Performance Warranty\***

**1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%  
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

## MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

## PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA  
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



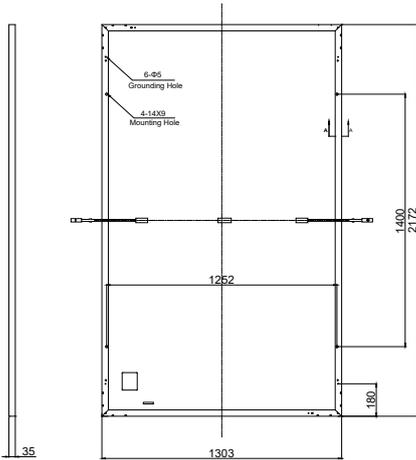
\* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 55 GW deployed around the world since 2001.

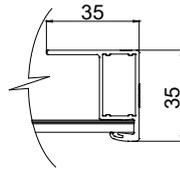
\* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

## ENGINEERING DRAWING (mm)

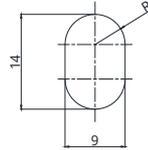
### Rear View



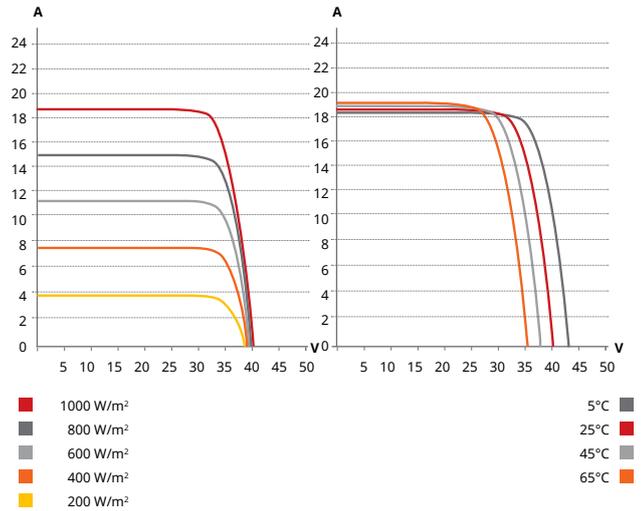
### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS7L-590MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W	605 W	610 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A	17.25 A	17.29 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A	18.52 A	18.57 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 10 AWG (UL)
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS	605MS	610MS
Nominal Max. Power (Pmax)	435 W	439 W	442 W	446 W	450 W	454 W	457 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.0 V	32.2 V	32.3 V	32.5 V	32.7 V	32.9 V	33.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.64 A	13.70 A	13.73 A	13.77 A	13.80 A	13.83 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.8 V	39.0 V	39.2 V	39.4 V
Short Circuit Current (Isc)	14.73 A	14.77 A	14.80 A	14.85 A	14.89 A	14.93 A	14.97 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

## PARTNER SECTION



\* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## INVERSOR TRIFÁSICO DE BATERÍAS SIN TRANSFORMADOR Y CON LA MÁXIMA DENSIDAD DE POTENCIA

### 100TL

Familia de inversores trifásicos para sistemas de almacenamiento comerciales, industriales y de gran escala. Estos inversores bidireccionales de baterías presentan la misma tecnología que los inversores fotovoltaicos.

#### Menores costes operacionales

Gracias a la red de comunicación inalámbrica que se puede establecer con el INGECON® SUN STORAGE 100TL, el sistema de almacenamiento puede ser puesto en marcha, monitorizado y controlado sin cables. Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

#### Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.100 V) y a su amplio rango de tensión de entrada (570-850 V). Gran densidad de potencia, con 100 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

#### Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exte-

rior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN STORAGE 3Play garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

#### Ethernet y Wi-Fi de serie

Este inversor de baterías presenta comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie. Estas comunicaciones, junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una Tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

#### EMS Inside

El inversor se suministra equipado de serie con un sistema de gestión energética (EMS: Energy Management System), que permite funcionalidades avanzadas, como autoconsumo. Gracias a este gestor EMS integrado, la instalación puede ser monitorizada todo el tiempo desde un Smartphone o un PC a través de la aplicación gratuita INGECON® SUN Monitor, disponible en Play Store y App Store.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**



100TL

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- EMS inside.
- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 98,8 %.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Es necesario el circuito de pre-carga.

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

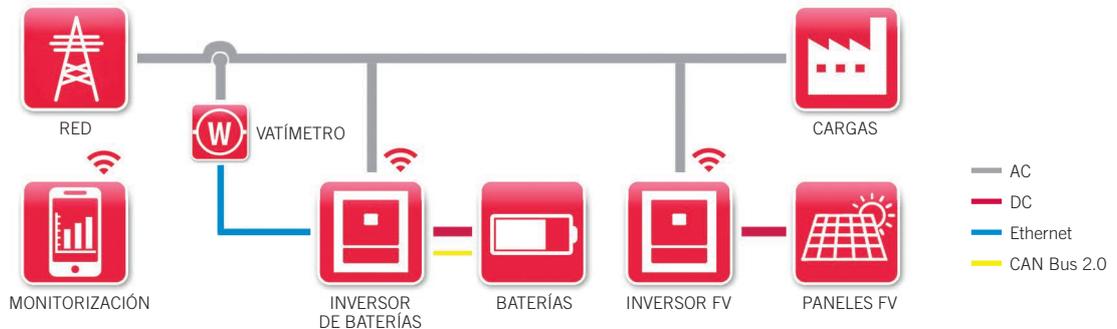
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.

BENEFICIOS

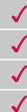
- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

ESQUEMA DE CONEXIÓN

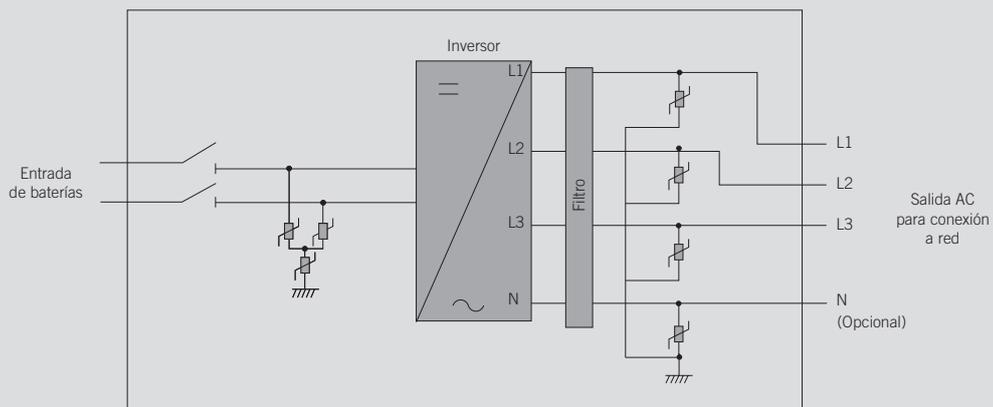


Elementos integrados

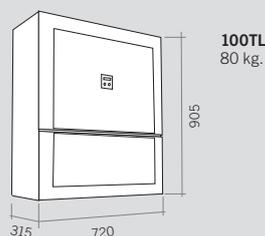
- Bornas DC
- Seccionador DC
- Descargadores DC, tipo 2
- Descargadores AC, tipo 2



3Play TL



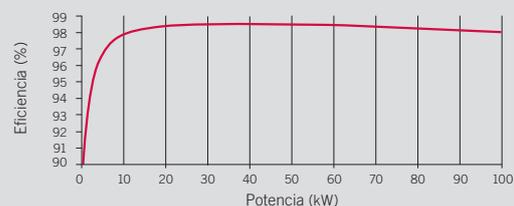
Dimensiones y peso (mm)



100TL	
<b>Valores de Entrada de Batería (DC)</b>	
Rango de tensión <sup>(1)</sup>	627 - 850 V
Tensión máxima <sup>(2)</sup>	1.100 V
Potencia máxima de carga / descarga	60 kW / 100 kW
Corriente máxima de carga / descarga	96 A / 159 A
Tipo de batería	Ion-Litio, plomo
Corriente de cortocircuito	240 A
Comunicación con el BMS (Battery Management System)	CAN Bus 2.0 / Ethernet
<b>Valores de Salida (AC)</b>	
Potencia máxima de carga / descarga	60 kW / 100 kW
Máx. temperatura a potencia nominal <sup>(3)</sup>	50 °C
Corriente máxima de carga / descarga	87 A / 145 A
Tensión nominal	400 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz
Factor de Potencia	1
Factor de Potencia ajustable	Sí, 0 - 1 (leading / lagging)
THD	<3%
<b>Rendimiento</b>	
Eficiencia máxima	98,8 %
Euroeficiencia	98,1 %
<b>Datos Generales</b>	
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada
Caudal de aire	570 m <sup>3</sup> /h
Consumo en stand-by	20 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100 %
Grado de protección	IP65 / NEMA 4
Interruptor diferencial	1.000 mA
Altitud máxima <sup>(4)</sup>	3.000 m
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm <sup>2</sup> (un cable) Conexión DC: Máxima sección: 300 mm <sup>2</sup> (un cable) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC
Marcado	CE
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 50178, IEC 62116, IEC 61683, EN 50530, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68
Normativa de conexión a red	IEC 61727, EN 50549-1, EN 50549-2, UNE 206007-1 IN, NTS 2.1 SEPE, NTS 1.1 SENP, CEI 0-21, CEI 0-16, Arrete 9 du Juin, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, NDU-015, Portaria 73

**Notas:** <sup>(1)</sup> La tensión mínima de baterías (627 V) se ha calculado para  $V_{redmax} = 1,085$  p.u. y  $\cos \Phi = 1$ . Si  $V_{redmax}$  es diferente a este valor, la tensión mínima de baterías debe calcularse como:  $V_{batmin} = 627 * V_{redmax} / 1,085$  <sup>(2)</sup> El inversor no entra en funcionamiento hasta que  $V_{dc} < 1.000$  V <sup>(3)</sup> Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3 % <sup>(4)</sup> Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,5 °C por cada 1.000 m adicionales.

#### Rendimiento INGECON® SUN STORAGE 100TL $V_{dc} = 627$ V





# Ingeteam

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 Sarriguren (Navarra) - España  
Tel.: +34 948 288 000  
Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia  
Tel.: +39 0546 651 490  
Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze B - 140 rue Carmin  
31670 Labège - Francia  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00  
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingeteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
Milwaukee, WI 53208 - EEUU  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190  
Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingeteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 Ostrava - Pustkovec  
República Checa  
Tel.: +420 59 747 6800  
Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingeteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 Shanghai - China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36  
Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingeteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures  
11590 - Miguel Hidalgo  
Ciudad de México - México  
Tel.: +52 81 8311 4858  
Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingeteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Rua Estácio de Sá, 560  
Jd. Santa Genebra  
13080-010 Campinas/SP - Brasil  
Tel.: +55 19 3037 3773  
e-mail: brazil@ingeteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark  
Midrand 1682 - Sudáfrica  
Tel.: +2711 314 3190  
Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingeteam.com

**Ingeteam SpA**  
Los militares 5890, Torre A, oficina 401  
7560742 - Las Condes  
Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 29574531  
e-mail: chile@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6491-5  
Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingeteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Polonia  
Tel.: +48 22 821 9930  
Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingeteam.com

**Ingeteam Australia Pty Ltd.**  
iAccelerate Centre, Building 239  
Innovation Campus, Squires Way  
North Wollongong, NSW 2500 - Australia  
Tel.: +61 429 111 190  
e-mail: australia@ingeteam.com

**Ingeteam Panama S.A.**  
Av. Manuel Espinosa Batista,  
Ed. Torre Internacional  
Business Center, Apto./Local 407  
Urb.C45 Bella Vista  
Bella Vista - Panamá  
Tel.: +50 761 329 467

**Ingeteam Service S.R.L.**  
Bucuresti, Sector 2,  
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7  
Cladirea Hermes Business  
Campus 1, Birou 236, Etaj 2  
Rumania  
Tel.: +40 728 993 202

**Ingeteam Philippines Inc.**  
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.  
Amorsolo St. corner Rufino St.  
1230 Makati  
Gran Manila - Filipinas  
Tel.: +63 0917 677 6039

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah  
ADIB Building, Street 34  
PO BOX 30010 - Abu Dhabi  
Emiratos Árabes Unidos  
Tel.: +971 50 125 8244

**Ingeteam Vietnam Ltd.**  
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street  
Phan Chu Trinh Ward  
Hoan Kiem District  
Ha Noi City - Vietnam  
Tel.: +84 24 71014057  
e-mail: vietnam@ingeteam.com

**Ingeteam Uruguay, S.A.**  
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12  
11200, Montevideo - Uruguay  
Tel.: +598 934 92064



 **Bick**  
280 Pro Serie Manual técnico

---



## Control de revisiones

REV.	FECHA	MOTIVO / RESPONSABLE
03	22/07/2021	Revisión Warnings
04	08/04/2022	Sistemas Maestro - Esclavo
05	14/11/2022	Revisión de nuevos códigos PCC/MCP Serie

## Limitación de garantías y responsabilidades

La limitación de las garantías y responsabilidades serán descritas en los acuerdos contractuales entre CEGASA PORTABLE ENERGY y el comprador.

La información incluida en este manual ha sido redactada con el afán de proveer al usuario el mayor grado de detalle y claridad de todo el contenido. No obstante, CEGASA PORTABLE ENERGY se reserva el derecho a modificar el contenido de este manual mediante futuras revisiones en cualquier momento y sin previo aviso.

## Confidencialidad

Toda la información facilitada por CEGASA PORTABLE ENERGY en virtud del presente Manual de Usuario y cuantos datos o aspectos puedan conocerse por razón del mismo serán absolutamente confidenciales, no pudiendo ser facilitados a terceros ni utilizados para un fin distinto al previsto, sin la previa y expresa autorización por escrito de CEGASA PORTABLE ENERGY.

## Limitaciones de utilización del presente equipo

Este equipo no podrá ser utilizado en aplicaciones para recarga de vehículo eléctrico. CEGASA PORTABLE ENERGY no se responsabiliza de la utilización en este tipo de aplicaciones. Cualquier responsabilidad será del comprador.

## Contacto



C/Marie Curie, 1  
Parque tecnológico de Álava,  
01510 Miñano (Vitoria-Gasteiz)-España

Tel. +34 945313738  
[www.cegasa.es](http://www.cegasa.es)

E-mail de soporte técnico:  
[Support.tech.euro@cegasa.com](mailto:Support.tech.euro@cegasa.com)

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>06</b>
1.1	Objeto	06
1.2	Acrónimos	06
<b>2</b>	<b>Seguridad</b>	<b>07</b>
2.1	Información general	08
2.2	Instrucciones de seguridad – Peligros potenciales	08
2.3	Seguridad eléctrica	08
2.4	Seguridad mecánica	09
2.5	Requisitos para el usuario	09
2.6	Consignación Segura de máquinas e instalaciones (L.O.T.O.)	09
2.7	Maniobras, mediciones y verificaciones	10
<b>3</b>	<b>Descripción general</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Especificaciones</b>	<b>11</b>
4.1	Resumen	11
4.2	eBick PRO 280 Serie	11
4.2.1	Características físicas	11
4.2.2	Características eléctricas	11
4.3	PCC SERIE 150V 300A / 500A	12
4.3.1	Características físicas	12
4.3.2	Características eléctricas	12
4.4	PCC SERIE 800V 300A	12
4.4.1	Características físicas	12
4.4.2	Características eléctricas	13
4.5	PCM SERIE ESCLAVO	13
4.5.1	Características físicas	13
4.5.2	Características eléctricas	14
4.6	PCC SERIE 150V 300A / 500A ESCLAVO	14
4.6.1	Características físicas	14
4.6.2	Características eléctricas	14
4.7	PCM MASTER C/CAN	14
4.7.1	Características físicas	14
4.8	PCM MASTER S/CAN	15
4.8.1	Características físicas	15
4.9	PCC MASTER	15
4.9.1	Características físicas	15
4.9.2	Características eléctricas	15
4.10	Hardware	15
4.10.1	Módulo de baterías	15
4.10.2	PCC	16
4.10.3	PCM	16
4.10.4	Master Busbar Cabinet	16
<b>5</b>	<b>Procesos y modos de funcionamiento</b>	<b>17</b>
5.1	Máquina de estados	17
5.2	Procesos de arranque y apagado	18
5.3	Proceso de conexión	18
5.4	Modo de ultra consumo	18
5.5	Proceso de precarga	19
5.6	Ecuilibración pasiva	19
<b>6</b>	<b>Monitorización del sistema</b>	<b>20</b>
6.1	Cálculo del estado de carga (SoC)	20
6.2	Condiciones de carga óptima	20
6.3	State of function (SoF) y uso final de la batería	21

6.4	Cálculo de la integridad de la batería (SoH)	21
6.5	Prolongación de la vida y uso final de las baterías	21
<b>7</b>	<b>Protecciones eléctricas</b>	<b>21</b>
7.1	Parámetros involucrados en las funciones de protección	21
7.2	Reenganche	22
7.3	Subtemperatura	22
7.4	Sobrettemperatura	22
7.5	Subtensión	22
7.6	Sobretensión	23
7.7	Diferencia de temperaturas	23
7.8	Diferencia de tensiones	23
7.9	Corrientes de carga y descarga en PCC	23
<b>8</b>	<b>Visualización de datos</b>	<b>23</b>
8.1	Visualización a través de HMI	24
8.2	Visualización remota	25
8.3	Pantalla Master	25
8.3.1	Maniobra contactores	26
8.3.2	Rearme strings	26
<b>9</b>	<b>Comunicaciones</b>	<b>27</b>
9.1	Introducción	27
9.2	Protocolo CAN	27
9.3	Protocolo Modbus	27
9.4	Tipo de datos	27
<b>10</b>	<b>Requisitos y recomendaciones de instalación</b>	<b>28</b>
10.1	Reglamentación aplicable	28
10.1.1	Normativa en instalación eléctrica	28
10.1.2	Normativa en instalaciones de baterías	28
10.2	Requisitos ambientales	30
10.3	Procedimiento de mantenimiento y almacenaje	30
10.4	Layout	30
<b>11</b>	<b>Instalación</b>	<b>30</b>
11.1	Verificación eléctrica y de componentes	30
11.2	Pasos a seguir	31
11.3	Diferentes configuraciones posibles	31
11.4	Instalación de los eBick	31
11.5	Conexión de las comunicaciones	32
11.5.1	Conexión entre baterías	32
11.5.2	Conexión de baterías con PCC o PCM	33
11.6	Conexión de potencia	33
11.6.1	Conexión de potencia entre baterías	33
11.6.2	Conexión de baterías con PCC o PCM	35
11.7	Sistemas Maestro/Esclavo	37
11.7.1	Sistema PCM Slave y PCC Master	37
11.7.2	Sistema PCC Slave y PCM Master	38
<b>12</b>	<b>Requisitos y recomendaciones de transporte</b>	<b>41</b>
<b>13</b>	<b>Plan de mantenimiento</b>	<b>41</b>
13.1	Mantenimiento predictivo	41
13.1.1	Verificar voltajes, avisos y alarmas	41
13.2	Mantenimiento preventivo	41
13.2.1	Calendario de mantenimiento preventivo	41
13.3	Mantenimiento correctivo	42
13.4	Necesidades de mantenimiento	42

# 1. Introducción

## 1.1 Objeto

En el siguiente documento se presenta el manual completo para instalación, uso y mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía eBick PRO formado por módulos eBick PRO 280 SERIE y armario de control y protecciones PCC 600V300A.

## 1.2 Acrónimos

<b>FAT</b>	Factory Acceptance Tests
<b>BMS</b>	Battery management system
<b>eBick PRO SERIE</b>	Battery pack de 48V 280Ah
<b>EMS</b>	Energy management system
<b>PCC</b>	Armario de control y protecciones
<b>SoC</b>	State of charge. Cantidad de energía en la batería
<b>SoF</b>	State of function. Cantidad máxima de corriente admisible de carga o descarga en cada momento
<b>STRING</b>	Armario con varios módulos y un PCC





**AVISO:**

**PELIGRO DE INCENDIO O EXPLOSIÓN**

El incumplimiento de los mensajes de seguridad podría causar lesiones graves, la muerte o daños a la propiedad



**¡PELIGRO!**

Siempre se debe usar el módulo eBick PRO 280 con un sistema PCC de control y protecciones. Nunca conectar el módulo sin el PCC.

Para evitar corrientes altas de energización se requiere realizar una precarga del bus. Una conexión directa podría derivar en daños al sistema. Esta precarga es gestionada desde el PCC.



**¡PELIGRO!**

Antes de conectar el equipo al inversor, verificar que la tensión esta dentro de rango. **NUNCA** conectar el string si la tensión está fuera de rango o es NULA.



**¡PELIGRO!**

**NUNCA** eliminar o puentear los sistemas de corte y protección del PCC.



**¡PELIGRO!**

No cortocircuite los terminales del circuito de corriente del módulo eBick PRO 280 ni del PCC. La corriente de cortocircuito puede ser de varios miles de amperios. Prolongados cortocircuitos destruirán el módulo de baterías y el electrolito podría filtrarse hacia fuera de las células y provocar fuego y/o explosión.



**¡PELIGRO!**

El personal de instalación y mantenimiento del eBick debe usar ropa, guantes especiales y gafas de protección. Todos los objetos metálicos personales como relojes de pulsera, anillos, joyas etc, **NO** deben ser usados mientras se trabaja con los módulos eBick PRO 280



**¡PELIGRO!**

Utilice las herramientas de seguridad (EN 60900) y equipos de protección durante la instalación y el servicio para evitar cortocircuitos y descargas eléctricas.



**¡PELIGRO!**

No conectar o desconectar la carga cuando el contactor principal esté cerrado. Esto puede provocar un arco eléctrico y puede exponer al personal a alta tensión de CC. El arco eléctrico también puede destruir conectores debido al efecto de la soldadura.



**¡PELIGRO!**

En caso de incendio, desconecte el circuito de la batería y utilice un extintor de CO2 para extinguir el fuego. Las baterías contienen materiales inflamables. Siempre notificar a los bomberos sobre las baterías de litio.



**¡PELIGRO!**

No abra las tapas de los módulos eBick PRO 280. No coloque ni deje caer objetos conductores dentro del módulo de batería o entre los terminales del módulo.



**¡PELIGRO!**

No exponer a temperaturas superiores a 65°C. El equipo no será operativo a partir de estas temperaturas pero la exposición de las celdas aún con el equipo no operativo a altas temperaturas puede provocar fuego y/o explosión.



**¡PELIGRO!**

No sumerja el módulo eBick PRO 280 en agua o cualquier otro líquido.



**¡PELIGRO!**

Nunca deje caer ni golpee fuertemente los módulos eBick PRO 280.



**¡PELIGRO!**

En caso de utilizar cargadores/convertidores, emplear los autorizados por CEGASA. El mal uso del módulo de baterías durante la carga o la descarga puede provocar desde el envejecimiento prematuro del equipo hasta fuego y/o explosión. Las comunicaciones de ambos equipos son complejas y requieren ser efectuadas por personal especializado autorizado.



**¡PELIGRO!**

En caso de emergencia lea el MSDS (Material Safety Data Sheet) de las celdas para proceder.

## 2.1 Información general

El eBick PRO es un sistema inteligente de almacenamiento energético con celdas de Li-ion.

Todo el sistema contiene una alta capacidad de energía. Para minimizar el riesgo de una descarga eléctrica, corto-circuito, explosión e/o incendio siga los procedimientos pertinentes y las directrices locales, así como las instrucciones que se incluyen con el sistema.

La instalación debe ser realizada por personal cualificado, de acuerdo con la normativa aplicable. Los sistemas con las conexiones eléctricas visibles deben aislarse del acceso público. Cubra todas las conexiones directas y terminales para la seguridad.

Lea, entienda y aplique con detenimiento los requerimientos expuestos en esta sección.

## 2.2 Instrucciones de seguridad – Peligros potenciales

- **La zona alrededor del eBick PRO debe mantenerse despejada y libre** de materiales combustibles, gasolina y/u otros vapores y líquidos inflamables.
- Debe respetarse el área delimitada por los márgenes de seguridad para la alimentación y descarga del aire necesario.
- En caso de emergencia el eBick dispone de elementos de corte eléctricos de seguridad (fusibles y contactores). Se recomienda instalar un elemento que proteja contra sobrecorriente y posible cortocircuito. También se recomienda que el elemento de corte permita también su accionamiento manual en caso necesario. No olvide que al tratarse de baterías siempre tendrá voltaje en el bus de continua interno del STRING.

- **No utilice el módulo si cualquiera de sus partes ha estado sumergido en agua.** Una celda dañada por agua es potencialmente peligrosa. Los intentos de utilizar el sistema podrían causar un incendio o una explosión. En este caso póngase en contacto con CEGASA PORTABLE ENERGY para la inspección del battery pack.
- Deben respetarse las siguientes instrucciones:
  - **Cualquier orificio de entrada o salida de aire en la habitación está despejado y libre de obstáculos.**
  - **El suelo ha de ser capaz de resistir el peso del STRING.**
  - **No existe indicios evidentes de deterioro en ningún elemento del STRING.**
  - **Al tratarse de una batería siempre que esté cerrado el contactor del PCC existirá voltaje en los terminales +/- de la salida del armario.**

## 2.3 Seguridad eléctrica

- Nunca retire las guardas envolventes ni seguridades de partes activas.
- No acceda al interior del STRING, ni de los módulos, ni toque ningún componente interno.
- No utilice ni manipule los componentes del eBick cuando accidentalmente, se encuentre mojado, o si tiene las manos o los pies mojados.
- En caso de avería o incidente, corte la corriente como primera medida. Para socorrer a una persona electrizada por una corriente no debe tocarla sino cortar la corriente de forma

inmediata. Si se tarda demasiado o resulta imposible cortar la corriente, trate de desengancharla por medio de un elemento aislante (tabla, listón, cuerda, silla de madera...).

- Cuando un módulo no se encuentre instalado en el STRING, asegúrese de que los terminales de potencia de la parte delantera se encuentren protegidos para evitar contactos accidentales, dado que los terminales se encuentran energizados.
- Asegúrese de que los cables de conexión de salida y entrada no estén en corto circuito.
- Asegúrese de que no existe cortocircuito entre terminales positivo y negativo en ningún punto.
- Asegúrese de que siempre haya protección aislante en los cables de salida y entrada y una conexión confiable.
- Nunca utilice cables visiblemente dañados o que sospeche que puedan estar dañados.
- Minimizar conductividad, evitando las superficies en contacto con el agua. Las manos y la ropa tienen que estar secas.
- No utilice, instale ni almacene el sistema en condiciones mojadas o húmedas.

## 2.4 Seguridad mecánica

- Debido al peso de los módulos de baterías (>100 kg), su instalación debe realizarse ayudado de medios mecánicos.
- No apilar más de **4 módulos eBick PRO por columna**.

## 2.5 Requisitos para el usuario

El usuario del lugar de trabajo, así como el personal que trabajará con el módulo, deberá asimismo implementar la seguridad aplicando las disposiciones mínimas del RD 614/2001 sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a riesgo eléctrico en el lugar de trabajo.

Durante el proceso de trabajo con este equipo se identifican específicamente los peligros relacionados con el riesgo eléctrico. Esto no excluye la posible existencia de otros riesgos durante el manejo y utilización, como sobreesfuerzos, posturas, u otras medidas frente a riesgos higiénicos. Los operarios deberán recibir una formación necesaria y suficiente para poder prevenir y evitar los riesgos derivados de la utilización del equipo.

Debe considerarse que el equipo en condiciones normales de funcionamiento por diseño protege frente a estos riesgos, pero es en caso de operaciones diferentes a las usuales (instalación, mantenimiento, ...) donde deben tomarse precauciones especiales.

Especial precaución a la hora de manipular los módulos debido a su peso. Respetar las pautas según la normativa vigente respecto a ergonomía en el puesto de trabajo (Real Decreto 487/1997). Utilizar equipos de manipulación adecuados.

## 2.6 Consignación Segura de máquinas e instalaciones (L.O.T.O.)

Para realizar operaciones sin tensión (L.O.T.O.) debe consignarse el equipo hasta valores de tensión no peligrosos. El siguiente apartado se basa en la consignación en varios puntos según el RD 614/2001:

1. Delimitar la zona de trabajo para evitar la entrada de personal no autorizado.
2. Deberá seccionarse y separarse de la red de alimentación o conexión con el convertidor.
3. Una vez desconectado, deberá seccionarse el STRING en fracciones con tensiones inferiores a 75 VDC.
4. Se deberán protegerse los bornes de estas fracciones mediante capuchones aislantes a tal efecto.
5. Dado que las baterías son un Sistema de almacenamiento de energía, será imposible lograr una situación ausencia de tensión en algunos puntos del sistema. En caso de que exista algún punto al descubierto en el que no se pueda eliminar la tensión, se consignarán los terminales, indicando el valor de tensión del punto.
6. Previo paso a realizar una intervención, se ha de medir la tensión en el punto sobre el que se opera. Algunos puntos pueden estar energizados directamente desde las baterías.
  - Utilizar solo herramientas aisladas para 600V
  - Utilización de guantes aislantes hasta 600V, si quedan al descubierto bornes durante el proceso de seccionamiento.
  - Utilizar pantalla facial durante el trabajo.
  - En caso de tener que hacer alguna operación en un battery pack, colocar los módulos sobre una alfombra aislante.
  - Utilizar calzado aislante.
  - No cargar con ningún aparato conductor (p.ej. bolígrafos, cintas métricas) durante las operaciones, para evitar la posibilidad de cortocircuitos.
  - No llevar accesorios metálicos, conductores ni con aristas.



## 2.7 Maniobras, mediciones y verificaciones

La normativa permite la realización de operaciones e intervenciones sin consignación siempre que se garantice un nivel de seguridad equivalente.

Estas intervenciones se denominan maniobras, ensayos y verificaciones. Las debe realizar personal autorizado con protecciones y equipos de protección individual adecuados a las tensiones.

Se deberá proteger especialmente frente a cortocircuitos. Consignas a aplicar:

- Las operaciones las debe realizar personal autorizado, debidamente formado.
- Se utilizará ropa de seguridad que cubra todo el cuerpo (manga larga). Ignífuga o retardante de la llama, con protección contra químicos y arco eléctrico.
- Debe trabajarse sobre un apoyo sólido y estable
- En caso de utilizarse mesa de trabajo, esta debe ser aislada, o con un recubrimiento con manta aislante.

- Ningún terminal con carga eléctrica debe dejarse al aire. Si al retirar las conexiones los terminales se quedan expuestos, estos deberán ser protegidos con los cubrebornes suministrados.
- Todas las herramientas deben ser aisladas hasta 600V
- Los operarios no deben llevar elementos o aparato metálico.
- El área de trabajo debe estar libre de obstáculos.
- En caso necesario, se utilizarán eslingas de nylon en vez de cadenas siempre que haya bornes al descubierto.
- El operario deberá llevar pantalla facial o gafas de seguridad para protegerse frente a cortocircuitos
- Ocasionalmente, en función de la operación deberá haber recuento preventivo.
- Debe cumplirse lo referido al anexo IV del RD 614/2001

## 3. Descripción general

El eBick PRO 280 SERIE de CEGASA, es una batería de litio-ion de 48Vdc nominales y 280Ah de capacidad.

Cada uno de los módulos o baterías está compuesto de 15 celdas en serie de 3,2V soldadas mediante tecnología láser. La tensión de cada una de estas celdas y la temperatura del módulo está monitorizada continuamente por una tarjeta BMS individual desarrollada por CEGASA.

Cada uno de los módulos lleva un fusible monopolar de 48Vdc 300A accesible desde el propio lateral del módulo mediante una tapa para su posible cambio rápido en caso de fallo eléctrico en la instalación. Ver instrucciones de mantenimiento correctivo en sección 13.4.

Los módulos eBick PRO 280 SERIE se pueden conectar en SERIE en torres de 4 alturas hasta un máximo de 24 módulos (6 torres de 4 alturas; 320KWh a 48Vdc). A su vez, cada grupo de baterías se puede paralelizar utilizando la configuración Maestro-esclavo, pudiendo de esta forma incrementar la energía y potencia total del sistema.

El sistema para su funcionamiento precisa de un órgano de protecciones y control PCC. Este órgano de control contiene los elementos de protección del sistema, así como la tarjeta EMS desarrollada por CEGASA encargada de gestionarlos.

Esta tarjeta EMS actúa de MAESTRO del sistema recibiendo mediante comunicaciones ISO SPI toda la información de las BMS que se encuentran en los módulos de baterías del sistema.

Para completar la información necesaria, hace una lectura de la corriente por el circuito, así como varias lecturas de tensión a nivel de string.

La EMS, desde un canal independiente de comunicaciones, también gestiona el intercambio de información con un sistema de orden superior; sea este un inversor, PC o SCADA. Con esta información la EMS opera los sistemas de protección, recopila datos estadísticos y envía la información crítica a sistemas externos (lectura de medidas, estados, alarmas, etc.).

A su vez, en los sistemas maestro/esclavo existe un MAESTRO de sistema, encargado de centralizar la información de todos los ESCLAVOS y gestionar la apertura de contactores de cada uno de ellos. Este equipo es el que se comunica con el inversor para transmitir tanto la información necesaria, como las alarmas del sistema. Esta comunicación se realiza mediante el protocolo CAN o Modbus TCP/IP.

Existen dos versiones de maestro: Maestro en módulo o maestro en armario. El maestro en módulo integra el control de sistema, centralizando la información de cada esclavo y comunicando las variables del sistema al inversor. El maestro en armario además del control integra el embarrado, donde se paraleliza la potencia de los strings y se integran protecciones generales del sistema como fusibles, contactor y seccionador general para cortar la potencia del Bus DC entre baterías e inversor.

### 4.1 Resumen

Denominación	eBick PRO 280 Serie	PCC SERIE 150V 300A / 500A	PCC SERIE 800V 300A	PCM SERIE ESCLAVO	PCM MASTER C/CAN	PCM MASTER S/CAN	PCC MASTER
Código	109623	109856 / 109851	109728	109547 / 109683	109752	109754	109617
Imagen							
Descripción	Batería de LiFePO4	Armario de protecciones hasta 150v 300A / 500A. Válido para sistemas simples y maestro/esclavo.	Armario de protecciones hasta 800v 300A. Válido para sistemas simples y maestro/esclavo	Módulo de control y protecciones hasta 150V / 600V y 200A. Valido sólo sistemas maestro/esclavo	Maestro hasta 2 esclavos con comunicaciones CAN. Valido sólo sistemas maestro/esclavo	Maestro hasta 2 esclavos sin comunicaciones CAN. Valido sólo sistemas maestro/esclavo	Maestro para 2 ó más esclavos. Valido sólo sistemas maestro/esclavo
Caract. Mec.	762x405x448 105kg	800x300x600 15kg		762x250x165 15kg		800x300x1200 50kg	
Caract. Eléc.	Tensión: 48V Capacidad: 280Ah Energía: 13,4 kWh	Tensión máx: 150v Corriente máx: 300A / 500A	Tensión máx: 800v Corriente máx: 300A	Tensión máx: 150V / 600v Corriente máx: 200A		0v - 1.000v 0A - 1000A	

### 4.2 eBick PRO 280 Serie

#### 4.2.1 Características físicas

Las dimensiones del **módulo eBick PRO 280 SERIE** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	448 mm
Anchura	762 mm
Profundidad	405 mm
Peso	≈105 Kg



En la siguiente tabla se listan las **interfaces** de un módulo eBick PRO SERIE, con una pequeña descripción de los mismos.

Interfaces del Módulo eBick PRO SERIE	
Potencia	<b>Positivo (1):</b> Lado izquierdo módulo Conector rápido HARTING 1000Vdc 200A  <b>Negativo (2):</b> Lado derecho módulo Conector rápido HARTING 1000Vdc 200A
Comunicaciones	Dos Conectores RJ45 en lado derecho (3)

#### 4.2.1 Características eléctricas

Especificaciones eléctricas	
Tensión nominal (Vdc)	48
Tensión mínima estática, SOC 0% (Vdc)	42
Tensión máxima estática, SOC 100% (Vdc)	52,2
Corriente nominal en carga/descarga: (A)	<140
Corriente máxima en carga/descarga: (A)	200
Energía nominal (Kwh)	13,4 kWh
Capacidad nominal (Ah)	280Ah
<b>Datos celda:</b>	
Carga: CC-CV, 0,5 C, 3,65V, 0,01C cut-off @ 25±2°C	
Descarga: CC, 0,5C, 2,5V cut-off @ 25±2°C	

## 4.3 PCC SERIE 150V 300A / 500A

### 4.3.1 Características físicas

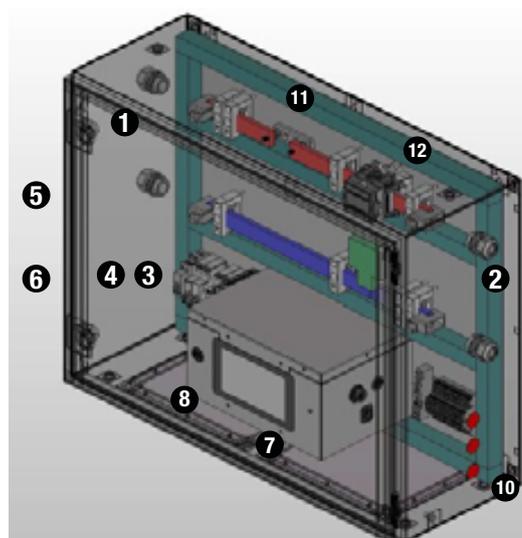
Las dimensiones del **PCC SERIE 150V 300A / 500A** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	600mm
Anchura	800mm
Profundidad	300mm
Peso	≈50 Kg



En la siguiente tabla se listan las interfaces, con una pequeña descripción de los mismos:

Interfaces del PCC 150V 300A / 500 A	
<b>Potencia</b>	<b>SALIDA (1) - Lateral izquierdo de armario:</b> Dependiendo del número de entradas (SERIEs) necesarias; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>  <b>ENTRADA (2) - Lateral derecho de armario:</b> Dependiendo del número de salidas necesarias; Cable mínimo 50 mm <sup>2</sup>
<b>Interruptor ON/OFF (3)</b>	Panel frontal para encendido/apagado
<b>Disyuntor ULTRALOW MODE (4)</b>	Panel frontal para encendido tras entrada en ULTRA LOW MODE
<b>Comunicaciones CAN (5)</b>	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
<b>Comunicaciones Modbus/TCP (6)</b>	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
<b>HMI (7)</b>	Pantalla táctil en el PCC
<b>Acceso para usuario (8)</b>	Conector USB en el PCC
<b>Led ON y Error (9)</b>	ROJO para conocer si el sistema se encuentra en error en puerta frontal de PCC; VERDE sistema
<b>Comunicaciones ISO SPI (10)</b>	Conector RJ45 Hembra para los módulos eBick PRO en lado derecho; Cable propio de COM incluido
<b>Fusible</b>	En terminal positivo 150Vdc 300A / 500A continuo
<b>Contacto</b>	En terminal positivo



### 4.3.2 Características eléctricas

Características eléctricas	
<b>Tensión máxima (Vdc)</b>	150Vdc
<b>Corriente Máxima en continuo Carga / Descarga</b>	300A / 500A
<b>Corriente Máxima en picos DESCARGA</b>	350A / 600A (1-2 minutos)

## 4.4 PCC SERIE 800V 300A

### 4.4.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCC 800V 300A** son las siguientes:

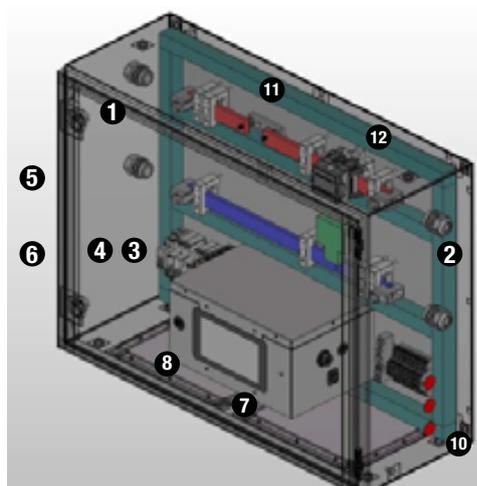
Características mecánicas	
Altura	600mm
Anchura	800mm
Profundidad	300mm
Peso	≈50 Kg



En la siguiente tabla se listan las **interfaces** con una pequeña descripción de los mismos:

### Interfaces del PCC 800V 300A

<b>Potencia</b>	<b>SALIDA (1) - Lateral izquierdo de armario:</b> Dependiendo del número de entradas (SERIEs) necesarias; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>  <b>ENTRADA (2) - Lateral derecho de armario:</b> Dependiendo del número de salidas necesarias; Cable mínimo 50 mm <sup>2</sup>
<b>Interruptor ON/OFF (3)</b>	Panel frontal para encendido/apagado
<b>Disyuntor ULTRALOW MODE (4)</b>	Panel frontal para encendido tras entrada en ULTRA LOW MODE
<b>Comunicaciones CAN (5)</b>	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
<b>Comunicaciones Modbus/TCP (6)</b>	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
<b>HMI (7)</b>	Pantalla táctil en el PCC
<b>Acceso para usuario (8)</b>	Conector USB en el PCC
<b>Led ON y Error (9)</b>	ROJO para conocer si el sistema se encuentra en error en puerta frontal de PCC; VERDE sistema
<b>Comunicaciones ISO SPI (10)</b>	Conector RJ45 Hembra para los módulos eBick PRO en lado derecho; Cable propio de COM incluido
<b>Fusible</b>	En terminal positivo 800Vdc 300A continuo
<b>Contactor</b>	En terminal positivo



### 4.4.2 Características eléctricas

#### Características eléctricas

<b>Tensión máxima (Vdc)</b>	800Vdc
<b>Corriente Máxima en continuo Carga / Descarga</b>	300A
<b>Corriente Máxima en picos DESCARGA</b>	350A (1-2 minutos)

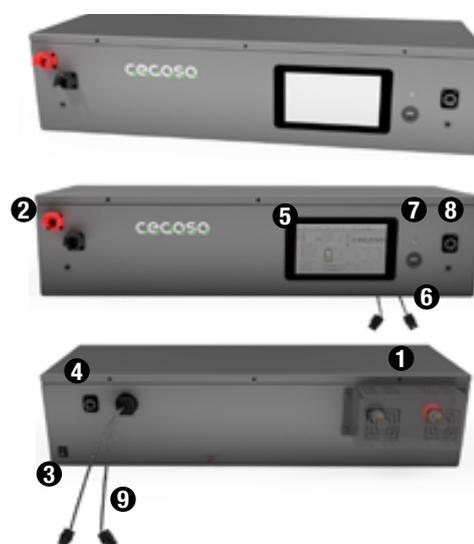
## 4.5 PCM SERIE ESCLAVO

### 4.5.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCM esclavo** son las siguientes:

#### Características mecánicas

<b>Altura</b>	165mm
<b>Anchura</b>	762mm
<b>Profundidad</b>	250mm
<b>Peso</b>	≈15 Kg



En la siguiente tabla se listan las **interfaces** con una pequeña descripción de los mismos:

### Interfaces del PCM 150V / 800V 200A

<b>Potencia</b>	<b>SALIDA (1) - Parte posterior del equipo:</b> Pasamuros M12; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>  <b>ENTRADA (2) - Parte frontal del equipo:</b> Conectores Harting Han S; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>
<b>Interruptor ON/OFF (3)</b>	Panel posterior para encendido/apagado
<b>Comunicaciones Modbus/TCP (4)</b>	Conector RJ-45 en el PCM en el lado posterior; cable cat 5e SERIE no cruzado
<b>HMI (5)</b>	Pantalla táctil en el PCM
<b>Acceso para usuario (6)</b>	Conector USB en el PCM
<b>Led Error (7)</b>	ROJO para conocer si el sistema se encuentra en error en parte frontal de PCM;
<b>Comunicaciones ISO SPI (8)</b>	Conector RJ45 Hembra para los módulos eBick PRO en lado frontal; Cable propio de COM incluido
<b>Bus 24Vdc (9)</b>	Bus 24Vdc para alimentar electrónica del maestro
<b>Contactor</b>	En terminal positivo

## 4.5.2 Características eléctricas

Características eléctricas	
Tensión máxima (Vdc)	150Vdc / 800Vdc
Corriente Máxima en continuo Carga / Descarga	175A
Corriente Máxima en picos DESCARGA	200A (1-2 minutos)

## 4.6 PCC SERIE 150V 300A / 500A ESCLAVO

### 4.6.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCC SERIE 150V 300A / 500A ESCLAVO** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	600mm
Anchura	800mm
Profundidad	300mm
Peso	≈50 Kg



En la siguiente tabla se listan las **interfaces** con una pequeña descripción de los mismos:

Interfaces del PCC 150V 300A / 500A ESCLAVO	
Potencia	<b>SALIDA (1) - Lateral izquierdo de armario:</b> Dependiendo del número de entradas (SERIEs) necesarias; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup> <b>ENTRADA (2) - Lateral derecho de armario:</b> Dependiendo del número de salidas necesarias; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>
Interruptor ON/OFF (3)	Panel frontal para encendido/apagado
Disyuntor ULTRALOW MODE (4)	Panel frontal para encendido tras entrada en ULTRA LOW MODE
Comunicaciones CAN (5)	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
Comunicaciones Mod-bus/TCP (6)	Conector RJ-45 en el PCC en lateral izquierdo; cable cat 5e SERIE no cruzado
HMI (7)	Pantalla táctil en el PCC
Acceso para usuario (8)	Conector USB en el PCC
Led ON y Error (9)	ROJO para conocer si el sistema se encuentra en error en puerta frontal de PCC; VERDE sistema ON
Comunicaciones ISO SPI (10)	Conector RJ45 Hembra para los módulos eBick PRO en lado derecho; Cable propio de COM incluido
Fusible	En terminal positivo 150Vdc 300A / 500A continuo
Contacto	En terminal positivo

## 4.6.2 Características eléctricas

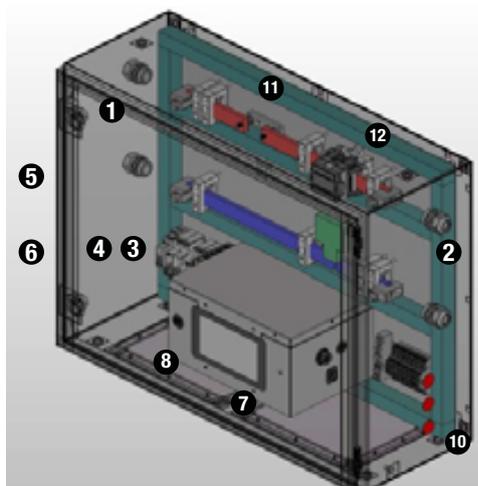
Características eléctricas	
Tensión máxima (Vdc)	150Vdc
Corriente Máxima en continuo Carga / Descarga	300A / 500A
Corriente Máxima en picos DESCARGA	350A / 600A (1-2 minutos)

## 4.7 PCM MASTER C/CAN

### 4.7.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCM MASTER C/CAN** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	165mm
Anchura	762mm
Profundidad	250mm
Peso	≈15 Kg



## 4.8 PCM MASTER S/CAN

### 4.8.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCM MASTER S/CAN** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	165mm
Anchura	762mm
Profundidad	250mm
Peso	≈15 Kg

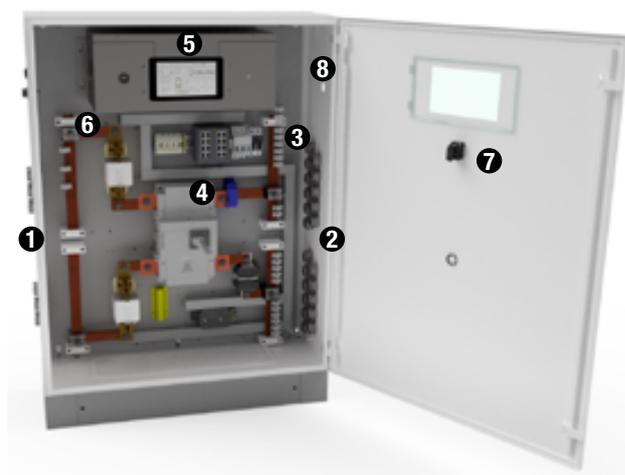


## 4.9 PCC MASTER

### 4.9.1 Características físicas

Las dimensiones del **PCC Master Busbar Cabinet** son las siguientes:

Características mecánicas	
Altura	1.200mm
Anchura	800mm
Profundidad	300mm
Peso	≈50 Kg



### Interfaces del PCC Master 1000A

<b>Potencia</b>	<b>SALIDA (1) - Parte posterior del equipo:</b> Borneo para cable pelado; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>
	<b>ENTRADA (2) - Parte frontal del equipo:</b> Borneo para cable pelado; Cable mínimo 50mm <sup>2</sup>
<b>Interruptor ON/OFF (3)</b>	Interruptor para encendido/apagado
<b>Comunicaciones Modbus/TCP (4)</b>	Switch interno donde conectar la comunicación con esclavos. Pasamuros desmontable para pasar cables dentro del armario
<b>HMI (5)</b>	Pantalla táctil en el PCM
<b>Acceso para usuario (6)</b>	Conector USB en el PCM
<b>Led Error (7)</b>	ROJO para conocer si el sistema se encuentra en error en puerta frontal de PCC
<b>Bus 24Vdc (8)</b>	Bus 24Vdc para alimentar electrónica del maestro

### 4.9.2 Características eléctricas

Características eléctricas	
<b>Tensión máxima (Vdc)</b>	De 0V a 1.000V
<b>Corriente Máxima en continuo Carga / Descarga</b>	De 0A a 1.000A

## 4.10 Hardware

### 4.10.1 Módulo de baterías

Cada módulo de baterías se compone de:

- **Celdas** de 3,2V – 280 Ah; conformando un conjunto final de 48V – 280 Ah
- **BMS:** Tarjeta que hace la lectura directa de tensión de cada una de las celdas y lectura de temperatura del módulo
- **Fusible:** Cada módulo tiene intercalado entre la unión de sus

celdas un fusible. Este actúa en caso de cortocircuito interno o cortocircuito en bornes de uno de los módulos, abriendo el string e impidiendo que los módulos adyacentes, y según el posicionamiento el propio módulo en cortocircuito, alimenten la falta.

#### 4.10.2 PCC

El módulo de protecciones se compone de los siguientes elementos:

- **EMS:** Recoge los datos provenientes de todas las BMS, los gestiona, actúa sobre los elementos de protección y se comunica con los equipos a un nivel superior.
- **HMI:** Pantalla táctil, directamente conectada a la EMS. Muestra datos del estado del sistema y permite la operación manual del mismo si se requiere.
- **LED de error:** Este LED parpadeará cuando la EMS detecte un fallo en el sistema, sea este un fallo eléctrico o de hardware.
- **LED de encendido:** Este LED permanecerá encendido en verde cuando esté conectado.
- **Contactador:** Elemento de seguridad que corta el paso de corriente ante una alarma del sistema. Situado justo antes de los bornes de salida del módulo de protecciones, tiene el propósito de aislar el armario antes de que se den unas condiciones que garanticen una correcta conexión al bus, así como de proteger al string ante posibles fallos externos.
- **Transformador de corriente:** Transformador que lee la corriente total entrante o saliente del sistema, usada para el cálculo de la carga restante en batería, así como para las funciones de protección de la misma.
- **Fuente de alimentación:** Una de las aplicaciones de una batería estacionaria es ser usada como un sistema de alimentación ininterrumpido. Para poder hacer eso, la electrónica que gestiona las baterías no puede dejar de recibir energía, y la única manera de hacer esto es alimentándola desde las propias baterías.
- **Interruptor On / Off:** Se usa para arrancar el PCC una vez se han realizado las conexiones de potencia. En caso de que el PCC tenga que ponerse fuera de funcionamiento, este interruptor también sirve para apagarlo y aislar la electrónica de la alimentación.
- **Disyuntor:** En caso de entrar en el modo de ultralow este dispositivo apaga por completo el sistema para que no haya consumos.
- **Terminales de potencia:** El acceso de los cables de potencia de cliente está situado en la parte derecha del armario eléctrico.
- **Conector de comunicaciones:** Ambos conectores de Comunicaciones están situados en la parte derecha del PCC, están identificados como "CANbus" y "Modbus"

*El conector para Modbus/TCP utiliza un cable TCP standard.*

*El pinout para el cable de Comunicaciones CAN puede ser*

*comprobado en el capítulo 9.2 protocolo CAN. Si se requiere de un pinout diferente, por favor contacte con Cegasa para asistencia.*

#### 4.10.3 PCM

El módulo de protecciones se compone de los siguientes elementos:

- **EMS:** Recoge los datos provenientes de todas las BMS, los gestiona, actúa sobre los elementos de protección y se comunica con los equipos a un nivel superior.
- **HMI:** Pantalla táctil, directamente conectada a la EMS. Muestra datos del estado del sistema y permite la operación manual del mismo si se requiere.
- **LED de error:** Este LED parpadeará cuando la EMS detecte un fallo en el sistema, sea este un fallo eléctrico o de hardware.
- **Contactador:** Elemento de seguridad que corta el paso de corriente ante una alarma del sistema. Situado justo antes de los bornes de salida del módulo de protecciones, tiene el propósito de aislar el armario antes de que se den unas condiciones que garanticen una correcta conexión al bus, así como de proteger al string ante posibles fallos externos.
- **Transformador de corriente:** Transformador que lee la corriente total entrante o saliente del sistema, usada para el cálculo de la carga restante en batería, así como para las funciones de protección de la misma.
- **Fuente de alimentación:** Una de las aplicaciones de una batería estacionaria es ser usada como un sistema de alimentación ininterrumpido. Para poder hacer eso, la electrónica que gestiona las baterías no puede dejar de recibir energía, y la única manera de hacer esto es alimentándola desde las propias baterías.
- **Interruptor On / Off:** Se usa para arrancar el PCM una vez se han realizado las conexiones de potencia. En caso de que el PCM tenga que ponerse fuera de funcionamiento, este interruptor también sirve para apagarlo y aislar la electrónica de la alimentación.
- **Terminales de potencia:** El acceso de los cables de potencia está situado en la parte frontal del módulo.
- **Conector de comunicaciones:** Ambos conectores de Comunicaciones están situados en la parte trasera del PCM, están identificados como "CANbus" y "Modbus"

#### 4.10.4 Master Busbar Cabinet

El módulo maestro se compone de los siguientes elementos:

- **EMS:** Recoge los datos provenientes de todos los EMS Esclavos, los gestiona, actúa sobre los elementos de protección y se comunica con los equipos a un nivel superior.
- **HMI:** Pantalla táctil, directamente conectada a la EMS. Muestra datos del estado del sistema y permite la operación manual del mismo si se requiere.
- **LED de error:** Este LED parpadeará cuando la EMS detecte

un fallo en el sistema, sea este un fallo eléctrico o de hardware.

- **Contactador:** Elemento de seguridad que corta el paso de corriente ante una alarma del sistema. Situado justo antes de los bornes de salida del módulo de protecciones, tiene el propósito de aislar el armario antes de que se den unas condiciones que garanticen una correcta conexión al bus, así como de proteger al string ante posibles fallos externos.
- **Transformador de corriente:** Transformador que lee la corriente total entrante o saliente del sistema, usada para el cálculo de la carga restante en batería, así como para las funciones de protección de la misma.
- **Interruptor On / Off:** Se usa para arrancar el PCM una vez se han realizado las conexiones de potencia. En caso de que el PCM tenga que ponerse fuera de funcionamiento, este interruptor también sirve para apagarlo y aislar la electrónica de la alimentación.
- **Terminales de potencia:** El acceso de los cables de potencia está situado en la parte interior del armario.

## 5. Procesos y modos de funcionamiento

### 5.1 Máquina de estados

El string está controlado por una máquina de estados secuencial. Esta máquina de estados está gestionada por la EMS situada en el PCC. El usuario puede comprobar el estado en el que se encuentra el string tanto desde el HMI como por comunicaciones en la dirección 0x3000 – 1 mediante CAN o en la dirección 3001 vía Modbus.

La máquina de estados de la EMS tiene los siguientes estados:

- **Start-up:**  
Arranque de la tarjeta, comunicaciones, y cada una de las BMS situadas dentro de los battery packs. Configuración del Sistema y verificación de ausencia de errores.
- **Ready / Disconnected:**  
Valor en la posición de memoria = 2  
Una vez la secuencia de start-up ha terminado, el sistema se mantendrá en este estado hasta que inicie la secuencia de conexión, bien sea por un comando en caso de que la batería trabaje junto con un maestro, o bien tras un tiempo de espera si la batería funciona de manera autónoma.
- **Eq Balancing:**  
Valor en la posición de memoria = 3  
Si la EMS detecta que la diferencia de carga entre celdas es demasiado alta, y que las condiciones en el sistema son las adecuadas para que el string entre en ecuilibración, la EMS mandará al equipo de manera automática a este estado. En este estado se quemará el exceso de energía en las celdas con más carga hasta que todas las celdas tengan aproximadamente la misma energía almacenada.

#### Connecting:

Valor en la posición de memoria = 4

Estado de transición. Una vez el comando de conexión ha sido recibido y la precarga ha sido realizada (la precarga es opcional, descrita en su propio capítulo), la máquina de estados progresa a este estado. Si la lectura de tensión en bus es correcta, mandará el cierre del contactor y procederá al estado connected. Si la lectura de tensión no es correcta, abortará la secuencia y pasará al estado disconnecting.

#### Connected:

Valor en la posición de memoria = 5

Estado de transición. Tras recibir el comando de cierre y ejecutar la secuencia de conexión, el string se encontrará con el contactor cerrado. Si durante un tiempo dado no se producen errores, se progresará al estado idle.

#### Idle:

Valor en la posición de memoria = 15

Una vez el string está conectado, se mantendrá en este estado hasta que se detecte una corriente de paso. Si el valor de corriente leído tiene signo positivo, procederá al estado de charging, si por el contrario es de signo negativo, procederá al estado discharging.

#### Charging:

Valor en la posición de memoria = 25

En este estado la corriente es entrante al string, así el valor de SoC crecerá proporcionalmente a la corriente leída y las funciones de protección con el sufijo “charge” se habilitarán.

#### Discharging:

Valor en la posición de memoria = 35

En este estado la corriente está siendo extraída del string. El valor de SoC disminuirá proporcionalmente a la corriente leída, y las funciones de protección con el sufijo “discharge” se habilitarán.

#### Disconnecting:

Valor en la posición de memoria = 6

Estado de transición. En el momento en el que se recibe un comando de desconexión o aparece un error durante la secuencia de conexión, el sistema cambiará a este estado como paso previo a abrir el contactor.

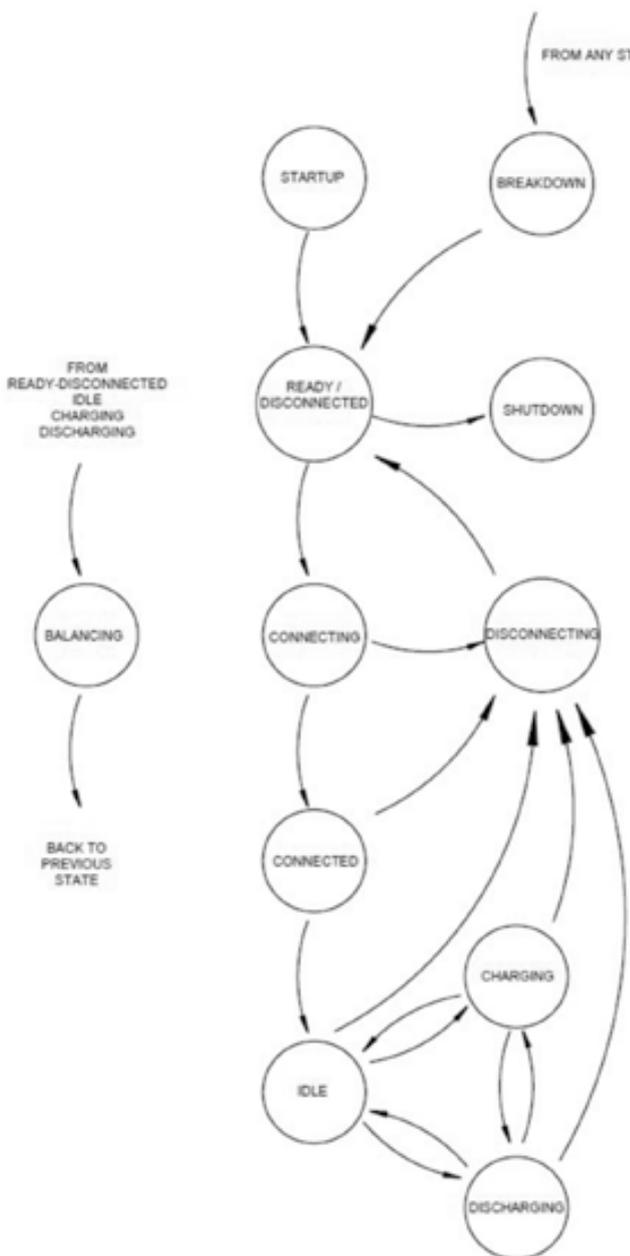
#### Breakdown:

Valor en la posición de memoria = 1

Si aparece un fallo crítico en el sistema (cualquier error que prevenga del uso Seguro de las baterías), la EMS cambiará al estado Breakdown, donde abrirá el contactor. Se mantendrá en este estado hasta que se limpien los errores, bien sea desde el HMI local o recibiendo un comando de resetear errores por comunicaciones.

#### Shutdown:

Este estado aparece cuando se realiza un reinicio por software en la EMS, ya sea provocado por un cambio en la configuración o por una actualización de firmware. Durante este estado la EMS guardará en memoria el estado del sistema, para continuar en las mismas condiciones una vez termine el reinicio.



## 5.2 Procesos de arranque y apagado

Como paso previo al arranque del sistema, se debe haber seguido todos los pasos detallados en la sección 11. *Instalación*. Una vez que se haya hecho esto, el sistema se puede arrancar accionando el interruptor ON/OFF.

Una vez accionado el interruptor, la electrónica de control en el PCC será alimentada. La EMS comprobará la integridad del hardware (hardware propio y de las BMS distribuidas por comunicaciones) y que la distribución del armario configurada corresponde con la leída. Si no se detecta ningún error, la EMS permitirá comenzar a trabajar con las baterías. El tiempo requerido para el arranque es de menos de 1 minuto.

Se recomienda cargar los módulos hasta un SoC de 100%

como paso previo al inicio de operación de las baterías.

Para detener el sistema, se debe pulsar el mismo interruptor. El string no debe apagarse nunca mientras se encuentre circulando corriente por el sistema. El contactor debe abrirse desde pantalla (botón conectar) como paso previo a apagar el PCC.



### PELIGRO:

#### CONSUMO PROPIO DE LA ELECTRÓNICA

La electrónica en el armario se alimenta de las baterías.

En caso de que no se vayan a usar las baterías durante un tiempo prolongado, se deberá apagar el PCC.

## 5.3 Proceso de conexión

El sistema eBick PRO puede funcionar de 2 maneras diferentes: Modo esclavo y Modo autónomo.

En el **modo esclavo** el control depende de un sistema de nivel superior, sea este un SCADA, un inversor o personal de operación. En este modo, una vez que el sistema se arranca, se mantendrá en el estado ready/disconnected hasta que se reciba una orden externa de cierre.

En el **modo autónomo** el sistema automatiza varias operaciones, entre ellas la conexión. En este modo, una vez el eBick se arranca, si no se produce ningún error crítico, cerrará el contactor de manera autónoma. Este modo se usa junto a inversores que no tienen comunicaciones, o que su sistema de comunicaciones no está preparado para controlar interruptores de battery packs de litio.

Este último (autónomo), es el modo de conexión por defecto.

## 5.4 Modo de ultra consumo

En caso de que las baterías se dejen desatendidas durante un largo periodo de tiempo, el armario tiene un sistema de ultra consumo para protegerlas. Si el equipo se dejara encendido sin supervisión ni uso, la electrónica en las baterías acabaría consumiendo la energía de las mismas, por ello si la EMS detecta un valor de tensión en batería inferior al deseable, seguirá una serie de pasos a medida que la tensión disminuya, hasta apagar el string completamente.

En el caso del PCC existe la figura del disyuntor para apagar los consumos definitivamente. Para volver a encender el equipo es necesario accionar de nuevo el interruptor ON/OFF. Contacte con CEGASA si debe realizar esta acción para hacerlo de forma segura dado que en el reinicio del sistema debería haber una fuente de energía disponible para cargar las baterías (red, diesel, renovables...)

Condiciones de entrada en este modo de ULTRACONSUMO:

Corriente inferior a 2A Y Valor de celda mínimo <2975mV du-

rante 2h

Las acciones que se desarrollarán serán las siguientes:

1. Apertura del contactor por subtensión
2. Apagado de las BMS en cada una de las baterías
3. Apagado de la pantalla y EMS



**PELIGRO:**

**MODO DE ULTRACONSUMO**

**Si el usuario detecta que el string se ha desconectado y que la pantalla está apagada, la carga de la batería debería de evitarse.**

**Si la batería se trata de cargar de modo normal en este estado; en el mejor de los casos conduciría a una pérdida severa de capacidad en el equipo; en el peor de los casos produciría un cortocircuito.**

**Bajo estas condiciones la batería ha de recargarse de una manera específica.**

**Por favor contacte con el departamento de soporte técnico de CEGASA para que este analice la situación y se le proporcionen instrucciones adicionales.**

Si la batería llegara a cualquiera de estos puntos podría recuperarse, pero requiere de un método de carga específico.

## 5.5 Proceso de precarga

El proceso de precarga es un proceso diseñado para ser usado con inversores comerciales. Requiere de hardware específico a medida para esta aplicación.

Inversores de potencia, reguladores MPPT y la mayoría de los equipos de electrónica de potencia trabajan con un juego de condensadores, bobinas y transistores para modificar la señal de entrada en la señal de salida deseada para la aplicación.

Para solucionar este caso se recurre a una energización suave del bus de continua.

En este caso, en vez de realizar el primer cierre con el contactor principal; se utiliza un contactor auxiliar, que está conectado en serie con una resistencia que limita la corriente. Este resistor disminuirá la corriente de energización de los condensadores, y una vez se energice el bus de continua, el contactor principal se cerrará a la vez que se desconecta este contactor auxiliar siempre y cuando se haya realizado la precarga del bus de forma segura alcanzando el nivel de voltaje del bus deseado.

## 5.6 Ecuación pasiva

A medida que se realizan cargas y descargas en el string, debido a pequeñas diferencias en la química de las celdas, que producen diferentes valores resistivos, conducen a diferentes pérdidas durante el uso de la batería y a diferente cantidad de energía almacenada en cada celda.

El final del proceso de carga se determina por la celda de todo

el string que tiene la mayor cantidad de energía almacenada (cuando una celda llega al 100% de carga, el proceso se detiene independientemente de la carga almacenada en el resto de las celdas del string), mientras que el final del proceso de descarga lo determina la celda con la menor cantidad de carga.

Las diferencias en la energía almacenada aumentan a medida que el número de ciclos en el string aumenta; haciendo cada vez más ineficiente al sistema. Para solventar este problema, la EMS monitorizará la diferencia entre celdas, iniciando el proceso de equalización cuando sea necesario.

El desbalanceo entre celdas se produce debido a diferentes factores, siendo los más comunes:

- **Profundidad de descarga (DoD):** A mayor DoD, mayor desbalance.
- **Ciclos de carga y descarga:** Cuantos más ciclos, mayor desbalance.
- **Temperatura de funcionamiento:** Trabajar a diferentes temperaturas que la óptima genera en un mismo ciclo de carga/descarga mayores desbalances.
- **Corriente de carga/descarga:** Corrientes mayores, mayor desbalance.

La carga en una celda está parcialmente relacionada con la tensión en esa celda. El eBick controla en todo momento la tensión en cada una de sus celdas. Si en un momento se detecta que el desbalanceo entre celdas es alto, y que el string no está siendo utilizado, la EMS entra en modo de equalización pasiva.

Durante este proceso, el exceso de energía es quemado en las celdas con la mayor cantidad de carga. De esta manera, lentamente, el valor de carga de cada celda comienza a disminuir hasta que cada celda llega al valor de carga de la celda menos cargada.

Existen dos modos de equalización pasiva; Modo normal y Modo extremo

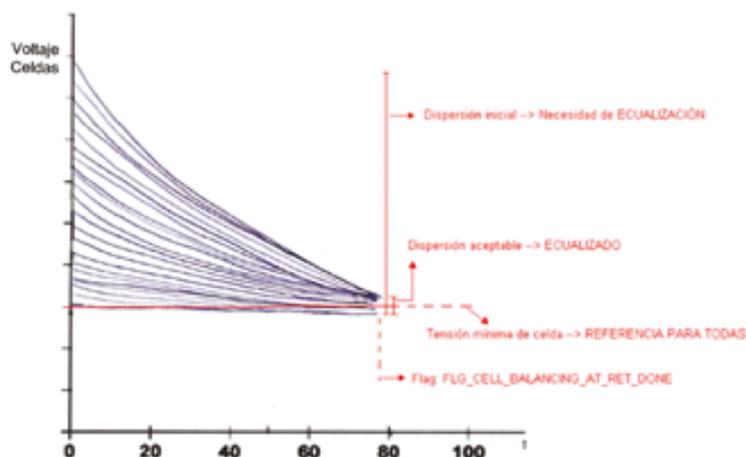
**Condiciones de entrada en el modo normal de equalización pasiva del sistema:**

- En proceso de carga
- Cuando la dispersión es superior a valores normalizados internos dependiendo de la corriente de carga; Tablas propias de CEGASA
- Siempre y cuando  $V_{min} > 3300mV$
- Solo equaliza la serie que está fuera de ese nivel de dispersión admisible
- $V_{min}$  va a ser dinámica, comprobada en tiempo real

**Condiciones de entrada en el modo extremo de equalización pasiva del sistema:**

- En proceso de reposo (sin corriente)
- Cuando la dispersión es superior a 10mV entre  $V_{max}$  y  $V_{min}$
- $V_{min}$  va a ser dinámica, comprobada en tiempo real
- $SOC \Rightarrow 10\%$

A continuación, se observa en la gráfica un ejemplo del proceso de ecualización, donde se ve como en un conjunto de celdas de litio-ion con tensiones inicialmente dispersas. Esta dispersión se va reduciendo con el tiempo a medida que se ejecuta el proceso



## 6. Monitorización del sistema

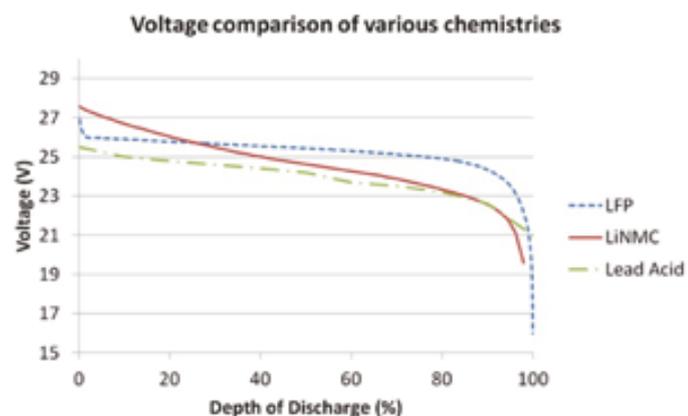
### 6.1 Cálculo del estado de carga (SoC)

Uno de los aspectos más importantes en una batería es conocer la energía almacenada restante en la misma, para saber en qué modo podremos usar la batería.

En la química de plomo ácido esa determinación es sencilla, dado que la tensión del sistema es prácticamente proporcional a la carga restante en las baterías.

En las baterías de tipo LFP, sin embargo, tienen una curva característica de descarga en la que la tensión se presenta plana durante la mayor parte del rango de utilización, donde una variación de 1 – 2 mV puede representar un error en la estimación de carga de un 10 – 20%. Únicamente en los extremos la tensión varía en cantidad suficiente como para poder relacionarlo directamente con la carga restante en la batería.

Esto unido a que la forma de la característica varía con diferentes factores (corriente de descarga, temperatura...) hace que una medición directa de la tensión para representar la carga restante en la batería sea inviable.



Para solucionar este problema, y tener una representación fiel del estado de carga del sistema, se ha optado por una solución mixta.

Durante la mayor parte del rango de utilización la EMS calculará continuamente el SoC de las baterías gracias a un algoritmo basado en coulombimetría. Se realizará una lectura de la corriente saliente en descarga y entrante en carga, y el SoC se actualizará añadiendo o sustrayendo esta energía.

En los extremos de la curva (0-20% y 95-100% de carga), donde la tensión si se puede relacionar de forma más precisa con la carga restante; se realiza una actualización de la estimación de carga, actualizando bajo ciertas condiciones físicas el SoC a esta tensión.

- **Actualización al 100%;** Si se dan las condiciones de voltaje y corriente definidas en SW para interpretar que la batería se encuentra cargada completamente. De igual manera si una de las series alcanza el valor de 3575mV durante 10 segundos.
- **Actualización en reposo;** La electrónica EMS cuenta con algoritmos propios para actualizar el SOC en reposo (corriente CERO tras un tiempo de inactividad) dependiendo del voltaje de las celdas únicamente en el tramo de 0 a 20%.
- **Actualización 0-20% en función de la corriente de descarga;** La electrónica EMS cuenta con algoritmos propios para actualizar el SOC en función de la corriente de descarga por cada módulo conectado en paralelo y la tensión de la celda mínima; Únicamente se actualiza este valor de SOC con corriente en el tramo de 0 a 20%.

### 6.2 Condiciones de carga óptima

El sistema EMS en todo momento controla las condiciones de SOC, temperatura, voltajes del sistema completo y manda por comunicaciones a los inversores/cargadores los valores óptimos de tensión de carga y corriente de carga para realizar un correcto control del proceso de carga.

- **Tensión de carga** en función de la temperatura de las celdas:

- Entre 0 y 5°C 51.1V x Numero de módulos SERIE
- Entre 6 y 10°C 51.4V x Numero de módulos SERIE
- Entre 11 y 40°C 51.8V x Numero de módulos SERIE
- Entre 41 y 45°C 51.4V x Numero de módulos SERIE
- Mayor de 46°C 51.1V x Numero de módulos SERIE

- **Corriente de carga** en función de la temperatura de las celdas:

Corriente Carga	Temperatura					
	0 - 5°C	6 - 10°C	11 - 25°C	26 - 40°C	41 - 45°C	>46°C
SOC	0 - 20%	0,2C		1C	0,5C	0,2C
	21 - 50%	0,3C		1C	0,5C	0,3C
	51 - 60%	0,3C		1C	0,5C	0,3C
	61 - 70%	0,3C	0,5C	1C	0,5C	0,3C
	71 - 80%	0,3C	0,5C	1C	0,5C	0,2C
	81 - 95%	0,3C	0,3C		0,5C	0,2C
	96 - 100%			0,1C		

Tabla 8. Corrientes de carga en función de SOC & Temperatura

### 6.3 State of function (SoF) y uso final de la batería

El state of function (SoF) es un algoritmo que muestra la mayor cantidad de corriente que una batería puede absorber o suministrar en función de la carga almacenada en el string, y ajustada respecto a varias características físicas, químicas y eléctricas.

### 6.4 Cálculo de la integridad de la batería (SoH)

A medida que pasa el tiempo, la batería envejece por varios motivos: Ciclos de carga y descarga efectuados, sobrecorrientes, humedades, cambios en la química por el paso del tiempo o temperaturas extremas, ...

Todos estos factores hacen que la batería no sea capaz de almacenar tanta energía como el primer día. Como un método para indicar cuanto ha envejecido la batería, y en consecuencia cuanto energía es capaz de suministrar, se ha desarrollado el algoritmo del SoH.

Este algoritmo utiliza diversas ecuaciones para comparar un ciclo de descarga actual con un ciclo de descarga patrón, y así actualizar internamente a cuanto energía almacenada equivale un 100% de SoC, e indicar al usuario el cociente de la capacidad máxima almacenable respecto a la capacidad máxima teórica en % (SoH).

## 7. Protecciones eléctricas

El sistema EMS monitorizará de manera continua la corriente, tensión y valores de temperatura en diferentes puntos de cada uno de los módulos. Asimismo, comprobará en todo momento el estado del contactor y el estado del string dentro de la máquina de estados. Si la EMS detecta que existe un problema en el proceso, actuará sobre el contactor para aislar la batería y limpiar la falta.

Para hacer esto, se almacenan varios ciclos de carga-descarga bajo diferentes condiciones físicas. Estos ciclos serán usados para comparación. En el día a día la EMS controlará varias variables clave, y si estas coinciden con las almacenadas en un ciclo standard, comparará la energía intercambiada durante ese ciclo con la energía del ciclo patrón. Entre las variables de control se encuentran:

- Valor de inicio y fin del SoC
- Temperatura media durante el ciclo
- Corriente media durante el ciclo
- Porcentaje de desbalance entre celdas

### 6.5 Prolongación de la vida y uso final de las baterías

Debido a diversos factores la batería perderá parte de la capacidad útil que puede suministrar.

Los factores que afectan a la vida de una batería de litio son los siguientes:

- Utilizar la batería fuera del rango de temperaturas recomendadas.
- Realizar descargas profundas a la batería, bajando de un 5% de SoC
- Realizar cargas y descargas fuertes (corrientes altas)

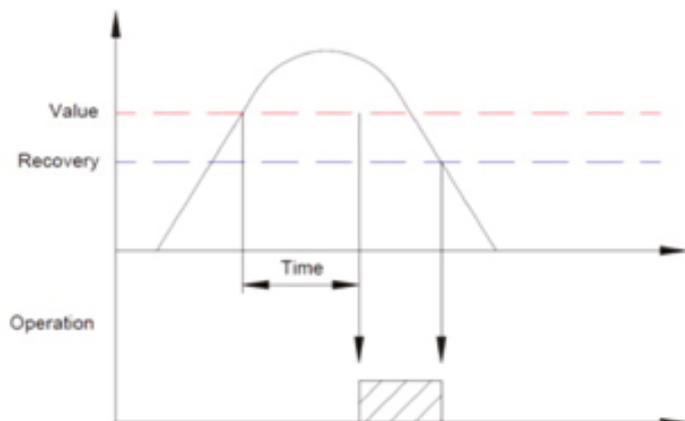
Dependiendo de la aplicación habrá condiciones que se puedan cumplir y otras que no. Por ejemplo, en una aplicación para una alimentación ininterrumpida, se primará garantizar que se suministra la corriente demandada respecto al número de ciclos que la batería nos pueda dar. La pérdida de capacidad generada por posibles picos de corriente se verá compensada por los ciclos demandados a la batería, ya que en este tipo de aplicaciones la batería no está trabajando de manera continua.

En casos en las que la batería de manera continua, como en instalaciones de energías renovables, se buscará la maximización de la vida de la batería. En estos casos en los que se realizan cargas y descargas moderadas con valores reducidos de corriente, se controlaran otros valores como el DoD para maximizar la vida de la batería.

### 7.1 Parámetros involucrados en las funciones de protección

Cada función de protección será ajustada en fabrica, acorde a la constitución del battery pack y la química usada en el mismo. Las funciones que hayan operado se mostrarán desde el HMI y se comunicarán a través de cualquiera de las opciones de comunicación.

La nomenclatura y significado son los siguientes:



**XXX\_XXX\_value:** Valor a partir del cual, si nos mantenemos un tiempo acabaremos operando.

**XXX\_XXX\_time:** Tiempo requerido para que la protección opere, una vez la batería se encuentre en una situación insegura.

**XXX\_XXX\_recovery:** Tras haber operado, si se desciende de este valor, la variable de operación será reseteada.

Dependiendo de la severidad de la falta, existirán 2 niveles de operación:

**XXX\_XXX\_warning:** Esta variable indica que el sistema se dirige hacia una situación peligrosa. Si se detecta esta variable, el control del sistema debería de actuar para corregir la situación.

**XXX\_XXX\_alarm:** Esta variable indica que el sistema se encuentra en un estado peligroso para el mismo. La EMS actuará sobre los elementos de corte para aislar el string.

## 7.2 Reenganche

La EMS monitorizará los valores eléctricos y de temperatura antes, durante y después de una falta. Si detecta que el sistema se ha recuperado tras una falta, y que es seguro continuar con la operación, volverá a cerrar el contactor. En caso de que se presente una situación de SOTF (switch on to fault), este reenganche está limitado a un máximo de 3 veces en un periodo de 5 minutos.

Existen, sin embargo, varias protecciones, las cuales, su resultado es tan lesivo para el string, que el reenganche no actuará, y la batería solo podrá volverse a poner en servicio una vez que una persona autorizada compruebe que el motivo de la falta ha sido corregido, que el equipo no tiene daño y que la batería puede volver a conectarse al bus.

## 7.3 Subtemperatura

La EMS controlará la temperatura en la que se encuentra cada módulo en el momento de realizar tanto una carga como una descarga. Si hay alguna temperatura que se encuentre por debajo de un rango admisible, el string dará una alarma. Si esta temperatura baja más aún, abrirá el elemento de protección para salvaguardar las baterías.

Existe un grupo de protecciones para subtemperaturas durante una carga y otro grupo para subtemperatura durante una descarga.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Undertemperature in charge warning</b>	0°C	30 second
<b>Undertemperature in charge alarm</b>	-20°C	30 second
<b>Undertemperature in charge recovery</b>	2°C	30 second
<b>Undertemperature in charge warning</b>	-15°C	30 second
<b>Undertemperature in charge alarm</b>	-20°C	30 second
<b>Undertemperature in charge recovery</b>	-13°C	30 second

## 7.4 Sobretemperatura

Se observa que, a mayores temperaturas, el degradado del electrolito se produce a mayor velocidad, llegando a reducirse la vida útil de las baterías hasta un 40%. Es por ello que la EMS monitorizará la temperatura durante la carga y la descarga de las baterías, y parará el proceso en caso de que se esté realizando una operación en condiciones de sobrecalentamiento.

Se configura un grupo de protecciones para sobretemperaturas durante la carga y otro durante descargas.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Overtemperature in charge warning</b>	48°C	30 second
<b>Overtemperature in charge alarm</b>	51°C	30 second
<b>Overtemperature in charge recovery</b>	46°C	30 second
<b>Overtemperature in charge warning</b>	48°C	30 second
<b>Overtemperature in charge alarm</b>	51°C	30 second
<b>Overtemperature in charge recovery</b>	46°C	30 second

## 7.5 Subtensión

Permitir el descenso de tensión en una batería durante tiempos prolongados provoca un deterioro progresivo de los materiales de los electrodos. El primer problema que se presenta es que el colector de corriente de cobre del ánodo se disuelve en el electrolito. Esto no sólo aumenta el ratio de autodescarga de la celda, sino que si se intentara recuperar la celda volviéndola a

cargar, esos iones de cobre metálico disperso por el electrolito no se reintegrarían necesariamente en el colector de corriente, sino que se mantendrían como cobre metálico en el sitio en el que estuvieran. Esta situación podría llegar a causar finalmente un cortocircuito entre los electrodos.

Mantener las celdas a baja tensión durante periodos prolongados de tiempo también tiene su efecto en los cátodos. Una tensión baja provoca la descomposición gradual del cátodo debido a la liberación gradual de oxígeno del cátodo de óxido de litio ferrofosfato, y con ello una pérdida permanente de capacidad.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Undervoltage warning</b>	2900 mV	5 second
<b>Undervoltage warning recovery</b>	3200 mV	5 second
<b>Undervoltage alarm</b>	2700 mV	5 second
<b>Undervoltage alarm recovery</b>	2950 mV	30 second

\*Nota: Esta función de protección se calcula a nivel de celda

## 7.6 Sobretensión

Si la tensión de carga aumenta por encima del nivel recomendado para las celdas, se produce un aumento en la cantidad de corriente que fluye por la misma. Una corriente excesiva hace que los iones de litio no puedan acomodarse lo suficientemente rápido en el enrejado del ánodo de carbono, por lo que acaban depositándose en la superficie del mismo como litio metálico.

Este efecto, el mismo que sucede durante las operaciones a bajas temperaturas, en el mejor de los casos producirá una pérdida de capacidad, y en el peor de los casos un cortocircuito, debido a que este litio se deposite como dendritas que puedan perforar el aislamiento.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Overvoltage warning</b>	3650 mV	5 second
<b>Overvoltage warning recovery</b>	3400 mV	5 second
<b>Overvoltage alarm</b>	3800 mV	5 second
<b>Overvoltage alarm recovery</b>	3600 mV	30 second

\*Nota: Esta función de protección se calcula a nivel de celda

## 7.7 Diferencia de temperaturas

El sistema EMS monitoriza la temperatura en varios puntos de cada módulo de baterías. Si se produce una diferencia de temperaturas entre la máxima temperatura medida y la mínima temperatura medida; eso será indicativo de que el sistema que lee esos datos ha fallado (NTC, cable de conexión, BMS, ...).

Bajo estas condiciones no se puede garantizar el funcionamiento de todos los módulos dentro de un rango de temperaturas

correcto, por lo que se procederá a aislar el string.

Esta función no se incluye en el reenganche.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Temperature difference alarm</b>	10°C	10 second

## 7.8 Diferencia de tensiones

El sistema EMS monitoriza las tensiones de todas y cada una de las celdas. Si se produce una diferencia de tensiones superior a un cierto valor entre la máxima tensión medida y la mínima tensión medida; eso será indicativo de que el sistema que lee esos datos ha fallado (Cable de conexión, BMS, ...) o bien que existe una celda con un problema.

Dado que no se puede garantizar la integridad de todo el sistema, la EMS actuará sobre las protecciones para aislarlo.

Esta función no se incluye en el reenganche.

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Temperature difference alarm</b>	10°C	10 second

## 7.9 Corrientes de carga y descarga en PCC

Un gran aumento en la corriente suministrada o recibida por la batería puede ser un indicativo de que se ha producido un cortocircuito a la salida del armario. Para prevenir alimentar la falta y / o dañar componentes internos o externos por la corriente circulante, si se detecta un aumento brusco de la corriente, sostenido en el tiempo, la EMS actuará sobre los elementos de protección para aislar el sistema.

Esta función no se incluye en el reenganche. Los valores definidos a controlar para no hacer saltar las alarmas de corriente son los indicados en esta tabla:

Nombre de la variable	Valor de operación	Tiempo de operación
<b>Continuous overcurrent in charge (A)</b>	SOF_CH + tolerancia (*)	120 seconds
<b>Continuous overcurrent in discharge (A)</b>	SOF_DCH + tolerancia (**)	120 seconds
<b>Peak overcurrent in discharge (A)</b>	120	60 seconds
<b>Shortcircuit in charge (A)</b>	2x Inom	100 ms
<b>Shortcircuit in discharge (A)</b>	2x Inom	100 ms

(\*) El SOF\_CH esta detallado en el punto 6.2 de condiciones de carga óptima en función de temperatura y SOC del sistema.

(\*\*) El SOF\_DCH estará siempre en 200A salvo cuando se alcance alguna alarma o warning.

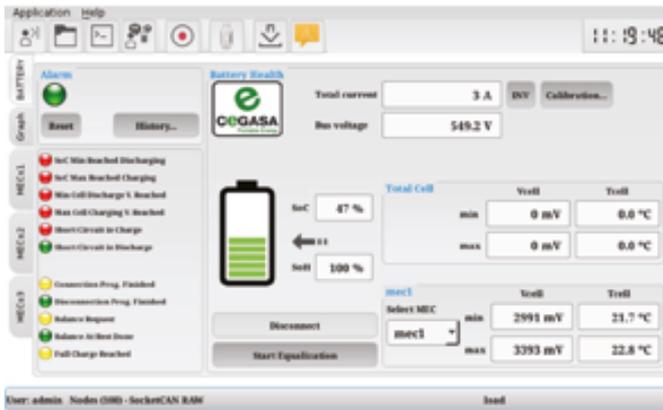
## 8. Visualización de datos

### 8.1 Visualización a través de HMI

El módulo de protecciones incorpora un apantalla táctil. Desde ella se pueden visualizar los datos existentes en la EMS.

En el HMI se pueden encontrar las siguientes pantallas:

#### Pantalla principal:



Esta es la pantalla que se visualiza una vez se arranca el sistema. Desde la misma se puede ver un resumen de los datos más significativos de la batería:

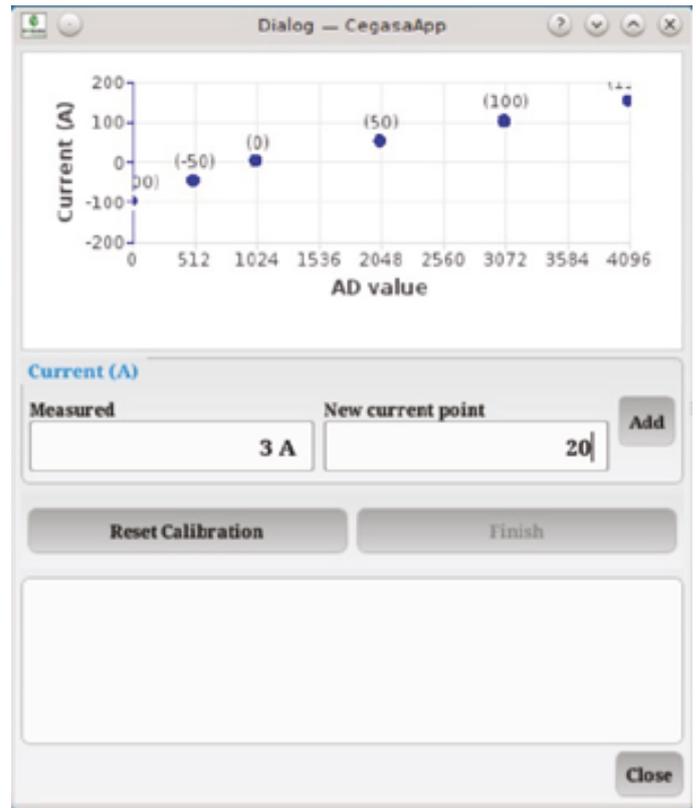
- Estado de carga
- Estado de vida
- Valor de corriente en el sistema
- Valor de tensión del armario
- Valores mínimos y máximos de temperatura y tensión en armario y por módulo
- Estado de la batería (carga, descarga, balanceo, en espera...)
- Alarmas y flags

Asimismo, desde esta pantalla se pueden realizar los comandos de conectar y desconectar el contactor, mandar a la batería a equalizar o invertir el sentido de la corriente si se hubiera conectado el transformador de corriente de manera errónea.

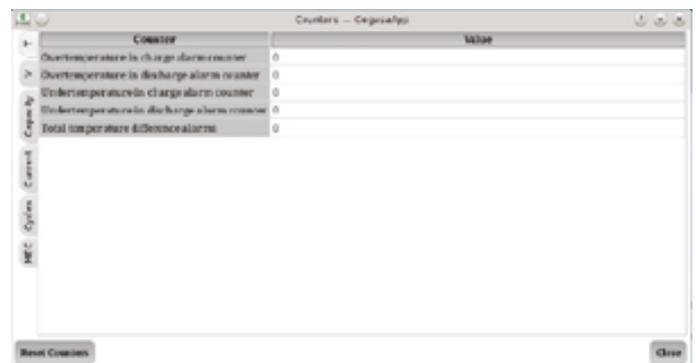
Desde esta pantalla también se puede acceder a las subpantallas de históricos y calibración.

#### Submenú de calibración:

Debido a que el transformador de corriente presenta una tolerancia, se ha implementado la posibilidad de corregir los errores de medida del mismo por software. Desde la pantalla de calibración se puede visualizar la calibración actual almacenada en el sistema, así como eliminarla o variarla. Consultar con CEGASA en caso de necesidad.



#### Pantalla historicos



En estas pantallas se pueden consultar los contadores incluidos en el string.

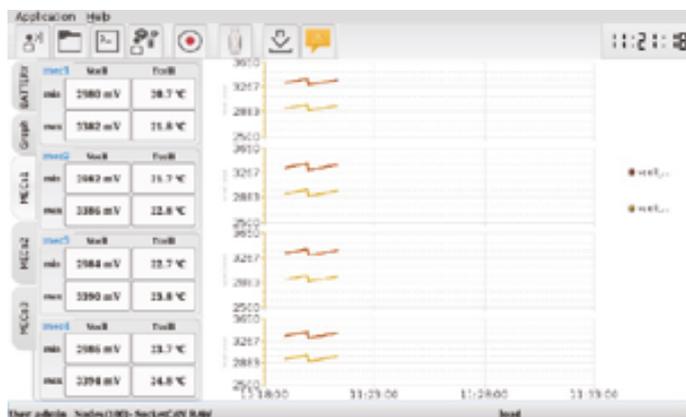
Entre ellos podemos encontrar contadores de alarmas, disparos, energía o ciclos.

#### Pantalla gráficas



En esta pantalla se pueden visualizar los datos más importantes de la batería en una gráfica con los valores de los últimos 15 minutos.

### Pantalla MECs



En estas pantallas se pueden visualizar los datos de tensión máxima/mínima de serie y de temperatura máxima/mínima separados por módulo de baterías.

Cada pantalla almacenará los datos para 4 módulos de baterías y en la cinta de la parte izquierda de la pantalla aparecerán pestañas de MECs en función de los módulos que tenga el string.

### Pantalla Alarmas y eventos

Date	Level	Description	Value	Rated Value
2017-12-19 11:17:22	RECOVER	UNDERTEMPERATURE DISCHARGING	40.6 °C	45.0 °C
2017-12-19 11:17:26	ALARM	UNDERTEMPERATURE DISCHARGING	40.6 °C	45.0 °C
2017-12-19 11:17:30	WARNING	OUTERTEMPERATURE DISCHARGING	41.8 °C	47.0 °C
2017-12-19 11:17:36	RECOVER	OUTERTEMPERATURE CHARGING	30.6 °C	25.5 °C
2017-12-19 11:17:39	ALARM	UNDERVOLTAGE	290 mV	320 mV
2017-12-19 11:17:38	WARNING	OUTERTEMPERATURE DISCHARGING	41.8 °C	47.0 °C
2017-12-19 11:17:40	ALARM	UNDERVOLTAGE	290 mV	320 mV
2017-12-19 11:17:40	WARNING	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	ALARM	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	WARNING	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	ALARM	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	WARNING	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	ALARM	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	WARNING	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	ALARM	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV
2017-12-19 11:17:40	WARNING	UNDERVOLTAGE	300 mV	300 mV

Esta pantalla será accesible desde cualquiera de las pantallas anteriores.

Para abrirla se pulsará sobre el icono de alarma situado en la cinta de botones superior.

En esta pantalla se podrán visualizar todos los eventos generados dentro del string de manera cronológica, para un posterior análisis de fallos o de uso.

En ella se podrá ver que tipo de evento se ha producido (alarma, disparo, comando...) el si se ha activado/desactivado, la hora en la que se ha producido, y el valor en el que se ha producido ese cambio si existe un valor relevante asociado al evento.

### 8.2 Visualización remota

Existe una alternativa para la lectura remota de los datos en la EMS.

Para acceder a los datos, se puede conectar un PC a través del conector CAN de comunicaciones, situado en el módulo

de protecciones PCC. La salida del conector se cableará a un adaptador isCAN y la salida del mismo a una entrada USB del PC.

Este software representará las mismas pantallas que se disponen en el display de la raspberry. En caso de requerirse, este software será distribuido siempre por CEGASA

### Acceso directo a los drivers para el adaptador CAN

Nota: Sólo puede existir un maestro en comunicación CAN, por lo tanto, si se usa la salida externa para visualizar datos en un PC, la EMS no podrá comunicarse con el convertidor a través de CAN.

### 8.3 Pantalla Master

El MCP/PCC maestro tiene las siguientes funciones:

- Comunicación con el MCP de strings y el EMS del inversor
- Información de todos los esclavos
- Control de todo el sistema de baterías
- Actualización del firmware de todos los MCPs
- Control del contactor principal y del contactor de cada cadena MCP

La siguiente imagen muestra la ventana principal que se mostrará en la puesta en marcha para un sistema de 2 esclavos:

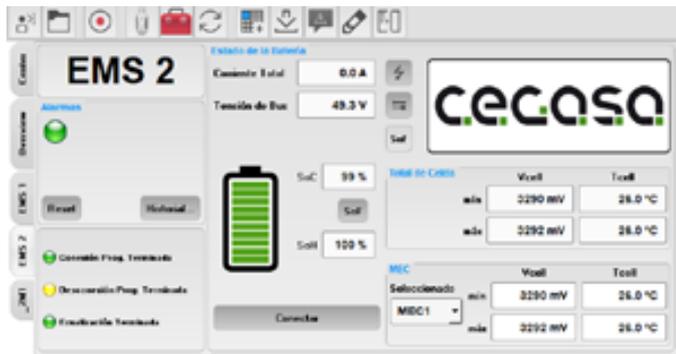


Esto muestra que todos los contactores están en estado abierto. Aquí podemos ver información del sistema como la tensión de cada esclavo, la tensión de cada módulo de baterías, la capacidad de cada módulo, el estado y la tensión de cada esclavo de baterías.

Desde aquí, podemos acceder a la ventana de cada cadena MCP, y se puede obtener información extra. Para ello, debemos pulsar las pestañas de la parte izquierda:



Y tenemos acceso al primer MCP de EMS:



Del mismo modo podemos acceder al resto de esclavos.

### 8.3.1 Maniobra contactores

El scada maestro puede utilizarse para controlar el funcionamiento de los contactores, tanto del contactor principal como de los contactores de cada esclavo. El contactor principal podemos activarlo en el scada maestro.

Seleccionamos los esclavos que queremos conectar, todas están seleccionadas por defecto

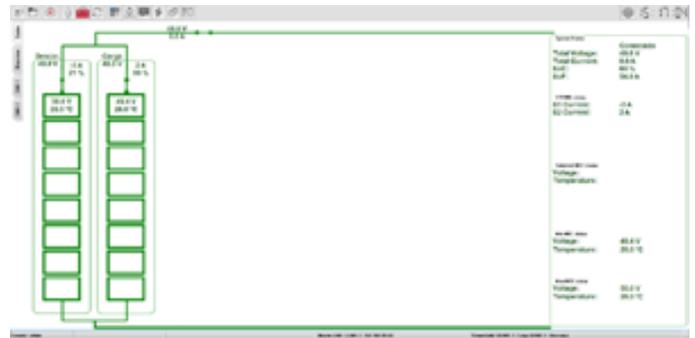


El scada preguntará cuál de los esclavos debe cerrar el contactor.



Los contactores de cada grupo se cerrarán si se cumplen las condiciones de cierre y la paralización de los esclavos es segura. Si un string no puede cerrarse por falta de condiciones, el maestro intentará cerrar el siguiente. Cuando la operación de cierre de los contactores de los esclavos haya finalizado, el contactor principal se cerrará.

Cuando el contactor de un string está cerrado, el esclavo aparecerá en verde. En la siguiente figura, todos los contactores están en estado de cierre:



Para abrir todos los contactores, hay que pulsar el icono del contactor principal. También podemos abrir sólo los esclavos seleccionados. Para ello, pulsamos el icono de los tres cuadrados. Luego seleccionamos el string que queremos desconectar y pulsamos OK.



### 8.3.2 Rearme strings

Si un string entra en estado de error, el contactor de este ramal se abrirá mientras el resto del sistema sigue funcionando. Si la causa del error desaparece, el esclavo afectado intentará rearmarse si se cumplen las condiciones de tensión. Si el error se repite 3 veces una vez reconectado en menos de 15 minutos, el ramal no intentará rearmarse más y permanecerá en stand-by hasta que se rearme manualmente.

El protocolo de actuación para rearmar el esclavo manualmente se explica a continuación:

- Cargue los strings conectados hasta el 100% de su capacidad.
- Cuando termine, desconecte todos los strings, y conecte el esclavo que debe ser rearmado
- Cargue este string hasta el 100% de su capacidad.
- Conecte todos los esclavos

Una vez que todos los esclavos estén conectados de nuevo, el sistema puede volver a funcionar en plenas condiciones.

## 9.1 Introducción

El PCC tiene la capacidad de comunicarse con el exterior, para el intercambio de datos y control del sistema. Se dispone para la misma de los **protocolos CAN y modbus/TCP**.

## 9.2 Protocolo CAN

Este protocolo, diseñado para la industria de la automoción, tiene como característica su robustez ante ruidos y la capacidad que tiene para detectar errores y fallos en el canal de comunicaciones.

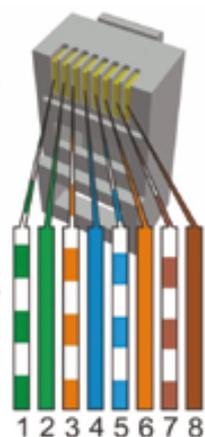
Esta red está físicamente conectada a la EMS, con lo que se dispone de todos los datos generados en la EMS, así como de los datos recibidos por la EMS de cada una de las BMS. En esta red la EMS actúa como esclavo, así que nunca enviará datos a través del canal de comunicaciones si estos no son demandados externamente por un maestro en esta red.

Para la comunicación de un scada o convertidor con el string se requerirá tanto la velocidad de transmisión de datos como el identificador único del equipo. El id del SMB es fijo, concretamente el nodo 2. La velocidad de comunicación establecida es de 500 kbauds. Para la comunicación la EMS tiene ciertas ID reservadas y otras restringidas. El maestro que quiera comunicar con el armario deberá configurar su ID en uno de los valores comprendidos entre el 101 y 106, ambos incluidos.

Entre estos 2 extremos, la comunicación se realizará mediante SDOs (service data objects), es decir, cada vez que el scada o convertidor requiera una información, este solicitará a la EMS el dato concreto, apuntando a la dirección de su diccionario de objetos, de acuerdo a una petición SYNC.

Para la comunicación externa, se dispone de un conector RJ-45. El pinout estándar del cable de conexión se muestra a continuación. En caso de necesitarse, este pinout puede ser variado.

Consultar con CEGASA.



Inversor	PIN	Señal
SMA	4	CAN_H
	5	CAN_L
	2	CAN_GND
Victron	7	CAN_H
	8	CAN_L
	3	CAN_GND
Selectronic/ Studer	1	CAN_H
	2	CAN_L
	3	CAN_GND

Solicitar a CEGASA el protocolo de comunicaciones CAN BUS de salida en caso necesario

## 9.3 Protocolo Modbus

El protocolo modbus es un protocolo abierto desarrollado para uso industrial. En el caso del eBick, está implementada la versión TCP del mismo. Este tipo de comunicación será cliente servidor, siendo el EMS el servidor de datos.

Para iniciar la comunicación en este modo, se tendrán que configurar los parámetros de dirección IP, máscara de red y gateway, que se tendrán que definir por el administrador de la red para adecuarlos al sistema en el que se vaya a integrar. Para facilitar la integración todos los datos se enviarán como holding register, independientemente de su formato. En el mapa de modbus (solicitar a CEGASA en caso necesario) se indicará como se tienen que interpretar cada una de las direcciones, así como la información contenida en las mismas.

Para realizar la comunicación por modbus se dispone de un conector RJ-45 en la parte lateral del PCC. Se recomienda el uso de cable CAT5e o superior para la conexión, el cual tiene una longitud máxima teórica de 100m.

## 9.4 Tipo de datos

Los datos a compartir entre string y el control externo se dividen en cuatro categorías:

- **Comandos:** Ordenes del inversor que realizan cambios en el estado del string
- **Valores de configuración:** Variables que describen el sistema instalado
- **Valores actuales:** Variables analógicas o digitales que describen el estado actual del sistema. Entre ellas se puede encontrar el SoC, lecturas de corriente o notificaciones de alarma
- **Contadores e históricos:** Variables que registran lo ocurrido en el string durante su funcionamiento.

## 10. Requisitos y recomendaciones de instalación

### 10.1 Reglamentación aplicable

A continuación, se muestran las normativas a aplicar en este tipo de sistemas.

#### 10.1.1 Normativa en instalación eléctrica

Si el equipo está destinado a unirse a un convertidor, el conjunto formado por el string y convertidor estarán conectados a la instalación eléctrica a modo de receptor y generador. Este conjunto deberá cumplir los requisitos relacionados con estas dos funciones.

Los requisitos para el material son las directivas aplicables específicamente la directiva de BT 2006/95/CE.

Si se utiliza en una red, se trata de un generador para una red, sin límites de tensión.

El conjunto de instalación eléctrica deberá cumplir los requisitos del REBT Reglamento de Baja Tensión y específicamente la ITC BT 40 como generador y ITC BT 19 como receptor.

Para legalizar la instalación debe atenderse a los requisitos de la ITC 03 que requiere proyecto para instalaciones generadoras de >10kW.

DOCUMENTO	TÍTULO
ITC-BT-01	Terminología
ITC-BT-02	Normas de referencia en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
ITC-BT-03	Instaladores Autorizados
ITC-BT-019	Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales
ITC-BT-040	Instalaciones generadoras de baja tensión

El REBT (Reglamento de Baja Tensión) tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas conectadas a una fuente de suministro en los límites de baja tensión, con la finalidad de:

- Preservar la seguridad de las personas y los bienes.
- Asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios.
- Contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones.

Se aplicará a instalaciones que distribuyan energía eléctrica, a las generadoras de electricidad para consumo propio y a las receptoras, cuando el voltaje sea menor de 1500VDC.

#### 10.1.2 Normativa en instalaciones de baterías

La norma UNE-EN 50272-2. Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias, contiene requisitos para los aspectos de la seguridad asociados al montaje, uso, inspección, mantenimiento y eliminación.

La norma trata sobre los acumuladores de plomo y los de níquel-cadmio. Sobre el litio ion no hace referencia, en la nueva

revisión (todavía en fase de redacción) sí se hace mención a los acumuladores de litio ion estacionarios. Sin embargo, se ha tomado de base esta norma ya que comparten puntos análogos. A continuación, se muestra un resumen de las consideraciones más importantes de la norma en cuestión

Esta norma se aplica a los acumuladores estacionarios y a las instalaciones de baterías con una tensión nominal máxima de 1.500V en corriente continua. Describe las principales medidas para protegerse de los peligros derivados de:

- Electricidad
- Emisión de gas
- Electrolito, en las celdas empleadas en este String
- Protección contra la descarga eléctrica
- Protección contra el contacto directo

Las baterías con una tensión nominal superior a 120V en corriente continua deberán situarse en lugares cerrados de acceso restringido. Las puertas de las salas de las baterías se consideran obstáculos y deberán estar por lo tanto marcados con etiquetas según el apartado 12.1 (“Tensión peligrosa”, “Prohibido fumar entrar con llamas o fuego” y “Sala de acumuladores”).

Si se aplica la protección mediante barreras o cerramiento se deberá alcanzar al menos el grado de protección de la norma EN 60529 IP2X (protegida para cuerpos sólidos de más de 12 mm, al agua sin ensayar). Así, se obtendrá protección contra el contacto indirecto.

También se dispondrá de protección mediante la desconexión automática del suministro, desconexión y separación. Así mismo, la instalación de la batería deberá disponer de dispositivos para su desconexión de todas las líneas de los circuitos de entrada y salida y del potencial de la toma de tierra.

#### Prevención de cortocircuitos y protección contra otros efectos de la corriente eléctrica

En los sistemas de baterías, además de la descarga eléctrica la corriente puede causar otros peligros. Esto se debe a la posible existencia de un alto flujo de corriente por efecto de un fallo y no es posible eliminar la tensión de los bornes de la batería. Puntos a tener en cuenta en este apartado: cortocircuitos, medidas de protección durante el mantenimiento, corrientes de fugas.

#### Previsiones contra el peligro de explosión

Las indicaciones de la norma en este punto son para baterías de plomo ácido y níquel cadmio. No se puede tomar los valores a los que hace mención para calcular el caudal necesario de ventilación ni la distancia-volumen mínimo de seguridad ante una posible fuente de ignición.

Hay que tener en cuenta que para clasificar en zonas no sólo se evalúa el funcionamiento normal (situación en la que el material funciona dentro de sus parámetros de diseño) sino también condiciones anormales que pueden dar origen a escapes secundarios que pueden derivar en zona peligrosas si hay fugas de gases significativas. En nuestro caso, el eBick no genera una ATEX alrededor por lo que no aplica la directiva 94/9.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que la clasificación de zonas no aplica a sucesos denominados “fallos catastróficos” como pueden ser la rotura de un tanque, tubería o sucesos imprevisibles.

#### **Previsiones contra la peligrosidad del electrolito**

Este tipo de celdas no contiene electrolito que pueda ser derramado, está absorbido por el papel separador. Si se sospechara que se puede entrar en contacto con el mismo, se deberán emplear las siguientes protecciones:

- Gafas de protección o máscaras para los ojos y la cara.
- Guantes de protección

En caso de contacto con los ojos se deberá lavar los ojos con abundante agua limpia durante al menos 15 minutos y recibir atención médica inmediata.

En caso de contacto con la piel se deberá lavar la zona afectada con abundante agua o con soluciones acuosas neutralizantes como agua jabonosa. Si la irritación cutánea persiste se deberá recibir atención médica.

Las celdas se manipularán únicamente por personal de CEGA-SA.

#### **Alojamiento – Cubierta**

Las baterías deberán estar cubiertas y en lugares protegidos. Si fuera necesario, se debe disponer de protección eléctrica e incluso acceso restringido.

Se pueden elegir los siguientes tipos de alojamiento:

- Salas especiales para baterías.
- Áreas especialmente separadas con protección eléctrica.
- Strings o cerramientos dentro o fuera de los edificios.
- Compartimentos para las baterías en los aparatos.

Se deberán tener en cuenta los siguientes factores a la hora de seleccionar el alojamiento:

- Protección contra los peligros externos (fuego, agua, choque, vibración...)
- Protección contra los peligros causados por la batería (alta tensión, peligros de explosión, peligros del electrolito...)
- Protección contra el acceso de personal no autorizado.
- Protección contra las influencias ambientales extremas (temperatura, humedad, contaminación del aire...)

#### **Trabajo en las baterías o cerca de ellas**

Para posibilitar la inspección, el mantenimiento y la carga de los elementos es necesario un espacio de trabajo adecuado. Para permitir la evacuación de emergencia deberá mantenerse un paso libre en todo momento de al menos 600mm de anchura.

El trabajo sobre las baterías o dentro de la distancia de seguridad de soldadura, taladros o herramientas similares solo deberán ser realizados por personal que haya sido advertido de los posibles peligros. Antes de comenzar el trabajo desconectar la batería, la mezcla de gas inflamable de las baterías deberá ser extraída.

#### **NORMATIVA CONTRA INCENDIOS**

Se ha de cumplir con el Real decreto 2267 / 2004; Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

Este reglamento tiene por objeto establecer y definir los requisitos que deben satisfacer y las condiciones que deben cumplir los establecimientos e instalaciones de uso industrial para su seguridad en caso de incendio, para prevenir su aparición y para dar la respuesta adecuada, en caso de producirse, limitar su propagación y posibilitar su extinción, con el fin de anular o reducir los daños o pérdidas que el incendio pueda producir a personas o bienes.

Las actividades de prevención del incendio tendrán como finalidad limitar la presencia del riesgo de fuego y las circunstancias que pueden desencadenar el incendio. Las actividades de respuesta al incendio tendrán como finalidad controlar o luchar contra el incendio, para extinguirlo, y minimizar los daños o pérdidas que pueda generar.

Este reglamento se aplicará, con carácter complementario, a las medidas de protección contra incendios establecidas en las disposiciones vigentes que regulan actividades industriales, sectoriales o específicas, en los aspectos no previstos en ellas, las cuales serán de completa aplicación en su campo.

En este sentido, se considera que las disposiciones de la Instrucción técnica complementaria MIE APQ-1 del Reglamento de almacenamiento de productos químicos, aprobado por el Real Decreto 379/2001, de 6 de abril, y las previstas en las instrucciones técnicas del Reglamento de instalaciones petrolíferas, aprobado por el Real Decreto 2085/1994, de 20 de octubre, son de completa aplicación para el cumplimiento de los requisitos de seguridad contra incendios.

Las condiciones indicadas en este reglamento tendrán la condición de mínimo exigible según lo indicado en el artículo 12.5 de la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.

#### **NORMATIVA DE PROTECCION ANTE EMERGENCIAS**

En caso de emergencias la normativa impone ciertas obligaciones al usuario para permitir gestionar este tipo de emergencias.

Se recomienda consultar entre otros:

- Real Decreto 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades que puedan dar origen a situaciones de emergencia
- Real Decreto 277/2010, de 2 de noviembre, por el que se regulan las obligaciones de autoprotección exigibles a determinadas actividades, centros o establecimientos para hacer frente a situaciones de emergencia.

#### **NORMATIVA PARA EL USO Y MANTENIMIENTO**

Además de la normativa expuesta anteriormente, la normativa para el correcto uso y mantenimiento, es normativa general. Pero se debe destacar la siguiente: REAL DECRETO 614/2001,

de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

## 10.2 Requisitos ambientales

Parámetros	Especificación técnica	Observaciones
Rango de Temperatura de operación en CARGA (°C)	0°C ~ + 50°C	
Rango de Temperatura de operación en DESCARGA (°C)	-20°C ~ + 50°C	
Humedad (RH%)	5% ≤ RH ≤ 85%	

## 10.3 Procedimiento de mantenimiento y almacenaje

El cliente es el responsable de cumplir con este procedimiento:

- Chequear mensualmente el voltaje (dentro del rango de la batería) y el estado visual de la envolvente (no golpes, hinchazón o decoloración) y los bornes positivo y negativo del conector de potencia (no oxidación).
- Si la batería permanece parada (cada 3 meses) es obligatorio realizar un proceso de carga de la batería hasta 40 - 60% SoC.
- Se recomienda hacer una carga completa cada 10-15 días para la actualización del SoC por errores de medida.

Recomendaciones de almacenaje:

- No exponer directamente al sol ni a precipitaciones meteorológicas.

Parámetros	Especificación técnica	Observación
SOC de ALMACENAMIENTO RECOMENDADO (%)	40-60%	
RANGO DE TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO (°C)	-20°C ~ + 45°C	
RANGO DE TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO RECOMENDADO (°C)	15°C ~ + 25°C	
Humedad (RH%)	5% ≤ RH ≤ 85%	

# 11. Instalación

**Advertencia:** Dado que los módulos se suministran con unos niveles de carga eléctrica necesarios para mantener las propiedades químicas de las baterías, todo el proceso de instalación se realizará con los equipos de protección recomendados.

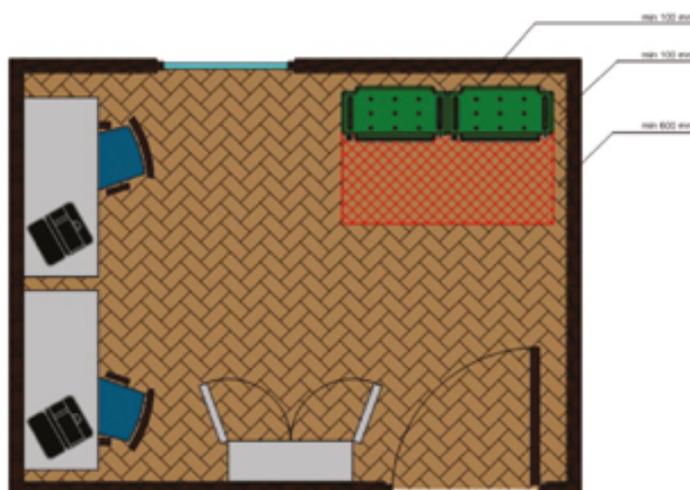
## 10.4 Layout

Colocar el equipo en una zona plana que soporte el peso especificado.

Desde el punto de vista de accesos al equipo:

- **Acceso frontal** 600 mm
- **Acceso lateral y trasero** Por lo menos 100 mm para circulación de aire
- El peso aproximado de cada módulo de baterías es de 105 Kg. No debe moverse sin herramienta o maquinaria que garantice un transporte seguro.

Para la instalación, el pallet que contiene los módulos de baterías se acercará lo mas posible al punto final de instalación. Desde ese punto y hasta la zona de instalación, el camino debe tener un suelo nivelado, sin cuestas pronunciadas, escalones, o cualquier otra situación que imposibilite un transporte seguro de los equipos.



## 11.1 Verificación eléctrica y de componentes

Seguir estos pasos previos a la instalación del sistema:

- Medir con ayuda de un multímetro la tensión DC entre los terminales positivo y negativo en cada uno de los módulos de baterías (puntos 1 y 2). Verificar que la polaridad es correcta y que la tensión está en rango ( $\approx 48VDC$ )

- b. Comprobar que los módulos no han sufrido daños en el transporte ni que la tapa está abierta o golpeada.



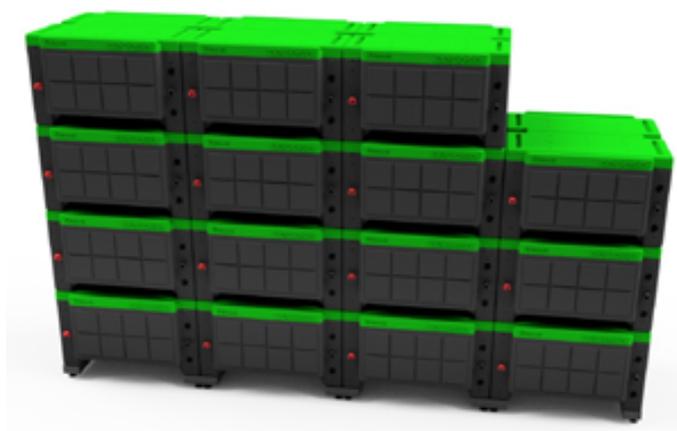
2. Colocar varias baterías formando una fila



3. Colocación de espalda con espalda



4. Mix de las tres soluciones anteriores.



## 11.2 Pasos a seguir

Cada módulo de baterías eBick PRO SERIE y PCC están precableados, preconfigurados y testeados en fábrica.

Una vez se recibe y desempaqueta el sistema, el instalador encontrará por string:

- 1 armario PCC
- 1 kit de instalación con los terminales de potencia necesarios
- Varios módulos de baterías eBick PRO SERIE
- Uno o varios zócalos
- Un set de pletinas de amarre
- Un juego de extensores de comunicaciones \*\*

\*\* En caso de que el proyecto tenga más de 4 módulos, estos habrán de distribuirse en varias columnas. El cableado entre columnas de comunicaciones se realizará con estos cables de extensión.

## 11.3 Diferentes configuraciones posibles

Debido al diseño modular del eBick, permite la instalación del sistema acorde a las necesidades espaciales. Por ello, se pueden instalar de las siguientes formas:

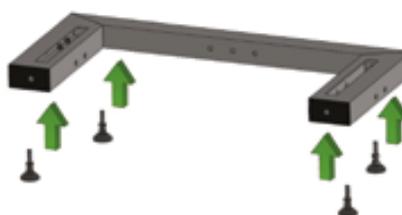
1. Apilar en alturas hasta 4 niveles



## 11.4 Instalación de los eBick

A continuación, se detallarán los pasos necesarios para la instalación de los módulos eBick.

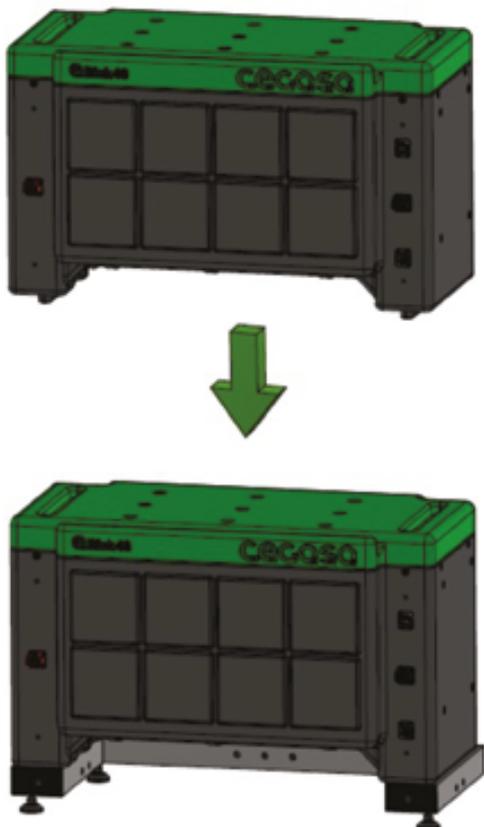
1. Colocar el zócalo previamente sobre el suelo y nivelar las patas del mismo con el nivel del suelo. Si se requiere afianzar el string al suelo, el zócalo dispone de un espacio donde se pueden instalar escuadras. El sistema eBick está diseñado para ser estacionario, sin posibilidad de movimiento y con su peso distribuido uniformemente.



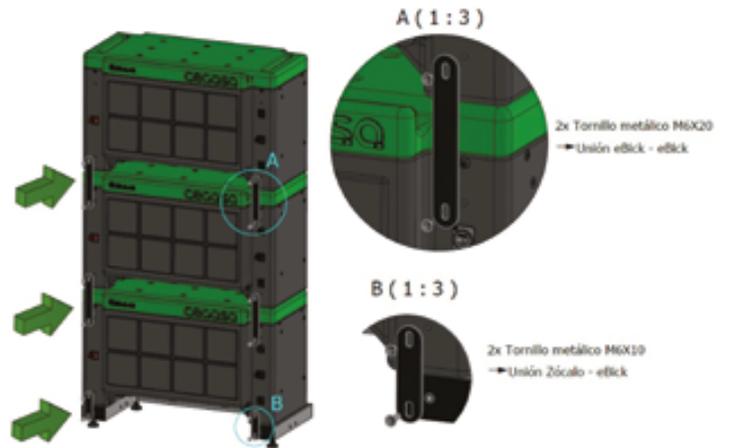
2. Apilar el primer módulo del eBick sobre el zócalo ya nivelado y sujeto al suelo. Cualquiera de los módulos puede ser insertado en cualquier orden en el string, sin que esto afecte a la potencia o las comunicaciones.



3. Apilar el resto de módulos eBick hasta un máximo de 4 niveles. Sin conectar en potencia ni comunicaciones



4. Fijar con las pletinas de unión todos los módulos eBick entre sí, al zócalo en la parte frontal. Nota: La longitud de los tornillos es diferente en el caso de amarrar el zócalo (ver figura inferior)

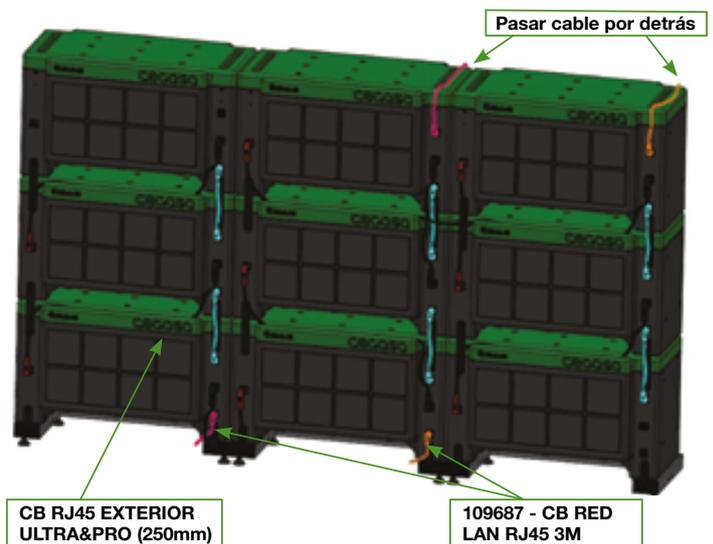


## 11.5 Conexión de las comunicaciones

### 11.5.1 Conexión entre baterías

Empezando por la batería más cercana al PCC o PCM, realizar las conexiones de comunicaciones entre módulos mediante los conectores de comunicaciones RJ45 MACHO de la parte de recha.

#### Sistema espalda - pared



Los cables de comunicaciones RJ45 SIEMPRE se conectan entre torres desde el conector inferior (del módulo inferior de la torre) al conector superior (del módulo superior de la torre) con el cable 109687 de longitud 3 METROS;

**NUNCA ENTRE LOS MODULOS INFERIORES.**

### Sistema espalda - espalda



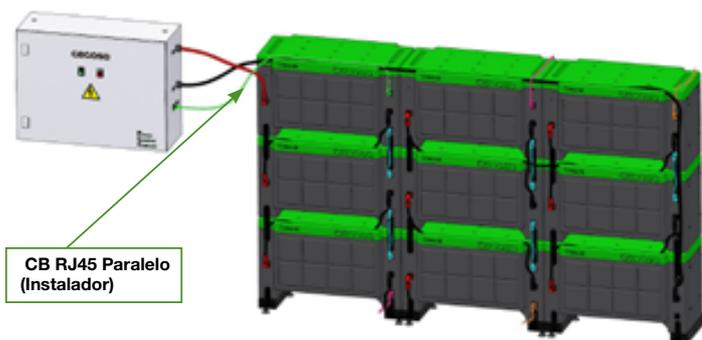
### Conexionado con PCM en sistema espalda-pared



### 11.5.2 Conexionado de baterías con PCC o PCM

Una vez conectadas todas las baterías entre sí siguiendo el punto 11.5.1, se procederá a la conexión en comunicaciones entre el módulo cuyo RJ45 superior esté libre y el PCC o el PCM (en función del proyecto).

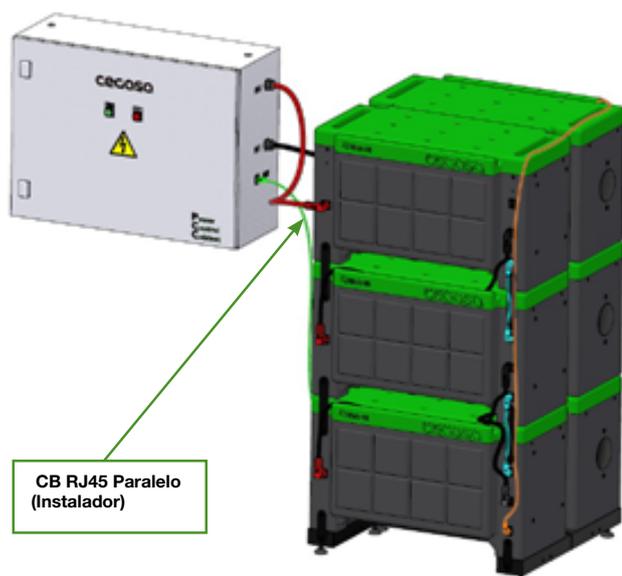
### Conexionado con PCC en sistema pared-espalda



### Conexionado con PCM en sistema espalda - espalda



### Conexionado con PCC en sistema espalda-espalda

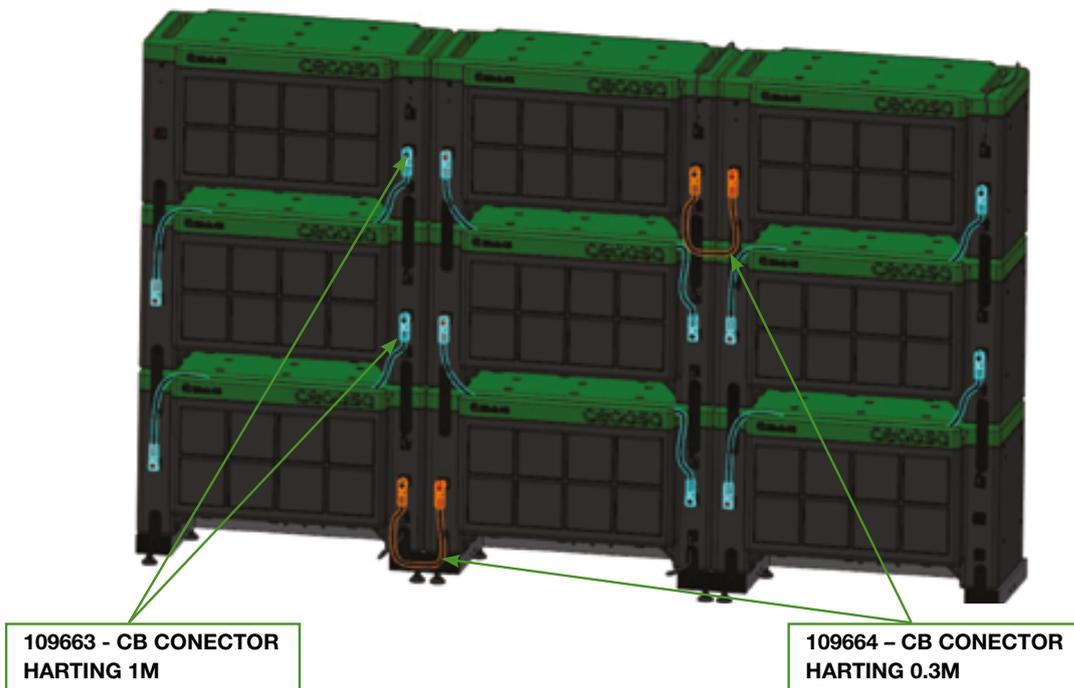


## 11.6 Conexión de potencia

### 11.6.1 Conexionado de potencia entre baterías

- Asegurarse de utilizar E.P.I.S (guantes y gafas de protección)
- Sin conectar con el PCC (dejarlo hasta el final) ir conectando todos los conectores de potencia entre columnas;
- **IMPORTANTE** respetar la polaridad de los cables con los módulos
- **IMPORTANTE NUNCA** conectar con cable los dos polos (POSITIVO-NEGATIVO) de un módulo. Peligro de cortocircuito.

Conexión entre módulos en instalación espalda - pared



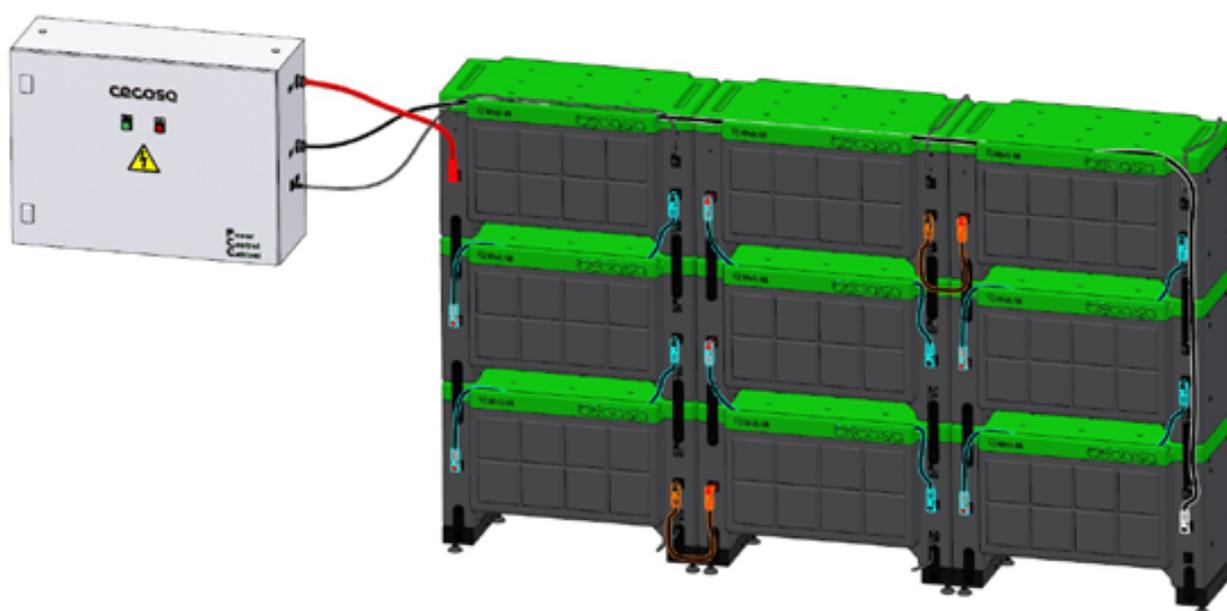
Conexión con PCM en sistema espalda - espalda



## 11.6.2 Conexión de baterías con PCC o PCM

- Asegurarse de utilizar E.P.I.S (guantes y gafas de protección);
- Necesario preparar antes con el KIT INSTALACION CONECTOR EBICK PRO SERIE (109661) la longitud de cable necesaria entre el armario y los polos negativo y positivo de la batería. Características de cable para corriente nominal de 200A.
- Importante respetar la polaridad en la conexión en el embarrado de potencia del armario PCC.
- Comprobar antes de la conexión la NO CONTINUIDAD en los polos positivo y negativo del embarrado del armario PCC.3
- Conectar previamente la conexión en el embarrado del armario PCC con par de 15Nm y luego conectar mediante los conectores HARTING a los polos positivo y negativo del sistema.

### Conexión entre módulos en instalación espalda - pared



### Conexión con PCC en instalación espalda - espalda



Conexión positivo a armario de potencia en instalación espalda - espalda

Conexión negativo a armario de potencia en instalación espalda - espalda

## Conexión con PCC en instalación espalda - espalda

---



## Conexión con PCM en instalación espalda - espalda

---



Una vez colocados los cables y definidas las direcciones que éstos llevan, se deben apretar los cuatro tornillos de cada pasamuros para fijar dicho pasamuros en la posición deseada.

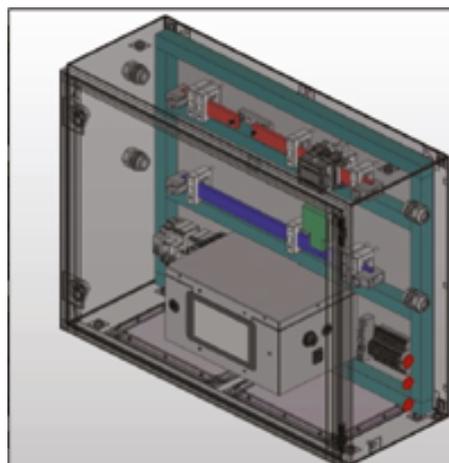
Apertar los 4 tornillos de cada uno de los pasamuros para evitar que se giren.

### Conexión a Tierra

Existe, sin embargo, un tornillo de tierra en el PCC. Este tornillo se usa para eliminar cualquier ruido eléctrico que pueda afectar a la electrónica. Se deberá conectar un cable de sección entre 1 mm<sup>2</sup> and 2,5 mm<sup>2</sup> a dicho tornillo de M-5.

### Cableado externo

En el armario PCC existe el embarrado de salida en la zona izquierda para poder realizar la conexión mecánica con cable (corriente nominal 200A) con par de apriete de 15Nm.



## 11.7 Sistemas Maestro/Esclavo

En los sistemas maestro/esclavo se paralelizan los diferentes strings en el armario o módulo master. En el caso del PCM master únicamente se centralizan las comunicaciones modbus de cada sistema. Sin embargo, en el PCC Master, además de las comunicaciones también se paraleliza la potencia de cada string.

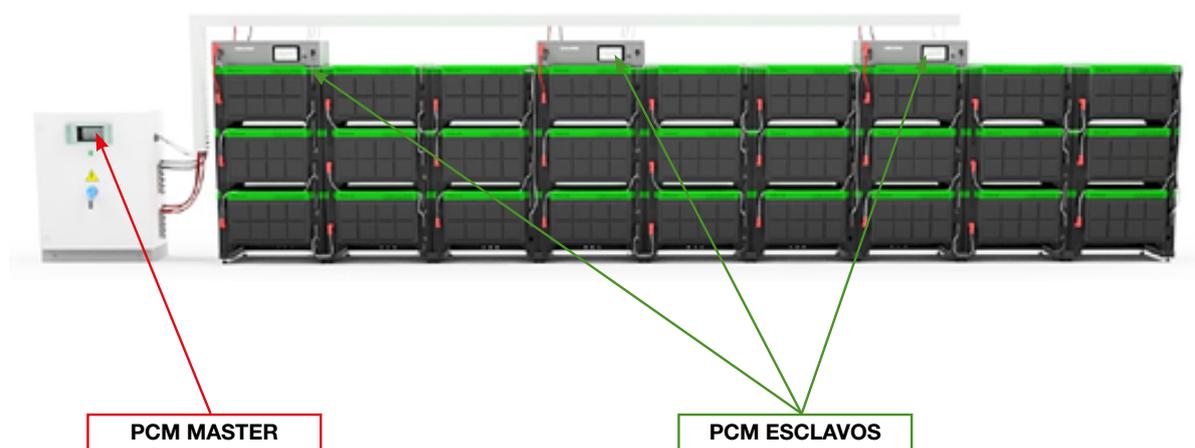
Se pueden crear diferentes configuraciones con diferentes referencias disponibles. Estos sistemas se dimensionan por el departamento de proyectos de Cegasa. Sin embargo, como norma general se podría utilizar la siguiente regla:

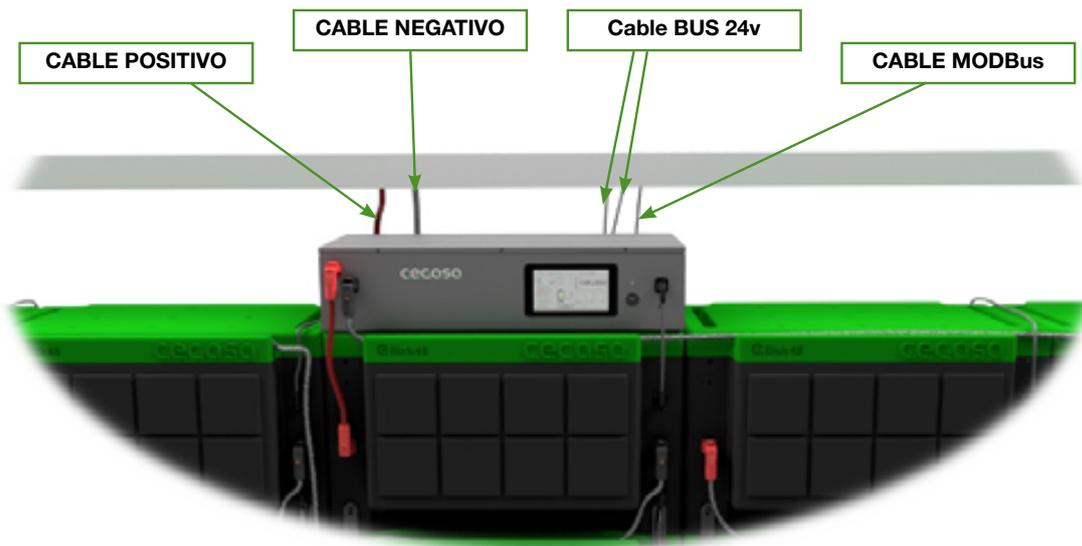
- Sistemas de > 2 esclavos, PCM slave y PCC Master
- Sistemas de ≤ 2 esclavos, PCC slave y PCM Master

### 11.7.1 Sistema PCM Slave y PCC Master

Para realizar la conexión de los Esclavos con el Maestro se precisa el seguimiento de los siguientes pasos:

- Conexión de las comunicaciones de cada esclavo hacia el maestro mediante un cable de red RJ45. Será necesario abrir el pasamuros superior del PCC Master para poder introducir cada cable hacia el interior del armario y su posterior conexión en el switch de comunicaciones.
- Conexión del bus de 24v de alimentación. Para ello, utilizar el cable proporcionado por Cegasa y conectar un extremo al conector de salida del primer PCM hacia el conector de entrada del siguiente. Repetir esta operación con el siguiente PCM hasta llegar al armario PCC. Los conectores traseros están definidos en el punto 4.5.1. de este manual.
- Por último, siguiendo las indicaciones de seguridad, conectar en potencia cada esclavo al PCC Maestro.

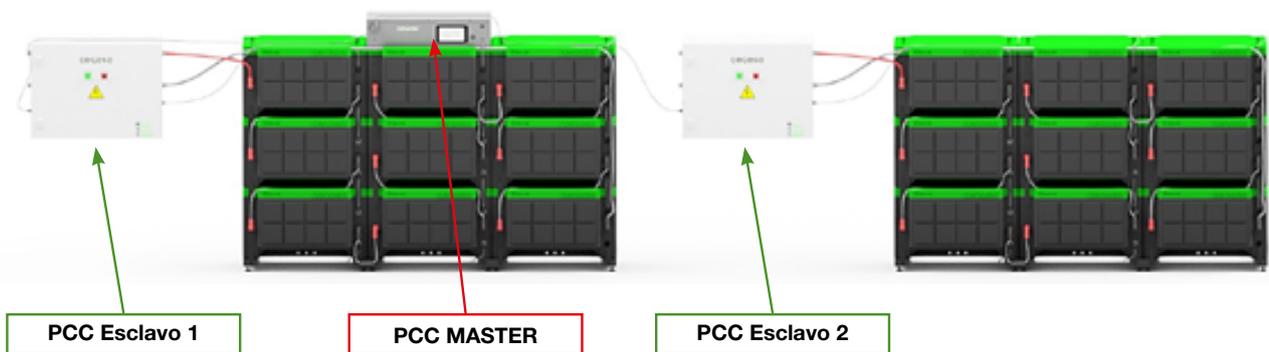




### 11.7.2 Sistema PCC Esclavo y PCM Máster

En el caso de Sistema PCC Esclavo + PCM Máster la conexión de potencia se puede hacer directamente en el inversor.

Sin embargo, sí es necesario llevar las comunicaciones de cada PCC Esclavo hacia el PCM Máster, tal y como se aprecia en las imágenes inferiores.



## Comunicaciones externas

Hay 2 conectores RJ45 disponibles en la parte trasera del PCM.

La conexión Modbus/TCP se realiza mediante un cable standard CAT5e (longitud máxima < 100m).

La conexión CAN se realiza mediante un cable ethernet SERIE. El pineado del mismo se describe en la sección 9.2. Para asegurar una correcta comunicación, la longitud de este debe ser menor a 10m.

## Configuración de ID

Una vez las baterías han sido instaladas en el sitio, y los cables de potencia y comunicaciones han sido conectados, el PCM se puede encender desde el botón ON/OFF. Durante el primer arranque se debe configurar la disposición de los números de serie de los módulos.

Una vez se arranca el PCM, muestra todos los valores de lectura como “?” hasta que se configura la distribución.



El primer paso del proceso es acceder al sistema como administrador.

El usuario por defecto es **admin** y el password por defecto **cegaso**.

Por favor contacte con su administrador si los datos de acceso se han cambiado.



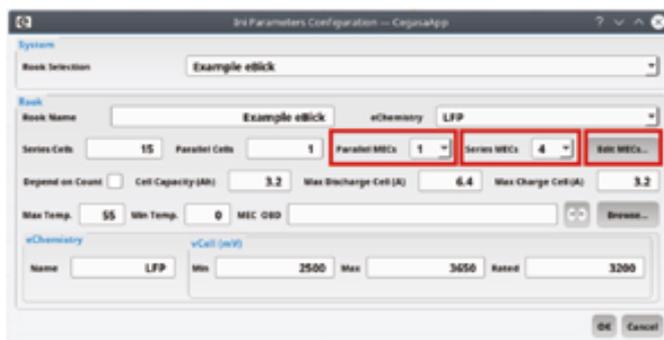
Una vez accedido al sistema, se debe cambiar el archivo ini.



En el pop-up se introducirán el número de módulos en serie y paralelo.

En este ejemplo se tienen 4 módulos para conectar en serie (tensión final de bus de 200Vdc) y un solo string para conectar en el sistema (1 paralelo)

Una vez que se ha configurado el número de módulos, se tiene que configurar los ID dentro de la pantalla “Edit MECs”.



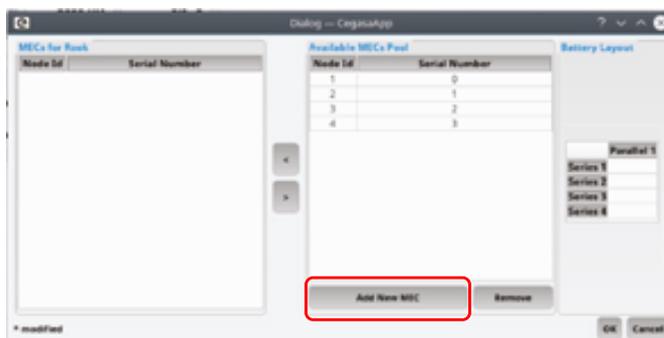
En la siguiente pantalla se muestra lo que se ve durante el primer arranque.



En la zona de la derecha, la tabla battery layout muestra la configuración de series y paralelos que se ha definido en la pantalla anterior.

Durante el primer arranque el software no mostrará ninguno de los módulos. Tienen que ser configurados manualmente.

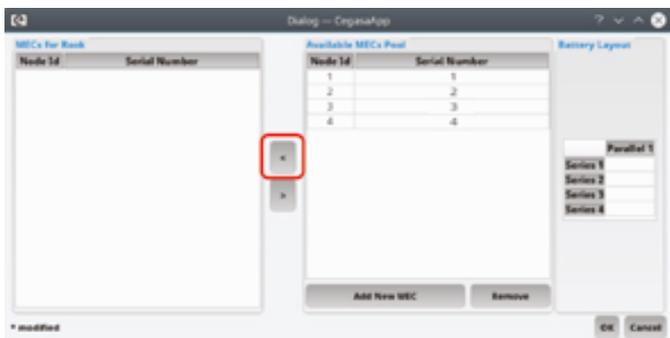
Para hacerlo, se clickará sobre el botón “Add New MEC” tantas veces como módulos de baterías tengamos. En este ejemplo en concreto, 4 veces.



Tras presionar el botón, el software generará módulos de batería que pueden ser configurados, y estos aparecerán dentro de la tabla “Available MECs Pool”. Como todavía no han sido configurados, aparecerán con los valores por defecto.

Para cambiar el número de serie y/o ID, tan sólo hay que tocar sobre el que queremos cambiar, aparecerá en pantalla el teclado por software y podremos introducir el nuevo número. Es cuestión de llamar a los módulos igual que su Node ID, serial number = Node ID

Una vez se han cambiado los números de serie para reflejar los que se habían anotado, se seleccionará el primero y se presionará en la flecha “<” para que pasen a la tabla “MECs for Rook”. Se hará esto mismo con el resto de módulos siguiendo los números de ID.



La pantalla muestra ahora una distribución que concuerda con su contrapunto físico.



Tras aceptar los cambios en ambas pantallas de pop-up, aparecerá un aviso, indicando que se han producido cambios, y solicitando permiso para reiniciar.

Tras reiniciarse desde botón ON/OFF, la pantalla mostrará los valores de la batería y la instalación se habrá completado.



## 12. Requisitos y recomendaciones de transporte

- Los módulos de baterías contienen sustancias peligrosas categorizadas como clase 9 por el documento ADR 2013 identificado por el número UN3481.

-Su envío requiere:

- Envío de los módulos en grupo de embalaje 1, con cajas homologadas. Se recomienda no deshacerse de las cajas originales de envío.

- Transporte con autorización ADR para mover este tipo de sustancias.

## 13. Plan de mantenimiento

Dentro del plan de mantenimiento se plantean tres tipos de mantenimiento en función del personal y del tipo de incidencia que pueda ocurrir.

Las actividades que se citan en el presente plan son las mínimas que se consideran imprescindibles para mantener los equipos dentro del periodo de garantía propuesto. Todas ellas deben ser incluidas en el programa de mantenimiento final.

A continuación, se detalla el esquema de mantenimiento necesario para la instalación del sistema de almacenamiento.

### 13.1 Mantenimiento predictivo

Se propone un primer nivel de mantenimiento que sería realizado por el propio personal del cliente. Para la realización de todas las acciones a continuación expuestas se impartirá la formación necesaria.

Las incidencias que se plantean abordar en este primer nivel son todas de análisis y resolución sencilla, no incluyendo labores programadas de mantenimiento, análisis, ni resolución de averías complejas. Estos dos últimos tipos de intervención serán posteriormente detallados.

A continuación, se propone incluir en este primer nivel de mantenimiento los siguientes tipos de labores:

#### 13.1.1 Verificar voltajes, avisos y alarmas.

**IMPORTANTE:** Este apartado es necesario realizarlo para instalaciones en las que el string no va a estar operativo durante largos periodos de tiempo.



**Objetivo:** Con una periodicidad trimestral, monitoree con PC, CAN externo o a través de HMI los valores de tensión ( $V_{cellmin}$  –  $V_{cellmax}$ ) de cada módulo y cargue el string hasta el valor de energía deseado en caso de que el valor de  $V_{cell min}$  sea igual o menor a 3200 mV. Compruebe el resto de valores, eventos y alarmas para asegurarse de que el equipo está funcionando correctamente.

### 13.2 Mantenimiento preventivo

Con el objetivo de garantizar la vida útil prevista para el sistema de almacenamiento, es necesario realizar labores de mantenimiento preventivo de manera periódica. El mantenimiento preventivo permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de reparaciones y detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

Estas intervenciones serían realizadas por personal del cliente o CEGASA, en función del calendario de mantenimiento y con el correspondiente plan de formación. En caso de ser realizado por personal del cliente deberá ser formado y autorizado por CEGASA.

Para maximizar la vida del sistema, se propone **una intervención al año** con las labores posteriormente descritas, aunque el plan de mantenimiento preventivo se podrá coordinar en función de las necesidades del cliente.

Es necesario cumplir con el mantenimiento preventivo propuesto, frecuencia e intervenciones, para poder garantizar el funcionamiento del sistema de almacenamiento.

#### 13.2.1 Calendario de mantenimiento preventivo

En este apartado se enumeran a título indicativo las principales tareas de mantenimiento que se realizarían para cada uno de los componentes principales. Más adelante se detallarán las gamas de mantenimiento (personal necesario, perfil del personal, herramientas necesarias y descripción del mantenimiento a realizar).

#### DESCRIPCIÓN DE LA TAREA (mensual)

- Cargar la batería como mínimo una vez al mes (SoC > 80%)
01. Este punto es necesario para cumplir con los requerimientos de garantía.

## DESCRIPCIÓN DE LA TAREA (anual)

01. Comprobar el estado general de los módulos (apariciencia, fugas, etc.)
02. Verificar la resistencia eléctrica de cada uno de los módulos de batería
03. Comprobar la ausencia de óxido y/o ennegrecimientos debido a arco eléctrico en los terminales de salida del PCC. En caso de existir, cepillarlos con un cepillo de púas metálicas.
04. Comprobar el par de apriete de los terminales de salida del PCC
05. Comprobación visual del estado de los cables de comunicación
06. Comprobar vía HMI que todos los módulos están comunicando con la EMS
07. Testeo de los elementos mecánicos (contactores, relés de repetición)
08. Comprobar entradas y salidas de EMS y BMS
09. Comprobar la calibración y lectura de los sensores de tensión y corriente
10. Toma de datos de eventos y alarmas, y análisis de los mismos. Registro de los contadores internos para la detección de faltas puntuales y recurrentes. Corrección de las mismas.
11. Realización y registro de una carga y descarga controlada. Carga y descarga de la batería a hasta puntos definidos para la corrección del SoC según punto 13.2.2, medida del envejecimiento del string (SoH) y determinación de la vida útil remanente de la batería
12. Verificación de puntos calientes en todo el string mediante cámara termográfica.

### 13.3 Mantenimiento correctivo

En caso de necesidad de sustituciones planificadas de algún componente, se propondría un plan de actuación conjunto entre CEGASA y cliente. Sería necesaria la planificación con antelación suficiente para organizar tanto la disponibilidad de la instalación como el personal y los equipos necesarios de CEGASA.

En caso de necesidad de cambio de fusible unipolar del módulo habría que seguir los siguientes pasos:



**Antes de empezar con el mantenimiento preventivo y correctivo es necesario cumplir Consignación Segura de Máquinas e Instalaciones (L.O.T.O.) – APARTADO 2.7**

1. Referencia de fusible unipolar a cambiar:  
**Código: 576-155.0892.6301**  
[https://www.littelfuse.com/products/fuses/automotive-passenger-car/high-current-fuses/cf8/155\\_0892\\_6171.aspx](https://www.littelfuse.com/products/fuses/automotive-passenger-car/high-current-fuses/cf8/155_0892_6171.aspx)
2. Soltar la tapa del lateral izquierdo del módulo con ayuda de un destornillador plano.

3. Comprobar la NO continuidad entre la entrada y la salida del fusible para asegurar que está dañado
4. Soltar el fusible con ayuda de llave aislada y reservar la tornillería
5. Insertar el nuevo fusible con la tornillería reservada y apretar con par de 12Nm



### 13.4 Necesidades de mantenimiento

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las necesidades para los diferentes mantenimientos, como son las herramientas, el perfil del operador y tiempo necesario:

MANTENIMIENTO PREDICTIVO (Personal cliente)		
HERRAMIENTAS NECESARIAS	PERFIL OPERARIO	PERIODICIDAD
01. Multímetro	2 operarios del departamento de puesta en servicio de CEGASA con conocimiento de la instalación y comunicaciones CAN	Anual (Jornada de 8 horas)
02. Pinza amperimétrica		
03. Llave dinamométrica		
04. Cámara termográfica		
05. HMI del equipo o PC con adaptador CAN para visualizar y modificar el estado de la batería		
Apoyo de un operario de cliente con conocimiento del SCADA		

MANTENIMIENTO CORRECTIVO (Personal CEGASA)		
HERRAMIENTAS NECESARIAS	PERFIL OPERARIO	PERIODICIDAD
En función de la intervención	En función de la intervención	En función de la intervención





## +85 AÑOS DE EXPERIENCIA EN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

**CEGASA**, una marca líder en sistemas de almacenamiento y gestión de energía.

- Especializados en el diseño y desarrollo de soluciones energéticas para los sectores residencial e industrial.
- Expertos en tecnologías de acumulación de energía de última generación basadas en Litio-Ion.
- Fabricantes de sistemas de almacenamiento de energía de Litio-Ion.
- Un equipo motivado y altamente cualificado.
- Vocación por la calidad y el servicio al cliente.
- Laboratorios propios de caracterización de materiales.
- Un grupo empresarial nacional comprometido con la innovación y el desarrollo sostenible.



### OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA

Parque Tecnológico de Álava  
C/ Marie Curie, 1  
01510 Miñano // Spain  
Tel. +34 945 313 738  
[www.cegasa.es](http://www.cegasa.es)

### SOPORTE TÉCNICO

[Support.tech.euro@cegasa.com](mailto:Support.tech.euro@cegasa.com)



Sistema de  
Gestión  
ISO 9001:2015

[www.tuv.com](http://www.tuv.com)  
ID 9105083545

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1



Nº DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP  
 (declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



No propagación de la llama  
 UNE-EN 60332-1-2  
 IEC 60332-1-2



No propagación de incendio  
 UNE-EN 50399  
 UNE-EN 60332-3-24  
 IEC 60332-3-24



Libre de halógenos  
 UNE-EN 60754-2  
 UNE-EN 60754-1  
 IEC 60754-2  
 IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos  
 UNE-EN 60754-2  
 NFC 20454, It=1  
 DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos  
 UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos  
 UNE-EN 61034-2  
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos  
 UNE-EN 60754-2  
 IEC 60754-2  
 NFC 20453



Baja emisión de calor  
 UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento De gotas / partículas Inflammadas  
 UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

## Reacción al fuego

## Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:  
 UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;  
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

## Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

- No propagación del incendio:  
 UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:  
 UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;  
 IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:  
 UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:  
 UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:  
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:  
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:  
 UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:  
 EN 50399.

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



### ✓ Máxima pelabilidad

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.

### ✓ Limpio y ecológico

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

## Aplicaciones

Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.

En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings y túneles de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). -Derivaciones individuales ITC-BT 15) -Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). -Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). -Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). -Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. -Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

**NOTA:** para tuneles ferroviarios consultar a Prysmian. La normativa europea exige clase B2<sub>ca</sub>-s1a, d1, a1.

## Construcción

### 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### 2. Aislamiento

**Material:** mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

**Colores:** marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1. Unipolares color natural.

### 3. Elemento separador

Capa especial antiadherente.

### 4. Relleno (si aplica)

**Material:** mezcla LSOH libre de halógenos.

### 5. Cubierta

**Material:** mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

**Color:** verde.

## AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV  
 Norma diseño: UNE 21123-4  
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



## Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
.../... 3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1,0	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

## PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K

E<sub>ca</sub>

N° DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP  
(declaración de prestaciones)  
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



## WET-I 1500

NUEVO

Test Prysmian Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama  
UNE-EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NFC 32070-C2



Libre de halógenos  
IEC 62821-1  
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos  
UNE-EN 61034-2  
IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (AD8 + test especial WET-I 1500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

## Reacción al fuego

## Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E<sub>ca</sub>.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: UNE-EN 60332-1-2.

## Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:  
UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:  
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:  
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

## PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



L C I E

Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



## Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *	
Protección frente al agua	AD8 (test ac) **	EN 50525-2-21
	WET-I 1500	Ensayo mejorado de Prysmian Group específico FV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)	
Certificación	Bureau Veritas LCIE	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm <sup>2</sup> durante el tendido 15 N/mm <sup>2</sup> en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 25 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505	
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

\* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

\*\* La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-I 1500 a 1800 V en corriente continua.

## Construcción

## 1. Conductor

**Metal:** cobre recocido estañado.

**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:**

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

## 2. Aislamiento

**Material:** compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

## 3. Cubierta

**Material:** compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

**Colores:** negro o rojo.

## Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

## PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930

Designación genérica: H1Z2Z2-K



## Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

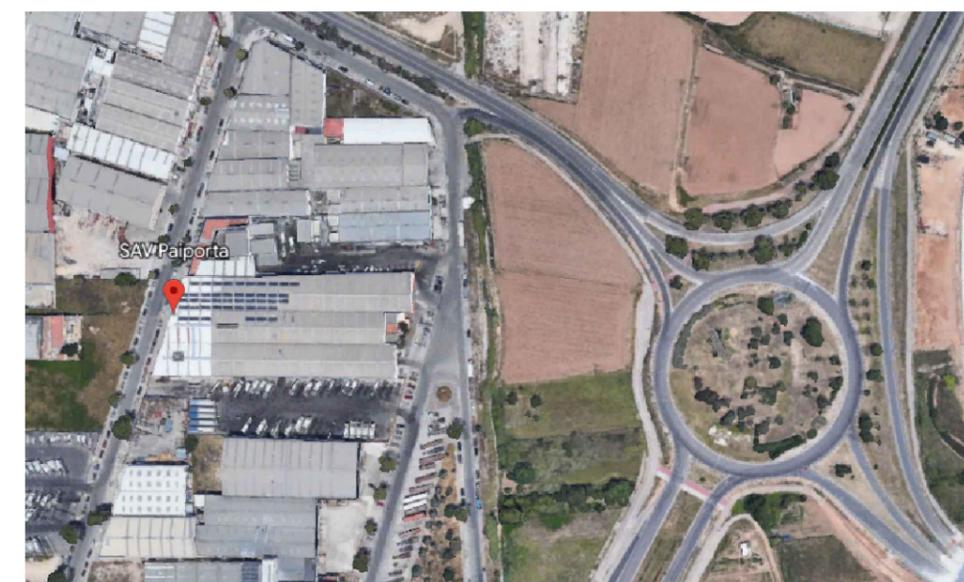
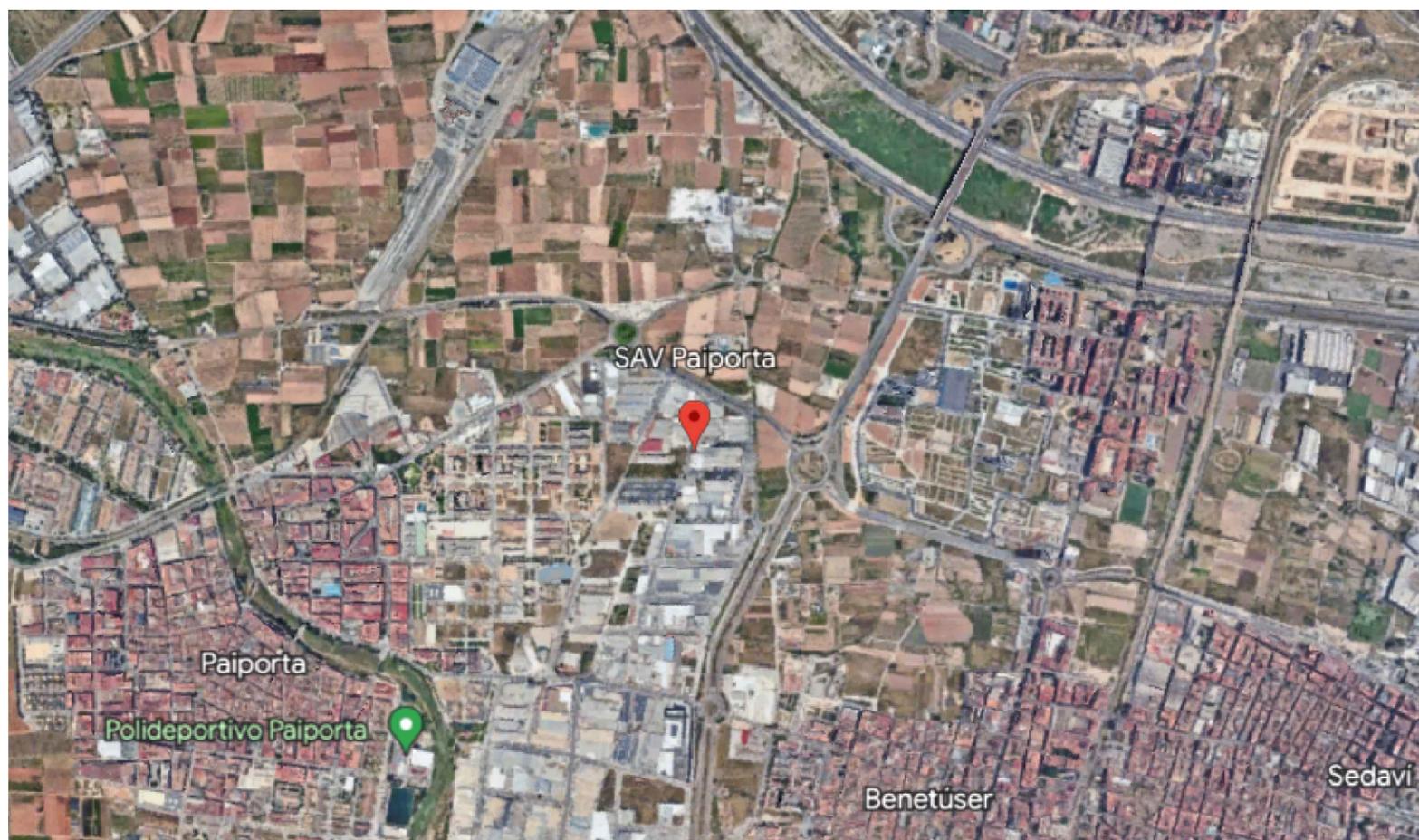
(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrado con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

# DOCUMENTO 7

## PLANOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Proyecto: **INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Plano: **SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO**

Autor: **ALBERTO PALÁ BADULES**

Fecha: **Agosto 2023**

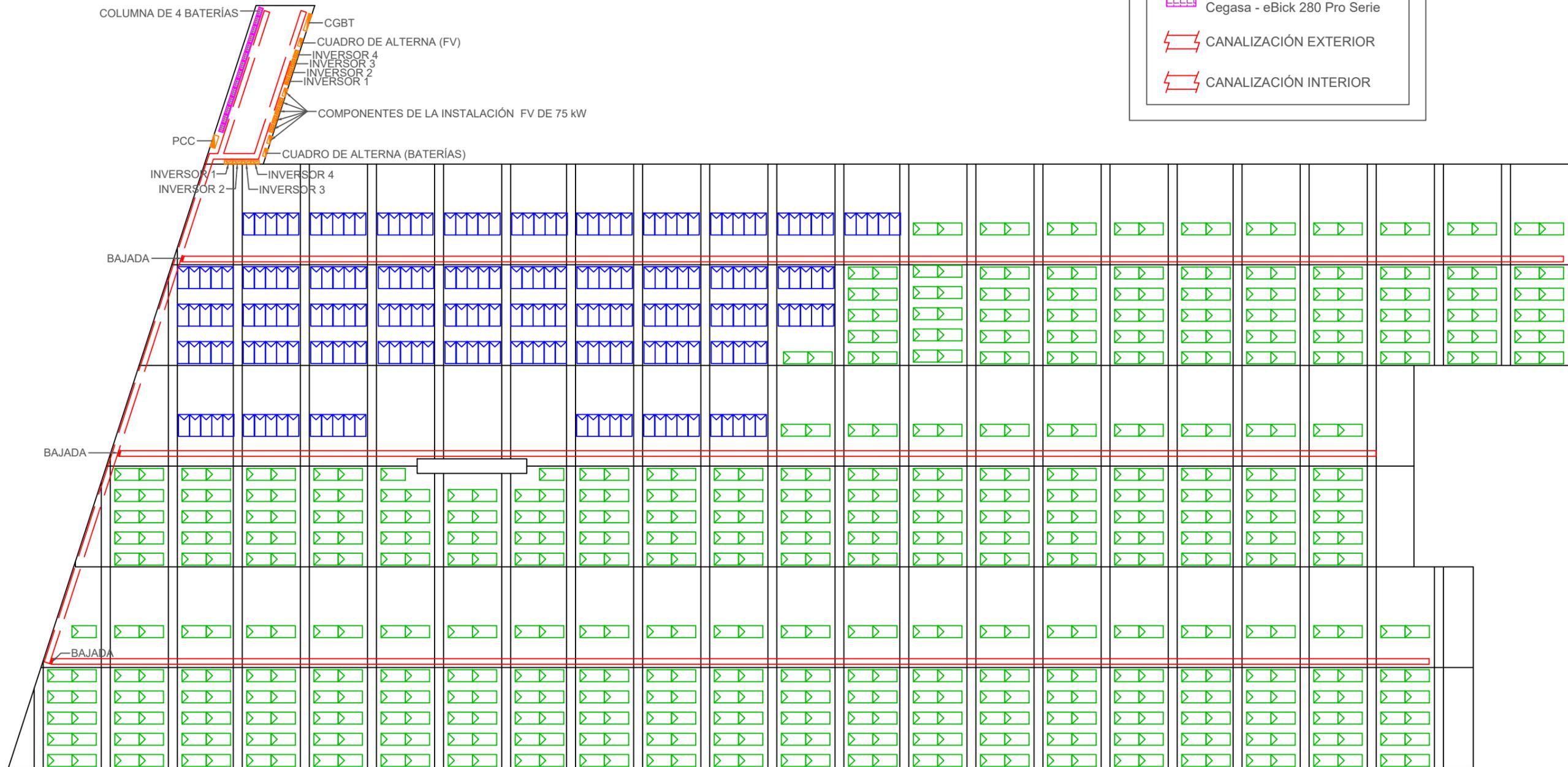
Escala: **sin escala**

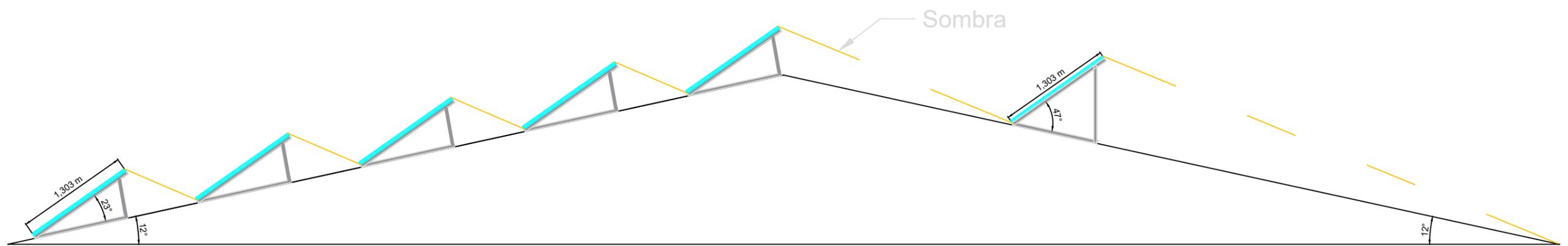
Nº Plano:

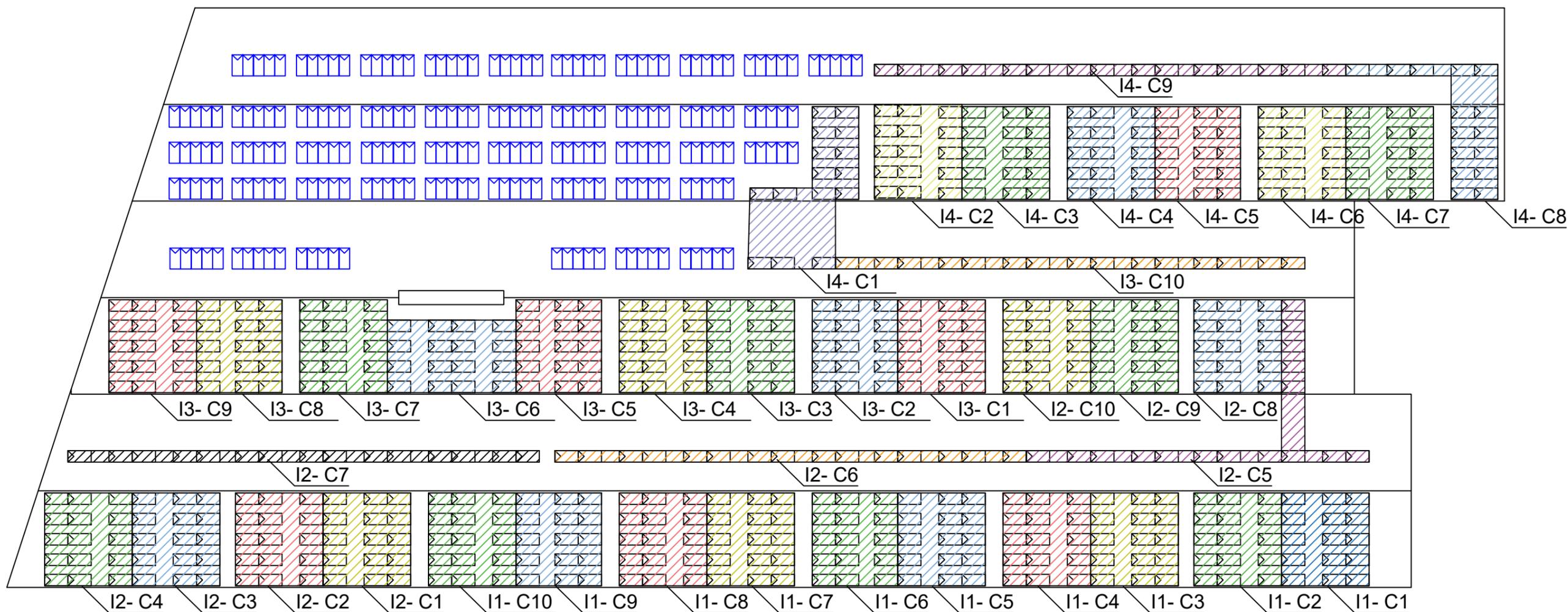
**1**

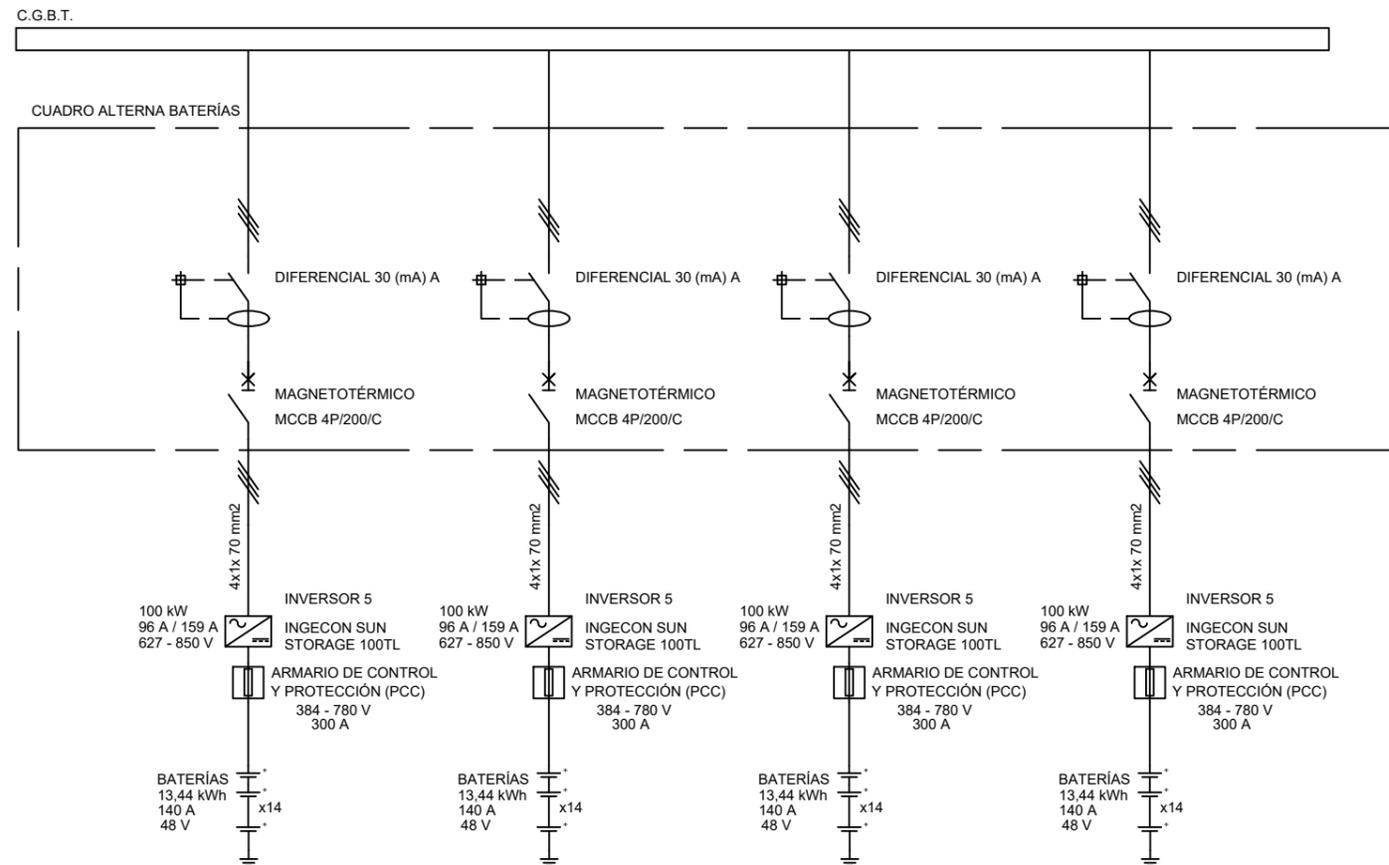
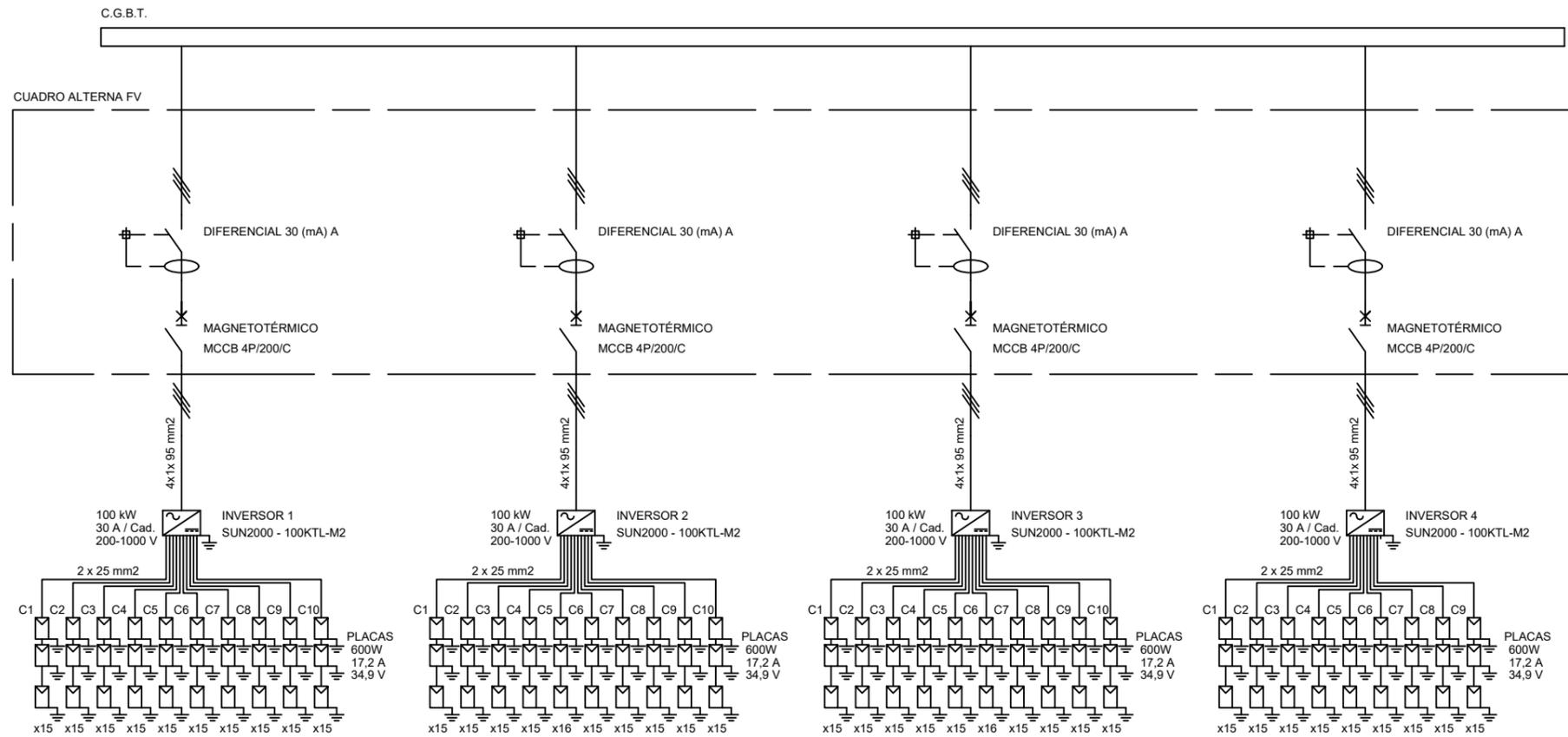
# LEYENDA

-  PLACA FOTOVOLTAICA 600W  
HiKu7 Mono PERC CS7L-600
-  PLACA FOTOVOLTAICA 330W  
SHARP ND-AR330H
-  INVERSOR PARA BATERÍAS  
SUN Storage 3Play 100TL
-  INVERSOR FV  
Huawei SUN2000-100KTL-M2
-  CUADROS ELÉCTRICOS
-  BATERÍAS  
Cegasa - eBick 280 Pro Serie
-  CANALIZACIÓN EXTERIOR
-  CANALIZACIÓN INTERIOR









TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



Proyecto: **INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

Plano: **ESQUEMA UNIFILAR**

Autor: **ALBERTO PALÁ BADULES**

Fecha: **Agosto 2023**

Escala: **sin escala**

Nº Plano:

**5**