



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

## **RESUMEN**

El objeto del presente proyecto es el diseño de una planta fotovoltaica de 5,8 MW de potencia pico, situada en la localidad de Almansa (Albacete).

Se trata de un huerto solar para generación y venta de energía, con conexión a la red de distribución. Consta de 20.000 paneles fotovoltaicos de 290 W-pico cada uno, agrupados en 5 unidades generadoras idénticas, de 1,16 MW-pico cada una.

Se realiza también un estudio económico de rentabilidad de la instalación para evaluar el interés para potenciales inversores.

**Palabras clave:** fotovoltaica, paneles, solares, diseño, proyecto, w-pico, conexión, red, económico, rentabilidad.

## **RESUM**

L'objecte del present projecte és el disseny d'una planta fotovoltaica de 5,8 MW de potència pic, situada a la localitat d'Almansa (Albacete).

Es tracta d'un hort solar per a generació i venda d'energia, amb connexió a la xarxa de distribució.

Consta de 20.000 panells fotovoltaics de 290 W-pic cada un, agrupats en 5 unitats generadores idèntiques, de 1,16 MW-pic cadascuna.

Es realitza també un estudi econòmic de rendibilitat de la instal·lació per avaluar l'interès per a potencials inversors.

**Paraules clau:** fotovoltaica, panells, solars, disseny, projecte, w-pic, connexió, xarxa, econòmic, rendibilitat.

## **ABSTRACT**

This project has as objective the design of a 5,8 MW-peak photovoltaic plant, located in Almansa (Albacete).

It is a plant for generation and sale of energy, connected to the distribution network.

It is composed of 20.000 units of 290 w-peak photovoltaic panels, grouped into 5 indential 1.16 MW-peak power units.

An economic study of the plant profitability is also carried out to evaluate the interest of potential investors.

**Keywords:** photovoltaic, panels, solar, design, project, w-peak, connection, network, economic, profitability.

# ÍNDICE

## MEMORIA

1. ANTECEDENTES.....	7
2. OBJETO DEL PROYECTO .....	9
3. LEGISLACIÓN APLICABLE .....	9
4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	9
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN .....	10
5.1. POTENCIA A INSTALAR .....	10
5.2. ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO .....	11
5.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	15
5.4. ELECCIÓN DEL INVERSOR.....	16
5.5. CONFIGURACIÓN DE BLOQUES DE LA PLANTA .....	18
5.6. PROTECCIONES PARTE CORRIENTE CONTINUA.....	21
5.6.1. Cuadros Nivel I .....	21
5.6.2. DC Box II .....	22
5.6.3. Vigilante de aislamiento .....	23
5.6.4. Protección entrada inversor.....	24
5.7. PROTECCIONES PARTE CORRIENTE ALTERNA.....	26
5.8. CABLEADO PARTE CORRIENTE CONTINUA.....	29
5.9. CABLEADO PARTE CORRIENTE ALTERNA .....	30
5.10. PUESTA A TIERRA .....	31
5.11. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....	32
5.12. CENTRO DE MEDIDA Y SECCIONAMIENTO .....	35
6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS .....	35
6.1. PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.....	35
6.1.1. Irradiación sobre superficie horizontal.....	35
6.1.2. Ángulo de inclinación óptimo .....	36
6.1.3. Irradiación sobre plano del generador .....	38
6.1.4. Cálculo del Performance Ratio.....	38
6.1.4.1. Pérdidas por efecto de la temperatura sobre los paneles .....	38
6.1.4.2. Pérdidas en el cableado por efecto Joule.....	40

---

6.1.4.3. Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad .....	40
6.1.4.4. Pérdidas por errores de seguimiento del PMP de los inversores... ..	41
6.1.4.5. Pérdidas en inversores.....	41
6.1.4.6. Pérdidas en transformadores .....	41
6.1.4.7. Otras pérdidas.....	42
6.1.5. Energía inyectada a la red .....	42
6.1.6. Comparativa panel fijo vs seguidores de 1 eje y 2 ejes .....	43
6.2. TOPOLOGÍA Y BLOQUES DE LA INSTALACIÓN.....	45
6.2.1. Agrupación serie de paneles para formar strings.....	45
6.2.2. Agrupación paralelo de strings para atacar a inversores .....	46
6.2.3. Agrupación inversores y transformadores .....	47
6.3. DISPOSICIÓN FÍSICA Y SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE PANELES .....	47
6.4. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA .....	48
6.4.1. Criterio térmico .....	48
6.4.2. Criterio de caída de tensión .....	49
6.5. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA .....	55
6.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	55
6.6.1. Fusibles cuadros nivel I CC .....	55
6.6.2. Protección contra sobretensiones en cuadros nivel I CC .....	55
6.6.3. Protección entrada CC del inversor .....	55
6.6.3.1 Fusibles agrupación DC Box II. ....	55
6.6.3.2 Seccionador en carga .....	56
6.6.4. Vigilante de aislamiento.....	56
6.6.5. Protección salida CA del inversor .....	56
6.7. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA .....	57
6.8. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....	60
6.8.1. Parámetros eléctricos nominales.....	60
6.8.2. Corrientes de cortocircuito en alta y baja tensión .....	60
6.8.3. Características de la aparamenta en alta y baja tensión .....	60
6.8.4. Ventilación .....	61
6.8.5. Pozo apagafuegos .....	61
6.8.6. Puesta a tierra .....	62

6.8.6.1. Tipos y asociación de electrodos de PAT .....	62
6.8.6.2. Corriente máxima de defecto .....	62
6.8.6.3. Tensiones de paso y contacto.....	62
6.9. DIMENSIONAMIENTO DE ANCLAJES DE SOPORTERÍA .....	63
7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD .....	65
8. CONCLUSIÓN SOBRE INTERÉS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS.....	67
<b>PRESUPUESTO</b> .....	68
<b>PLANOS</b> .....	70
1. PLANO 01: UBICACIÓN PARCELA .....	71
2. PLANO 02: DISPOSICIÓN DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	72
3. PLANO 03: ESQUEMA DE BLOQUES.....	73
4. PLANO 04: ESQUEMA UNIFILAR DE BLOQUE .....	74
5. PLANO 05: CANALIZACIONES.....	75
6. PLANO 06: PUESTA A TIERRA.....	76
7. PLANO 07: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....	77
8. PLANO 08: ESQUEMA UNIFILAR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	78
9. PLANO 09: ZUNCHOS ESTRUCTURA PANELES .....	79
10. PLANO 10: VIAL LATERAL PARCELA .....	80

# MEMORIA

## 1. ANTECEDENTES

Desde hace años comunidades de científicos y expertos hacen hincapié en la necesidad de modificar el modelo energético actual. Las principales causas son las siguientes:

- Los recursos energéticos combustibles son limitados, tanto el petróleo, gas, carbón, o cualquier otro mineral que se extraiga de la tierra. Ello significa que hay que buscar alternativas energéticas que no supongan el agotamiento del planeta.
- La combustión de elementos provoca la emisión de gases, muchos de ellos perjudiciales para el efecto invernadero que sufre el planeta. Si pensamos en la tecnología nuclear, existen riesgos para la salud humana en caso de fallos de los sistemas de seguridad. En todo caso, el uso de las fuentes tradicionales combustibles de energía llevan implícito la degradación paulatina del medio ambiente.
- La energía eléctrica está presente de forma inevitable en nuestra vida. Cada día son más las actividades humanas en las que la energía eléctrica es necesaria. Por tanto es una obligación moral intentar que toda la población mundial pueda acceder a este bien.

Existe por tanto una aspiración global a buscar nuevas formas de generación de energía que no tengan las consecuencias negativas expuestas anteriormente, y que permitan generar energía eléctrica en cualquier parte del mundo, siendo respetuosas con el medio ambiente permitiendo un desarrollo sostenible.

Una de estas formas de generación es precisamente la transformación de energía solar en energía eléctrica por efecto fotovoltaico. Por sus características este tipo de sistemas es muy sencillo de instalar, muy versátil y por ello resulta una opción muy interesante.

La evolución tecnológica y de producción de los elementos que integran estos sistemas, ha mejorado notablemente las características técnicas de los mismos. Y por otro lado, la fabricación a gran escala ha permitido en los últimos años una disminución considerable de su coste. Por ejemplo, un precio típico de panel fotovoltaico en el año 2008 podía ser del orden de 3 euros / watio pico, mientras que en la actualidad puede ser del orden de 0,5 euros / watio pico (datos reales facilitados por un industrial del sector). Es decir, una disminución a la sexta parte en lo que se refiere al elemento fundamental de estos sistemas.

Otro aspecto fundamental para que se favorezca la implantación de este tipo de instalaciones es la normativa legal que exista al respecto en cada momento. Si los aspectos tecnológico y económico son progresivamente más favorables, la normativa, en cambio, depende de decisiones políticas que pueden ser cambiantes e inesperadas.

Si hablamos de España, hace unos años la normativa favorecía que los inversores apostaran por las instalaciones fotovoltaicas, estableciendo primas importantes a la energía que estos sistemas vertían a la red eléctrica. Las instalaciones se amortizaban en pocos años y la rentabilidad posterior durante un periodo largo de tiempo hacía de este tipo de inversiones unas de las más interesantes, tanto para grandes como para pequeños inversores.

Un gran inversor podría invertir en una planta fotovoltaica de gran tamaño. Un pequeño inversor que tuviera una casa unifamiliar, podía invertir instalando placas fotovoltaicas en su cubierta. Para ambos era una opción interesante desde el punto de vista económico, por lo que este tipo de instalaciones se desarrolló de forma muy importante durante esos años.

A partir de 2011 este aspecto dio un giro inesperado, llegando al extremo opuesto de forma que la energía vertida a la red se devaluaba de forma drástica y se penalizaba de forma importante este tipo



de instalaciones respecto al escenario previo. Las quejas de los inversores que habían desembolsado capital asumiendo unas rentabilidades “garantizadas por ley”, se encontraban con decisiones políticas que incumplían los compromisos adquiridos previamente. Se produjo una avalancha de demandas contra el estado español, la mayoría de las cuales siguen abiertas. Y, evidentemente, se paralizó toda la posible inversión en este sector.

Analizando esta problemática de una forma objetiva, existen dos aspectos a tener en cuenta a la hora de prever el futuro de este tipo de producción de energía.

Por un lado, atendiendo al medio ambiente, sería deseable que este tipo de sistemas fueran implantándose progresivamente.

Por otro lado habrá que ver si desde el punto de vista económico, estos sistemas pueden ser competitivos comparados con las otras fuentes de energía.

El aspecto medioambiental siempre será favorable para que se potencie la implantación de los sistemas fotovoltaicos.

Si económicamente estos sistemas no son competitivos, se produce un conflicto de intereses. No todo el mundo estará dispuesto a favorecer el medio ambiente a cualquier precio.

En cambio, si el coste de la energía fotovoltaica generada fuese similar o menor que el coste de la energía generada por las fuentes no renovables tradicionales, ya no debería existir conflicto de intereses alguno. Y al hablar de coste de energía generada, se debe evaluar como coste intrínseco, real, efectivo, al margen de interferencias de tipo político que enmascaren al alza o a la baja dicho coste.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en su publicación “EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”, realiza una estimación de la evolución de costes de generación de energía eléctrica, a partir de las distintas fuentes y tecnologías de energías renovables hasta el año 2030.

Sin entrar en detalle en la complejidad y la multitud de aspectos que deben considerarse para la realización de este análisis, el resultado obtenido para la generación de electricidad por tecnología fotovoltaica sobre suelo es que si el coste en 2010 era de entre 20-25 céntimos de euro por kWh generado, en 2020 estará entre 10-12 c€/kWh, y en 2030 se prevé entorno a los 8 c€/kWh.

Es decir, todavía queda un largo recorrido en cuanto a reducción del coste de este tipo de sistemas.

Es tremendamente complicado determinar el coste de la generación de electricidad mediante energías no renovables, si tenemos en cuenta que, aparte de la consideración de los aspectos puramente productivos de las distintas tecnologías, existe el coste medioambiental, difícil por no decir imposible de determinar.

En un informe publicado en Enero de 2015 por la entidad IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), se afirmaba que muchas energías renovables tenían costes de generación a la par o inferiores a los combustibles fósiles.

Se admite por tanto que los expertos coinciden en que en la actualidad ya se puede hablar, de forma general, de que las energías renovables compiten con las energías tradicionales como gas, petróleo, carbón y nuclear.

En fecha 5 de junio de 2017, aparece en prensa la noticia de que la CNMC (Comisión Nacional de Mercados y Competencias) da visto bueno para el proyecto de una planta solar fotovoltaica en Mula (Murcia) de 450MW. Es un ejemplo más de apuesta por este tipo de energías.

Todo este escenario, independientemente de decisiones políticas, cambiantes en el tiempo, que faciliten o entorpezcan la implementación de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica, hace de estos sistemas que supongan una alternativa al alza, con enorme interés desde todos los puntos de vista.

## **2. OBJETO DEL PROYECTO**

El objeto del presente proyecto es la definición técnica de una planta solar fotovoltaica de 5,8 MW de potencia pico, ubicada en la población de Almansa (Albacete).

La definición técnica será de suficiente detalle para que fuera posible su construcción por parte de un industrial del sector.

Se realizará así mismo un análisis económico para determinar la viabilidad o el interés desde el punto de vista de inversión, con la actual normativa de remuneración para la energía generada por estos sistemas.

## **3. LEGISLACIÓN APLICABLE**

La normativa de aplicación utilizada para la redacción de este proyecto ha sido:

- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kv) y baja tensión, de Iberdrola (documento MT 2.03.20)
- Código Técnico de la Edificación (CTE)

Otros documentos de interés, aun no siendo normativa de obligado cumplimiento:

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red; PCT-C-REV - julio 2011 de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)
- Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría, elaborado por la Comisión de Reglamentos de UNESA.

## **4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

La instalación objeto de este proyecto se emplazará en una parcela del municipio de Almansa (Albacete).

Para la elección del emplazamiento se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- El terreno debe estar cerca de viales por los que puedan circular vehículos industriales
- Debe haber próxima alguna subestación eléctrica para facilitar la evacuación de la energía generada, ya que al ser una instalación de potencia grande, podría ser problemático la obtención de un punto de conexión a la red eléctrica. Este aspecto podría ser decisivo a la

hora de la ejecución real de la instalación, ya que si no es tenido en cuenta previamente puede resultar un factor que inhabilite dicha ejecución tanto por sobrecostes de tendidos eléctricos de alta tensión, como por dificultad para obtención de permisos de paso de propietarios diversos que puedan verse afectados.

- El nivel de la superficie debe ser lo menos irregular posible en cuanto a desnivel, a fin de evitar sobrecostes por movimientos de tierras. En este caso es un terreno plano de cultivo.
- El área de la parcela debe permitir instalar la potencia que tenemos prevista. En este caso se optimiza la distribución de paneles y elementos de la instalación, para la obtención de 5,8 MW pico, una vez ya decidida de antemano la parcela.

El resumen de los datos de interés de la parcela elegida son los siguientes:

- Provincia: ALBACETE
- Municipio: ALMANSA
- Superficie: 84.678 m<sup>2</sup>
- Latitud: 38,851761 grados
- Longitud: -1,083654 grados
- Altitud: 718 metros

A continuación se muestran vistas aéreas de esta parcela, obtenidas a partir de imágenes de Google.



**Figura 1:** Imágenes aéreas de la parcela donde se ubica la instalación

## 5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

### 5.1. POTENCIA A INSTALAR

La potencia pico a instalar será de 5,8 MW.

Esta potencia coincide con la potencia pico de un panel fotovoltaico, multiplicada por el número total de paneles. En este caso se instalarán 20.000 paneles de 290 Wpico cada uno.

Los inversores y los transformadores se dimensionarán para no limitar la potencia de la instalación, por lo que el parámetro a considerar será este valor de potencia pico.

## 5.2. ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Los paneles fotovoltaicos a instalar van a suponer la mayor parte del coste total del proyecto. Hay 20.000 unidades de ellos, por lo que una buena o mala elección de los mismos es de vital importancia para la vida y la rentabilidad de esta instalación. Para la elección del panel fotovoltaico se han tenido en cuenta seis parámetros.

- Potencia. Al ser una gran instalación, interesa ir a un módulo con la mayor potencia posible dentro de la gama comercial a la que tengamos acceso. Interesan paneles con potencia pico entorno a los 300 Wp.
- Eficiencia. Se define como el cociente entre la potencia eléctrica que nos genera el panel y la potencia irradiada sobre el mismo, para unas condiciones determinadas. Siempre es un factor favorable ya que una mayor eficiencia nos permite reducir el área física de actuación de la instalación de la planta. Si para una misma potencia instalada reducimos las dimensiones físicas ocupadas, se producirá un ahorro en costes de estructuras, cableados, canalizaciones, etc., y por consiguiente menores pérdidas por efecto Joule en los cableados.
- Precio. Evidentemente es un factor determinante el coste de adquisición del panel por watio pico de potencia.
- Disponibilidad comercial. Ligada también al punto previo, es deseable que un mismo producto puedan suministrarlo varios proveedores. Así pues hay fabricantes que distribuyen su producto a través de almacenes de material eléctrico diversos, y en cambio otros tienen distribuidores específicos por áreas geográficas. No obstante, lo importante es garantizar que una vez elegido el producto, su suministro tenga plazos de entrega razonables, máxime cuando hablamos de 20.000 unidades para este proyecto.
- Otros parámetros técnicos. En este punto cabe mencionar algunos parámetros característicos de los paneles fotovoltaicos. Por ejemplo su pérdida de eficiencia en función de la temperatura de trabajo es un factor importante, ya que cuando más producen estas instalaciones es precisamente cuando más potencia irradiada reciben del sol, y por tanto cuando van a estar sometidos a mayor temperatura. Otro aspecto puede ser la pérdida de características con el paso de los años, ya que este tipo de instalaciones requieren fuertes inversiones iniciales, que solo podrían ser viables por la durabilidad de los elementos de la instalación durante periodos de tiempo suficientes para que la inversión sea rentable.
- Referencias del fabricante. En general, cuanta más información técnica podamos obtener de un fabricante, mayor sensación de seriedad tendremos del mismo a priori. Cualquier otra fuente de información procedente de gente del sector (proveedores, industriales, etc.) debe ser al menos escuchada y valorada a la hora de la elección del producto. Y cualquier otra fuente de información (internet, foros de especialistas, etc.) será útil para tener el máximo de elementos a la hora de tomar la decisión final.

Se han analizado modelos correspondientes a tres fabricantes distintos. Los fabricantes han sido los siguientes:

- Fabricante 1: ATERSA

Esta empresa está implantada en España desde hace más de 30 años y es pionera en el sector fotovoltaico. Fabrica módulos fotovoltaicos y otra serie de productos del mismo sector, como por ejemplo inversores, convertidores, etc.

Sus productos se pueden encontrar incluso a través de almacenes eléctricos, aunque venden también directamente a profesionales del sector.

En este caso se compara su módulo fotovoltaico A-305P, de la nueva gama *Ultra Tolerancia Positiva*. Hay acceso a tarifa de precios a través de su página web [www.atersa.com](http://www.atersa.com), donde se puede obtener

el precio de venta al público de sus productos, aunque sobre este precio los profesionales obtienen descuentos que dependen de distintos factores.

Un factor valorado positivamente por los profesionales de esta zona, es la existencia de una sede en el polígono industrial de Almusafes (Valencia), lo que facilita el contacto y la asistencia técnica sobre los productos de este fabricante.

- Fabricante 2: Amerisolar

Se trata de un fabricante americano, con centros de producción en China, Taiwan y Estados Unidos. Disponen de almacén en Rotterdam para abastecer a los países de Europa con plazos de entrega cortos. Tiene 16 años de experiencia en el sector. Aunque su producto ha tenido hasta la fecha poca demanda en España, ha sido ampliamente utilizado en otros países europeos como Alemania y Grecia. Pueden vender directamente a profesionales del sector y, además, hay multitud de empresas que ofrecen su producto a través de internet.

- Fabricante 3: Solar World

Es un fabricante de módulos solares, con presencia en Estados Unidos desde el año 1977. Actualmente tiene centros de fabricación en Alemania y Estados Unidos.

Es el primer centro de América que integra la producción completa para paneles fotovoltaicos monocristalinos de alta eficiencia.

Su producto resulta muy bien valorado en varios análisis de calidad de paneles fotovoltaicos que pueden encontrarse en distintas páginas web y foros de especialistas.

Cuenta con un distribuidor oficial en España, Sun Fields Europa, con sede en Santiago de Compostela, lo que da respuesta ágil a cualquier petición o consulta acerca del producto.

En la siguiente tabla se muestran los distintos parámetros y características correspondientes a los tres modelos analizados de panel fotovoltaico.

<b>TABLA 1: COMPARATIVA DE PANELES FOTOVOLTAICOS</b>			
<b>Fabricante</b>	<b>ATERSA</b>	<b>AMERISOLAR</b>	<b>SOLAR WORLD</b>
<b>Modelo</b>	<b>A-305P</b>	<b>AT STC 295</b>	<b>SW 290</b>
Potencia pico (w)	305	295	290
U circuito abierto (V)	45,97	45,20	39,60
U máx potencia (V)	36,88	36,60	31,90
I corto circuito (A)	8,78	8,60	9,75
I máx potencia (A)	8,27	8,07	9,20
Eficiencia (%)	15,68	15,20	17,30
Temperatura nominal (°C)	47	45	46
Coef temperatura I (%/°C)	0,040	0,056	0,070
Coef temperatura U (%/°C)	-0,32	-0,33	-0,29
Coef temperatura P (%/°C)	-0,43	-0,43	-0,39
Máx corriente inversa (A)	15,1	15,0	25,0
Rango temperatura (°C)	-40 a +85	-40 a +85	-40 a +85
Evolución temporal potencia	Lineal	Lineal	Lineal
años hasta el 80% P nominal	25	30	25
Tecnología cristal empleada	Poli	Poli	Mono
Largo mm	1965	1956	1675
Ancho mm	990	992	1001
Alto mm	40	50	33
Peso Kg	21,5	27	18
Garantía producto años	10	12	20

Si evaluamos los distintos parámetros relevantes para la elección del panel a instalar, resulta lo siguiente:

- Potencia del panel

Los paneles evaluados tienen potencias comprendidas entre los 290 y los 305 vatios pico, por lo que cualquiera de los tres cumple el objetivo fijado previamente de estar entorno a los 300 vatios pico.

- Eficiencia

En este aspecto el panel del fabricante Solar World supera a los otros dos modelos. Concretamente la eficiencia de este panel es 17,30%, mientras que los otros dos modelos están en valores de 15% y 15,68%.

- Disponibilidad comercial

Por lo mencionado anteriormente en las referencias a los fabricantes, los tres tienen distribuidores en España o Europa. En este aspecto cabe pensar en principio que la empresa Atersa, por tener sede en España, es la que mejor va a cumplir el aspecto de suministro del producto. Sin embargo no hay que olvidar que, en un mundo globalizado como el actual, la proximidad geográfica ya no es tan importante como lo puede ser el sistema logístico de que disponga el fabricante.

Por otro lado, si pensamos que el número de paneles a suministrar para esta instalación es de 20.000, ya hay que pensar que lo realmente relevante para evaluar este aspecto será la capacidad de producción y de transporte del producto hasta nuestro destino.

No se ve por tanto, a priori, que existan ventajas de uno u otro fabricante de los analizados respecto a los demás. Los tres distribuyen su producto a países de distintos continentes.

- Otros parámetros técnicos

En este punto los parámetros más relevantes a analizar son, por un lado, la variación de potencia generada por efecto de la temperatura, y por otro, los años que el fabricante garantiza para unas ciertas pérdidas de potencia del módulo fotovoltaico.

Respecto a los coeficientes de temperatura, los fabricantes Atersa y Amerisolar poseen características similares, concretamente una pérdida de un 0,43% de potencia por grado centígrado sobre la temperatura nominal. Solar World mejora este aspecto presentando un coeficiente de -0,39%.

Respecto al mantenimiento de la característica de pérdida de potencia de los módulos con el paso de los años, los tres fabricantes garantizan que la pérdida es lineal hasta alcanzar el 80% en un número de años que es 25 para los fabricantes Atersa y Solar World, y de 30 para el fabricante Amerisolar.

- Garantía del producto

No hay que confundir este concepto con el concepto del punto anterior. Una cosa es los años que el fabricante garantiza hasta que el módulo llega por envejecimiento al 80% de su potencia nominal, y otro es la garantía del producto, es decir, garantía contra defectos de fabricación.

En este punto hay una clara diferencia del fabricante Solar World respecto a los otros dos. Así, Solar World da una **garantía** de producto de **20 años**, frente a los 12 que ofrece Amerisolar y los 10 que ofrece Atersa.

- Referencias del fabricante

En este aspecto también el fabricante Solar World sale favorecido respecto a los otros dos. Son numerosos los artículos y enlaces que se encuentran en internet con análisis y comparativas de distintos paneles fotovoltaicos.

A continuación se muestran tres ejemplos, en los que Solar World es evaluado con la mejor puntuación en la comparativa de cada caso.

<https://www.tuv.com/es/spain/quienes-somos/press-es/press-releases-es/news-content-es-158293.html>

<http://www.ecoticias.com/energias-renovables/111691/SOLARWORLD-valor-real-calidad>

<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/el-mejor-panel-solar-del-mundo/>

<https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2015/10/SolarWorld-test-winner-PV-magazine.pdf>

- Precio

Este punto solo puede ser estimado a priori, puesto que los precios a los que ahora se puede tener acceso no van a ser los últimos precios que se obtendrían a la hora de ejecutar el proyecto realmente, para el total de paneles a instalar, y para realizar la compra en firme.

Sin embargo, para tener unos parámetros comparables en este momento, sí que se han solicitado a los tres fabricantes precios orientativos, los cuales se reducirían en el momento de realizar en firme el pedido.

Los precios indicativos obtenidos han sido los siguientes:

SolarWorld SW 290 Mono .....	157,10€
Atersa A 305-P .....	173,85€
Amerisolar AT STC 295 .....	169,80€

Vemos por tanto que el menor precio por watio pico corresponde al modelo del fabricante Solar World, resultando 0,54 €/Wp, aunque, como se ha dicho, el último precio es el que se obtendría en el momento de ejecución real de la instalación con la compra en firme.

### Panel elegido

De todo el análisis anterior se ha elegido para este proyecto el modelo **SolarWorld SW290**, ya que aparte de que, en cuanto a calidad, es superior a los otros dos, en cuanto a precio inicial indicativo, es incluso inferior a las otras dos alternativas.

Otra información adicional sobre este fabricante es la siguiente:

1 - Fabricación con **nueva tecnología Mono PERC**, con un **rendimiento 1-2% superior** a la tecnología tradicional.

2 - Desde el 1 de Enero 2017, todos los paneles SolarWorld poseen una **garantía de producto de 20 años**. Único fabricante del mundo con esta cobertura.

3 - Desde el 1 de Enero 2017, todos los paneles SolarWorld poseen una tolerancia de potencia positiva **0/+10W**. Único fabricante en el mundo con este formato.

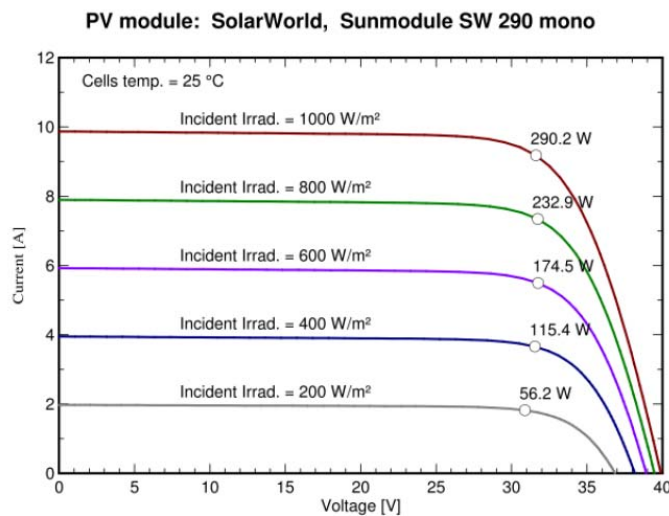
4 - Según el portal de monitorización online "**SunReport**" y el **PV+Test**, hecho por TÜV, los módulos SolarWorld poseen los mejores resultados de calidad y rendimiento del mercado fotovoltaico.

5 - Los paneles SolarWorld están sujetos al **certificado TUV Power Controlled**, lo que significa que TUV verifica que los datos eléctricos de los Flash List son reales. Con esto se evita cualquier tipo de fraude, tan habitual en productos de origen asiático.

6 - Fabricación **100% en Alemania**

A continuación se muestran las curvas características I-V de este panel, para distintas irradiancias.





**Figura 2:** Curvas características I-V del panel elegido

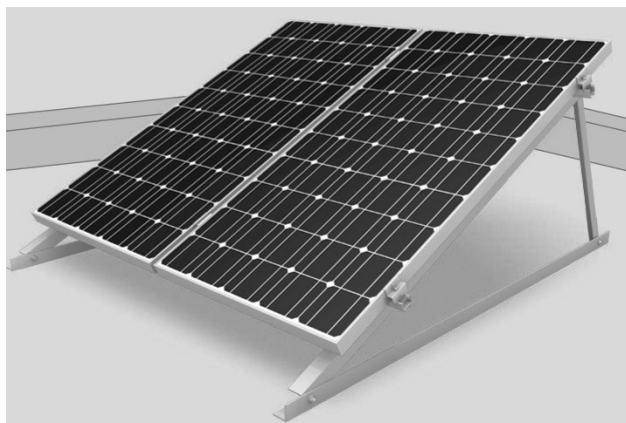
### 5.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte será apta para la disposición física de las agrupaciones de paneles a realizar. Como se verá más adelante en el punto 6.3., éstos se dispondrán en bloques de 25 paneles en posición vertical con dos alturas, y con la inclinación de 30º, como se justificará en el apartado 6.1.2.

El fabricante elegido para suministro de la estructura de soporte es K2-systems, empresa alemana con distribuidor para España en la localidad de Picanya (Valencia).

El sistema estructural es de aluminio 6063 T66 AlMgSi 05 F22, con tornillería en acero inoxidable. Suministran los componentes a medida para las dimensiones y disposición específica de los paneles. Permite inclinaciones entre 10 y 45 grados. Ofrecen 12 años de garantía de producto, además de asesoramiento técnico en el proyecto específico.

La siguiente figura muestra un esquema de este sistema.



**Figura 3:** ejemplo de modelo de estructura de soporte

Los principales componentes de la estructura son:

- Las Guías Longitudinales, modelo K2-Light, sobre las que se sujetan los paneles mediante las piezas y accesorios correspondientes.



- Conjuntos triangulares, confeccionados a medida de la aplicación, que dan la inclinación requerida y constituyen la estructura de soporte en sí. Se colocan cada 1,5 metros y se van uniendo con las guías longitudinales, a la vez que se anclan en la cimentación en caso necesario.

En el apartado 6.9. se calculará el anclaje que debe llevar la estructura al suelo para garantizar resistencia a las acciones de viento.

#### **5.4. ELECCIÓN DEL INVERSOR**

El inversor es el elemento destinado a convertir la potencia generada en corriente continua por los grupos de paneles fotovoltaicos, en potencia que se inyectará en la red en corriente alterna a 50 Hz.

El inversor es por tanto otro elemento fundamental del sistema y, por tanto, su elección, debe ser consecuencia de un análisis comparativo entre distintos modelos que existan en el mercado.

Al igual que en el caso de los paneles fotovoltaicos, los aspectos que deberán tenerse en cuenta a la hora de la elección del inversor son los siguientes.

- Potencia.

Teniendo en cuenta el tamaño de la instalación que nos ocupa, debemos buscar un inversor cuya potencia se adapte a la modularidad y escalabilidad que queramos obtener.

La gama de inversores que existen en el mercado va desde watios hasta unos pocos megawatios. Si elegimos un inversor de pequeña potencia, deberemos instalar muchos bloques repetidos para alcanzar la potencia que deseamos en nuestra instalación. Ello repercutirá en mayores costes de la instalación y mayor dificultad en la explotación y mantenimiento de la misma.

Por el contrario, si elegimos un único inversor del total de potencia que requerimos (suponiendo que exista un inversor de esa potencia), los costes de instalación se reducirán casi con toda probabilidad. Sin embargo, ante una avería de este elemento, dejaríamos a toda la planta fuera de servicio. Y no hay que olvidar que la tecnología utilizada en inversores es bastante sofisticada, y son elementos muchos más susceptibles de fallo que por ejemplo un transformador, o un interruptor automático.

Por tanto lo más conveniente será ir a una solución en la que exista un número razonable de inversores, de forma que la instalación no se encarezca excesivamente, y en caso de fallo de alguno el porcentaje de instalación que se quede fuera de servicio no sea excesivo. Es decir, es un compromiso entre costes de instalación, costes de mantenimiento, y costes por posibles pérdidas de producción ante fallos.

Se considera razonable para esta instalación, dada la potencia de 5,8 MW, elegir inversores en el rango de potencia 600-1200 kW, que son tamaños que existen en una variedad suficiente de fabricantes, y nos permiten subdividir nuestra instalación en 5-10 partes asignadas a otros tantos inversores.

- Eficiencia

Como siempre, la eficiencia es un parámetro fundamental a tener en cuenta. Se define como la relación entre la potencia en alterna que inyecta el inversor a la red, y la potencia en continua que entra en el inversor.

Evidentemente, en la instalación que nos ocupa, cualquier pérdida de potencia incide directamente en los ingresos monetarios que se generarán, ya que es energía que se perderá en forma de calor y que no se verterá a la red.

- Precio

Aspecto fundamental en cualquier elemento, pero de forma importante en los inversores de la instalación ya que su coste también va a ser un porcentaje relevante del coste total del proyecto.

- Disponibilidad comercial

Al igual que en el caso de los paneles, dada la importancia y la criticidad que este elemento va a tener en nuestra instalación, va a ser fundamental que tanto a la hora de su suministro, como a la hora de una necesidad de asistencia técnica, el proveedor garantice una respuesta rápida. Quizá es el elemento de la instalación en la que este aspecto, **asistencia técnica**, sea el más relevante.

- Otros parámetros técnicos

Existen diversos parámetros además de la potencia y rendimiento, fundamentales a la hora de realizar la comparación entre distintas opciones de inversor. Estos son algunos de ellos:

-Rango de tensión de entrada para el cual el inversor puede funcionar en el punto de máxima potencia (PMP en español, MPP en inglés). En función de este parámetro tendremos que diseñar las agrupaciones de paneles en serie formando strings.

-Reducción por temperatura (temperature derating). Indica cómo el inversor va reduciendo la potencia capaz de generar en función de la temperatura de trabajo. Ello es consecuencia de que tienen implementado un sistema para proteger los semiconductores de potencia contra el calentamiento.

-Dispositivos adicionales de monitorización y protección. Normalmente los fabricantes de inversores dan opción de añadir funciones adicionales diversas, como por ejemplo protecciones magnetotérmicas en entrada y/o salida, detección de fallo de aislamiento, protección contra sobretensiones, analizador de red, etc. Ello puede ofrecer una solución integrada que facilite la ejecución de los trabajos de instalación y con ello conseguir una reducción de costes.

- Posibilidad de soluciones integradas

Este es un aspecto muy interesante, ya que hay fabricantes que ofrecen no solo el inversor, sino una solución integrada de estación de media tensión que incluye, además de los inversores, el transformador y las protecciones en el lado de baja tensión de corriente alterna y las cabinas con celdas de línea y de protección en el lado de alta tensión. Pueden además incluir soluciones para el conexionado de todas las líneas de corriente continua que llegan desde las agrupaciones de paneles fotovoltaicos.

Es este un aspecto que puede incidir de forma importante en la fiabilidad de la instalación, al facilitar la ejecución por parte del instalador. Así mismo puede repercutir en el coste de instalación y reducirlo.

- Referencias del fabricante

Puesto que el inversor es un elemento altamente crítico, debido a la complejidad y sofisticación de la tecnología que emplea, además de las consecuencias gravosas que un fallo del mismo producirían, cualquier información o referencia que pueda obtenerse sobre la fiabilidad de productos de cada fabricante, es un dato a tener en cuenta a la hora de la elección.

Los fabricantes de los cuales se van a realizar los análisis comparativos de inversores para este proyecto son Schneider, ABB, SMA y Power Electronics.

Para la comparativa se van a evaluar también los dos niveles de potencias señalados previamente. Para la potencia de 630 kW se comparan tres modelos de los fabricantes Schneider, ABB y SMA. Para

potencias de 1000-1200 kW se ha elegido para la comparativa dos modelos de SMA y Power Electronics respectivamente.

A continuación se muestran las tablas con parámetros de los inversores analizados.

TABLA 2: COMPARATIVA DE INVERSORES					
Fabricante	SCHNEIDER	ABB	SMA	POWER ELEC	SMA
Modelo	XC630	PVS800-570630kW-B	630CP XT	FS1201IH	1000CP XT
<i>Entrada corriente continua</i>					
U mín PMP (V)	510	525	529	584	688
U máx PMP (V)	800	825	850	820	850
U máx circ abierto (V)	1000	1000	1000	1000	1000
I ent máx (A)	1280	1240	1350	2100	1635
I ent máx corto circuito (A)			2500	2730	2500
<i>Salida corriente alterna</i>					
P nom (kVA)	630	630	630	1200	1000
Rendimiento (%)	98,4	98,4	98,5	98,6	98,7
Tensión salida CA (V) 3F	350	350	315	400	405
Frecuencia red (Hz)	50	50	50	50	1568
Distorsión armónica máx (%)	3	3	3	3	3
Intensidad nom salida (A)	1040	1040	1.155	1.732	1568
<i>Características mecánicas</i>					
Alto (cm)	208,5	213,0	227,2	208,0	227,2
Ancho (cm)	240,0	263,0	256,2	337,0	256,2
Profundo (cm)	66,0	64,6	95,6	102,0	95,6
Peso (kg)	1590	1800	1900	2900	1900
Consumo de potencia noche (w)	100	70	100	240	100

El inversor elegido finalmente ha sido el modelo **XC630 de Schneider**. En la elección se ha preferido que la potencia sea de 630 kW y la posibilidad de integración con otros elementos de la instalación. Ello dejaba a Schneider y ABB como las dos opciones finalistas, al abarcar una gama de producto muy amplia (protecciones BT, transformadores, celdas MT, etc). Para la elección final de Schneider se ha tenido en cuenta la mayor facilidad para obtener contacto tanto comercial como de soporte técnico.

## 5.5. CONFIGURACIÓN DE BLOQUES DE LA PLANTA

La configuración de bloques en una planta fotovoltaica siempre sigue el mismo patrón, aunque las características concretas dependerán de cada instalación.

- Agrupación en serie de paneles fotovoltaicos

Esta agrupación se realiza para adaptar los niveles de tensión de los paneles fotovoltaicos al rango de tensiones de trabajo del inversor.

Los paneles fotovoltaicos tienen unas curvas tensión corriente como la mostrada anteriormente en la Figura 2.

Como se aprecia, para cada nivel de irradiación solar recibida, hay una curva distinta en la que el punto de máxima potencia entregada se sitúa en el codo de caída de la curva, a una tensión un poco menor que la tensión en circuito abierto, y con una intensidad un poco inferior a la intensidad de cortocircuito.

Evidentemente, lo deseable en cada instante es que los paneles fotovoltaicos trabajen en el punto de máxima potencia (PMP o MPP). Ello es lo que tiene que conseguir el inversor, cuya programación lleva implementados los algoritmos que consiguen situarse en cada instante en ese punto de máxima potencia entregada por los paneles.

Así pues, para el panel elegido la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones nominales es de 31,9 voltios. Esta tensión dista mucho de la tensión mínima de trabajo de los inversores para garantizar el funcionamiento en el PMP. Ello significa que deberemos agrupar en serie paneles fotovoltaicos para aumentar la tensión de entrada al inversor.

Para definir el número de paneles que agruparemos en serie hay que tener en cuenta varios puntos.

Es deseable hacer trabajar al sistema a la mayor tensión posible, para así reducir las intensidades y por tanto las pérdidas por efecto Joule en los cableados de corriente continua. A su vez, existen dos parámetros a considerar para este aspecto.

Por un lado debemos garantizar que el número de paneles en serie multiplicado por la tensión del PMP de un panel, no exceda del límite superior del rango admisible por el inversor para consecución del PMP.

Por otro lado, la tensión en circuito abierto de los paneles fotovoltaicos es la máxima que puede aparecer en sus bornes cuando no extraemos corriente. Esta tensión es ligeramente mayor que la tensión de PMP. Y deberemos garantizar que cuando se produzca esta situación, la máxima tensión de entrada en el inversor deberá ser inferior a la máxima que éste admita.

Para este proyecto el número elegido de paneles en serie para atacar a los inversores es de 25. A esta serie de 25 paneles fotovoltaicos le denominaremos en adelante “*string*”.

De esta forma la máxima tensión de entrada a los inversores estará situada en los 990 voltios, inferior a los 1000 voltios admisibles.

Y por otro lado, en condiciones nominales la tensión de entrada en los inversores será de 797,5 voltios para que los paneles fotovoltaicos funcionen en su punto de máxima potencia. Esta tensión también es inferior al límite superior del inversor seleccionado.

La elección se ha realizado con vistas a que pueda ser compatible con todos los modelos de inversor analizados. De esta forma, si por cualquier causa en un momento dado interesara cambiar la elección del inversor, todos los cálculos de intensidades y caídas de tensión realizados para la disposición adoptada seguirían siendo válidos.

A continuación se muestra una tabla con estos valores.

<b>TABLA 3: AGRUPACIÓN DE PANELES EN STRINGS</b>				
<b>CARACTERÍSTICAS DE 1 PANEL SW 290</b>				
<b>Potencia pico</b>	<b>I cc</b>	<b>I máx pot</b>	<b>U circ abierto</b>	<b>U máx pot</b>
Wattios pico	Amperios	Amperios	Voltios	Voltios
290	9,75	9,2	39,6	31,9
<b>COMBINACIÓN DE PANELES SERIE PARA ATACAR INVERSOR</b>				
<b>nº paneles serie</b>	<b>I máx cc</b>	<b>I pmp</b>	<b>V máx abierto</b>	<b>V pmp</b>
25	9,75	9,20	990,00	797,50

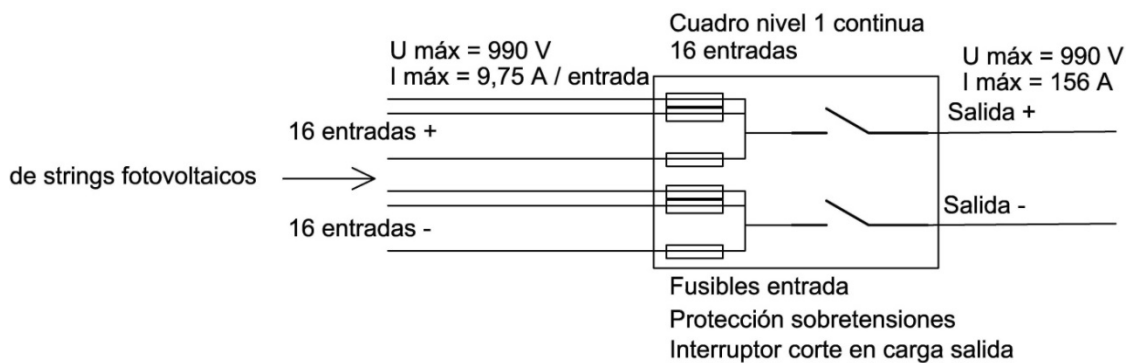
- Agrupación en paralelo de strings de paneles fotovoltaicos. Cuadros de conexión en corriente continua.

Una vez definido el número de paneles fotovoltaicos que formará un string, deberemos definir la agrupación en paralelo de éstos, para adaptar la potencia de los paneles fotovoltaicos que ataquen a un inversor a la potencia admisible por éste.

Para ello, no habrá más que dividir la potencia nominal del inversor elegido, por la potencia nominal de un string de paneles fotovoltaicos. La agrupación de 25 paneles de 290 vatios pico nos da un total de 7,25 kW de potencia pico de 1 string. De este modo, si elegimos un inversor de 630 kW, resulta que para atacarlo se requieren 86 strings en paralelo.

Las agrupaciones en paralelo se realizan a través de lo que suele denominarse “Cuadros de CC nivel I”. Estos cuadros son aptos para la conexión de varios circuitos de corriente continua en paralelo, disponiendo de protección por fusible para cada entrada positiva / negativa de cada string, realizando la unión de todos los circuitos a las salidas de los fusibles, y atacando a un interruptor de corte en carga que sirve para dar salida o cortar esta agrupación hacia el resto de la instalación.

A continuación de muestra el esquema de este tipo de agrupación.



**Figura 4:** Esquema de Cuadros de Continua nivel I

Puesto que los cuadros de nivel 1 tienen un número de entradas estandarizado, (8, 12, 16, 24 típicamente), el número final elegido para agrupaciones de strings en paralelo será de 80 (múltiplo de 8 y 16), para adecuar la disposición de los cuadros nivel 1 a lo largo de la instalación, formando agrupaciones uniformes y bloques semejantes.

Además, debe haber un cierto margen de potencia nominal del inversor sobre la potencia pico de los paneles que le corresponden. De esa manera no se limita la potencia máxima que puedan generar los paneles fotovoltaicos, quedando un margen de seguridad que favorece el funcionamiento del inversor.

Se elige un número de entradas de 16 para los cuadros de nivel 1, con lo cual, para un inversor de 630 kW serán 5 de estos cuadros los que le corresponderán.

La siguiente tabla muestra estos resultados.

TABLA 4: COMBINACIÓN DE PANELES PARA ATACAR INVERSOR						
		I máx cc	I pmp	V máx abierto	V pmp	pot kw
1 string / canal	25 paneles	9,75	9,20	990,00	797,50	7,25
Cuadro nivel I	16 canales	156,00	147,20	990,00	797,50	116,00
1 Inversor 630 kW	5 Cuadros I	780,00	736,00	990,00	797,50	580,00

- Agrupación de inversores y transformadores

Dada la potencia de nuestra instalación, la conexión con la red eléctrica deberá realizarse en la red de alta tensión. Por ello, una vez agrupados los paneles en strings, agrupados los strings en cuadros de 16 canales en paralelo, y agrupados los cuadros que atacan a cada inversor, todo ello en la parte de continua, finalmente hay que hacer la transformación desde la salida en alterna en baja tensión

de los inversores, hasta el nivel de tensión de la red en alta tensión a la que tengamos que conectar nuestro sistema para inyectar la energía generada.

Ello se efectuará a través de transformadores en cuyo primario de baja tensión se conectará la salida de los inversores, y cuyo secundario de alta tensión se conectará a la red eléctrica.

Se elige la potencia de 1260 kVA (modelo de la serie Minera PV de Schneider) para los transformadores a emplear en nuestro sistema. Ello nos lleva a utilizar 5 transformadores de esta potencia. Con esta potencia, los transformadores están ligeramente sobredimensionados respecto a la potencia de los paneles fotovoltaicos, para en ningún caso limitar la potencia que se pueda inyectar a la red.

## **5.6. PROTECCIONES PARTE CORRIENTE CONTINUA**

### **5.6.1. Cuadros Nivel I**

Como se ha dicho anteriormente, los cuadros de nivel I son los encargados de poner en paralelo las primeras agrupaciones de strings. En nuestro caso, se eligen cuadros con 16 entradas (bipolares +/-) que van protegidas con fusibles.

La función de los fusibles no es, como ocurre en la mayoría de ocasiones, proteger contra cortocircuitos. De hecho, los paneles fotovoltaicos tienen un valor de corriente en cortocircuito que no difiere mucho de la corriente en el punto de máxima potencia. Si un string aislado se cortocircuita, no produce corrientes peligrosas.

El problema puede venir por el hecho de que existen numerosos strings puestos en paralelo. Ello significa por tanto que van a estar sometidos a la misma tensión que, en condiciones normales, se corresponderá con la tensión del PMP de los strings para la irradiación que estén recibiendo en ese momento. Mientras se mantengan las condiciones normales, no existirá mucha desviación entre las condiciones de trabajo de los distintos strings.

El problema puede producirse en caso de que exista un fallo en algún string. Si, por ejemplo, algún panel fotovoltaico de un string se cortocircuita por una avería en el mismo, podría ocurrir que ese string pasara a estar recorrido por una corriente inversa, superior a la que soporta. De ahí que la función de protección de los fusibles en los cuadros de conexión de continua nivel I sea la de evitar que estas corrientes inversas pudieran ocasionar daño a los paneles fotovoltaicos.

Para el panel elegido en este proyecto, el valor máximo de corriente inversa que soportan es de 25 amperios. Por otro lado, la corriente máxima de cortocircuito que pueden dar los paneles es de 9,75 amperios. Se eligen fusibles de 10 amperios, los cuales en ningún caso limitarán la corriente de trabajo de los strings, pero sí protegerán de manera eficaz contra posibles corrientes inversas consecuencia de eventuales averías.

Según se ha visto en la Tabla 4, la intensidad correspondiente a los 16 strings en paralelo de cada uno de estos cuadros es de 156 amperios. Por tanto, el dispositivo de corte de salida deberá soportar esta intensidad.

Aparte de los fusibles de entrada y el interruptor de corte de salida, estos cuadros suelen llevar protección contra sobretensiones.

Los principales fabricantes de soluciones fotovoltaicas disponen de este tipo de cuadros. Por ejemplo, en el caso de Schneider la referencia *Array Box AB16-160* cumple los requerimientos. En el caso de SMA, su referencia *String Combiner DC-CMB-U10-16*, también es apta para este proyecto.

No obstante, este tipo de producto es fabricado en muchos casos por talleres especializados que realizan montajes a medida, según los requerimientos específicos en cada caso.

Las características de los dos modelos indicados son las siguientes.

TABLA 5: COMPARATIVA CUADROS CONTINUA NIVEL I		
Fabricante	SMA	SCHNEIDER
Modelo	DC-CMB-U10-16	AB16-160
<i>Entradas corriente continua</i>		
Nº canales de entrada + / -	16	16
Tensión asignada (V)	1000	1000
Corriente máxima asignada (A)	13,75	25
Tipo de fusible	gPV	gPV
Tamaño fusible (mm)	10x38	10x38
<i>Salida corriente continua</i>		
Tensión asignada (V)	1000	1000
Corriente asignada (A)	220	200
Nº salidas	1	1
Protección contra sobretensión cc	Tipo 2	Tipo 2
	40 kA	40 kA
<i>Otros</i>		
Clase de protección	II	II
Grado de protección	IP54	IP54
<i>Características mecánicas</i>		
Alto (cm)	65	105,6
Ancho (cm)	55	85,2
Fondo (cm)	26	35
Peso (kg)	24,2	58

En nuestro caso, el cuadro elegido es el modelo de **Schneider AB16-160**.

### 5.6.2. DC Box II

Los cables que llegan hasta el inversor procedentes de los cuadros de nivel I, no se conectan directamente a sus bornes de entrada. Existe en este punto un segundo nivel de agrupamiento, denominado en adelante DC Box II, que es un cuadro con fusibles de entrada en ambas polaridades, adecuados a las intensidades de los cables de entrada. De este cuadro salen los cables que se seguirán hacia los elementos de protección a la entrada del inversor. La siguiente figura muestra este segundo nivel de agrupamiento en la parte de continua.

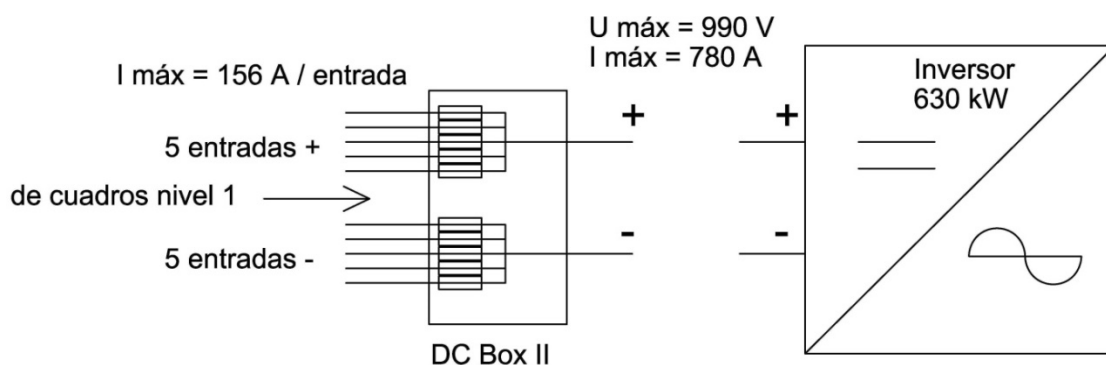


Figura 5: Esquema agrupación en continua nivel II

### 5.6.3 Vigilante de aislamiento

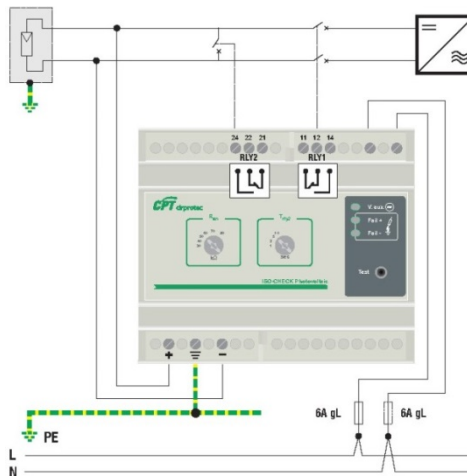
El conjunto de generadores fotovoltaicos constituirá un sistema de tipo IT, esto es, los conductores activos de los paneles (terminales positivo y negativo) estarán aislados de tierra, mientras que las masas metálicas de todo el sistema (tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna) estarán conectadas a una tierra única, según establece el artículo 12 del Real Decreto 1663/2000.

Con esta configuración, ante un primer fallo de aislamiento del sistema, no circulará corriente alguna por ningún camino, ni se producirán diferencias de potencial entre distintas masas de la instalación. Sin embargo, este primer fallo referencia respecto a tierra las tensiones de los terminales activos de los generadores fotovoltaicos. El potencial de tierra estará situado en algún punto entre los potenciales de los terminales positivo y negativo de la parte de continua.

En esta nueva situación, un segundo fallo de aislamiento sí que provocará circulaciones de corriente y posibles diferencias de potenciales entre masas accesibles y tierra. Por ello se utilizan vigilantes de aislamiento, cuya función es detectar el primer fallo que se produzca, y actuar desconectando esa parte de la instalación.

Se opta por colocar un vigilante de aislamiento por cada inversor utilizado, por lo que deberá existir un elemento de corte en la entrada del inversor, que deje aislada toda la parte de continua asociada al mismo. También es recomendable que tras la desconexión de la entrada al inversor, los cables que llegan queden puenteados entre sus terminales positivo y negativo, a fin de anular la diferencia de potencial entre los mismos a lo largo de todo el cableado.

Todo esto se puede observar en la siguiente figura, obtenida de la ficha técnica del vigilante de aislamiento elegido, del fabricante CIRPROTEC, modelo *Iso Check PV-1000*.



**Figura 6:** Esquema de conexión del vigilante de aislamiento en DC

Como se puede apreciar, este relé vigilante de aislamiento se conecta a los terminales positivo y negativo del cableado que llega a la entrada al inversor. Por otro lado debe conectarse al conductor de protección utilizado para la conexión de masas. De esta manera, por diseño de su circuitería interna, es capaz de detectar si existe un fallo de aislamiento en el sistema. El valor de resistencia de fuga o resistencia de fallo para el cual el relé actúa es seleccionable, en este caso, en valores de entre 30 y 80 k $\Omega$ .

Cuando este fallo de aislamiento ocurre el relé RLY1, encargado de desconectar la instalación averiada, actúa de forma rápida (menor a 1 segundo) para conseguir la desconexión de la entrada al inversor. Otro relé del que dispone, RLY2, actúa posteriormente con un tiempo ajustable, en este



caso, en tiempos que van desde 1 a 10 segundos. Este segundo relé puede utilizarse para cortocircuitar los cables que llegan en corriente continua.

En caso de que el fallo de aislamiento fuera transitorio, el relé actúa según un ciclo de histéresis que se muestra a continuación.

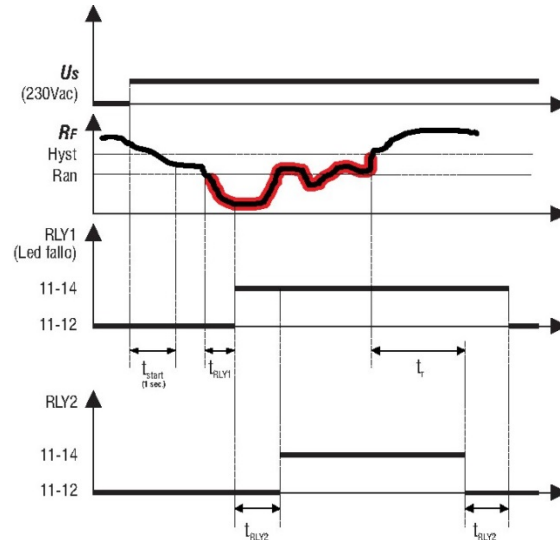


Figura 7: Tiempos de actuación de relés del vigilante de aislamiento

Las principales características de este relé se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 6: CARACTERÍSTICAS VIGILANTE DE AISLAMIENTO	
Fabricante	CIRPROTEC
Modelo	ISO-Check PV 1000
Tensión de alimentación auxiliar (V)	230
Consumo propio (w)	2
Tensión nominal del sistema (Vdc)	500-1000
Valor de respuesta Ran (kohm)	30-40-50-60-70-80
Tiempo de respuesta relé RLY1 (s)	< 1s
Tiempo de respuesta relé RLY2 (s)	1-2-5-10
Tiempo de rearme (min)	1
Corriente de medida (RF=0) (mA)	< 1,5
Resistencia interna DC (kohm)	512
Temperatura de funcionamiento (°C)	-20 a +70

#### 5.6.4. Protección entrada inversor

La corriente continua de cortocircuito máxima que puede llegar a la entrada de los inversores es, según se vio en la Tabla 4, 780 amperios.

Por otro lado, la máxima tensión que puede estar presente en dicho punto, es la correspondiente a la tensión de circuito abierto de los strings de paneles fotovoltaicos, que es 990 voltios.

La aparatenta que se emplee por tanto a la entrada de los inversores, deberá soportar estos dos valores.

Como ya se expuso en el apartado 5.6.1., los generadores fotovoltaicos pueden considerarse como fuentes de corriente en su modo normal de funcionamiento. Por tanto, no existe posibilidad de que puedan producirse sobreintensidades peligrosas por sobrecargas o cortocircuitos, como ocurre con la mayoría de sistemas generadores .

No será pues necesaria la utilización de protecciones para este fin. Sin embargo, será necesario poder realizar maniobras de conexión y desconexión de esta parte de la instalación, no solo para tareas de mantenimiento, sino también para que el relé vigilante de aislamiento pueda realizar la desconexión de los cables de llegada al inversor, y la puesta en cortocircuito de los terminales positivo y negativo, tal y como se expuso en el apartado 5.6.2.

Se elige para este apartado la gama de interruptores de corte Schneider NSX DC PV, especialmente concebidos para su uso en la parte de entrada en continua de los inversores de mediana y gran potencia.

Esta gama tiene una gran variedad de accesorios y elementos opcionales, como por ejemplo el mecanismo motor para el rearme, bobinas de disparo, contactos auxiliares, etc. De esta forma se puede implementar el sistema de maniobra para cumplir la doble función de conexión-desconexión, y cortocircuito de los terminales de llegada positivo y negativo, en caso de detección de fallo de aislamiento por parte del relé vigilante.

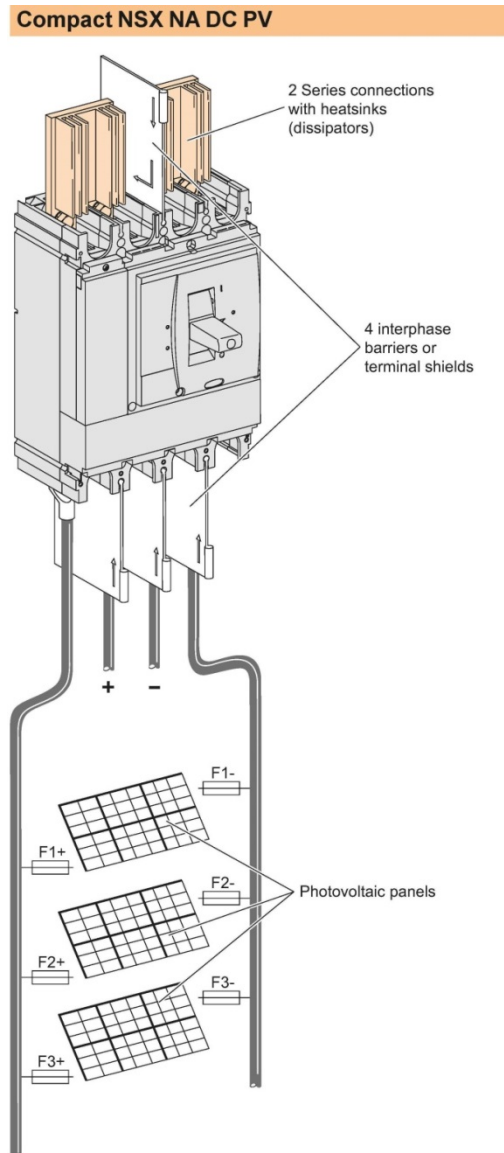
El modelo concreto elegido dentro de esta gama es el NSX 1000 NA DC PV. La siguiente tabla muestra los principales parámetros de este interruptor.

<b>TABLA 7: CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR DE CORTE EN LA ENTRADA DEL INVERSOR</b>	
<b>Fabricante</b>	<b>Schneider</b>
<b>Modelo</b>	<b>NSX 1000 NA DC PV</b>
Nº polos	4
Conexión	heat sink-IP2X
Corriente nominal a 40°C (A)	1000
Tensión de operación (V)	1000
Corriente cortocircuito 1s (kA)	20
Categoría de utilización	DC-22A
Durabilidad a ciclos mecánicos	10000
Durabilidad a ciclos eléctricos In / 1000V	500
Dimensiones Al x An x F (mm)	327 x 280 x 182
Peso (kg)	18

Se elige el calibre 1000 amperios ya que el fabricante recomienda que sea al menos 1,25 veces la corriente máxima de cortocircuito a la que pueda estar sometido (780 amperios).

Un aspecto interesante a destacar es la técnica que el fabricante utiliza para conseguir la tensión de utilización de 1000 voltios apta para funcionamiento en plantas fotovoltaicas. El interruptor es de 4 polos, los cuales se enserian dos a dos para conseguir mayor poder de ruptura en la apertura. Además utiliza el accesorio heatsink-IP2X para la realización de las conexiones entre polos, a fin de evitar calentamientos.

La siguiente figura, obtenida de la web del fabricante Schneider, nos muestra este aspecto:



**Figura 8:** técnica de polos en serie para aumentar la tensión de utilización en interruptores

Por lo tanto se utilizarán dos interruptores de este tipo en la entrada de corriente continua de cada inversor, según el esquema visto anteriormente en la Figura 6, controlados por el relé vigilante de aislamiento.

Aparte de estas protecciones, se dotará al inversor de una protección para sobretensiones transitorias, con las características recomendadas por el fabricante.

### 5.7. PROTECCIONES PARTE CORRIENTE ALTERNA

La salida de los inversores en corriente alterna se conectará a los primarios de los transformadores, que serán en este caso los devanados de baja tensión. Esta parte de la instalación sí que es de tipo convencional, en el sentido de que se pueden producir corrientes elevadas en caso de cortocircuitos, y también pueden producirse sobrecorrientes por anomalías o averías en distintos elementos o partes de la instalación en la sección de corriente alterna.

En este caso deberá instalarse protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Por homogeneidad en la aparamenta empleada, se elige también al fabricante Schneider, con una amplia gama de producto para esta aplicación.

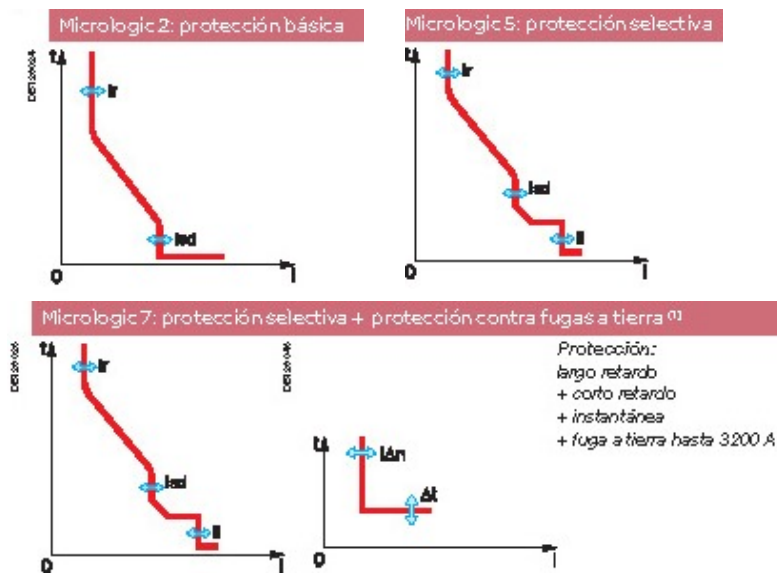
Se elige la serie Compact NS de 800 a 3200 A. Dentro de la serie el modelo adecuado es el **NS1250 3P**, dada la corriente nominal de salida en alterna del inversor, de valor 1.040 amperios.

El poder de corte se elige de 50 kA, suficiente para nuestra instalación en función de las características del transformador a emplear, tal y como se verá en el apartado de cálculos.

Estos interruptores vienen equipados de serie con la unidad de control Micrologic 2.0, que dota al aparato de una protección contra sobrecargas y cortocircuitos, pudiendo ajustar distintos parámetros de la curva de disparo.

El fabricante permite intercambiar la unidad de control por cualquier otro modelo de la serie Micrologic, pudiendo dotar al interruptor de protección con distintos parámetros ajustables, incluso contra defectos a tierra y protección diferencial.

A continuación se muestran algunas figuras de distintas opciones de unidad de control para este tipo de interruptor obtenidas de las fichas técnicas del fabricante.



**Figura 9:** Curvas de actuación de distintas versiones de la unidad Micrologic de Schneider

Las principales características de este interruptor son las siguientes:

TABLA 8: CARACTERÍSTICAS PROTECCIÓN EN SALIDA DE ALTERNA DEL INVERSOR	
Fabricante	Schneider
Modelo	NS1250N-3P
Nº polos	3
Poder de corte (kA)	50
Corriente asignada a 50°C (A)	1250
Tensión asignada de empleo (V)	690
Intensidad asignada corta duración 0,5s (kA)	25
Categoría de utilización	B
Durabilidad a ciclos mecánicos	10000
Durabilidad a ciclos eléctricos $I_n / 440V$	4000
Dimensiones $A_l \times A_n \times F$ (mm)	327 x 210 x 147
Peso (kg)	14

Y a continuación se muestra una imagen del conjunto interruptor más unidad de control, obtenida de la web del fabricante Schneider.



**Figura 10:** integración de la unidad Micrologic en interruptor de Schneider

Otro aspecto fundamental que hay que tener en cuenta es el siguiente.

Los inversores centrales, es decir, aquéllos de gran potencia que se conectan directamente a un transformador de potencia, no tienen interiormente un transformador de aislamiento para aislar galvánicamente la parte de continua de la parte de alterna. Es el propio transformador de potencia el que asume esta función. Por este motivo, la parte de salida de alterna en este tipo de inversores debe seguir siendo un sistema aislado ya que la parte de continua y la parte de alterna no forman sistemas aislados entre sí galvánicamente.

Ello significa que, en el caso de que el transformador de potencia en su devanado de baja tensión tenga punto neutro, **éste NO deberá conectarse a tierra**.

La explicación es la siguiente: si conectáramos el neutro a tierra, la parte de salida en alterna del inversor no sería un sistema aislado por lo que, a través de los componentes electrónicos de potencia del inversor, la parte de continua perdería también su característica de sistema aislado. Por lo tanto, en un inversor central, las partes de continua y alterna deben considerarse, a efectos de aislamiento, como una única unidad. Si queremos que sea del tipo IT, ni en continua ni en alterna deberemos poner ningún conductor activo a tierra.

Así, en el documento técnico descargado de la web del fabricante SMA, *Requisitos para los transformadores de media tensión y para los transformadores de autoalimentación de SUNNY CENTRAL*, [http://files.sma.de/dl/7356/SC\\_Trafo-TI-es-63.pdf](http://files.sma.de/dl/7356/SC_Trafo-TI-es-63.pdf), indica textualmente:

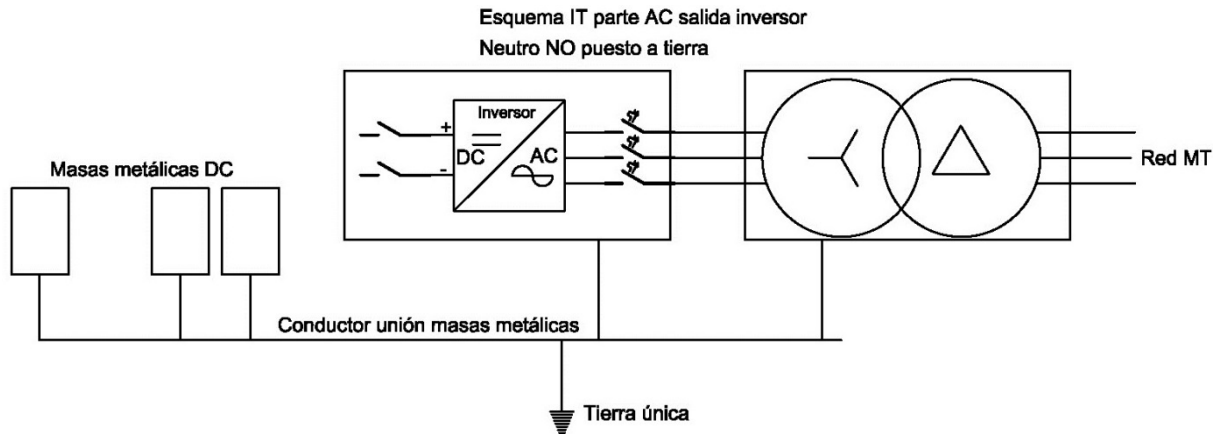
***“Si en el lado de baja tensión existe una conexión de punto neutro, esta no se debe conectar ni poner a tierra”.***

De igual forma, el fabricante ABB para sus inversores del tipo PVS800 (uno de los modelos evaluados para este proyecto), indica que ***“En el lado del inversor es necesaria red tipo IT”.***

Así mismo, el fabricante Schneider en la solución integrada PV Box, indica ***“Grounding System: Floating”.***

Atendiendo a este requerimiento de diseño, la primera conclusión es que debe haber una tierra única para todo el lado de baja tensión, tanto en la parte de continua como en la de alterna. Y por otro lado, no deberá conectarse a tierra el neutro del devanado primario del transformador.

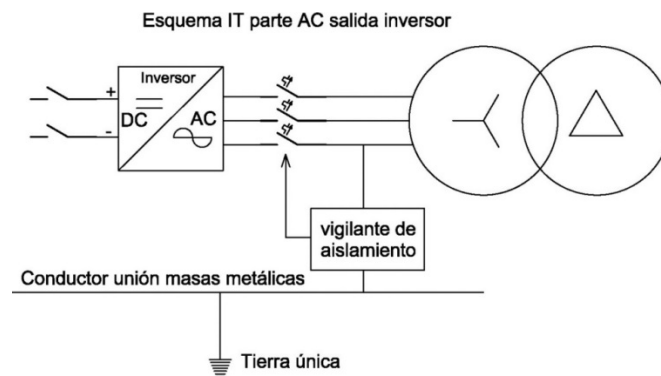
La siguiente figura muestra este aspecto.



**Figura 11:** Sistema IT en parte de alterna de baja tensión

Se plantea pues la necesidad de instalar otro vigilante de aislamiento en la parte de salida en alterna de los inversores, para que podamos detectar posibles fallos de pérdida de aislamiento. En este caso, el vigilante enviaría orden de disparo a la protección magnetotérmica a la salida del inversor.

La siguiente figura muestra esta configuración.



**Figura 12:** Vigilante de aislamiento en parte de corriente alterna

Aparte de estas protecciones, se dotará al inversor de una protección para sobretensiones transitorias, con las características recomendadas por el fabricante.

## 5.8. CABLEADO PARTE CORRIENTE CONTINUA

Existirán tres niveles de cableado en la parte de corriente continua de esta instalación.

Por un lado, los strings de paneles deben cablearse hasta llegar a los cuadros de nivel I, en los cuales se agrupan en paralelo, y de ellos salen hacia el inversor. Puesto que la corriente que circula por los strings es la misma que la de un solo panel, es decir, 9,75 amperios en el caso extremo de cortocircuito, los cables serán de pequeña sección, y dicha sección estará impuesta, tal y como se justifica en los cálculos del punto 6.4 por el criterio de caída de tensión que será el más restrictivo.

Las secciones resultantes varían entre  $1,5 \text{ mm}^2$  y  $10 \text{ mm}^2$ , siendo tanto más grandes cuanto más están alejados los strings de los cuadros de nivel I.

Por otro lado, las salidas de los cuadros de nivel I deben cablearse hasta los inversores. En la entrada de los mismos se dispondrá de otro cuadro de agrupación, al que denominaremos DC Box II. En este caso, como se justifica en el punto 6.4, la sección resultante es la debida al criterio térmico y resulta ser de 70 mm<sup>2</sup> entre cuadros nivel I y DC Box II, y de 2x240 mm<sup>2</sup> entre ésta y el inversor.

El cable a utilizar en la parte de corriente continua tiene características especiales respecto a los utilizados en los usos industriales convencionales. Los cables escogidos para este proyecto han sido los del fabricante General Cable, concretamente los modelos **EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC** para el cableado de strings hasta cuadros nivel I, y el **EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC** para cableado entre los cuadros de nivel I y DC Box II. Como se aprecia en la propia designación, la tensión que soportan en continua es de 1,8 kV, completamente apta para esta instalación donde soportarán una tensión algo inferior a 1000 Vdc.

La siguiente tabla muestra las características de estos cables.

<b>TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DE CABLES PARA CORRIENTE CONTINUA</b>							
	<b>ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC</b>					<b>XZ1FA3Z-K</b>	
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>1,5</b>	<b>2,5</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>70</b>	<b>240</b>
Diámetro ext (mm)	4,3	5	5,6	6,3	7,9	19,8	30,8
Peso (kg / km)	35	50	65	85	140	895	2315
Radio mín curvatura (mm)	18	20	23	26	32	200	310
R máxima a 20°C (ohmios / km)	13,7	8,21	5,09	3,39	1,95		
Intensidad al aire 60°C	30	41	55	70	96		
Intensidad al aire 30°C (*)						269	679
(*) Al aire a 30°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados							

## 5.9. CABLEADO PARTE CORRIENTE ALTERNA

El cableado de la parte de corriente alterna a la salida de los inversores, deberá ser apto para los siguientes parámetros de funcionamiento:

Tensión: Trifásica sin neutro de 350 voltios entre fases, a 50 hz. Es la tensión de salida para el inversor elegido en este proyecto.

Intensidad: La intensidad nominal de salida en alterna de los inversores es de 1.040 amperios. Aunque el valor real será inferior, ya que la potencia de los paneles que atacan a un inversor es algo inferior a la potencia nominal del mismo, se dimensiona la instalación para que el cableado pueda soportar la potencia total del inversor.

Tal y como se justifica en el apartado 6.5 de los cálculos justificativos, la sección de cable a emplear será de 3 conductores de sección 240 mm<sup>2</sup> por cada una de las tres fases de salida del inversor. El tipo de cable a emplear será libre de halógenos 0,6/1 kV.

El modelo elegido es del fabricante General Cable, modelo EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS).

Las principales características del cable se muestran en la siguiente tabla:

<b>TABLA 10: CARACTERÍSTICAS CABLE PARTE DE CORRIENTE ALTERNA</b>	
	<b>RZ1-K (AS)</b>
<b>Sección mm<sup>2</sup></b>	<b>240</b>
Diámetro ext (mm)	43,5
Peso (kg / km)	5340
Radio mín curvatura (mm)	220
Intensidad al aire 30°C (*)	634

(\*) Al aire a 30°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 Método F, 3 conductores cargados en plano en contacto mutuo.

### 5.10. PUESTA A TIERRA

Como se ha expuesto en el apartado 5.7, la instalación objeto de este proyecto tendrá una tierra única, a la que se conectarán todas las masas como:

- Marcos y bastidores de los paneles fotovoltaicos
- Estructuras metálicas y soportería de sujeción de los paneles solares
- Las masas metálicas de las canalizaciones empleadas, como por ejemplo bandejas perforadas
- Las masas metálicas de las envolventes donde se ubiquen los inversores y las protecciones en el lado de continua y en el lado de alterna, así como cualquier envolvente metálica que contenga equipos eléctricos en su interior.
- Las masas metálicas del transformador y de las cabinas del lado de media tensión

**NO** se conectarán a tierra:

- Los neutros en baja tensión de los devanados primarios de los transformadores, por lo expuesto en el apartado 5.7
- Las puertas metálicas, rejillas de ventilación, o cualquier elemento metálico al que se pueda tener contacto desde el exterior, en los edificios donde se ubican los centros de transformación, para evitar posibles tensiones de contacto peligrosas, tal y como se justifica en el apartado 6.8.

Aprovechando que son 5 centros de transformación los utilizados en esta instalación, y que están distribuidos a lo largo de la longitud de la parcela en uno de los laterales, se instalarán en cada una de esas 5 ubicaciones un sistema de puesta a tierra, constituido por un electrodo siguiendo el documento UNESA "*Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría*", de las siguientes características:

- Rectángulo de dimensiones 8 m x 4 m
- Cobre de sección 50 mm<sup>2</sup> a una profundidad de 0,8 metros
- 8 picas a lo largo del perímetro rectangular, de diámetro 14 mm y longitud 2 metros.

La designación de este electrodo según este método es 80-40/8/82, y su valor Kr es de 0,063 Ω/(Ω·m).

Se instalarán adicionalmente a lo largo del lateral de la parcela por el que discurrirán las canalizaciones generales otros 10 electrodos de las siguientes características:

- Hilera de picas separadas 3 metros, con longitud total 21 metros
- Cobre de sección 50 mm<sup>2</sup> a una profundidad de 0,8 metros
- 8 picas a lo largo de la hilera, de diámetro 14 mm y longitud 2 metros.

La designación de este electrodo según este método es 8/82, y su valor Kr es de 0,0556 Ω/(Ω·m).

Estos 15 sistemas de puesta a tierra estarán a su vez interconectados entre sí, por un conductor de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> que discurrirá por las bandejas metálicas que alojan las líneas de salida de los cuadros de continua de nivel I hasta los centros de transformación. De esta manera, este cable servirá también para poner a tierra las bandejas metálicas en cada uno de sus tramos.

Por otra parte, las canalizaciones utilizadas para los cableados desde los strings de paneles hasta los cuadros de continua de nivel I, serán recorridas por un conductor aislado de 10 mm<sup>2</sup>, al cual también se unirán dichas bandejas metálicas, así como los chasis de los paneles y las estructuras de soporte que los sujetan.



La siguiente figura muestra el esquema global de puesta a tierra.

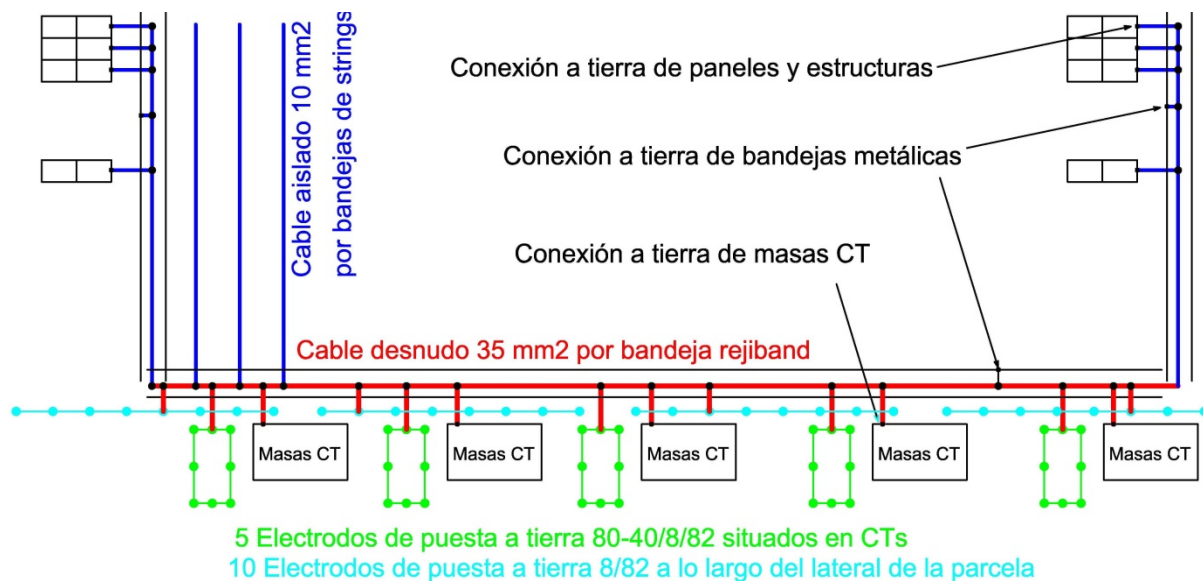


Figura 13: Esquema de puesta a tierra

### 5.1.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Dada la potencia de la instalación objeto del proyecto, es necesario el uso de transformadores para inyectar la potencia generada a la red de media tensión. Tal y como se expuso en el punto 5.5, la instalación se dividirá en 5 bloques iguales, cada uno de los cuales dispondrá de un centro de transformación que agrupará los siguientes elementos:

- 2 inversores de 630 kW, con sus respectivas protecciones en los lados de continua y alterna.
- 1 transformador de 1260 kVA, con triple arrollamiento para recibir la inyección de potencia de ambos inversores. Tendrá pues 2 devanados de baja tensión conectados a las salidas de los inversores, y el devanado de media tensión, que convertirá la tensión de salida al nivel de tensión de la red de media tensión, 20kV.
- Celdas de media tensión necesarias. En la solución integrada que ofrece Schneider, la PV Box 1260, son una celda de protección y una celda de línea, ya que está concebida para una topología radial, en el caso de tener que instalar varios centros de transformación.
- Edificio prefabricado tipo contenedor marítimo para alojamiento de estos elementos. Es el tipo de envoltente que la mayoría de fabricantes están adoptando para las estaciones fotovoltaicas integradas, habiendo dejado de fabricar algunos de ellos, como en el caso de Schneider, los edificios prefabricados de hormigón.

**Es necesario destacar un punto importante** en lo que se refiere a la **combinación de los inversores y transformadores de potencia** así como las características que deben cumplir éstos.

Por un lado, el inversor utilizado en este proyecto es de tipo central, es decir, de gran potencia y sin aislamiento galvánico entre el lado de continua y el lado de alterna. La función de aislamiento galvánico se la da precisamente el transformador de potencia al que se conectará en su salida.

Por ese mismo motivo, si queremos utilizar un único transformador para agrupar varios inversores, éstos deberán conectarse a devanados independientes del transformador. Así, si queremos agrupar 2 inversores de 630 kW con un transformador de 1260 kVA, éste deberá tener 2 arrollamientos primarios y uno secundario.

En el caso de la serie elegida PV Minera del fabricante Schneider, la única combinación integrada de 2 inversores de XC-630 es con un único transformador de 1260 kVA de triple arrollamiento, es decir, no tenemos posibilidad de, por ejemplo, utilizar un transformador de 630 kVA para cada inversor.

Por otro lado, hay ciertas características del transformador a emplear que deben ser especiales, debido a los siguientes motivos.

- Los armónicos generados por el inversor en la tensión, producen incremento de las pérdidas de vacío así como incremento en el nivel de ruido. También se puede provocar saturación en el núcleo. Por ello debe sobredimensionarse el núcleo.
- Los armónicos generados por el inversor en la corriente, producen efectos en las pérdidas de carga, así como calentamientos adicionales. Por ello debe dimensionarse el transformador para una mayor potencia equivalente.
- Para evitar el acoplamiento capacitivo del lado de baja tensión y el lado de alta tensión y proteger los componentes electrónicos del inversor de posibles sobretensiones del lado de alta, es recomendable la instalación de pantallas electrostáticas entre los devanados de alta y baja tensión.
- En algunos casos y debido a una alta  $du/dt$  (derivada de la tensión respecto del tiempo), son necesarios niveles mayores de aislamiento en los devanados de baja tensión.
- Los inversores de tipo central suelen tener niveles de tensión de salida no convencionales. Por ejemplo, el inversor elegido para este proyecto tiene un nivel de tensión de salida entre fases de 350 voltios. Ello es debido a que para optimizar un diseño en la electrónica de potencia del inversor, la tensión óptima dependerá de la circuitería específica a fin de poder sacar el máximo de potencia. Los componentes de potencia utilizados tienen limitaciones en cuanto a corriente, tensión, tensión inversa, calentamiento, etc. Para una topología y unos componentes específicos, el fabricante del inversor marca la tensión de salida en corriente alterna en función de la conveniencia para ese diseño. Este es otro motivo por el que no se puede utilizar un transformador estándar para una aplicación fotovoltaica con inversores centrales.

De todo esto se desprende la necesidad de adaptar las características del transformador a los parámetros específicos del inversor. Y por todo ello, aunque no obligatorio, se considera conveniente adoptar una solución que integre de origen al menos los elementos INVERSOR y TRANSFORMADOR.

Para este proyecto se adopta la solución del fabricante Schneider denominada *PV Box 1260*, que integra en el mismo recinto prefabricado los siguientes elementos:

- Recombinador de corriente continua en la entrada (DC Box II), configurable según requerimientos. La misión de este recombicador es recoger los cables que llegan desde los cuadros de continua de nivel I. En nuestro caso llegan 5 circuitos de sección  $70 \text{ mm}^2$ . Van dotados de fusibles de calibre a seleccionar. En nuestro caso serán de 160 amperios, tal y como se justificará en el punto 6.6.2. Se dispone de un recombicador por cada uno de los dos inversores.
- 2 inversores del tipo XC630, con sus elementos de protección en el lado de continua y de alterna. De serie llevan seccionador en carga en la entrada de corriente continua e interruptor automático en la salida de corriente alterna.
- Un transformador de la serie Minera PV, de potencia 1.260 kVA.
- Celdas de media tensión de la serie RM6, una de protección y otra de línea.
- Otros elementos, como por ejemplo fuente de alimentación auxiliar, sistema de iluminación, tomas de corriente de servicio, etc.

La siguiente tabla muestra las principales características de la PV Box 1260.

<b>TABLA 11: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA SOLUCIÓN INTEGRADA DE SCHNEIDER</b>	
<b>Fabricante</b>	<b>Schneider</b>
<b>Denominación</b>	<b>PV Box 1260</b>
<i>Especificaciones eléctricas</i>	
<b>Entrada corriente continua</b>	
Potencia FV máx recomendada (kWp)	2x725
Rango de tensión PMP (V)	510-800 (con FP=1)
Tensión de entrada máx circuito abierto (V)	1000
Intensidad de corriente continua máx (A)	2x1280
<b>Salida corriente alterna</b>	
Potencia nominal (kVA)	1.260
Tensión nominal (kV)	hasta 36
Frecuencia (Hz)	50
<i>Especificaciones generales</i>	
<b>Inversores</b>	
Potencia	2 x XC 630
<b>Recombinador corriente continua</b>	
Configuración estándar 1	2 x 6 canales entrada máx. con fusibles entre 350-400 A
Configuración estándar 2	2 x 8 canales entrada máx. con fusibles entre 160-350 A
<b>Transformador</b>	
Potencia (kVA)	1.260
Estándar	IEC 60076
<b>Protección media tensión</b>	
Tensión de red < 24 kV	RM6
Tensión de red 24 a 36 kV	Flusarc
<b>Fuente de alimentación auxiliar</b>	
Tensión (V) / frecuencia (Hz)	230 V / 50 Hz
Potencia (VA)	2500 VA garantizada por SAI
<i>Caseta</i>	
<b>Dimensiones</b>	
Montaje in situ (Al x An x P) m	2,90 x 12,19 x 2,44
<b>Peso</b>	
Peso con contenido estándar	< 20 toneladas
<b>Diseño</b>	
Subdivisión	Compartimentos BT y MT separados
<b>Refrigeración</b>	
Compartimento de BT	Forzada mediante ventiladores de inversor
Compartimento de MT	Natural
<b>Grado IP</b>	
Compartimento de BT	IP54 (con filtros)
Protección del transformador / MT	IP21 / IP33
<i>Condiciones de funcionamiento</i>	
Rango de temperatura de funcionamiento (°C)	-10 a +45 derateo de potencia a mayor temperatura ambiente
Humedad relativa máxima (%)	95% sin condensación
Altitud (m)	< 1500 m
Irradiación solar máxima (W/m <sup>2</sup> )	1.200
Velocidad máxima del viento (km / h)	123
Carga máxima por nieve (kg / m <sup>2</sup> )	250
Seísmos (aceleración horizontal máx.) (g)	0,3
<b>Otras características</b>	
Iluminación	En interior y exterior
Alimentación para servicio	Tomas de enchufe
Calefacción	Calefactor con termostato
Seguridad	Kit de información, iluminación de emergencia y seguridad, conforme a IEC 62271-202

Las principales características del transformador se muestran en la tabla siguiente:

<b>TABLA 12: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR</b>	
<b>Fabricante</b>	<b>Schneider</b>
<b>Denominación</b>	<b>Minera PV-1260</b>
Potencia (kVA)	1260
Tensión primaria (V) entre fases	2 x 350
Tensión secundaria (kV)	20
Nivel de tensión de aislamiento (primario) (kV)	24
Rango de regulación (%)	-5, -2,5, 0, +2,5, +5
Grupo de conexión	DY11Y11
Pérdidas en vacío (w)	1.350
Pérdidas en plena carga (w)	11.000
Tensión de cortocircuito (%)	6
Tipo de refrigerante	Aceite mineral
Estándar	EN 50464-1, EN 60076-1 hasta 10
Peso de aceite (kg)	1.150
Peso total (kg)	4.200

## 5.12. CENTRO DE MEDIDA Y SECCIONAMIENTO

Dada la topología que el fabricante Schneider elige para la solución integrada PV Box, en la que se instala únicamente una celda de línea para la utilización de una red radial, será necesario la instalación de un centro de medida y seccionamiento, que deberá contar con al menos las cinco celdas de línea necesarias para la conexión de los cinco CTs de la instalación fotovoltaica, además de la celda de medida, y las celdas de línea que la compañía suministradora exija para la interconexión con su red de media tensión.

Puesto que este elemento es el punto de unión entre la instalación objeto del proyecto y la red de distribución de media tensión, no es algo que el proyectista pueda definir sin el acuerdo explícito con la compañía suministradora, por lo que se deja fuera del alcance del presente documento.

## 6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

### 6.1. PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

Se redacta este punto en base a lo establecido en el documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red; PCT-C-REV - julio 2011 de IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), en su punto 7.

#### 6.1.1. Irradiación sobre superficie horizontal

Se define como la energía por unidad de superficie recibida en una superficie horizontal para un determinado periodo de tiempo.

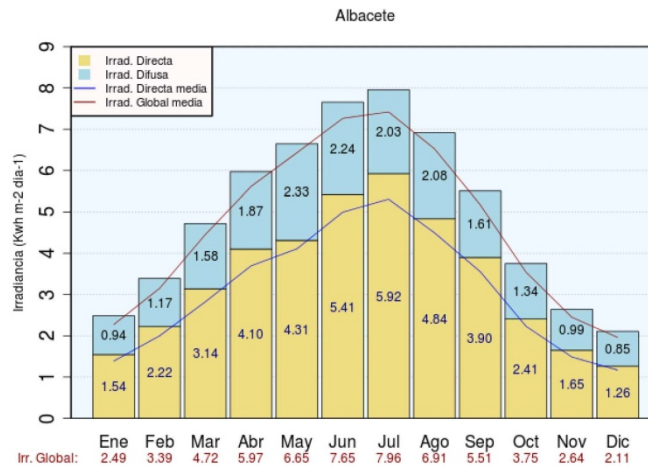
Se designa como  $G_{dm}(0)$  y se mide en  $kWh/(m^2 \cdot día)$ .

Se debe obtener este valor a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología
- Organismo autonómico oficial
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE

La fuente utilizada en este proyecto ha sido la Agencia Estatal de Meteorología. Concretamente el documento *“Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT”*.

La siguiente figura, obtenida de la citada fuente, muestra los valores para la provincia de Albacete para los distintos meses del año, distinguiendo entre irradiación directa y difusa, así como los valores medios de la irradiación directa y la global.



**Figura 14:** Irradiancia media diaria por meses para la provincia de Albacete

### 6.1.2. Ángulo de inclinación óptimo

Se trata de determinar la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos, a fin de maximizar la energía eléctrica generada a lo largo del periodo anual. En este apartado se asume que los paneles fotovoltaicos tienen una posición fija e invariable a lo largo del año. Por lo tanto la orientación deberá ser hacia el sur, y deberá determinarse la inclinación óptima.

Hay varios métodos y expresiones para determinar este parámetro.

$$1) \beta_{\text{opt}} = \phi - 10^{\circ} \quad (\text{ec-01})$$

donde  $\phi$  es la latitud en grados. En nuestro caso la latitud es de  $38,85^{\circ}$ , y aplicando esta expresión el ángulo de inclinación óptimo sería de  $28,85^{\circ}$

$$2) \beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 |\phi| \quad (\text{ec-02})$$

Aplicando esta expresión en nuestro caso, el ángulo de inclinación óptimo sería de  $30,51^{\circ}$

3) Existen publicadas tablas en las que para cada latitud y para cada mes aparecen, en función de la inclinación del panel fotovoltaico, los factores de corrección  $k$  a aplicar a la energía irradiada sobre la superficie horizontal, para obtener la energía irradiada sobre la superficie inclinada.

Concretamente, de la página web [www.solarweb.net](http://www.solarweb.net), se puede descargar en formato Excel las mencionadas tablas.

De las expresiones 1) y 2) anteriores, se desprende que el ángulo óptimo en nuestro caso estará por los alrededores de  $30^{\circ}$ . El método que se va a emplear para determinar el ángulo óptimo, va a ser maximizar, en función de los valores  $k$  mostrados en las tablas para la latitud de  $39^{\circ}$  (la más próxima a la de nuestra ubicación,  $38,85^{\circ}$ ), la producción anual de energía.

En la tabla a continuación se muestran los valores del factor  $k$ , para una latitud de  $39^{\circ}$ , para las inclinaciones de  $25^{\circ}$ ,  $30^{\circ}$ , y  $35^{\circ}$ .

TABLA 13: FACTORES K PARA LATITUD 39º Y ÁNGULOS DE INCLINACIÓN ENTRE 25º Y 35º												
	Factores correctores de energía recibida respecto a superficie horizontal por una superficie inclinada, para una latitud de 39º											
Inclinación (grados)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1,00	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1,00	0,97	1,00	1,08	1,19	1,33	1,41	1,40
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,20	1,35	1,45	1,43

Para lograr una mayor exactitud, se ha interpolado entre estos valores a fin de poder afinar mejor el valor de inclinación óptima. La tabla resultante se muestra a continuación, con avance de 1 grado de inclinación entre filas consecutivas. Los valores en amarillo son datos de partida y los valores en cursiva son los interpolados.

TABLA 14: FACTORES K INTERPOLADOS												
	Factores correctores interpolados de energía recibida respecto a superficie horizontal por una superficie inclinada, para una latitud de 39º											
Inclinación (grados)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
25	1,290	1,230	1,150	1,070	1,020	1,000	1,020	1,080	1,180	1,290	1,360	1,350
26	1,298	1,234	1,152	1,070	1,016	0,994	1,016	1,080	1,182	1,298	1,370	1,360
27	1,306	1,238	1,154	1,070	1,012	0,988	1,012	1,080	1,184	1,306	1,380	1,370
28	1,314	1,242	1,156	1,070	1,008	0,982	1,008	1,080	1,186	1,314	1,390	1,380
29	1,322	1,246	1,158	1,070	1,004	0,976	1,004	1,080	1,188	1,322	1,400	1,390
30	1,330	1,250	1,160	1,070	1,000	0,970	1,000	1,080	1,190	1,330	1,410	1,400
31	1,334	1,254	1,160	1,066	0,994	0,964	0,996	1,076	1,192	1,334	1,418	1,406
32	1,338	1,258	1,160	1,062	0,988	0,958	0,992	1,072	1,194	1,338	1,426	1,412
33	1,342	1,262	1,160	1,058	0,982	0,952	0,988	1,068	1,196	1,342	1,434	1,418
34	1,346	1,266	1,160	1,054	0,976	0,946	0,984	1,064	1,198	1,346	1,442	1,424
35	1,350	1,270	1,160	1,050	0,970	0,940	0,980	1,060	1,200	1,350	1,450	1,430

Por otro lado, los valores medios de irradiación mensual indicados en el apartado 6.1.1 se muestran en la tabla a continuación.

TABLA 15: Irradiación diaria media mensual para la provincia de Albacete en kWh / (m <sup>2</sup> · día) sobre superficie horizontal											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2,49	3,39	4,72	5,97	6,65	7,65	7,96	6,91	5,51	3,75	2,64	2,11

No habrá más que combinar las dos tablas, para poder determinar la producción anual que correspondería a cada inclinación posible de los paneles.

El resultado se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 16: BÚSQUEDA DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO													
β	Irradiación diaria media mensual para la provincia de Albacete en kWh / (m <sup>2</sup> · día) para superficie inclinada, según ángulo de inclinación												
º	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media
25	3,212	4,170	5,428	6,388	6,783	7,650	8,119	7,463	6,502	4,838	3,590	2,849	5,583
26	3,232	4,183	5,437	6,388	6,756	7,604	8,087	7,463	6,513	4,868	3,617	2,870	5,585
27	3,252	4,197	5,447	6,388	6,730	7,558	8,056	7,463	6,524	4,898	3,643	2,891	5,587
28	3,272	4,210	5,456	6,388	6,703	7,512	8,024	7,463	6,535	4,928	3,670	2,912	5,589
29	3,292	4,224	5,466	6,388	6,677	7,466	7,992	7,463	6,546	4,958	3,696	2,933	5,592
30	3,312	4,238	5,475	6,388	6,650	7,421	7,960	7,463	6,557	4,988	3,722	2,954	5,594
31	3,322	4,251	5,475	6,364	6,610	7,375	7,928	7,435	6,568	5,003	3,744	2,967	5,587
32	3,332	4,265	5,475	6,340	6,570	7,329	7,896	7,408	6,579	5,018	3,765	2,979	5,580
33	3,342	4,278	5,475	6,316	6,530	7,283	7,864	7,380	6,590	5,033	3,786	2,992	5,572
34	3,352	4,292	5,475	6,292	6,490	7,237	7,833	7,352	6,601	5,048	3,807	3,005	5,565
35	3,362	4,305	5,475	6,269	6,451	7,191	7,801	7,325	6,612	5,063	3,828	3,017	5,558

Utilizando este método que en principio parece el más exacto, la inclinación óptima que resulta para paneles con instalación fija es de  $\beta_{\text{ópt}} = 30^\circ$ .

Parece bastante lógico este valor, ya que queda justo en medio de los valores obtenidos por los métodos descritos en 1) y 2), siendo además los tres valores muy próximos entre sí.

Se asume pues la coherencia del método y se adopta como ángulo de inclinación óptimo para este proyecto.

$$\beta_{\text{ópt}} = 30^\circ$$

### 6.1.3. Irradiación sobre plano del generador

Según lo visto en el punto anterior, la irradiación resultante para esta inclinación óptima de  $30^\circ$  resulta la siguiente.

**TABLA 17: Irradiación diaria media mensual para la provincia de Albacete en kWh / (m<sup>2</sup> · día), para superficie inclinada 30 grados.**

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
3,312	4,238	5,475	6,388	6,650	7,421	7,960	7,463	6,557	4,988	3,722	2,954

### 6.1.4. Cálculo del Performance Ratio

El Performance Ratio (PR) es un parámetro que evalúa la eficiencia de la instalación, considerando las distintas pérdidas energéticas que se producen debido a una serie de factores. Estos factores son:

- Pérdida de potencia entregada por los paneles fotovoltaicos por efecto de la temperatura
- Pérdidas en el cableado por efecto Joule
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
- Pérdidas por errores de seguimiento del PMP por parte de los inversores
- Pérdidas en inversores
- Pérdidas en los transformadores
- Otras pérdidas

A continuación se analizan y evalúan cada uno de estos puntos.

#### 6.1.4.1. Pérdidas por efecto de la temperatura sobre los paneles

Los paneles fotovoltaicos, tal como se indicó en el apartado 5.2., sufren una pérdida de eficiencia por efecto de la temperatura. Así pues, para el panel elegido en este proyecto, el fabricante indica que la temperatura nominal de operación es de  $46^\circ\text{C}$ . Esta es la temperatura que alcanza el panel para unas condiciones de trabajo establecidas que son las siguientes:

- Irradiancia recibida por el panel:  $800 \text{ W/m}^2$
- Temperatura ambiente:  $20^\circ\text{C}$
- Velocidad del viento:  $1 \text{ m/s}$

Para estimar la temperatura que alcanzan las células de los paneles se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c = T_{\text{amb}} + \text{linc} (\text{W/m}^2) \cdot (\text{TNO} (\text{C}) - 20) / 800 \quad (\text{ec-03})$$

siendo:

$T_c$  : Temperatura de célula

$T_{\text{amb}}$  : Temperatura ambiente

$\text{linc} (\text{W/m}^2)$  : Irradiancia incidente sobre la célula

El principal efecto sobre la curva I-V de un panel por aumento de la temperatura, es una disminución de la tensión en circuito abierto, aunque también afecta muy levemente al valor de corriente de corto circuito, incrementando ésta.

Para el panel elegido, los parámetros relacionados con la temperatura son los siguientes:

<b>TABLA 18: PARÁMETROS TÉRMICOS DEL PANEL SW290</b>	
Temperatura nominal (°C)	46
Coef temperatura I (%/°C)	0,07
Coef temperatura U (%/°C)	-0,29
Coef temperatura P (%/°C)	-0,39

Para poder realizar una estimación más o menos acertada de las pérdidas ocasionadas por este factor, debemos tener en cuenta que la mayor producción de energía de los paneles se produce justamente con las horas de mayor radiación solar. No vale por tanto utilizar datos de temperaturas medias mensuales, ya que estos valores tendrían en cuenta los tramos horarios nocturnos, donde la temperatura es inferior y, por lo tanto, baja la media. Sin embargo la media que habría que considerar para conseguir una mejor aproximación, sería la temperatura media a lo largo de las horas de sol.

Consultando en la página web <http://www.almansameteo.com/descargas.php>, se ha tenido acceso a los datos completos por años de las temperaturas de cada día del año, con intervalos de 1 minuto.

Haciendo la media para cada uno de los meses, en las horas en las que la radiación solar es significativa, se obtiene una estimación de temperaturas medias a efectos de rendimientos de paneles solares, que son las siguientes. Se obvian por excesivo tamaño todas las tablas Excel utilizadas para este cálculo.

<b>TABLA 19: Temperatura media (°C) mensual estimada durante horas de sol en el municipio de Almansa</b>											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
10,3	7,7	11,8	15,8	27,4	28,9	30,8	29,1	20,0	17,5	13,5	11,2

Además será necesario estimar a efectos de este cálculo, la irradiación media recibida por los paneles solares, con su inclinación de 30°, durante los mismos intervalos de horas de sol utilizados para la estimación de la temperatura media. Se muestra en la siguiente tabla:

<b>TABLA 20: Irradiación media (w/m2) mensual estimada durante horas de sol en el municipio de Almansa para inclinación 30°</b>											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
662	770	842	913	887	928	995	995	937	831	677	591

Con estos valores y con las características del panel solar, se obtiene por meses las pérdidas de potencia estimadas.

<b>TABLA 21: Temperatura (°C) media de las células solares durante horas de sol y rendimiento por meses</b>												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
T (°C)	31,8	32,7	39,1	45,5	56,2	59,0	63,1	61,4	50,4	44,5	35,5	30,4
Rend (%)	97,3	97,0	94,5	92,0	87,8	86,7	85,1	85,8	90,1	92,4	95,9	97,9

Y, finalmente, habrá que ponderar estas pérdidas de potencia según los meses, ya que justamente en los meses en los que la producción es mayor es en los que más pérdidas por este concepto se producen. La siguiente tabla muestra el resultado.



TABLA 22: Pérdida de eficiencia por temperatura													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	suma
kWh / (m <sup>2</sup> · día) (30º)	3,31 2	4,23 8	5,47 5	6,38 8	6,65 0	7,42 1	7,96 0	7,46 3	6,55 7	4,98 8	3,72 2	2,95 4	67,12 6
Rend (%)	97,3	97,0	94,5	92,0	87,8	86,7	85,1	85,8	90,1	92,4	95,9	97,9	
irradiación corregida	3,22 4	4,11 0	5,17 4	5,87 8	5,84 0	6,43 5	6,77 6	6,40 2	5,90 6	4,60 8	3,57 0	2,89 2	60,81 5
rendimiento anual (%)													<b>90,60</b>

Por tanto, la pérdida de eficiencia por efecto de la temperatura sobre los paneles fotovoltaicos se estima en un **9,40%**.

#### 6.1.4.2. Pérdidas en el cableado por efecto Joule

Tal y como se verá en el punto 6.4., el dimensionado del cableado se calcula para garantizar que, en las condiciones de funcionamiento, la caída de tensión quede limitada al 1,5%.

Ello significa que las pérdidas energéticas por este concepto quedan limitadas de a este mismo valor. Pero este valor de pérdidas solo se alcanzará cuando las condiciones de funcionamiento sean las nominales, ya que para una menor irradiancia, al ser menores las intensidades que circulan por los cables, serán también menores las caídas de tensión en los mismos, mientras que la tensión de trabajo varía en menor medida al disminuir la irradiancia recibida por los paneles. Por tanto la caída de tensión porcentual será menor para estas condiciones.

En la instalación objeto del proyecto las pérdidas de eficiencia en el cableado se van a producir mayoritariamente en la parte de corriente continua, ya que la parte de corriente alterna tiene cableados con longitudes muy pequeñas, al estar los inversores situados junto al transformador.

Se tomará pues este valor de **1,5%** como la pérdida de eficiencia en cableados, que será más desfavorable que las pérdidas reales.

#### 6.1.4.3. Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad

Si parte de las células que forman un panel fotovoltaico se encuentran sucias, la curva de ese panel se va a ver modificada, teniendo el mismo efecto que si recibiera menos radiación solar. Este factor negativo sobre la potencia generada, va a depender mucho de la ubicación de la instalación y del mantenimiento que se realice en la misma.

Los márgenes de variación de las pérdidas por suciedad oscilan entre el 0% para módulos completamente limpios, y el 8% para módulos que se ven muy sucios.

Se tomará en este proyecto el valor del **4%** para estar situados en un punto intermedio, ya que a priori no sabemos cómo afectará exactamente este factor en la instalación.

Por otro lado, las curvas características I-V de los distintos paneles no son idénticas, puesto que existen unas tolerancias a la hora de fabricación de estos elementos. Este hecho provoca que en las agrupaciones serie-paralelo que realizamos en nuestro sistema, se produzcan ciertas pérdidas. En efecto, cuando enseriamos paneles obligamos a que la intensidad sea la misma en todos ellos, y cuando ponemos en paralelo los strings, obligamos a que la tensión en todos ellos sea la misma.

Al final el inversor será el encargado de trabajar en el punto de máxima potencia de la curva resultante. Pero si las curvas no son idénticas, habrá paneles cuyo punto de funcionamiento individual no será exactamente el de máxima potencia. De ahí las pérdidas por este concepto.

Un valor que se encuentra en la literatura técnica para la estimación de las pérdidas por este concepto es entorno al **2%**. Este valor será el adoptado en este proyecto.

#### 6.1.4.4. Pérdidas por errores de seguimiento del PMP de los inversores

Aunque los inversores funcionan con algoritmos que buscan hacer trabajar a los paneles solares en su punto de máxima potencia PMP, se admite que el seguimiento no es perfecto, por lo que existe una pérdida de eficiencia por este concepto.

Se suele admitir un valor entorno al **1%** para evaluar estas pérdidas. Se adopta este valor para este proyecto.

#### 6.1.4.5. Pérdidas en inversores

Son inherentes a las condiciones de funcionamiento de los componentes electrónicos de potencia. Dichos componentes pese a funcionar en modo conmutación, sufren disipación de potencia debido a que mientras conducen corriente, tienen una cierta caída de tensión en el sentido de paso de esta corriente, por lo cual disipan una potencia que es igual al producto de esa tensión y esa corriente en cada instante.

No obstante, los rendimientos de los inversores son muy altos y estas pérdidas son pequeñas. Para el inversor elegido en este proyecto, el parámetro de eficiencia que da el fabricante es del 98,4%.

Así pues, se toma **1,6%** como el valor de pérdidas por este concepto.

#### 6.1.4.6. Pérdidas en transformadores

Las pérdidas de eficiencia en los transformadores vienen determinadas por dos parámetros.

- Pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío

Son las pérdidas originadas por las corrientes de Foucault que circulan en el núcleo de hierro debido a la variación temporal del flujo magnético en el mismo. Puesto que el flujo viene determinado por la tensión a la que está sometido el devanado y ésta va a ser constante (puesto que el transformador se encuentra permanentemente conectado a la red de media tensión), las pérdidas por este concepto se asumen independientes del factor de carga del transformador y, por tanto, se estarán produciendo durante las 24 horas del día.

Para el transformador elegido en este proyecto, el fabricante da el valor de 1.350 watios como las pérdidas en vacío.

Teniendo en cuenta que existen 5 transformadores iguales en nuestra instalación, la energía anual que se perderá por este concepto será:

$$E_{pv} = 1,350\text{kw/tranformador} \cdot 365 \text{ días/año} \cdot 24 \text{ h/día} \cdot 5 \text{ transformadores} = 59.130 \text{ kwh/año}$$

En este caso, al ser una pérdida de potencia constante e ininterrumpida, para saber qué porcentaje supone sobre la total generada por la instalación, habrá que determinar primero ésta, sin considerar estas pérdidas.

Además, puesto que en cada mes la energía generada será distinta, el porcentaje de pérdidas que este concepto supone será variable a lo largo del año.

- Pérdidas en devanados con transformador en carga

Para la evaluación de este parámetro, la valor que nos da el fabricante como pérdidas a plena carga es de 11.000 watios. En este caso sí se puede considerar que esta pérdida es proporcional al nivel de carga, por lo que podemos considerar que, en porcentaje, supone una pérdida de

$$\text{Pérdidas en carga (\%)} = \frac{P \text{ pérdidas plena carga (w)}}{P \text{ nominal trafo (w)}} = \frac{11.000}{1.260.000} = \mathbf{0,87\%} \quad (ec-04)$$

### 6.1.4.7. Otras pérdidas

Se engloban en este apartado otra serie de pérdidas como pueden ser pérdidas en conexionados, pérdidas en elementos de protección, etc.

Para este proyecto se estima un **1%** como valor de pérdidas englobadas en este apartado.

Los resultados globales se muestran en la siguiente tabla, a falta de las pérdidas en vacío de los transformadores.

TABLA 23: Pérdidas de eficiencia globales (%) a excepción de pérdidas en vacío de los trafos												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Por temp paneles	2,66	3,02	5,51	7,98	12,17	13,28	14,87	14,21	9,92	7,61	4,09	2,11
Cableado	1,50											
Suciedad	4,00											
Dispersión	2,00											
Seguimiento PMP	1,00											
Inversores	1,60											
Trafos carga	0,87											
Otros	1,00											
Total pérdidas	14,63	14,99	17,48	19,95	24,14	25,25	26,84	26,18	21,89	19,58	16,06	14,08
PR(1)	0,85	0,85	0,83	0,80	0,76	0,75	0,73	0,74	0,78	0,80	0,84	0,86

### 6.1.5. Energía inyectada a la red

Puesto que la potencia pico de un panel fotovoltaico es la potencia que este panel genera cuando la irradiancia que recibe en su superficie es de  $1000 \text{ w/m}^2$ , será lo mismo hablar de energía solar recibida por metro cuadrado que energía eléctrica generada por kilowatio pico instalado (evidentemente, afectada por el factor Performance Ratio).

Así pues, la expresión que se emplea para el cálculo de energía generada, como establece el documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDEA, es la siguiente:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{cem}} \text{ kwh / día} \quad (ec-05)$$

Donde:

- $E_p$  es la energía generada en un día, medida en kwh
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$  es la irradiación diaria recibida sobre la superficie inclinada de los paneles, medida en  $\text{kWh} / (\text{m}^2 \cdot \text{día})$
- $G_{cem}$  es  $1 \text{ kw} / \text{m}^2$
- PR es el Performance Ratio
- $P_{mp}$  es la potencia pico del generador expresada en kw

La siguiente tabla muestra los resultados diarios por meses, evaluando el porcentaje resultante de pérdidas por efecto de pérdidas en vacío de los transformadores, teniendo en cuenta que para los cinco transformadores con pérdidas de 1.350 vatios cada uno, la energía diaria perdida por este concepto será de  $5 \times 1,35 \times 24 = 162 \text{ kwh} / \text{día}$ .

<b>TABLA 24: Cálculo del porcentaje de pérdidas en vacío de los transformadores</b>						
Mes	kWh/(m2 día)		PR	kWh / (kWp día) Ep	kwh/día para 5,8 MWp E total día	% pérdidas vacío
	Gdm(0)	Gdm (0,30º)				
Enero	2,49	3,31	0,85	2,83	16.397	0,99
Febrero	3,39	4,24	0,85	3,60	20.894	0,78
Marzo	4,72	5,48	0,83	4,52	26.205	0,62
Abril	5,97	6,39	0,80	5,11	29.659	0,55
Mayo	6,65	6,65	0,76	5,04	29.257	0,55
Junio	7,65	7,42	0,75	5,55	32.173	0,50
Julio	7,96	7,96	0,73	5,82	33.775	0,48
Agosto	6,91	7,46	0,74	5,51	31.952	0,51
Septiembre	5,51	6,56	0,78	5,12	29.704	0,55
Octubre	3,75	4,99	0,80	4,01	23.263	0,70
Noviembre	2,64	3,72	0,84	3,12	18.122	0,89
Diciembre	2,11	2,95	0,86	2,54	14.721	1,10

Con estos valores, podremos obtener ya el Performance Ratio definitivo por meses, que queda como sigue.

<b>TABLA 25: Pérdidas de eficiencia globales (%) PR</b>												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Por temp paneles	2,66	3,02	5,51	7,98	12,17	13,28	14,87	14,21	9,92	7,61	4,09	2,11
Cableado	1,50											
Suciedad	4,00											
Dispersión	2,00											
Seguimiento PMP	1,00											
Inversores	1,60											
Trafos vacío	0,99	0,78	0,62	0,55	0,55	0,50	0,48	0,51	0,55	0,70	0,89	1,10
Trafos carga	0,87											
Otros	1,00											
Total pérdidas	15,62	15,76	18,10	20,49	24,70	25,75	27,32	26,69	22,44	20,28	16,96	15,18
<b>PR</b>	<b>0,84</b>	<b>0,84</b>	<b>0,82</b>	<b>0,80</b>	<b>0,75</b>	<b>0,74</b>	<b>0,73</b>	<b>0,73</b>	<b>0,78</b>	<b>0,80</b>	<b>0,83</b>	<b>0,85</b>

Y con los valores del Performance Ratio por meses, ya se puede obtener la producción global de la instalación para la potencia pico de 5,8 MW

<b>TABLA 26: DATOS ENERGÍA GENERADA POR LA PLANTA DE 5,8 MWp</b>							
Mes	kWh/(m2 día)		PR	kWh / (kWp día) Ep	Días / mes	kWh/mes / kwpico	kWh/mes para 5,8 MWp
	Gdm(0)	Gdm (0,30º)					
Enero	2,49	3,31	0,84	2,83	31	87,26	506.127
Febrero	3,39	4,24	0,84	3,60	28	98,88	573.475
Marzo	4,72	5,48	0,82	4,52	31	138,61	803.960
Abril	5,97	6,39	0,80	5,11	30	153,31	889.196
Mayo	6,65	6,65	0,75	5,04	31	161,48	936.608
Junio	7,65	7,42	0,74	5,55	30	170,67	989.895
Julio	7,96	7,96	0,73	5,82	31	185,07	1.073.406
Agosto	6,91	7,46	0,73	5,51	31	177,37	1.028.722
Septiembre	5,51	6,56	0,78	5,12	30	154,09	893.705
Octubre	3,75	4,99	0,80	4,01	31	123,69	717.402
Noviembre	2,64	3,72	0,83	3,12	30	91,20	528.953
Diciembre	2,11	2,95	0,85	2,54	31	76,31	442.608
<b>kWh/año para 5,8 MWp</b>							<b>9.384.057</b>

### 6.1.6. Comparativa panel fijo vs seguidores de 1 eje y 2 ejes

Es evidente que la máxima energía solar que puede recibir una superficie plana se obtiene manteniendo esa superficie perpendicular a los rayos que le llegan del sol.

Cuando en una instalación fotovoltaica los paneles solares son fijos, sin movimiento, se elige la mejor orientación posible para maximizar la energía que reciben por radiación solar. En este caso, se orientan al sur y se busca el ángulo de inclinación óptimo, tal y como se hizo en el apartado 6.1.2. de este proyecto.

Existe la posibilidad de utilizar una estructura que permita mover de alguna manera los paneles solares para poder aumentar la energía solar que reciban. Son los llamados “seguidores solares”, y los hay de varios tipos, en función del ángulo o ángulos que puedan modificarse. A continuación se muestra una figura que muestra la nomenclatura para los distintos ángulos intervinientes. (Fuente: [http://www.scalofrios.es/Calor/Solartermica/imagenes/angulos\\_captadores.jpg](http://www.scalofrios.es/Calor/Solartermica/imagenes/angulos_captadores.jpg)).

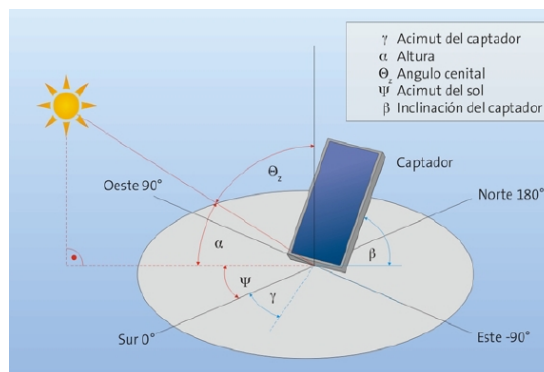


Figura 15: definición de ángulos de paneles fotovoltaicos

- Seguidores de 1 eje horizontal. El panel gira sobre un eje horizontal orientado N-S, manteniendo la normal a la superficie del panel paralela al plano meridional terrestre que contiene al sol.
- Seguidores de 1 eje polar. El panel gira sobre un eje orientado N-S y con inclinación igual a la latitud, manteniendo la normal a la superficie del panel paralela al plano meridional terrestre que contiene al sol.
- Seguidores de 1 eje azimutal. La superficie gira sobre un eje vertical, manteniendo la inclinación de los paneles constante e igual a la latitud. El ángulo se ajusta de manera que la normal a la superficie del panel esté contenida en el plano meridional local que contiene al sol.
- Seguidores de 2 ejes. La normal a la superficie de los paneles solares siempre se dirige al sol.

Se han comparado las ganancias de los distintos tipos de seguidores respecto al sistema de panel fijo con ángulo de inclinación óptimo. Se han hecho uso de las dos fuentes que se indican a continuación.

1) RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (IV), por Eduardo Lorenzo, del Instituto de Energía Solar UPM.

2) JRC European Commission; PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS), sitio web <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.

El primero es un documento con un análisis muy exhaustivo, donde se analizan las ganancias obtenidas por distintos seguidores solares, en función de una multitud de factores y condiciones.

El segundo es un sitio web interactivo, donde se indica la ubicación de la instalación y permite obtener valores de energía obtenidos pudiendo variar distintos parámetros, como inclinación de paneles, tipo de seguidor o panel fijo, etc.

El resultado de la comparativa en base a estas dos fuentes de información se resume en la siguiente tabla.

<b>TABLA 27: COMPARATIVA CON SEGUIDORES SOLARES</b>				
<b>Fuentes</b>				
1) <i>RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (IV) (Tabla 1-A del anexo)</i>				
Eduardo Lorenzo: Instituto de Energía Solar UPM				
2) <i>JRC European Commission; PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i>				
<a href="http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#">http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#</a>				
<b>Factores de multiplicación irradiación sobre paneles respecto panel fijo con inclinación óptima (est)</b>				
	2x/est	1xp/est	1xa/est	1xh/est
	2 ejes	1 eje polar	1 eje azimutal	1 eje hor N-S
1)	1,405	1,362	1,313	1,241
2)	1,364	1,327	1,327	1,222
<b>valor medio</b>	<b>1,385</b>	<b>1,345</b>	<b>1,320</b>	<b>1,232</b>

Vemos que el eje horizontal es el que menos ganancia presenta, aumentando el rendimiento de la instalación en un 23,2%, mientras que el seguidor de eje polar, con una ganancia del 34,5% parece a priori el más competitivo, dada la poca diferencia con el seguidor de 2 ejes, que es el más costoso de instalar.

Sin embargo, como desventajas de la utilización de seguidores están las siguientes:

- Son sistemas más caros que las estructuras fijas, y requieren de un mantenimiento adicional.
- Son más complejos de instalar, por lo que los costes de instalación también se verán incrementados.
- Requieren distancias de separación entre grupos de paneles, no solo entre filas, sino también hacia los lados, dependiendo del tipo de seguidor utilizado.

En este proyecto la parcela elegida es bastante irregular en planta. Para aprovechar al máximo la superficie se ha tenido que realizar una distribución de paneles adaptando en cada zona de la parcela el número de strings a colocar en dirección W-E. La utilización de seguidores solares complicaría todavía más la distribución de elementos y obligaría a instalar menos potencia pico debido al espacio adicional requerido.

Por tanto, en caso de utilizar algún tipo de seguidor, se incrementaría el rendimiento de la instalación a costa de disminuir la potencia total a instalar e incrementar los costes de instalación y mantenimiento.

La opción de instalar o no seguidores solares no tiene hoy en día una preferencia clara por parte de las ingenierías y de los instaladores. Al final se convierte más bien en una cuestión de elegir entre un sistema más conservador y robusto, y un sistema más arriesgado con más rentabilidad potencial.

Para este proyecto se opta por la instalación de **paneles fijos**.

## **6.2. TOPOLOGÍA Y BLOQUES DE LA INSTALACIÓN**

### **6.2.1. Agrupación serie de paneles para formar strings**

El número máximo de paneles en serie para formar strings vendrá determinado por la tensión máxima de entrada de los inversores, y la tensión en circuito abierto de los paneles fotovoltaicos.

$$N_{\max} = U_{\max \text{ inv}} / U_{oc} = 1000 / 39,6 = 25,25 \quad (ec-06)$$

Siendo:

N<sub>máx</sub>: número máximo de paneles por string

U<sub>máx inv</sub>: tensión de entrada máxima en el inversor

U<sub>oc</sub>: tensión en circuito abierto de los paneles fotovoltaicos

Se toma pues el valor de **25** como el número de paneles para formar strings.

Se deberá comprobar que para este número de paneles, el inversor puede trabajar en el punto de máxima potencia, PMP. La comprobación a realizar será:

$$N_{ps} \cdot U_{pmp} < U_{pmi} \quad (ec-07)$$

Siendo:

N<sub>ps</sub>: número de paneles por string (25)

U<sub>pmp</sub>: tensión en el punto de máxima potencia de un panel (31,9 voltios)

U<sub>pmi</sub>: tensión máxima del inversor para efectuar el seguimiento de máxima potencia (800 voltios)

Por tanto se cumple la comprobación puesto que  $25 \cdot 31,9 = 797,50 < 800$

### **6.2.2. Agrupación paralelo de strings para atacar a inversores**

De forma análoga al punto anterior, una vez determinado el número de paneles en serie que se adecúan a las tensiones de trabajo del inversor, lo siguiente será determinar el número de strings a poner en paralelo para adaptar el conjunto a la potencia del inversor.

En este caso, el número máximo de strings en paralelo vendrá determinado por la expresión:

$$N_{máx\ str} = P_{inv} / (N_{ps} \cdot P_p) = 630 / (25 \cdot 0,29) = 86,9 \quad (ec-08)$$

Siendo:

N<sub>máx str</sub>: número máximo de strings en paralelo para atacar a un inversor

P<sub>inv</sub>: potencia del inversor (630 kW en nuestro caso)

N<sub>ps</sub>: número de paneles en serie por string

P<sub>p</sub>: potencia pico de un panel fotovoltaico (0,29 kW en nuestro caso)

Teniendo en cuenta que estas agrupaciones en paralelo se realizan en 2 niveles de agrupamiento, se determina utilizar cuadros de 16 canales de entrada en la agrupación de nivel I, por lo que 5 cuadros de éstos serán los que atacarán a un inversor, resultando por tanto una potencia pico por cada inversor de

$$P_{pico\ inv} = 80\ strings \cdot 25\ paneles/string \cdot 0,29\ kw/panel = 580\ kWp \quad (ec-09)$$

La siguiente figura muestra este esquema

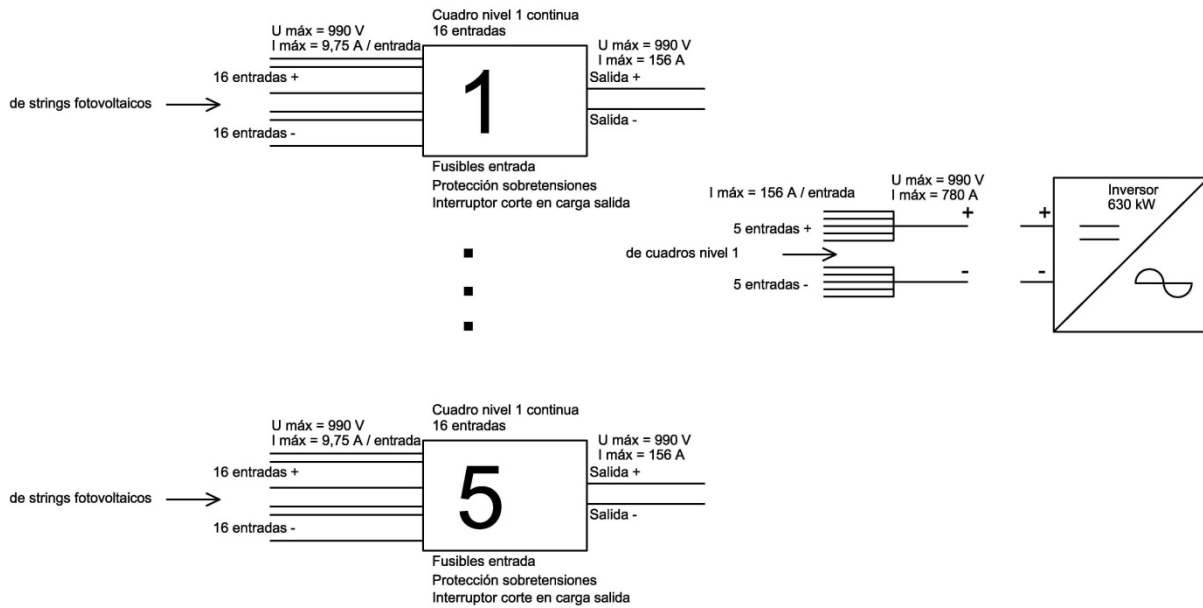


Figura 16: agrupaciones de strings en paralelo, nivel I y nivel II

### 6.2.3. Agrupación inversores y transformadores

Como se ha determinado en el apartado anterior, la potencia pico correspondiente a 1 inversor es de 580 kWp. Así pues, serán necesarios 10 inversores para el conjunto de la instalación. La forma de disponerlos que se elige en este proyecto es en 5 bloques iguales, cada uno de los cuales contendrá 2 inversores de 630 kW y 1 transformador de 1.260 kVA. Estos bloques irán alojados en un edificio prefabricado, donde se ubicarán también el resto de elementos necesarios como protecciones a la entrada y salida de los inversores, vigilante de aislamiento, elementos y servicios auxiliares así como las celdas de media tensión en el lado secundario del transformador.

La siguiente figura muestra este bloque.

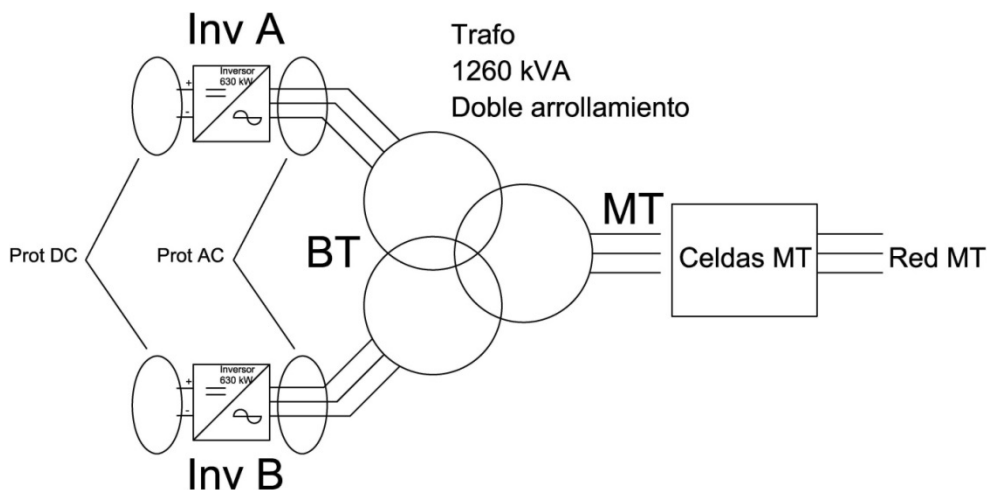


Figura 17: agrupación de inversores con transformador de 3 devanados

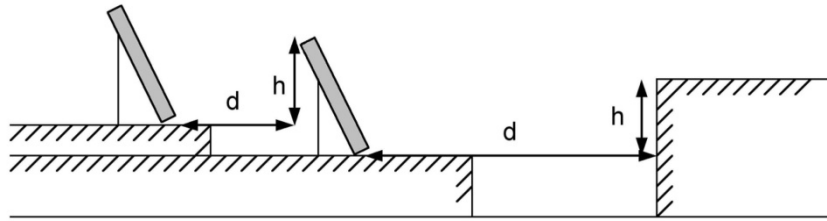
### 6.3. DISPOSICIÓN FÍSICA Y SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE PANELES

El documento Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red IDAE en su punto 5 del Anexo 3, indica que *“La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.*



En cualquier caso,  $d$  ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ .

La figura explicativa de este aspecto, obtenida de la misma fuente, es la siguiente:



**Figura 18:** separación entre filas de paneles

Puesto que las filas de paneles deberán tener esta separación, se va a adoptar una disposición en la que estos espacios entre filas sean lo suficientemente amplios para que pueda circular un vehículo industrial.

La disposición elegida es situar filas de 2 paneles en altura, y la tabla siguiente muestra la distancia resultante entre filas, que resulta ser **4,11 metros**.

TABLA 28: SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE PANELES					
Datos paneles y latitud		k resultante	Disposición	Resultados	
Alto panel (m)	1,675	2,4566	<b>Paneles en altura</b>	<b>h (m)</b>	<b>d (m)</b>
Ancho panel (m)	1,001		1 panel horizontal	0,5005	1,2295
Inclinación (°)	30		1 panel vertical	0,8375	2,0574
Latitud (°)	38,8500		<b>2 paneles en vertical</b>	1,675	<b>4,1147</b>

#### 6.4. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA

El método empleado para canalizar los cableados de corriente continua, tanto desde los strings hasta los cuadros de continua de nivel I, como de éstos hasta las ubicaciones de los inversores, será por bandeja tipo Rejiband, correspondiendo el sistema de instalación a efectos de cálculo de corrientes admisibles con el método F de la tabla 52-B1, recogido en la norma UNE 20460-5-523.

##### 6.4.1. Criterio térmico

Según establece el Reglamento de Baja Tensión en su instrucción ITC-BT-40 "Instalaciones Generadoras de Baja Tensión", en su punto 5, los cables deben estar dimensionados para una intensidad del 125% de la nominal.

- Cables desde strings hasta cuadros de nivel I

Se elige el cable del fabricante General Cable, tipo "EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC".

De la distribución en planta de paneles fotovoltaicos, resulta que el número máximo de circuitos que se van a canalizar desde strings a cuadros de nivel I es de 22.

Se considera una temperatura ambiente de 45°C a efectos de dimensionamiento por criterio térmico.

Con todos estos parámetros, la intensidad mínima admisible a 30°C para el cable empleado resulta ser de 19,46 amperios, por lo que el cable de sección más baja de 1,5 mm<sup>2</sup> cumple con holgura es condición, ya que según los datos del fabricante a 60°C la intensidad admisible es de 30 amperios. En la tabla siguiente se resumen todos estos cálculos.

<b>TABLA 29: CRITERIOS TÉRMICOS SECCIÓN CABLES DC I</b>			
Canalización a emplear: bandeja tipo <b>rejiband</b>			
<b>Tabla 52-B1 método F, cables XLPE 2x</b>			
<b>STRINGS</b>			<b>Fuente</b>
I cortocircuito	9,75	amp	
coef 1,25	12,19	amp	ITC BT 40 - Punto 5
nº máx circ	22		
coef agrup	0,72		Tabla 52-E1 punto 4
coef T 45°C	0,87		Tabla 52-D1, punto 4
Iz mín @ 30°C	19,46	amp	
Sección mín	<b>1,50</b>	mm2	
Iz / 1,5 mm2	30,00	amp	Datos fabricante

- Cables desde cuadros de nivel I hasta DC Box II

Se elige el cable del fabricante General Cable, tipo “EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC”.

De la distribución en planta de cuadros de nivel I e inversores, resulta que el número máximo de circuitos que se van a canalizar desde Cuadros de nivel I hasta DC Box II es de 5.

Se realiza el dimensionamiento para una temperatura ambiente de 45°C.

Procediendo del mismo modo que en el punto anterior, la tabla siguiente muestra los resultados obtenidos.

<b>TABLA 30: CRITERIOS TÉRMICOS SECCIÓN CABLES DC II</b>			
Canalización a emplear: bandeja tipo <b>rejiband</b>			
<b>Tabla 52-B1 método F, cables XLPE 2x</b>			
<b>Cuadro nivel I hasta DC Box II</b>			<b>Fuente</b>
I cortocircuito	156,00	amp	
coef 1,25	195,00	amp	ITC BT 40 - Punto 5
nº máx circ	5		
coef agrup	0,75		Tabla 52-E1 punto 4
coef T 45°C	0,87		Tabla 52-D1, punto 4
Iz mín @ 30°C	298,85	amp	
Sección mín	<b>70,00</b>	mm2	
Iz / 70 mm2	310,00	amp	Tabla 52-C11

- Cables de salida de DC Box II

Siguiendo los mismos criterios que en los casos anteriores, se resume a continuación la tabla de resultados para determinar la sección de estos cables.

<b>TABLA 31: CRITERIOS TÉRMICOS SECCIÓN CABLES DC III</b>			
Canalización a emplear: bandeja tipo <b>rejiband</b>			
<b>Tabla 52-B1 método F, cables XLPE 2x</b>			
<b>DC Box II a inversor</b>			<b>Fuente</b>
I cortocircuito	780	amp	
coef 1,25	975,00	amp	ITC BT 40 - Punto 5
nº máx circ	2		
coef agrup	0,88		Tabla 52-E1 punto 4
coef T 45°C	0,87		Tabla 52-D1, punto 4
Iz @ 30°C	1.274	amp	
Sección mín	<b>2x240</b>	mm2	
Iz / 2x240 mm2	1358	amp	Tabla 52-C11 Método 4

La sección de salida resultante es por tanto **2 cables de 240 mm<sup>2</sup>** para cada polaridad.

#### 6.4.2. Criterio de caída de tensión

El Reglamento de Baja Tensión en su instrucción ITC-BT-40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión”, en su punto 5, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Para la realización de este cálculo se asume que la caída de tensión desde la DC Box II hasta el inversor, así como en la parte de alterna, va a ser despreciable, puesto que las DC Box II, los inversores y los transformadores están muy próximos entre sí. Así pues, la caída de tensión se dividirá en dos partes:

- La caída de tensión entre los strings de paneles y los cuadros de nivel I. Estos cables se considerarán recorridos, a efectos de este cálculo, no por la corriente de cortocircuito sino por la corriente en el punto de máxima potencia, que es el punto de trabajo deseable cuando se está generando e inyectando energía a la red. En este caso el valor de la corriente a considerar será 9,2 amperios.
- La caída de tensión entre los cuadros de nivel I y los inversores. En este caso la corriente a considerar será de 16 veces la de un string, esto es, 147 amperios.

La sección de los cables debe determinarse para que la caída de tensión a lo largo del recorrido desde los paneles fotovoltaicos hasta los inversores sea inferior al 1,5% de la tensión de trabajo en el punto de máxima potencia, no de la de circuito abierto, por el mismo motivo que en el caso de la corriente. En este caso esa tensión es de 797,50 voltios.

Puesto que se trata de corriente continua, la expresión a aplicar para calcular la caída de tensión en un tramo será la siguiente:

$$\Delta V = I_{pmp} \cdot \rho \cdot 2 \cdot L / S \quad (ec-10)$$

Donde:

$\Delta V$  es la variación de tensión en voltios

$I_{pmp}$  es la intensidad circulante en el tramo considerado, para el punto de máxima potencia

$\rho$  es la resistividad del cobre, de valor 0,017  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$L$  es la longitud física del tramo considerado

$S$  es la sección del cable

En este proyecto la parcela donde se realiza la instalación es bastante irregular en planta, por lo que para hacer este cálculo, deben tenerse en cuenta longitudes que son diferentes dependiendo de la ubicación concreta del string considerado. Por ello se ha implementado una hoja Excel simulando las ubicaciones de paneles, cuadros nivel I e inversores, considerando que al recorrer celdas en vertical o en horizontal, se recorren distancias físicas conocidas. Con ello se realiza una especie de “fotografía” de la instalación, y se diseña la hoja Excel para que podamos escribir en cada celda la sección que queremos simular, y en otra parte de la misma se reflejan las caídas de tensión hasta cuadros de nivel I y totales hasta paneles.

En la siguiente figura se muestran imágenes de ubicación de paneles, cuadros nivel I e inversores sobre la parcela y la simulación de los mismos en la hoja Excel.

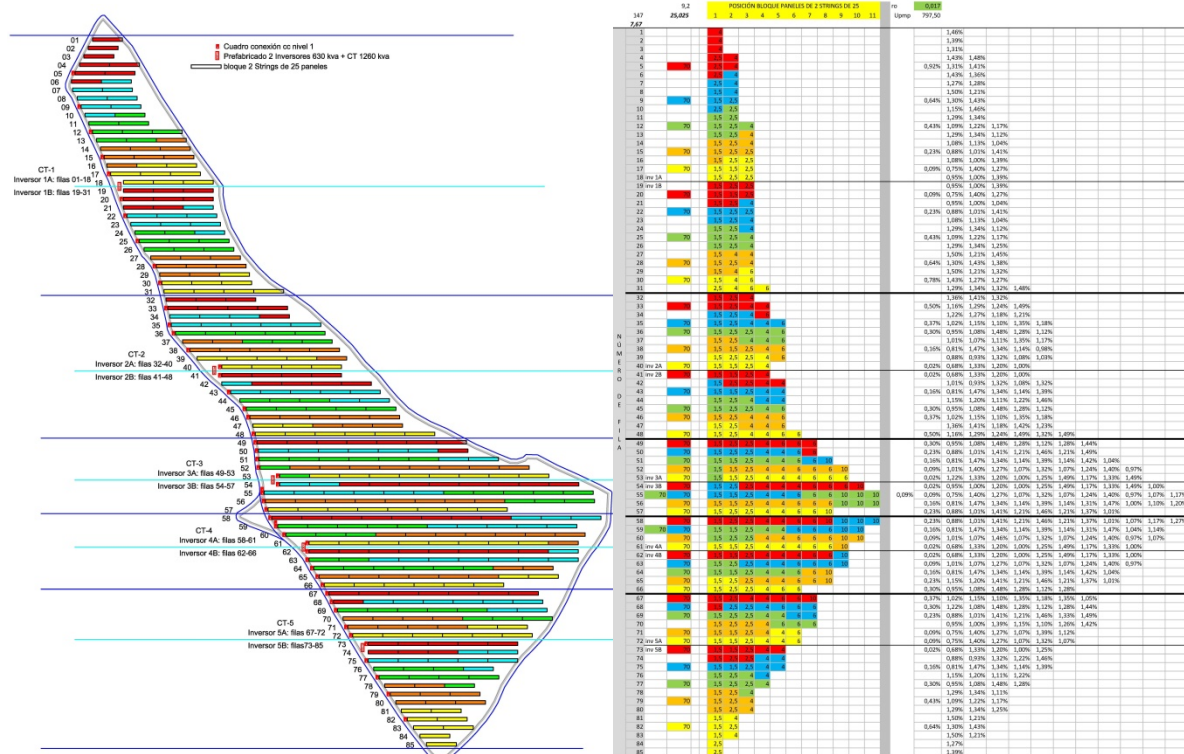


Figura 19: diseño de hoja Excel para automatizar el cálculo de caídas de tensiones en DC

La parte coloreada de la hoja Excel es la que permite introducir secciones de cable para cada uno de los strings hasta los cuadros de nivel I, y de cada cuadro de nivel I hasta los inversores. En la parte derecha de la hoja se indican las caídas de tensión, monitorizando con un formato condicional que las muestre en rojo si la caída de tensión total supera el 1,5%.

El procedimiento a seguir ha sido el siguiente:

- 1) La sección introducida inicialmente para los cables desde los cuadros de nivel I hasta los inversores ha sido 70 mm<sup>2</sup>, que es la impuesta por el criterio térmico.
- 2) Con esa sección introducida, se van probando secciones de los cableados desde strings hasta cuadros de nivel I. Se comienza desde 1,5 mm<sup>2</sup> y si no cumple se va aumentando con secciones consecutivas: 2,5-4-6-10 mm<sup>2</sup>.

Evidentemente, los strings más próximos a los cuadros de nivel I requieren secciones más pequeñas que los más alejados. Si modificamos la sección del cuadro de nivel I hasta el inverter, las secciones necesarias para los strings disminuirían.

Ha resultado que para la sección inicial probada de 70 mm<sup>2</sup> para cables desde cuadros nivel I hasta inversores, las secciones resultantes para los strings más alejados han resultado de 10 mm<sup>2</sup>, que es un cable bastante manejable a la hora de realización de la instalación. Por ello no se ha planteado subir esta sección de 70 mm<sup>2</sup>.

Los resultados de secciones para cada string y cada cuadro nivel I, se muestran a continuación:

TABLA 32: SECCIONES RESULTANTES POR CAÍDA DE TENSIÓN DC												
Fila	Posición cuadros DC nivel I	POSICIÓN BLOQUE PANELES DE 2 STRINGS DE 25										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1			4									
2			4									
3			4									
4			2,5	4								
5	70		2,5	4								
6			2,5	4								
7			2,5	4								
8			1,5	4								
9	70		1,5	2,5								
10			2,5	2,5								
11			1,5	2,5								
12	70		1,5	2,5	4							
13			1,5	2,5	4							
14			1,5	2,5	4							
15	70		1,5	2,5	2,5							
16			1,5	2,5	2,5							
17	70		1,5	1,5	2,5							
18	inv 1A		1,5	2,5	2,5							
19	inv 1B		1,5	2,5	2,5							
20	70		1,5	1,5	2,5							
21			1,5	2,5	4							
22	70		1,5	2,5	2,5							
23			1,5	2,5	4							
24			1,5	2,5	4							
25	70		1,5	2,5	4							
26			1,5	2,5	4							
27			1,5	4	4							
28	70		1,5	2,5	4							
29			1,5	4	6							
30	70		1,5	4	6							
31			2,5	4	6	6						
32			1,5	2,5	4							
33	70		1,5	2,5	4	4						
34			1,5	2,5	4	6						
35	70		1,5	2,5	4	4	6					
36	70		1,5	2,5	2,5	4	6					
37			1,5	2,5	4	4	6					
38	70		1,5	1,5	2,5	4	6					
39			1,5	2,5	2,5	4	6					
40	inv 2A	70	1,5	1,5	2,5	4						
41	inv 2B	70	1,5	1,5	2,5	4						
42			1,5	2,5	2,5	4	4					
43	70		1,5	1,5	2,5	4	4					
44			1,5	2,5	4	4	4					
45	70		1,5	2,5	2,5	4	6					
46	70		1,5	2,5	4	4	6					
47			1,5	2,5	4	4	6					
48	70		1,5	2,5	4	4	6	6				
49		70	1,5	2,5	2,5	4	6	6	6			
50		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6			
51		70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	10		
52		70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	6	10	
53	inv 3A	70	1,5	1,5	2,5	4	4	4	6	6	6	
54	inv 3B	70	1,5	2,5	2,5	4	4	4	6	6	6	10

55	70	70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	6	10	10	10
56		70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	6	10	10	10
57		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	10			
58		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	10	10	10	10
59	70	70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	6	10	10	
60		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	6	10	10	
61	inv 4A	70	1,5	1,5	2,5	4	4	4	6	6	10		
62	inv 4B	70	1,5	1,5	2,5	4	4	4	6	6	10		
63		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	6	10		
64		70	1,5	1,5	2,5	4	4	6	6	10			
65		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6	10			
66		70	1,5	2,5	2,5	4	6	6					
67		70	1,5	2,5	4	4	6	6	10				
68		70	1,5	2,5	2,5	4	6	6	6				
69		70	1,5	2,5	2,5	4	4	6	6				
70			1,5	2,5	2,5	4	6	6	6				
71		70	1,5	1,5	2,5	4	4	6					
72	inv 5A	70	1,5	1,5	2,5	4	4	6					
73	inv 5B	70	1,5	1,5	2,5	4	4						
74			1,5	2,5	2,5	4	4						
75		70	1,5	1,5	2,5	4	4						
76			1,5	2,5	4	4							
77		70	1,5	2,5	2,5	4							
78			1,5	2,5	4								
79		70	1,5	2,5	4								
80			1,5	2,5	4								
81			1,5	4									
82		70	1,5	2,5									
83			1,5	4									
84			2,5										
85			2,5										

Y las caídas de tensión resultantes son las siguientes:

TABLA 33: CAÍDAS DE TENSIÓN EN %													
Fila	Cuadros DC nivel I	BLOQUE PANELES DE 2 STRINGS DE 25											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1		1,46%											
2		1,39%											
3		1,31%											
4		1,43%	1,48%										
5	0,92%	1,31%	1,41%										
6		1,43%	1,36%										
7		1,27%	1,28%										
8		1,50%	1,21%										
9	0,64%	1,30%	1,43%										
10		1,15%	1,46%										
11		1,29%	1,34%										
12	0,43%	1,09%	1,22%	1,17%									
13		1,29%	1,34%	1,12%									
14		1,08%	1,13%	1,04%									
15	0,23%	0,88%	1,01%	1,41%									
16		1,08%	1,00%	1,39%									
17	0,09%	0,75%	1,40%	1,27%									
18		0,95%	1,00%	1,39%									
19		0,95%	1,00%	1,39%									
20	0,09%	0,75%	1,40%	1,27%									
21		0,95%	1,00%	1,04%									
22	0,23%	0,88%	1,01%	1,41%									
23		1,08%	1,13%	1,04%									
24		1,29%	1,34%	1,12%									

25		0,43%	1,09%	1,22%	1,17%								
26			1,29%	1,34%	1,25%								
27			1,50%	1,21%	1,45%								
28		0,64%	1,30%	1,43%	1,38%								
29			1,50%	1,21%	1,32%								
30		0,78%	1,43%	1,27%	1,27%								
31			1,29%	1,34%	1,32%	1,48%							
32			1,36%	1,41%	1,32%								
33		0,50%	1,16%	1,29%	1,24%	1,49%							
34			1,22%	1,27%	1,18%	1,21%							
35		0,37%	1,02%	1,15%	1,10%	1,35%	1,18%						
36		0,30%	0,95%	1,08%	1,48%	1,28%	1,12%						
37			1,01%	1,07%	1,11%	1,35%	1,17%						
38		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	0,98%						
39			0,88%	0,93%	1,32%	1,08%	1,03%						
40		0,02%	0,68%	1,33%	1,20%	1,00%							
41		0,02%	0,68%	1,33%	1,20%	1,00%							
42			1,01%	0,93%	1,32%	1,08%	1,32%						
43		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%						
44			1,15%	1,20%	1,11%	1,22%	1,46%						
45		0,30%	0,95%	1,08%	1,48%	1,28%	1,12%						
46		0,37%	1,02%	1,15%	1,10%	1,35%	1,18%						
47			1,36%	1,41%	1,18%	1,42%	1,23%						
48		0,50%	1,16%	1,29%	1,24%	1,49%	1,32%	1,49%					
49		0,30%	0,95%	1,08%	1,48%	1,28%	1,12%	1,28%	1,44%				
50		0,23%	0,88%	1,01%	1,41%	1,21%	1,46%	1,21%	1,49%				
51		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%	1,14%	1,42%	1,04%			
52		0,09%	1,01%	1,40%	1,27%	1,07%	1,32%	1,07%	1,24%	1,40%	0,97%		
53		0,02%	1,22%	1,33%	1,20%	1,00%	1,25%	1,49%	1,17%	1,33%	1,49%		
54		0,02%	0,95%	1,00%	1,20%	1,00%	1,25%	1,49%	1,17%	1,33%	1,49%	1,00%	
55	0,09%	0,09%	0,75%	1,40%	1,27%	1,07%	1,32%	1,07%	1,24%	1,40%	0,97%	1,07%	1,17%
56		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%	1,14%	1,31%	1,47%	1,00%	1,10%	1,20%
57		0,23%	0,88%	1,01%	1,41%	1,21%	1,46%	1,21%	1,37%	1,01%			
58		0,23%	0,88%	1,01%	1,41%	1,21%	1,46%	1,21%	1,37%	1,01%	1,07%	1,17%	1,27%
59	0,16%	0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%	1,14%	1,31%	1,47%	1,04%	1,14%	
60		0,09%	1,01%	1,07%	1,46%	1,07%	1,32%	1,07%	1,24%	1,40%	0,97%	1,07%	
61		0,02%	0,68%	1,33%	1,20%	1,00%	1,25%	1,49%	1,17%	1,33%	1,00%		
62		0,02%	0,68%	1,33%	1,20%	1,00%	1,25%	1,49%	1,17%	1,33%	1,00%		
63		0,09%	1,01%	1,07%	1,27%	1,07%	1,32%	1,07%	1,24%	1,40%	0,97%		
64		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%	1,14%	1,42%	1,04%			
65		0,23%	1,15%	1,20%	1,41%	1,21%	1,46%	1,21%	1,37%	1,01%			
66		0,30%	0,95%	1,08%	1,48%	1,28%	1,12%	1,28%					
67		0,37%	1,02%	1,15%	1,10%	1,35%	1,18%	1,35%	1,05%				
68		0,30%	1,22%	1,08%	1,48%	1,28%	1,12%	1,28%	1,44%				
69		0,23%	0,88%	1,01%	1,41%	1,21%	1,46%	1,33%	1,49%				
70			0,95%	1,00%	1,39%	1,15%	1,10%	1,26%	1,42%				
71		0,09%	0,75%	1,40%	1,27%	1,07%	1,39%	1,12%					
72		0,09%	0,75%	1,40%	1,27%	1,07%	1,32%	1,07%					
73		0,02%	0,68%	1,33%	1,20%	1,00%	1,25%						
74			0,88%	0,93%	1,32%	1,22%	1,46%						
75		0,16%	0,81%	1,47%	1,34%	1,14%	1,39%						
76			1,15%	1,20%	1,11%	1,22%							
77		0,30%	0,95%	1,08%	1,48%	1,28%							
78			1,29%	1,34%	1,11%								
79		0,43%	1,09%	1,22%	1,17%								
80			1,29%	1,34%	1,25%								
81			1,50%	1,21%									
82		0,64%	1,30%	1,43%									
83			1,50%	1,21%									
84			1,27%										
85			1,39%										

## 6.5. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA

En este caso se atenderá al criterio térmico, que es el que impondrá la sección de los cables a emplear, dada la corta distancia entre la salida de los inversores y los transformadores correspondientes.

El cable elegido es del fabricante General Cable, tipo EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS).

El método empleado para canalizar los cableados es el mismo que en la parte de corriente continua, es decir, será por bandeja tipo Rejiband, correspondiendo el sistema de instalación a efectos de cálculo de corrientes admisibles con el método F de la tabla 52-B1, recogido en la norma UNE 20460-5-523.

Los criterios térmicos y el resultado se muestran en la tabla siguiente:

TABLA 34: CRITERIOS TÉRMICOS SECCIÓN CABLES SALIDA INVERSOR AC			
Canalización a emplear: bandeja tipo rejiband			
Tabla 52-B1 método F, cables XLPE 3x			
<b>Salida AC</b>			
I nóm	1.040,00	amp	Dato inversor
coef 1,25	1.300,00	amp	ITC BT 40 - Punto 5
nº máx circ	3		
coef agrup	0,82		Tabla 52-E1 punto 4
coef T 45°C	0,87		Tabla 52-D1, punto 4
Iz mín @ 30°C	1.822,26	amp	
Sección mín	<b>3x240</b>	mm <sup>2</sup>	
Iz / 3x240 mm <sup>2</sup>	1.902,00	amp	Tabla 52-C11-método 6

Se instalarán pues **3 cables de sección 240 mm<sup>2</sup>** por cada una de las tres salidas del inversor.

## 6.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

### 6.6.1. Fusibles cuadros nivel I CC

El calibre de los fusibles de entrada de los cuadros de continua de nivel I será tal que permitan pasar la corriente de cortocircuito de un panel sin actuar, pero a la vez protejan a los paneles contra corrientes inversas. En nuestro caso la corriente de cortocircuito de los paneles elegidos es de 9,75 amperios, y la corriente inversa que soportan es 25 amperios.

Se elige como calibre de fusible **10 amperios**.

Por otro lado la tensión asignada de empleo debe ser como mínimo la tensión nominal de la instalación. En circuito abierto es de 990 voltios, por lo que se eligen fusibles que tengan una tensión asignada de **1000 voltios**.

Los fusibles gPV 10x38 son los que incorpora el modelo de cuadro estándar elegido, el Array Box AB-160 de Schneider. El poder de corte de este tipo de fusibles es 30 kA.

### 6.6.2. Protección contra sobretensiones en cuadros nivel I DC

Para evitar posibles sobretensiones transitorias por fenómenos atmosféricos, se dotarán las entradas en los cuadros de nivel I de descargadores de sobretensiones.

El modelo elegido de cuadro AB-160 dispone de descargadores de tipo 2, tensión asignada 1000 voltios, e intensidad máxima de descarga 40kA (20μS).

### 6.6.3. Protección entrada DC del inversor

#### 6.6.3.1. Fusibles agrupación DC Box II



A cada inversor llegarán cables procedentes de 5 cuadros de nivel I, por cada uno de los cuales circulará una corriente máxima de 156 amperios en corto circuito. Estos cables se agrupan en lo que los fabricantes suelen llamar *Recombinadores DC*, en los cuales se instalan fusibles en ambas polaridades para cada circuito de llegada.

Estos fusibles, al igual que en los cuadros DC de nivel I, deberán dejar pasar la corriente máxima de funcionamiento, es decir, la de cortocircuito, sin actuar.

En nuestro caso, el calibre mínimo que deberán tener es de **160 amperios**, primer valor normalizado superior al valor de la corriente máxima. Para este calibre son de tipo gPV de tamaño NH2, con poder de corte 30 kA e intensidad mínima de no fusión  $I_{nf} = 1,35 I_n$ .

#### **6.6.3.2. Seccionador en carga**

Tal y como se comentó en el punto 5.6.3., el dispositivo a la entrada del inversor no tiene como misión proteger contra sobrecargas o cortocircuitos, sino permitir la maniobra de conexión y desconexión bien manualmente o bien por control eléctrico.

El dispositivo elegido para este fin es el modelo **NSX 1000 NA DC PV** de Schneider, con una tensión asignada de empleo de 1000 voltios y una corriente asignada en continua de 1000 amperios, válidos por tanto en nuestros requerimientos, ya que la corriente máxima de cortocircuito en este punto es de 780 amperios. Se adopta el calibre de 1000 amperios ya que el fabricante recomienda que sea al menos 1,25 veces la corriente máxima de empleo.

Tiene opciones de bobinas de disparo y motor de accionamiento, lo cual se requiere para que pueda combinarse y actuar por orden del vigilante de aislamiento.

#### **6.6.4. Vigilante de aislamiento**

Tal y como se indicó en el punto 5.6.2., este dispositivo se empleará para controlar posibles fallos de aislamiento en la parte de continua. El principal parámetro a considerar para elegir el modelo es la tensión de funcionamiento, 1000 voltios.

Las demás características tenidas en cuenta para la elección del modelo son:

- Dos salidas de relés, uno para actuar sobre el elemento de apertura, y otro para actuar sobre el elemento de cierre, lo cual nos permite desconectar la parte defectuosa de la instalación de la entrada del inversor, y posteriormente cortocircuitarla para evitar tensiones a lo largo del cableado.
- Valores seleccionables de la resistencia de defecto, a fin de poder restringir más o menos el nivel de fallo de aislamiento que hará actuar al dispositivo.
- Tiempo regulable del segundo relé, a fin de tener un margen de seguridad desde que se desconecta el circuito defectuoso, hasta que se pone en cortocircuito.

El modelo elegido, tal como se indicó, es el *Iso Check PV-1000* del fabricante CIRPROTEC, que reúne todas estas características, que ya se indicaron en el apartado 5.6.2.

#### **6.6.5. Protección salida CA del inversor**

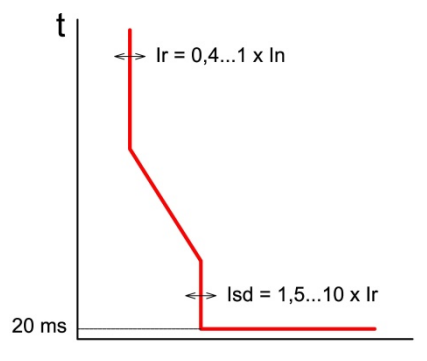
En esta parte de la instalación sí que se requiere protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Hay que tener en cuenta que el inversor, a través del elemento de protección en su salida, se va a conectar con el primario del transformador. Ambos elementos, de forma independiente, actúan como generadores. Un cortocircuito junto al transformador afecta a la salida del inversor. Y un cortocircuito en el inversor, afecta a la corriente que le llegaría desde el transformador.

La protección a emplear en este punto deberá ser apta para la tensión de trabajo que en este caso es de 350 voltios entre fases. Otros dos parámetros que se deberán considerar son:

- Corriente nominal: en este caso, para la potencia de 630 kW a tensión trifásica de 350 voltios, la corriente nominal es  $I_n = \frac{P}{U_n \sqrt{3}} = 1.039,23$  amperios (ec-11).
- Corriente de cortocircuito: para este parámetro el valor más desfavorable se producirá cuando exista un cortocircuito en la parte del inversor, ya que la corriente que fluirá desde el transformador hasta el punto de cortocircuito solo estará limitada por la impedancia del transformador. En este caso, se utiliza la expresión  $I_{cc} = \frac{I_n}{\epsilon_{cc}} = \frac{1,040}{0,06} = 17,33$  kA. (ec-12)

Se elige el aparato **NS1250N-3P** del fabricante Schneider, con una tensión asignada de 690 voltios, intensidad nominal 1.250 amperios y poder de corte 50 kA, cuya tabla de características se mostró en el apartado 5.7.

Deberemos comprobar también que la curva de disparo ante cortocircuitos protege adecuadamente los cables de esa parte de la instalación. El interruptor viene de serie equipado con la unidad Micrologic 2.0E, cuya curva de disparo se muestra en la siguiente figura:



**Figura 20:** curva de disparo de la unidad Micrologic 2.0E de Schneider

Como puede apreciarse, el tiempo de disparo frente a cortocircuitos es fijo y de valor 20 ms.

Con este parámetro podremos determinar el valor de energía por unidad de resistencia que dejará pasar este interruptor, frente a un cortocircuito, y vendrá dado por:

$$I^2 t_{\text{disp}} = I_{cc} \cdot t_{\text{disp}} = (17,33 \text{ kA})^2 \cdot 20 \text{ ms} = 6,007 \cdot 10^6 \text{ J}/\Omega \quad (\text{ec-13})$$

El valor anterior deberá ser menor que el parámetro  $(K \cdot S)^2$  para nuestro cable. En nuestro caso  $K=143$  al tratarse de cobre con aislamiento XLPE, y  $S=3 \cdot 240 \text{ mm}^2$ , resultando:

$$I^2 t_{\text{adm cond}} = (K \cdot S)^2 = 10,601 \cdot 10^9 \text{ J}/\Omega > I^2 t_{\text{disp}} \quad (\text{ec-14})$$

Por lo que el interruptor automático protege al cable contra los efectos térmicos del cortocircuito.

## 6.7. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

Como se expuso en el apartado 5.10., en esta instalación se opta por el sistema de tierra única. A ellas se conectarán todas las masas metálicas de la instalación como marcos de paneles fotovoltaicos, estructuras, canalizaciones metálicas, masas del CT tanto en continua, alterna de baja tensión y en alta tensión. No deben conectarse los neutros de los devanados primarios de los transformadores al estar conectados con la salida de los inversores que son de tipo central, como se explicó en el apartado 5.7.

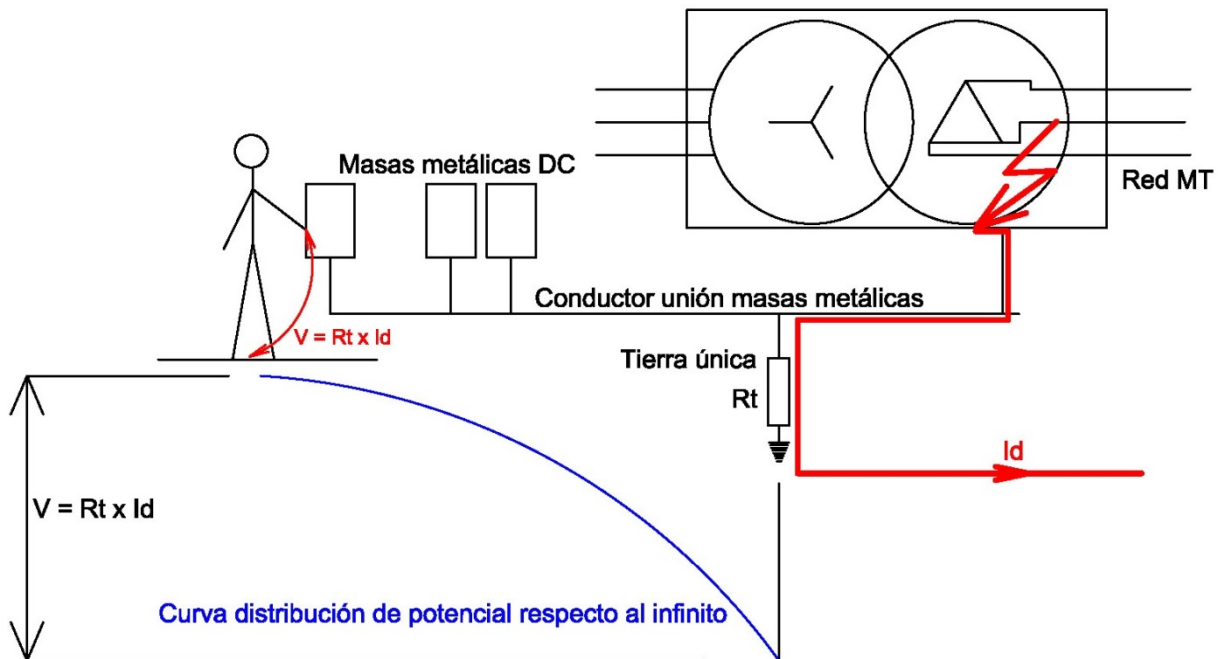
Para el cálculo de la puesta a tierra se ha seguido el documento “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría”, elaborado por la Comisión de Reglamentos de UNESA.

Para el cálculo del valor a obtener de resistencia de puesta a tierra, **debemos analizar cuidadosamente cuál va a ser la peor situación que se puede producir desde el punto de vista de daños a las personas.**

Habitualmente las masas de la parte de alta tensión de los centros de transformación se conectan a una tierra separada de las masas de baja tensión. La razón es obvia: un fallo de aislamiento en el lado de alta tensión hará circular una corriente relativamente grande, que pondrá en tensión el sistema de puesta a tierra por el que drena esta corriente. El valor de corriente máxima de defecto viene determinado por la Compañía Eléctrica, y depende de la impedancia de puesta a tierra del neutro del transformador de distribución que alimenta la red de media tensión. En nuestro caso la compañía distribuidora en la zona de Almansa es Iberdrola. En su documento MT 2.03.20 "*Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kv) y baja tensión*", indica que para redes de 20kV con neutro puesto a tierra mediante sistema "*Zig-Zag 500*", la intensidad máxima de corriente de defecto es  $I_d = 500$  amperios, y la duración máxima del mismo será inferior a  $400 / I_d$ , que en este caso será 0,8 segundos.

La tensión máxima que alcanzará nuestro sistema único de puesta a tierra para una intensidad de defecto en el lado de alta tensión, vendrá dada por el producto  $R_t \cdot I_d$ .

Pero el aspecto importante a tener en cuenta es que al tratarse de una tierra única para las masas de baja tensión y alta tensión, se podría dar la situación de que una persona situada en un punto alejado de los electrodos de puesta a tierra, pudiera sin embargo tocar una masa metálica directamente conectada a estos electrodos, con lo cual la tensión de contacto a la que estaría sometida sería precisamente el valor  $R_t \cdot I_d$ . La siguiente figura muestra este aspecto.



**Figura 21:** tensión de contacto en puntos alejados de los electrodos de PAT

A la vista de lo anterior, habrá que dimensionar el sistema de puesta a tierra para que el producto  $R_t \cdot I_d$  sea inferior a la máxima tensión de contacto que se pueda admitir, en función de la duración del defecto.

Así, la tensión de contacto aplicada máxima admisible viene dada por la expresión

$V_{ca,adm} = K / t^n$ , (ec-15), donde  $K = 72$  y  $n = 1$  para tiempos de defecto comprendidos entre 0,1 y 0,9 segundos. En nuestro caso, como se ha indicado anteriormente,  $t = 0,8$  segundos.

Por otro lado, la tensión de contacto máxima admisible para que al cuerpo humano le llegue la tensión aplicada máxima admisible, se determina mediante la expresión:

$V_{c,adm} = V_{ca,adm} \cdot (2 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000})$ , (ec-16), en la que se asume una resistencia del calzado de 2000 ohmios y una resistencia de contacto de cada pie de valor  $3 \cdot \rho_s$ , siendo  $\rho_s$  la resistividad superficial del suelo.

En la siguiente tabla se muestra el cálculo del valor mínimo de  $R_t$  para garantizar una tensión de contacto aplicada menor a la máxima admisible.

TABLA 35: Cálculo $R_t$ mínima	
K	72
n	1
t	0,8
$V_{ca,adm} = K / t^n$ (V)	90
$R_o$ superficial ( $\Omega$ m)	150
$V_{c,adm}$ calzado (V)	200,25
$I_d$ (A)	500
<b><math>R_t</math> mínima (<math>\Omega</math>)</b>	<b>0,40</b>

Tal como se señaló en el punto 5.10., se utilizan para el sistema de puesta a tierra dos tipos de electrodos, tipos 80-40/8/82 y 8/82 según la denominación de Unesa.

El electrodo 80-40/8/82 es de tipo rectangular, de dimensiones 8 x 4 metros, con 8 picas de 2 metros distribuidas en el perímetro, con cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> enterrado a 80 cm de profundidad. Se instalará un electrodo de este tipo bajo la cimentación de cada uno de los 5 centros de transformación.

El electrodo 8/82 es de tipo hilera de picas, con 8 picas con separación 3 metros y cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> a una profundidad de 80 cm. Se instalarán 10 electrodos de este tipo, a lo largo del lateral por el que discurren las canalizaciones principales.

En la tabla siguiente se muestran las características de ambos electrodos.

TABLA 36: ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA UTILIZADOS		
Designación UNESA	8/82	80-40/8/82
Geometría	Hilera	Rectángulo
Profundidad cobre (m)	0,8	0,8
Número de picas	8	8
Sección conductor Cu (mm <sup>2</sup> )	50	50
Diámetro picas (mm)	14	14
Longitud total / separación picas (m)	21 / 3	
Dimensiones rectángulo (m)		8 x 4
$K_r$ ( $\Omega / (\Omega$ m))	0,0556	0,063
$K_p$ (V / (A $\Omega$ m))	0,00255	0,0095
$K_c = K_p$ acc (V / (A $\Omega$ m))		0,0277

La siguiente tabla muestra el cálculo del valor resultante de resistencia de tierra, considerando que todos los electrodos están interconectados y asumiendo que están suficientemente alejados entre sí como para considerar que el valor de resistencia del conjunto corresponde a la asociación en paralelo de los electrodos con su valor de puesta a tierra individual.

TABLA 37: RESISTENCIA A TIERRA RESULTANTE		
Designación UNESA	8/82	80-40/8/82
Resistividad supuesta del terreno ( $\Omega$ m)	150	
Resistencia de 1 electrodo ( $\Omega$ )	8,34	9,45
Número de electrodos en paralelo	20	5
Resistencia resultante considerando electrodos independientes en paralelo ( $\Omega$ )	0,42	1,89
Resistencia resultante total ( $\Omega$ )	0,34	

Conviene realizar la siguiente reflexión acerca de la utilización de tierra única.

En el caso de elegir instalar tierras separadas para las masas de baja tensión y las masas de media tensión, debemos tener en cuenta que las estructuras existentes en la parcela ocupan prácticamente la totalidad de la misma. Y estas estructuras, independientemente de dónde estén situados los electrodos de puesta a tierra de baja tensión, están en contacto directo con el suelo. Si quisiéramos garantizar que ambos sistemas de puesta a tierra fueran independientes, ello nos obligaría a distanciarnos con cable aislado desde las ubicaciones de los centros de transformación hacia zonas no ocupadas por estructuras, para allí ubicar los electrodos de puesta a tierra de las masas del CT.

En definitiva, la solución de tierra única tiene el inconveniente de que necesitamos un valor muy bajo de resistencia a tierra, aunque se puede conseguir sin dificultad porque disponemos de terreno a voluntad. La solución de tierras separadas de BT y MT nos permite no tener que ir a valores tan bajos de resistencia, pero tiene la dificultad de la distancia necesaria para conseguir que sean realmente independientes ambos sistemas.

## 6.8. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

### 6.8.1. Parámetros eléctricos nominales

La transformación de tensión en alterna se produce desde los niveles de 350 voltios en la salida de los inversores hasta 20.000 voltios de la red de media tensión (tensiones de línea). La potencia total de 1 CT es 1.260 kVA. En la tabla siguiente se resumen estos parámetros.

TABLA 38: Valores nominales CT	
Potencia (kVA)	1260
Tensión primaria (V) entre fases	2 x 350
Tensión secundaria (kV)	20
Intensidad en lado BT (A)	1.039
Intensidad en lado AT (A)	36

### 6.8.2. Corrientes de cortocircuito en alta y baja tensión

- Corriente de cortocircuito en el lado de AT

Este valor nos lo facilita la compañía eléctrica distribuidora, en este caso Iberdrola. Del documento MT 2.03.20 de Iberdrola "*Normas particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kv) y baja tensión*", obtenemos el dato de la corriente máxima en cortocircuito trifásico para duración 1 segundo, que resulta ser 12,5 kA para redes hasta 24 kV.

- Corriente de cortocircuito en el lado de BT

Como se expuso en el apartado 6.6.5, se utiliza la expresión  $I_{cc} = \frac{I_n}{\epsilon_{cc}} = \frac{1,040}{0,06} = 17,33 \text{ kA}$  (ec-12)

### 6.8.3. Características de la aparamenta en alta y baja tensión

En función de los valores obtenidos en el apartado anterior, la aparamenta en el lado de alta y baja tensión tendrá que ser acorde con éstos.

Así pues, en baja tensión el poder de corte de las protecciones a la salida de los inversores es de **50 kA**, bastante superior al valor obtenido de 17,33 kA.

Las celdas de media tensión utilizadas, de la serie RM6 de Schneider, soportan una corriente de cortocircuito a 1 segundo de **16 kA**, por lo que son válidas para esta aplicación.

Otras características de estas celdas de media tensión son las siguientes:

<b>TABLA 39: Características de celdas MT Schneider serie RM6</b>	
Tensión de empleo asignada (kV)	24
Tensión máxima a 1 minuto 50 Hz (kVrms)	50
Tensión impulso tipo rayo 1,2/50 $\mu$ s (kV)	125
Número de maniobras de apertura	2000

Al ser celdas prefabricadas, no se requiere la justificación del dimensionamiento de los embarrados, aisladores, etc. para los efectos del cortocircuito. El fabricante garantiza esta característica por las normas y estándares de obligado cumplimiento a los que está sujeto.

#### 6.8.4. Ventilación

Se calculará con arreglo a las expresiones siguientes, extraídas de la guía técnica de Schneider “*El transformador y su entorno para una protección máxima*”.

Para ventilación natural:  $S = \frac{0,18 P}{\sqrt{H}}$ , (ec-17), siendo S la superficie en m<sup>2</sup> de la abertura inferior de ventilación necesaria, P la potencia disipada en kw, y H la altura en metros de la apertura de salida de aire respecto de la de entrada inferior. En este caso,  $S' = 1,10 \cdot S$  es la superficie que debe tener la abertura superior. Para la altura de caseta prefabricada que utilizamos, H = 3 metros.

Para ventilación forzada:  $Q = 0,10 \cdot P$ , (ec-18), siendo Q el caudal de ventilación en m<sup>3</sup>/s y P la potencia disipada en kW. Este caudal sería para un ventilador soplando hacia el interior por la entrada inferior. En el caso de ser un extractor extrayendo aire por la salida superior, el caudal sería  $Q' = 1,1 \cdot Q$  (ec-19).

Puesto que conocemos las pérdidas en vacío del transformador y las pérdidas a plena carga, podemos calcular para ambos tipos de ventilación, los requerimientos necesarios. Se muestran los resultados en la siguiente tabla:

<b>TABLA 40: CÁLCULO VENTILACIÓN CT</b>	
Pérdidas vacío (kW)	1,35
Pérdidas plena carga (kW)	11
Pérdidas transformador (kW)	12,35
H (m)	3
S (m <sup>2</sup> )	1,28
S' (m <sup>2</sup> )	1,41
Q (m <sup>3</sup> /s)	1,24
Q (m <sup>3</sup> /h)	4.446
Q' (m <sup>3</sup> /s)	1,36
Q' (m <sup>3</sup> /h)	4.891

La solución integrada PV Box de Schneider viene dimensionada para no requerir ventilación forzada, siendo las dimensiones de las rejillas superiores a los valores indicados en la tabla.

#### 6.8.5. Pozo apagafuegos

La misión de este pozo es recoger el aceite que pueda perder el transformador a causa de una fuga. Se debe dimensionar para la totalidad del aceite contenido en el trafo. En nuestro caso, el fabricante indica que el peso del aceite es 1.150 kg, y la densidad del mismo es 0,88 gr/cm<sup>3</sup> a 20° C.

Por tanto, se requerirá un volumen para el foso de  $V_{\text{FOSO}} = \frac{\text{PESO aceite}}{\text{DENSIDAD aceite}} = 1,307 \text{ m}^3$ . (ec-20)

## 6.8.6. Puesta a tierra

### 6.8.6.1. Tipos y asociación de electrodos de PAT

Han sido calculados en el apartado 6.7. Se dispondrán de 10 electrodos tipo 8/82 a lo largo del lateral de la parcela y 5 electrodos 80-40/8/82 en los centros de transformación.

### 6.8.6.2. Corriente máxima de defecto

Como se dijo también en el apartado 6.7., la corriente máxima de defecto a considerar es de 500 amperios, y tiempo máximo de duración 0,8 segundos.

### 6.8.6.3. Tensiones de paso y contacto

Se utilizará para su cálculo los valores  $k_p$  y  $k_c$  para el electrodo 80-40/8/82, que son  $k_p = 0,0095 \text{ V/A}(\Omega\text{m})$  y  $k_c = k_{p,acc} = 0,0277 \text{ V/A}(\Omega\text{m})$ .

No obstante, al estar en paralelo con otros electrodos, habrá que calcular qué fracción de la corriente de defecto pasaría por un solo electrodo, ya que a efectos de paso y contacto junto al centro de transformación, lo que nos va a importar es lo que ocurra en las cercanías del electrodo considerado.

Para ello basta considerar que la resistencia de tierra global de todos los electrodos en paralelo resulta de  $R_T = 0,4 \Omega$ . Por lo tanto, en caso de producirse un defecto, la tensión de defecto (tensión del sistema de tierra respecto al infinito) vendrá dada por  $V_d = I_d \cdot R_T = 200$  voltios, (ec-21), y la intensidad que drenará a tierra el electrodo local considerado será  $I_d' = V_d / R_1$ , (ec-22), siendo  $R_1$  la resistencia del electrodo individual, en este caso  $9,45 \Omega$  como se vio en el apartado 6.7.

Así pues,  $I_d' = 200 / 9,45 = 21,19$  amperios.

Con este valor ya se intuye que no van a existir valores peligrosos de tensiones de paso y contacto en los centros de transformación. Ello deriva de que el valor de  $R_T$  se calculó para evitar tensiones de contacto peligrosas en puntos alejados de los electrodos, lo cual exigió un valor muy bajo de este parámetro. Evidentemente, si hablamos de tensiones de paso y contacto en las cercanías de los electrodos, éstas van a ser muchísimo menores.

No obstante, se muestra el cálculo completo. Las expresiones de valores admisibles para las tensiones de paso y contacto aplicadas son:

$$V_{ca,adm} = K / t^n \quad (ec-15)$$

$$V_{pa,adm} = 10 \cdot K / t^n \quad (ec-23)$$

donde  $K = 72$  y  $n = 1$  para tiempos de defecto comprendidos entre 0,1 y 0,9 segundos. En nuestro caso, como se ha indicado anteriormente,  $t = 0,8$  segundos. Y para las tensiones aplicadas al cuerpo humano son las siguientes:

$$V_{c,adm} = V_{ca,adm} \cdot \left(2 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right) \quad (ec-24)$$

$$V_{p,adm} = V_{pa,adm} \cdot \left(5 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) \quad (ec-25)$$

en las que se asume una resistencia del calzado de 2000 ohmios y una resistencia de contacto de cada pie de valor  $3 \cdot \rho_s$ , siendo  $\rho_s$  la resistividad superficial del suelo.

Y las condiciones a cumplir son para las tensiones medidas:

$$V_{c,m} = k_c \cdot \rho \cdot I_d < V_{c,adm} \quad (ec-26)$$

$$V_{p,m} = k_p \cdot \rho \cdot I_d < V_{p,adm} \quad (ec-27)$$

En la siguiente tabla se muestra el resumen de resultados de todos estos valores.

TABLA 41: Tensiones paso y contacto	
K	72
n	1
t (s)	0,8
$V_{ca,adm} = K / t^n$ (V)	90
$V_{pa,adm} = 10 \cdot K / t^n$ (V)	900
$\rho_s$ superficial ( $\Omega \cdot m$ )	150
$V_{c,adm}$ calzado (V)	200
$V_{p,adm}$ calzado (V)	5.310
Electrodo	80-40/8/82
$K_p$ (V / (A · $\Omega$ · m))	0,0095
$k_c = k_{p,acc}$ (V / (A · $\Omega$ · m))	0,0277
$I_d$ (A)	500
$I_d'$ (A)	21,19
$V_{pm} = k_p \cdot \rho \cdot I_d$ (V)	712,5
$V_{cm} = k_c \cdot \rho \cdot I_d$ (V)	2.077,50
$V'_{pm} = k_p \cdot \rho \cdot I_d'$ (V)	30,20
$V'_{cm} = k_c \cdot \rho \cdot I_d'$ (V)	88,05

Resultan pues cumplidas todas las condiciones de seguridad en lo que se refiere a este apartado.

## 6.9. DIMENSIONAMIENTO DE ANCLAJES DE SOPORTERÍA

La estructura empleada para soportar los paneles fotovoltaicos es del fabricante K2-Systems, como se indicó en el apartado 5.3.

La estructura está dimensionada y garantizada por el fabricante, para soportar los esfuerzos a los que pueda estar sometida. Sin embargo, los anclajes al suelo y la cimentación correspondiente dependerán de las condiciones específicas en las que se vaya a montar la estructura.

La acción del viento será la determinante en este sentido, ya que es la que va a producir mayores sollicitaciones mecánicas a la estructura.

La figura siguiente muestra un esquema de la situación más desfavorable que se puede presentar, que es la de viento del norte soplando sobre los paneles. El efecto que va a producir esta acción es la de empujar los paneles hacia arriba y producir un momento que tenderá a girar la estructura.

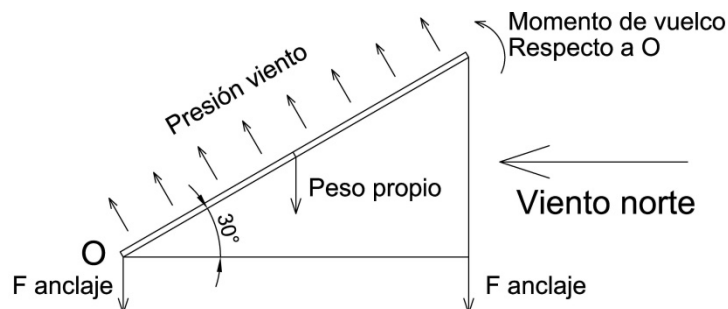


Figura 22: Acción del viento

Para calcular la acción del viento, nos basaremos en el documento Básico SE-AE Acciones en la edificación.

En primer lugar se determina la velocidad básica del viento para la zona A que es nuestra zona geográfica, y resulta ser  $V_b = 26$  m/s.



La presión dinámica básica vendrá dada por la expresión  $q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot V_b^2$ , (ec-28), donde  $\delta$  es la densidad del viento que tomaremos como  $1,25 \text{ kg/m}^3$ .

Consideraremos el coeficiente de exposición, dado por la expresión  $C_e = F(F+7K)$ , (ec-29), donde F es el grado de aspereza que a su vez se determina por la expresión  $F = K \ln(\text{máx}(z,Z)/L)$ , (ec-30), siendo z la altura del emplazamiento, que consideraremos 0 al estar a nivel de suelo.

A su vez, los parámetros K, L y Z son los coeficientes de tipo de entorno y se obtienen de la tabla D.2 del citado documento, para la condición II, "Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia".

El llamado coeficiente de presión exterior,  $C_p$ , se obtiene de la tabla D.8, ya que asimilaremos los paneles inclinados a una "marquesina a un agua".

La presión estática total vendrá dada por la expresión  $P_v = q_b \cdot C_e \cdot C_p$ , (ec-31), y será la que consideraremos en nuestros diagramas de esfuerzos.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos al realizar los cálculos sobre el diagrama de la figura anterior.

TABLA 42: CÁLCULO ACCIONES DEL VIENTO			
Velocidad básica en zona A, de tablas	Vb	26	m/s
Densidad, dato	d	1,25	kg/m <sup>3</sup>
Presión básica calculada	qb	422,50	N/m <sup>2</sup>
Coeficientes tipo de entorno			
Tabla D2, tipo aspereza II	k	0,17	
	L	0,01	m
	Z	1	m
Grado de aspereza calculado	F	0,78	
Coeficiente de exposición calculado	Ce	1,54	
Coeficiente de presión exterior, de tabla D8	Cp	-1,5	
Presión estática calculada $q_b \cdot C_e \cdot C_p$		-978,84	N/m <sup>2</sup>
Peso panel		18	kg
Inclinación		30	°
Largo panel		1,675	m
Ancho panel		1,001	m
Presión por peso calculada		9,30	kg/m <sup>2</sup>
Presión resultante calculada		-90,48	kg/m <sup>2</sup>
<b>Fuerza calculada de anclaje lineal a efectos de giro por momento</b>		<b>175,01</b>	<b>kg / m</b>
Fuerza calculada de anclaje lineal a efectos de levantamiento		131,25	kg / m

Adoptaremos un anclaje a lo largo de la longitud de la estructura que garantice una fuerza de agarre superior a 175 kg por metro lineal de estructura. Teniendo en cuenta que estos anclajes se dispondrán en cada triángulo estructural, y éstos se sitúan cada 1,5 metros, la resistencia a tracción que debe garantizar el anclaje será  $175 \cdot 1,5 = 263 \text{ kg}$ .

A modo de ejemplo, el Anclaje perno de alto rendimiento fischer FAZ II C M10x60, tiene una resistencia a tracción de 4,3 kN anclado sobre hormigón. Se podría utilizar cualquier anclaje de estas características.

Por último, el zuncho de hormigón que habría que construir para el anclaje de los pernos, debe ser tal que garantice con su peso propio la fuerza máxima que deberá soportar.

La sección mínima que deberá tener este zuncho se obtendrá dividiendo la carga lineal que tiene que soportar, por la densidad del material. Se toma como densidad del hormigón  $2.400 \text{ kg/m}^3$ , con lo que resulta una sección para el zuncho de  $S_z = \frac{175 \text{ kg/m}}{2400 \text{ kg/m}^3} = 729 \text{ cm}^2$ .

Se adoptará un zuncho de sección  $30 \times 30 \text{ cm}$  con lo que la sección será  $900 \text{ cm}^2$ .

## 7. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD

Se realiza este análisis en base a los precios de energía eléctrica extraídos de la fuente [www.omie.es](http://www.omie.es).

Puesto que los precios son muy fluctuante, se ha considerado el histórico de medias mensuales desde los años 2013 a 2016. Estos datos se combinan con los de energía mensual generada por nuestra instalación, recogidos en la Tabla 26 del apartado 6.1.5. De esa manera podremos evaluar el importe de venta de electricidad generado mensualmente. La siguiente tabla muestra estos valores.

TABLA 43: IMPORTES MENSUALES GENERADOS POR LA INSTALACIÓN			
Mes	ENERGÍA GENERADA MWh/mes para 5,8 MWp	Precio medio 2012-2016 €/MWh	Importe energía generada €
Enero	506,13	44,66	22.604,65
Febrero	573,48	37,14	21.300,01
Marzo	803,96	34,22	27.509,91
Abril	889,20	31,05	27.613,08
Mayo	936,61	40,07	37.526,14
Junio	989,89	47,79	47.307,07
Julio	1.073,41	49,95	53.614,48
Agosto	1.028,72	48,82	50.220,16
Septiembre	893,71	50,43	45.069,57
Octubre	717,40	51,00	36.584,63
Noviembre	528,95	47,60	25.179,22
Diciembre	442,61	53,19	23.541,42
		<b>Importe anual generado</b>	<b>418.070,33</b>

Estos datos deberán corregirse a la baja en los años sucesivos, por el efecto de pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos a lo largo de los años. En nuestro caso, según datos del fabricante mostrados en la Tabla 1 del apartado 5.2., se produce una pérdida lineal de manera que a los 25 años, el panel ha perdido un 20% de potencia respecto a la nominal. Ello significa una pérdida anual del 0,8%.

Por otro lado deberán considerarse también los gastos de mantenimiento de la planta como importe a deducir sobre el generado.

Para realizar el análisis pueden considerarse varios factores:

**VAN:** Valor Actual Neto. Nos indica el valor neto de nuestra inversión a fecha inicial, en función del parámetro  $r$  (rentabilidad alternativa para nuestra inversión). Un  $VAN=0$  significa que sería indistinto invertir en nuestro proyecto, o invertir en el producto financiero de rentabilidad  $r$ .

El cálculo del VAN se realiza con la expresión  $VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1+r)^i}$ , (ec-32), donde  $I$  representa la inversión inicial,  $N$  la duración del proyecto de inversión,  $r$  la tasa de rentabilidad alternativa, y  $Q_i$  el dinero generado en el año  $i$  por nuestro proyecto.

**TIR:** Tasa Interna de Retorno. En la expresión del VAN, es el  $r$  que haría  $VAN=0$ . Para que la inversión resulte atractiva, el TIR deberá ser mayor que las rentabilidades alternativas del mercado en productos de menor riesgo.

**TR:** Periodo de retorno. Dada una  $r$  de comparación, en la expresión del VAN sería el  $N$  que haría  $VAN=0$ .

Para este análisis se ha diseñado una hoja Excel que nos simula los flujos de caja de nuestra planta generadora a lo largo de los años. Se parametriza en función de los valores para  $r$ , IPC, y Gastos de Mantenimiento, y se evalúa el flujo de caja convertido a dinero a fecha actual.

A continuación se muestra la hoja para cálculo del valor TIR, haciendo  $VAN=0$  para  $N=25$  años, considerando  $IPC=0$ .

TABLA 44: CÁLCULO TIR A 25 AÑOS					
	5.928.499	Inversión inicial		Van 25 años	
	3,680%	Tasa oportunidad (=TIR si $VAN=0$ )		≈ 0 €	
	0,00%	IPC			
	19.200	Costes mantenimiento anuales			
	-0,80%	Disminución rendimiento paneles			
Año	Importe energía generada	Costes mantenimiento	Valor actual generado	Valor actual acumulado	VAN
1	418.070	19.200	384.713	384.713	
2	414.726	19.200	367.946	752.659	
3	411.408	19.200	351.910	1.104.569	
4	408.117	19.200	336.571	1.441.140	
5	404.852	19.200	321.899	1.763.039	
6	401.613	19.200	307.866	2.070.905	
7	398.400	19.200	294.444	2.365.349	
8	395.213	19.200	281.606	2.646.955	
9	392.051	19.200	269.327	2.916.282	
10	388.915	19.200	257.582	3.173.865	
11	385.803	19.200	246.349	3.420.214	
12	382.717	19.200	235.605	3.655.818	
13	379.655	19.200	225.328	3.881.146	
14	376.618	19.200	215.499	4.096.646	
15	373.605	19.200	206.098	4.302.744	
16	370.616	19.200	197.106	4.499.850	
17	367.651	19.200	188.506	4.688.356	
18	364.710	19.200	180.281	4.868.637	
19	361.792	19.200	172.414	5.041.051	
20	358.898	19.200	164.889	5.205.940	
21	356.027	19.200	157.692	5.363.632	
22	353.179	19.200	150.809	5.514.441	
23	350.353	19.200	144.226	5.658.666	
24	347.550	19.200	137.929	5.796.595	
25	344.770	19.200	131.907	5.928.502	3,26

El TIR resultante con los supuestos empleados es de 3,68%. Hoy en día este valor estaría alrededor del límite de aceptabilidad para un inversor. Sin embargo, como se ha expuesto, el valor del presupuesto puede reducirse de forma significativa si se pidieran precios finales a los proveedores, para las cantidades de producto necesarias en la instalación. Por tanto el TIR aumentaría también de forma sensible.

## **8. CONCLUSIÓN SOBRE INTERÉS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS**

La conclusión final que se extrae del análisis anterior y de todo lo dicho en el punto 1. *ANTECEDENTES*, de es que este tipo de instalaciones son una opción completamente viable.

Por un lado, tecnológicamente, los sistemas implicados evolucionan muy rápidamente, consiguiendo mejoras continuadas en prestaciones y calidad, así como en costes de producción.

Por otro lado, se trata de una energía limpia, lo cual añade un enorme plus de interés difícilmente cuantificable.

Si del punto anterior, y con unos precios que distan bastante de lo que serían precios finales ante un pedido en firme, se obtiene un TIR del 3,26%, se estima que ante una situación real de ejecución de una instalación de estas características, fácilmente podría obtenerse un TIR superior al 6%.

Hoy en día esta rentabilidad ya es atractiva para captar inversión privada.

La conclusión, por tanto, no puede ser otra que debe potenciarse y favorecerse, a nivel global, este tipo de sistemas para generación de energía eléctrica.

## PRESUPUESTO

Se realiza el presupuesto de la instalación considerando precios unitarios lo más realistas posible. Los de mayor importe, como paneles fotovoltaicos, soportes y estructuras, inversores y centros de transformación con su apartamento interior, se han obtenido de ofertas directas de proveedores, mientras que los del resto de materiales, de menor importe, se han obtenido en base a listas de precios PVP aplicando descuentos habituales en cada tipo de producto.

Aun habiendo recibido ofertas directas de proveedores, éstas no pueden considerarse como los precios finales que se obtendrían en el caso de hacer un pedido real de estos materiales, para las cantidades de producto que son necesarias en este proyecto.

Por tanto debe considerarse este presupuesto como punto de partida, sabiendo que los precios finales podrían reducirse en mayor o menor cuantía.

No se han incluido costes difícilmente cuantificables a priori, como tasas administrativas, impuestos municipales, honorarios de profesionales, etc.

T ud	Concepto	Nº ud	P / ud	Importe
	<b>Paneles fotovoltaicos</b>			<b>3.142.000,00</b>
Ud	Panel fotovoltaico Solar World modelo SW290	20.000	157,10	3.142.000,00
	<b>Soportes y estructuras</b>			<b>438.942,86</b>
Ud	Kit de estructura K2-System para 25x2 paneles de dimensiones 1,675x1,001 m en posición vertical. Incluye guías longitudinales, kits triangulares, accesorios de unión y fijación, y tornillería.	400	1.097,36	438.942,86
	<b>Cableados DC</b>			<b>43.081,36</b>
	EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC			
ml	Sección 1,5 mm <sup>2</sup>	6.143	0,11	675,73
ml	Sección 2,5 mm <sup>2</sup>	12.433	0,17	2.113,61
ml	Sección 4 mm <sup>2</sup>	21.888	0,31	6.785,28
ml	Sección 6 mm <sup>2</sup>	22.818	0,49	11.180,82
ml	Sección 10 mm <sup>2</sup>	11.214	0,68	7.625,52
	EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC			
ml	Sección 70 mm <sup>2</sup>	2.827	5,20	14.700,40
	<b>Cuadros conexionado DC nivel I</b>			<b>11.400,00</b>
Ud	Cuadro de conexionado en DC, para 16 canales de entrada de doble polaridad protegidos con fusibles gPV 10x38 mm, y seccionador de corte en carga de 160A, con protección contra sobretensiones tipo II 40kA, modelo Schneider AB16-160	50	228,00	11.400,00
	<b>Bandejas canalizaciones</b>			<b>77.808,64</b>
ml	Bandeja rejiband electro zincada 60x100 mm	6.556	4,00	26.224,00
ml	Bandeja rejiband electro zincada 60x200 mm	3.978	6,40	25.459,20
ml	Bandeja rejiband electro zincada 60x300 mm	851	9,60	8.169,60
Ud	PA Accesorios de unión y fijación (estimado 30% adicional)	0,30	59.852,80	17.955,84
	<b>Centros de transformación PV Box 1260 kVA</b>			<b>613.335,00</b>
Ud	DC Box 6 entradas 160A	10	1.125,00	11.250,00
Ud	Interruptor corte en carga con bobina de disparo y motorizado para rearme, Schneider NSX 1000 NA DC PV	20	2.730,00	54.600,00
Ud	Inversor Schneider XC630	10	28.590,00	285.900,00

Ud	Interruptor automático NS1250N-3P equipado con unidad Micrologic 2.0	10	3.184,00	31.840,00
Ud	Vigilante de aislamiento Cirprotec Iso Check PV 1000	10	154,80	1.548,00
Ud	Vigilante de aislamiento Cirprotec Iso Check 230	10	127,20	1.272,00
Ud	Transformador Schneider Minera PV 1260 kVA	5	27.185,00	135.925,00
Ud	Conjunto MT Schneider formado por celda de protección y celda de seccionamiento, serie RM6 24 kV	5	11.100,00	55.500,00
Ud	Contendor tipo marítimo Schneider PV Box 1260 container	5	4.130,00	20.650,00
Ud	Sistema de alimentación auxiliar de 10 kVA para servicios auxiliares	5	1.480,00	7.400,00
Ud	Cuadro de maniobra sistemas de protección	5	1.490,00	7.450,00
Ud	Cableados interiores y conexionados de potencia	5	145,00	725,00
	<b>Excavación para zanjas y cimentaciones</b>			<b>23.470,20</b>
ml	Apertura de zanja 30x30 cm para cimientos de estructuras	20.000	0,85	17.000,00
ml	Apertura de zanja 30x80 cm para puestas a tierra en lateral	210	1,12	235,20
Ud	Excavación 1200x400x80 cm para cimentación y puestas a tierra en CTs	5	85,00	425,00
ml	Excavación 370x40 cm para vial y acera en lateral de parcela	700	8,30	5.810,00
	<b>Hormigonados y pavimentos</b>			<b>126.006,00</b>
m3	Hormigón HA-25 para zunchos y cimentaciones	1.992	40,00	79.680,00
m2	Firme rígido para tráfico pesado T42 sobre explanada E3, compuesto de capa de 20 cm de espesor de HF-3,5.	2.590	15,40	39.886,00
m2	Solado de loseta de hormigón para uso exterior	700	9,20	6.440,00
	<b>Sistema de puesta a tierra</b>			<b>12.455,00</b>
Ud	Pica TT 2000x14 100 micras	120	4,00	480,00
Ud	Grapa para pica TT	120	0,70	84,00
	Cable de cobre desnudo 35 mm2	700	2,60	1.820,00
	Cable de cobre desnudo 50 mm2	370	3,80	1.406,00
	Cable de cobre aislado 10 mm2	10.000	0,78	7.800,00
Ud	Borna pasante 2x10 mm2	800	0,34	272,00
Ud	Borna pasante 2x35 mm2	85	2,80	238,00
Ud	PA material diverso de conexionado (terminales, tornillería, etc) por bloque de 2 strings	400	0,40	160,00
Ud	Cableados interiores y conexionados de tierra en CTs	5	39,00	195,00
	<b>Mano de obra de instalación eléctrica</b>			<b>1.440.000,00</b>
Ud	Hora de mano de obra de oficial de primera	18.000	24,00	432.000,00
Ud	Hora de mano de obra de oficial de segunda	18.000	20,00	360.000,00
Ud	Hora de mano de obra de ayudante de electricista	36.000	18,00	648.000,00
	<b>Total presupuesto de instalación</b>			<b>5.928.499,06</b>

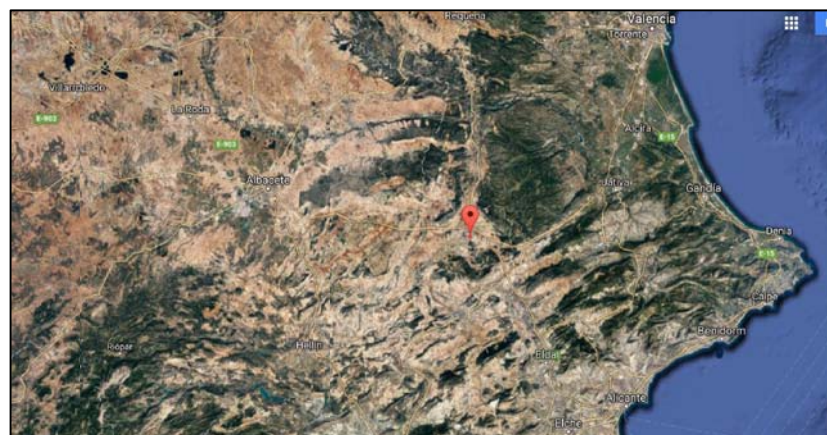
**Impuesto de valor añadido no incluido.**

## **PLANOS**

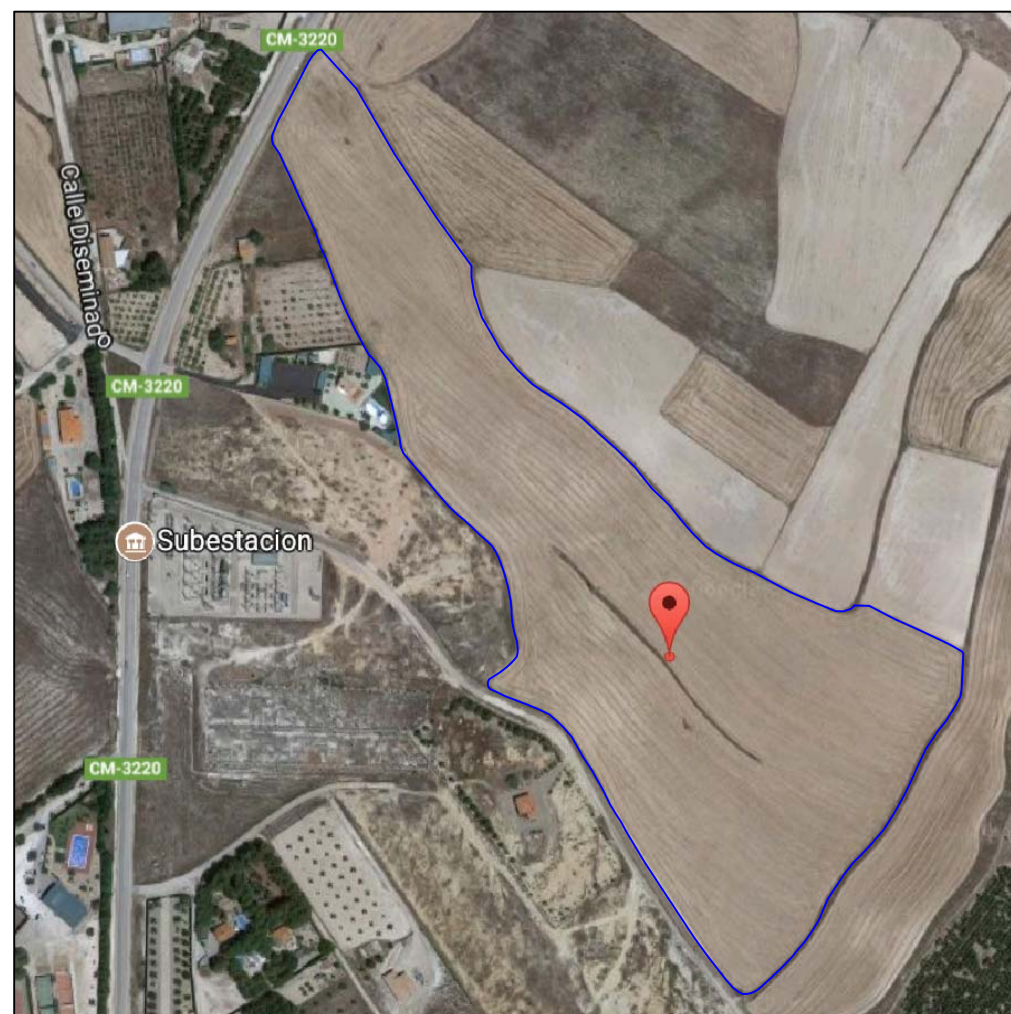
1. PLANO 01: UBICACIÓN PARCELA
2. PLANO 02: DISPOSICIÓN DE ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN
3. PLANO 03: ESQUEMA DE BLOQUES
4. PLANO 04: ESQUEMA UNIFILAR DE BLOQUE
5. PLANO 05: CANALIZACIONES
6. PLANO 06: PUESTA A TIERRA
7. PLANO 07: CENTROS DE TRANSFORMACIÓN
8. PLANO 08: ESQUEMA UNIFILAR DE SERVICIOS AUXILIARES
9. PLANO 09: ZUNCHOS ESTRUCTURA PANELES
10. PLANO 10: VIAL LATERAL PARCELA



UBICACIÓN						
Provincia	Población	Latitud	Longitud	Altitud (m)	Sup (m2)	pot a instalar (MW)
<b>Albacete</b>	<b>Almansa</b>	<b>38,8518</b>	<b>-1,0837</b>	<b>718</b>	<b>84.678</b>	<b>5,800</b>



E 1: 2.500.000



E 1: 5.000

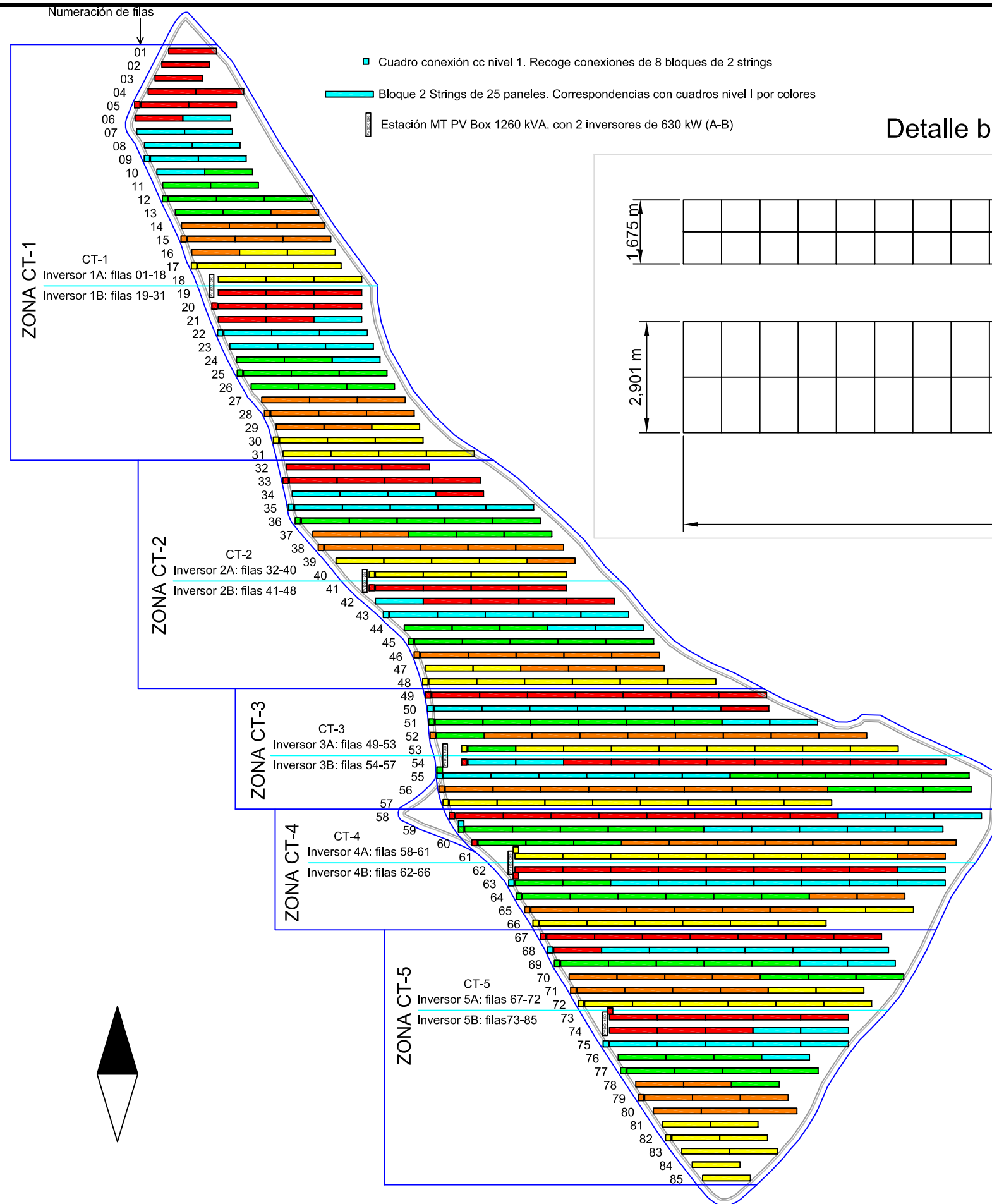


E 1:50.000

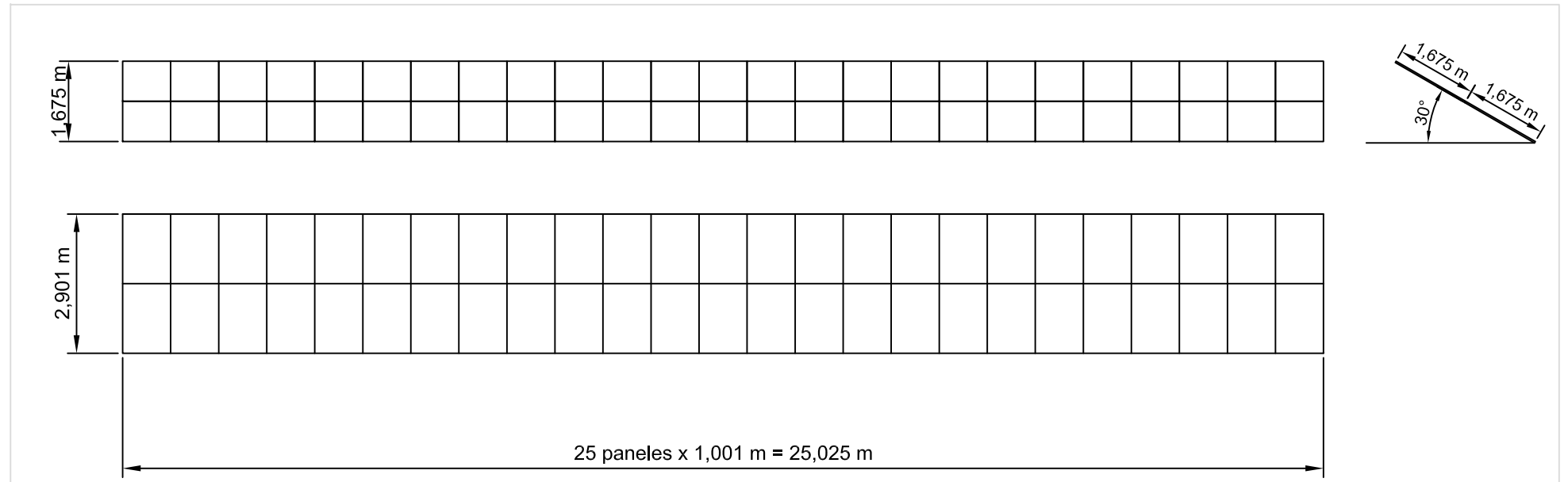


(Imágenes obtenidas de <https://www.google.es/maps>)

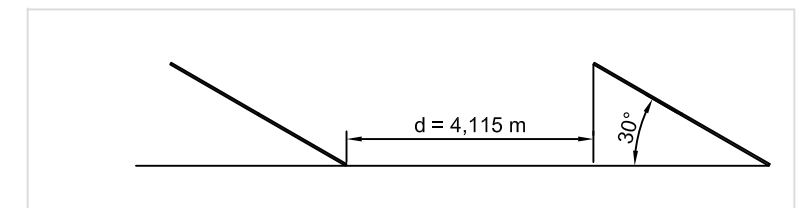


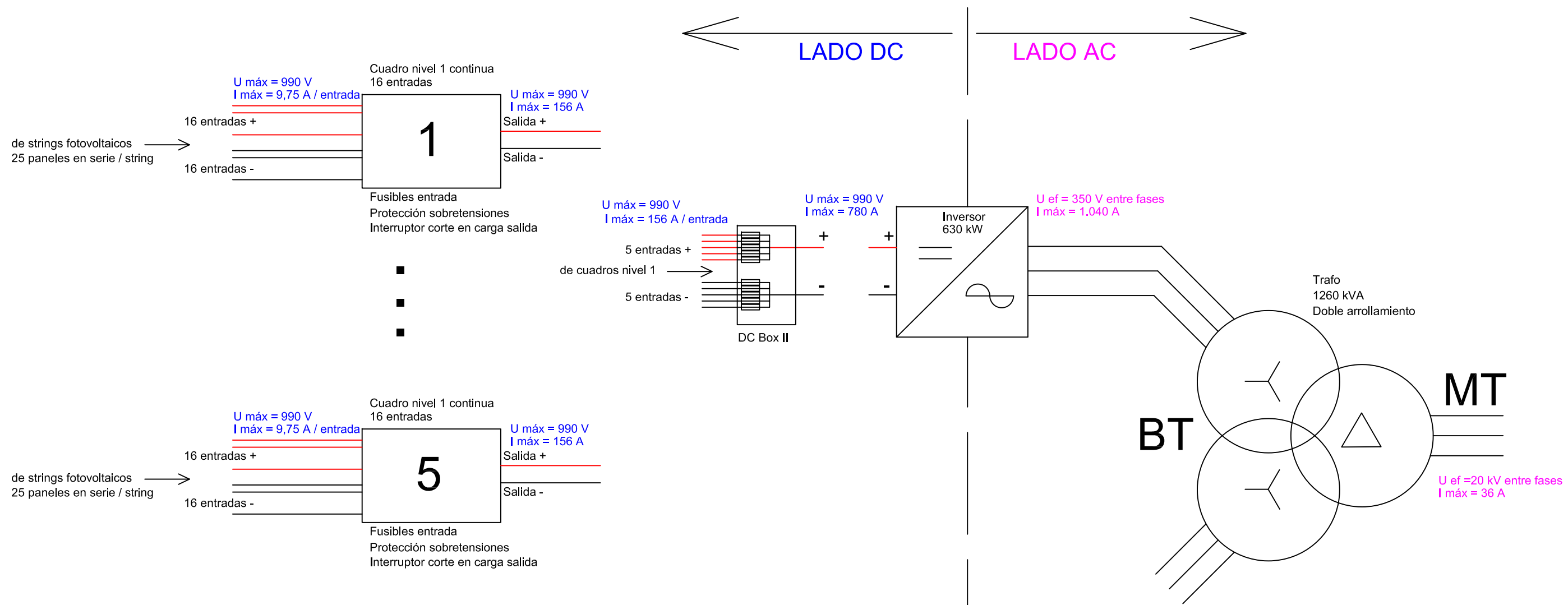


Detalle bloque 2 Strings de 25 paneles (E 1: 125)

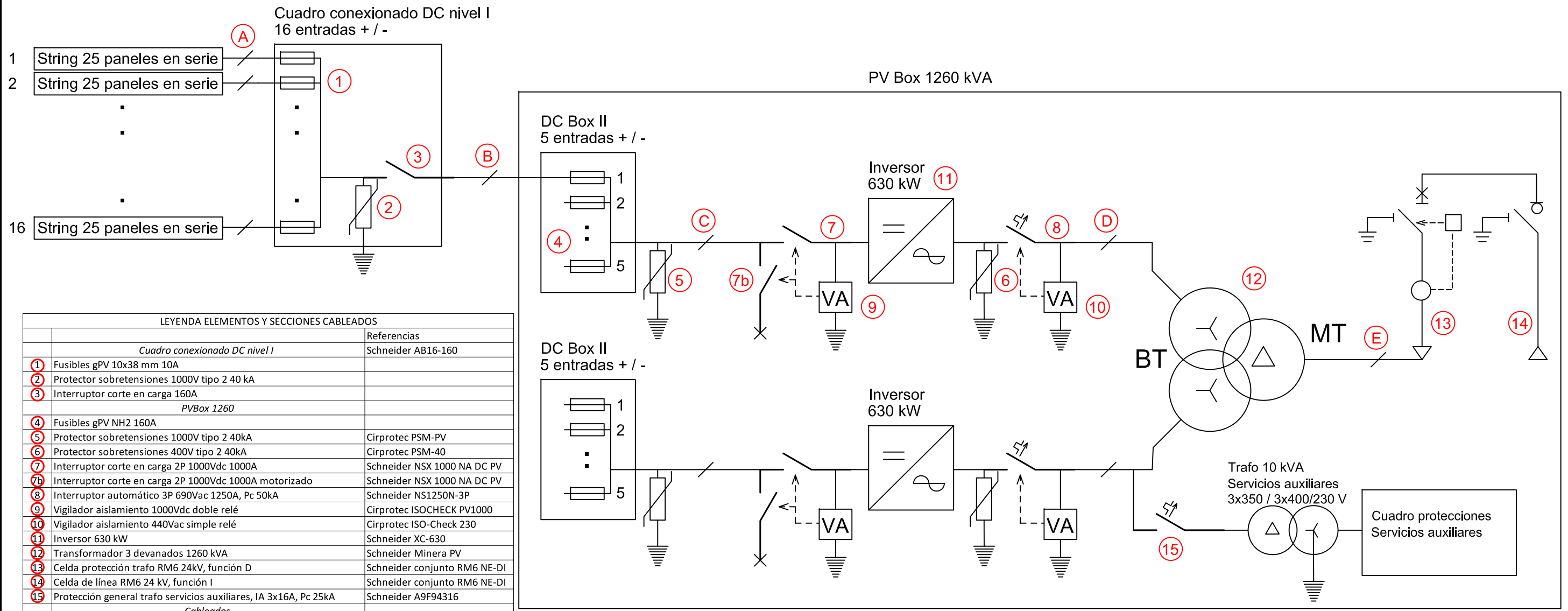


Detalle distancia entre filas (E 1: 125)

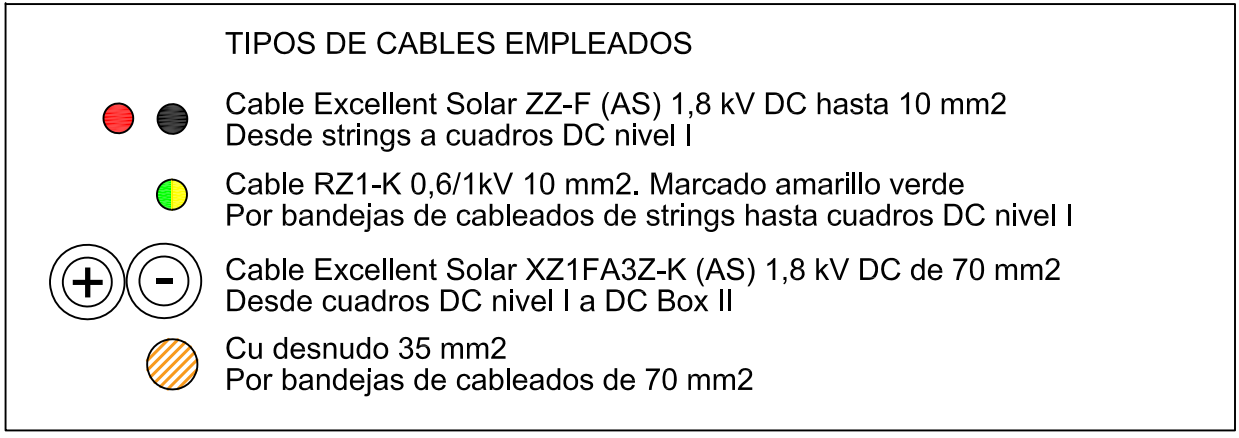
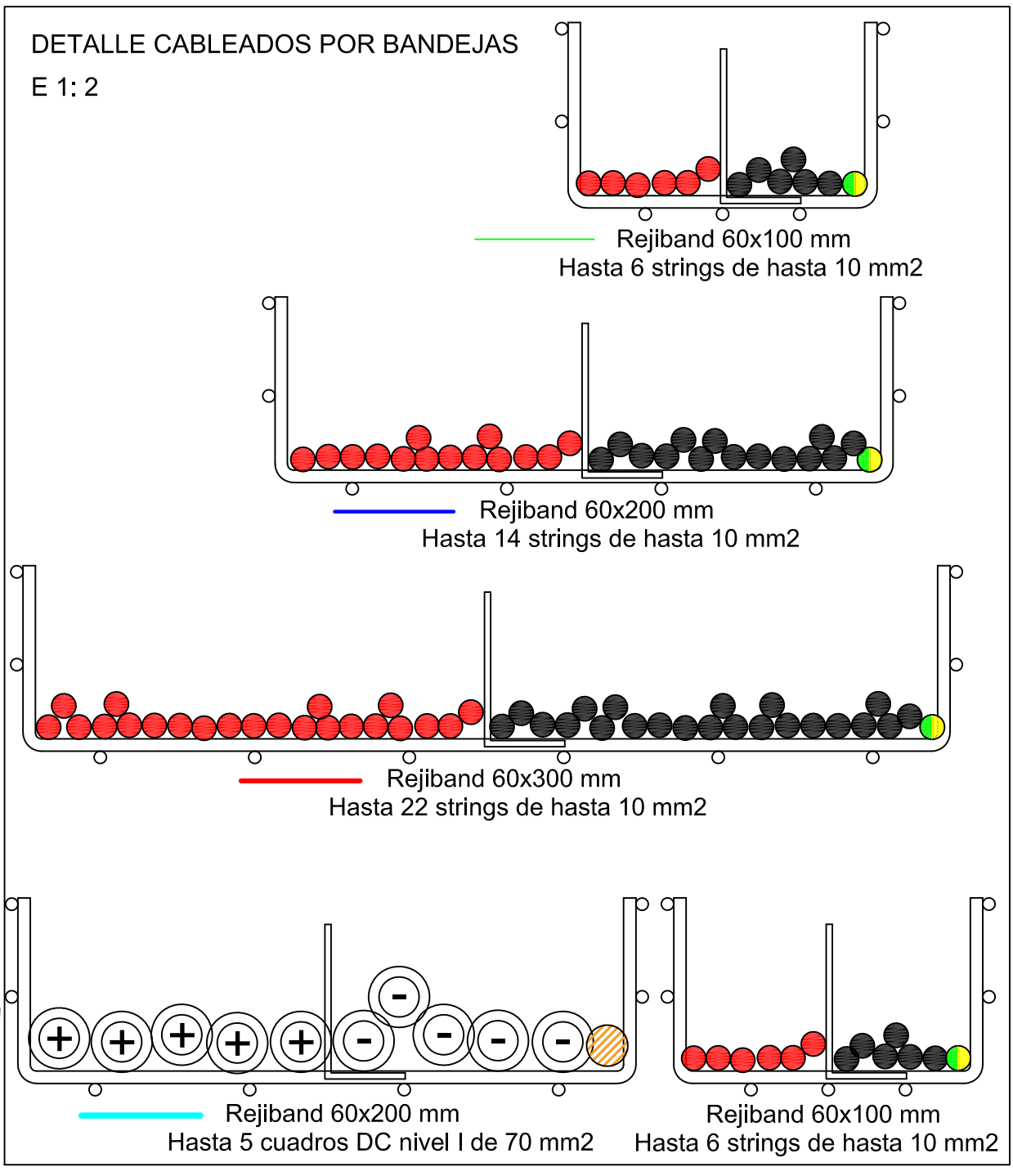
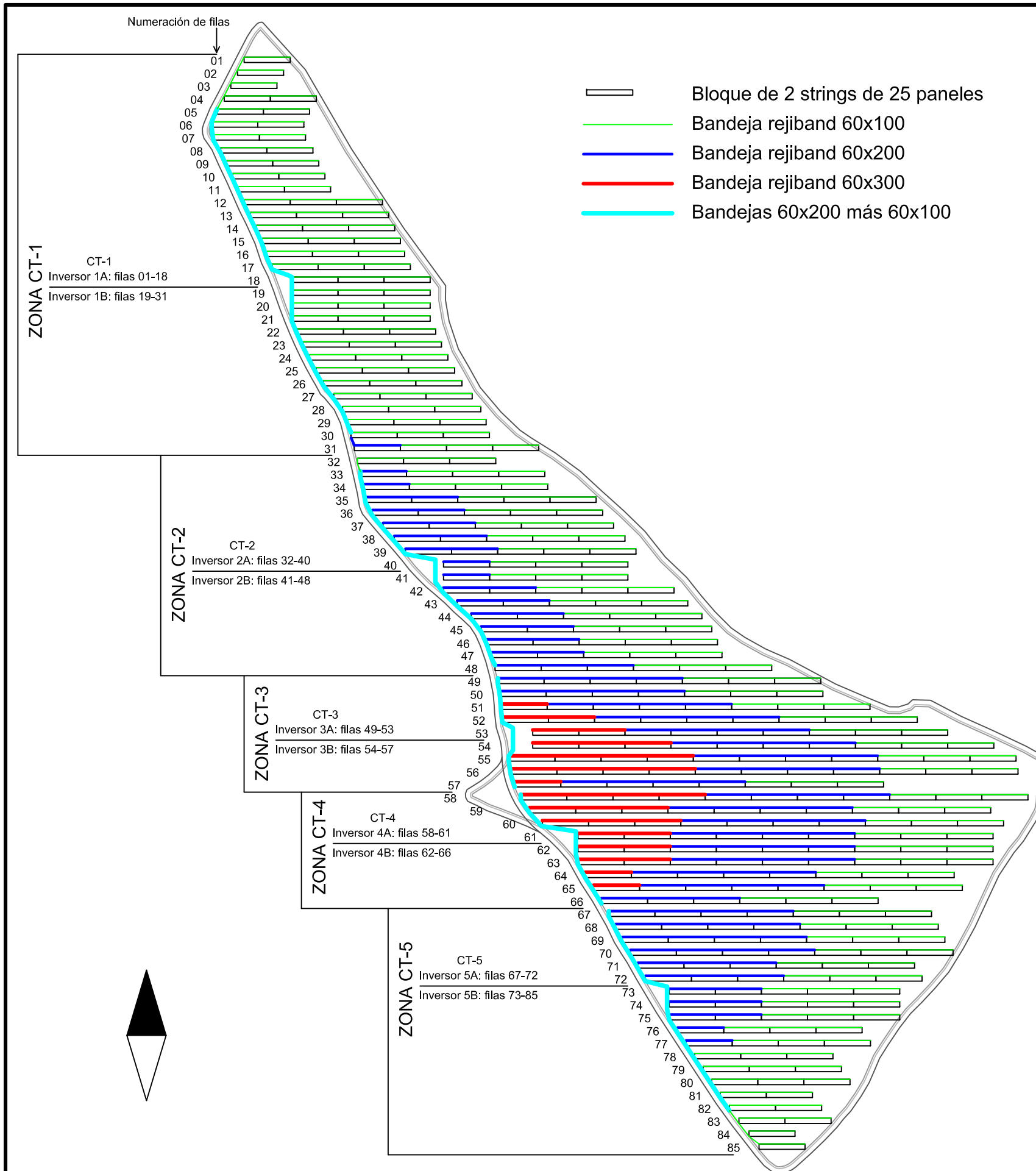




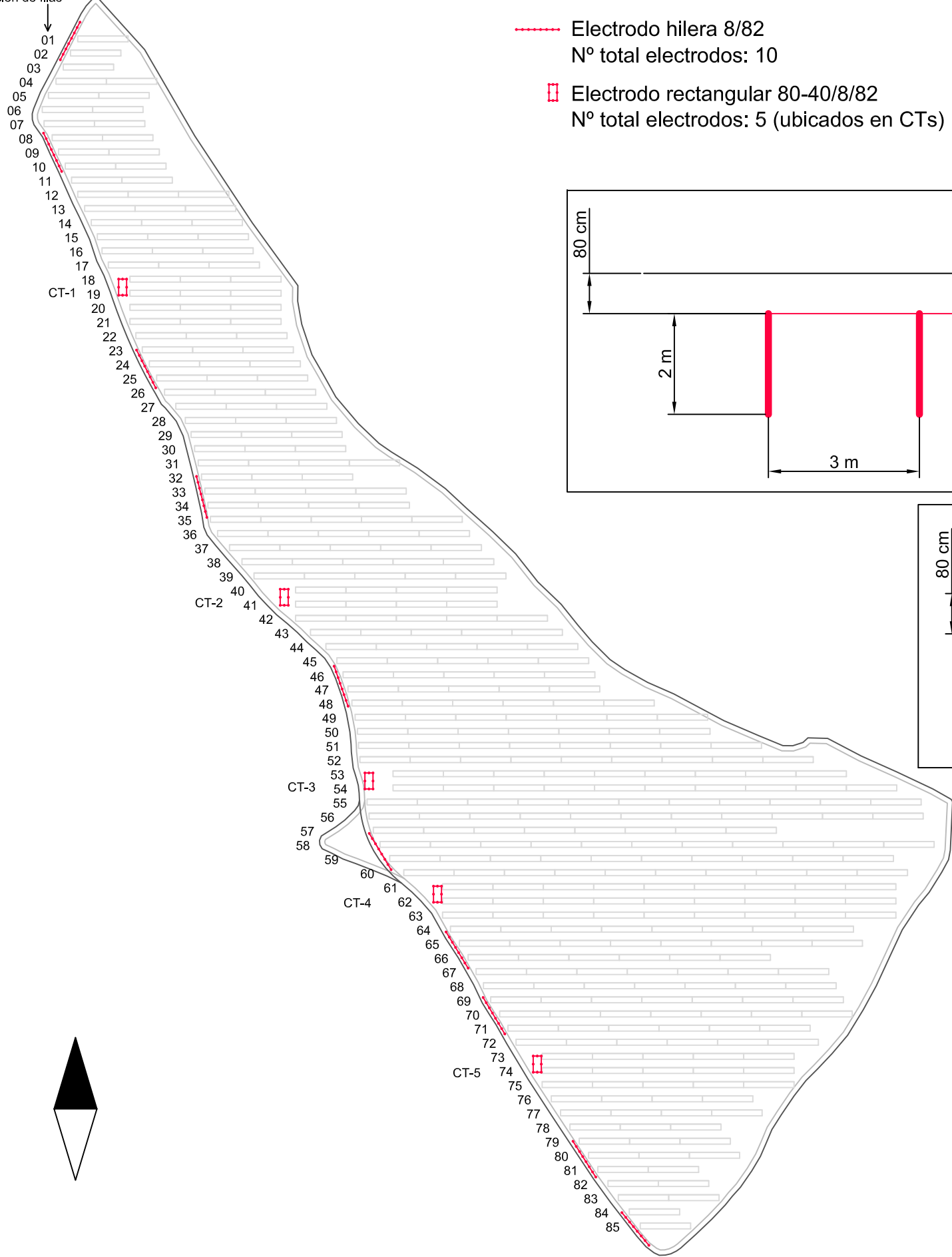
NIVEL DE AGRUPACIÓN	DC					AC				
	Pot pico	U circ ab	U máx pot	I cc	I máx pot	U nóm línea	Imáx	I nóm	P nóm	
	kW pico	Voltios	Voltios	Amp	Amp	Voltios	Amp	Amp	kW	
1 panel	0,29	39,6	31,9	9,75	9,2					
1 canal entrada cuadro DC nivel I = 1 String = 25 paneles en serie	7,25	990	797,5	9,75	9,2					
1 cuadro DC nivel I = 16 canales = 16 strings	116	990	797,5	156	147,2					
1 inversor = 5 cuadros DC nivel I	580	990	797,5	780	736	350	957	1.039	630	
1 Trafo = 2 Inversores	1.160					2 x 350	2 x 957	2 x 1039	1.260	BT
						20.000	33,49	36,37	1.260	AT
5 Trafos = total instalación	5.800								6.300	



LEYENDA ELEMENTOS Y SECCIONES CABLEADOS		Referencias
<i>Cuadro conexionado DC nivel I</i>		
1	Fusibles gPV 10x38 mm 10A	Schneider AB16-160
2	Protector sobretensiones 1000V tipo 2 40 kA	
3	Interruptor corte en carga 160A	
<i>PVBox 1260</i>		
4	Fusibles gPV NH2 160A	
5	Protector sobretensiones 1000V tipo 2 40kA	Cirprotec PSM-PV
6	Protector sobretensiones 400V tipo 2 40kA	Cirprotec PSM-40
7	Interruptor corte en carga 2P 1000Vdc 1000A	Schneider NSX 1000 NA DC PV
7b	Interruptor corte en carga 2P 1000Vdc 1000A motorizado	Schneider NSX 1000 NA DC PV
8	Interruptor automático 3P 690Vac 1250A, Pc 50kA	Schneider NS1250N-3P
9	Vigilador aislamiento 1000Vdc doble relé	Cirprotec ISO-CHECK PV1000
10	Vigilador aislamiento 440Vac simple relé	Cirprotec ISO-Check 230
11	Inversor 630 kW	Schneider XC-630
12	Transformador 3 devanados 1260 kVA	Schneider Minera PV
13	Celda protección trafo RM6 24kV, función D	Schneider conjunto RM6 NE-DI
14	Celda de línea RM6 24 kV, función I	Schneider conjunto RM6 NE-DI
15	Protección general trafo servicios auxiliares, IA 3x16A, Pc 25kA	Schneider A9F94316
<i>Cableados</i>		
A	Cable ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC Cu (Secciones en anexo 6.4)	General Cable Exzhellent Solar
B	Cable XZ1FA3Z-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC Sección 2x70 mm <sup>2</sup> Cu	General Cable Exzhellent Solar
C	Cable XZ1FA3Z-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC Sección 2x(2x240) mm <sup>2</sup> Cu	General Cable Exzhellent Solar
D	Cable RZ1-K (AS) 1000V Sección 3x(3x240) mm <sup>2</sup> Cu	General Cable EXZHELLENT XXI
E	Cable EPR 24 kV 1x150 mm <sup>2</sup> Al	Prysmian AL HEPRZ1

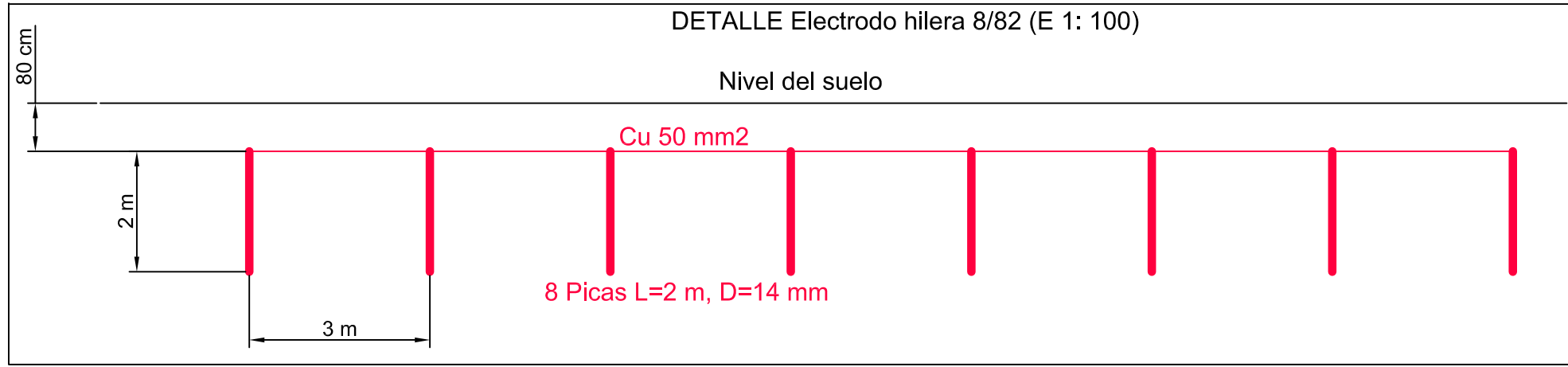


Numeración de filas

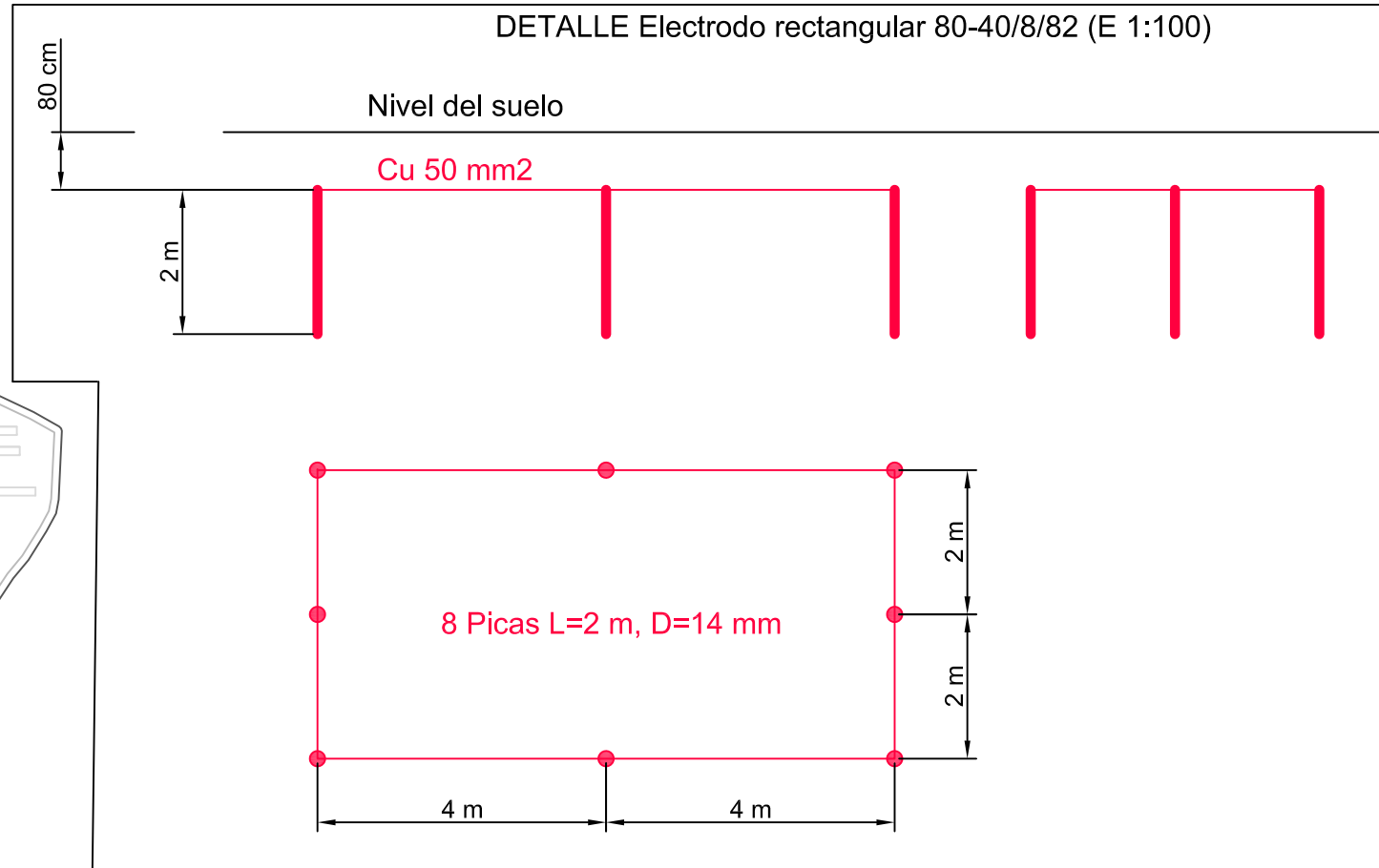


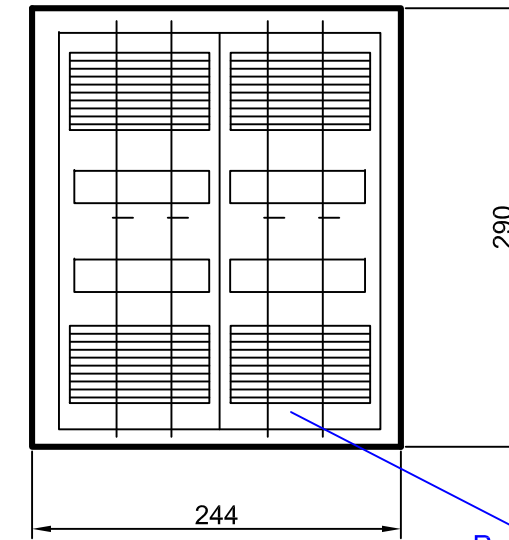
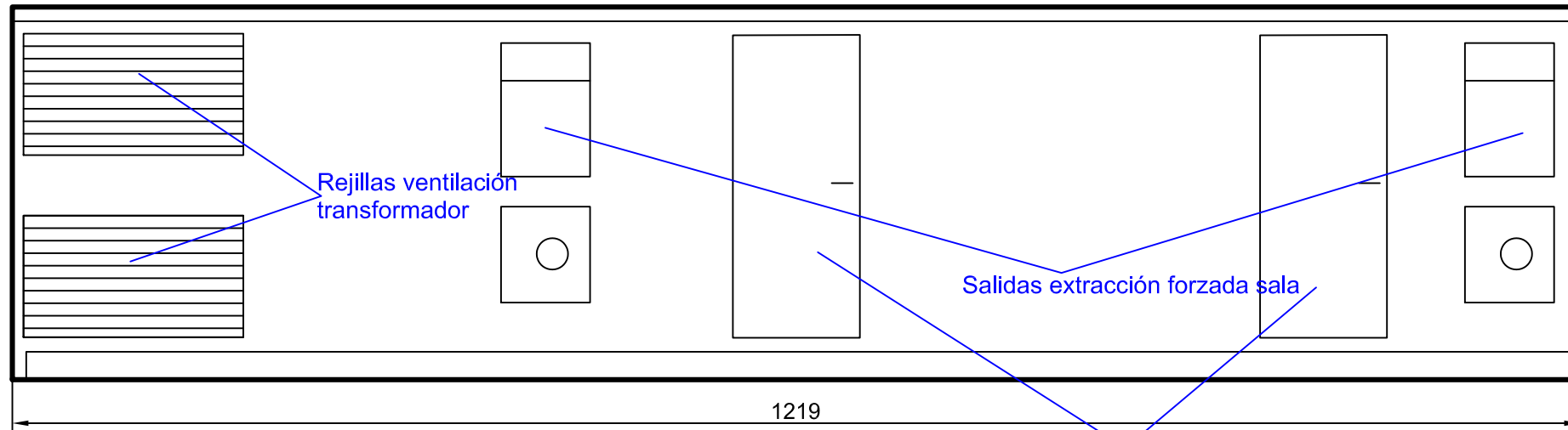
- Electrodo hilera 8/82  
Nº total electrodos: 10
- ▭ Electrodo rectangular 80-40/8/82  
Nº total electrodos: 5 (ubicados en CTs)

DETALLE Electrodo hilera 8/82 (E 1: 100)

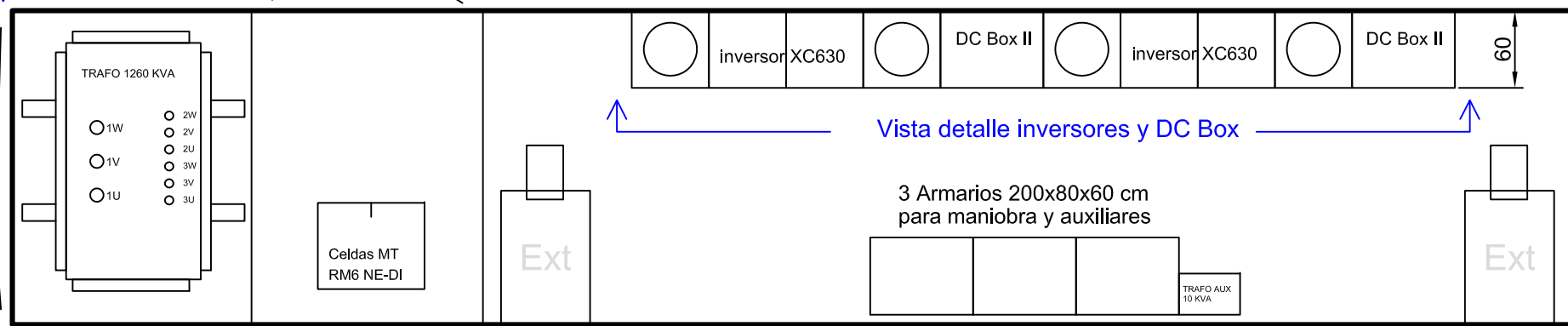


DETALLE Electrodo rectangular 80-40/8/82 (E 1:100)

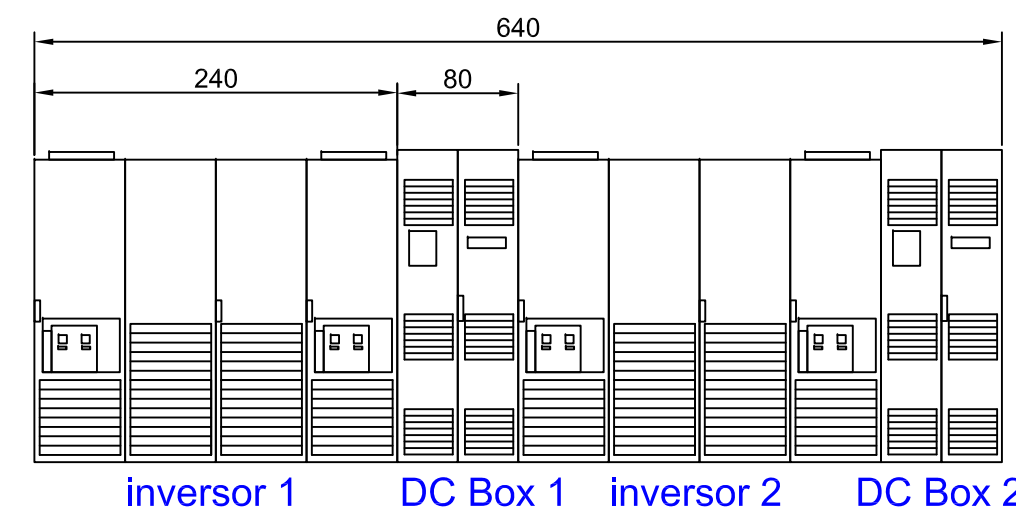




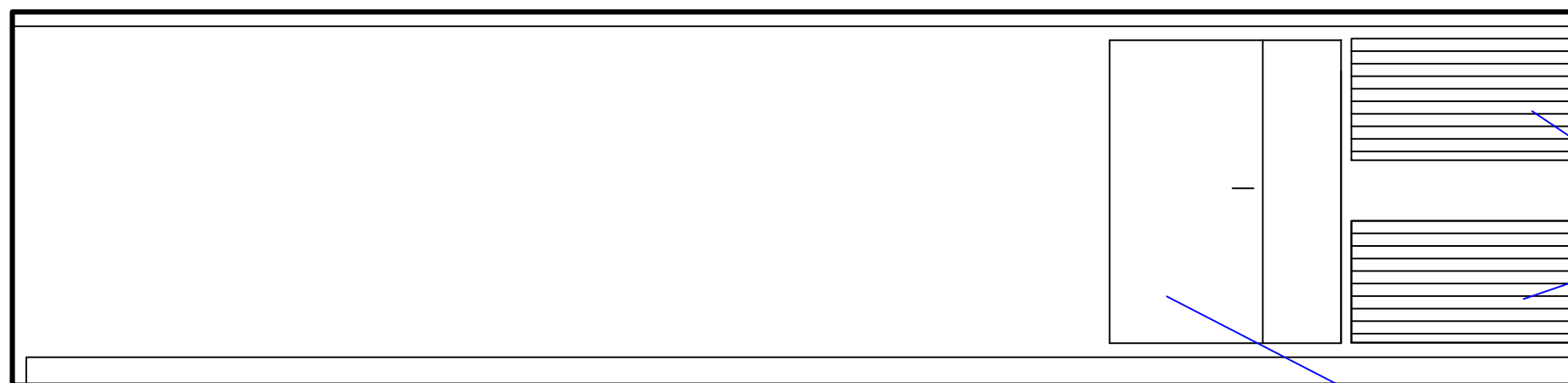
Vista lateral opuesto



Vista detalle inversores y DC Box



Vista detalle inversores y DC Box



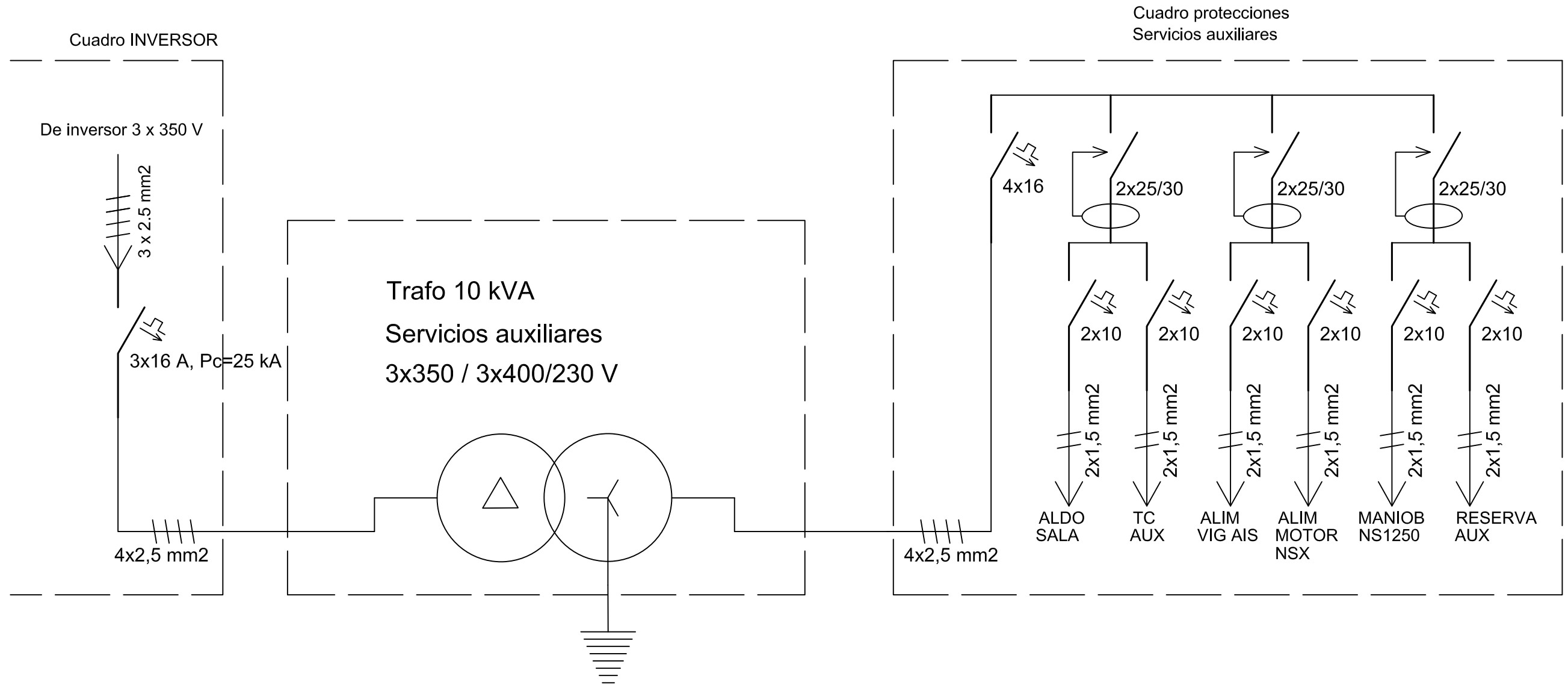
Vista lateral opuesto

Puerta acceso a cabinas MT

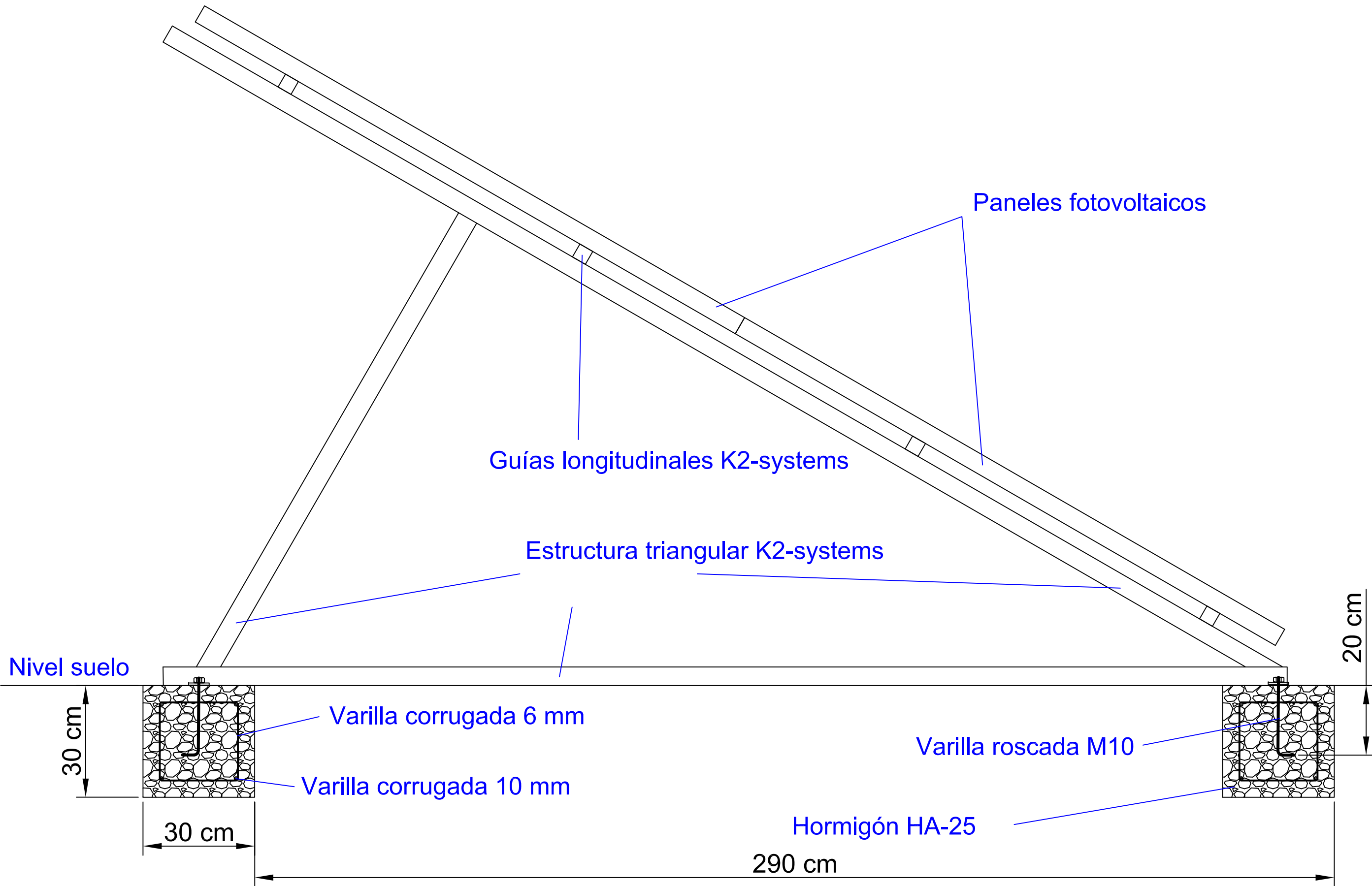
# Contenedor tipo marítimo Schneider PV Box 1260

Cotas en cm

	Proyecto: <b>INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 5,8 MW PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SITUADA EN ALMANSA (ALBACETE)</b>	Plano: <b>Centros de transformación</b>	Fecha: <b>Junio 2017</b>	<b>7</b>
		Autor: <b>Rubén Alepuz Sánchez</b>	Escala: <b>1:50</b>	



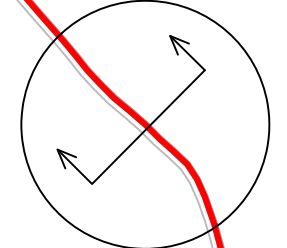
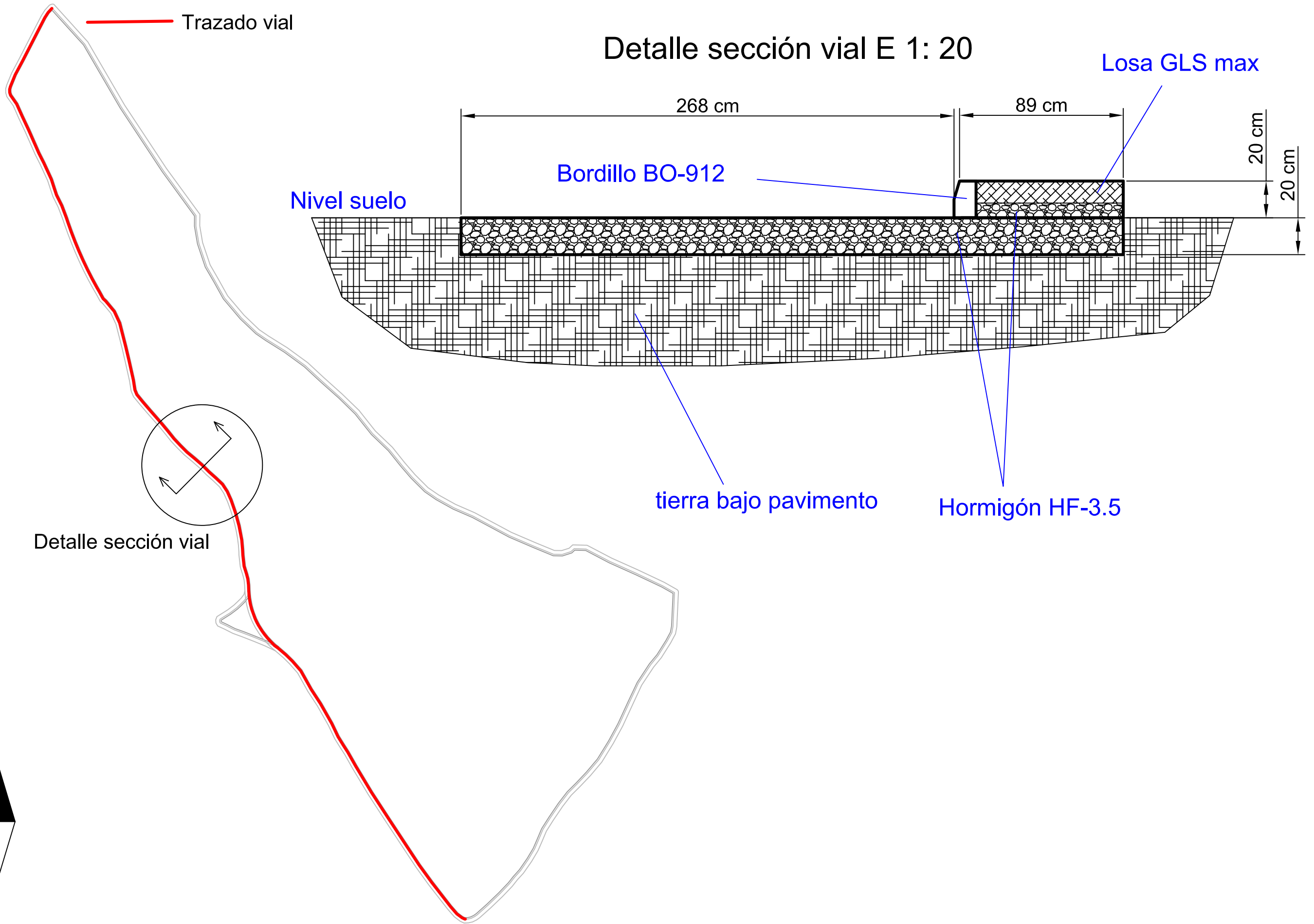






Trazado vial

### Detalle sección vial E 1: 20



Detalle sección vial

