



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DEL DISEÑO



**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE
ARTÍCULOS DE BRONCE.**

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA.

Alumno: JAVIER LUJÁN CARRASCO.

Tutor: JUAN ÁNGEL SAIZ JIMÉNEZ

Curso académico: 2020/2021

Valencia, noviembre de 2020

RESUMEN

El siguiente proyecto muestra el cálculo y diseño realizados a cerca de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo. Para ello se lleva a cabo un estudio de los costes que representaría el montaje de ésta y de amortización.

Todo esto no sería posible sin una comprensión detallada del funcionamiento de cada una de las partes que integra dicha instalación y los elementos que intervienen.

PALABRAS CLAVE: electricidad, fotovoltaica, renovables, energía, consumo eléctrico.

ÍNDICE

1.	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	5
1.1	INTRODUCCIÓN.....	5
1.1.1	CARACTERISTICAS DE LAS ENERGIAS RENOVABLES.....	5
1.1.2	TIPOS DE ENERGIAS RENOVABLES.....	5
1.2	JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO.....	7
1.3	OBJETO DEL PROYECTO.....	8
1.4	ANTECEDENTES.....	8
1.5	NORMATIVAS Y ORDENANZAS DE APLICACIÓN.....	11
1.6	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.....	12
1.7	EMPLAZAMIENTO.....	12
1.8	ELEMENTOS PRINCIPALES QUE CONFIGURAN LA INSTALACIÓN.....	13
1.8.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	13
1.8.2	SISTEMA DE ANCLAJE A CUBIERTA.....	15
	Figura 1. Detalle de anclaje del perfil a cubierta.....	16
1.8.3	SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ANTIVERTIDO.....	16
1.8.4	INVERSOR DE CONEXIÓN A RED.....	17
1.8.5	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA.....	21
1.9	CÁLCULO ENERGÉTICO.....	25
2.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	27
2.1.	OBJETO.....	27
2.2.	CONDICIONES GENERALES.....	28
2.3.	DEFINICIONES.....	29
2.3.1	Radiación solar.....	29
2.3.2	Instalación.....	29
2.3.3	Módulos.....	30
2.4.	DISEÑO.....	31
2.4.1	Diseño del generador fotovoltaico.....	31
2.4.2	Diseño del sistema de monitorización.....	31
2.5	COMPONENTES Y MATERIALES.....	32
2.5.1	Generalidades.....	32
2.5.2	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	32
2.5.3	Estructura soporte.....	33
2.5.4	Inversor.....	34
2.5.5	Cableado.....	36
2.5.6	Cajas de empalme.....	37

2.5.7 Conexión a red	37
2.5.8 Medidas.....	37
2.5.9 Protecciones.....	38
2.5.10 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	40
2.5.11 Armónicos y compatibilidad electromagnética	40
2.5.12 Medidas de seguridad	41
2.6 RECEPCIÓN Y PRUEBAS	41
2.7 CONTRATO DE MANTENIMIENTO	42
2.7.1 Generalidades	42
2.7.2 Programa de mantenimiento	42
2.7.3 Garantías	44
3. PRESUPUESTO	46
4. ANEXOS	48
4.1 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	48
4.1.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	48
4.1.2 CÁLCULO ESTRUCTURAL.....	56
5. BIBLIOGRAFIA	58
6. PLANOS.....	60

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, cada vez están más presentes las energías renovables y de cómo su uso es fundamental para asegurar el futuro del planeta. Dichas energías se basan en tres elementos, sol, viento y agua que son la alternativa más sostenible en comparación a la energía originada a partir de fuentes fósiles como por ejemplo el carbón, el petróleo y sus derivados. Asimismo, cabe destacar que las energías renovables se caracterizan por ser inagotables, por tener un escaso impacto ambiental y no generar contaminantes.

1.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS ENERGIAS RENOVABLES

Las energías renovables se caracterizan por ser beneficiosas para el medio ambiente, son recursos naturales gratuitos e inagotables. Éstas pueden llegar a lugares aislados, puesto que, se pueden generar en cualquier punto del planeta y dicho punto de consumo energético ser autosuficiente y con ello lograr la independencia energética.

1.1.2 TIPOS DE ENERGIAS RENOVABLES

Como es sabido existen diferentes tipos de energías renovables, todas ellas se encuentran en distintas configuraciones en la naturaleza, por ello han de ser transformadas en energía eléctrica para poder ser empleadas en los distintos puntos de consumo. A continuación, se enumeran los diferentes tipos de energías renovables que existen: energía solar, energía eólica, energía hidroeléctrica, biomasa, biogás, energía mareomotriz, energía geotérmica.

1.1.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica ha alcanzado notable presencia en Europa y España, tanto por su importante protagonismo industrial como por la adopción de medidas específicas que favorecen un considerable desarrollo del mercado. Las nuevas tecnologías solares están mejorando considerablemente la relación entre costes y eficiencia, y pueden permitir en breve alcanzar economías de escala que mejoren su competitividad.

La electricidad es la forma más versátil de energía de la que disponemos. La energía solar fotovoltaica genera corriente continua a través de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, nombre por el cual distinguimos al elemento fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica.

Dicha energía presenta una serie de ventajas e inconvenientes. Por un lado, en cuanto a las ventajas se caracteriza por ser limpia, renovable, infinita, silenciosa, retribuida económicamente la producción para venta a red, presenta subvenciones y es modular, lo que quiere decir que puede ser implantada constituyendo sistemas de suministro de energía eléctrica en un amplísimo rango de potencia. Por otro lado, los inconvenientes destacan por presentar una gran inversión inicial, difícil almacenamiento, proceso de fabricación de módulos complejo y caro, no competitiva con otras energías en la actualidad y una producción variable según climatología y época del año. Aunque a menudo en aplicaciones aisladas de la red, es la solución más económica de suministro eléctrico.

Las bases físicas de la conversión fotovoltaica se centran en las células solares. Éstas están hechas de materiales semiconductores, que poseen electrones débilmente ligados ocupando una banda de energía denominada "banda de valencia". En el momento que se aplica un cuanto de energía por encima de un cierto valor a un electrón de valencia, el enlace se rompe y el electrón pasa a una nueva banda de energía llamada "banda de conducción". Mediante un contacto selectivo, estos electrones pueden ser llevados a un circuito externo y realizar un trabajo útil, perdiendo así la energía captada y regresando por otro contacto a la banda de valencia con la energía inicial, anterior al proceso de absorción de un fotón luminoso.

El flujo de electrones en el circuito exterior se llama corriente de la célula y su producto por el voltaje con el que se liberan los electrones por los contactos selectivos determina la potencia generada. Todo esto ocurre a temperatura ambiente y sin partes móviles, pues las células solares, que convierten en electricidad sólo una parte de la energía de los fotones absorbidos se calientan sólo unos 25-30°C por encima de la temperatura ambiente.

La estructura típica de una célula solar es una unión pn similar a los diodos semiconductores, pero no necesariamente la única posible. Las células más utilizadas son las realizables en silicio cristalino y silicio multicristalino. En las aplicaciones fotovoltaicas, las células solares se interconectan y encapsulan en módulos fotovoltaicos. Estos módulos producen corriente continua que se transforma en corriente alterna mediante un inversor. Los módulos son medidos y especificados en "vatios de potencia pico", esa es la potencia que proporciona un módulo a una carga perfectamente adaptada cuando una luz incidente de 1 kW/m² y un espectro

determinado caen sobre él mientras las células se mantienen a 25°C. Los módulos en general se pagan respecto a esa potencia pico.

Una instalación fotovoltaica, a parte de los módulos fotovoltaicos, requiere de otros elementos tales que acumuladores electroquímicos en caso de sistemas aislados de red, la unidad de control, el inversor, la estructura mecánica de soporte, el cableado eléctrico y los dispositivos de protección (fusibles, tomas de tierra e interruptores).

Los inversores, no solo convierten la energía continua en alterna, sino que adaptan la carga a la máxima potencia disponible en el generador fotovoltaico. También realizan funciones de supervisión, alarma de aislamiento y medidas de potencia.

Dentro de las instalaciones solares fotovoltaicas diferenciamos dos tipos de instalación:

Los sistemas aislados, todos ellos requieren de equipos de acumulación de energía, y de elementos de control propios para repartir y controlar las prioridades en casos de escasez y sobreabundancia. Ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce tanto de día como de noche. Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación. Éstos son idóneos para casas y aldeas remotas en las que hacer llegar el tendido eléctrico puede resultar inviable.

Los sistemas conectados a la red, a diferencia de los aislados que necesitan elementos de almacenaje, inyectan el excedente de energía producida a la red con la que obtienen un beneficio económico. Toda esta energía queda registrada.

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

En el presente proyecto de final de grado se explica y define la implantación de una instalación de autoconsumo para una fábrica de artículos de bronce. Para ello se opta por la energía solar fotovoltaica, ésta es aquella que obtenemos a partir del sol mediante paneles solares que absorben la radiación solar y la transforman en energía eléctrica, que puede ser almacenada o volcada a la red eléctrica. En este caso en particular al no tratarse de una instalación aislada, todo lo producido por ésta será autoconsumido.

1.3 OBJETO DEL PROYECTO

La finalidad de este proyecto es llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para una nave en la que se fabrican artículos de bronce. Para ello se realizará un estudio exhaustivo de las necesidades de la nave y se propondrá una instalación acorde a estas, de la cual se definirán sus características técnicas y condiciones de seguridad. De manera que se adapte a la normativa vigente.

Lo que se pretende es lograr el autoconsumo de energía eléctrica en la nave, lo que reportaría un ahorro económico y una reducción de la contaminación del planeta ya que la energía consumida proviene de una fuente de energía renovable.

Con este documento se quiere justificar la solución adoptada tanto de manera matemática como medioambiental.

1.4 ANTECEDENTES

Una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo es un sistema de generación de energía eléctrica, dicha instalación puede trabajar en paralelo con la red de la compañía eléctrica o bien puede ser un complemento de esta. Esto quiere decir que ambos sistemas pueden estar conectados entre sí y alimentar los consumos, o bien éstos pueden alimentarse de la red o de la fotovoltaica según convenga.

La instalación de autoconsumo se realizará sin vertido a red, por lo que esta llevará un sistema de monitorización permanente. De forma que éste cuando la generación supere los valores de consumo hasta cierto nivel, actúe desconectándola y así no afectar a la red eléctrica.

Con el proyecto se justifica la realización de la instalación en la cubierta del edificio en el cual se produce el consumo de energía. De forma que parte de la energía que se consuma sea generada en el propio emplazamiento, y así reducir la dependencia de consumo externo. Todo esto dentro del marco de la normativa vigente y según las regulaciones del R.E.B.T en su ITC-BT 40.

En el estudio de la instalación se incluye toda la información detallada a cerca de cada uno de los elementos que la integran, así como planos y esquemas necesarios para su implantación y puesta en funcionamiento, y también la justificación de las medidas adoptadas.

En este trabajo, para llevar a cabo la instalación se han tenido en cuenta las diferentes alternativas con las que dar solución al problema que nos planteamos, la generación in situ de la mayor parte de la energía eléctrica que nos demandan los consumos de la nave. Para ello se ha tenido en cuenta varios elementos que interfieren en el planteamiento del proyecto.

Antes de calcular la demanda energética, se tendrá en cuenta las temperaturas de la zona (que afectarán al rendimiento y vida útil de la instalación) y la radiación incidente (que será determinante a la hora de calcular la máxima energía que se podría generar). En este caso para obtener los datos de radiación se utiliza una herramienta web fiable (PVGIS) que nos proporciona tanto la radiación mensual como diaria de la zona geográfica seleccionada.

Para empezar, habría que realizar un estudio de los consumos que demanda la nave y saber las horas del día en que estos se producen. Y una vez hecho intentar ajustarlos a las horas de mayor producción solar. Todos estos datos han sido proporcionados por el cliente. Con la información extraída del CUPS de la ubicación en particular, se ha podido establecer unos consumos anuales diferenciados por periodo y mes. Todos ellos seleccionados en las bases de datos de Iberoelectra y Unielectrica. Éstas son unas páginas web que ofrecen gran variedad de información acerca de los puntos de suministro y poseen un histórico de los consumos de los distintos CUPS de 3 años atrás en adelante. Por lo que permiten comprobar si ha cambiado alguna pauta a la hora de consumir y así poder en este caso seleccionar los datos más convenientes.

Una vez conocidos los datos de consumo y de radiación mensual, se obtiene el coeficiente que determina la condición más desfavorable del año. Éste aumentará cuando mayor demanda de energía exista o cuando la radiación sea baja. Respecto a este valor se dimensionará la instalación, puesto que al cubrir las necesidades energéticas del mes más desfavorable del año, el resto de meses tendrán asegurada la generación.

Para el cálculo de paneles necesarios, no se ha diseñado en función de la cantidad de espacio disponible, sino por la cantidad de consumo en kWh y por periodo, del que se ha deducido la potencia pico óptima de la instalación.

En primer lugar, se tendrá en cuenta donde se llevará a cabo la instalación de placas, si en la cubierta o en el suelo perteneciente a la nave, la inclinación de las placas, para que reciban el máximo de horas solares, así como si es necesario elevarlas con respecto a la altura del techo o del suelo, por posibles sombras debidas a elementos cercanos.

Una vez estudiado el emplazamiento y su orientación, la solución más efectiva es optar por planificar el proyecto en la cubierta, pues tiene mayor superficie en la que se proyecta el sol, además de recibir la radiación solar por más tiempo durante el día y tener menos obstáculos que puedan generar sombras.

Acerca del tipo de paneles existentes dentro del catálogo de los fabricantes, hay dos tipologías a grandes rasgos, paneles monocristalinos o policristalinos. Los monocristalinos se adaptan mejor a los climas fríos y soportan menos el sobrecalentamiento. Las células fotovoltaicas que integran los módulos monocristalinos están constituidas por un único cristal de silicio, a diferencia de los policristalinos que sus células están formadas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior, dado que cuanto más perfecta sea la estructura

cristalina, menos impurezas tendrá el panel y por tanto su eficiencia será mayor. Debido a esto, las placas monocristalinas producen mayor energía en menor espacio. Otra de las diferencias entre ellos es el coste, los policristalinos son más económicos debido a que el proceso de producción de una célula monocristalina es más complejo y además son más rápidos de fabricar. En general, las características de los paneles son variables y cada fabricante los realiza en un rango de potencias muy amplio, su funcionamiento viene marcado por la curva I-V que recoge los posibles puntos de trabajo ciñéndose a unas características específicas de temperatura y radiación.

En lo que se refiere a los inversores, en el caso del autoconsumo, se usan principalmente dos tipos de inversores de corriente: inversores string o multistring.

- **String:** Un único ramal de módulos fotovoltaicos es conectado al inversor. Debido a su principio de funcionamiento, un inversor string capta tanta electricidad como el panel menos eficiente del ramal. Como consecuencia de esto, el inversor string no es una buena solución cuando tus paneles están orientados hacia varias direcciones o se ven afectados por sombras. El voltaje de entrada puede ser lo suficientemente alto como para evitar la amplificación de tensión, asociando módulos en serie sin superar la capacidad de los conmutadores. Se podría usar pocos módulos en serie si se emplea un convertidor de corriente continua o un transformador de frecuencia de línea para la amplificación de tensión. Se puede emplear un seguidor del punto de máxima potencia para cada string, esto aumenta la eficiencia global del sistema. La tensión de entrada del inversor en continua tendrá valores normalizados (12 Vdc, 24 Vdc, 48 Vdc). Su tensión de salida será en alterna con un valor de 230 V.
- **Multistring:** Este tipo de inversor nace a partir del concepto de los inversores string, donde diferentes strings con su convertidor de corriente continua se conectan a un inversor común donde la energía de cada string es controlada individualmente. Uno de los beneficios de estos inversores es que permiten realizar ampliaciones del sistema fotovoltaico de manera sencilla, obteniendo un diseño flexible con alta eficiencia. La ventaja principal de éstos es el precio, ya que gracias a su instalación se reducen los costes. Además, su mantenimiento es más sencillo y hay más modelos en el mercado. Las desventajas que poseen son que pueden llegar a requerir equipos externos de protección contra fallos y si existe alguna obstrucción por sombra, hay una pérdida en la producción de energía de toda la serie.

Por otro lado, a la hora de elegir una orientación para los paneles, hay distintas alternativas. La captación máxima de energía se daría si los paneles hicieran un seguimiento del sol en dos ejes, tanto en inclinación como en orientación. Otra opción sería la de dejar una orientación fija y que los paneles hicieran un seguimiento del sol. En este caso, se opta por una tercera opción, elegir una inclinación y una orientación, es decir, dejar los paneles fijos sin ningún movimiento. Ya que es la solución más económica y que menos superficie requiere. Otras características interesantes son que requieren un menor mantenimiento y el precio de este es menor, son dispositivos muy seguros y que al ser una estructura sencilla deriva habitualmente en un peso más bajo.

1.5 NORMATIVAS Y ORDENANZAS DE APLICACIÓN

La presente instalación cumplirá con la siguiente normativa en vigor:

- UNE 157001/2014, Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.
- Reglamento Electrotécnico de B.T. (Aprobado por R.D. 842/2002, de 2 de agosto de 2002, publicado en el B.O.E. de 18/09/2002, y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC, a partir de ahora) BT01 a BT51. En particular la ITC-BT 40:Instalaciones Generadoras de Baja Tensión.
- Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. (BOE n. 295 de jueves 8 de diciembre de 2011).
- 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.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica. (BOE n. 310 de 27/12/00).
- Pliegos Técnicos de Condiciones del IDAE.
- Reglamento de Calificación Ambiental.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- R.D. 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Y R.D. 486/1997 de 14 de abril de 1997 sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat, por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- Según el vigente Plan General de Ordenación Urbana, y Ordenanzas.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Normas particulares de la empresa suministradora.
- Cualquier otra Normativa o Reglamentación aplicables a este tipo de instalaciones.

1.6 ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

SITUACIÓN: C/ Oliva, 10, 46710 Daimús, Valencia

POTENCIA PREVISTA: 100 kWp

CAMPO FOTOVOLTAICO: Compuesto por 250 módulos marca CanadianSolar, modelo CS3W-400P de 400 Wp. Con una ocupación aproximada de 600 m².

INVERSOR DE RED: un inversor trifásico, marca HUAWEI, modelo SUN2000-100KTL-M1, de 100 kW de potencia nominal.

ESTRUCTURA MECÁNICA SE SUJECIÓN DE PANELES: Constituida por perfiles de aluminocoplanares a la cubierta existente, y fijados a la estructura de ésta.

PUNTO DE CONEXIÓN: Cuadro de baja tensión a la salida del transformador de la compañía.

MÉTODO DE NO VERTIDO A RED: Mediante un dispositivo de monitorización, (LACECAL gestor de autoconsumo e inyección cero ITR2.0), con certificado de la empresa proveedora.

1.7 EMPLAZAMIENTO

La instalación propuesta se llevará a cabo en la cubierta de la nave situada en el municipio de Daimús, en la provincia de Valencia (España). Coordenadas:

- Latitud: 38.9683089 N.
- Longitud: -0.1556544 O.
- REFERENCIA CATASTRAL: 6470201YJ4167S00000D

1.8 ELEMENTOS PRINCIPALES QUE CONFIGURAN LA INSTALACIÓN

Este punto de la memoria describe de manera detallada el conjunto de equipos que conforman la instalación. Se exponen las características relevantes de los elementos que actuarán en la conversión de energía solar fotovoltaica en energía eléctrica. Dichos componentes son los siguientes:

- Tipos de módulos que componen el sistema fotovoltaico.
- Sistema de fijación a cubierta.
- Caja de series.
- Inversor de conversión de continua a alterna
- Instalación eléctrica
- Sistema de monitorización para desconexión en caso de vertido a red.

1.8.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La instalación fotovoltaica contará con 250 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino. La potencia mínima de cada uno será de 400 Wp, lo que nos lleva a una potencia total de 100 KWp. El panel seleccionado es de la marca CanadianSolar, modelo CS3W-400P. Está fabricado con silicio policristalino, tedlar, cristal templado resistente a los agentes meteorológicos y un bastidor de aluminio anodizado. Todos los componentes han sido optimizados para maximizar la fiabilidad, el rendimiento y el manejo en el montaje.

Tabla 1. Características físicas de los módulos.

Altura	2108 mm
Ancho	1048 mm
Espesor	40 mm
Peso	24,9 kg

Tabla 2. Características eléctricas de los módulos.

Corriente cortocircuito (I_{sc})	10,9 A
Tensión circuito abierto (V_{oc})	47,2 V
Corriente máxima potencia (I_{mpp})	10,34 A
Tensión máxima potencia (V_{mpp})	38,7 V

Cada módulo está formado por un cristal de alto nivel de transmitividad. Las células se encuentran cubiertas por encapsulantes de etil-vinilo-acetato modificado. La lamina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, adhesión, aislamiento eléctrico o aislamiento contra efectos climatológicos. Y el marco está fabricado con aluminio.

1.8.1.1 CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO

La conexión de los módulos se llevará a cabo del siguiente modo: se conectarán 12 series de 18 módulos y dos series de 17 módulos, utilizando el método del salto de rana con el que se ahorra tirada de cable. Sus características eléctricas se definen a continuación calculadas con el R.E.B.T.

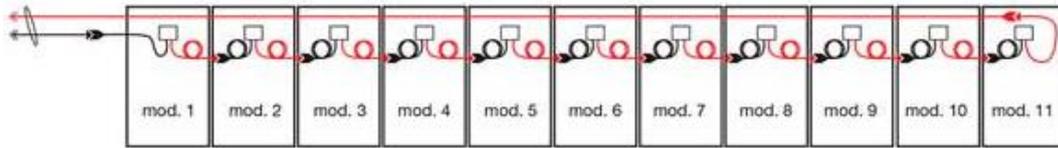


Fig.1 Conexión estándar de módulos solares en cadena (daisy chain)

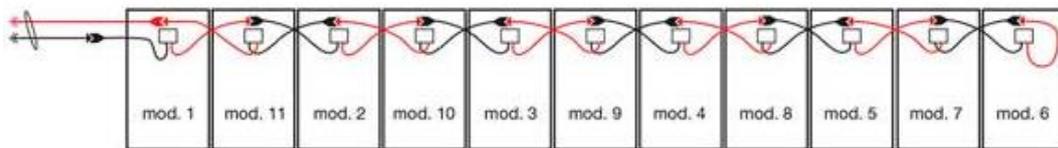


Fig.2 Conexión de módulos solares con técnica de salto de rana (leapfrog wiring)

En lo que se refiere a la disposición de los módulos se efectuará en dos campos, ambos coplanares a cubierta. En el primero de éstos se colocará estructura capaz de soportar 100 paneles, ordenados en dos filas de 50 paneles cada una, quedando una potencia de campo de 40 KWp. El segundo, estará integrado por 150 paneles ordenados en tres filas de 50, dando lugar a una potencia de campo de 60 KWp.

Tabla 3. Series campo solar.

HUAWEI						
	Tipo de Serie	Número de paneles por serie	Voc 0°C (V)	Vmpp 60°C (V)	Isc 25 °C (A)	Imp 25° C (A)
INVERSOR - 100 kW	A,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	A,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	G,1	17	876,62	572,70	10,9	10,34
	G,2	17	876,62	572,70	10,9	10,34
	TOTAL	250				

Los valores obtenidos son inferiores a la tensión máxima permitida por el fabricante de 1100 V en corriente continua, y en el apartado del inversor se comprueba que la tensión máxima en circuito abierto y la tensión de máxima potencia están dentro del intervalo de tensiones soportadas (200 V – 1000 V).

Los paneles fotovoltaicos se cablearán con cable RV-K de doble envolvente y para uso en exterior. Para el cálculo de la sección a utilizar se empleará el criterio de caída de tensión inferior al 1% referenciada a la tensión de trabajo en MPP a 50°C de célula. Los conductores de los circuitos de continua se tenderán desde la estructura de soporte de los módulos hasta la ubicación del inversor, agrupados en cubierta por bandeja galvanizada en caliente, o bien bajo tubo, y en el interior se llevarán por bandeja o canal de PVC.

1.8.2 SISTEMA DE ANCLAJE A CUBIERTA

Las estructuras para paneles solares son un elemento importante dentro de las instalaciones solares, ya que realizan una doble función: la correcta sujeción de los módulos y darles una orientación e inclinación. Otro aspecto importante es el tipo de cubierta en el que se realizará la instalación de dicha estructura.

Los paneles solares irán montados sobre una estructura soporte que estará constituida por perfiles de aluminio anodizado, diseñada para instalarse sobre cubierta metálica con cierta inclinación (10°). La inclinación de la estructura fotovoltaica y la cubierta será la misma (estructura coplanar).

La estructura coplanar es ideal para cubiertas inclinadas, se adapta a la cubierta manteniendo su inclinación y son sencillas y prácticas de instalar, reduciendo el impacto visual una vez instaladas.

El aluminio es un material adecuado para la fabricación de soportes de paneles solares ya que se trata de un metal liviano a causa de su densidad pero que a igual solitud de carga presenta unos pesos propios de hasta un 80% más bajos que sus análogos en acero. Por otra parte, es totalmente apto para emplazamientos ubicados al aire libre debido a que soporta bien la corrosión gracias al óxido que se produce naturalmente en este material, óxido de aluminio, que forma una película protectora entre el aluminio y el ambiente. Además, este material presenta una larga vida útil y el mantenimiento de éste para su adecuada conservación es ínfimo gracias a sus propiedades fisicoquímicas. El aluminio es muy estable frente a diversos factores adversos que puedan deteriorarlo, como temperaturas extremas, lluvias, radiaciones, partículas del aire.

Los 250 paneles, se distribuirán en dos grupos estructurales, siguiendo la inclinación de la cubierta.

El anclaje de la estructura a la cubierta se realizará mediante tornillo de acero inoxidable. Se perforará en los puntos donde están las correas metálicas o vigas que soportan el peso de la cubierta existente. La estanqueidad para evitar posibles filtraciones de agua se asegurará mediante uso de sistemas de sellado aprobados.

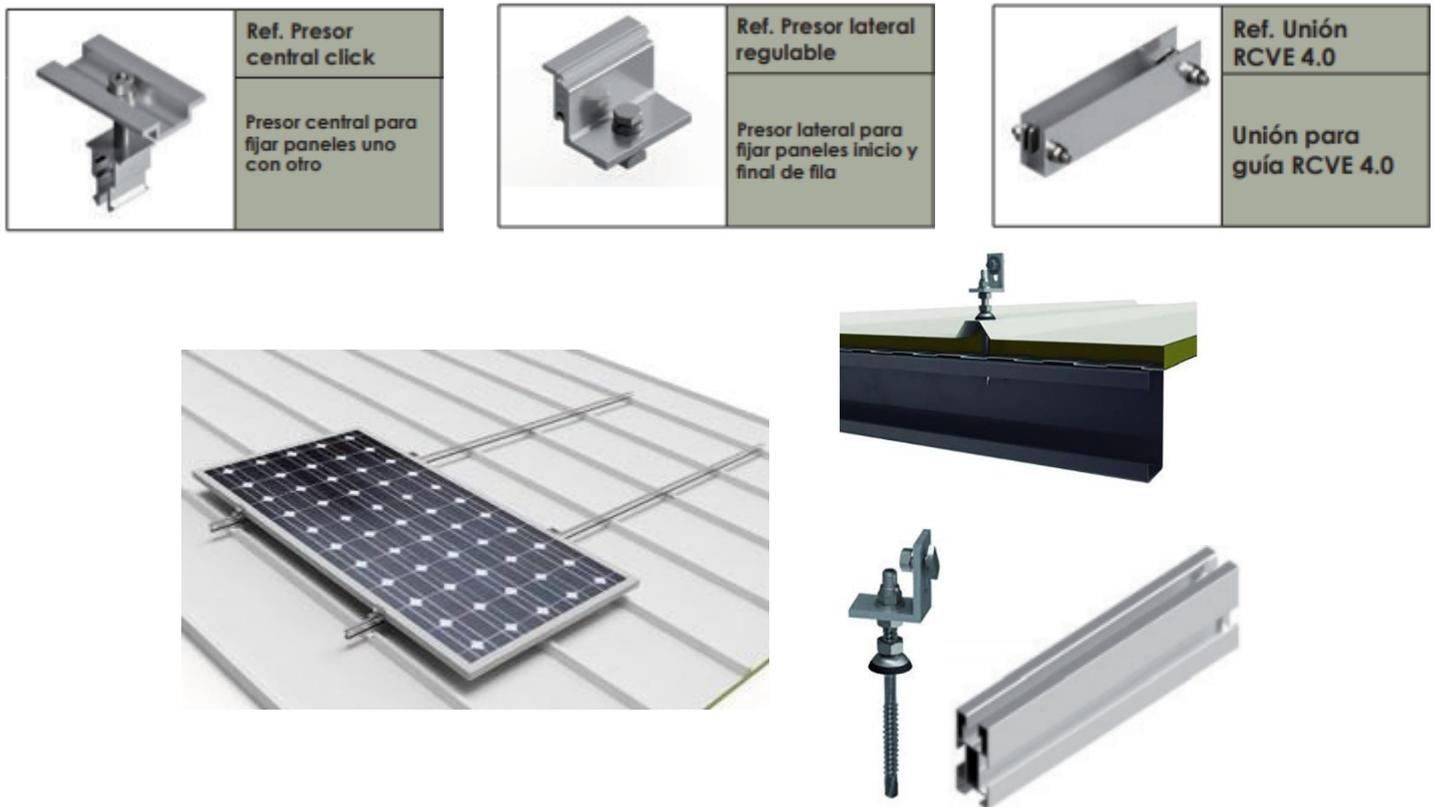


Figura 1. Detalle de anclaje del perfil a cubierta.

1.8.3 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y ANTIVERTIDO

Se ha seleccionado el gestor de autoconsumo y de “inyección 0” del fabricante LACECAL.

El sistema ITR 2.0 es un sistema de control y monitorización, programable y flexible, que permite regular la producción fotovoltaica al valor elegido por el usuario. En los casos de autoconsumo, esta producción será regulada para aproximarse al consumo instantáneo, pero sin sobrepasarlo, de forma que la energía vertida a la red es nula.

Este sistema ofrece un valor añadido a la instalación, ya que realiza tareas de monitorización de los consumos, control de la calidad de la energía, y además podrá permitir al usuario controlar determinadas cargas de la instalación en función de la producción, proporcionando capacidades de telegestión. Estas cargas podrán ser ajustables en consumo.

El ITR 2.0 monitoriza las potencias en el punto de conexión entre la red eléctrica, los consumos de las cargas de la instalación y la generación fotovoltaica, regulando, mediante comunicación, la máxima potencia que pueden generar los inversores en cada instante para que nunca se vierta energía a la red.

1.8.4 INVERSOR DE CONEXIÓN A RED

El inversor es un convertidor, encargado de transformar la energía de corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna. Éstos se pueden clasificar como: inversores aislados e inversores conectados a la red.

Los inversores pueden catalogarse de distintas formas. Según el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. De acuerdo con la configuración del sistema, se suelen distinguir entre: inversores centrales, inversores en cadena (string) e inversores modulares. Con respecto al número de etapas, se encuentran inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas.

Tabla 4. Detalles de inversores.

Conexión	Monofásica (<5 kW) / Trifásica (>5kW)
Red	Tensión y frecuencia de la red de distribución
Ubicación	Interior / exterior
Tipo	String / central
Ventilación	Natural / Forzada
Aislamiento	Sin transformador / Transformador de aislamiento galvánico, HF o LF
Seccionado CC	Integrado / No disponible
Protecciones	Polarización inversa / Sobrecarga / Cortocircuito / Sobretensión / Vigilante de aislamiento
Comunicaciones	Mod Bus / Ethernet / Bluetooth / LAN / WLAN

1.8.4.1 PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR:

En los inversores se dispone de los siguientes parámetros de entrada (en CC):

- Tensión máxima de entrada ($V_{cc,m\acute{a}x}$): Máxima tensión de entrada permitida en el inversor.
- Tensión mínima de entrada ($V_{cc,m\acute{i}n}$): Tensión mínima a la cual el inversor es capaz de verter energía a la red.
- Tensión de entrada de arranque ($V_{cc,arr}$): Tensión de entrada a la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
- Tensión nominal de entrada ($V_{cc,n}$): tensión de entrada especificada por el fabricante, a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
- Tensión máxima del MPP ($V_{pmp,m\acute{a}x}$): tensión máxima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- Tensión mínima del MPP ($V_{pmp,m\acute{i}n}$): tensión mínima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.

- Corriente máxima de entrada: máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor.
- Si el inversor tiene múltiples MPPT (seguimientos del punto de máxima potencia), $I_{cc_{m\acute{a}x}}$ se relaciona con cada una de las entradas individuales.

Los inversores de conexión a red son aquellos que permiten transformar la electricidad proveniente de uno o más paneles solares en electricidad a 230V apta para el consumo o para verter a la red eléctrica y obtener rentabilidad económica. Dichos inversores deben estar sincronizados con la red eléctrica a la cual se inyecte la electricidad, y de la que se pueda abastecer.

Estas instalaciones se denominan "Autoconsumo" o de "Autoconsumo Directo". Para instalaciones únicamente dedicadas a la venta de energía a una compañía eléctrica o al estado, se denomina sistemas de conexión a red o "Huertos solares conectados a Red".

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas permiten no tener baterías, lo que hace que el precio de la instalación se reduzca en gran cantidad, y así tener unos plazos de amortización menores que una misma instalación que requiera de baterías.

1.8.4.2 CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL INVERSOR:

Actualmente hay gran variedad de tipos de inversores y también muchos criterios en los que fijarse a la hora de seleccionar el inversor más conveniente para la instalación.

A continuación, se explica cada uno de los criterios aplicados para la elección.

Como primer criterio de selección se valora la eficiencia. El porcentaje de eficiencia de un inversor te informa de la capacidad que tiene el dispositivo de convertir la electricidad generada por los paneles solares en corriente útil para su uso. Esto quiere decir que, si el inversor posee un 97% de eficiencia, al realizar la conversión de la electricidad solo se perderá un 3% de ésta. Hoy por hoy, las diferencias en eficiencia entre inversores modernos de marcas distinguidas son mínimas, pero aun así no conviene pasar por alto este criterio.

El segundo aspecto que condiciona la selección es el Seguidor de Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracking).

La producción de energía de una serie (string) de módulos fotovoltaicos está condicionada por distintas cuestiones tales que, la intensidad de luz solar recibida, la temperatura de los paneles y la inclinación y orientación. Dicho esto, el MPPT es el dispositivo que asegura que las series estén funcionando siempre a su máxima eficiencia posible. Todos los inversores poseen MPPT pero algunos contienen más de uno. Dependiendo de cómo se distribuya la instalación de autoconsumo será necesario uno o más MPPT. En el momento que las series de la instalación estén bajo distintos

parámetros (mencionados anteriormente), sus puntos de máxima potencia serán diferentes. En consecuencia, para conseguir la máxima eficiencia de todas las series, hará falta un MPPT distinto para cada una. Solo de esta manera la instalación completa funcionará al máximo rendimiento.

Por último, no menos importante, la garantía es otro de los criterios a tener en cuenta. Lo habitual es que un inversor tenga una vida útil de como mínimo 10 o 12 años ya sea para una instalación industrial o para una pequeña instalación. No obstante, la gran mayoría de fabricantes suelen ofrecer garantías de entre 5 y 12 años con posibilidad de ampliación. Así como es importante fijarse en la duración de la garantía también hay que poner atención en la solidez y la trayectoria de los proveedores, ya que lo difícil es ofrecer la seguridad de que dichos fabricantes sigan ahí pasados los años para responder por si hubiese algún tipo de problema con el material instalado. En los últimos años han entrado en el mercado de la fotovoltaica un gran número de fabricantes, pero también muchos han desaparecido al poco tiempo, llevándose con ellos sus garantías.



Figura 2. Inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M1.

1.8.4.3. ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA.

Como se ha indicado anteriormente se ha seleccionado un modelo de inversor de conexión a red de la marca HUAWEI SUN2000 100KTL – M1, de 100kWn de potencia nominal. A continuación, se detallan características técnicas del inversor:

Tabla 5. Características del inversor.

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%

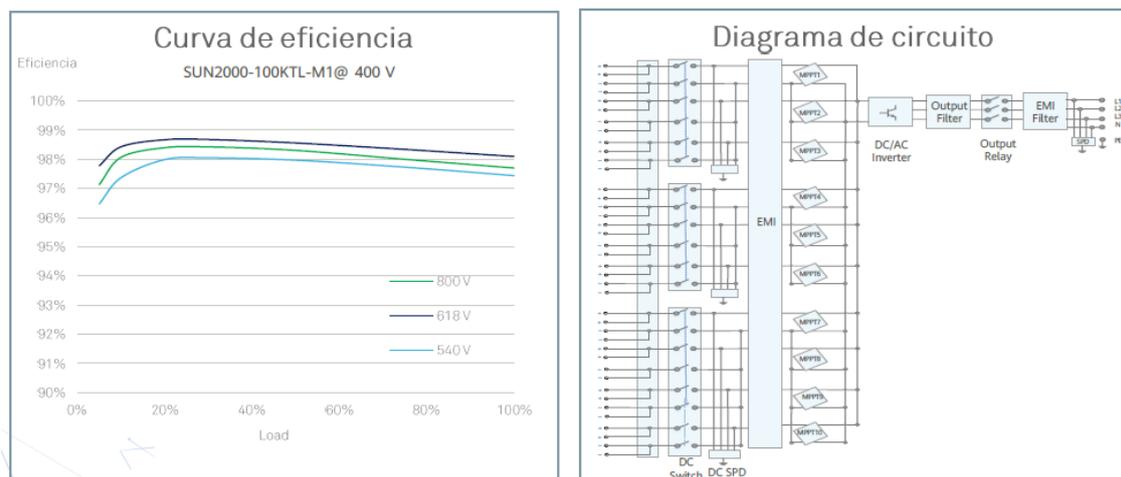


Figura 3. Curva de eficiencia y diagrama de circuito del inversor.

1.8.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN ELECTRICA

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa aplicable.

Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Además, deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1% en la parte de CC, así como un 1,5% en la parte de CA, según se establece en el R.E.B.T.

Debiendo cumplir con lo especificado en las normativas establecidas en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre de 2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y del Real Decreto 244/2019 de 6 de abril que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Así como lo dispuesto en el R.E.B.T. ITC-B.T. 40.

Como principio general se ha de asegurar, un grado de aislamiento eléctrico de tipo Clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

Por consiguiente, quedan incorporadas todas las seguridades eléctricas prescritas tanto por R.E.B.T., aplicable en el presente caso, como por el Real Decreto específico antes mencionado.

1.8.5.1. CIRCUITO DE CONTINUA.

En la presente aplicación los módulos se conectan siguiendo el siguiente esquema, tramos desde las 14 series de módulos hasta la ubicación del inversor.

Todas las conexiones en series se realizarán mediante conectores de exterior, que vienen de fábrica del tipo MC4, o mediante fichas posteriormente aisladas.



Figura 4. Conectores MC4 macho/hembra

Con dicha configuración los datos de salida de Isc y Voc de cada una de las series para el inversor serán:

Tabla 3. Series del campo solar.

HUAWEI						
	Tipo de Serie	Número de paneles por serie	Voc 0° C (V)	Vmpp 60° C (V)	Isc 25° C (A)	Impp 25° C (A)
INVERSOR - 100 KW	A,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	A,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	G,1	17	876,62	572,70	10,9	10,34
	G,2	17	876,62	572,70	10,9	10,34
	TOTAL	250				

El inversor estará situado en la zona habilitada para ello. Cada serie se conectará a cada una de las respectivas entradas del inversor multi-string mediante cable de 6 mm². Este inversor cuenta con las protecciones pertinentes contra cortocircuitos y sobrecargas.

Toda la parte de continua está realizada con elementos de protección tipo Clase II.

1.8.5.2. CIRCUITO DE ALTERNA.

La salida de la corriente ondulada y preparada para su conexión tanto a los consumos como al resto de la instalación de inversores-cargadores se realiza mediante cableado de RZ1-K (AS) 1x70 mm² + TT, hasta el cuadro de protecciones del lado de alterna.

Para trifásica, en el cuadro se protegen las líneas con un magnetotérmico regulable de caja moldeada 400V 4P 160 A, con poder de corte para el magnetotérmico de 25kA. Y con disparo diferencial de 30 mA, en su salida hacia el cuadro de conexión.

La salida del cuadro, hasta la medida antes de la conexión en el cuadro de baja tensión del transformador, se realiza con un tipo de cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, de sección 1x70mm² + TT, colocado tanto en bandeja y canal de obra, según tramos.

Por tanto, la conexión se realiza en el cuadro de baja tensión de salida del transformador existente.

Tabla 5. Detalles de conexión al cuadro de baja tensión.

Tipo de suministro a la red interna	BAJA TENSIÓN
Longitud de la línea	10 m
Factor de potencia salida del inversor	1
Potencia de salida	100 kW
Caída de tensión admisible	1,5%
Conductor	Cobre
Designación	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV
Composición	4x(1x70mm ²)
Canalización	Bandeja y canaleta

1.8.5.3. LINEA DE CONEXIÓN A TIERRA.

Las puestas a tierra se establecen con el objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La Instrucción ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, establece las características que han de cumplir las instalaciones de puesta a tierra. Por ello, en la instalación se tomarán las siguientes medidas:

Las líneas principales de tierra estarán constituidas por conductores de cobre, y con una sección mínima de 35 mm².

Los conductores de la instalación deberán ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta a los conductores neutros y protección mediante su color adecuado. La sección del conductor de protección o tierra de las tomas de corriente será las indicadas en la tabla de la mencionada instrucción.

Tabla 6. Sección de conductores toma de tierra

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

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

Las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como de alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

La estructura y los módulos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Los paneles dispondrán de un taladro para la conexión del conductor de tierra, este taladro no está galvanizado, ofreciendo así una mejor conexión eléctrica. A esta tierra también se conectarán las masas metálicas de alterna (fundamentalmente el inversor).

La configuración eléctrica de la instalación será flotante, de tal manera que se garantice la protección contra contactos indirectos, mediante cableado, cajas y conexiones de clase II así como con el vigilante de aislamiento CC que incorpora el inversor.

Todas las partes metálicas de la instalación deberán estar unidas de forma equipotencial, para ello se unirán todos los conductores tanto de las estructuras, como de los marcos hasta la toma de tierra.

Se comprobará la resistencia de la red de tierra resultante en la instalación, de forma que no supere desde el borne de puesta a tierra el valor de los requisitos generales expuestos en la ITC-BT-24.

1.8.5.4. PROTECCIONES.

Cuadro de protecciones a la salida de la instalación:

INTERRUPTORES GENERALES

- Tensión nominal, V_n : 400 (V)
- Corriente nominal, I_n : 160 (A)
- Poder de corte: 25 (kA)

INTERRUPTOR DIFERENCIAL AUTOMÁTICO

- Tensión nominal, V_n : 400 (V)
- Corriente nominal, I_n : 160 (A)
- Sensibilidad: 30 (mA)

1.9 CÁLCULO ENERGÉTICO.

Como se ha indicado anteriormente, la instalación solar fotovoltaica estará ubicada sobre la cubierta de la nave. La producción estará determinada por la inclinación y orientación de los paneles. Esta disposición establecerá la estimación de la energía entregada a la red interior. También influirán en ésta diversos factores como la radiación solar, potencia instalada, condiciones climáticas, potencia nominal del inversor, posibles sombras, rendimiento interno, las pérdidas de producción y elementos externos al sistema como las condiciones del consumo eléctrico sobre las que se vierte la producción.

Dichos datos de consumo que tienen lugar en la red interior de la nave son los siguientes, diferenciados por mes y por periodo. Extraídos de las bases de datos de Iberoelectra y Unielectrica.

Tabla 7. Consumos de cálculo

CONSUMOS DE CÁLCULO						
FECHA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
24/12/2019	6575	32053	3499	0	559	1337
25/11/2019	8562	40740	7069	980	2081	5901
24/10/2019	0	18397	2613	20700	499	1333
25/09/2019	0	17361	3354	22282	545	1506
22/08/2019	0	4299	2193	5861	425	1231
23/07/2019	0	11217	5706	18412	538	1619
21/06/2019	0	27604	8630	31376	1193	3617
27/05/2019	0	26188	7824	28296	1556	4492
24/04/2019	2825	24964	5105	16587	713	1999
25/03/2019	4484	25885	2537	0	738	1819
22/02/2019	8246	39018	5910	0	1039	2937
24/01/2019	6329	29384	4958	0	872	2240

Es a partir de éstos con los que se establece la potencia necesaria a instalar. Para ello se realiza una comparación entre los consumos, que se demandan para llevar a cabo la actividad en la nave, y la producción energética estimada obtenida en la base de datos PVGIS. Lo que se pretende es obtener un equilibrio entre consumo y producción de manera que en la medida de lo posible toda la demanda energética en horas solares pueda ser proporcionada por la instalación fotovoltaica.

La temperatura es otro parámetro que influye en la producción ya que el rendimiento de la célula solar decrece con el aumento de ésta. La variación es del orden de una disminución de 0,37 % de la tensión por cada grado centígrado para el módulo seleccionado.

Para calcular la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, se debe tener en cuenta las siguientes pérdidas, cuyo valor habrá que descontar de las

tablas de irradiancia y que se denominan “Rendimiento energético de la instalación” o “performance ratio” (PR):

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura: 10%
- Eficiencia del cableado: 2%
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad: 6%
- Pérdidas en el seguimiento del punto de máxima potencia: 1%
- Eficiencia energética del inversor: 3%
- Otros: 6%

De todo esto se establece un PR global de la instalación en torno al 71,9 %.

Para los paneles solares de silicio cristalino empleamos la base de datos que nos proporciona la aplicación PVGIS.

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.968, -0.155
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-CMSAF
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	100
Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	10
Ángulo de azimut [°]:	146
Producción anual FV [kWh]:	121993.83
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1599.4
Variación interanual [kWh]:	3354.95
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-4.3
Efectos espectrales [%]:	0.48
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.77
Pérdidas totales [%]:	-23.73

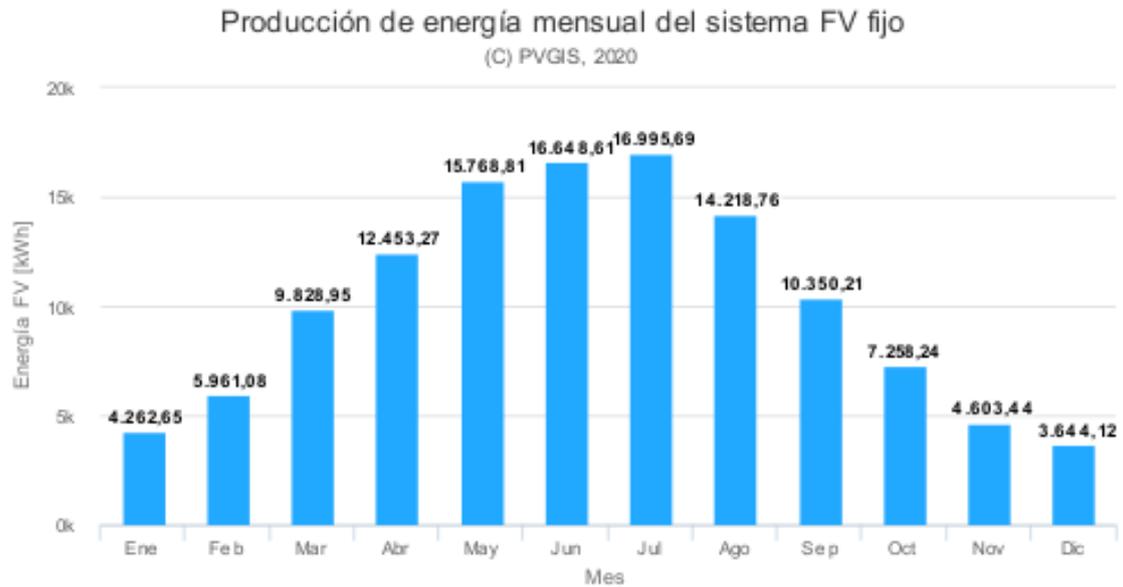


Figura 5. Gráfico de producción energética

2. PLIEGO DE CONDICIONES

2.1. OBJETO

El presente pliego de condiciones señala los requisitos que deben reunir los materiales a utilizar en las instalaciones eléctricas anteriormente indicadas, así como las pautas por las que han de regirse el contratista-instalador autorizado, o en su caso, quien corresponda para la ejecución correcta y terminación de las instalaciones.

Debe fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas, que por sus características estén comprendidas en este pliego para asegurar su calidad.

El ámbito de aplicación de este pliego de condiciones técnicas abarca tanto los sistemas mecánicos como los eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación. En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar soluciones diferentes a las exigidas en este pliego de condiciones, siempre que quede justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2.2. CONDICIONES GENERALES

El contratista está obligado al cumplimiento de la reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del seguro obligatorio, subsidio familiar y de vejez, seguro de enfermedad y todas las reglamentaciones de carácter social vigentes. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de obras. Condiciones Generales”.

Todo el material para utilizar en la instalación será de primera calidad y reunirá las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como el Código Técnico de la Edificación.

Las cláusulas referidas a la calidad de materiales, normas de instalación, seguridad en el trabajo, y en general todas las de índole, son inalterables.

Se entregará al contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra. En un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados. El contratista no realizará alteraciones, correcciones, adiciones o variaciones en los datos fijados en el proyecto, salvo aprobación previa por escrito del director de obra.

El contratista deberá informar al director de obra de todos los planes de organización técnica de la obra, así como de la procedencia de los materiales. Además de proporcionar toda clase de facilidades para los replanteos, mediciones y pruebas de los materiales. Así como la mano de obra para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas.

Las obras del proyecto, aparte de cumplir lo prescrito en el presente pliego de condiciones, se regirán por lo especificado en todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas y en particular a las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Pliego de Condiciones Generales para la Construcción de Obras Públicas aprobado por el Decreto 3854/70, de 31 de diciembre.
- Norma UNE-EN 62108:2019 Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 1627/1997 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

2.3. DEFINICIONES

2.3.1 Radiación solar

2.3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

2.3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

2.3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

2.3.2 Instalación

2.3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

2.3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

2.3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

2.3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

2.3.2.5 Interruptor general

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

2.3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

2.3.2.7 Rama fotovoltaica

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

2.3.2.8 Inversor

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

2.3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

2.3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante).

2.3.3 Módulos

2.3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

2.3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

2.3.3.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

2.3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares.

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

2.3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

2.3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

2.4. DISEÑO

2.4.1 Diseño del generador fotovoltaico

2.4.1.1 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

2.4.1.2 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

2.4.2 Diseño del sistema de monitorización

2.4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.

2.4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias.

2.4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

2.5 COMPONENTES Y MATERIALES

2.5.1 Generalidades

2.5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

2.5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

2.5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

2.5.1.4 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

2.5.1.5 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

2.5.1.6 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

2.5.1.7 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

2.5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

2.5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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

2.5.2.3 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

2.5.2.4 Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

2.5.2.5 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

2.5.2.6 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.

2.5.2.7 Alta eficiencia de las células.

2.5.2.8 La estructura del generador se conectará a tierra.

2.5.2.9 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.

2.5.2.10 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

2.5.3 Estructura soporte

2.5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

2.5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

2.5.3.3 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.

2.5.3.4 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 se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

2.5.3.5 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.

2.5.3.6 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.

2.5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

2.5.3.8 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

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

2.5.4 Inversor

2.5.4.1 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.

2.5.4.2 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.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.

- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.5.4.3 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.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

2.5.4.6 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

2.5.4.7 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.5.4.8 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

2.5.4.9 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

2.5.4.10 El inversor tendrá un grado de protección mínima de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

2.5.4.12 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

2.5.5Cableado

2.5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

2.5.5.2 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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

2.5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

2.5.5.4 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.

2.5.5.5 Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, según se indica en la memoria, planos y mediciones.

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

2.5.5.7 Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación se identificará éste por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

2.5.5.8 Los conductores eléctricos serán de cobre electrolítico en su 99 % como mínimo, libres de todo defecto mecánico, de calidad y resistencia mecánica adecuada y uniforme. La conductividad del cobre utilizado no será inferior al 99 % del patrón internacional cuya resistencia óhmica es de 1/58 ohmios por metro de longitud y mm² de sección a 20 grados centígrados.

2.5.5.9 Las corrientes de fuga no serán superiores, para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que ésta pueda dividirse, a la sensibilidad que presenten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.

2.5.5.10 La distribución del cableado deberá permitir un fácil acceso a todas las partes de este sistema a que pertenece.

2.5.5.11 Las canalizaciones que transcurran por el interior de los seguidores se realizarán mediante tubo rígido de PVC, o bien tubo flexible de poliamida de sección

variable en función del número de cables a alojar. Las derivaciones y conexiones de las líneas se realizarán en cajas estancas de registro.

2.5.5.12 Las conexiones se realizarán de forma segura, con terminales, indicando el número identificador según esquemas.

2.5.6 Cajas de empalme

2.5.6.1 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. Deberán ser de Clase II. 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.

2.5.6.2 Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuerca 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.

2.5.6.3 Los conductos y cajas se sujetarán por medio de clavos Split sobre metal. Los pernos defijador 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.

2.5.7 Conexión a red

2.5.7.1 Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

2.5.8 Medidas

2.5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2.5.9 Protecciones

2.5.9.1 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

2.5.9.2 FUSIBLES:

- Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente.
- 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.

2.5.9.3 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS:

- A la salida de los inversores, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobreintensidades de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.
- 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 manual y eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo.
- Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales 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.

2.5.9.4 INTERRUPTORES DIFERENCIALES:

En la parte de alterna, 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. 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.
- 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.

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.

Se cumplirá la siguiente condición: $R_a \times I_a \times U$, donde:

- R_a es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es 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 es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

2.5.10 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

2.5.10.1 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

2.5.10.2 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

2.5.10.3 En concreto la instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. En concreto:

- La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.
- Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.
- Las masas de la instalación fotovoltaica, así como de las otras masas del lugar, estarán conectadas de forma independiente de los conductores correspondientes a la puesta a tierra del pararrayo o pararrayos del lugar si los hubiera.

2.5.11 Armónicos y compatibilidad electromagnética

2.5.11.1 Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, (artículo 16).

2.5.12 Medidas de seguridad

2.5.12.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

2.6 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

2.6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

2.6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

2.6.3 Las pruebas a realizar por el instalador:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

2.6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62446-1:2017: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

2.6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

2.6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

2.6.7 el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

2.7 CONTRATO DE MANTENIMIENTO

2.7.1 Generalidades

2.7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

2.7.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de estacon las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

2.7.2 Programa de mantenimiento

2.7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

2.7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

2.7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

2.7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

2.7.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

2.7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

2.7.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

2.7.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

2.7.3 Garantías

2.7.3.1 Ámbito general de la garantía:

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

2.7.3.2 Plazos:

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 2 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

2.7.3.3 Condiciones económicas:

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Se incluye la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

2.7.3.4 Anulación de la garantía:

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto anterior.

2.7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará lo antes posible al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

3. PRESUPUESTO

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
1.1 - Instalación solar fotovoltaica						
1.1.1	Uds	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, marca CanadianSolar, modelo CS3W-400P de 400 Wp, potencia máxima (Wp) 400 W.	Total uds...:	250,000	84,00	21.000,00
1.1.2	Ud	Inversor trifásico para conexión a red, marca Huawei, modelo SUN2000-100KTL-M1, potencia nominal de salida 100000 W, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, 50 Hz, 400 V.	Total uds...:	1,000	9605,00	9605,00
1.1.3	Ud	Estructura de aluminio anidizado sobre cubierta de nave industrial para sujeción de módulos solares fotovoltaicos, compuesta por ganchos de sujeción a cubierta para base y barras de aluminio tipo carril. Piezas omega para separación entre paneles y piezas finales para estos. Incluye tornillería necesaria.	Total uds...:	250,000	32,00	8000,00
1.1.4	Ud	Conector MC4 para cable solar de 6 mm2. Macho y hembra.	Total uds...:	28,000	3,69	103,32
1.1.5	Ud	Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.	Total uds...:	1,000	132,45	132,45
1.1.6	Ud	Cuadro eléctrico de protección para corriente alterna para 100 kWn, equipada con bornes de conexión, caja de protección, Interruptor general automático y diferencial General toroidal.	Total uds...:	1,000	160,75	160,75
1.1.7	M	Cable para transmisión de datos, señales analógicas y digitales en plantas industriales e instrumentos de medida y control en zonas con ruidos eléctricos, Datax "PRYSMIAN", tipo LiYCY, tensión nominal 250 V, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 3x0,50 mm ² de sección, aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), apantallado con trenza de cobre estañado (cobertura superior al 65%), cubierta de policloruro de vinilo (PVC).	Total uds...:	35,000	0,95	33,25
1.1.8	M	Cable eléctrico unipolar, P-Sun 2.0 "PRYSMIAN", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas, garantizado por 30 años, tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, con conductor de cobre recocido, flexible (clase 5), de 1x6 mm ² de sección, aislamiento de elastómero reticulado, de tipo EI6, cubierta de elastómero reticulado, de tipo EMS, aislamiento clase II, de color negro.	Total uds...:	600,000	0,86	516,00
1.1.9	M	Cable eléctrico multiconductor, Retenax Flex "PRYSMIAN", de 4x70 mm ² de sección, de fácil pelado y alta flexibilidad, tipo RV-K, tensión nominal 0,6/1 kV, con conductores de cobre recocido, flexible (clase 5), de 4x6 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de tipo DIX3, cubierta de policloruro de vinilo (PVC), de tipo DMV-18, de color negro.	Total uds...:	60,000	3,15	189,00
1.1.10	Ud	Controlador y Gestor de energía para impedir vertido a la red.	Total uds...:	1,000	891,15	891,15
1.1.11	M	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de acero galvanizado, de 200x50 mm. Incluida tapa.	Total uds...:	60,000	5,95	357,00
1.1.12	M	Canalización fija en superficie de bandeja perforada de acero galvanizado, de 60x25 mm. Incluida tapa.	Total uds...:	45,000	2,09	94,05
1.1.13	M	Suministro e instalación de conductor de tierra formado por cable rígido de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección. Incluso p/p de uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.	Total uds...:	75,000	1,27	95,25
1.1.14		Seguridad y salud. Línea de vida	Total uds...:	1,000	500,00	500,00
1.1.15		Proyecto y legalización	Total uds...:	1,000	200,00	200,00

Total presupuesto MATERIAL: 41.877,22 €

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1 - Mano de obra, proyecto y legalización					
2.1.1	Ud	Mano de obra instalación (0,2 €/Wp)	Total uds....	1	20000,00
					20000,00
2.1.2	Ud	Proyecto y legalización (10%)	Total uds....	1	4167,72
					4167,72
Total presupuesto mano de obra, proyecto y legalización:					24.167,72 €
Precio final instalación sin IVA:					65.844,94 €
IVA:					13.827,44 €
Precio final instalación con IVA:					79.672,38 €

El presupuesto se ha realizado en base a los datos obtenidos del estudio de la instalación. De cada elemento que se incluye, se ha revisado sus características y se ha optado por el que posee una relación calidad/precio más económica, comparando dicho precio y características del elemento entre los distintos proveedores de las primeras marcas.

El coste del vatio pico de la instalación es de 0,79 €/Wp.

Establecidos unos precios por periodo estimados para la tarifa 3.1 A de la que dispone la fábrica, se puede realizar el cálculo de la amortización de la instalación. En este caso dichos precios son 0.10949, 0.100589, 0.075513 €/kWh y es a partir de estos de los que se saca el precio ponderado con el que realizaremos el cálculo del ahorro generado.

Tabla 8. Amortización de la instalación

	Coste (PRECIO PONDERADO)	Generación diaria	Días	Autoconsumo
Enero	0,097802778	235,5	31	714,01 €
Febrero	0,096029727	288,9	28	776,80 €
Marzo	0,097151417	378,675	31	1.140,45 €
Abril	0,095486923	459,675	30	1.316,79 €
Mayo	0,094060214	517,95	31	1.510,27 €
Junio	0,095088867	566,325	30	1.615,54 €
Julio	0,095088867	568,125	31	1.674,69 €
Agosto	0,095486923	516,225	31	1.528,07 €
septiembre	0,095486923	419,475	30	1.201,63 €
Octubre	0,096029727	320,775	31	954,92 €
Noviembre	0,0955738	243,225	30	697,38 €
Diciembre	0,097802778	213,225	31	646,47 €
AHORRO TOTAL ANUAL				13.777,04 €
AMORTIZACIÓN(AÑOS)		5,74		

4. ANEXOS

4.1 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

4.1.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Las caídas de tensión en los sistemas fotovoltaicos no están reguladas de forma específica por el REBT, que impone unos mínimos generales. De manera que la siguiente instalación tendrá en cuenta las recomendaciones a cerca de la caída de tensión de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético) como de ASIF (Asociación de Industriales Fotovoltaicos, ahora UNEF).

En la parte de continua:

c.d.t en %	c.d.t recomendada
REBT	No se indica
IDAE	1,5
ASIF	1

En la parte de alterna:

c.d.t en %	c.d.t recomendada
REBT	1,5
IDAE	2
ASIF	0,5

En este caso, en la medida de lo posible la instalación se atenderá al criterio más exigente (ASIF), y en ningún caso se sobrepasará lo indicado por el REBT.

A continuación, se comprueba la compatibilidad del inversor con los módulos.

Datos del inversor Huawei SUN2000-100KTL-M1:

- Rango MPP: 200 - 1000 V
- Tensión máxima: 1100 V
- Intensidad máxima: 160 A

Parámetros de trabajo de las series:

HUAWEI						
Tipo de Serie	Número de paneles por serie	Voc 0°C (V)	Vmpp 60°C (V)	Isc 25 °C (A)	Impp 25° C (A)	
INVERSOR - 100 kW	A,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	A,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	B,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	C,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	D,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	E,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	F,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
	G,1	17	876,62	572,70	10,9	10,34
	G,2	17	876,62	572,70	10,9	10,34
TOTAL	250					

La tensión normal de trabajo se encuentra dentro de los rangos MPP del inversor. La máxima tensión en la zona es inferior a la tensión máxima del inversor donde se conectan las series.

En la entrada de los equipos, se conectará cada polo a los seguidores MPPT. Al inversor irán conectadas las 14 series quedando el nivel de potencia a la entrada del inversor por debajo de lo permitido por el fabricante.

4.1.1.1 FÓRMULAS DE CÁLCULO

Las líneas de las instalaciones interiores o receptoras cumplirán las prescripciones indicadas en la ITC-BT-19.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible
- Criterio de la caída de tensión.
- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

En este caso, tal y como se ha indicado, el cálculo se basará en el Criterio de Caída de Tensión, verificando posteriormente que la línea calculada también cumple con los otros dos criterios.

Por ello se utilizará el cálculo de caídas de tensión mediante valores unitarios. Y tomando como criterio el más restrictivo, el de ASIF del 1 %.

Los cálculos se realizan en base a:

$$I = \left(\frac{P}{V \times \sqrt{3} \times \text{CosFi}} \right) = \text{Intensidad en circuito trifásico}$$

$$e = \left(\frac{I \times L \times \sqrt{3} \times \text{CosFi}}{k \times S} \right) = \text{Caída de tensión en circuito trifásico}$$

$$I_{cc} = \left(\frac{0,8V}{R} \right) = \text{Intensidad de cortocircuito}$$

$$R = \left(\frac{\alpha \times L}{S} \right) = \text{Resistencia del sistema en cortocircuito}$$

$$\sqrt{t} = K \times \frac{S}{I_{cc}} = \text{Tiempo máximo que soporta el conductor en cortocircuito}$$

Siendo:

P = Potencia en KVA

I = Intensidad en Amperios

Cos Fi = Factor de Potencia

S = Sección del Conductor

k = Conductividad de Conductor

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito

R = Resistencia del conductor

V = Tensión nominal de la instalación

α = Conductividad del material conductor

L = longitud del cable a considerar

K = Constante del cortocircuito

4.1.1.2 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL SISTEMA TRIFÁSICO TRAMO DE ALTERNA

Intensidad máxima demandada:

$$I = \left(\frac{P}{V \times \sqrt{3} \times \cos \phi} \right)$$

Máxima potencia que discurrirá por los conductores: 100 kW

$$I = \left(\frac{100.000}{400 \times \sqrt{3} \times 1} \right) = 144,34 \text{ A}$$

Según la ITC-BT-40, el conductor debe elegirse para una intensidad de operación mayorada en un 25%, por lo que:

$$I' = 1,25 \times 144,34 = 180,42 \text{ A}$$

Para esta instalación se ha elegido conductores de 70 mm² multiconductores, ya que para dicha sección del conductor la intensidad máxima admisible es superior a la de operación de la instalación.

$$180,42 \text{ A} < 224 \text{ A}$$

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x	2x	3x XLPE o EPR	2x	3x XLPE o EPR	2x	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
			PVC	PVC		PVC		PVC					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	20	24	-	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	28	33	-	
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	
	50		94	103	117	125	133	145	159	176	188	250	
	70				140	150	161	174	190	209	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	
	120				208	225	240	267	284	314	348	456	
150				236	260	278	310	338	363	404	525		
185				268	297	317	354	386	415	464	601		
240				315	350	374	419	455	490	552	711		
300				360	404	423	484	524	565	640	821		

Figura 6. Secciones de conductores

4.1.1.3 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL TRAMO DE CONTINUA

Tramo módulos-inversor: Cálculo de sección por caída de tensión.

La sección decableado se obtiene aplicando las fórmulas para la peor serie, que es la más alejada.

Siendo las series integradas por 18 módulos se obtienen los siguientes tramos en continua:

Tensión (V): Continua 606,39

Tramo 1: para obtener un 0,5% de c.d.t.

$$S = \left(\frac{2 \times 56,7 \times 10,9}{56 \times 0,01 \times 606,39} \right) = 3,63 \text{ mm}^2$$

SERIE	DISTANCIA (m)	V (60º)	I (25º)	Mat.	SECCIÓN
F,2	56,7	606,39	10,9	Cu	6 mm ²

Cálculo de sección por Intensidad Máxima Admisible:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR										
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR										
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		2 XLPE o EPR							
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾			3x PVC	2x PVC			3 XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
E		Cables unipolares al aire libre ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾				3x PVC			2 PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾					3x PVC				3x XLPE o EPR					
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC		3x XLPE o EPR				
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	14	21	24	-		
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	21	29	33	-		
			4	20	21	23	24	27	30	-	31	36	45	-		
			6	25	26	29	30	35	39	-	41	49	57	-		
			10	34	37	40	44	50	52	-	56	68	76	-		
			16	45	49	54	59	66	70	-	76	91	105	-		
			25	59	64	70	77	84	88	-	96	115	123	-		
			35	77	82	88	96	104	110	-	119	131	144	-		
			50	94	103	117	125	133	145	-	159	175	188	-		
			70			149	160	171	188	-	202	224	244	-		
			95			180	194	207	230	-	245	271	296	-		
			120			208	225	240	267	-	284	314	346	-		
			150			236	260	278	310	-	338	363	404	-		
			185			268	297	317	354	-	386	415	464	-		
			240			315	350	374	419	-	455	490	552	-		
300			380	404	423	484	-	524	565	640	-					

El valor de la intensidad para dicha sección de cable sería de 49 A, superior a la de cortocircuito de los módulos, por tanto cumpliría: 49 A > 10,9 A

4.1.1.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

La intensidad nominal del interruptor magnetotérmico es siempre mayor que la intensidad de operación del sistema y menor que la intensidad máxima admisible por el conductor.

Intensidad nominal del interruptor magnetotérmico = 160 A

Primera condición: $I_b < I_n < I_z$

$$144,34 \text{ A} < 160 \text{ A} < 224 \text{ A}$$

Segunda condición: $I_2 < 1,45 I_z$

$$- I_2 = 1,3 \times I_n = 1,3 \times 160 = 208 \text{ A}$$

$$- 1,45 \times I_z = 1,45 \times 224 = 324,8 \text{ A}$$

$$208 \text{ A} < 324,8 \text{ A}$$

4.1.1.5 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS

Siendo R la resistencia del conductor de fase en el punto considerado:

$$R = \left(\frac{\alpha \times L}{S} \right) = \left(\frac{0,0118 \times (2 \times 50)}{70} \right) = 0,01685 \Omega$$

La intensidad de cortocircuito entre fase-neutro que habrá en el sistema será la siguiente:

$$I_{cc}(fn) = \left(\frac{0,8 \times 230}{0,01685} \right) = 10.919 \text{ A}$$

Y entre fase-fase:

$$I_{cc}(ff) = \left(\frac{0,8 \times 400}{0,01685} \right) = 18.991 \text{ A}$$

Siempre el poder de corte del interruptor magnetotérmico (25 kA) es superior a las intensidades de cortocircuitos que se pudieran presentar en el sistema.

Y conforme a lo indicado en la siguiente tabla, el interruptor magnetotérmico que es de curva de disparo tipo C, frente a estas intensidades de cortocircuito, disparará antes de 0,1 s.

Curva de disparo y corriente asignada	Disparo térmico ®			Disparo electromagnético ®		
	Intensidad de prueba:		Tiempo de disparo	Intensidad de prueba:		Tiempo de disparo
	Intensidad de no disparo	Intensidad de disparo		Intensidad de no disparo	Intensidad de disparo	
B 6...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h	3 · I _n	5 · I _n	> 0.1 s
			< 1 h			< 0.1 s
C 0,5...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h	5 · I _n	10 · I _n	> 0.1 s
			< 1 h			< 0.1 s
D 0,5...63 A	1.13 · I _n	1.45 · I _n	> 1 h	10 · I _n	20 · I _n	> 0.1 s
			< 1 h			< 0.1 s

Figura 7. Curva de disparo del magnetotérmico

Se calcula a continuación el máximo tiempo que aguantaría el conductor si se ve expuesto al cortocircuito.

$$\sqrt{T} = K \times \frac{S}{I_{cc}}$$

Siendo K = 143, para la máxima temperatura soportada por el conductor

Table 43A – Values of k for conductors

Property/ condition	Type of conductor insulation							
	PVC Thermoplastic		PVC Thermoplastic 90 °C		EPR XLPE Thermosetting	Rubber 60 °C Thermosetting	Mineral PVC sheathed Bare unsheathed	
Conductor cross-sectional area mm ²	≤ 300	>300	≤ 300	>300				
Initial temperature °C	70		90		90	60	70	105
Final temperature °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Conductor material:								
Copper	115	103	100	86	143	141	115	135 -115 ³
Aluminium	76	68	66	57	94	93	-	-
Tin-soldered joints in copper conductors	115	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 9. Valores de la constante de cortocircuito (K).

Por tanto:

$$\sqrt{t} = 143 \times \frac{70}{18991} = 0,527 \text{ s}$$

$$t = 0,72 \text{ s}$$

El conductor aguantará 0,72 s expuesto al cortocircuito, dicho tiempo es mayor que el que tardaría el interruptor magnetotérmico en actuar (0,1 s), por lo que se concluye que el sistema está protegido frente a cortocircuitos.

4.1.1.6 CAÍDA DE TENSIÓN EN LOS CONDUCTORES ALERNA

$$e = \left(\frac{I \times L \times \sqrt{3} \times \text{CosFi}}{k \times S} \right)$$

Tramo Inversor-Cuadro de CA

$$e = \left(\frac{144,33 \times 40 \times \sqrt{3} \times 1}{56 \times 70} \right) = 2,55 \text{ V}$$

$$\frac{2,55}{400} \times 100 = 0,637 \%$$

Tramo Cuadro de CA-Punto de conexión interior

$$e = \left(\frac{144,33 \times 10 \times \sqrt{3} \times 1}{56 \times 70} \right) = 0,637 \text{ V}$$

$$\frac{0,637}{400} \times 100 = 0,159 \%$$

Caída de tensión total en los tramos de alterna = 0,796%

El sistema sufrirá un porcentaje de caída de tensión de 0,796 %, inferior a la permitida por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (1,5%).

4.1.1.7 SECCIONES DE LAS TOMAS DE TIERRA

La sección de los conductores de protección será igual a la fijada por la siguiente tabla, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

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

Por tanto, eligiendo una sección del cableado de tierra según corresponda con la tabla anterior para cada una de las secciones calculadas en los puntos anteriores, cumplirán con lo establecido según REBT.

4.1.2 CÁLCULO ESTRUCTURAL

El objeto de este documento es evaluar el conjunto de acciones que pueden afectar en la cubierta de la edificación industrial objeto del proyecto. Comprobar que dicha cubierta tenga la capacidad estructural necesaria para soportar las acciones generadas por la estructura instalada, siendo ésta diseñada bajo el cumplimiento de la normativa vigente que a esta corresponde.

El límite máximo en peso debe ser el indicado en el DB_SE-AE para cubiertas ligeras sobre correas (sin forjados), es decir, 40 Kg/m² de carga uniforme y 100 Kg de carga concentrada. Igualmente, para cubiertas ejecutadas antes de la entrada en vigor del Código Técnico, ese límite de peso máximo debería ser 100 kg/m² tal y como establece la norma NBE-AE-88 en vigor.

La tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106.

En el diseño de la estructura donde irán colocados los módulos fotovoltaicos se han considerado cargas del viento siendo despreciadas las cargas por nieve. Toda la estructura será realizada en aluminio ciñéndose a la norma UNE1090, y su capacidad estructural viene certificada por la empresa proveedora.

ACCIONES DE SOBRECARGA DE LOS MODULOS SOLARES SOBRE LA CUBIERTA

Calcularemos el peso de los paneles y la estructura que recae en un recinto de 1 m².

- Cada panel tiene un peso de 24,9 kg repartidos en una superficie de 2108 mm x 1048mm. Por lo que el peso de los paneles solares por m² es de 11,32 kg.
- Perfiles de aluminio de 0,818 kg por metro de longitud.

Por tanto, en dicha superficie de 1 m² habrá un peso de 12,956 kg.

Podríamos considerar también el peso de la chapa, o el material del que este realizado la cubierta, aunque correspondería a un estudio ajeno al conjunto estructura + paneles solares sobre ésta.

Teniendo en cuenta que el CTE por norma impone que cualquier cubierta transitable dedicada exclusivamente al uso privado para tareas de mantenimiento y/o conservación es de como mínimo 102 kg por metro cuadrado y que nuestra estructura genera un máximo de 12,138 kg/m², se cumple la normativa exigida.

5. BIBLIOGRAFIA

Alonso Abella, Miguel (2005), *“Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica”*.

FACTOR ENERGIA, visto el 28 de julio de 2020, <https://www.factorenergia.com/>

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN, visto el 28 de julio de 2020, http://wordpress.cmes.staging.bitendian.com/wp-content/uploads/2018/07/energia_solar_fotovoltaica_4MB.pdf

Visto el 12 de agosto de 2020,

https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=EHDICwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=instalaciones+fotovoltaicas+aisladas+o+conectadas+a+red&ots=XPmB9exYD2&sig=hqLuRUml7K_fyOYl23m-f0OCDKA#v=onepage&q=instalaciones%20fotovoltaicas%20aisladas%20o%20conectadas%20a%20red&f=false

https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=EcpvEn3c8vcC&oi=fnd&pg=PA191&dq=sistemas+fotovoltaicos+aislados&ots=QUExZRyT_H&sig=G_BgTvmJi5DS_dXgp-Fa9XlK0Rk#v=onepage&q=sistemas%20fotovoltaicos%20aislados&f=false

http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/Guia_Tecnica_REBT/guia_bt_19_sep03R1.pdf

http://wordpress.cmes.staging.bitendian.com/wp-content/uploads/2018/07/energia_solar_fotovoltaica_4MB.pdf

<http://www.exactas.unca.edu.ar/revista/v250/pdf/ciencia25-8.pdf>

Visto el 15 de agosto de 2020

<https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>

<https://www.idae.es/>

<http://hyundai-electric.es/es/>

<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/>

<https://sotysolar.es/placas-solares/monocristalinas-policristalinas>

https://www.researchgate.net/profile/Oscar_Perpinan_Lamigueiro/publication/249012821_Energia_Solar_Fotovoltaica/links/02e7e51e80783f1d9f000000/Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf

Visto el 24/08/2020

<https://www.amara.es/energias-renovables/>

<https://betsolar.es/>

<https://www.cambioenergetico.com/paneles-solares/3062-placa-solar-policristalina-canadian-hiku-400-wp.html>

<http://www.revosolar.com/tienda-online-solar/es/paneles-fotovoltaicos/826-modulo-canadiansolar-hiku-400w.html>

Visto el 27/08/2020 <http://www.lacecal.es/nweb/index.php?r=itr>

Visto el 28/08/2020

<http://www.censolar.org/>

<https://autosolar.es/>

<http://sunfer-energy.com/productos/>

Visto el 5 de septiembre de 2020

http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP

<https://automatismoindustrial.com/a-instalaciones-de-enlace/3-1-elementos-de-proteccion/3-1-1-el-magnetotermico/>

file:///C:/Users/Usuario/Downloads/CDT_Aplic-InterrupAutom-BT_AFME.pdf

https://contratodeobras.com/images/Reglamento-de-la-Ley-de-Contratos-del-Estado_Decreto-3410_1975-de-25-de-noviembre-por-el-que-se-aprueba-el-Reglamento-General-de-Contratacion-del-Estado.pdf

http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/Si_Ambito.aspx?id_am=76

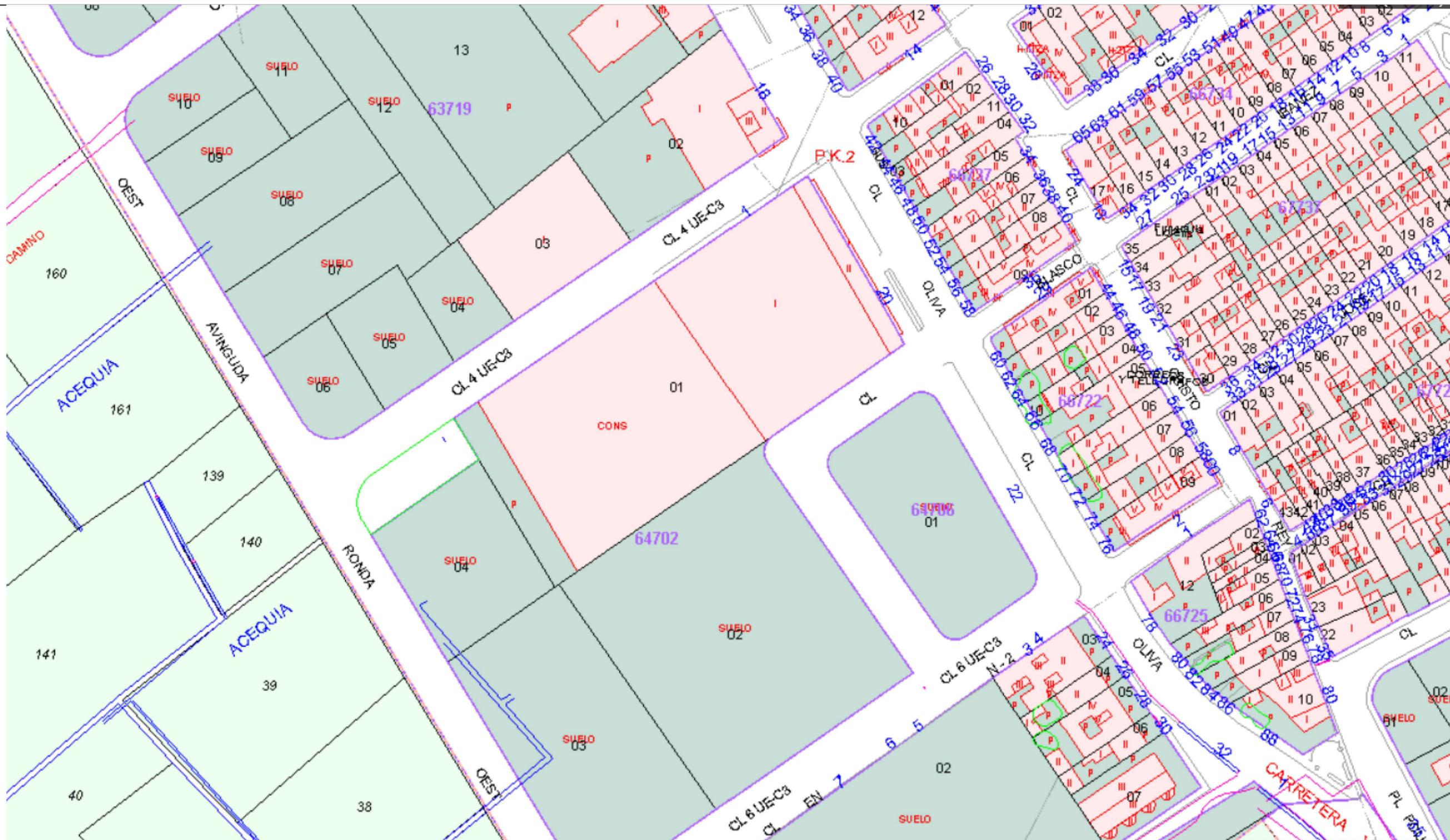
Visto el 13 de septiembre de 2020

<https://calculocivil.com/es/cte/viento/base>

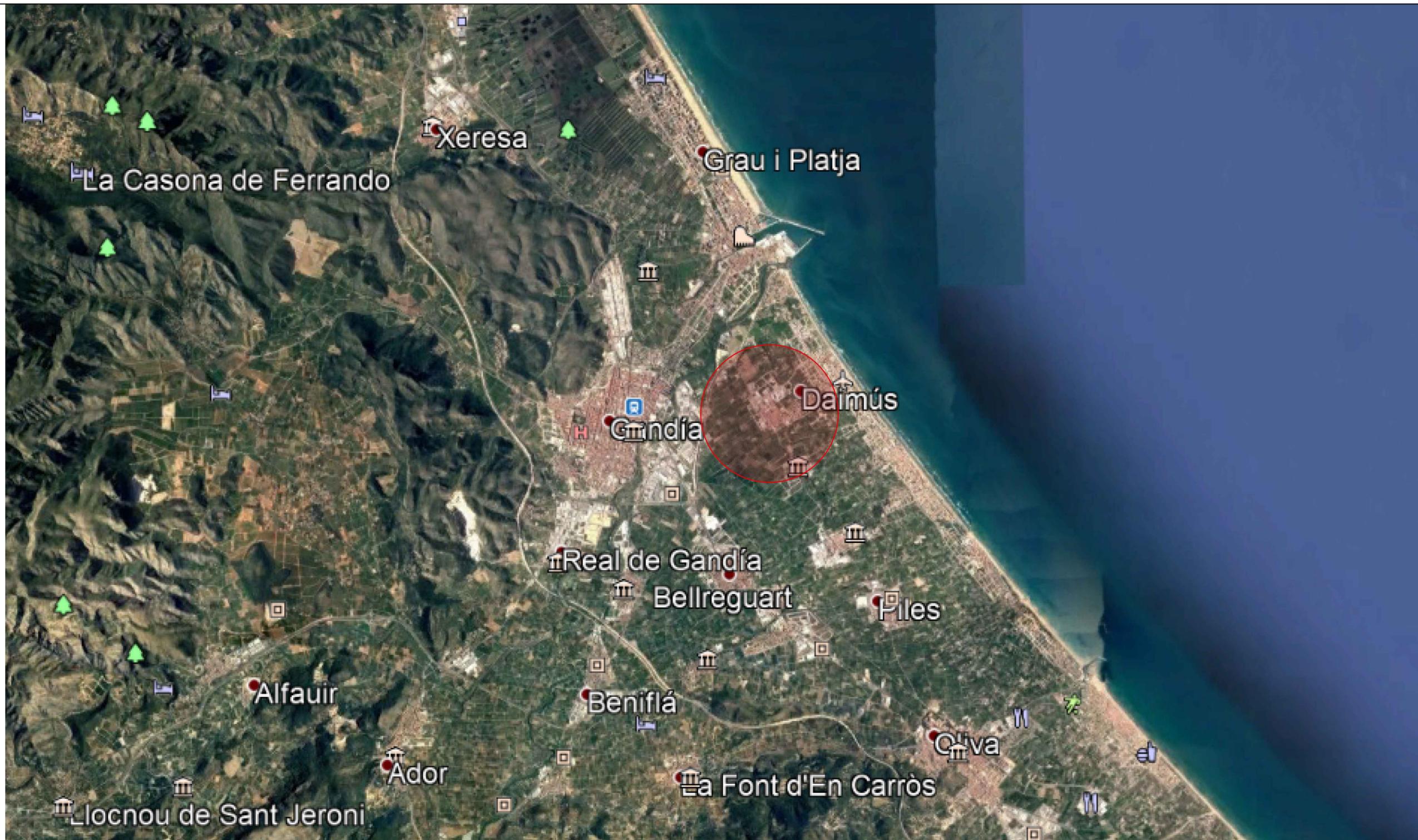
<http://www.madrid.org/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application/pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1310559772658&ssbinary=true>

<https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SE/DBSE-AE.pdf>

6. PLANOS



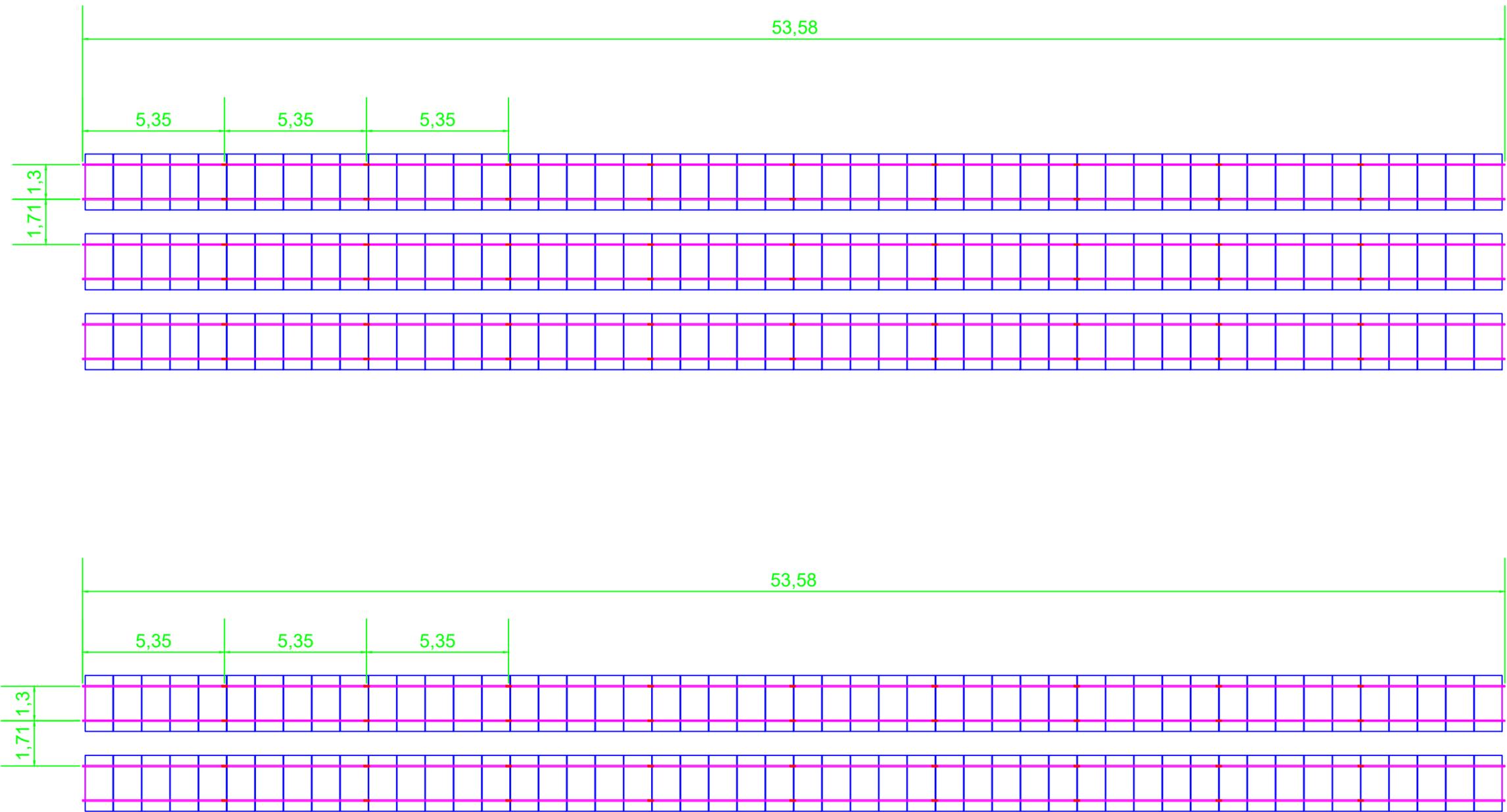
TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.	
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.	
DESIGNACIÓN:	SITUACIÓN	
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE	
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO	
FECHA:	02/06/2020	



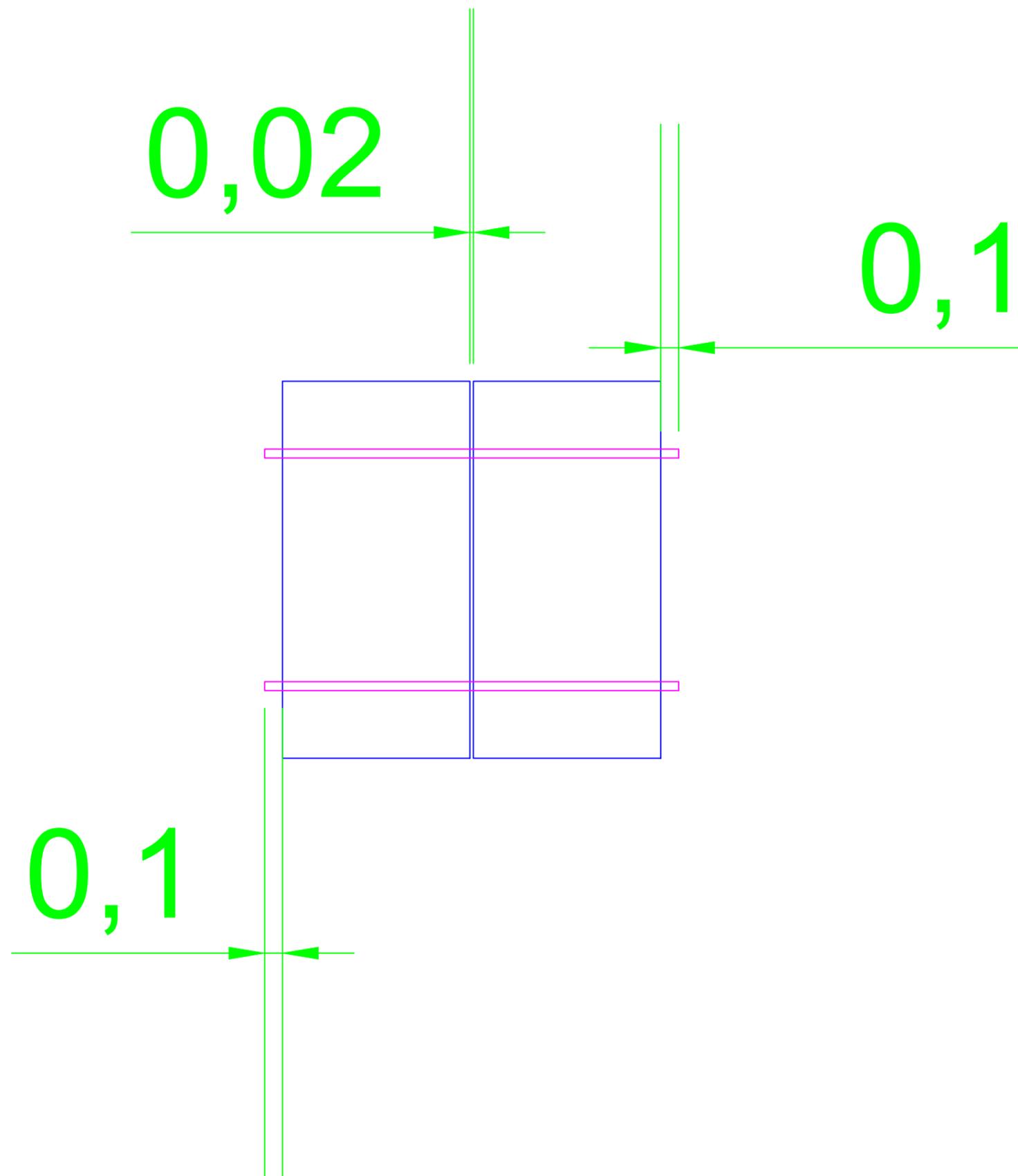
TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	EMPLAZAMIENTO		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		



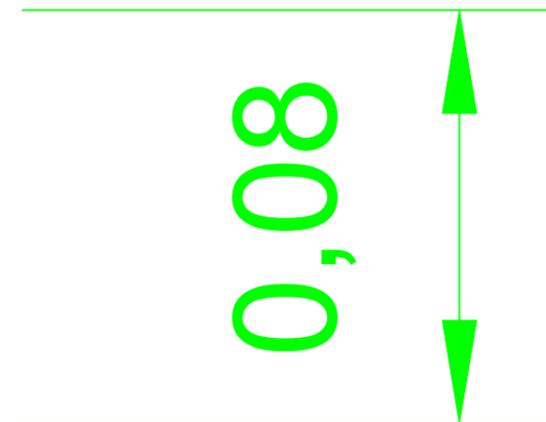
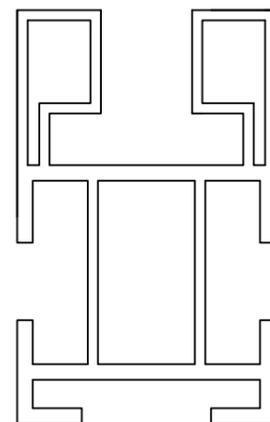
TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.	
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.	
DESIGNACIÓN:	DISPOSICIÓN DE MODULOS EN CUBIERTA	
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE	
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO	
FECHA:	02/06/2020	



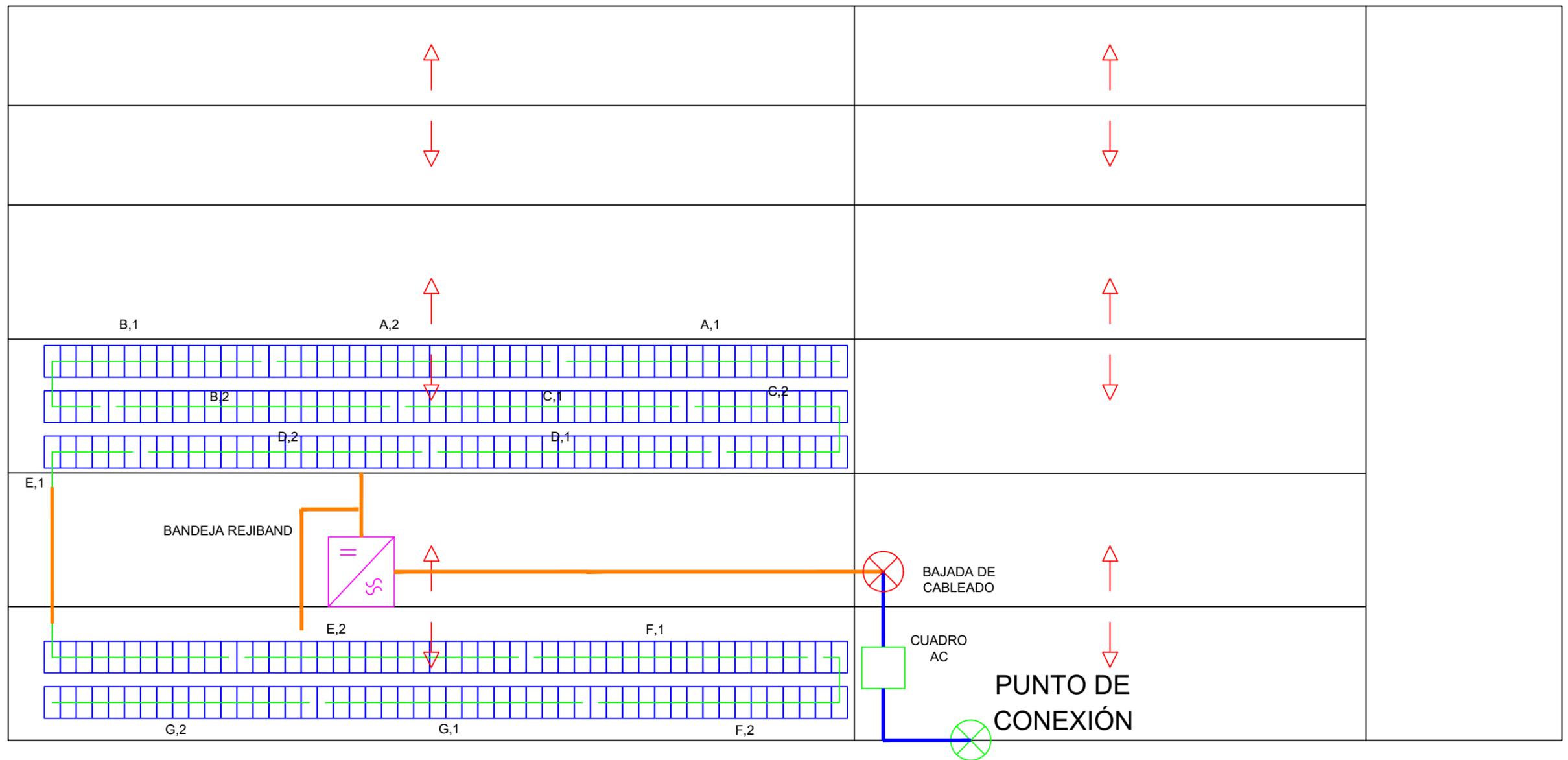
TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	IMPLANTACIÓN DE LA ESTRUCTURA		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		



TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	DETALLE DE FILAS		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		

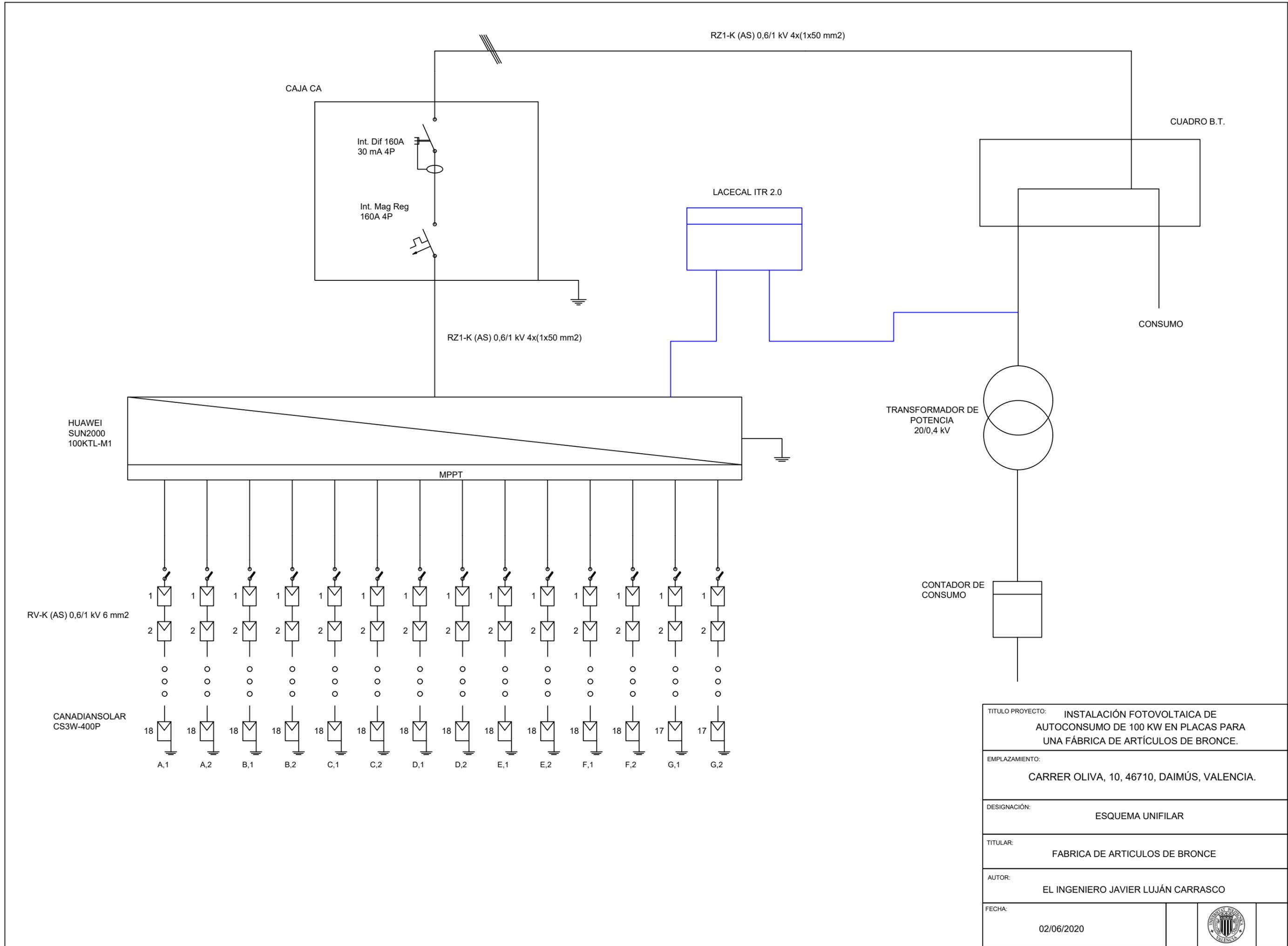


TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	DETALLE DE ESTRUCTURA Y FIJACIÓN		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		



HUAWEI					
Tipo de Serie	Número de paneles por serie	Voc 0°C (V)	Vmpp 60°C (V)	Isc 25 °C (A)	Imp 25° C (A)
A,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
A,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
B,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
B,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
C,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
C,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
D,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
D,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
E,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
E,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
F,1	18	928,19	606,39	10,9	10,34
F,2	18	928,19	606,39	10,9	10,34
G,1	17	876,62	572,70	10,9	10,34
G,2	17	876,62	572,70	10,9	10,34
TOTAL	250				

TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	SERIES Y TENDIDO DEL CABLEADO		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		



TITULO PROYECTO:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 100 KW EN PLACAS PARA UNA FÁBRICA DE ARTÍCULOS DE BRONCE.		
EMPLAZAMIENTO:	CARRER OLIVA, 10, 46710, DAIMÚS, VALENCIA.		
DESIGNACIÓN:	ESQUEMA UNIFILAR		
TITULAR:	FABRICA DE ARTICULOS DE BRONCE		
AUTOR:	EL INGENIERO JAVIER LUJÁN CARRASCO		
FECHA:	02/06/2020		

7. FICHAS TÉCNICAS



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

390 W ~ 405 W

CS3W-390 | 395 | 400 | 405P

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: $42 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Low temperature coefficient (Pmax):
 $-0.37 \text{ } \%/ \text{ }^\circ\text{C}$



Innovative module design,
better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials
and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE
UL 1703: CSA (Expected in July, 2018)



* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

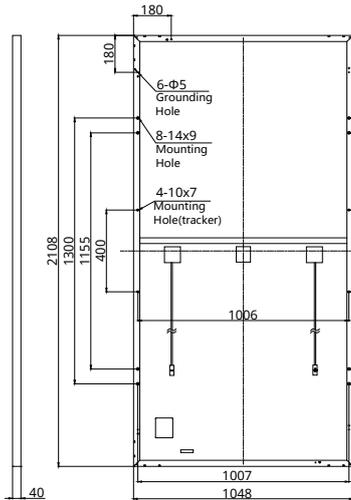
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with about 30 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

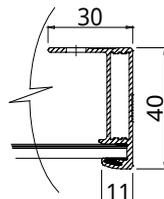
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

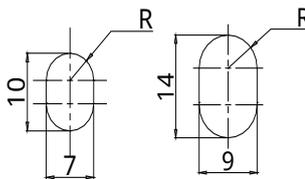
Rear View



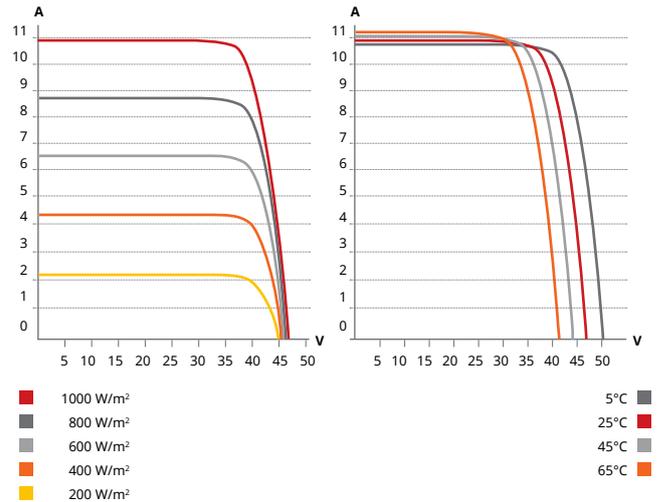
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	390P	395P	400P	405P
Nominal Max. Power (Pmax)	390 W	395 W	400 W	405 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.19 A	10.26 A	10.34 A	10.42 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.8 V	47.0 V	47.2 V	47.4 V
Short Circuit Current (Isc)	10.74 A	10.82 A	10.90 A	10.98 A
Module Efficiency	17.65%	17.88%	18.11%	18.33%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	20 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	390P	395P	400P	405P
Nominal Max. Power (Pmax)	290 W	293 W	297 W	301 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.9 V	35.1 V	35.3 V	35.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.31 A	8.35 A	8.42 A	8.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.8 V	44.0 V	44.2 V	44.4 V
Short Circuit Current (Isc)	8.67 A	8.72 A	8.78 A	8.85 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	1400 mm (55.1 in), 1700 mm (66.9 in) is optional for single tracking system with leap-frog connection
Connector	T4 series
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 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. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

SUN2000-100KTL-M1

Inversor de String Inteligente



10 Seguidores MPP



98.8% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



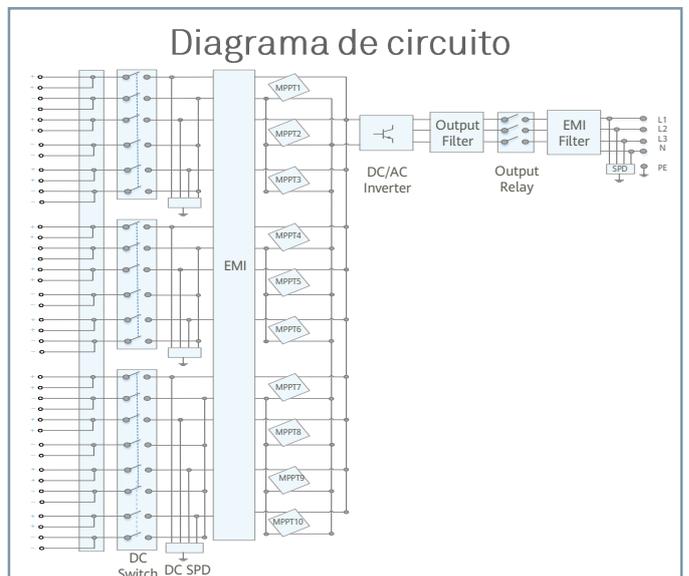
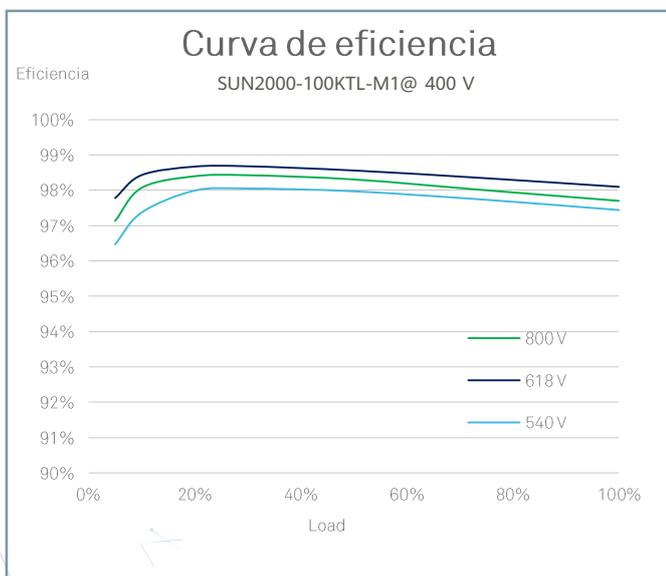
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP66 Protección



Preliminary Version

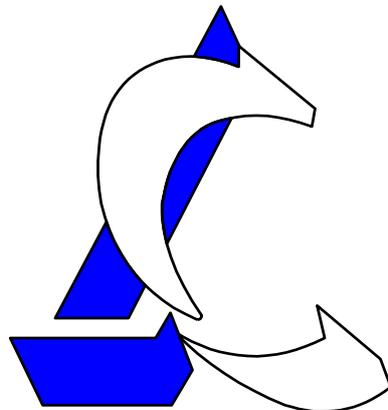
Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	98.8% @480 V; 98.6% @380 V/400 V
Eficiencia europea	98.6% @480 V; 98.4% @380 V/400 V
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	26 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión de entrada inicial	200 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	570 V @380 V; 600 V @400 V; 720 V @480 V
Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Salida	
Potencia nominal activa de CA	100,000 W (380 V / 400 V / 480 V @40°C)
Máx. potencia aparente de CA	110,000 VA
Máx. potencia activa de CA ($\cos\phi=1$)	110,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 230 V, default 3W + N + PE; 380 V / 400 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	152.0 A @380 V; 144.4 A @400 V; 120.3 A @480 V
Máx. intensidad de salida	168.8 A @380 V; 160.4 A @400 V; 133.7 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	<3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí (Transformador de aislamiento requerido)
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,035 x 700 x 365mm (40.7 x 27.6x 14.4 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	90 kg (198.4 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Ventilación inteligente
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683

Preliminary Version

GESTOR DE AUTOCONSUMO E INYECCIÓN CERO

ITR 2.0



LACECAL

LACECAL I+D
Edificio I+D
Campus Miguel Delibes.
Paseo de Belén 11
47011 Valladolid
<http://www.lacecal.es>

amara**A****e**

Distribuido por Amara-e
Departamento técnico
☎ +34 917 23 16 00
tecnicos.solar@amara.es
<https://www.amara-e.com>

1 TABLA DE CONTENIDO

2	Precauciones.....	3
3	Símbolos	4
4	Descripción	4
5	Instalación.....	5
5.1	Conexión de las Tensiones	6
5.2	Conexión de las Corrientes	7
5.3	Conector A: RS485 / RS422	10
5.4	Conector B: Control de cargas o Relé de seguridad.....	11
5.5	Conexión con los Inversores	12
6	Configuración del Equipo	13
6.1	puesta en tensión y LEDS de Estado	13
6.2	Servidor WEB de Configuración	14
6.3	Configuración del Hardware	16
6.4	Configuración del Relé de Seguridad	18
6.4.1	Control Mediante Salida Integrada	18
6.4.2	Control Mediante Dispositivo MODBUS TCP.....	19
6.5	Tabla de Inversores	19
6.6	Configuración del Control	20
6.7	Configuración de la Conexión Ethernet	21
6.8	Configuración de la Conexión WIFI	23
6.9	Configuración de la Red Móvil 3G.....	24
6.10	Copia de Seguridad.....	25
6.11	Ticket Plataforma WEB.....	25
7	Estado de la Planta	28
7.1	Valores Eficaces.....	28
7.2	Valores Instantáneos.....	28
7.3	Dispositivos Controlados.....	29
8	Registro de Datos	30
8.1	Monitorización de la Planta	30
8.2	Producción de los Inversores	31
9	Pulsador de Configuración	32
9.1	Acceso Mediante RED Ethernet	32
9.2	Acceso Mediante WIFI	33
10	Gestión de Cargas.....	33
10.1	Control de Cargas todo / nada	34
10.1.1	Cargas Disponibles.....	34
10.1.2	Programación de las Cargas	35

10.2	Control de Cargas regulables	36
11	Servidor MODBUS TCP.....	39
11.1	Registro Histórico	40
11.1.1	Ejemplo.....	41
11.2	Valores Instantáneos.....	42
12	Garantías.....	43
13	Especificaciones Técnicas	45

2 PRECAUCIONES

Se deben seguir con especial atención las instrucciones del manual marcadas con los siguientes símbolos:



Se debe prestar atención especial a la información adjunta.



Indica la existencia de un riesgo que puede producir daños personales y/o materiales.

Si es el encargado de instalar, mantener o configurar el ITR 2.0 debe tener en cuenta las siguientes precauciones:



Consulte el manual de instrucciones antes de utilizar el equipo

No respetar las instrucciones que se acompañan de este símbolo en el manual, puede originar daños personales, al equipo o a las instalaciones.



La instalación o manipulación del equipo de forma incorrecta, puede ocasionar daños tanto personales como materiales.

La manipulación bajo tensión puede producir la muerte o lesiones graves por electrocución. La instalación o mantenimiento defectuoso conlleva riesgo de incendio. Lea detenidamente el manual antes de conectar el equipo y respete la normativa electrotécnica nacional.

LA ASOCIACIÓN LACECAL, SE RESERVA EL DERECHO DE REALIZAR MODIFICACIONES SIN PREVIO AVISO DEL DISPOSITIVO O DE LAS ESPECIFICACIONES EXPUESTAS EN ESTE MANUAL.

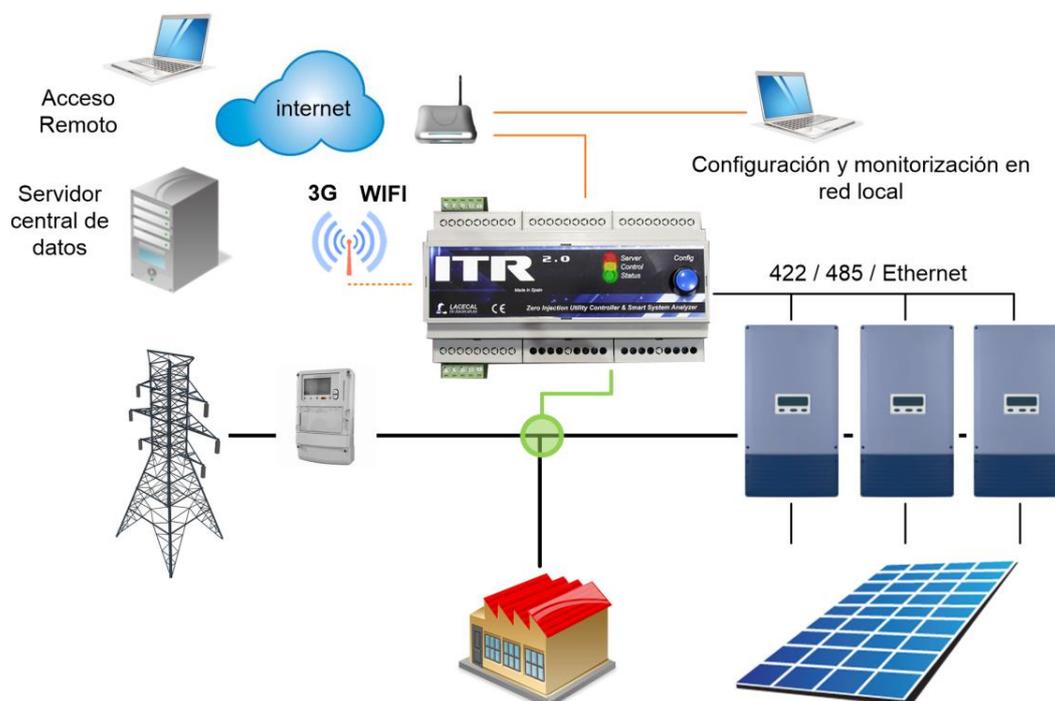
GRACIAS POR LA CONFIANZA DEPOSITADA EN NOSOTROS AL ADQUIRIR SU ITR2.0, TOTALMENTE DISEÑADO Y FABRICADO EN ESPAÑA.

3 SÍMBOLOS

	Cumple con la normativa europea de aplicación.
	Equipo protegido por aislamiento doble o reforzado.
	Corriente alterna.
	Corriente alterna trifásica.

4 DESCRIPCIÓN

El sistema ITR 2.0 es un sistema de control y monitorización, totalmente programable y flexible, que le permitirá regular la producción fotovoltaica al valor elegido por el usuario. En los casos de autoconsumo, esta producción será regulada para aproximarse al consumo instantáneo pero sin sobrepasarlo, de forma que la energía vertida a la red es nula.



El sistema ITR 2.0 ofrece además un valor añadido a la instalación, ya que realiza tareas de monitorización de los consumos, control de la calidad de la energía, y además podrá permitir al usuario controlar determinadas cargas de la instalación en función de la producción, proporcionando capacidades de telegestión. Estas cargas podrán ser de tipo ON/OFF o ajustables en consumo.

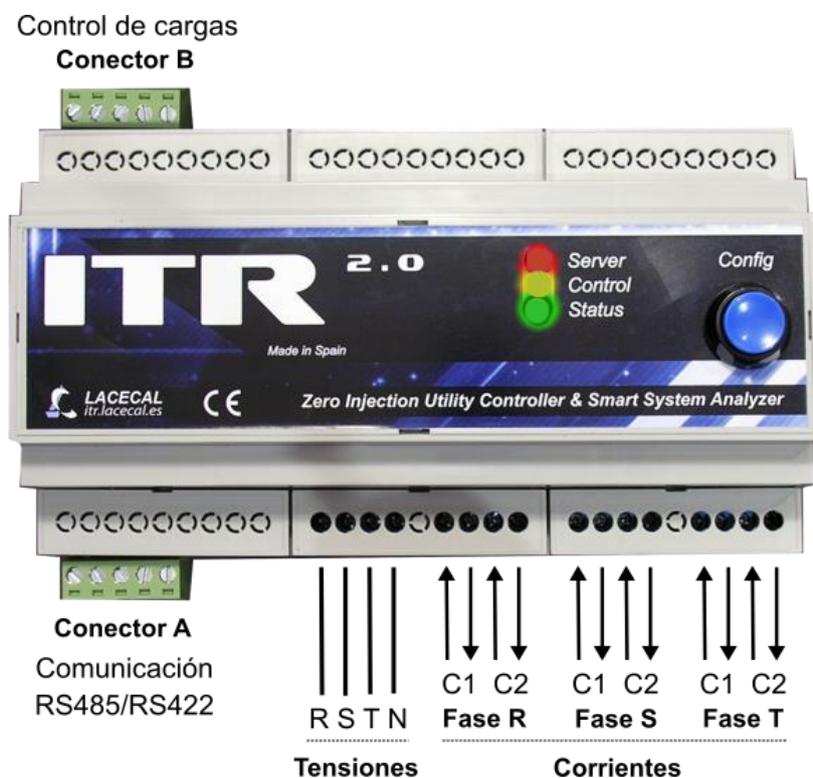
Asimismo existe un tipo especial de ITR 2.0 capaz de controlar sistemas que incorporan generadores auxiliares diésel. (Este tipo no es objeto de este manual.)

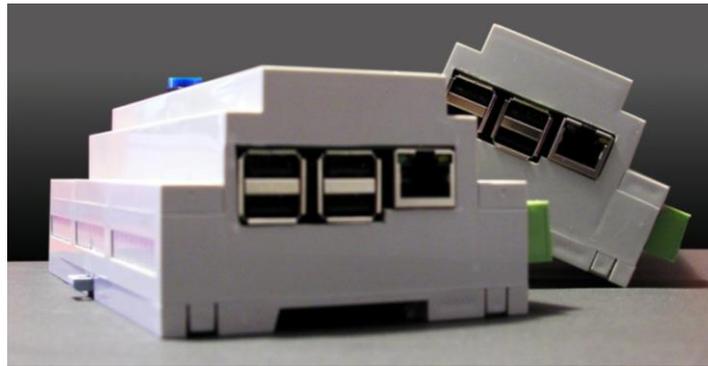
El ITR 2.0 monitoriza las potencias en el punto de conexión entre la red eléctrica, los consumos de las cargas de la instalación y la generación fotovoltaica, regulando, mediante comunicación, la máxima potencia que pueden generar los inversores en cada instante para que nunca se vierta energía a la red.

5 INSTALACIÓN

El ITR 2.0 incluye las siguientes conexiones:

- Dos medidores trifásicos de potencia con tensiones comunes. Podrán medir dos potencias cualesquiera en el punto de conexión entre la red eléctrica, la producción fotovoltaica y los consumos de la instalación. Mediante esas dos medidas se tendrá monitorizada toda la instalación.
- Conector de comunicación RS485/RS422 para la conexión con los inversores que lo requieran.
- Conector de control de cargas.
- Comunicación Ethernet para configuración y monitorización en red local, además del control de los inversores que así lo requieran.
- Opcionalmente, comunicación WIFI y/o 3G mediante dispositivos USB.

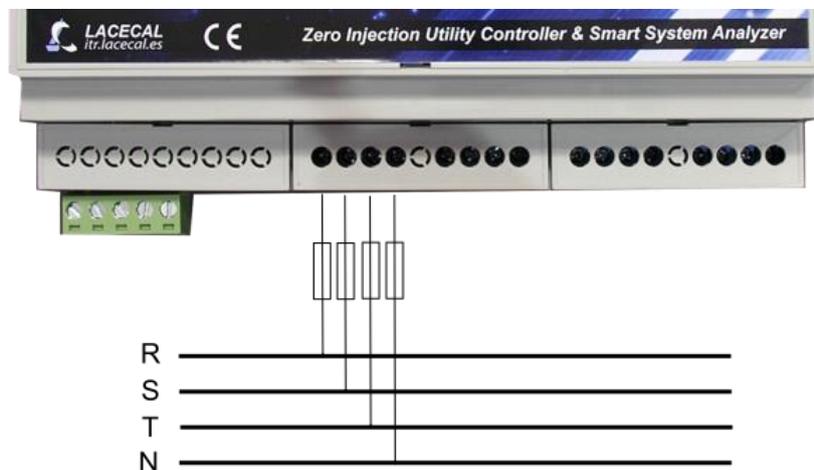
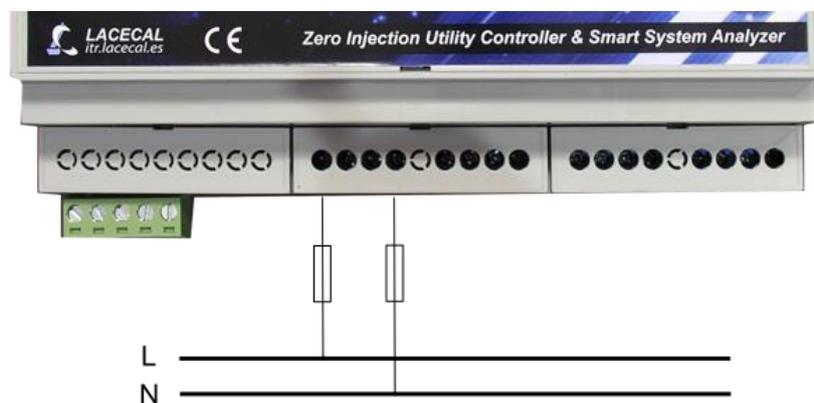




	<p>El equipo se debe instalar aguas abajo de las protecciones generales de la instalación.</p>
---	---

5.1 CONEXIÓN DE LAS TENSIONES

Para la conexión de las tensiones de medida deben utilizarse cables conformes a la norma IEC60227 o IEC60245, con una sección mínima de 1,5mm². El ITR 2.0 toma su alimentación de la tensión de medida de la fase R, por lo que en sistemas monofásicos siempre se debe conectar esta fase de tensión.



5.2 CONEXIÓN DE LAS CORRIENTES

Para la medida de las corrientes de la instalación es necesario utilizar transformadores de corriente. Hay dos modelos de ITR 2.0 disponibles en función de la corriente secundaria de los transformadores empleados:

- **ITR 2.0 /5A** para transformadores con secundario de 5A.
- **ITR 2.0 /0,25A** para transformadores con secundario de 250mA.



Asegúrese de instalar los transformadores de corriente adecuados al modelo de ITR 2.0 adquirido.

La utilización de transformadores de corriente incorrectos puede originar daños en el equipo y la instalación.

El ITR 2.0 dispone de dos canales de medida de corriente, **C1** y **C2**, para cada una de las fases. Cada canal se usará para la medida de la corriente de una de las ramas de la instalación: consumo de red, consumo de las cargas o producción fotovoltaica.

Es indiferente la medida que se conecte en cada uno de los canales, y se puede adaptar a las características de cada instalación en función de la accesibilidad o las longitudes de cableado requeridas.

Durante la configuración del software se deberá indicar cuál es la medida conectada en cada uno de los canales.



Los transformadores de corriente empleados en los canales de medida C1 y C2 deben tener la misma corriente de secundario.

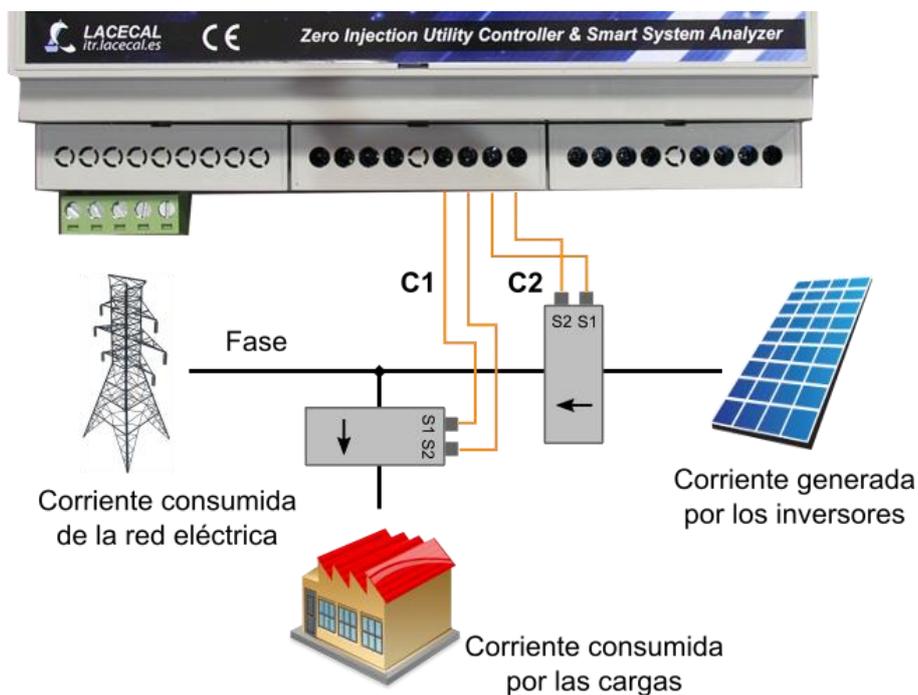
La corriente del primario de los transformadores se configura mediante software. Se pueden usar transformadores con distinta corriente primaria en cada uno de los canales para adecuarse a la potencia medida.

La sección del cable a emplear en la conexión de los transformadores de corriente con el ITR 2.0 se debe adecuar a la corriente nominal y potencia del secundario de los transformadores utilizados y la longitud del cableado.

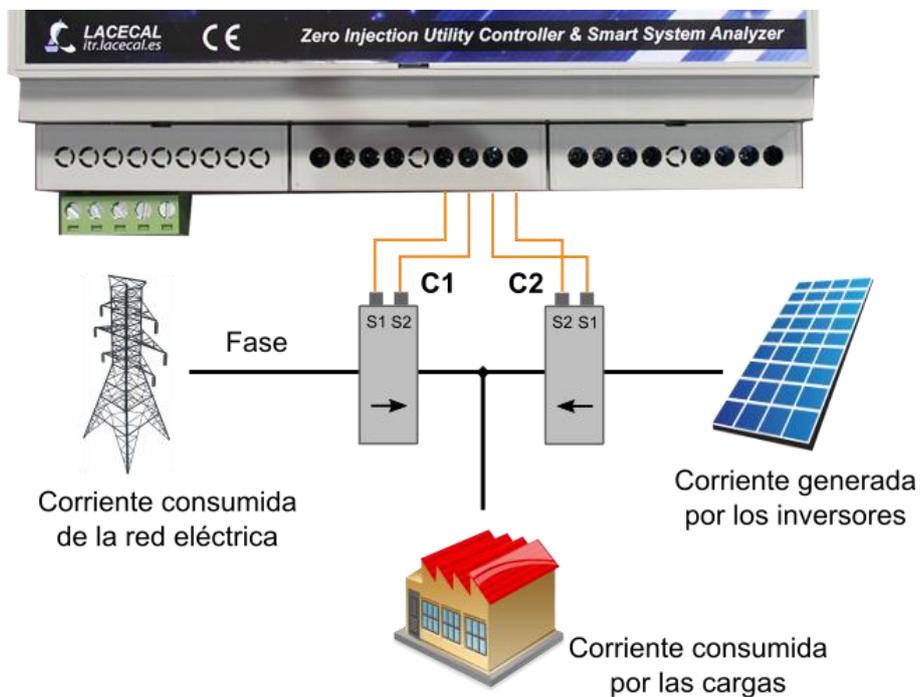
En caso de duda consulte con el distribuidor las características específicas de su instalación para que le asesore sobre la configuración más adecuada.

A continuación se muestran las tres configuraciones de medida de corriente posibles en una instalación monofásica (en la que siempre se usará la fase de medida R).

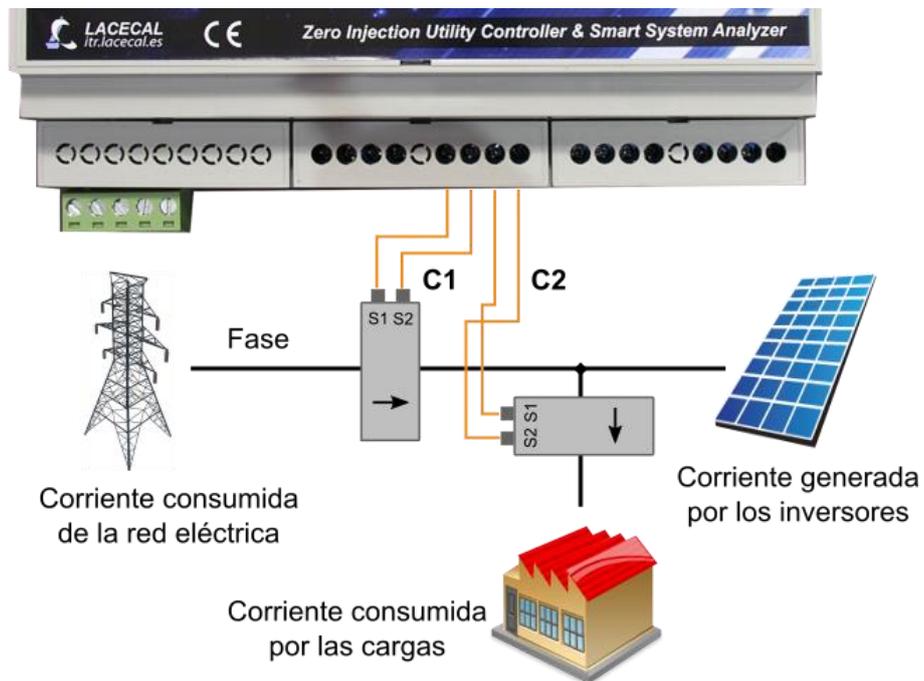
Instalación monofásica midiendo consumo de las cargas y producción fotovoltaica



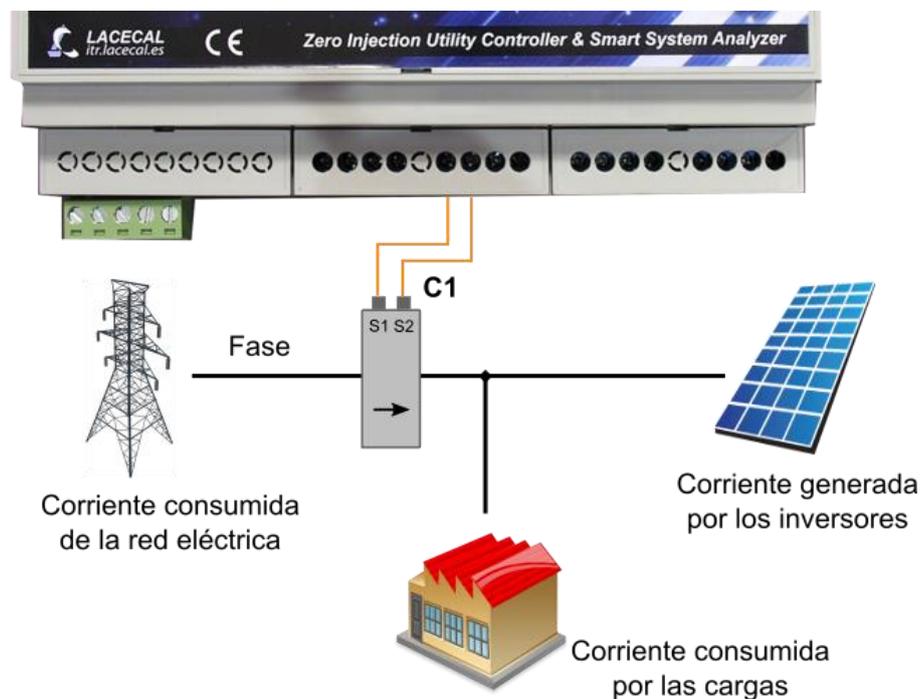
Instalación monofásica midiendo consumo de la red y producción fotovoltaica



Instalación monofásica midiendo consumo de la red y consumo de las cargas

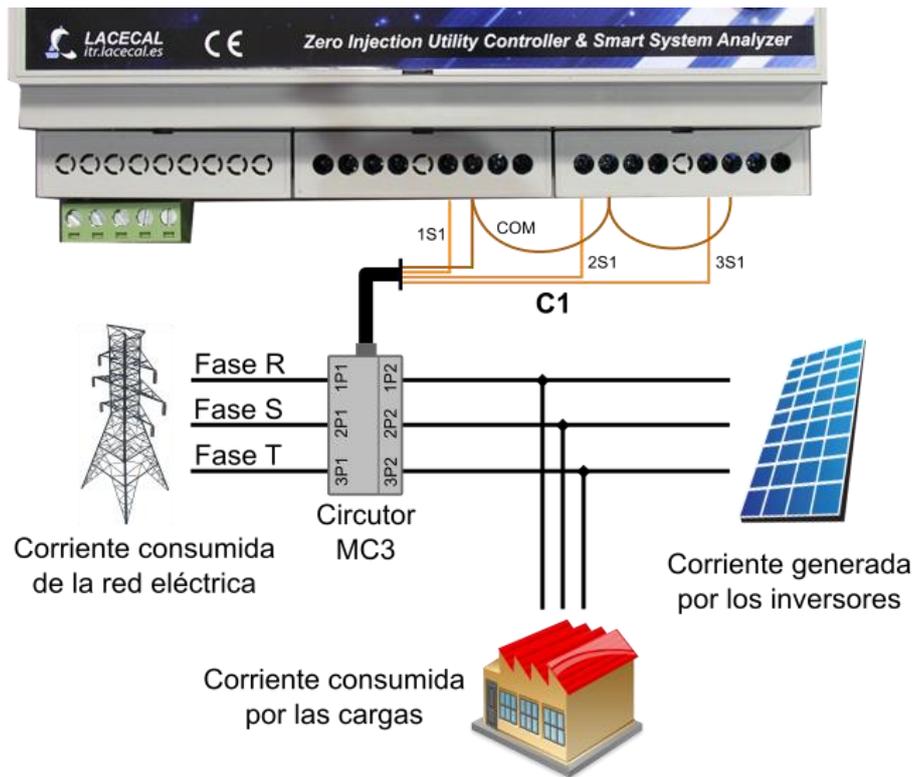


En instalaciones que presenten dificultades para conectar las dos medidas de corriente es posible el funcionamiento midiendo únicamente el consumo de la red eléctrica. Consulte el manual de configuración específico de los inversores utilizados para ver posibles incompatibilidades o limitaciones de esta configuración.



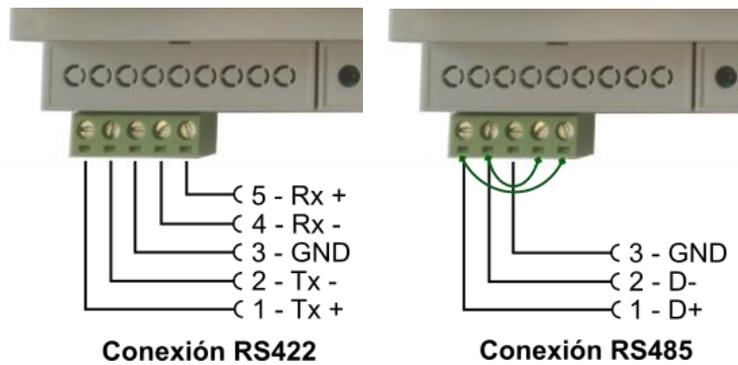
 En instalaciones trifásicas se replicará en las fases S y T las mismas conexiones vistas anteriormente para la fase R.

Se muestra a continuación la conexión de un transformador trifásico de la serie MC3 de Circutor. Estos transformadores, con secundario de 250mA, tienen la particularidad de disponer de un único cable de retorno de corriente común a las tres fases.



5.3 CONECTOR A: RS485 / RS422

Esta conexión se emplea para establecer comunicación con los inversores que lo requieran. Dependiendo el tipo de inversor la comunicación puede ser mediante RS422, RS485 o Ethernet.

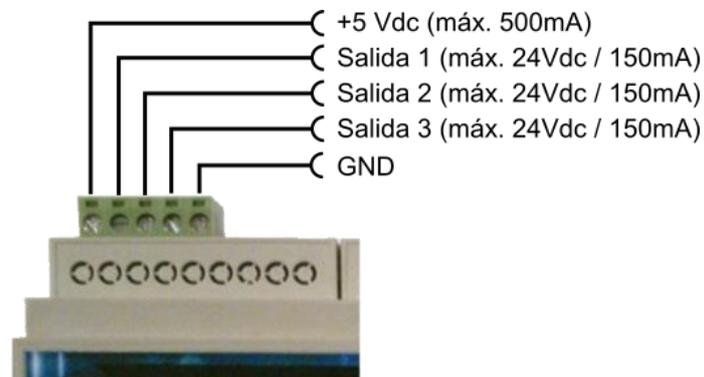


Para los dos tipos de comunicación serie se emplea el mismo conector. En caso de que la comunicación sea RS485 se deben realizar dos puentes externos entre los pines 1-5 y 2-4 como se muestra en el diagrama anterior.

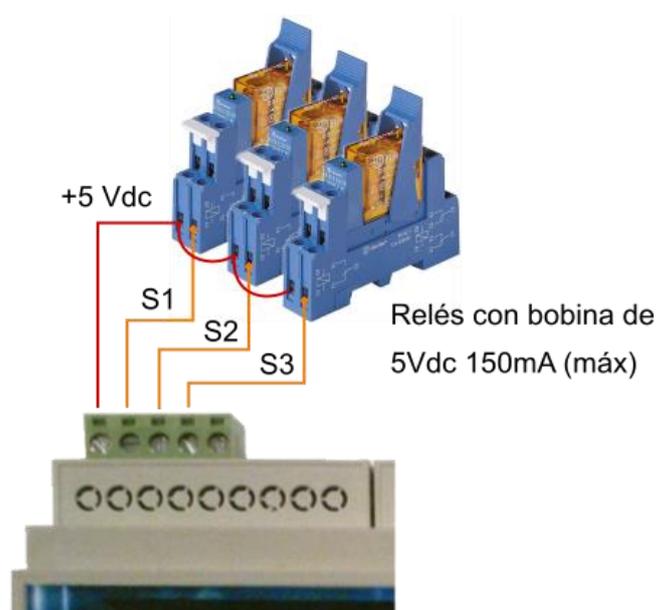
En el manual de configuración específico de los inversores utilizados se indican los detalles particulares de conexión.

5.4 CONECTOR B: CONTROL DE CARGAS O RELÉ DE SEGURIDAD

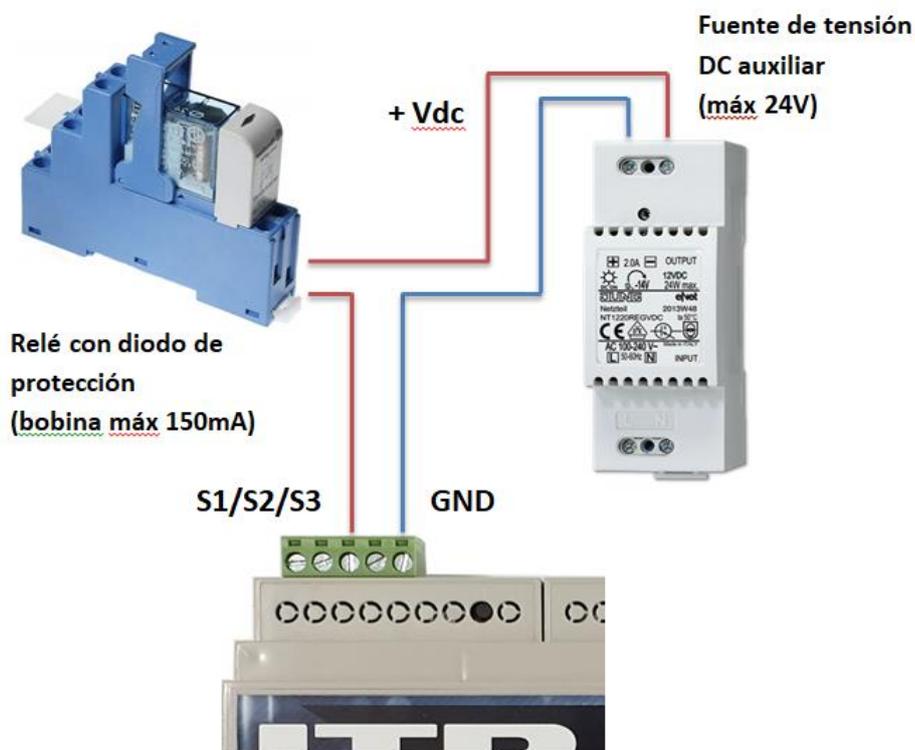
En este conector se dispone de tres salidas libres de potencial para el control de relés, que se pueden emplear para activar o desactivar consumos de la instalación. Uno cualquiera de ellos se puede configurar para que realice la tarea de relé de seguridad, desconectando la generación fotovoltaica si se produce inyección de energía en la red eléctrica.



En el siguiente diagrama se muestra la forma de conectar los relés usando la salida de 5Vdc incorporada en el conector (la bobina de los relés tendría que ser por tanto de esta tensión y como máximo 150mA de consumo).



Si se desea utilizar un relé con una tensión de bobina mayor de 5Vdc será necesario el empleo de una fuente de tensión externa adecuada (como máximo de 24Vdc), realizando el esquema de conexión que se detalla a continuación:



La bobina del relé no debe consumir de la fuente más de 150mA, y además debe incorporar un diodo de protección para evitar sobretensiones.

Si se desean emplear contactores de mayor potencia cuya bobina se active mediante tensión alterna, la bobina de dichos contactores debe activarse mediante el contacto de un relé configurado con alguno de los esquemas anteriores.

5.5 CONEXIÓN CON LOS INVERSORES

En el manual de configuración específico de cada marca de inversor se indican los detalles particulares de conexión. Las opciones disponibles de comunicación con los inversores son:

- Comunicación serie RS485.
- Comunicación serie RS422.
- Comunicación en red local Ethernet.

6 CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO

6.1 PUESTA EN TENSIÓN Y LEDS DE ESTADO

Una vez realizadas todas las conexiones se puede proceder a dar tensión al ITR 2.0, con lo que se iniciará su secuencia de arranque. El estado actual se puede obtener mediante los leds de la carátula frontal, cuyo significado es el que se indica a continuación.

LED ‘STATUS’ Y SECUENCIA DE ARRANQUE

Al dar tensión al equipo se encenderán de forma permanente los tres leds del frontal (verde, amarillo y rojo).

Pasados unos segundos se apagarán y parpadeará el led de ‘Status’, primero rápidamente y luego con una cadencia de medio segundo encendido y medio segundo apagado.

Cuando el software del sistema ha terminado la inicialización y el ITR 2.0 está operativo, el led de ‘Status’ se mantiene encendido de forma permanente. En caso contrario el sistema no está funcionando correctamente, por favor, póngase en contacto con el servicio técnico.

LED ‘CONTROL’

Este led indica el estado de la comunicación con los inversores.

Si no hay inversores configurados se mantiene apagado.

Un destello breve indica que se ha perdido la comunicación con alguno de los inversores configurados, y cada destello indica un nuevo intento de comunicación.

En estado normal (si hay inversores configurados y todos son accesibles mediante la comunicación) se mantiene encendido y se apaga brevemente cada vez que el ITR 2.0 envía una nueva consigna a los inversores.

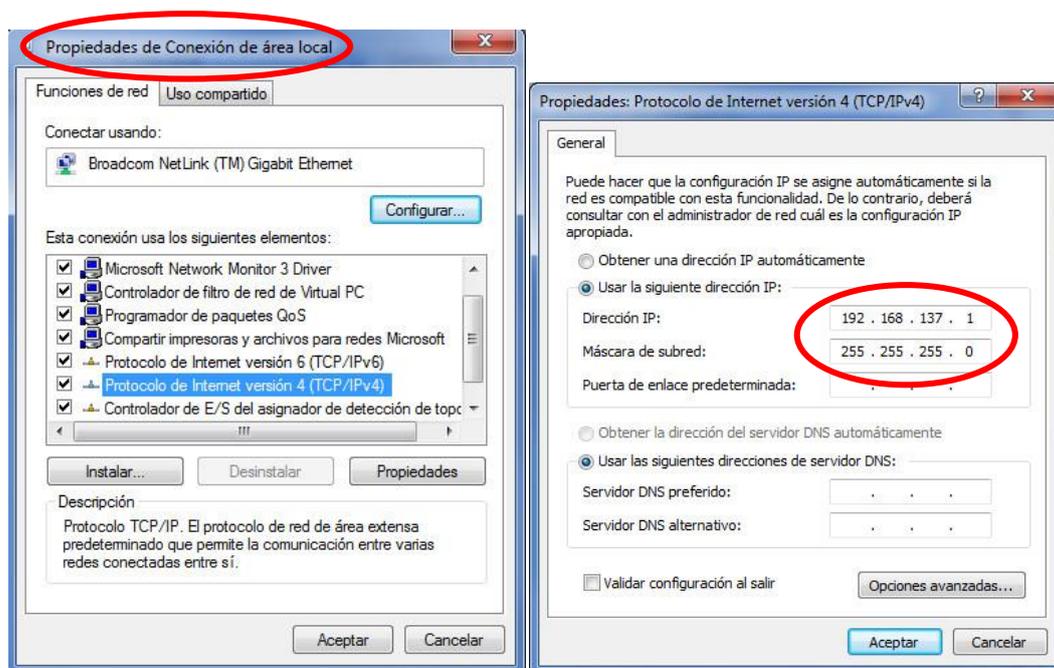
LED ‘SERVER’

Se enciende si el ITR 2.0 tiene acceso a internet y ha establecido conexión con el servidor central de datos. El estado de la conexión se comprueba cada aproximadamente dos minutos, por lo que el led puede tardar ese tiempo en reflejar el estado actual de la conexión.

6.2 SERVIDOR WEB DE CONFIGURACIÓN

La configuración inicial se realiza a través del servidor WEB implementado en el equipo. Para ello bastará con conectar directamente un cable Ethernet convencional entre los puertos RJ45 del ordenador y del ITR 2.0.

La IP programada de fábrica es **192.168.137.99**, por lo que es necesario configurar adecuadamente las propiedades de la conexión de área local del ordenador:



En el protocolo TCP/IPv4 se configurará la dirección IP 192.168.137.1 con la máscara de subred 255.255.255.0.

A continuación, se accede con el navegador a la dirección <http://192.168.137.99>, entrando en la página principal de medidas del servidor WEB del ITR 2.0.

En la pantalla inicial de 'Estado de la planta' se pueden ver los valores eficaces de todas las medidas: tensiones, corrientes y potencias por fase de las medidas realizadas.



Compruebe que las medidas coinciden con lo esperado para detectar posibles errores en la conexión.

Los errores más habituales son:

- El cambio de sentido de alguna corriente debido al intercambio de las señales de entrada y salida en alguno de los transformadores. Esto se puede detectar porque con los inversores apagados la potencia activa asociada a esa corriente es negativa.

- El intercambio de alguna fase de corriente respecto a su tensión. Este error es más difícil de detectar, ya que dependiendo del consumo puede que todas las lecturas de potencia sean positivas. En general este error generará factores de potencia muy alejados de los esperados en la instalación.

Valores eficaces		Actualización automática		
	Total	Fase R	Fase S	Fase T
RED				
Tensión:	--	0,0 V	0,0 V	0,0 V
Intensidad:	--	0,0 A	0,0 A	0,0 A
Potencia Activa:	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW
Potencia Reactiva:	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr
Potencia Aparente:	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA
Factor de Potencia:	0,000	0,000	0,000	0,000
FOTOVOLTAICA				
Tensión:	--	0,0 V	0,0 V	0,0 V
Intensidad:	--	0,0 A	0,0 A	0,0 A
Potencia Activa:	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW
Potencia Reactiva:	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr
Potencia Aparente:	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA
Factor de Potencia:	0,000	0,000	0,000	0,000
CONSUMO				
Tensión:	--	0,0 V	0,0 V	0,0 V
Intensidad:	--	0,0 A	0,0 A	0,0 A
Potencia Activa:	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW	0,000 kW
Potencia Reactiva:	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr	0,000 kVAr
Potencia Aparente:	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA	0,000 kVA
Factor de Potencia:	0,000	0,000	0,000	0,000

La primera vez que acceda al menú de 'Configuración' debe hacerlo mediante la contraseña genérica de usuario (**ITR1234**). Mediante esta contraseña únicamente se pueden configurar las opciones de conectividad del ITR 2.0.

En este primer acceso se le pedirá que cree su contraseña de instalador, que debe tener siempre 8 caracteres:



Apunte en lugar seguro la contraseña de instalador asignada al ITR 2.0, ya que no podrá recuperarla.

Recomendamos que utilice siempre la misma en todos sus equipos.

Mediante su contraseña de instalador podrá establecer los datos de configuración y funcionamiento de la planta y los inversores. En las distintas pantallas de configuración puede situar el ratón sobre el icono azul de información para obtener ayuda de la opción correspondiente.

6.3 CONFIGURACIÓN DEL HARDWARE

- **Cambiar sentido corriente C1:** Permite cambiar por software el sentido de todas las corrientes asociadas al canal de medida C1 en caso de que la conexión física se haya realizado en sentido contrario al indicado en el apartado de conexión.

- **Cambiar sentido corriente C2:** Igual que la opción anterior pero en el canal de medida C2.
- **Medidas de corriente:** Permite seleccionar qué medida está conectada en cada uno de los canales. Las opciones disponibles son:
 - C1 mide la corriente de red y C2 el consumo.
 - C2 mide la corriente de red y C1 el consumo.
 - C1 mide la corriente de red y C2 la producción fotovoltaica.
 - C2 mide la corriente de red y C1 la producción fotovoltaica.
 - C1 mide el consumo y C2 la producción fotovoltaica.
 - C2 mide el consumo y C1 la producción fotovoltaica.
 - C1 mide la corriente de red y no se mide el consumo.
 - C2 mide la corriente de red y no se mide el consumo.
 - La corriente de red es la suma de los canales C1 y C2 y no se mide el consumo.
- **Primario corriente C1:** Indica la corriente nominal en amperios del primario del transformador conectado en el canal de medida C1.
- **Primario corriente C2:** Indica la corriente nominal en amperios del primario del transformador conectado en el canal de medida C2.
- **Tensión nominal:** Solo informativo. Indica la tensión nominal de medida del equipo (habitualmente 230V).
- **Fabricante:** Selecciona el fabricante y modo de comunicación (en el caso de que existan varias opciones para el mismo fabricante) de los inversores conectados al ITR 2.0.
 - SMA (SpeedWire)
 - SMA (RS485)
 - Kostal (Ethernet)
 - Fronius Lite
 - Fronius + DataManager
 - Huawei (RS485)
 - Huawei + Smarlogger
 - Ingeteam (RS485)
 - Ingeteam (TCP Gateway)
 - Danfoss
 - REFUsol
- **Zona horaria:** Permite indicar la zona horaria en que se encuentra la instalación, de forma que se aplicarán automáticamente los cambios de horario de invierno y verano en el registro de datos.
- **Número de serie, Versión de hardware y Versión del software** son sólo informativos.
- **Cambiar contraseña de instalador:** permite modificar la contraseña de acceso con permisos de instalador programada en el ITR.

6.4 CONFIGURACIÓN DEL RELÉ DE SEGURIDAD

El relé de seguridad es un elemento que ante cualquier fallo del sistema de control que pueda suponer un vertido de energía a la red eléctrica, desconecta la planta generadora evitando dicha inyección de energía.

Este menú permite configurar el sistema de control del relé que a su vez controlará la apertura del contactor en la salida de la generación fotovoltaica.

Configuración del relé de seguridad	
Tipo de conexión del relé	Desactivado
Configuración	Conector de Salidas
Modo de funcionamiento	Escritura MODBUS TCP
Potencia de disparo (W)	0
Tiempo de reacción (s)	10
Potencia de rearme (W)	100
Tiempo mínimo para rearme (s)	30
Actualizar	

Hay disponibles dos opciones de control del relé: mediante una de las salidas del conector de control de cargas, situado en la parte superior del ITR o mediante un dispositivo remoto controlado mediante protocolo MODBUS TCP.

6.4.1 CONTROL MEDIANTE SALIDA INTEGRADA

Seleccionando en el cuadro 'Tipo de conexión del relé' la opción 'Conector de Salidas' se podrá utilizar una de las tres salidas de contacto libre de potencial disponibles en el Conector B de control de cargas.

Una vez seleccionada dicha opción aparecerán las siguientes posibilidades de configuración:

Configuración del relé de seguridad	
Tipo de conexión del relé	Conector de Salidas
Configuración	Conectar relé en: Salida 1 Valor en estado normal: Activada
Modo de funcionamiento	Disparo con potencia de fase
Potencia de disparo (W)	0
Tiempo de reacción (s)	10
Potencia de rearme (W)	100
Tiempo mínimo para rearme (s)	30
Actualizar	

- **Configuración:** Permite seleccionar la salida en la que se conecta el relé y el estado por defecto de dicha salida en modo de funcionamiento normal.
- **Modo de funcionamiento:** Seleccione si el relé dispara en función de la menor de las potencias de las fases o en función de la potencia trifásica total.
- **Potencia de disparo:** Indique el valor de potencia por debajo del cual se activará el modo de alarma del relé.
- **Tiempo de reacción:** Indique el tiempo que se debe mantener la potencia por debajo del límite indicado en la opción anterior para que se dispare el modo de alarma.
- **Potencia de rearme:** Indique la potencia mínima que se debe consumir de la red para poder reactivar el modo de funcionamiento normal.
- **Tiempo mínimo de rearme:** Indique el tiempo mínimo que se debe mantener el estado de alarma del relé una vez que se ha activado.

6.4.2 CONTROL MEDIANTE DISPOSITIVO MODBUS TCP

Al seleccionar esta opción se modificarán las opciones de configuración disponibles para introducir los datos asociados al dispositivo de control.

Tipo de conexión del relé	Escritura MODBUS TCP	
Configuración	Dirección IP destino	<input type="text"/>
	Número de puerto	<input type="text"/>
	Dirección MODBUS de escritura	<input type="text"/>
	Valor en estado normal	<input type="text"/>
	Valor en estado de alarma	<input type="text"/>

- **Dirección IP destino:** Indique la dirección IP del dispositivo de control del relé.
- **Número de puerto:** Indique el número de puerto TCP en el que se encuentra el servidor MODBUS del dispositivo de control.
- **Dirección MODBUS de escritura:** Indique la dirección del mapa MODBUS asociada al control del relé.
- **Valor en estado normal:** Indique el valor que se escribirá en la dirección anterior para situar el relé en modo de funcionamiento normal.
- **Valor en estado de alarma:** Indique el valor que se escribirá en la dirección anterior para situar el relé en modo de alarma.

6.5 TABLA DE INVERSORES

Permite definir qué inversores hay conectados en la instalación, asignándoles un nombre que se usará para identificar cada uno de ellos en los registros.

Tabla de inversores				
Nombre	Modelo	Fase	Interface	
Inversor 1	Fronius (IFP) / Symo 10.0-3	Trifásico	RS422/RS485 ID = 1	 
Inversor 2	Fronius (IFP) / Galvo 3,0-1	Fase R	RS422/RS485 ID = 2	 

Si los inversores son monofásicos en una instalación trifásica también permite indicar en qué fase está conectado cada uno de ellos.



Dependiendo de la marca del inversor y el modo de comunicación las opciones de configuración disponibles serán distintas

Se dispone de un manual específico de configuración para cada marca de inversor soportado.

6.6 CONFIGURACIÓN DEL CONTROL

Parámetros de control	
Modo de control de potencia	 Por fase <input type="button" value="v"/>
Control de los inversores	 Activado <input type="button" value="v"/>
Consumo mínimo por fase (W)	 <input type="text" value="20"/>
Velocidad del control (%)	 <input type="text" value="50"/>
Respuesta de los inversores (%)	 <input type="text" value="30"/>
<input type="button" value="Actualizar"/>	

- **Modo de control de potencia:** En instalaciones monofásicas se debe de seleccionar siempre 'Por fase'. En instalaciones trifásicas, si se selecciona 'Por fase', se limitará la potencia de los inversores para que no se produzca vertido de energía en la red eléctrica por ninguna de las fases. Si se selecciona 'Trifásico' se limitará la potencia de los inversores para que no se produzca vertido de energía en el total de las tres fases.
- **Control de inversores:** Seleccionando 'Activado' se realizará el control de inyección cero sobre la instalación. Seleccionando 'Desactivado' se limitará la producción de los inversores a un valor fijo entre el 0% y el 100% de su potencia nominal.

Parámetros de control	
Modo de control de potencia	 Por fase ▼
Control de los inversores	 Desactivado ▼
Potencia máxima de los inversores (%)	 100
<input type="button" value="Actualizar"/>	

- **Consumo mínimo por fase:** Indica en vatios el consumo mínimo desde la red eléctrica deseado en cada fase. Valores ligeramente mayores que cero hace que se disminuyan posibles vertidos esporádicos de energía. Un valor inicial adecuado sería el 0,5% de la potencia fotovoltaica instalada.
- **Velocidad del control:** Velocidad de respuesta del control de potencia.
- **Respuesta de los inversores:** Velocidad de respuesta de los inversores ante variaciones de la limitación de potencia.

6.7 CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN ETHERNET

- **Tipo de conexión:** ofrece las distintas opciones de conexión disponibles.
 - **Establecer IP de forma manual** permite asignar la dirección IP y el resto de los parámetros de la red de forma directa.
 - **Obtener IP automáticamente** utilizará el servidor DHCP de la red local (normalmente el router de conexión a internet) para obtener la dirección IP y el resto de parámetros de la red.
 - **Compartir acceso a internet** creará un punto de acceso y el ITR 2.0 se comportará como un router, con una IP fija (192.168.138.1) y un servidor DHCP que puede asignar direcciones IP a otros dispositivos conectados en la red Ethernet.



No use este tipo conexión si conecta el equipo a una red Ethernet ya existente y con su propio router.

La principal utilidad de este tipo de conexión es permitir que los inversores con conexión Ethernet puedan enviar datos a sus propios servidores usando la conexión WIFI o 3G del ITR 2.0. La configuración de red a programar en los inversores sería la siguiente:

- **IP:** 192.168.138.xxx (Con xxx entre 2 y 254)
- **Máscara de red:** 255.255.255.0
- **Puerta de enlace (Gateway):** 192.168.138.1
- **DNS:** 192.168.138.1

Ethernet	
Tipo de conexión	Establecer IP de forma manual ▼
IP	192.168.137.99
Máscara	255.255.255.0
Gateway	192.168.137.1
DNS	192.168.137.1
Conexión a internet	Sí ▼
<input type="button" value="Actualizar"/>	

- **IP:** en caso de configuración manual, dirección IP asignada al ITR 2.0.
- **Máscara:** en caso de configuración manual, máscara de la red a la que se conecta el ITR.
- **Gateway (Puerta de enlace):** en caso de configuración manual, dirección IP del equipo de la red local que realiza la función de puerta de enlace con internet (normalmente el router de la red local).
- **DNS:** en caso de configuración manual, dirección IP del servidor de resolución de nombres de red (normalmente el router de la red local). Si no lo conoce puede configurar alguno de los servidores de nombres públicos de google: 8.8.8.8 u 8.8.4.4



En caso de configuración manual consulte con el administrador de la red local a la que se está conectando para que le proporcione los valores adecuados para la dirección IP, máscara de red, puerta de enlace y servidor DNS.

- **Conexión a internet:** indica si la red local Ethernet a la que se conecta el ITR 2.0 tiene acceso a internet. Si selecciona 'Sí' se usará esta conexión para la comunicación con el servidor central de datos.



Debe seleccionar 'No' si la red local no tiene acceso a internet para permitir que la conexión al servidor de datos se realice mediante las redes WIFI o 3G.

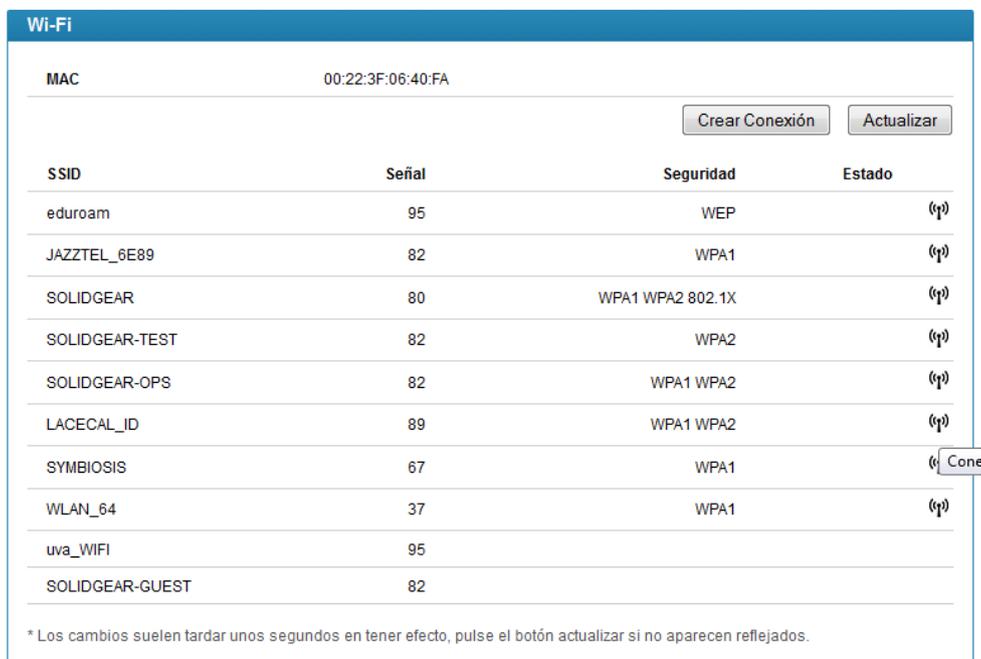


Los cambios en la red se aplicarán inmediatamente al pulsar en el botón 'Actualizar'.

Si está accediendo al ITR 2.0 mediante la conexión Ethernet la comunicación se perderá, y deberá conectar físicamente el equipo a la nueva red.

6.8 CONFIGURACIÓN DE LA CONEXIÓN WIFI

En el caso de tener conectado un dispositivo WIFI USB al ITR 2.0 este menú permite conectarse a alguna de las redes disponibles y configurar sus propiedades.



The screenshot shows the 'Wi-Fi' configuration page. At the top, the MAC address is 00:22:3F:06:40:FA. There are two buttons: 'Crear Conexión' and 'Actualizar'. Below is a table of available networks:

SSID	Señal	Seguridad	Estado
eduroam	95	WEP	(📶)
JAZZTEL_6E89	82	WPA1	(📶)
SOLIDGEAR	80	WPA1 WPA2 802.1X	(📶)
SOLIDGEAR-TEST	82	WPA2	(📶)
SOLIDGEAR-OPS	82	WPA1 WPA2	(📶)
LACECAL_ID	89	WPA1 WPA2	(📶)
SYMBIOSIS	67	WPA1	(📶) Cone
WLAN_64	37	WPA1	(📶)
uva_WIFI	95		
SOLIDGEAR-GUEST	82		

* Los cambios suelen tardar unos segundos en tener efecto, pulse el botón actualizar si no aparecen reflejados.

Aparecerá una lista con las redes disponibles, pudiendo conectarse a la deseada pulsando en el icono con forma de antena de la derecha. Sólo es posible la conexión a redes con seguridad habilitada, en caso contrario no aparece el icono de conexión. Al pulsar en conectar aparecerá la siguiente ventana, que permite configurar las opciones de conexión.



The screenshot shows the configuration page for the selected network 'LACECAL_ID'. The fields are:

- Red: LACECAL_ID
- Contraseña:
- Seguridad: WPA
- DHCP: Sí (dropdown)
- IP:
- Máscara:
- Gateway:
- DNS:
- Conexión a internet: Sí (dropdown)

Buttons: 'Conectar' and 'Volver'.

- **Contraseña:** introduciremos la contraseña de la red WFI a la que nos conectemos.
- **DHCP:** seleccionaremos 'Sí' para que el punto de acceso al que nos estamos conectando configure el resto de los parámetros de red de forma automática. Esta es la opción habitual al conectarse a redes WIFI. Si se selecciona 'No' se

configurarán a continuación los parámetros IP, Máscara, Gateway y DNS con los mismos criterios indicados en la configuración Ethernet manual.

- **Conexión a internet:** indica si la red WIFI a la que se conecta el ITR 2.0 tiene acceso a internet. Si selecciona ‘Sí’ se usará esta conexión para la comunicación con el servidor central de datos.



Debe seleccionar ‘No’ si la red WIFI no tiene acceso a internet para permitir que la conexión al servidor de datos se realice mediante la red 3G.

También se puede configurar la conexión a una red WIFI que actualmente no esté disponible, y el ITR 2.0 se conectará a ella cuando esté en el alcance. Para ello se debe pulsar en el botón ‘Crear conexión’ de la pantalla inicial, y además de los datos indicados anteriormente se deberá introducir el nombre de la red y el tipo de seguridad.

6.9 CONFIGURACIÓN DE LA RED MÓVIL 3G

Puede utilizar un modem 3G USB conectado directamente al ITR 2.0 para tener acceso a internet. El modem se configurará de forma automática, en esta pantalla se podrá comprobar si se ha detectado el modem y el estado de la conexión.

Red móvil 3G	
Modem Plug&Play	HUAWEI (HiLink)
Estado	Desconectado
Nivel de señal	
SIM no detectada o inválida	



El ITR 2.0 únicamente es compatible con los modelos HUAWEI de la serie HiLink, como por ejemplo el E303.

6.10 COPIA DE SEGURIDAD

Realizar copia de seguridad	
Configuración	<input type="button" value="Descargar"/>
Registros	2016-07

Restaurar configuración	
Fichero de configuración	<input type="button" value="Seleccionar archivo"/> Ningún archivo seleccionado
	<input type="button" value="Restaurar"/>

Restaurar configuración por defecto	
Restaurando la configuración por defecto se elimina la configuración y todos los datos recogidos por el equipo. El equipo se reiniciará y es posible que cambie la dirección IP a 192.168.137.99. ¿Está seguro de que quiere continuar?	
Aceptar	<input type="checkbox"/>
	<input type="button" value="Restaurar"/>

Esta opción permite realizar tres tareas distintas.

En el primer apartado se puede descargar la configuración actual del ITR y también los registros históricos de medida mes a mes. Estos archivos históricos se pueden subir posteriormente a la aplicación WEB, en caso de que el ITR 2.0 no tenga acceso a internet, para poder visualizar el funcionamiento desde cualquier lugar.

El segundo apartado permite restaurar un archivo de configuración descargado anteriormente.

Por último, el tercer apartado restaura la configuración por defecto, eliminando todo el registro histórico de datos y las configuraciones realizadas. La IP cambiará también al valor por defecto: 192.168.137.99.

6.11 TICKET PLATAFORMA WEB.

Si tiene conexión a internet, el ITR 2.0 enviará automáticamente los datos registrados a nuestros servidores. Para poder acceder a la visualización de esos datos y la gestión remota de la instalación en la plataforma WEB es necesario disponer de una cuenta de usuario y dar de alta el ITR 2.0 en dicha cuenta.

Para ello utilizaremos esta opción del menú de configuración del ITR 2.0 y además deberemos acceder también a la aplicación WEB en <http://itr.lacecal.es>



En la página de conexión de la aplicación WEB seleccionaremos la opción 'Dar de alta usuario', donde nos aparecerán los pasos que debemos seguir a continuación:

Dar de alta usuario

Puede dar de alta un usuario ya existente para que acceda como instalador a los registros de un ITR o bien crear un usuario nuevo.

- 1.- Conéctese al ITR utilizando su contraseña de instalador y acceda a la opción 'Ticket plataforma WEB'.
- 2.- Escriba en el ITR el ID mostrado a continuación y pulse en 'Generar Ticket'.
- 3.- A continuación escriba aquí el número de serie y el ticket generado en el ITR.

Número de serie	<input type="text"/>
ID plataforma WEB	<input type="text" value="ZUQaYIsF"/>
Ticket de acceso	<input type="text"/>

Copiaremos el código que nos aparece identificado como 'ID plataforma WEB' y pegaremos dicho código en la opción 'Ticket plataforma WEB' del ITR 2.0:

Registro en plataforma WEB

Escriba el ID proporcionado por la plataforma WEB y pulse en Generar Ticket.
A continuación escriba en la plataforma WEB el número de serie tal cual aparece aquí y el ticket generado.

Número de serie	131001
ID plataforma WEB	<input type="text" value="ZUQaYIsF"/>

A continuación pulsamos en Generar Ticket, con lo que el ITR 2.0 generará el código necesario para registrarse en la plataforma WEB.

Registro en plataforma WEB

Ticket generado correctamente

Número de serie	<input type="text" value="131001"/>
ID plataforma WEB	ZUQaYIsF
Ticket de acceso	<input type="text" value="AhMKsnnuPq"/>

De nuevo en la plataforma WEB, introduciremos los datos proporcionados por el ITR 2.0 y pulsaremos en el botón 'Dar de alta'.

Dar de alta usuario

Puede dar de alta un usuario ya existente para que acceda como instalador a los registros de un ITR o bien crear un usuario nuevo.

- 1.- Conéctese al ITR utilizando su contraseña de instalador y acceda a la opción 'Ticket plataforma WEB'.
- 2.- Escriba en el ITR el ID mostrado a continuación y pulse en 'Generar Ticket'.
- 3.- A continuación escriba aquí el número de serie y el ticket generado en el ITR.

Número de serie	<input style="width: 60%;" type="text" value="131001"/>
ID plataforma WEB	ZUQaYIsF
Ticket de acceso	<input style="width: 60%;" type="text" value="AhMKsnnuPq"/>

Si ya dispone de una cuenta de usuario en la plataforma WEB, puede agregar el ITR 2.0 a su cuenta simplemente iniciando sesión con su nombre de usuario y contraseña.

Iniciar sesión
Dar de alta usuario

Al iniciar sesión agregará el ITR con número de serie 131001 a su cuenta de instalador.
Pulsando en el icono de alternar también puede crear un nuevo usuario con permisos de instalador.

Iniciar sesión

Usuario

Contraseña

NOVEDAD

Nuevas opciones en el menú de preferencias

Podrá administrar los datos de configuración de sus licencias TV-Slider y agregar la imagen de su LOGO.

En el menú de '**Preferencias**', en la parte superior derecha de la página, podrá acceder a las opciones que permiten subir su logo de instalador y administrar las licencias de la aplicación de visualización en pantalla TV-Slider.

Si no dispone de cuenta, o quiere crear una nueva para administrar esta instalación, puede hacerlo pulsando el icono alternar, señalado en rojo.

Iniciar sesión
Dar de alta usuario

Al iniciar sesión agregará el ITR con número de serie 131001 a su cuenta de instalador.
Pulsando en el icono de alternar también puede crear un nuevo usuario con permisos de instalador.

Crear usuario

Usuario

Contraseña

Repetir Contraseña

NOVEDAD

Nuevas opciones en el menú de preferencias

Podrá administrar los datos de configuración de sus licencias TV-Slider y agregar la imagen de su LOGO.

En el menú de '**Preferencias**', en la parte superior derecha de la página, podrá acceder a las opciones que permiten subir su logo de instalador y administrar las licencias de la aplicación de visualización en pantalla TV-Slider.

7 ESTADO DE LA PLANTA

En el menú ‘Estado de la Planta’ tenemos acceso a tres pantallas que permiten visualizar el estado actual de la instalación.

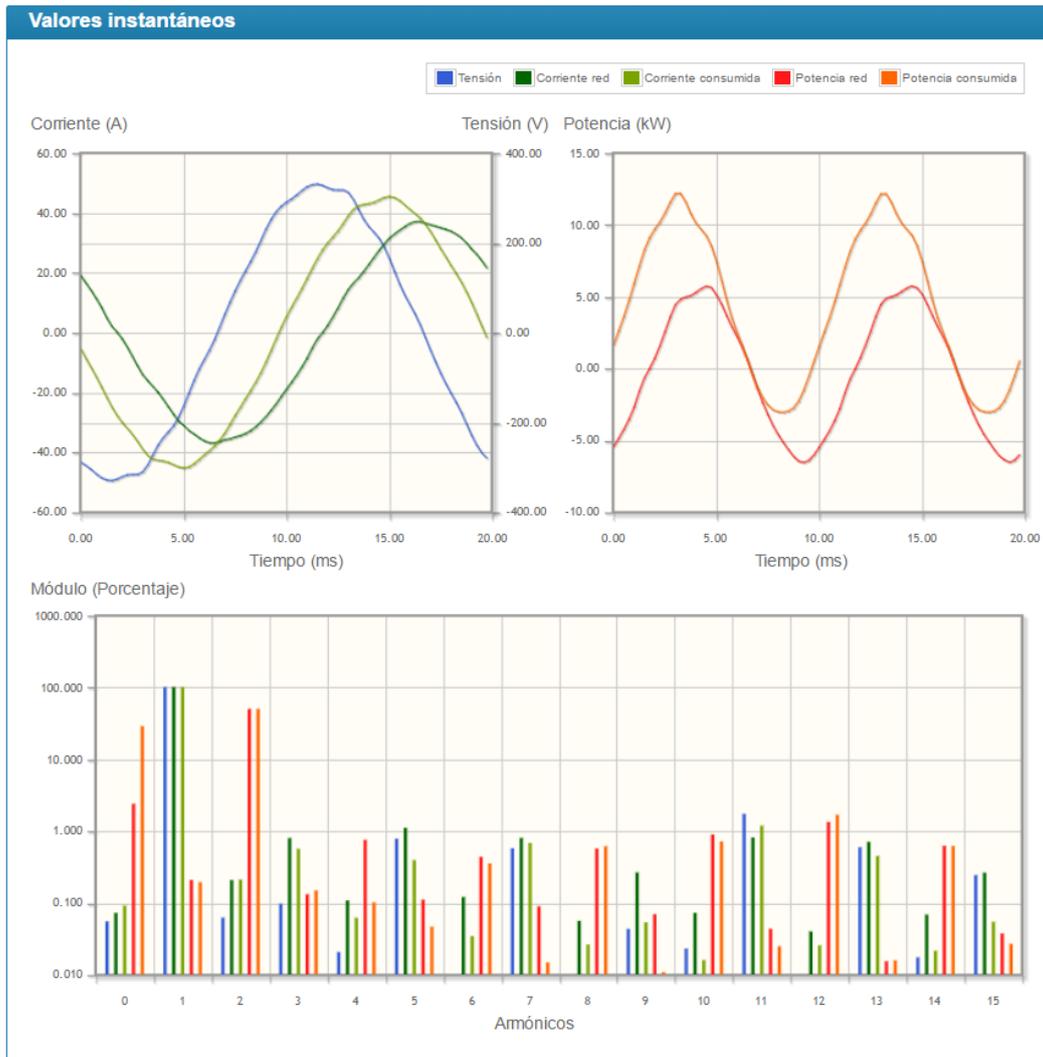
7.1 VALORES EFICACES

En esta pantalla se muestran los valores actuales medidos en cada fase de la tensión, intensidad, potencia activa, reactiva, aparente y factor de potencia. Marcando la opción ‘Actualización automática’ los valores se refrescarán periódicamente durante unos minutos.

Valores eficaces		Actualización automática <input type="checkbox"/>		
RED	Total	Fase R	Fase S	Fase T
Tensión:	--	235,8 V	234,7 V	235,1 V
Intensidad:	--	35,0 A	46,5 A	32,8 A
Potencia Activa:	13,764 kW	2,845 kW	7,086 kW	3,833 kW
Potencia Reactiva:	1,955 kVAr	-1,406 kVAr	1,087 kVAr	2,273 kVAr
Potencia Aparente:	13,902 kVA	8,241 kVA	10,911 kVA	7,707 kVA
Factor de Potencia:	0,990	0,345	0,649	0,497
FOTOVOLTAICA	Total	Fase R	Fase S	Fase T
Tensión:	--	235,8 V	234,7 V	235,1 V
Intensidad:	--	36,2 A	36,1 A	36,0 A
Potencia Activa:	25,450 kW	8,514 kW	8,473 kW	8,463 kW
Potencia Reactiva:	0,572 kVAr	0,582 kVAr	-0,050 kVAr	0,040 kVAr
Potencia Aparente:	25,457 kVA	8,534 kVA	8,473 kVA	8,463 kVA
Factor de Potencia:	1,000	0,998	1,000	1,000
CONSUMO	Total	Fase R	Fase S	Fase T
Tensión:	--	235,8 V	234,7 V	235,1 V
Intensidad:	--	57,1 A	74,4 A	59,2 A
Potencia Activa:	39,215 kW	11,359 kW	15,559 kW	12,296 kW
Potencia Reactiva:	2,526 kVAr	-0,824 kVAr	1,037 kVAr	2,313 kVAr
Potencia Aparente:	39,296 kVA	13,457 kVA	17,475 kVA	13,907 kVA
Factor de Potencia:	0,998	0,844	0,890	0,884

7.2 VALORES INSTANTÁNEOS

Esta pantalla permite ver las formas de onda de las tensiones, corrientes y potencia de cada una de las fases. También muestra el análisis armónico hasta el armónico número 15.



7.3 DISPOSITIVOS CONTROLADOS

En esta pantalla se podrá comprobar el estado de cada inversor conectado al ITR 2.0: potencia actual, porcentaje de regulación de potencia que se está aplicando y estado de la comunicación con el inversor.

Además en 'Otros Dispositivos' aparecerá el estado de las cargas controladas.

Estado de los Inversores					
Nombre	Modelo	Fase	Pot. actual (W)	Límite (%)	Estado
Inversor 1	Primo 8,2-1	Fase R	0	100	FALLO

Estado de Otros Dispositivos		
Modelo	Nombre	Estado
Conector de Salidas ITR	Salida 1	Desconectado (16.4 min)
Conector de Salidas ITR	Salida 2	<input type="checkbox"/>
Conector de Salidas ITR	Salida 3	<input type="checkbox"/>
Controlador de Carga ITR.vLD	*** Nuevo controlador ***	Salida 1: 100% Salida 2: 0% Salida 3: 0%
		OK

8 REGISTRO DE DATOS

La opción 'Registro de datos' ofrece un histórico de los datos recogidos de la instalación, tanto los consumos como la producción fotovoltaica total y de cada uno de los inversores.

Menú

Monitorización planta

Producción inversores

Opciones

Fecha

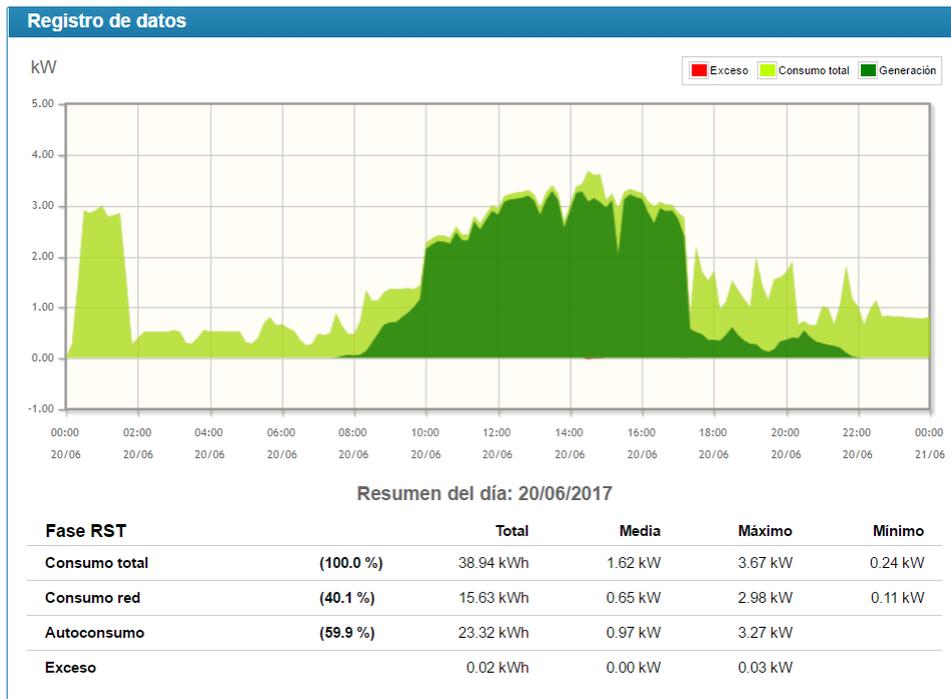
Comparar fases

Fase
RST R S T

Unidades
Potencia Energía

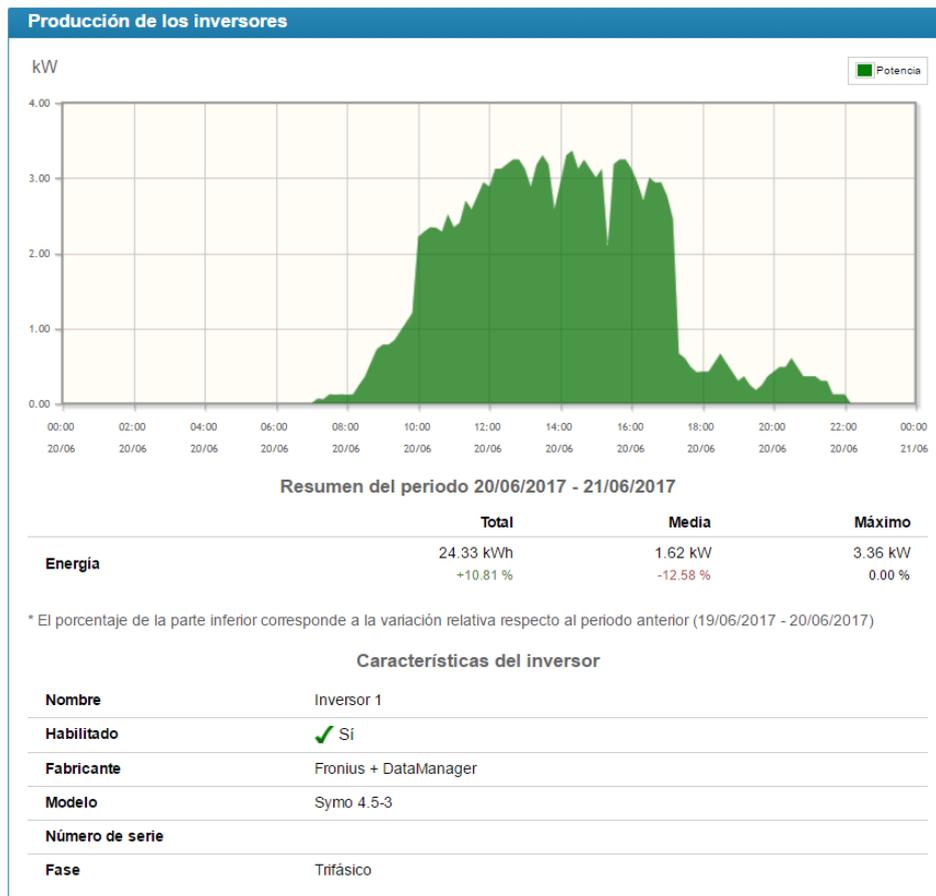
8.1 MONITORIZACIÓN DE LA PLANTA

Visualiza de manera gráfica la evolución del consumo total y la producción fotovoltaica en una fecha concreta. Se pueden mostrar los datos totales trifásicos o por fase.



8.2 PRODUCCIÓN DE LOS INVERSORES

Para cada uno de los inversores de la instalación puede visualizarse el perfil de potencia y energía generada en una fecha determinada.



9 PULSADOR DE CONFIGURACIÓN

Si ha cambiado la dirección IP por defecto del ITR y no recuerda los valores actuales es posible recuperar el acceso a la WEB de configuración integrada utilizando el botón 'Config'. Dependiendo de la fecha de fabricación, este botón puede estar en la carátula frontal o en un microinterruptor accesible mediante el orificio cercano al conector B.



9.1 ACCESO MEDIANTE RED ETHERNET

Es posible hacer que el ITR 2.0 recupere la dirección IP por defecto de la conexión Ethernet realizando los siguientes pasos:

1. Pulsar el botón durante más de 5 segundos. Al soltar el led de 'Status' comenzará a parpadear.
2. Pulsar el botón de nuevo durante poco más de 1 segundo (menos de 5). El led 'Server' se encenderá.
3. De nuevo, pulsar el botón durante 1 segundo. Se encenderá el led de 'Control' y se apagará el de 'Server'.
4. Por último, pulsar el botón durante 5s y soltar. Los led parpadearán de forma rápida durante unos momentos y volverán a su modo normal.

De este modo, utilizando el navegador y mediante los pasos descritos en el apartado 6.7, podremos acceder a la configuración interna en la IP 192.168.137.99.

Este cambio de dirección IP es temporal. Repitiendo la secuencia de pasos anterior con el pulsador, o reiniciando el ITR 2.0 se recuperará la dirección IP configurada.

Para realizar un cambio permanente en la configuración IP acceda al menú Ethernet e introduzca los nuevos valores deseados.

9.2 ACCESO MEDIANTE WIFI

Si el ITR 2.0 tiene conectado un pincho WIFI USB es posible crear un punto de acceso y conectarse de forma inalámbrica a la WEB de configuración. Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

1. Pulsar el botón durante más de 5 segundos. Al soltar el led de 'Status' comenzará a parpadear.
2. Pulsar el botón de nuevo durante poco más de 1 segundo (menos de 5). El led 'Server' se encenderá.
3. Por último, pulsar el botón durante 5s y soltar. Los led parpadearán de forma rápida durante unos momentos y volverán a su modo normal.

Una vez realizada esta secuencia, el ITR 2.0 creará un punto de acceso WIFI llamado 'ITR-Nº-Serie' (Por ejemplo: **ITR-131001**).

Buscaremos esa red WIFI con un ordenador o dispositivo móvil, y nos conectaremos mediante la contraseña 'CFG@ITR-NºSerie' (Por ejemplo: **CFG@ITR-131001**).

Una vez realizada la conexión, mediante el navegador, podremos acceder a la configuración interna utilizando la dirección IP **192.168.139.1**

De nuevo esta configuración es temporal, y se perderá realizando la misma secuencia de pulsaciones o reiniciando el equipo.

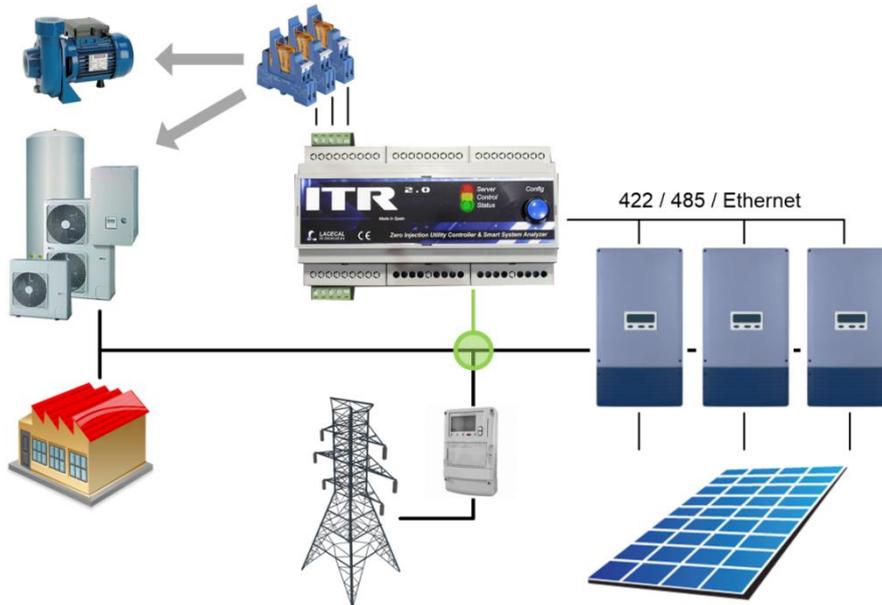
10 GESTIÓN DE CARGAS

El ITR 2.0 puede gestionar la energía consumida en la instalación de dos formas distintas:

- Encendiendo y apagando determinadas cargas de la instalación mediante los relés conectados en el conector de control de cargas: control de cargas ON/OFF o todo/nada.
- Modulando la potencia consumida por una carga resistiva mediante el dispositivo externo ITR.vLD: control de cargas regulables. De esta forma la potencia consumida se adaptará a la producción solar existente, obteniendo así el máximo rendimiento de la planta fotovoltaica.

10.1 CONTROL DE CARGAS TODO / NADA

Se podrán encender y apagar hasta tres cargas independientes utilizando las salidas del conector de control de cargas.



En el menú de configuración del control de cargas se podrán seleccionar las salidas activas, así como realizar su programación.

10.1.1 CARGAS DISPONIBLES

En el listado de cargas aparecerán todas las salidas disponibles para realizar el control de cargas, pudiendo editar los datos asociados a cada salida mediante el icono en forma de lápiz de la derecha.

Listado de cargas disponibles		
Identificación de la carga	Nombre asignado	Habilitada
Conector de Salidas ITR - (S1)	Salida 1	SI
Conector de Salidas ITR - (S2)	Salida 2	NO
Conector de Salidas ITR - (S3)	Salida 3	NO

Los datos que se pueden configurar en cada salida son:

Editar datos de la carga	
Identificación de la carga	Conector de Salidas ITR - (S1)
Nombre asignado	<input type="text" value="Salida 1"/>
Habilitar control de la carga	<input type="button" value="Sí"/>
Estado para conectar la carga	<input type="button" value="Activada"/>
<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

- **Nombre asignado:** permite asignar un nombre a esa salida para identificar más fácilmente la carga que tiene conectada.
- **Habilitar control de la carga:** permite activar o desactivar todas las programaciones asignadas a una carga sin necesidad de borrarlas.
- **Estado para conectar la carga:** determina si para activar la carga la salida del ITR 2.0 se debe encender o pagar. Esto permitiría usar relés con contactos normalmente abiertos o cerrados en función de la necesidad.

10.1.2 PROGRAMACIÓN DE LAS CARGAS

En esta lista se podrán agregar todas las condiciones de conexión y desconexión de las cargas que se deseen. Cada programación incluye además una restricción temporal en la que es válida (intervalo horario y días de la semana). Se pueden definir también periodos en los que la carga esté siempre encendida o apagada independientemente de cualquier otra condición.

Programación de las cargas				
Nombre	Días	Condición de conexión	Condición de desconexión	
Salida 1	LMXJVSD 00:00 a 23:59	Exceso Inversores (R+S+T) mayor de 100 W	Consumo Red (R+S+T) mayor de 100 W	   
Salida 1	S D 00:00 a 23:59	---	Siempre desconectada	   

Las programaciones de tipo ‘Siempre conectada’ o ‘Siempre desconectada’ tienen prioridad sobre el resto.

Para el resto de programaciones, el orden de prioridad para la conexión es el que aparece en la lista. El orden se puede modificar pulsando las flechas de subir y bajar a la derecha de cada programa. Para la desconexión, el orden será el inverso al de la lista.

Se puede agregar un programa nuevo mediante el icono con el signo ‘+’, eliminar un programa mediante el símbolo con una papelera y editar un programa existente mediante el símbolo con un lápiz.

La programación de las condiciones de conexión y desconexión se realiza de forma intuitiva mediante el siguiente cuadro de opciones, en el que simplemente hay que seguir las indicaciones:

Editar datos del programa	
Asignar el programa a la carga	Salida 1 ▾
Activar el programa los días de la semana	<input checked="" type="checkbox"/> L <input checked="" type="checkbox"/> M <input checked="" type="checkbox"/> X <input checked="" type="checkbox"/> J <input checked="" type="checkbox"/> V <input checked="" type="checkbox"/> S <input checked="" type="checkbox"/> D
entre la hora inicial	00:00 (hh:mm)
y la hora final	23:59 (hh:mm)
El estado de la carga será	Controlada por programa ▾
CONECTAR LA CARGA CUANDO...	
... el valor promedio durante los últimos ...	60 segundos
... de ...	El exceso de potencia en inversores ▾
... en la fase ...	R+S+T ▾
... es mayor de ...	100 W
... y la carga lleva apagada al menos	300 segundos
DESCONECTAR LA CARGA CUANDO...	
... el valor promedio durante los últimos ...	60 segundos
... de la potencia consumida de red en la fase ...	R+S+T ▾
... es mayor de ...	100 W
... y la carga lleva encendida al menos	300 segundos
<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

La condición de conexión de la carga se puede establecer en función del exceso de energía disponible en los inversores, o bien en función de la energía consumida de la red eléctrica.

Dependiendo de si la carga es monofásica o trifásica y del tipo de control deseado, se puede establecer también si las condiciones se aplican sobre la potencia de una de las fases o del total trifásico.

Además las condiciones se aplican sobre un promedio temporal de la potencia seleccionada para evitar la influencia de variaciones momentáneas de consumo.

Para evitar conexiones y desconexiones demasiado rápidas se incluye también una condición que establece un tiempo mínimo que la carga debe permanecer en cada uno de los estados antes de que pueda cambiar.

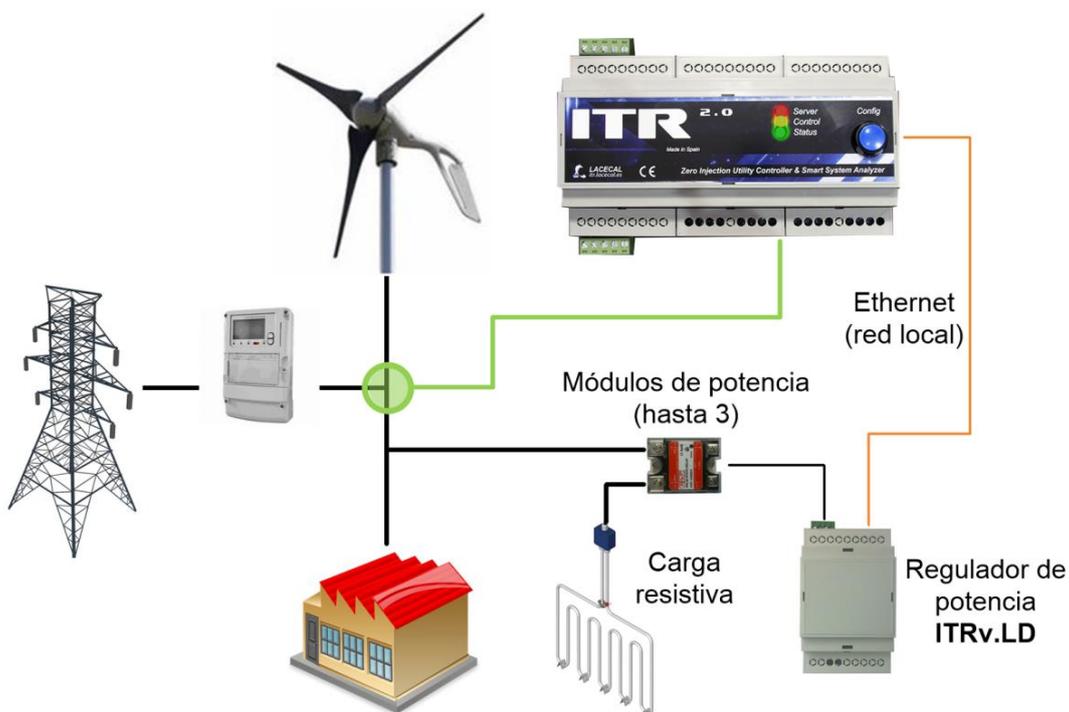
10.2 CONTROL DE CARGAS REGULABLES

Mediante el dispositivo externo ITR.vLD se puede modular la potencia consumida por una carga resistiva para que el consumo de la instalación se adapte lo más posible en cada momento a la producción disponible. Cargas resistivas típicas son los calentadores de ACS. La configuración y control de la carga se realiza desde el ITR 2.0. Los dos dispositivos se comunican mediante la red Ethernet (ambos deben estar conectados en la misma red local).

Configuración del Sistema de Control	
Velocidad del control (%)	<input type="text" value="10"/>
Velocidad de variación de las cargas (W/s)	<input type="text" value="1000"/>
<input type="button" value="Actualizar"/>	

En la configuración del sistema se puede establecer la velocidad de respuesta del control y la máxima variación de potencia deseada en la carga en vatios por segundo.

Mediante el control de cargas se podría además hacer la regulación de inyección cero sin tener control sobre la producción de los inversores o con fuentes de energía renovable que no se puedan limitar, como podría ser un molino eólico.



Para ello habría que asegurar que siempre hay suficiente potencia en las cargas como para disipar los posibles excesos de producción.

El dispositivo ITRv.LD permite controlar hasta tres cargas resistivas de forma independiente. En sistemas trifásicos el control regula las cargas para equilibrar automáticamente el consumo de la instalación.

Una vez que el dispositivo ITRv.LD está conectado en la misma red Ethernet que el ITR 2.0 se podrá utilizar el botón 'Buscar controladores' de la 'Lista de cargas disponibles' para buscar y agregar todos los dispositivos.

Configuración del Sistema de Control	
Velocidad del control (%)	<input type="text" value="10"/>
Velocidad de variación de las cargas (W/s)	<input type="text" value="1000"/>
<input type="button" value="Actualizar"/>	

Listado de cargas disponibles	
Identificación del controlador	Datos de la carga
Controlador de Carga ITR.vLD *** Nuevo controlador *** (00:08:DC:1F:0B:4C)	Salida 1 - Siempre conectada (1000W / Fase R) Salida 2 - Siempre desconectada (0W / Fase R) Salida 3 - Siempre desconectada (0W / Fase R)
<input type="button" value="Buscar controladores"/>	

Mediante el primero de los iconos se deberá definir la configuración de red del controlador de carga.

Editar configuración de red del controlador	
Identificación del controlador	Controlador de Carga ITR.vLD - (00:08:DC:1F:0B:4C)
Nombre asignado	*** Nuevo controlador ***
IP	<input type="text" value="192.168.137.100"/>
Máscara	<input type="text" value="255.255.255.0"/>
Gateway	<input type="text" value="192.168.137.1"/>
DNS	<input type="text" value="192.168.137.1"/>
<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	



Se debe asignar una dirección IP fija al Controlador de Carga.

Consulte con el administrador de la red local en caso de duda para evitar conflictos con otros dispositivos.

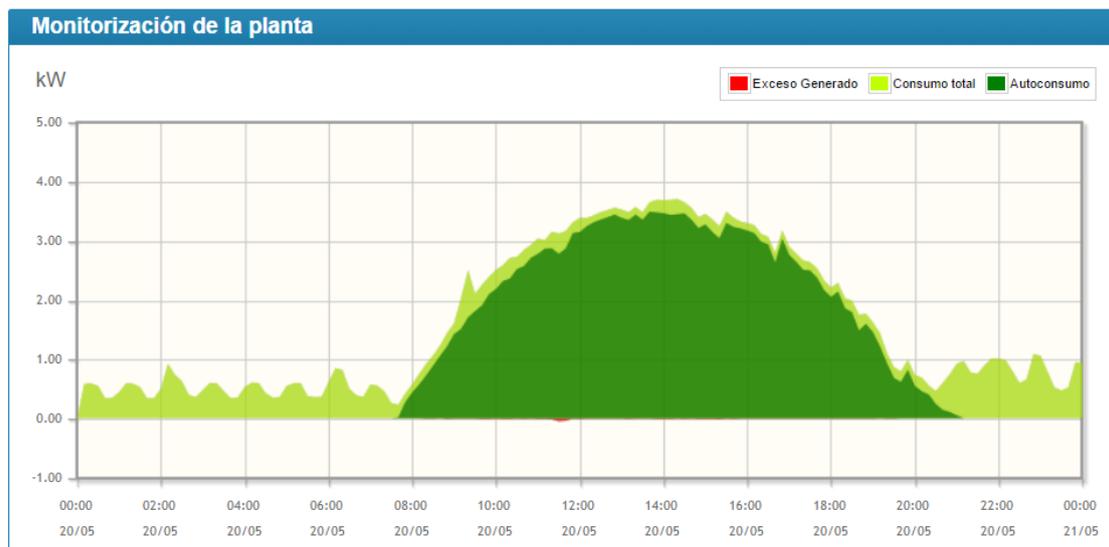
Mediante el lápiz de edición podremos configurar cada una de las tres salidas del controlador, indicando la potencia de la carga que tiene conectada, la fase de red y el tipo de control, entre: 'Siempre conectada', 'Siempre desconectada' y 'Controlada'.

Editar datos de la carga	
Identificación del controlador	Controlador de Carga ITR.vLD - (00:08:DC:1F:0B:4C)
Nombre asignado	*** Nuevo controlador ***
Salida 1	Siempre conectada ▼ Fase R ▼ <input type="text" value="1000"/> W
Salida 2	Siempre desconectada ▼ Fase R ▼ <input type="text" value="0"/> W
Salida 3	Siempre desconectada ▼ Fase R ▼ <input type="text" value="0"/> W
<input type="button" value="Guardar"/> <input type="button" value="Cancelar"/>	

Las dos primeras opciones son útiles durante la instalación para comprobar que las cargas se conectan y desconectan correctamente independientemente del estado de funcionamiento de la planta.

También se pueden agregar restricciones temporales en cada una de las salidas mediante el lápiz de edición. De esta forma se pueden definir intervalos horarios para determinados días de la semana en los que la carga se regule a un porcentaje constante desde el 0% (apagada) al 100% (encendida).

La gráfica siguiente corresponde al funcionamiento de una planta real que incorpora el controlador de carga. Se observa como el consumo de la instalación se va adaptando a la producción fotovoltaica, y el consumo de la resistencia variable compensa automáticamente otras variaciones de los consumos internos.



11 SERVIDOR MODBUS TCP

El ITR 2.0 incorpora un servidor MODBUS en el puerto TCP 502.

Mediante este servidor se puede tener acceso a todo el histórico de datos almacenado en el equipo: energía consumida de la red en cada fase tanto activa como reactiva, consumos de las cargas de la instalación y producción fotovoltaica.

También se pueden obtener los valores instantáneos medidos por el ITR 2.0 de las tensiones, corrientes, potencias activas y reactivas.

En los siguientes apartados se muestra el mapa de direcciones MODBUS del servidor.

11.1 REGISTRO HISTÓRICO

Inicio	Final	Tamaño	R/W	Funciones	Nombre	Tipo	Unidades	Descripción	Valores
0x1000	0x1002	3	RW	3 6 16	Fecha	bcd12		Fecha y hora en BCD del registro a recuperar. aa aa mm dd hh mm	
0x1003	0x1003	1	R	3	Estado	uint16		0: accediendo registro 1: registro disponible 2: registro no encontrado	0 - 2
0x1004	0x1006	3	R	3	F_Reg	bcd12		Fecha y hora en BCD del intervalo de 10 minutos leído. aa aa mm dd hh mm	
0x1007	0x1008	2	R	3	redR+	float32	kWh	Energía consumida de la red en la fase R	> 0
0x1009	0x100A	2	R	3	redR-	float32	kWh	Energía exportada a la red en la fase R	> 0
0x100B	0x100C	2	R	3	redS+	float32	kWh	Energía consumida de la red en la fase S	> 0
0x100D	0x100E	2	R	3	redS-	float32	kWh	Energía exportada a la red en la fase S	> 0
0x100F	0x1010	2	R	3	redT+	float32	kWh	Energía consumida de la red en la fase T	> 0
0x1011	0x1012	2	R	3	redT-	float32	kWh	Energía exportada a la red en la fase T	> 0
0x1013	0x1014	2	R	3	redRST+	float32	kWh	Energía consumida de la red en las fases R+S+T	> 0
0x1015	0x1016	2	R	3	redRST-	float32	kWh	Energía exportada a la red en las fases R+S+T	> 0
0x1017	0x1018	2	R	3	redQ1	float32	kVarh	Energía reactiva consumida de red en el cuadrante Q1	> 0
0x1019	0x101A	2	R	3	redQ2	float32	kVarh	Energía reactiva consumida de red en el cuadrante Q2	> 0
0x101B	0x101C	2	R	3	redQ3	float32	kVarh	Energía reactiva consumida de red en el cuadrante Q3	> 0
0x101D	0x101E	2	R	3	redQ4	float32	kVarh	Energía reactiva consumida de red en el cuadrante Q4	> 0

Inicio	Final	Tamaño	R/W	Funciones	Nombre	Tipo	Unidades	Descripción	Valores
0x101F	0x1020	2	R	3	conR	float32	kWh	Consumo total de la instalación en la fase R	> 0
0x1021	0x1022	2	R	3	conS	float32	kWh	Consumo total de la instalación en la fase S	> 0
0x1023	0x1024	2	R	3	conT	float32	kWh	Consumo total de la instalación en la fase T	> 0
0x1025	0x1026	2	R	3	conRST	float32	kWh	Consumo total de la instalación en las fases R+S+T	> 0
0x1027	0x1028	2	R	3	invRST	float32	kWh	Energía total producida por los inversores (Leída de los inversores)	> 0

11.1.1 EJEMPLO

Petición del registro histórico de 10 minutos que comienza el 18/12/2015 a las 20:00

MODBUS PDU: 0x10 0x10 0x00 0x00 0x03 0x06 0x20 0x15 0x12 0x18 0x20 0x00

- La lectura de los valores asociados al registro de datos (registros 0x1003 a 0x1028) se debe realizar en la misma conexión TCP que la solicitud.
- La lectura se puede realizar en cualquier momento posterior a la solicitud, pero se debe tener en cuenta el valor del registro 0x1003 para saber si el resto de datos son válidos o no.

11.2 VALORES INSTANTÁNEOS

Inicio	Final	Tamaño	R/W	Funciones	Nombre	Tipo	Unidades	Descripción	Valores
0x2000	0x2001	2	R	3	Pred_RST	float32	W	P(RST) Consumida de red	---
0x2002	0x2003	2	R	3	Pgen_RST	float32	W	P(RST) Generada	---
0x2004	0x2005	2	R	3	Pcon_RST	float32	W	P(RST) Consumo cargas	---
0x2006	0x2007	2	R	3	Pred_R	float32	W	P(R) Consumida de red	---
0x2008	0x2009	2	R	3	Pgen_R	float32	W	P(R) Generada	---
0x200A	0x200B	2	R	3	Pcon_R	float32	W	P(R) Consumo cargas	---
0x200C	0x200D	2	R	3	Pred_S	float32	W	P(S) Consumida de red	---
0x200E	0x200F	2	R	3	Pgen_S	float32	W	P(S) Generada	---
0x2010	0x2011	2	R	3	Pcon_S	float32	W	P(S) Consumo cargas	---
0x2012	0x2013	2	R	3	Pred_T	float32	W	P(T) Consumida de red	---
0x2014	0x2015	2	R	3	Pgen_T	float32	W	P(T) Generada	---
0x2016	0x2017	2	R	3	Pcon_T	float32	W	P(T) Consumo cargas	---
0x2018	0x2019	2	R	3	Qred_RST	float32	Var	Q(RST) Consumida de red	L (>0)
0x201A	0x201B	2	R	3	Qgen_RST	float32	Var	Q(RST) Generada	L (>0)
0x201C	0x201D	2	R	3	Qcon_RST	float32	Var	Q(RST) Consumo cargas	L (>0)
0x201E	0x201F	2	R	3	Qred_R	float32	Var	Q(R) Consumida de red	L (>0)
0x2020	0x2021	2	R	3	Qgen_R	float32	Var	Q(R) Generada	L (>0)
0x2022	0x2023	2	R	3	Qcon_R	float32	Var	Q(R) Consumo cargas	L (>0)
0x2024	0x2025	2	R	3	Qred_S	float32	Var	Q(S) Consumida de red	L (>0)
0x2026	0x2027	2	R	3	Qgen_S	float32	Var	Q(S) Generada	L (>0)
0x2028	0x2029	2	R	3	Qcon_S	float32	Var	Q(S) Consumo cargas	L (>0)
0x202A	0x202B	2	R	3	Qred_T	float32	Var	Q(T) Consumida de red	L (>0)
0x202C	0x202D	2	R	3	Qgen_T	float32	Var	Q(T) Generada	L (>0)
0x202E	0x202F	2	R	3	Qcon_T	float32	Var	Q(T) Consumo cargas	L (>0)
0x2030	0x2031	2	R	3	Ired_R	float32	A	I(R) Intensidad eficaz red	> 0
0x2032	0x2033	2	R	3	Igen_R	float32	A	I(R) Intensidad eficaz generación	> 0
0x2034	0x2035	2	R	3	Icon_R	float32	A	I(R) Intensidad eficaz consumo	> 0
0x2036	0x2037	2	R	3	Ired_S	float32	A	I(S) Intensidad eficaz red	> 0
0x2038	0x2039	2	R	3	Igen_S	float32	A	I(S) Intensidad eficaz generación	> 0
0x203A	0x203B	2	R	3	Icon_S	float32	A	I(S) Intensidad eficaz consumo	> 0
0x203C	0x203D	2	R	3	Ired_T	float32	A	I(T) Intensidad eficaz red	> 0
0x203E	0x203F	2	R	3	Igen_T	float32	A	I(T) Intensidad eficaz generación	> 0
0x2040	0x2041	2	R	3	Icon_T	float32	A	I(T) Intensidad eficaz consumo	> 0

Inicio	Final	Tamaño	R/W	Funciones	Nombre	Tipo	Unidades	Descripción	Valores
0x2042	0x2043	2	R	3	V_R	float32	V	V(R) Tensión eficaz fase R	> 0
0x2044	0x2045	2	R	3	V_S	float32	V	V(S) Tensión eficaz fase S	> 0
0x2046	0x2047	2	R	3	V_T	float32	V	V(T) Tensión eficaz fase T	> 0
0x2048	0x2049	2	R	3	Pexc_R	float32	W	P(R) Exceso disponible	>= 0
0x204A	0x204B	2	R	3	Pexc_S	float32	W	P(S) Exceso disponible	>= 0
0x204C	0x204D	2	R	3	Pexc_T	float32	W	P(T) Exceso disponible	>= 0
0x204E	0x204F	2	R	3	Pexc_RST	float32	W	P(RST) Exceso disponible	>= 0
0x2050	0x2051	2	R	3	Regul_R	float32	%	(R) Porcentaje de Regulación	0-100
0x2052	0x2053	2	R	3	Regul_S	float32	%	(S) Porcentaje de Regulación	0-100
0x2054	0x2055	2	R	3	Regul_T	float32	%	(T) Porcentaje de Regulación	0-100
0x2056	0x2057	2	R	3	Regul_RST	float32	%	(RST) Porcentaje de Regulación	0-100
0x2058	0x2059	2	R	3	Pload_R	float32	W	P(R) Carga variable deseada	>= 0
0x205A	0x205B	2	R	3	Pload_S	float32	W	P(S) Carga variable deseada	>= 0
0x205C	0x205D	2	R	3	Pload_T	float32	W	P(T) Carga variable deseada	>= 0
0x205E	0x205F	2	R	3	Pload_RST	float32	W	P(RST) Carga variable deseada	>= 0
0x2060	0x2060	1	R	3	Out_state	uint16	---	Estado salidas digitales	

12 GARANTÍAS

En caso de cualquier duda de funcionamiento o avería del equipo, póngase en contacto con su DISTRIBUIDOR:

Amara-e
 Departamento técnico
 C/ Trespaderne 29, planta 1
 28042 Madrid
 +34 917 23 16 00
tecnicos.solar@amara.es
<https://www.amara-e.com>

El fabricante, LACECAL:

Garantiza sus productos contra todo defecto de fabricación por un período de dos años a partir de la entrega de los equipos.

Reparará, todo producto defectuoso de fabricación devuelto durante el período de garantía. Si no fuera posible la reparación, reemplazará el producto, requiriéndose siempre la devolución del producto defectuoso.

No aceptará ninguna devolución ni se reparará ningún equipo si no viene acompañado de un informe indicando el defecto observado o los motivos de la devolución.

Dejará sin efecto la garantía si el equipo ha sufrido “mal uso” o no se han seguido las instrucciones de este manual en todos sus aspectos: almacenaje, instalación y mantenimiento. Se define “mal uso” como cualquier situación de empleo, mantenimiento o almacenamiento contraria al código electrotécnico nacional o que supere los límites indicados en el apartado de características técnicas y ambientales de este manual. Asimismo la garantía quedará sin efecto si se comprueba que el equipo ha sido abierto o manipulado con anterioridad por personal ajeno a Amara-e o a LACECAL.

LACECAL declina toda responsabilidad por los posibles daños en el equipo o en otras partes de las instalaciones en las que se encuentre y no cubrirá las posibles penalizaciones derivadas de una avería no cubierta por la garantía. La presente garantía no es aplicable a las averías producidas en los siguientes casos:

- Por sobretensiones y/o perturbaciones eléctricas en el suministro.
- Por agua, si el producto no tiene la Clasificación IP apropiada.
- Por falta de ventilación y/o temperaturas excesivas.
- Por una instalación incorrecta y/o falta de mantenimiento.
- Si el comprador repara o modifica el material sin autorización del fabricante.

13 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Alimentación	230 Vca (40% ... 115%) 50 ... 60 Hz 8 VA 14 VA (con módulos WIFI y 3G simultáneos)
Medida de tensión	10 ... 264 Vac (fase-neutro) 50 ... 60 Hz 0,03 VA
Medida de corriente	.../0,250 A (0,04 VA) .../1 A (0,02 VA) .../5 A (0,5 VA)
Precisión	1 %
Comunicaciones	Ethernet RS422 / RS485 WIFI / 3G / Bluetooth mediante dispositivos USB estándar no incluidos.
Interface de usuario	Servidor WEB integrado en el equipo. Acceso mediante Ethernet o WIFI.
Registro de datos	Almacenamiento local de todos los datos de funcionamiento en SD incluida.
Conexión a internet	Ethernet / WIFI / 3G Necesaria para el envío de datos al portal web y recepción de actualizaciones de firmware automáticas.
Características Mecánicas	módulos DIN (159x90x58 mm) ABS UL94V-0 310 gr Montaje en Carril DIN 46277 (EN 50022)
Rango de temperatura de trabajo	-25°C ... +70°C
Rango de temperatura de almacenamiento	-40°C ... +85°C
Humedad relativa máxima sin condensación	95%
Altitud máxima	2000m
Grado de protección	IP20

Normativa	
Compatibilidad electromagnética	UNE-EN 61000-6-4:2007 UNE-EN 61000-6-2:2006
Seguridad eléctrica	UNE-EN 61010-1:2011

DECLARACIÓN DE CONFORMIDAD CE

Fabricante: Asociación LACECAL

Dirección: Escuela de Ingenierías Industriales
Paseo del Cauce 59
47011 Valladolid

Declaramos bajo nuestra responsabilidad que el producto

Gestor de autoconsumo e inyección Cero ITR 2.0

modelos

ITR 2.0 / 0.25A

ITR 2.0 / 5A

ITR 2.0 PV-D / 0.25A

ITR 2.0 PV-D / 5A

está en conformidad con las Directivas Europeas:

2014/30/UE: Compatibilidad Electromagnética

2014/35/UE: Baja Tensión

2011/65/UE: Rohs

de acuerdo a las normas:

61000-6-2:2006

61000-6-4:2007/A1:2011

61010-1:2011

siempre que sea instalado, mantenido y usado siguiendo las instrucciones indicadas en su manual de usuario y las normas de instalación aplicables.

Año de marcado CE:

2015

En Valladolid, a 1 de junio de 2017



José Antonio Domínguez Vázquez
Director del LACECAL

03

Protección industrial

adda1/sd.es

HG-SERIES

Interruptores aut. de caja moldeada:

HGM con regulación térmica/ HGE con protección diferencial integrada

Máxima selectividad y seguridad



$I_{cs} = 100 \% I_{cu}$

Disposición neutro HGM (izquierda)

Amplio rango de calibres: desde 32 a 800 A

Poder de corte reforzado 16 – 85 kA (a 460 V)

Tensión nominal de aislamiento (Ui) 1,000 V

HGM - Int. automático caja moldeada

Características técnicas

Tensión nominal de aislamiento, Ui	1,000 V
Tensión de empleo máx., Ue	690 V
Tensión nom. de resistencia al impulso, Uimp	8 kV
Función protección	Sobrecarga, cortocircuito y protección instantánea

Idoneidad para el aislamiento	Sí
Categoría utilizada	A
Grado de polución	3
Norma internacional	IEC 60947-2

Modelo	HGM100				HGM125				HGM160				
Marco	(AF) 100				125				160				
Polos	(P) 2, 3, 4 ¹⁾				2, 3, 4 ¹⁾				2 ³⁾ , 3, 4 ¹⁾				
Corriente nominal, a 40°	(A) 20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100				20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100, 125				100, 125, 150, 160				
Poder de corte [Icu] (kA rms)	Código para pedido	E	S	H	L	E	S	H	L	E	S	H	L
	AC660/690 V	2.5	5	7.5	8	5	7.5	8	10	7.5	8	8	10
	AC480/500 V	7.5	10	14	26	10	14	26	35	14	20	26	35
	AC440/460 V	16	20	26	30	20	26	38	55	20	26	38	55
	AC380/415 V	16	20	26	30	20	26	38	55	20	26	38	55
	AC220/240 V	35	50	50	50	50	65	85	100	50	65	85	100
DC250 V (2P)	5	10	15	15	10	15	20	30	10	15	20	30	
Capac. de corte del servicio [Ics = % Icu]	100	100	75	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Endurancia (maniobras)	Mecánica	30,000				30,000				25,000			
	Eléctrica	10,000				10,000				10,000			

Dispositivo de disparo		HGM100				HGM125				HGM160			
Magnetotérmico	LTD	(1.0) x In				(1.0) x In				(1.0) x In			
	Fijo	(1.0) x In				(1.0) x In				(1.0) x In			
	Ajustable	(0.8 - 0.9 - 1.0) x In				(0.8 - 0.9 - 1.0) x In				(0.8 - 0.9 - 1.0) x In			
	Instantáneo [INST]	16 - 32 A: 400 A, 40 - 100 A: 10 x In				16 - 32 A: 400 A, 40 - 125 A: 10 x In				10 x In			

Accesorios		HGM100				HGM125				HGM160				
Internos	Contacto auxiliar	AUX	●			●				●				
	Señalización alarma	ALT	●			●				●				
	Bobina de emisión	SHT	●			●				●				
	Bobina de mínima tensión	UVT	●			●				●				
Externos	Mando	Directo	TFG	●		●				●				
	rotativo	Extendido	TFH	●		●				●				
	Mando motorizado	MOT	●			●				●				
	Enclavamiento mecánico	MIF	●			●				●				
	Bloqueo candado	PLD	●			●				●				
	Plug-in	TDM (Línea/Carga)		● (3P sólo)			● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDM (sólo Línea)		● (3P sólo)			● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDF (sólo Línea)		● (3P sólo)			● (3P sólo)							
		TDA (1 fila)		● (3P sólo)			● (3P sólo)							
		TDA (2 fila)		● (2, 3P sólo)			● (3P sólo)							
Bloque prensacables	CTB	●			●				●					
Cubrebornes	TCF	●			●				●					
Separador de fases	TQQ	●			●				●					
Pletina espaciadora	TBB	-			-							●		

Instalación y dimensiones		HGM100				HGM125				HGM160						
Conexión/Instalación	Conexión frontal	Terminal de tornillo				Terminal de tornillo/pala										
	Conexión trasera	Horizontal/Vertical				Horizontal/Vertical										
	Plug-in	CCM (Línea y carga, sólo línea), Cuadro distribución ²⁾				CCM (Línea y carga, sólo línea)										
	Inst. en carril DIN	Posible con adaptador DRA				-										
Dimensiones (mm)	a (2/3/4P)	50/75/100				60/90/120				105/105/140						
	b	130				155				165						
	c	68				68				68						
	Peso (kg)	2/3/4P				0.6/0.8/1.0				0.8/1.0/1.3				1.1/1.3/1.7		



* 1) 4 polos: Disposición habitual tipo N-R-S-T (neuto lado izquierdo).

2) Plug-in: Sólo disponible en 3P.

3) Productos de 2P eliminan el uso del polo central respecto al producto en 3P. Es decir, las dimensiones del producto 2P son iguales a las de los 3P.

HGM

Interruptor aut. en caja moldeada hasta 800A

Disposición 4P NRST Neutro izquierda
Regulación:

LTD = 0,8-0,9-1 x I_n
INST fijo = 10 x I_n

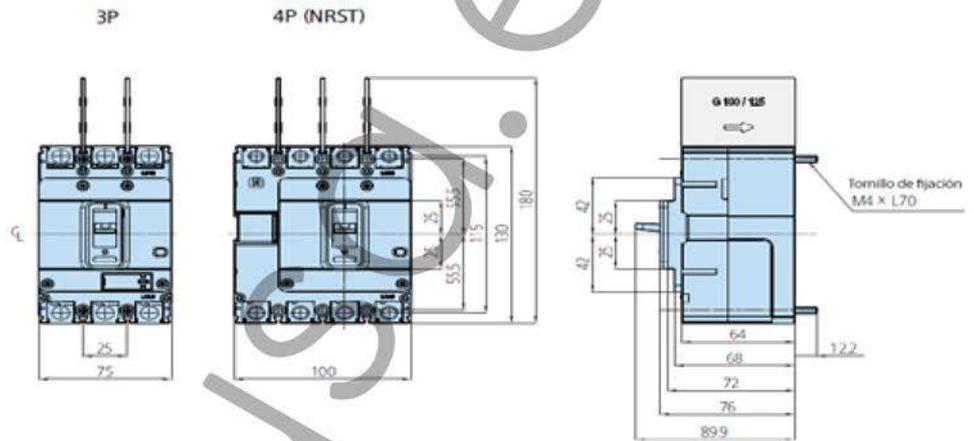
HGM 100

Interruptor automático caja moldeada adaptable a carril DIN hasta 100A



PdC	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
*** Calibres disponibles: 016, 020, 025, 032, 040, 050, 063, 075, 080, 100, 125								
L 30 kA	3P	HGM100-L3P***F	A	323,19	4P	HGM100-L4P***F	A	425,00

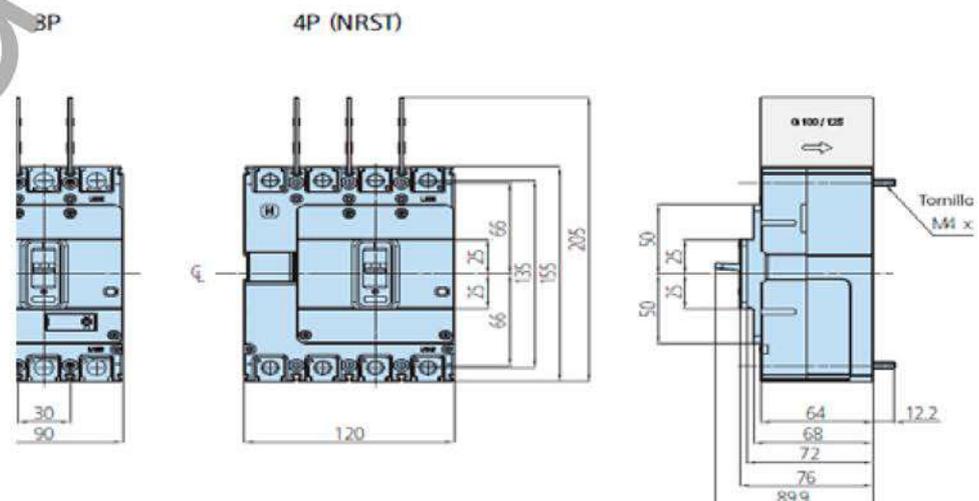
Necesario accesorio DRA-10GM para montaje en DIN, 1 unidad en 3 polos, 2 unidades en 4 polos.



HGM 125



PdC	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
*** Calibres disponibles HGM125: 016, 020, 025, 032, 040, 050, 063, 075, 080, 100, 125								
H 38kA	3P	HGM125-H3P***F	A	457,70	4P	HGM125-H4P***F	A	606,51
L 55kA	3P	HGM125-L3P***F	A	524,28	4P	HGM125-L4P***F	A	680,84



HGM

Interruptor aut. en caja moldeada hasta 800A

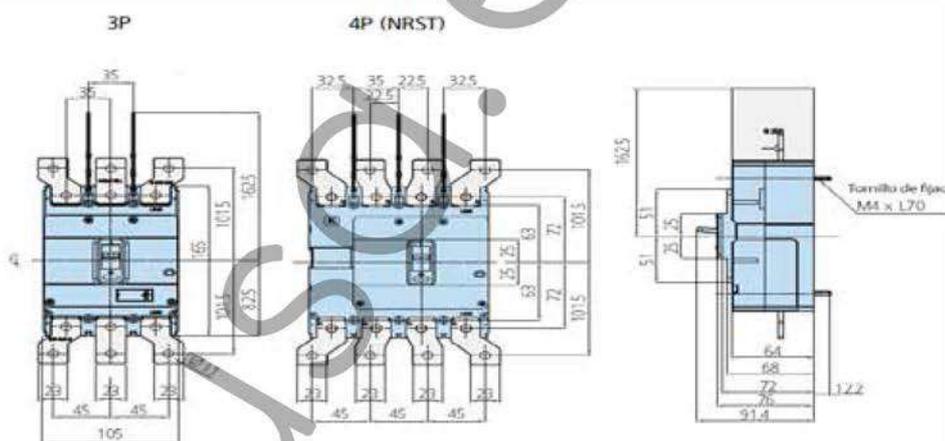
Disposición 4P NRST Neutro izquierda
Regulación:

LTD = 0,8-0,9-1 x In
INST fijo = 10 x In

HGM 160/250



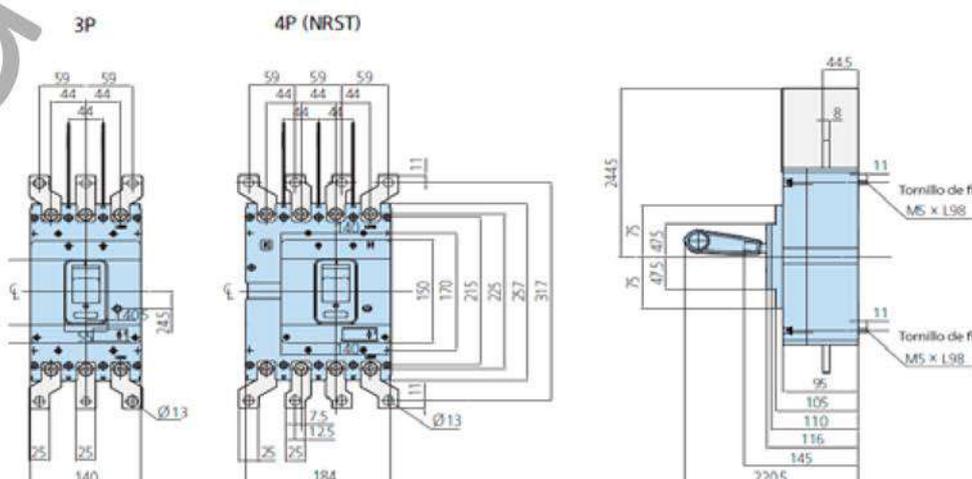
PdC	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
*** Calibres disponibles HGM160: 100, 125, 160 / HGM250: 200, 225, 250								
H 38kA	3P	HGM160-H3P***F	A	593,62	4P	HGM160-H4P***F	A	761,23
L 55kA	3P	HGM160-L3P***F	A	599,00	4P	HGM160-L4P***F	A	791,23
H 38kA	3P	HGM250-H3P***F	A	869,19	4P	HGM250-H4P***F	A	1.119,23
L 55kA	3P	HGM250-L3P***F	A	979,23	4P	HGM250-L4P***F	A	1.200,71



HGM 400



PdC	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
*** Calibres disponibles: 300, 350, 400								
S 65kA	3P	HGM400-S3P***F	A	1.832,09	4P	HGM400-S4P***F	A	2.212,14
L 100 kA	3P	HGM400-L3P***F	A	2.898,21	4P	HGM400-L4P***F	A	3.574,28



HGM

Interruptor aut. en caja moldeada hasta 800A

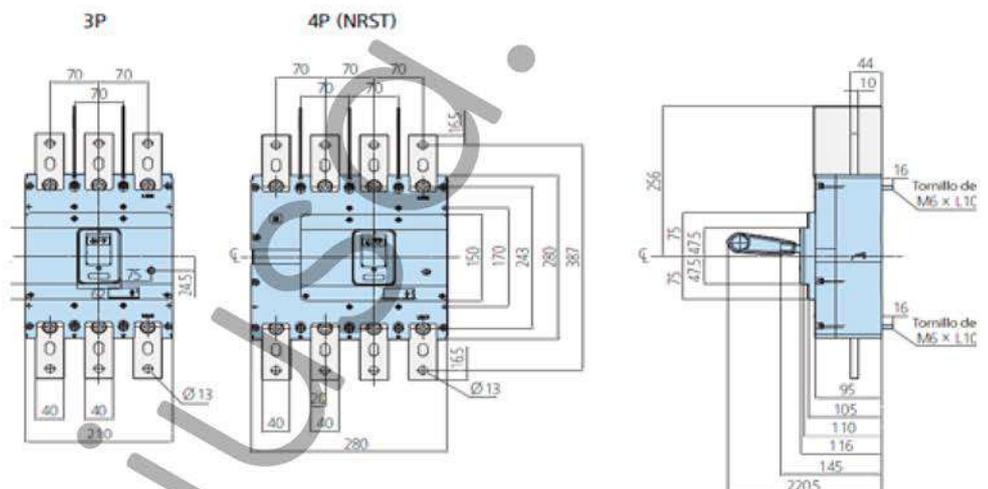
Disposición 4P NRST Neutro izquierda
Regulación:

LTD = 0,8-0,9-1 x I_n
INST fijo = 10 x I_n

HGM 630/800



PdC	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
*** Calibres disponibles HGM630: 500, 630 / HGM800: 700, 800								
S 65kA	3P	HGM630-H3P***F	A	3.126,10	4P	HGM630-H4P***F	A	4.025,37
L 100kA	3P	HGM630-L3P***F	C	3.688,72	4P	HGM630-L4P***F	C	4.273,64
S 65kA	3P	HGM800-H3P***F	A	4.331,50	4P	HGM800-H4P***F	A	5.441,78
L 100kA	3P	HGM800-L3P***F	C	4.371,30	4P	HGM800-L4P***F	C	5.469,38



HG-SERIES

HGE int. automático con protección diferencial integrada hasta 400A

$I_{cs} = 100 \% I_{cu}$ $U_{imp} = 6 \text{ kV}$

- Accesorios compatible con HGM y tamaño estándar
- Sensibilidad y tiempo de retardo ajustables
- Disposición neutro HGE (derecha)



HGE - Caja moldeada con protección dif.

Características técnicas

Tensión de empleo máx., Ue	220/460 V
Tensión nom. de resistencia al impulso, Uimp	6 kV
Función protección	Sobrecarga, cortocircuito y protección instantánea

Idoneidad para el aislamiento	Sí
Categoría utilizada	A
Grado de polución	3
Norma internacional	IEC 60947-2

Modelo		HGE100				HGE125			
Marco	(AF)	100				125			
Polos	(P)	2 ²⁾ , 3, 4 ¹⁾				2 ²⁾ , 3, 4 ¹⁾			
Corriente nominal, a 40	(A)	20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100				20, 25, 32, 40, 50, 63, 75, 80, 100, 125			
Instantáneo	Sensibilidad	(mA)				30			
	Max. retardo a la desconexión	(s)				0.1			
Con retardo	Sensibilidad	(mA)				100 - 300 - 500 - 1,000 Regulable			
	Max. retardo a la desconexión	(s)				0.1 - 0.4 - 1.0 - 2.0			
	Retardo	(ms)				0 - 200 - 500 - 1,000 Regulable			
Poder de corte [Icu] (kA rms)	Código para pedido	E	S	H	L	E	S	H	L
	AC440/460 V	16	20	26	30	20	26	38	55
	AC380/415 V	16	20	26	30	20	26	38	55
	AC220/240 V	30	50	50	50	50	65	85	100
Capac. de corte en servicio [Ics = % Icu]		100	100	75	50	100	100	100	100
Endurancia (maniobras)	Retardo tiempo inverso [LT]					30,000			
	Tiempo intervención mínimo [LT]					10,000			

Dispositivo de disparo

Magnetotérmico	LTD	(1.0) x In				(1.0) x In			
	Instantáneo [INST]	16 - 32 A: 400 A, 40 - 100 A: 10 x In				16 - 32 A: 400 A, 40 - 125 A: 10 x In			

Accesorios

Internos		HGE100				HGE125				
Contacto auxiliar	AUX	●				●				
Señalización alarma	ALT	●				●				
Bobina de emisión	SHT	-				-				
Bobina de mínima tensión	UVT	-				-				
Externos	Mando Directo	TFG	●				●			
	rotativo Extendido	TFH	●				●			
	Mando motorizado	MOT	●				●			
	Enclavamiento mecánico	MIF	●				●			
	Bloqueo candado	PLD	●				●			
	Plug-in	TDM (Línea/Carga)	● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDM (sólo Línea)	● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDF (sólo Línea)	● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDA (1 fila)	● (3P sólo)				● (3P sólo)			
		TDA (2 fila)	● (2, 3P sólo)				● (3P sólo)			
Bloque prensacables	CTB	●				●				
Cubrebornes	TCF	●				●				
Separador de fases	TQQ	●				●				
Pletina espaciadora	TBB	-				-				

Instalación y dimensiones

Conexión/Instalación	Conexión frontal	Terminal de tornillo	
	Conexión trasera	Horizontal/Vertical	
Plug-in	CCM (Ambos lados), Cuadro distribución ²⁾		
Instalación en carril DIN	Posible con adaptador DRA		
Dimensiones (mm)	a (2/3/4P)	75/75/100	90/90/120
	b	130	155
	c	68	68
Peso (kg)	2/3/4P	0.8/0.9/1.3	1.0/1.1/1.4

* 1) 4 polos: Disposición tipo R-S-T-N (neuto lado derecho).

2) Plug-in: Sólo disponible en 3P.

3) Productos de 2P eliminan el uso del polo central respecto al producto en 3P. Es decir, las dimensiones del producto 2P son iguales a las de los 3P.

HGE

Disposición 4P RSTN Neutro derecha
Regulable en tiempo (0 a 1000ms) y sensibilidad (100 a 1.000ms)
Sin regulación de la prot. térmica y magnética

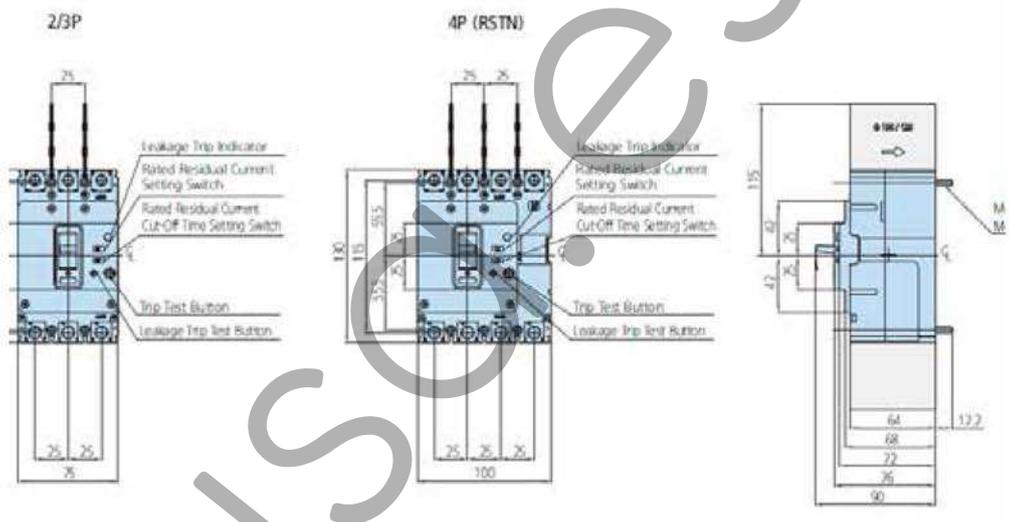
HGE 100

Interruptor aut. caja moldeada con protección diferencial para carril DIN hasta 100A



PdC	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
L 30 kA	100A	3P	HGE100-L3P100	C	709,38	4P	HGE100-L4P100	A	849,38

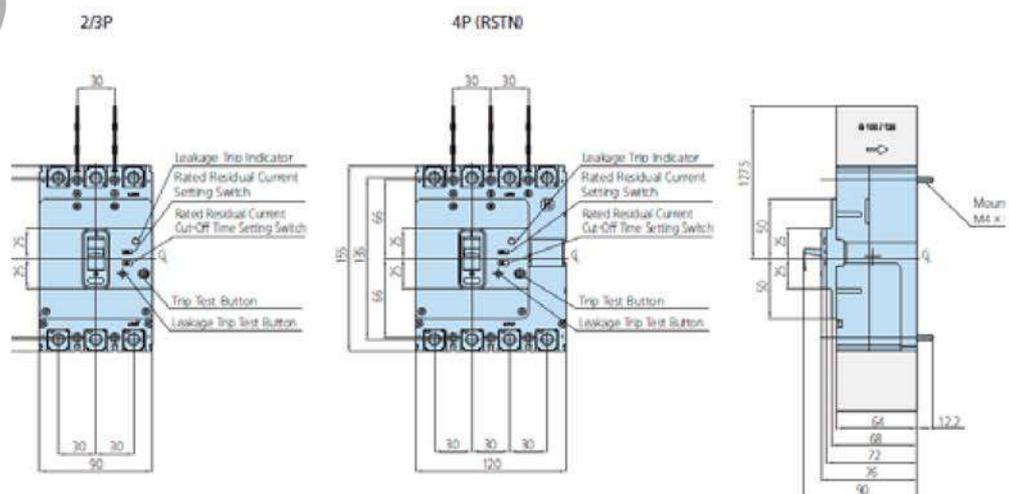
Necesario accesorio DRA-10GM para montaje en DIN, 1 unidad en 3 polos, 2 unidades en 4 polos.



HGE 125



PdC	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
L 30 kA	125A	3P	HGE125-L3P125	C	781,28	4P	HGE125-L4P125	A	938,28



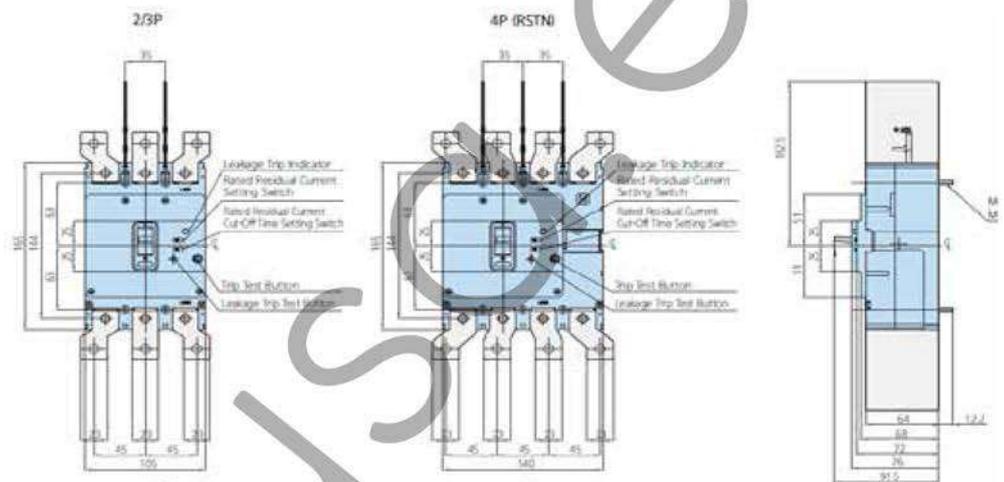
HGE

Disposición 4P RSTN Neutro derecha
Regulable en tiempo (0 a 1000ms) y sensibilidad (100 a 1.000ms)
Sin regulación de la prot. térmica y magnética

HGE 160/250



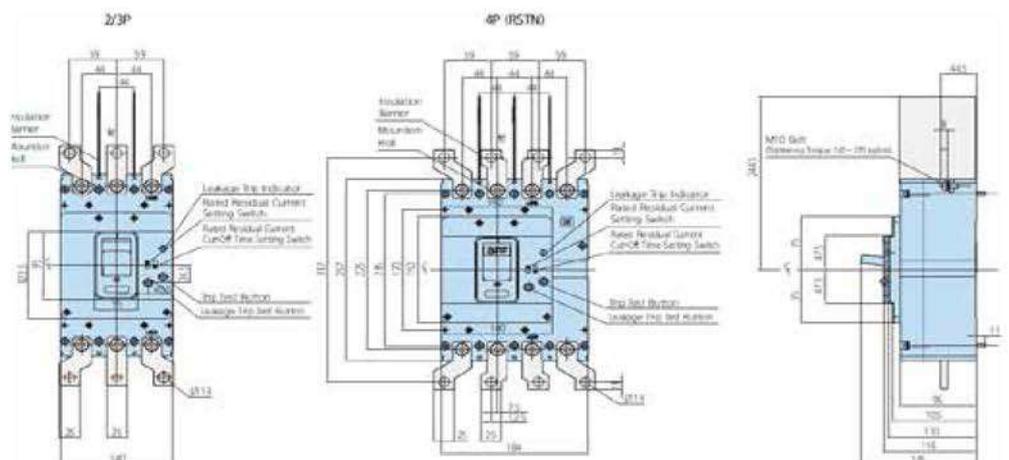
PdC	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
L 55 kA	160A	3P	HGE160-L3P160	C	1.067,00	4P	HGE160-L4P160	A	1.267,00
L 55 kA	200A	3P	HGE250-L3P200	C	1261,13	4P	HGE250-L4P200	A	1511,13
L 55 kA	250A	3P	HGE250-L3P250	C	1261,13	4P	HGE250-L4P250	A	1511,13



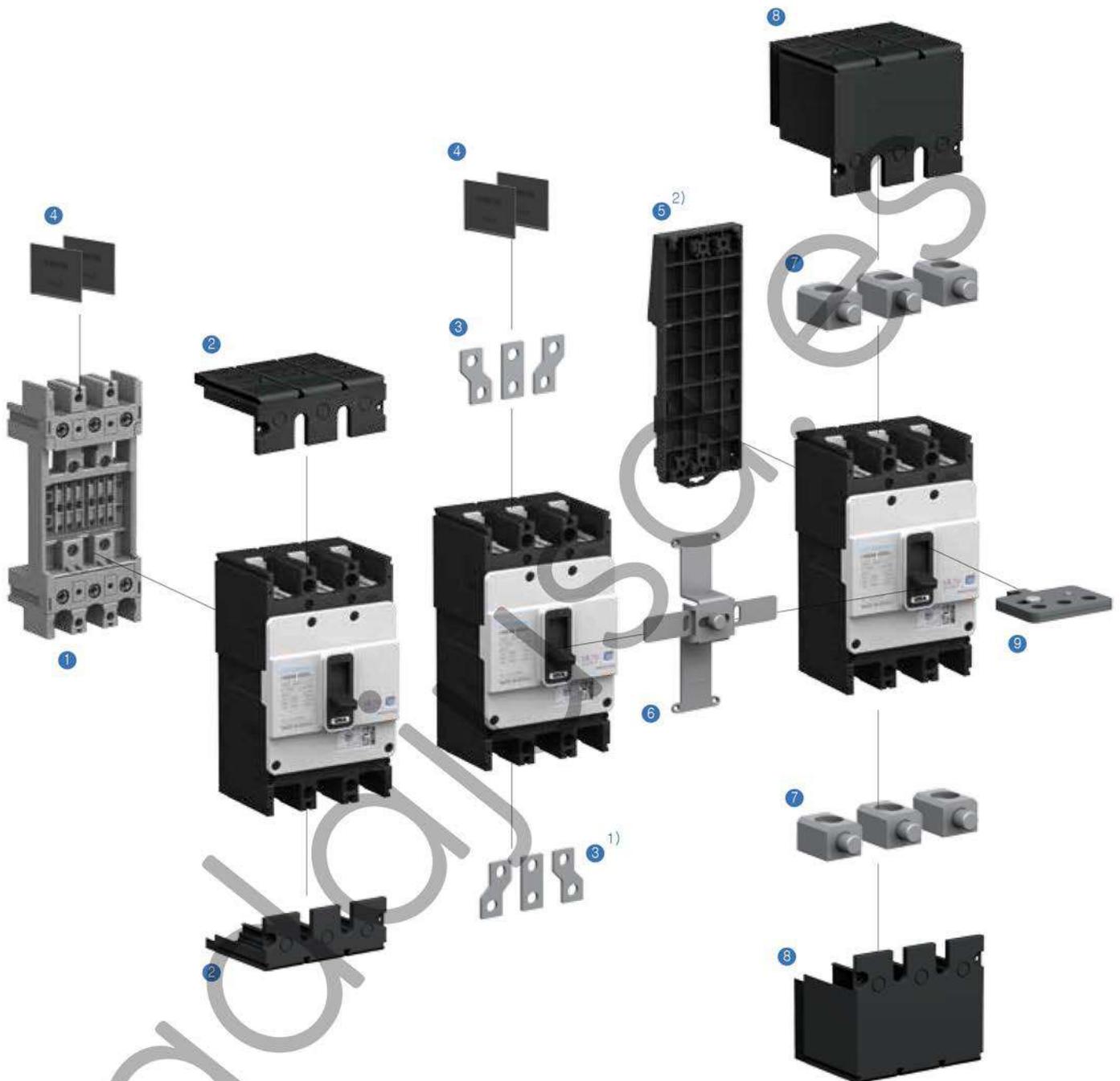
HGE 400



PdC	Intensidad (A)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)	Polos	Referencia	Clave	PVR (€)
S 65 kA	400A	3P	HGE400-S3P400	C	2.954,50	4P	HGE400-S4P400	A	3.544,50

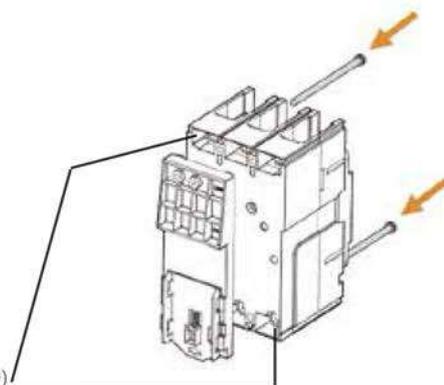


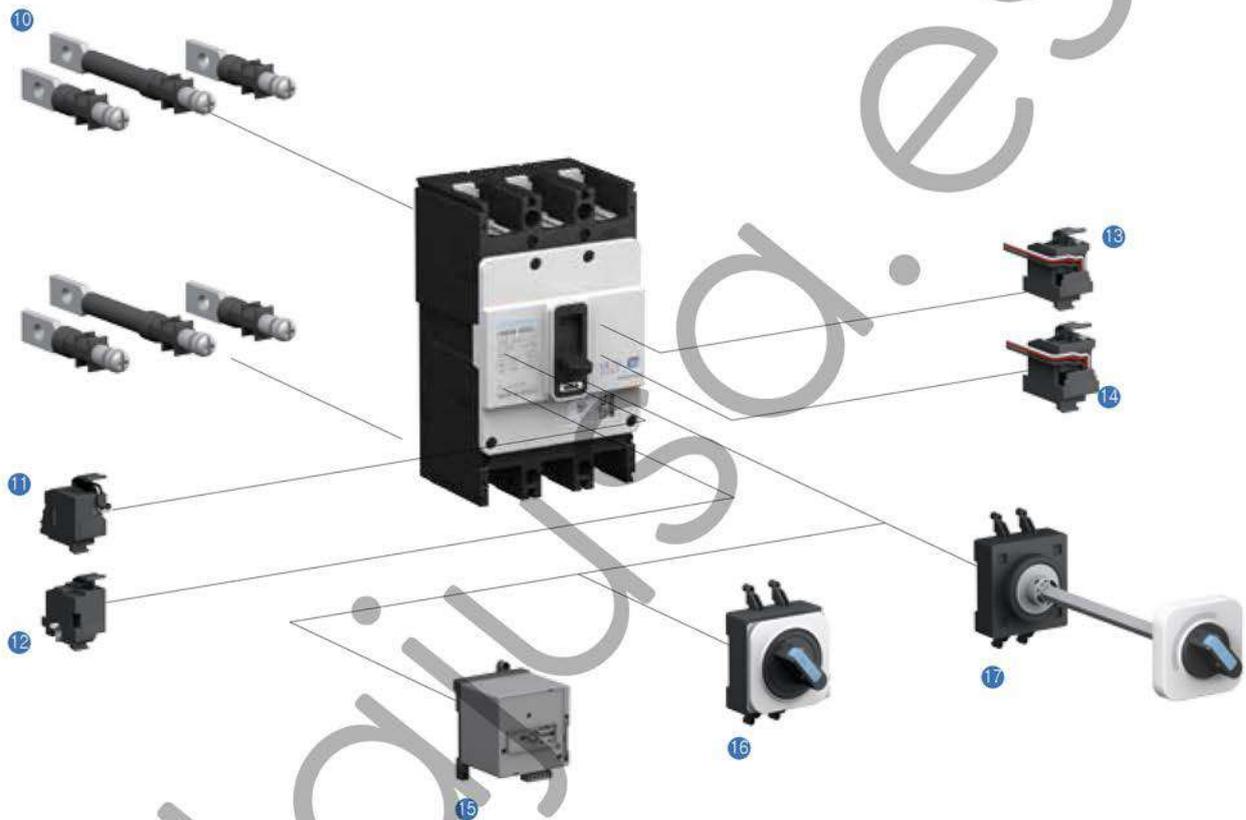
Esquema de accesorios



- ※ 1) Pletina espaciadora (TBB): sólo para HGM/HGE250
- 2) Adaptador a carril DIN (DRA): sólo para HGM/HGE100.
- Para fijación a carril Din de interruptores de 4 polos se necesitan 2 uds del DRA.

NOTA montaje DRA: hay que eliminar la protección posterior de los polos (+) superiores e inferiores como se ve en la imagen siguiente:

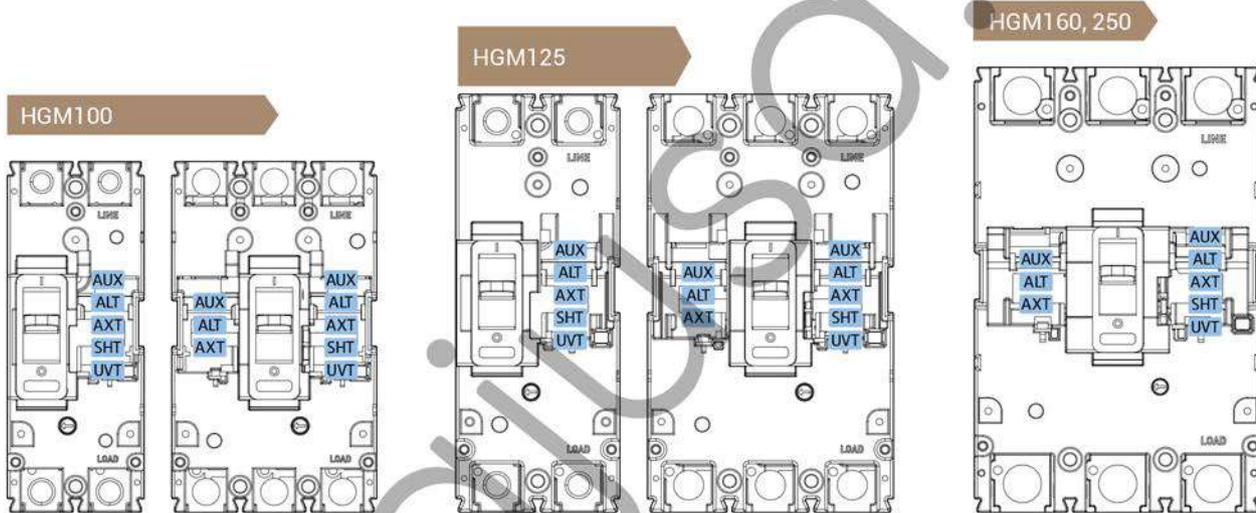




Caja moldeada tipo HGM

- | | | |
|---------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| 1 Dispositivos Plug in | 7 Bloque prensacables | 13 Contacto auxiliar |
| 2 Cubrebornes para tipo Plug-In | 8 Cubrebornes | 14 Contacto de señalización |
| 3 Pletina espaciadora | 9 Bloque candado | 15 Mando motor |
| 4 Separador de fases | 10 Terminal de conexión trasero | 16 Mando rotativo |
| 5 Adaptador a carril DIN | 11 Bobina de emisión | 17 Mando rotativo prolongado |
| 6 Enclavamiento mecánico | 12 Bobina de mínima | |

Accesorios internos



Combinaciones de accesorios internos (250 AF o menos)

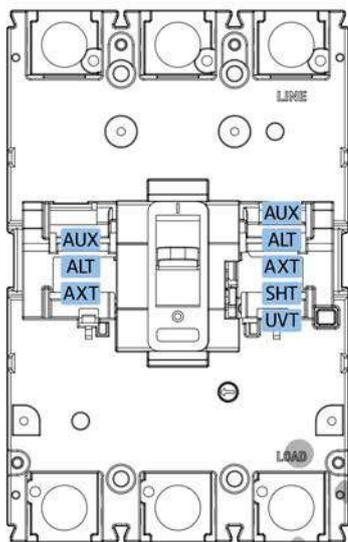
Tipo	Polos	AUX	ALT	SHT	UVT	AUX	AUX	SHT	UVT	SHT	UVT
						ALT	ALT	AUX	AUX	ALT	ALT
HGM100 a HGM250	3/4										
HGE100 a HGE250	2/3/4										

* AUX: Contacto auxiliar □ / ALT: Contacto de señalización ■ / SHT: Bobina de emisión □ / UVT: Bobina de mínima □

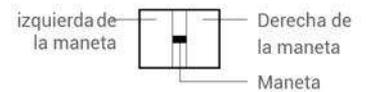
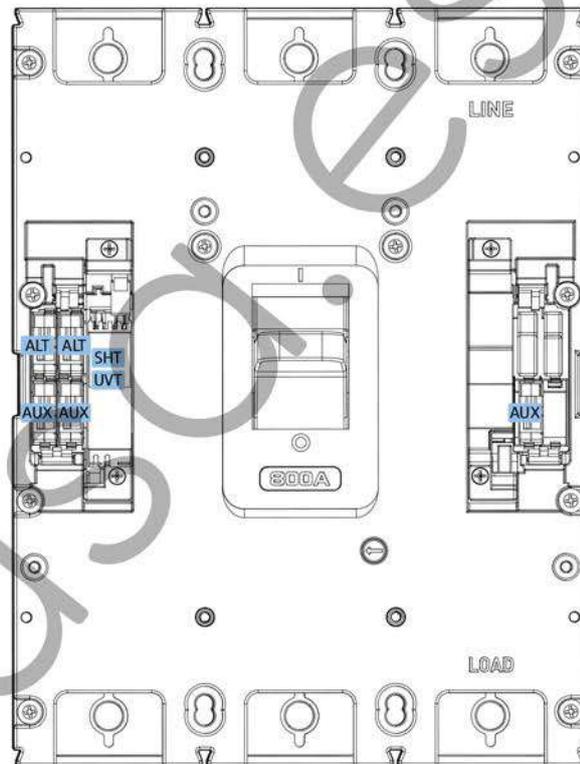
Instalación de accesorios internos

- Contacto auxiliar (AUX)
- Contacto de señalización (ALT)
- Bobina de disparo (SHT)
- Bobina de mínima (UVT)

HGM400



HGM630, 800



Combinaciones de accesorios internos (400 - 800 AF)

Tipo	Polos	AUX	ALT	SHT	UVT	AUX	SHT	UVT	SHT	UVT
						ALT	AUX	AUX	ALT	ALT
HGM400	2/3/4									
HGM630 HGM800	4NRST									
HGE400	2/3/4									

※ AUX: Contacto auxiliar □ / ALT: Contacto de señalización ■ / SHT: Bobina de emisión ☑ / UVT: Bobina de mínima ☒

Accesorios para HGM/HGE



Contacto auxiliar (1 NC)



Contacto señalización (1 NC)



Bobina de emisión 220V*



Bobina de mínima 220V*

Para montaje con interruptor tipo:	Referencia	PVR (€)	Referencia	PVR (€)	Referencia	PVR (€)	Referencia	PVR (€)
HGM100/125/160/250	AUX-10GM	42,21	ALT-10GM	42,21	SHT-10GM230V	71,91	UVT-10GM230V	193,78
HGE100/125/160/250	AUX-10GM	42,21	ALT-10GM	42,21	SHT-10GM230V	71,91	UVT-10GM230V	193,78
HGM400/630/800	AUX-40GM	68,21	ALT-40GM	68,21	SHT-40GM230V	171,98	UVT-40GM230V	201,03
HGE400	AUX-40GM	68,21	ALT-40GM	68,21	SHT-40GM230V	171,98	UVT-40GM230V	201,03

* Para otras tensiones consultar



Mando rotativo



Mando rotativo prolongado



Mando motorizado 220V*

Para montaje con interruptor tipo:	Referencia	PVR (€)	Referencia	PVR (€)	Referencia	PVR (€)
HGM/HGE 100	TFG-10GM	117,50	TFH-10GM	158,25	MOT-10GM230V	1.407,25
HGM/HGE 125	TFG-12GM	117,50	TFH-12GM	158,25	MOT-12GM230V	1.407,25
HGM/HGE 160/250	TFG-25GM	129,75	TFH-25GM	158,25	MOT-25GM230V	1.407,25
HGM/HGE 400	TFG-40GM	287,38	TFH-40GM	310,63	MOT-40GM230V	2.021,38
HGM630/800	TFG-80GM	287,38	TFH-80GM	310,63	MOT-80GM230V	2.273,75

* Sólo para HGM. Para otras tensiones consultar



Bloque prensables



Cubrebornes

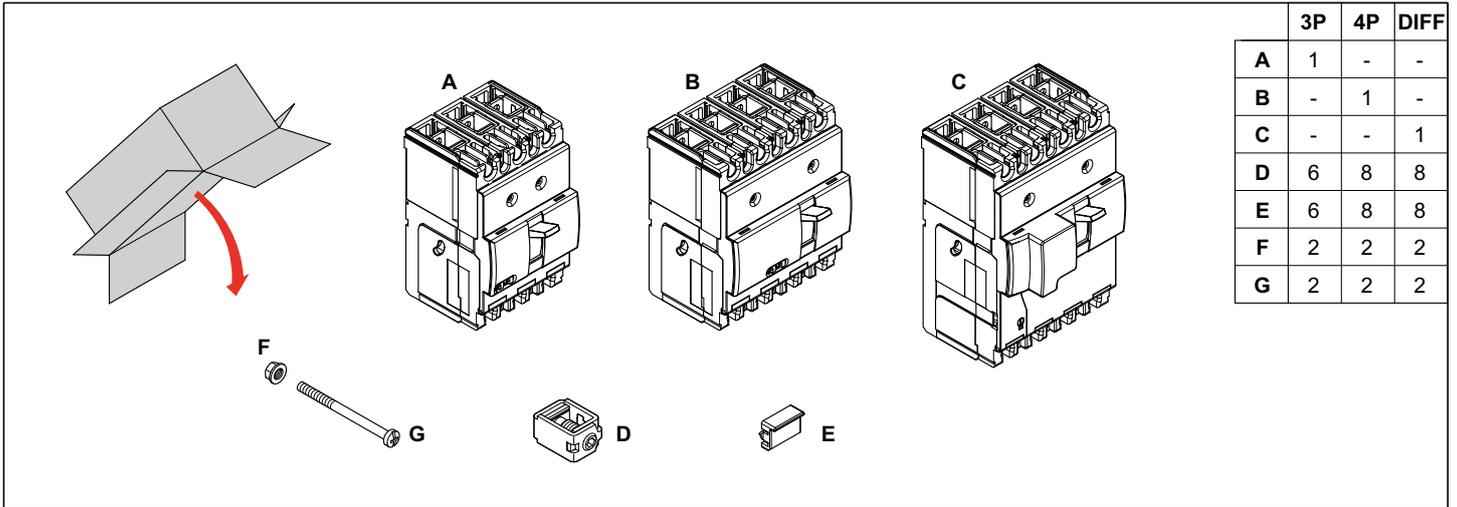
Para montaje con interruptor tipo:	Referencia 3P	PVR (€)	Referencia 4P	PVR (€)	Referencia 3P	PVR (€)	Referencia 4P	PVR (€)
HGM/HGE 100	CTB-10GM3S	44,38	CTB-10GM4S	59,25	TCF-10GMS3	16,50	TCF-10GMS4	22,00
HGM/HGE 125	CTB-12GM3S	35,00	CTB-12GM4S	46,75	TCF-12GMS3	17,00	TCF-12GMS4	22,63
HGM/HGE 160/250	CTB-25GM3S	40,38	CTB-25GM4S	54,00	TCF-25GMS3	19,00	TCF-25GMS4	25,38
HGM/HGE 400	CTB-40GM3S	230,88	CTB-40GM4S	307,88	TCF-40GMS3	33,75	TCF-40GMS4	44,88
HGM630/800	CTB-80GM3S	368,38	CTB-80GM4S	491,13	TCF-80GMS3	37,13	TCF-80GMS4	49,50



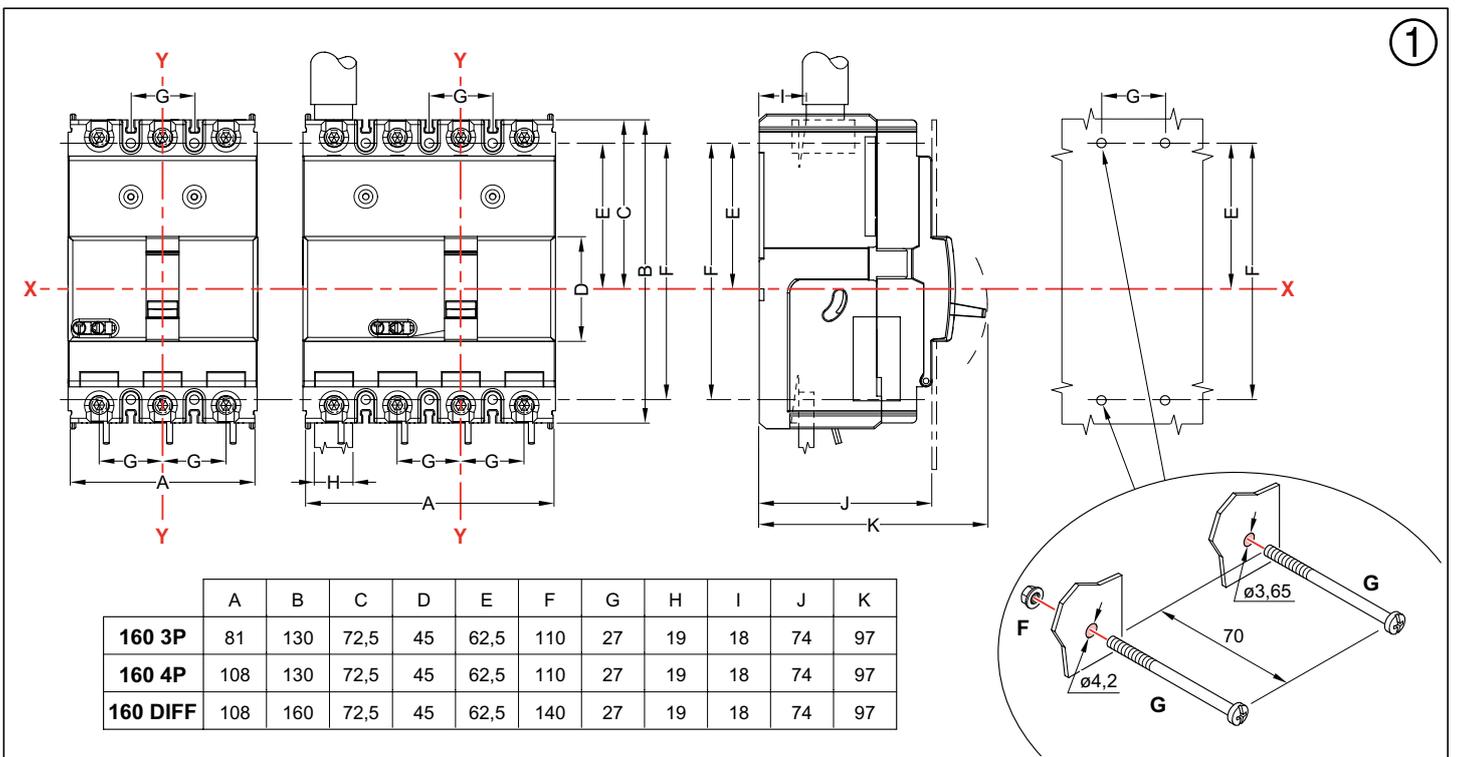
Pletinas rectas*

Para montaje con interruptor tipo:	Referencia 3P	PVR (€)	Referencia 4P	PVR (€)
HGM/HGE 160/250	TBB-25GP3S	44,25	TBB-25GP4S	59,75
HGM/HGE400	TBB-40GM3E	196,25	TBB-40GM4E	264,88
HGM630/800	TBB-80GM3S	226,88	TBB-80GM4S	306,25

* en HGM400 son espaciadoras (no rectas)



	3P	4P	DIFF
A	1	-	-
B	-	1	-
C	-	-	1
D	6	8	8
E	6	8	8
F	2	2	2
G	2	2	2



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
160 3P	81	130	72,5	45	62,5	110	27	19	18	74	97
160 4P	108	130	72,5	45	62,5	110	27	19	18	74	97
160 DIFF	108	160	72,5	45	62,5	140	27	19	18	74	97

