



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

TRABAJO FINAL DEL

REALIZADO POR

TUTORIZADO POR

FECHA: Valencia,



Contenido

1.	Memoria	3
1.1.	Justificación del proyecto	3
1.2.	Objetivo del proyecto	3
1.3.	Contexto histórico y social de la energía renovable	4
1.3.1.	Mix energético global	4
1.3.2.	Situación energética en España	5
1.3.3.	Crecimiento de las energías renovables	8
1.3.4.	Influencia política en las energías renovables	9
1.4.	Tipos de instalaciones	10
1.4.1.	Aislada	10
1.4.2.	Conectada a red	10
1.5.	Componentes de una instalación	11
1.6.	Descripción técnica de la instalación y de los componentes	12
1.6.1.	Módulo fotovoltaico	12
1.6.2.	Inversor	12
1.6.3.	Topología de la instalación	15
2.	Cálculos	17
2.1.	Estudio Horas de Sol pico	17
2.2.	Distribución del campo fotovoltaico	17
2.3.	Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos	19
2.4.	Selección del inversor	20
2.5.	Montaje del inversor	27
2.6.	Cableado	29
2.6.1.	Conexión entre placas DC	29
2.6.2.	Cableado al inversor DC	31
2.6.3.	Cableado del inversor a la toma trifásica AC	32
2.6.4.	Pérdidas totales en el cableado	33
2.6.5.	Tipos de cable	34
3.	Cuadro de protecciones	38
3.1.	Sobretensiones	38
3.2.	Sobreintensidad y Cortocircuito	39
3.3.	Contactos indirectos	39
3.4.	Protecciones propias del inversor	40
4.	Producción	42



5.	Estructura/soporte de los módulos fotovoltaicos	45
6.	Normativas	47
7.	Planos	48
7.1.	Emplazamiento de la nave (00)	48
7.2.	Esquema general del edificio (01)	48
7.3.	Esquema unifilar hipótesis 1 de instalación (02)	48
7.4.	Esquema unifilar hipótesis 2 de instalación (03)	48
7.5.	Esquema unifilar conexión inversores hipótesis 1 (04)	48
7.6.	Esquema unifilar conexión inversores hipótesis 2 (05)	48
7.7.	Esquema de protecciones AC y DC (06)	48
7.8.	Esquema unifilar solución adoptada (07)	48
8.	Presupuesto	49
9.	Pliego de condiciones	51
9.1.	Normativa aplicable a los módulos fotovoltaicos	51
9.2.	Normativa aplicable a la estructura	51
9.3.	Normativa aplicable al inversor	51
9.4.	Normativa aplicable a las protecciones	51
9.5.	Normativa aplicable al cableado	51
10.	Mantenimiento de la instalación	52
11.	Anexos	52
11.1.	Módulo fotovoltaico A-275P GS	52
11.2.	Inversor PVS-100/120-TL	52
11.3.	Interruptor automático NG160N	52
11.4.	Interruptor diferencial Compact Vigi MH	52
11.5.	Pararrayos	52
11.6.	Cable AFUMEX	52

1. Memoria

1.1. Justificación del proyecto

La realización de este proyecto viene dada principalmente por la proposición de una mediana empresa dedicada a dar servicios de ingeniería para ser autosuficientes energéticamente, consumiendo la energía que se necesite y distribuyendo el restante a las demás fábricas de alrededor, además de mejorar la imagen corporativa.

Sin embargo, no es la única motivación, ya que contribuir a la expansión de la utilización de la energía solar como alternativa frente a la forma tradicional de obtención de la energía eléctrica, es una apuesta segura de futuro ya que España es uno de los países que más cantidad de radiación solar tiene al cabo del año, sobretodo la zona de Andalucía. Además, el Sol es una fuente inagotable de energía gratuita, aunque algunos se empeñen de que no sea así, por lo que hace que este tipo de instalaciones al cabo de ciertos años generen beneficios. Cada año son más la cantidad de instalaciones de autoconsumo y de conexión a red que se realizan, sin embargo, la energía Solar fotovoltaica sigue siendo la tercera fuente de generación de energía renovable más usada, por detrás de la hidráulica y eólica.

1.2. Objetivo del proyecto

El objetivo del proyecto es simple, conseguir la mejor relación entre el coste de la instalación y los beneficios que se pueden obtener de esta, es decir, conseguir la mayor rentabilidad posible.

Para ello la energía generada mediante las placas fotovoltaicas se llevará a un inversor y de este a la toma trifásica de distribución para de esta forma poder distribuirla a las diferentes naves que componen la factoría.



Ilustración 1. Polígono Industrial Mediterráneo.

El lugar de instalación es en la fachada de un almacén de la propia empresa y junto él están las oficinas donde en la planta baja se encuentra la toma trifásica desde la cual se distribuirá a las diferentes naves.

1.3. Contexto histórico y social de la energía renovable

1.3.1. Mix energético global

Cada país tiene una política diferente respecto a la inversión en energía renovables, algunos invierten más en ello como el caso de Noruega o Alemania, y otros todavía están a la espera de recibir fuertes inversiones o un cambio político que impulse este tipo de energías como es el caso de España. Pero antes de concentrarnos en un caso concreto como es nuestro país es necesario y aconsejable conocer como esta distribuida a nivel mundial la energía, entender que cambios se han producido para suponer y predecir con la mayor exactitud posible hacia donde va este sector en el futuro.

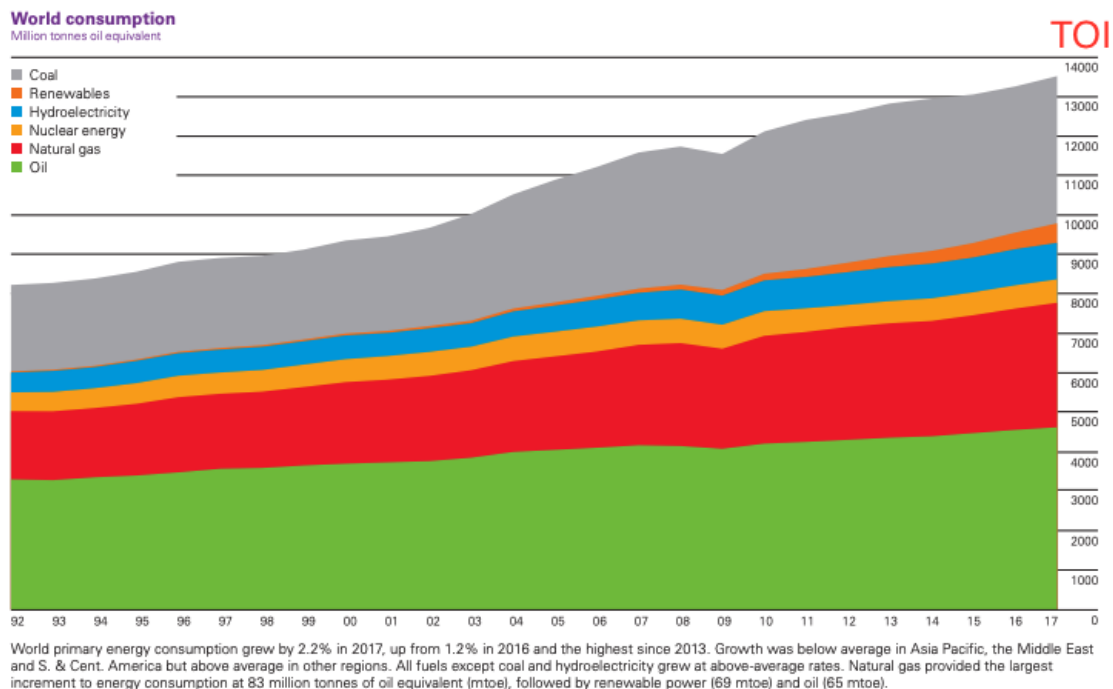


Ilustración 2. Gráfico 1 sobre la evolución de la energía a nivel global

En este gráfico extraído del “Full report – BP Statistical Review of World Energy 2018” se puede observar la evolución de la energía en función de los años. Aclarar que un TOI (Tonelada Equivalente de Petróleo) es 11630kWh. Se puede ver como cada año el consumo energético es mayor y la tendencia es que se supere anualmente, además se puede ver también como las seis fuentes que se presentan en el gráfico aumentan, pero algunas lo hacen más que otras, como la energía renovable, la hidroelectricidad o el gas natural y otras parecen más estancadas como es el caso del petróleo.

Shares of global primary energy consumption by fuel
Percentage

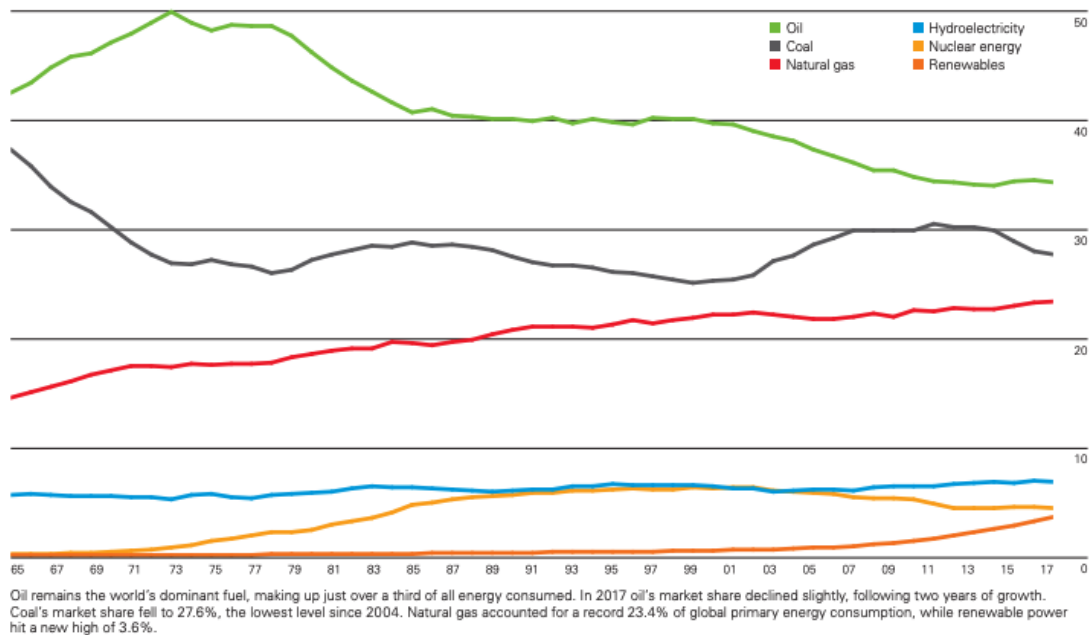


Ilustración 3. Gráfico II sobre la evolución de la energía a nivel global

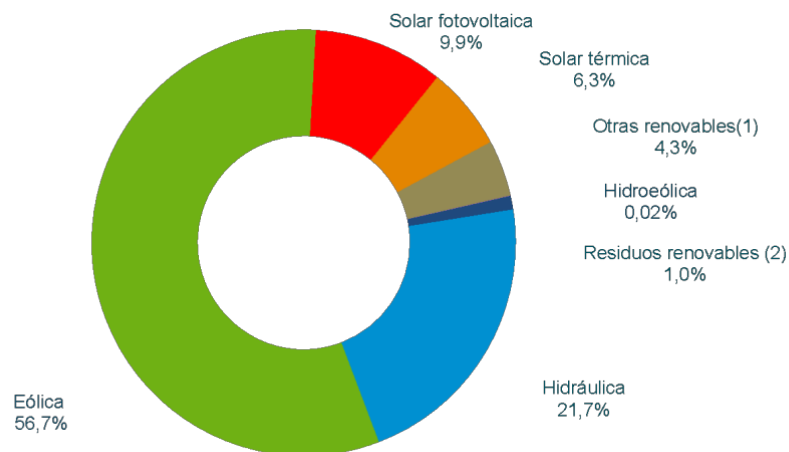
Este gráfico extraído de la misma fuente British Petroleum (BP), corrobora las hipótesis extraídas anteriormente confirmando la tendencia al alza de las energías renovables y del gas natural y la sustitución de las fuentes clásicas como la energía nuclear, el carbón y el petróleo pese a que estas dos últimas mencionadas sigan teniendo los porcentajes de utilización más altos. Por ello, se confirma que en estos momentos se está produciendo un cambio hacia una producción de energías más sostenible y no tan dependiente de fuentes fósiles. Por lo tanto, la tendencia está clara ahora depende de que cada país fomente este cambio, para que este salto se de más rápido o más despacio posible, ya que el gran problema que genera la producción de energía clásica es su fuerte contaminación y su gran impacto en el medioambiental y si se sigue a este ritmo llegará un momento en el que no habrá que preocuparse de usar una fuente u otra por que no habrá nada a lo que abastecer.

Una vez estudiados los datos globales ya se puede concretar y ver la evolución de este tipo de energías renovables tanto en España y como en Europa.

1.3.2. Situación energética en España

En este apartado se va a realizar un análisis de la situación energética actual en España tomando datos proporcionados directamente por Red Eléctrica Española, información que cualquier usuario puede consultar internet, en la página web de Red Eléctrica Española (REE).

En nuestro país, la energía que prima es la eólica, es con diferencia la energía renovable que más cantidad genera al año.



(1) Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

(2) El 50 % de la generación procedente de residuos sólidos urbanos se considera renovable.

Ilustración 4. Energía renovable en España

En este gráfico extraído de la web REE se puede apreciar el peso que tiene, en concreto el 56,7% de la energía que se genera en España de forma renovable es eólica y solamente el 9,9% es fotovoltaica a pesar de que España es un país que se le conoce más por la gran cantidad de Sol al año y no de viento. La energía solar térmica es la cuarta energía renovable más abundante con el 6,3%, si sumamos ambas, la fotovoltaica y la térmica, es decir, la energía generada gracias al Sol daría un 16,2%, realizando un simple cálculo $56,7/16,2$ da como resultado que se generan 3,5 veces más de energía limpia gracias a la acción del viento que gracias al Sol. Lo que nos lleva a dos conclusiones o que la energía eólica está muy avanzada es España y es infinitamente más productiva y rentable que la solar o que la energía solar está muy abandonada y se podría aprovechar mucho mejor. La segunda fuente de energía renovable más abundante en nuestro país es la hidráulica con el 21,7% del total, el doble que la energía solar y la mitad que la eólica.

De dicho gráfico se llega a la conclusión que en España aproximadamente el 75% de la energía generada de forma renovable se realiza gracias a la eólica y a la hidráulica, y del 25% restante el 15% se realiza gracias a la acción del Sol quedando un 10% solamente para el resto de las energías renovables.

A nivel europeo, España es el sexto país que más energía renovable genera, por detrás de países como Francia o Italia. Sin embargo, es el decimosexto en generación renovable sobre generación total de la energía.

	Generación renovable (GWh)	Generación renovable sobre generación total (%)		Generación renovable (GWh)
Albania	4.210	100,0	Alemania	205.863
Islandia	18.645	100,0	Noruega	144.846
Noruega	144.846	97,5	Italia	103.604
Letonia	5.371	73,1	Suecia	90.275
Dinamarca	20.641	70,1	Francia	88.614
Suiza	39.755	64,7	España	84.505
Lituania	2.449	63,3	Gran Bretaña	79.413
Austria	44.129	62,8	Austria	44.129
Croacia	6.498	61,7	Suiza	39.755
Suecia	90.275	57,7	Finlandia	30.404
Finlandia	30.404	46,7	Polonia	24.605
Rumania	24.119	40,3	Rumania	24.119
Portugal	21.176	38,8	Portugal	21.176
Italia	103.604	36,3	Dinamarca	20.641
Alemania	205.863	34,2	Islandia	18.645
España	84.505	32,1	Holanda	16.431
Grecia	13.904	30,4	Bélgica	14.383
Eslovenia	4.306	28,7	Grecia	13.904
Irlanda	8.039	27,8	República Checa	9.021
Gran Bretaña	79.413	25,4	Serbia	8.971
Eslovaquia	6.583	25,4	Irlanda	8.039
Bosnia-Herzegovina	3.605	24,5	Eslovaquia	6.583
Serbia	8.971	22,9	Croacia	6.498
Luxemburgo	468	21,8	Bulgaria	5.979
Macedonia del Norte	1.132	21,7	Letonia	5.371
Bélgica	14.383	17,9	Eslovenia	4.306
Francia	88.614	16,7	Albania	4.210
Polonia	24.605	15,6	Bosnia-Herzegovina	3.605
Holanda	16.431	14,7	Hungría	3.119
Bulgaria	5.979	14,6	Lituania	2.449
Estonia	1.584	14,1	Estonia	1.584
Montenegro	283	12,4	Macedonia del Norte	1.132
República Checa	9.021	11,2	Luxemburgo	468
Hungría	3.119	10,7	Montenegro	283
Chipre	208	4,4	Chipre	208

Ilustración 5. Generación de energía renovable en Europa

Fuente: ENTSO-E Data Portal. NTSO-E. Data portal 19/04/2017. Gran Bretaña incluye los datos correspondientes a Irlanda del Norte.

Analizando estos datos se puede observar como es muy alentador ser el sexto país mejor posicionado en la generación de energía limpia, pero es desalentador ver que solamente se genera el 32,2 % de nuestra energía total, no llega ni a un tercio de la energía generada anualmente, siendo posiblemente el país de la Unión Europea que mejores condiciones climatológicas tiene para invertir en este tipo de energía.

Países que a priori se podría pensar que tienen peores condiciones naturales para fomentar el uso de las energías renovables como Alemania, Rumania, Suiza, nos superan y con creces, es de alabar también que Albania, Islandia y Noruega han conseguido prácticamente independizarse de las energías no renovables y vivir de forma que toda la energía que se genera en su país de forma renovable, sin ningún tipo de contaminación. Centrémonos ahora exclusivamente en la energía solar, la lógica nos dice que si vamos hacia el norte de España hace más frío, hace más viento incluso llueve más que en el sur que es todo lo contrario donde hace mucho más calor, llueve menos, y no suele hacer excesivo viento, por lo que tiene sentido que los lugares donde predomine la energía eólica sea la parte norte de España y la Solar en la Sur, como se puede ver en el gráfico

siguiente, pero entonces como es posible que un país como Alemania triplique la cantidad de energía solar que genera al año o que España este solamente un 3% por encima de Gran Bretaña en generación de energía solar.

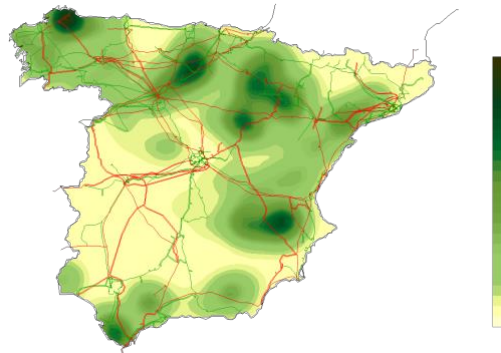


Ilustración 6. Distribución energía eólica

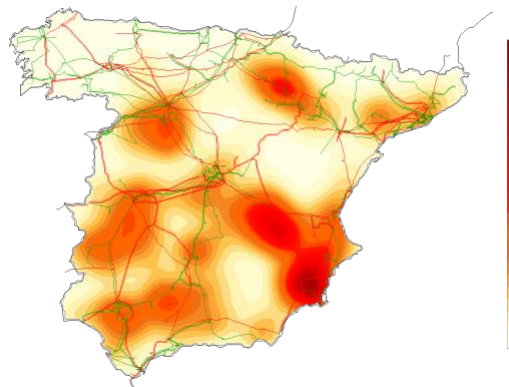


Ilustración 7. Distribución energía solar.

Los gráficos mostrados reflejan la distribución geográfica de las instalaciones de energía eólica y solar, la parte Norte está más orientada hacia la energía eólica mientras que la parte Sur está más enfocada hacia la solar.

Una vez realizado todo este análisis de datos se llega a la conclusión de que España es un país poco desarrollado en materia de energías renovables, es posible que no sea tan evidente de cara a Europa, si solamente se coge el dato de que España es el sexto país con más generación de energía renovable, pero sí de cara a que en España es el país que mejores condiciones climatológicas dispone para fomentarla, debido a que se dispone de una radiación solar altísima y muy constante durante todo el año en comparación a los demás países miembros de la Unión Europea y que además posee unas condiciones geográficas excepcionales para desarrollar la energía eólica, sin olvidar la cantidad de desiertos y zonas desocupadas que podrían aprovecharse para realizar insolaciones solares.

1.3.3. Crecimiento de las energías renovables

Las energías renovables no siguen un camino lineal, no se puede saber con certeza cuanta energía se va a generar el año que viene o con cuanta energía generada se va a acabar este, debido principalmente a las condiciones climatológicas las cuales son impredecibles solamente es posible conocerlas a corto plazo pero no se puede saber si dentro de cinco meses lloverá o hará sol, además influyen otros factores como las ayudas que el gobierno pueda ofertar para que empresarios o particulares inviertan en este tipo de instalaciones.



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica ⁽²⁾	9,4	7,8	9,4	14,5	10,8	7,3	13,7	14,7	10,6	13,7	7,0
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Eólica	9,6	10,9	13,7	15,1	15,2	17,1	20,0	19,1	18,0	18,2	18,2
Solar fotovoltaica	0,2	0,8	2,2	2,2	2,7	2,9	3,0	3,1	3,1	3,0	3,2
Solar térmica	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,2	1,6	1,9	1,9	1,9	2,0
Térmica renovable ⁽³⁾ /Otras renovables ⁽⁴⁾	0,9	1,0	1,2	1,2	1,5	1,7	1,9	1,8	1,2	1,3	1,4
Residuos renovables ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3
Generación renovable	20,1	20,5	26,5	33,2	30,9	30,2	40,2	40,6	35,1	38,4	32,1

Ilustración 8. Crecimiento de la energía renovable

En solo seis años, del 2007 al 2013, la generación de energía renovable creció de un 20,1% a un 40,2%, es decir, se duplicó en solo seis años. Sin embargo, en octubre de 2015 se aprobó el famoso impuesto al sol, solo hay dos formas de que este impuesto no te afecte o consumiendo menos de 10kW o desconectándote totalmente de la red, lo que se conoce como instalación solar aislada.

1.3.4. Influencia política en las energías renovables

El mayor cambio legislativo que afecta en exclusividad a la energía solar fotovoltaica es el real decreto 900/2015 o peaje de respaldo, comúnmente conocido como el “impuesto al sol”, aprobado en octubre de 2015 por el gobierno del Partido Popular, cuya idea se dio a conocer en verano de 2013 por el actual ex ministro de Industria José Manuel Soria. Esta ley fue creada para poder pagar a los productores de energía solar, a los cuales se les debía 26 billones de euros, en ese momento la producción se vendía a 0,06 euros por kW por hora.

Antes de aprobarse dicho decreto, el funcionamiento era el siguiente: el usuario se instalaba paneles solares, con ellos generaba la energía que necesitaba para subsistir y vendía a la red eléctrica el excedente generado y, además, cuando no se había podido generar suficiente energía con las placas se consumía de la red eléctrica, pagando lo correspondiente.

En este decreto se aprueba que, por tener instalados paneles solares y estar conectado a la red eléctrica, en concepto de costes y servicios del sistema, haya que pagar. El precio en las residencias es de 9 euros más IVA al año por cada kW instalado mientras que en las factorías son dos tasas, una igual que en las residencias más otra variable dependiendo de lo que se consuma.

La única forma de evitarlo es realizando una instalación de autoconsumo, es decir, independizarse de la red eléctrica o teniendo una instalación menor de 10kW o estar ubicada en Ceuta, Melilla o Canarias.

En octubre de 2018 el Partido Socialista mediante un decreto ley eliminó el conocido “impuesto al Sol” que perjudicaba a las instalaciones de autoconsumo además se elimina también la obligación de escribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción eléctrica a las no superiores a 100 KW.

1.4. Tipos de instalaciones

1.4.1. Aislada

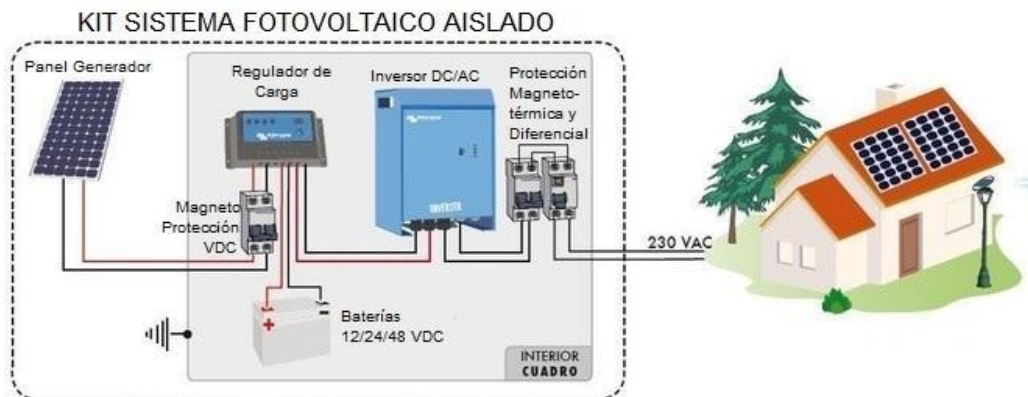


Ilustración 9. Esquema instalación solar de conexión aislada

Una instalación de autoconsumo esta destinada principalmente a casos en los cuales es más difícil acceder a la red eléctrica como por ejemplo en viviendas de campo o granjas, pero esto no quiere decir que no pueda ser utilizada por otro tipo de locales que quieran autoabastecerse siempre y cuando las condiciones físicas y ambientales se lo permitan. En este tipo de instalación hacen falta dos elementos fundamentales que en una instalación conectada a red no serían necesarios, las baterías y los regulados encargados de almacenar eficientemente la energía suministrada por las placas.

1.4.2. Conectada a red

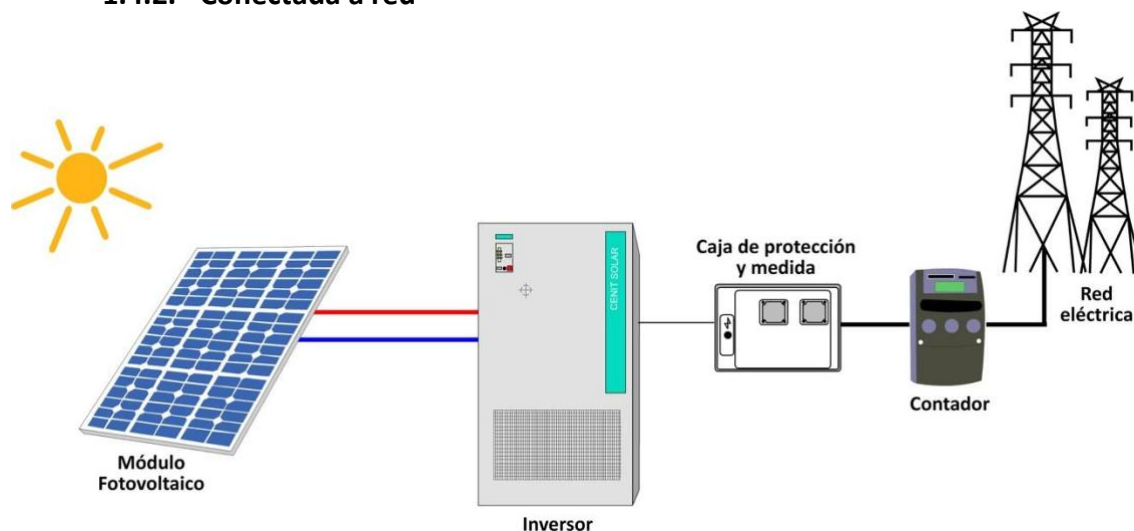


Ilustración 10. Esquema instalación solar conexión a red

Las instalaciones conectadas a red prescinden de la batería y del inversor lo que abarata su instalación y están destinadas a enormes instalaciones para la creación de energía eléctrica o también para viviendas, talleres etc que desean abaratar los costes de la factura eléctrica.

1.5. Componentes de una instalación

- Sol: Es el responsable de proporcionar el input necesario para que la instalación funcione, la radiación que emite es la que las placas transforman en energía eléctrica.
- Paneles solares: Son los encargados de captar la radiación solar que incide sobre ellos y transformarla en energía eléctrica.
- Regulador: Es el responsable de canalizar la energía de las placas hacia las baterías, evita las sobrecargas de estas, desconectándolas cuando estén llenas y evita también su descarga cuando no hay radiación. Además, controla la descarga de las baterías para que no se rebase la profundidad de descarga máxima.
- Batería: Encargadas de almacenar la energía eléctrica, para garantizar el suministro en condiciones desfavorables, como por la noche o durante los meses de poca radiación solar.
- Inversor: es el encargado de transformar la corriente continua que proporcionan las placas y por tanto la que tienen las baterías también a corriente alterna que es la que se utiliza en los receptores de casa.

Diferenciar tres conceptos clave que se van a utilizar a lo largo del proyecto:

- Célula: forman el módulo fotovoltaico, los tamaños más comunes son de 60 células con potencias que rondan los 300W y cuando se habla de módulos de 72 células son de mayor potencia y ocupan más espacio que las de 60.
- Módulo: es la agrupación de las 60 o 72 células.
- Rama o string: agrupación de los módulos fotovoltaicos en serie.
- Campo o array: es la conexión de las diferentes ramas en paralelo para formar un campo fotovoltaico.

Las grandes instalaciones fotovoltaicas son agrupaciones de múltiples campos fotovoltaicos que a su vez están formados por ramas que consisten en una cantidad de módulos conectados en serie.

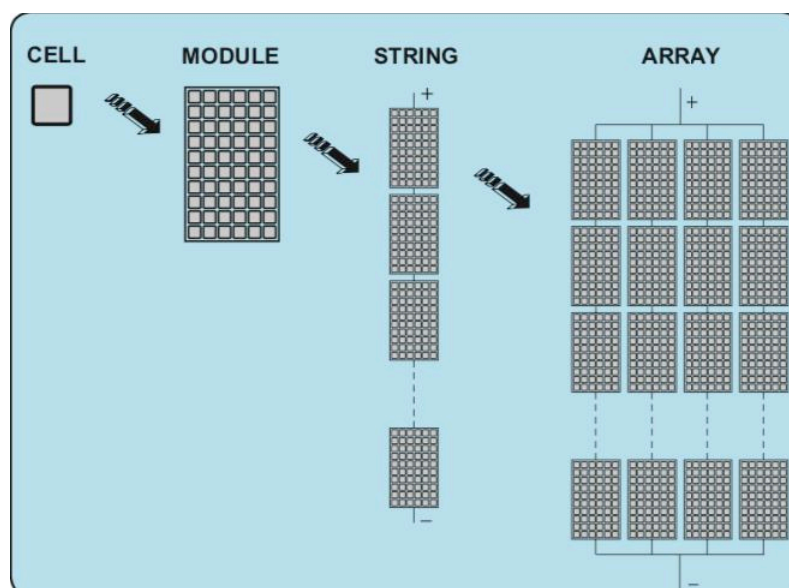


Ilustración 11. Descripción de términos a utilizar en el proyecto.

1.6. Descripción técnica de la instalación y de los componentes

1.6.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos seleccionados deben cumplir con rigor las exigencias del cliente, es decir, asegurar un correcto funcionamiento a lo largo de los años y que sean capaces de producir energía suficiente. Por ello, se han optado por diferentes módulos, pero de alta calidad.

Módulos fotovoltaicos						
Modelo	Potencia pico (W)	Material	Nº Células	Precio (e/u)	Dimensiones (mm)	Eficiencia (%)
Atersa A-330P GS	330	Policristalino	72	143,75	1956x992x40	17,1%
Atersa A-275P GS	275	Policristalino	60	126,45	1645x990x40	16,9%
RED280-60P	280	Policristalino	60	128,41	1640x990x35	17,3%
HONEY TSM-PD05	275	Policristalino	60	135	1650x992x35	16,8%

Ilustración 12. Módulos fotovoltaicos.

Los módulos comparados tienen características muy similares pero la placa elegida es la ATERSA A-275P GS debido a su relación potencia/precio ya que el fabricante por la compra de volúmenes grandes rebaja el precio haciendo que este producto sea entre 15-25e/u más barato que su competencia y, además, la potencia de la placa sigue siendo muy elevada.

Descuentos por volumen de compra				
Modelo	Cantidad	Precio actual	Descuento	Precio final
Atersa A-330P GS	25-49	143,75	9,5	134,25
	50-9999	143,75	15	128,75
Atersa A-275P GS	25-49	126,45	9,5	116,95
	50-9999	126,45	15	111,45

Ilustración 13. Módulos fotovoltaicos con descuento por volumen de compra.

Otro modelo muy interesante también es la nueva gama de placas de gran potencia A-330P GS de 72 células que tiene una eficiencia ligeramente superior a la seleccionada, pero por el contrario ocupa un espacio mayor y son un 15% más caras.

1.6.2. Inversor

El objetivo de la instalación es por un lado autoabastecerse con la energía generada por los módulos fotovoltaicos y no depender de la red eléctrica o depender lo mínimo posible, además, vender el exceso de energía o derivarlo a otras naves cercanas. Por ello, se va a maximizar la cantidad de energía que se puede lograr con la distribución del campo fotovoltaico.

Para ello, se realiza un estudio de mercado donde se plantean diferentes alternativas.

- 1) Inversor centralizado serie SIRIO K
- 2) Inversor Huawei SUN2000
- 3) Inversor ABB PVS

Características principales de los inversores seleccionados:

Inversores				
Modelo	VOP máx. (V)	Rango MPPT (V)	Nº Entradas	Nº MPPT
SIRIO K	800	330 a 700	1	1
Huawei SUN2000	1500	600 a 1500	12	6
ABB PVS	1000	480 a 850	24	6

Ilustración 14. Características de los inversores entrada DC.

Inversores				
Modelo	SALIDA AC		RENDIMIENTO SISTEMA	
Inversores	Factor P.	Intervalo Operativo VCA	Rendimiento máx.	Rendimiento Europeo
SIRIO K	0,9	340 a 460	96,20%	95,20%
Huawei SUN2000	0,9	800	99,00%	98,80%
ABB PVS	0,955	320-480/384-576	98,90%	98,60%

Ilustración 15. Características de los inversores salida AC.

La gama SIRIO K de la empresa AROS-Solar es una gama de inversores centralizados con una potencia que va desde 12kW hasta los 200kW. [SIRIO K](#)

Su montaje tiene que ser en interior cumpliendo las siguientes normas según suministrador:

- Evitar ambientes polvorientos
- Verificar que el pavimento soporte el peso del inversor
- Evitar ambientes estrechos que impidan tareas de mantenimiento.
- Evitar lugares expuestos a la luz directa del sol o aire caliente.

Los SIRIO K solo tienen una entrada, esto conlleva a que previamente habría que derivar en una regleta las ramas instaladas para después poder conectar y además tiene la tensión de entrada DC más baja de los tres inversores, esto conlleva que a la hora de realizar los cálculos va a permitir una menor cantidad de conexión de módulos en serie.

La gama SUN2000 de Huawei es una serie que permite la instalación del inversor a la intemperie o en el interior. Las potencias de esta gama son tres: de 105kW, 100kW y de 66kW. [SUN2000](#)

Tiene gran modularidad ya que permite conectar hasta 12 ramas con seguimiento de MPPT en 6 de ellas. La gran ventaja de esta serie es la entrada en DC que permite una tensión de 1500V pudiendo así conectar una gran cantidad de paneles en serie por cada rama.

La desventaja que supone la utilización de estos inversores es que la salida trifásica la realizan a 800 VAC lo que genera el tener que comprar un transformador trifásico de 800/400 VAC.

Esquema eléctrico

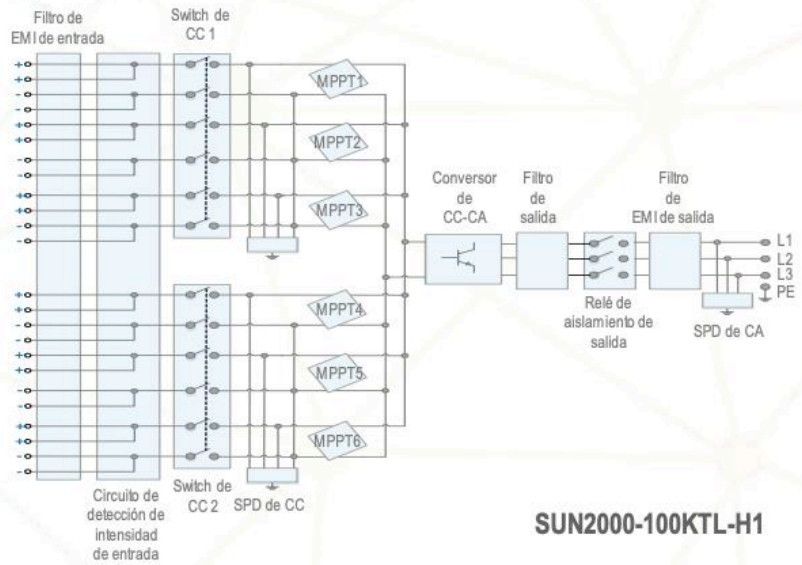


Ilustración 16. Esquema eléctrico interno Inversor Huawei.

Por último, ABB tiene los PVS de 100 y 125kV pueden ser instalados en la intemperie o en el interior como la gama de Huawei. [ABB PVS](#)

La gran ventaja de este inversor respecto a los analizados anteriormente es la posibilidad de conectar hasta 24 ramas, cada rama se conecta en bloques de dos y a su vez cada dos bloques es leído por una entrada de MPPT. Es decir, a cada entrada de MPPT llegan 4 ramas. Permite una menor conexión de módulos en serie que el modelo de ABB ya que el voltaje máximo de entrada es 500V menor, pero a cambio te permite conectar el doble de ramas.

Esquema de bloques del inversores de cadena PVS-100/120-TL de ABB

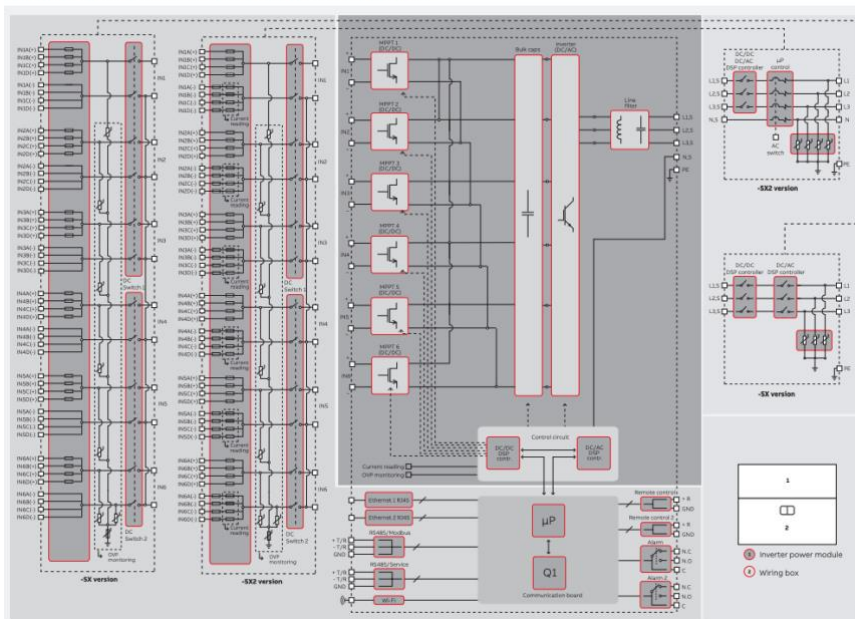


Ilustración 17. Esquema eléctrico interno inversor ABB.

1.6.3. Topología de la instalación

Las oficinas están situadas en la Avenida del Mar 7, polígono Industrial del Mediterráneo, 46550, Albuixech, Valencia.

Coordenadas geográficas de la instalación	
Latitud	39.542741
Longitud	-0.307421

Tabla 1 Coordenadas geográficas en grados decimales

Actualmente “Confecciones Revic” aparece en esa dirección, pero SCN: Sistemas para Capturar y Normalizar, empresa dedicada a servicios de ingeniería relacionados principalmente con el ferrocarril ha adquirido el edificio hace unos meses por ello si se busca esta dirección todavía aparece asociado a Revic. Este edificio es la segunda ingeniería de Stadler Rail Valencia que debido al gran crecimiento de proyectos ha tenido que ampliar sus instalaciones y son a sus naves a las que se pretende distribuir la energía generada con la instalación fotovoltaica.

La instalación se realiza sobre el tejado, el cual es totalmente plano y libre de obstáculos. Las medidas del edificio son de 132x80x15m (Largo x Ancho x Alto) y está orientado al sur a 34 grados azimut por lo tanto los módulos fotovoltaicos también.

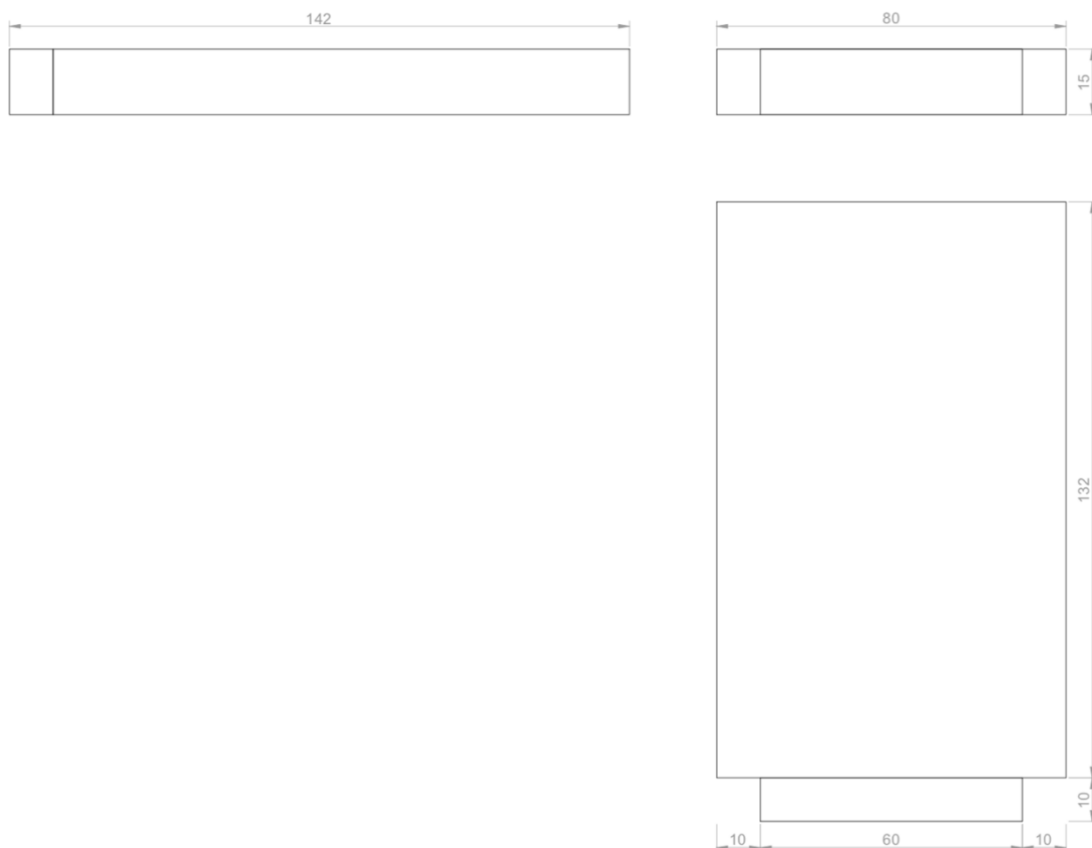


Ilustración 18. Dimensiones lugar de instalación

1.6.4. Características de la estructura soporte

Al ser una fachada plana las placas fotovoltaicas irán en un soporte metálico orientado al sur y estará inclinado de la forma más optima posible.

Se utilizarán los kits de montaje rápido de Hilti, diseñados para instalarse en cubiertas planas con una inclinación que puede oscilar entre los 30 y 45 grados. Los kits para estas estructuras pueden ser de galvanizado en caliente Sendzimir con recubrimiento de 20 micras o de galvanizado en caliente HDG con recubrimiento de 45 Micras.



Ilustración 19. Kit de colectores Hilti.

Existen tres tipos de kit de 2,3 y 5 colectores para poder configúralos en función de nuestras necesidades tanto si la instalación es de montaje vertical como horizontal además estos kits vienen con certificado de cumplimiento del Código Técnico de la Edificación.

2. Cálculos

2.1. Estudio Horas de Sol pico

El polígono industrial del Mediterráneo, donde se va a realizar la instalación está situado a 10km de Valencia. Las instalaciones de Revic están situadas al sur, concretamente a 34 grados azimut Sur.

Para la realización de los cálculos de Horas de Sol de Pico (HSP) se ha utilizado la base de datos PVGIS. [Página web PVG](#)

Para calcular los datos del ángulo óptimo se utiliza también la base de datos de PVGIS en la cual para una instalación situada a 34 grados azimut Sur da un ángulo de 34°. Sin embargo, si esta estuviera orientada perfectamente hacia el Sur el ángulo de inclinación de las placas sería de 36°.

Base de datos PVGIS		34° + desviación 34° Sur		36 orientación sin azimut	
Meses	Días	Hm	Hd	Hm	Hd
Enero	31	116	3,74	130	4,19
Febrero	28	132	4,71	143	5,11
Marzo	31	175	5,65	185	5,97
Abril	30	191	6,37	195	6,50
Mayo	31	213	6,87	212	6,84
Junio	30	215	7,17	210	7,00
Julio	31	225	7,26	220	7,10
Agosto	31	213	6,87	213	6,87
Septiembre	30	180	6,00	187	6,23
Octubre	31	153	4,94	164	5,29
Noviembre	30	122	4,07	134	4,47
Diciembre	31	111	3,58	124	4,00
Total		2046		2117	

Ilustración 20. PVGIS datos ángulo óptimo.

Las pérdidas por esa inclinación desfavorable son de:

$$Pérdidas_{incl+orient} = \left(1 - \frac{HSP_{incl+orient}}{HSP_{óptimas}}\right) \times 100 = \left(1 - \frac{2046}{2117}\right) \times 100 = 3,35\%$$

2.2. Distribución del campo fotovoltaico

El espacio de la fachada es de 132x80m y el edificio esta orientado al sur 34 grados azimut. El techo del edificio es totalmente plano por ello se procede a calcular el espacio que hay que dejar entre los paneles para evitar las sombras. De esta forma también se asegura el espacio para el mantenimiento.

El objetivo es poder instalar la mayor cantidad de placas para ello se realiza un estudio que busca diseñar el escenario más favorable posible.

Dimensiones módulo FV (m)		Dimensiones superficie disponible (m)	
Alto	1,64	Largo (x)	132
Ancho	0,992	Ancho (y)	80
Grosor	0,035	Inclinación (grados)	0
Separación entre módulos	0,017		
Peso (Kg)	19,3		

Ilustración 21. Dimensiones módulos y fachada.

Datos constantes	Grados	Radianes
Latitud	39	0,68
Constante	61	1,06
Datos de inclinación	Grados	Radianes
Inclinación placas	34	0,59

Ilustración 22. Datos de la instalación.

- Cálculo de sombras paneles orientados verticalmente.

$$d1 = \frac{h2}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$h1 = l \cos \beta; h2 = l \sin \beta; dT = d1 + h1$$

Cálculo sombras Portrait	
d1	2,27
h1	1,36
h2	0,92
dt	3,63

Ilustración 23. Resultado cálculo de sombras panales en vertical.

La distancia a la que habría que situar los paneles sería a 3,63m cada uno.

- Cálculo de sombras paneles orientados horizontalmente.

Utilizando las mismas expresiones que para el cálculo de forma vertical se obtiene:

Cálculo sombras Landscape	
d1	1,37
h1	0,82
h2	0,55
dt	2,20

Ilustración 24. Resultado cálculo de sombras panales en horizontal.

La distancia a la que habría que situar los paneles sería a 2,2m cada uno.

En el montaje se tiene en cuenta el sistema Hook de anclaje entre paneles que tiene unas medidas de 17mm.

- Potencia máxima en montaje horizontal

$$n1 = n^{\circ} \text{ máx en el eje } x = \frac{\text{Ancho}}{\text{Hook} + \text{Placa}} = \frac{80}{(0,017 + 1,645)} = 48,3$$

$$n2 = n^{\circ} \text{ máx en el eje } y = \frac{\text{Largo}}{\text{Sombras}} = \frac{132}{2,20} = 60,1$$

$$W_{pico} = 60 \times 48 \times 275 = 792000 \text{ W}$$

- Potencia máxima en montaje vertical

$$n1 = n^{\circ} \text{ máx en el eje } x = \frac{80}{(0,017 + 0,990)} = 79,3$$

$$n2 = n^{\circ} \text{ máx en el eje } y = \frac{132}{3,63} = 36,4$$

$$W_{pico} = 79 \times 36 \times 275 = 782100 \text{ W}$$

Montaje Portrait			Montaje Landscape		
nº módulos eje x	79,3	79,0	nº módulos eje x	48,3	48,0
nº módulos eje y	36,4	36,0	nº módulos eje y	60,1	60,0
Potencia kW	782,1		Potencia kW	792	

Ilustración 25. Potencia de la instalación según tipo de montaje.

La distribución del campo solar elegida tendrá los paneles orientados horizontalmente en los cuales se dejará una separación de 2,2 m para evitar sombras entre ellos ya que se consigue mayor cantidad de W_{pico} que en el montaje vertical.

2.3. Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos

Placa Solar ATERSA A-275P GS										
P _{pk} (W)	V _{oc} (V)	V _{MPP} (V)	I _{MPP} (A)	I _{sc} (A)	a (A/°C)	b (V/°C)	g (%/°C)	NOCT	a (%/°C)	b (%/°C)
275	38,83	32,2	8,54	9,12	0,005472	-0,124256	-0,0042	47	0,06	-0,32

Ilustración 26. Datos del módulo ATERSA A-275P GS

Las condiciones extremas de temperatura en valencia son de:

- Temperatura ambiente máxima en verano: 40°C (T_{amb_max})
- Temperatura ambiente mínima en invierno: 5°C (T_{amb_min})

En verano la radiación solar máxima es de 1000 W/m² y un TONC de 47 °C ± 2°C por lo tanto se obtiene la siguiente temperatura de trabajo:

$$T_{cell} = T_{amb} + (TONC - 20) \times \frac{E}{800} = 40 + (57 - 20) \times \frac{1000}{800} = 73,75^{\circ}\text{C}$$

$$V_{OC_Tcell} = V_{OC_25^{\circ}\text{C}} + \beta \times (T_{cell} - 25) = 38,83 - 0,124256(73,75 - 25) = 32,77\text{V}$$

$$V_{PMP_Tcell} = V_{OC_25^{\circ}\text{C}} + \beta \times (T_{cell} - 25) = 38,83 - 0,124256(73,75 - 25) = 26,14\text{V}$$

$$I_{SC_Tcell} = I_{SC_25^{\circ}\text{C}} + \alpha \times (T_{cell} - 25) = 9,12 + 0,005472(73,75 - 25) = 9,39\text{A}$$

$$I_{MPP_{T_{cell}}} = (I_{MPP_{25^{\circ}C}} + \alpha x (T_{cell} - 25)) x \frac{E_x}{1000}$$

$$= 8,54 + 0,0054(73,75 - 25) x \frac{1000}{1000} = 8,81$$

$$P_{MPP_{T_{cell}}} = P_{MPP_{25^{\circ}C}} \left(1 + \frac{g\%}{100} x (T_{cell} - 25)\right) x \frac{E_x}{1000}$$

$$= 275 \left(1 + \frac{0,420}{100} x (73,75 - 25)\right) x \frac{1000}{1000} = 218,69 W$$

En invierno la radiación solar máxima es de 550 W/m² y un TONC de 47 °C ± 2°C por lo tanto realizando los mismos cálculos que para verano se obtienen los siguientes resultados:

Efectos estacionales en los parámetros de la planta FV:					
STC		Invierno		Verano	
E(W/m ²)	1000,0	E(W/m ²)	550,0	E(W/m ²)	1000,0
T _{amb}	-8,8	T _{amb}	5,0	T _{amb}	40,0
T _{cell}	25,00	T _{cell}	23,56	T _{cell}	73,75
V _{OC}	38,83	V _{OC}	39,01	V _{OC}	32,77
V _{MPP}	32,2	V _{PMP}	32,38	V _{PMP}	26,14
I _{SC}	9,12	I _{SC}	5,01	I _{SC}	9,39
I _{MPP}	8,54	I _{SC}	4,69	I _{SC}	8,81
P _{PK}	275,00	P _{PK}	151,25	P _{PK}	218,69

Ilustración 27. Tabla resumen de los efectos producidos en los módulos según la temperatura.

2.4. Selección del inversor

La potencia máxima que se puede instalar es de 792 kW, un total de 2880 placas de forma apaisada. Según es espacio disponible la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar es de 48 en serie y 60 ramas en paralelo.

Se realiza un estudio para determinar que gama de inversores sería la más conveniente para maximizar la energía generada.

$$W_{pico} = 48 * 60 * 275 = 792.000 W$$

1) Inversores centralizados SIRIO K

Para reducir el número de inversores se estudia con el inversor de mayor potencia, en este caso en SIRIO K200.

$$n^{\circ} \text{ inversores} = \frac{W_{pico}}{P. \text{ inversor}} = \frac{792 \text{ kW}}{200 \text{ kW}} = 3,96 \approx 4$$

La configuración ideal sería dividir en cuatro bloques la fachada y en cada bloque instalar un inversor, de esta forma le llegarían 30 strings y 24 módulos en serie a cada uno de ellos.

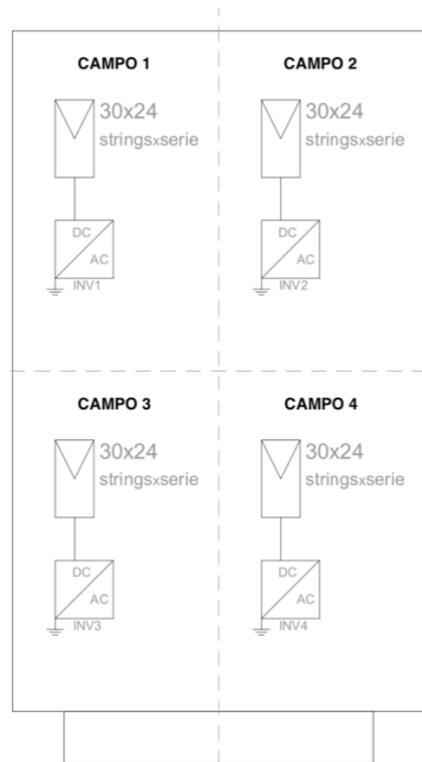


Ilustración 28. Hipótesis 1 de instalación.

Pero hay que comprobar si la cantidad de módulos en serie que se propone instalar es aceptada por las características del inversor. Para determinar el número de módulo en serie máximo (NPS máx) y el mínimo (NPS min) hay que tener en cuenta: las características de inversor, las del módulo fotovoltaico y también las condiciones climáticas que en el caso de la provincia de Valencia varía de 5°C a +40°C, como se ha comentado en el apartado 3.3. Sin embargo, para el diseño del inversor se ha supuesto el caso más extremo que pudiera darse, un día frío de invierno a primera hora con una mínima radiación solar. En este caso se supone que la temperatura de la célula estaría a la misma que la del ambiente, es decir a -5°C.

$$V_{OC_{-5^{\circ}C}} = V_{OC_{25^{\circ}C}} + \beta x (T_{cell} - 25) = 38,83 - 0,124256(-5 - 25) = 42,56 V$$

El inversor seleccionado tiene un rango de tensión de entrada de 330 Vdc a 800 Vdc.

- N° de módulo serie máximo

$$N_{MS\ max} = \frac{V_{DC\ inv\ max}}{V_{OC_{-5^{\circ}C}}} = \frac{800}{42,56} = 18,80 < 18\ módulos$$

- N° de módulos serie mínimo

$$N_{MS\ min} = \frac{V_{DC\ inv\ min}}{V_{MPP_{verano}}} = \frac{330}{26,14} = 12,62 > 13\ módulos$$

El inversor acepta un máximo de 18 módulos en serie y en un primero supuesto se quería poner 24, por lo tanto, no es válida la configuración.

De esta forma la potencia máxima que se podría instalar sería de:

$$W_{pico} = 18 * 30 * 275 = 148.500 W$$

$$P\acute{e}rdidas\ inversor = \left(1 - \frac{W. Pico}{P. Inversor}\right) = \left(1 - \frac{148500}{200000}\right) \times 100 = 25,75\%$$

Utilizando esta configuración se obtienen unas pérdidas muy elevadas. Sin embargo, si se divide en ocho partes se consigue aprovechar todo el espacio.

Para ello la potencia del inversor se reduciría a 100 kW (SIRIO K100) y el esquema quedaría de la siguiente forma:

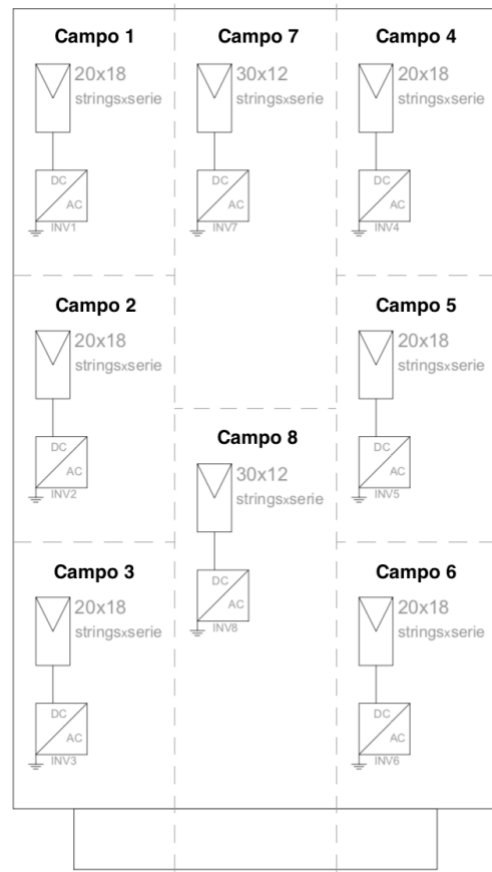


Ilustración 29. Hipótesis 2 de instalación.

Quedando así ocho campos fotovoltaicos:

- Campo del 1 al 6: formado por 20 ramas de 18 módulos serie.
- Campo 7 y 8: formado por 30 ramas de 12 módulos serie.

Para calcular la cantidad de strings que se pueden instalar como máximo se realizan los siguientes cálculos, por un lado, está el límite por intensidad y por otro lado el límite por potencia, el valor más restrictivo será el número máximo de ramas en paralelo que aceptaría el inversor en las condiciones de trabajo propuestas.

- Límite por intensidad

$$N_{SP_max} = \frac{I_{DC_max}}{I_{MPP}} = \frac{330}{8,54} = 37,47 < 37\text{ ramas en paralelo}$$



- Límite por potencia

$$Potencia\ 1\ rama\ de\ 18\ módulos = 18 \times 275 = 4950W$$

$$N_{ramas\ máx} = \frac{P_{DC\ inv\ max}}{P_{rama}} = \frac{100kW}{4,95kW} = 20,2 < 20$$

$$Potencia\ 1\ rama\ de\ 12\ módulos = 12 \times 275 = 3300W$$

$$N_{ramas\ máx} = \frac{P_{DC\ inv\ max}}{P_{rama}} = \frac{100kW}{3,3kW} = 30,3 < 30$$

El inversor soporta hasta 20 ramas de 18 módulos serie y 30 ramas de 12 módulos.

$$P_{total} = 20 \times 18 \times 275 = 99kW < 100kW$$

Por último, faltaría comprobar si el inversor soporta la intensidad de entrada en CC de 20 ramas de 18 módulos y de 30 de 12.

$$I\ máx\ entrada\ CC\ inversor = 330\ A$$

$$I_{20\ ramas} = I_{SC} \times 20\ ramas = 9,12 \times 20 = 182,4\ A < 320\ A$$

$$I_{30\ ramas} = I_{SC} \times 30\ ramas = 9,12 \times 30 = 273,6\ A < 320\ A$$

Gracias al modularidad de la gama SIRIO K la cual permite elegir entre una gran cantidad de potencias se puede adaptar fácilmente las limitaciones del espacio al inversor más adecuado.

Sin embargo, la instalación de 8 inversores centralizados dentro de unas oficinas disminuiría considerablemente el espacio útil ya que cada uno mide 810x1900x800 mm (Largo x Ancho x Alto) Otra opción sería situarlos dentro de los almacenes, pero no es el lugar más recomendable ya que está lleno de operarios, entrando y saliendo vehículos pesados y uso de maquinaria industrial por lo que sería fácil que se llevaran algún golpe y pudieran deteriorarse con el tiempo.

Por último, para poder instalar este inversor haría falta distribuir previamente el cableado a cajas de derivación que aceptarán 20 y 30 strings para poder conectar con un cable al inversor ya que solo tiene una entrada.

2) Inversores Huawei SUN2000 y ABB PVS

Ambos inversores tienen características muy parecidas solo se diferencian en pequeños apartados por lo que se van a estudiar a la vez para elegir finalmente el más conveniente. Ambos son de 100kW por lo tanto la distribución será:

- Configuración 1: Campos del 1 al 6 de 20 ramas con 18 módulos serie.
- Configuración 2: Campos 1 y 2 de 30 ramas con 12 módulos serie.

$$Configuración\ 1: W_{pico} = 20 * 18 * 275 = 99.000\ W$$

$$Configuración\ 2: W_{pico} = 30 * 12 * 275 = 99.000\ W$$

$$Pérdidas = \left(1 - \frac{99.000}{100.000}\right) \times 100 = 1\%$$

Repitiendo las mismas fórmulas que para el análisis del SIRIO K se obtienen los valores máximos y mínimos de paneles en serie soportados por el inversor y la cantidad de strings que aceptan.

$$N_{MS\ max} = \frac{V_{DC\ inv\ max}}{V_{OC\ -5^{\circ}C}}; N_{MS\ min} = \frac{V_{DC\ inv\ min}}{V_{MPP\ verano}}$$

$$N_{SP\ máx\ I} = \frac{I_{DC\ max}}{I_{MPP}}; N_{SP\ máx\ P} = \frac{P_{DC\ inv\ max}}{P_{rama}}$$

Valores límite sobre condiciones STC:	Huawei		ABB	
Número de módulos serie máximo (N_{MS_max})	35,25	35,00	23,50	23,00
Número de módulos serie mínimo (N_{MS_min}):	22,95	22,00	13,77	13,00
Número de strings paralelo máximo según I (N_{SP_max}):	2,58	2,00	4,22	4,00
Número de strings paralelo máximo según P (N_{SP_max}):	10,39	10,00	15,81	15,00

Ilustración 30. Tabla resumen de los valores límite del inversor.

El inversor de Huawei admite hasta 35 módulos en serie mientras que el de ABB 23, esto es debido a que la tensión de entrada es 500V superior en el fabricante asiático.

Sin embargo, la cantidad de módulos en serie que se van a utilizar (18) ambos lo aceptan, pero el inversor de Huawei se ve más limitado ya que acepta 12 entradas en paralelo mientras que el de ABB 24.

Los valores límite que aparecen en tabla son a cada una de sus strings es decir que al Huawei SUN 2000 se le pueden conectar hasta 12 ramas y a cada una de esas ramas otras dos en paralelo, mientras que al ABB PVG admite 24 y por cada una de sus entradas se podría llevar 4 más que pasaran previamente por un repartidor (regleta).

Por lo tanto, el inversor que mejor se adapta es el suizo quedando así la primera configuración:

6 inversores de ABB de 20 strings con 18 módulos serie cada uno.

Para la segunda configuración no es posible conectar las 30 strings directamente al inversor, si no que previamente hay que pasar por un conector MC4:



Ilustración 31. Conector MC4 2/1.

Con este tipo de conectores fácilmente se conectan dos ramas, también existen modelos de 3/1 para poder conectar tres ramas en vez de dos. El funcionamiento es sencillo ya que los paneles fotovoltaicos ya vienen que este tipo de conector por lo tanto no hace

falta ningún tipo de adaptador previamente. Se conecta el positivo y el negativo de las dos placas al conector para así salir solo con un cable y ya derivar el inversor.

Este modelo en concreto acepta 4 strings y están protegidas por unos fusibles de 20 A (opcionalmente se pueden subir a 35 A) que marca el fabricante. Llevando dos ramas no se llegaría al límite para que saltara el fusible por lo tanto se conectarían 24 strings directamente al inversor y los 6 restantes se dividirían en tres conectores de 2/1 y se conectarían a cualquiera de las ramas.

Los valores STC obtenidos según que configuración se esté utilizando son los siguientes:

Valores STC para el campo FV:	Conf. 1	Conf. 2
Número módulos serie (N_{MS}):	18	12
Número ramas paralelo (N_{SP}):	20	30
Número módulos totales:	360	360
Potencia pico instalada (P_{pk}):	99000	99000
Tensión DC máxima (V_{OC}):	698,94	465,96
Tensión PMP (V_{MPP}):	579,6	386,4
Intensidad en el PMP (I_{MPP}):	170,8	256,2
Intensidad cortocircuito (I_{SC}):	182,4	273,6
Intensidad alterna salida (I_{AC}):	138,03	138,03

Ilustración 32. Valores STC según configuración.

Utilizando los valores obtenidos en el apartado 3.3 “Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos” se puede calcular los valores de Potencia de pico instalada, Tensión DC máxima, Tensión PMP, Intensidad PMP e Intensidad de cortocircuito en función de la estación en la que nos encontremos, es decir, teniendo en cuenta las condiciones climáticas.

$$\begin{aligned}
 P_{pico_{invierno}} &= N^{\circ} \text{Módulos} \times P_{PK \text{ Invierno}} \\
 P_{pico_{verano}} &= N^{\circ} \text{Módulos} \times P_{PK \text{ Verano}} \\
 V_{DC_{max}} &= N^{\circ} \text{Módulos serie} \times V_{OC \text{ Invierno}} \\
 V_{DC_{max}} &= N^{\circ} \text{Módulos serie} \times V_{OC \text{ Verano}} \\
 V_{MPM_{max}} &= N^{\circ} \text{Módulos serie} \times V_{MPM \text{ Invierno}} \\
 V_{MPM_{max}} &= N^{\circ} \text{Módulos serie} \times V_{MPM \text{ Verano}} \\
 I_{MPM_{max}} &= N^{\circ} \text{Ramas paralelo} \times I_{MPM \text{ Invierno}} \\
 I_{MPM_{max}} &= N^{\circ} \text{Ramas paralelo} \times I_{MPM \text{ Verano}} \\
 I_{SC} &= N^{\circ} \text{Ramas paralelo} \times I_{SC \text{ Invierno}} \\
 I_{SC} &= N^{\circ} \text{Ramas paralelo} \times I_{SC \text{ Verano}}
 \end{aligned}$$

Al ser la cantidad de módulos el mismo no es necesario realizar una diferenciación entre configuración 1 y la 2 ya que la potencia pico total es la multiplicación del total de los módulos instalados por la potencia pico de las diferentes estaciones.

Efecto en los paneles según estación			
Invierno		Verano	
$E(W/m^2)$	550,0	$E(W/m^2)$	1000,0
T_{amb}	5,0	T_{amb}	40,0
T_{cell}	23,56	T_{cell}	73,75
V_{OC}	702,16	V_{OC}	589,91
V_{PMP}	582,82	V_{PMP}	470,57
I_{SC}	100,23	I_{SC}	187,74
I_{SC}	93,85	I_{SC}	176,14
P_{PK}	54453,29	P_{PK}	78729,75

Ilustración 33. Tabla resumen efectos producidos en la instalación según la estación del año.

Analizadas las características de los diferentes inversores y del espacio disponible para la instalación además de hacerlo lo más simétrico posible el campo fotovoltaico se opta por realizar una instalación a la intemperie con el inversor ABB PVS 100.

Se utilizarán un total de 8 inversores y a 6 de ellos le llegarán 20 ramas en paralelo de 18 módulos en serie orientados horizontalmente para una potencia total 594kW mientras que a los otros dos les llegan 30 strigs de 12 módulos cada una, 198kW esto nos da una instalación de un total de 792kW de potencia instalada.

2.5. Montaje del inversor

Existen dos alternativas a la hora de realizar la instalación, o bien derivar todo el cableado en DC al cuadro de inversores por lo que se llevarían longitudes de cableado de más de 142m o bien derivar el cableado en DC de la instalación a un inversor situado debajo de la placa y del inversor llevar el cableado en AC por la bajante.

Cada alternativa tiene sus ventajas y sus inconvenientes:

- Hipótesis 1: Consiste en derivar todo el cableado en continua al cuadro de inversores situado en un extremo de la instalación, de esta forma en el cableado en AC se bajarían cuatro cables (fases más neutro) de 20m mientras que el cableado en DC oscilaría entre 142m que son las strings más alejadas y los 10m que son las más cercanas.

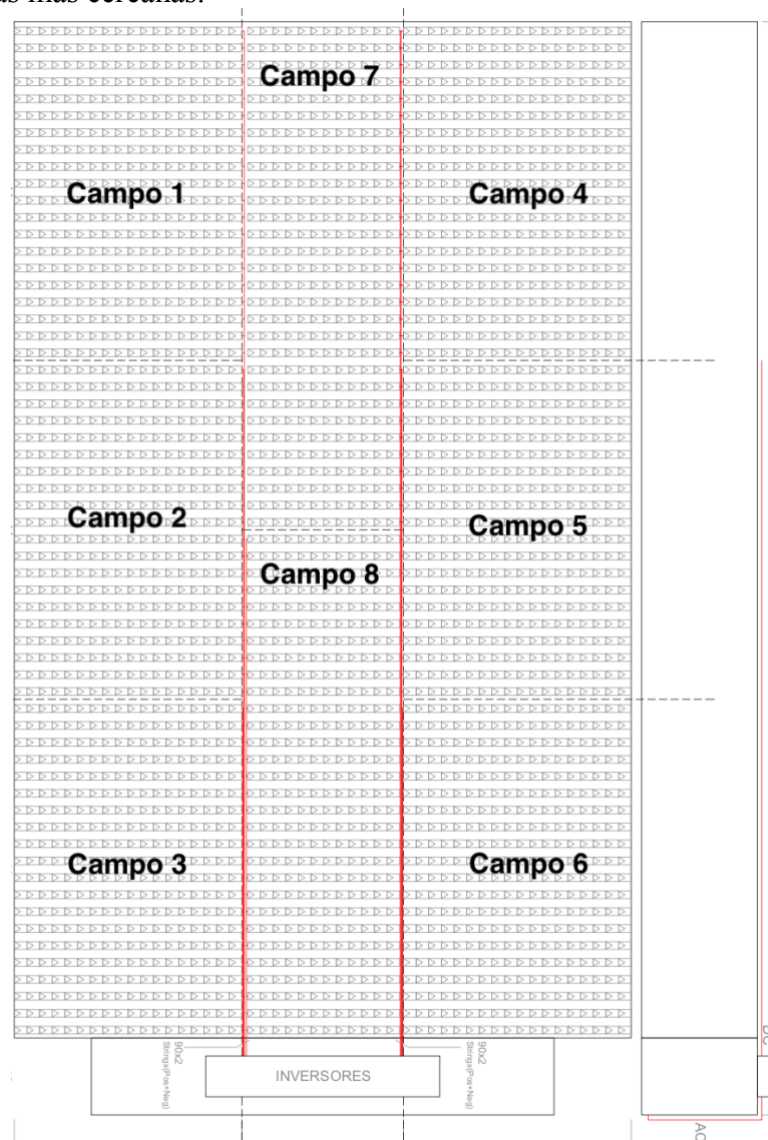


Ilustración 34. Hipótesis de cableado 1.

Campos FV	Campo 1 y 4	Campo 2 y 5	Campo 3 y 6	Campo 7	Campo 8
Long (m)	142	100	58	142	76

Ilustración 35. Longitud del cableado en DC de la placa al inversor.

Longitudes del cableado de control del extremo más alejado de cada campo al inversor.

- Hipótesis 2: La segunda alternativa consiste en instalar el inversor en la propia estructura de la placa, optimizando así mucho más el cableado en continua, pero empeorando el conexionado de alterna.

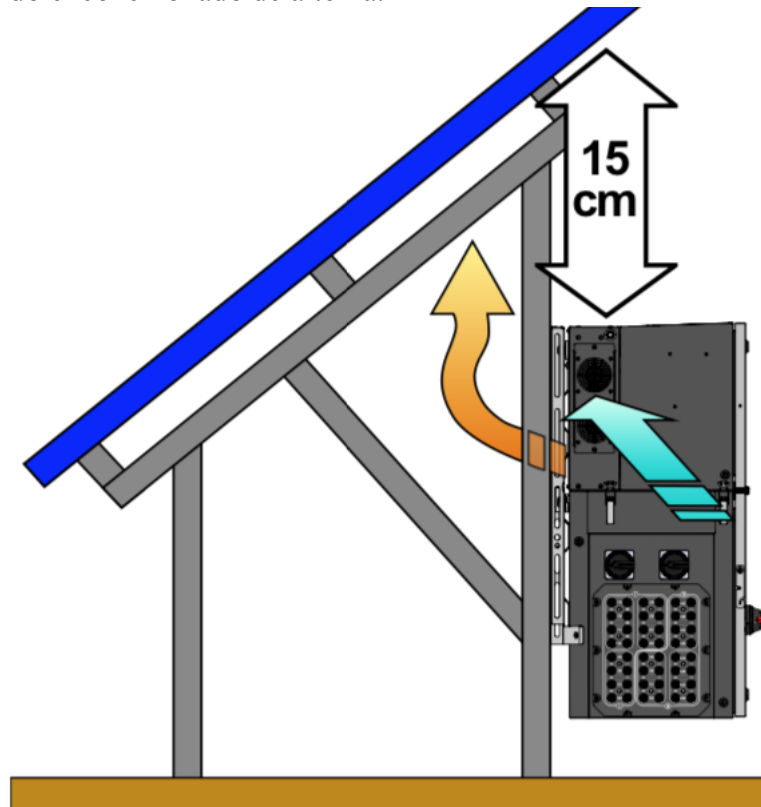


Ilustración 36. Instalación del inversor en la estructura de la placa fotovoltaica.

De esta forma se conectan directamente al inversor todas las ramas y por la bajante se llevaría los cables de alterna de cada uno de los ocho inversores a la toma trifásica.

2.6. Cableado

2.6.1. Conexión entre placas DC

Para la conexión entre sí de los módulos fotovoltaicos ya se incluye un cable tanto para el positivo como para el negativo.

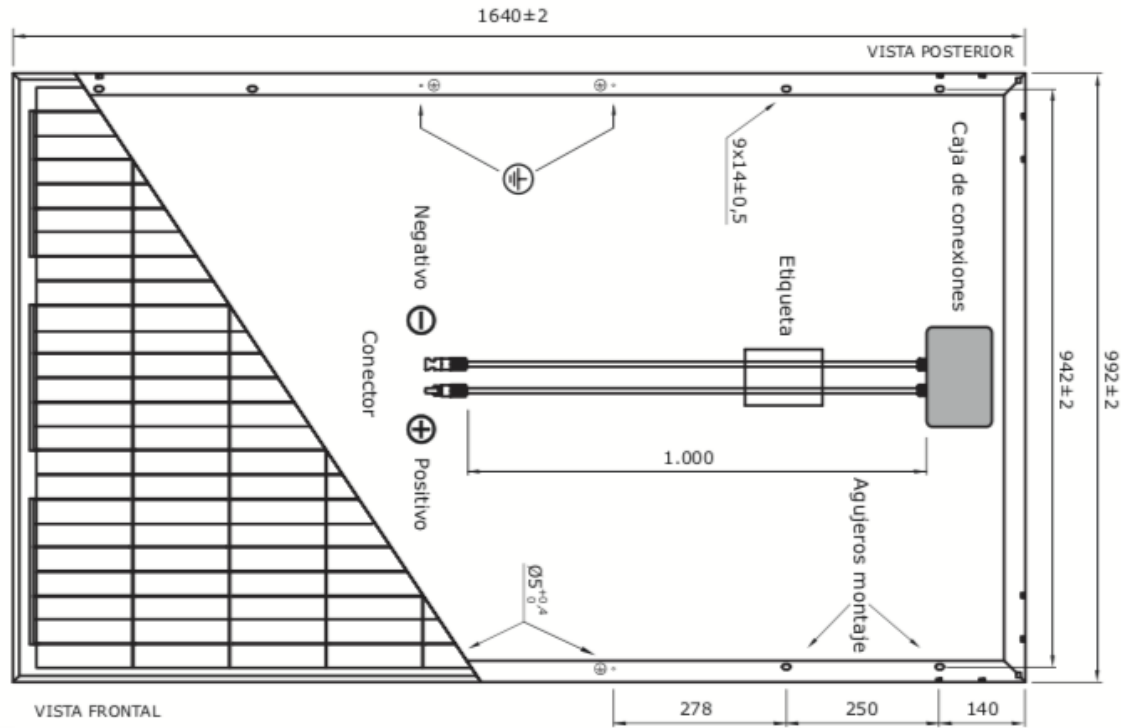


Ilustración 37. Dimensiones módulo fotovoltaico.

La longitud de los cables proporcionados es de 1m y 4mm² de sección.

Para poder unir los módulos la distancia que hay que recorrer en ambos sentidos es de:

$$\begin{aligned} \text{Distacia} &= n^{\circ}\text{placas} \times (\text{longitud placa} + \text{hook}) \\ &= 18 \times (1,645 + 0,017) = 29,916\text{m} \end{aligned}$$

Con los datos del fabricante tendríamos una longitud tanto para positivo y negativo de:

$$L_{\text{Cable Suministrado}} = 18 \text{ placas} \times 1\text{m cable} = 18\text{m}$$

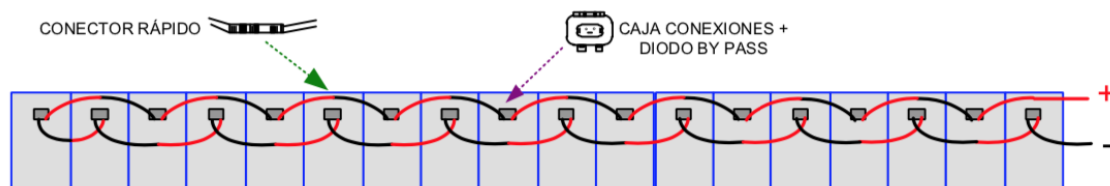


Ilustración 38. Conexión de los módulos en serie.

La conexión se realiza entre la primera placa y la tercera, entre la tercera y la quinta, quinta y la sexta etc menos la primera conexión que es entre la primera y la segunda.

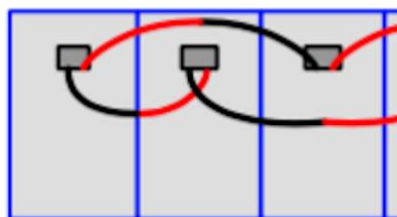


Ilustración 39. Conexión de los módulos.

La distancia que se tiene que recorrer para poder conectar entre la primera y la tercera placa es de:

$$\text{Distancia conexión}_{\text{primera y tercera}} = (1,645 + 0,017) \times 2 = 3,324\text{m}$$

Y la distancia que con los cables suministrados se puede recorrer es de dos metros, llevando o el cable de positivo de la placa uno hacia la derecha y llevando el cable de negativo de la placa tres a la izquierda.

Por lo tanto, a la hora de hacer el pedido al suministrador haría falta pedirle que alargue el cable de 1m a 2m aproximadamente para así poder llegar y evitar también que este tensado el cable.

La sección que el fabricante da por defecto de los cables es de 4mm^2 , pero teniendo en cuenta la longitud de la instalación y sabiendo que la caída de tensión no debe supera el 0,75%.

Suponiendo que el fabricante suministra con cable de 2m, la distancia a recorrer finalmente sería de: $2 \times 18 = 36\text{m}$

$$S = \rho \frac{2 \times L \times 1,25 \times I_{\text{NOM}}}{\Delta V} = \frac{1}{51} \times \frac{2 \times 36 \times 1,25 \times 8,54}{0,65} = 3,41$$

Distancia (m)	I _{rama} (A)	V _n (V)	ΔV %	Sección teórica	Sección elegida
36	8,54	579,6	0,75	3,93	4

Tabla 2. Cálculo de la sección de la conexión entre módulos.

$$\Delta P_{DC_{\text{rama}}} = \rho \times \frac{2 \times L \times I_{\text{rama}}^2}{S} = \frac{1}{51} \times \frac{2 \times 36 \times 8,54 \times 8,54}{4} = 25,28\text{W}$$

Cuanto más restrictivo se quisiera la caída de tensión más se tendría que aumentar la sección del cable.

Aplicando la misma fórmula de antes se obtienen los siguientes valores:

ΔV %			
0,5	0,4	0,3	0,2
Sección teórica			
5,11	6,39	8,52	12,78

Tabla 3. Cálculo del aumento de la sección según la caída de tensión.

Por cada rama se estiman unas pérdidas de 25,29W. En total a cada inversor va a perder una potencia por el cableado en DC de:

$$P. \text{ total cableado DC} = \text{ramas paralelo} \times \text{pérdidas 1 rama}$$

$$\text{Pérdidas}_{\text{configuración 1}} = 20 \times 25,29\text{W} = 505,7\text{W}$$

$$\text{Pérdidas}_{\text{configuración 2}} = 30 \times 25,29\text{W} = 758,5\text{W}$$

2.6.2. Cableado al inversor DC

- Hipótesis 1: La longitud iría disminuyendo conforme nos acercamos al cuadro de inversores, pero tomando como referencia el último módulo de cada campo fotovoltaico se tendría que aumentar la sección del cableado de todos excepto el de los campos 3 y 6 ya que son los más cercanos a los inversores. La sección que el fabricante proporciona es de 4mm², utilizando esta hipótesis de instalación sería necesario aumentar la sección hasta los 10mm² en los campos más alejados.

Campos FV	Long (m)	DV (%)	S _{calc.} (mm ²)	S _{elegida} (mm ²)	DP _{p.u.} (W)	DP _{total} (W)
Campo 1 y 4	142	1%	9,73	10	770,36	1540,73
Campo 2 y 5	100	1%	6,85	10	542,51	1085,02
Campo 3 y 6	58	1%	3,97	4	786,64	1573,28
Campo 7	142	1%	9,73	10	1155,55	1155,55
Campo 8	76	1%	5,21	6	1030,77	1030,77
Pérdidas totales del cableado en DC					4285,83	6385,35

Tabla 4. Longitud del cableado del campo al inversor situado en el extremo de la instalación.

- Hipótesis 2: Al llevar todo el cableado directo al inversor que está situado en la última placa de cada campo la distancia máxima que habría que recorrer para llegar sería de:

Campos FV	Long (m)	DV (%)	S _{calc.} (mm ²)	S _{elegida} (mm ²)	DP _{p.u.} (W)	DP _{total} (W)
Campo 1,2,3,4,5,6	44	1%	3,01	4	596,76	3580,57
Campo 7 y 8	66	1,2%	3,77	4	1342,71	2685,43
Pérdidas totales del cableado en DC					1939,48	6266,00

Tabla 5. Longitud del cableado del campo al inversor situado en la estructura de la placa.

No sería necesario aumentar la sección del cableado respetando siempre el máximo de 1,5% de pérdidas que establece el IDAE como normativa.

2.6.3. Cableado del inversor a la toma trifásica AC

Para el cableado en AC se propone utilizar cables unifilares que bajen del inversor hasta la caja de conexiones que está ubicada dentro del almacén. La longitud de cableado aproximadamente la altura del edificio más la distancia al inversor la cual variará según que hipótesis se esté analizando.

Las características de la instalación AC son de 230 V (V_{rms}) entre fase y neutro y 400 V entre fases, además el inversor de 100kW tiene un rendimiento máximo del 98,9%.

- Hipótesis 1: El diseño del cableado en AC se plantea teniendo en cuenta que la distancia del inversor al punto de conexión de la red de suministro es de 20m máximo.

$$Pk = 99000W$$

$$I_{L-rms} = \frac{P_{DC} \times \eta_{max}}{3 \times V_{L-N rms}} = \frac{99000 \times 0,984}{3 \times 230} = 141,18A$$

$$S = \rho x \frac{L \times 1,25 \times I_{RMS} \times \sqrt{3}}{\Delta V_{LL}} = \frac{1}{58} x \frac{20 \times 1,25 \times 141,18 \times \sqrt{3}}{0,7\% \times 400} = 40,6 > 50 mm^2$$

La pérdida de potencia de la salida trifásica se calcula:

$$\Delta P_{AC} = 3 \times \rho x \frac{L \times I_{L-rms}^2}{s} = 3 \times \frac{1}{58} x \frac{20 \times 141,18^2}{50} = 444,81W$$

Circuito	Long (m)	I_n (A)	$I_{125\%}$ (A)	V_n (V)	DV (%)	DV _{ini} (V)	$S_{calc.}$ (mm ²)	$S_{elegida}$ (mm ²)	DP _{p.u.} (W)	DP _{total}
Inversor a red trifásica	20	141,18	176,48	400	0,7%	2,80	40,60	50	444,81	3558,49

Tabla 6. Longitud del cableado del inversor a la red.

Las pérdidas por inversor utilizando este tipo de montaje son de 445W y la suma de los 8 inversores instalados hacen unas pérdidas totales de 3,5kW.

- Hipótesis 2: Al estar situado el inversor en cada uno de los campos la longitud del cableado en AC hasta la bajante varía según en cual estemos.

Campos FV	Long (m)	DV (%)	$S_{calc.}$ (mm ²)	$S_{elegida}$ (mm ²)	DP _{p.u.} (W)	DP _{total} (W)
Campo 1 y 4	111	1%	157,74	185	667,22	1334,43
Campo 2 y 5	69	1%	98,06	120	639,42	1278,83
Campo 3 y 6	25	1%	35,53	50	556,01	1112,03
Campo 7	91	1%	129,32	150	674,63	674,63
Campo 8	25	1%	35,53	50	556,01	556,01
Pérdidas totales del cableado en AC					3093,29	4955,94

Tabla 7. Longitud del cableado en AC hasta el inversor.

Utilizando las mismas fórmulas que para la hipótesis 1, se calculan las pérdidas totales al utilizar este montaje siendo estas de 3kW aproximadamente por unidad y generando un total de 5kW.

2.6.4. Pérdidas totales en el cableado

Las pérdidas totales del cableado es la suma de las pérdidas en DC más las de AC:

$$P_{\text{totales cableado}} = P_{DC} + P_{AC}$$

DP_{total}	DC	AC	TOTAL
Hipótesis 1 (W)	6385,35	3558,49	9943,84
Hipótesis 2 (W)	6266,00	4955,94	11221,94

Tabla 8. Pérdidas de cableado.

Para según que configuración las pérdidas en DC cambian ya que depende de la cantidad de ramas en paralelo que se instalen, por eso en la configuración 2 (30 strings) las pérdidas en DC son mayores que en la configuración 1 (20 strings)

El coeficiente de pérdidas en toda la instalación es de:

$$Pérdidas_{\text{cableado}}(\%) = \frac{\Delta P_{\text{TOTALES}}}{P_{pk}}$$

Estudio de las pérdidas en los conductores	Hipótesis 1 (W)	Hipótesis 2 (W)
Coeficiente pérdidas en los conductores (L_{cond}):	1,26%	1,42%
Eficiencia en el cableado (PR_{cond}):	98,74%	98,58%
Pérdidas	9943,84	11221,94

Tabla 9. Tabla resumen porcentaje de pérdidas.

Analizadas las dos alternativas se puede concluir que las pérdidas no es el factor más relevante a la hora de escoger ya que son muy similares, a penas una diferencia del 0,16%. El cableado en DC tiene unas pérdidas idénticas en ambas hipótesis es en el AC en el cual se muestran más diferencias ya que la longitud que se tiene que recorrer aumenta considerablemente en la hipótesis 2.

Sin embargo, a pesar de que las pérdidas son ligeramente superiores es más sencillo derivar por una canalización un total de 4 cables por inversor hasta llegar al punto de conexión que tener llevar por una canalización también los 360 cables (positivo y negativo) que habría que llevar ya que tenemos 6 campos de 20 ramas y 2 campos de 30 ramas.

Total cables hipótesis 1

$$= (6 \text{ inversores} \times 20 \text{ ramas} + 2 \text{ inversores} \times 30 \text{ ramas}) \times 2 \text{ (positivo y negativo)} = 360 \text{ cables}$$

Total cables Hipótesis 2

$$= 8 \text{ inversores} \times 4 \text{ cables (3 fases y neutro)} = 32 \text{ cables}$$

La conclusión alcanzada es que es mejor y más óptimo utilizar la hipótesis 2 como montaje de la instalación fotovoltaica, instalando cada inversor en primera fila de cada campo para poder conectar todo el cableado en DC directamente sin tener que aumentar la sección que nos proporciona el suministrador y el cableado en AC llevarlo mediante una canalización en bandeja al aire hasta llegar a la bajante y conectar a la toma trifásica.

2.6.5. Tipos de cable

Los cables seleccionados para la instalación son del grupo PRYSMAIN y tienen dos catálogos uno dedicado a instalaciones de baja tensión y otro especializado en instalaciones fotovoltaicas.

El primer cable seleccionado es el AL VOLTANE FLAMEX CPRO (S), siguiendo las recomendaciones del catálogo especializado en fotovoltaica.

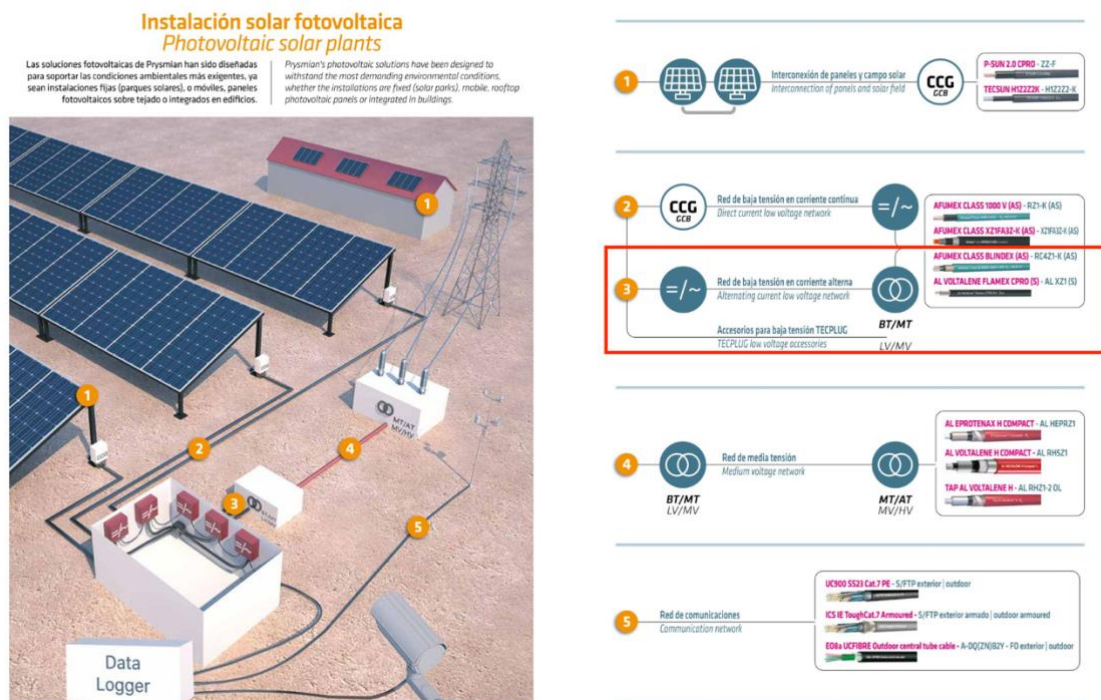


Ilustración 40. Catálogo PRYSMAN fotovoltaica.

El modelo es el AL VOLTANE FLAMEX CPRO (S), este tipo de cables están diseñados para redes subterráneas o aéreas, y está pensado para resistir a los rayos ultravioleta, resistencia a la absorción del agua, agentes químicos, grasas y aceites y a los golpes. Tiene una tensión asignada de 0,6/1kV y sigue la normativa de diseño UNE-HD 603-5X-1. Su material conductor es el aluminio.

Sin embargo, el cable no tiene protección contra la propagación del incendio y al ser una instalación en unas oficinas es necesario que lo tenga por seguridad.

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE-HD 603-5X-1
Designación genérica: AL XZ1 (S)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



Ilustración 41. Cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

La alternativa es el AFUMEX 1000V (AS) que tiene características muy similares pero que además protege frente a propagación de incendios bajo norma UNE EN 50266-2-4. La diferencia principal es que este es de cobre mientras que el FLAMEX es de aluminio.

AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: 0,6/1 kV Norma diseño: UNE 21123-4 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; It 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH 4,3 ; C 10 µS/mm.

Ilustración 42 Cable AFUMEX 1000V (AS)

La ventaja de los cables de aluminio respecto a los de cobre es su peso que es de un 50% menos para cables de la misma sección, estos los hacen más fáciles de instalar y manejar.

Pero la conductividad del cobre es mayor que la del aluminio y esto hace que el cable tenga que ser de menor sección.

Por ejemplo, para nuestro caso el hecho de utilizar el cable de cobre en vez del de aluminio hace que la sección a instalar sea de 35mm² mientras que si es de aluminio tendría que ser de 50mm² y pese a esta diferencia el cable de aluminio seguiría pensado menos.

Resistividad y conductividad a diferentes temperaturas								
Temperatura		20	40	50	60	70	80	90
Resistividad (W·mm ² /m)	Cobre	0,01724	0,0186	0,01927	0,01995	0,02063	0,02131	0,02198
Conductividad (m/W·mm ²)	Cobre	58	53,7734	51,883	50,121	48,4747	46,9332	45,4866
Resistividad (W·mm ² /m)	Aluminio	0,028	0,03028	0,03142	0,03256	0,0337	0,03484	0,03598
Conductividad (m/W·mm ²)	Aluminio	35,71	33,022	31,8243	30,7104	29,6718	28,7012	27,792

Tabla 10. Resistividad y conductividad del cobre y del aluminio.

Circuito	Long (m)	I _n (A)	I _{125%} (A)	V _n (V)	dV (%)	dV _{ini} (V)	S _{calc.} (mm ²)	S _{elegida} (mm ²)
COBRE	20	141,18	176,48	400	0,70%	2,80	40,60	50
ALUMINIO	20	141,18	176,48	400	0,70%	2,80	66,12	70

Tabla 11. Efectos de la resistividad/conductividad en el cobre y el aluminio para una misma longitud.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	60	7,98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,8	74	4,95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,3	96	3,3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,4	140	1,91	68	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	195	1,21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	290	0,78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,6	395	0,55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	550	0,38	175	138	0,85	0,77

Ilustración 43. Características cable AFUMEX 50mm²

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO TRIFÁSICA (3) A	INTENSIDAD ADMISIBLE (CORRIENTE CONTINUA) ENTERRADO (4) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
									cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 16	0,7	6,1	8,3	85	1,91	76	58	70	4,15	3,42
1 x 25	0,9	7,7	9,9	124	1,2	91	74	89	2,62	2,19
1 x 35	0,9	8,6	10,8	153	0,868	114	90	107	1,89	1,6
1 x 50	1	10,1	12,5	200	0,641	140	107	126	1,39	1,21
1 x 70	1,1	11,9	14,5	265	0,443	180	132	156	0,97	0,86

Ilustración 44. Características FLAMEX 70mm²

Según las especificaciones del inversor la intensidad máxima que soporta a su salida en AC es de 145A y el cable seleccionado aguanta hasta 175A instalado al aire por lo tanto se cumple el criterio de diseño.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	60	7,98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,8	74	4,95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,3	96	3,3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,4	140	1,91	68	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	195	1,21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	290	0,78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,6	395	0,55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	550	0,38	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	750	0,27	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	970	0,20	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	19	1200	0,16	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1480	0,12	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,9	1866	0,10	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,9	2350	0,08	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,5	3063	0,06	630	380	0,14	0,19

Ilustración 45. Secciones de cable AFUMEX seleccionadas.

3. Cuadro de protecciones

La instalación tiene que estar protegida contra diferentes situaciones que pueden producirse.

- **Sobretensiones:** es un aumento de la tensión por encima de la nominal o de funcionamiento. Puede llegar a producir la destrucción o sobrecalentamiento de los equipos.
Se producen principalmente por fenómenos atmosféricos como los rayos, que provocan sobretensiones transitorias de microsegundos y de decenas de kilovoltios ya que la instalación al estar en la intemperie puede sufrir sus efectos.
- **Sobreintensidad:** es un aumento de la intensidad por encima de la nominal entre dos puntos del circuito.
- **Cortocircuito:** unión de dos puntos del circuito con diferentes potenciales que pueden generar corrientes de cientos de veces superiores a la nominal y deben cortarse en cuestión de milisegundos.
- **Contactos indirectos/puesta a tierra:** protecciones para las personas y los equipos. Esto se produce por defectos de aislamiento de las masas de los equipos o otras partes accesibles por donde discurra electricidad.

3.1. Sobretensiones

El inversor tiene que estar protegido siguiendo la normativa internacional IEC 60364-7-712 contra rayos. El elemento seleccionado es el AT-8264 ATSUB 65-400 que tiene una corriente de pico de 65 kA y una tensión de línea respecto a tierra de 400 V.

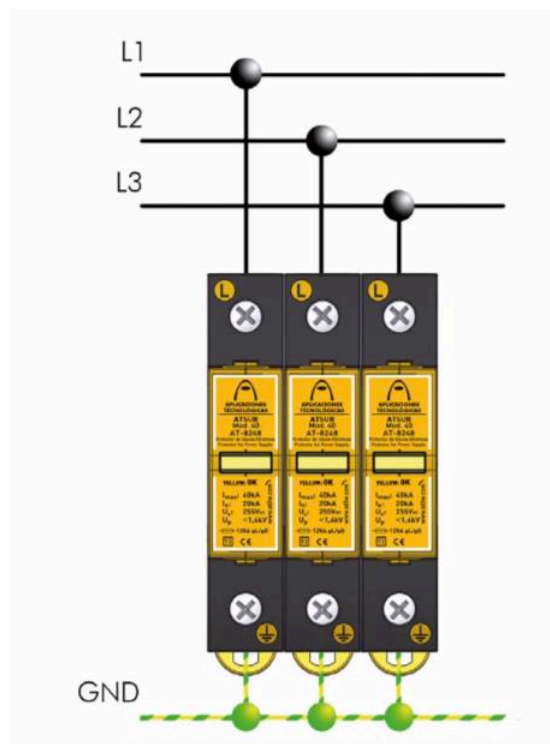


Ilustración 46. Pararrayos AT-8264

3.2. Sobreintensidad y Cortocircuito

La protección frente a sobreintensidades y cortocircuitos se va a realizar mediante un interruptor automático o magnetotérmico. Este tiene que estar comprendido entre la corriente máxima de salida del inversor y la corriente máxima que admite el cable seleccionado en alterna, en este caso como se instalan varios según la longitud se elige el de menor sección al ser el valor más restrictivo.

$$I_{AC\ max} \leq I_{Nominal\ magnetotérmico} \leq I_{soportada\ conductor}$$

$$145A \leq I_{Nominal\ magnetotérmico} \leq 175A$$

El interruptor seleccionado es de 160A de caja moldeada. Los interruptores de caja moldeada están diseñados para aplicaciones de baja tensión de carácter industrial estos vienen acorde con la norma IEC 60947-3.

La protección contra la sobrecarga se realiza con la parte bimetálica de los térmicos y contra cortocircuitos actúa la parte magnética de ahí magnetotérmico.

El aparato escogido es el interruptor automático NG160N de 160A de cuatro polos protegidos con un poder de corte a 18,75kA a tensión entre 380 y 415V AC.



Ilustración 47. Magnetotérmico 160A

3.3. Contactos indirectos

Se debe proteger también frente a contactos indirectos y esto se realiza o bien comprando directamente un interruptor de caja moldeada con protección diferencial incorporada o acoplando al interruptor magnetotérmico seleccionado con anterioridad un módulo de protección diferencial. Además de esta medida es necesario unir por normativa todas las partes metálicas de la instalación así como la estructura metálica de las placas, la carcasa del inversor y el cuadro donde están las protecciones a una tierra común para evitar fallos de aislamiento.

El suministrador Schneider Electric permite acoplar al magnetotérmico elegido con anterioridad un módulo para la protección diferencial, el modelo seleccionado es el Vigi

NG160. Este módulo se monta en carril DIN también y se acopla debajo del interruptor automático (también existe la posibilidad de conectarlo en la parte superior).

Las características de su protección frente a los defectos a tierra son las siguientes:



[Δt] ajuste de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	0,03...3 A
Tipo de ajuste de la temporización del disparo diferencial	Ajustable
[Δt] ajuste de la temporización de la protección diferencial	0...150 ms

Ilustración 48. Diferencial 160A

3.4. Protecciones propias del inversor

A la entrada del inversor le llega corriente continua y el propio inversor tiene sus protecciones para evitar que se dañe. Según el fabricante el inversor lleva dos seccionadores de potencia o ESS para desconectar las entradas en DC, el primero desactiva las 12 primeras y el segundo los 12 restantes. Además, lleva también un fusible en serie de 20 A para la detección de fallos en cada entrada por lo tanto no haría falta más protecciones en la parte de DC ya que de ningún modo le van a llegar tanta intensidad por cada rama.

Protección de entrada	
Protección contra polaridad inversa	Sí, desde una fuente de intensidad limitada
Protección frente a sobretensión de entrada para cada MPPT - descargador de sobretensión sustituible	Tipo 2 con monitorización
Control del aislamiento de una matriz fotovoltaica	Conforme a IEC62109
Capacidad del interruptor de CC para cada MPPT	50 A / 1000 V
Capacidad del fusible (versiones con fusibles)	15 A / 1000 V ³⁰
Monitorización de la corriente de string	SX2: (24 strings) Monitorización de la corriente de string individual; SX: (6 strings) Monitorización de la corriente de entrada por MPPT

Ilustración 49. Protecciones a la entrada del inversor propias.

A la salida también en corriente alterna también tiene protecciones, contra sobretensiones y sobreintensidades, pero no contra cortocircuitos una de las razones además de la normativa por las que se instala el interruptor automático.

Protección de salida

Protección contra la formación de islas	De acuerdo con la normativa local
Protección máxima contra sobrecorriente de CA externa	225 A
Protección contra sobretensiones de salida - dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituible	Tipo 2 con monitorización

Ilustración 50. Protecciones a la salida del inversor propias.

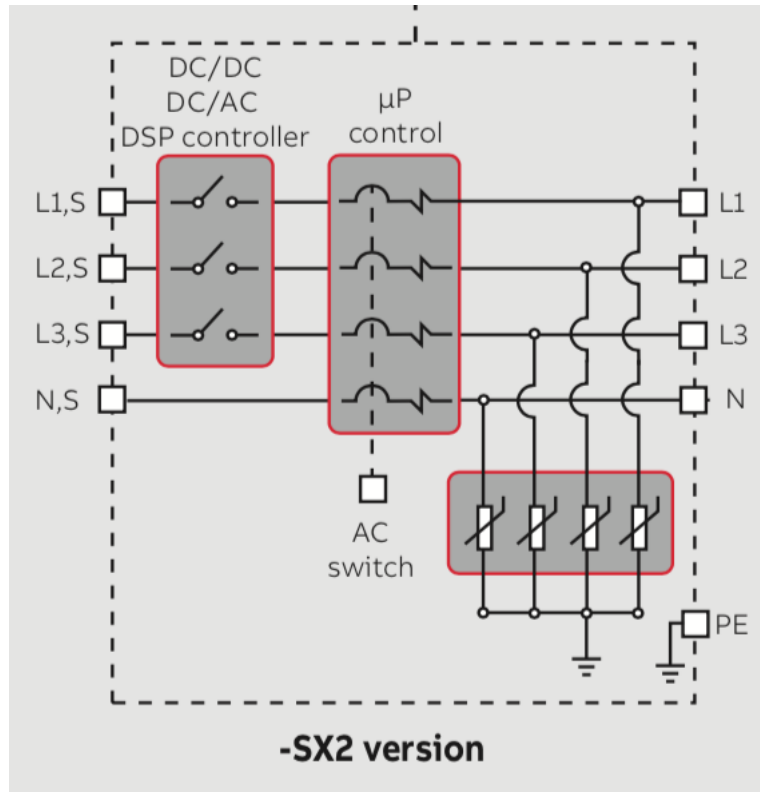


Ilustración 51. Esquema conexiones internas de protección a la salida.

4. Producción

Estimación de la energía generada durante los meses del año y la energía total generada a lo largo de 30 años de uso, además del cálculo del valor de la venta del excedente de energía.

Para la realización de estos cálculos se suponen un escenario conservador donde se usan los valores habituales para estimar las pérdidas.

Características del escenario conservador:

- Factores de pérdidas típicos.
- Pérdidas por degradación de los módulos del 0,5%/año.
- Rendimiento del inversor el europeo (el ponderado)
- Tolerancia de los módulos valor más negativo.

Para la estimación de la energía y de sus diferentes escenarios los datos que se toman son los siguientes:

Valores utilizados	Pérdidas por inclinación y orientación	Pérdidas por sombras	Pérdidas por suciedad	Pérdidas disparidad parámet.	Pérdidas reflect.+ transmit.	Pérdidas por cableado	Pérdidas del inversor	Pérdidas en transformadores	Pérdidas disponibilidad	Otras pérdidas: tolerancia	VALOR TOTAL PR SIN TEMPERAT.
PR Conservador	1	1	0,98	0,98	0,98	0,994	0,975	1	0,98	0,98	0,876

Tabla 12. Coeficiente de pérdidas.

La multiplicación de cada uno de los parámetros da lugar al valor total: 0,876

Para conseguir los valores de PR en los tres diferentes escenarios por mes se utilizan los datos de temperatura ambiente medio en Valencia y la temperatura media del panel utilizando la siguiente expresión:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{800} \times (TONC - 20)$$

Utilizando siempre una hoja de cálculo (Excel) y para calcular las pérdidas por temperatura:

$$Pérdidas_{Temp} = -G(T_{cell} - 25)$$

Mes	Temperatura ambiente:	Temperatura panel:	Pérdidas temperatura	PR temperatura	PR _{total}	PR Conservador
ENERO	12,7	46,45	0,090	0,910	0,797	0,797
FEBRERO	14,0	47,75	0,096	0,904	0,792	0,792
MARZO	16,1	49,85	0,104	0,896	0,785	0,785
ABRIL	17,7	51,45	0,111	0,889	0,779	0,779
MAYO	20,6	54,35	0,123	0,877	0,768	0,768
JUNIO	24,6	58,35	0,140	0,860	0,753	0,753
JULIO	26,9	60,65	0,150	0,850	0,745	0,745
AGOSTO	27,5	61,25	0,152	0,848	0,743	0,743
SEPTIEMBRE	24,6	58,35	0,140	0,860	0,753	0,753
OCTUBRE	21,1	54,85	0,125	0,875	0,766	0,766
NOVIEMBRE	16,3	50,05	0,105	0,895	0,784	0,784
DICIEMBRE	13,3	47,05	0,093	0,907	0,795	0,795
Promedios	19,6	53,4	0,119	0,881	0,772	0,772

Tabla 13. Pérdidas por temperatura.



Para calcular la producción anual se utilizan los valores de HSP por mes proporcionado por el PVGIS en el primero apartado y los datos adjuntos en la tabla anterior.

Producción de energía de la instalación FV						
Mes	nº días	HSP 34°+34° azimut Sur (kWh/(m²día))	PR medio	kWh/día	kWh/sem	kWh/mes
Ene./Jan.	31	3,74	0,797	2361,11	16527,78	73194,47
Feb.	28	4,71	0,792	2955,64	20689,50	82758,01
Mar.	31	5,65	0,785	3510,94	24576,59	108839,20
Abr./Apr.	30	6,37	0,779	3928,65	27500,58	117859,62
May.	31	6,87	0,768	4178,97	29252,78	129548,04
Jun.	30	7,17	0,753	4277,88	29945,18	128336,46
Jul.	31	7,26	0,745	4282,92	29980,45	132770,54
Ago/çAgu.	31	6,87	0,743	4040,83	28285,84	125265,88
Sep.	30	6,00	0,753	3579,82	25058,72	107394,53
Oct.	31	4,94	0,766	2997,77	20984,37	92930,78
Nov.	30	4,07	0,784	2526,75	17687,24	75802,47
Dic./Dec.	31	3,58	0,795	2253,84	15776,90	69869,12
PROMEDIO:		5,60	0,772	3407,93	23855,50	103714,09
					Total anual	1244569,13

Tabla 14. Producción de energía.

Resumiendo, los datos obtenidos:

Rad. año (HSP)	2046,39
Producción anual(KWh)	1244569,13
kWh anuales/KWp	12571,41

Tabla 15. Resumen producción anual.

Las pérdidas por el envejecimiento de los paneles a 30 años son de 0,5%/.

Estos valores se consiguen utilizando la siguiente expresión:

$$Pérdidas \text{ año} = \%pérdidas \text{ anual} \times \text{producción anual}$$



Pérdida de potencia por envejecimiento de los módulos (0,5% / año)					
Año	Energía (kWh)	Año	Energía (kWh)	Año	Energía (kWh)
1	1244569,13	11	1183722,31	21	1125850,28
2	1238346,29	12	1177803,70	22	1120221,03
3	1232154,56	13	1171914,68	23	1114619,92
4	1225993,78	14	1166055,11	24	1109046,83
5	1219863,81	15	1160224,83	25	1103501,59
6	1213764,50	16	1154423,71	26	1097984,08
7	1207695,67	17	1148651,59	27	1092494,16
8	1201657,19	18	1142908,33	28	1087031,69
9	1195648,91	19	1137193,79	29	1081596,53
10	1189670,66	20	1131507,82	30	1076188,55
Producción total 30 años (KWh)		34752305,05	Producción total 30 años sin pérdidas por envej. (KWh)		37337074
Pérdidas a los 30 años por envejecimiento de los módulos (%)			6,92		

Tabla 16. Pérdidas de potencia por envejecimiento.

Estos valores obtenidos son para toda la instalación no solo por cada inversor sino los ocho instalados.

5. Estructura/sopORTE de los módulos fotovoltaicos

El soporte como ha sido comentado en el apartado 2.3.4 será un kit modular de la compañía Hilti que suministra tres configuraciones diferentes, kits de 2, 3 y 5 colectores. La configuración de estos podía oscilar entre 30 y 45 grados, en nuestro caso el ángulo óptimo es de 34° por lo tanto se pedirá al suministrador que nos proporcione estos kits de montaje horizontal con una inclinación de 34°.



Ilustración 52. Estructura metálica en carril.

En nuestro caso como disponemos el campo fotovoltaico con dos configuraciones diferentes la cantidad de kits a utilizar será:

- Configuración 1: 20 strings de 18 módulos serie.

Serán necesarios utilizar 3 kits de 5 colectores y un kit de 3.

$$20 \times 3 (5 \text{ colectores}) \times 6 \text{ inversores} + 20 \times 1 (3 \text{ colectores}) \times 6 \text{ inversores} \\ = 360 \text{ kits de 5 colectores y } 120 \text{ kits de 2 colectores}$$

- Configuración 2: 30 strings de 12 módulos serie.

Serán necesarios utilizar 2 kits de 5 colectores y un kit de 2.

$$30 \times 2 (5 \text{ colectores}) \times 2 \text{ inversores} + 30 \times 1 (2 \text{ colectores}) \times 2 \text{ inversores} \\ = 120 \text{ kits de 5 colectores y } 60 \text{ kits de 2 colectores}$$

La propia empresa en el mismo catálogo donde puedes encontrar los colectores también ofrece la posibilidad de elegir la fijación del colector a la placa, en este caso la forma escogida es mediante una pinza que recomienda el suministrador.



Ilustración 53. Fijación del colector a la placa.

Esta pinza de fijación es regulable en altura, para no tener problemas con el grosor de la placa, y el material del que está hecho es acero galvanizado de 45 micras.

Esta estructura tiene que soportar diferentes acciones:

- Gravedad: su peso, más el de las placas fotovoltaicas, y si se producen nevadas. La instalación al estar al lado del mar y en Valencia no se van a producir nevadas por lo que las únicas acciones serían su propio peso y el de las placas.
- Viento: la estructura tiene que soportar la presión del viento.



6. Normativas

Las normativas utilizadas para la realización del proyecto son las siguientes, además en el pliego de condiciones se especifica qué normal debe cumplir cada elemento.

- ITC-BT-40 para el cálculo de caídas de tensión admisible en la instalación.
- UNE 20003 que regula los valores de conductividad y resistividad del cobre y del aluminio.
- Código técnico de edificación (CTE) para el uso de estructuras para la instalación de placas solares en cubiertas planas.
- UNE-EN 62116: inversores conectados a red.
- UNE-EN 61215-1-2: uso de placas fotovoltaicas, diseño y homologación.
- UNE 21123-2: Cables para uso industrial 0,6/1kV
- UNE-EN 60947-3 de 2009 regula la aparamenta de baja tensión.
- Real Decreto 244/2019 regulación de las condiciones de instalaciones conectadas a red.
- Real Decreto 661/2007 regulación de energía producida en régimen especial.



7. Planos

7.1. Emplazamiento de la nave (00)

7.2. Esquema general del edificio (01)

7.3. Esquema unifilar hipótesis 1 de instalación (02)

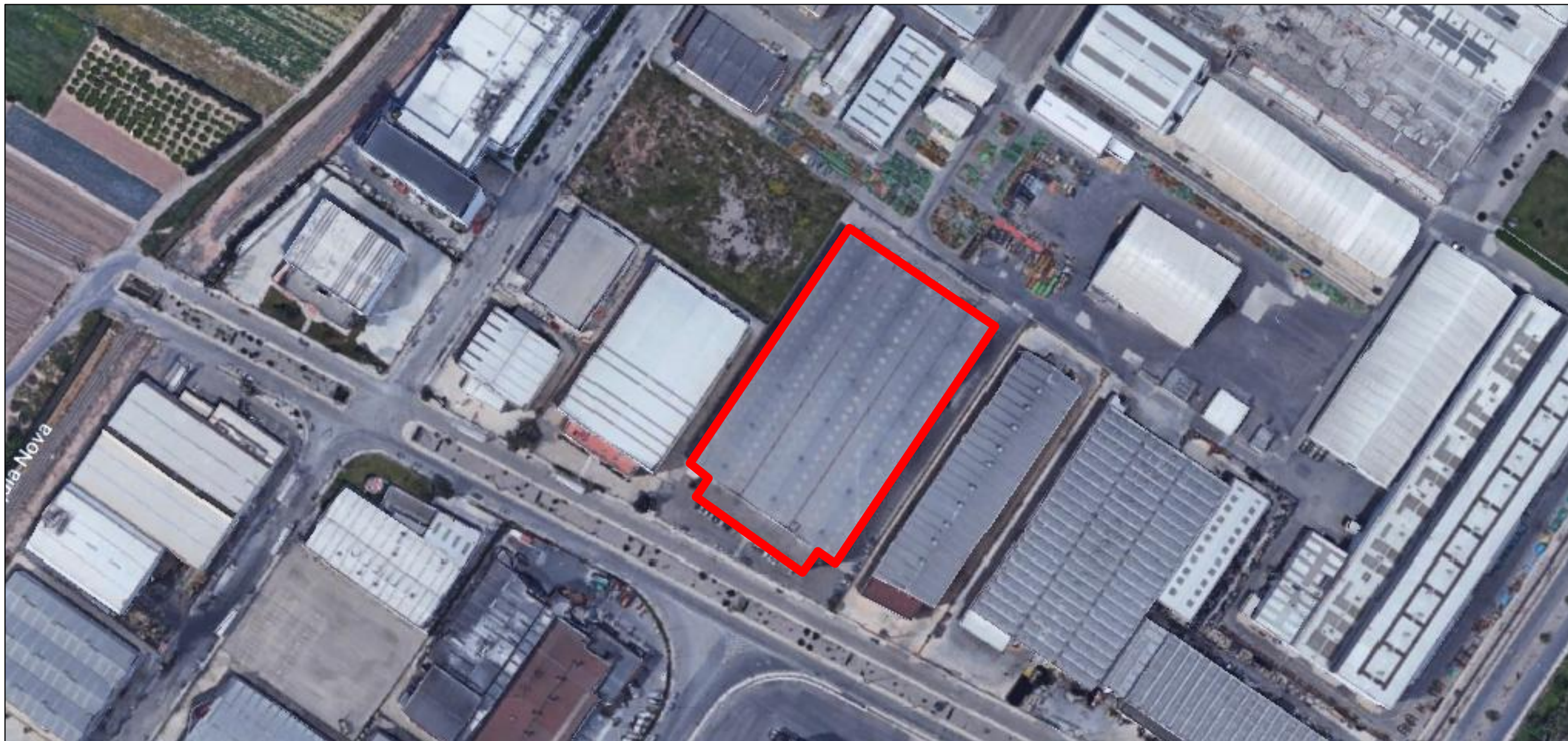
7.4. Esquema unifilar hipótesis 2 de instalación (03)

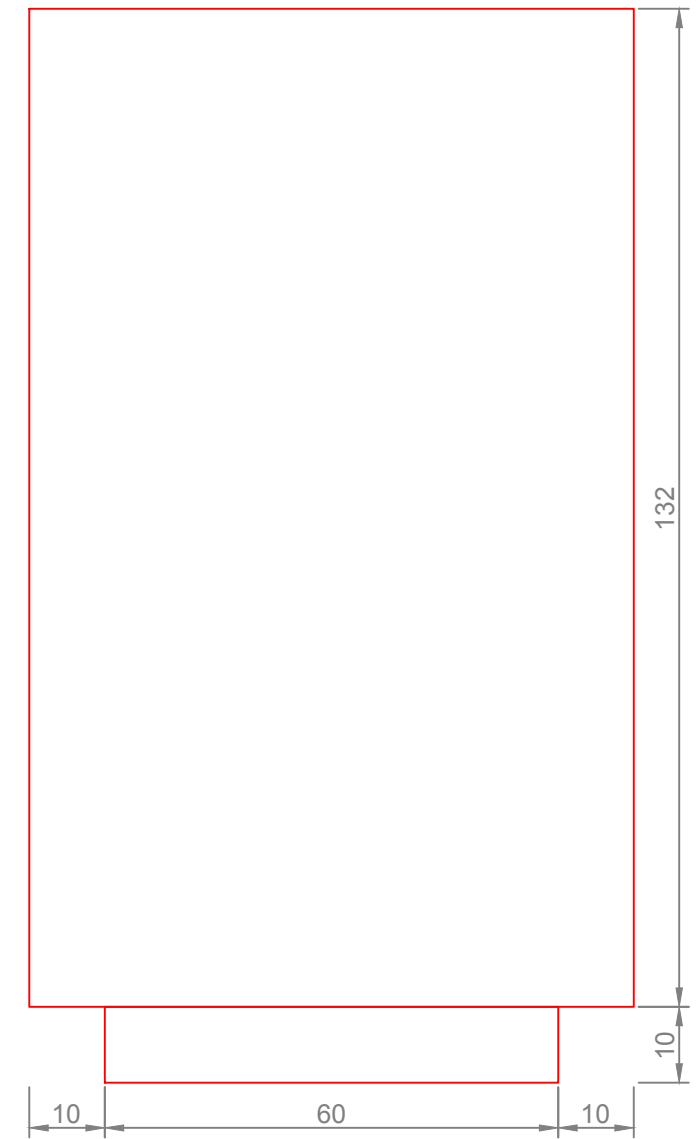
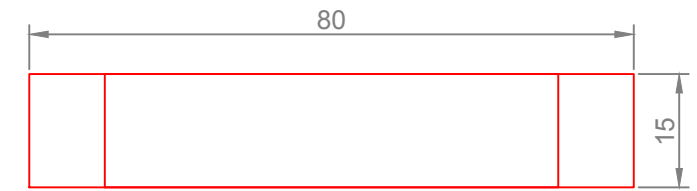
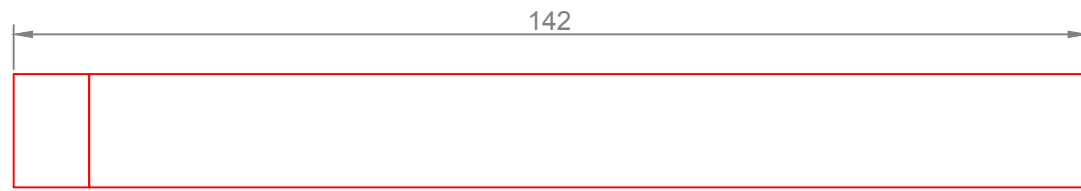
7.5. Esquema unifilar conexión inversores hipótesis 1 (04)

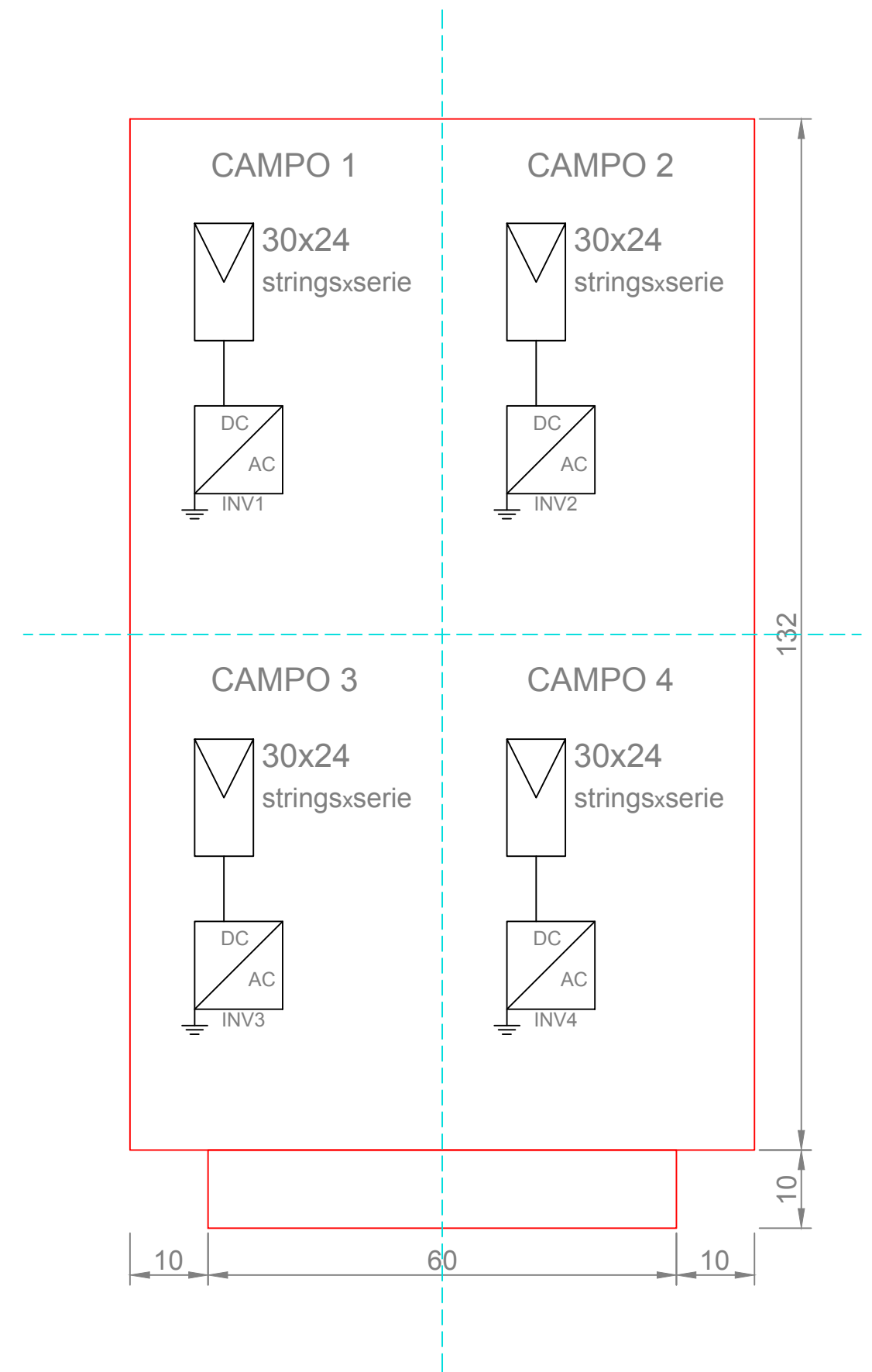
7.6. Esquema unifilar conexión inversores hipótesis 2 (05)

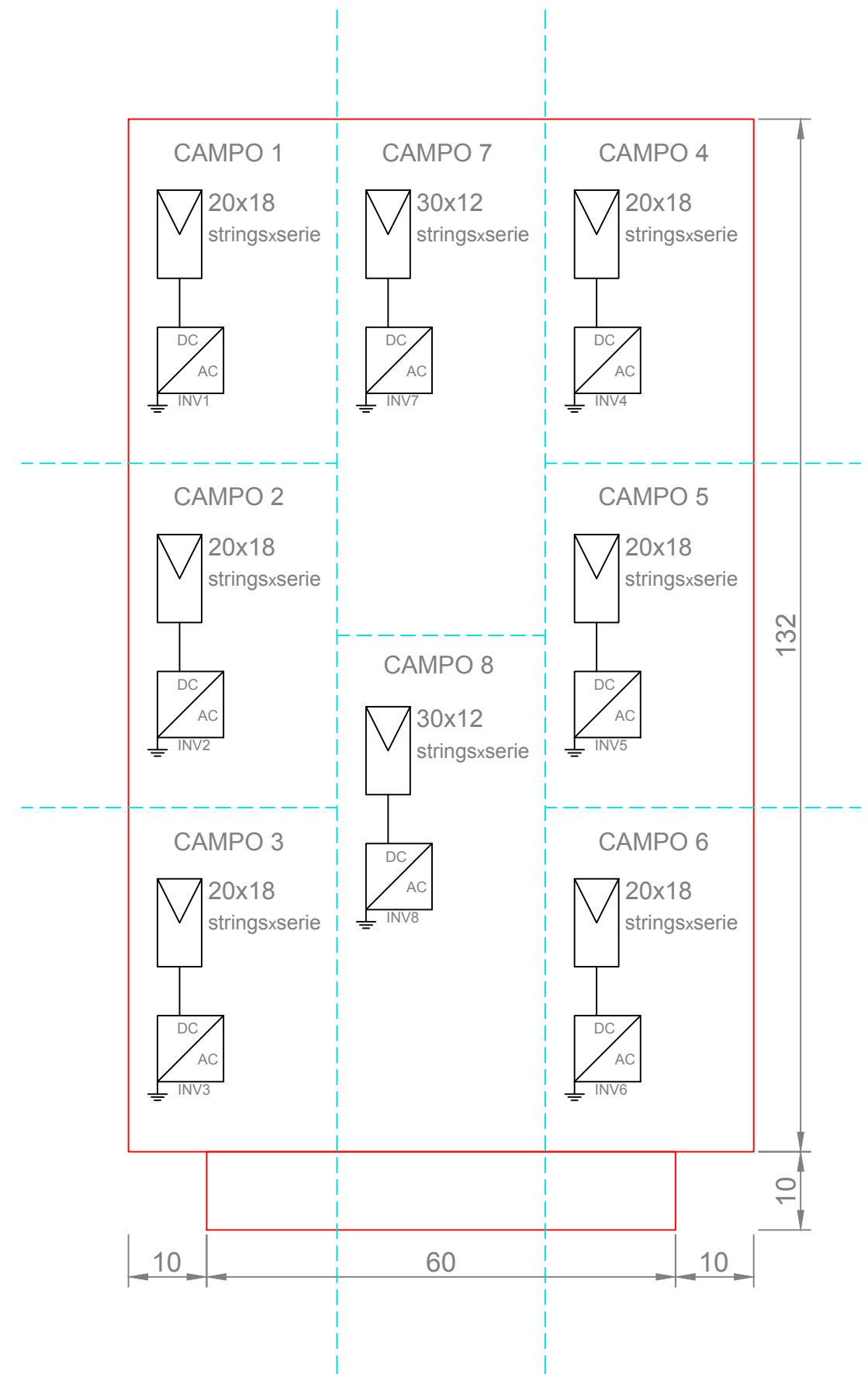
7.7. Esquema de protecciones AC y DC (06)

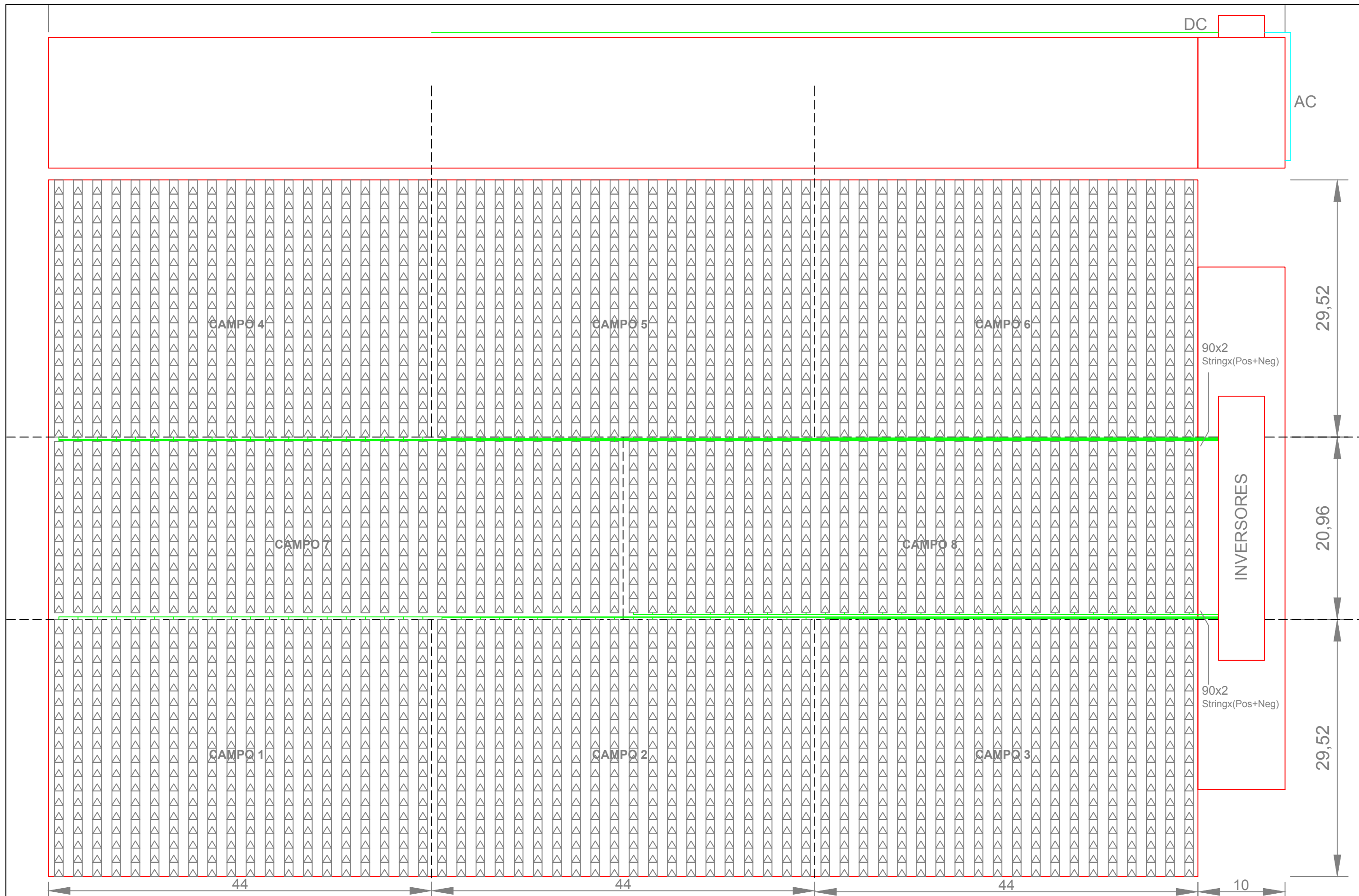
7.8. Esquema unifilar solución adoptada (07)

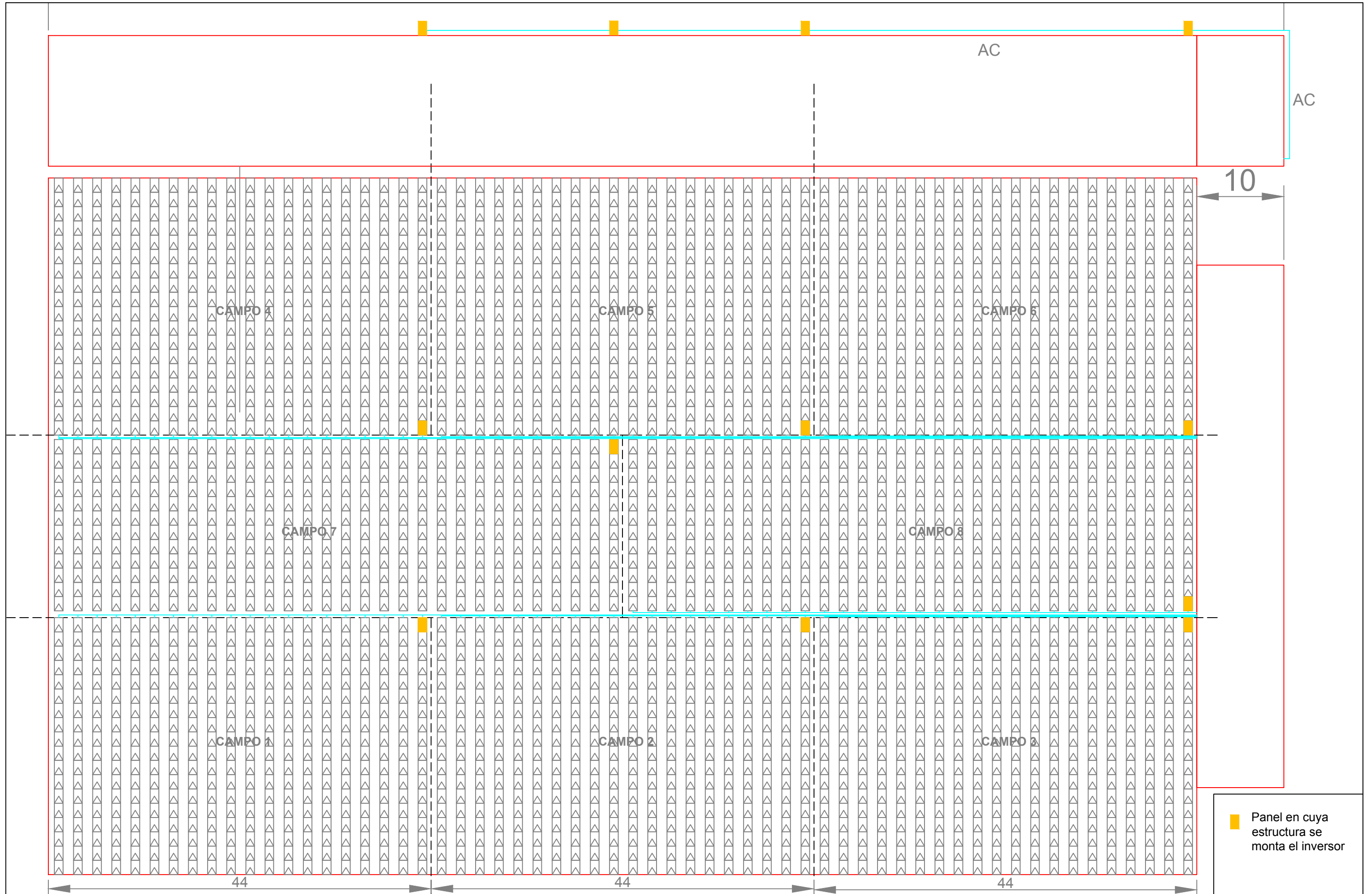








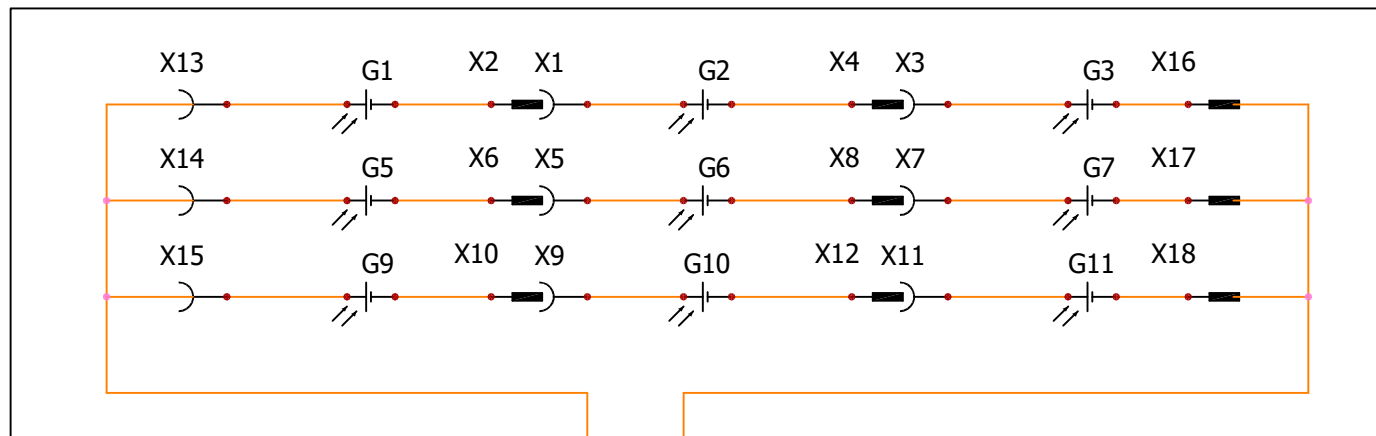




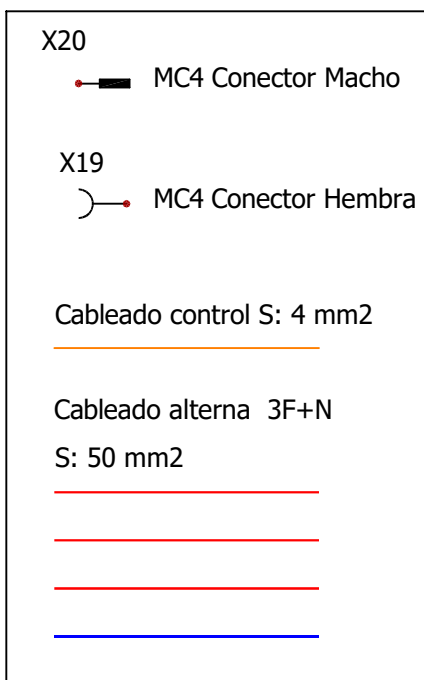
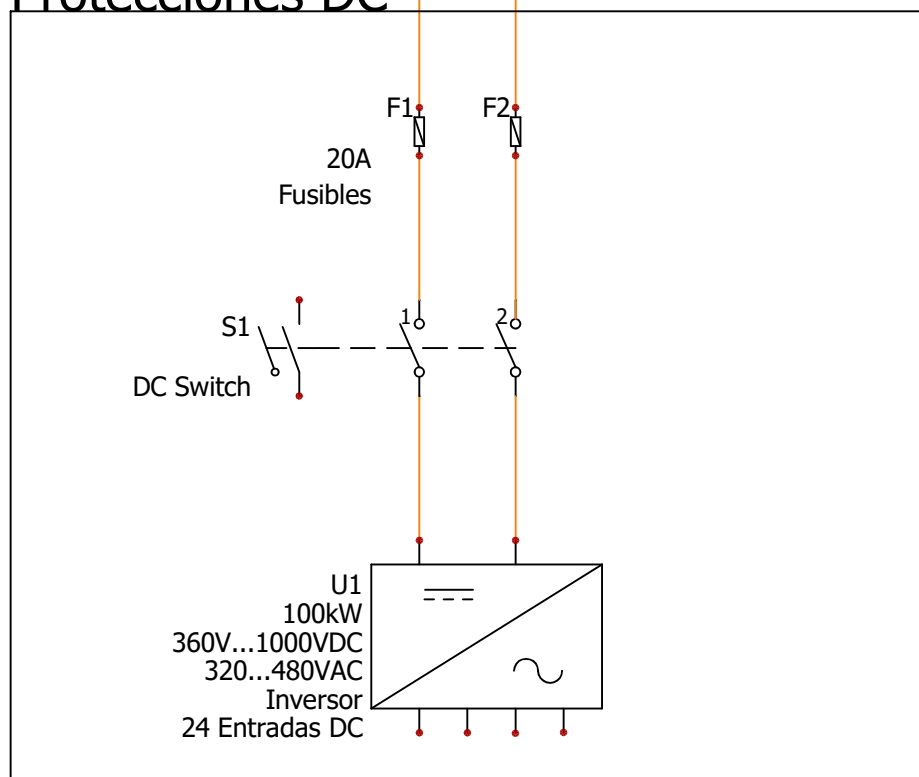
■ Panel en cuya estructura se monta el inversor

Campo Fotovoltaico

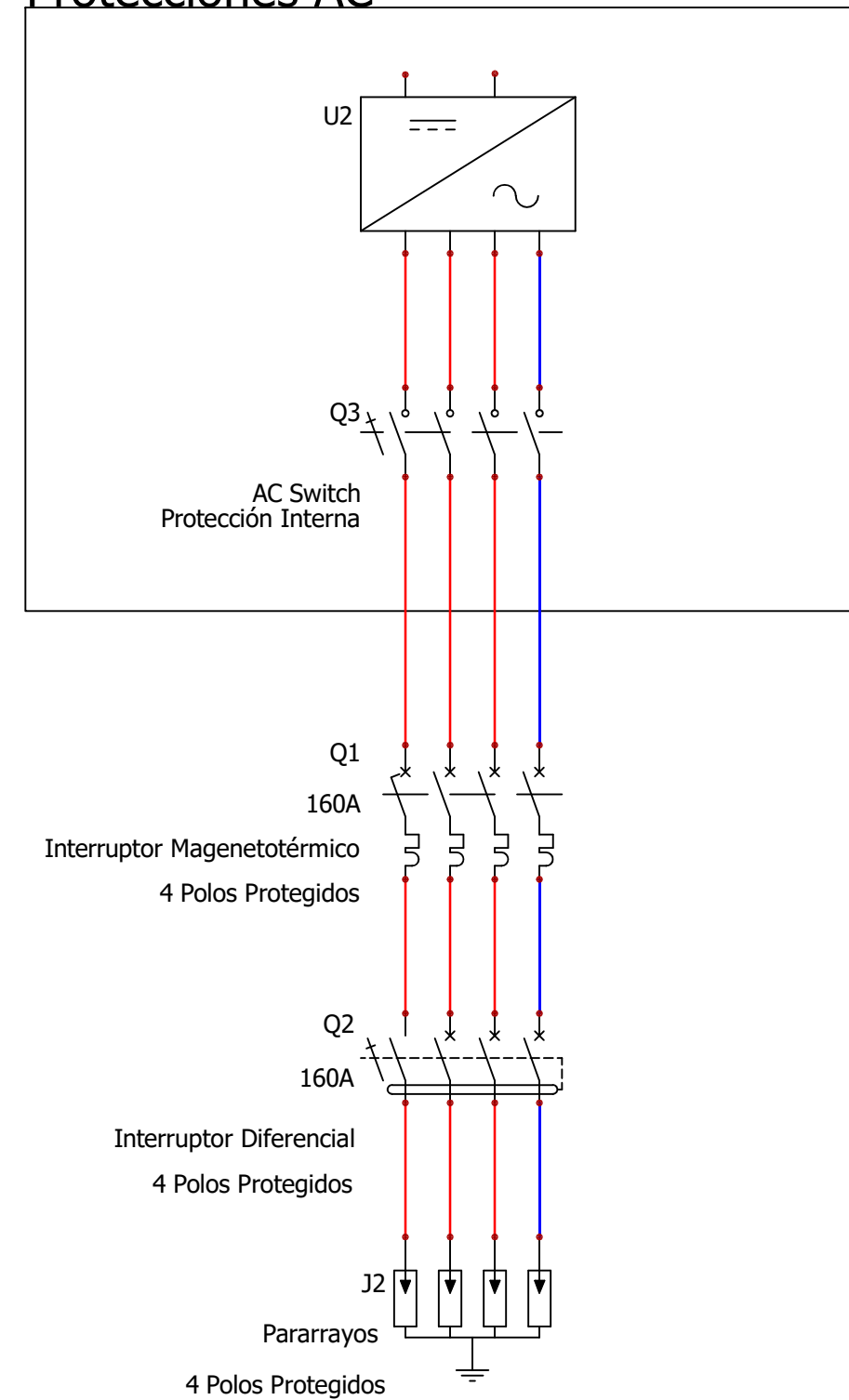
20 Ramas x 18 Módulos Serie
30 Ramas x 12 Módulos Serie



Protecciones DC

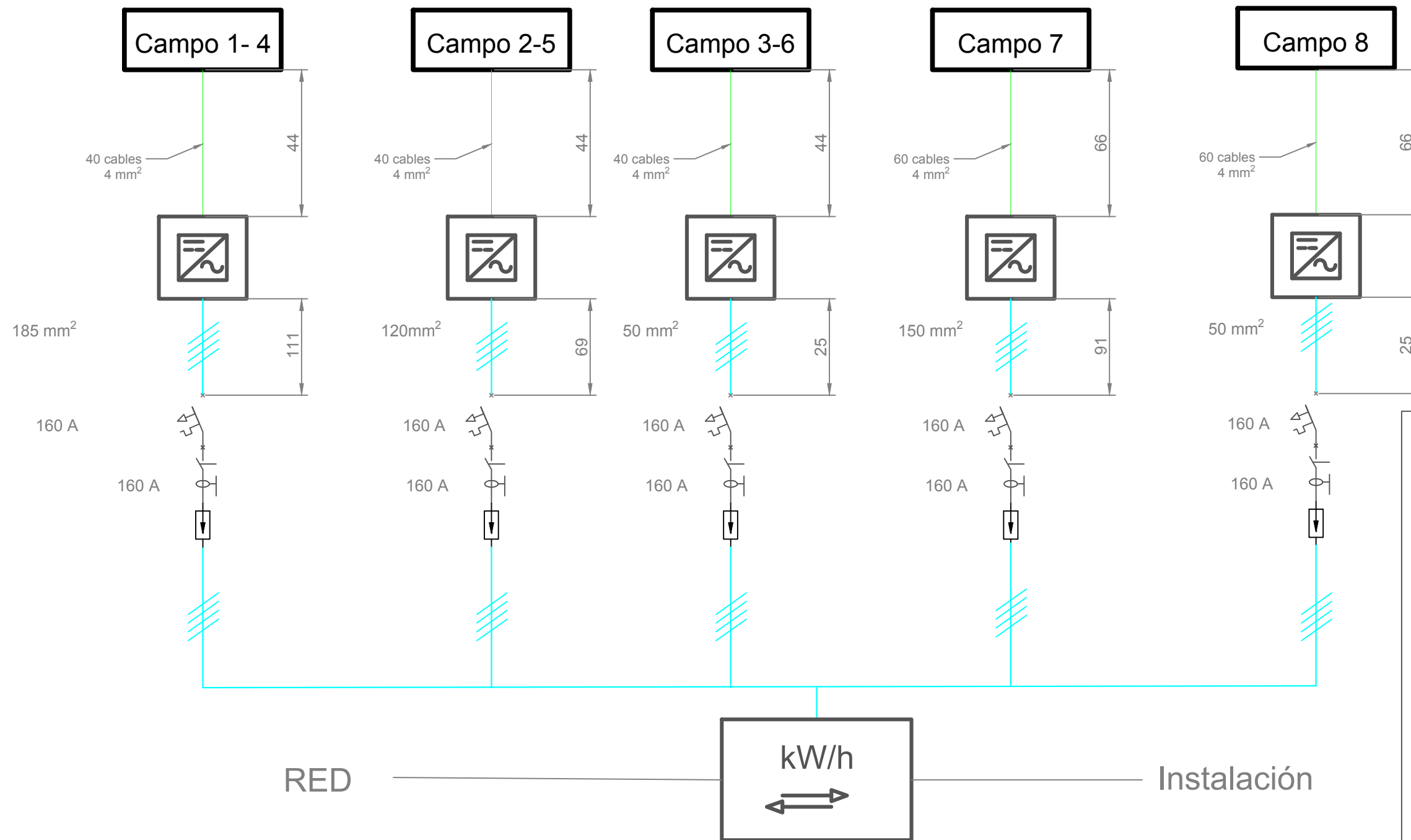


Protecciones AC



Esquema Protecciones DC y AC

				REVISION
				0
0	20/07/2019	Miguel Coll	Esquema Protecciones DC y AC	
REV.	DATE	NAME	CHANGES	SCHEME
Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	06



	Inversor
	Contador bidireccional
	Interrupción magnética y diferencial
	Pararrayos
	Cableado DC
	Cableado AC

8. Presupuesto

En este apartado se realiza un estudio de la cantidad de dinero que se necesita invertir para la realización de la obra. Todos estos precios han sido obtenidos directamente de la página web del fabricante, pero la experiencia nos dice que estos precios van a ser superiores de lo que en un principio sería ya que al comprar grandes cantidades sufren una importante rebaja sobretodo paneles fotovoltaicos e inversores.

Material	Cantidad (u)	Precio (€/u)	Precio total (€)
Inversor ABB PVS-100	8	8000	64000
Cable AFUMEX 1000V (AS)	640	6	3840
Placa ATERSA 275P-GS	2880	114,82	330681,6
Magnetotérmico Compact NG160	8	1676,77	13414,16
Diferencial Vigi NG160	8	1351,26	10810,08
Pararrayos	24	129,85	3116,4
Caja de protecciones	8	25	200
Kits colectores	660	453	298980
Pinza fijación	2880	1	2880
Conectores MC4	6	9,95	59,7
Mano de obra	10 días 5 personas	10	4000
Precio total instalación (€)			731981,94

Tabla 17. Presupuesto de la instalación.

Rentabilidad económica					
Año	Ganacia €	Gan. Acumulada €	Año	Ganacia €	Gan. Acumulada €
1	72657,95	72657,95	16	67395,26	1119933,25
2	72294,66	144952,60	17	67058,28	1186991,53
3	71933,18	216885,79	18	66722,99	1253714,51
4	71573,52	288459,30	19	66389,37	1320103,89
5	71215,65	359674,95	20	66057,43	1386161,31
6	70859,57	430534,52	21	65727,14	1451888,45
7	70505,27	501039,80	22	65398,50	1517286,96
8	70152,75	571192,54	23	65071,51	1582358,47
9	69801,98	640994,53	24	64746,15	1647104,62
10	69452,97	710447,50	25	64422,42	1711527,05
11	69105,71	779553,21	26	64100,31	1775627,36
12	68760,18	848313,39	27	63779,81	1839407,17
13	68416,38	916729,77	28	63460,91	1902868,08
14	68074,30	984804,06	29	63143,61	1966011,68
15	67733,93	1052537,99	30	62827,89	2028839,57

Tabla 18. ROE

Si se fuera a vender toda la energía que se genera con la instalación, tomando como precio de venta la media del precio de mercado libre que marca Red Eléctrica Española, 0,05838 e/kW a los 11 años se recuperaría la inversión de 731981,94 euros que se ha invertido y además se generaría un beneficio anual entre 68.000 y 62.000 euros.



Sin embargo, el objetivo marcado es consumir toda la energía generada posible para reducir la factura. Los datos de consumo anual o mensual de la factoría no se pueden obtener debido a la política de privacidad de la empresa por lo tanto no se puede obtener cuanto consumiría de la energía generada por los módulos fotovoltaicos. Pese a esto, obtener un beneficio como mínimo de 70.000 euros anuales a partir del onceavo año de instalación y más que suficiente para llevar a cabo esta instalación, ya que de esta forma se puede invertir en otros puntos de la factoría y mejorar la imagen de la compañía.



9. Pliego de condiciones

En el pliego de condiciones recoge cómo se va a llevar a la realidad la obra que se pretende y bajo que normas. Se especifican los materiales, equipos y elementos utilizados a lo largo del proyecto justificando qué normativa aplica a cada uno de ellos. También, como se va a realizar el mantenimiento de la instalación.

9.1. Normativa aplicable a los módulos fotovoltaicos

UNE-EN 61215-1-2 del 2017 esta es la norma oficial en castellano que viene de la norma europea EN 61215-1-2 que adopta de la internacional IEC 61215-1-2 de 2016. Esta norma establece los requisitos del IEC para la cualificación y homologación de los módulos fotovoltaicos. La parte 1-2 tiene que ver con los requisitos de ensayo de los módulos de teluro de cadmio.

9.2. Normativa aplicable a la estructura

- Código técnico de edificación (CTE) para el uso de estructuras para la instalación de placas solares en cubiertas planas.
 - Real decreto 314/2006 del 17 marzo de 2006
- Documentos de aplicación para el cálculo de la estructura para soportar los paneles fotovoltaicos
 - DB SE seguridad estructural
 - DB SE-AE acciones de la edificación
 - DB SE-A específico del acero

9.3. Normativa aplicable al inversor

La instalación de este se realiza siguiendo las instrucciones que el fabricante realiza en el manual de instalación del producto. Respetando cada una de las distancias que indica en todo momento para su correcta ventilación y mantenimiento.

VDE 0126-1-1 el inversor debe poder desconectarse en menos de 200 ms de la red cuando la persona o los dispositivos de protección lo requieran.

UNE-EN 62116 de 2014 que hace referencia a los inversores conectados a la red de compañías eléctricas.

9.4. Normativa aplicable a las protecciones

El Real Decreto 1663/2000 es de obligatorio cumplimiento en instalaciones fotovoltaicas de conexión a red de baja tensión.

9.5. Normativa aplicable al cableado

Los cables de positivo y negativos se conducen separados y los cables trifásicos están protegidos fase con su propia protección como lo estipula la legislación vigente.

Los conductores de cobre no deben superar una caída de tensión máxima de 1,5% para cualquier condición de trabajo durante la instalación.

Norma UNE 21123-2 de 2014 que regula la utilización de cableado industrial de 0,6/1kV.



10. Mantenimiento de la instalación

El mantenimiento de la instalación se realizará mediante un contrato que el cliente realice con una empresa privada dedicada a ello. Se debe buscar que cumplan tanto mantenimiento preventivo como correctivo si fuera necesario, aunque si se estropeara cualquier elemento relacionado con la instalación por fallo de este antes del plazo de garantía que promete el fabricante sería reparado o sustituido libre de costes.

11. Anexos

11.1. Módulo fotovoltaico A-275P GS

11.2. Inversor PVS-100/120-TL

11.3. Interruptor automático NG160N

11.4. Interruptor diferencial Compact Vigi MH

11.5. Pararrayos

11.6. Cable AFUMEX



ptimum
nueva gama



Módulo solar (60 células 6")
A-xxxP GS (265/270/275 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento (80% potencia de salida).



**A-xxxP GS** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-265P GS	A-270P GS	A-275P GS
Potencia Máxima (Pmax) (0; 3%)	265 W	270 W	275 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	31.18 V	31.69 V	32.20 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	8.50 A	8.52 A	8.54 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	38.03 V	38.43 V	38.83 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9.06 A	9.09 A	9.12 A
Eficiencia del Módulo (%)	16.29	16.60	16.90
Tolerancia de Potencia (%)		0/+3	
Máxima Serie de Fusibles (A)		15	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)		DC 1000 V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)		45±2	

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp). Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

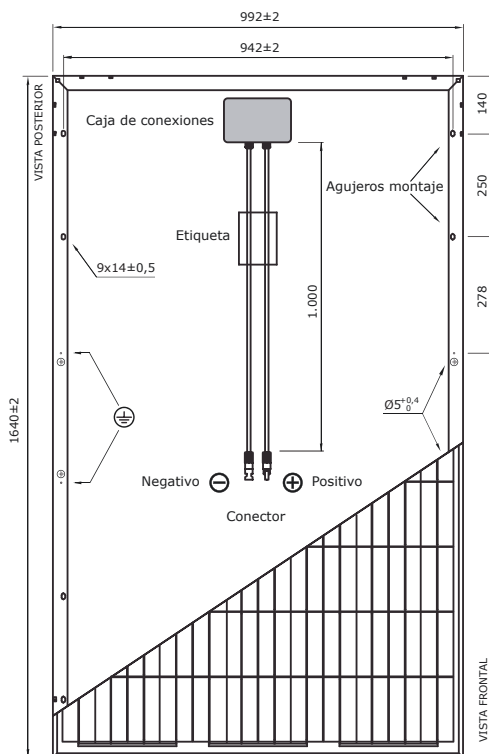
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2 mm.)	1640x992x35 mm
Peso (± 0,5 kg)	19.3 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado alta transmisión/bajo nivel hierro/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 pzas (6x10)/policristalina /156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado /plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67
Cable (longitud/sección) / Conector	1.000 mm. /4.0 mm ² /MC4 compatible

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo

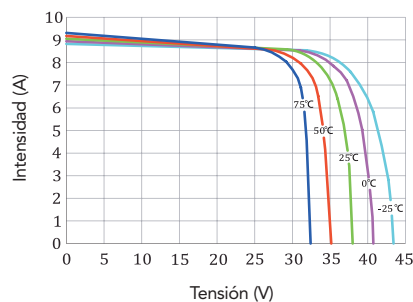
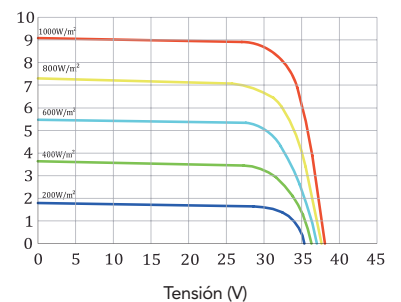
NOTA: El dibujo no está a escala.

Características de temperatura

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.06% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.32% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.42% /°C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	< 5%
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	31 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	28 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	868 pzas
Palés/contenedor 20'	10 palés
Módulos/contenedor 20'	310 pzas

Temperatura Varia (A-265P GS)**Irradiación Varia (A-265P GS)**

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

➔ www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 10/05/18
Ref.: MU-6P 6x10-GS (MS) (2)-D
© Atersa SL, 2016



INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Inversores de string ABB

PVS-100/120-TL



01

—
01
Inversor de string trifásico para exteriores
PVS-100/120-TL

Esta plataforma, totalmente nueva y diseñada para inversores de string con una potencia máxima de hasta 120 kW, maximiza el retorno de la inversión en aplicaciones descentralizadas montadas tanto en tierra como en amplios tejados. Provista de seis MPPT, mejora la captación de energía incluso en condiciones de escasa luz.

Potencia máxima con un alto nivel de integración

El módulo de máxima potencia de hasta 120 kW ahorra recursos de instalación, ya que se precisan menos unidades. Debido a sus reducidas dimensiones, los costes logísticos y de mantenimiento también son menores. Y gracias a la desconexión de CC/CA integrada, conexiones de 24 cadenas, fusibles y protección contra sobretensiones, tampoco se necesitan cajas adicionales.

Facilidad de instalación

La posibilidad de instalación vertical y horizontal aumenta la flexibilidad tanto en el montaje en tierra como en tejados. Las cubiertas están provistas de bisagras y bloqueos que se abren rápidamente y reducen el riesgo de dañar el chasis y los componentes internos durante la puesta en servicio y la realización de tareas de mantenimiento.

El acceso inalámbrico normal desde cualquier dispositivo móvil facilita y agiliza la configuración del inversor y de la planta. La interfaz de usuario integrada no solo mejora la experiencia del usuario, sino que también permite acceder a ajustes avanzados en la configuración del inversor.

Y la aplicación para móvil del instalador, disponible para dispositivos Android e iOS, simplifica todavía más las instalaciones con varios inversores.

Su diseño, con secciones de cable en cobre y aluminio de hasta 185 mm², ayuda a reducir las pérdidas de energía.

El PVS-100/120-TL es el inversor de string trifásico conectado a la nube de ABB para sistemas fotovoltaicos descentralizados y de bajo coste pensados para aplicaciones montadas en tierra y en grandes áreas comerciales.

Integración rápida del sistema

El protocolo Modbus/SUNSPEC estándar del sector permite una rápida integración del sistema. Dos puertos Ethernet ofrecen una comunicación rápida a las plantas de energía solar diseñada también pensando en el futuro.

Integración con la gama de plantas de ABB

La monitorización de sus activos se simplifica, ya que cada inversor es capaz de conectarse al Plant Portfolio Manager de ABB para garantizar sus equipos y su rentabilidad a largo plazo.

Diseño flexible y tolerancia a la sombra

Su topología de conversión con doble etapa y los seis MPPT garantizan una flexibilidad máxima en el diseño del sistema, ya sea en tejados o en terrenos inclinados. Gracias a esta posibilidad técnica, la captación de energía mejora incluso en condiciones de escasa luz.

Principales ventajas

- 6 MPPT independientes
- Inversor sin transformador
- 120 kW para 480 V CA y 100 kW para 400 V CA
- Configuración Wi-Fi de serie
- Dos puertos Ethernet para la comunicación con las plantas
- Extenso abanico de códigos de red específicos que se pueden seleccionar directamente sobre el terreno
- Topología de doble etapa para un amplio rango de entrada
- Instalación vertical y horizontal
- Cambio y sustitución rápida de cables gracias a compartimentos independientes
- Protección ambiental IP66
- Máxima eficiencia de hasta 98,9 %

Inversores de string ABB

PVS-100/120-TL

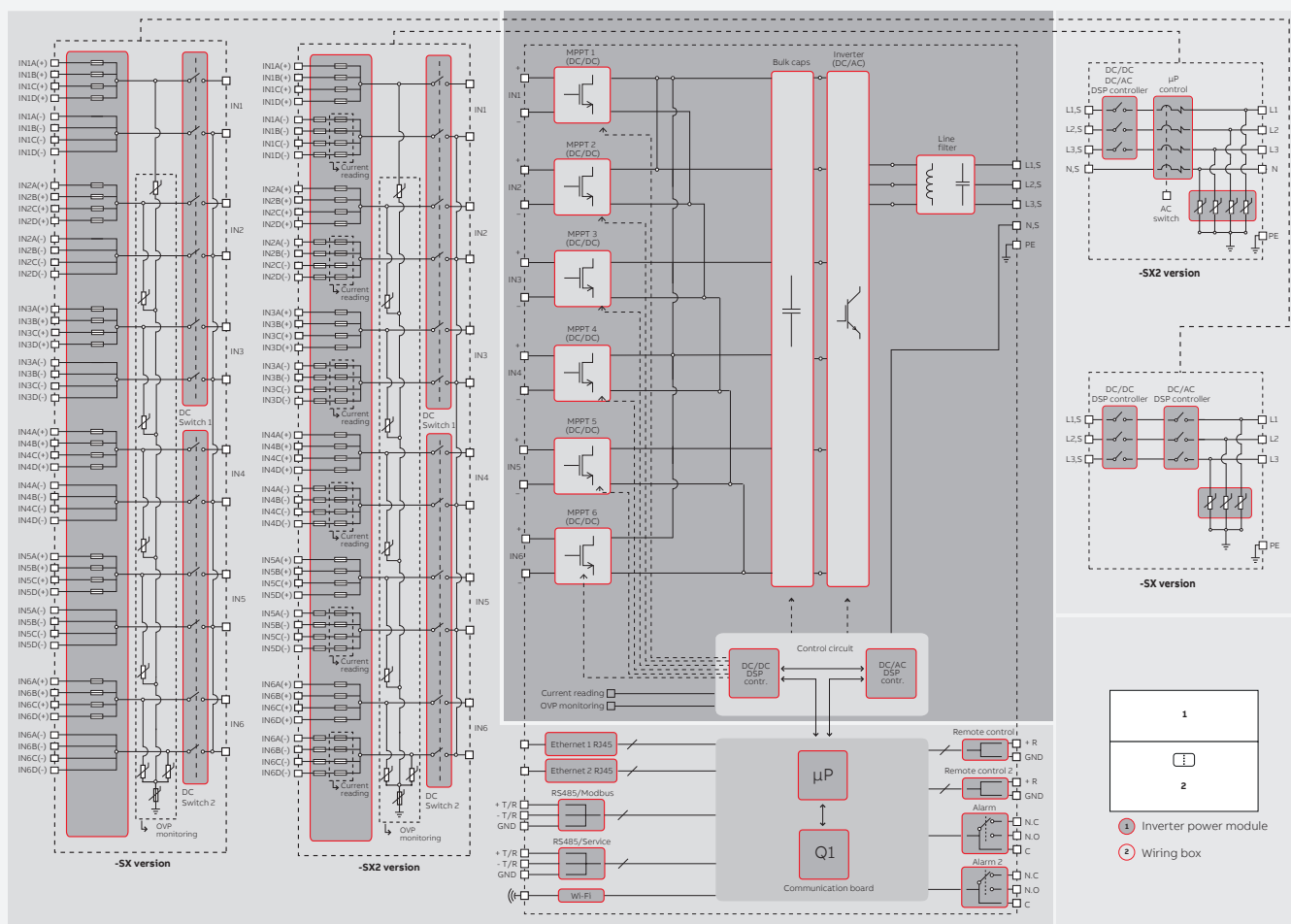
De 100 a 120 kW



Datos técnicos y tipos

Código tipo	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Entrada		
Tensión de entrada de CC máxima absoluta ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Tensión de entrada de CC de puesta en marcha (V_{start})	420 V (400...500 V)	
Intervalo de tensión operativa de entrada de CC ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	360...1000 V	
Tensión nominal de entrada de CC (V_{dcr})	620 V	720 V
Potencia nominal de entrada de CC (V_{dcr})	102 000 W	123 000 W
Número de MPPT independientes	6	
Intervalo de tensión de entrada de CC con MPPT a ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) a P_{acr}	480...850 V	570...850 V
Potencia de entrada de CC máxima para cada MPPT ($P_{MPPT,max}$)	17 500 W [$480 V \leq V_{MPPT} \leq 850 V$]	20 500 W [$570 V \leq V_{MPPT} \leq 850 V$]
Corriente de entrada de CC máxima para cada MPPT (I_{dcmax})	36 A	
Corriente máxima de cortocircuito de entrada (I_{scmax}) para cada MPPT	50 A ³⁾	
Número de pares de entrada de CC para cada MPPT	4	
Tipo de conexión de CC	Conector de acoplamiento rápido FV ²⁾	
Protección de entrada		
Protección contra polaridad inversa	Sí, desde una fuente de intensidad limitada	
Protección frente a sobretensión de entrada para cada MPPT - descargador de sobretensión sustituible	Tipo 2 con monitorización	
Control del aislamiento de una matriz fotovoltaica	Conforme a IEC62109	
Capacidad del interruptor de CC para cada MPPT	50 A / 1000 V	
Capacidad del fusible (versiones con fusibles)	15 A / 1000 V ³⁾	
Monitorización de la corriente de string	SX2: (24 strings) Monitorización de la corriente de string individual; SX: (6 strings) Monitorización de la corriente de entrada por MPPT	
Salida		
Tipo de conexión con la red de CA	Trifásica 3W+PE o 4W+PE	
Potencia asignada de CA ($P_{acr}@\cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Potencia máxima de salida de CA ($P_{acmax}@\cos\phi=1$)	100 000 W	120 000 W
Potencia aparente máxima (S_{max})	100 000 VA	120 000 VA
Tensión nominal de la red de CA ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
Intervalo de tensiones de CA	320...480 V ⁴⁾	384...576 V ³⁾
Corriente máxima de salida de CA ($I_{ac,max}$)	145 A	
Frecuencia nominal de salida (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Intervalo de frecuencia de salida ($f_{min}...f_{max}$)	45...55 Hz / 55...65 Hz ⁵⁾	
Factor de potencia nominal e intervalo ajustable	> 0,995, 0...1 inductiva/capacitiva con S_{max} máxima	
Distorsión armónica total de la intensidad	< 3 %	
Cable de CA máximo	185 mm ² en aluminio y cobre	
Tipo de conexión de CA	Barra suministrada para conexiones de terminales M10, 4 prensacables unipolares M40 y M25, y prensacable multipolar M63 opcional	
Protección de salida		
Protección contra la formación de islas	De acuerdo con la normativa local	
Protección máxima contra sobreintensidad de CA externa	225 A	
Protección contra sobretensiones de salida - dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituible	Tipo 2 con monitorización	
Rendimiento de funcionamiento		
Eficiencia máxima (η_{max})	98,4 %	98,9 %
Eficiencia ponderada (EURO)	98,2 %	98,6 %
Comunicación		
Interfaces de comunicación integradas	1 RS485, 2 Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n a 2,4 GHz)	
Interfaz de usuario	4 LED, interfaz de usuario web	
Protocolo de comunicación	Modbus RTU/TCP (conforme a Sunspec)	
Herramienta de puesta en servicio	Interfaz de usuario web, aplicación para móvil/aplicación para planta	
Servicio de monitorización remota	Portal de monitorización Aurora Vision®	
Funciones avanzadas	Inicio de sesión integrado, transferencia directa y telemática de datos a la nube de ABB	
Condiciones ambientales		
Intervalo de temperatura ambiente	-25...+60 °C / -13...140 °F con derrateo por encima de 40 °C / 104 °F	
Humedad relativa	4 %...100 % de condensación	

Esquema de bloques del inversores de cadena PVS-100/120-TL de ABB



Datos técnicos y tipos

Código tipo	PVS-100-TL	PVS-120-TL
Nivel de presión sonora, típica	68 dB(A) a 1 m	
Altitud máxima de funcionamiento sin derrateo	2000 m / 6560 pies	
Condiciones físicas		
Especificación de protección ambiental	IP 66 (IP54 para sección de refrigeración)	
Refrigeración	Aire forzado	
Tamaño (Al x An x Pr)	869 x 1086 x 419 mm / 34,2" x 42,8" x 16,5"	
Peso	70 kg / 154 libras para el módulo de potencia; ~55 kg / 121 libras para la caja de cableado Total máx. 125 kg / 276 libras	
Sistema de montaje	Soporte de montaje vertical y horizontal	
Seguridad		
Nivel de aislamiento	Sin transformador	
Marcado y CEM	Conformidad CE según las directivas LV y CEM	
Seguridad	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2	
Normas de red (consulte su canal de venta para comprobar su disponibilidad)	CEI 0-16, CEI 0-21, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, JORDAN IRR-DCC-MV, AS/NZS4777.2, VDE-AR-N 4105, VDE V 0-126-1-1, VFR 2014, Belg C10-C11, UK59/3, P.O. 12.3, ITC-BT-40, EN50438 general + Irlanda, CLC-TS 50549-1/2	
Versiones del producto disponibles		
Módulo de potencia del inversor	PVS-100-TL-POWERMODULE-400	PVS-120-TL-POWERMODULE-480
Conexiones de entrada rápida de 24 strings + fusibles (unipolares y multipolares) + interruptores de CC + monitorización de la corriente de string individual (24 strings) + interruptor de CA + descargadores de sobretensión tipo 2, (CC y CA)	WB-SX2-PVS-100-TL	WB-SX2-PVS-120-TL
Conexiones de entrada rápida de 24 strings + fusibles (unipolares) + interruptores de CC + monitorización de la corriente de entrada por MPPT (6 strings) + descargadores de sobretensión tipo 2 (CC y CA)	WB-SX-PVS-100-TL	WB-SX-PVS-120-TL
Accesorios opcionales disponibles		
Soporte para cable de CA multipolar M63 + M25 (PE)	Panel de salida de CA M63 para la caja de cableado	

1) Número máximo de apertura, 5 bajo sobrecarga
 2) Consulte el documento «String inverters – Product Manual appendix» (en inglés) disponible en www.abb.com/solarinverters para obtener información sobre la marca y el modelo del conector de acoplamiento rápido utilizado en el inversor
 3) Tamaño de fusible máximo admitido, 20 A. Adicionalmente, una entrada de string por MPPT admite 32 A. Tamaños de fusible para la conexión de dos strings por entrada

4) El intervalo de tensión de CA puede variar en función del código específico de la red del país
 5) El intervalo de frecuencia de salida puede variar en función del código específico de la red del país. **Observación:** Las características no mencionadas específicamente en esta hoja de datos no están incluidas en el producto

Para más información, póngase en contacto con su representante local de ABB o visite:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

Nos reservamos el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido de este documento sin previo aviso. En relación a las solicitudes de compra, prevalecen los detalles acordados. ABB AG no se hace responsable de posibles errores o de falta de información en este documento.

Nos reservamos los derechos de este documento, los temas que incluye y las ilustraciones que contiene. Se prohíben la reproducción, divulgación a terceros o utilización de su contenido, ya sea en su totalidad o en parte, sin la autorización previa por escrito de ABB AG. Copyright© 2017 ABB
Todos los derechos reservados



Hoja de características del producto

Características

28630

Interruptor automático NG160N - TMD - 160 A - 4 polos 4d



Principal

Gama de producto	NG160
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Nombre corto del dispositivo	NG160N
Nombre del interruptor automático	NG160N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4t
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
Código de poder de corte	N
Capacidad de corte	10 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 16 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 25 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 40 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Ics] poder de corte en servicio	30 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA en 500 V AC 50/60 Hz 12 kA en 440 V AC 50/60 Hz 18,75 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí
Unidad de control	TM-D
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Calibre de la unidad de disparo	160 A
Tipo de protección	Protección contra sobrecarga (térmica) Protección contra cortocircuitos (magnética)

Complementario

Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Enganchado
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel

Durabilidad mecánica	10000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos 440 V
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Intensidad de disparo magnético	1250 A
Tipo de ajuste de detección a largo plazo Ir	Fijo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente
Altura	120 mm
Anchura	120 mm
Profundidad	82,5 mm
Compatibilidad del producto	Terminal

Entorno

Normas	IEC 60947-3
--------	-------------

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope) Declaración RoHS UE
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto 28311

Características

Módulo diferencial Compact Vigi MH- 0.03..10A-200..440V- 4 polos 4d- clase A



Principal

Gama de producto	NG160NA NG160
Gama	Compact
Nombre corto del dispositivo	Vigi NG160
Tipo de producto o componente	Bloque añadido de defectos a tierra
Aplicación del dispositivo	Wiring ((*))
Compatibilidad de gama	Compact NG interruptor automático
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4t
[In] Corriente nominal	160 A
Nombre del módulo añadido de defectos a tierra	MH
Clase de protección contra fugas a tierra	Clase A
Ajuste de tipo de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	Ajustable
[Δt] ajuste de sensibilidad de fugas a tierra de corriente residual	0,03...3 A
Tipo de ajuste de la temporización del disparo diferencial	Ajustable
[Δt] ajuste de la temporización de la protección diferencial	0...150 ms

Complementario

Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Soporte de montaje	Carril DIN
Conexión eléctrica a MCB	Mediante tornillos
Entrada de cable	Parte inferior
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel
Ubicación del dispositivo en el sistema	Entrada de grupo Salida
[Ue] Tensión nominal de empleo	200...440 V AC 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Protección contra fugas a tierra	Con

Maximum breaking time	150 ms
Categoría de sobretensión	Clase II
Altura	240 mm
Anchura	120 mm
Profundidad	82,5 mm
Peso del producto	2,9 kg
Compatibilidad del producto	Terminal

Entorno

Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Normas	IEC 60947-2
Certificaciones de producto	ASTA LCIE Kema ASEFA

Sostenibilidad de la oferta

Directiva RoHS UE	Pro-active compliance (Product out of EU RoHS legal scope) Declaración RoHS UE
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------



> PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

> SERIE ATSUB

> ATSUB

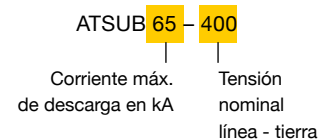
Protector unipolar para líneas de suministro eléctrico



- > **AT-8220 ATSUB 15**: corriente de pico de 15 kA. U_n 230 V
- > **AT-8240 ATSUB 40**: corriente de pico de 40 kA. U_n 230 V
- > **AT-8260 ATSUB 65**: corriente de pico de 65 kA. U_n 230 V
- > **AT-8201 ATSUB N**: para protección neutro-tierra
- > **AT-8230 ATSUB 15-120**: corriente de pico 15 kA. U_n 120 V
- > **AT-8250 ATSUB 40-120**: corriente de pico 40 kA. U_n 120 V
- > **AT-8270 ATSUB 65-120**: corriente de pico 65 kA. U_n 120 V
- > **AT-8062 ATSUB 15-300**: corriente de pico 15 kA. U_n 300 V
- > **AT-8063 ATSUB 40-300**: corriente de pico 40 kA. U_n 300 V
- > **AT-8064 ATSUB 65-300**: corriente de pico 65 kA. U_n 300 V
- > **AT-8224 ATSUB 15-400**: corriente de pico 15 kA. U_n 400 V
- > **AT-8244 ATSUB 40-400**: corriente de pico 40 kA. U_n 400 V
- > **AT-8264 ATSUB 65-400**: corriente de pico 65 kA. U_n 400 V

Protección eficaz, mediante varistores de óxido metálico y descargadores de gas, contra sobretensiones transitorias, para líneas de suministro eléctrico con o sin neutro. Permite proteger líneas trifásicas tipo TT, TNS, TNC e IT. Protección media según la protección en cascada recomendada en el Reglamento de Baja Tensión (REBT ITC23).

> NOMENCLATURA



Ensayado y certificado como protector de **tipo 1, 2 y 3** según la norma UNE-EN 61643-11 y la GUÍA-BT-23 del REBT. Adecuado para equipos de **categorías I, II, III y IV** según la ITC-BT-23 del REBT.

- > Coordinable con los protectores de las series ATSHOCK, ATSHIELD y ATCOVER.
- > Constituidos por varistor de óxido de zinc o descargador de gas con capacidad de soportar corrientes muy altas.
- > Posibilidad de unión de los módulos a través de remaches para tener bloques de 2, 3 o 4 elementos.
- > Tiempo de respuesta corto.
- > No producen deflagración.
- > Protección unipolar.
- > No producen interrupción de las líneas de suministro.
- > Protección modular de pequeño tamaño.
- > Dispositivo termodinámico de control y avisador mecánico. Cuando esté amarillo, protector en buen estado. Si no sustituir.

Los protectores de la serie ATSUB han sido sometidos a ensayos en **laboratorios oficiales e independientes** para obtener sus características según las normas de aplicación (relacionadas en la tabla). Existe la posibilidad de seleccionar el protector para la tensión en alterna adecuada para cada caso. Por ejemplo se incluye los datos técnicos del protector idóneo para proteger los equipos preparados para tensiones americanas (tensión de línea 230 V y tensión línea - neutro 120 V), tensiones superiores a 230 V (tensión de línea 520 V y tensión línea - neutro 300 V), y tensiones de aerogeneradores (tensión de línea 690 V y tensión línea - tierra 400 V).



Es imprescindible la **conexión a tierra**. Para que la protección sea correcta, las tomas de tierra de toda la instalación deben estar unidas, directamente o mediante vía de chispas, y su resistencia debe ser inferior a 10 Ω . Si en su uso o instalación no se respetan las indicaciones de esta ficha, la protección asegurada por este equipo puede verse comprometida.

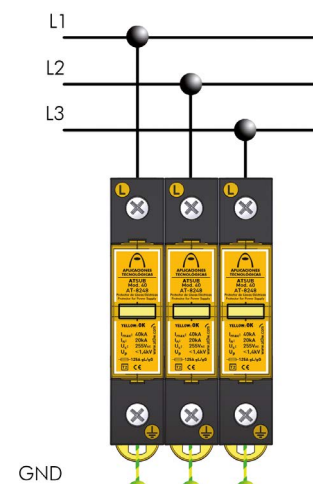
> INSTALACIÓN

Se instalan **en paralelo** con la línea de baja tensión, con conexiones a las fases que se precise proteger y a tierra. Como ejemplo se muestra la conexión de 3 ATSUB en una línea de suministro trifásica tipo TNC.

La instalación debe realizarse **sin tensión en la línea**.

Cuando se instalan como protección media es necesario que estén separados de las protecciones basta y/o fina por un cable de al menos 10 metros o, si esto no es posible, por una inductancia tipo ATLINK, a fin de conseguir la **correcta coordinación entre ellos**.

Se recomienda su utilización en instalaciones en las que se puedan producir grandes sobretensiones después del cuadro principal pero que no alimenten equipos sensibles.





> PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

> SERIE ATSUB

> DATOS TÉCNICOS

Referencia:		ATSUB 15 AT-8220	ATSUB 40 AT-8240	ATSUB 65 AT-8260	ATSUB N AT-8201
Categorías de protección según REBT:		I, II, III, IV		II, III, IV	I, II, III, IV
Tipo de ensayos según UNE-EN 61643-11:		Tipo 2 + 3	Tipo 2	Tipo 1 + 2	Tipo 2
Tensión nominal:	U_n	230 V _{AC}			-
Tensión máxima de funcionamiento:	U_c	275 V _{AC}			-
Frecuencia nominal:		50 - 60 Hz			
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 µs):	I_n	5 kA	20 kA	30 kA	20 kA
Corriente máxima (onda 8/20 µs):	I_{max}	15 kA	40 kA	65 kA	40 kA
Nivel de protección para onda 8/20 µs a I_n :	$U_p(I_n)$	1200 V	1400 V	1600 V	1400 V
Nivel de protección para onda 1,2/50 µs:	U_p	700 V	700 V	900 V	700 V
Nivel de protección 5 kA; onda 8/20 µs:		900 V	1000 V	1100 V	1000 V
Corriente impulsional (10/350 µs):	I_{imp}	-		15 kA	-
Tensión de onda combinada:	$U_{o.c.}$	6 kV		-	
Tiempo de respuesta:	t_r	< 25 ns			
Fusibles previos ⁽¹⁾ :		125 A gL/gG			
Corriente máxima de cortocircuito:		25 kA (para el fusible máximo)			
Temperatura de trabajo:	ϑ	-40 °C a +70 °C			
Situación del protector:		Interior			
Tipo de conexión:		Paralelo (un puerto)			
Dimensiones:		18 x 90 x 80 mm (1 módulo DIN43880)			
Fijación:		Carril DIN			
Material de la carcasa:		Poliamida			
Protección de la carcasa:		IP20			
Resistencia de aislamiento:		> 10 ¹⁴ Ω			
Carcasa autoextinguible:		Tipo V-0 según UNE-EN 60707 (UL94)			
Conexiones L/N/GND:		Sección mínima / máxima multifilar: 4 / 35 mm ² Sección mínima / máxima unifilar: 1 / 35 mm ²			

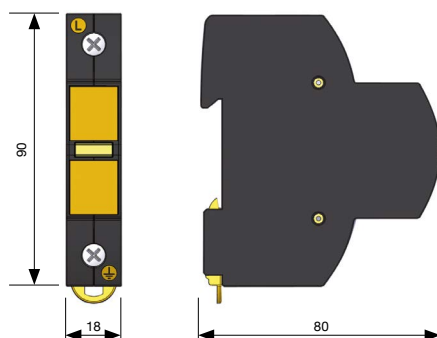
Ensayos certificados según norma UNE-EN 61643-11

Cumple con los requisitos de UL 1449

Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN 62305

(1) Se precisan en caso de que exista una protección de igual o mayor corriente nominal instalada aguas arriba del protector

> DIMENSIONES (MM)





> PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

> SERIE ATSUB

> DATOS TÉCNICOS

Referencia:		ATSUB 15-120 AT-8230	ATSUB 40-120 AT-8250	ATSUB 65-120 AT-8270	ATSUB N AT-8201
Categorías de protección según REBT:		I, II, III, IV		II, III, IV	I, II, III, IV
Tipo de ensayos según UNE-EN 61643-11:		Tipo 2 + 3	Tipo 2	Tipo 1 + 2	Tipo 2
Tensión nominal:	U_n	120 V _{AC}			-
Tensión máxima de funcionamiento:	U_c	150 V _{AC}			-
Frecuencia nominal:		50 - 60 Hz			
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 µs):	I_n	5 kA	20 kA	30 kA	20 kA
Corriente máxima (onda 8/20 µs):	I_{max}	15 kA	40 kA	65 kA	40 kA
Nivel de protección para onda 8/20 µs a I_n :	$U_p(I_n)$	1200 V	1400 V	1600 V	1400 V
Nivel de protección para onda 1,2/50 µs:	U_p	700 V	700 V	900 V	700 V
Nivel de protección 5 kA; onda 8/20 µs:		900 V	1000 V	1100 V	1000 V
Corriente impulsional (10/350 µs):	I_{imp}	-		15 kA	-
Tensión de onda combinada:	$U_{o.c.}$	6 kV		-	
Tiempo de respuesta:	t_r	< 25 ns			
Fusibles previos ⁽¹⁾ :		125 A gL/gG			
Corriente máxima de cortocircuito:		25 kA (para el fusible máximo)			
Temperatura de trabajo:	ϑ	-40 °C a +70 °C			
Situación del protector:		Interior			
Tipo de conexión:		Paralelo (un puerto)			
Dimensiones:		18 x 90 x 80 mm (1 módulo DIN43880)			
Fijación:		Carril DIN			
Material de la carcasa:		Poliamida			
Protección de la carcasa:		IP20			
Resistencia de aislamiento:		> 10 ¹⁴ Ω			
Carcasa autoextinguible:		Tipo V-0 según UNE-EN 60707 (UL94)			
Conexiones L/N/GND:		Sección mínima / máxima multifilar: 4 / 35 mm ² Sección mínima / máxima unifilar: 1 / 35 mm ²			

Ensayos certificados según norma UNE-EN 61643-11

Cumple con los requisitos de UL 1449

Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN 62305

(1) Se precisan en caso de que exista una protección de igual o mayor corriente nominal instalada aguas arriba del protector

Para otras tensiones, consultar con el Dpto.
Técnico de Aplicaciones Tecnológicas, S.A.



> PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

> SERIE ATSUB

> DATOS TÉCNICOS

Referencia:		ATSUB 15-300 AT-8062	ATSUB 40-300 AT-8063	ATSUB 65-300 AT-8064	ATSUB N AT-8201
Categorías de protección según REBT:		I, II, III, IV		II, III, IV	I, II, III, IV
Tipo de ensayos según UNE-EN 61643-11:		Tipo 2 + 3	Tipo 2	Tipo 1 + 2	Tipo 2
Tensión nominal:	U_n	300 V _{AC}			-
Tensión máxima de funcionamiento:	U_c	320 V _{AC}			-
Frecuencia nominal:		50 - 60 Hz			
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 µs):	I_n	5 kA	20 kA	30 kA	20 kA
Corriente máxima (onda 8/20 µs):	I_{max}	15 kA	40 kA	65 kA	40 kA
Nivel de protección para onda 8/20 µs a I_n :	$U_p(I_n)$	1400 V	1500 V	1800 V	2100 V
Nivel de protección para onda 1,2/50 µs:	U_p	900 V	900 V	1100 V	1800 V
Nivel de protección 5 kA; onda 8/20 µs:		1100 V	1200 V	1300 V	1900 V
Corriente impulsional (10/350 µs):	I_{imp}	-		15 kA	-
Tensión de onda combinada:	$U_{o.c.}$	6 kV	-		
Tiempo de respuesta:	t_r	< 25 ns			
Fusibles previos ⁽¹⁾ :		125 A gL/gG			
Corriente máxima de cortocircuito:		25 kA (para el fusible máximo)			
Temperatura de trabajo:	ϑ	-40 °C a +70 °C			
Situación del protector:		Interior			
Tipo de conexión:		Paralelo (un puerto)			
Dimensiones:		18 x 90 x 80 mm (1 módulo DIN43880)			
Fijación:		Carril DIN			
Material de la carcasa:		Poliamida			
Protección de la carcasa:		IP20			
Resistencia de aislamiento:		> 10 ¹⁴ Ω			
Carcasa autoextinguible:		Tipo V-0 según UNE-EN 60707 (UL94)			
Conexiones L/N/GND:		Sección mínima / máxima multifilar: 4 / 35 mm ² Sección mínima / máxima unifilar: 1 / 35 mm ²			

Ensayos certificados según norma UNE-EN 61643-11
Cumple con los requisitos de UL 1449
Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN 62305

(1) Se precisan en caso de que exista una protección de igual o mayor corriente nominal instalada aguas arriba del protector

Para otras tensiones, consultar con el Dpto.
Técnico de Aplicaciones Tecnológicas, S.A.



> PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

> SERIE ATSUB

> DATOS TÉCNICOS

Referencia:		ATSUB 15-400 AT-8224	ATSUB 40-400 AT-8244	ATSUB 65-400 AT-8264	ATSUB N AT-8201
Categorías de protección según REBT:		I, II, III, IV		II, III, IV	I, II, III, IV
Tipo de ensayos según UNE-EN 61643-11:		Tipo 2 + 3	Tipo 2	Tipo 1 + 2	Tipo 2
Tensión nominal:	U_n	400 V _{AC}			-
Tensión máxima de funcionamiento:	U_c	460 V _{AC}			-
Frecuencia nominal:		50 - 60 Hz			
Corriente nominal de descarga (onda 8/20 µs):	I_n	5 kA	20 kA	30 kA	20 kA
Corriente máxima (onda 8/20 µs):	I_{max}	15 kA	40 kA	65 kA	40 kA
Nivel de protección para onda 8/20 µs a I_n :	$U_p(I_n)$	2100 V	2300 V	2500 V	2100 V
Nivel de protección para onda 1,2/50 µs:	U_p	1800 V	1800 V	1900 V	1800 V
Nivel de protección 5 kA; onda 8/20 µs:		1900 V	2000 V	2100 V	1900 V
Corriente impulsional (10/350 µs):	I_{imp}	-		15 kA	-
Tensión de onda combinada:	$U_{o.c.}$	6 kV	-		
Tiempo de respuesta:	t_r	< 25 ns			
Fusibles previos ⁽¹⁾ :		125 A gL/gG			
Corriente máxima de cortocircuito:		25 kA (para el fusible máximo)			
Temperatura de trabajo:	ϑ	-40 °C a +70 °C			
Situación del protector:		Interior			
Tipo de conexión:		Paralelo (un puerto)			
Dimensiones:		18 x 90 x 80 mm (1 módulo DIN43880)			
Fijación:		Carril DIN			
Material de la carcasa:		Poliamida			
Protección de la carcasa:		IP20			
Resistencia de aislamiento:		> 10 ¹⁴ Ω			
Carcasa autoextinguible:		Tipo V-0 según UNE-EN 60707 (UL94)			
Conexiones L/N/GND:		Sección mínima / máxima multifilar: 4 / 35 mm ² Sección mínima / máxima unifilar: 1 / 35 mm ²			

Ensayos certificados según norma UNE-EN 61643-11
Cumple con los requisitos de UL 1449
Normas de aplicación: UNE 21186, UNE-EN 62305

(1) Se precisan en caso de que exista una protección de igual o mayor corriente nominal instalada aguas arriba del protector

Para otras tensiones, consultar con el Dpto.
Técnico de Aplicaciones Tecnológicas, S.A.

AFUMEX 1000 V (AS)

Quick System
Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2No propagación del incendio
UNE EN 50266-2-4Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2CERO HALÓGENOS
Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454Nula emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-2

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; It 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH 4,3 ; C 10 µS/mm.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

- Metal:** Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

- Material:** Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

- Material:** Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
Color: Verde, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).



APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad, especialmente adecuado para instalaciones interiores o receptoras en locales de pública concurrencia: (salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.)
 - En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
 - En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable (instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc.) o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.
- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). – Derivaciones individuales (ITC-BT 15). – Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
 - Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28).
 - Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004).
 - Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

CÓDIGO DE COLORES DE FRANJAS IRIS TECH DE LA CUBIERTA

Sección	Color	Sección	Color	Sección	Color
1,5	Rojo	6	Gris	25	Blanco
2,5	Azul	10	Naranja		
4	Marrón	16	Azul Claro		

SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK*

1 conductor (NE)			2 conductores (AZ-MA)			4 conductores (AZ-GR-MA-NE)			5 conductores (AV-AZ-GR-MA-NE)		
1 x 1,5	1 x 2,5	1 x 4	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 4	4 x 6	4 x 10	4 x 16	5 G 1,5	5 G 2,5	5 G 4
1 x 6	1 x 10	1 x 16	2 x 6	2 x 10	2 x 16	4 x 25	4 x 35	4 x 50	5 G 6	5 G 10	5 G 16
1 x 25	1 x 35	1 x 50	3 conductores (AV-AZ-MA)			**4 G 1,5	**4 G 2,5	**4 G 4	5 G 25	5 G 35	-
1 x 70	1 x 95	1 x 120	3 G 1,5	3 G 2,5	3 G 4	**4 G 6	**4 G 10	**4 G 16			
1 x 150	1 x 185	1 x 240	3 G 6	3 G 10	3 G 16						
1 x 300											

* Sujeto a modificaciones. (Consultar tarifa vigente).

** AV-GR-MA-NE.

Código de colores:

AV-Amarillo/Verde ; AZ-Azul ; GR-Gris ; MA-Marrón ; NE-Negro.

Nota: La "G", en lugar del signo "x", indica que incluye conductor de protección amarillo/verde.

AFUMEX 1000 V (AS)



Quick System

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1.5	0.7	5.7	42	13.3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2.5	0.7	6.2	60	7.98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0.7	6.8	74	4.95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0.7	7.3	96	3.3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0.7	8.4	140	1.91	68	58	4	3,31
1 x 16	0.7	9.4	195	1.21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0.9	11	290	0.78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0.9	12.6	395	0.55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14.2	550	0.38	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1.1	15.8	750	0.27	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1.1	17.9	970	0.20	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1.2	19	1200	0.16	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1.4	21.2	1480	0.12	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1.6	23.9	1866	0.10	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1.7	26.9	2350	0.08	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1.8	29.5	3063	0.06	630	380	0,14	0,19
2 x 1.5	0.7	8.7	105	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2.5	0.7	9.6	136	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0.7	10.5	175	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0.7	11.7	230	3.3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0.7	14	345	1.91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0.7	16.9	503	1.21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0.9	20.4	780	0.78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0.9	23.4	1060	0.55	154	140	1,34	1,16
2 x 50	1	26.8	1448	0.38	188	166	0,99	0,88
3 G 1.5	0.7	9.2	120	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	160	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	215	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0.7	12.3	282	3.3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0.7	14.7	430	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	17.8	650	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0.9	24.9	1355	0.55	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28.6	1869	0.38	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1.1	32.1	2530	0.27	214	170	0,6	0,56
3 x 95	1.1	36.4	3322	0.20	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1.2	40.3	4301	0.16	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1.4	44.9	5332	0.12	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1.6	49.8	6521	0.10	391	291	0,22	0,26
3 x 240	1.7	56.1	8576	0.08	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1.8	61.8	10633	0.06	565	380	0,14	0,18

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0.9/0.7	22.6	1120	0.780/1.21	110	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0.9/0.7	26.1	1570	0.554/1.21	137	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1.0/0.9	30.3	2240	0.386/0.780	167	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1.1/0.9	34	3010	0.272/0.554	214	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1.1/1.0	38.7	3809	0.206/0.386	259	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1.2/1.1	43.5	5028	0.161/0.272	301	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1.4/1.1	47.4	5980	0.129/0.272	343	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1.6/1.1	52.7	7490	0.106/0.206	391	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1.7/1.2	59.3	9705	0.0801/0.161	468	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1.8/1.4	64.7	12145	0.0641/0.129	565	380	0,14	0,18
4 G 1.5	0.7	9.9	145	13.3	20	No permitido	26,94	21,67
4 G 2.5	0.7	11	195	7.98	26,5	No permitido	16,23	13,1
4 G 4	0.7	12.1	260	4.95	36	No permitido	10,16	8,23
4 G 6	0.7	13.5	350	3.3	46	44	6,87	5,59
4 G 10	0.7	16.2	540	1.91	65	58	4,06	3,34
4 G 16	0.7	19.7	810	1.21	87	75	2,56	2,13
4 x 25	0.9	23.8	1233	0.78	110	96	1,62	1,38
4 x 35	0.9	27.4	1711	0.55	137	117	1,17	1,01
4 x 50	1	31.7	2386	0.38	167	138	0,86	0,77
4 x 70	1.1	35.7	3240	0.27	214	170	0,6	0,56
4 x 95	1.1	40.0	4380	0.20	259	202	0,43	0,42
4 x 120	1.2	44.0	5420	0.16	301	230	0,34	0,35
4 x 150	1.4	50.0	6800	0.12	343	260	0,28	0,3
4 x 185	1.6	56.5	8560	0.10	391	291	0,22	0,26
4 x 240	1.7	63.5	10940	0.08	468	336	0,17	0,21
5 G 1.5	0.7	10.8	170	13.3	20	No permitido	26,94	21,67
5 G 2.5	0.7	12	230	7.98	26,5	No permitido	16,23	13,1
5 G 4	0.7	13.2	315	4.95	36	No permitido	10,16	8,23
5 G 6	0.7	14.8	420	3.3	46	44	6,87	5,59
5 G 10	0.7	17.8	660	1.91	65	58	4,06	3,34
5 G 16	0.7	21.5	990	1.21	87	75	2,56	2,13
5 G 25	0.9	25.8	1490	0.78	110	96	1,62	1,38
5 G 35	0.9	30.6	2160	0.55	137	117	1,17	1,01

En el caso de conductores con sección "3 x a/b", se trata de tres conductores de sección "a" (las fases) más un conductor de sección "b".

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica. (Ver página 23).

CÁLCULOS

Intensidades máximas admisibles: Ver apartado A) para instalaciones interiores o receptoras. Para redes de distribución subterráneas ver apartado C).

Caídas de tensión: Ver tabla E.2.

Intensidades de cortocircuito máximas admisibles: Ver tabla F.2.