

INSTALACIÓN DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE 7 MW

Luz Gómez Montesinos
Grado en Ingeniería Eléctrica

Tutor: Elias J. Hurtado Pérez



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Quisiera agradecer el apoyo y ánimo a mi familia, amigos y pareja, han tenido las palabras necesarias en cada momento de estrés o desilusión. A mi tutor del tfg por orientarme.

A mi yo del futuro, espero que consigas todo lo que te propones, no dudes de ti y lucha por lo que realmente desees, conseguirás todo lo que te propones.



Palabras Clave: Fotovoltaica, energía, energía solar, módulos fotovoltaicos, inversores, ACB, transformador, cortocircuito, caída de tensión, producción, diseño.

Índice

Aspectos previos	5
INTRODUCCIÓN	6
Introducción al proyecto	6
Objetivo	6
Situación	6
Características emplazamiento	7
ENERGÍA SOLAR.....	8
Aplicaciones energía fotovoltaica.	9
Instalación conexión a red	9
MEMORIA TÉCNICA.....	11
Diseño preliminar	11
Módulos	11
Inversor	13
Transformador	15
Estructura	16
Cableado.....	16
AC Box	16
CCTV	17
COMBOX y sensores.....	17
Diseño ángulo y distancias.	17
Ángulo	17
Distancia.....	18
Disposición territorial.....	20
Reparto Inversores y ACBs	22
CÁLCULOS ELÉCTRICOS	26
Cableado BT y MT.....	26
Consideraciones básicas.....	26
Cable solar	27
Corriente máxima admisible	28
Caida de tensión.....	30



Corriente de cortocircuito.....	31
Protecciones.....	31
Conductor inversor.....	31
Corriente máxima admisible	32
Caída de tensión.....	35
Corriente de cortocircuito.....	42
Protecciones.....	53
Conductor ACBs.....	53
Corriente máxima admisible	53
<i>Caída de tensión</i>	56
Corriente de cortocircuito.....	59
Protecciones.....	61
Conductores MT.....	61
Corriente máxima admisible	61
Caída de tensión.....	66
Corriente de cortocircuito.....	67
Protecciones.....	68
<i>Servicios auxiliares</i>	68
Corriente máxima admisible	68
Caída de tensión y pérdidas eléctricas.....	69
Cálculo de puestas a tierra.....	74
Objetivo.....	74
Descripción del sistema.....	74
Metodología de cálculo.....	74
Conclusión	84
Producción anual.....	85
ESTUDIO ECONÓMICO	87
Conclusión	94
Referencias.....	95
Anexo I: Hojas de datos	
Anexo II: Planos	
Anexo III: Estudio energético PVSyst	

Tabla de ilustraciones

Ilustración 1- Emplazamiento instalación fotovoltaica, Vian, Irán.....	7
Ilustración 2 - Mapa radiación mundial (NASA)	8
Ilustración 3 - Funcionamiento módulo FV	9
Ilustración 4 - Central generadora genérica.....	10
Ilustración 5 - Distribución substrings en módulo FV	15
Ilustración 6 - Esquema sombras	18
Ilustración 7 - Representación sombras.....	19
Ilustración 8 - Disposición estructuras fotovoltaicas	20
Ilustración 9 - Disposición inversores en planta fotovoltaica	22
Ilustración 10 - Disposición AC Box planta fotovoltaica.....	24
Ilustración 11 - Esquema conexiones módulos.....	27
Ilustración 12- Ejemplo conectores cable solar	27
Ilustración 13 - Diagrama cálculo puesta a tierra	75
Ilustración 14 - Desglose producción	86

Aspectos previos

Este TFG trata sobre el diseño de una instalación de generación eléctrica 6.78 MW mediante paneles fotovoltaicos. Estos paneles se situarán en un terreno en la localidad de Vian, Irán. Toda la energía será vertida a la red eléctrica de alta tensión, vendiéndose a la administradora de energía local.

Se describe el funcionamiento de una planta fotovoltaica, en la cual el componente principal será el módulo fotovoltaico, este transformará la radiación incidente en una corriente continua, la cual transformaremos a alterna a través del inversor, que además se encargarán de regular tensión y frecuencia.

Se eligieron paneles fotovoltaicos de 320Wp de células de silicio policristalino. Respecto a los inversores se eligieron 226 inversores de 30kW cada uno.

El esquema eléctrico resultante de aplicar todos los criterios de diseño habiendo tenido en cuenta las limitaciones que imponen los inversores, ya que nos limita a poner un máximo de 18 módulos por cadena (string), usaremos un total de 24 408 módulos para toda la instalación, con un total de 7.81 MWp instalados.

Los paneles se dispondrán en estructuras de 3V18 módulos, orientando cada módulo verticalmente con una inclinación de 20°. Los inversores los situaremos en el pie de la estructura correspondiente. Una línea trifásica evacuará la energía producida del transformador de la propia instalación a la red eléctrica.

El terreno de nuestra instalación se ha tomado con un desnivel de 0°, ya que, tras el estudio topográfico del emplazamiento, se observó unas desviaciones menores a 2°, por tanto se unificó a 0°. Las estructuras utilizadas serán fijas, utilizaremos una inclinación para todo el año de 20°. Los inversores se situarán debajo de cada dos mesas. Una línea trifásica evacuará hasta las ACBs y consiguientemente al transformador de potencia de cada zona. Por último, todas las líneas se unirán en el centro de seccionamiento y por último verterán la energía a la red.

Otros apartados de suma importancia y a los que haremos referencia más adelante serán el cálculo de cableado y protecciones, el estudio energético y, por último, el estudio de puestas a tierra

INTRODUCCIÓN

Introducción al proyecto

Debido al incesante crecimiento de la población y el ritmo frenético de consumo de la sociedad nos hemos visto obligados a producir cada día más energía para poder cubrir las demandas energéticas necesarias.

Por ello, nos hemos abocados a la búsqueda de nuevas soluciones energéticas. Históricamente, los recursos más utilizados han sido los combustibles fósiles, como pueden ser el carbón o petróleo por su alto contenido energético. Por consiguiente, estos combustibles han sido y son muy contaminantes y actualmente se pueden observar algunas de las consecuencias a largo y corto plazo que están teniendo el uso de estos combustibles. Para conseguir reducir el impacto ambiental se están estudiando otras alternativas más limpias y menos dañinas en todos los sentidos. Es por esto que cada día más países se están subiendo al movimiento de las energías renovables, algunos entre ellos se han propuesto el llegar al 30% de su abastecimiento a partir de renovables como puede ser Japón, tras su incidente con la central nuclear de Fukushima.

Las energías renovables se presentan como una de las únicas alternativas a los combustibles fósiles para poder lograr el aprovisionamiento necesario de energía creciente. Este objetivo es posible a través de la incesante evolución de esta joven tecnología.

Objetivo

El objetivo de este proyecto consiste en la descripción al completo de todos los procesos a realizar, cálculos, instalaciones y obra civil. Con el fin de poder desarrollar la instalación de una central fotovoltaica generadora con conexión a red. También definiremos los criterios de selección de los diferentes componentes y configuraciones posibles de nuestro sistema, con el propósito de conseguir la instalación más eficiente posible.

Situación

La instalación fotovoltaica se emplazará en a 10 kms de la ciudad de Vian, Irán, con coordenadas 298382.61m E, 3887487m N. Esta parcela será utilizada con el único fin de la producción de energía eléctrica.



Ilustración 1- Emplazamiento instalación fotovoltaica, Vian, Irán.

Características emplazamiento

La situación de nuestra planta fotovoltaica está localizada en el desierto de Irán. Las temperaturas máximas y mínimas oscilarán entre 0º y 40º aproximadamente, por esta razón, el estudio de las tensiones y corrientes los realizaremos en dichos límites, ya que muchos de los parámetros eléctricos vienen determinados por la temperatura.

Tras un exhaustivo estudio del terreno se ha observado que el desnivel en las distintas cotas del terreno es nulo y por tanto todos nuestros puntos estarán a la misma altura. El terreno es un terreno silíceo, sin problemas de desprendimiento y no necesitaremos anclajes adicionales para nuestras estructuras.

El estudio de la conductividad del terreno se hizo a través del método de Wenner.

ENERGÍA SOLAR

La energía solar cobra cada día mayor peso en nuestro día a día, desde pequeños dispositivos con placas solares, pasando por instalaciones de autoconsumo, hasta grandes centrales fotovoltaicas de cientos de megavatios. Esto es debido a que la energía solar es una fuente inagotable y gratuita. Es una de las razones por las que actualmente se ha convertido en una tecnología puntera a la hora de generación de energía eléctrica.

La cantidad energía solar que incide en la Tierra diariamente es diez mil veces mayor a la consumida diariamente en todo el planeta. Los países cercanos al Ecuador se ven favorecidos por el nivel de radiación incidente, ya que es mayor que la que podríamos aprovechar en las zonas cercanas a los polos. Aun así, el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se lleva a cabo en todos los puntos del mundo con mayor o menos eficiencia. En la siguiente imagen se muestran los distintos niveles de radiación, los datos han sido obtenidos a través de la NASA.

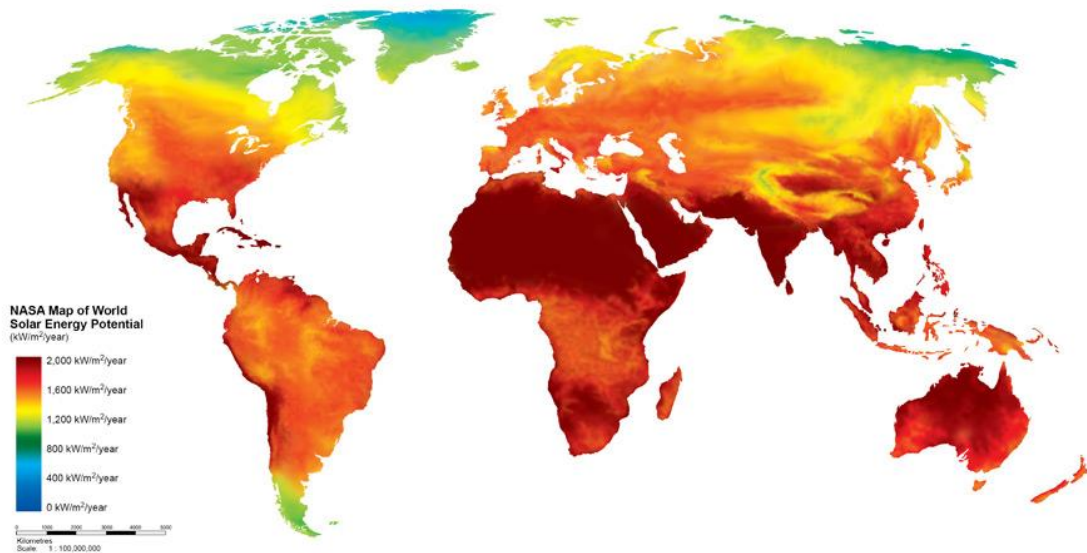


Ilustración 2 - Mapa radiación mundial (NASA)

La transformación de irradiación solar en energía eléctrica se lleva a cabo en las células fotovoltaicas. Estas células están compuestas por dos capas de silicio, una primera dopada con materiales con un número mayor de electrones (tipo N) y una segunda dopada con materiales con un menor número de electrones (Tipo P). Cuando la radiación solar incide en la primera capa con exceso de electrones consigue que los electrones sobrantes se exciten y salten de nivel energético creando así un flujo de electrones atraído por la capa con escasez de electrones. Con este movimiento de electrones se genera una diferencia de potencial entre las dos capas, lo que crea una corriente eléctrica. Este es el principio de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

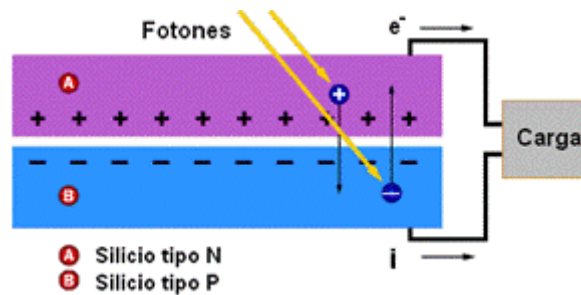


Ilustración 3 - Funcionamiento módulo FV

Aplicaciones energía fotovoltaica.

Con el paso del tiempo se han desarrollado múltiples usos de este tipo de energía. No se ha limitado a la producción de grandes cantidades de energía, sino que también se han usado para el autoabastecimiento de pequeños y grandes dispositivos.

- Dispositivos: Se han integrado en cientos de elementos de nuestro día a día como pueden ser pequeños electrodomésticos, maquinaria y últimamente se ha estudiado un nuevo uso de estas placas, como puede ser carreteras o tejas solares, compuestas en base a células fotovoltaicas.
- Instalaciones autoconsumo mixtas: Pequeñas instalaciones para empresas o particulares con el fin de abastecer la demanda energética diaria. Estas instalaciones no están aisladas de la red, se encuentran definidas por dos formas de suministro eléctrico, la propia instalación fotovoltaica y la conexión a red convencional, en caso de fallo se conectaría a red, sin quedar en ningún momento sin suministro eléctrico.
- Instalaciones de autoconsumo aisladas: Estas instalaciones son igual que las anteriormente definidas con la única diferencia que en este caso no contaría con la conexión a red. En estas instalaciones se hace uso de baterías con gran capacidad de almacenamiento y grupos electrógenos, en caso de fallo el suministro eléctrico sería continuo, siempre y cuando nuestro grupo electrógeno tenga combustible.
- Instalaciones aisladas: el único fin de estas instalaciones es la producción de energía para su venta. Vierten la energía directamente a la red cumpliendo con los requisitos que le imponga la compañía eléctrica pertinente.

Instalación conexión a red

En nuestro caso, la central de generación corresponde con una instalación de conexión a red. De forma genérica los componentes por los que están compuestos estos tipos de instalaciones son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor
- Transformador (en el caso de que haya que cambiar de tensión)
- Centro de seccionamiento y reparto

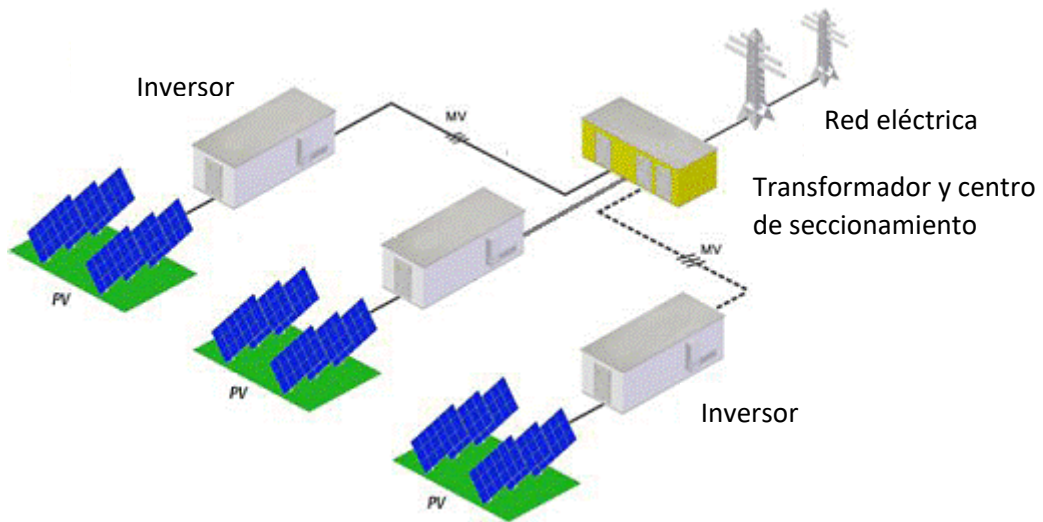


Ilustración 4 - Central generadora genérica

MEMORIA TÉCNICA

Diseño preliminar

El primer paso para el diseño del proyecto consisten en la toma de decisiones. En nuestro caso estas elecciones serán decisivas en la eficiencia de nuestra central generadora. Las decisiones principales con las que nos confrontamos serán la disposición de los módulos en las mesas, la elección de los inversores, módulos, transformadores, etc. Entre otras.

Hemos de tener en cuenta, conforme vayamos sumando pasos en el diseño definitivo nos surgirán limitaciones que serán cruciales en el diseño de nuestra instalación.

La disposición de los módulos fotovoltaicos en nuestra estructura dependerá del espacio que dispongamos para introducir toda la potencia deseada, el reparto de los strings por inversores y la producción que podamos obtener para cada configuración posible.

Módulos

La selección de los módulos vendrá determinada por la potencia de dicho módulo, tensión de vacío y corriente de corto circuito.

La **potencia** del módulo la seleccionaremos respecto a dos criterios, por una parte el coste W/€ y por otra, tendremos en cuenta si alcanzamos la potencia deseada o deberemos de recurrir a otro con mayor potencia para conseguir acercarnos a la potencia deseada.

La **tensión** estará limitada por número de módulos que pongamos en serie, teniendo en cuenta que la máxima tensión a la que nos podemos aproximar será de 1000V, ya que es lo máximo que nos permite el inversor (esta tensión puede variar algunos voltios dependiendo de la temperatura).

La **corriente de cortocircuito** será decisiva a la hora del dimensionamiento de cables y protecciones, este parámetro será un limitante a la hora del dimensionamiento de secciones.

(*En el anexo I encontraremos los datasheets de todos los componentes utilizados en la instalación)

El módulo seleccionado será un Canadian Solar de 320 Wp, a partir de esta selección comenzaremos el estudio intensivo de su disposición.

Módulo	CS6U-320P
Potencia Nominal	320 Wp
Tensión vacío (Vmpp)	36.80 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.26 A
Corriente máxima (Impp)	8.69 A

- Comprobación número de módulos por string.

$$N^{\circ} \text{ mod.} = \frac{1000}{V_{oc}}$$

La tensión que estudiaremos será V_{mpp} , teniendo en cuenta que debemos de estudiarla en los casos más desfavorables respecto a la tensión, en este caso será cuando la temperatura sea mínima y máxima. Las tensiones con las correcciones de temperatura las obtendremos a partir de:

$$V_{oc-10} = V_{oc} + (T_1 - T_0) \cdot \alpha$$

- V_{mpp} : tensión de vacío en condiciones normales (25°C)
- T_1 : Temperatura de funcionamiento en el punto deseado (-10°C, 50°C)
- T_0 : Temperatura de funcionamiento en condiciones normales (25°C)
- α : coeficiente de temperatura (-0.0031 1/°C)

$$V_{oc-10} = 50.22 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ mod.} = 19.91 \approx 19$$

$$V_{oc 50} = 41.79 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ mod.} = 11.41 \approx 12$$

En conclusión, estudiando los casos más desfavorables podremos disponer un máximo de 19 módulos y un mínimo de 12, a partir de aquí podemos decidir el número de módulos a utilizar siempre y cuando esté dentro del rango citado anteriormente. En este caso nos hemos decantado por 18 módulos ya que en caso de que hubiera problemas de configuración es un número divisible fácilmente.

Inversor

A la hora de seleccionar el inversor tenemos dos opciones.

- Inversor central: Un solo inversor para toda la instalación. Esta opción es la más económica al solo necesitar un inversor de gran potencia. También favorece el uso de secciones más pequeñas, aunque en contraposición habrá más pérdidas eléctricas al trabajar en tensiones pequeñas.
- Inversores string: Se trata de inversores descentralizados, es decir la potencia total de la planta fotovoltaica estará repartida entre el número total de inversores a disponer. Se reparten inversores por cada X número de strings que el fabricante indica en nuestro caso cada seis strings, dos mesas. Son utilizados en zonas de remoto acceso, para que en caso de avería la producción total de la planta no se vea detenida, sino solo la del inversor averiado.

Teniendo en cuenta que nuestra instalación está en el desierto de Irán y por tanto, se depositará arena y polvo en nuestros inversores, esto puede dar pie a averías. Por esta razón nos decantaremos en nuestro caso por inversores string.

Para poder seleccionar un inversor en concreto deberemos decidir de manera preliminar cuantos strings o en este caso mesas queremos por inversor. Un inversor por mesa serían demasiados inversores, y correspondería a poca potencia por cada inversor (un total de $340 \times 18 \times 3 = 18.36$ kWp), en el caso de dos mesas por cada inversor sería viable, ya que en total tenemos 452 mesas, que es divisible entre dos, y a la hora de realizar la configuración no habría gran problema en poder juntar este número de mesas por inversor. Tres mesas es una configuración difícil de conseguir ya que tendría que realizar instalaciones con demasiado cableado y acabaríamos haciendo un gasto innecesario de conductor que podríamos ahorrar con otras configuraciones.

Tras estas valoraciones la opción seleccionada fueron dos mesas por inversor, es decir, 6 strings, 36.72 kWp. Teniendo en cuenta que nuestra planta producirá solo ocasiones puntuales al 100% de su potencia nominal nos podemos permitir usar menor potencia de inversor que potencia pico (de las placas fotovoltaicas). Seleccionaríamos uno de 33 kVA, para tener una relación de DC/AC de 1.12. Haremos uso de un total de 226 inversores (452 mesas totales usando un inversor por cada dos mesas) para poder cubrir la potencia total de la planta.

El inversor seleccionado y sus características son:

Fabricante	Huawei
Tipo	String Inverter (SUN2000-36KTL)
Numero de inversores	226
Potencia de salida	33 kVA @25°C / 30 kVA @40°C (36kVA limitado a 33kVA)
Potencia AC total	6,732 kVA @25°C / 6,120 kVA @40°C

Entrada (DC)	
V. Max.	1.000 V
Rango V. por MPP	200 V – 980 V
V Min.	200V
I max	23A
Puntos MPP	4 seguidores con 2 entradas cada uno

Salida (AC)	
Potencia Nominal	30 kVA
V en AC	400V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Factor de potencia	-0.9, +0.9

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98,6%
Eficiencia Europea	98,3%

Así pues, podemos concluir que a cada inversor llegarán 6 strings de 18 módulos cada uno, solo faltaría definir la orientación de dichos módulos en las estructuras, vertical o horizontalmente.

Para poder seleccionar el más conveniente deberemos de tener en cuenta el efecto eléctrico en los strings respecto a las sombras. Este efecto recae en la disposición interna del módulo (tres ramas en paralelo de células), ya que internamente está dividido en tres substrings, por tanto, podemos poner estos strings horizontalmente de forma que la tensión de uno de estos substrings descienda cercano a 0 y así limite la producción del módulo fotovoltaico a valores bajos cercanos a 0, o podemos disponerlo verticalmente, para bajar la tensión de la misma forma, pero sin que descienda a valores cercanos a 0. (Ilustración 5)

Para concluir este apartado, se ha observado después de todo el estudio que la mejor configuración posible en nuestro caso serán 18 módulos dispuestos verticalmente con 6 strings por inversor. Por limitaciones del espacio disponible las mesas que utilizaremos serán de 3V18, por esta razón dos mesas corresponderán a un inversor.

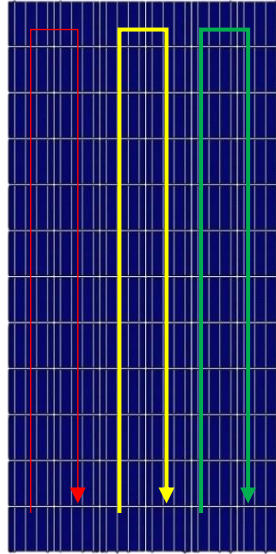


Ilustración 5 - Distribución substrings en módulo FV

Transformador

Se trata de una máquina eléctrica utilizada para realizar cambios de tensión sin variar la potencia.

La selección de los transformadores se llevará en base a los siguientes criterios, distancia máxima entre diferentes puntos, potencia a evacuar por cada transformador, pérdidas.

En nuestro caso no contamos con grandes distancias entre los puntos más alejados de nuestra parcela por tanto, el dimensionamiento de conductores o las pérdidas en AC/DC no es un criterio por el que tengamos que preocuparnos en este punto.

Tenemos 7.81 MWp en DC, en caso de que estuviera produciendo a potencia nominal tendríamos un total de 6.78 MW AC, en el caso de que lo deseáramos repartir en dos transformadores estos tendrían que ser de gran potencia y el coste respecto de la eficiencia sería elevado, por tanto haremos uso de un número mayor de transformadores de menor potencia, de esta forma los CT (centro de transformación) estarán más repartidos y podremos ahorrarnos conductores de BT y reduciremos pérdidas al disponer de más líneas de MT. Comenzaremos realizando el estudio para disponer 4 CT, en este caso sería:

$$P_{trafo} = \frac{P_{AC}}{n^{\circ} \text{trafos}}$$

$$P_{4 \text{trafos}} = 1.695 \text{ kW}$$

La potencia de los transformadores será la normalizada, esto quiere decir que las potencias disponibles serán las siguientes: 1 250, 1 600, 2 000.

En este caso para 4 transformadores tendríamos que recurrir a uno de 2000, este transformador no lo estaríamos aprovechando verdaderamente, la solución propuesta será añadir un quinto transformador, siendo todos los transformadores de 1600 kVA

$$P_{5 \text{ trafos}} = 1.350 \text{ kW}$$

Estructura

La estructura utilizada será una estructura de aluminio para configuración de módulos de 3V18-20º, separa el punto mínimo del suelo 0.8m y con postes hincados hasta 1.5m, las medidas totales se pueden observar en el datasheet. Se da por hecho que las estructuras aguantan las cargas dinámicas de los propios módulos, viento y posibles condiciones adversas.

Cableado

El cableado a emplear lo podemos dividir en dos secciones baja tensión, que comprende desde los generadores fotovoltaicos hasta el cuadro de baja tensión del transformador, a su vez podríamos diferenciar entre CC y AC, y media tensión.

Baja tensión

- Conductor solar (2x1C/6mm²): Cable de conexión entre módulos. Cable de conexiones en DC, es de cobre, un hilo, dos conductores y 6mm² de sección
- Conductor inversor (5C/16mm²): cable que va del inversor a la ACB en AC, consta de 5 hilos en contacto, es de cobre y 16 mm² de sección.
- Conductor ACB (4C/120mm²): cable de la ACB al transformador en AC, es una manguera con conductores y una sección total de 120mm²

Media tensión

En media tensión nos encontramos con un único tipo de conductor.

- Conductor transformador (3x1C/150mm²): cable del transformador al centro de seccionamiento en AC, consta de tres conductores unipolares dispuestos al tresbolillo con una sección de 150mm² cada uno.

AC Box

Caja de conexiones, en la cual se albergan las protecciones de los cables, se utiliza como punto de conexión para hacer cambios de secciones. En nuestro caso entraran los conductores provenientes de los inversores y se unificarán en una sola sección. El numero de inversores por ACB dependerá del fabricante. En nuestro caso tendremos ACBs de 3 y 4 inversores, de los cuales saldrá una sección de 120/150 mm² respectivamente

CCTV

El sistema de CCTV consiste en el circuito de seguridad formado por un conjunto de cámaras dispuestas a lo largo de nuestro vallado, estas cámaras estarán situadas en postes individuales. El alcance de cada cámara es de 40m.

El conjunto de especificaciones como consumo, alcance y demás podremos encontrarlo en su datasheet, Anexo I

COMBOX y sensores

Cajas de comunicaciones situadas en cada centro encargadas de analizar y transmitir los datos obtenidos a partir de los diferentes sensores. Estos sensores son de temperatura, suciedad o piranómetros. Estarán dispuestos a lo largo de la planta como se indica en el plano de sensores en el anexo I, encontraremos dos planos, uno unifilar y uno de disposición de la planta

Diseño ángulo y distancias.

Una vez seleccionados los componentes pasaremos al estudio del ángulo óptimo de las placas y de la distancia entre las distintas filas teniendo en cuenta el espacio disponible y las posibles sombras.

Ángulo

El estudio del ángulo lo llevaremos a cabo a través de un software. PVsyst, es un software con el cual podemos realizar los cálculos de producción anual, horas de producción a potencia nominal obtenida y producción específica entre muchas otras. Solo nos hará falta introducirle nuestros módulos (disposición y módulos en serie y cantidad total) e inversor, el área disponible, las pérdidas de potencia a tener en cuenta y el relieve colindante.

Para poder obtener el siguiente estudio comenzaremos fijando una distancia entre mesas, la cual permanecerá constante para todos los casos, el único parámetro que variaremos será el ángulo. Una vez realizados los estudios compararemos producción específica, horas de producción y NPR.

Ángulo	Distancia	Producción específica [horas]	Producción energética [MWh/año]	PR [%]
15	9,25	1590	12620	79,8
17	9,25	1650	12641	80,3
19	9,25	1657	12650	80,5
20	9,25	1658	12652	80,52
21	9,25	1657	12652	80,51

Como podemos observar en la tabla anterior, aunque las diferencias no son notables, la opción más favorable es para 20°, así pues, esta será la inclinación con la que se dispondrán todos nuestros módulos a lo largo de la parcela.

Distancia

El cálculo de las distancias es un punto crucial en el diseño de nuestra planta fotovoltaica. Ya que de esta distancia dependerá la cantidad de sombra que se hagan entre filas.

Cálculo de sombras.

El elemento limitador en nuestra producción de energía será la falta de radiación. Esta falta de radiación puede venir determinada por dos fuentes:

- Fuente natural: Ausencia de sol, bien por nubes, por ausencia del sol o el relieve
- Fuentes artificiales: sombras creadas a partir de objetos.

Nuestro objetivo es evitar al máximo las fuentes artificiales, para ello realizaremos un estudio de sombras. Debemos conocer nuestra latitud, para así obtener el ángulo con el que los rayos de sol inciden en nuestra superficie. El cálculo de sombras se realizará para el 21 de Diciembre, debido a que es el día en el que el sol se encuentra más cercano a la tierra, y las sombras son más largas. También seleccionaremos el intervalo en el que deseamos no tener sombras, que en nuestro caso será la hora central del día 12:00, más menos dos hora, para así asegurarnos que en las cuatro horas centrales del día nunca tendremos sombras entre los propios módulos.

α : Ángulo rayos solares incidentes – superficie terrestre (Vian)

$$\beta = 61^\circ - \text{Lat.}$$

$$\beta = 25.89^\circ$$

*La fórmula anterior ha sido sacada del IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Instalaciones Conectadas a Red*. PCT-C-REV.

Con los datos obtenido (ángulo de sombras, inclinación de módulos y diseño de la disposición, 3V18) solo quedaría definir las distancias entre las mesas. En primer lugar calcularemos la distancia mínima entre una mesa y otra para que cumpla las condiciones anteriores, es decir, que no se hagan sombras entre ellas en las cuatro horas centrales del día. Hay que tener en cuenta que tenemos 3 módulos en vertical, mas los espacios de unión entre ellos, 23 mm. Datos obtenidos del datasheet, Anexo I

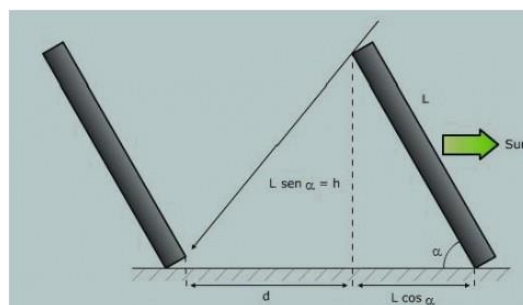


Ilustración 6 - Esquema sombras

$$D = L \left(\frac{\sin \alpha}{\cos \beta} + \cos \beta \right)$$

$$D = 3.32m$$

Siendo:

- L: dimensiones de la mesa en metros 1.968m α : ángulo de inclinación respecto de la horizontal en $^{\circ}$
- β : ángulo de sombras en $^{\circ}$

Como distancia mínima deberemos dejar 3.32 metros, el valor mínimo que le podríamos dar serían 3m, sino las tareas de mantenimiento se dificultarían.

Habiendo estudiado la distancia mínima entre mesas 3.32, para tener las cuatro horas centrales del día sin sombra, realizaremos un estudio del espacio disponible y la producción para poder seleccionar la opción más favorable. Se ha realizado un estudio en PVsyst, los resultados obtenidos son los siguientes.

Ángulo	Distancia	Producción específica [horas]	Producción energética [MWh/año]	PR [%]
20	9	1560	12550	78,7
20	9,1	1631	12625	79,9
20	9,2	1653	12647	80,26
20	9,25	1658	12652	80,52
20	9,3	1659	12660	80,51

Podemos observar que conforme más aumentamos la distancia entre mesas más producción habrá al crearse menos sombras entre ellas, aun así se puede observar un punto en el cual la diferencia al aumentar la distancia no es realmente relevante. Por tanto, la distancia entre mesas con la que realizaremos el proyecto será 9.25m, ya que es el punto en el cual la diferencia de producción es mínima conforme aumenta la distancia.

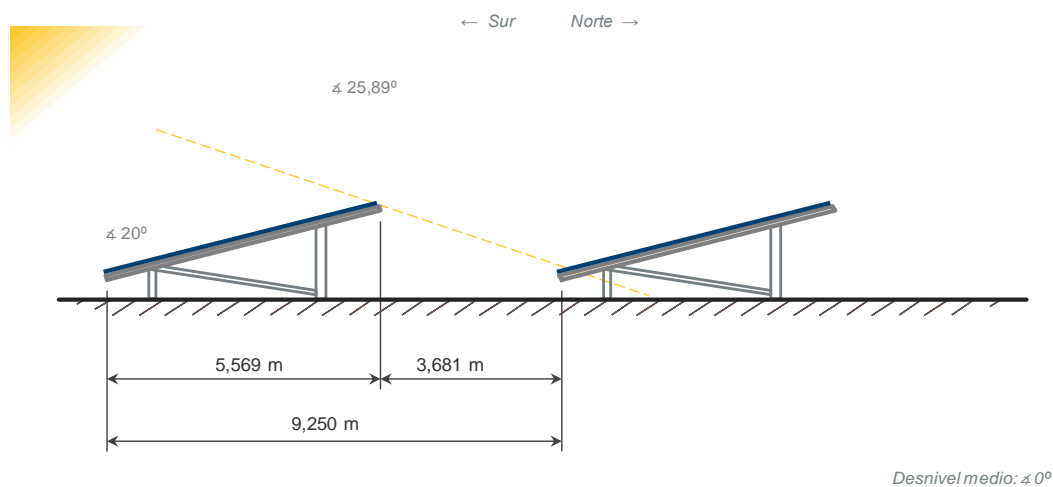


Ilustración 7 - Representación sombras

De principio de una mesa a otra: 9.250m

Del final de una mesa al principio de la siguiente: 3.681m

El punto más cercano al suelo del módulo estará situado a 0.8 del terreno.

Como **resumen** hasta ahora:

Nuestras estructuras estarán compuestas por 3 series de 18 módulos orientados verticalmente. Estas estructuras estarán dispuestas en un ángulo de 20º y una distancia entre el principio de una fila y la siguiente de 9.250m. **[3V18-20º-9.250m]**

Disposición territorial

Todos los planos de disposición territorial los encontraremos con más detalle en el anexo II planos, Estos planos son:

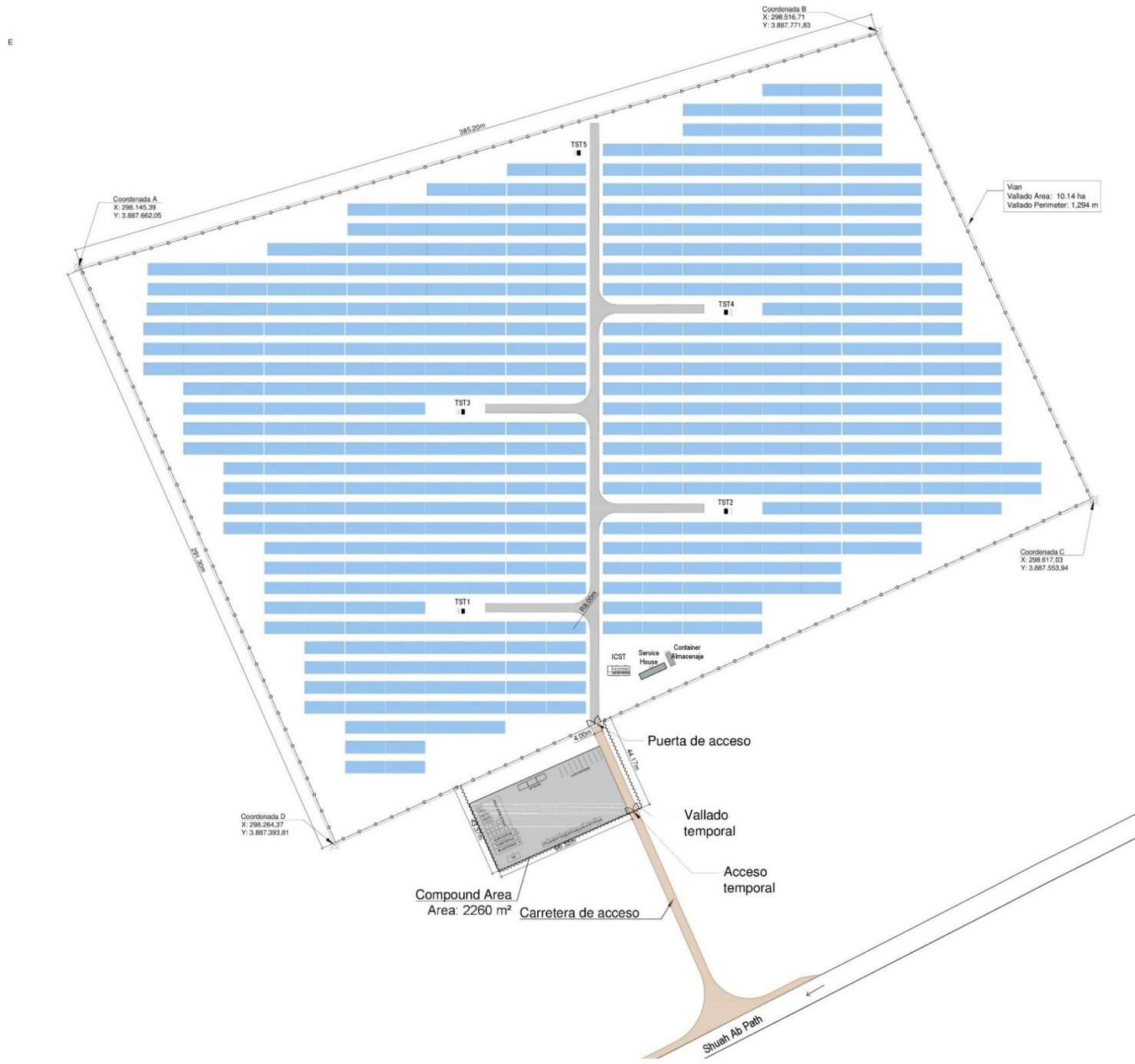
- Plano general y nombrado de mesas.
- Disposición inversores y cables de inversores etiquetados.
- Disposición ACBs y cableado propiamente etiquetado.

Una vez hecho el estudio del diseño de nuestra plata fotovoltaica el siguiente paso consistirá en el reparto del espacio. Para ello tenemos algunas limitaciones.

- El vallado se situará un metro hacia adentro de los límites de la parcela.
- El área fotovoltaica se situará a 6 metros del vallado.
- Las carreteras serán de 4 metros de ancho y dejaremos un margen a cada lado de 2 metros
- Debemos de dejar un área de almacenamiento de 2000 m² mínimo
- Las mesas estarán separadas unas de otra lateralmente 0.25~0.6m
- Los radios de curvatura en las carreteras serán de 8m, dario mínimo de giro para camiones y turismos.
- Hay que situar 5 transformadores, centro de seccionamiento, container de almacenaje y la oficina de control.

Teniendo en cuenta estas restricciones el reparto de estructuras en nuestro emplazamiento quedaría de la siguiente forma:

Ilustración 8 - Disposición estructuras fotovoltaicas



Reparto Inversores y ACBs

Una vez hemos distribuidas las estructuras continuaremos realizando el reparto de inversores y ACBs a lo largo de la parcela.

- Inversor: La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. En nuestro caso cambiaremos de CC a AC, la tensión de salida que nos suministra el inversor Huawei es de 400 Vac a 50 Hz.
- ACB: Caja de conexiones, en la cual se albergan las protecciones de los cables, se utiliza como punto de conexión para hacer cambios de secciones. En nuestro caso entraran los conductores provenientes de los inversores y se unificarán en una sola sección. El numero de inversores por ACB dependerá del fabricante. En nuestro caso tendremos ACBs de 3 y 4 inversores, de los cuales saldrá una sección de 120/150 mm² respectivamente
- Transformador: máquina eléctrica utilizada para cambiar tensiones. En nuestro caso será 0.4/20kV.

Inversor

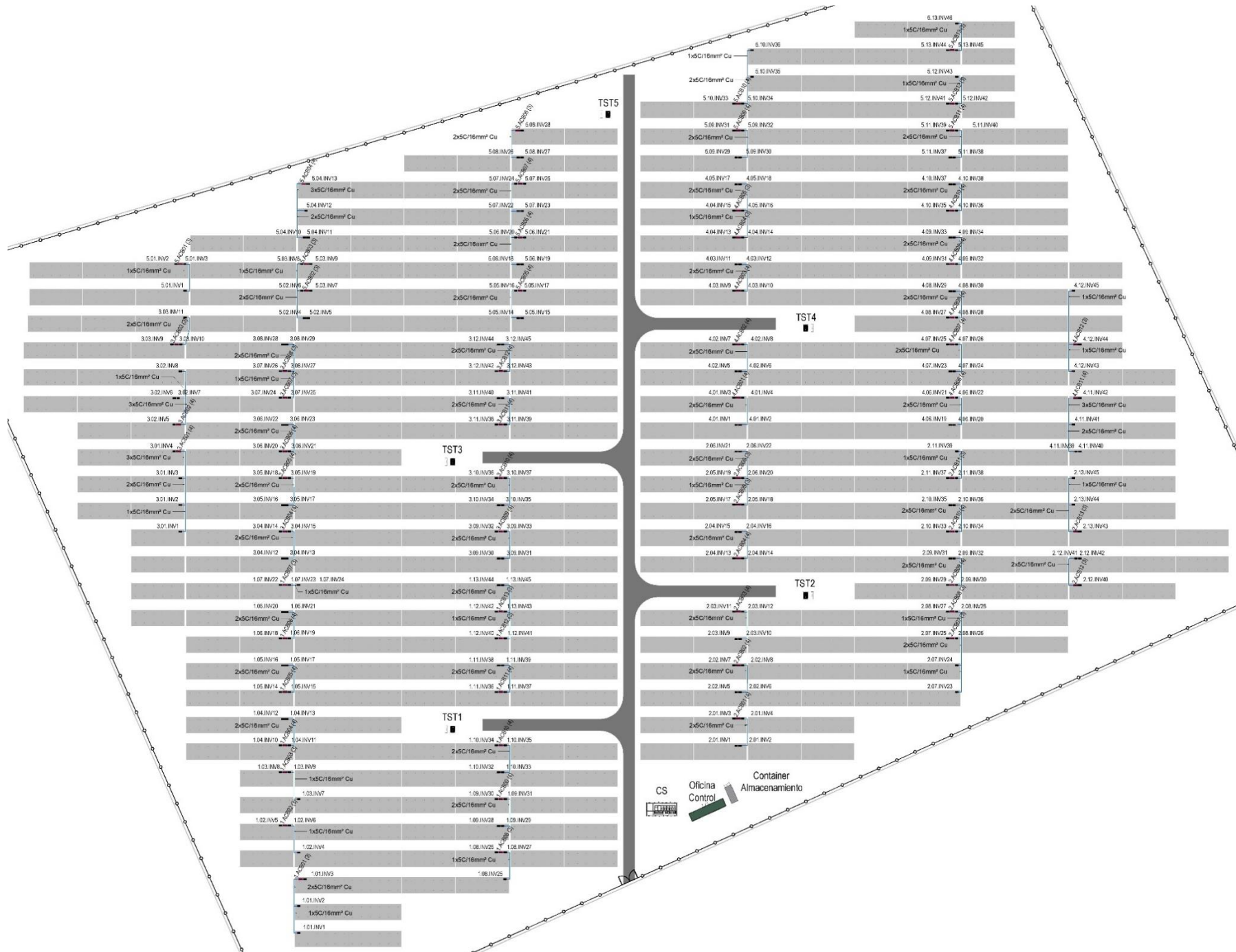
Como se puede observar en el datasheet del inversor, cuenta con cuatro seguidores del punto máximo de potencia, y un total de 8 entradas. De este total de entradas haremos uso de 6 entradas, es decir, dos mesas. **Un inversor por cada dos estructuras, 6 strings con un total de 226 inversores.** La distribución se hará de la siguiente manera.

La nomenclatura de los inversores se corresponderá con:

5.13.INV45

- 5. CT
- 13 .ACB
- INV45. Nº de inversor

Ilustración 9 - Disposición inversores en planta fotovoltaica





ACB

Podemos encontrar ACBs de hasta 6 entradas, en nuestro caso para evitar secciones altas o dobles conductores utilizaremos ACBs de 3 y 4 entradas con secciones de 120 mm² y 150 mm². Con un total de 10,11, 12 o 13 inversores por estación. Su distribución a lo largo de la parcela será la siguiente.

La nomenclatura de las ACBs se realizará de la siguiente forma:

5.ACB13(3)

- 5. CT
- ACB13. Nº ACB
- (3) número de inversores de la ACB

Ilustración 10 - Disposición AC Box planta fotovoltaica



CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Cableado BT y MT

El objetivo de este apartado es el cálculo de las secciones mínimas y caídas de tensión permitidas en la red de generación de AC y DC, también se hará el estudio de los conductores bajo condiciones de cortocircuito.

Consideraciones básicas

Los criterios seguidos para el cálculo de los parámetros anteriormente nombrados se regirán por las siguientes normas.

- IEC 60364-5-52 Low-voltage electrical installations – Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems.
- IEC 60287 Electric cables. Calculation of the current rating
- IEC 60228 Conductors of insulated cables
- IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
- IEC 60909 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems

A la hora de dimensionar deberemos de tener en cuenta las siguientes disposiciones:

- Los cables solares se encuentran instalados en bandeja bajo los módulos fotovoltaicos y bajo tuvo en el tramo para ir al inversor.
- Los cables de los inversores (AC) se encuentran directamente enterrados en el terreno (en las zanjas se encontraran los cables de los inversores con los de las ACB)
- Los cables de las CB (AC) estarán directamente enterrados en zanjas (entre las ACB y el cuadro de BT del transformador)
- Los cables de MT estarán directamente enterrados (entre el transformador y el centro de seccionamiento)

Datos de la red:

- Corriente continua módulos. Tensión de funcionamiento 662.4V
- Conductor inversor (AC-BT): tensión nominal 400V, 3 Fases 5 conductores, frecuencia 50 Hz
- Conductores ACB (AC-BT): tensión nominal 400V, 3 Fases 4 conductores, frecuencia 50 Hz
- Conductores MT: tensión nominal 20 kV, 3 Fases 3 conductores, frecuencia 50 Hz

Datos de diseño:

- Temperatura del terreno: 25°C
- Temperatura ambiente: 40°C
- Resistividad del terreno: 1.5 m·K/W
Profundidad de zanjas: 0.7m para conductores de BT
0.9 para conductores de MT
- Tª del conductor bajo condiciones normales y cortocircuito: Conductores dispuestos al tresbolillo 90/250°C

Cable solar

Los módulos se encontrarán conectados al tresbolillo por cable de cobre de 6 mm², las conexiones entre los módulos se harán de la siguiente manera:

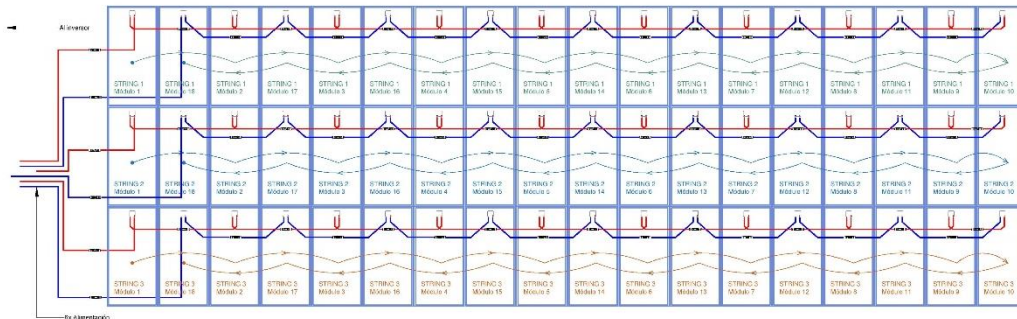


Ilustración 11 - Esquema conexiones módulos

Los conectores que usaremos para realizar las uniones serán los siguientes:



Ilustración 12- Ejemplo conectores cable solar

Deberemos de tener en cuenta los siguientes parámetros a la hora del dimensionado del cable solar

Tensión del string V_{mpp}	=18x36.80 V = 662.4 V
Intensidad máxima I_{mpp}	8.69 A
Corriente de cortocircuito	9.26 A
Sección del cable	6 mm ²
Resistencia a 20°C	3.39 Ω/km

Corriente máxima admisible

La corriente que puede circular por el cable no es la misma en todas las condiciones, los valores que nos suelen dar en las hojas de datos están medidos en STC conditions (condiciones generales, a 25°C). En nuestro caso tendremos cuatro factores que afectaran a la ampacidad del conductor. Al final, la corriente que soporta nuestro conductor será la corriente en STC conditions multiplicada por los factores de corrección para nuestro caso en concreto.








$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

- I_Z : intensidad admisible del conductor corregida
- I_N : intensidad nominal del cable en STC conditions
- f_1 : Factor de reducción por temperatura
- f_2 : Factor de reducción por método de instalación
- f_3 : Factor de reducción por agrupamiento
- f_4 : Factor de reducción por resistividad del terreno

El cable solar se instalará en bandeja debajo de los módulos fotovoltaicos en la propia estructura, cuando se disponga a conectar al inversor podrán situarse en conductos hasta llegar al inversor.

De acuerdo con la IEC 60364-5-52 Tabla B.52.1 y B.52.3

Table B.52.3 – Current-carrying capacities in amperes for methods of installation in Table B.52.1 – XLPE or EPR insulation, two loaded conductors/copper or aluminium – Conductor temperature: 90 °C, ambient temperature: 30 °C in air, 20 °C in ground

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
							
1	2	3	4	5	6	7	8
Copper							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

- **Cable solar al aire:** Método de instalación C $I_{N,C} = 58A$
- **Cable solar en tubo :** Método de instalación B1 $I_{N,B1} = 54A$

Para correcciones de temperatura para los métodos de instalación indicados anteriormente usaremos la tabla B.52.15

Table B.52.14 – Correction factor for ambient air temperatures other than 30 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in the air

Ambient temperature ^a °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral ^a	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

^a For higher ambient temperatures, consult the manufacturer.

$$f_{1,B1} = f_{1,C} = 0,91$$

Para obtener el factor de reducción por agrupación de conductores usaremos la tabla B.52.17. El caso más desfavorable será 12 cables solares, es decir, 6 circuitos al aire

Table B.52.17 – Reduction factors for one circuit or one multi-core cable or for a group of more than one circuit, or more than one multi-core cable, to be used with current-carrying capacities of Tables B.52.2 to B.52.13

Item	Arrangement (cables touching)	Number of circuits or multi-core cables											To be used with current-carrying capacities, reference	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Bunched in air, on a surface, embedded or enclosed	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 to B.52.13 Methods A to F

Tabla B.52.14 IEC 60364-5-52

$$f_{2,B1} = f_{2,C} = 0,57$$

Estudiados los anteriores factores de reducción e intensidades nominales somos capaces de determinar la intensidad máxima admisible para cada configuración.

1. Cable solar al aire:

$$I_{Z,C} = I_{N,C} \cdot f_{1,C} \cdot f_{2,C} = 58 \cdot 0,91 \cdot 0,57 = 30,08 \text{ A}$$

2. Cable solar bajo tubo:

$$I_{Z,B1} = I_{N,B1} \cdot f_{1,B1} \cdot f_{2,B1} = 54 \cdot 0,91 \cdot 0,57 = 28,01 \text{ A}$$

De acuerdo con la IEC 6.364-7-712, el cable solar debe de ser capaz de soportar 1.25 veces la corriente de cortocircuito del string

$$I_{Z \text{ cable}} \geq 1,25 \cdot I_{SC \text{ string}}$$

Así pues,

$$I_{Z \text{ cable}} = 28,01 \text{ Amps} \geq 1,25 \cdot 9,26 = 11,57 \text{ Amps}$$

Conclusión:

El conductor seleccionado, 6 mm² de cobre es capaz de soportar una intensidad mayor al 125% de la corriente de cortocircuito de nuestro string. Por tanto este conductor cumple todos los requerimientos mínimos.

Caida de tensión

Para calcular la caída de tensión de nuestros conductores usaremos la formula siguiente:

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot I \cdot R}{U} \cdot 100\% = \frac{2 \cdot I_{mpp}}{V_{mpp}} \cdot L \cdot R \cdot 100\%$$

Para realizar unos cálculos más acordes con la realidad realizaremos las correcciones por temperatura necesarias.

$$1) T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot (I/I_{max})^2$$

Siendo:

- T: Temperatura actual del conductor
- T₀: Temperatura ambiente, considerada 40°C.
- T_{max}: Temperatura máxima del cable (90°C)
- I: Corriente del conductor
- I_{max}: Máxima corriente posible

Por tanto,

$$T = 40 + (90 - 40) \cdot (8,69/30,084)^2 = 44,17 \text{ °C}$$

La resistencia en este caso será:

$$R_T = R_{20^\circ C} \cdot \left(1 + \left(\frac{3,9}{1000} \right) \cdot (T - 20) \right)$$

Así,

$$R_T = 3,39 \cdot \left(1 + \left(\frac{3,9}{1000} \right) \cdot (44,17 - 20) \right) = 3,71 \Omega/km$$

La longitud representativa corresponderá a 42.34m por string teniendo en cuenta el conductor positivo y negativo. **Así concluimos, que la caída de tensión en el cable solar de CC corresponde con un 0.206%**

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{2 \cdot 8,69}{662,4} \cdot \frac{0,04234}{2} \cdot 3,71 \cdot 100\% = 0,206\%$$

Corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito es la intensidad que debe de soportar el conductor cuando se produce una falta a tierra.

En este caso en particular, el inversor cuenta con cuatro MPPT, con un máximo de 2 strings por MPPT. De esta manera y sabiendo que los inversores son unidireccionales (esto quiere decir que la energía solo puede fluir dentro de uno MPPT y no entre ellos) la intensidad máxima a la que estaría sometido nuestro conductor en caso de que hubiera un fallo a tierra en un string, sería la intensidad que circular por el string paralelo, siendo esta la intensidad de cortocircuito de un modulo, 9.26 A. Como se puede observar:

$$I_z > I_{CC}$$

Siendo

- Iz: intensidad máxima admisible del conductor(28.01 A en el caso más desfavorable)
- Icc: intensidad de cortocircuito (9.26 A)

Protecciones

Las protecciones de estos conductores se realizarán a través del propio inversor, ya que no necesitamos fusibles al contar con los dispositivos unidireccionales del inversor. Esto quiere decir que en caso de defecto las corrientes fluirían solo el mismo punto de MPPT, no entre todo el inversor o planta. Otra razón por la que no disponemos fusibles es la mínima diferencia entre la corriente de cortocircuito y corriente nominal.

Conductor inversor

El conductor seleccionado está conformado por 5 conductores de cobre, sumando una sección total de 16 mm²



Corriente máxima admisible

Una vez más la corriente que deberá soportar nuestro conductor, en este caso 5C/16mm² de cobre, estará determinada por los coeficientes reductores. Por consiguiente, la formula con la que podremos obtener la intensidad máxima admisible en las condiciones deseadas corresponderá con:


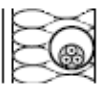

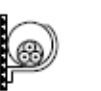


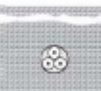
$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

- I_Z: intensidad admisible del conductor corregida
- I_N: intensidad nominal del cable en STC conditions
- f₁: Factor de reducción por temperatura
- f₂: Factor de reducción por método de instalación
- f₃: Factor de reducción por agrupamiento
- f₄: Factor de reducción por resistividad del terreno

El cable del inversor se ha diseñado de forma que su método de instalación sea directamente enterrado en zanja. Este método de instalación corresponder con el D2.

De acuerdo con la IEC 60364-5-52 Tabla B.52.5 para cables de cobre.

**Table B.52.5 – Current-carrying capacities in amperes
for methods of installation in Table B.52.1 –
XLPE or EPR insulation, three loaded conductors/copper or aluminium –
Conductor temperature: 90 °C, ambient temperature: 30 °C in air, 20 °C in ground**

Nominal cross-sectional area of conductor mm ²	Installation methods of Table B.52.1							
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2	
								
1	2	3	4	5	6	7	8	
Copper								
1,5	17	16,5	20	19,5	22	21	23	
2,5	23	22	28	26	30	28	30	
4	31	30	37	35	40	36	39	
6	40	38	48	44	52	44	49	
10	54	51	66	60	71	58	65	
16	73	68	88	80	96	75	84	
25	95	89	117	105	119	96	107	
35	117	109	144	128	147	115	129	
50	141	130	175	154	179	135	153	
70	179	164	222	194	229	167	188	
95	216	197	269	233	278	197	226	
120	249	227	312	268	322	223	257	
150	285	259	342	300	371	251	287	
185	324	295	384	340	424	281	324	
240	380	346	450	398	500	324	375	
300	435	396	514	455	576	365	419	
Aluminium								
2,5	19	18	22	21	24	22		
4	25	24	29	28	32	28		
6	32	31	38	35	41	35		
10	44	41	52	48	57	46		
16	58	55	71	64	76	59	64	
25	76	71	93	84	90	75	82	
35	94	87	116	103	112	90	98	
50	113	104	140	124	136	106	117	
70	142	131	179	156	174	130	144	
95	171	157	217	188	211	154	172	
120	197	180	251	216	245	174	197	
150	226	206	267	240	283	197	220	
185	256	233	300	272	323	220	250	
240	300	273	351	318	382	253	290	
300	344	313	402	364	440	286	326	

▪ Conductor de cobre: $I_N = 84 \text{ A}$

Los factores de corrección por temperatura se tomarán de la tabla B.52.15 método D

Table B.52.15 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in ducts in the ground

Ground temperature °C	Insulation	
	PVC	XLPE and EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

$$f_1 = 0,96$$

Para conseguir el factor de reducción por agrupamiento de cables, lo obtendremos de la tabla B.52.18. Consideraremos 4 circuitos en la misma zanja separados entre ellos un diámetro.

Table B.52.18 – Reduction factors for more than one circuit, cables laid directly in the ground – Installation method D2 in Tables B.52.2 to B.52.5 – Single-core or multi-core cables

Number of circuits	Cable to cable clearance ^a				
	Nil (cables touching)	One cable diameter	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

$$f_2 = 0,55$$

La resistividad térmica del terreno la obtendremos de la tabla B.52.16 para cables enterrados en tierra. La resistividad corresponde con un valor de 1.5 k·m/W

Table B.52.16 – Correction factors for cables buried direct in the ground or in buried ducts for soil thermal resistivities other than 2,5 K·m/W to be applied to the current-carrying capacities for reference method D

Thermal resistivity, K·m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Correction factor for cables in buried ducts	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Correction factor for direct buried cables	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Tabla B.52.16 IEC 60364-5-52

$$f_3 = 1,28$$

Así, la corriente máxima admisible para dicho conductor será:

$$I_Z = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 = 84 \cdot 0,96 \cdot 0,55 \cdot 1,28 = 56,77 \text{ A}$$

Los fusibles instalados en las ACB se han dispuesto con el propósito de proteger los conductores de los inversores contra cortocircuito. En este caso, las sobrecargas no se contemplan en debido a que el inversor no tienen la capacidad de producir más intensidad que la propia nominal. Esta es la razón, por la cual la capacidad de los cables debe de ser diseñada para que aguantes siempre la intensidad de diseño del inversor (48A)

Así,

$$I_{Z \text{ cable}} = 56,77 \text{ A} > I_{design} = 48 \text{ A}$$

Conclusión:

Nuestro conductor de cobre formado por 5 conductores y una sección de 16 mm² soportará la intensidad máxima que el inversor puede generar.

Caida de tensión

La caída de tensión debido a la resistencia del propio conductor sigue la siguiente formula:

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L \cdot \frac{100}{U_n}$$

Donde,

- I = Corriente en Amps = 48 A
- Un = 400 V
- R = Resistencia en Ω/km del cable a 20°C. De acuerdo a la IEC 60228, el valor es:
 - R₂₀ = 1,15 Ω/km

Aplicando la misma formula que en el capítulo anterior, obtenemos la máxima temperatura del cable, así la resistencia de los cables a dicha temperatura es indicada en la tabla abajo mostrada:

- X = Reactancia en Ω/km a 50 Hz
 - X = 0,082 Ω/km

- L = Longitud de los cables en Kms

Aplicando las formulas anteriormente nombradas podemos calcular los parámetros abajo indicados en la tabla para cada tramo de conducto.

Inversor	Corriente Nominal In	Sección seleccionada	Longitud	R del Cable a Temp	Reactancia X	Pérdidas eléctricas	
						21.801 W	0,29%
1.01.INV1	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	29 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	246 W	0,75%
1.01.INV2	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
1.01.INV3	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.02.INV4	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
1.02.INV5	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.02.INV6	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.03.INV7	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
1.03.INV8	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.03.INV10	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.04.INV9	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.04.INV11	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.04.INV12	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.04.INV13	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.05.INV14	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.05.INV15	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.05.INV16	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.05.INV17	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.06.INV18	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.06.INV19	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.06.INV20	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.06.INV21	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.07.INV22	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.07.INV23	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.07.INV24	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.08.INV25	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
1.08.INV26	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.08.INV27	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.09.INV28	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.09.INV29	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.09.INV30	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.09.INV31	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.10.INV32	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.10.INV33	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.10.INV34	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.10.INV35	48 A	1 x 5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%

1.11.INV36	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.11.INV37	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.11.INV38	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.11.INV39	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.12.INV40	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.12.INV41	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.12.INV42	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
1.13.INV43	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
1.13.INV44	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
1.13.INV45	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.01.INV1	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.01.INV2	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.01.INV3	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.01.INV4	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.02.INV5	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.02.INV6	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.02.INV7	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.02.INV8	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.03.INV9	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.03.INV10	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.03.INV11	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.03.INV12	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.04.INV13	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.04.INV14	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.04.INV15	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.04.INV16	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.05.INV17	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.05.INV18	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.05.INV19	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.06.INV20	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.06.INV21	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.06.INV22	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.07.INV23	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	246 W	0,75%
2.07.INV24	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.07.INV25	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.08.INV26	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.08.INV27	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.08.INV28	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.09.INV29	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.09.INV30	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%

2.09.INV31	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.09.INV32	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.10.INV33	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.10.INV34	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.10.INV35	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.10.INV36	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
2.11.INV37	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.11.INV38	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.11.INV39	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.12.INV40	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.12.INV41	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.12.INV42	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.13.INV43	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
2.13.INV44	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
2.13.INV45	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	246 W	0,75%
3.01.INV1	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	38 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	333 W	1,01%
3.01.INV2	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
3.01.INV3	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.01.INV4	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.02.INV5	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.02.INV6	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.02.INV7	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.02.INV8	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
3.03.INV9	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.03.INV10	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.03.INV11	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
3.04.INV12	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.04.INV13	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.04.INV14	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.04.INV15	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.05.INV16	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.05.INV17	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.05.INV18	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.05.INV19	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.06.INV20	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.06.INV21	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.06.INV22	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.06.INV23	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.07.INV24	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.07.INV25	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.07.INV26	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%

3.08.INV27	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.08.INV28	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.08.INV29	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.09.INV30	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.09.INV31	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.09.INV32	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.09.INV33	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.10.INV34	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.10.INV35	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.10.INV36	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.10.INV37	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.11.INV38	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.11.INV39	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.11.INV40	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.11.INV41	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.12.INV42	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.12.INV43	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
3.12.INV44	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
3.12.INV45	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.01.INV1	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.01.INV2	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.01.INV3	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.01.INV4	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.02.INV5	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.02.INV6	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.02.INV7	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.02.INV8	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.03.INV9	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.03.INV10	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.03.INV11	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.03.INV12	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.04.INV13	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.04.INV14	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.04.INV15	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
4.05.INV16	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.05.INV17	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.05.INV18	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.06.INV19	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.06.INV20	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.06.INV21	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.06.INV22	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%

4.07.INV23	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.07.INV24	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.07.INV25	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.07.INV26	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.08.INV27	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.08.INV28	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.08.INV29	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.08.INV30	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.09.INV31	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.09.INV32	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.09.INV33	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.09.INV34	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.10.INV35	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.10.INV36	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.10.INV37	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.10.INV38	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.11.INV39	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
4.11.INV40	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
4.11.INV41	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
4.11.INV42	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.12.INV43	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
4.12.INV44	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
4.12.INV45	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	246 W	0,75%
5.01.INV1	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
5.01.INV2	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.01.INV3	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.02.INV4	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.02.INV5	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.02.INV6	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.03.INV7	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
5.03.INV8	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.03.INV9	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.04.INV10	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.04.INV11	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.04.INV12	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.04.INV13	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
5.05.INV14	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.05.INV15	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.05.INV16	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.05.INV17	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.06.INV18	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%

5.06.INV19	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.06.INV20	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.06.INV21	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.07.INV22	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.07.INV23	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.07.INV24	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.07.INV25	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.08.INV26	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
5.08.INV27	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
5.08.INV28	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.09.INV29	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.09.INV30	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.09.INV31	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.09.INV32	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.10.INV33	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.10.INV34	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.10.INV35	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.10.INV36	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	29 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	252 W	0,76%
5.11.INV37	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.11.INV38	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	171 W	0,52%
5.11.INV39	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.11.INV40	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,302 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.12.INV41	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.12.INV42	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.12.INV43	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%
5.13.INV44	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,236 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.13.INV45	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	2 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	17 W	0,05%
5.13.INV46	48 A	1 x	5C/ 16 mm ²	20 m	1,272 Ω/km	0,082 Ω/km	167 W	0,51%

Las pérdidas totales por caída de tensión corresponden con:

$$\sum \text{Pérdidas (W)} = \sum P_i = 21\,801\text{kW}$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = \frac{\sum P_i}{P_{total}} = \frac{21,801\text{ kW}}{7458\text{ kW}} * 100\% = 0,29\%$$

Conclusión:

El conductor seleccionado nos soporta la intensidad máxima posible que se puede dar, por criterios de caída de tensión también cumpliría teniendo una cdt total de 0.29%

Corriente de cortocircuito

El cortocircuito máximo que se puede dar en los conductores de los inversores corresponde con el cortocircuito mínimo que puede tener lugar en las ACBs. La última columna (I_{cu}) muestra el poder de corte de los fusibles instalados en las ACBs. Las corrientes máximas de cortocircuito serán las siguientes, siendo Z total la impedancia de la línea hasta el punto del cortocircuito.

$$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{TOTAL})}$$

ACB	Tres fases $I_{SC\ MIN}$	I_{cu}
1.ACB01	5.81 kA	120 kA
1.ACB02	6.88 kA	120 kA
1.ACB03	8.44 kA	120 kA
1.ACB04	10.91 kA	120 kA
1.ACB05	10.24 kA	120 kA
1.ACB06	8.36 kA	120 kA
1.ACB07	5.96 kA	120 kA
1.ACB08	8.54 kA	120 kA
1.ACB09	12.54 kA	120 kA
1.ACB10	17.34 kA	120 kA
1.ACB11	15.23 kA	120 kA
1.ACB12	9.92 kA	120 kA
1.ACB13	8.77 kA	120 kA
2.ACB01	9.87 kA	120 kA
2.ACB02	12.54 kA	120 kA
2.ACB03	17.34 kA	120 kA
2.ACB04	15.23 kA	120 kA
2.ACB05	9.92 kA	120 kA
2.ACB06	8.77 kA	120 kA
2.ACB07	8.44 kA	120 kA
2.ACB08	9.64 kA	120 kA
2.ACB09	10.49 kA	120 kA



2.ACB10	9.31 kA	120 kA
2.ACB11	6.55 kA	120 kA
2.ACB12	6.02 kA	120 kA
2.ACB13	5.26 kA	120 kA
3.ACB01	7.25 kA	120 kA
3.ACB02	7.00 kA	120 kA
3.ACB03	4.77 kA	120 kA
3.ACB04	8.81 kA	120 kA
3.ACB05	10.91 kA	120 kA
3.ACB06	10.36 kA	120 kA
3.ACB07	7.58 kA	120 kA
3.ACB08	6.88 kA	120 kA
3.ACB09	12.54 kA	120 kA
3.ACB10	17.34 kA	120 kA
3.ACB11	15.23 kA	120 kA
3.ACB12	11.35 kA	120 kA
4.ACB01	12.54 kA	120 kA
4.ACB02	17.34 kA	120 kA
4.ACB03	15.23 kA	120 kA
4.ACB04	9.92 kA	120 kA
4.ACB05	8.77 kA	120 kA
4.ACB06	8.81 kA	120 kA
4.ACB07	11.05 kA	120 kA
4.ACB08	10.91 kA	120 kA
4.ACB09	9.21 kA	120 kA
4.ACB10	7.58 kA	120 kA
4.ACB11	6.24 kA	120 kA
4.ACB12	6.18 kA	120 kA
5.ACB01	3.47 kA	120 kA
5.ACB02	4.09 kA	120 kA
5.ACB03	4.33 kA	120 kA

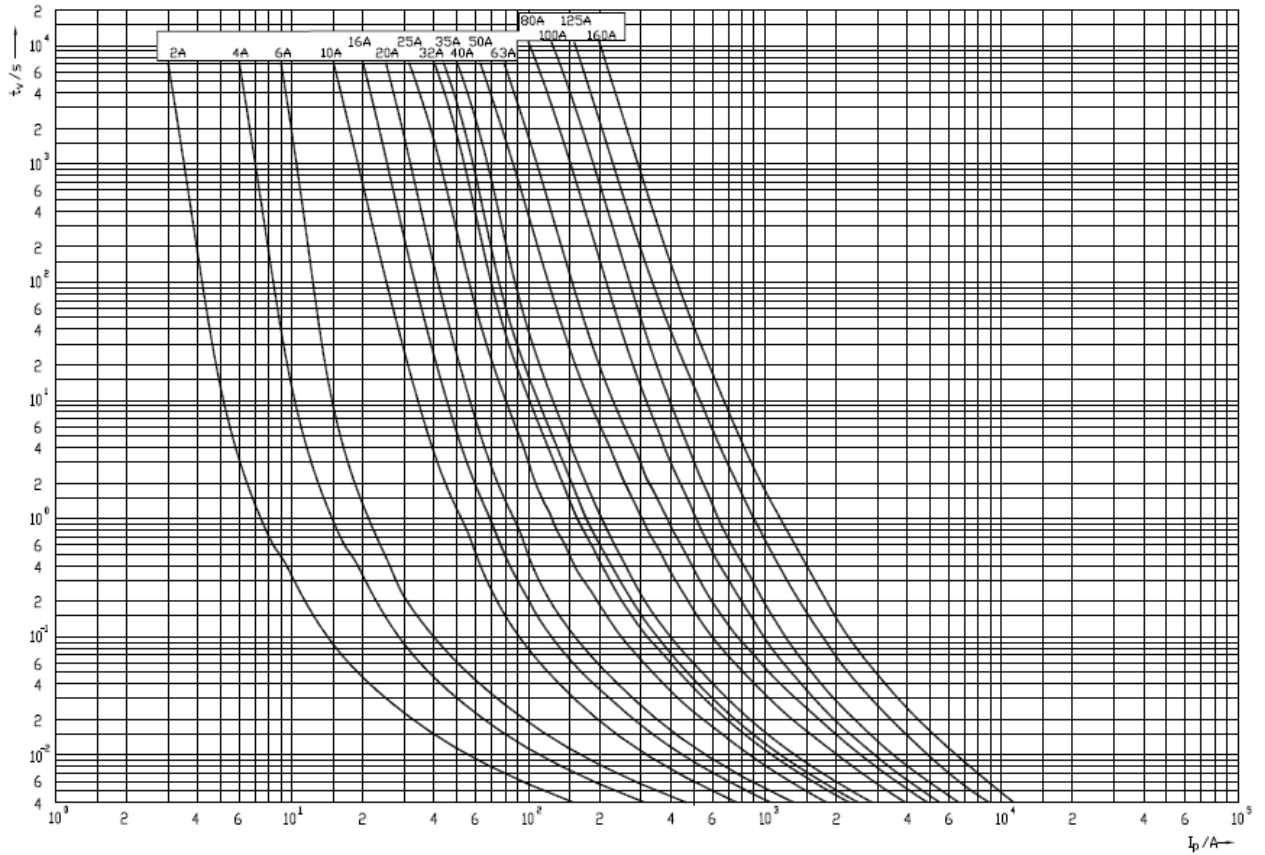
5.ACB04	6.29 kA	120 kA
5.ACB05	7.45 kA	120 kA
5.ACB06	9.00 kA	120 kA
5.ACB07	11.35 kA	120 kA
5.ACB08	13.62 kA	120 kA
5.ACB09	9.64 kA	120 kA
5.ACB10	10.91 kA	120 kA
5.ACB11	4.68 kA	120 kA
5.ACB12	4.20 kA	120 kA
5.ACB13	4.30 kA	120 kA

La fórmula que define la sección mínima que puede soportar el cortocircuito sin dañarse corresponde con:

$$I_{sc}^2 t = K^2 S^2$$

Donde,

- S = Sección del conductor (16mm²)
- I_{sc} = Corriente de cortocircuito (seleccionando el caso más desfavorable, que corresponde con 17.33kA)
- k = constante dependiente con el aislamiento del conductor, para cobre recubierto de XLPE es 143.
- t = Duración de la falta. De acuerdo con la gráfica siguiente corresponde con un tiempo menor a 4 ms.



El tiempo de disparo exacto de nuestro dispositivo corresponderá a:

$$t = \frac{143^2 \cdot 16^2}{17\,330^2} = 0,017 \text{ sec}$$

Aun considerando que el defecto fuera de 4ms las secciones mínimas a utilizar estarían por debajo de la usada actualmente.

Inversor	Tres fases I _{SC} MIN	Una fase I _{SC} MIN	Sección mínima
1.01.INV1	2.82 kA	1.35 kA	5 mm ²
1.01.INV2	3.41 kA	1.80 kA	5 mm ²
1.01.INV3	5.68 kA	4.93 kA	5 mm ²
1.02.INV4	3.75 kA	1.89 kA	6 mm ²
1.02.INV5	6.67 kA	5.67 kA	6 mm ²
1.02.INV6	6.67 kA	5.67 kA	6 mm ²
1.03.INV7	4.16 kA	1.99 kA	7 mm ²
1.03.INV8	8.07 kA	6.65 kA	7 mm ²
1.03.INV10	8.07 kA	6.65 kA	7 mm ²



1.04.INV9	10.42 kA	8.19 kA	9 mm ²
1.04.INV11	10.42 kA	8.19 kA	9 mm ²
1.04.INV12	4.72 kA	2.11 kA	9 mm ²
1.04.INV13	4.72 kA	2.11 kA	9 mm ²
1.05.INV14	9.83 kA	7.82 kA	9 mm ²
1.05.INV15	9.83 kA	7.82 kA	9 mm ²
1.05.INV16	4.59 kA	2.08 kA	9 mm ²
1.05.INV17	4.59 kA	2.08 kA	9 mm ²
1.06.INV18	8.15 kA	6.71 kA	7 mm ²
1.06.INV19	8.15 kA	6.71 kA	7 mm ²
1.06.INV20	4.18 kA	2.00 kA	7 mm ²
1.06.INV21	4.18 kA	2.00 kA	7 mm ²
1.07.INV22	5.83 kA	5.04 kA	5 mm ²
1.07.INV23	5.83 kA	5.04 kA	5 mm ²
1.07.INV24	5.83 kA	5.04 kA	5 mm ²
1.08.INV25	4.18 kA	2.00 kA	7 mm ²
1.08.INV26	8.17 kA	6.72 kA	7 mm ²
1.08.INV27	8.17 kA	6.72 kA	7 mm ²
1.09.INV28	4.99 kA	2.17 kA	11 mm ²
1.09.INV29	4.99 kA	2.17 kA	11 mm ²
1.09.INV30	11.81 kA	9.05 kA	11 mm ²
1.09.INV31	11.81 kA	9.05 kA	11 mm ²
1.10.INV32	5.63 kA	2.28 kA	15 mm ²
1.10.INV33	5.63 kA	2.28 kA	15 mm ²
1.10.INV34	15.69 kA	11.26 kA	15 mm ²
1.10.INV35	15.69 kA	11.26 kA	15 mm ²
1.11.INV36	14.03 kA	10.34 kA	13 mm ²
1.11.INV37	14.03 kA	10.34 kA	13 mm ²
1.11.INV38	5.38 kA	2.24 kA	13 mm ²
1.11.INV39	5.38 kA	2.24 kA	13 mm ²
1.12.INV40	9.37 kA	7.52 kA	8 mm ²



1.12.INV41	9.37 kA	7.52 kA	8 mm ²
1.12.INV42	4.48 kA	2.06 kA	8 mm ²
1.13.INV43	8.36 kA	6.85 kA	8 mm ²
1.13.INV44	4.23 kA	2.01 kA	8 mm ²
1.13.INV45	4.23 kA	2.01 kA	8 mm ²
2.01.INV1	3.41 kA	1.80 kA	8 mm ²
2.01.INV2	3.41 kA	1.80 kA	8 mm ²
2.01.INV3	5.68 kA	4.93 kA	8 mm ²
2.01.INV4	5.68 kA	4.93 kA	8 mm ²
2.02.INV5	3.75 kA	1.89 kA	11 mm ²
2.02.INV6	3.75 kA	1.89 kA	11 mm ²
2.02.INV7	6.67 kA	5.67 kA	11 mm ²
2.02.INV8	6.67 kA	5.67 kA	11 mm ²
2.03.INV9	4.16 kA	1.99 kA	15 mm ²
2.03.INV10	4.16 kA	1.99 kA	15 mm ²
2.03.INV11	8.07 kA	6.65 kA	15 mm ²
2.03.INV12	8.07 kA	6.65 kA	15 mm ²
2.04.INV13	10.42 kA	8.19 kA	13 mm ²
2.04.INV14	10.42 kA	8.19 kA	13 mm ²
2.04.INV15	4.72 kA	2.11 kA	13 mm ²
2.04.INV16	4.72 kA	2.11 kA	13 mm ²
2.05.INV17	9.83 kA	7.82 kA	8 mm ²
2.05.INV18	9.83 kA	7.82 kA	8 mm ²
2.05.INV19	4.59 kA	2.08 kA	8 mm ²
2.06.INV20	8.15 kA	6.71 kA	8 mm ²
2.06.INV21	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
2.06.INV22	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
2.07.INV23	2.85 kA	1.36 kA	7 mm ²
2.07.INV24	3.46 kA	1.81 kA	7 mm ²
2.07.INV25	5.83 kA	5.04 kA	7 mm ²
2.08.INV26	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²



2.08.INV27	8.17 kA	6.72 kA	8 mm ²
2.08.INV28	8.17 kA	6.72 kA	8 mm ²
2.09.INV29	11.81 kA	9.05 kA	9 mm ²
2.09.INV30	11.81 kA	9.05 kA	9 mm ²
2.09.INV31	4.99 kA	2.17 kA	9 mm ²
2.09.INV32	4.99 kA	2.17 kA	9 mm ²
2.10.INV33	15.69 kA	11.26 kA	8 mm ²
2.10.INV34	15.69 kA	11.26 kA	8 mm ²
2.10.INV35	5.63 kA	2.28 kA	8 mm ²
2.10.INV36	5.63 kA	2.28 kA	8 mm ²
2.11.INV37	14.03 kA	10.34 kA	6 mm ²
2.11.INV38	14.03 kA	10.34 kA	6 mm ²
2.11.INV39	5.38 kA	2.24 kA	6 mm ²
2.12.INV40	9.37 kA	7.52 kA	5 mm ²
2.12.INV41	4.48 kA	2.06 kA	5 mm ²
2.12.INV42	9.37 kA	7.52 kA	5 mm ²
2.13.INV43	8.36 kA	6.85 kA	5 mm ²
2.13.INV44	4.23 kA	2.01 kA	5 mm ²
2.13.INV45	3.36 kA	1.46 kA	5 mm ²
3.01.INV1	2.40 kA	1.08 kA	6 mm ²
3.01.INV2	2.82 kA	1.35 kA	6 mm ²
3.01.INV3	3.41 kA	1.80 kA	6 mm ²
3.01.INV4	5.68 kA	4.93 kA	6 mm ²
3.02.INV5	6.67 kA	5.67 kA	6 mm ²
3.02.INV6	6.67 kA	5.67 kA	6 mm ²
3.02.INV7	3.75 kA	1.89 kA	6 mm ²
3.02.INV8	3.04 kA	1.40 kA	6 mm ²
3.03.INV9	8.07 kA	6.65 kA	4 mm ²
3.03.INV10	8.07 kA	6.65 kA	4 mm ²
3.03.INV11	4.16 kA	1.99 kA	4 mm ²
3.04.INV12	4.72 kA	2.11 kA	8 mm ²



3.04.INV13	4.72 kA	2.11 kA	8 mm ²
3.04.INV14	10.42 kA	8.19 kA	8 mm ²
3.04.INV15	10.42 kA	8.19 kA	8 mm ²
3.05.INV16	4.59 kA	2.08 kA	9 mm ²
3.05.INV17	4.59 kA	2.08 kA	9 mm ²
3.05.INV18	9.83 kA	7.82 kA	9 mm ²
3.05.INV19	9.83 kA	7.82 kA	9 mm ²
3.06.INV20	8.15 kA	6.71 kA	9 mm ²
3.06.INV21	8.15 kA	6.71 kA	9 mm ²
3.06.INV22	4.18 kA	2.00 kA	9 mm ²
3.06.INV23	4.18 kA	2.00 kA	9 mm ²
3.07.INV24	5.83 kA	5.04 kA	6 mm ²
3.07.INV25	5.83 kA	5.04 kA	6 mm ²
3.07.INV26	3.46 kA	1.81 kA	6 mm ²
3.08.INV27	8.17 kA	6.72 kA	6 mm ²
3.08.INV28	4.18 kA	2.00 kA	6 mm ²
3.08.INV29	4.18 kA	2.00 kA	6 mm ²
3.09.INV30	4.99 kA	2.17 kA	11 mm ²
3.09.INV31	4.99 kA	2.17 kA	11 mm ²
3.09.INV32	11.81 kA	9.05 kA	11 mm ²
3.09.INV33	11.81 kA	9.05 kA	11 mm ²
3.10.INV34	5.63 kA	2.28 kA	15 mm ²
3.10.INV35	5.63 kA	2.28 kA	15 mm ²
3.10.INV36	15.69 kA	11.26 kA	15 mm ²
3.10.INV37	15.69 kA	11.26 kA	15 mm ²
3.11.INV38	14.03 kA	10.34 kA	13 mm ²
3.11.INV39	14.03 kA	10.34 kA	13 mm ²
3.11.INV40	5.38 kA	2.24 kA	13 mm ²
3.11.INV41	5.38 kA	2.24 kA	13 mm ²
3.12.INV42	9.37 kA	7.52 kA	10 mm ²
3.12.INV43	9.37 kA	7.52 kA	10 mm ²



3.12.INV44	4.48 kA	2.06 kA	10 mm ²
3.12.INV45	4.48 kA	2.06 kA	10 mm ²
4.01.INV1	3.41 kA	1.80 kA	11 mm ²
4.01.INV2	3.41 kA	1.80 kA	11 mm ²
4.01.INV3	5.68 kA	4.93 kA	11 mm ²
4.01.INV4	5.68 kA	4.93 kA	11 mm ²
4.02.INV5	3.75 kA	1.89 kA	15 mm ²
4.02.INV6	3.75 kA	1.89 kA	15 mm ²
4.02.INV7	6.67 kA	5.67 kA	15 mm ²
4.02.INV8	6.67 kA	5.67 kA	15 mm ²
4.03.INV9	8.07 kA	6.65 kA	13 mm ²
4.03.INV10	8.07 kA	6.65 kA	13 mm ²
4.03.INV11	4.16 kA	1.99 kA	13 mm ²
4.03.INV12	4.16 kA	1.99 kA	13 mm ²
4.04.INV13	10.42 kA	8.19 kA	8 mm ²
4.04.INV14	10.42 kA	8.19 kA	8 mm ²
4.04.INV15	4.72 kA	2.11 kA	8 mm ²
4.05.INV16	9.83 kA	7.82 kA	8 mm ²
4.05.INV17	4.59 kA	2.08 kA	8 mm ²
4.05.INV18	4.59 kA	2.08 kA	8 mm ²
4.06.INV19	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
4.06.INV20	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
4.06.INV21	8.15 kA	6.71 kA	8 mm ²
4.06.INV22	8.15 kA	6.71 kA	8 mm ²
4.07.INV23	3.46 kA	1.81 kA	9 mm ²
4.07.INV24	3.46 kA	1.81 kA	9 mm ²
4.07.INV25	5.83 kA	5.04 kA	9 mm ²
4.07.INV26	5.83 kA	5.04 kA	9 mm ²
4.08.INV27	8.17 kA	6.72 kA	9 mm ²
4.08.INV28	8.17 kA	6.72 kA	9 mm ²
4.08.INV29	4.18 kA	2.00 kA	9 mm ²



4.08.INV30	4.18 kA	2.00 kA	9 mm ²
4.09.INV31	11.81 kA	9.05 kA	8 mm ²
4.09.INV32	11.81 kA	9.05 kA	8 mm ²
4.09.INV33	4.99 kA	2.17 kA	8 mm ²
4.09.INV34	4.99 kA	2.17 kA	8 mm ²
4.10.INV35	15.69 kA	11.26 kA	6 mm ²
4.10.INV36	15.69 kA	11.26 kA	6 mm ²
4.10.INV37	5.63 kA	2.28 kA	6 mm ²
4.10.INV38	5.63 kA	2.28 kA	6 mm ²
4.11.INV39	4.04 kA	1.58 kA	5 mm ²
4.11.INV40	4.04 kA	1.58 kA	5 mm ²
4.11.INV41	5.38 kA	2.24 kA	5 mm ²
4.11.INV42	14.03 kA	10.34 kA	5 mm ²
4.12.INV43	4.48 kA	2.06 kA	5 mm ²
4.12.INV44	9.37 kA	7.52 kA	5 mm ²
4.12.INV45	3.51 kA	1.49 kA	5 mm ²
5.01.INV1	3.41 kA	1.80 kA	3 mm ²
5.01.INV2	5.68 kA	4.93 kA	3 mm ²
5.01.INV3	5.68 kA	4.93 kA	3 mm ²
5.02.INV4	3.75 kA	1.89 kA	4 mm ²
5.02.INV5	3.75 kA	1.89 kA	4 mm ²
5.02.INV6	6.67 kA	5.67 kA	4 mm ²
5.03.INV7	4.16 kA	1.99 kA	4 mm ²
5.03.INV8	8.07 kA	6.65 kA	4 mm ²
5.03.INV9	8.07 kA	6.65 kA	4 mm ²
5.04.INV10	10.42 kA	8.19 kA	5 mm ²
5.04.INV11	10.42 kA	8.19 kA	5 mm ²
5.04.INV12	4.72 kA	2.11 kA	5 mm ²
5.04.INV13	3.65 kA	1.52 kA	5 mm ²
5.05.INV14	4.59 kA	2.08 kA	6 mm ²
5.05.INV15	4.59 kA	2.08 kA	6 mm ²



5.05.INV16	9.83 kA	7.82 kA	6 mm ²
5.05.INV17	9.83 kA	7.82 kA	6 mm ²
5.06.INV18	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
5.06.INV19	4.18 kA	2.00 kA	8 mm ²
5.06.INV20	8.15 kA	6.71 kA	8 mm ²
5.06.INV21	8.15 kA	6.71 kA	8 mm ²
5.07.INV22	3.46 kA	1.81 kA	10 mm ²
5.07.INV23	3.46 kA	1.81 kA	10 mm ²
5.07.INV24	5.83 kA	5.04 kA	10 mm ²
5.07.INV25	5.83 kA	5.04 kA	10 mm ²
5.08.INV26	4.18 kA	2.00 kA	12 mm ²
5.08.INV27	4.18 kA	2.00 kA	12 mm ²
5.08.INV28	8.17 kA	6.72 kA	12 mm ²
5.09.INV29	4.99 kA	2.17 kA	8 mm ²
5.09.INV30	4.99 kA	2.17 kA	8 mm ²
5.09.INV31	11.81 kA	9.05 kA	8 mm ²
5.09.INV32	11.81 kA	9.05 kA	8 mm ²
5.10.INV33	15.69 kA	11.26 kA	9 mm ²
5.10.INV34	15.69 kA	11.26 kA	9 mm ²
5.10.INV35	5.63 kA	2.28 kA	9 mm ²
5.10.INV36	4.18 kA	1.60 kA	9 mm ²
5.11.INV37	5.38 kA	2.24 kA	4 mm ²
5.11.INV38	5.38 kA	2.24 kA	4 mm ²
5.11.INV39	14.03 kA	10.34 kA	4 mm ²
5.11.INV40	14.03 kA	10.34 kA	4 mm ²
5.12.INV41	9.37 kA	7.52 kA	4 mm ²
5.12.INV42	9.37 kA	7.52 kA	4 mm ²
5.12.INV43	4.48 kA	2.06 kA	4 mm ²
5.13.INV44	8.36 kA	6.85 kA	4 mm ²
5.13.INV45	8.36 kA	6.85 kA	4 mm ²
5.13.INV46	4.23 kA	2.01 kA	4 mm ²

Conclusión:

Nuestro conductor está protegido contra cortocircuitos.

Protecciones

En este caso realizaremos la protección de estos conductores a través de fusibles, para ello debemos de asegurarnos que la corriente máxima que dejará pasar el fusible pueda ser soportada por el conductor. Al tratarse de una planta generadora nunca tendremos sobrecarga, esto es debido a que los módulos no son capaces de producir más que su potencia nominal, es por esta razón por la que el criterio de dimensionamiento de 1.25% no tiene un carácter de obligatoriedad en este caso. El fusible seleccionado será de 63A. Las ecuaciones a estudiar son:

Condición 1:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

I_b : Intensidad de diseño de la instalación, 48 A

I_N : Intensidad de disparo del fusible, 63 A

I_z : Intensidad máxima admisible del conductor, 84 A

Como se puede observar, está condición es cumplida por nuestro fusible

Condición 2:

$$1.1 I_N \leq I_z$$

$$52.8 \text{ A} \leq 84 \text{ A}$$

Así, nuestro conductor estaría protegido contra sobrecargas del sistema de hasta un 10% de la corriente nominal, aunque teniendo en cuenta el tipo de instalación en el que nos encontramos no sobredimensionamos específicamente para sobrecargas, por esta razón nos centraremos más en corrientes de cortocircuito.

Conductor ACBs

En este caso hemos seleccionado una manguera compuesta por cuatro conductores, la sección total de ella será 120/150mm² de aluminio.

Corriente máxima admisible

Aplicando las mismas formulas y tablas que en capítulo anterior, realizaremos el calculo de la corriente máxima admisible para los conductores que van de la ACB al embarrado de BT. Para ello usaremos los mismos factores de corrección. Es decir, por agrupamiento, por temperatura y el método de instalación

$$I_{z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Donde;

- $I_{z \text{ cable}}$: Intensidad máxima admisibles en condiciones específicas
- I_N : Corriente máxima admisible del conductor en STC conditions

Tabla B.52.5:

$I_N = 197$ A para 120mm^2 aluminio

$I_N = 220$ A para 150mm^2 aluminio

- f_1 : Factor reductor por temperatura. Tabla B.52.15 (25°C)
 $f_1 = 0,96$

- f_2 :Reducción por agrupamiento. Tabla B.52.18 (Multi-core con espaciado de 0.125m)
 $f_{2-4 \text{ circuits}} = 0,70$

- f_3 : Factor de reducción por resistividad del terreno. Tabla B.52.16 (1,5 K·m/W)
 $f_3=1,28$

La corriente que transportarán estos conductores será:

ACB	Potencia	Intensidad Nominal	Sección	Imax admisible	Ampacidad
1.ACB01	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	181.56 A	127%
1.ACB02	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	181.56 A	127%
1.ACB03	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	181.56 A	127%
1.ACB04	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	202.75 A	106%
1.ACB05	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
1.ACB06	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
1.ACB07	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	193.66 A	136%
1.ACB08	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	193.66 A	136%
1.ACB09	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
1.ACB10	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
1.ACB11	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
1.ACB12	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	193.66 A	136%
1.ACB13	99 kVA	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	193.66 A	136%
2.ACB01	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
2.ACB02	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%
2.ACB03	132 kVA	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	216.27 A	114%

2.ACB04	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
2.ACB05	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
2.ACB06	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
2.ACB07	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
2.ACB08	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
2.ACB09	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
2.ACB10	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
2.ACB11	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
2.ACB12	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
2.ACB13	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
3.ACB01	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
3.ACB02	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
3.ACB03	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
3.ACB04	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
3.ACB05	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
3.ACB06	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
3.ACB07	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
3.ACB08	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
3.ACB09	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
3.ACB10	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
3.ACB11	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
3.ACB12	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
4.ACB01	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
4.ACB02	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
4.ACB03	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
4.ACB04	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
4.ACB05	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
4.ACB06	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
4.ACB07	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
4.ACB08	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
4.ACB09	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%

4.ACB10	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
4.ACB11	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
4.ACB12	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
5.ACB01	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
5.ACB02	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
5.ACB03	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
5.ACB04	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
5.ACB05	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
5.ACB06	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
5.ACB07	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	202.75 A	106%
5.ACB08	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	181.56 A	127%
5.ACB09	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
5.ACB10	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	243.30 A	128%
5.ACB11	132 kVA	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	216.27 A	114%
5.ACB12	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%
5.ACB13	99 kVA	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	193.66 A	136%

Conclusión:

Los conductores seleccionados son aptos para transportar la potencia deseada

Caída de tensión

Al igual que en el capítulo anterior calcularemos la caída de tensión debida a la resistencia del conductor:

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L \cdot \frac{100}{U_n}$$

Donde,

- I = Corriente
= 142,89A para ACBs con 3 inversores
= 190,52 para ACBs con 4 inversores
- Un = 400 V
- R = Resistencia en Ω /km del conductor. De acuerdo con la IEC 60228:

○ $R_{20} = 0,206 \Omega/\text{km}$

Al igual que en otros apartados nombrados anteriormente, la resistencia fluctuará respecto de la temperatura.

- X = Reactancia en Ω/km del conductor a 50Hz
 - X = 0,075 Ω/km
- $\text{Cos}\varphi = 0,95$
- L = Longitud de los conductores
-

ACB	Corriente nominal I_n	Sección	Longitud	R del cable Temp	Reactancia X	Pérdidas eléctricas	
						111,659 W	1.50%
1.ACB01	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	112 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,920 W	1.94%
1.ACB02	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	94 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,581 W	1.60%
1.ACB03	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	76 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,242 W	1.25%
1.ACB04	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	67 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,665 W	1.26%
1.ACB05	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	72 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,774 W	1.34%
1.ACB06	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	90 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,289 W	1.73%
1.ACB07	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	109 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,835 W	1.85%
1.ACB08	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	75 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,205 W	1.22%
1.ACB09	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	57 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,345 W	1.02%
1.ACB10	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	38 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	801 W	0.61%
1.ACB11	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	45 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,001 W	0.76%
1.ACB12	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	64 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,001 W	1.01%
1.ACB13	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	73 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,168 W	1.18%
2.ACB01	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	75 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,859 W	1.41%
2.ACB02	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	57 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,345 W	1.02%
2.ACB03	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	38 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	801 W	0.61%
2.ACB04	190.53 A	1 x 4C/150 mm ²	45 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,001 W	0.76%
2.ACB05	142.89 A	1 x 4C/120 mm ²	64 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,001 W	1.01%



2.ACB06	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	73 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,168 W	1.18%
2.ACB07	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	76 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,242 W	1.25%
2.ACB08	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	66 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,054 W	1.06%
2.ACB09	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	70 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,752 W	1.33%
2.ACB10	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	80 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	2,044 W	1.55%
2.ACB11	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	99 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,675 W	1.69%
2.ACB12	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	108 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,845 W	1.86%
2.ACB13	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	124 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	2,146 W	2.17%
3.ACB01	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	105 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,718 W	2.06%
3.ACB02	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	109 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,832 W	2.15%
3.ACB03	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	137 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	2,354 W	2.38%
3.ACB04	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	85 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,146 W	1.63%
3.ACB05	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	67 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,631 W	1.24%
3.ACB06	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	71 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,745 W	1.32%
3.ACB07	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	85 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,412 W	1.43%
3.ACB08	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	94 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,581 W	1.60%
3.ACB09	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	57 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	1,302 W	0.99%
3.ACB10	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	38 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	776 W	0.59%
3.ACB11	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	45 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,022 W	0.77%
3.ACB12	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	64 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,577 W	1.19%
4.ACB01	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	57 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	1,302 W	0.99%
4.ACB02	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	38 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	776 W	0.59%
4.ACB03	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	45 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,001 W	0.76%
4.ACB04	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	64 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,001 W	1.01%
4.ACB05	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	73 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	1,168 W	1.18%
4.ACB06	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	85 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	2,190 W	1.66%
4.ACB07	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	66 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,635 W	1.24%
4.ACB08	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	67 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	1,631 W	1.24%
4.ACB09	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	81 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,031 W	1.54%
4.ACB10	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	100 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	2,575 W	1.95%
4.ACB11	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	123 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	3,300 W	2.50%

4.ACB12	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	105 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	1,788 W	1.81%
5.ACB01	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	189 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	3,370 W	3.40%
5.ACB02	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	160 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	2,824 W	2.85%
5.ACB03	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	151 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	2,654 W	2.68%
5.ACB04	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	122 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	3,271 W	2.48%
5.ACB05	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	102 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	2,687 W	2.04%
5.ACB06	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	83 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	2,132 W	1.62%
5.ACB07	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	64 m	0.258 Ω/km	0.075 Ω/km	1,577 W	1.19%
5.ACB08	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	45 m	0.299 Ω/km	0.074 Ω/km	659 W	0.67%
5.ACB09	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	77 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	1,856 W	1.41%
5.ACB10	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	67 m	0.243 Ω/km	0.075 Ω/km	1,579 W	1.20%
5.ACB11	190.53 A	1 x	4C/150 mm ²	166 m	0.252 Ω/km	0.075 Ω/km	4,463 W	3.38%
5.ACB12	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	156 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	2,706 W	2.73%
5.ACB13	142.89 A	1 x	4C/120 mm ²	152 m	0.294 Ω/km	0.074 Ω/km	2,632 W	2.66%

Las pérdidas totales en los conductores de las ACBs ascienden a un total de:

$$\sum \text{Pérdidas (W)} = \sum P_i = 111,656 \text{ kW}$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = \frac{\sum P_i}{P_{total}} = \frac{111,659 \text{ kW}}{7548 \text{ kW}} * 100\% = 1,50\%$$

Conclusión:

Las pérdidas totales suponen un 1.50% de la potencia transportada. Los conductores cumplen con el criterio de caída de tensión

Corriente de cortocircuito

El cortocircuito máximo que nos podemos encontrar en los conductores de las ACBs corresponde con el cortocircuito en el secundario del transformador de media tensión. La corriente de cortocircuito se rige por la siguiente ecuación.

$$I_{SC} = \frac{S}{\varepsilon_{CC} \cdot U \cdot \sqrt{3}}$$

Donde:

- I_{SC} Corriente de cortocircuito en kVA
- ε_{CC} impedancia de cortocircuito % (6%)
- S Potencia del transformador (1600 kVA)
- U Tensión en el secundario del transformador (0,40 kV)

Así, la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador es:

$$I_{SC} = \frac{1600}{6\% \cdot 0,40 \cdot \sqrt{3}} = 38,49 \text{ kA}$$

La corriente de cortocircuito se supone adiabática, esto quiere decir que no intercambia calor con el exterior, esta es la razón de que no necesitemos aplicar factores de reducción relacionados con la temperatura del terreno o la profundidad de enterramiento.

Aun así la corriente de cortocircuito se encuentra limitada:

$$I_{SC} = \frac{K \cdot A}{\sqrt{t}} \text{ (kA)}$$

Siendo,

- I_{sc} Corriente máxima de cortocircuito calculada adiabaticamente(kA)
- K Constante dependiente del tipo de aislamiento, en este caso se trata de XLPE y corresponde una constante de 0.094
- A sección del conductor (mm²)
- t duración de la falta (s)

Consideraremos un tiempo mayor al de disparo del dispositivo para asegurar la suficiencia del conductor, este tiempo será de 0.05s, siendo el tiempo de disparo alrededor de 0.004s

La corriente de cortocircuito máxima para nuestros conductores 4C/120mm²-150mm² during 0,05s será :

$$I_{SC-150} = \frac{0,094 \cdot 150}{\sqrt{0,05}} = 63,05 \text{ (kA)}$$

$$I_{SC-120} = \frac{0,094 \cdot 120}{\sqrt{0,05}} = 50,44 \text{ (kA)}$$

Conclusión:

Por tanto, nuestras secciones serán capaces de soportar cortocircuitos de hasta 63.05 kA, que serán mayores que el cortocircuito mayor que podemos tener en el secundario del transformador.

Protecciones

En este caso realizaremos la protección de estos conductores a través de fusibles, para ello debemos de asegurarnos que la corriente máxima que dejará pasar el fusible pueda ser soportada por el conductor. Al tratarse de una planta generadora nunca tendremos sobrecarga, esto es debido a que los módulos no son capaces de producir más que su potencia nominal, es por esta razón por la que el criterio de dimensionamiento de 1.25% no tiene un carácter de obligatoriedad en este caso. El fusible seleccionado será de 200 A. Las ecuaciones a estudiar son:

Condición 1:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

I_b : Intensidad de diseño de la instalación, 192 A

I_N : Intensidad de disparo del fusible, 200 A

I_z : Intensidad máxima admisible del conductor, 216.17 A

Como se puede observar, esta condición es cumplida por nuestro fusible

Condición 2:

$$1.1 I_N \leq I_z$$

$$209.58 \text{ A} \leq 216.57 \text{ A}$$

Así, nuestro conductor estaría protegido contra sobrecargas del sistema.

Conductores MT

Estos conductores están sometidos a una tensión de 20kV. Transportan la energía de los transformadores al centro de seccionamiento y reparto. Los conductores seleccionados para esta tarea son 3 conductores de 150mm² de aluminio por transformador.

Corriente máxima admisible

La intensidad máxima que nos podrá generar el transformador sigue la fórmula siguiente:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde,

- I_{max} : corriente máxima del transformador
- S : Máxima potencia aparente
- U_p Tensión nominal = 20 kV

La corriente en cada rama será la misma.

Cable	From	To	Transported Power	Nominal Current
W5001	ICST	TST1	1,600 kVA	46.19 A
W5002	ICST	TST2	1,600 kVA	46.19 A
W5003	ICST	TST3	1,600 kVA	46.19 A
W5004	ICST	TST4	1,600 kVA	46.19 A
W5005	ICST	TST5	1,600 kVA	46.19 A

EL cálculo de la sección y corriente máxima admisible se calculará de acuerdo a la IEC 60502-2 "Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)".

La capacidad del conductor la calcularemos a través de:

$$I_Z = I_0 \cdot F_T$$

Donde;

- I_Z = Intensidad máxima admisible del conductor
- I_0 = Intensidad nominal del conductor (tabla B.3 de la IEC 60502-2)
- F_T = Factor total de corrección

El factor total se calcula de la forma siguiente:

$$F_T = f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4$$

Donde,

- F_1 = Factor de corrección por temperatura (Tabla B.11)
- F_2 = Factor de corrección por profundidad y conductos (Tabla B.13)
- F_3 = Factor de corrección por resistividad del terreno (Tabla B.15)
- F_4 = Factor de corrección por agrupamiento (Tabla B.21)

De acuerdo con IEC 60502-2, los factores correspondientes son:

Table B.11 – Correction factors for ambient ground temperatures other than 20 °C

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

$$f_1 = 0,96$$

Table B.12 – Correction factors for depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cables
	Nominal conductor size mm ²		
	≤185 mm ²	>185 mm ²	
0,5	1,04	1,06	1,04
0,8	1,02	1,04	1,03
1	0,98	0,97	0,98
1,25	0,96	0,95	0,96
1,5	0,95	0,93	0,95
1,75	0,94	0,91	0,94
2	0,93	0,90	0,93
2,5	0,91	0,88	0,91
3	0,90	0,86	0,90

$$f_2 = 0,98$$

Table B.14 – Correction factors for soil thermal resistivities other than 1,5 K·m/W for direct buried single-core cables

Nominal area of conductor mm ²	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	0,89	0,82	0,75
25	1,30	1,25	1,20	1,16	0,89	0,81	0,75
35	1,30	1,25	1,21	1,16	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,21	1,16	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	0,89	0,80	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	0,88	0,80	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,73
300	1,36	1,30	1,24	1,19	0,88	0,80	0,73
400	1,37	1,30	1,24	1,19	0,88	0,79	0,73

$$f_3 = 1$$

Table B.19 – Correction factors for groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground

Number of cables in group	Spacing between group centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,73	0,83	0,88	0,90	0,92
3	0,60	0,73	0,79	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,75	0,80	0,84
5	0,49	0,63	0,72	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,70	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,68	0,75	0,80
8	0,41	0,57	0,67	0,74	-
9	0,39	0,55	0,66	0,73	-
10	0,37	0,54	0,65	-	-
11	0,36	0,53	0,64	-	-
12	0,35	0,52	0,64	-	-








$$f_5 = 0,63$$

El factor de corrección total corresponde con:

$$F_T = 0,96 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 0,63 = 0,59$$

Los valores de la intensidad nominal vienen de la siguiente tabla. Tabla B.3 de la IEC (Primera columna, 150mm²)

Table B.3 – Current ratings for single-core cables with XLPE insulation –
Rated voltage 3,6/6 kV to 18/30 kV * –
Aluminium conductor

Nominal area of conductor	Buried direct in the ground		In single-way ducts		In air		
	Trefoil	Flat spaced	Trefoil ducts	Flat touching ducts	Trefoil	Flat touching	Flat spaced
							
mm ²	A	A	A	A	A	A	A
16	84	88	80	81	97	99	116
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
Maximum conductor temperature			90 °C				
Ambient air temperature			30 °C				
Ground temperature			20 °C				
Depth of laying			0,8 m				
Thermal resistivity of soil			1,5 K·m/W				
Thermal resistivity of earthenware ducts			1,2 K·m/W				
Screens bonded at both ends.							
* Current rating calculated for cables having a rated voltage of 6/10 kV.							

Así la corriente máxima admisible de los conductores será:

$$I_Z = I_N \cdot F_T = 281 \cdot 0,64 = 165.79 \text{ A}$$

Conclusión:

Nuestro conductor es capaz de aguantar hasta 165.79 amperios, corriente mucho mayor que la actualmente usada

Caída de tensión

La caída de tensión debida a la resistencia y reactancia del cable de media tensión responde a la siguiente fórmula.

$$\Delta U(\%) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) \cdot L \cdot \frac{100}{U_n}$$

Donde,

- I = corriente en amperios
- R = Resistencia del conductor en Ω/km
- X = Reactancia en Ω/km
- L = Longitud en kms
- $U_n = 20 \text{ kV}$
- $\cos\varphi = 1$

Así, la caída de tensión corresponde con:

Desde	A	Sección	Longitud 1C	Longitud 3C	$R_{90^\circ\text{C}}$	X	ΔU Cable (%)
ICST	TST1	3x1C/150 mm ²	105 m	315 m	0.028 Ω	0.012 Ω	0.01%
ICST	TST2	3x1C/150 mm ²	145 m	435 m	0.038 Ω	0.016 Ω	0.02%
ICST	TST3	3x1C/150 mm ²	198 m	594 m	0.052 Ω	0.022 Ω	0.02%
ICST	TST4	3x1C/150 mm ²	238 m	714 m	0.063 Ω	0.027 Ω	0.03%
ICST	TST5	3x1C/150 mm ²	266 m	828 m	0.070 Ω	0.030 Ω	0.03%

$$\sum \Delta U(\%) = 0,1\%$$

Conclusión:

La caída de tensión total de los conductores de media tensión corresponde con el 0.1%

Corriente de cortocircuito

De acuerdo a la conexión de la red y los estudios realizados, el cortocircuito posible a nivel de 20kV es:

- Corriente máxima de Cortocircuito $I_{sc3ph} = 6018 \text{ A}$
- Duración $t = 1 \text{ s (considered)}$
- Tensión: $U = 20 \text{ kV}$

La potencia aparente equivalente será:

$$S_K = \sqrt{3}UI_K = \sqrt{3} \cdot 20 \cdot 6,01 = 208.47 \text{ MVA}$$

Por tanto, la impedancia de la red es:

$$Z_S = \frac{c \cdot U^2}{S_K} = \frac{1,1 \cdot (20 \cdot 10^3)^2}{208,47 \cdot 10^6} = 2,11 \Omega$$

Donde c es un factor de tensión de cortocircuito, igual a 1.1 para cortocircuitos de media tensión. De acuerdo a la IEC 60909.

De acuerdo a la IEC 60909-0, la resistencia y reactancia se puede estimar de la siguiente manera, El cortocircuito máximo tendrá lugar al comienzo de los conductores de media tensión.

$$R_S = 0,1 \cdot X_S = 0,21 \Omega$$

$$X_S = 0,995 \cdot Z_S = 2,1 \Omega$$

De acuerdo a la IEC 60364-5-54, la sección mínima debe de soportar la corriente de cortocircuito durante un tiempo determinado.

$$I'_{ki}{}^2 t = K^2 S^2$$

Donde,

- t = Duración en segundos, 1s
- S = sección en mm²
- I_{sc} = corriente de cortocircuito
- k = Constante dependiente del tipo de aislamiento del conductor, en este caso se trata de aluminio con XLPE, para estas condiciones el calor es 94.

Los resultados son:

Desde	A	Sección	R_{eq}	X_{eq}	Z_{sc}	I_{sc}	S_{MIN}
			0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω		
ICST	TST1	3x1C/150 mm ²	0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω	6.02 kA	64 mm ²
ICST	TST2	3x1C/150 mm ²	0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω	6.02 kA	64 mm ²
ICST	TST3	3x1C/150 mm ²	0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω	6.02 kA	64 mm ²
ICST	TST4	3x1C/150 mm ²	0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω	6.02 kA	64 mm ²
ICST	TST5	3x1C/150 mm ²	0.211 Ω	2.100 Ω	2.111 Ω	6.02 kA	64 mm ²

Conclusión:

Nuestro cable es capaz de soportar la corriente de cortocircuito durante el tiempo determinado.

Protecciones

La protección contra cortocircuitos de las red se realizará a través del centro de seccionamiento, donde se encuentra una celda individual de corte y seccionamiento para cada conductor independiente.

Servicios auxiliares

En el siguiente apartado comprobaremos las pérdidas de los de los conductores de los servicios auxiliares, como por ejemplo, del sistema de CCTV (cámaras de seguridad). En nuestro caso Las cámaras conectarán una con otra y se han dividido en dos mitades. La disposición y demás detalles se indicarán en el apartado correspondiente a CCTV

Los parámetros a tener en cuenta son:

- Tensión del sistema (V_{ac}) = 230 Vac
- CCTV Sistema 1 = 510 W
- CCTV Sistema 2 = 510 W

Corriente máxima admisible

La corriente de estos conductores viene definida por la siguiente fórmula.

$$I_d = \frac{P}{U_p}$$

Donde,

- I_d : Corriente de diseño
- P : Potencia en kW
- U_p : Tensión nominal

Por tanto, la corriente de cada circuito corresponde con:

$$I_{d1} = \frac{510}{230} = 2.21A \qquad I_{d2} = \frac{510}{230} = 2.21A$$

La instalación tendrá las características siguientes:

- | | |
|---------------|---------------------|
| ▪ Conductor | = Aluminio |
| ▪ Tipo | = Multiconductor |
| ▪ Aislamiento | = XLPE |
| ▪ Sección | = 4 mm ² |
| ▪ Instalación | = Tubos en zanja |

Las condiciones del terreno se consideraran las utilizadas en cálculos previos.

Bajo estas condiciones usando 4mm² de AL-XLPE, la corriente máxima que será capaz de soportar según la IEC 6036-5-52:

$$(1) \quad I_{Z \text{ cable}} = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Donde

- Iz: intensidad admisible del conductor corregida
- In: intensidad nominal del cable en STC conditions (IEC60364-5 Tabla B.52.3) = 43
- f₁: Factor de reducción por temperatura (IEC60364-5 Tabla B.52.15) = 0.96
- f₂: Factor de reducción por método de instalación (IEC60364-5 Tabla B.52.19). Two multicore cables considered = 1
- f₃: Factor de reducción por resistividad del terreno . (IEC60364-5 Tabla B.52.16) = 1.28

$$I_{Z \text{ cable}} = 52.83A$$

Valor mucho mayor que el real en nuestros conductores, por tanto esta sección soportará la corriente máxima admisible.

Conclusión:

Nuestro conductor es el indicado para este uso

Caída de tensión y pérdidas eléctricas

La caída de tensión sigue la formula siguiente.

$$\Delta U(V) = I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) \cdot L$$

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_n} \cdot 100\%$$

Donde,

- ΔU (V) Caída de tensión
- ΔU (%) Caída de tensión porcentual
- I Corriente en amperios
- R Resistencia del conductor en Ω/km
- X Reactancia en Ω/km
- L Longitud del conductor
- $\text{Cos}\varphi$ 1
- $\text{Sen}\varphi$ 0
- U_n 230 V

Así,

$$\Delta U_1(\%) = \frac{7.1692V}{230V} \cdot 100\% = 3.117\%$$

$$\Delta U_2(\%) = \frac{8.0463V}{230V} \cdot 100\% = 3.498\%$$

Anillo	Desde	A	Potencia Nominal	Potencia Total Línea	Sección	R at Temp.	Longitud	Corriente	Pérdidas	Pérdidas%	Simple	Añadido	Max(Acumulado)	Cdt Particular
1	34	HVSS	30 W	510 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	17 m	2,217 A	0,797 W	0,1562%	0,3592	0,3592	0,156%	0,156%
	1	34	30 W	480 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	2,087 A	1,802 W	0,3754%	0,8633	1,2226	0,532%	0,375%
	2	1	30 W	450 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,957 A	1,584 W	0,3519%	0,8094	2,0319	0,883%	0,352%
	3	2	30 W	420 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	27 m	1,826 A	0,856 W	0,2038%	0,4687	2,5007	1,087%	0,204%
	4	3	30 W	390 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,696 A	1,189 W	0,3050%	0,7015	3,2021	1,392%	0,305%
	5	4	30 W	360 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,565 A	1,013 W	0,2815%	0,6475	3,8496	1,674%	0,282%
	6	5	30 W	330 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,435 A	0,852 W	0,2581%	0,5936	4,4432	1,932%	0,258%
	7	6	30 W	300 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,304 A	0,704 W	0,2346%	0,5396	4,9828	2,166%	0,235%
	8	7	30 W	270 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,174 A	0,570 W	0,2111%	0,4856	5,4684	2,378%	0,211%
	9	8	30 W	240 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,043 A	0,450 W	0,1877%	0,4317	5,9001	2,565%	0,188%
	10	9	30 W	210 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	30 m	0,913 A	0,237 W	0,1131%	0,2601	6,1602	2,678%	0,113%
	11	10	30 W	180 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	27 m	0,783 A	0,156 W	0,0868%	0,1996	6,3598	2,765%	0,087%
	12	11	30 W	150 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,652 A	0,176 W	0,1173%	0,2698	6,6296	2,882%	0,117%
	13	12	30 W	120 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,522 A	0,113 W	0,0938%	0,2158	6,8455	2,976%	0,094%
	14	13	30 W	90 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,391 A	0,063 W	0,0704%	0,1619	7,0073	3,047%	0,070%
	15	14	30 W	60 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,261 A	0,028 W	0,0469%	0,1079	7,1153	3,094%	0,047%
16	15	30 W	30 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,130 A	0,007 W	0,0235%	0,0540	7,1692	3,117%	0,023%	
2	17	18	30 W	510 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	2,217 A	2,034 W	0,3988%	0,9173	0,9173	0,399%	0,399%
	18	19	30 W	480 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	2,087 A	1,802 W	0,3754%	0,8633	1,7807	0,774%	0,375%
	19	20	30 W	450 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,957 A	1,584 W	0,3519%	0,8094	2,5900	1,126%	0,352%
	20	21	30 W	420 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,826 A	1,379 W	0,3284%	0,7554	3,3455	1,455%	0,328%
	21	22	30 W	390 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	35 m	1,696 A	0,954 W	0,2447%	0,5628	3,9082	1,699%	0,245%

	22	23	30 W	360 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,565 A	1,013 W	0,2815%	0,6475	4,5558	1,981%	0,282%
	23	24	30 W	330 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,435 A	0,852 W	0,2581%	0,5936	5,1493	2,239%	0,258%
	24	25	30 W	300 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,304 A	0,704 W	0,2346%	0,5396	5,6889	2,473%	0,235%
	25	26	30 W	270 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	1,174 A	0,570 W	0,2111%	0,4856	6,1745	2,685%	0,211%
	26	27	30 W	240 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	37 m	1,043 A	0,379 W	0,1578%	0,3630	6,5375	2,842%	0,158%
	27	28	30 W	210 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,913 A	0,345 W	0,1642%	0,3777	6,9153	3,007%	0,164%
	28	29	30 W	180 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,783 A	0,253 W	0,1408%	0,3238	7,2390	3,147%	0,141%
	29	30	30 W	150 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,652 A	0,176 W	0,1173%	0,2698	7,5088	3,265%	0,117%
	30	31	30 W	120 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,522 A	0,113 W	0,0938%	0,2158	7,7246	3,359%	0,094%
	31	32	30 W	90 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,391 A	0,063 W	0,0704%	0,1619	7,8865	3,429%	0,070%
	32	33	30 W	60 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	44 m	0,261 A	0,028 W	0,0469%	0,1079	7,9944	3,476%	0,047%
	33	HVSS	30 W	30 W	4 mm ²	4,701 Ω/km	42 m	0,130 A	0,007 W	0,0225%	0,0518	8,0463	3,498%	0,023%

Las pérdidas de potencia eléctrica vienen determinadas por:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot L \cdot R_{90^\circ C}$$

Donde,

- ΔP Pérdidas de potencia en W
- I Corriente en amperios
- R Resistencia del conductor
- L Longitud del conductor

Los resultados son:

$$\Delta P_1 = 10.598W$$

$$\Delta P_2 = 12.256W$$

Cálculo de puestas a tierra

Objetivo.

El propósito de estos cálculos es exponer y justificar el diseño del sistema de tierras. El sistema es una parte muy importante del diseño eléctrico de la planta. Este tiene las siguientes propiedades.

- Reduce el riesgo de descargas eléctricas a las personas que puedan estar en interacción con la instalación
- Ayuda a prevenir la aparición de voltajes peligrosos entre los objetos y tierra. Se necesita una conexión equipotencial de los componentes a los al sistema de tierras.
- El sistema de tierras dota a nuestra planta con una resistencia muy baja de puesta a tierra contra la posible aparición de fallos, lo que protegerá tanto a las personas como a los equipos en el caso de un posible fallo.
- Un buen diseño nos protegerá de aumentos de tensiones por fallos externos a nuestra instalación.
- El sistema de puesta a tierra protegerá la instalación en caso de sobretensiones temporales como tipo rayo o cualquier otro tipo
- El sistema de puesta a tierra proporciona un buen referente del potencial para los circuitos electrónicos, ayudando a reducir el ruido de los componentes electrónicos, instrumentos y sistemas de comunicación de la planta fotovoltaica.

Descripción del sistema.

Los componentes principales del sistema de puesta a tierra en una planta fotovoltaica son:

- Componentes primarios

Conductores de tierra: conductores desnudos en contacto directo con el terreno.

Piquetas de tierra: Elemento creado por un material conductor eléctrico, enterrado a una cierta distancia en el suelo, manteniendo contacto directo con el terreno.

- Componentes secundarios

Postes de las estructuras: Cuando los postes de las estructuras son hincados en tierra actúan como piquetas de puesta a tierra, ayudando a crear una red equipotencial en todo el terreno

Conexiones equipotenciales: Se usan para unir todas las partes metálicas de la planta con los conectores de tierra para conseguir una buena red equipotencial

Metodología de cálculo.

Los cálculos del sistema de tierras serán basados en la IEEE Std. 80 (2013) "Guía para la seguridad de puestas a tierra en subestaciones de AC" que es una revisión de la IEE Std. 80 (2000) con el mismo nombre.

El cálculo será dividido en tres partes

1. Dimensionamiento del conductor de tierra
2. Resistencia de la red

3. Calculo de las tensiones de paso y contacto.

Los cálculos definidos por la norma citada anteriormente seguirán el esquema indicado en la siguiente figura 1 (IEEE Std. 80 – Proceso del diseño, diagrama de bloque)

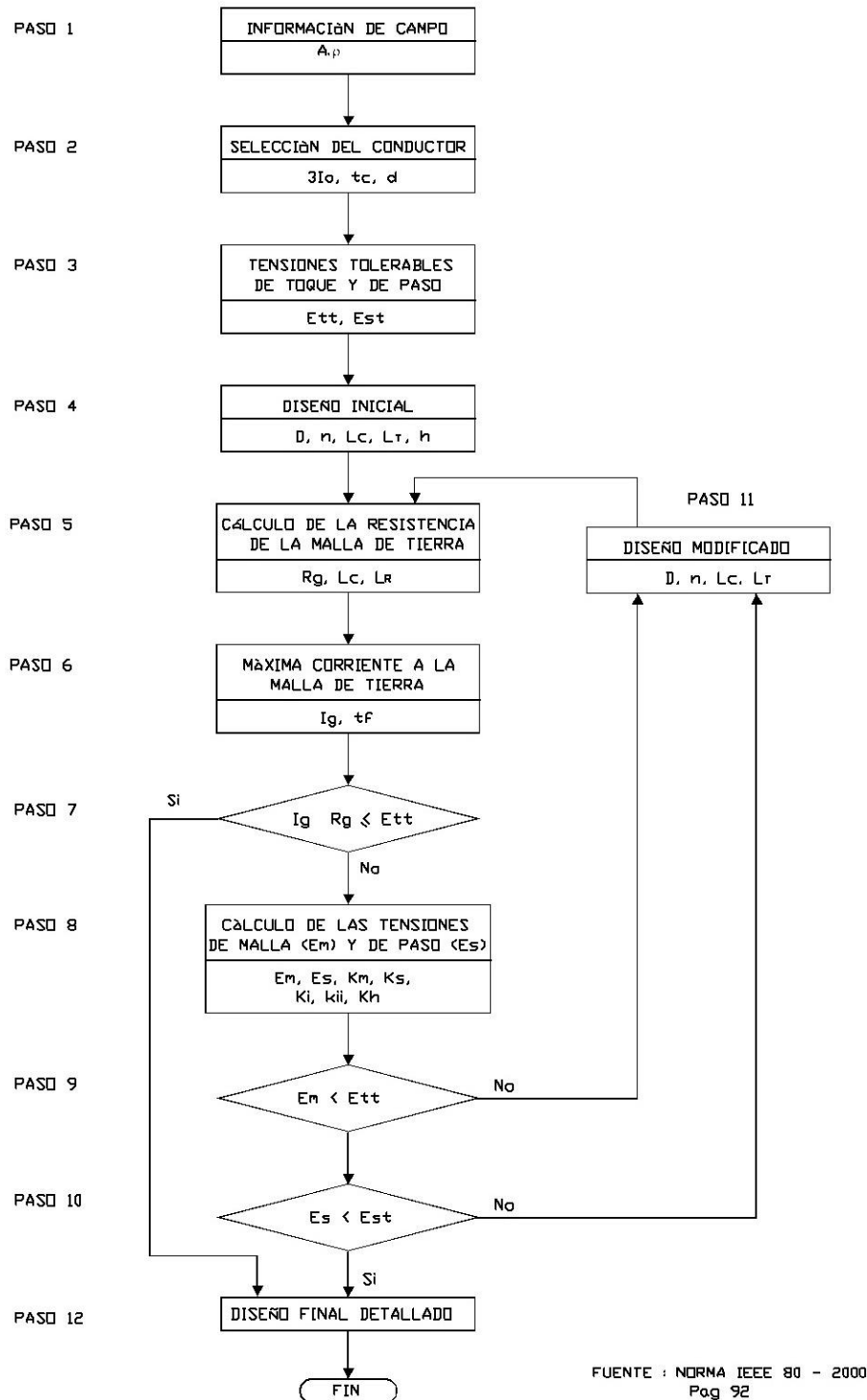


Ilustración 13 - Diagrama cálculo puesta a tierra

Datos del terreno

En primer lugar resumiremos los datos obtenidos del terreno.

Condiciones del terreno y eléctricas.

ρ	Resistividad General	40,00 $\Omega \cdot m$
ρ_s	Resistividad superficial. (Valor obtenido de la IEEE Std. 80 Tabla 7 - Granito en condiciones húmedas)	200,00 $\Omega \cdot m$
h_s	Espesor de la capa superficial	0,050 m
T_a	Temperatura ambiente considerada	40 °C

I_g	Corriente simétrica	37,23 kA
t_f	Duración de la corriente de falta	0,1 s
t_c	Duración de la falta para dimensionamiento del conductor	0,1 s
t_s	Duración de la falta para determinar la corriente permitida por el cuerpo	0,1 s
X/R	X/R Relación de la localización de la falta	30
f	Frecuencia del sistema	50 Hz
s_f	Factor de división de la falta (determina la parte del defecto que se deriva a tierra)	1

Estos valores serán usados para el siguiente proceso de cálculo.

Dimensionamiento del conductor de tierra.

El dimensionamiento del conductor de tierra es necesario para asegurar que nuestro conductor aguantará los posibles defectos y así asegurar la estabilidad del sistema. Como un conductor de potencia bajo una falta, el conductor experimentará un aumento adiabático de la temperatura. El punto límite por temperatura corresponderá con el punto de fusión del cable. Por tanto, debemos comprobar que aun teniendo la falta más desfavorable nuestro conductor podrá soportarla sin verse dañado.

El material seleccionado será cobre con refilado duro. Los valores correspondientes para este conductor los sacaremos de la IEEE Std. 80 tablas 1 y 2.

α_t	Coefficiente termal de la resistividad a 20°	0,00381 /°C
ρ_r	Resistividad del conductor de tierra a 20°C	1,78 $\mu\Omega \cdot \text{cm}$
T_m	Temperatura máxima admisible	1.084 °C
$TCAP$	Capacidad termal por unidad de volumen	3,4 J/(cm ³ ·°C)

Con los datos anteriores calcularemos la sección mínima capaz de soportar el aumento de temperatura adiabática cuando se produce un defecto a tierra. Lo obtendremos a partir de la siguiente fórmula sacada de la IEEE Std. 80 Ecuación 37.

$$A = \sqrt{I_g^2 t_c \left(\frac{\frac{\alpha_r \rho_r 10^4}{TCAP}}{\ln \left[1 + \frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right]} \right)}$$

Los parámetros que faltarían por definir son:

A	Área mínima de la sección del conductor en mm ²	40,00 $\Omega \cdot \text{m}$
$I_g^2 t_c$	Energía máxima del fallo a tierra (A ² s)	2.636 m
k_0	es $(1/ \alpha_r - 20^\circ)$	242,47 °C

Finalmente el área mínima calculada para este conductor de tierra será:

$$A=13.37\text{mm}^2$$

Nuestro conductor deberá tener una sección mayor que la anteriormente calculada, por tanto seleccionaremos el conductor siguiente:

Cobre trefilado duro 50mm²

Por tanto, se puede verificar que el conductor es capaz de soportar una corriente de falta durante 0.1 segundos de falta.

Tensiones de paso y contacto.

Cuando se produce una corriente de falta se crea un gradiente de tensión, este puede poner en riesgo la seguridad de las personas que puedan estar en contacto con la instalación fotovoltaica. La seguridad de la persona dependerá de la limitación de las tensiones de paso y contacto que pueda absorber la persona. La máxima tensión que se puede crear dependerá de:

- El peso de la persona, en el siguiente caso se seleccionaran 70 kg.
- Capa superficial. La aplicación de una capa superficial de un material altamente resistivo en la superficie ayuda a proteger contra voltajes peligrosos. En este caso el factor de aplicación puede ser calculado de forma empírica a través de la norma IEEE 80 Std. Ecuación 27

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Donde C_s es el coeficiente por capa superficial. Este factor corresponde a:

$$C_s = 0.6211$$

Límite de tensión de contacto

Este límite se define como la diferencia máxima de potencial entre la superficie y un elemento puesto a tierra durante una falta. La ecuación para obtener dicha tensión es la siguiente, la hemos obtenido de la IEEE Std. 80 ecuación 32 o 33:

$$E_{\text{contacto},70\text{kg}} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$
$$E_{\text{contacto } 70\text{kg}} = 588.98 \text{ V}$$

Límite de tensión de paso

Se trata del gradiente de potencial máximo que se crea entre una distancia de un metro una superficie expuesta a un potencial, se ha obtenido de la IEEE Std. 80 ecuación 29 o 30:

$$E_{\text{paso},70\text{kg}} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$
$$E_{\text{paso},70\text{kg}} = 866.48 \text{ V}$$

Resistencia de la red de tierra

En este apartado evaluaremos como de capaz es nuestra red para soportar un fallo. Una resistencia baja de puesta a tierra nos ayudará a tener un gradiente de potencial bajo y así se evitara tensiones de paso y contacto elevadas, Esta resistencia depende mayormente del área cubierta por el conductor de tierra y por el número de piquetas dispuestas. Esta resistencia la calcularemos a través de la IEE Std. 80 a través de las ecuaciones de Schwarz, ya que son un cálculo más preciso. Podemos obtener los valores de k_1 y k_2 de la IEEE Std. 80 Figura 24

Resistencia de los conductores de puesta a tierra:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{\sqrt{a \cdot 2h}} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

Siendo,

ρ	Resistividad del terreno	40,00 $\Omega \cdot m$
L_c	Logitud total del conductor de la red de tierra	2.636 m
a	Sección del conductor de tierra en metros	3.99mm
h	Profundidad de enterramiento del conductor	0.8m
A	Área total cubierta por la red de puesta a tierra	101.400m ²
k1,k2	Coefficientes dependientes de la geometría	1.35 / 5.69

La resistencia del conductor de tierra es:

$$R_1 = 0.0800 \Omega$$

A parte de los conductores de tierra, hay otros elementos que usaremos para ayudarnos en la red de puesta a tierra, estos son piquetas y electrodos verticales, como por ejemplo los postes de las estructuras metálicas. La resistencia de las piquetas y los electrodos verticales se rige por la siguiente fórmula, se obtiene de la IEE Std. 80 ecuación 60.

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r L_r} \left[\ln \left(\frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right]$$

Donde,

- Piquetas

L_r	Longitud de cada piqueta	2 m
2b	Diámetro de la piqueta	0.01 m
n_r	Número de piquetas	20

Así,

$$R_{2 \text{ piq}} = 0.9372 \Omega$$

- Postes estructuras metálicas

L_r	Longitud enterrada de cada piqueta	1.55 m
$2b$	Diámetro del poste	0.0120 m
n_r	Número de postes	5424

Así,

$$R_{2 \text{ postes}} = 0.0566 \Omega$$

Haciendo el paralelo de ambas resistencias obtenemos una resistencia total de los electrodos verticales de

$$R_2 = 0.0534 \Omega$$

Resistencia de la red

La resistencia mutua de todos los conductores de puesta a tierra se puede calcular a través de la IEE Std. 80 ecuación 61.

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

Todos los valores han quedado anteriormente definidos, pues solo queda calcular.

$$R_m = 0,0705 \Omega$$

Finalmente, el valor de la resistencia total de la red lo calcularemos a través de la fórmula definida en la IEEE Std. 80 ecuación 58, en la cual se combinan la resistencia de puesta a tierra, con las piquetas y la resistencia mutua de puesta a tierra.

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} = 0,0919 \Omega$$

Corriente máxima de la red

El peor caso que llevaremos a estudio ocurrirá cuando la corriente de falta sea lo más elevada posible y vuelva por tierra. Para ello estudiaremos el peor caso de corriente de cortocircuito simétrica. La mayor falta esperada será de 37.23 kA durante 0.1s. Esta corriente puede ser modificada por dos factores:

- Factor de división: En algunos casos toda la corriente no vuelve por nuestra puesta a tierra, perdiéndose así parte de la energía en otros circuitos. En nuestro caso supondremos que toda la energía vuelve por nuestra puesta a tierra.

$$S_f = 1$$

- Factor decremental: La corriente simétrica no será máxima ya que debemos de tener en cuenta también la corriente asimétrica. Esto se contempla en la IEEE Std. 80 ecuación 84.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)}$$

$$D_f = 1,3555$$

Siendo,

t_f	Duración de la falta	0,1 s
f	Frecuencia del Sistema	50 Hz
T_a	Constante DC $T_a = \frac{X}{R} \cdot \frac{1}{2\pi f}$	0,0955 s
X/R	X/R ratio de localización de la falta	30

Así la corriente máxima será:

$$I_G = I_g \cdot S_f \cdot D_f = 37,23 [kA] \cdot 1 \cdot 1,3555 = 50,46 kA$$

Una vez calculada la corriente máxima que se puede dar podremos obtener la diferencia de potencia máxima que se puede dar entre una tierra remota y una local en caso de falta, ya que en condiciones normales la diferencia de potencial (GPR) debería de ser cero.

$$GPR = I_G R_g = 50,46 [kA] \cdot 0,0919 = 4.635,49 V$$

Tensión de contacto máxima

La tensión máxima de contacto que se puede tener está regida por la ecuación 85 de la IEEE Std. 80.

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M}$$

K_m	Factor geométrico	
K_i	Factor de irregularidad	
L_M	Distancia enterrada efectiva	

Siendo, IEEE Std. 80 ecuación 86)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left[\frac{D^2}{16h \times d} + \frac{(D + 2h)^2}{8D \times d} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right] \right)$$

D	Distancia entre conductores paralelos	53,17 m
h	Profundidad de los conductores	0,8 m
d	Diametro de los conductores	7,979 mm
K_h	Factor de ponderamiento por enterramiento	1,34
	$K_h = \sqrt{1 + h}$	
K_{ii}	Factor de ponderado por electrodos a lo largo de la malla Si están en el perímetro:	
	$K_{ii} = 1$	
	Si no están en el perimetro	
	$K_{ii} = \frac{1}{2n^{n/2}}$	
	En nuestro caso no se encuentran en el perímetro	
n	Factor geométrico	

Factor geométrico, IEEE Std. 80 Ecuación 89, 90, 91, 92, 93:

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} \quad n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A} \right]^{\frac{0.7A}{L_x L_y}} \quad n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

L_c	Longitud total electrodos horizontals	2.636 m
L_p	Longitud de los conductores del perímetro	1.298 m
A	Área total de la red	101.400 m
L_x	Longitud máxima de la red en horizontal	376 m
L_y	Longitud máxima de la red en vertical	269 m
D_m	Distancia máxima entre dos puntos de la red	53 m

Así,

$$n = 4,0629 \quad K_{ii} = \frac{1}{2n^{n/2}} = 14,1798 \cdot 10^{-3}$$

Con estos datos podemos calcular K_m , K_i .

$$K_m = 1,6292$$

$$K_i = 0.644 + 0.148n = 1,2453$$

La longitud efectiva de los conductores dependerá de si hay piquetas en las esquinas o a lo largo del perímetro de la red. En este caso la ecuación es: (IEEE Std. 80 ecuación 96, siendo L_r la longitud de los electrodos)

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R = 7.761,95m$$

Con todos estos datos obtenidos, finalmente podremos calcular la tensión deseada.

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M} = 527,63 V$$

Tensión de paso.

La tensión de paso se calculará a través de la siguiente fórmula de la STD. 80 ecuación 97:

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_S}$$

Siendo,

L_S	Conductor efectivo enterrado $L_S = 0.75L_c + 0.85L_R$	8.736 m
-------	--	---------

K_s	Factor espaciador $K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$ Donde, h profundidad enterramiento D distancia entre conductores paralelos	0,2094
-------	---	--------

Finalmente,

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_s} = 60,25 V$$

Conclusión

Para comprobar que las tensiones que se pueden dar en nuestra planta fotovoltaica no son peligrosas para la seguridad personal hemos comprobado que:

$$E_{contacto,70kg} = 588,98 V > E_m = 527,63 V$$

$$E_{paso,70kg} = 866,48 V > E_s = 60,25 V$$

Así, aseguraremos que los potenciales que se generarán se encontrarán bajo los niveles de seguridad humanos. Por tanto nuestro diseño de puesta a tierra es seguro de acuerdo a la IEEE Std. 80.

Producción anual

En el siguiente apartado haremos un breve resumen de la producción anual aproximada que obtendremos con la planta diseñada. Para ello definiremos unos criterios de pérdidas ayudándonos de los estudios realizados anteriormente.

	Transformador	Cables AC
	1.3%	1.8%
Pérdidas por ensuciamiento		2%
Pérdidas por calidad del módulo		1%
Pérdidas por LID		2%

Una vez definidas las pérdidas podemos pasar a introducir estos datos en el PVSyst. PVSyst se trata del software que realiza los cálculos de producción de sistemas fotovoltaicos. Para ello necesita que le definamos todos los parámetros de la planta, como pueden ser componentes, plano de diseño de la planta, meteorología del sitio en concret, pérdidas a tener en cuenta y elevación del terreno colindante. Una vez introducidos los datos pertinentes realizamos la simulación. El documento entero lo podremos encontrar en el anexo III, informes técnicos.

Producción anual:

12952 MWh/año

Producción específica:

1658 kWh/kWp/año

PR(ratio producción real entre un sistema ideal):

80.52%

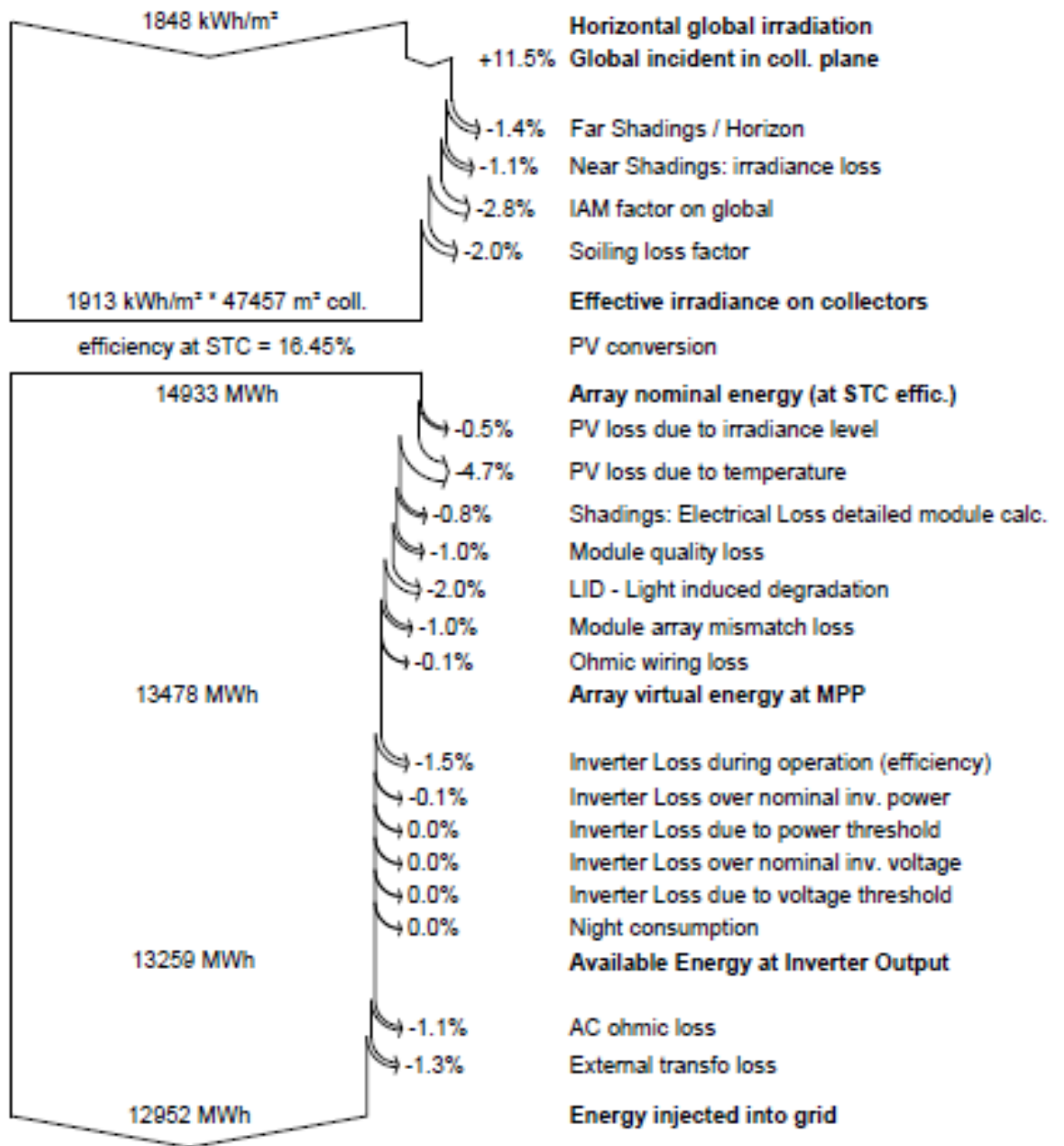


Ilustración 14 - Desglose producción



ESTUDIO ECONÓMICO

El factor económico ha estado presente en todo momento a la hora de la toma de decisiones del proyecto, como puede ser por ejemplo a la hora de la elección del material o la sección del los conductores. La relación entre producción coste se ha considerado la mínima posible

COMPONENTES PRINCIPALES

Módulo fotovoltaico						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º electricista	Horas	1	16,58 €	16,58 €		
Especialista electricista	Horas	1	14,10 €	14,10 €		
Módulo fotovoltaico	Unidades	1	247,00 €	247,00 €	24,408	6.518.493,53 €
Conectores	Unidades	2	0,20 €	0,40 €		
Costes Directos complementarios		0,02	278,08 €	5,56 €		
			Total	267,06 €		

Inversor fotovoltaico						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º electricista	Horas	0,2	16,58 €	3,32 €		
Inversor Fotovoltaico Huawei Sun2000-36 KTL	Unidades	1	3568,58 €	3568,58 €		
Conectores	Unidades	2	0,20 €	0,40 €	226	823.485,67 €
Costes Directos complementarios		0,02	3572,30 €	71,45 €		
			Total	3643,74 €		

Estructura fotovoltaica						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º de construcción	Horas	1,8	16,58 €	15,77 €		
Maquinaria clavado de postes	Horas	1	3568,58 €	40,31 €		
Estructura galvanizada disposición 3V18-20º	Unidades	1	0,20 €	340,00 €	452	182.608,72 €
Costes Directos complementarios		0,02	396,08 €	7,92 €		
			Total	404,00 €		

AC Box (Caja de empalmes)						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,6	16,58 €	9,95 €		
Conectores	Unidades	6	0,20 €	1,20 €		
AC Box (Para 3 y 4 inversores con fusibles de 3x63A)	Unidades	1	1536,00 €	1536,00 €	63	99.419,73 €
Costes Directos complementarios		0,02	1547,15 €	30,94 €		
			Total	1578,09 €		

Centro de transformacion						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º electricista	Horas	10	16,58	165,80 €		
Especialista electricista	Horas	10	14,1	141,00 €		
Peón ordinario	Horas	2	13,11	26,22 €		
Grua autopropulsada	Horas	2	57,33	114,66 €		
Edificio prefabricado 608x238x324 cm	Unidades	1	18000	18000,00 €		
Transformador 1600 kVA	Unidades	1	17800	17800,00 €		
Celda de línea 400A	Unidades	3	2675	8025,00 €		
Celda de protección con disyuntor In=400A	Unidades	1	14450	14450,00 €	5	446.416,67 €
Celda de medida	Unidades	1	6150	6150,00 €		
Cables de conexión MT	Unidades	2	1175	2350,00 €		
Cuadro de BT para abonado 2000A	Unidades	1	11200	11200,00 €		
Cables de conexión cuadro de BT trafo	Unidades	1	1450	1450,00 €		
Equipo de medida de energía	Unidades	1	2750	2750,00 €		
PT anillo rectangular	Unidades	1	1285	1285,00 €		
PT servicio lineal	Unidades	1	630	630,00 €		

PT protección interior edificio	Unidades	1	925	925,00 €
Ptservicio interior edificio	Unidades	1	925	925,00 €
Protección transformador	Unidades	1	220	220,00 €
Equipo de alumbrado	Unidades	1	600	600,00 €
Equipo de seguridad y maniobra	Unidades	1	325	325,00 €
Costes Directos Complementarios		0,02	87532,68 €	1750,65 €
			Total	89283 €

ELEMENTOS DE INTERCONEXIÓN

Centro de seccionamiento MT						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º electricista	Horas	10	16,58	165,80 €		
Especialista electricista	Horas	10	14,1	141,00 €		
Peón ordinario	Horas	2	13,11	26,22 €		
Grua autopropulsada	Horas	2	57,33	114,66 €		
Edificio prefabricado 2000x350x520 cm	Unidades	1	9000	9000,00 €		
Celda de línea 630A	Unidades	5	3475	17375,00 €		
Celda de protección con disyuntor In=630A	Unidades	1	5640	5640,00 €	1	67.256,43 €
Celda de medida	Unidades	1	6890	6890,00 €		
Cables de conexión MT	Unidades	1	1175	1175,00 €		
Cuadro de MT	Unidades	1	15700	15700,00 €		
Cables de conexión cuadro de MT	Unidades	1	1450	1450,00 €		
Equipo de medida de energía	Unidades	1	2750	2750,00 €		
PT anillo rectangular	Unidades	1	1285	1285,00 €		

PT servicio lineal	Unidades	1	630	630,00 €
PT protección interior edificio	Unidades	1	925	925,00 €
Ptservicio interior edificio	Unidades	1	925	925,00 €
Protección transformador	Unidades	1	220	925,00 €
Equipo de alumbrado	Unidades	1	600	220,00 €
Equipo de seguridad y maniobra	Unidades	1	325	600,00 €
Costes Directos Complementarios		0,02	65937,68 €	1318,75 €
			Total	67256 €

Conductor Cu 6mm ² - DC						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Especialista Electricista	Horas	0,12	14,1	1,69 €		
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,06	16,58 €	0,99 €		
Conectores	Unidades	2	0,20 €	0,40 €		
Conductor Cu 6mm ²	metros	1	2,64 €	2,64 €	61925	361.724,73 €
Costes Directos complementarios		0,02	5,73 €	0,11 €		
			Total	5,84 €		

Conductor Cu 16mm ² - AC						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Especialista Electricista	Horas	0,08	14,1	1,13 €		
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,04	16,58 €	0,66 €		
Conectores	Unidades	2	0,20 €	0,40 €		
Conductor Cu 16mm ²	metros	1	10,10 €	10,10 €	2516	31.543,15 €
Costes Directos complementarios		0,02	12,29 €	0,25 €		
			Total	12,54 €		

Conductor Al 120-150mm ² - AC						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Especialista Electricista	Horas	0,12	14,1	1,69 €		
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,06	16,58 €	0,99 €		
Conductor Cu 120-150mm ²	metros	1	65,64 €	65,64 €	12855	895.907,83 €
Costes Directos complementarios		0,02	68,33 €	1,37 €		
			Total	69,69 €		

Conductor Al 95mm ² - AC						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Especialista Electricista	Horas	0,12	14,1	1,69 €		
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,06	16,58 €	0,99 €		
Conductor Cu 120-150mm ²	metros	1	39,47 €	39,47 €	925	39.774,94 €
Costes Directos complementarios		0,02	42,16 €	0,84 €		
			Total	43,00 €		

TRABAJOS CIVILES

Zanjas MT y BT						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Peón ordinario construcción	Horas	0,75	13,11	9,83 €		
Excavación de zanjas	Horas	0,2	2,11 €	0,42 €	4888	113.508,31 €
Relleno de zanjas	metros	0,64	19,55 €	12,51 €		
Costes Directos complementarios		0,02	22,77 €	0,46 €		

Total 23,22 €

TIERRAS

Conductor de tierra						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Oficial 1º Electricidad	Horas	0,05	16,58 €	0,83 €		
Conductor cobre desnudo	metros	1	1,21 €	1,21 €		
Taco y collarín para sujeción	Unidades	0,5	8 €	3,95 €	20	120,60 €
Costes Directos complementarios		0,02	2,04 €	0,04 €		
			Total	6,03 €		

Conductor de tierra						
Código	U.M	Cantidad	Precio	Total unitario	Unidades instaladas	Total Instalación
Especialista electricista	Horas	0,15	14,10 €	2,12 €		
Electrodo pica 14,6mm/2m	metros	1	14,05 €	18,74 €	2630	55.945,62 €
Costes Directos complementarios		0,02	20,86 €	0,42 €		
			Total	21,27 €		

PEM

9.636.151,94 €

Conclusión

Al finalizar este trabajo he podido observar todos los detalles que hemos de tener en cuenta a la hora de la realización de un proyecto.

He observado como el diseño preliminar va evolucionando hasta la optimización total de los recursos obtenidos, y el uso que hacemos de las herramientas disponibles. A diferencia de en la universidad, en la cual, siempre elegíamos el modelo más óptimo basándonos solo en criterios puramente matemáticos, en este proyecto el criterio limitador en todos los aspectos ha sido el económico, buscando una solución en la que los criterios de diseño y los propiamente económicos estuvieran en armonía.

En muchas ocasiones, nos ha perjudicado si se mira desde el punto meramente de diseño, al tener que seleccionar conductores de otros materiales, como puede ser aluminio en lugar de cobre.

Muchos de los criterios que se han tomado han sido propiamente del equipo de ingenieros, como por ejemplo podría ser el diseño de las estructuras fotovoltaicas (3V18), la elección de los inversores, el reparto de inversores y ACBs, la disposición de los transformadores en la instalación... Otras opciones diferentes a las seleccionadas serían correctas igualmente, siempre y cuando dicho diseño sea justificable.

A lo largo del proyecto se ha visto una evolución, dando soluciones a los problemas que iban surgiendo desde el diseño preliminar, en algunas ocasiones se ha estado limitado por exigencias del cliente o por costes propios de la instalación, a pesar de esto se ha conseguido el mayor rendimiento posible respecto de las posibilidades existentes.

El futuro de la energía se vuelca cada día más hacia las renovables, en este caso de la energía fotovoltaica, aumenta a pasos agigantados, sin tener un conocimiento pleno de ello. En unos años nos encontraremos con el problema del desmantelamiento de estas centrales fotovoltaicas, en las cuales no se ha estudiado totalmente el impacto del reciclaje de las propias placas.

Muchos comercios o entidades, venden las energías renovables, como energías verdes, no contaminantes o como la simbiosis entre generación de energía y medioambiente, pero no muestran la realidad de la falta de ética ambiental, en la cual no tiembla el pulso a la hora de talar, mover o derribar lo que se ponga por delante, a cambio de poder instalar una cantidad de mega vatios, con un rendimiento más alto de X.

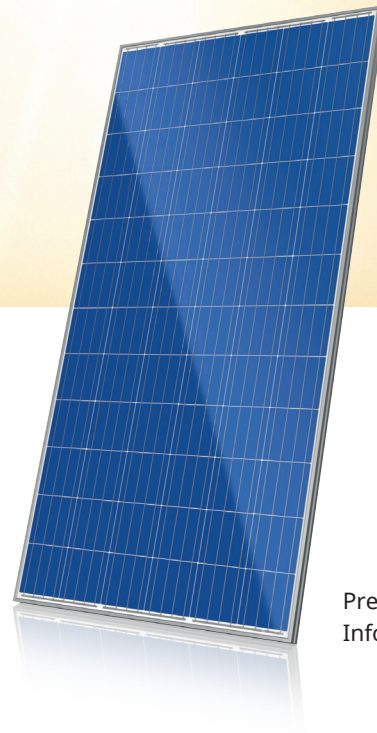
Para finalizar, el diseño de una planta fotovoltaica me ha aportado el conocimiento global de las técnicas aplicadas a lo largo del Grado en Ingeniería Eléctrica, he tenido la oportunidad de usarlas todas de forma conjunta y ver como han interaccionado entre ellas, como ha podido ser el cálculo de líneas de media y baja tensión con conocimientos de transformadores o líneas de distribución de energía eléctrica. Ha sido un desafío, en el que he tenido que aplicar todos los conocimientos obtenidos a lo largo de estos cuatro años.

Referencias

- Normas en el marco internacional:
 - IEC 60364-5-52 Low-voltage electrical installations – Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems.
 - IEC 60287 Electric cables. Calculation of the current rating
 - IEC 60228 Conductors of insulated cables
 - IEC 60502 Power cables with extruded insulation and their accessories
 - for rated
 - voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
 - IEC 60909 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems
 - IEEE guide for safety in AC substation grounding - IEEE Std 80-2000
- IDAE: Pliego de condiciones técnicas de Instalación.
 - <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica>
- Juan Ángel Saiz (2017). Instalaciones de energías renovables. Energía Solar Fotovoltaica. Apuntes asignatura 4º de carrera, Grado en Ingeniería Eléctrica
- Apuntes FP Cavanilles, instalaciones fotovoltaicas conectadas a red
 - http://fp.cavanilles.com/pluginfile.php/6023/mod_folder/content/0/Apuntes/unidad7_recurso5%20modificada.pdf?forcedownload=1
- ITC-BT-18: Instalaciones de puesta a tierra
- ITC-BT-22: Protecciones contra sobreintensidades
- ITC-BT-23: Protecciones contra sobretensiones
- ITC-BT-24: Protección contra contactos directos e indirectos
- Werner, C., Gerlach, A., Breyer, C., & Masson, G. (2014). Global Installed Photovoltaic Capacity and Identification of Hidden Growth Markets. Berlín, Lappeenranta, Genval.
- Componentes una instalación solar fotovoltaica
 - <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Elias J. Hurtado Pérez. Máquinas Eléctricas: Transformadores. Valencia: Editorial Universitat Politècnica de València.



Anexo I: Hojas de datos



Preliminary Technical Information Sheet

MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.72 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



Positive power tolerance of up to 5 W



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system

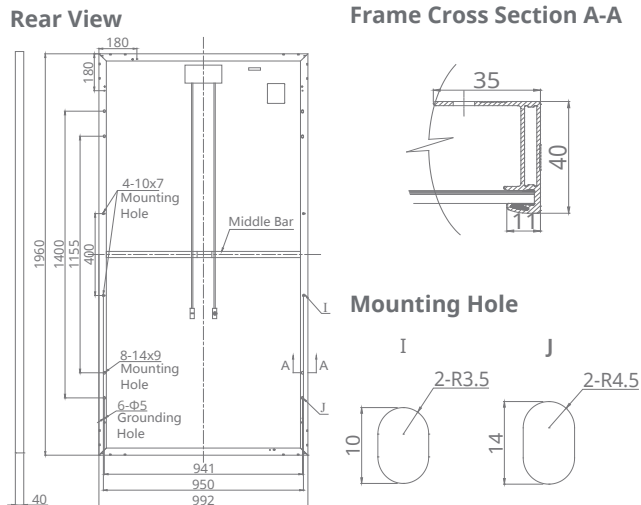
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

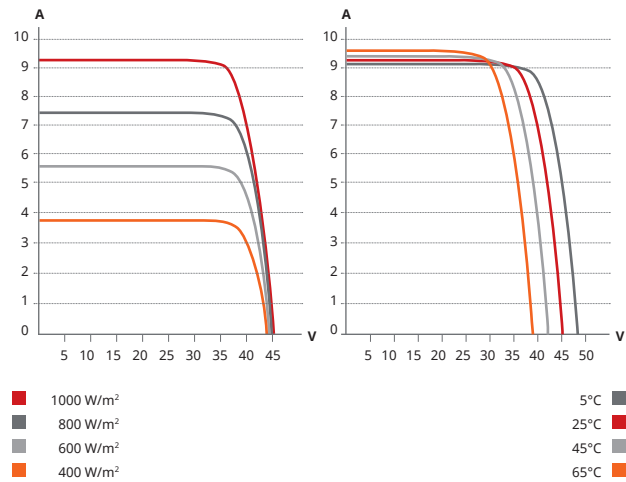
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6U	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.20 %	16.46 %	16.72 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm (45.3 in)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	
Packaging	26 pieces
Module Pieces per Container	572 pieces (40' HQ)

ELECTRICAL DATA / NOCT*

CS6U	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

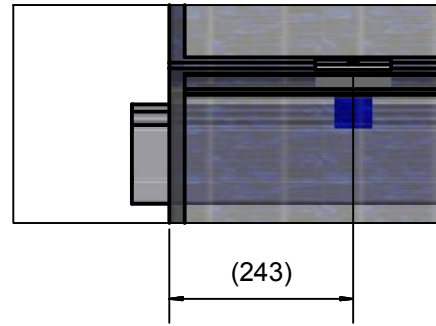
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

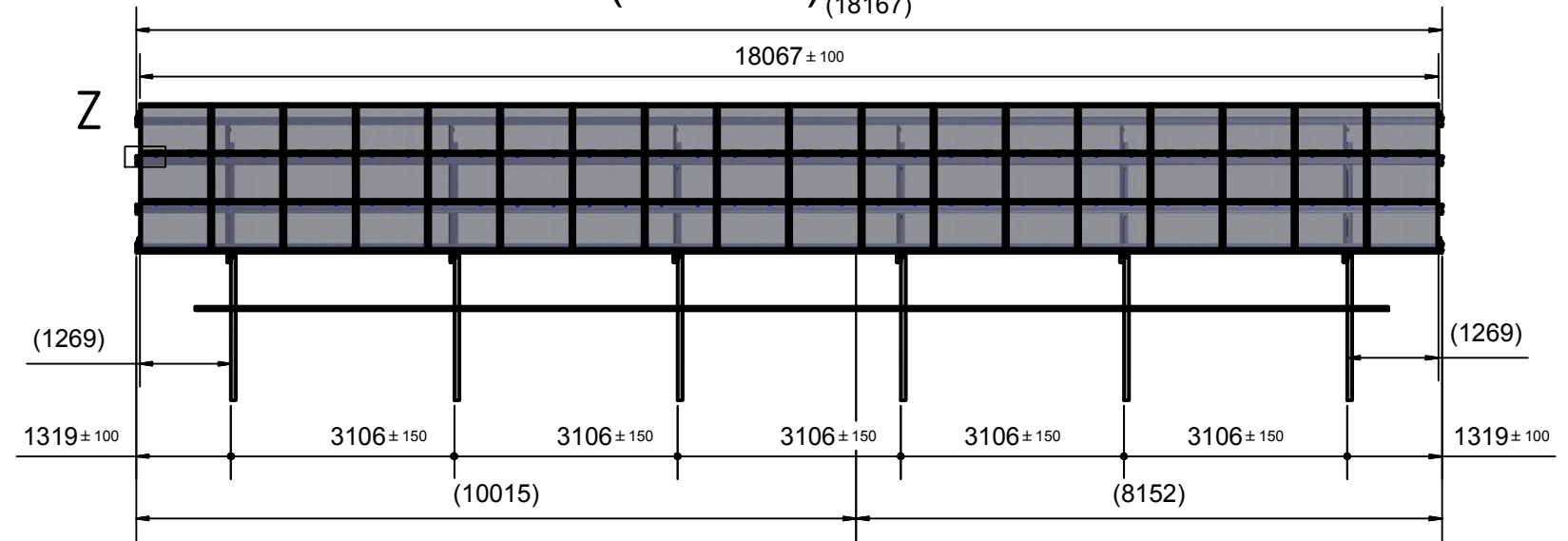
PARTNER SECTION



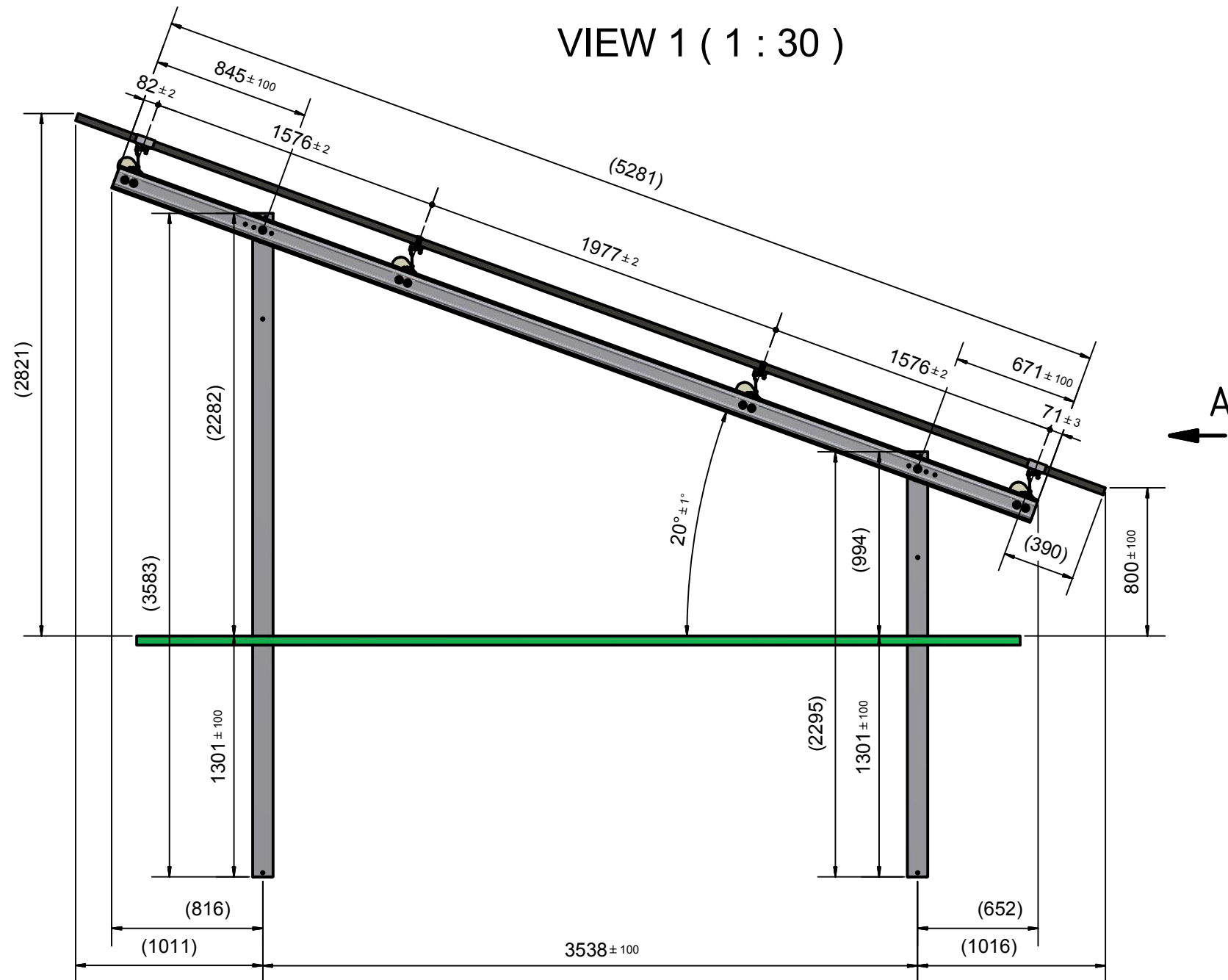
DETAIL Z (1 : 10)



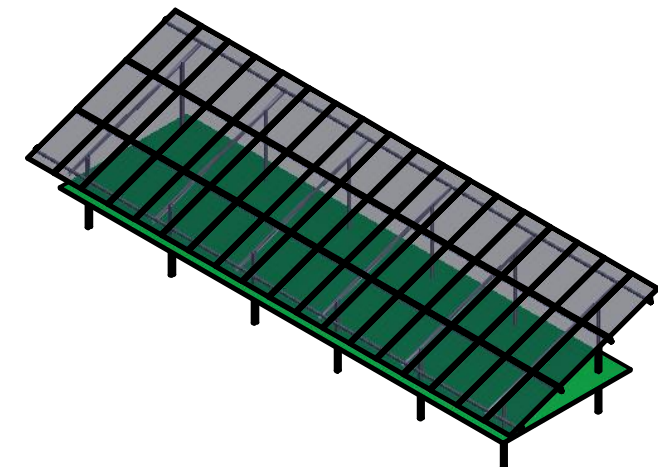
A (1 : 100) (18167)



VIEW 1 (1 : 30)



PFETTENTEILUNG:
LÄNGE 1, mm LÄNGE 2, mm
10015 8152



MODUL
1954x982x40
PFETTE
C-250
BINDER
C-250
RAMMFUNDAMENT
SRF-6



SCHLETTER GMBH
GEWERBEGBIET AN DER B15
ALUSTRASSE 1
83527 KIRCHDORF / HAAG I. OB
GERMANY
WWW.SCHLETTER.DE

Schletter GmbH reserves the right to make modifications to the construction, choice of materials, specification and design even after order confirmation and approval and release of the drawings, and those modifications are permissible provided that such changes serve the technical improvement of manufacturing or products and are reasonable for the customer.

DATE
10.04.2017
DRAWN BY
Zelevy
AUDITED BY

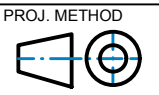
SCHLETTER JOB NUMBER
46037569
RACK INFORMATION
FS

PROJECT ADDRESS
Iran

STAMP, SIGNATURE OF APPROVAL

CLIENT
Bejulo GmbH

SHEET NUMBER
1



SCALE
SHEET SIZE
A3

REV. 02 DRAWING NAME 01_Vian -FS3V -20°-18_DUO_COM

String Inverter (SUN2000-36KTL)



Smart

- 4 MPPTs for versatile adaptations to different layouts
- 8 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported

Safe

- DC disconnect integrated, safe and convenient for maintenance
- Type II surge arresters for both DC and AC
- Ground fault protection
- Residual Current Detection (RCD) protection

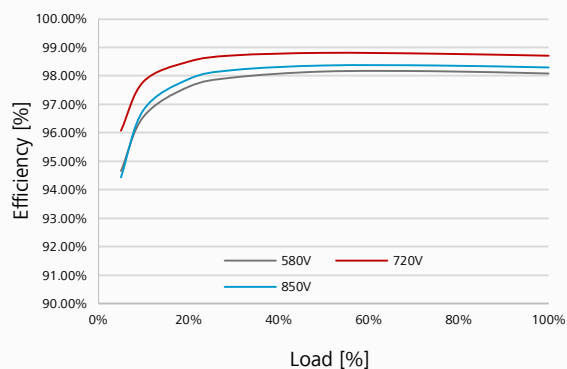
Efficient

- Max. efficiency 98.8%, European efficiency 98.6%

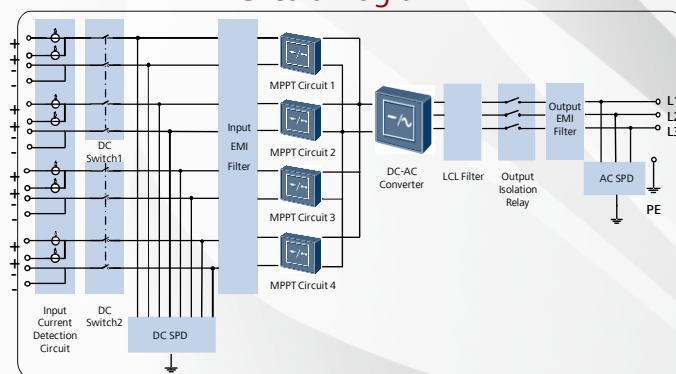
Reliable

- No need for external fans with natural cooling technology
- Protection rating of IP65

Efficiency Curve



Circuit Diagram



SUN2000-36KTL



String Inverter (SUN2000-36KTL)



Technical Specifications	SUN2000-36KTL
	Efficiency
Max. Efficiency	98.8%
European Efficiency	98.6%
	Input
Max. DC Usable Power	40,800 W
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	480 V ~ 850 V @380Vac/ 400Vac 580V~850V@480Vac
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1000 V
Rated Input Voltage	620 V @380Vac / 400Vac 720V@480Vac
Max. Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
	Output
Rated AC Active Power	36,000 W
Max. AC Apparent Power	40,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	Default 40,000W; 36,000W optional in settings
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings 277V/480V, 3W+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current(@380V/400V/480V)	60.8 A/57.8A/48.2A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	Protection
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
Insulation Monitoring	Yes
Residual Current Detection	Yes
	Communication
Display	LED Indicators
USB / Bluetooth +APP	Yes
RS485	Yes
PLC	Yes
Fast Ethernet	Optional
	General
Dimensions (WxHxD)	930 × 550 × 260 mm (36.6 x 21.7 x 10.2 inches)
Weight	55 kg (121 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection
Max. Operating Altitude Without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Rating	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W
Topology	Transformerless
	Standards Compliance
Safety / EMC	EN/IEC 61000-1, EN/IEC 61000-2, EN/IEC 61000-3, EN/IEC 61000-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid Code	IEC 61727, IEC62116, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW 2008, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, EN-50438-Turkey



DISTRIBUTION TRANSFORMER DATA SHEETS

ITEM	DESCRIPTION	UNIT	GUARANTEED PARTICULAR	
1	<u>General Specification</u>			
1.1	Transformer type		Oil Immersed Distribution Transformer	
1.2	Number of phases		3	
1.3	Rated capacity	kVA	1600	
1.4	Voltage ratio	kV / kV	20 / 0.4	
1.5	Rated frequency	Hz	50	
1.6	Vector group		Dyn5	
1.7	Cooling method		ONAN	
1.8	Short circuit duration	S	2	
1.9	Over excitation withstand (continuous)	%	5	
2	<u>Impedance Voltage</u>	%	6	
3	<u>Insulation levels</u>		LV	HV
3.1	Highest system voltage (Um)	KVrms	1.1	24
3.2	Lightning impulse voltage (LI)	KVrms	N.A.	125
3.3	Power frequency (AC)	KVrms	3	50
4	<u>Losses</u>			
4.1	No load losses	W	2200	
4.2	Load losses	W	17000	
5	<u>Ambient Conditions</u>			
5.1	Max. ambient temp.	°C	40	
5.2	Altitude above sea level	m	1000	
5.3	Installation		Outdoor	
6	<u>Temperature Rises to ambient</u>			
6.1	Top oil ($\Delta\theta_o$)	°C	60	
6.2	Average winding ($\Delta\theta_w$)	°C	65	
7	<u>Tap changer (HV side)</u>			
7.1	Tapping range	%	$\pm 2*2.5$	
7.2	Tap changer type		24kV-60A-5P	
8	<u>Bushings</u>			
8.1	LV Side		1kV-3150A	
8.2	HV Side		20 NF 250	
9	<u>Approximate Overall Dimension</u>			
9.1	Length	mm	~ 2255	
9.2	Width	mm	~ 1700	
9.3	Height	mm	~ 2550	

DISTRIBUTION TRANSFORMER DATA SHEETS



ITEM	DESCRIPTION	UNIT	GUARANTEED PARTICULAR
10	Colour		RAL 7032
11	Approximate weights		
11.1	Active part	Kg	~ 2035
11.2	Untanking	Kg	~ 2255
11.3	Oil	Kg	~ 985
11.4	Transport	Kg	~ 4265
11.5	Total	Kg	~ 4490
12	Accessories	Yes / No	
12.1	Oil level indicator	Yes	Without contact
12.2	Oil thermometer	Yes	With two contacts (alarm & trip)
12.3	Buchholtz relay	Yes	DR25
12.4	Dehydrating breather	Yes	DIN42567 1kg
12.5	Pressure relief valve	No	
12.6	Shutt of valve	No	
12.7	Winding thermometer	No	
12.8	Sudden pressure relay	No	
12.9	Pressure guage	No	
12.10	Multi control relay	No	
12.11	Terminal box	No	
12.12	Cable box	Yes	
12.13	Bus duct	No	
12.14	Filtering valve (up)	No	
12.15	Filtering valve (down)	No	
12.16	Oil drain	Yes	
12.17	Skid under base	No	
12.18	Jacking pad	No	
12.19	Wheels	Yes	6 ton
12.20			
12.21			
12.22			

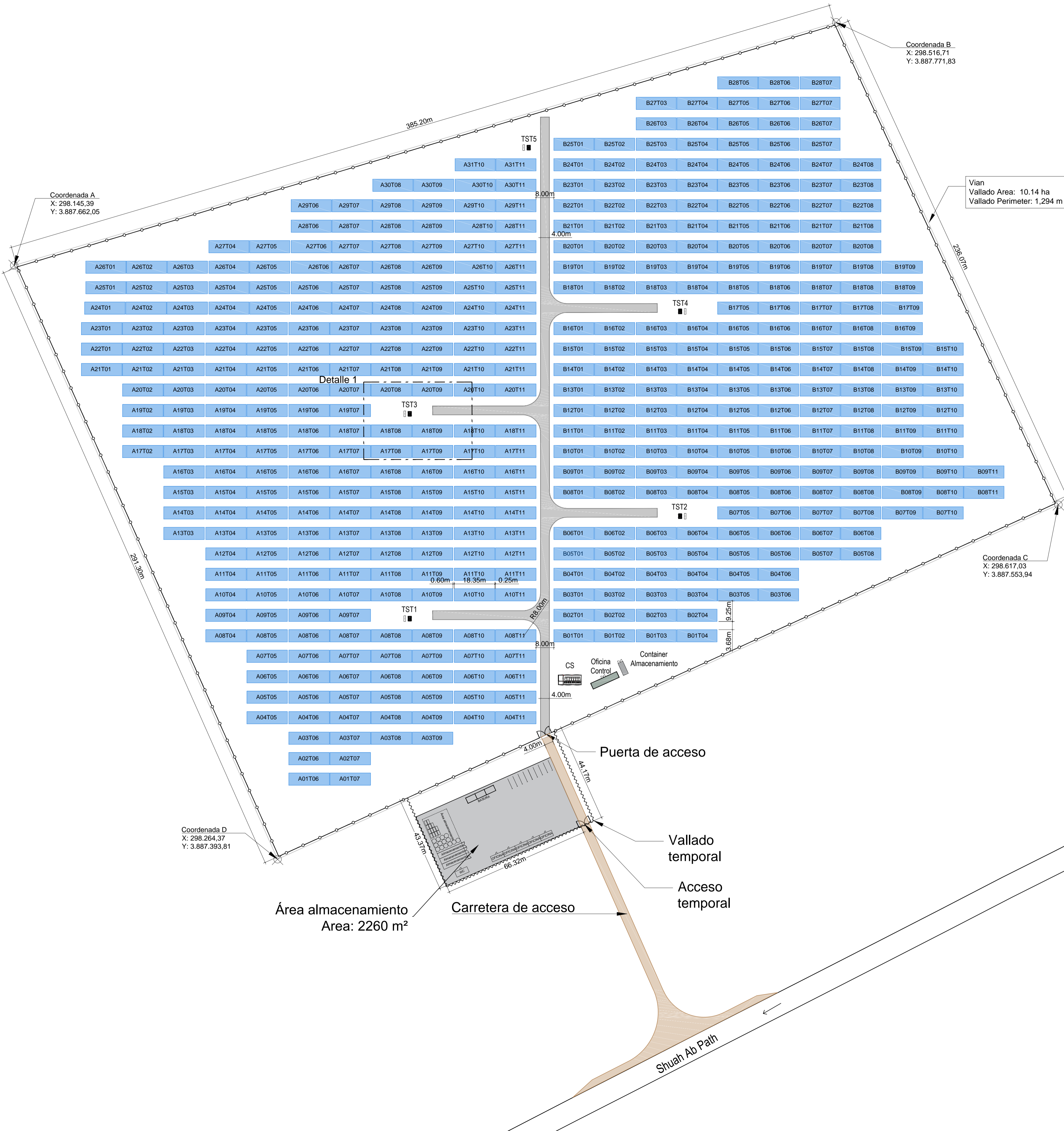
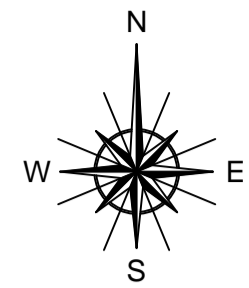
Remarks:



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

Luz Gómez Montesinos

Anexo II: Planos



Coordenada A
X: 298.145,39
Y: 3.887.662,05

Coordenada B
X: 298.516,71
Y: 3.887.771,83

Vian
Vallado Area: 10,14 ha
Vallado Perimeter: 1,294 m

Coordenada C
X: 298.617,03
Y: 3.887.553,94

Coordenada D
X: 298.264,37
Y: 3.887.393,81

Área almacenamiento
Area: 2260 m²

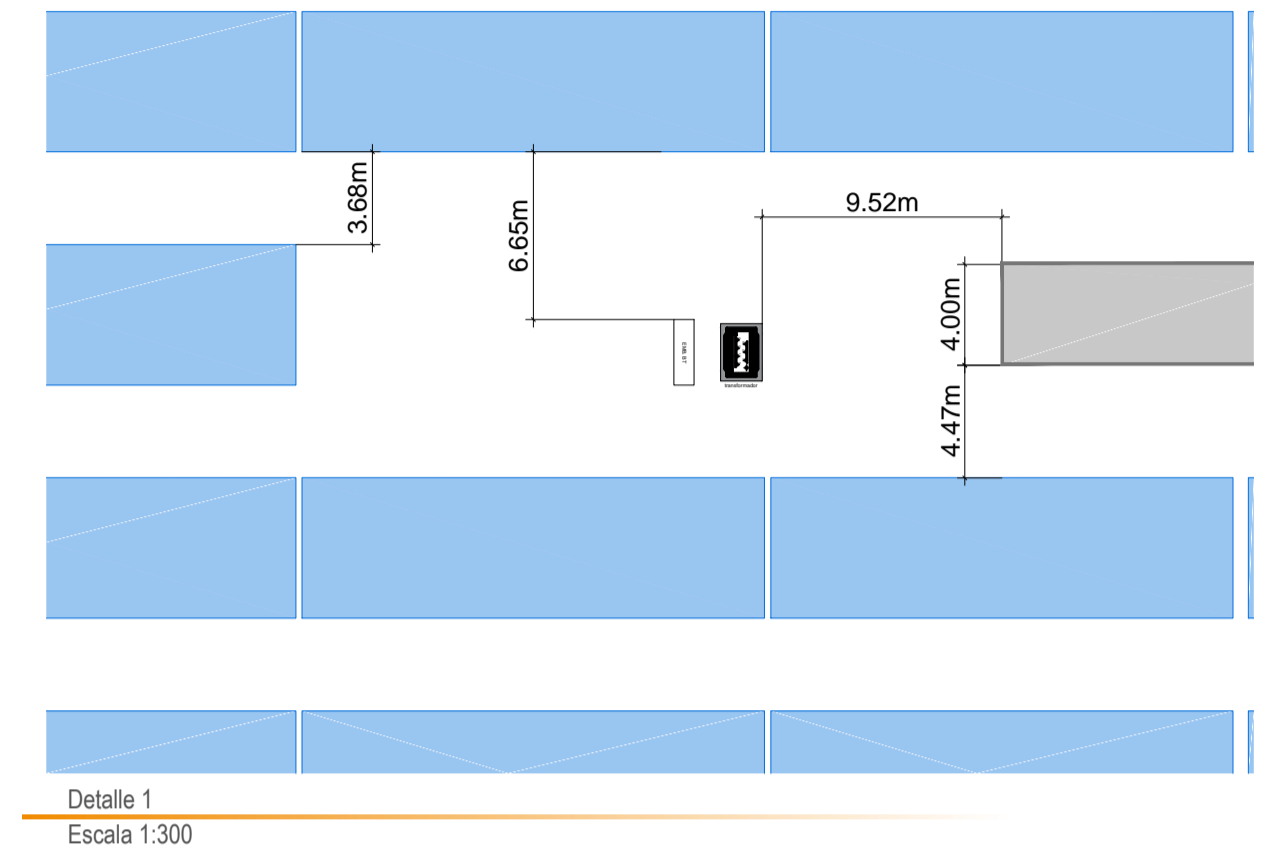
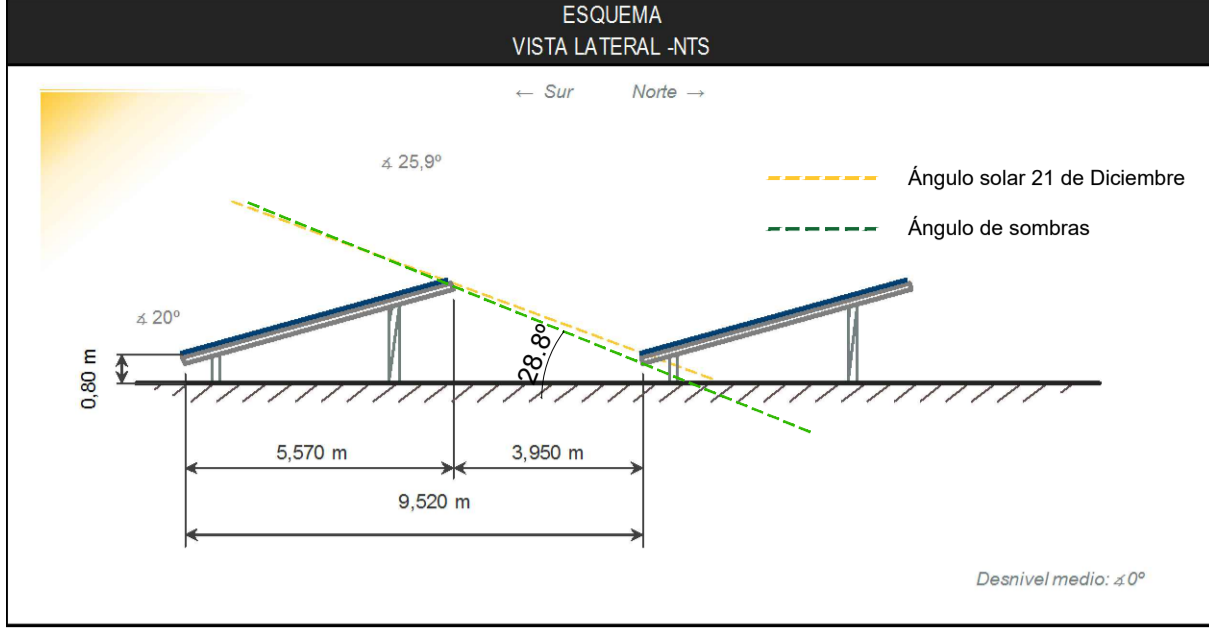
Carretera de acceso

Puerta de acceso

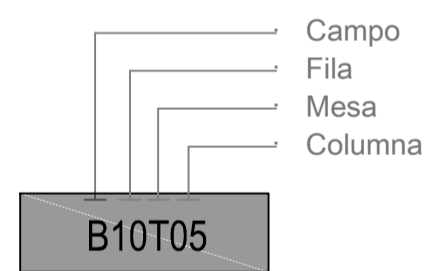
Vallado temporal

Acceso temporal

Shuah Ab Path



Nomenclatura mesas

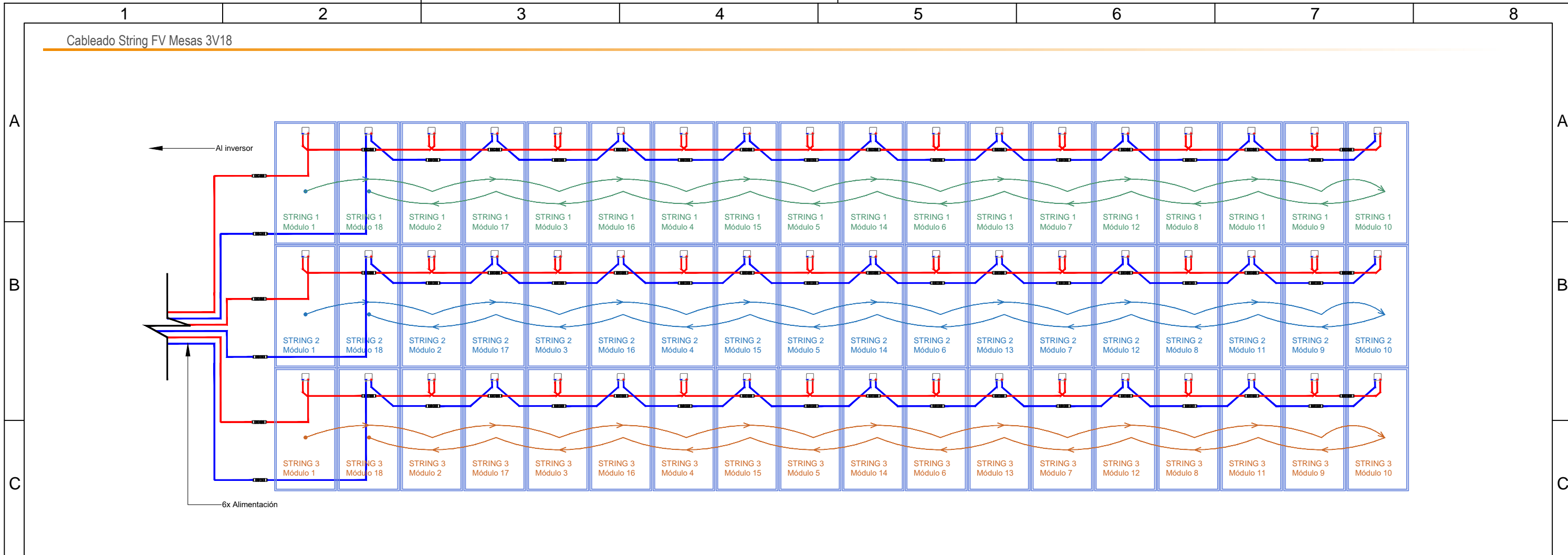


Leyenda

- Parcela
- Vallado
- Vallado temporal
- Estructura distribución 3V18
- Estación transformadora
- Carretera interna
- Access Carreteras
- Puerta de acceso

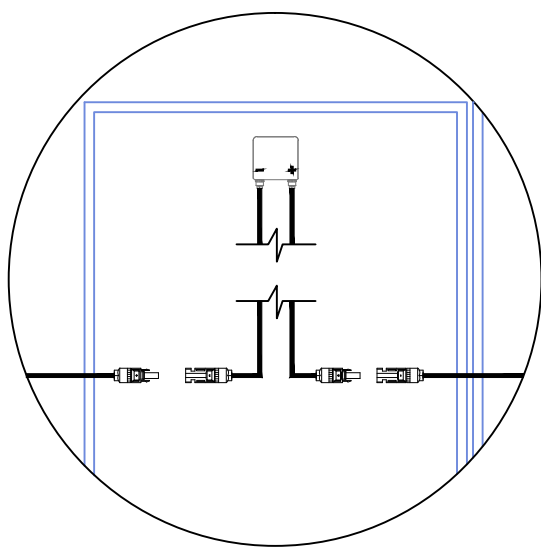
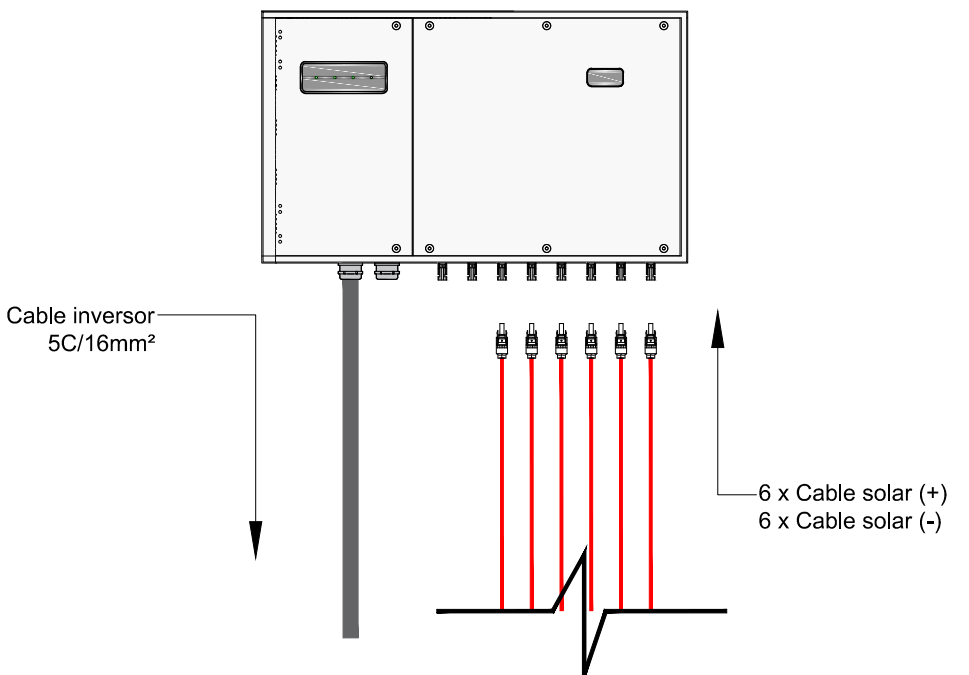
Dibujado	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez	
Escala	1.0	Luz Gómez	Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
1:900	Plano General		
			Nº 1/1
			Autor Luz Gómez Montesinos



A1: 641 x 941 mm



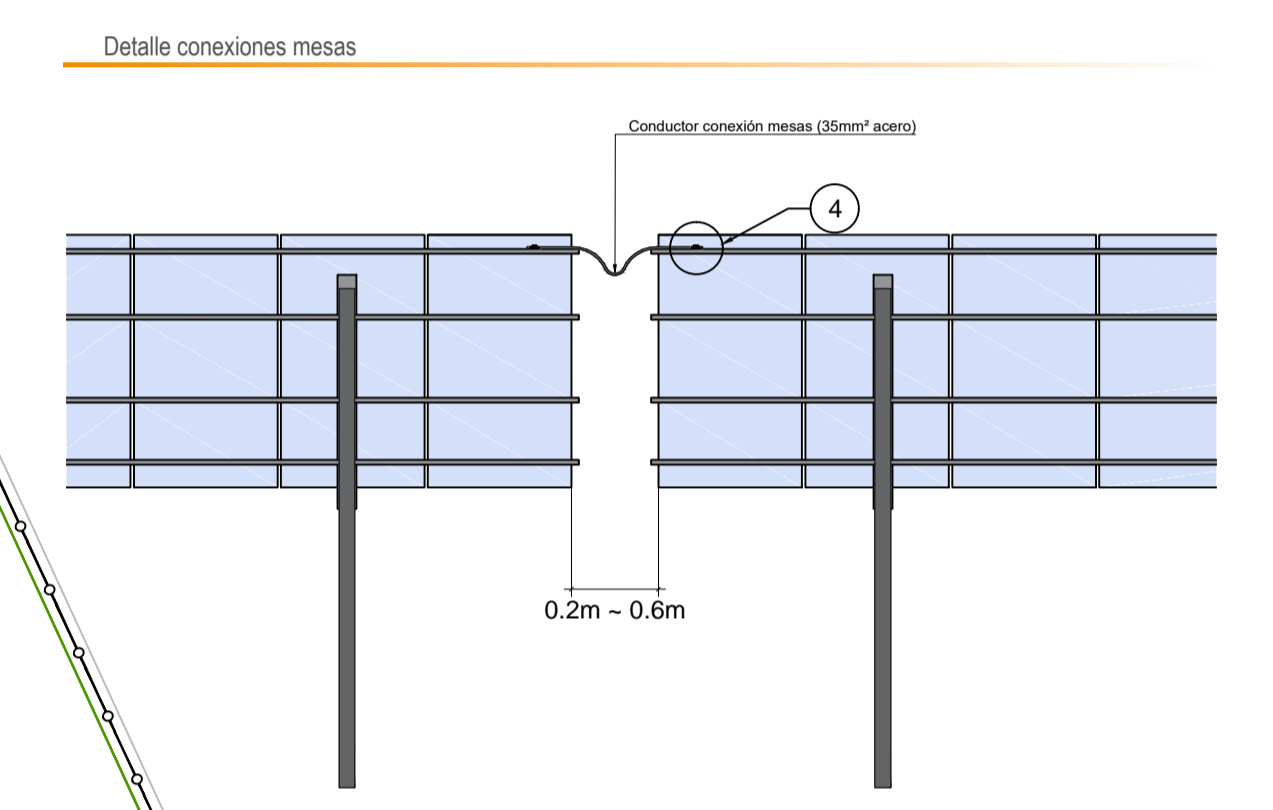
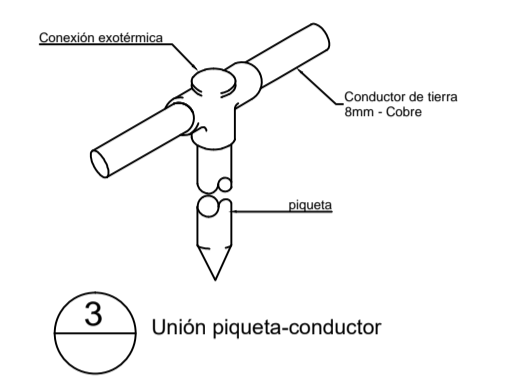
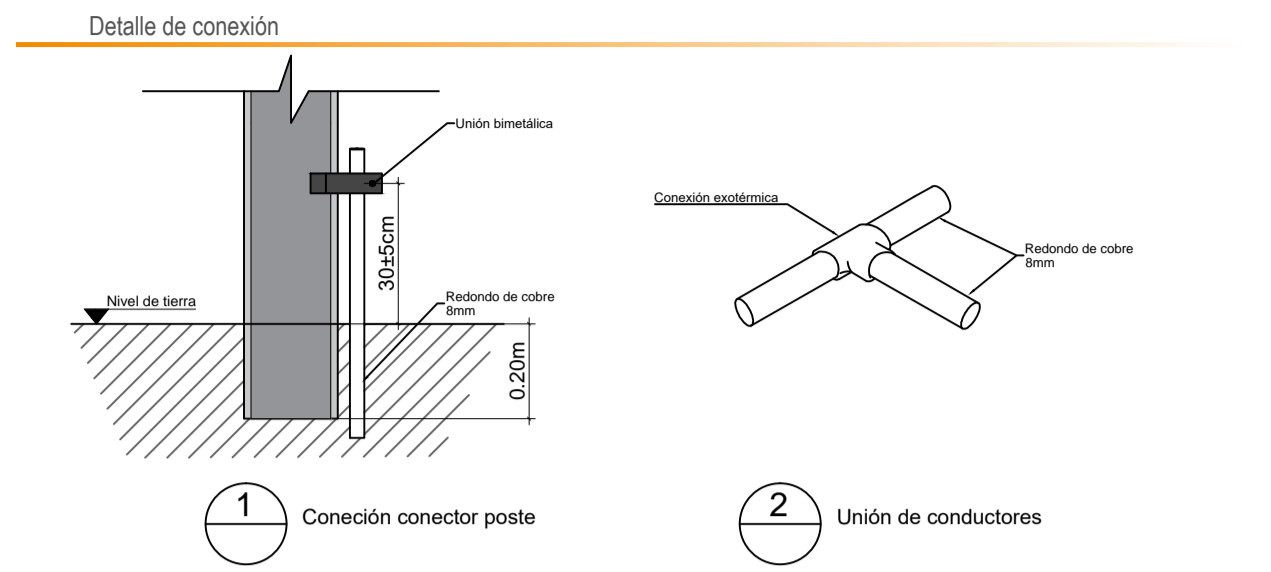
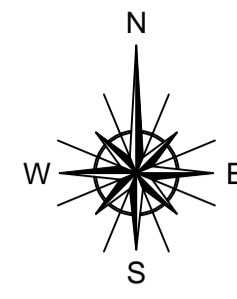
Esquema de conexión del inversor

Detalle conectores

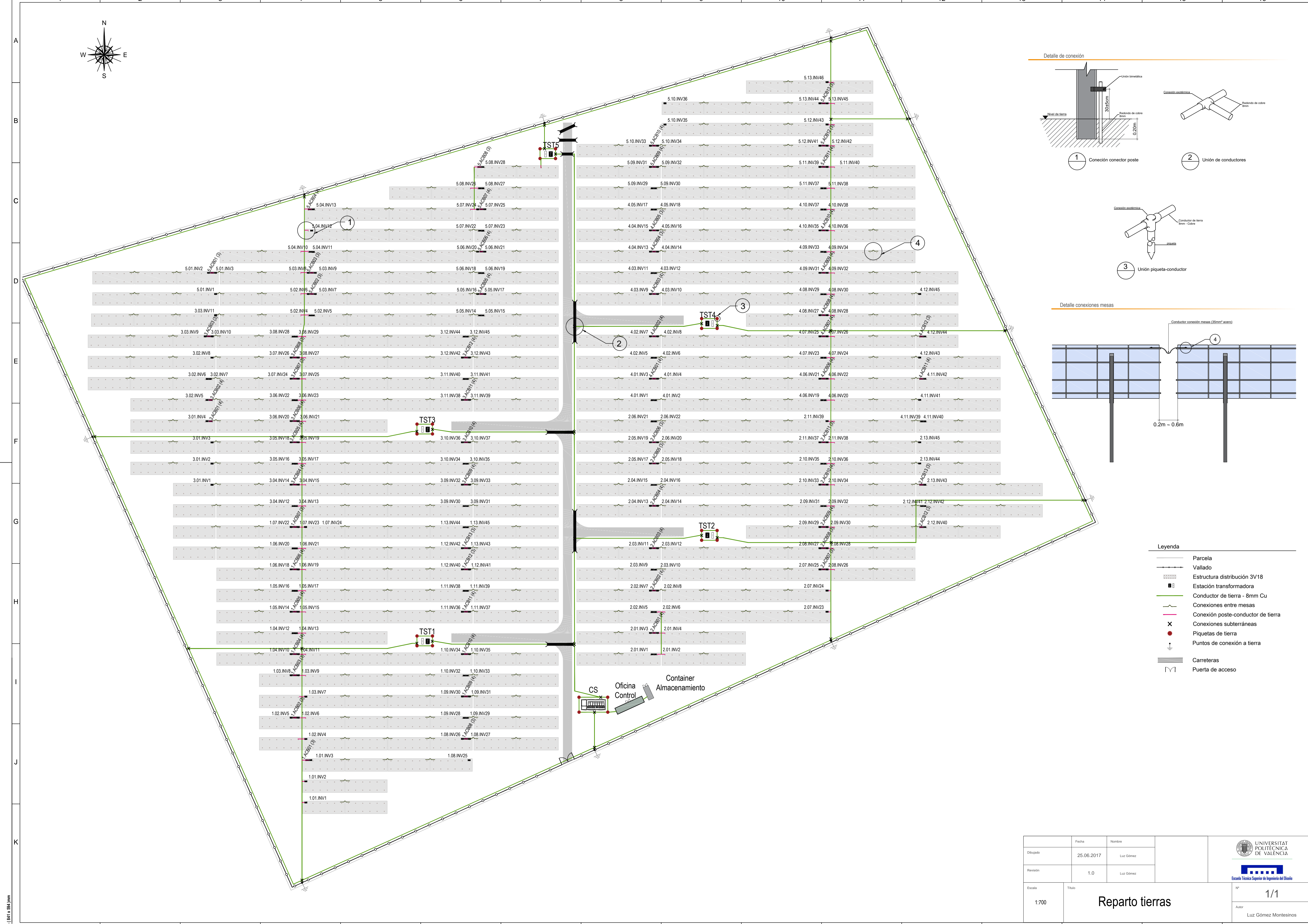


	Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Dibujado	25.06.2017	Luz Gómez	
Revisión	1.0	Luz Gómez	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Escala	Título		
NTS	Cableado Módulos		1/1
			Autor
			Luz Gómez Montesinos

A3 - (420 x 297) mm

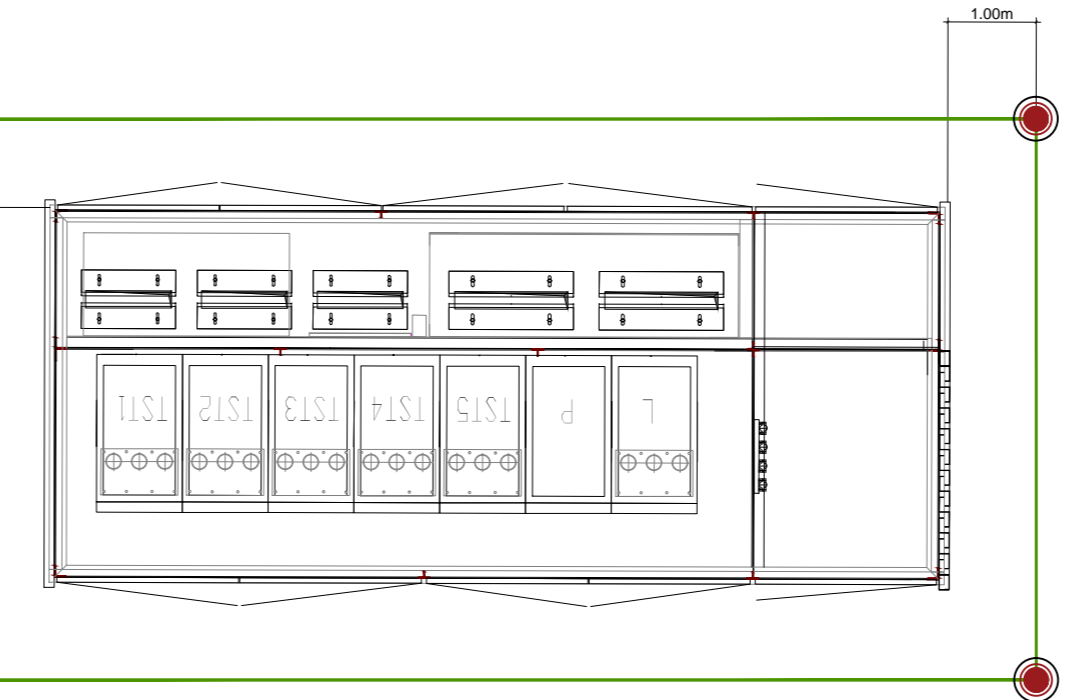
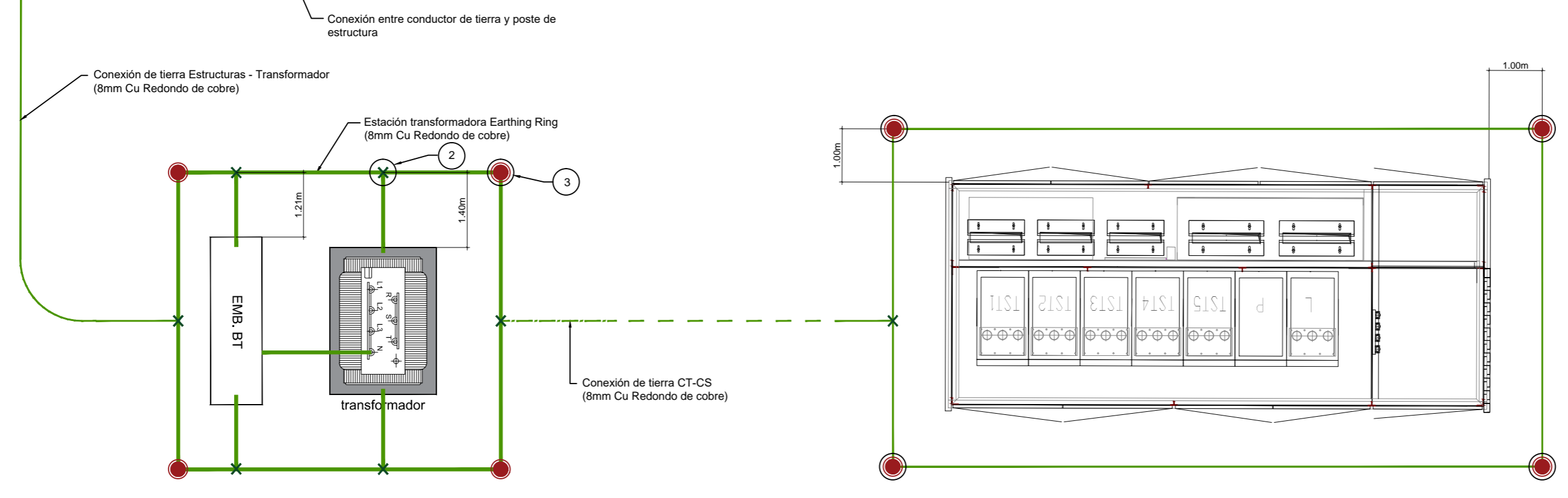
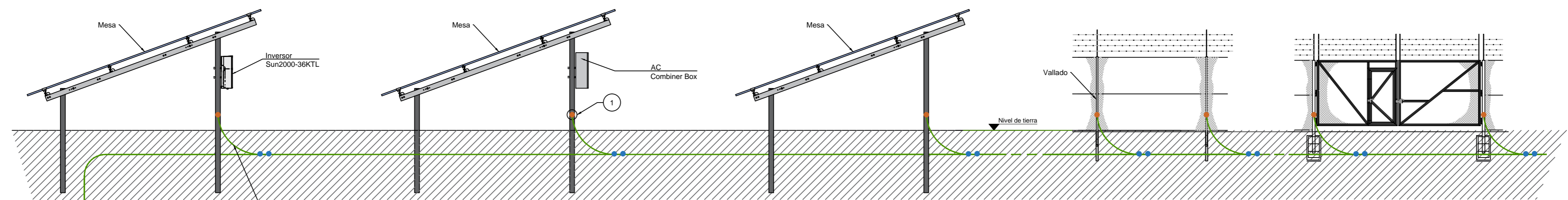


- Legenda
- Parcela
 - Vallado
 - Estructura distribución 3V18
 - Estación transformadora
 - Conductor de tierra - 8mm Cu
 - Conexiones entre mesas
 - Conexión poste-conductor de tierra
 - Conexiones subterráneas
 - Piquetas de tierra
 - Puntos de conexión a tierra
 - Carreteras
 - Puerta de acceso



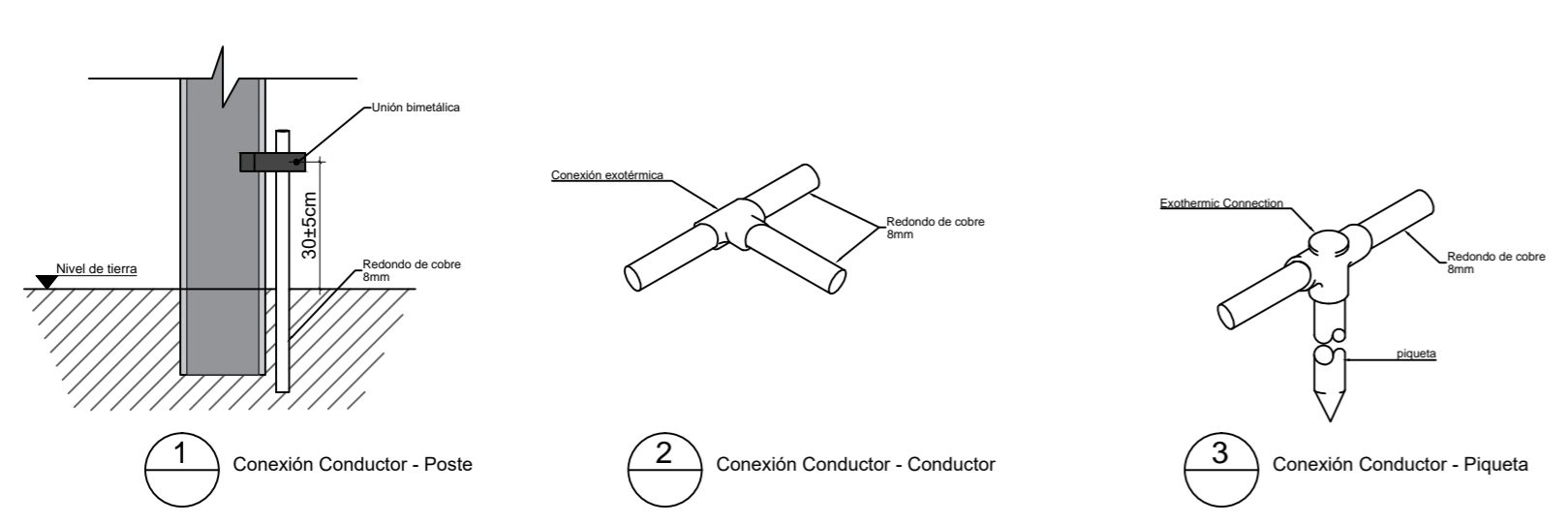
Dibujado	Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez	
Escala	1.0	Luz Gómez	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
1:700	Reparto tierras		
Título			Nº 1/1
Autor Luz Gómez Montesinos			

A1: 641 x 941 mm

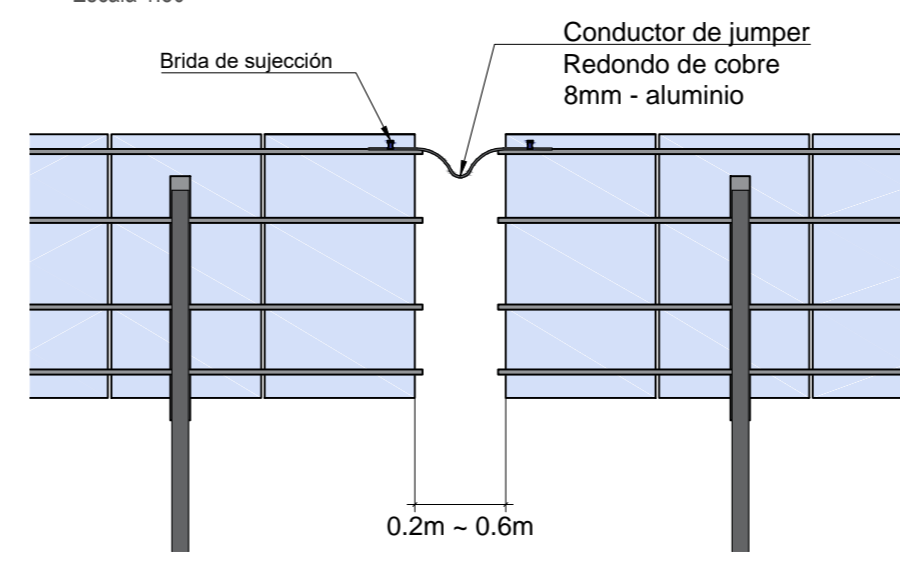


- Leyenda
- ✕ Conexión exotérmica
 - Unión bimetalica
 - Unidad de cruce subterráneo
 - Piqueta de tierra
 - Conductor de tierra

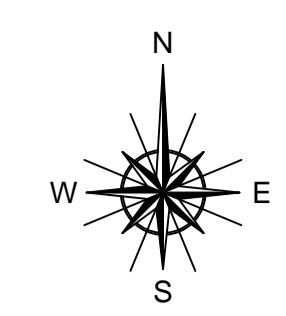
Detalles de conexión
NTS



Detalle jumpers
Escala 1:50



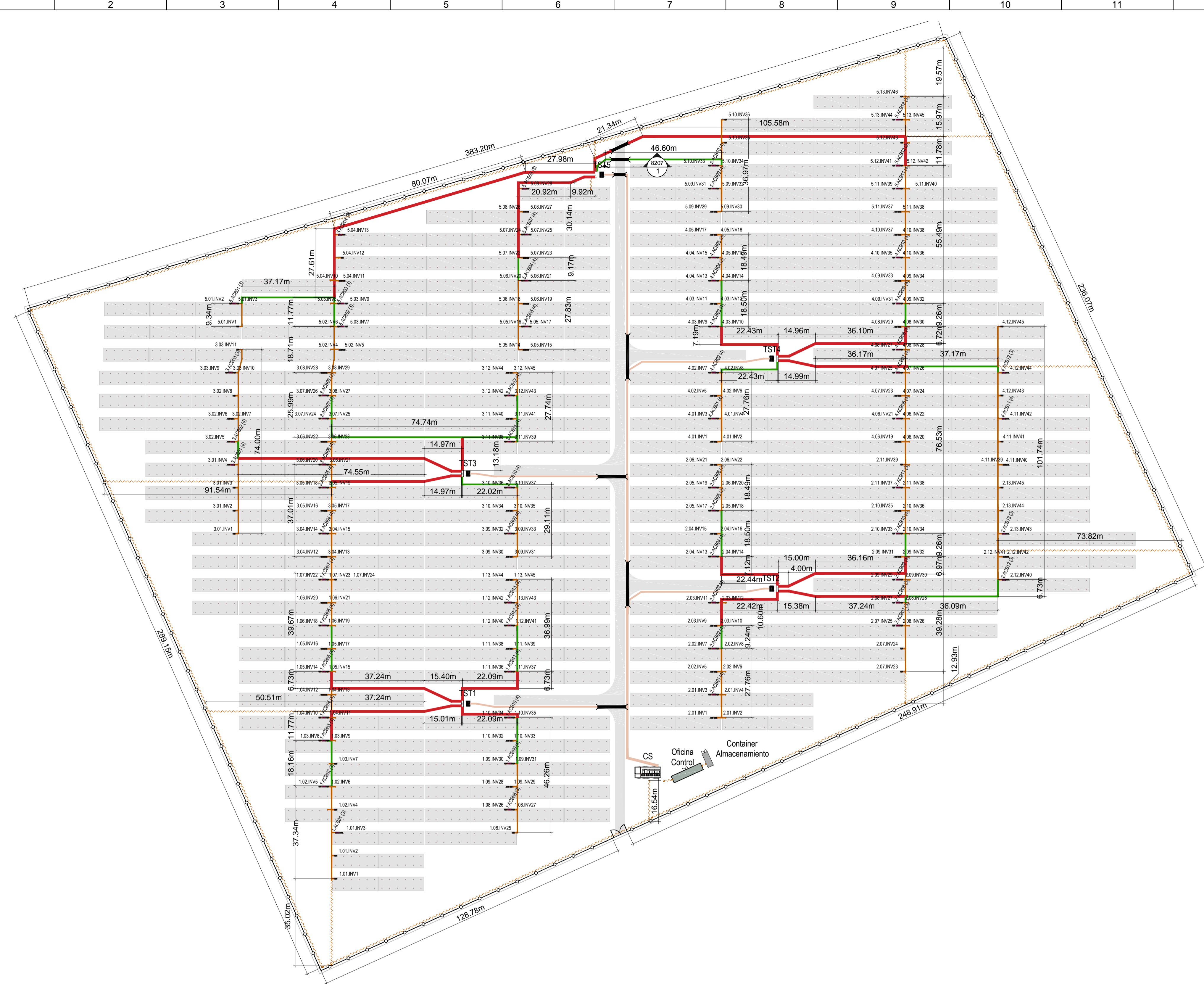
Dibujado	Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	Nº 1/1
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez		
Escala	1.0	Luz Gómez	Autor Luz Gómez Montenosinos	
NTS	Título Detalles tierras			11



Información cruces con carreteras								
MT Cables					Fibra óptica			
# Cruce	# Sistemas	# Conductos	Tipo de conducto	Longitud conducto	Total conductos	# Conductos	Conduit type	Longitud total
1	1	1	Ø200 PVC	12,0 m	12,0 m	1	Ø63	12,0 m
2	3	3	Ø200 PVC	16,5 m	49,5 m	1	Ø63	49,5 m
3	1	1	Ø200 PVC	12,5 m	12,5 m	2	Ø63	12,5 m
4	1	1	Ø200 PVC	16,0 m	16,0 m	2	Ø63	16,0 m
5	1	1	Ø200 PVC	6,0 m	6,0 m	1	Ø63	6,0 m
TOTAL:					96,0 m	TOTAL: 96,0 m		

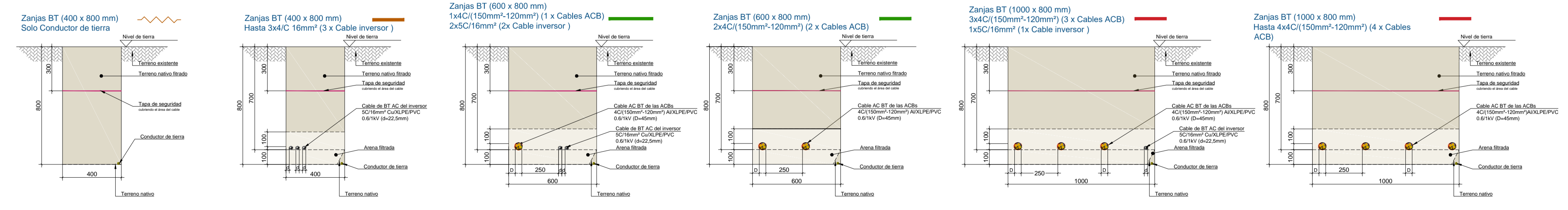
ACB Cables					
# Cruce	# Sistemas	# Conductos	Tipo de conductos	Longitud conducto	Total conductos
6	2	2	Ø150 PVC	5,5 m	11,0 m
7	3	3	Ø150 PVC	5,0 m	15,0 m
TOTAL:					26,0 m

Ancho mínimo zanjas (mm)					
# Conductores inversores	# Conductores AC Box				
	0	1	2	3	4
0	-	400	600	1000	1000
1	400	600	1000	1000	1000
2	400	600	1000	1000	1000
3	400	600	1000	1000	1000
4	400	600	1000	1000	1000



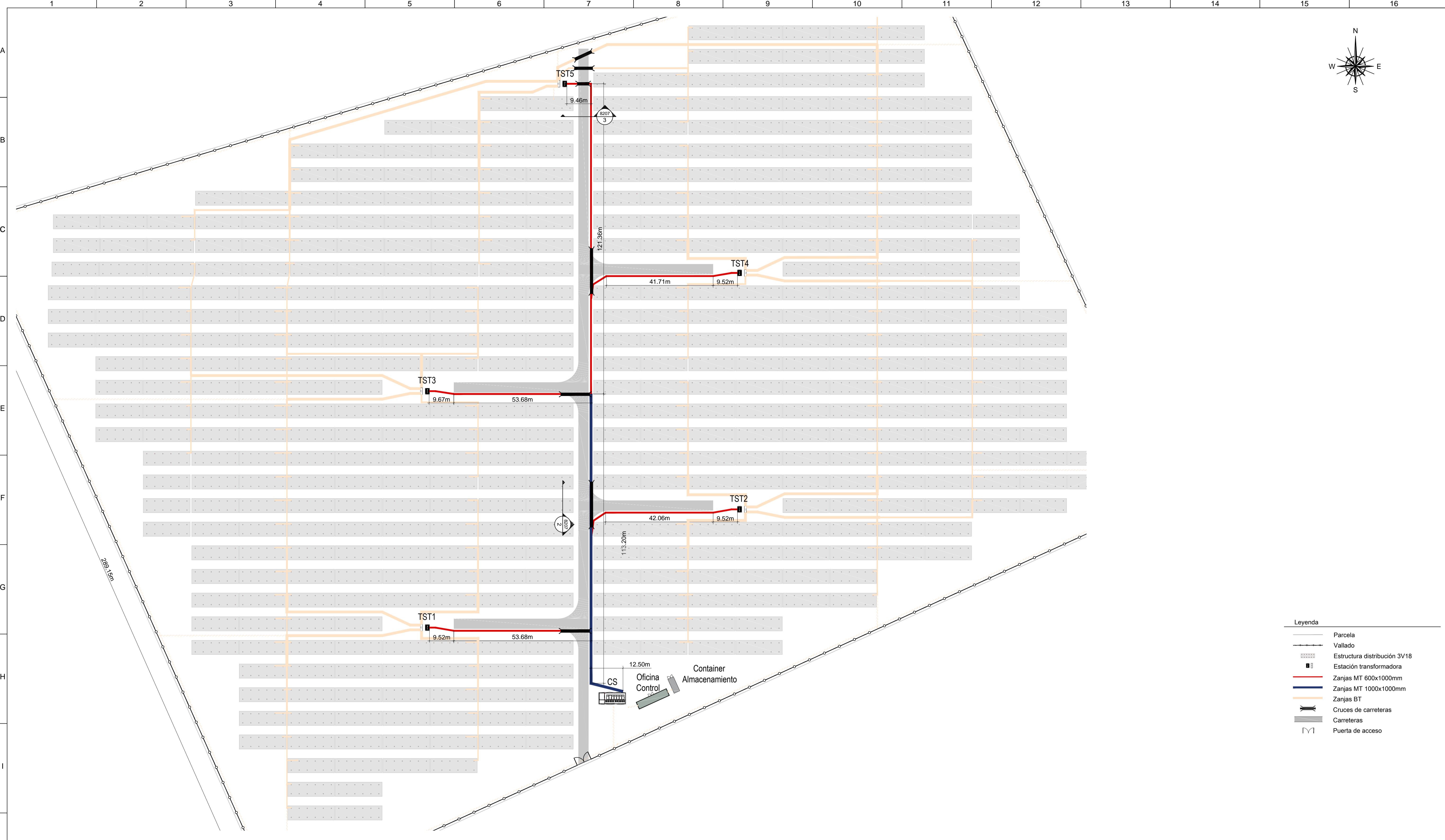
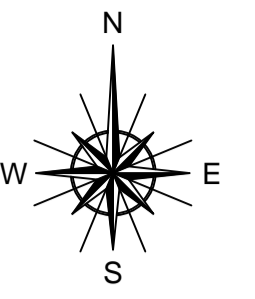
- Leyenda**
- Parcela
 - Vallado
 - Estructura distribución 3V18
 - Estación transformadora
 - Caja AC (Nr. entradas)
 - Inversor Huawei Sun2000-36KTL
 - Zanjas BT 400x800mm
Cable Inversor + Conductor de tierra
 - Zanjas BT 400x800mm
Cable Inversor + ACB Cable + Conductor de tierra
 - Zanjas BT 600x800mm
ACB Cable + Conductor de tierra
 - Zanjas BT 1000x800mm
Cable Inversor + ACB Cable + Conductor de tierra
 - Zanjas BT 1000x800mm
ACB Cable + Conductor de tierra
 - Cruces MT
 - Cruces de carreteras
 - Puerta de acceso

Zanjas BT SECTIONS
Escala 1:20



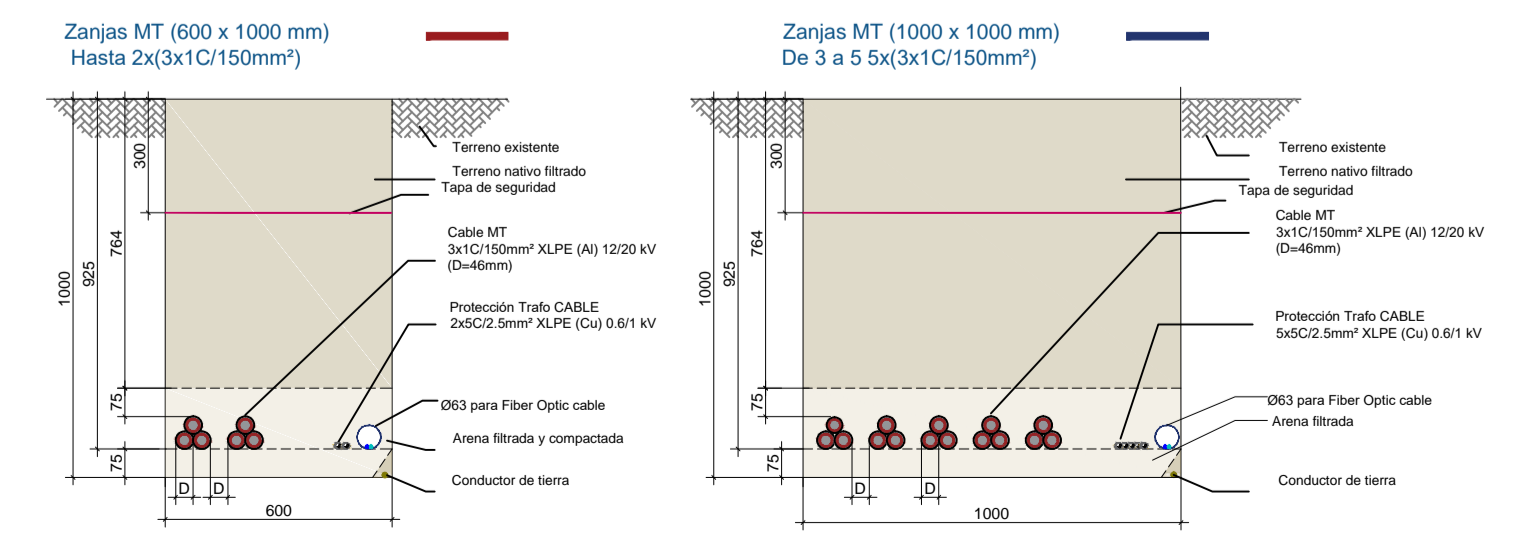
Dibujado	Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez	
Escala	1:900	Titulo	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
		Zanjas BT	
Nº	1/1		Luz Gómez Montesinos
Autor			

A1: 641 x 944 mm



- Leyenda**
- Parcela
 - Vallado
 - Estructura distribución 3V18
 - Estación transformadora
 - Zanjas MT 600x1000mm
 - Zanjas MT 1000x1000mm
 - Zanjas BT
 - Cruces de carreteras
 - Carreteras
 - Puerta de acceso

Secciones zanjas MT
Escala 1:20

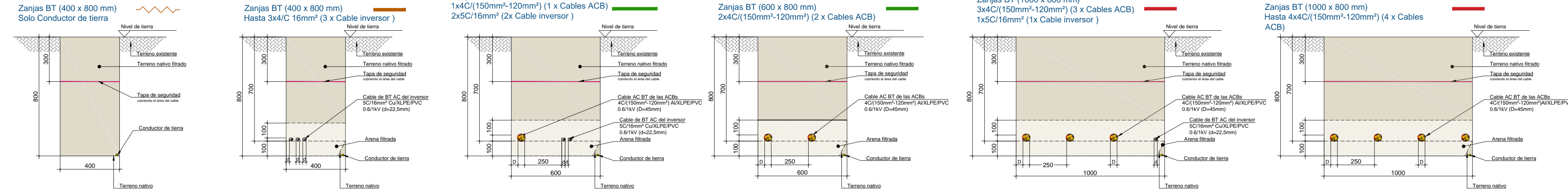


Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Dibujado	25.06.2017		
Revisión	1.0	Luz Gómez	
Escala	Título	Nº	
1:700	Zanjas MT	1/1	
		Autor	Luz Gómez Montesinos

A1: 641 x 941 mm

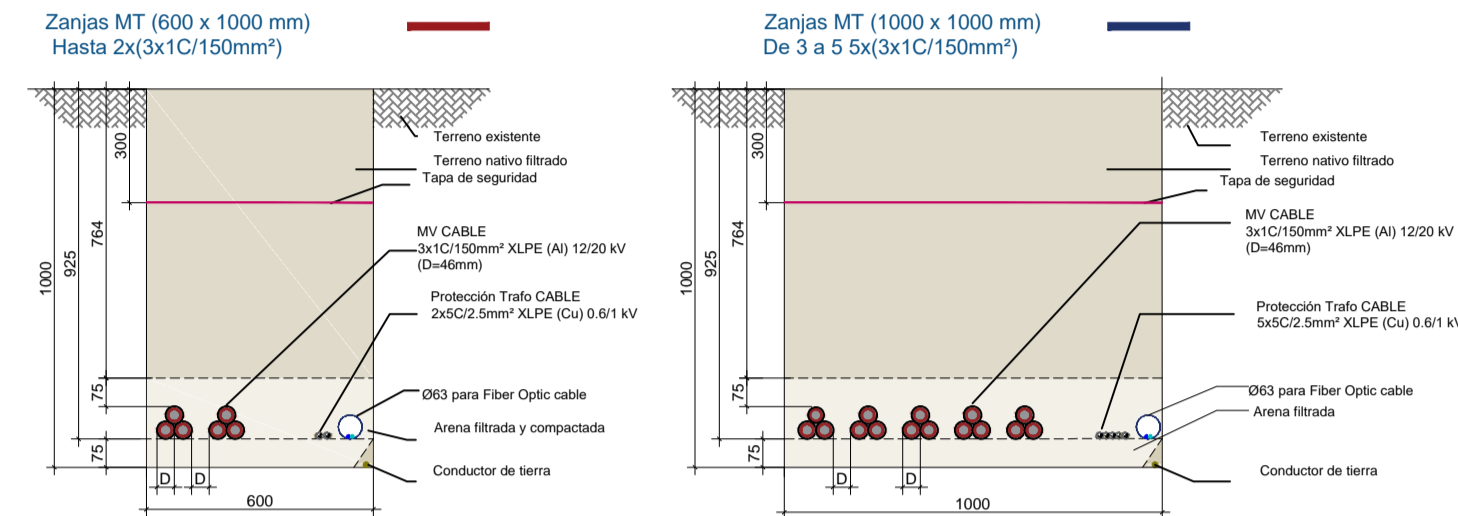
Secciones zanjas BT

Escala 1:50

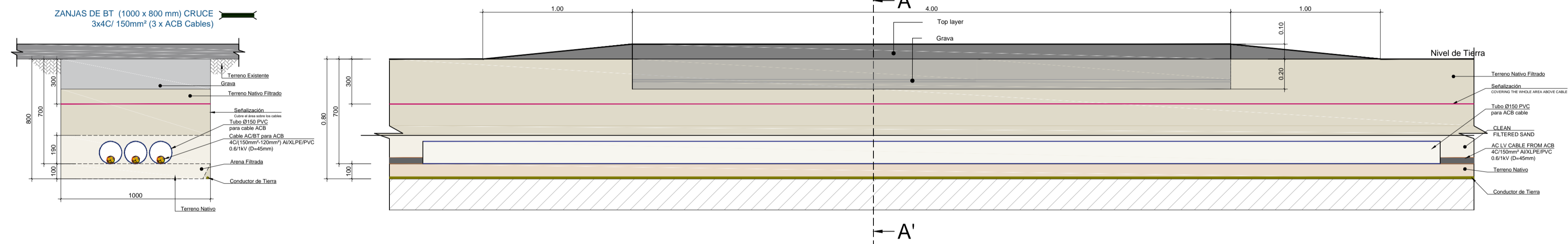


Secciones zanjas MT

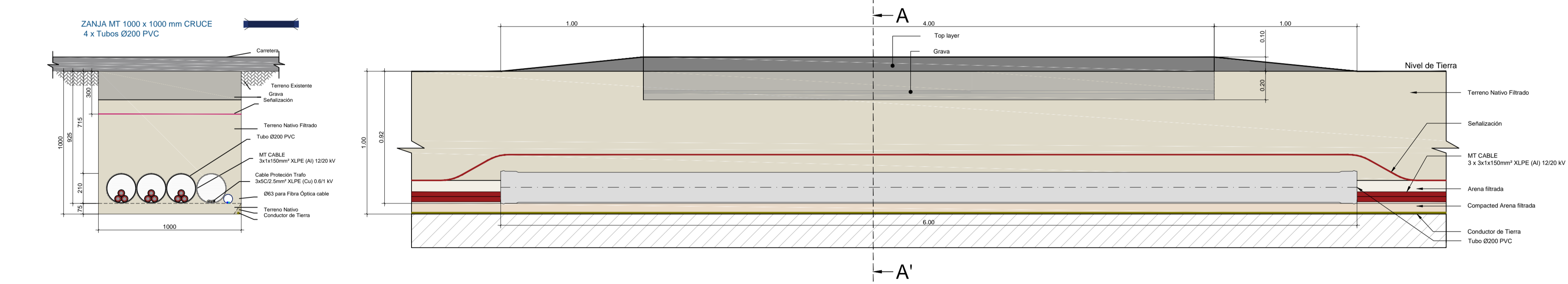
Escala 1:50



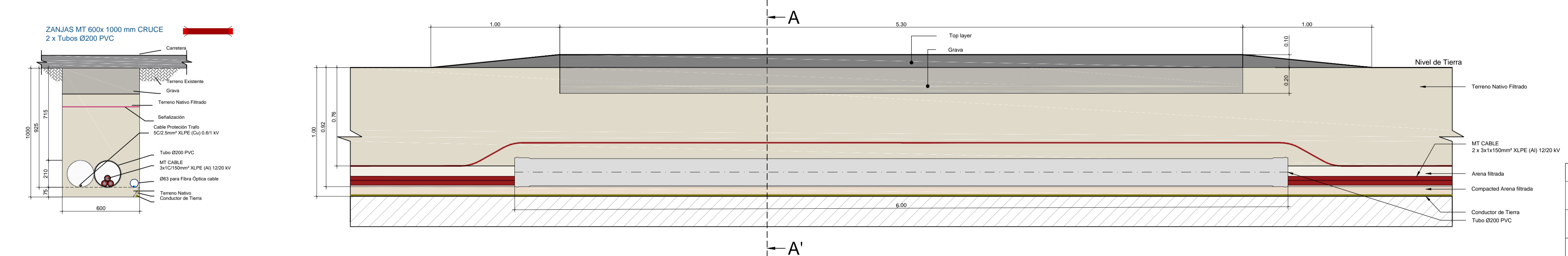
1 Zanjas BT - Cruces de carretera
8207 Escala 1:20



2 Zanja MT - Cruces de carretera
8207 Escala 1:20

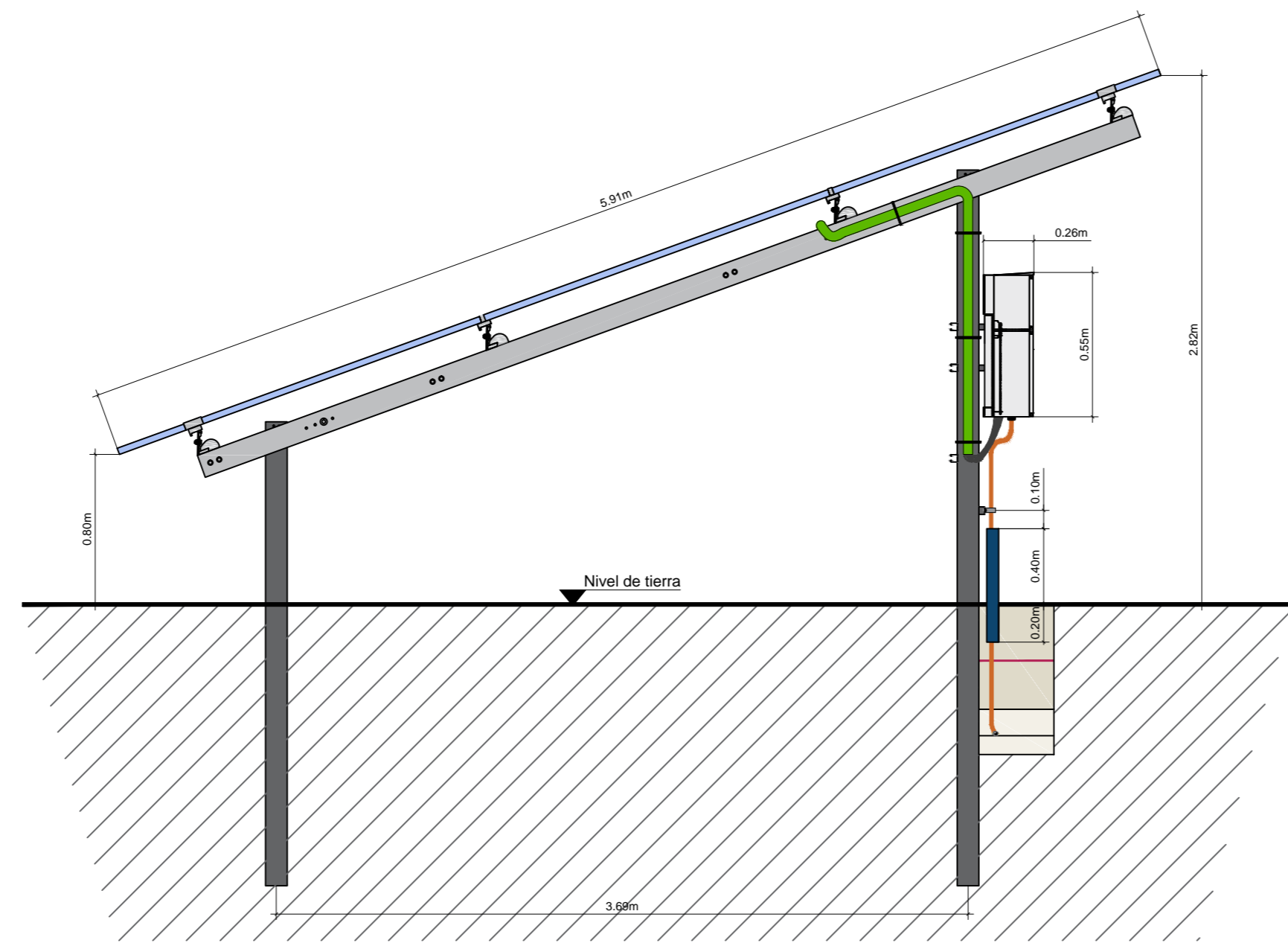
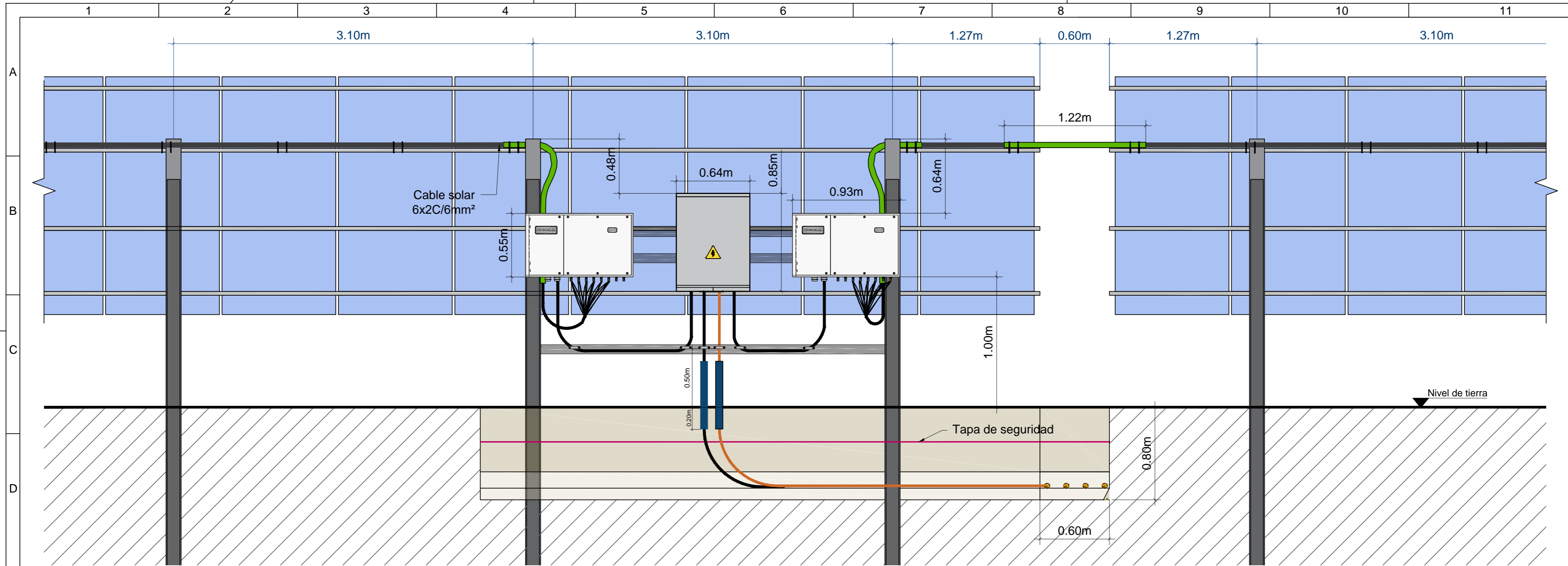




3 Zanjas MT - Cruces de carretera
8207 Escala 1:20



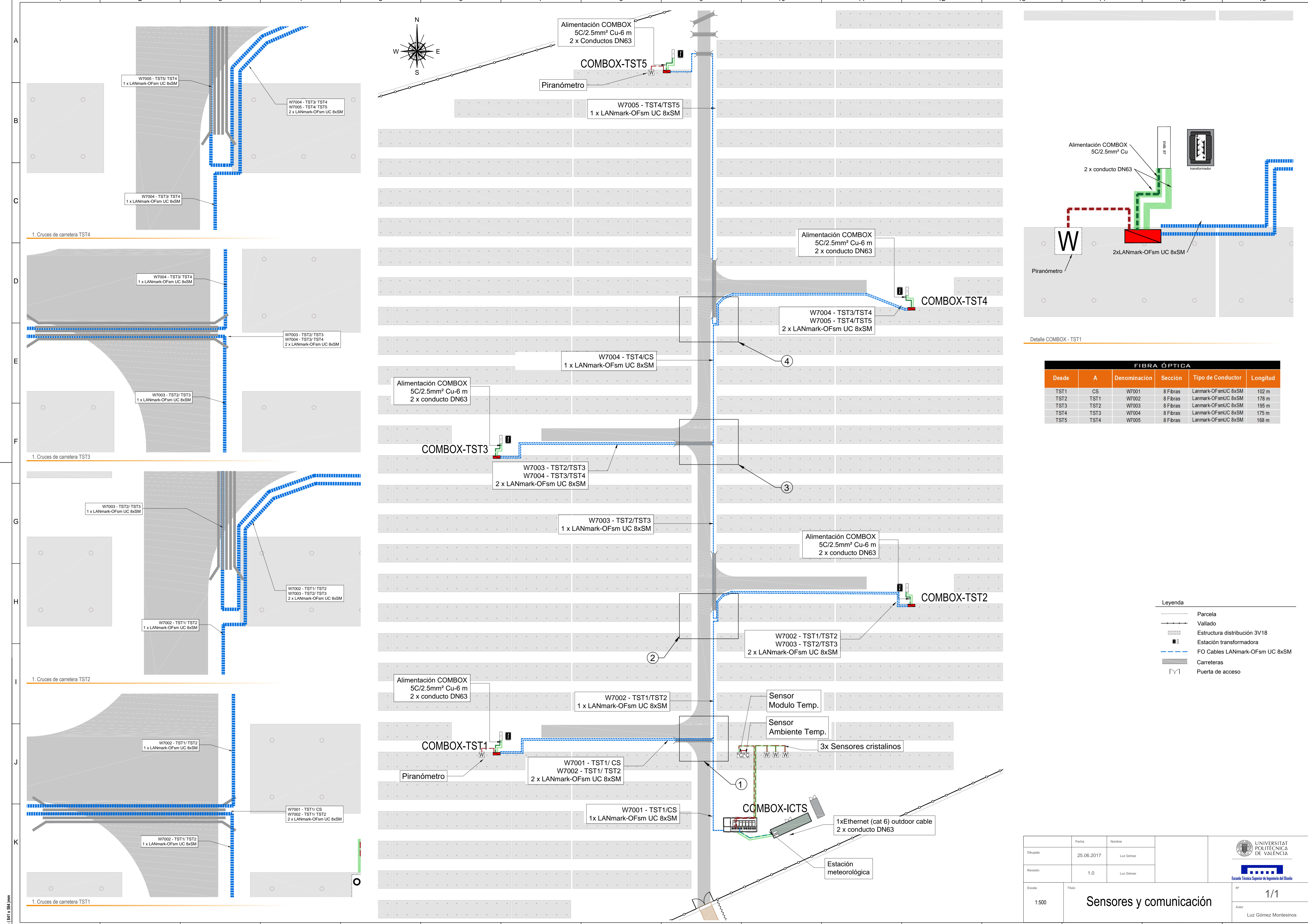
Dibujado	Fecha	Nombre	UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez	
Escala	1.0	Luz Gómez	Nº 1/1 Autor Luz Gómez Montesinos
NTS	Montaje inversor y ACB		

A1: 641 x 941 mm



Dibujado	Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño
Revisión	25.06.2017	Luz Gómez	
Escala	1.0	Luz Gómez	Nº
NTS	Título Montaje inversor y ACB		1/1
			Autor
			Luz Gómez Montesinos

A2 - (594 x 420)mm

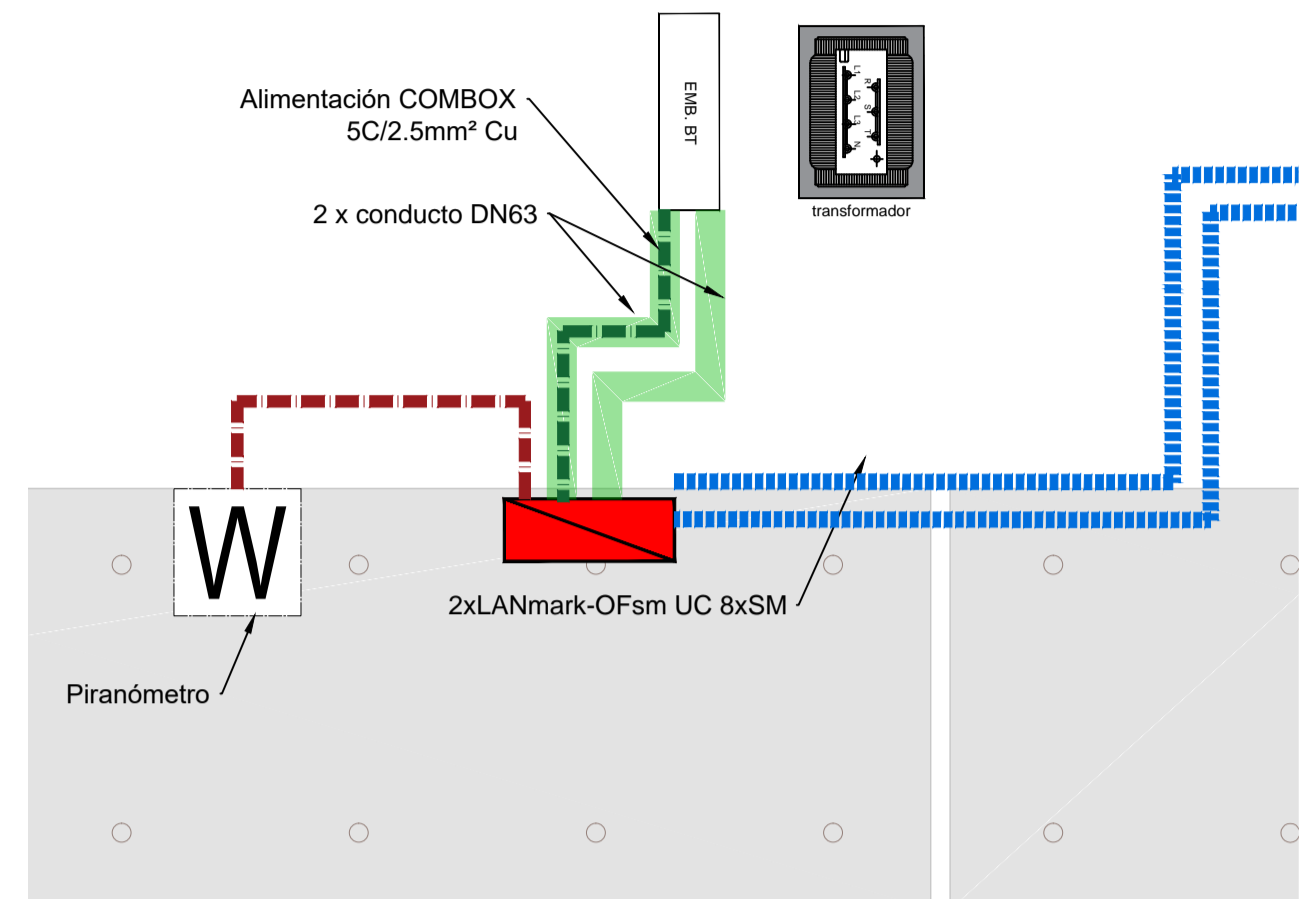


1. Cruces de carretera TST4

1. Cruces de carretera TST3

1. Cruces de carretera TST2

1. Cruces de carretera TST1



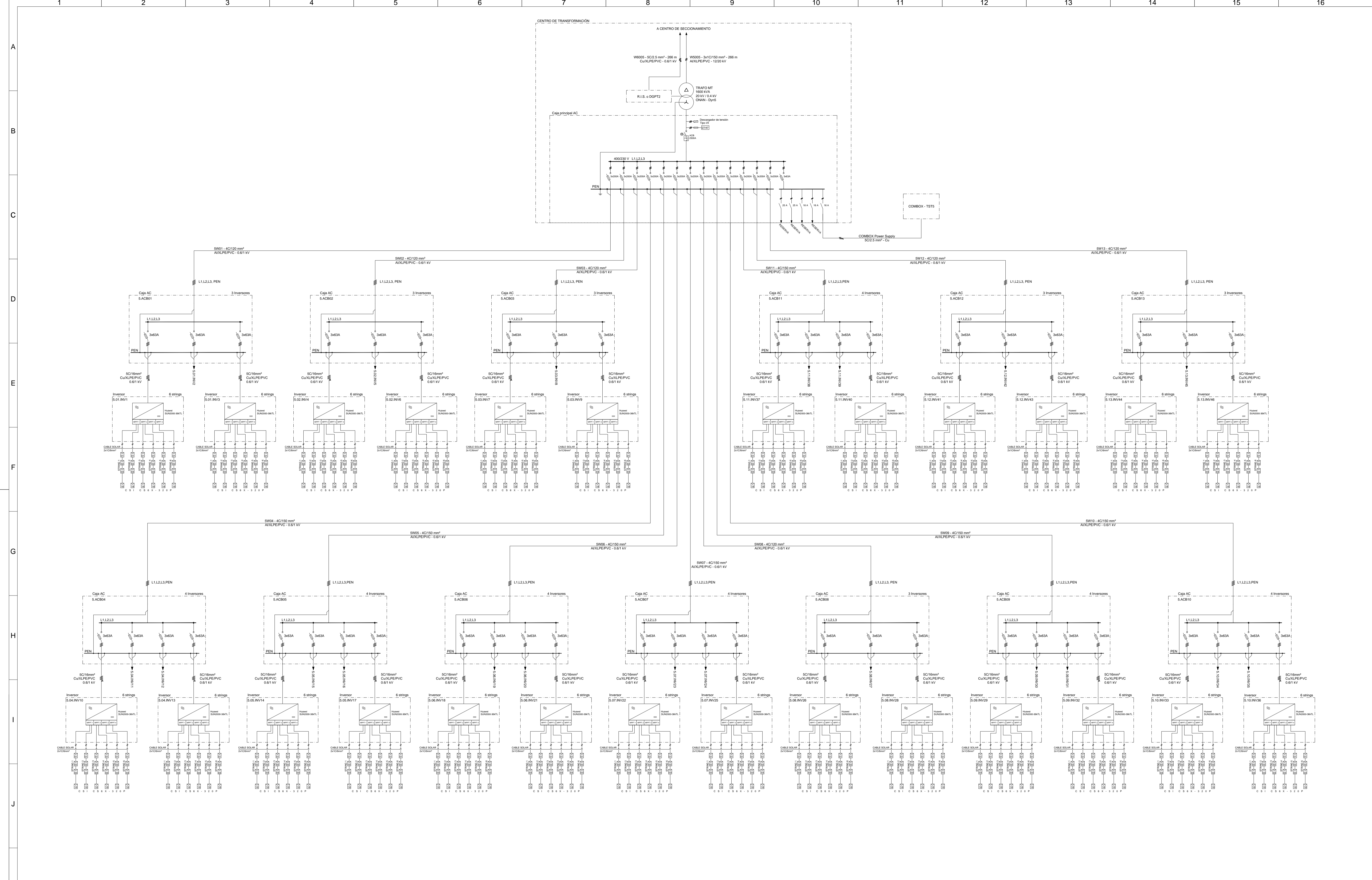
Detalle COMBOX - TST1


FIBRA ÓPTICA					
Desde	A	Denominación	Sección	Tipo de Conductor	Longitud
TST1	CS	W7001	8 Fibras	Lanmark-OFsmUC 8xSM	102 m
TST2	TST1	W7002	8 Fibras	Lanmark-OFsmUC 8xSM	178 m
TST3	TST2	W7003	8 Fibras	Lanmark-OFsmUC 8xSM	195 m
TST4	TST3	W7004	8 Fibras	Lanmark-OFsmUC 8xSM	175 m
TST5	TST4	W7005	8 Fibras	Lanmark-OFsmUC 8xSM	168 m

- Leyenda**
- Parcela
 - Vallado
 - Estructura distribución 3V18
 - Estación transformadora
 - FO Cables LANmark-OFsm UC 8xSM
 - Carreteras
 - Puerta de acceso

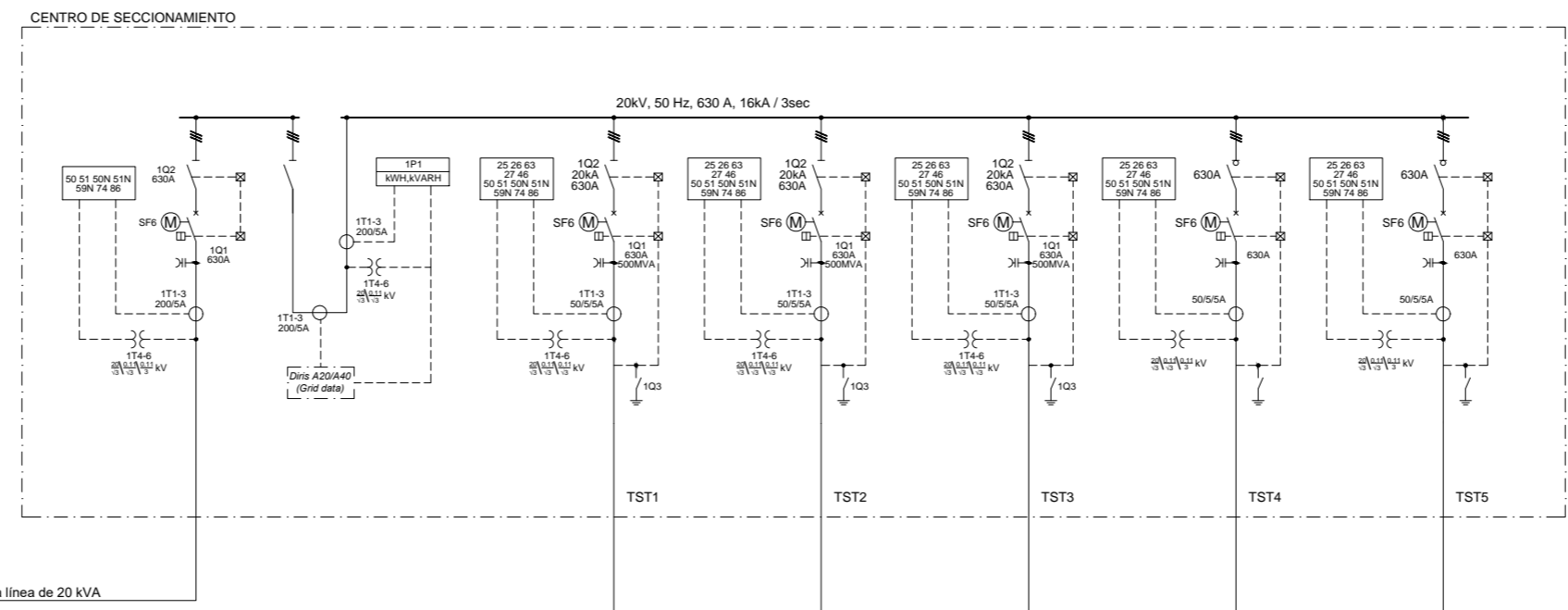
Fecha	Nombre	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escola Tècnica Superior d'Enginyeria del Disseny
Dibujado	25.06.2017	
Revisión	1.0	Luz Gómez
Escala	Título	Nº
1:500	Sensores y comunicación	1/1
		Autor
		Luz Gómez Montesinos

A1: 641 x 941 mm



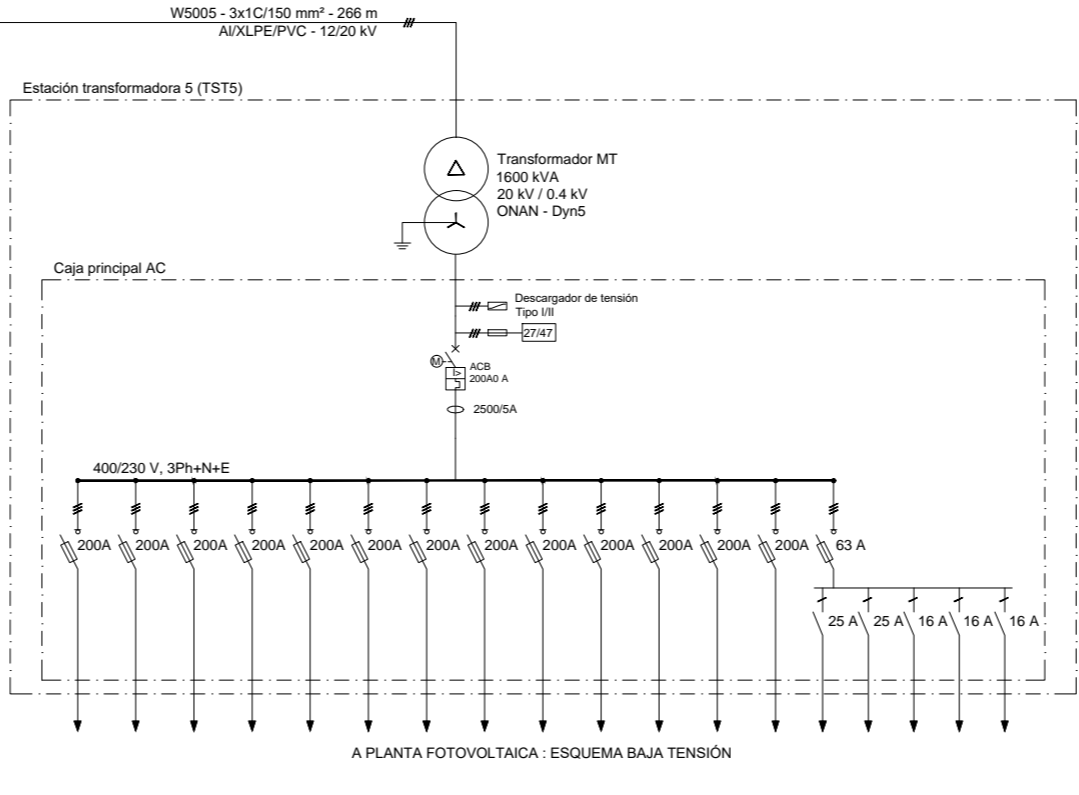
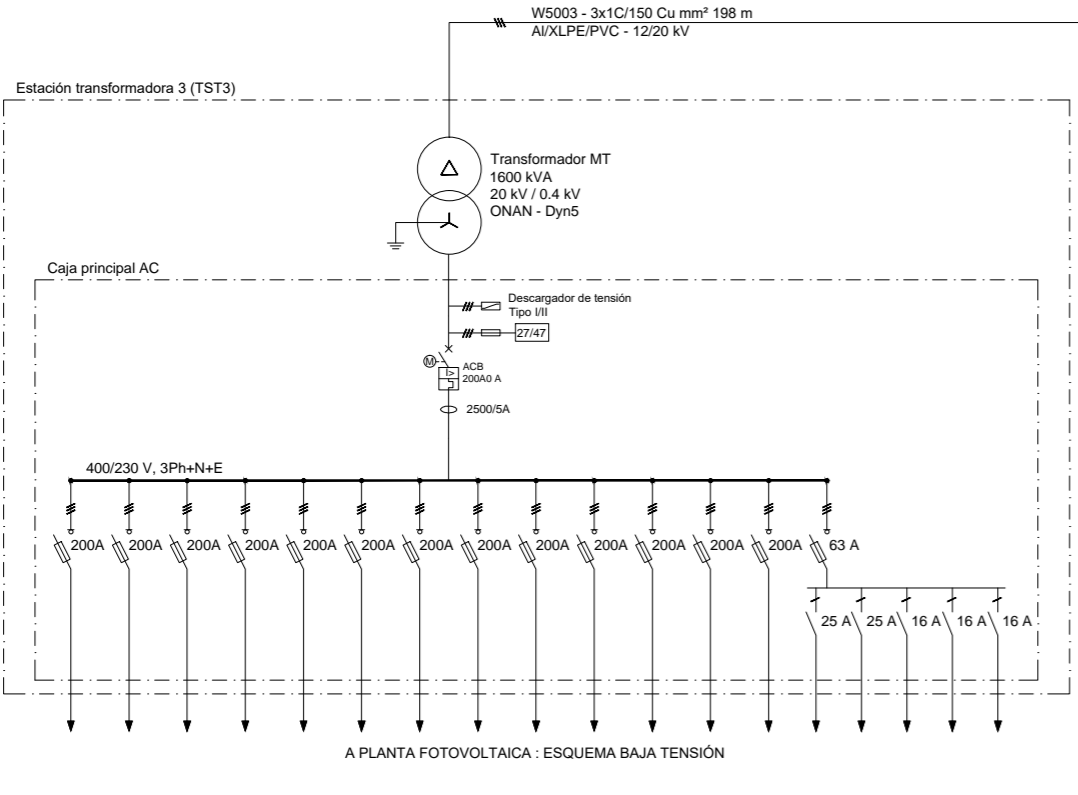
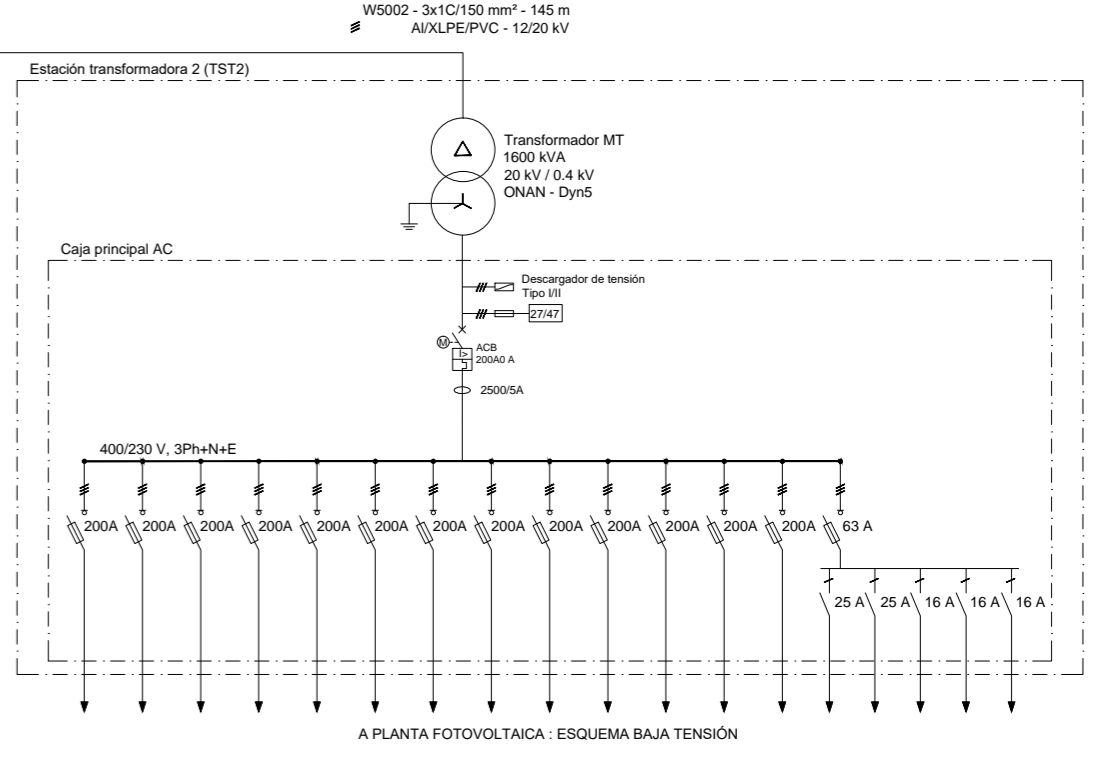
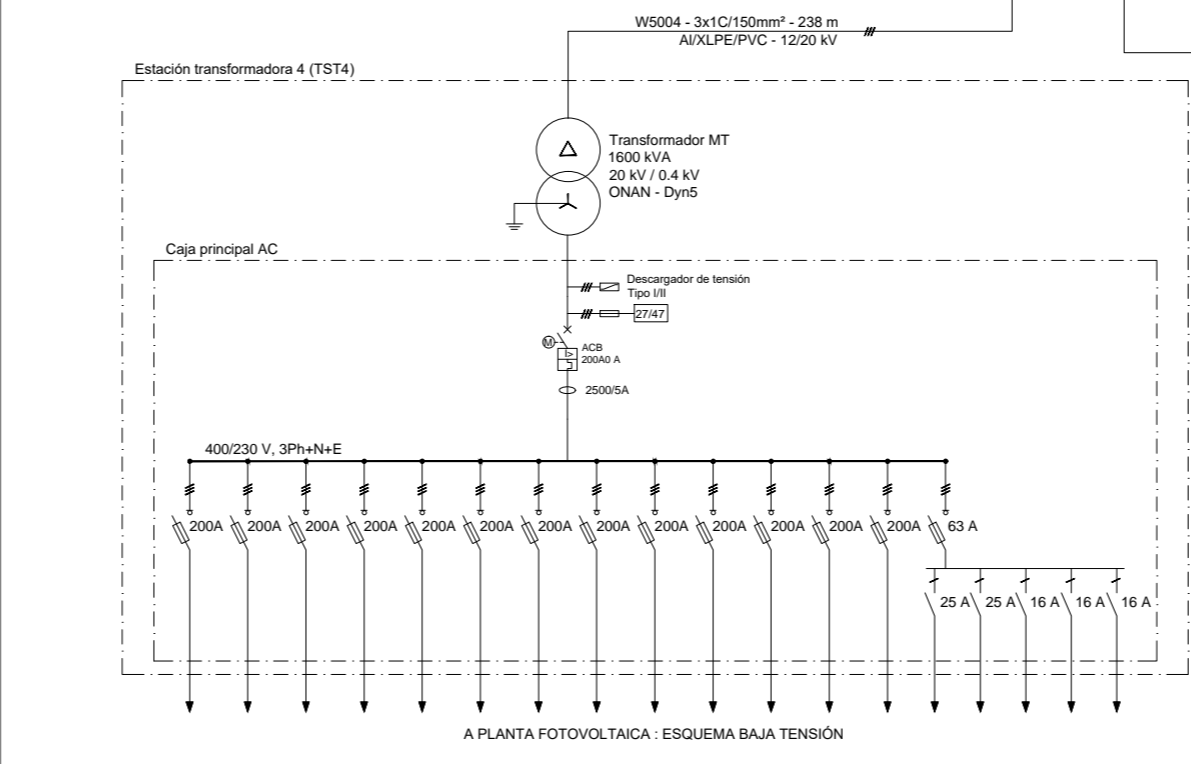
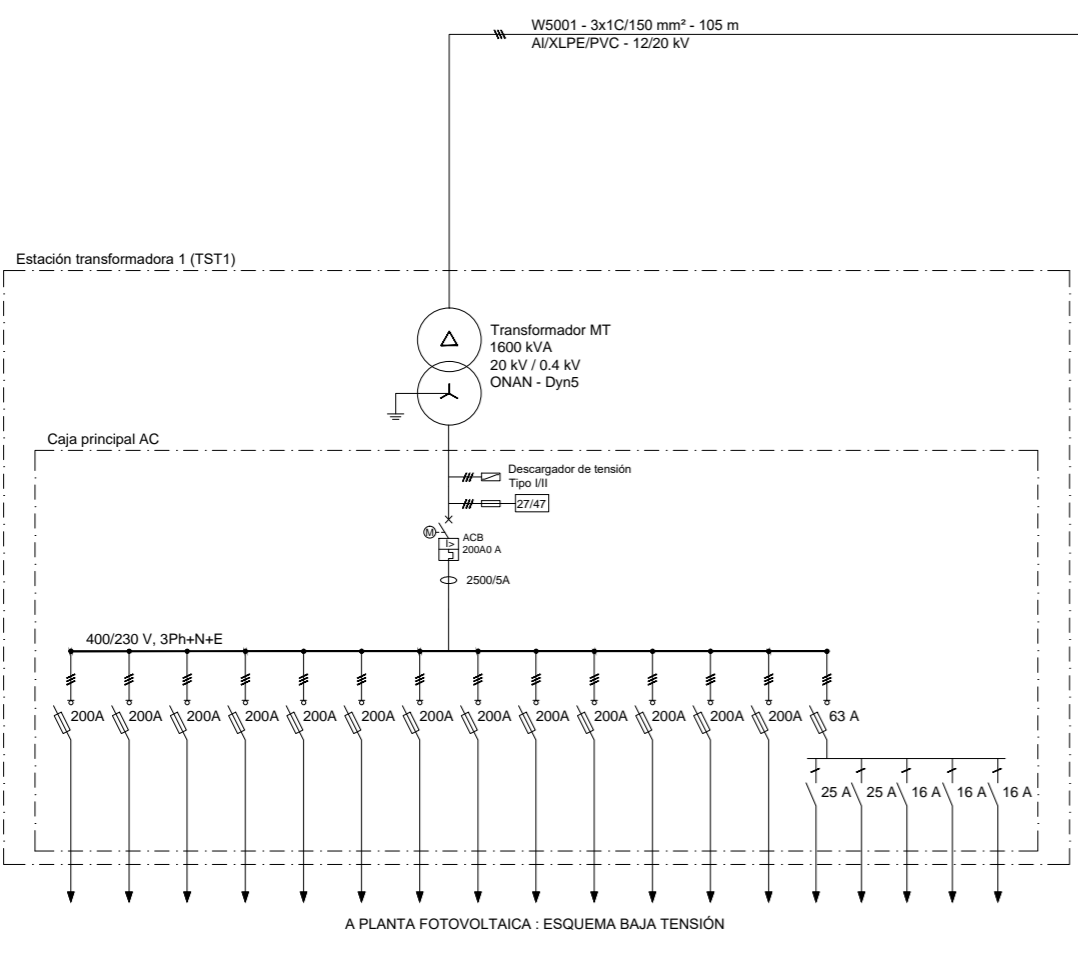
Fecha		Nombre		 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Escola Tècnica Superior d'Enginyeria del Disseny	
Dibujado		25.06.2017			Nº
Revisión		1.0			Título
Escala		NTS			1/1
Autor		Luz Gómez Montesinos			

A1 - 841 x 594 .jmm



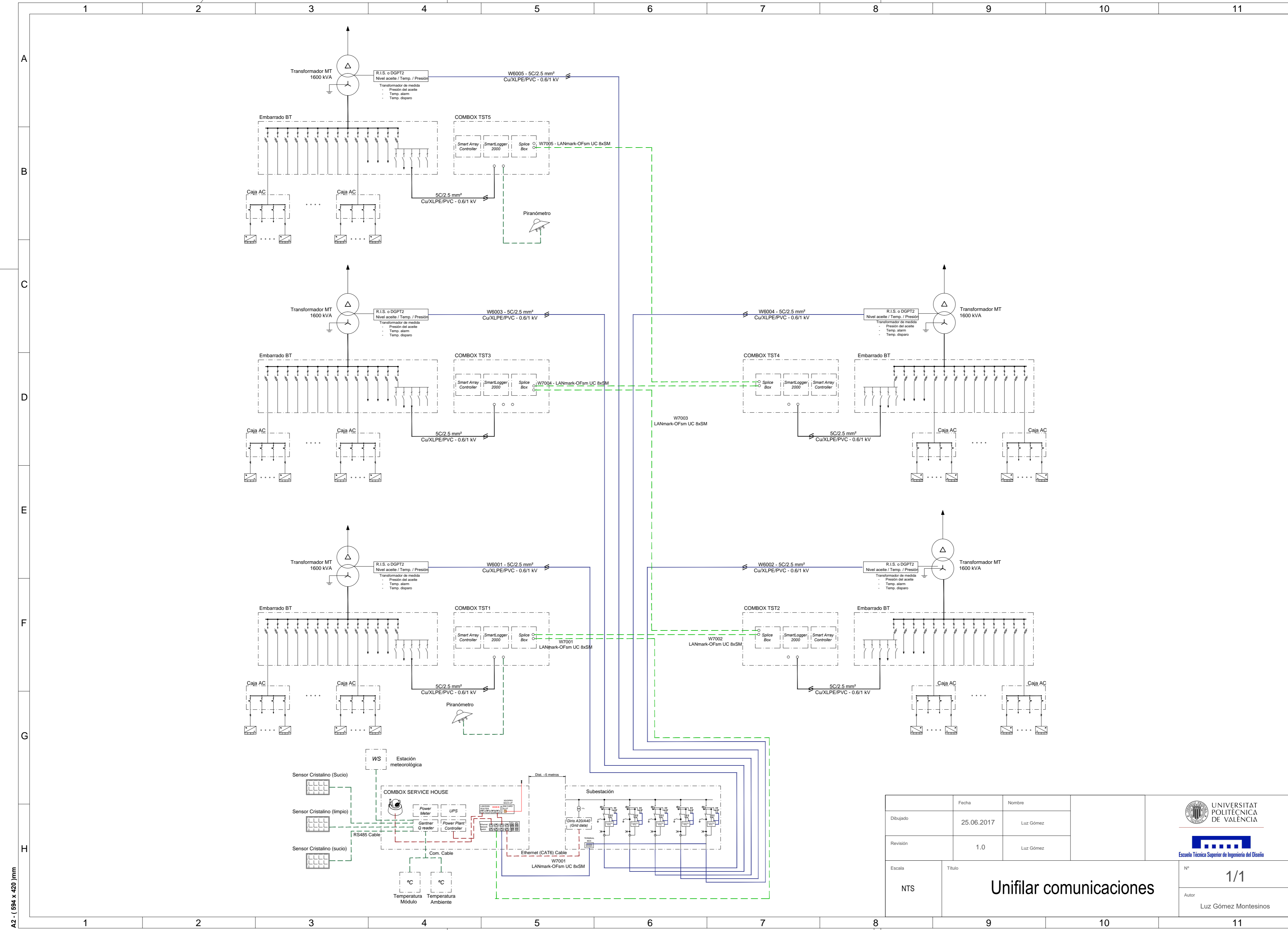
LINEA DE TRANSMISIÓN A CABECERA
12/20 kV - 300m

Conexión a la línea de 20 kVA



Nota: Los servicios auxiliares serán alimentados a través de un trafo aux. de 30kVA desde el CS

Fecha	Nombre	 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	Nº 1/1
Dibujado 25.06.2017	Luz Gómez		
Revisión 1.0	Luz Gómez	Autor Luz Gómez Montesinos	
Escala NTS	Título Unifilar MT		



	Fecha	Nombre
Dibujado	25.06.2017	Luz Gómez
Revisión	1.0	Luz Gómez



Escala	Título
NTS	Unifilar comunicaciones

Nº	1/1
Autor	Luz Gómez Montesinos

A2 - (594 x 420)mm



Anexo III: Estudio energético PVsyst

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Vian**

Geographical Site	Vian	Country	Iran	
Situation	Latitude	35.11° N	Longitude	48.80° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+3.5	Altitude	1639 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Vian	Meteonorm 7.1 (1985-2002) - Synthetic		

Simulation variant : **320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables**

Simulation date 29/03/17 13h39

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	20°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Average Height	2.6°		
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	CS6U - 320P MIX	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	18 modules	In parallel 1356 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	24408	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power		Nominal (STC)	7811 kWp	At operating cond. 7003 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	592 V	I mpp 11831 A
Total area		Module area	47457 m²	Cell area 42775 m ²

Inverter	Model	SUN2000-33kTL		
Custom parameters definition	Manufacturer	Huawei Technologies		
Characteristics	Operating Voltage	200-950 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	226 units	Total Power	6780 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.0 %	
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.067 mOhm	Loss Fraction	0.1 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.0 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

System loss factors

AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	400 Vac tri	
	Wires: 3x10000.0 mm ²	199 m	Loss Fraction 1.8 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	11541 W	Loss Fraction 0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	0.2 mOhm	Loss Fraction 0.9 % at STC

User's needs : Unlimited load (grid)

Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Vian

Simulation variant : 320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables

Main system parameters

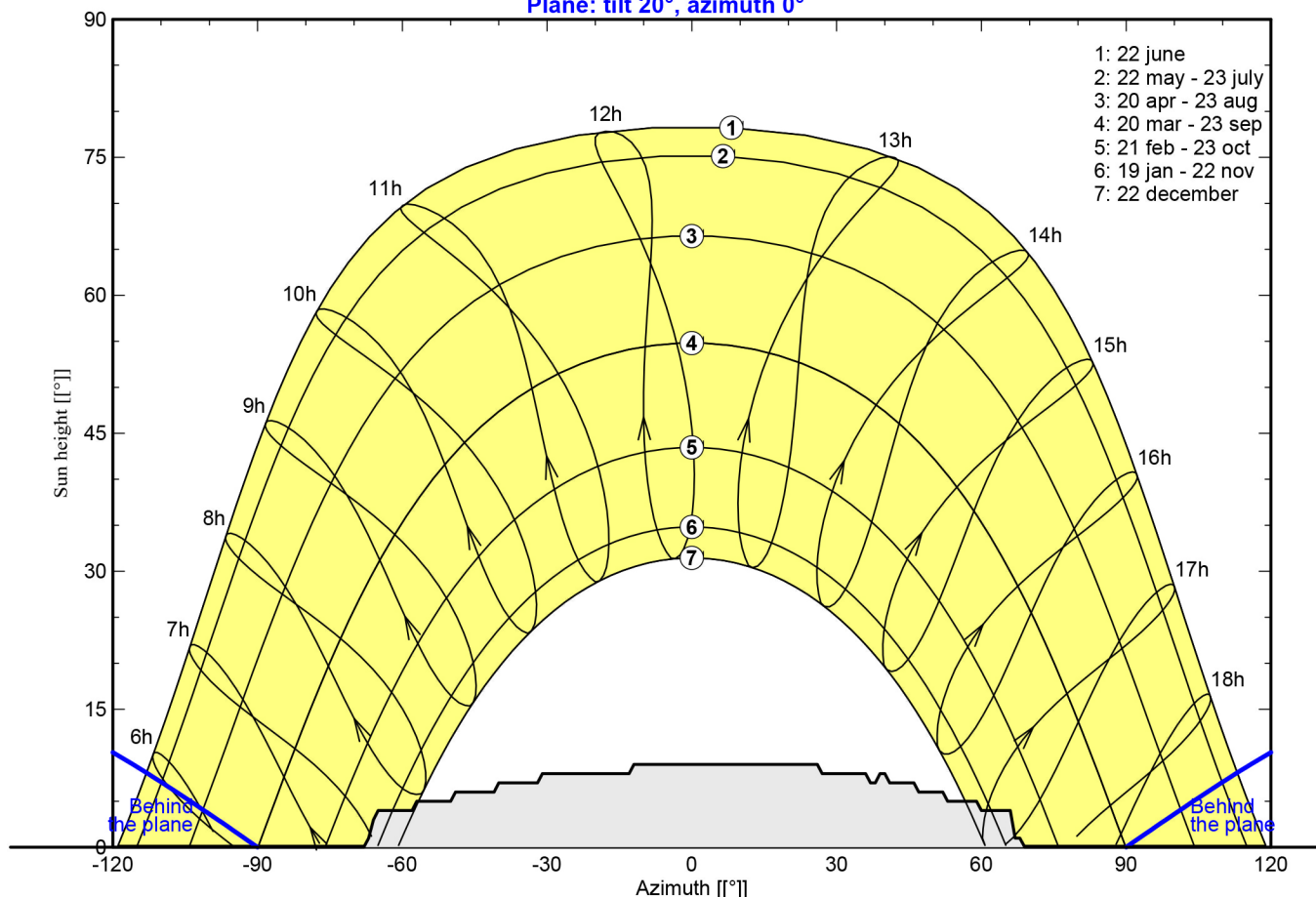
Horizon	System type	Grid-Connected	
	Average Height	2.6°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U - 320P MIX	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	24408	Pnom total 7811 kWp
Inverter	Model	SUN2000-33kTL	Pnom 30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	226.0	Pnom total 6780 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	2.6°	Diffuse Factor	0.97
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.62

Height [°]	0.0	0.0	1.0	3.0	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0	7.0	7.0
Azimuth [°]	-180	-68	-67	-66	-65	-58	-57	-50	-49	-41	-40	-32
Height [°]	8.0	8.0	9.0	9.0	8.0	8.0	7.0	7.0	8.0	8.0	7.0	7.0
Azimuth [°]	-31	-13	-12	26	27	36	37	38	39	40	41	46
Height [°]	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	1.0	1.0	0.0	0.0		
Azimuth [°]	47	52	53	59	60	66	67	68	69	180		

Meteonorm horizon for, Lat. = 35.100°, Long. Legal Time

Plane: tilt 20°, azimuth 0°

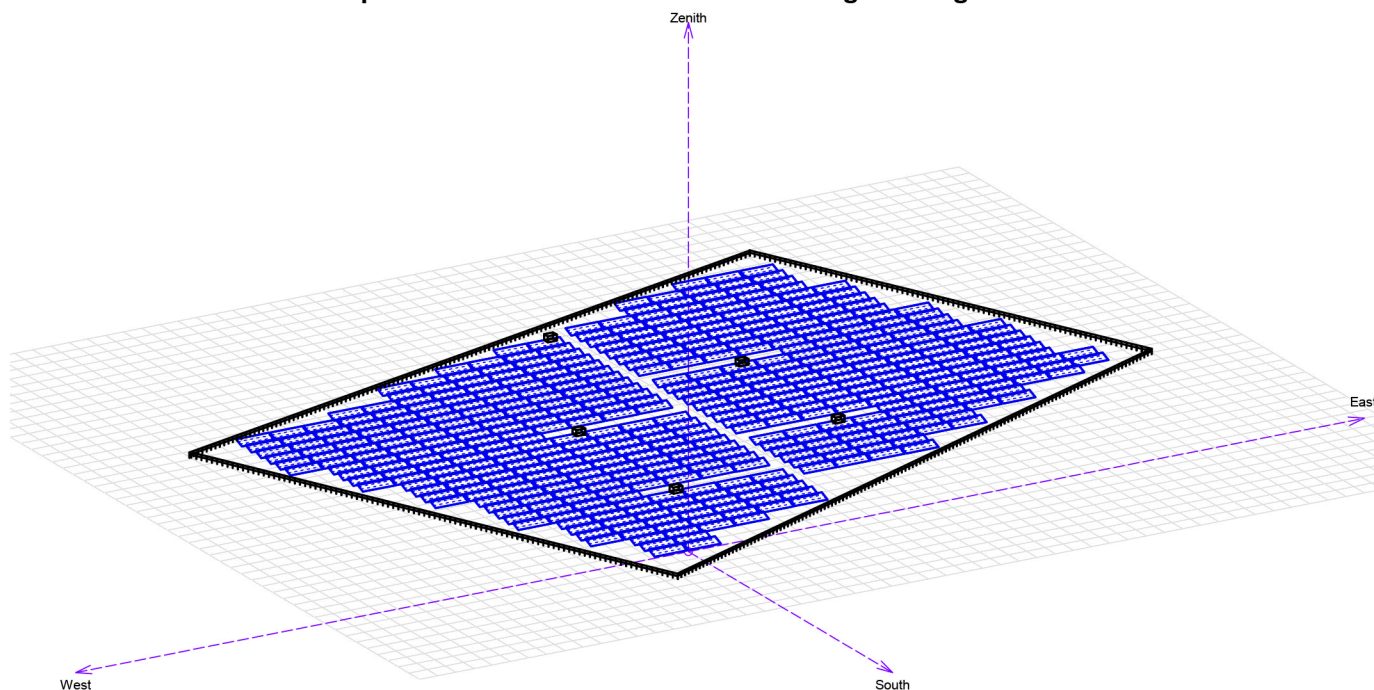


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Vian
Simulation variant : 320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables

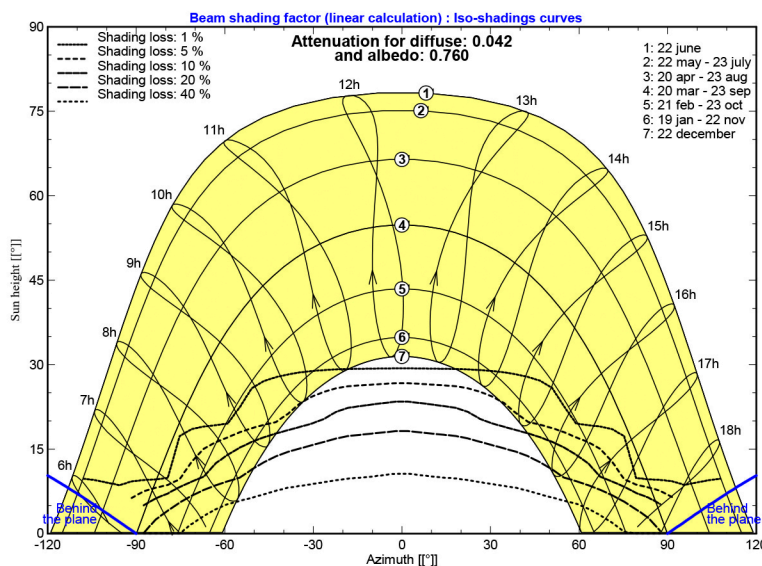
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	2.6°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U - 320P MIX	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	24408	Pnom total 7811 kWp
Inverter	Model	SUN2000-33kTL	Pnom 30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	226.0	Pnom total 6780 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Vian - Legal Time



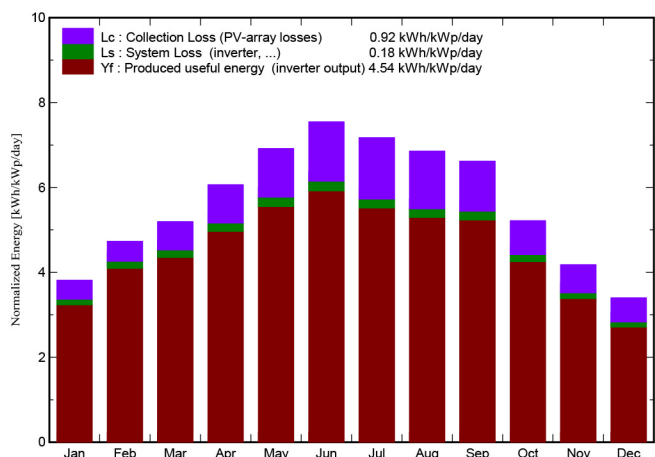
Grid-Connected System: Main results

Project : **Vian**
Simulation variant : **320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables**

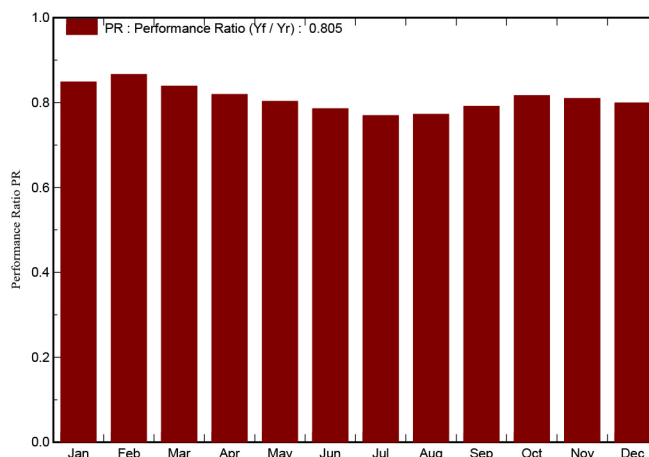
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	2.6°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6U - 320P MIX	Pnom 320 Wp
PV Array	Nb. of modules	24408	Pnom total 7811 kWp
Inverter	Model	SUN2000-33kTL	Pnom 30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	226.0	Pnom total 6780 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
System Production **Produced Energy** **12952 MWh/year** Specific prod. 1658 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR **80.52 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 7811 kWp



Performance Ratio PR



320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
January	85.0	31.15	-3.52	118.2	108.8	816	783	0.848
February	103.6	39.09	0.58	132.4	123.2	932	896	0.866
March	140.2	60.71	7.46	161.0	149.2	1096	1054	0.839
April	170.9	64.76	11.73	181.9	168.9	1210	1164	0.819
May	214.5	61.67	16.74	214.4	200.0	1398	1344	0.803
June	233.0	64.93	21.69	226.2	210.9	1441	1387	0.785
July	225.9	63.80	25.53	222.3	207.2	1387	1336	0.769
August	204.5	64.47	25.14	212.5	198.2	1332	1282	0.772
September	175.2	47.07	19.73	198.5	186.0	1275	1227	0.791
October	130.3	48.60	14.03	161.6	150.3	1071	1030	0.816
November	90.1	28.65	5.90	125.3	114.8	825	792	0.809
December	74.5	29.65	0.91	105.2	95.9	686	657	0.799
Year	1847.9	604.54	12.23	2059.5	1913.2	13468	12952	0.805

Legends:

GlobHor Horizontal global irradiation	GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
DiffHor Horizontal diffuse irradiation	EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature	E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane	PR Performance Ratio

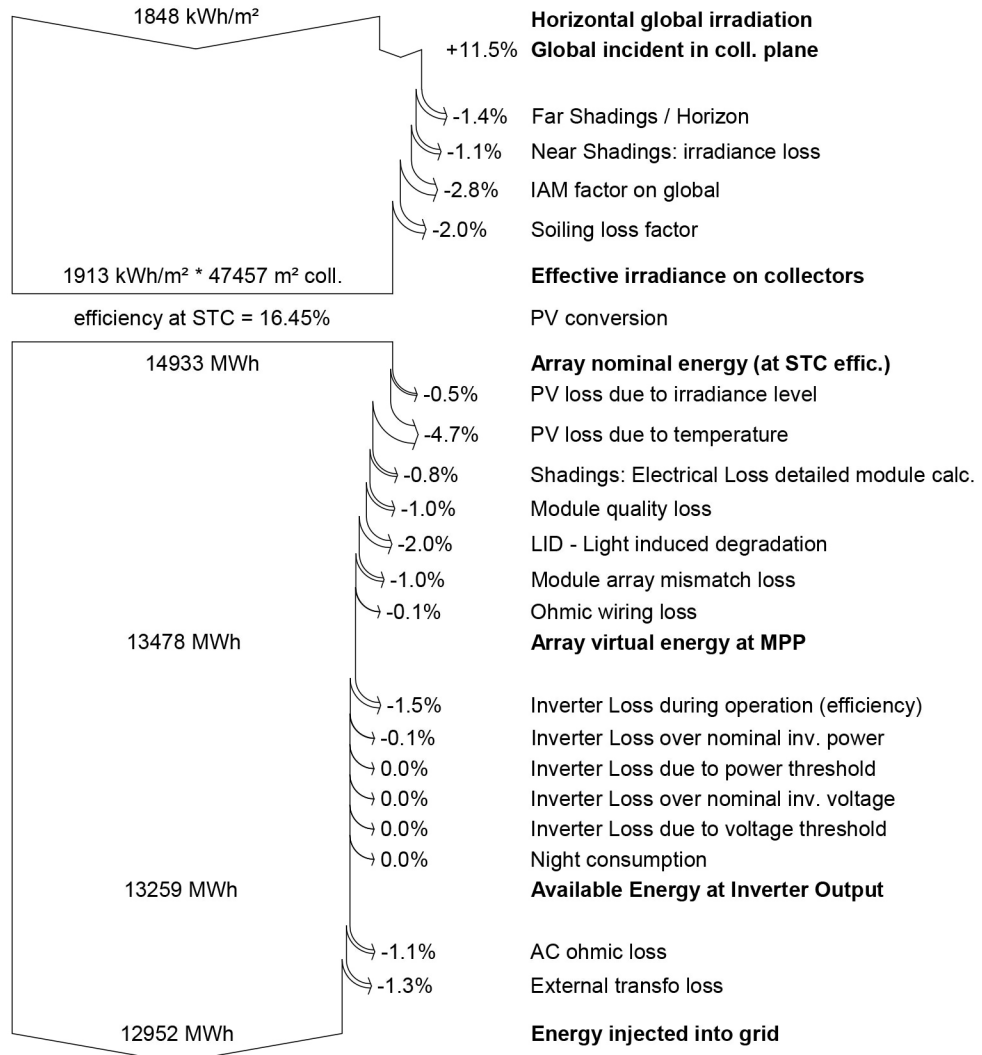
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Vian

Simulation variant : 320Wp / 3P18 / 20° / Huawei 33KTL/ 452 tables

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Horizon	Average Height	2.6°		
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		
PV Field Orientation	tilt	20°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6U - 320P MIX	Pnom	320 Wp
PV Array	Nb. of modules	24408	Pnom total	7811 kWp
Inverter	Model	SUN2000-33kTL	Pnom	30.0 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	226.0	Pnom total	6780 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year





UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

Luz Gómez Montesinos