



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL  
DE BÉJAR

## **Trabajo de Fin de Grado**

# **PROYECTO DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 2 MW CON CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Autor: Alejandro González García

Tutor: Juan Manuel García Arévalo

Julio 2015

## ÍNDICE GENERAL

<b>DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA .....</b>	<b>5</b>
<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>6</b>
<b>2. HISTÓRICO DE REVISIONES .....</b>	<b>6</b>
<b>3. IDENTIFICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>4. OBJETO Y ALCANCE .....</b>	<b>7</b>
<b>5. EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>8</b>
<b>6. REGLAMENTACIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>7. DESCRIPCIÓN DEL EFECTO FOTOELÉCTRICO .....</b>	<b>10</b>
<b>8. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>11</b>
8.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	12
8.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTRUCTURA SOPORTE .....	12
8.3 CENTROS DE INVERSORES Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	14
8.4 INVERSOR .....	17
8.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	19
8.6 EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES .....	19
8.7 MEDIDA EN MEDIA TENSIÓN .....	22
8.8 PREVISION DE CARGAS Y TRANSFORMADOR DE SSAA .....	24
8.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	25
8.10 CABLEADO .....	31
8.11 PUESTAS A TIERRA.....	32
8.12 OBRA CIVIL .....	35
<b>9. LÍNEA DE ENLACE EN MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>38</b>
9.1 LÍNEA DE ENLACE SUBTERRÁNEA.....	38
9.2 LÍNEA DE ENLACE AÉREA.....	39
<b>10. ANEXOS A LA MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>43</b>
10.1 ANEXO EMPLAZAMIENTO .....	43
10.2 ANEXO CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO .....	45
10.3 ANEXO LÍNEA DE ENLACE EN MT .....	65
 <b>DOCUMENTO I.I MEMORIA DE CÁLCULO .....</b>	 <b>68</b>
<b>1. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>69</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	69
1.2 ORIENTACIÓN DE LOS PANELES .....	69
1.3 INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	70
1.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES .....	72
1.5 ESTRUCTURA SOPORTE DEL PANEL FOTOVOLTAICO .....	77
1.6 CONFIGURACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO .....	83



1.7	DISEÑO DE LAS PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA .....	86
1.8	CÁLCULO DE SECCIONES Y ARQUETAS .....	90
1.9	PUESTA A TIERRA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO .....	99
<b>2.</b>	<b>CENTRO DE INVERSORES Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....</b>	<b>100</b>
2.1	DISEÑO DEL INVERSOR .....	101
2.2	DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....	101
2.3	CÁLCULO DE VENTILACIÓN .....	103
2.4	CÁLCULO DE ILUMINACIÓN .....	106
2.5	CÁLCULO DE SECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA .....	109
2.6	PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA .....	122
2.7	RED DE TIERRAS DE CENTROS DE INVESORES Y TRANSFORMACIÓN .....	128
<b>3.</b>	<b>CÁLCULO DE LÍNEA AÉREA DE ENLACE EN MT .....</b>	<b>135</b>
3.1	CÁLCULOS MECÁNICOS .....	135
3.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	164
<b>4.</b>	<b>ANEXOS A LA MEMORIA DE CÁLCULO .....</b>	<b>169</b>
4.1	ANEXO CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	169
4.2	ANEXO CÁLCULO DE LA LÍNEA AÉREA DE ENLACE EN MT .....	180
<b>DOCUMENTO I.II: ESTUDIO DE VIABILIDAD .....</b>		<b>183</b>
<b>1.</b>	<b>PARTE I: INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>184</b>
1.1	HISTÓRICO DE REVISIONES .....	184
1.2	OBJETO .....	184
1.3	ALCANCE .....	184
1.4	CRITERIOS DE DISEÑO .....	185
1.5	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN .....	185
1.6	SITUACIÓN DE MERCADO .....	186
<b>2.</b>	<b>PARTE II: ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>188</b>
2.1	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN .....	188
2.2	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIMADA .....	189
2.3	INGRESOS .....	189
2.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	196
2.5	ESTIMACIÓN DE VIABILIDAD .....	196
2.6	CONCLUSIÓN .....	197
<b>3.</b>	<b>PARTE III: ANEXOS .....</b>	<b>198</b>
3.1	IRRADIACIÓN .....	198
3.2	ENERGÍA PRODUCIDA .....	198
<b>DOCUMENTO II: PLANOS .....</b>		<b>199</b>
<b>DOCUMENTO III: PRESUPUESTO GENERAL .....</b>		<b>213</b>



<b>DOCUMENTO IV: PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>227</b>
<b>1. OBJETO DEL PLIEGO.....</b>	<b>228</b>
1.1 ALCANCE DE LA OBRA .....	228
1.2 DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS .....	228
1.3 ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS .....	229
1.4 AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS.....	229
1.5 DIRECCIÓN DE OBRA Y FACULTATIVA .....	230
1.6 EMPRESA INSTALADOR AUTORIZADA .....	231
1.7 CONTRATISTA .....	231
<b>2. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL Y ECONÓMICA .....</b>	<b>233</b>
2.1 SEGURO DE OBRA.....	233
2.2 PLAZO DE EJECUCIÓN .....	233
2.3 COMIENZO DE LA OBRA .....	233
2.4 SANCIONES POR DEMORAS.....	233
2.5 REPLANTEO .....	233
2.6 TRABAJOS NO EXPRESADOS.....	234
2.7 OBRAS DE REFORMA Y MEJORA.....	234
2.8 ORDENES DE OBRA.....	234
2.9 TRABAJOS DEFECTUOSOS .....	234
2.10 VICIOS OCULTOS.....	235
2.11 RECEPCIÓN PROVISIONAL .....	235
2.12 PLAZO DE GARANTÍA.....	236
2.13 CONSERVACIÓN PROVISIONAL DE LAS OBRAS.....	236
2.14 RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	236
<b>3. ESPECIFICACIONES QUE DEBEN SATISFACER LOS MATERIALES Y EQUIPOS.....</b>	<b>237</b>
3.1 GENERALIDADES.....	237
3.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA LÍNEA MEDIA TENSIÓN .....	237
3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA CENTRO TRANSFORMACIÓN Y CENTRO DE INVERSORES.....	240
3.4 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	242
3.5 ADMISIÓN DE MATERIALES.....	245
<b>4. ESPECIFICACIONES DE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA .....</b>	<b>246</b>
4.1 OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN .....	246
4.2 OBRA CIVIL LÍNEA ENTERRADA DE MEDIA TENSIÓN .....	251
4.3 OBRA CIVIL CENTRO TRANSFORMACIÓN .....	258
4.4 RECEPCIÓN DE OBRA LÍNEA AÉREA MEDIA TENSIÓN .....	260
4.5 RECEPCIÓN DE OBRA LÍNEA ENTERRADA MEDIA TENSIÓN .....	261
4.6 RECEPCIÓN DE OBRA CENTRO DE INVERSORES Y CENTRO TRANSFORMACIÓN	
PREFABRICADO .....	262
4.7 RECEPCIÓN Y PRUEBAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA .....	263
<b>5. CONTRATO DE MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>264</b>
<b>6. GARANTÍA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>265</b>



<b>DOCUMENTO V: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....</b>	<b>266</b>
<b>1. OBJETO .....</b>	<b>267</b>
<b>2. METODOLOGÍA .....</b>	<b>267</b>
<b>3. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN TAREAS.....</b>	<b>267</b>
3.1 LÍNEA AÉREA MEDIA TENSIÓN .....	268
3.2 LÍNEA ENTERRADA MEDIA TENSIÓN .....	275
3.3 CENTRO DE INVERSORES Y DE TRANSFORMACIÓN.....	277
3.4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	279
<b>4. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN HERRAMIENTAS .....</b>	<b>287</b>
4.1 FACTOR DE RIESGO: SIERRA RADIAL .....	288
4.2 FACTOR DE RIESGO: TALADRO .....	288
4.3 FACTOR DE RIESGO: HERRAMIENTAS PROPIAS DE OBRAS .....	289
<b>5. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN MAQUINARIA .....</b>	<b>289</b>
5.1 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN DE TRANSPORTE DE MATERIALES .....	290
5.2 FACTOR DE RIESGO: MOTONIVELADORA.....	290
5.3 FACTOR DE RIESGO: RETROEXCAVADORA Y PALA EXCAVADORA .....	291
5.4 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN PLUMA O GRÚA.....	291
5.5 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN HORMIGONERA.....	292
<b>6. SEÑALIZACIÓN .....</b>	<b>292</b>
6.1 SEÑALIZACIÓN ELEGIDA .....	292
<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>293</b>



# DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA



## 1. ANTECEDENTES

Hoy en día, la vida no se concibe sin un uso continuo de energías. Como es conocido, un alto porcentaje de esta demanda de energía es cubierta mediante combustibles fósiles de los cuales se disponen cantidades limitadas por lo que se hace imprescindible el planteamiento de nuevas formas de energía ilimitadas y que se renueven de forma natural para solucionar el problema energético a medio y largo plazo ante un eventual agotamiento de dichos combustibles fósiles.

A partir de esta necesidad surgen las energías renovables o alternativas. Se conciben como la llave de un futuro energético más limpio, eficaz, seguro y autónomo en el que se satisfacen las necesidades de hoy sin comprometer el mañana.

Bajo estas condiciones se ha considerado la redacción de este proyecto por el cual se diseña una planta de generación solar fotovoltaica conectada a la red de distribución pública, situada en la provincia de Salamanca (España).

Ante la necesidad de evacuar la energía eléctrica producida por dicha planta para su posterior venta sobre la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U, se requiere el diseño de una línea eléctrica de enlace con la línea de distribución de la compañía. Previamente es necesario elevar la tensión proporcionada por los inversores, en un centro de transformación, para adecuarla a la tensión de la red de distribución.

## 2. HISTÓRICO DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción
Revisión 0	01/07/2015	Edición inicial del documento

Tabla 1. Histórico de revisiones.



### 3. IDENTIFICACIÓN

- **PROMOTOR:** Ha sido solicitada la redacción del presente documento por la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar perteneciente a la Universidad de Salamanca, con localización en la Avenida Fernando Ballesteros nº2, C.P 37700, Béjar (Salamanca)
- **EMPLAZAMIENTO:** Parcela 07 y 08, Polígono Las Loberas, Término Municipal de Anaya de Alba, C.P. 37863 (Salamanca).
- **TITULAR:** D. Alejandro González García
- **TÉCNICO AUTOR DEL PRESENTE DOCUMENTO:** D. Alejandro González García

### 4. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente proyecto es realizar el diseño de una planta solar fotovoltaica fija sobre suelo, con una potencia nominal de 2 MW, que estará conectada a la red de distribución eléctrica de la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U, en media tensión. La totalidad de la producción de energía eléctrica se venderá a la misma compañía. Para ello, se va a realizar, además, el diseño de una línea de enlace entre la planta fotovoltaica y la línea de distribución mencionada.

La vida útil del proyecto se estima en 25 años. No obstante, al término de este periodo se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ser su vida útil alargada sensiblemente.

Aunque la zona de instalación, anteriormente mencionada, no es extremadamente atractiva por las condiciones de horas de sol y de radiación recibida, la razón principal por la que dicho emplazamiento es elegido radica en la posesión de dos parcelas de origen familiar carentes de explotación en la actualidad. Asimismo, al ser una zona sin ningún valor natural o paisajístico, la colocación masiva de paneles no va a tener ningún impacto medioambiental, ni va a necesitar gastos de integración en el entorno. Todo ello contribuye igualmente a mejorar la rentabilidad de la inversión que se realice.

Como se puede observar en el estudio de viabilidad del presente proyecto, actualmente, no es en absoluto atractiva la inversión que dicho proyecto ocasiona debido, principalmente, a los sistemas de retribución de la energía eléctrica generada por las centrales fotovoltaicas en España. Por consiguiente, no se estima una ejecución a corto plazo del proyecto en cuestión aunque no se descarta que pueda ser llevado a cabo en un futuro, una vez la situación del sector fotovoltaico español comience a mejorar.



## 5. EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la instalación, tiene lugar en la localidad de Herrezuelo, perteneciente al término municipal de Anaya de Alba, cuya provincia es Salamanca, dentro de la comunidad de Castilla y León. (Ver figura 1 anexo 10.1 memoria descriptiva)

La instalación de este proyecto, estará ubicada en dos parcelas de propiedad familiar pertenecientes al polígono 501, Las Loberas, Anaya de Alba (Salamanca).

Las parcelas en cuestión son, según el SIGPAC, las número 7 y 8 del citado polígono, contiguas entre sí y con una superficie total aprovechable de 7,69 hectáreas. (Ver figuras 2 y 3 anexo 10.1 memoria descriptiva)

Las coordenadas propias de cada parcela así como su superficie individual, se reflejan en la siguiente tabla:

Parcela	Superficie	Coordenada X	Coordenada Y
00007	3,40 hectáreas	289.225.73	4.513.730.57
00008	4,29 hectáreas	289.194.64	4.513.646.53

Tabla 2. Coordenadas y superficies de las parcelas.

Se trata de solares con uso del suelo rústico, en una zona en la que se practica la agricultura y la ganadería. (Ver figura 4 anexo 10.1 memoria descriptiva)

Las parcelas mencionadas poseen una serie de características que las hacen apropiadas para la ubicación de una instalación solar fotovoltaica conectada a red:

- Terrenos rústicos y poco aprovechados en la actualidad.
- Terrenos relativamente llanos, libres de sombras y orientados al Sur.
- Accesibilidad del área.
- Existencia cercana de una línea eléctrica de evacuación.

En la siguiente tabla se pueden observar una serie de datos esenciales para el diseño de la planta fotovoltaica y para la línea de enlace con la red de distribución:

Características del emplazamiento	
Localidad	Herrezuelo
Término Municipal	Anaya de Alba
Provincia	Salamanca
Altitud	851 metros
Compañía operadora en la zona	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A
Latitud	40,7495°
Longitud	-5,4930°

Tabla 3. Características del emplazamiento.



## 6. REGLAMENTACIÓN

Se hace constar la aplicación de los siguientes reglamentos y normativa tanto de obligado cumplimiento como de simple recomendación, para este tipo de instalaciones:

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Incluye el suplemento aparte con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico en sus apartados 6, 7, 21 y 23).
- Ley de Regulación del Sistema Eléctrico. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial.
- Real Decreto 1110/2007 donde se refleja el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Norma UNE, publicadas por la Asociación Española de Normalización de las cuales son de obligado cumplimiento las que marca el REBT.
- Normas particulares y de normalización de la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica, IBEDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.
- Circulares emitidas por el Ministerio de Industria con posterioridad a la publicación del reglamento y disposiciones de la Junta de Castilla y León.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.



## 7. DESCRIPCIÓN DEL EFECTO FOTOELÉCTRICO

Debido a que el objetivo principal del presente proyecto es el diseño de una planta de generación fotovoltaica, se va a redactar una serie de nociones básicas para entender cómo se genera la corriente en los paneles fotovoltaicos.

La conversión de la energía propia de la radiación solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. Cuando la luz solar incide sobre ciertos materiales denominados semiconductores, los fotones son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos, quedando un electrón libre para circular dentro del sólido por cada enlace roto. La falta de electrón en el enlace roto, que se denomina hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón. El movimiento de los huecos y los electrones en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo. Para separar los electrones de los huecos y así impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que provoca su circulación en direcciones opuestas, dando lugar a la citada corriente eléctrica.

En las células solares este campo eléctrico se logra en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo. Para células solares de Silicio, una de las regiones (región tipo "n") se impurifica con fósforo. El procedimiento se realiza sustituyendo algunos átomos de Silicio por átomos de Fósforo. El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los que 4 son de valencia, quedando disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos. El Fósforo cuenta con 5 electrones de valencia. Así 4 de ellos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de Silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía.

La otra región (región tipo "p") se impurifica con Boro, que tiene 3 electrones de valencia, por lo que quedará una región con mayor cantidad de huecos que de electrones.

De este modo aparece un campo eléctrico dirigido de la región "p" a la región "n" debido a las diferencias de concentraciones de huecos y electrones.



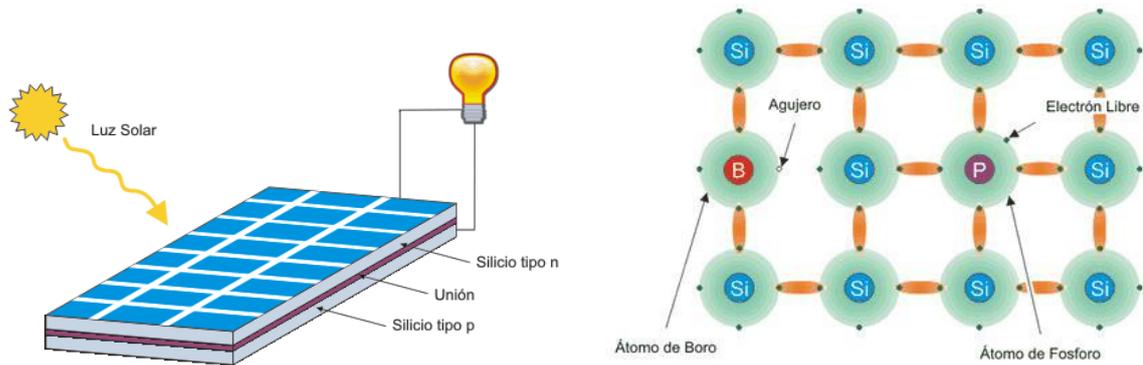


Figura 1. Efecto fotoeléctrico. Fuente: <http://bit.ly/1QphpPb>

Por lo tanto, cuando la radiación solar incide sobre una célula que se encuentra conectada a una carga externa, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. De este modo la célula se comporta como un generador de energía. Los fenómenos que tienen lugar son:

- Los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente. Los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos.
- El campo eléctrico o la diferencia de potencial producidos por la unión p-n son la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo. Son la causa de la circulación de la corriente por la diferencia de potencial externa, suministrando así energía a la carga.

## 8. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Se va a realizar una explicación detallada de cada una de las partes que conforman el proyecto, siguiendo una configuración donde los apartados complementarios tales como cálculos, imágenes y documentación auxiliar de los equipos, se recogerán en los anexos de la memoria descriptiva.

## 8.1 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La planta de generación fotovoltaica que se pretende diseñar, posee una potencia nominal de 2,038 MW repartidos uniformemente en dos centros de inversión. En ellos se convierte la corriente continua que proviene de los módulos fotovoltaicos, a corriente alterna en baja tensión. Posteriormente, la citada corriente alterna en baja tensión se transformará a una tensión más elevada o media tensión a partir un transformador de potencia. Finalmente, la energía generada por la planta será evacuada mediante una línea de enlace hasta la red de distribución de la compañía "IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U".

Las características principales de la instalación, se recogen en la siguiente tabla:

Características de la planta fotovoltaica	
Potencia Nominal	2.038 kW
Potencia pico o máxima	2.251.2 kW
Paneles fotovoltaicos	Atersa A-280-P
Número de paneles	8.040 unidades
Tipo de instalación	Fija sobre suelo
Tipo de Inversores	Ingecon Sun 1000 TL M400 V
Transformador de potencia	2,2 MVA de aceite GEDELSA

Tabla 4. Características de la instalación fotovoltaica

## 8.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y ESTRUCTURA SOPORTE

### 8.2.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente entre sí, que como se ha comentado en el apartado descripción del efecto fotoeléctrico, son las encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

Los paneles fotovoltaicos elegidos para realizar el proyecto que se está llevando a cabo son A-280 P de ATERSA cuyas características básicas quedan reflejadas en la tabla siguiente. (Ver tabla 1 anexo 10.2.1 memoria descriptiva)

MÓDULO ATERSA A-280 P	
Potencia Nominal	280 W
Tensión circuito abierto ( $V_{OC}$ )	44,37 V
Tensión punto máxima potencia ( $V_{MP}$ )	35,71 V
Intensidad de cortocircuito ( $I_{CC}$ )	8,39 A
Intensidad punto máxima potencia ( $I_{MP}$ )	7,84 A
Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$ , $\beta$	-0,32 %/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$ , $\alpha$	0,04 %/°C

Tabla 5. Características principales del módulo A-280 P



Los paneles A-280 P son de tipo policristalino, siendo esta tecnología la más frecuentemente utilizada en la actualidad, ya que a pesar de un rendimiento inferior a las monocristalinas, poseen un precio más competitivo. Algunas características de este tipo de tecnología son:

Presenta una estructura ordenada por regiones separadas.

- Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula.
- Se obtiene de igual forma que la de silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización.
- Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos.
- Su rendimiento oscila entre 12-14%.

Los paneles fotovoltaicos van a ser posicionados con un mismo ángulo de inclinación y orientación durante todo el año. Estarán sustentados por estructuras soporte ancladas sobre el terreno mediante zapatas de hormigón.

Se ha elegido un ángulo de inclinación de 34° y orientación sur, ya que según los cálculos desarrollados en el apartado 1.3 de la memoria de cálculo, otorga mayor rendimiento a la instalación para la zona sobre la que se está diseñando la planta.

Dichos paneles, se van a agrupar en series o strings de un total de 20 módulos. Cada string, se conecta en una caja que agrupa un máximo de 24 strings en paralelo. El número total de paneles que engloba la instalación es de 8.040 unidades.

Los cálculos necesarios para establecer el número de paneles en serie y strings en paralelo, se desarrolla en el apartado 1.4 de la memoria de cálculo.

### 8.2.2 Estructura soporte

Se decide instalar un tipo de estructura soporte anclado al terreno mediante zapatas de hormigón. Sobre dicha estructura se van a sustentar un total de 12 módulos. Debido a que un string está formado por 20 módulos, se decide instalar 10 estructuras soportes de forma contigua, que agrupan un total de 6 strings.

El modelo de estructura soporte que se va a instalar, es SUN NEST SNM6D, que tiene el objetivo de sustentar los paneles ante las acciones gravitacionales calculadas en el apartado 1.5.1 de la memoria de cálculo, es decir, sobrecarga de nieve, viento, etc. Las características principales de la estructura elegida se representan en la siguiente tabla: (Ver tabla 2 anexo 10.2.2 memoria descriptiva)



ESTRUCTURA SOPORTE SUN NEST SNM6D	
Material constructivo	Acero galvanizado en caliente-Inoxidable
Capacidad de módulos	2 filas
Ensamblaje de módulos	Tornillería en acero inoxidable galvanizado en caliente
Anclajes al terreno	Mediante zapata y unión atornillada a pernos.
Cumplimiento norma	Norma UNE-ENV 1991 Eurocódigo, CE.
Longitud	6 metros
Altura mínima / máxima instalación de paneles	0,5/2,3 metros
Peso aproximado	500 kg

Tabla 6. Características de la estructura soporte sobre suelo SUN NEST SNMD6.

Para evitar pérdidas por sombreado entre paneles y posibilitar actividades de mantenimiento, es necesario dejar una distancia mínima entre la parte posterior de una estructura y la parte frontal de la siguiente. Esta distancia se ha calculado en el apartado 1.6.2 de la memoria de cálculo.

La estructura soporte se va a fijar al suelo mediante 6 zapatas de hormigón, de dimensiones (largo x ancho x alto) 900x900x1000 milímetros. (Ver apartado 1.5.3 de la memoria de cálculo)

### 8.3 CENTROS DE INVERSORES Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La planta fotovoltaica estará formada por dos centros de inversores, y un centro de transformación. Los centros mencionados hacen referencia a sendas envolventes prefabricadas de hormigón. Los tres centros son idénticos en cuanto a material constructivo y dimensiones, siendo sus características principales las siguientes:

CENTROS DE HORMIGÓN PREFABRICADO	
Fabricante	POSTELÉCTRICA S.A
Tipo de envolvente	Prefabricada
Material constructivo	Hormigón armado vibrado 300 kg/cm <sup>2</sup>
Dimensiones exteriores	5500x2200x2700 mm
Dimensiones interiores	5300x2000x2510 mm
Pintura exterior	RAL 1000
Carpintería	Metálica

Tabla 7. Características de los centros prefabricados

Cada uno de los dos inversores que conforman la planta se van a instalar en un centro prefabricado junto con el resto de equipos que van a ser expuestos en los sucesivos apartados. Las vistas interiores de dicha envolvente se pueden observar en el plano 2 y 3. Por otro lado, los exteriores del centro quedan recogidos en los planos 4.



Como se ha mencionado, existe una tercera envolvente donde se va a instalar el transformador de potencia, así como los equipos propios de un centro de seccionamiento y medida. Las vistas interiores de dicha envolvente se pueden observar en el plano 2 y 3. Respecto a las vistas exteriores, se pueden encontrar en el plano 5.

Las envolventes están diseñadas calculadas a partir de la legislación vigente, haciendo referencia en todo momento tanto al CTE como a los reglamentos europeos.

### 8.3.1 Distancias mínimas de seguridad

Según el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, es obligatorio disponer de unas distancias de seguridad desde las partes en tensión respecto de los muros de hormigón o rejas separadoras. Del mismo modo, se debe conservar unas distancias de pasillo mínimas para realizar labores de visualización y mantenimiento.

#### 8.3.1.1 Distancias mínimas en los centros de inversores

Como no existen partes en tensión sin aislamiento, se debe conservar únicamente la distancia mínima de pasillo. Esta distancia debe ser de 80 cm sobre la horizontal, con una altura libre de obstáculos superior a 230 cm.

#### 8.3.1.2 Distancias mínimas en el centro de transformación

En la parte del centro de seccionamiento, se debe conservar unas distancias de pasillo similares a las del apartado anterior. La zona del transformador, no precisa de tales dimensiones ya que únicamente se podrá acceder a ella cuando no exista tensión.

Por otro lado, la distancia mínima entre un elemento en tensión (bornas del transformador) y la pared maciza de hormigón o reja de acero con una altura superior a 180 cm debe ser de 20 cm y 33 cm respectivamente.

### 8.3.2 Carpintería de las envolventes

La carpintería de los centros prefabricados es metálica, entendiéndose como tal las puertas y rejillas de ventilación.

- Cada envolvente, posee una puerta peatonal para el acceso al interior de la estancia de dimensiones (largo x alto x ancho) 900x2000x70 milímetros.

- Las rejillas de ventilación serán de dimensiones (largo x alto x ancho) 1500x1000x40 milímetros. Según los cálculos de ventilación desarrollados en el apartado 2.3 de la memoria de cálculo, se precisa instalar 2 rejillas en el centro de inversores, y 3 en el centro de transformación (una de ellas en la propia puerta peatonal).



### 8.3.3 Suelo técnico de madera

Se hace necesario la instalación de un suelo técnico de contrachapado de madera con un espesor de 20 milímetros sobre una bancada de acero galvanizado para poder pasar los cables por el espacio existente entre la base del hormigón y el propio suelo de madera. Por ello, a pesar de que la altura interior de la envolvente son 2500 milímetros, la altura libre es de 2385 milímetros.

### 8.3.4 Bancadas para suelo técnico y equipos

El suelo técnico de madera comentado en el apartado anterior debe ser sustentado por diversas bancadas construidas a partir de tubo estructural de acero galvanizado 40x40 mm<sup>2</sup> con un espesor de 1,6 mm. La altura total de la bancada es de 105 mm.

Del mismo modo, diversos equipos como inversores, celdas y CGBT precisan de bancadas similares para facilitar la instalación del cableado por su parte inferior.

### 8.3.5 Reja separadora del centro de transformación

El centro de transformación está dividido en dos partes:

- Zona habilitada para el transformador
- Zona para el centro de seccionamiento y medida

Por ello, el centro cuenta con una reja separadora de acero galvanizado que delimita la estancia en las dos secciones mencionadas anteriormente. La instalación de la reja tiene el objetivo de evitar un posible contacto accidental con las partes en tensión del transformador como establece el MIE-RAT. La propia reja separadora tendrá una puerta corredera que permita el acceso a la zona del transformador para posibles actividades de mantenimiento y supervisión.

### 8.3.6 Elementos de seguridad eléctrica

Los elementos de seguridad necesarios (según MIE RAT 14) en los tres centros de hormigón son:

- Placas de peligro: que deben situarse en las puertas de acceso tanto del transformador como de acceso al exterior
- Cartel de primeros auxilios
- Banqueta aislante para realizar maniobras
- Pértiga de maniobra



- Guantes de maniobra
- Insuflador para facilitar la respiración artificial en caso de accidente por descarga eléctrica
- Pantalla de protección que cubran los bornes del transformador, formada por malla metálica de alambre de 2 mm.

### 8.3.7 Elementos de seguridad contraincendios

Según el MIE RAT-14, para proteger las instalaciones de riesgos contraincendios, se debe disponer de un extintor de eficacia 89 B en los centros de inversores.

Del mismo modo, es necesario instalar un sistema de extinción automático fijo en el centro de transformación debido a la existencia de un transformador de aceite cuyo volumen es superior a 600 litros. El elemento de extinción elegido es el HALON 1211.

## 8.4 INVERSOR

El inversor es un elemento clave dentro de una planta fotovoltaica, cuya misión es la de convertir la corriente continua generada por las placas fotovoltaicas, en corriente alterna, mediante una serie de circuitería electrónica.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, el campo de paneles fotovoltaicos se reparte equitativamente en torno a dos inversores. Ambos inversores son idénticos y se encuentran instalados en envolventes prefabricadas de hormigón.

Se ha decidido introducir cada inversor en un centro de hormigón diferente con el objetivo de dividir la planta en al menos dos secciones ante una posible inactividad de una de ellas. Por otro lado, a diferencia de las plantas fotovoltaicas comúnmente instaladas en España, el costo se reduce en comparación con aquellas que cuentan con un mayor número de inversores.

El número de paneles que conforman la planta fotovoltaica depende principalmente de las características del inversor que se instale, por lo que es imprescindible establecer el modelo previamente. Este principio de diseño consigue establecer un número de paneles tal que permita al inversor trabajar próximo a su potencia nominal.

En el presente proyecto, se ha elegido un modelo de inversor "INGECON SUN POWERMAX MULTI-MPPT 1000 TL M400DCAC INDOOR de INGETEAM.

A continuación, se van a reflejar las características básicas del inversor escogido para el diseño de la planta: (Ver tabla 4 anexo 10.2.4 memoria descriptiva)



INVERSOR INGECON SUN 1000TL M400	
Potencia Nominal	1.019 kW
Tensión AC de salida	400 V
Tensión DC máxima de entrada	1000 V
Intensidad DC máxima de entrada	1800 A
Eficiencia	88,6 %
Rango tensión DC máxima potencia, $V_{MP}$	578-820 V

Tabla 8. Características principales del inversor Ingecon Sun Powermax 1000 TL de INGETEAM.

#### 8.4.1 Distribución modular del inversor

El inversor elegido consta de seis módulos englobados estructuralmente en un único bloque compacto. Los módulos se reparten de la siguiente manera:

- 2 módulos de entrada en corriente continua, con sus respectivos interruptores seccionadores.
- 1 módulo de salida de corriente alterna.
- 1 módulo de protecciones en corriente alterna.
- 2 módulos donde se ubica la electrónica de potencia, encargada de transformar la corriente continua en alterna.

#### 8.4.2 Funcionamiento del inversor

El inversor INGECON SUN 1000 TL permanece en estado de espera siempre y cuando la tensión de paneles en circuito abierto sea inferior a 578 V aproximadamente. En esas condiciones, el inversor se encontrará desconectado de la red.

La topología de dicho inversor proporciona la inyección en la red eléctrica de corrientes senoidales con muy bajo contenido en armónicos (distorsión en corriente <3% a potencia nominal). Esto es debido, a un sistema de filtros que disminuyen los citados armónicos.

El inversor incorpora vigilantes de red que se aseguran su desconexión de ésta en caso de que falle, bien por salida de sus rangos de operación o bien por un fallo de ésta. El circuito de potencia está basado en puentes inversores con transistores IGBT's en número adecuado en función de la potencia total de entrada del inversor, con sistemas de protección de los semiconductores que aseguren su integridad ante cualquier fallo, bien sea por causas externas como por internas de control.

También actúa como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de aislamiento.



## 8.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Otro de los elementos esenciales para una planta fotovoltaica, es el transformador de potencia cuya función principal es elevar la tensión para adaptarla a la línea de distribución y reducir pérdidas de potencia. Otra peculiaridad de los transformadores, es el aislamiento galvánico de los bobinados de alta y baja tensión, únicamente conectados mediante acoplamiento magnético, que es la base de funcionamiento de los transformadores.

En la planta que se está llevando a cabo, se pretende instalar un único transformador de potencia común para los dos inversores, con una potencia nominal superior a la suma de las potencias nominales de ambos inversores.

La potencia nominal del transformador a instalar se ha determinado en el apartado 2.2 de la memoria de cálculo.

Después de un periodo de análisis en torno a diferentes tipos y marcas de transformadores, se decide instalar un transformador GEDELSA de 2.200 kVA, que por precio y prestaciones es adecuado. Las características más importantes se reflejan a continuación. (Ver tabla 5 anexo 10.2.5 memoria descriptiva)

TRANSFORMADOR GEDELSA 2200 KVA	
Potencia Nominal	2.200 kVA
Tipo	Trifásico
Tensión arrollamiento primario	20 kV
Tensión arrollamientos secundarios (idénticos)	400 V
Refrigerante y aislamiento	Aceite
Grupo de conexión	Dyn11Dyn11

Tabla 9. Características principales del transformador de potencia 2200 kVA de GEDELSA.

El transformador seleccionado está dotado de sonda DGPT2, es decir, una sonda de temperatura, presión y nivel de aceite que permite la apertura instantánea sobre la celda de M.T correspondiente en caso de que los valores medidos superen un límite.

## 8.6 EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES

Es necesario disponer de una serie de equipos complementarios que aseguren y faciliten la correcta actuación de los equipos principales así como de las labores de mantenimiento. Cada centro de hormigón dispondrá de sus propios SSAA alimentados a partir de un transformador de baja potencia. Del mismo modo, cada envolvente dispondrá de un cuadro de SSAA.

Algunos equipos auxiliares que van a ser instalados de igual manera en todos los centros son:



### 8.6.1 Extractores

Como es lógico, los equipos integrados en las envolventes expulsan aire caliente hacia el interior del habitáculo, siendo necesario su expulsión al exterior mediante diversos extractores.

El principio de funcionamiento se basa en su entrada en funcionamiento cuando la temperatura del habitáculo, medida por un termostato AKO, supera el valor de consigna.

El tipo de extractor elegido para ser instalado en las envolventes de hormigón es el HCGB/2-315 de SOLER Y PALAU. (Ver tabla 6 anexo 10.2.6.1 memoria descriptiva)

Cada envolvente necesita diferente número de extractores en función del caudal de aire caliente que debe ser expulsado. Los cálculos de ventilación se reflejan en el apartado 2.3 de la memoria de cálculo.

### 8.6.2 Alumbrado y fuerza

Por supuesto se hace indispensable disponer de una fuente de iluminación para poder realizar labores en el interior de las envolventes cuando sea necesario. Se distinguen dos tipos de luminarias:

- De uso normal: cada centro se compone de dos pantallas estancas GEWISS 2x36 W. (Ver tabla 7 anexo 10.2.6.2 memoria descriptiva)
- De emergencia: consiste en un módulo LEGRAND U21 G5 de 6W . Son instaladas encima del marco de las puertas peatonales. (Ver tabla 8 anexo 10.2.6.2 memoria descriptiva)

Los modelos de luminarias anteriores, han establecidos a partir de los cálculos de iluminación reflejados en el apartado 2.4 de la memoria de cálculo.

Además de iluminación, se va a instalar una toma de corriente (fuerza) para poder conectar cualquier apartado auxiliar en un determinado momento. El elemento en cuestión es tipo Plexo de LEGRAND.

### 8.6.3 Canalizaciones

Para realizar de forma estética el paso de cables que alimentan a los servicios auxiliares, se precisa de canaleta UNEX 60x40 mm, anclada a la pared a partir de su respectiva tornillería.



#### 8.6.4 SCADA

El centro de transformación cuentan con un sistema SCADA, es decir, de un software con funciones de control, supervisión y adquisición de datos en tiempo real. El software elegido es el suministrado por los propios fabricantes de inversores, denominado INGECON SUN MANAGER de INGETEAM.

Se entenderá como SCADA al conjunto del citado software junto con un módulo de adquisición de datos, compuesto de entradas y salidas tanto analógicas como digitales integradas en una interfaz gráfica panel PC. El panel designado es el SIMATIC IPC477D de SIEMENS con 19". (Ver tabla 9 anexo 10.2.6.3 memoria descriptiva)

Además, es necesario instalar una centralita que agrupe los cables de señal digitales y analógicas (RS485) proporcionando una salida ETHERNET que conecte con el módulo de adquisición de datos. La centralita en cuestión será la LM-25 de CIRCUTOR.

Para comunicar el flujo de datos a partir de los cables ETHERNET, se dispone de un switch.

Existirá una conexión vía Internet para permitir la comunicación remota con la planta. Un router Wifi proporcionará señal a toda la planta. La compañía suministradora será IBERBANDA.

El panel PC será instalado en un armario de dimensiones (largo x alto x ancho) 600x600x200 milímetros.

Por otro lado, en los centros de inversores existirá otro armario de dimensiones similares, en el cual se instale la centralita mencionada anteriormente que proporciona una salida ETHERNET que conecta las señales de cada uno de los centros con el panel PC situado en el centro de transformación. Además, se incluye el citado switch.

#### 8.6.5 Control de temperatura

Es fundamental disponer con una sonda de temperatura o termostato capaz de regular el funcionamiento de los extractores. El termostato en cuestión es el AKO 14716. (Ver tabla 10 anexo 10.2.6.4 memoria descriptiva)

#### 8.6.6 Analizador de redes

Con el objetivo de disponer de información precisa e instantánea sobre cada uno de los centros de inversores, se va a instalar un registrador de potencia y energía para corriente alterna trifásica, con capacidad de medida de las siguientes magnitudes: potencia activa, tensión; intensidad y factor de potencia.

El instrumento elegido es el CVM-C10 de CIRCUTOR. (Ver tabla 11 anexo 10.2.6.5 memoria descriptiva)



## 8.7 MEDIDA EN MEDIA TENSIÓN

Como es lógico se debe medir la energía generada para su posterior facturación, para ello se instalará un contador de energía. El contador se va a instalar dentro del centro de transformación, en la parte correspondiente al centro de seccionamiento. Se ha decidido medir el flujo de energía mediante un único contador por lo que es necesario instalar un equipo bidireccional.

Los puntos de conexión de los generadores del Régimen Especial con la Red de Distribuidora se consideran puntos frontera del Sistema Eléctrico, por lo que deberán cumplir con lo dispuesto en el R.D.1110/2007 “Reglamento unificado de puntos de medida” y con sus ITC correspondientes.

Cabe destacar que la presente instalación entra dentro del tipo II de productores por poseer una potencia  $\geq 450$  kVA y  $< 12$  MVA.

### 8.7.1 Celda de medida

Se va a realizar una única medición de la energía producida por la planta fotovoltaica a partir de un sistema de 4 hilos formado por tres transformadores de tensión y tres de intensidad instalados en la celda de medida.

Para 24 kV, la dimensión mínima de la celda de medida en anchura será de 1000 mm. Esta cota podrá reducirse hasta 700 mm, si la celda está dotada de carro extraíble que permita el montaje de los transformadores de medida desde el exterior de la misma.

La celda seleccionada es tipo 8DJH de SIEMENS de 24 kV y 630 A. Para realizar la medida dispone de los siguientes transformadores: (Ver tabla 20 anexo 10.2.9.3 memoria descriptiva)

- 3 transformadores de intensidad de relación 200/5A, 10VA clase 0.5s según UNE-EN-60044-1.
- 3 Transformadores de tensión unipolares, modelo de alta seguridad (antiexplosivos), de relación 20.000:V3/110:V3/110:V3, 25VA clase 0,5s según UNE EN 60044-2.

Deberán ponerse a tierra todas las partes metálicas de los transformadores de medida que no se encuentren sometidas a tensión. Asimismo deberá conectarse a tierra un punto del circuito o circuitos secundarios de los transformadores de medida.



### 8.7.2 Interconexión entre transformadores de medida y el contador

La conexión entre los transformadores de tensión e intensidad con el contador, se realiza a partir de los siguientes criterios:

- Circuitos de tensión: sección mínima de 6 mm<sup>2</sup>
- Circuitos de intensidad: sección mínima de 6 mm<sup>2</sup>

### 8.7.3 Contador de medida

Las medidas efectuadas por los transformadores mencionados, son analizadas por un contador electrónico combinado trifásico a 4 hilos. El contador medirá tanto la energía activa como la reactiva con una precisión fijada, y deben disponer de autorización de uso por un laboratorio competente.

A partir de lo expuestos en los apartados anteriores, se decide instalar un contador CIRWATT B 410T de CIRCUTOR. Consiste en un contador trifásico bidireccional de conexión indirecta para consumidor tipo 1, clase 1/2/B, 4 cuadrantes, 50 Hz, con comunicaciones RS-232 y Ethernet. (Ver tabla 12 anexo 10.2.7 memoria descriptiva)

### 8.7.4 Armario del contador

Este contador debe estar integrado en un armario con medidas mínimas según lo establecido por la normativa IBERDROLA de 750x500x300 milímetros, en concordancia con la UNE EN 60439-1 y 5. En dicho armario, deben instalarse los siguientes equipos:

- Contador electrónico mencionado anteriormente
- Bloques de pruebas o regletero bornero para verificación
- Modem con conexión vía telefónica analógica o modem GSM con transmisión de datos. En este caso, se conectará con el panel PC vía ETHERNET.

El armario a instalar será de tipo AT marca CAHORS con dimensiones (largo x alto x ancho) 784x750x338 mm. (Ver tabla 13 anexo 10.2.7 memoria descriptiva)

### 8.7.5 Precintado

Todas las celdas, armarios y aparatos de medida serán precintados por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U. Los precintos cumplirán la NI 42.83.02.



## 8.8 PREVISION DE CARGAS Y TRANSFORMADOR DE SSAA

Una vez conocidos los equipos auxiliares que se van a integrar en las envolventes, se va a realizar una previsión de cargas con el objetivo de dimensionar su consumo y seleccionar las protecciones, cableado y transformador de SSAA necesarios.

### 8.8.1 Centro de Inversores

Los diferentes servicios auxiliares junto con sus consumos son los siguientes:

Elemento	Consumo	Ud	Consumo Total
Alumbrado 2x36 W GEWISS	72 W	2	144 W
Emergencia U21 G5 LEGRAND	6 W	1	6 W
Fuerza tipo Plexo LEGRAND	2000 W	1	2000 W
A. Inversor	100 W	1	100 W
Analizador CVM-C10 CIRCUTOR	5 W	1	5 W
Extractores HCGB/2-315 SyP	345 W	3	1035 W
Detector de humos WLSD3000 BOSCH	10 W	1	10 W
Termostato AKO 14716	10 W	1	10 W
Armario telecomunicaciones	10 W	1	100
<b>TOTAL</b>			<b>3320 W</b>

Tabla 10. Servicios auxiliares para centro de inversores.

### 8.8.2 Centro de transformación:

Elemento	Consumo	Ud	Consumo Total
Alumbrado 2x36 W GEWISS	72 W	2	144 W
Emergencia U21 G5 LEGRAND	6 W	1	6 W
Fuerza tipo Plexo LEGRAND	2000 W	1	2000 W
A. Celdas	100 W	1	100 W
Extractores HCGB/2-315 SyP	345 W	4	1380 W
Detector de humos WLSD3000 BOSCH	10 W	1	10 W
Termostato AKO 14716	10 W	1	10 W
Contador CIRWATT B-10 CIRCUTOR	15 W	1	15 W
Armario telecomunicaciones + SIMATIC 477D	100 W	1	100 W
<b>TOTAL</b>			<b>3765 W</b>

Tabla 11. Servicios auxiliares para centro de transformación.



### 8.8.3 Transformador de SSAA

Como se puede observar, el consumo máximo de los SS.AA, se da para el centro de transformación, y es igual a 3765 W.

Debido a que los inversores de potencias tan elevadas como el que se va a instalar en este proyecto, no poseen neutro en la salida de alterna, se hace indispensable contar con un transformador BT-BT con el secundario en estrella y neutro accesible para conseguir los 230 V. Por tanto es necesario instalar un transformador cuya potencia nominal sea superior a la consumida por los SS.AA. Por razones económicas, se decide instalar el mismo modelo de transformador para todos los centros ya que los consumos son similares.

El transformador elegido es un 5 kVA trifásico de MIMAVEN, con las siguientes características: (Ver tabla 14 anexo 10.2.8 memoria descriptiva)

Transformador Trifásico MIMAVEN	
Potencia nominal	5 kVA
Tensión primario	400 V
Tensión secundario	400 V
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia	50 Hz

Tabla 12. Características transformador SS.AA de 5kVA MIMAVEN.

## 8.9 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Toda instalación eléctrica debe llevar una serie de protecciones para evitar que ninguna persona o equipo puedan sufrir daño alguno. Estas protecciones son diseñadas acorde a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. En la presente instalación, se van a distinguir tres tipos de protecciones:

- Protecciones de corriente continua DC
- Protecciones de corriente alterna AC en baja tensión
- Protecciones de corriente alterna AC en media tensión (exceptuando las protecciones propias de la línea de enlace con la red de distribución que se analizarán el apartado 9)

Todas las protecciones se representan en los esquemas multifilares citados a continuación:

- Esquema global de la instalación fotovoltaica (incluyendo línea de evacuación hasta la red de distribución): plano 7.
- Esquema de corriente alterna en BT (SSAA no incluidos): plano 8.
- Esquema de SSAA del centro de inversores: plano 9.
- Esquema de SSAA del centro de transformación: plano 10.



### 8.9.1 Protecciones de corriente continua DC

Es necesario instalar una serie de protecciones en la parte de DC, es decir, entre los módulos fotovoltaicos y los inversores, con el fin de obtener un grado de protección adecuado. Para que dichas protecciones puedan ser instaladas en campo (al aire libre), deben ser introducidas en armarios especiales (IP 65), denominando al conjunto de protecciones y armario, como cajas de nivel o de conexión. Las citadas cajas tienen triple funcionalidad:

- a) En primer lugar, proteger los equipos eléctricos contra sobreintensidades y cortocircuitos.
- b) El agrupamiento de conductores con el fin de ir reduciendo el número de los mismos, hasta llegar al inversor con una cantidad razonable de conductores dependientes de la intensidad máxima que proporcionen los módulos.
- c) Posibilidad de apertura manual para aislar el conjunto de ramales que conectados a la caja. Para ello, se decide instalar un interruptor seccionador de corte en carga acorde a los valores de intensidad requeridos.

En el presente proyecto, las cajas de nivel se dividen en dos grupos:

- Cajas de nivel I
- Cajas de nivel II

#### 8.9.1.1 Cajas de nivel I

Se encuentran próximas a los paneles fotovoltaicos agrupando varios strings en paralelo. Por tanto recogerán varios terminales de entrada (dos por circuito, uno positivo y otro negativo), con la idea de que la salida esté compuesta por un único circuito, que como es lógico será de una sección superior.

Los elementos que conforman este tipo de cajas de nivel son:

- Un fusible por cada entrada para proteger contra cortocircuitos
- Un interruptor seccionador de corte en carga para posibilitar una apertura manual
- Un descargador a tierra en la salida del interruptor para proteger contra sobretensiones

Los elementos mencionados se integrarán en un armario de IDE de dimensiones (largo, alto, ancho).400x1000x200 milímetros.



Se van a instalar tres configuraciones diferentes de dichas cajas, en función de los resultados obtenidos en el apartado 1.7.1 de la memoria de cálculo. Las diferentes configuraciones junto con sus componentes se van a reflejar en la siguiente tabla:

Componentes CN I					
Tipo	Nº Entradas	Nº Salidas	Fusible/Base DF/DF 1000 V	I. Seccionador TELERGON 1000 V	Descargador SCHNEIDER 1000 V
1	24	1	16 A/ 32 A	250 A	4,5 kA
2	21	1	16 A/ 32 A	250 A	4,5 kA
3	18	1	16 A/ 32 A	250 A	4,5 kA

Tabla 13. Componentes cajas de nivel I.

Las fichas técnicas de los componentes pueden observarse en la tabla 15 y 17 del anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva.

### 8.9.1.2 Cajas de nivel II

Se encuentran en el interior de los centros de inversores. Están compuestas por 9 entradas de campo que provienen de las cajas de nivel I, siendo repartidas en 3 módulos de plástico. Posee los mismos componentes que las cajas de nivel I, con el añadido de un embarrado que agrupa las salidas desde los interruptores seccionadores. Esto es debido a exigencias del propio fabricante de inversores INGETEAM.

El embarrado estará compuesto de una pletina de cobre de anchura 80 mm y un espesor de 10 mm sobre la que se aplicará una imprimación de pintura para aumentar el rango de intensidades admisibles. Finalmente, desde las pletinas se instalarán cuatro conductores hacia el módulo de continua del inversor. (Ver configuración de las CN II en el plano 11)

Los componentes de las CN II se van a reflejar en la siguiente tabla: (Ver tablas 16 y 17 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Componentes CN II				
Tipo	Nº Entradas	Fusible/Base DF/DF 1100 V	I. Seccionador TELERGON 1000 V	Salidas por cada 3 módulos
2.1	3	310 A	630 A	4
2.2	3	310 A	630 A	
2.3	3	310 A	630 A	
2.4	3	310 A	630 A	4
2.5	3	310 A	630 A	
2.6	3	310 A	630 A	

Tabla 14. Componentes cajas de nivel II.

Los componentes anteriores se introducirán en dos módulos construidos por material polimérico marca CAHORS de dimensiones 630x540x200 mm y 630x270x200 mm respectivamente.



### 8.9.1.3 Medidor de aislamiento

La parte de corriente continua de la instalación fotovoltaica se considera un sistema IT, es decir, no se conecta ningún neutro a tierra por donde pueda retornar una posible corriente de defecto. Como elemento de protección, se dispondrá un medidor de aislamiento previo al inversor, que emitirá un aviso para corregir un primer defecto.

En este tipo de instalación únicamente supone un peligro, un doble defecto que establezca un cortocircuito de dos conductores a través de tierra. En el campo de paneles, como se ha mencionado, un cortocircuito no implica peligro ya que la intensidad de cortocircuito que suministran los paneles es muy parecida a su intensidad nominal.

En el presente proyecto se va a instalar un medidor de aislamiento BENDER ISOMETER 685. (Ver tabla 18 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Se conectará sobre el embarrado de las cajas de nivel II, integrado en otra caja del mismo material que las anteriores. Debe conectarse también a la tierra de protección o de herrajes de la instalación.

### 8.9.2 Protecciones de corriente alterna AC en baja tensión

El conjunto de protecciones referentes a corriente alterna en baja tensión, engloba al total de las protecciones del tramo inversor-transformador de potencia.

Del mismo modo, las protecciones que componen dicho tramo se pueden subdividir en dos grupos:

- Protecciones Generales
- Protecciones de servicios auxiliares (SS.AA)

Todos los elementos de protección van a ser integrados en un mismo cuadro denominado cuadro general de baja tensión o CGBT de IDE con dimensiones (largo x alto x ancho) 800x2000x600 milímetros.

Por otro lado, el centro de transformación no precisa de interruptor general automático, IGA siendo suficiente con un armario de dimensiones 750x1600x200 para la protección de los SSAA correspondientes.

Los cuadros donde se van a integrar las protecciones cumplirán lo establecido en la norma UNE-EN-60439.1.



### 8.9.2.1 Protecciones generales

Según el ITC-BT 40, las protecciones generales mínimas a instalar son:

- De sobreintensidad mediante relés directos magnetotérmicos.
- De mínima tensión instantánea, conectados entre las tres fases y el neutro que actuarán en un tiempo inferior a 0,5 segundos a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 periodos.

Todas las protecciones anteriores a excepción de la protección de sobreintensidad, están integradas en el propio inversor. Por ello, las protecciones generales a instalar en el CGBT se reducen a la siguiente tabla. El dimensionado de dichas protecciones puede observarse en el apartado 2.6.1 de la memoria de cálculo.

Protecciones generales restantes		
Denominación	Tipo	Características principales
Interruptor general automático, IGA	SETRON 3VT5 3P 1600 A de SIEMENS (Ver tabla 19 anexo 10.2.9.2 memoria descriptiva)	Tensión nominal 400V Poder de corte 65 kA
Descargador de sobretensión	IPRD40r de SCHNEIDER	Tensión máxima 1,4 kV Intensidad máxima 40 kA
Pilotos presencia de tensión	Piloto trifásico LEGRAND	Tensión nominal 230 V
Medidor de aislamiento	Incluido en el inversor	Incluido en el inversor

Tabla 15. Protecciones generales restantes

### 8.9.2.2 Protecciones de servicios auxiliares (SS.AA)

Las protecciones de los servicios auxiliares, se limitan a una serie de interruptores magnetotérmicos y diferenciales de la marca ABB como puede observarse en los esquemas multifilares de SS.AA 1 y 2 plasmado en los planos 9 y 10.



Se instalarán las mismas protecciones para el centro de inversores como para el centro de transformación:

Protecciones de SSAA	
Denominación	Unidades
Interruptor magnetotérmico 3P 20 A 10 kA curva D ABB	1
Interruptor magnetotérmico 4P 20 A 10 kA curva C ABB	1
Interruptor magnetotérmico 2P 10 A 10 kA curva C ABB	1
Interruptor magnetotérmico 2P 6 A 10 kA curva C ABB	6
Interruptor magnetotérmico 4P 10 A 10 kA curva B ABB	1
Interruptor diferencial 4P 25A 300 mA curva D ABB	1
Interruptor diferencial 3P 16A 30 mA curva C ABB	1
Interruptor diferencial 2P 16A 30 mA curva C ABB	3

Tabla 16. Protecciones de SSAA para centro de inversores y centro de transformación.

### 8.9.3 Protecciones de corriente alterna AC en media tensión

Como se ha mencionado previamente, la planta posee un centro de seccionamiento integrado en la envolvente donde se aloja el transformador. Dicho centro de seccionamiento está formado por dos celdas de protección y una de medida. Todas ellas serán celdas prefabricadas bajo envolvente metálica contempladas en función de las especificaciones de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U.

Debido a que la planta fotovoltaica evacúa la energía a partir de un único transformador, solo se necesitan dos tipos de celdas de protección diseñadas en el apartado 2.6.3 de la memoria de cálculo. Serán las siguientes celdas:

➤ Celda de protección del transformador:

Consiste en una celda 8DJH de Siemens, con aislamiento corte en SF6. Tensión de aislamiento a 24 kV con intensidad nominal de 630 A formada por un interruptor automático como establece el apartado 4.2.1 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión. Será de tipo LS2 con un poder de corte de 20 kA. El interruptor cuenta con las siguientes funciones:

- De máxima y mínima frecuencia (81-m-M)
- Máxima tensión (59) y mínima tensión (27)
- Máxima tensión homopolar (59N)
- Máxima intensidad fase y neutro (50/51)

Además, la celda dispone de un interruptor-seccionador de tres posiciones (incluyendo puesta a tierra).



➤ Celda de línea tipo R:

Consiste en una celda 8DJH de Siemens, con tensión de aislamiento en 24 kV e intensidad nominal de 630 A, formada por un interruptor-seccionador de tres posiciones incluyendo puesta a tierra. Posee un poder de corte de 20 kA.

El conexionado eléctrico de las celdas, incluyendo la de medida, puede observarse en el esquema multifilar general de la instalación, ubicado en el plano 7.

Del mismo modo, las fichas técnicas de las celdas SIEMENS se recogen en la tabla 20 del anexo 10.2.9.3 memoria descriptiva.

## 8.10 CABLEADO

La conexión eléctrica de unos equipos con otros, como es lógico, se realiza a partir de cables conductores. En el presente proyecto, se va a instalar conductores de PRYSMIAN con aislamiento polietileno reticulado (XLPE) de 0,6/1 kV. La sección de los mismos varía en función del tramo considerado.

Se debe elegir de forma minuciosa la sección de los conductores ya que según establece el ITC-BT 40, la caída de tensión permitida desde los generadores hasta el punto de conexión con la red de distribución, no debe ser superior al 1,5%.

Los diferentes tramos o puentes de cable conductor a lo largo de la instalación, junto con sus características más desfavorables de cada uno de los tramos, van a ser reflejados en la siguiente tabla:

Características de los conductores					
Tramo	Cable	Nº max circuitos	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud max (m)	ΔV max (%)
Paneles-CN I	P-SUN	24	10	89,70	0,5
CN I-CN II	RV-K	1	240	141,12	0,4
CN II-Inversor	RV-K	4	240	5	0,05
Inversor-CGBT	RV-K	5	240	7	0,075
CGBT-Trafo	RV-K	5	240	6	0,075
Trafo-Celda MT	HEPRZ1	1	95	3	0,0018
SSAA	RV-K	-	10/2,5/1,5	-	<0,075

Tabla 17. Características de los conductores instalados en la planta

Las fichas técnicas de cada uno de los conductores utilizados en la instalación se recogen en las tablas 21,22 y 23 del anexo 10.2.10 memoria descriptiva.



## 8.11 PUESTAS A TIERRA

Es imprescindible disponer de una instalación de puesta a tierra para proteger tanto a las personas como a los equipos ante un posible riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto accidental con masas puestas en tensión.

Las prescripciones que deben cumplir las instalaciones de PAT vienen reflejadas en el apartado 1 “Prescripciones Generales de Seguridad” del MIE RAT-13 (Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión).

En el presente proyecto, se van a considerar un total de 3 tierras de protección designadas en función del tramo de la instalación que vayan a proteger.

### 8.11.1 Puesta a tierra del campo fotovoltaico

El campo fotovoltaico se considera desde el punto de vista de contactos a tierra, como un sistema IT, donde las masas metálicas de los elementos se unen a tierra a partir de un conductor de cobre desnudo. En el presente proyecto, se va a denominar como Tierra 1.

En un sistema IT, no existe ningún camino por el cual retorne la corriente. Por tanto, no sería eficaz la instalación de un interruptor diferencial como elemento de protección. Lo correcto es instalar un equipo capaz de medir el aislamiento de la tierra y con ello detectar un posible defecto.

Ante un primer defecto, no existirá corriente de retorno y el medidor de aislamiento emitirá un aviso para que dicho defecto sea corregido. El problema únicamente ocurriría cuando un primer defecto a tierra de uno de los conductores (de un string) no es corregido, y se produce un segundo defecto debido al conductor restante. En ese caso se establecería un cortocircuito entre ambos conductores y comunicado a través de tierra.

Además de lo mencionado anteriormente, la puesta a tierra del campo fotovoltaico tiene la misión proteger la instalación contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.

La puesta a tierra del campo fotovoltaico se ha calculado en base a que la resistencia final de dicha tierra no supere los 10  $\Omega$ .



### 8.11.1.1 Configuración de la Tierra 1

A partir de lo calculado en el apartado 1.9.2 de la memoria de cálculo, se va a instalar un anillo único de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> alrededor del campo fotovoltaico. La profundidad de enterramiento será de 0,7 m y la longitud total del anillo obtenida en los cálculos es aproximadamente de 942 m. La tierra calculada ofrece una resistencia de 0,65 Ω.

A esta tierra se debe conectar los siguientes elementos metálicos:

- Estructura soporte de los paneles
- Envoltentes de las cajas de nivel I
- Descargadores de sobretensión integrados en las cajas de nivel I

### 8.11.2 Puesta a tierra de protección

Se construirá una nueva tierra denominada Tierra 2 o tierra de protección, próxima a las envoltentes de hormigón.

Para el tramo inversor-transformador, se va a considerar un nuevo sistema IT. Es decir, el neutro de la estrella del transformador de potencia va aislado de tierra. Por consiguiente, se dispondrá de un nuevo medidor de aislamiento en corriente alterna, pero en este caso integrado en el propio inversor, y con conexión a la Tierra 2 mencionada.

#### 8.11.2.1 Tierra interior de protección o Tierra 2

Se debe instalar un anillo de tierras por el interior de las envoltentes que conecte cada uno de los elementos que se van a citar a continuación. Dicho anillo estará formado por un cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> en concordancia al RU3401 B. Los empalmes entre los diferentes elementos y el anillo se realizarán a partir de bridas de conexión.

Finalmente, el anillo irá conectado a una caja de seccionamiento sobre la cual se enlaza con el mallazo electrosoldado que se explicará a continuación.

#### 8.11.2.2 Tierra exterior de protección o Tierra 2

Como se ha desarrollado en los cálculos del apartado 2.7 de la memoria de cálculo, se va a instalar una tierra exterior de protección que consiste en 6 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

Las picas (código 5/62 del método de cálculo de tierras de UNESA) tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m.



El lugar de enterramiento se localizará a escasos metros de las envolventes de hormigón.

Para evitar el riesgo de que ocasionan las tensiones de paso, se va a instalar un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Con ello se consigue una superficie equipotencial.

Se unirán a dicha tierra los siguientes elementos:

- Cualquier masa metálica de la instalación que pueda quedar eventualmente en tensión, salvo las envolventes metálicas de los SSAA
- El medidor de aislamiento integrado en el inversor
- La carcasa metálica del transformador de potencia
- Pantallas de los cables de MT
- Armaduras metálicas de las envolventes

Según MIE RAT-13 no se conectará a dicha tierra las puertas y rejillas metálicas de las envolventes que tengan acceso al exterior.

### **8.11.3 Puesta a tierra de servicio**

Existe una tercera tierra en la presente instalación de generación, denominada Tierra 3 o tierra de servicio.

Engloba el conjunto de los servicios auxiliares SSAA considerándose un sistema TNS. Además de las tres fases y el neutro, existe un quinto conductor denominado CP, el cual se conectará a las envolventes metálicas de los equipos SSAA y del mismo modo al neutro de la estrella del transformador de SSAA.

#### **8.11.3.1 Tierra interior de servicio o Tierra 3**

Consistirá en la unión de las envolventes metálicas de los SSAA con el conductor de protección CP, y la conexión de este con el neutro de la estrella del transformador. Además, el neutro del transformador se conectará a una caja de seccionamiento similar a la de la tierra de protección.

#### **8.11.3.2 Tierra exterior de servicio o Tierra 3**

Desde la caja de seccionamiento de servicio, se instalará un conductor de cobre aislado eléctrica y mecánicamente hasta la tierra exterior de servicio. Esta tierra debe estar alejada de la tierra de protección según los cálculos desarrollados en el apartado 2.7 de la memoria de cálculo, una distancia superior a 15 m. La configuración de la tierra en cuestión será similar a la tierra de protección de la instalación.



### 8.11.4 Cajas de seccionamiento

Como se ha adelantado en los apartados previos, a partir de lo establecido en la MT 2.11.34 de IBERDROLA, cada uno de los dos sistemas de puesta a tierra estará conectado a una caja de seccionamiento independiente. Las cajas de seccionamiento de tierras de servicio y tierras de protección se componen de una envolvente y contienen en su interior un puente de tierras fabricado con pletinas de cobre o aluminio, según proceda, de 20x3 mm. Las cajas dispondrán de una pletina seccionable accionada por dos tornillos.

Además, se instalara una caja de unión de tierras, que permita unir o separar los electrodos de protección y servicio y señalar la posición habitual.

## 8.12 OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, la elaboración de las cimentaciones de las estructuras, la realización de zanjas para las acometidas eléctricas de cada uno de los generadores, así como la construcción de las losas de apoyo donde se van a sustentar las envolventes de hormigón. También se debe tener en cuenta las labores de cercado de la planta fotovoltaica mediante un vallado perimetral.

### 8.12.1 Cimentaciones

En este apartado se va a exponer lo calculado en la sección 1.5.3 de la memoria de cálculo, es decir, las cimentaciones para el anclaje de las estructuras soporte donde se fijan los paneles fotovoltaicos. Se respeta lo establecido en la ITC-LAT-07 respecto a las cimentaciones para líneas de alta tensión.

La cimentación se realizará a través de una zapata cuadrada, rígida, embebida en el terreno y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado.

Se empleará un hormigón HA-2200/P/20, fabricado con árido rodado de 20 mm de tamaño máximo, y un armado del tipo B-500-S y se dispondrá una capa de 10 cm de hormigón de limpieza HM-10, creando una superficie plana y horizontal de apoyo de la zapata. Se dispondrá de armado superior e inferior ambas direcciones con barras corrugadas de acero B-500-S de diámetro Ø12.

Las zapatas son cuadradas con unas dimensiones 0,9x0,9x1 m. Se dispondrá de 6 zapatas para cada estructura soporte, que como se sabe sustenta a 12 paneles.

Los apoyos de la estructura soporte se unirán rígidamente a la zapata de hormigón una vez seco.



### 8.12.2 Canalizaciones

Se va a aplicar lo referente al apartado de canalizaciones recogido en el MIE RAT-05.

Todos los conductores de la planta a excepción de los que discurren por el interior de las envolventes de hormigón, se introducirán en tubos de 200 mm de diámetro. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

Para ello, se debe realizar zanjas localizadas según el plano 1 de dimensiones (profundo x ancho) 0,8x0,6 m. Por otro lado, la red de tierras se introducirá en zanjas con dimensiones (profundo x ancho) 0,7x0,4 m.

Se depositará el fondo de la zanja una solera de limpieza de 0,05 m de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos que protegen a los conductores. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Por último, se realizará el relleno de la zanja. Para este relleno se utilizará tierra procedente de la propia excavación y arena. A continuación se colocará una capa de tierra vegetal, permitiendo la plantación de árboles y arbustos.

Cabe destacar, que a partir de la configuración diseñada en la planta, no existen cruzamientos que puedan ocasionar las labores correspondientes a dichos cruzamientos.

### 8.12.3 Arquetas

Con el fin de evitar realizar zanjas para cada uno de los tramos de la planta, es de gran utilidad disponer de arquetas de registro.

Estas arquetas, se instalarán en los puntos reflejados en el plano 1.

Las dimensiones variarán en función del cableado que transite por ellas. Se distinguen tres tipos de arquetas en el presente proyecto en función de sus dimensiones interiores:

- Arquetas para cableado en C.C de 0,8x0,8x1 m
- Arquetas de agrupamiento para cableado en C.C previas a los centros de inversores, con medidas 1x1x1 m
- Arquetas de entrada de cableado en C.C y de salida de C.A en MT con dimensiones 2x1,2x1 m

Las dimensiones y materiales constructivos de las arquetas se reflejan en el plano 12. El fabricante será POSTELECTRICA FABRICACIÓN S.A.



#### 8.12.4 Pozo apagafuegos del transformador

A partir de los cálculos desarrollados en el apartado 2.2.1 de la memoria de cálculo, es necesario construir un depósito para la recogida de aceite del transformador. Dicho depósito debe localizarse introducido en el terreno, cuyo borde superior coincida con el suelo de la envolvente de hormigón del centro de transformación. Constructivamente debe ser resistente y estanco ante un posible almacenaje de la totalidad del aceite que posee el transformador.

Las dimensiones interiores del pozo de recogida son (largo x alto x ancho) 1,1x1,5x0,9 m.

#### 8.12.5 Losa de apoyo

Se construirá una losa de hormigón H-30 con acero armado A630-420H con el fin de sustentar las envolventes de hormigón que conforman la planta fotovoltaica. La losa tendrá un espesor de 200 mm, y se elevará sobre el terreno en torno a 150 mm.

Además, la losa apoya sobre una capa de hormigón de limpieza H-20 de 100 mm. En su parte inferior se dispondrá de una nueva capa formada por grava arenosa compacta. Esta última capa permanece en contacto con el terreno de arena arcillosa propio de la zona donde se localiza la instalación.

En el plano 6 puede observarse los detalles propios de la losa que sustenta a las tres envolventes de hormigón detallándose los materiales que conforman cada una de sus capas.

#### 8.12.6 Vallado perimetral

Se cumplirá lo referente al MIE RAT-15 sobre instalaciones de exterior. Por tanto, se instalará un vallado metálico de altura superior a 2,2 m medida desde el exterior de la instalación. Del mismo modo, se fijarán las correspondientes señales de advertencia de peligro por alta tensión en cada una de sus orientaciones.

En el presente proyecto, se precisa de un vallado de dimensiones cuadradas de 250 m de lado.

El citado vallado se anclará al terreno mediante el embebido de los postes en hormigón e introducidos en el terreno una profundidad de 0,5 m.



## 9. LINEA DE ENLACE EN MEDIA TENSIÓN

Con el objetivo de evacuar la energía generada por la planta fotovoltaica se diseña una línea que conecta la instalación con la línea de distribución más próxima de la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.

La línea de enlace mencionada tendrá una longitud total de 1,84 km. Se divide en dos tramos claramente diferenciados:

- Tramo subterráneo
- Tramo aéreo

### 9.1 LÍNEA DE ENLACE SUBTERRÁNEA

Este tramo de línea, se sitúa en la parcela nº 8 del polígono Las Loberas (Anaya de Alba). El punto de partida tiene lugar sobre la celda de protección de línea situada en el centro de seccionamiento. La salida de MT hacia su correspondiente canalización, se realiza a partir de una arqueta de dimensiones interiores 2000x1200x1000 mm.

El final de este tramo se encuentra en la parcela nº 7 del mismo polígono, mediante una conexión aéreo-subterránea con la línea aérea de enlace en MT.

Consiste en un tramo 300 m. Se realiza a partir de conductor HERPZ1 12/20 kV bajo tubo corrugado de 200 mm de diámetro enterrado a una profundidad de 0,7 m. Las pantallas metálicas de los conductores irán puestas a la tierra de protección. Los cálculos justificativos se encuentran en el apartado 2.5.4 de la memoria de cálculo.

La línea posee una tensión nominal de 20 kV con una intensidad nominal de 63,50 A. Transportará una potencia de 2,030 MW.

El diseño de la línea de enlace en MT se ha plasmado en el plano 13.

#### 9.1.1 Conexión aéreo-subterránea

La conexión aéreo-subterránea tiene lugar en el apoyo de anclaje nº1 de la línea aérea de enlace en MT calculada. Este apoyo será de celosía metálico tipo C-3000.

##### 9.1.1.1 Botellas terminales

La conexión sobre la celda de protección de línea situada en el centro de transformación se realiza a partir de botellas terminales acodadas tipo MSCT-630A de PRYSMIAN.



Por otro lado, el conductor aislado propio del tramo subterráneo ascenderá por el apoyo n°1 hasta conectarse sobre el conductor desnudo LA-56 a partir de sendas botellas terminales. Las botellas a instalar son tipo TES24-D90 según la norma Iberdrola NI 56.80.02.

### 9.1.1.2 Pararrayos

En el extremo de la conexión con la línea aérea se colocarán 3 pararrayos con envoltura polimérica, POM-P-21/10 para una tensión de servicio de 24 kV y 10 kA. Cumplirán lo establecido en la norma NI 75.30.02.

## 9.2 LÍNEA DE ENLACE AÉREA

El punto de origen tiene lugar en la parcela n° 7 del polígono Las Loberas (Anaya de Alba).

El final de línea se sitúa sobre el apoyo n° 47 de la línea de 20 kV cuya propiedad es IBERDROLA S.A. La línea de distribución mencionada consiste en un ramal que comienza en la población de Anaya de Alba y finaliza en el término municipal de Herrezuelo.

La línea aérea de enlace posee una longitud de 1540 m. El conductor utilizado es el 47-AL1/5-ST1 también conocido como LA-56 cuyas características se recogen en la siguiente tabla:

Características conductor LA 56	
Composición	Al-Ac (1 + 6 alambres)
Sección de Aluminio	46,80 mm <sup>2</sup>
Sección de Acero	7,79 mm <sup>2</sup>
Sección total	54,60 mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	9,45 mm
Peso	0,189 kg/m= 1,85 daN/m
Carga de rotura	1.666 kg
Coefficiente de dilatación	19,1x10 <sup>-6</sup> mm/°C
Modulo de elasticidad	8.100 kg/mm <sup>2</sup>
Resistencia eléctrica a 20°C	0,614 Ω/km

Tabla 18. Características del conductor LA-56

Los cálculos justificativos del diseño de la línea aérea se encuentran en el apartado 3 de la memoria de cálculo.



## 9.2.1 Configuración de la línea

La línea en cuestión está formada por 8 vanos sustentados por un total de 9 apoyos.

La configuración de la línea se muestra en la siguiente tabla:

Vanos y apoyos de la línea aérea					
Vano	Tipo Apoyos	Altura s.n.m apoyos (m)	Diferencias de altura (m)	Distancia vano (m)	Distancia origen (m)
1	M-HV	851-852	1	200	200
2	HV-HV	852-852	0	200	400
3	HV-HV	852-853	1	200	600
4	HV-HV	853-852	1	200	800
5	HV-HV	852-850	2	200	1000
6	HV-HV	850-849	1	200	1200
7	HV-HV	849-849	0	200	1400
8	HV-M	849-849	0	154	1554

Tabla 19. Vanos y apoyos

### 9.2.1.1 Apoyos metálicos

Los apoyos metálicos serán utilizados para el principio y final de línea. Son de celosía tipo C-3000 de 16 m de altura total. (Ver tabla 26 anexo 10.3 memoria descriptiva)

Los cálculos justificativos de tal elección se demuestran en el apartado 3.1.10.3 de la memoria de cálculo.

La cruceta será metálica recta tipo BP-20. (Ver tabla 27 anexo 10.3 memoria descriptiva)

#### 9.2.1.1.1 Cimentaciones

Es necesario instalar unas cimentaciones de 1,5x1,5x2,3 m, como se demuestra en el apartado 3.1.11.2 de la memoria de cálculo.

#### 9.2.1.1.2 Aisladores

La cadena de aisladores para este tipo de apoyos será de amarre formada por 2 aisladores tipo U70BL con sus correspondientes herrajes. (Ver apartado 3.1.7 de la memoria de cálculo)



### 9.2.1.2 Apoyos de hormigón

El resto de apoyos de la línea serán de hormigón, tipo HV 630 R de 17 metros de altura total. (Ver tabla 24 anexo 10.3 memoria descriptiva)

Los cálculos de apoyos de hormigón se reflejan en el apartado 3.1.10.2 de la memoria de cálculo. La cruceta elegida es metálica tipo B200 (HV). (Ver tabla 25 anexo 10.3 memoria descriptiva)

#### 9.2.1.2.1 Cimentaciones

La cimentación necesaria será de 0,63x0,63x2,3 m como se refleja en el apartado 3.1.11.1 de la memoria de cálculo.

#### 9.2.1.2.2 Aisladores

La cadena de aisladores para este tipo de apoyos será de suspensión formada por 2 aisladores tipo U70BS con sus correspondientes herrajes. (Ver apartado 3.1.7 de la memoria de cálculo)

### 9.2.2 Tracciones y flechas máximas

Para el diseño de la línea, se ha calculado previamente las tracciones máximas admisibles y las flechas máximas que se producen sobre la configuración elegida a partir de diversas hipótesis. Los valores máximos se reflejan en la siguiente tabla:

Tracciones y flechas máximas		
Tipo	Hipótesis desfavorable	Valor
Tracción máxima	Hielo a -15°C	547,62 daN
Flecha máxima (vanos 200 m)	Hielo a 0°C	7,07 m

Tabla 20. Resumen de tracciones y flechas máximas

### 9.2.3 Distancias de seguridad

Es obligatorio tener en cuenta una serie de distancias de seguridad, calculadas en el apartado 3.1.9 de la memoria de cálculo:

Distancias de seguridad	
Tipo de distancia	Valor (m)
Conductores al terreno	7
Conductores a carreteras	7
Conductores a partes puestas en tensión	0,22
Entre conductores	1,99
Apoyos a carreteras	25

Tabla 21. Distancias de seguridad exigidas.



### 9.2.4 Parámetros eléctricos

Las características eléctricas de la línea en cuestión se resumen en la siguiente tabla:

Características eléctricas de la línea aérea	
Intensidad nominal	63,26 A
Intensidad máxima admisible	199,35 A
Reactancia aparente	0,4102 $\Omega$ /km
Caída de tensión	0,51 %
Potencia máxima a transportar	6.422,28 kW
Pérdidas de potencia	25

Tabla 22. Características eléctricas de la línea aérea de enlace en M.T.

### 9.2.5 Conexión con la red de distribución

El punto de entronque de la línea de enlace con la red de distribución de la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U tiene lugar en el apoyo nº 47 de la línea Anaya de Alba-Herrezuelo.

Según el apartado 4.7.3 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión todos los generadores estarán dotados de un sistema de teledesconexión compatibles con la red de distribución a la que se conectan.

A partir de lo anterior, se decide instalar un interruptor automático u órgano de corte de red (OCR). Este elemento debe cumplir lo establecido en la norma Iberdrola NI 74.53.01. El OCR con corte en SF6 se instalará en el apoyo de fin de línea.

Además del OCR, se instalará un fusible tipo XS de 100 A (Ver tabla 28 anexo 10.3 memoria descriptiva) por fase con el objetivo de proteger la línea contra cortocircuitos a partir de los cálculos reflejados en el apartado 3.2.6 de la memoria de cálculo.

Del mismo modo que al principio de la línea aérea, se instalará un juego de pararrayos POM-P-21/10 para una tensión de servicio de 24 kV y 10 kA.

Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García



## 10. ANEXOS A LA MEMORIA DESCRIPTIVA

### 10.1 ANEXO EMPLAZAMIENTO

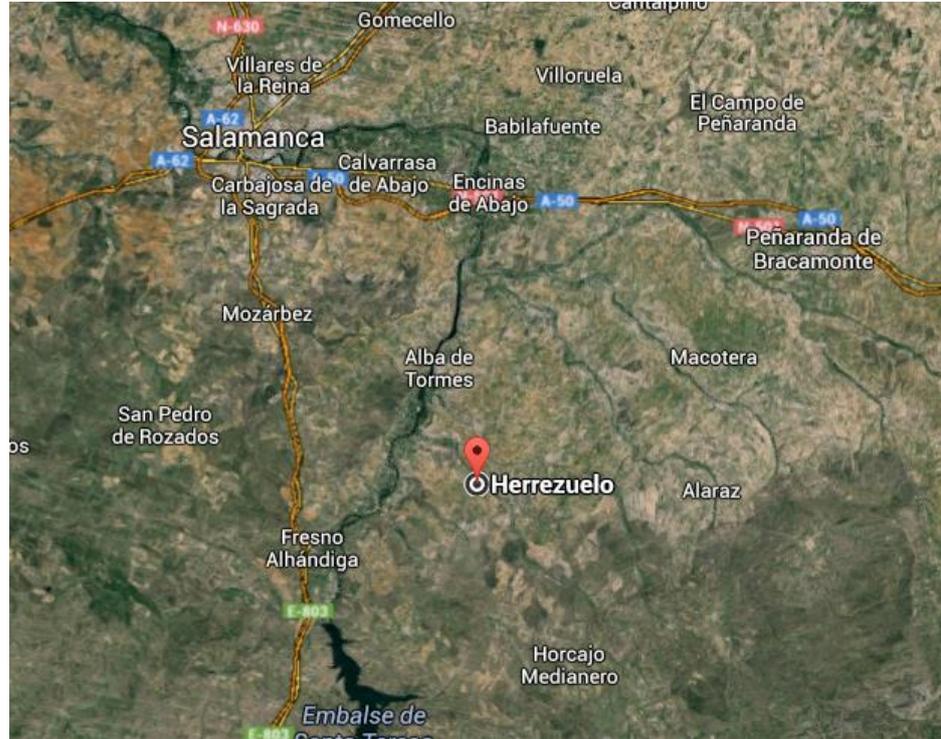


Figura 1. Situación geográfica de la instalación proporcionada por Google Maps.



Figura 2. Parcela 8 del Polígono 501, Las Loberas, Anaya de Alba. Imagen obtenida del visor SIGPAC



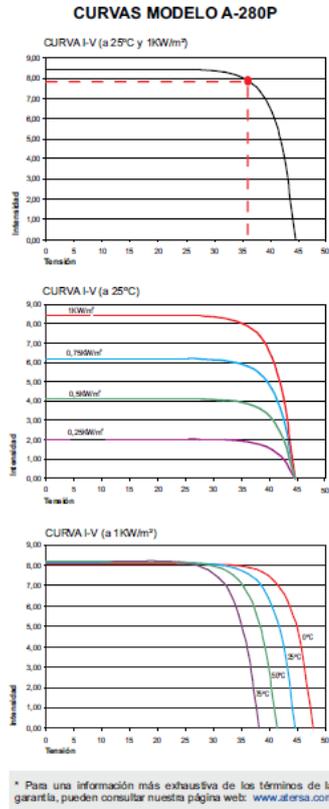
**Figura 3. Parcela 7 del Polígono 501, Las Loberas, Anaya de Alba. Imagen obtenida del visor SIGPAC**



**Figura 4. Imagen a pie de campo de las parcelas donde se va a ubicar la planta fotovoltaica.**

## 10.2 ANEXO CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO

### 10.2.1 Módulos fotovoltaicos



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-280P
Potencia (W en prueba ± 2%)	280W
Número de células en serie	72
Eficiencia del módulo	14,46%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,84 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,71 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,39 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,37 V
PARÁMETROS TÉRMICOS	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones (mm.) † 2mm	1965X990X50
Peso (aprox.)	24 Kg
Área (m <sup>2</sup> )	1,95
Tipo de célula	Policristalinas 156x156 mm (6 pulgadas)
Células enseriadas	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones	QUAD2 IP54 *
Cables y conectores	H+S Radox Solar 4mm <sup>2</sup>
RANGO DE FUNCIONAMIENTO	
Temperatura	-40 °C a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema	1000 V
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Carga Máxima Nieve	5400 Pa (551 kg/m <sup>2</sup> )

\* Opcionalmente ATERSA dispone de cajas de conexión con la versión IP65 bajo pedido.  
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C  
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso

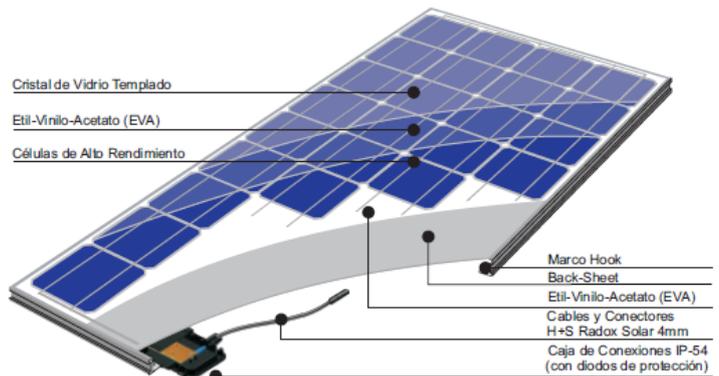
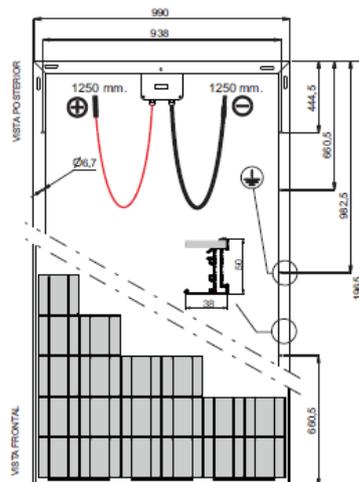


Tabla 1. Ficha técnica de los módulos ATERSA A-280 P.



## 10.2.2 Estructura soporte



Características técnicas Modular Structures SN		
Ángulo de orientación	Definido por el cliente	
Ángulo de elevación	Fijo a 30º (otros ángulos bajo proyecto)	
Altura de coronación	SNM3 - SNM6	SNM3D - SNM6D
	1,144 mts.	2,236 mts.
Capacidad de módulos	1 Fila de módulos	2 Filas de módulos
Estructura	Acero galvanizado en caliente - Inoxidable	
Ensamblaje de módulos	Tornillería en acero inoxidable o galvanizada en caliente	
Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo FV	
Dimensión máx. módulos	1.700 mm (lado mayor)	
Anclajes al terreno	Mediante zapata y unión atornillada a pernos - tornillo directo	
Anclajes a cubierta	Mediante placas de fijación a cubierta y sistema atornillado	
Cumplimiento norma	Norma UNE-ENV 1991 Eurocódigo, CE.	
Vientos máximos	140 Km/h	
Garantía	Hasta 10 años	

Tabla 2. Ficha técnica de la estructura soporte sobre suelo SUN NEST SNMD6.

## 10.2.3 Envoltentes centro de inversores y transformación

### ESPECIFICACIÓN

Estructura Prefabricada de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-IIb, compuesta de dos partes: una Envoltentes Prefabricada de dimensiones interiores **4800x2000x2.510** y 100 mm de espesor en paramentos verticales y una base prefabricada. Peso Aproximado en vacío 16 Tn.

Características de la Estructura: Paneles Prefabricados de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-IIb, conformando una estructura en dos partes, s/plano, pintada de color rugoso Pantone 468 exterior y blanco interior, incluso huecos en base y en paneles verticales -definidos en planos-, incluso **UNA (1)** puertas metálicas SIN rejillas, de chapa(\*), de dimensiones aproximadas 900x2.000 y 900x1.800; incluso **DOS (2)** rejillas de ventilación con lamas en V invertida, dimensiones aproximadas 1500x1000x56 mm

Características de la Cubierta: Prefabricada de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-IIb, de dimensiones 5.300x2.210x120, pintada exteriormente en color no metálico y pintado interior blanco liso. Se suministra impermeabilizada y apoyada sobre la estructura.

Características del Suelo: Prefabricado de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/-IIb de dimensiones 5.000x2.170 mm con zuncho perimetral para formación de foso, de altura variable de 100 a 205 mm y ampliación para alojamiento de Trafo de 2.200 kVA, transportado todo el conjunto de forma solidaria.

Características de la Carpintería:

(\*) **Puertas metálicas** de paso libre 900x2.000 mm (anchoxalto) 1 hoja y 900x1.800 mm (anchoxalto) 1 hoja, con tratamiento de chapa CATAFORESIS, incluye cerradura de bombin de perfil europeo Marca AGA Mod.811. Con las siguientes características:

- Puerta metálica en chapa de 2 mm
- Marco en chapa de acero de 2 mm.
- Tratamiento galvanizado Z-275.
- Apertura de puertas 180°. Retenedor de puerta "macho-hembra" de acero inoxidable >90°
- IP-54 según Normas EN 60529:1991.
- Protección puertas IK-10, según Normas UNE-EN 50102.
- Pintura Poliéster gama de arquitectura Certificada en Qualicoat. RAL 1013/7032/9001/Negro Oxiron.

(\*\*) **Rejillas de ventilación** con lamas en V invertida de 1500x1000x56 mm (anchoxaltoxfondo)

Con las siguientes características:

- Marco en chapa galvanizada Z-275 Calidad DX-51D de 1,5mm de espesor.
- Lamas en chapa galvanizada Z-275 Calidad DX-51 D de 1,2mm de espesor.
- Filtros tipo G4 según EN 779 con grado de captación de partículas mayores de 10micras ≥ 90%
- Tela mosquitera galvanizada 16 x 16/80.
- IP-54 según Normas EN 60529:1991.
- Protección rejillas IK-09, según Normas UNE-EN 50102.
- Pintura Poliéster gama de arquitectura Certificada en Qualicoat en RAL 1013/7032/9001/Negro Oxiron.



POSTELECTRICA FABRICACION S.A.

Tabla 3. Ficha técnica envoltente prefabricada



## 10.2.4 Inversor

	500TL M400 DCAC Indoor	750TL M400 DCAC Indoor	1000TL M400 DCAC Indoor
<b>Input (DC)</b>			
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	518 - 673 kWp	776 - 1,009 kWp	1,036 - 1,347 kWp
Voltage Range MPP	578 - 820 V	578 - 820 V	578 - 820 V
Maximum voltage <sup>(2)</sup>	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Maximum current	900 A	1,350 A	1,800 A
Nº inputs with fuse holders	8	12 (extendable up to 16)	12 (extendable up to 16)
Fuse dimensions <sup>(3)</sup>	125 A / 1,000 V to 250 A / 1,000 V fuses, maximum current from 100 to 200 A for positive and negative poles		
Type of connection	Connection to fuse-holder copper bars. Cable entry from the ground through D40 cable glands (max. cable diameter: 40 mm)		
Power blocks	2	3	4
MPPT <sup>(4)</sup>	2	3	4
<b>Input protections</b>			
Overvoltage protections	DC surge arresters, type 2 (for each power stage)		
DC breaker	Manual DC breaker with door control (for each power block)		
DC contactor	DC contactor to automatically disconnect the inverter from the PV field		
Other protections	Up to 16 pairs of DC fuses, DC insulation monitor with alarm, emergency pushbutton		
<b>Output (AC)</b>			
Rated power <sup>(5)</sup>	510 kW	765 kW	1,020 kW
Maximum current	736 A	1,104 A	1,472 A
Rated voltage	400 V IT System	400 V IT System	400 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine <sup>(6)</sup>	1	1	1
Phi Cosine adjustable	Yes. Smax=510 kVA	Yes. Smax=765 kVA	Yes. Smax=1,020 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%	<3%	<3%
<b>Output protections</b>			
Overvoltage protections	AC surge arresters, type 2		
AC breaker	Optional AC thermal magnetic breaker with door control, motorized or remote trip		
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection (for each power stage)		
Other protections	AC fuses, AC short circuits and overloads (for each power stage)		
<b>Features</b>			
Maximum efficiency	98.9%	98.9%	98.9%
Euroefficiency	98.7%	98.7%	98.7%
CEC	98.2%	98.2%	98.2%
Stand-by consumption <sup>(8)</sup>	60 W	90 W	120 W
Consumption at night	60 W	90 W	120 W
<b>General Information</b>			
Ambient temperature	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C	-20°C to +65°C
Relative humidity (non-condensing)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	IP20	IP20	IP20
Max. altitude <sup>(9)</sup>	3,000 m	3,000 m	3,000 m
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)		
Air flow	2,670 m³/h (fans: 1,000 VA)	4,640 m³/h (fans: 1,300 VA)	5,340 m³/h (fans: 1,500 VA)
Acoustic emission	< 55 dB (A) at 4 m and < 67 dB (A) at 1 m with fans working at maximum power		

Tabla 4. Ficha técnica del inversor inversor "INGECON SUN POWERMAX MULTI-MPPT 1000 TL M400DCAC  
INDOOR"



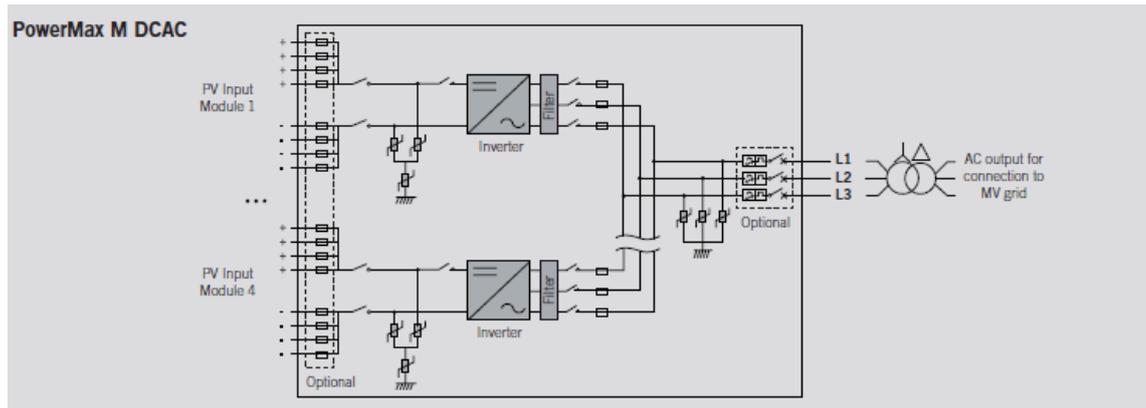


Figura 5. Esquema trifilar del inversor "INGECON SUN POWERMAX MULTI-MPPT 1000 TL M400DCAC INDOOR"

## 10.2.5 Transformador 2200 kVA

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>		
<b>FICHA TECNICA Transformador 2200 kVA 20 kV 400-400 V O-PE PA</b>		
<b>Características Técnicas</b>		<b>Valores</b>
Tipo	2200/24/20-0,40-0,40-O-PEPA	
Potencia nominal (kVA)	1100 + 1100 (2200)	
Normas de fabricación	IEC-60076	
Número de fases	3	
Tensión de arrollamiento primario (doble y de 1100 kVA cada uno)	400 V	
Tensión de arrollamiento secundario entre fases, doble y de 1100 kVA cada uno (Tensión en vacío)	20 kV	
Conmutación arrollamiento secundario (maniobrable sin tensión)	±2,5±5 %	
Grupo de conexión	Dy11 y11	
Líquido Refrigerante	Aceite Mineral EN 60296	
Material arrollamientos	ALUMINIO	
Método de refrigeración	ON/AN	
Conexión en AT	Triangulo	
Frecuencia	50 Hz	
Máxima temperatura ambiente	40 ºC	
Conexión en BT	Estrella / Estrella	
Pérdidas en vacío al 100 % de Un	2060 W + 15%	
Pérdidas debidas a la carga a 75 ºC y posición nominal	16120 W + 15%	
Tolerancia total perdidas	10%	
Impedancia de cortocircuito a 75 ºC en posición nominal	6%	
Nivel de Potencia acústica (LwA) al 100% de Un	65 dB(A)	
Nivel de aislamiento arrollamiento secundario	24 kV	
Ensayo de tensión aplicada, 50 Hz 60 s	50 kV	
Ensayo de impulso, F.O. 1,2/50 microsegundos	125 kV	
Nivel de aislamiento arrollamiento primario	1,1 kV	
Ensayo de tensión aplicada, 50 Hz 60 s	10 kV	
Ensayo de impulso, F.O. 1,2/50 microsegundos	20 kV	
Clase de aislamiento (Tipo)	A	
Sistema de expansión (Transformador Hermético)	Cuba Llenado Integral	
Altitud máxima de trabajo para los parámetros de esta ficha	1100 m ≤	
Calentamiento arrollamientos/líquido aislante	65 / 60 ºC	
Bornas arrollamiento secundario según EN-50180 enchufables	12/36 630 A TIPO C	
Bornas arrollamiento primario pasatapas según EN-50386	tipo 5 M42	
Color de acabado según UNE-48103	RAL XXXX	
<b>Dimensiones / Pesos / Volúmenes (aproximados)</b>		
Largo (mm)	2250	
Ancho (mm)	1235	
Alto (mm)	1920	
Distancia entre ejes ruedas (mm)	1070	
Diámetro de las ruedas (mm)	200	
Ancho llanta rueda (mm)	70	
Masa total (kg)	5300	
Volumen del aceite (L)	1400	
<b>Accesorios</b>		<b>Equipado</b>
Pantalla de separación para puesta a Tierra entre BT/AT		SI
Placa de Características según S/Fabrica		SI
Dos terminales de puesta a tierra según EN 50216-4		SI
Válvula de Vaciado y Toma muestras según EN 50216-4		SI
Cuatro ruedas según EN 50216-4		SI
Dos anillas de elevación S/Fabrica		SI
Cuatro Cáncamos Arriostramiento S/Fabrica		SI
Termómetro de dos contactos según EN 50216-4		NO
Protección con DGPT2 según EN 50216-3		SI
Realizado y aprobado: DPTO TECNICO		08/01/2015

Tabla 5. Ficha técnica del transformador 2200 kVA GEDELSA.



## 10.2.6 Servicios auxiliares

### 10.2.6.1 Extractores



Ventiladores helicoidales  
murales  
**Serie COMPACT MURAL  
HCFB/HCFT - HÉLICE DE  
PLÁSTICO**



HCGB/2-315/- E71 (220V/50) V5



#### + Características Técnicas

##### CONSTRUCCIÓN

Diámetro 315  
Palas 7  
Peso-PESO 7,00 kg

##### MOTORES

Número de Polos 2  
Potencia motor 0  
Tensión 230-1  
Intensidad máxima absorbida 1,5 A  
Índice de protección IP65  
Clase motor F

#### + Conexión eléctrica



Tipo de red eléctrica	Tipo de motor	Conexión	Velocidad
MONOFÁSICA 220V 50Hz, 240V 50Hz	230V 50Hz	Según esquema del aparato 	Rápida
TRIFÁSICA 220V 50Hz 240V 50Hz	230/400V 50Hz		Rápida Lenta*
	230/400V 50Hz		Rápida
TRIFÁSICA 380V 50Hz 415V 50Hz	400V 50Hz		Rápida
	400V 50Hz		Lenta*

\* Para los modelos que admiten regulación en tensión mediante RMT

#### + Dimensiones

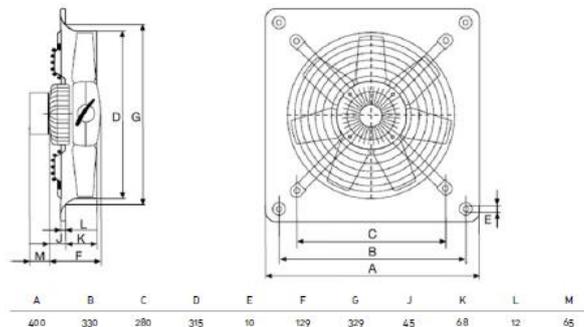


Tabla 6. Ficha técnica del extractor HCGB/2-315 W de SOLER Y PALAU.



### 10.2.6.2 Alumbrado y fuerza



Versiones estándar, con reactancia electrónica,  
doble aislamiento y emergencia para fluorescencia T8

#### Tabla de selección

PANTALLAS ESTANCAS IP65						
P(W)	SIGLA ILCOS	FLUJO (lm)	DIMENSIONES AxBxC(mm)	REACTANCIA ELECTROMAGNÉTICA	REACTANCIA ELECTRÓNICA	CLASE II (*)
1x18	FD	1.350	680x450x135	GW 80 001	GW 80 141	GW 80 161
1x36	FD	3.000	1290x800x135	GW 80 002	GW 80 142	GW 80 162
1x58	FD	5.200	1590x1100x135	GW 80 003	GW 80 143	GW 80 163
2x18	FD	2.700	680x450x195	GW 80 004	GW 80 144	GW 80 164
2x36	FD	6.700	1290x800x195	GW 80 005	GW 80 145	GW 80 165
2x58	FD	10.400	1590x1100x195	GW 80 006	GW 80 146	GW 80 166

(\*) Reactancia electromagnética

Tabla 7. Datos de pantallas estancas GEWISS.

6 627 02/05/06/07/09/14/15



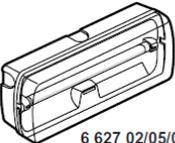
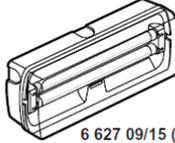
U21 New LVS					
 6 627 02/05/06/07/14 (NM)	6 627 02	1h - NM	IP 42 - IK 04	100 lm	L 6W 840 G5
 6 627 09/15 (C)	6 627 05	1h - NM	IP 42 - IK 04	160 lm	L 6W 840 G5
	6 627 06	1h - NM	IP 42 - IK 04	200 lm	L 6W 840 G5
	6 627 07	1h - NM	IP 42 - IK 04	300 lm	L 6W 840 G5
	6 627 09	1h - C	IP 42 - IK 04	160 lm	2*L 6W 840 G5
	6 627 14	3h - NM	IP 42 - IK 04	100 lm	L 6W 840 G5
	6 627 15	3h - C	IP 42 - IK 04	100 lm	2*L 6W 840 G5

Tabla 8. Datos de luminaria de emergencia LEGRAND.



10.2.6.3 SCADA

SIMATIC IPC477D



Technical specifications SIMATIC IPC477D		SIMATIC panel PC	SIMATIC IPC477D	SIMATIC panel PC	SIMATIC IPC477D
SIMATIC panel PC	SIMATIC IPC477D			Slot for PCIe expansion cards	Only for device with expansions: 1 x PCIe-x4 expansion card can be used, max. permissible power loss: 5 W
<b>General features</b>				<b>Degree of protection</b>	
Supply voltage <sup>1)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 24 V DC (-20 % / +20 %) <sup>1)</sup></li> <li>• 100 ... 240 V AC (-15 % / +20 %), 50 - 60 Hz</li> </ul>			Degree of protection	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IP 20 to IEC 60529 (enclosure)</li> <li>• IP 65 (front)</li> </ul>
Brief voltage interruption in accordance with NAMUR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Min. 20 ms (DC)</li> <li>• Min. 20 ms (AC), max. 10 events per hour; min. 1 s recovery time</li> </ul>			<b>Quality assurance acc. to ISO 9001 standard</b>	
Power consumption (DC) of devices (without expansions)				<b>Electromagnetic compatibility</b>	
• 12" display	55 W	Graphics	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12" screen diagonal with LED back-lighting, resolution 1 280 x 800 pixels, WXGA (Wide XGA)</li> <li>• 15" screen diagonal with LED back-lighting, resolution 1 280 x 800 pixels, WXGA (Wide XGA)</li> <li>• 19" screen diagonal with LED back-lighting, resolution 1 366 x 768 pixels</li> <li>• 22" screen diagonal with LED back-lighting, resolution 1 920 x 1 080 pixels</li> </ul>	Emitted interference S	EN 61000-6-4; CISPR 22 Class A;
• 15" display	56 W	Touch controller	Analog resistive or capacitive touch	Immunity with regard to conducted interference on the supply lines	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ± 2 kV to IEC 61000-4-4; burst</li> <li>• ± 1 kV to IEC 61000-4-5; surge symmetrical</li> <li>• ± 2 kV to IEC 61000-4-5; surge asymmetrical</li> </ul>
• 19" display	65 W	Backlighting (MTBF)	LED	Noise immunity on signal lines	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ± 2 kV to IEC 61000-4-4; burst, length &gt; 3 m</li> <li>• ± 1 kV to IEC 61000-4-4; burst, length &lt; 3 m</li> <li>• ± 2 kV to IEC 61000-4-5; symmetrical surge, length &gt; 30 m</li> </ul>
• 22" display	74 W	Hall brightness life time, typical	Min. 50 000 h at 50 °C, 50 % brightness	Immunity to static discharge	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ± 6 kV contact discharge at the front to IEC 61000-4-2</li> <li>• ± 4 kV contact discharge at the rear to IEC 61000-4-2</li> <li>• ± 8 kV air discharge to IEC 61000-4-2</li> </ul>
Additional power consumption of devices with expansions		Graphics controller	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intel HD 2000 or</li> <li>• Intel HD 4000</li> </ul>	Immunity to high radio frequency interference	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 V/m, 80 ... 1000 MHz; 80 % AM to IEC 61000-4-3</li> <li>• 1 W/m, 2 ... 2.7 GHz</li> <li>• 3 W/m, 2 ... 2.7 GHz</li> <li>• 10 V, 10 kHz ... 80 MHz to IEC 61000-4-6</li> </ul>
• DVD drive	1 W	Graphics memory	32 ... 512 MB shared memory	Immunity to magnetic fields	100 A/m, 50/60 Hz to IEC 61000-4-8
• PCIe card	5 W	Resolutions, frequency, colors	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DVI-I: 640 x 480 ... 1 920 x 1 200, 60 Hz</li> <li>• DP display port: 1 920 x 1 200, 60 Hz</li> </ul>	<b>Weight IPC477D</b>	
<b>Processor</b>		<b>Interfaces</b>		Touch, 12" display	approx. 3 200 g
Processor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intel Celeron B27E 1.4 GHz; 1.5 MB SLC or</li> <li>• Intel Core i3-3217UE 1.6 GHz; 3 MB SLC or</li> <li>• Intel Core i7-3517UE 1.7 GHz; 4 MB SLC</li> </ul>	COM 1 and COM 2	RS 232, max. 115 kbps, 9-pin, sub-D connector	Touch, 15" display	approx. 4 900 g
Main memory	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SO-DIMM module; 1024 MB DDR3-SDRAM or</li> <li>• SO-DIMM module; 2048 MB DDR3-SDRAM or</li> <li>• SO-DIMM module; 4096 MB DDR3-SDRAM or</li> <li>• SO-DIMM module; 8192 MB DDR3-SDRAM</li> </ul>	DVI	Connection of VDUs with DVI connection	TouchRay (w/o expansions), 15" display	approx. 5 750 g
Buffer memory <sup>2)</sup>	512 KB MRAM	Display port (DP)	Connection of VDUs with DFP connection	Touch, 19" display	approx. 6 400 g
<b>Drive and storage media</b>		Keyboard	Connection via USB port	Touch, 22" display	approx. 7 000 g
SATA drive	1 slot	Mouse	Connection via USB port		
Solid-state drive	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 x ≥ 80 GB; 2.5" SATA-SSD, standard or</li> <li>• 1 x ≥ 160 GB; 2.5" SATA-SSD, standard</li> </ul>	USB	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rear of device: 4 x USB 3.0, max. 2 high-current at the same time</li> <li>• Front of device (only with IPC477D with 15", 19" or 22" display): 1 x USB 2.0, high-current</li> </ul>		
Hard disk drive (HDD)	1 x ≥ 250 GB; 2.5" SATA-HD	PROFIBUS/MP1	9-pole, 2 rows, electrically isolated, Sub-D socket, compatible with CP 5622		
CFast card	2 GB, 4 GB, 8 GB or 16 GB	• Transmission rate	9.6 kbps ... 12 Mbps		
DVD drive: RW	1 slot for devices with expansion	• Operating modes	DP master: DP-V0, DP-V1 with SOFTNET-DP DP slave: DP-V0, DP-V1 with SOFTNET-DP slave		
		PROFINET	3 x RJ45 interface, CP 1616 compatible onboard interface based on ERTEC 400 10/100 Mbps, electrically isolated		
		Ethernet <sup>3)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 x RJ45 connection, Intel 82579LM and Intel 82574L; 10/100/1000 Mbps, electrically isolated, teaming-capable <sup>4)</sup> or</li> </ul>		

Tabla 9. Datos técnicos del Panel PC SIMATIC 477D de SIEMENS



### 10.2.6.4 Sonda de temperatura



AKO-14723

Rango de temperatura:	-50°C a 99°C
Temperature range:	(-58°F a 211°F)
Entrada S1 para sonda NTC:	AKO-149XX
S1 input for NTC probe:	AKO-149XX
Entrada S2 para sonda NTC:	AKO-149XX
S2 input for NTC probe:	AKO-149XX
Precisión del controlador:	±1°C
Controller accuracy:	±1°C
Tolerancia de la sonda a 25°C:	±0,4°C
Probe tolerance at 25°C:	±0,4°C
Relé R1:	16(4)A*, 250V, cosφ=1, SPST
Relay R1:	16(4)A*, 250V, cos φ=1, SPST
Relé R2:	8A*, 250V, cos φ=1, SPDT
Relay R2:	8A*, 250V, cos φ=1, SPDT
Potencia máxima absorbida:	5VA
Maximum input power:	5VA
Temperatura ambiente de trabajo:	5°C a 40°C
Working ambient temperature:	5°C a 40°C
Temperatura ambiente de almacenaje:	-30°C a 70°C
Storage ambient temperature:	-30°C a 70°C
Categoría de instalación:	II según norma CEI 664
Installation category:	II según norma CEI 664
Dimensiones hueco panel:	70,5 x 28,5 mm.
Panel cut-out dimensions:	70,5 x 28,5 mm.
3 dígitos y punto decimal opcional por programa	
3 digits and an optional decimal point when programmed	
Conector transferencia parámetros	
Parameter transfer connector	
Aislamiento doble entre alimentación, circuito secundario y salida de relé.	
Double insulation between the power supply, the secondary circuit and the relay output.	
* La intensidad especificada para cada relé es su máxima individual, si se conectan más de uno, la intensidad de la suma no debe rebasar 17,5A (EN61010) o 13A (EN60730).	
* The current specified for each relay is its individual maximum. When more than one relay is connected, the total current cannot surpass 17,5A (EN61010) or 13A (EN60730).	

Tabla 10. Ficha técnica del AKO 14723.

### 10.2.6.5 Analizador de redes

#### CVM-C10



#### Características técnicas

Circuito de alimentación	Tensión alimentación	85...265 Vc.a. / 95...300 Vc.c.
	Tensión	300 Vc.a. f-n / 520 Vc.a. f-f
	Frecuencia	50...60 Hz
	Corriente	ITF ... /5 A & /1 A MC ... /250 mA
Clase precisión	V, A	0,5%
	kW, kWh	1%
Visualización de armónicos hasta	V, A	31*
	Muestreo	64 muestras/ciclo
Comunicaciones	Protocolo	RS-485 Modbus/RTU
	Velocidad	9600, 19200, 38400
	Bit, paridad, stop	8, n, 1
Salidas	2 salidas digitales	Interfaz S0 Configurable hasta 1000 impulsos 2 Transistores NPN (Sólo en versión 3 CT) (24 Vc.c. max, 50 mA, 5 imp/s, Max Ton/Toff configurable)
	2 salidas a relé	Max / Min / No/NC / Histéresis / Enclavamiento 250 Vc.a., 6 A
Entradas	2 entradas digitales	Selección de tarifa o alarmas externas NPN, optoacopladas
Características constructivas	Envoltorio	Plástico VO autoextinguible
	Grado protección	Frontal: IP 65 Trasera: IP 20
	Dimensiones	96 x 96 x 60,9 mm
Condiciones ambientales	Temperatura de uso	-10...+50 °C
	Humedad relativa	5 ... 95%
	Altitud máxima	2000 m
Seguridad	Clase III según EN 61010	
	Protección frente a choque eléctrico por doble aislamiento Clase II	
Normas	IEC 61000, IEC 61000-4-3, IEC 610004-11,	
	IEC 61000-4-4, IEC 610004-5, Medida según MID, de acuerdo con UL	



Tabla 11. Ficha técnica del analizador de redes CVM-C10 de CIRCUTOR.



## 10.2.7 MEDIDA EN MT

# CIRWATT B 410T

Contador trifásico estándar con conexión indirecta



### Características

<b>Alimentación</b>		<b>Interfaz de comunicación óptico</b>	
Tensión nominal	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V - 3 x 63,5 (110) V	Tipo	Serie; bi-direccional
Tolerancia	80 % ... 115 % $U_n$	Hardware	IEC 62056-21
Consumo	< 2 W; < 10 V-A	Protocolo	REE, basado en IEC 870-5-102
Frecuencia	50 ó 60 Hz	<b>Detector de intrusismo</b>	
<b>Medida de tensión</b>		Detección	Apertura tapa cubrebombes
Conexión	Asimétrico	Tipo	Micro interruptor
Tensión de referencia	3 x 230 (400) V - 3 x 127 (230) V - 3 x 63,5 (110) V *	Función	Detecta intrusismo en ausencia de tensión
Frecuencia	50 ó 60 Hz	<b>Características mecánicas</b>	
Consumo circuito tensión	< 2 W; 10 V-A	Conexión	Asimétrica
<b>Medida de corriente</b>		Dimensiones externas	DIN 43857
Corriente nominal de referencia $I_{ref}(I_{max})$	1 (2) A ó 1 (6) A ó 2,5 (10) A ó 5 (10) A *	Características envolvente	DIN 43859
Corriente de arranque $I_a$	< 0,04 x $I_b$	Grado IP (IEC 60529)	IP 51
Corriente mínima $I_{min}$	< 0,2 x $I_b$	<b>PLC</b>	
Consumo circuito corriente	< 0,1 V-A	Sistema de modulación	DSCK con sistema de repetidores
<b>Clase de precisión</b>		Hardware	CENELEC A o CENELEC B
Precisión medida de energía activa	EN 50470 (Clase B) - IEC 62053-21 (Clase 1)	Protocolo	CirPLC y PEP (PLC Encapsulated Protocol)
Precisión medida de energía reactiva	IEC 62053-23 (Clase 2)	<b>Programación tarifas</b>	
<b>Memoria</b>		Número de jornadas	12
Datos	Memoria no-volátil	Tipos de días	10
Setup y eventos	Serial flash	Contratos	3
<b>Batería</b>		Número de tarifas	9
Tipo	Litio	Discriminación	1 hora
Vida	> 20 años a 30 °C	Días festivos	30
<b>Reloj</b>		Días especiales	12
Tipo	Calendario Gregoriano	<b>Curva de carga</b>	
Fuente	Oscilador compensado en temperatura	Numero de curvas de carga	2
Precisión (EN 61038)	< 0,5 s/día a 23 °C	Tiempo de integración	Programable: 1 ... 253 min
<b>Influencias del entorno</b>		Profundidad de registro	4000
Rango de temperatura de trabajo	-40 ... +70 °C	<b>Eventos</b>	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 ... +85 °C	Número de eventos	200
Coefficiente de temperatura	< 15 ppm/K		
Humedad	95 % máx.		
<b>Aislamiento</b>			
Tensión aislamiento	4 kV a 50 Hz durante 1 min		
Tensión de impulso 1,2/50µs - IEC 62052-11	6 kV		
Indice de protección (IEC 62052-11)	II		
<b>Display</b>			
Tipo	LCD		
Número de dígitos de datos	Hasta 8		
Tamaño dígitos de datos	8 mm		
Lectura del display en ausencia de tensión	Sí		

Tabla 12. Ficha técnica del contador bidireccional CIRWATT B 400T de CIRCUTOR.





Armarios de medida A.T.

## Ficha Técnica: CMAT-1/2

- Envoltorio de políster reforzado con fibra de vidrio, tipo SUPERINTER SI 77-T.
- Panel de políster abatible y troquelado para montaje del equipo integral de medida.
- Bloque de bornes de comprobación de 10 elementos 10E-6i-4T, según NI 76.84.01.
- Dispositivo de conexión para módem.
- Dispositivo para fijación mural.
- Pletina de Cu, conexión puesta a tierra. se suministra sin contador.

Añadiendo en la referencia -M, se suministra con Módem GSM RS232/RS485

Código IBERDROLA: 4273002



Referencia	Descripción	Alto	Ancho	Profundidad	PVP
0470275-C	Armario AT zona Centro	750 mm	784 mm	338 mm	Ver tarifa€
0470275-N	Armario AT zona Norte	750 mm	784 mm	338 mm	Ver tarifa€
0470275-O	Armario AT zona Oeste	750 mm	784 mm	338 mm	Ver tarifa€
0470275-L	Armario AT zona Leva	750 mm	784 mm	338 mm	Ver tarifa€

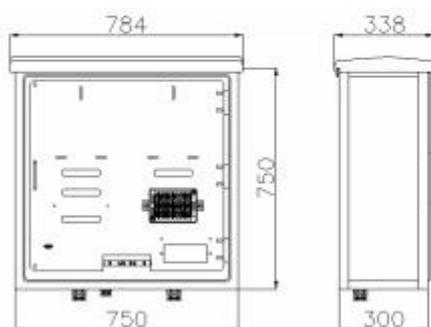


Tabla 13. Ficha técnica del armario AT de CAHORS.

## 10.2.8 Autotransformador SSAA

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS IP-23  
THREE-PHASE TRANSFORMERS IP-23

PROTECCIÓN  
DEGREE OF PROTECTION

**IP-23**

**MIMAVEN**



RELACIÓN DE TENSIÓN 400 / 230 V. RATED VOLTAGE 400 / 230 V.

POTENCIA K.V.A. POWER K.V.A.	REFERENCIA REFERENCE	PERD. BOB. W WINDING LOSSES. W	PERD. NUCLEO W CORE LOSSES W	TIPO TYPE	MEDIDAS / DIMENSIONS						PESO KG WEIGHT KG
					A	B	C	D	E	F	
0,5	TD48 / 305	42	15	T-14	260	200	240	130	184	6,5	11,5
1	TD48 / 31	63	23	T-14	260	200	240	130	184	6,5	15,5
1,5	TD48 / 31,5	93	27	T-14	310	230	290	170	210	6,5	19
2	TD48 / 32	102	33	T-14	310	230	290	170	210	6,5	25
3	TD48 / 33	147	42	T-14	370	260	340	220	240	6,5	35
5	TD48 / 35	165	69	T-14	370	260	340	220	240	6,5	49
7,5	TD48 / 37	201	102	T-14	430	310	455	260	280	6,5	71
10	TD48 / 310	273	132	T-14	430	310	455	260	280	6,5	82
15	TD48 / 315	520	148	T-14	535	434	570	260	404	8,5	108
20	TD48 / 320	520	177	T-14	535	434	570	260	404	8,5	130
25	TD48 / 325	578	193	T-14	610	490	670	340	460	10,5	152
30	TD48 / 330	644	263	T-14	610	490	670	340	460	10,5	181
40	TD48 / 340	936	316	T-15	710	490	770	340	460	10,5	238
50	TD48 / 350	1.127	362	T-15	885	510	850	490	480	10,5	278

Tabla 14. Ficha técnica del autotransformador de SSAA 5 kVA de MIMAVEN.

## 10.2.9 Protecciones eléctricas

### 10.2.9.1 Protecciones en corriente continua

# FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



## gPV FUSIBLES CILINDRICOS PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x38	In (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
1000V DC	1	491601	30	10/100
	2	491602	30	10/100
	3	491604	30	10/100
	4	491605	30	10/100
	5	491606	30	10/100
	6	491610	30	10/100
	8	491615	30	10/100
	10	491620	30	10/100
	12	491625	30	10/100
	15	491629	30	10/100
	16	491630	30	10/100
20	491635	30	10/100	



## PMX 1000V DC BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

10x38	POLOS	MODULOS	REFERENCIA	DESCRIPCION	In (A)	U (V DC)	EMBALAJE Unid./CAJA
SIN INDICADOR	1	1	485150  	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485151  	BIPOLAR	32	1000	6/96
CON INDICADOR	1	1	485152  	UNIPOLAR	32	1000	12/192
	2	2	485153  	BIPOLAR	32	1000	6/96



Tabla 15. Ficha técnica fusibles y bases portafusibles DF para CN1.

# FOTOVOLTAICOS FUSIBLES



## gPV FUSIBLES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NH3  
1000V DC

200	373425	(UL)	30	1/15
250	373435	(UL)	30	1/15
315	373445	(UL)	30	1/15



## ST BASES NH PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

	DESCRIPCION	REFERENCIA	U (V DC)	EMBALAJE
<b>UNIPOLAR</b>				
NH1 250A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354170	1000	1
NH3 630A	RAIL DIN-FIJACION TORNILLO / CONEXION TORNILLO	354180	1000	1



Tabla 16. Ficha técnica de fusibles y bases portafusibles DF para CN2.



### S5000 - DC | Información técnica / Technical information

Según-According IEC-EN-UNE 60947-1 | IEC-EN-UNE 60947-3

				00	0	1	2	3					
IEC-EN-UNE 60947-1				80	160	250	630	800					
IEC-EN-UNE 60947-3				80	160	250	630	800					
Intensidad térmica / Rated thermal current	Ith	en ambiente a 40° C	A	80	160	250	630	800					
		in ambient at 50° C	A	80	160	250	600	800					
Tensión de aislamiento AC20 / DC20	Ui	50 Hz., 1 min.	V	800	1000	1000	1000	1000					
Rated insulation voltage AC20 / DC20			V	3500	4000	5000	8000	8000					
Rigidez dieléctrica / Rated dielectric strength				V	3500	4000	5000	8000					
Tensión de impulso	Uimp				8		12						
Rated impulse withstand voltage					8		12						
Corriente de empleo DC <sup>#11</sup> DC rated operational current <sup>#13</sup>	Ie	48 V	A	DC23A	80	DC23A	160	DC23A	250	DC23A	630	DC23A	800
		110 V	A	DC23A	80	DC23A	160	DC23A	250	DC23A	630	DC23A	800
		230 V	A	DC23A	63	DC23A	125	DC23A	250	DC23A	630	DC23A	800
		400 V	A	DC22A	15	DC22A	50	DC23A	250	DC23A	500	DC23A	630
		500 V	A	DC21B	25	DC21B	85	DC23A	250	DC22A	500	DC23A	630
		600 V	A	DC21B	20	DC21B	65	DC22A	250	DC22A	400	DC22A	800
		750 V	A	DC21B	15	DC21B	55	DC22A	235	DC22A	300	DC22A	670
		800 V	A	DC21B	12,5	DC21B	50	DC22A	225	DC22A	280	DC22A	625
		850 V	A	DC20A	—	DC21B	45	DC22A	200	DC22A	270	DC22A	550
		900 V	A	DC20A	—	DC21B	40	DC22A	175	DC22A	200	DC22A	500
Poder de cierre y corte / Rated making and breaking capacity	A			DC21 800 V	12,5	DC21 900 V	55	DC22 900 V	175	DC22 900 V	200	DC22 900 V	500

Tabla 17. Ficha técnica de los interruptores-seccionadores TELERGÓN.





### ISOMETER® iso685

Vigilante de aislamiento para sistemas aislados AC, AC/DC y sistemas DC IS systems IT.

#### Datos Técnicos

Coordinación del aislamiento		Indicación	
Tensión de dimensionado (IEC 60664-1)	1000 V	Indicación	Display gráfico 127 x 127 píxeles, 40 x 40 mm
Tensión de choque de dimensionado (IEC 60664-1)	8 kV	Margen de indicación valor de medida	0,1 kΩ...20 MΩ
Categoría de sobretensión	III	LEDs:	
Grado de suciedad (U <sub>s</sub> < 690 V)	3	ON (LED de servicio)	verde
Grado de suciedad (U <sub>s</sub> < 1000 V)	2	SERVICE	amarillo
Separación segura (aislamiento reforzado) entre (A1, A2) - (11, 12, 14) - (21, 22, 24) - [(0, 1)+, L2, L3/-], (E, KE), (X1, X2)		ALARM 1	amarillo
Prueba de tensión, prueba individual (IEC 61010-1)	4,3 kV	ALARM 2	amarillo
Tensión de alimentación		Entradas digitales	
Alimentación a través de A1+, A2/-:		Número	3
Margen de tensión de alimentación U <sub>s</sub>	AC/DC 100...240 V	Modo de trabajo, ajustable	high-active, low-active
Tolerancia de U <sub>s</sub>	AC -15...+10 % DC -15...+15 %	Funciones	Ninguna, Test, Reset, Iniciar medida, desactivar aparato
Margen de frecuencia de U <sub>s</sub>	DC, 47...460 Hz	Tensión	Low DC -3...5 V, High DC 11...32 V
Consumo de potencia típico 50 Hz (460 Hz)	5,7 W/20 VA (7,9 W/45,5 VA)	Salidas digitales	
Alimentación a través de X1:		Número	2
Tensión de alimentación U <sub>s</sub>	DC 24 V	Modo de trabajo, ajustable	Activo, pasivo
Tolerancia de U <sub>s</sub>	DC -20...+25 %	Funciones	Ninguna, Alarma 1, Alarma 2, Fallo de conexión, Alarma DC-, Alarma DC+, Fallo de aislamiento simétrico, Fallo de aparato, Alarma conjunta, Medida finalizada, Aparato inactivo
Sistema IT vigilado		Tensión	Pasivo DC 0...32 V, Activo DC 0/19,2...32 V
Margen de tensión nominal de red U <sub>n</sub>	AC 0...690 V DC 0...1000 V	Corriente máx. interna Suma X1	máx. 200 mA
Tolerancia de U <sub>n</sub>	AC/DC +15 %	Corriente máx. externa por canal	máx. 1 A
Margen de frecuencia de U <sub>n</sub>	DC, 1...460 Hz	Salida analógica	
Valores de respuesta		Número	1
Valor de respuesta R <sub>AN1</sub> (Alarma 1)	1 kΩ...10 MΩ (40 kΩ)*	Modo de trabajo	Lineal, Punto medio de la escala 28 kΩ/120 kΩ
Valor de respuesta R <sub>AN2</sub> (Alarma 2)	1 kΩ...10 MΩ (10 kΩ)*	Funciones	Valor de aislamiento, desplazamiento DC
Desviación de respuesta (según IEC 61557-8)	depende del perfil, ±15 %, mín. ±1 kΩ	Corriente, tensión	0...20 mA (< 600 Ω), 4...20 mA (< 600 Ω), 0...400 μA (< 4 kΩ), 0...10 V (> 1 kΩ), 2...10 V (> 1 kΩ)
Histéresis	25 %, mín. 1 kΩ	Tolerancia	±20 %
Comportamiento de tiempo		Interfaces	
Tiempo de respuesta t <sub>AN</sub> con R <sub>T</sub> = 0,5 x R <sub>AN</sub> (R <sub>AN</sub> = 10 kΩ) y C <sub>d</sub> = 1 μF según IEC 61557-8	depende del perfil, típico 4 s (véanse diagramas)	Bus de campo:	
Retardo de arranque T <sub>arranque</sub>	0...120 s (0 s)*	Interface/protocolo	Telnet/HTTP
Circuito de medida		Tasa de datos	10/100 Mbit/s, autodetect
Tensión de medida U <sub>m</sub>	depende del perfil, ±10 V, ±50 V	Longitud de cable	≤100 m
Corriente de medida I <sub>m</sub>	≤ 403 μA	Conexión	RJ45
Resistencia interna R <sub>i</sub> , Z <sub>i</sub>	≥ 124 kΩ	Dirección IP	DHCP/manual* 192.168.0.5*
Tensión ajena continua permitida U <sub>aj</sub>	≤ 1200 V	Máscara de red	255.255.255.0*
Capacidad tolerada de derivación de red C <sub>d</sub>	depende del perfil, 0...1000 μF	Función	Interface de servicio
Márgenes de medida		Bus sensor:	
Margen de medida f <sub>n</sub>	10...460 Hz	Interface/protocolo	RS-485/BMS
Tolerancia medida de f <sub>n</sub>	±1 % ±0,1 Hz	Tasa de datos	9,6 kBaud/s
Margen de tensión medida de f <sub>n</sub>	AC 25...690 V	Longitud de cable	≤1200 m
Margen de medida U <sub>n</sub> (sin acopladores externo)	AC 25...690 V DC 25...1000 V	Cable (pares trenzados, blindaje a PE en un extremo)	recomendado: J-Y(S)Y mín. 2x0,8
Margen de tensión medida de U <sub>n</sub>	AC/DC > 10 V	Conexión	Bornas X1.A, X1.B
Tolerancia medida de U <sub>n</sub>	±5 % ±5 V	Resistencia de cierre	120 Ω, conexión interna posible
Margen de medida C <sub>d</sub>	0...1000 μF	Dirección de equipo, bus BMS	1...90 (3)*
Tolerancia medida de C <sub>d</sub>	±10 % ±10 μF		
Margen de frecuencia medida de C <sub>d</sub>	DC, 30...460 Hz		

Tabla 18. Ficha técnica del medidor de aislamiento BENDER ISOMETER 685.



### 10.2.9.2 Protecciones de corriente alterna en BT

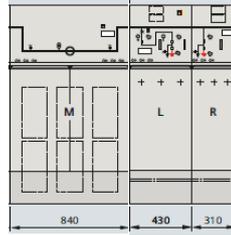
Hoja de datos		3VT5716-2DE36-0AA0																																															
 <p>Figura similar</p>		INTERRUPT.-SECCIONAD. 3VT5 3POLOS; INTERRUPT.-SECCIONAD. IN= 1600A INTENSIDAD ASIGNADA SIN DISPARADOR AUXILIAR SIN CONTACTO AUXILIAR/DE ALARMA																																															
		<table border="1"> <tr> <td colspan="2"><b>La versión</b></td> </tr> <tr> <td>Nombre comercial del producto</td> <td>SETRON</td> </tr> <tr> <td>Designación del producto</td> <td>Interruptores automáticos compactos 3VT1_5</td> </tr> <tr> <td>Tipo de elemento de accionamiento</td> <td>palanca basculante</td> </tr> <tr> <td>Tipo de accionamiento de conmutación / accionamiento del motor</td> <td>No</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Datos técnicos generales</b></td> </tr> <tr> <td>Número de polos</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Tamaño constructivo del interruptor automático</td> <td>3VT5</td> </tr> <tr> <td>Vida útil eléctrica (ciclos de maniobra) / típico</td> <td>4 000</td> </tr> <tr> <td>Categoría de empleo</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>Clase de potencia para interruptor automático</td> <td>N</td> </tr> <tr> <td>Vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico</td> <td>10 000</td> </tr> <tr> <td>Frecuencia de maniobra / máxima</td> <td>1/h 120</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Voltaje</b></td> </tr> <tr> <td>Tensión de aislamiento / valor asignado</td> <td>V 690</td> </tr> <tr> <td>Resistencia a tensión de choque / valor asignado</td> <td>kV 8</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Clase de protección</b></td> </tr> <tr> <td>Grado de protección IP</td> <td>IP40</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Disipación</b></td> </tr> <tr> <td>Potencia activa disipada</td> <td></td> </tr> <tr> <td>• máxima</td> <td>W 120</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>Electricidad</b></td> </tr> <tr> <td>Corriente permanente / valor asignado</td> <td>A 1 600</td> </tr> <tr> <td>Temperatura de reducción de potencia (derating) / para valor asignado de la corriente permanente</td> <td>°C 50</td> </tr> </table>		<b>La versión</b>		Nombre comercial del producto	SETRON	Designación del producto	Interruptores automáticos compactos 3VT1_5	Tipo de elemento de accionamiento	palanca basculante	Tipo de accionamiento de conmutación / accionamiento del motor	No	<b>Datos técnicos generales</b>		Número de polos	3	Tamaño constructivo del interruptor automático	3VT5	Vida útil eléctrica (ciclos de maniobra) / típico	4 000	Categoría de empleo	A	Clase de potencia para interruptor automático	N	Vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000	Frecuencia de maniobra / máxima	1/h 120	<b>Voltaje</b>		Tensión de aislamiento / valor asignado	V 690	Resistencia a tensión de choque / valor asignado	kV 8	<b>Clase de protección</b>		Grado de protección IP	IP40	<b>Disipación</b>		Potencia activa disipada		• máxima	W 120	<b>Electricidad</b>		Corriente permanente / valor asignado	A 1 600
<b>La versión</b>																																																	
Nombre comercial del producto	SETRON																																																
Designación del producto	Interruptores automáticos compactos 3VT1_5																																																
Tipo de elemento de accionamiento	palanca basculante																																																
Tipo de accionamiento de conmutación / accionamiento del motor	No																																																
<b>Datos técnicos generales</b>																																																	
Número de polos	3																																																
Tamaño constructivo del interruptor automático	3VT5																																																
Vida útil eléctrica (ciclos de maniobra) / típico	4 000																																																
Categoría de empleo	A																																																
Clase de potencia para interruptor automático	N																																																
Vida útil mecánica (ciclos de maniobra) / típico	10 000																																																
Frecuencia de maniobra / máxima	1/h 120																																																
<b>Voltaje</b>																																																	
Tensión de aislamiento / valor asignado	V 690																																																
Resistencia a tensión de choque / valor asignado	kV 8																																																
<b>Clase de protección</b>																																																	
Grado de protección IP	IP40																																																
<b>Disipación</b>																																																	
Potencia activa disipada																																																	
• máxima	W 120																																																
<b>Electricidad</b>																																																	
Corriente permanente / valor asignado	A 1 600																																																
Temperatura de reducción de potencia (derating) / para valor asignado de la corriente permanente	°C 50																																																
<b>Circuito principal</b>		Frecuencia de empleo																																															
• 1 / valor asignado	Hz	50																																															
• 2 / valor asignado	Hz	60																																															
<b>Tensión de empleo</b>																																																	
• valor asignado / máxima	V	690																																															
• para circuito principal / con AC / con 50 Hz / máxima	V	690																																															
• para circuito principal / con AC / con 60 Hz / máxima	V	690																																															
• para circuito principal / con DC / máxima	V	250																																															
<b>Intensidad de empleo</b>																																																	
• con 40 °C / valor asignado	A	1 600																																															
• con 50 °C / valor asignado	A	1 600																																															
• con 55 °C / valor asignado	A	1 460																																															
• con 60 °C / valor asignado	A	1 460																																															
• con 65 °C / valor asignado	A	1 320																																															
• con 70 °C / valor asignado	A	1 320																																															
<b>Circuito auxiliar</b>																																																	
Número de contactos conmutados / para contactos auxiliares		0																																															
Número de contactos NC / para contactos auxiliares		0																																															
Número de contactos NA / para contactos auxiliares		0																																															
<b>Identidad</b>																																																	
Aptitud para uso		interruptor seccionador																																															
• Seccionador		Sí																																															
<b>Cortocircuito</b>																																																	
<b>Poder de corte corriente de cortocircuito de servicio (Ics)</b>																																																	
• con 240 V / valor asignado	kA	45																																															
• con 415 V / valor asignado	kA	36																																															
• con 500 V / valor asignado	kA	30																																															
• con 690 V / valor asignado	kA	20																																															
<b>Poder de corte corriente de cortocircuito límite (Icu)</b>																																																	
• con 240 V / valor asignado	kA	85																																															
• con 415 V / valor asignado	kA	65																																															
• con 500 V / valor asignado	kA	45																																															
• con 690 V / valor asignado	kA	20																																															
<b>Poder de cierre corriente de cortocircuito (Icm)</b>																																																	
• con 415 V / valor asignado	kA	140																																															

Tabla 19. Ficha técnica 3VT5 SETRON de SIEMENS.



### 10.2.9.3 Protecciones de corriente alterna en MT

SIEMENS



#### Datos técnicos

Datos eléctricos de las celdas

Nivel de aislamiento asignado	Tensión asignada $U_i$	kV	7,2	12	15	17,5	24	
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_d$	- fase/fase, fase/terra, distancia entre contactos abierta	kV	20	28/42 <sup>1)</sup>	36	38	50	
	- a través de la distancia de seccionamiento	kV	23	32/48 <sup>1)</sup>	39	45	60	
	Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo $U_p$	kV	60	75	95	95	125	
	- a través de la distancia de seccionamiento	kV	70	85	110	110	145	
Frecuencia asignada $f_r$		Hz	50/60					
Corriente asignada en servicio continuo $I_c$ <sup>2)</sup>	para funciones de línea	A	400 ó 630					
	para el embarrado	A	630					
	para funciones con Interruptor de potencia	A	250 ó 630					
	para funciones de protección de transformador	A	200 <sup>3)</sup>					
50 Hz	Corriente admisible asignada de corta duración $I_k$	para celdas con $t_k = 1$ s	hasta kA	25	25	25	25	20
		para celdas con $t_k = 3$ s (opción de diseño)	hasta kA	20				
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada $I_p$	hasta kA	63	63	63	63	50	
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito $I_{cn}$	para funciones de línea	hasta kA	63	63	63	63	50
para funciones con Interruptor de potencia		hasta kA	63	63	63	63	50	
60 Hz	Corriente admisible asignada de corta duración $I_k$	para celdas con $t_k = 1$ s	hasta kA	21	21	21	21	20
		para celdas con $t_k = 3$ s (opción de diseño)	hasta kA	21	21	21	21	20
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada $I_p$	hasta kA	55	55	55	55	52	
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito $I_{cn}$	para funciones de línea	hasta kA	55	55	55	55	52
para funciones con interruptor de potencia		hasta kA	55	55	55	55	52	
Presión de llenado (valores de presión a 20 °C)	Nivel de llenado asignado $p_{ne}$ (valor absoluto)	kPa	150					
	Presión funcional mínima $p_{me}$ (valor absoluto)	kPa	130					
Temperatura del aire ambiente T	sin equipos secundarios	°C	-25/-40 <sup>1)</sup> hasta +55/+70 <sup>1)</sup>					
	con equipos secundarios	°C	-5/-40 <sup>1, 4)</sup> hasta +55/+70 <sup>1, 4)</sup>					
	para almacenamiento/ transporte inclusive sistemas secundarios	°C	-40 hasta +70					
Grado de protección	para la cuba de la celda llena de gas	IP65						
	para la envolvente de las celdas	IP2X/IP3X <sup>1)</sup>						
	para el compartimento de baja tensión	IP3X/IP4X <sup>1)</sup>						

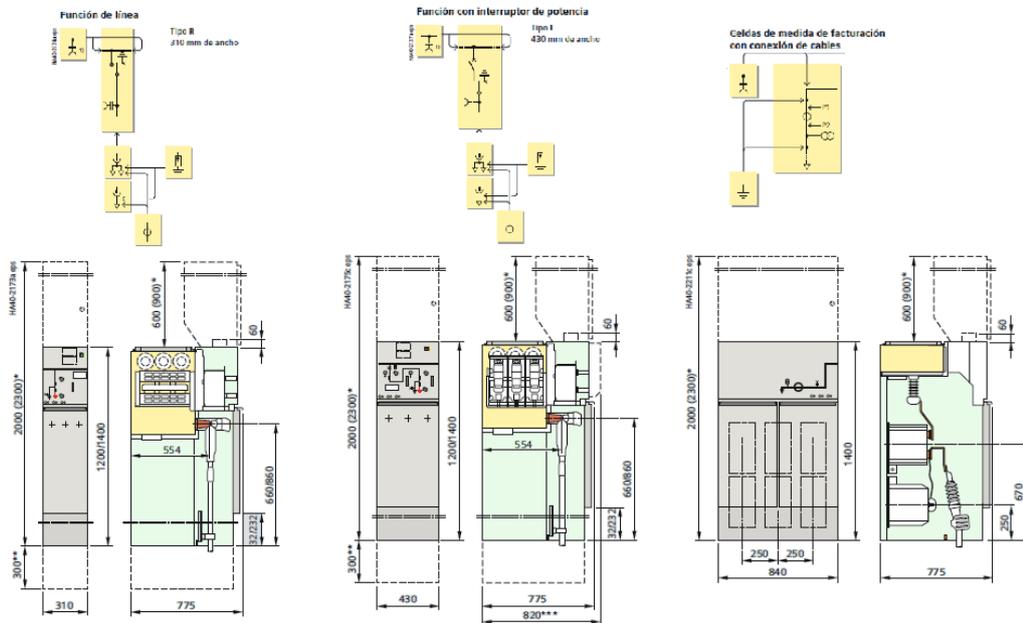


Tabla 20. Características y configuración del centro de seccionamiento y medida.



### 10.2.10 Secciones

**P-SUN sp** ESPECIAL FOTOVOLTAICA

0,6/1kV UNE EN 50363-1 BVE/VBE AK 411.2.3

**CARACTERÍSTICAS CABLE**

- Cable flexible
- No propagación de la llama UNE EN 60332-1
- Baja emisión de halógenos UNE EN 60754-2
- Libre de halógenos UNE EN 60754-2
- Reducción emisión de gases tóxicos EN 60754-2
- Nota emisión de gases corrosivos UNE EN 60754-2
- Resistencia a la absorción de agua
- Resistencia al frío
- Resistencia a los rayos ultravioleta
- Resistencia a los agentes químicos
- Resistencia a las garras y raspaduras
- Resistencia a la abrasión
- Resistencia a los golpes

Temperatura de servicio: -40 °C, +120 °C (20.000 h); -40 °C, +90 °C (30 años)  
 Tensión nominal: 0,6/1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).  
 Ensayo de tensión en corriente alterna 6 kV, 15 min.  
 Ensayo de tensión en corriente continua 10 kV, 15 min.W

**Ensayos de fuego:**  
 - No propagación de la llama: EN 60332-1; IEC 60332-1  
 - Libre de halógenos: EN 60754-2; IEC 60754-1; BS 6425-1  
 - Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 ITC 3  
 - Baja emisión de humos opacos: EN 61034-2; IEC 61034-2  
 - Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; pH 4,3; C 10 µS/cm.

**Resistencia a las condiciones climatológicas:**  
 - Resistencia al arco: EN 50305, test 5  
 - Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (heno test), ISO 4892-2 (A method), HD 506/A1-2.4.20  
 - Resistencia a la absorción de agua: EN 60811-1-3

**Otros ensayos:**  
 - Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (EN 60811-1-4) Impacto (EN 50305)  
 - Dureza: 85 (DIN 53505)  
 - Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (EN 60811-2-1)  
 - Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-octálico, hidróxido sódico (EN 60811-2-1)

**DESCRIPCIÓN**  
**CONDUCTOR**  
 Metal: Cobre electrolítico, estañado.  
 Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.  
 Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años); 250 °C en cortocircuito.

**AISLAMIENTO**  
 Material: Goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1 que confiere unas elevadas características eléctricas y mecánicas.

**P-SUN sp** ESPECIAL FOTOVOLTAICA

0,6/1kV UNE EN 50363-1 BVE/VBE AK 411.2.3

**DESCRIPCIÓN**  
**CUBIERTA**  
 Material: Mezcla cero halógenos tipo EMS según UNE EN 50363-1  
 Color: Negro, rojo o azul

**APLICACIONES**  
 Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

**SECCIONES DISPONIBLES EN STOCK \***  
**SECCIONES DISPONIBLES**

SECCION	CABLE CABLE
1 x 4	AZ-NE-RO
1 x 6	AZ-NE-RO

\*Sujeto a modificaciones.  
 Código de colores: AZ-Azul; NE-Negro; RO-Rojo. Otras posibilidades, consultar.

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**  
**DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)**

Sección nominal mm²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (huelo mm) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Inductancia inductiva al aire (l) A	Capacidad de tensión V/A km (coeficiente de potencia)
1x1,5	1,6	4,9	33	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,9	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,5	77	3,39	59	6,74
1x10	3,9	8,3	134	1,95	82	4
1x16	5,4	10,1	198	1,24	110	2,51
1x25	6,4	11,4	290	0,795	140	1,59
1x35	7,5	12,9	394	0,566	174	1,15
1x50	9	14,9	549	0,393	210	0,85
1x70	10,8	17	756	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	18,8	930	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1300	0,164	380	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1500	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1900	0,108	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2300	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,8.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (ver página 23).

Tabla 21. Ficha técnica del conductor P-SUN de PRYSMIAN.

**RETENAX FLEX** flextech

0,6/1kV UNE EN 50363-1 UNE 21123-2 H-F

**CARACTERÍSTICAS CABLE**

- Cable flexible
- No propagación de la llama UNE EN 60332-1
- Resistencia emisión de halógenos UNE EN 60754-2
- Resistencia a la absorción de agua
- Resistencia al frío
- Resistencia a los rayos ultravioleta
- Resistencia a los agentes químicos
- Resistencia a las garras y raspaduras
- Resistencia a la abrasión
- Resistencia a los golpes
- Resistencia al ácido

- Norma constructiva: UNE 21123-2  
 - Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).  
 - Tensión nominal: 0,6/1 kV.  
 - Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

**Ensayos de fuego:**  
 - No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.  
 - Reducida emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión ClH < 14%.

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

**AISLAMIENTO**  
 Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según HD 603-1.  
 Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro según UNE 21089-1. (Ver tabla de colores según número de conductores).

**CUBIERTA**  
 Material: Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.  
 Colores: Negro, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).  
 Blanco, suministrado en cajas en las secciones: 2x1,5, 2x2,5, 3x1,5, 3x2,5.

**APLICACIONES**  
 • Cable de fácil pelado y alta flexibilidad para instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que se requiere una mayor facilidad de manipulación y no es obligatorio. Alumex (AS).  
 - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).  
 - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).  
 - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Alumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267 / 2004).

Los cables RV-K no están permitidos en servicios provisionales en general (obras, ferias, stands... ITC-BT 33, 34...) ni para servicios móviles, ni prolongadores (ver Flexterm).

**RETENAX FLEX** flextech

0,6/1kV UNE EN 50363-1 UNE 21123-2 H-F

**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**  
**DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)**

Sección nominal mm²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Inductancia inductiva al aire (l) A	Inductancia inductiva enterrada (2) A	Capacidad de tensión V/A km (coef q = 1 coef q = 0,8)
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5 21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	54	7,98	29	No Permitido	15,92 12,88
1 x 4	0,7	6,6	70	4,95	38	No Permitido	9,96 8,1
1 x 6	0,7	7,2	91	3,3	49	44	6,74 5,51
1 x 10	0,7	8,3	125	1,91	68	59	4 3,31
1 x 16	0,7	9,4	191	1,21	91	75	2,51 2,12
1 x 25	0,9	11	280	0,78	116	96	1,59 1,37
1 x 35	0,9	12,5	389	0,554	144	117	1,15 1,01
1 x 50	1	14,2	537	0,386	175	139	0,85 0,77
1 x 70	1,1	15,8	726	0,272	224	170	0,59 0,56
1 x 95	1,1	17,9	958	0,206	271	202	0,42 0,43
1 x 120	1,2	18,9	1170	0,161	314	230	0,34 0,36
1 x 150	1,4	21,2	1480	0,129	363	260	0,27 0,31
1 x 185	1,6	23,8	1920	0,106	415	291	0,22 0,26
1 x 240	1,7	26,7	2310	0,0801	490	336	0,17 0,22
1 x 300	1,8	29,3	3100	0,0641	630	380	0,14 0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	95	13,3	24	No Permitido	30,98 24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	125	7,98	33	No Permitido	18,66 15,07
2 x 4	0,7	10,5	165	4,95	45	No Permitido	11,88 9,46
2 x 6	0,7	11,7	215	3,3	57	53	7,9 8,42
2 x 10	0,7	13,9	330	1,91	76	70	4,67 3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	105	91	2,94 2,45
2 x 25	0,9	20,6	775	0,78	123	116	1,86 1,59
2 x 35	0,9	23,6	1060	0,554	154	140	1,31 1,16
2 x 50	1	27	1470	0,386	188	166	0,99 0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	110	13,3	24	No Permitido	30,98 24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	150	7,98	33	No Permitido	18,66 15,07
3 G 4	0,7	11,1	200	4,95	45	No Permitido	11,88 9,46
3 G 6	0,7	12,3	270	3,3	57	53	7,9 8,42
3 G 10	0,7	14,7	415	1,91	76	70	4,67 3,84
3 G 16	0,7	18	639	1,21	105	91	2,94 2,45
3 x 25	0,9	21,4	940	0,78	110	96	1,62 1,38
3 x 35	0,9	25,1	1355	0,554	137	117	1,17 1,01
3 x 50	1	28,8	1900	0,386	167	138	0,86 0,77
3 x 70	1,1	32,3	2550	0,272	214	170	0,6 0,56

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).  
 → XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).  
 → XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).  
 → XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).  
 (2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K m/W.  
 → XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.  
 → XLPE2 con instalación tipo D (Ca) → 2x, 3G monofásica.

Tabla 22. Ficha técnica del conductor RV-K de PRYSMIAN.





1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Código	Ø Nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Ø Nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
<b>12/20 kV</b>								
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
<b>18/30 kV</b>								
1x95/25 (1)	20020826	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1x150/25 (1)	20996810	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1x240/25 (1)	20996811	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1x400/25 (1)	20996808	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1x630/25 (1)	20993046	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola  
\*Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

#### CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U <sub>0</sub> (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U <sub>m</sub> (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U <sub>p</sub> (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)	
					12/20 kV (pant. 16 mm <sup>2</sup> )	18/30 kV (pant. 25 mm <sup>2</sup> )
1x50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x630/16	590	615	905	59220	3130	4630

1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

\*Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

\*\*Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

\*\*\*Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm <sup>2</sup> )	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad (µF/km)	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

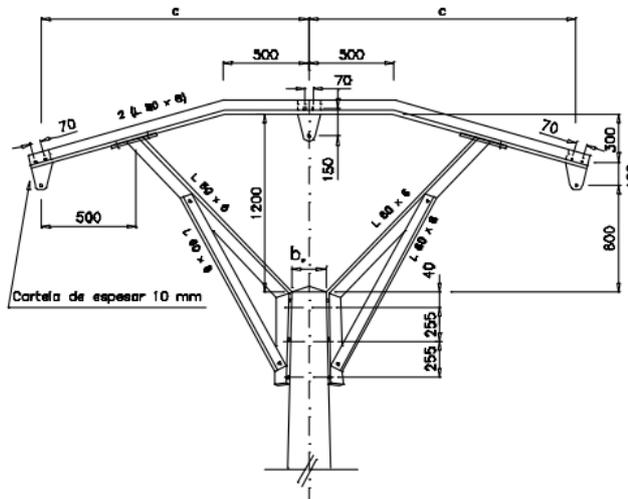
Tabla 23. Ficha técnica del conductor HEPRZ1 de PRYSMIAN.



### 10.3 ANEXO LÍNEA DE ENLACE EN MT

Designación	Altura total (m)	Esfuerzo Nominal (F) (daN) (Colores cogolla)	Esfuerzo Reducido (KF) (daN)	Esfuerzo Secundario (S) (daN)	Medidas en cogolla (mm)
HV 160 R9 HV 160 R11	9 11	160 (Naranja)	144	100	110x145
HV 250 R9 HV 250 R11 HV 250 R13	9 11 13	250 (Negro)	225	160	110x145
HV 400 R9 HV 400 R11 HV 400 R13	9 11 13	400 (Azul)	360	250	140x200
HV 630 R9 HV 630 R11 HV 630 R13 HV 630 R15 HV 630 R17	9 11 13 15 17	630 (Rojo)	567	360	140x200
HV 800 R9 HV 800 R11 HV 800 R13 HV 800 R15 HV 800 R17	9 11 13 15 17	800 (Amarillo)	720	400	140x200
HV 1000 R9 HV 1000 R11 HV 1000 R13 HV 1000 R15 HV 1000 R17	9 11 13 15 17	1000 (Verde)	900	500	170x255
HV 1600 R9 HV 1600 R11 HV 1600 R13 HV 1600 R15 HV 1600 R17	9 11 13 15 17	1600 (Blanco)	1440	600	170x255

Tabla 24. Características apoyos de hormigón armado vibrado de ROMERO HORMELEC

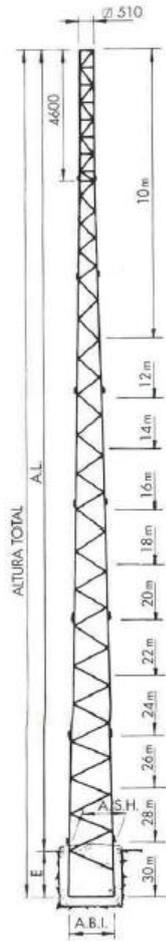


TIPOS Y VARIANTES

Designación	c (mm)	F (daN)	b <sub>o</sub> (mm)
B160 (HV)	1.600	250	145
		400, 630 y 800	200
		1.000 y 1.600	255
B200 (HV)	2.000	250	145
		400, 630 y 800	200
		1.000 y 1.600	255

Tabla 25. Crucetas metálicas tipo bóveda para apoyos de alineación y hormigón de HC ENERGÍA.

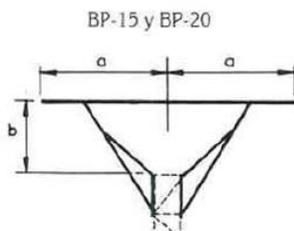




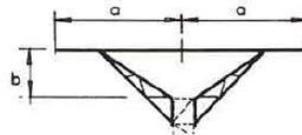
ALTURA TOTAL	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
<b>APOYOS C-500</b>											
ALTURA LIBRE	8,70	10,70	12,80	14,60	16,50	18,50	20,40	22,40	24,40	26,40	28,40
EMPOTRAMIENTO	1,30	1,30	1,40	1,40	1,50	1,50	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
ANCHO SOB. HOR.	687	760	837	910	989	1062	1142	1215	1298	1370	1455
ANCHO BASE INF.	734	807	888	961	1044	1117	1200	1273	1358	1431	1516
PESO DEL APOYO	249	294	350	403	469	532	602	682	765	848	933
<b>APOYOS C-1000</b>											
ALTURA LIBRE	8,40	10,40	12,30	14,30	16,20	18,20	20,20	22,20	24,20	26,20	28,20
EMPOTRAMIENTO	1,60	1,60	1,70	1,70	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
ANCHO SOB. HOR.	676	748	828	900	980	1052	1135	1207	1291	1363	1447
ANCHO BASE INF.	733	805	889	961	1044	1116	1200	1272	1356	1427	1511
PESO DEL APOYO	279	344	425	500	583	661	746	844	945	1047	1152
<b>APOYOS C-2000</b>											
ALTURA LIBRE	8,40	10,10	12,10	14,00	16,00	17,90	19,90	21,90	23,90	25,90	27,90
EMPOTRAMIENTO	1,60	1,90	1,90	2,00	2,00	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
ANCHO SOB. HOR.	690	756	845	918	1007	1080	1169	1250	1343	1420	1513
ANCHO BASE INF.	752	829	918	995	1084	1161	1250	1331	1424	1501	1594
PESO DEL APOYO	420	516	621	702	825	916	1046	1189	1334	1482	1632
<b>APOYOS C-3000</b>											
ALTURA LIBRE	8,30	10,00	11,90	13,80	15,80	17,70	19,60	21,60	23,60	25,60	27,60
EMPOTRAMIENTO	1,70	2,00	2,10	2,20	2,20	2,30	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
ANCHO SOB. HOR.	688	752	839	911	1002	1073	1144	1235	1310	1405	1480
ANCHO BASE INF.	752	827	918	993	1084	1159	1250	1325	1420	1495	1590
PESO DEL APOYO	468	583	712	812	961	1074	1227	1382	1564	1752	1942
<b>APOYOS C-4500</b>											
ALTURA LIBRE	8,10	9,80	11,70	13,60	15,60	17,50	19,40	21,40	23,40	25,40	27,40
EMPOTRAMIENTO	1,90	2,20	2,30	2,40	2,40	2,50	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
ANCHO SOB. HOR.	682	744	833	903	976	1065	1135	1228	1301	1394	1468
ANCHO BASE INF.	751	824	917	991	1084	1157	1250	1323	1416	1489	1583
PESO DEL APOYO	628	785	1001	1170	1394	1573	1801	2016	2234	2456	2680

A.L. - Altura libre (m)  
E. - Empotramiento (m)  
A.S.H. - Ancho sobre hormigón (mm)  
A.B.I. - Ancho base inferior (mm)  
Peso del apoyo en kg.

Tabla 26. Características de apoyos metálicos de celosía de JIMENEZ BELINCHON S.A



BP-25, BP-25 F  
BP-30, BP-30 F



ARMADO	a	b	PESO
BP-15	1,50	1,10	152
BP-20	2,00	1,10	185
BP-25	2,50	1,10	240
BP-25-F	2,50	1,20	249
BP-30	3,00	1,10	283
BP-30-F	3,00	1,20	292

Tabla 27. Crucetas rectas tipo BP para apoyos desde C-500 a C-4500 de JIMENEZ BELINCHON S.A



kV		Amperios, RMS		
Nom.	Máx.	Nominales	Interr., asim.	
			60 Hz	50 Hz
14.4	15	100	10 000	8 000
			16 000	12 800
		200	12 000	9 600
		Seccionador 300	—	—
25	27	100	8 000	6 400
			12 000	9 600
		200	10 000	8 000
		Seccionador 300	—	—
		100	8 000	6 400
			12 000	9 600
			12 000	9 600
		200	10 000	8 000
		Seccionador 300	—	—
		—	—	

Tabla 28. Ficha técnica cortacircuitos fusible tipo XS 100 A de SyC ELECTRIC COMPANY



# DOCUMENTO I.I

# MEMORIA DE

# CÁLCULO



## 1. DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Se entiende como campo fotovoltaico, a los equipos capaces de generar y transportar la energía eléctrica en corriente continua:

- Paneles y estructura soporte (incluyendo todos sus accesorios de fijación)
- Elementos de protección primarios y secundarios en corriente continua (cajas de nivel I y II)
- Cableado para la conexión de los dos puntos anteriores
- Arquetas para paso de cableado hasta centro de inversores

Para dimensionar el campo de módulos fotovoltaicos, es necesario conocer tres factores principalmente; los inversores, las placas fotovoltaicas que se desean instalar y el terreno disponible. Los dos primeros, han sido detallados en la memoria descriptiva cuyos datos característicos van a ser utilizados para el dimensionamiento.

Respecto al terreno disponible, del mismo modo es conocido, siendo interesante recordar que el terreno se trata de una zona libre de obstáculos que puedan provocar sombras sobre los paneles, por lo que podrá utilizarse todo el espacio del que se dispone de forma que la orientación de los paneles sea óptima. El terreno en cuestión posee un área de unas 7,69 hectáreas.

### 1.2 ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

A la hora de diseñar instalaciones solares se debe tener en cuenta la orientación de los paneles, ya que interesa que éstos capten la mayor radiación posible. Debido al emplazamiento de la instalación la orientación de los paneles será libre ya que no hay ninguna infraestructura que modifique dicha orientación, como pasaría por ejemplo en instalaciones en los tejados de los edificios.



La orientación se define por el ángulo llamado acimut ( $\psi$ ), que es el ángulo entre la proyección del rayo solar en el plano horizontal y la dirección sur-norte (para localizaciones en el hemisferio norte) o norte-sur (para localizaciones en el hemisferio sur). Es positivo cuando la proyección se encuentra a la izquierda del norte y negativo cuando se encuentra a la derecha.

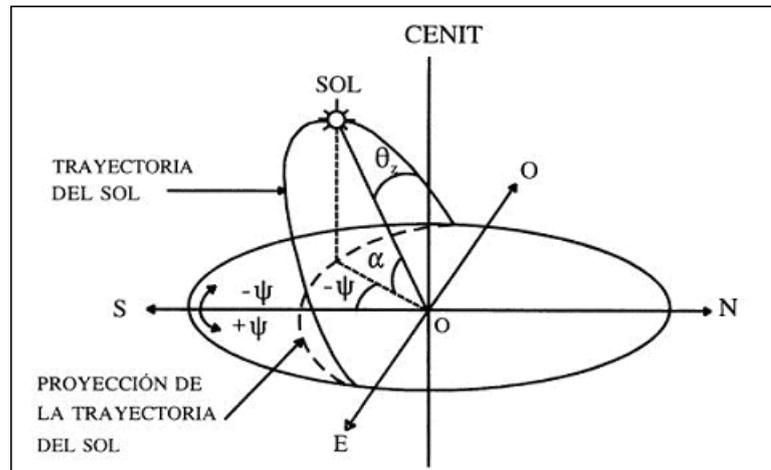


Figura 6. Representación del ángulo acimut.

Para hallar la orientación óptima de los paneles solares debe considerarse la ubicación de los mismos, en este caso, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar si se orientan al sur geográfico, donde  $\psi = 0^\circ$ .

### 1.3 INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Otro punto importante para el diseño de dichas instalaciones es la inclinación que deben adoptar los módulos para captar la mayor cantidad de radiación solar posible y poder ser así más rentables.

La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de altura solar ( $\alpha$ ), que es el ángulo comprendido entre el rayo solar y la proyección del mismo sobre un plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.

El cálculo de la inclinación óptima de los paneles solares se obtendrá mediante dos métodos, el del “mes peor” y mediante el programa informático PVGIS.

Para dichos métodos hará falta conocer la latitud donde se ubica la instalación, facilitada en la memoria descriptiva.

- Latitud ( $\Phi$ ) =  $40,75^\circ$



### 1.3.1 Método del “mes peor”

En este método se considera el mes de menor radiación captada sobre los paneles. Para utilizar este método ha de tenerse en cuenta que se pretende explotar la instalación durante todo el año y la latitud del emplazamiento donde estarán instalados los paneles solares.

Según el método de “mes peor”, la inclinación óptima aproximada de los paneles respecto a la horizontal, viene expresada por las siguientes expresiones:

Periodo del año	$\alpha$ óptimo (grados)
Invierno (Octubre-Marzo)	$\Phi - 10^\circ$
Verano (Abril-Septiembre)	$\Phi - 20^\circ$
Anual	$\Phi + 10^\circ$

Tabla 23. Ecuaciones para método del “mes peor”.

Sustituyendo en las expresiones, el valor de la latitud obtenido para la instalación a diseñar, se obtienen los distintos ángulos óptimos para los diferentes periodos del año:

Periodo del año	$\alpha$ óptimo (grados)
Invierno (Octubre-Marzo)	$40,75^\circ + 10^\circ = 50,75^\circ$
Verano (Abril-Septiembre)	$40,75^\circ - 20^\circ = 20,75^\circ$
Anual	$40,75^\circ - 10^\circ = 30,75^\circ$

Tabla 24. Valores de los ángulos óptimos según el método del “mes peor”.

### 1.3.2 Ángulo óptimo mediante PVGIS

Según el programa informático PVGIS, se puede obtener un ángulo óptimo anual para la localización propuesta, partiendo de una orientación Sur. (Ver tabla 1 anexo 4.1.1 memoria de cálculo).

El resultado ofrecido por el programa otorga un valor del ángulo óptimo igual a  $34^\circ$ .

El método del “mes peor” ofrece, desde un punto de vista personal, un resultado ligeramente menos exacto, debido a que únicamente establece como base de cálculo el valor de la latitud.

Por consiguiente, se establece un ángulo de inclinación de los paneles durante todo el año de  $34^\circ$ , según establece el programa PVGIS para el emplazamiento considerado en el presente proyecto.



## 1.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES

En este punto se determinará cuantos paneles solares serán necesarios en la instalación y como se conectarán entre sí. La orientación global de la instalación se puede observar en el mapa recogido en los anexos. (Ver figura 1 anexo 4.1.2 memoria de cálculo)

Para calcular el número de paneles que es necesario instalar para obtener un rendimiento elevado en la instalación, se van a exponer una serie de expresiones centradas en los equipos de la instalación fotovoltaica anteriormente citados, como son los inversores y los módulos fotovoltaicos. A continuación, se especifican las características de cada uno de estos equipos:

MÓDULO ATERSA A-280 P	
Potencia Nominal	280 W
Tensión circuito abierto ( $V_{OC}$ )	44,37 V
Tensión punto máxima potencia ( $V_{MP}$ )	35,71 V
Intensidad de cortocircuito ( $I_{CC}$ )	8,39 A
Intensidad punto máxima potencia ( $I_{MP}$ )	7,84 A
Coefficiente de temperatura de $V_{OC}$ , $\beta$	-0,32 %/°C
Coefficiente de temperatura de $I_{SC}$ , $\alpha$	0,04 %/°C

Tabla 25. Características paneles A-280 P.

INVERSOR INGECON SUN 1,019 KW	
Potencia Nominal	1.019 kW
Tensión AC de salida	400 V
Tensión DC máxima de entrada	1000 V
Intensidad DC máxima de entrada	1800 A
Eficiencia	88,6 %
Rango tensión DC máxima potencia, $V_{MP}$	578-820 V

Tabla 26. Características inversor INGECON SUN POWERMAX MULTI-MPPT 1000 TL M400DCAC INDOOR.

### 1.4.1 Temperatura máxima y mínima que pueden alcanzar los paneles

En primer lugar, se debe calcular el rango de temperaturas que se pueden alcanzar sobre los módulos fotovoltaicos, a partir de las temperaturas máximas y mínimas de la zona donde se sitúa la instalación utilizando la información recogida en el AEMET. Además, es necesario introducir el concepto de irradiancia, como la potencia incidente sobre los paneles por unidad de superficie, que variará en función de la época del año (variación de la distancia del sol a la tierra).

Por último, notificar la utilización de una constante referida a la temperatura de operación nominal de la célula, TONC, que según el fabricante de los módulos elegidos es de 47°C.



La temperatura máxima sobre los paneles se calcula a partir de la máxima temperatura recogida en la zona, siendo igual a 40°C, y un valor de irradiación estándar de 1000 W/m<sup>2</sup>:

$$T_{max,panel} = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} * I = 35 + \frac{47 - 20}{800} * 1000 = 68,75^{\circ}C$$

La temperatura mínima que puede alcanzar el panel se determina para un nivel de Irradiancia de 100 W/m<sup>2</sup> y para la mínima temperatura diurna alcanzable en la zona, -10°C. Esta será:

$$T_{min,panel} = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} * I = -8 + \frac{47 - 20}{800} * 100 = -4,62^{\circ}C$$

#### 1.4.2 Valores de tensión máximos y mínimos que pueden alcanzar los paneles

A partir de las temperaturas máxima y mínima alcanzables por el panel fotovoltaico, calculamos los valores de tensiones máxima y mínima que puede alcanzar el panel, en condiciones normales de funcionamiento considerando una temperatura ambiente de 25°C.

En este caso, se debe introducir el concepto de coeficiente de temperatura,  $\beta$ , que según el fabricante es -0,32 %/°C. Mediante una regla de tres se puede obtener su equivalencia de tensión por unidad de temperatura, siendo igual a -0,141 V/°C.

$$\begin{aligned} V_{max,panel} &= V_{MP(C.N)} + (T_{min,panel} - T_{ambiente}) * \beta \\ &= 35,71 + (-4,62 - 25) * (-0,141) = 39,88 V \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{min,panel} &= V_{MP(C.N)} + (T_{max,panel} - T_{ambiente}) * \beta \\ &= 35,71 + (68,75 - 25) * (-0,141) = 29,55 V \end{aligned}$$

A partir de las expresiones anteriores, se deduce que la tensión más alta que pueden generar los paneles, se localiza en los días más fríos del año, produciéndose la tensión más baja durante los días más cálidos.



### 1.4.3 Número de paneles en serie

Para calcular el número máximo y mínimo de paneles por inversor que será necesario instalar en la planta, se debe establecer una comparación entre los rangos de tensión en el punto de máxima potencia del inversor, y las tensiones máximas y mínimas que pueden ser generadas por los paneles:

$$N^{\circ}_{\text{paneles máximo}} = \frac{V_{\text{maxInversorPM}}}{V_{\text{max,paneles}}} = \frac{820}{39,88} = 20,56$$

$$N^{\circ}_{\text{paneles mínimo}} = \frac{V_{\text{minInversorPM}}}{V_{\text{min,paneles}}} = \frac{578}{29,55} = 19,45$$

Como se puede observar, el número de paneles en serie debe oscilar entre 19,45 y 20,56 siendo necesario adoptar un número entero de paneles, por lo que se decide instalar ramas de paneles en serie o "strings" de 20 módulos.

Si la diferencia entre el número máximo y mínimo de paneles hubiera sido mayor, es conveniente instalar un número de paneles próximos al límite superior debido a que la tensión por cada ramal será mayor y por tanto la intensidad menor, resultando así, una cantidad de pérdidas inferior.

Una vez calculado el número de módulos, es necesario conocer la tensión nominal máxima o tensión máxima en el punto de máxima potencia por ramal, es decir, la tensión de un panel por el total de paneles en serie:

$$V_{\text{max,string}} = N^{\circ}_{\text{paneles,serie}} * V_{\text{max,paneles}} = 20 * 39,88 = 797,6 \text{ V}$$

Como única comprobación para ratificar una correcta elección del número de módulos en serie, es necesario verificar que la tensión de circuito abierto de dicho conjunto de paneles sea inferior a la tensión máxima del inversor en DC:

$$N^{\circ}_{\text{paneles serie}} * V_{OC} < V_{\text{Max,InversorDC}} = 20 * 44,37 < 1000 = 887,4 < 1000\text{V}$$

### 1.4.4 Rendimiento total de la instalación, Performance Rate

Para obtener un correcto diseño de la plana fotovoltaica, es fundamental tener en cuenta el rendimiento total de la instalación, conocido como performance rate (PR). Este valor depende entre otros factores de pérdidas por rendimiento de los módulos, pérdidas por incremento de temperatura y sombreado, pérdidas de potencia en el cableado, pérdidas debido al rendimiento del inversor, etc.

Se obtendría a partir de la siguiente expresión:

$$PR = \eta_{\text{paneles}} * \eta_{\text{Inversor}} * \eta_{\text{cableado}} * \eta_{\text{sombras,etc}}$$



Debido a una elevada complejidad para determinar los rendimientos se ha calculado el PR a partir ya utilizado programa informático, PVGIS.

Es necesario introducir una estimación de las pérdidas relacionadas con los equipos que vayan a ser integrados en la instalación, tales como paneles fotovoltaicos, inversor, cableado, etc. Este valor se estima en pérdidas aproximadas de un 7%.

Según el programa PVGIS, al valor introducido como pérdidas en los diferentes equipos, se le añaden un 5,5% debido a pérdidas por temperatura y baja irradiancia (incluido sombras, polución del ambiente, etc), y un 2,4% en función de pérdidas por efecto de la reflexión. Por tanto, el PR resultaría:

$$PR = 0,93 * 0,945 * 0,976 = 0,858$$

Como se puede observar, la instalación tendría un rendimiento aproximado del 85,8%, valor que va a ser utilizado para calcular el número total de paneles, con el objetivo de sobredimensionar la potencia máxima y acercarnos a la potencia nominal de la instalación una vez descontadas las pérdidas. Dichas pérdidas se pueden estimar a partir de la siguiente expresión:

$$P_{pérdidas} = 1 - PR = 1 - 0,858 = 0,142$$

Queda reflejado, un porcentaje de pérdidas de en torno al 14,2%.

### 1.4.5 Número de paneles en paralelo

Conocido el número de paneles en serie por cada string, y el rendimiento global de la instalación, se requiere calcular el número máximo de strings en paralelo para cada inversor. Se va a realizar el cálculo a partir de dos criterios con el fin de obtener el más adecuado para conseguir un alto rendimiento de la instalación:

#### 1.4.5.1 Cálculo del número de strings en paralelo mediante comparación de potencias

Este criterio consiste en comparar la potencia nominal que puede ser proporcionada por el inversor (1.019 kW) y la potencia nominal generada por los módulos que conforman un string, entendiendo dicha potencia como el cociente entre el número de paneles (20 módulos) y su potencia nominal (280 W):

$$N^{\circ}_{máximo\ de\ strings} = \frac{P_{N,inversor}}{P_{MP\ por\ string}} = \frac{1.019.000}{20 * 280} = 181,96 \approx 182\ string\ en\ paralelo$$

Como puede observarse a partir de la expresión anterior, el número de strings en paralelo que suministrarían potencia a un inversor sería igual a 182 ramales.



### 1.4.5.2 Cálculo del número de strings en paralelo mediante comparación de intensidades

En este caso, el número de ramales en paralelo se obtiene comparando la intensidad máxima admisible por el inversor en corriente continua, y la intensidad máxima que puede ser suministrada por los módulos, es decir, la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ).

Como ya es conocido, por un mismo ramal de paneles en serie, circula la misma intensidad. Sin embargo, la intensidad suministrada por el conjunto de todos los strings en paralelo será igual a la suma de las intensidades de cada uno de dichos ramales.

Ahora bien, al igual que la tensión disminuye en los módulos al aumentar la temperatura, la intensidad se incrementa progresivamente a medida que la temperatura supera los 25°C establecidos como condiciones normales. El citado aumento, se calcula a partir de una constante establecida por el fabricante de paneles fotovoltaicos que se denomina coeficiente de temperatura por intensidad ( $\alpha$ ). En el caso de los módulos A-280 P, es igual a 0,04%/°C. Por tanto, conociendo la intensidad de cortocircuito en condiciones normales (8,39 A), se puede determinar la intensidad máxima de cortocircuito para una temperatura de 40°C:

$$I_{cc(40^{\circ}C)} = I_{cc(C.N)} + ((T_{max} - 25) * \alpha) = 8,39 + ((40 - 25) * 0,04) = 8,99 \text{ A}$$

Conocida la intensidad máxima que pueden suministrar los módulos, se procede a calcular el número de ramales en paralelo por inversor:

$$N^{\circ}_{\text{máximo de strings}} = \frac{I_{max, Inversor}}{I_{cc(40^{\circ}C)}} = \frac{1800}{8,99} = 200,22 \approx 201$$

Como resultado a este segundo criterio, obtenemos un número de 201 strings en paralelo frente a los 182 del primer método.

### 1.4.6 Configuración elegida

Finalmente, se decide adoptar el número de ramales en paralelo que otorga el criterio de comparación de intensidades (201 ramales) para cada inversor. Esto se debe a que el número de pérdidas de la instalación oscila en torno al 14,2% y la potencia generada por la configuración elegida como se verá a continuación, no supera esa cantidad sobre la potencia nominal del inversor.

En resumen, la configuración adoptada para el diseño del campo fotovoltaico consiste en ramales formados por 20 módulos en serie, alcanzando la cantidad de 201 ramales en paralelo por cada inversor. (Ver plano 1)



A partir de los datos anteriores, se puede conocer el número total de módulos necesarios en la instalación de 2 MW:

$$N_{T,paneles}^{\circ} = N_{inversores}^{\circ} * N_{paneles\ en\ serie}^{\circ} * N_{máximo\ de\ strings}^{\circ} = 2 * 20 * 201 = 8040\ ud$$

### 1.4.7 Potencia máxima o potencia pico de la instalación

La potencia máxima o potencia pico de la instalación, se refiere a la potencia total instalada en el campo de paneles fotovoltaicos.

Por tanto, la potencia máxima de la instalación será:

$$\begin{aligned} P_{max,Instalación} &= 2 * (N_{paneles\ en\ serie}^{\circ} * N_{máximo\ de\ strings}^{\circ} * P_{nominal\ A-280\ P}) \\ &= 2 * (20 * 201 * 280) = 2.251.200\ W = 2.251,2\ kW \end{aligned}$$

Es preciso resaltar, que aunque la potencia máxima o instalada en la planta sea la calculada anteriormente, debido al PR (85,8%), la potencia nominal de la instalación nunca va a superar a la potencia nominal de los inversores, es decir:

$$P_{N,Instalación} = 2 * P_{N,Inversor} = 2 * 1.019 = 2.038\ kW$$

## 1.5 ESTRUCTURA SOPORTE DEL PANEL FOTOVOLTAICO

### 1.5.1 Acciones sobre la estructura

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, deberá soportar las acciones consideradas en el Código Técnico de la Edificación, Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación y CTE-SE-AE.

Estas acciones serán las que se indican a continuación:

#### 1.5.1.1 Acciones gravitatorias

Las acciones gravitatorias son las producidas por las cargas que actúan gravitacionalmente sobre la estructura. Se consideran tres:

- **Peso propio:** es la acción correspondiente al peso de la estructura soporte.
- **Carga permanente:** es la acción debida a todos los elementos fijados a la estructura. En este caso, la carga permanente sería el peso de los paneles fotovoltaicos, que es de 24 kg cada uno. La superficie de cada panel se calcula a partir de la siguiente expresión:



$$S_{\text{paneles}} = l \times a = 0,990 \times 1,965 = 1,945 \text{ m}^2$$

Siendo  $l$ , el largo (m) del panel y  $a$ , el alto (m) del mismo.

Como cada panel tiene una superficie de  $1,945 \text{ m}^2$ , la carga permanente será de  $12,34 \text{ kg/m}^2$ . Consideramos finalmente una carga permanente de  $15 \text{ kg/m}^2$  por seguridad, en la que se incluye el peso de tornillería y bridas de sujeción de los paneles.

- Sobrecarga de nieve: es la carga debida a la nieve que pueda acumularse sobre los paneles fotovoltaicos. El código Técnico establece una sobrecarga de nieve en función de la situación de la instalación y de la altitud de la misma. Anaya de Alba (Salamanca), está considerada una Zona Climática III, con una altura de 851 metros lo que corresponde a  $0,55 \text{ kN/m}^2$ . (Ver figura 2 anexo 4.1.3 memoria de cálculo)

Sabiendo que  $1 \text{ kg} = 9,81 \text{ N}$ , la sobrecarga de nieve será igual a  $56,07 \text{ kg/m}^2$ .

#### 1.5.1.2 Acciones del viento

Sin duda, el viento es la acción más importante que tendrá que soportar los paneles. Según el Código Técnico de la Edificación, en el Documento Básico SE-AE, para las acciones de viento sobre la estructura de una instalación fotovoltaica se puede estimar dicho cálculo a partir de la siguiente expresión:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Dónde:

- $q_b$ : presión dinámica
- $c_e$ : coeficiente de exposición
- $c_p$ : coeficiente de presión exterior

- La presión dinámica sobre los paneles se calcula como si fuera una marquesina a un agua. Según el emplazamiento geográfico de la instalación, el Código Técnico de la Edificación establece un valor de la velocidad básica del viento.

En nuestro caso, para Salamanca (zona A), se establece una velocidad de viento básica de  $26 \text{ m/s}$ , que equivale a una presión dinámica de  $45,88 \text{ kg/m}^2$ . (Ver figura 3 anexo 4.1.3 memoria de cálculo)



-El valor del coeficiente de exposición depende del entorno y puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$ce = F \cdot (F + 7k)$$

Dónde:

- $F = k \cdot \ln(\max(z,Z)/L)$
- L, k y Z se obtienen mediante las tablas del anexo 4.1.3.1 memoria de cálculo
- Max(z,Z) es la altura del punto más alto sobre la superficie de la instalación. Se considera  $\max(z,Z) = 5$  metros

Se considera una instalación situada en un entorno de grado de aspereza 2, esto es, según el Código Técnico de la Edificación, terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia. Por tanto los valores para calcular el coeficiente de exposición son: (Ver tabla 3 anexo 4.1.3 memoria de cálculo)

- $L = 0,01$
- $K = 0,17$
- $Z = 1$

Por tanto:

$$F = 0,17 * \ln\left(\frac{5}{0,01}\right) = 1,05$$

Conocido F, se calcula el coeficiente de exposición:

$$ce = 1,05 * (1,05 + 7 * 0,17) = 2,35$$

-El coeficiente de presión exterior está tipificado según las tablas del Código Técnico de la Edificación para marquesinas hasta 30º de inclinación (ver tabla 4 anexo 4.1.3 memoria de cálculo) por lo que se debe interpolar para el valor de 34º (ángulo de inclinación de los paneles).

Considerando la zona C, que es la más desfavorable, obtenemos un valor  $cp = 2,56$ .

Finalmente, se procede a calcular la carga de viento,  $qe$ :

$$qe = 45,88 * 2,35 * 2,56 = 276,01 \text{ kg/m}^2$$



En conclusión, las estructuras soportes elegidas, deben soportar los valores calculados, que son recogidos en la siguiente tabla:

Valores de cargas sobre la estructura soporte	
Carga permanente	15,00 kg/m <sup>2</sup>
Carga de nieve	56,07 kg/m <sup>2</sup>
Carga de viento (qe)	276,01 kg/m <sup>2</sup>

Tabla 27. Valores de las cargas sobre la estructura soporte.

### 1.5.2 Elección de la estructura soporte

Una vez calculado el número de módulos fotovoltaicos a instalar, y los esfuerzos que debe soportar la estructura que los sustente, es necesario conocer las características propias de dicha estructura.

En el presente proyecto, se ha decidido instalar una estructura soporte SUN NEST, fija sobre suelo, con un ángulo de inclinación igual a 34° (calculado en los apartados anteriores), cuyas características principales son las siguientes: (ver anexo 10.2.2 memoria descriptiva)

ESTRUCTURA SOPORTE SUN NEST SNM6D	
Material constructivo	Acero galvanizado en caliente-Inoxidable
Capacidad de módulos	2 filas
Ensamblaje de módulos	Tornillería en acero inoxidable galvanizado en caliente
Anclajes al terreno	Mediante zapata y unión atornillada a pernos.
Cumplimiento norma	Norma UNE-ENV 1991 Eurocódigo, CE.
Longitud	6 metros
Altura mínima / máxima instalación de paneles	0,5/2,3 metros
Peso aproximado	500 kg

Tabla 28. Características de la estructura soporte sobre suelo SUN NEST SNMD6.

Según el fabricante, la estructura soporte elegida cumple los esfuerzos requeridos en el apartado anterior.

Así mismo, el fabricante suministra longitudes máximas de la estructura de 6 metros de longitud, siendo factible la instalación de varias estructuras contiguas.

Conociendo las dimensiones de los paneles A-280 P (1965x990) se decide instalar 2 filas de módulos verticalmente en cada estructura soporte, es decir, un total de 12 módulos por cada estructura de 6 metros:

$$N^{\circ}_{\text{módulos por estructura}} = N^{\circ}_{\text{filas}} * \frac{\text{Longitud}_{\text{estructura}}}{\text{Longitud}_{\text{panel}}} = 2 * \frac{6}{0,99} = 12,12$$



### 1.5.3 Cálculo de las cimentaciones

Teniendo en cuenta los valores de las cargas que deben soportar las estructuras soporte y las indicaciones del fabricante, calcularemos el volumen de las cimentaciones necesarias en cada estructura soporte.

Para ello seguiremos las prescripciones de la ITC-LAT 07 (otra opción válida sería el cálculo en función del CTE), donde se indica que la estabilidad del apoyo queda asegurada por la igualdad entre los esfuerzos solicitantes y las reacciones del terreno, o lo que es lo mismo, cuando el momento al vuelco,  $M_v$ , sea igual al momento estabilizador  $M_e$ , debido a las reacciones laterales y verticales del terreno:

$$M_v \leq M_e$$

Para ello se deben tener en cuenta los siguientes datos:

- F: Esfuerzo sobre el apoyo (N)
- Hl: Altura desde el punto de aplicación F hasta la línea de tierra (m)
- H: Profundidad de la cimentación (m)
- P: Peso del conjunto formado por el macizo del hormigón, el apoyo y otros elementos (N)
- a: Anchura de la cimentación (m)
- b: Espesor de la cimentación (m)

#### 1.5.3.1 Esfuerzo sobre el apoyo

El esfuerzo sobre el apoyo F vendrá dado por la acción del viento sobre el plano de los paneles solares. Tenemos que la carga de viento es de 276,01 kg/m<sup>2</sup> y que la superficie del conjunto de paneles sobre una estructura es de 24 m<sup>2</sup>:

$$S_{\text{paneles,estructura}} = N^{\circ}_{\text{paneles,estructura}} * S_{\text{paneles}} = 12 * (2 * 1) = 24 \text{ m}^2$$

A partir de lo anterior se obtiene el esfuerzo sobre el apoyo:

$$F = \text{Acción}_{\text{nieve}} * S_{\text{paneles,estructura}} * \text{sen}(\alpha) = 276,01 * 24 * \text{sen}(34^{\circ}) = 3.704 \text{ kg} \\ = 377,58 \text{ N}$$

#### 1.5.3.2 Altura desde el punto de aplicación de la fuerza

La altura desde el punto de aplicación de dicha fuerza (Hl), que es el centro de los paneles, se encuentra a 1,62 metros:

$$Hl = H_{\text{paneles-suelo}} + L_{\text{panel}} * \text{sen}(\alpha) = 0,5 + 2 * \text{sen}(34) = 1,62 \text{ metros}$$



### 1.5.3.3 Peso total del conjunto

Para calcular el peso del conjunto sumaremos el peso de la propia estructura, el peso de los paneles y cableado que transcurre por la estructura. También tendremos en cuenta una posible sobrecarga de nieve sobre los paneles (56,07 kg/m<sup>2</sup>). Por último añadiremos el peso propio de la cimentación, que ayudará a estabilizar el conjunto.

En una primera estimación, se supone una zapata cuadrada de 0,9 metro de lado con una profundidad de 1 metro, lo que resulta un volumen de 0,81 m<sup>3</sup>. La estructura soporte apoya sobre el terreno en 6 puntos, por tanto el número de zapatas será igual a 6 unidades.

Finalmente el peso del conjunto resultaría:

$$P = P_{estructura} + P_{paneles} + S_{estructura} * Acción_{nieve} + N^o_{zapatas} * V_{zapata} * \rho_{hormigón} = 500 + 12 * 24 + 24 * 56,07 + 6 * 0,81 * 2200 = 12825,68 \text{ kg} = 1307,40 \text{ N}$$

Siendo:

- $\rho_h$ : densidad del hormigón igual a 2200 kg/m<sup>3</sup>

### 1.5.3.4 Comprobación de los momentos

Teniendo en cuenta los valores calculados se estiman, para evitar complicar los cálculos en exceso, una serie de consideraciones:

-El centro de inercia del conjunto paneles-soporte se sitúa a nivel del terreno y en la parte central del conjunto.

-Considerando lo anterior, el momento estabilizador será igual al cociente de la fuerza realizada por el peso total del conjunto y la distancia horizontal desde el centro de inercia establecido y el punto medio de la base de las zapatas posteriores (punto crítico sobre el que se produce el vuelco). Dicha distancia es de 1,36 metros.

-Por otro lado, el momento volcante, será igual a la fuerza del viento por la distancia vertical entre el centro de los paneles que integran la estructura (punto de aplicación de la fuerza del viento), y el punto crítico considerado en el apartado anterior:

$$H_v = H_{zapata} + H_{soporte-suelo} + H_{panel} = 1,5 + 0,5 + 1,12 = 3,12 \text{ metros}$$

Además, según se establece en el apartado 3.6.1 de la ITC-LAT-07, se debe considerar un coeficiente de seguridad k, igual a 1,5.

Finalmente comprobamos que se cumplen la siguiente condición:

$$M_v * k < M_e = (377,58 * 3,12) * 1,5 < 1307,40 * 1,36 = 1.767 < 1778,07 \text{ Nm}$$



A partir de la condición anterior, se puede concluir que las hipótesis son correctas y cumplen los requisitos de seguridad marcados.

En resumen, se instalarán un total de 6 zapatas de hormigón reforzado de 0,9 metros de lado por 1 metro de profundidad por cada estructura soporte, que como se sabe, sustenta a 12 módulos fotovoltaicos A-280 P.

## 1.6 CONFIGURACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Una vez establecido tanto el número de paneles como las características de la estructura soporte, se va a diseñar la configuración del campo fotovoltaico.

Como se ha comentado, el campo fotovoltaico engloba al conjunto de paneles y estructura soporte, los equipos de protección primarios y secundarios en corriente continua (cajas de nivel I y II), todo el cableado necesario para su interconexión y las correspondientes arquetas para el paso de dicho cableado.

### 1.6.1 Integración de estructuras sobre el terreno

Como queda reflejado en la memoria descriptiva, el terreno disponible donde se va a ubicar la instalación es de 7,69 hectáreas. No es un terreno perfectamente rectangular (rara vez ocurre), sino que en uno de sus extremos, la propiedad se estrecha. Ello no implica problema alguno debido a que como se puede observar en el plano 1, el terreno ocupado por la planta se estima en torno a la cuarta parte del terreno disponible.

Conociendo el largo de la parcela (400 metros) se va a diseñar la configuración de estructuras y paneles siguiendo los siguientes criterios:

- Cada ramal de paneles en serie está formado por 20 unidades. Se sustentarán 12 paneles en cada soporte. Por tanto, cada 5 soportes englobarán tres ramales.
- Se instalarán de manera contigua (separadas una distancia mínima de 40 centímetros) un total de 10 estructuras soporte, es decir, 6 ramales en paralelo.
- Se decide conservar 10 metros de camino transitable en cada lateral del conjunto mencionado en el párrafo anterior.
- El total de conjuntos formados por 10 estructuras soporte será igual a 3 por cada línea de paneles. Por consiguiente, se instalarán un total de 18 ramales en paralelo por cada una de las citadas líneas de paneles.



- Como el número de ramales en paralelo debe ser igual a 402 unidades, el número de líneas de paneles será igual a 22,33:

$$N^{\circ}_{\text{líneas de paneles}} = \frac{N^{\circ}_{\text{total, ramales}}}{N^{\circ}_{\text{conjuntos, fila}}} = \frac{402}{3} = 22,33$$

Es decir, 22 líneas de paneles y en la línea 23 se instalarán únicamente 10 soportes de 6 metros. Esta última línea se dividirá en dos (23 y 24), instalando 5 soportes por cada inversor.

- Tanto en la parte frontal como en la posterior de cada conjunto de paneles, se conservará una distancia libre que posee una doble funcionalidad:
  - Posibilidad de realizar las actividades de mantenimiento necesarias.
  - Conseguir eliminar en su totalidad, las pérdidas por sombreado provocadas por la interferencia de una línea de paneles con la siguiente.

La citada distancia, va a ser calculada en el siguiente apartado.

### 1.6.2 Cálculo de la distancia entre filas de paneles

El motivo por el que se calcule la distancia mínima entre filas de paneles es, como se ha comentado, para minimizar las pérdidas por sombras que generan los propios módulos fotovoltaicos entre sí.

Para la separación usaremos la recomendación del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), considerando el cálculo en la posición más baja del sol correspondiente al día 21 de diciembre y los siguientes criterios:

- La distancia,  $D$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso,  $D$ , ha de ser como mínimo:

$$D \geq h * k$$



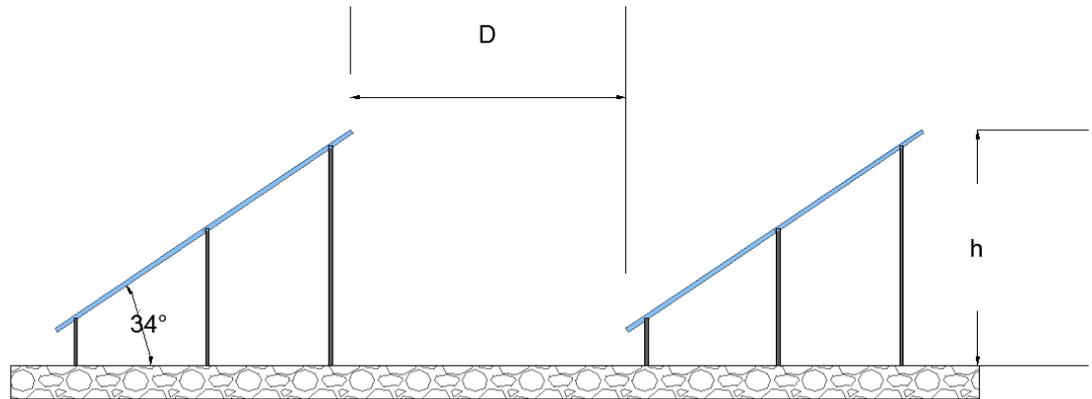


Figura 7. Representación de la separación entre paneles.

-Siendo  $h$  la altura máxima de los paneles en su parte posterior, obteniéndose por trigonometría en función del ángulo de inclinación y la longitud de los dos paneles:

$$h = Longitud_{paneles} * \text{sen}34 = (2 + 2) * \text{sen}34 = 2,24 \text{ metros}$$

-Considerando  $k$ , un factor adimensional al que se le asigna un valor en función de la latitud. Como se sabe, la latitud propia del emplazamiento donde se está diseñando la planta fotovoltaica es  $40,7495^\circ$ , por tanto:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61 - 40,7495)} = 2,71$$

Finalmente, la distancia  $D$  de separación entre líneas de paneles será:

$$D \geq h * k = 2,24 * 2,71 = 6,07 \approx 6,1 \text{ metros}$$

### 1.6.3 Localización de los centros de inversores y de transformación, y distancias necesarias

Como se ha explicado en la memoria descriptiva, la instalación se compone de dos inversores que transforman la corriente continua en corriente alterna. Dichos inversores, irán albergados en sendas envolventes de hormigón.

Se decide instalar las citadas envolventes en el ecuador del campo fotovoltaico, de manera que el conjunto de paneles situados al sur de las envolventes, suministren la energía generada al inversor 1 y los paneles localizados al norte de los citados centros de hormigón, suministrarán su energía al inversor 2.

Es necesario guardar unas distancias mínimas desde los centros de hormigón a los paneles más cercanos por razones de tránsito de vehículos para la descarga y mantenimiento de dichos centros y los equipos integrados en ellos. Debido a la disponibilidad de gran parte de terreno libre, se decide establecer en torno a 20 metros de separación entre los paneles más cercanos y las envolventes de hormigón, para evitar sombras y facilitar el acceso a los centros.

En el plano general del campo fotovoltaico puede observarse la configuración resultante de los resultados obtenidos. (Ver plano 1)

## 1.7 DISEÑO DE LAS PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

### 1.7.1 Diseño de las protecciones primarias (cajas de nivel I)

Como se ha mencionado en la memoria descriptiva se instalará un primer elemento de protección eléctrica en corriente continua, denominado cajas de conexión o de nivel I (CN.1). Se encuentran próximas a los módulos fotovoltaicos y tienen una triple funcionalidad:

- Agrupar los terminales procedentes de los módulos fotovoltaicos con el fin de comunicar las cajas en cuestión, con las cajas de nivel II mediante un único circuito (un conductor positivo y uno negativo).
- Proteger la instalación contra sobrintensidades y cortocircuitos mediante fusibles (dos por ramal, uno en el terminal positivo y otro en el negativo) instalados en sus correspondientes bases portafusibles. Según el ITC-BT 22, para intensidades nominales  $4A < I_n < 16A$ , la intensidad de actuación del fusible elegido debe ser:

$$I_f = 1,90 * I_n$$

Siendo:

- $I_n$ : intensidad nominal proporcionada por los paneles en serie
- Posibilidad de apertura manual para aislar el conjunto de ramales conectados a la caja. Para ello, se decide instalar un interruptor seccionador de corte en carga acorde a los valores de intensidad requeridos.



### 1.7.1.1 Componentes de las cajas de nivel I

Lo primero que se debe conocer, es el número de ramales en paralelo que van a ser agrupados por cada caja.

Por razones de diseño que se analizarán en los apartados posteriores, se decide agrupar un máximo de 24 strings en paralelo por cada caja de nivel I.

Por tanto, el número total de terminales entrantes en cada caja será igual a 48 (entre positivos y negativos). Como por cada terminal debe instalarse un fusible, el número de fusibles y bases portafusibles será igual a 48 unidades.

La intensidad de corte del fusible a elegir es de 14,89 A:

$$I_f = 1,90 * I_n = 1,90 * 7,84 = 14,89 A$$

Se decide instalar fusibles cilíndricos DF gPV de 10x38 1000 V DC con una intensidad nominal de 16 A. (Ver tabla 15 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

La base portafusibles a instalar es también DF, de tipo 10x38 unipolar 1000 V DC con una intensidad nominal de 32 A. (Ver tabla 15 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Para dimensionar el interruptor seccionador de corte en carga, es necesario conocer lo establecido en el ITC-BT 22, "el poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima en su punto de instalación". La intensidad máxima que debe interrumpir, será por tanto:

$$I_{corte} = I_{cc,ramal} * N^o_{ramales} = 8,99 * 24 = 215,76 A$$

Se opta por instalar un interruptor seccionador de corte en carga TELERGÓN S5000 DC de 1000 V DC y poder de corte de 250 A. Los terminales se conectarán sobre el interruptor mediante una pletina que actué como embarrado. (Ver tabla 17 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Además de los elementos calculados, las cajas de nivel I poseen descargadores de sobretensión a tierra, con una tensión nominal 1000 V y una intensidad máxima de 4,5 kA marca SCHNEIDER.

Finalmente, todo lo anterior se integra en un armario de IDE de dimensiones (largo, alto, ancho) 400x1000x200 milímetros.



### 1.7.1.2 Localización de las cajas de nivel I en el campo fotovoltaico

Como se ha comentado, se agruparán un máximo de 24 ramales en paralelo por cada caja de nivel I. Aunque no siempre es así, ya que por razones estructurales del campo fotovoltaico, existirán dos cajas de nivel I por cada inversor con un número de ramales agrupados igual a 18, y una tercera con 21 ramales en paralelo.

En resumen, por cada inversor se instalarán las siguientes cajas de nivel I:

- 6 unidades con 24 entradas (48 conductores)
- 1 unidad con 21 entradas (42 conductores)
- 2 unidades con 18 entradas (36 conductores)

Todas ellas disponen del mismo interruptor seccionador anteriormente mencionado, variando únicamente el número de fusibles a instalar en función de los conductores de entrada.

La configuración de las diferentes cajas de nivel I, queda recogida la tabla 5 del anexo 4.1.4 memoria de cálculo.

### 1.7.2 Diseño de las protecciones secundarias en DC (cajas de nivel II)

Cabe destacar, que aunque las cajas de conexión o de nivel II no se localicen físicamente en el campo fotovoltaico como tal, sino que se sitúan dentro de los centros de inversores, se van a diseñar en este apartado por pertenecer al circuito de corriente continua.

Las cajas de nivel II desarrollan las mismas funciones que las cajas de nivel I.

Teniendo en cuenta los diferentes tipos de cajas de nivel I diseñados, y sabiendo que por cada una de ellas existe únicamente una salida, puede conocerse que el número de entradas que acometen a las cajas de nivel II es igual a 9 positivos y 9 negativos. Para realizar el diseño de las cajas de nivel II se consideran los siguientes criterios:

- Las 9 entradas deben integrarse repartidas en tres armarios de plástico cuyas dimensiones se fijarán posteriormente. Los componentes que integran las cajas serán los mismos que en las cajas de nivel I, es decir, un fusible por cada entrada y un interruptor seccionador de corte en carga por cada caja. Respecto al número de salidas hacia los inversores, se va a calcular posteriormente.
- Independientemente de la intensidad máxima que circule por cada entrada, se instalarán fusibles del mismo tipo, acordes a la configuración más desfavorable. Se considera como opción más desfavorable las cajas de nivel I con 24 entradas.



- Al existir diferentes tipos de entradas, se va a intentar hacer un reparto más o menos equitativo para que las intensidades que deben ser interrumpidas por el seccionador de corte en carga sean similares.
- Desde el interruptor seccionador de cada caja, se enlazarán los positivos con una pletina de 80x10 milímetros, del mismo modo que los negativos. De dicha pletina, se conectarán las salidas hacia el inversor. El número de salidas se determinará en el apartado de secciones.

### 1.7.2.1 Componentes de las cajas de nivel II

Conocida la configuración de caja de nivel I más desfavorable, se establece su intensidad nominal para el diseño de los fusibles necesarios en las protecciones secundarias:

$$I_{n,ramal} = N^{\circ}_{entradas} * I_n = 24 * 7,84 = 188,16 \text{ A}$$

A partir del valor anterior, se aplica lo establecido en el ITC-BT 22 referido a fusibles donde  $I_n > 16 \text{ A}$ :

$$I_f = 1,6 * I_n = 1,6 * 188,16 = 301,1 \text{ A}$$

Se decide instalar fusibles DF tipo NH3 1000 V DC con una intensidad nominal de 315 A y un poder de corte de 30 kA. (Ver tabla 16 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Las bases portafusibles correspondientes serán DF tipo NH3 1000 V DC para 630 A. (Ver tabla 16 anexo 10.2.9.1 descriptiva)

Posteriormente, los fusibles se conectarán a un interruptor seccionador de corte en carga. La intensidad nominal de dicho elemento, debe ser superior a la intensidad máxima proporcionada por la suma de las tres entradas. El caso más desfavorable tiene lugar cuando se integran las entradas de las siguientes cajas de nivel I:

- 2 Cajas con 24 entradas
- 1 Caja con 21 entradas

La intensidad máxima en este caso será, por tanto:

$$I_{max,CN2} = N^{\circ}_{T,entradas} * I_{cc,string} = (24 + 24 + 21) * 8,99 = 620,31 \text{ A}$$

Se elige un interruptor seccionador de corte en carga TELERGÓN S5000 DC de 630 A. (Ver tabla 17 anexo 10.2.9.1 memoria descriptiva)

Los componentes anteriores irán instalados en una caja de material polimérico de dimensiones 630x540x200 mm de CAHORS. A este módulo se le añadirá una segunda caja con dimensiones 630x270x200 mm también de CAHORS.



### 1.7.2.2 Localización de las cajas de nivel II

Como se ha mencionado previamente, las cajas de nivel II están situadas dentro de los centros de hormigón que albergan entre otros equipos, a los inversores. Se instalarán sobre una de las paredes por la parte interior, ancladas mediante pernos.

Del mismo modo, se dispondrá de tramos de bandejas con rejillas metálicas desde las salidas de las CN.2, hasta el escote para el paso de cableado a través del suelo técnico de madera.

La configuración y características de las cajas de nivel II puede observarse en la tabla 6 del anexo 4.1.4 memoria de cálculo. Del mismo modo, la representación gráfica de las CN.2 queda plasmada en el plano 11.

## 1.8 CÁLCULO DE SECCIONES Y ARQUETAS

A continuación se dimensionarán las secciones de los conductores que conectan los paneles fotovoltaicos con los inversores, en cumplimiento del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Los conductores a instalar serán suministrados por Prysmian.

La sección de los conductores varía en función de las características de la línea. En este apartado, se van a distinguir tres tramos perfectamente diferenciados, dentro de la parte de corriente continua:

- Tramo Paneles-Caja de nivel I
- Caja de nivel I-Caja de nivel II
- Caja de nivel II-Inversor

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

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

El criterio térmico limita la intensidad máxima admisible por el cable en régimen permanente. Por seguridad, se tomará un valor para los cálculos de un 125% de esta corriente, cumpliendo con lo indicado en la ITC-BT 40 para instalaciones generadoras.

Además, se debe tener en cuenta, según el ITC-BT 06-07 una serie de factores de corrección en función de diferentes criterios referidos al método de instalación de los conductores.



La expresión para determinar la intensidad máxima es la siguiente:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2 * f_n}$$

Siendo:

- $I_L$ : intensidad nominal de la línea (A)
- $I_{max,CN}$ : intensidad máxima en el conductor en condiciones normales (A):
  - Redes aéreas: 40°C
  - Redes subterráneas o enterradas: 25°C
- $f_1, f_2, f_n$ : factores de corrección según ITC-BT 06-07 (Ver anexos 4.1.5.1 y 4.1.5.2 memoria de cálculo)

➤ Criterio de la caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el final de la línea.

Según se refleja en la ITC-BT 40, la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la red de distribución no será superior al 1,5 %. Se estimará en cada uno de los tramos de la instalación un valor de caída de tensión máxima, ya que el reglamento entiende el citado 1,5% para toda la planta de generación, incluyendo la línea de enlace.

Para el cálculo de la sección en función de la caída de tensión (corriente continua y corriente alterna monofásica) se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 * L * \rho * I_L}{AV}$$

Siendo:

- $L$ : longitud de la línea (m)
- $I_L$ : Intensidad nominal de la línea (A)
- $\rho$ : La resistividad del cobre:
 
$$\rho_{T^{\circ}C} = \rho_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (T^{\circ}C - 20))$$
  - $\rho_{Cu,20^{\circ}C} = 0,018 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
  - $\alpha_{Cu} = 0,00392$  para cobre
- $AV$ : caída de tensión (V)



➤ Criterio de la intensidad de cortocircuito:

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (considerando 0,5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160° C para cables con aislamiento termoplásticos y de 250° C para cables con aislamientos termoestables.

Cabe destacar que en corriente continua, la intensidad de cortocircuito máxima es únicamente la que proporcionan los paneles fotovoltaicos. Como esta intensidad es ligeramente superior a la intensidad nominal de los paneles, no va a poner en riesgo los diferentes elementos instalación. Por tanto, aunque no tenga mucho sentido analizar el criterio de la intensidad de cortocircuito, se va a calcular para dejar constancia de la escasa relevancia que acarrea un cortocircuito en la parte de continua.

La intensidad máxima que puede circular por los conductores se obtiene de la siguiente expresión:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k}$$

Siendo:

- k = coeficiente dependiente del tipo de conductor, 143 para Cobre y aislamiento XLPE.
- S = sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- t = duración del cortocircuito en segundos.

### 1.8.1 Tramo módulos fotovoltaicos- CN1

El propio fabricante de paneles fotovoltaicos, aconseja la instalación de un conductor de sección no inferior a 4 mm<sup>2</sup>. A pesar de esto, se va a calcular la sección mediante los criterios anteriormente expuestos.

Como es lógico, los conductores que conectan unos módulos con otros, deben instalarse mediante algún sistema de soporte sobre la estructura. En este caso, se realizará sobre una bandeja de rejilla metálica.

Se considera una temperatura sobre los conductores de 40° ya que aunque la temperatura ambiente sea inferior, en la parte posterior de los módulos la temperatura adquiere valores elevados por efecto invernadero.

El conductor a instalar es P-SUN sp 0,6/1kV de cobre electrolítico y aislamiento PVC. Debe recordarse la intensidad nominal de los módulos igual a 7,84 A.



### 1.8.1.1 Cálculo por intensidad admisible

Siguiendo la explicación propuesta anteriormente, se va a calcular la sección mínima de los conductores P-SUN sp:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2 * f_3} = \frac{1,25 * 7,84}{0,9 * 0,75 * 1} = 14,52 A$$

Siendo:

- $f_1 = 0,9$  por exposición directa al sol
- $f_2 = 0,75$  por instalación en haz de más de 3 conductores aislados
- $f_3 = 1$  por temperatura ambiente de 40°C

Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004, suponiendo una instalación sobre bandeja de rejilla (tipo F), y un aislamiento 2xPVC se obtiene una sección de 1,5 mm<sup>2</sup> (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo). Como puede observarse, cumple la condición necesaria:

$$I_{max,CN} \leq I_{max,admissible,conductor} = 14,52 \leq 23 A$$

### 1.8.1.2 Cálculo por caída de tensión

Sabiendo que el ITC-BT 40 limita la caída de tensión de toda la planta al 1,5%, se considera que en la línea objeto de nuestro cálculo limitamos la caída de tensión al 0,5 % y el 1,0 % restante lo dejamos para el resto del cableado.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = V_{max,paneles} * AV_{\%} = 797,6 * \frac{0,5}{100} = 3,98 V$$

Siendo:

- $V_{max,paneles}$ : Tensión nominal máxima por ramal
- $AV_{\%}$ : Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada string, es decir, la distancia entre el panel más alejado y la caja de nivel I.
- La resistividad del cobre a 40 °C es 0,019 mm<sup>2</sup>Ω/m

Debido a que la planta fotovoltaica en cuestión, es simétrica, únicamente se van a analizar los tramos correspondientes al inversor 1. Además, al situarse las cajas de nivel I en la misma posición para las tres columnas de filas de módulos existentes, se va a calcular durante todos los tramos, la columna más desfavorable, es decir, la columna central, que posee 11 líneas de paneles recogidos en 3 cajas de nivel I.



A continuación, se va a dimensionar la sección mínima del string 88 considerado como el más desfavorable, con una longitud de 89,70 m:

$$S_{S88-CN1.5} = \frac{2 * L_{S88-CN1.5} * \rho * I_L}{AV} = \frac{2 * 89,70 * 0,019 * 7,84}{3,98} = 6,71 \text{ mm}^2$$

Como se observa, un conductor de 6 mm<sup>2</sup> de sección NO cumpliría. Por ello, se debe instalar un conductor de 10 mm<sup>2</sup> de sección.

Los valores del cálculo de secciones por el criterio de caída de tensión en función de los strings mencionados anteriormente se recogen en la tabla 15 del anexo 4.1.5.4 memoria de cálculo.

### 1.8.1.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

A partir de lo establecido anteriormente, se puede calcular la sección en función de la intensidad de cortocircuito, considerando un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos. Se sabe que dicha intensidad, para el tramo paneles-caja de nivel I es la intensidad de cortocircuito proporcionada por el fabricante de paneles, siendo igual a 8,99 A. Por tanto:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{8,99 * \sqrt{0,5}}{143} = 0,045 \text{ mm}^2$$

Como se observa, en los tramos de corriente continua de la instalación no será relevante calcular la sección a partir de este criterio.

## 1.8.2 Tramo CN1-CN2

Los conductores que conectan las cajas de nivel I con las cajas de nivel II situadas en las envolventes prefabricadas, se van a instalar enterrados y bajo tubo.

Para acceder al terreno, desde cada caja de nivel I, se realizará a partir de tubo corrugado de 100 mm de diámetro embebido en el terreno que desemboca en una arqueta próxima a la caja.

La comunicación del cableado entre arqueta y arqueta tiene lugar a partir de tubo corrugado rojo de diámetro igual a 200 mm instalado a 0,7 metros de profundidad.

Las arquetas a instalar serán prefabricadas de dimensiones interiores 800x800x1000 milímetros (Ver plano 12). Se localizarán, como se ha mencionado, próximas a las cajas de nivel I.



Como puede observarse en el plano 1, por cada inversor, existen tres columnas de paneles, agrupadas cada una de ellas sobre tres cajas de nivel I. Con el objetivo de reducir la caída de tensión y los costes de obra civil, se instalarán dos columnas de arquetas por inversor, es decir, la columna 2 y la columna 3 de paneles comparten el mismo paso de cableado, lo que supone un máximo de seis conductores por tubo, instalados como se explicará a continuación.

Según el ITC-BT 40, se debe introducir por el mismo tubo todos los conductores positivos. Del mismo modo ocurrirá con los negativos. Con ello se consigue que ante una posible perforación de los conductores, al entrar en contacto conductores prácticamente al mismo potencial, no exista riesgo alguno de cortocircuito.

La entrada del cableado a los centros de hormigón se realizará a partir de otra arqueta, denominada principal, de dimensiones 2000x1200x1000 milímetros (Ver plano 12). Desde la arqueta principal hasta las cajas de nivel II, el cableado ascenderá a través de diversos escotes en la base de la envolvente de hormigón, siendo conducido hasta dichas cajas mediante una rejilla metálica.

Se considera una temperatura del terreno de 25°C con una resistividad térmica de 1 Km/W.

El conductor a instalar es Retenax Flex Irish Tech, también conocido como RV-K 0,6/1kV de cobre electrolítico recocido y aislamiento polietileno reticulado (XLPE).

### 1.8.2.1 Cálculo por intensidad admisible

Como se ha comentado anteriormente, existen tres tipos de configuraciones respecto a las cajas de nivel I, siendo sus intensidades nominales:

- Caja con 24 entradas, 188,16 A
- Caja con 21 entradas, 164,64 A
- Caja con 18 entradas, 141,12 A

Siguiendo el ITC-BT 40, se va a calcular la sección mínima de los conductores RV-K 0,6/1kV, para las tres configuraciones:

$$I_{mas,CN24} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2} = \frac{1,25 * 188,16}{1 * 1} = 235,2 \text{ A}$$

$$I_{mas,CN21} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2} = \frac{1,25 * 164,64}{1 * 1} = 205,8 \text{ A}$$

$$I_{mas,CN18} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2} = \frac{1,25 * 141,12}{1 * 1} = 176,4 \text{ A}$$



Siendo:

- $f_1 = 1$  por conductores enterrados a 0,7 metros
- $f_2 = 1$  por resistividad térmica del terreno igual a 1 K\*m/W

Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-C2 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 13 anexo 4.1.5 memoria de cálculo), suponiendo una instalación dentro de conductos horizontales enterrados (tipo D), y un aislamiento 2xXLPE se obtiene una sección de 95 mm<sup>2</sup>.

### 1.8.2.2 Cálculo por caída de tensión

En este caso, se limita la caída de tensión al 0,4%.

Por lo que la caída de tensión máxima será de 3,19 V:

$$AV = V_{max,paneles} * AV_{\%} = 797,6 * \frac{0,4}{100} = 3,19 V$$

Siendo:

- $V_{max,paneles}$ : Tensión nominal máxima por ramal
- $AV_{\%}$ : Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada tramo, es decir, la distancia entre la arqueta correspondiente a la caja de nivel I, y la caja de nivel II correspondiente.
- La resistividad del cobre a 25 °C es de 0,0185 mm<sup>2</sup>Ω/m

A continuación, se va a dimensionar la sección mínima del tramo CN1.1-CN2.1, entendido como más desfavorable, debido a su longitud de 136,1 m:

$$S_{CN1.1-CN2.1} = \frac{2 * L_{CN1.1-CN2.1} * \rho * I_L}{AV} = \frac{2 * 136,1 * 0,0185 * 141,12}{3,19} = 216,74 mm^2$$

Como se observa, un conductor de 240 mm<sup>2</sup> de sección cumpliría. Los valores calculados para el resto de tramos, se van a recoger en la tabla 16 del anexo 4.1.5.4 memoria de cálculo.



### 1.8.2.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

Se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos. Se sabe que la intensidad de cortocircuito propia del tramo más desfavorable (24 entradas), es de 215,76 A. Por tanto:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{215,76 * \sqrt{0,5}}{135} = 1,13 \text{ mm}^2$$

Como se observa, de nuevo el cálculo carece de sentido.

### 1.8.3 Tramo CN2-Inversor

Los conductores que conectan las cajas de nivel II con los inversores, se van a instalar bajo suelo de madera, denominado suelo técnico.

Del mismo modo que en las entradas, los conductores de salida descienden por un tramo de rejilla metálica hasta introducirse por un escote en la madera para ser conectados directamente con el embarrado del inversor.

Se considera una temperatura del interior de la envolvente de hormigón de 30°C.

El conductor a instalar es Retenax Flex Irish Tech, también conocido como RV-K 0,6/1kV de cobre electrolítico recocido y aislamiento polietileno reticulado (XLPE).

En este caso, se va a fijar la sección de los conductores, continuando con una sección de 240 mm<sup>2</sup> como en el tramo anterior. Ello se realiza con el fin de reducir en número de conductores, ya que los puentes son notablemente inferiores en longitud respecto al tramo anterior y por tanto la caída de tensión será mucho menor que en el tramo anterior.

#### 1.8.3.1 Cálculo por intensidad admisible

Como se puede observar en la tabla correspondiente a las cajas de nivel II del anexo 4.1.5 memoria de cálculo, la intensidad máxima en condiciones normales que circulará por las pletinas de cobre de las cajas de nivel II será de 1575,84 A.

Siguiendo el ITC-BT 40, se va a sobredimensionar la intensidad en un 125%:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2} = \frac{1,25 * 1575,84}{0,75 * 1,10} = 2387,64$$

Siendo:

- $f_1 = 0,75$  por instalación de más de 3 conductores aislados en contacto
- $f_2 = 1,10$  por temperatura ambiente de 30°C



Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), se calcula el número de conductores necesario, suponiendo una instalación bajo techo (suelo) de madera o mampostería (tipo C), y un aislamiento 2xXLPE. Dicha tabla considera una intensidad máxima admisible de 599 A, por lo que el número de conductores mínimos necesarios será de:

$$N^{\circ}_{salidasCN2-Inversor} = \frac{I_{maxCN2}}{I_{max\ 240mm^2}} = \frac{2387,64}{599} = 3,98 \approx 4$$

### 1.8.3.2 Cálculo por caída de tensión

En este caso, se limita la caída de tensión en este tramo al 0,05%.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = V_{max,paneles} * AV_{\%} = 797,6 * \frac{0,05}{100} = 0,40 V$$

Siendo:

- $V_{max,paneles}$ : Tensión nominal máxima por ramal
- $AV_{\%}$ : Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada tramo, es decir, la distancia entre la caja de nivel II y el inversor correspondiente.
- La resistividad del cobre a 30 °C es de 0,0187 mm<sup>2</sup>Ω/m

A continuación, se va a comprobar si se cumple por el presente criterio lo obtenido en el apartado anterior (4 conductores de 240 mm<sup>2</sup>). Se supone que la intensidad nominal por la caja de nivel se divide en cuatro partes, siendo igual a 393,96 A. La longitud de todas las salidas es prácticamente similar, e igual a 5 metros:

$$S_{CN2-Inversor} = \frac{2 * L_{CN2-Inversor} * \rho * I_L}{AV} = \frac{2 * 5 * 0,0187 * 393,96}{0,40} = 182,2 \text{ mm}^2$$

Como se observa, la configuración calculada por el criterio de intensidad admisible sería correcto.



### 1.8.3.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

Se considera un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 segundos. Se sabe que la intensidad de cortocircuito será igual a la suma de dicha intensidad en todos los strings, es decir, igual a 3613,98 A. Por tanto:

$$S = \frac{I_{CC} * \sqrt{t}}{k} = \frac{3613,98 * \sqrt{0,5}}{135} = 18,76 \text{ mm}^2$$

Finalmente, se decide instalar 4 conductores de 240 mm<sup>2</sup> que conexionarán las CN.2 de cada envolvente de hormigón, con su respectivo inversor.

## 1.9 PUESTA A TIERRA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Según el ITC-BT 40 las centrales generadoras deben estar provistas de sistemas de puesta a tierra diseñados para asegurar que las tensiones que puedan presentarse en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT 13. Además, deben estar diseñadas del tal modo que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas.

Como se ha comentado en la memoria descriptiva, el campo fotovoltaico se considera un sistema IT, es decir, con neutro aislado. Un medidor de aislamiento avisará en caso de producirse un primer defecto a tierra para que este sea corregido.

La tierra del campo fotovoltaico se denominará en el presente proyecto como Tierra 1 y va a ser calculada a continuación.

### 1.9.1 Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará la planta fotovoltaica, se considerará una resistividad media superficial igual a 300 Ωm, debida a un suelo de arena arcillosa.

### 1.9.2 Cálculo de la puesta a tierra

Se va a considerar un único anillo formado por conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> alrededor del campo fotovoltaico y enterrado a una profundidad de 0,7 m.

Deben conectarse a dicho anillo todos los elementos metálicos englobados dentro del campo fotovoltaico. Es decir, estructuras metálicas de los paneles, soportes, etc.



La única consideración que se va a tener en cuenta a la hora de diseñar la tierra del campo fotovoltaico es que la resistencia de dicha tierra sea inferior a un valor que asegure la eficacia de la misma. El valor de resistencia máximo admisible se fija en  $10 \Omega$ .

Por tanto, sabiendo que si se establece una circunferencia alrededor de la planta, el radio de dicha circunferencia sería de 150 metros aproximadamente, se va a calcular la longitud del conductor de cobre de  $50 \text{ mm}^2$ :

$$L_{anillo} = 2 * \pi * r = 2 * \pi * 150 = 942,48 \text{ m}$$

La resistencia de la puesta a tierra se calcula a partir de la siguiente expresión referida a puestas a tierra formadas por conductor enterrado horizontalmente:

$$R = \frac{2 * \rho}{L_{anillo}} = \frac{2 * 300}{942,48} = 0,65 \Omega$$

Siendo:

- $\rho$ : Resistividad del terreno

Una vez obtenida la resistencia de la puesta a tierra, se puede ratificar que con la configuración establecida previamente, es suficiente para la función requerida:

$$0,65 < 10 \Omega$$

## 2. CENTRO DE INVERSORES Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se entienden como centros de inversores, a las dos envolventes de hormigón que integran los equipos destinados a convertir la corriente continua, en corriente alterna, y asegurar el suministro de servicios auxiliares tales como alumbrado, fuerza, etc.

Los centros de hormigón comentados, se suministran prefabricados, con la única necesidad de ser anclados a una losa de hormigón armado que será construida previamente. Esto se realiza con el objetivo de disminuir el tiempo de construcción de la planta.

Se debe remarcar, la decisión de instalar únicamente dos envolventes de hormigón idénticas e identificadas en función del número de inversor que albergan.

Por otra parte, se entiende como centro de transformación a la envolvente de hormigón que integra los equipos capaces de elevar la tensión, medir la energía generada por la planta, y proteger la propia instalación en la parte de media tensión.



## 2.1 DISEÑO DEL INVERSOR

El inversor es un equipo fundamental dentro de una instalación fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

Partiendo de la idea de realizar una instalación fotovoltaica de 2 MW, se debe encontrar una configuración de inversores que proporcionen dicha potencia.

En el presente proyecto se decide instalar dos inversores INGECON SUN POWERMAX MULTI-MPPT 1000 TL M400DCAC INDOOR” de Ingeteam. Proporciona una potencia máxima de 1,019 kW. (Ver anexo 10.2.4 memoria descriptiva)

### 2.1.1 Características principales del inversor

Las características principales del inversor seleccionado son las siguientes:

INVERSOR INGECON SUN 1000TL M400	
Potencia Nominal	1.019 kW
Tensión AC de salida	400 V
Tensión DC máxima de entrada	1000 V
Intensidad DC máxima de entrada	1800 A
Eficiencia	88,6 %
Rango tensión DC máxima potencia, $V_{MP}$	578-820 V

Tabla 29. Características principales del inversor INGECON SUN 1000 TL

El esquema multifilar del inversor puede observarse en la figura 5 del anexo 10.2.4 memoria descriptiva.

En cuanto a las dimensiones del conjunto, según la información suministrada por el fabricante, posee unos valores (largo x alto x ancho) de 3510x2040x925 milímetros.

El inversor mencionado, adquiere un peso unitario de 2500 kg.

## 2.2 DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Con el objetivo de elevar la tensión de las líneas que provienen de los inversores y para que sea eficiente el transporte de energía que generan los paneles, se debe instalar un transformador de potencia.

Debido a que el transformador se va a instalar en una envolvente de hormigón, existiría la posibilidad de integrar un transformador seco (aislado por aire), pero se ha descartado esta opción ya que por lo general, su tamaño suele ser superior a los transformadores de aceite.



Finalmente, se decide instalar un transformador de baño en aceite.

La potencia del transformador que se debe instalar en el centro de transformación es:

$$S_N = \frac{P_{Inversores}}{fdp} = \frac{2 * 1,019}{0,93} = 2,19 \text{ MVA}$$

Siendo:

- $P_{inversores}$ : potencia nominal de los dos inversores de la instalación en MW
- $fdp$ : factor de potencia de la instalación, considerado igual a 0,93

Conociendo la potencia nominal del transformador, las tensiones de baja y media tensión, y el tipo de aislamiento se va a elegir un transformador GEDELSA de 2,2 MVA con doble devanado de baja tensión, 20/0,4/0,4 kV Dyn11yn11 con las características recogidas en la tabla 5 del anexo 10.2.5 memoria descriptiva. Cada inversor se conectará a un devanado diferente en baja tensión.

### 2.2.1 Cálculo del pozo apagafuegos

Como se va a instalar un transformador de aceite, se debe dimensionar también un pozo de recogida capaz de almacenar la totalidad del aceite que contiene el propio transformador en caso de fuga.

El transformador seleccionado posee un total de 1400 litros de aceite. Conociendo que el volumen de aceite que contiene el transformador GEDELSA, se calculará las dimensiones del pozo:

$$V_{pozo} \geq V_{trafo} = L * A * h \geq 1400 = 11 * 9 * 15 \geq 1400 = 1485 \geq 1400$$

Siendo:

- L: largo del pozo apagafuegos en dm
- A: ancho
- h: alto

A partir de lo anterior, se va a construir un pozo apagafuegos de dimensiones (largo x alto x ancho) 1,1x1,5x0,9 m.



## 2.3 CÁLCULO DE VENTILACIÓN

Con el objetivo de aumentar la vida útil y el rendimiento de los equipos que integran los centros de inversores y el centro de transformación, se va a calcular la ventilación necesaria para que la temperatura interior de los centros no alcance valores excesivos.

### 2.3.1 Bases de cálculo

En los cálculos se aplica lo establecido en los siguientes documentos:

- Norma UNE-EN 60076-1 Para transformadores de potencia
- CTE-DB-HE. Código técnico, documento básico de ahorro de Energía.

El volumen de aire a renovar es función de:

- Las pérdidas totales de los elementos que integren el módulo a ventilar.
- La diferencia de temperaturas del aire a la entrada y la salida. La máxima admisible es de 20°C según recomendaciones de UNESA.

Características del aire:

- Calor específico:  $C_p=0,24 \text{ kcal}/(\text{kg}^{\circ}\text{C})$
- Densidad del aire seco a 20°C,  $\rho: 1.16 \text{ kg}/\text{m}^3$

Utilizando la ecuación fundamental de calor:

$$Q = m * C_p * \Delta T = q * \rho * C_p * \Delta T$$

Siendo:

- q: caudal ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
- Q: potencia disipada kW
- $\Delta T$ : incremento de temperatura
- $1\text{kcal}=4.187 \text{ kJ}$



## 2.3.2 Cálculo de ventilación centro de inversores

### 2.3.2.1 Salida de aire caliente

Se va a considerar una temperatura máxima del aire exterior de 35 °C. Por otro lado, la temperatura fijada como límite en el interior de los centros de inversores va a ser de 40°C. El incremento de temperatura será, por tanto, de 5°C.

En el interior del edificio del inversor, la principal fuente de calor es el inversor. El resto de componentes tienen pérdidas menores:

- Pérdidas inversor: 8000 W
- Pérdidas resto de componentes: 2000 W

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior:

$$q = \frac{Q}{1,16 * \Delta T} = \frac{10}{1,16 * 5} = 1,72 \frac{m^3}{s} = 6.206,89 m^3/h$$

Se considera por seguridad un caudal de sobrepresión ( $q_s$ ) de 1000 m<sup>3</sup>/h. Por tanto, el caudal que debe ser expulsado por el extractor es de:

$$q_T = q + q_s = 6206,89 + 1000 = 7206,87 m^3/h$$

A partir de los datos anteriores, se decide instalar extractores COMPACT HCGB/2-315 de Soler y Palau. Según el fabricante, son capaces de extraer 3000 m<sup>3</sup>/h con un consumo de 345 W. (Ver tabla 6 anexo 10.2.6 memoria descriptiva)

Por consiguiente, el número de extractores a instalar son 3 unidades, que permiten extraer 9000 m<sup>3</sup>/h. Se localizarán en la pared trasera a los inversores en su parte superior para facilitar la salida del aire caliente de los propios inversores.

### 2.3.2.2 Entrada de aire frío

Como es lógico, la cantidad de aire expulsado por los extractores, debe entrar al propio centro. Para ello, se van a instalar una serie de rejillas metálicas con lamas en V invertida. La superficie total de entrada de aire se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$S = \frac{q_T}{v} = \frac{2,01}{0,7} = 2,85 m^2$$

- $q_T$ : caudal expulsado por los extractores (m<sup>3</sup>/s)
- $v$ : velocidad de entrada de aire, considerada en 0,7 m/s



Se opta por instalar rejillas con dimensiones (largo x alto) 1500x1000 mm. La superficie de dichas rejillas será:

$$S_r = l * a = 1,5 * 1 = 1,5 m^2$$

Por ello, se deben instalar un total de 2 rejillas, situadas en la pared delantera al inversor, y lo más centrado posible del mismo.

### 2.3.3 Cálculo de ventilación centro de transformación

#### 2.3.3.1 Salida de aire caliente

Se va a considerar una temperatura máxima del aire exterior de 35 °C. Por otro lado, la temperatura fijada como límite en el interior del centro de transformación va a ser de 40°C. El incremento de temperatura será, por tanto, de 5°C.

En este caso, la principal fuente de calor es el transformador. El resto de componentes tienen pérdidas menores:

- Pérdidas en el cobre del transformador: 16120 W
- Pérdidas en el hierro del transformador: 2060 W
- Pérdidas resto de componentes: 500 W

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior, el caudal total que debe ser expulsado por el extractor es de:

$$Q_T = \frac{Q}{1,16 * \Delta T} = \frac{18,68}{1,16 * 5} = 3,22 \frac{m^3}{s} = 11594 m^3/h$$

El número de extractores a instalar en este caso son 4 unidades, que permiten extraer 12000 m<sup>3</sup>/h. Se localizarán en la pared trasera a las celdas de protección, repartidos uniformemente por dicha pared.

#### 2.3.3.2 Entrada de aire frío

Utilizando la misma fórmula que para los centros de inversores:

$$S = \frac{q_T}{v} = \frac{3,33}{0,75} = 4,44 m^2$$

- $q_T$ : caudal expulsado por los extractores (m<sup>3</sup>/s)
- $v$ : velocidad de entrada de aire, considerada en 0,75 m/s

Del mismo modo que en el caso anterior, se opta por instalar rejillas con dimensiones (largo x alto) 1500x1000 mm. La superficie de dichas rejillas es, como se sabe, de 1,5



m<sup>2</sup>. Se deben instalar un total de 3 rejillas, situadas en la pared opuesta a los extractores. Como no se dispone de espacio suficiente para situar 3 rejillas donde se desea, la puerta de entrada a la envolvente va a estar diseñada de forma que posea la misma sección de entrada de aire que las propias rejillas. Ello se consigue a partir de dos rejillas de (largo x alto) 0,8x0,9 m.

## 2.4 CÁLCULO DE ILUMINACIÓN

Se va a considerar una misma configuración para el alumbrado de los centros de inversores y de transformación.

El nivel mínimo de alumbrado de uso normal a considerar para este tipo de locales, se va a estimar en 300 lúmenes.

Por otro lado, a partir de lo establecido en el ITC BT-16 deberá instalarse un equipo autónomo de alumbrado de emergencia próximo a la entrada, de autonomía no inferior a 1 hora y proporcionando un nivel mínimo de iluminación de 5 lux, es decir 5 lúmenes/m<sup>2</sup>.

### 2.4.1 Alumbrado de uso normal

#### 2.4.1.1 Datos de referencia:

- Las dimensiones interiores del centro a iluminar: (largo x alto x ancho) 5,30x2,00x2,51 m.
- El tipo de luminaria elegida será luminaria fluorescente estanca para tubos fluorescentes (Posición 2).
- En este local las luminarias no se limpiarán frecuentemente y las lámparas no se sustituirán antes de fundirse. Las condiciones atmosféricas serán poco aceptables, por lo que se considera un factor de mantenimiento medio.
- El techo y las paredes son de tonalidades claras con un índice de reflexión aproximado de un 75 % para el techo y un 50 % para las paredes.
- El nivel de iluminación medio, E estimado para este tipo de instalaciones será de 300 lux.



### 2.4.1.2 Relación del local

Se define a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Relación del local (RL)} = \frac{A * L}{h * (A + L)} = \frac{2,00 * 5,30}{2,51 * (2,00 + 5,30)} = 0,40$$

Siendo:

- A: ancho
- L: largo
- h: altura

Según la tabla 23 del anexo 4.1.7 memoria de cálculo, para un local con una RL de 0,40 le corresponde un índice del local, K de 0,6.

### 2.4.1.3 Factor de mantenimiento

Para este tipo de luminarias, en función de un no excesivo mantenimiento, se considera un factor de mantenimiento,  $F_M$  igual a 0,60.

### 2.4.1.4 Factor de Utilización

Según la tabla 24 del anexo 4.1.7 memoria de cálculo, para un centro con los datos siguientes:

- Tipo de luminaria: fluorescente simple descubierto (tipo 2).
- Factor de reflexión: Techos 75%, paredes 50%.
- Índice del local:  $K = J$ , es decir, 0,60.

Se obtiene un factor de utilización,  $F_U$  igual a 0,4.

### 2.4.1.5 Flujo total necesario

A partir de la siguiente expresión, se calculará el flujo total necesario para la iluminación del centro:

$$\Phi_T = \frac{E * L * A}{F_M * F_U} = \frac{300 * 5,30 * 2,00}{0,6 * 0,4} = 10.600 \text{ lm}$$



### 2.4.1.6 Distancia máxima entre luminarias

Por tratarse de un local de menos de 4 m de altura, la distancia máxima entre luminarias para conseguir un alumbrado uniforme será:

$$e_{max} \leq 1,6 * h = 1,6 * 2,51 = 4,01$$

### 2.4.1.7 Número de Luminarias

Se va a determinar la separación entre luminarias a partir de la distancia de separación máxima calculada en el apartado anterior:

$$N^{\circ}_{filas} = \frac{L}{e_{max}} = \frac{5,30}{4,01} = 1,32 \approx 2$$

$$N^{\circ}_{columnas} = \frac{A}{e_{max}} = \frac{2,00}{4,01} = 0,50 \approx 1$$

### 2.4.1.8 Flujo por Luminaria

Como se ha calculado en el apartado anterior, se deben instalar 2 luminarias. Conociendo el flujo total necesario en el centro, resulta sencillo calcular el flujo mínimo por cada luminaria:

$$\Phi_{luminaria} = \frac{\Phi_T}{N^{\circ}_{luminarias}} = \frac{10600}{2} = 5.300 \text{ lm}$$

Se decide instalar 2 pantallas estancas 2x36 W marca GEWISS con un nivel de iluminación igual a 6.700 lúmenes.

### 2.4.1.9 Nivel de iluminación resultante

El nivel de iluminación conseguido a partir de las luminarias que van a ser instaladas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$E = \frac{\Phi_{luminaria} * F_M * F_U}{L * A} = \frac{2 * 6700 * 0,6 * 0,4}{5,30 * 2,00} = 303,39 \text{ lúmenes}$$

Como puede observarse, es superior a los 300 lúmenes que se han establecido como referencia.



## 2.4.2 Alumbrado de emergencia

Como se ha mencionado, según el ITC BT-16 todo local como los considerados en la instalación fotovoltaica debe disponer de un alumbrado de emergencia igual o superior a 5 lúmenes/m<sup>2</sup>.

Sabiendo que los centros de hormigón poseen un total de 10,6 m<sup>2</sup>, se deberá instalar un alumbrado de emergencia superior a 53 lúmenes:

$$\Phi_{\text{emergencia}} = 5 * S_{\text{envolvente}} = 5 * 10,6 = 53 \text{ lúmenes}$$

A partir del resultado anterior, se elige instalar una U21 de LEGRAND con un consumo de 6 W, un nivel de iluminación de 160 lúmenes y una hora de autonomía.

## 2.5 CÁLCULO DE SECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

El cálculo de secciones en corriente alterna sigue los mismos criterios que en corriente continua, aunque existe alguna variación a tener en cuenta.

Para BT, se van a distinguir dos tramos perfectamente diferenciados:

- Tramo Inversor-CGBT
- Tramo CGBT- Transformador de potencia

Respecto a la MT, se considerarán los siguientes tramos:

- Transformador-Celda MT
- Celda MT-Línea aérea de enlace

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

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento

Se aplica lo establecido en corriente continua.

- Criterio de la caída de tensión

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límite marcados por el REBT en cada parte de la instalación que, según se refleja en la ITC-BT 40, la caída de tensión máxima admisible entre el generador y la red de distribución no será superior al 1,5 %. Se estimará en cada uno de los tramos de la instalación un valor de caída de tensión máxima, y teniendo en cuenta la disponibilidad de únicamente el 0,55 % de caída de tensión ya que el 0,95% restante se ha supuesto para el campo fotovoltaico.



Para el cálculo de la sección en función de la caída de tensión corriente alterna monofásica se utiliza la expresión explicada en la parte de continua. Sin embargo, para corriente alterna trifásica se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{AV}$$

Siendo:

- L: longitud de la línea (m)
- $I_L$ : Intensidad nominal de la línea (A)
- $\rho$ : La resistividad del cobre:

$$\rho_{T^{\circ}C} = \rho_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (T^{\circ}C - 20))$$

- $\rho_{Cu,20^{\circ}C}=0,018 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
  - $\rho_{Al,20^{\circ}C}=0,029 \text{ mm}^2\Omega/\text{m}$
  - $\alpha_{Cu}= 0,00392$  para cobre
  - $\alpha_{Al}= 0,00403$  para aluminio
- AV: caída de tensión (V)

➤ Criterio de la intensidad de cortocircuito:

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (considerando 0,5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Para comprobarlo, se va a suponer un cortocircuito tripolar. Para simplificar los cálculos se van a despreciar tanto las intensidades antes del defecto, como las cargas pasivas.

Se debe calcular la intensidad de cortocircuito máxima en el tramo a analizar para dimensionar los conductores y las protecciones de la línea. Para ello se considera la red como una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia en función de su tensión nominal y la potencia aparente de cortocircuito suministrada por la empresa distribuidora IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U. Del mismo modo se va a considerar el campo de paneles, cuya potencia de cortocircuito corresponderá con la potencia nominal de la instalación.

Ahora bien, como el cortocircuito se producirá a uno de los lados de la protección correspondiente, la intensidad que debe interrumpir será únicamente la referida a una de las fuentes de tensión. Además, teniendo en cuenta que la planta fotovoltaica actúa como una fuente de tensión con potencia finita, se puede establecer que la intensidad de cortocircuito más desfavorable procede del lado de la red de distribución.



Después de lo mencionado anteriormente, se procede a calcular la intensidad de cortocircuito de los diferentes tramos de corriente alterna, considerando únicamente a la red de distribución como fuente de tensión con las siguientes características:

PUNTO DE ENTRONQUE RED DISTRIBUCIÓN MT	
S <sub>cc</sub>	300 MVA
Apoyo	Nº 47
U <sub>N</sub> línea	20 kV
Compañía red distribución	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U

Tabla 30. Características del punto de entronque

Conocidas las características del punto de entronque, se debe conocer también las características de la línea de enlace en media tensión tanto aérea como subterránea que va a ser calculada más adelante, el tramo que conecta el transformador de potencia con la celda de MT así como las características del transformador:

LINEA AEREA DE ENLACE EN MT	
U <sub>N</sub> línea	20 kV
Nº Apoyos	9
Conductor instalado	LA-56
Tipo de instalación	Al aire
Sección Al	54,6 mm <sup>2</sup>
Resistividad Al 40°C	0,0313 Ωmm <sup>2</sup> /m
Longitud	1,54 km

Tabla 31. Características de línea aérea de enlace en MT

LINEA SUBTERRÁNEA DE ENLACE EN MT	
U <sub>N</sub> línea	20 kV
Conductor instalado	HERPZ-1
Tipo de instalación	Enterrado bajo tubo
Sección Al	95 mm <sup>2</sup>
Resistividad Al 25°C	0,0296 Ωmm <sup>2</sup> /m
Longitud	0,3 km

Tabla 32. Características de línea subterránea de enlace en MT

LINEA TRANSFORMADOR- CELDA MT	
U <sub>N</sub> línea	20 kV
Conductor instalado	HERPZ-1
Tipo de instalación	Al aire
Sección Al	95 mm <sup>2</sup>
Resistividad Al 30°C	0,0301 Ωmm <sup>2</sup> /m
Longitud	0,003 km

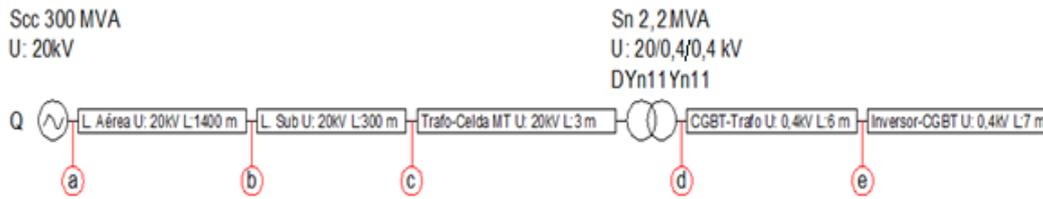
Tabla 33. Características de línea Transformador-Celda MT



TRANSFORMADOR POTENCIA 2200 kVA	
U primario	20 kV
U secundario	0,4/0,4 kV
U <sub>CC%</sub>	6 %
Tipo	Seco

Tabla 34. Características Transformador de potencia 2300 kVA

A partir de los datos reflejados en las tablas anteriores y del siguiente esquema, se procede a calcular las impedancias de cada uno de los elementos:



➤ Acometida, Q:

Se va a considerar únicamente la reactancia de la acometida, ya que es muy superior a la resistencia.

$$Z_Q \approx X_Q = c * \frac{U_N^2}{S_{CC}} = 1,1 * \frac{20^2}{300} = 1,47 \Omega$$

Siendo:

- c: constante de minoración igual a 1,1

Se ha calculado la impedancia correspondiente a la parte de MT, para hallar la impedancia correspondiente en BT se utiliza la siguiente equivalencia:

$$X_{BT} = X_{MT} * \frac{U_B^2}{U^2} = 1,47 * \frac{0,4^2}{20^2} = 0,00059 \Omega$$

Siendo:

- U<sub>B</sub>: tensión del lado de BT
- U: tensión del lado de AT



➤ Transformador, T:

Se va a considerar únicamente la reactancia del transformador, ya que es muy superior a su resistencia.

$$Z_T \approx X_T = \frac{ucc\% * U_N^2}{100 * S_{NT}} = \frac{6 * 20^2}{100 * 2,2} = 12,17 \Omega$$

Siendo:

- Ucc%: tensión porcentual de cortocircuito
- S<sub>NT</sub>: potencia nominal del transformador en MVA

Del mismo modo que para la acometida, al tratar el cortocircuito en la parte de BT, debemos calcular la impedancia equivalente:

$$X_{BT} = X_{MT} * \frac{U_B^2}{U^2} = 12,17 * \frac{0,4^2}{20^2} = 0,0049 \Omega$$

➤ Línea, L:

Al tratarse de líneas relativamente cortas, se va a considerar únicamente la resistencia del conductor despreciando la reactancia:

$$R_L = \frac{\rho * L}{S}$$

Siendo:

- ρ: resistividad del tramo de línea considerado (reflejada en las tablas anteriores)
- L: longitud en metros
- S: sección del conductor

Del mismo modo, para obtener la resistencia equivalente en el lado de BT debemos utilizar la expresión ya considerada anteriormente.

- Resistencia línea aérea de enlace en MT:

$$R_{MT,1-2} = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0313 * 1540}{54,6} = 0,80 \Omega$$

Su equivalente en BT:

$$Z_{BT,1-2} = Z_{MT,1-2} * \frac{U_B^2}{U^2} = 0,8 * \frac{0,4^2}{20^2} = 0,00032 \Omega$$

- Resistencia línea subterránea de enlace en MT:

$$R_{MT,2-3} = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0296 * 300}{95} = 0,093 \Omega$$



Su equivalente en BT:

$$Z_{BT,2-3} = Z_{MT,2-3} * \frac{U_B^2}{U^2} = 0,093 * \frac{0,4^2}{20^2} = 0,000037 \Omega$$

- Resistencia línea transformador-celda MT:

$$R_{MT,3-4} = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0301 * 3}{95} = 0,0009 \Omega$$

Su equivalente en BT:

$$Z_{BT,3-4} = Z_{MT,3-4} * \frac{U_B^2}{U^2} = 0,0009 * \frac{0,4^2}{20^2} \approx 0 \Omega$$

- Resistencia línea CGBT-Transformador:

$$R_{4-5} = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0187 * 6}{240} = 0,00047 \Omega$$

La resistencia calculada pertenece a BT.

- Resistencia línea Inversor-CGBT:

$$R_{5-6} = \frac{\rho * L}{S} = \frac{0,0187 * 7}{240} = 0,00055 \Omega$$

Una vez conocidas todas las impedancias de los diferentes tramos que conectan la salida en alterna del inversor y la red de distribución, se va a calcular la intensidad máxima de cortocircuito en cada uno de los tramos que resulta de un cortocircuito tripolar sin considerar las intensidades antes del defecto ni las cargas pasivas. El punto de análisis de cada tramo es el reflejado en el esquema anterior, al inicio de la línea, entendido como más desfavorable.

$$I_{CC \max} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sum R + jX}$$

Siendo:

- U: tensión del tramo a analizar
- R: Conjunto de resistencias aguas arriba del punto considerado
- X: Conjunto de reactancias aguas arriba del punto considerado



## 2.5.1 Tramo Inversores-CGBT

Los conductores que conectan el inversor con el cuadro general de protección (CGBT), se van a instalar bajo suelo de madera. El inicio del cableado tiene lugar en los módulos de corriente alterna del inversor, finalizando en las pletinas de conexión del interruptor magnetotérmico general automático.

Se considera una temperatura del interior de la envolvente de hormigón de 30°C.

El conductor a instalar es Retenax Flex Irish Tech, también conocido como RV-K 0,6/1kV de cobre electrolítico recocido y aislamiento polietileno reticulado (XLPE).

De nuevo se va a fijar la sección de los conductores, continuando con 240 mm<sup>2</sup>.

### 2.5.1.1 Cálculo por intensidad admisible

Como es lógico, los valores y características de tensión, intensidad y potencia que llega al inversor proveniente del campo fotovoltaico en corriente continua, no son los mismo que en la salida de alterna. Por ello, para el dimensionamiento de los tramos en corriente alterna a baja tensión debemos partir de la intensidad máxima que puede proporcionar el inversor. Este valor, según el fabricante alcanza los 1.472 A.

Siguiendo el ITC-BT 40, se va a sobredimensionar la intensidad en un 125%:

$$I_{max,CN} = \frac{1,25 * I_L}{f_1 * f_2} = \frac{1,25 * 1472}{0,75 * 1,10} = 2230,30 A$$

Siendo:

- $f_1 = 0,75$  por instalación de más de 3 conductores aislados en contacto
- $f_2 = 1,10$  por temperatura ambiente de 30°C

Una vez conocida la intensidad máxima admisible, a partir de la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), se calcula el número de conductores necesario, suponiendo una instalación bajo techo (suelo) de madera o mampostería (tipo C), y un aislamiento 3xXLPE. Dicha tabla considera una intensidad máxima admisible de 500 A, por lo que el número de conductores mínimos necesarios será de:

$$N^{\circ}_{salidasCN2-Inversor} = \frac{I_{maxCN2}}{I_{max240mm2}} = \frac{2230,30}{500} = 4,46 \approx 5$$



### 2.5.1.2 Cálculo por caída de tensión

En este caso, se limita la caída de tensión en este tramo al 0,075%.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = U_N * AV_{\%} = 400 * \frac{0,075}{100} = 0,30 \text{ V}$$

Siendo:

- $U_N$ : Tensión nominal entre fases
- $AV_{\%}$ : Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada tramo, es decir, la distancia entre el las pletinas de salida en corriente alterna desde los diferentes módulos de los inversores, y las correspondientes al interruptor general. Se estima la distancia del módulo del inversor más alejado.
- La resistividad del cobre a 30 °C es de 0,0187 mm<sup>2</sup>Ω/m

A continuación, se va a comprobar si se cumple por el presente criterio lo obtenido en el apartado anterior (5 conductores de 240 mm<sup>2</sup>). Se parte de la intensidad nominal que circula por cada uno de los 5 cables, es decir, 294,4 A. La longitud más desfavorable se supone igual a 7 metros:

$$S_{Inversor-CGBT} = \frac{\sqrt{3} * L_{Inversor-CGBT} * \rho * I_L}{AV} = \frac{\sqrt{3} * 7 * 0,0187 * 294,4}{0,30} = 222,49 \text{ mm}^2$$

Como se observa, la configuración calculada por el criterio de intensidad admisible sería correcto.

### 2.5.1.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

La intensidad de cortocircuito máxima para el presente tramo, se obtiene analizando lo expuesto anteriormente para el punto "e":

$$I_{CC \max} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sum((R_{1-2} + R_{2-3} + R_{3-4} + R_{4-5}) + j(X_Q + X_T))} = \frac{400}{\sqrt{3} * (0,00083 + j0,0055)} = 41,51 \text{ kA}$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito máxima, se comprueba que la intensidad admisible por el conductor instalado con un tiempo de actuación de las protecciones igual a 0,5 s, es superior a dicha intensidad de cortocircuito.



Debido a que el REBT proporciona información sobre intensidades de cortocircuito admisibles por los conductores, hasta un máximo de 150 mm<sup>2</sup>, recurrimos a las tablas suministradas por el fabricante (Prysmian). (Ver tabla 14 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo)

Como se puede observar, el cable cumple con el siguiente requisito:

$$I_{CC,max} < I_{max,conductor} = 41,51 < 48,54 \text{ kA}$$

## 2.5.2 Tramo CGBT-Transformador

Las características del presente tramo, son similares respecto al tipo de instalación y conductor que el tramo anterior. Los conductores que conectan el cuadro general de protección (CGBT) con el transformador, se van a instalar bajo suelo de madera. Debido a que el transformador se encuentra en una envolvente distinta a donde se encuentran los cuadros, los conductores se introducen por un pasamuros prefabricado que conecta ambas envolventes. El final de dichos conductores tiene lugar sobre las pletinas del transformador en la parte de baja tensión.

Se considera una temperatura del interior de la envolvente de hormigón de 30°C.

De nuevo se va a fijar la sección de los conductores, continuando con 240 mm<sup>2</sup> como en el tramo anterior.

### 2.5.2.1 Cálculo por intensidad admisible

Del mismo modo que en el tramo anterior, se va a considerar la intensidad máxima suministrada por el inversor. Esto es debido a que a pesar que desde el CGBT se suministra energía a los SS.AA, estos no estarán en permanente funcionamiento.

Por tanto, se considera los mismos valores que en tramo anterior:

- 5 conductores de 240 mm<sup>2</sup>

### 2.5.2.2 Cálculo por caída de tensión

En este tramo, se limita la caída de tensión al 0,075%. Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = U_N * AV_{\%} = 400 * \frac{0,075}{100} = 0,30 \text{ V}$$

Siendo:

- U<sub>N</sub>: Tensión nominal entre fases
- AV<sub>%</sub>: Porcentaje de caída de tensión permitido



Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada tramo, es decir, la distancia entre las pletinas de salida del interruptor general instalado en el CGBT y las palas de BT del transformador.
- La resistividad del cobre a 30 °C es de 0,0187 mm<sup>2</sup>Ω/m

A continuación, se va a comprobar si se cumple por el presente criterio lo obtenido en el apartado anterior (5 conductores de 240 mm<sup>2</sup>). Se supone que la intensidad nominal proporcionada por el inversor se divide en cinco partes, siendo igual a 294,4 A. La longitud más desfavorable se supone igual a 6 metros:

$$S_{Inversor-CGBT} = \frac{\sqrt{3} * L_{Inversor-CGBT} * \rho * I_L}{AV} = \frac{\sqrt{3} * 6 * 0,0187 * 294,4}{0,30} = 190,71 \text{ mm}^2$$

Como se observa, la configuración calculada por el criterio de intensidad admisible sería correcto.

### 2.5.2.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

La intensidad de cortocircuito máxima para el presente tramo, se obtiene analizando lo expuesto anteriormente para el punto “d”

$$I_{CC \max} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sum((R_{1-2} + R_{2-3} + R_{3-4}) + j(X_Q + X_T))} = \frac{400}{\sqrt{3} * (0,00036 + j0,0055)} = 41,89 \text{ kA}$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito máxima, se comprueba que la intensidad admisible por el conductor instalado con un tiempo de actuación de las protecciones igual a 0,5 s, es superior a dicha intensidad de cortocircuito.

Como se puede observar, el cable cumple con el siguiente requisito:

$$I_{CC, \max} < I_{\max, \text{conductor}} = 41,89 < 48,54 \text{ kA}$$

### 2.5.3 Tramo Transformador-Celda de protección MT

Las características del tramo transformador-celda MT, son totalmente diferentes a los calculados anteriormente debido principalmente a que se desarrolla a una tensión de 20 kV. Además, se requiere de cables acordes a dicha tensión.

Como base de cálculo, se analizan los tres criterios utilizados en BT, en función de lo establecido en el ITC-LAT 06.

Se considera una instalación al aire en el interior de la envolvente de transformación con una temperatura interior de 30°C.

Se decide instalar un conductor Al Heprotenax H Compacto 12/20 kV, más conocido como HEPRZ1.



### 2.5.3.1 Cálculo por intensidad admisible

Se debe establecer la intensidad nominal de la línea para este tramo. Aunque podría entenderse dicha intensidad como la proporcionada por el inversor referida a lado de MT, se va a dimensionar el cableado en función de la intensidad nominal del transformador:

$$I_{NT} = \frac{S_{NT}}{\sqrt{3} * U} = \frac{2200}{\sqrt{3} * 20} = 63,50 A$$

Debido a las condiciones de la instalación, la intensidad máxima en condiciones normales será:

$$I_{max,CN} = \frac{I_L}{f_1 * f_2} = \frac{63,50}{1 * 1,07} = 59,35 A$$

Siendo:

- $f_1 = 1$  por instalación de 3 conductores unipolares sobre bandeja perforada separados una distancia superior al diámetro de los mismos
- $f_2 = 1,07$  por temperatura ambiente de 30°C con una temperatura de servicio de 105 °C (Ver coeficientes en anexo 4.1.6.1 memoria de cálculo)

Para una intensidad máxima como la calculada anteriormente, se debe instalar un conductor igual o superior a 50 mm<sup>2</sup>.

### 2.5.3.2 Cálculo por caída de tensión

Al tratarse de una línea en MT y de una longitud extremadamente pequeña (3 m), no se establecerá como objeto de cálculo, la sección del conductor por caída de tensión.

Sin embargo, se va a estimar la caída de tensión producida en un conductor de 50 mm<sup>2</sup>:

$$\Delta V_{Trafo-CeldaMT} = \frac{\sqrt{3} * L_{Trafo-CeldaMT} * \rho * I_L}{S} = \frac{\sqrt{3} * 6 * 0,036 * 63,50}{50} = 0,37 V$$

Siendo:

- $\rho$ : resistividad del aluminio igual a 0,036 mm<sup>2</sup>Ω/m

Ahora bien, la caída de tensión calculada hace referencia a una tensión nominal de 20 kV, por lo que el porcentaje de caída de tensión será:

$$\% \Delta V = \frac{0,37 * 100}{20000} = 0,0018 \%$$



### 2.5.3.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

La intensidad de cortocircuito máxima para el presente tramo, se obtiene analizando lo explicado para los tramos en BT, refiriendo como es lógico, las impedancias a MT:

$$I_{CC\ max} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sum((R_{MT,1-2} + R_{MT,2-3}) + j(X_{MT,Q}))} = \frac{20000}{\sqrt{3} * (0,893 + j1,47)} = 6713,43\ A$$

Una vez obtenida la intensidad de cortocircuito máxima, se comprueba que la intensidad admisible por el conductor instalado con un tiempo de actuación de las protecciones igual a 0,5 s, es superior a dicha intensidad de cortocircuito.

En este caso, se recurre a la tabla de densidades máximas admisibles de corriente de cortocircuito para conductores de aluminio proporcionada por el ITC-LAT 06. (Ver tabla 19 anexo 4.1.6.3 memoria de cálculo)

Como se puede observar en la citada tabla y multiplicando tal valor por la sección del conductor, para un conductor de 95 mm<sup>2</sup>, el cable cumple con lo exigido:

$$I_{CC,max} < I_{max,conductor} = 6,71 < 12,64\ kA$$

### 2.5.4 Tramo Celda de protección MT-Línea aérea de enlace MT

Las características del presente tramo, son muy similares a las del apartado anterior

Se considera una instalación al aire en el interior de la envolvente de transformación con una temperatura interior de 30°C.

Es mantenido el conductor Al Heprotenax H Compacto o HEPRZ1 12/20 kV.

#### 2.5.4.1 Cálculo por intensidad admisible

Se debe establecer la intensidad nominal de la línea para este tramo. Aunque podría entenderse dicha intensidad como la proporcionada por el inversor referida a lado de MT, se va a dimensionar el cableado en función de la intensidad nominal del transformador:

$$I_{NT} = \frac{S_{NT}}{\sqrt{3} * U} = \frac{2200}{\sqrt{3} * 20} = 63,50\ A$$



Debido a las condiciones de la instalación, la intensidad máxima en condiciones normales será:

$$I_{max,CN} = \frac{I_L}{f_1 * f_2 * f_3} = \frac{63,50}{1 * 1 * 1,02} = 62,25 A$$

Siendo:

- $f_1= 1$  por resistividad del suelo igual a 1,5 Km/W (Ver coeficientes en anexo 4.1.6.2 memoria de cálculo)
- $f_2= 1$  por temperatura del suelo igual a 25°C y de servicio de 105 °C
- $f_3: 1,02$  para cables de sección inferior a 185 mm<sup>2</sup>, bajo tubo y enterrados

Para una intensidad máxima como la calculada anteriormente, se debe instalar un conductor igual o superior a 50 mm<sup>2</sup>.

#### 2.5.4.2 Cálculo por caída de tensión

En este tramo, se limita la caída de tensión al 0,075%.

Por lo que nuestra caída de tensión máxima es:

$$AV = U_N * AV_{\%} = 20000 * \frac{0,075}{100} = 15 V$$

Siendo:

- $U_N$ : Tensión nominal entre fases
- $AV_{\%}$ : Porcentaje de caída de tensión permitido

Además, se debe tener en cuenta:

- La longitud de cada tramo, es decir, la distancia entre la celda de protección de línea del centro de seccionamiento y la conexión aéreo-subterránea de la línea de enlace en MT
- La resistividad del aluminio a 25°C es de 0,036 mm<sup>2</sup>Ω/m

A partir de los datos anteriores, se comprueba si el conductor propuesto en el apartado anterior es adecuado:

$$S_{CeldasMT-Laérea} = \frac{\sqrt{3} * L_{CeldasMT-Laérea} * \rho * I_L}{AV} = \frac{\sqrt{3} * 300 * 0,036 * 63,50}{15} = 79,18 mm^2$$

Como se observa, el conductor seleccionado en el criterio de intensidad admisible no es válido. Por ello, se establece un conductor de 90 mm<sup>2</sup>.



### 2.5.4.3 Cálculo por Intensidad de Cortocircuito

La intensidad de cortocircuito máxima para el presente tramo, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$I_{CC\ max} = \frac{U}{\sqrt{3} * \sum((R_{MT,1-2} + R_{MT,2-3}) + j(X_{MT,Q}))} = \frac{20000}{\sqrt{3} * (0,80 + j1,47)} = 6899,54\ A$$

De manera semejante al apartado anterior, se comprueba que el conductor elegido, soporta la intensidad de cortocircuito calculada.

$$I_{CC,max} < I_{max,conductor} = 6,89 < 12,64\ kA$$

### 2.5.5 Tramo servicios auxiliares SSAA

El cableado de los SSAA se va a realizar a partir de conductores RV-K bipolares o tripolares en función del tipo de receptor (trifásico o monofásico):

- La sección del circuito trifásico principal que alimenta a las cargas se va a realizar en 3x10 mm<sup>2</sup>.
- Extractores en 3x2,5 mm<sup>2</sup>.
- Fuerza en 2x2,5 mm<sup>2</sup>.
- El resto de cargas tendrá una sección de 2x1,5 mm<sup>2</sup>.

## 2.6 PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Como se ha mencionado en la memoria descriptiva, las protecciones de corriente alterna se pueden englobar en tres grupos:

- Protecciones Generales
- Protecciones de servicios auxiliares (SS.AA)
- Protecciones de corriente alterna en media tensión (celdas de protección)

Todos los elementos que integran las protecciones de corriente alterna en baja tensión se van a integrar en un armario metálico de IDE con dimensiones (largo x alto x ancho) 800x2000x600 milímetros.



## 2.6.1 Protecciones generales

Para dimensionar protecciones generales, es necesario conocer la intensidad nominal o máxima en régimen permanente que puede proporcionar el inversor en corriente alterna. Para ello nos basamos en los datos ofrecidos por el fabricante (INGETEM), siendo dicha intensidad 1.472 A con una tensión de 400 V.

Como se trata de una instalación generadora, las protecciones generales se dimensionan a partir de las características del inversor, ya que los SS.AA únicamente pueden actuar como cargas.

Todas las protecciones mínimas exigidas por el ITC-BT 40, se encuentran integradas en el inversor a excepción de la protección de sobreintensidad calculada a continuación. Por tanto, además de dichas protecciones mínimas, los centros de inversores se van a equipar con las protecciones generales que se exponen a continuación.

### 2.6.1.1 Interruptor magnetotérmico general automático

Para su diseño, se debe tener en cuenta lo que establece el ITC-BT 22 respecto a la condición que deben cumplir los elementos que protegen un conductor contra sobrecargas (en este caso el IGA) y cortocircuitos:

-Protección contra sobrecargas:

$$I_{N,Inversor-CGBT} < I_{N,interruptor} < I_{max,conductor} = 1472 < I_{N,interruptor} < 5 * 500 = 2500A$$

Siendo:

- $I_{N,Inversor-CGBT}$ : Intensidad nominal que proporciona el inversor en AC
- $I_{N,interruptor}$ : Intensidad nominal del interruptor
- $I_{max,conductor}$ : según la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), para cable RV-K 240 mm<sup>2</sup> bajo techo (suelo) de madera o mampostería (tipo C), y un aislamiento 3xXLPE. El valor se multiplicará por 5, ya que es el número de conductores que se van a instalar en el tramo a analizar.

-Protección contra cortocircuitos:

Se debe cumplir una doble condición según el ITC-BT 22:

- El poder de corte del interruptor debe ser superior a la intensidad máxima de cortocircuito prevista en el punto de instalación.
- El tiempo de corte de toda corriente que resulte de un cortocircuito que se produzca en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que los conductores tardan en alcanzar su temperatura límite admisible.



Para calcular la intensidad máxima de cortocircuito se va a suponer un cortocircuito tripolar en el punto donde se vaya a instalar la protección, es decir, en el punto “d” del esquema del apartado 2.3. Ese valor de intensidad se ha determinado en el apartado de cálculo de secciones, resultando un valor de 39,41 kA. Por tanto, se debe cumplir:

$$I_{CC,max} < I_{corte,interruptor} = 39,41 < I_{N,interruptor} \text{ kA}$$

A partir de los resultados obtenidos, se decide instalar un interruptor-seccionador magnetotérmico automático SENTRON 3VT5 de SIEMENS.

BLOQUE SENTRON 3VT5 DE SIEMENS	
Intensidad nominal	1600 A
Tensión nominal, U	400 V
Poder de corte	65 kA
Nº polos	3 polos

Tabla 35. Características del SENTRON 3VT5 de SIEMENS.

#### 2.6.1.2 Medidor de aislamiento del inversor

Como se explica en el apartado 2.6, el tramo inversor-transformador, posee una configuración IT, con el neutro del transformador de potencia aislado de tierra.

Para proteger contra defectos a tierra, es necesario contar con un medidor de aislamiento. Dicha protección va insertada en el propio inversor, por lo que no es necesario instalarlo entre el neutro del transformador de potencia en BT y la tierra de protección.

#### 2.6.1.3 Descargador de sobretensiones

Como en todos los circuitos, existe la posibilidad de producirse daños por sobretensiones, para ello, se van a instalar descargadores tales que sean capaces de evacuar la corriente de cortocircuito a tierra en el tramo inversor-transformador.

Como base de cálculo, se va a suponer la intensidad de cortocircuito tripolar (más desfavorable) ya calculada en el apartado 2.3.1, es decir, 36,48 kA.

Por tanto, para una tensión entre fase y tierra de 230 V y la citada intensidad de defecto, la protección a instalar es un IPRD40r de SCHNEIDER con una tensión máxima de 1,4 kV y una corriente máxima de descarga de 40 kA.

Como puede observarse a continuación, cumple con lo establecido:

$$I_{maxCC} \leq I_{descarga} = 36,48 \leq 40 \text{ kA}$$



## 2.6.2 Protecciones de servicios auxiliares (SS.AA)

Se va a realizar un mismo diseño de las protecciones para los centros de inversores como para el centro de transformación.

- Con el objetivo de proteger el transformador de SSAA y los conductores que conectan el CGBT con el citado transformador, se va a dimensionar un interruptor magnetotérmico acorde a la intensidad que puede ser absorbida por el transformador en caso de funcionar a plena carga. Por tanto, la intensidad máxima en régimen permanente del transformador de 5 kVA es:

$$I_{N,CGBT-SSAA} = \frac{S_{trafo}}{\sqrt{3} * U_p} = \frac{5}{\sqrt{3} * 0,4} = 7,21 A$$

Prácticamente, la misma intensidad que circula por el primario del transformador de SS.AA, circulará por el secundario (las pérdidas son muy pequeñas), por lo que se decide instalar un interruptor magnetotérmico similar al anterior que actúe de general directamente sobre las cargas de los SS.AA. La única diferencia reside el momento de disparo, con el objetivo de alcanzar la selectividad. Por ello, el interruptor aguas abajo del transformador de SS.AA poseerá curva C y el de aguas arriba curva D (el tiempo de actuación es más elevado).

Según el ITC-BT 48, la condición para dimensionar las protecciones de los transformadores, es la siguiente:

$$1,5 * I_{N,trafo} < I_{N,interruptor} < I_{max,conductor} = 1,5 * 7,21 = 10,82 < I_{N,interruptor} < 58$$

Siendo:

- $I_{N,trafo}$ : Intensidad nominal del transformador de SS.AA
- $I_{N,interruptor}$ : Intensidad nominal del interruptor
- $I_{max,conductor}$ : según el fabricante la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), para cable RV-K 6 mm<sup>2</sup> al aire sobre rejilla metálica (tipo F), y un aislamiento 3xXLPE.

Por tanto, se decide instalar interruptores ABB de 20 A con sus curvas correspondientes, para el tramo calculado.

- El resto de SS.AA (salvo la fuerza y extractores) mencionados, serán protegidos a partir de interruptores magnetotérmicos de dos polos con una intensidad nominal de 6 A y curva C de ABB, debido a su escaso consumo.



- En cuanto a los extractores, según el ITC-BT 47, para la protección de varios motores (extractores), la intensidad total es la suma de incrementar en un 125% la intensidad nominal de un motor, más la suma de las intensidades nominales del resto de motores. Por tanto, sabiendo que los extractores elegidos son cargas trifásicas, que funcionan a tensión de línea 400 V y consumen una potencia de 315 W cada uno, su intensidad nominal es:

$$I_{N,Extractor} = \frac{P_{Extractor}}{U_p * \cos\varphi} = \frac{315}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} = 0,55 A$$

Siendo:

- $\varphi$ : factor de potencia considerado igual a 0,9

Aplicando lo establecido por el ITC-BT 47, la intensidad total a considerar en la línea que alimenta los 4 extractores (más desfavorable, centro de transformación) es:

$$I_T = 1,25 * I_{N,Extractor} + N^o_{Extractores-1} * I_{N,Extractor} = 1,25 * 0,55 + 3 * 0,55 = 2,35 A$$

Se decide instalar un interruptor magnetotérmico de 10 A y tres polos curva B (motores) de ABB. Para comprobar que es correcta la instalación de dicho magnetotérmico, se establece de nuevo la condición del ITC-BT 22:

$$I_T < I_{N,interruptor} < I_{max,conductor} = 7,08 < I_{N,interruptor} < 25$$

Siendo:

- $I_{max,conductor}$ : según la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), para cable RV-K 2,5 mm<sup>2</sup> dentro de un conducto instalado sobre pared de mampostería (tipo B2), y un aislamiento 3xXLPE.

- Para la fuerza, considerada en 2000 W, se decide instalar un interruptor bipolar de 10 A y curva C de ABB. La intensidad máxima de la carga que vaya a ser conectada es, por tanto:

$$I_{max,Fuerza} = \frac{P_{Fuerza}}{U_p * \cos\varphi} = \frac{2000}{230 * 0,9} = 9,65 A$$

Aplicando la condición del ITC-BT 22, se comprueba que la elección es correcta:

$$I_{max,Fuerza} < I_{N,interruptor} < I_{max,conductor} = 9,65 < I_{N,interruptor} < 27$$

Siendo:

- $I_{max,conductor}$ : según la tabla A.52-1 de la UNE 20460-5-523:2004 (Ver tabla 12 anexo 4.1.5.3 memoria de cálculo), para cable RV-K 2,5 mm<sup>2</sup> dentro de un conducto instalado sobre pared de mampostería (tipo B2), y un aislamiento 2xXLPE.



- Con el objetivo de proteger el conjunto de los SSAA contra defectos a tierra, se va a instalar un interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad entre el devanado secundario del transformador de SSAA y el interruptor magnetotérmico con curva D. Del mismo modo, se van a instalar interruptores diferenciales de 30 mA de sensibilidad curva C para proteger los siguientes circuitos:

1. Fuerza y alumbrado (incluyendo la emergencia)

2. Extractores

3.1 Detector de humos, termostato y alimentación del inversor en los centros de inversores

3.2 Detector de humos, termostato y alimentación de celdas, en el centro de transformación.

4.1 Armario Scada y analizador de redes en los centros de inversores.

4.2 Scada y contador en el centro de transformación

Todo lo anteriormente calculado, se refleja en el esquema unifilar reflejado en los planos 8 y 9.

### **2.6.3 Protecciones en MT, celdas de protección**

Como se ha mencionado en la memoria descriptiva, la instalación fotovoltaica consta de un centro de seccionamiento integrado por celdas de protección y medida. Dicho centro de seccionamiento, se localiza en el propio centro de transformación.

A partir de lo anterior, se van a diseñar las celdas de protección necesarias en función de la configuración del parque fotovoltaico que se llevando a cabo.

#### **2.6.3.1 Bases para el diseño de las celdas de protección**

Debido a la existencia de un único transformador de potencia en la planta, solamente va a ser necesario instalar dos tipos de celdas, una de protección del propio transformador que a la vez protege a la celda de medida, y una celda de línea que permite seccionar la instalación en el punto donde se instale.

Para el diseño de las celdas mencionadas, se debe tener en cuenta una serie de factores:



Factores para diseño de celdas de protección	
Tensión de servicio, U	20 kV
Intensidad nominal, In	66,39 A
Intensidad máxima de cortocircuito, Icc	4,88 kA
Altitud	851 m

Tabla 36. Factores a considerar para el diseño de las celdas de protección.

Además de los datos anteriores es necesario saber que la tensión de aislamiento de las celdas debe ser como mínimo un 10% superior a la tensión nominal de la red, por tanto:

$$U_a \geq 1,10 * U \geq 1.10 * 20 \geq 22 \text{ kV}$$

Como último requisito para el diseño de las celdas, es necesario que el poder de corte de dichas celdas sea superior a la intensidad máxima de cortocircuito en ese tramo, calculada en el apartado 2.5.3.3.

### 2.6.3.2 Selección de equipos

A partir de las bases fijadas anteriormente, se van a instalar dos celdas SIEMENS con las siguientes características:

Características celdas de protección SIEMENS							
Denominación	Tipo	Aislam	U aislam	I nominal	I.Autom	I corte	I.Seccionador
C.protección transformador	8DJH	SF6	24 kV	630 A	LS2	20 kA	Tres posiciones: Abierto, cerrado, tierra
C.protección línea					No aplica		

Tabla 37. Características celdas de protección SIEMENS

## 2.7 RED DE TIERRAS DE CENTROS DE INVERSIONES Y TRANSFORMACIÓN

Se ha decidido establecer un sistema IT (neutro aislado de tierra) en el tramo inversor-transformador de potencia. Aunque no es el método más habitual de puesta a tierra, tiene numerosas ventajas ya mencionadas en la puesta a tierra del campo fotovoltaico. La protección de este sistema recae sobre un medidor de aislamiento entre inversor y tierra (de protección).

Considerando lo anterior, es necesario construir una puesta a tierra para los herrajes de todas las masas metálicas que integren los tres centros de hormigón, denominada tierra de protección. Además de lo anterior, se va a poner a tierra el neutro del transformador de SSAA, conocida como tierra de servicio.



El sistema de puesta a tierra que va a ser configurado para los servicios auxiliares, es el TN-S, donde las envolventes metálicas de los equipos se conectan al neutro de la estrella del transformador de SSAA a partir de un conductor denominado CP. En caso de defecto sobre una de las masas, la intensidad de defecto se cerrará a través del neutro del transformador provocando la actuación de un interruptor diferencial.

Para calcular las puestas a tierra, es necesario conocer una serie de datos proporcionados por la compañía distribuidora, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U:

Información para cálculo de puesta a tierra	
Tensión de servicio (MT)	20 kV
Impedancia neutro STR, Zn	Rn= 0, Xn=30 Ω
Tiempo máximo de defecto, Td	0,7 s
Intensidad de actuación de protecciones, In	100 A
Aislamiento BT	9000 V

Tabla 38. Información necesaria para el cálculo de puesta a tierra.

### 2.7.1 Características del suelo

Como se ha mencionado en la puesta a tierra del campo fotovoltaico, la resistividad del terreno es de 300 Ωm propia de suelos formados por arena arcillosa.

### 2.7.2 Diseño preliminar de la tierra de protección

En primer lugar, se va a calcular la puesta a tierra de protección. Existiría la posibilidad de unificar en una misma tierra, la puesta a tierra de protección y la de servicio, si la tensión de defecto fuera inferior a 1000 V.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA, conforme a las características del centro de transformación e inversores objeto del presente cálculo.

Los valores de K y n para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según MIE-RAT 13 en el tiempo de defecto proporcionado por la compañía (0,7 segundos) son:

- K = 72
- n = 1

Se conectarán a la puesta a tierra de protección las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de los inversores, la carcasa del transformador, etc.



Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Identificación: código 5/62 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:
  - ✓  $K_r = 0.073 \Omega/(\Omega \cdot m)$ .
  - ✓  $K_p = 0.012 V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ .

- Descripción:

Estará constituida por 6 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 15 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre desnudo de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

### 2.7.3 Cálculo de la resistencia de la tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas de los centros de inversores y transformación, se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$R_T * I_d \leq V_{BT}$$

$$I_d > I_N$$

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} * \sqrt{(R_n + R_t)^2 * X_n^2}}$$

Siendo:

- $R_T$ : resistencia de la puesta a tierra
- $I_d$ : intensidad de defecto
- $V_{BT}$ : tensión de aislamiento en BT
- $I_N$ : intensidad nominal de la protección general
- $U$ : tensión de la red MT
- $R_n$  y  $X_n$ : impedancia del neutro del transformador MT



- Resistencia del sistema de puesta a tierra,  $R_T$ :

$$R_T = Kr * \rho = 0,073 * 300 = 21,19 \Omega$$

- Intensidad de defecto,  $I_d$ :

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} * \sqrt{(Rn + Rt)^2 * Xn^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} * \sqrt{(0 + 21,19)^2 * 30^2}} = 314,38 A$$

- Tensión de defecto,  $U_d$ :

$$U_d = I_d * R_T = 314,38 * 21,19 = 6661,8 V$$

- A partir de lo calculado anteriormente, se puede asegurar el cumplimiento de la primera condición:

$$R_T * I_d \leq V_{BT} = 6661,8 \leq 9000 V$$

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de alta tensión deterioren los elementos de baja tensión del centro, y por ende no afecten a la red de baja tensión.

- Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales:

$$I_d > I_N = 314,38 > 100 A$$

#### 2.7.4 Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación.

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas de ventilación metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$U_p = Kp * \rho * I_d = 0,012 * 300 * 314,38 = 1131,77 V$$



### 2.7.5 Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

El piso de los tres centros de hormigón estará constituido por un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esta sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm. de espesor como mínimo.

Las tensiones a en el interior de las envolventes de hormigón que deben ser calculadas, son:

- Tensión de contacto,  $U_c$ :

$$U_c = Kc * \rho * I_d = 6661,8 V$$

Como se observa, tiene el mismo valor que la tensión de defecto, ya que para la configuración 5/62 del método de cálculo UNESA,  $Kc$  es igual a  $Kr$ .

- Tensión de paso en el acceso,  $U_{p(acc)}$ :

$$U_{p(acc)} = Kp(acc) * \rho * I_d = U_c = 6661,8 V$$

### 2.7.6 Cálculo de las tensiones aplicadas

- La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, se obtendrá a partir de la tabla correspondiente a valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de corriente de falta recogida en el MIE-RAT 13. Para una duración del defecto igual a 0,7 s, se debe interpolar obteniendo el siguiente valor:

$$U_{CA} = 165,2 V$$

- Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso a los centros, así como la tensión de contacto, emplearemos las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} U_{p,max} &= U_{CA} \left( 1 + \frac{2 * R_{a1} + 2 * R_{a2}}{Z_g} \right) = 10 * U_{CA} \left( 1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho}{1000} \right) \\ &= 10 * 165,2 * \left( 1 + \frac{2 * 2000 + 6 * 300}{1000} \right) = 11233,6 V \end{aligned}$$



$$U_{p,max(acc)} = \frac{10 * K}{t^n} * \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho'}{1000}\right) = \frac{10 * 72}{0,7^1} * \left(1 + \frac{3 * 300 + 3 * 3000}{1000}\right) = 11211 V$$

$$\begin{aligned} U_{c,max} &= U_{CA} \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_g}\right) = U_{CA} \left(1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 * \rho}{1000}\right) \\ &= 165,2 * \left(1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 * 300}{1000}\right) = 479,08 V \end{aligned}$$

Siendo:

- $R_{a1}$ : resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear un valor de 2000  $\Omega$ .
- $R_{a2}$ : resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.
- $\rho'$ : resistividad del hormigón

Así pues, comprobamos que los valores calculados son inferiores a los máximos admisibles:

$$U_p \leq U_{p,max} = 1131,77 \leq 11233,6 V$$

$$U_{p(acc)} \leq U_{p,max(acc)} = 6661,8 \leq 11211$$

$$U_c \leq U_{c,max} = 6661,8 \leq 479,08 V$$

Debido a que la tensión de contacto no cumple la condición requerida, podría pensarse en ensayar otras configuraciones de tierra con dimensiones mayores, pero en este caso, esto no resolvería la situación. En estas situaciones se recurre a adoptar una solución que permite omitir la condición de la tensión de contacto.

### 2.7.7 Corrección y ajuste del diseño inicial

Con el objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima  $D_{mín}$  entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión que establece el MIE RAT 13:

$$D_{mín} = \frac{\rho * I_d}{2000 * \pi} = \frac{300 * 314,38}{2000 * \pi} = 15,01 m$$

Como se puede observar en la expresión anterior, es necesario separar la tierra de protección de la tierra de servicio al menos una distancia igual a 15 metros.

Por tanto, se debe establecer la configuración de la tierra de servicio, fijando como definitiva la tierra de protección a partir de los cálculos ya realizados.



### 2.7.8 Diseño preliminar de la tierra de servicio

Se conectarán a este sistema los neutros de los transformadores de SSAA localizados en los centros de inversores.

Como se ha mencionado anteriormente, la configuración de puesta a tierra de los SSAA va a consistir en un sistema TN-S. Los conductores de las fases junto al conductor de neutro se harán pasar por el toroidal del interruptor diferencial. Ante un defecto, la intensidad retornará por el conductor CP y si la intensidad de defecto es superior a la sensibilidad de dicho interruptor, este actuará.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

- Identificación: código 5/62 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:
  - ✓  $K_r = 0.073 \Omega/(\Omega \cdot m)$ .
  - ✓  $K_p = 0.012 V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ .
- Descripción:

Ya comentada en el apartado 2.4.2.

- El conductor CP, será de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>.
- El neutro del transformador de SSAA, será de cobre con aislamiento tanto eléctrico como mecánico hasta su conexión con el primer electrodo.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo según MIE RAT 13 deberá ser inferior a 37  $\Omega$ .

### 2.7.9 Cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de servicio

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de servicio de los centros de inversores, se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$R_T < 37 \Omega$$

$$R_T * I_N < 24 V$$



Siendo:

- $R_T$ : resistencia de la puesta a tierra
- $I_N$ : sensibilidad de la protección diferencial
- $V$ : tensión fase tierra en el secundario del trafo SSAA

- Resistencia del sistema de puesta a tierra,  $R_T$ :

$$R_T = Kr * \rho = 0,073 * 300 = 21,19 \Omega$$

Como se puede observar, se cumple la primera condición:

$$R_T < 37 \Omega = 21,19 < 37$$

- Sensibilidad del interruptor diferencial,  $I_N$ :

Suponiendo un interruptor diferencial con una sensibilidad de 300 mA, se comprueba el cumplimiento de la segunda condición:

$$R_T * I_N < 24 = 21,19 * 0,3 < 24 = 6,36 < 24 V$$

### 3. CÁLCULO DE LÍNEA AÉREA DE ENLACE EN MT

En el presente proyecto, se va a entender como línea aérea de enlace en MT el tramo que une la línea de enlace subterránea con el punto de conexión con la red de distribución de la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U.

#### 3.1 CÁLCULOS MECÁNICOS

La altitud media de la línea a proyectar es de 783 metros siendo esta superior a 500 e inferior a 1000 m. Por ello, se según el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta tensión considera el emplazamiento como zona B.

Del mismo modo, se entenderá el presente proyecto como una línea de 3ª categoría, es decir, tensión inferior a 30 kV.



El cálculo mecánico de los conductores se realiza teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 3 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores.
- Que la tensión de trabajo de los conductores a 15 °C sin ninguna sobrecarga, no exceda del 22% de la carga de rotura EDS (tensión de cada día, Every Day Stress).
- Cumpliendo las condiciones anteriores se contempla una tercera, que consiste en ajustar los tenses máximos a valores inferiores y próximos a los esfuerzos nominales de apoyos normalizados.
- Al establecer la condición a) se puede prescindir de la consideración de la 4ª hipótesis en el cálculo de los apoyos de alineación y de ángulo, ya que en ningún caso las líneas que se proyecten deberán tener apoyos de anclaje distanciados a más de 3 km.

### 3.1.1 Datos de partida

Para el diseño de la línea aérea de enlace con la red de distribución, es necesario conocer una serie de datos propios de la zona donde se va a instalar dicha línea:

Datos específicos de la zona de instalación	
Termino municipal	Herrezuelo (Anaya de Alba)
Provincia	Salamanca
Longitud de la línea	1,54 km
Conductor de partida	LA 56
Zona	B
Categoría	3º categoría

Tabla 39. Datos específicos de la zona de instalación

Del mismo modo, se debe conocer las características del conductor LA-56, que va a ser instalado:

Características conductor LA 56	
Composición	Al-Ac (1 + 6 alambres)
Sección de Aluminio	46,80 mm <sup>2</sup>
Sección de Acero	7,79 mm <sup>2</sup>
Sección total	54,60 mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	9,45 mm
Peso	0,189 kg/m= 1,85 daN/m
Carga de rotura	1.666 kg
Coefficiente de dilatación	19,1x10 <sup>-6</sup> mm/°C
Modulo de elasticidad	8.100 kg/mm <sup>2</sup>
Resistencia eléctrica a 20°C	0,614 Ω/km
Densidad de corriente máxima	3,70 A/mm <sup>2</sup>

Tabla 40. Características del conductor LA-56.



### 3.1.2 Vanos

La configuración elegida para la línea que se está diseñando se refleja en la siguiente tabla:

Vanos y apoyos de la línea aérea					
Vano	Tipo Apoyos	Altura apoyos (m)	Diferencias de altura (m)	Distancia vano (m)	Distancia origen (m)
1	M-HV	851-852	1	200	200
2	HV-HV	852-852	0	200	400
3	HV-HV	852-853	1	200	600
4	HV-HV	853-852	1	200	800
5	HV-HV	852-850	2	200	1000
6	HV-HV	850-849	1	200	1200
7	HV-HV	849-849	0	200	1400
8	HV-M	849-849	0	154	1554

Tabla 41. Vanos y apoyos de la línea

### 3.1.3 Vano de regulación

Debido a que la orografía del terreno por el que transcurre la línea es muy llano, se hace posible instalar únicamente dos apoyos de anclaje, instalados uno al principio y otro al final de dicha línea. El resto de apoyos intermedios, estarán dotados de cadenas de aisladores de suspensión (apoyos de alineación).

Se cumplirá la condición de que en todos los vanos de un tramo la componente horizontal de las fuerzas de tracción es la misma. Cualquier diferencia provocará el desplazamiento de las cadenas de aisladores (en sentido longitudinal de la línea) hasta alcanzarse el equilibrio de nuevo, a costa de modificar la curva de equilibrio del conductor.

A partir de lo expuesto en el párrafo anterior, se calculará un único vano ideal de regulación que engloba al conjunto de todos los vanos de la línea:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_n^3}{\sum a_n}} = \sqrt{\frac{200^3 + 200^3 + 200^3 + 200^3 + 200^3 + 200^3 + 200^3 + 156^3}{200 + 200 + 200 + 200 + 200 + 200 + 200 + 156}} = 196 \text{ m}$$

Siendo:

- a: longitud del vano



### 3.1.4 Cargas y sobrecargas

Como base del cálculo mecánico de líneas, se deben conocer tres cargas principales. Para los sucesivos apartados, se establecerá el vano 6 como más desfavorable debido a una longitud de 200 m y un desnivel de 2 m. (Ver tabla 40)

#### 3.1.4.1 Peso propio

El peso propio del conductor LA-56 según tabla 39 (anexo 4.2 memoria de cálculo) de conductores aluminio-acero normalizadas, será:

$$p = 0,185 \text{ daN/m}$$

Para un vano de 200 m entendido como más desfavorable en el presente proyecto, el peso propio del conductor será:

$$P = p * L = 0,185 * 200 = 37 \text{ daN} = 37,75 \text{ kg}$$

Siendo:

- L: longitud del vano en metros

#### 3.1.4.2 Sobrecarga de viento

La fuerza del viento por unidad de longitud de conductor es para diámetros inferiores a 16 mm:

$$p_v = d * 60 * \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 = 0,00945 * 60 * \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 0,567 \text{ daN/m}$$

Siendo:

- d: diámetro en metros
- Vv: velocidad del viento según apartado 3.1.2 del ITC-LAT 07 será igual a 120 km/h para líneas no especiales

La fuerza combinada del peso propio y el viento será:

$$p_2 = \sqrt{p^2 + p_v^2} = \sqrt{0,185^2 + 0,567^2} = 0,596 \text{ daN/m}$$

La inclinación del cable resultante se calcula a continuación:

$$\cos\beta = \frac{p}{p_2} = \frac{0,185}{0,596} = 0,31 \rightarrow 71,91^\circ$$



Los valores geométricos de la curva del cable para el vano 6 (más desfavorable) son los siguientes:

$$a' = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{200^2 + 2^2} \approx 200 \text{ m}$$

$$b_v = b * \cos\beta = 2 * 0,31 = 0,62 \text{ m}$$

$$a_v = \sqrt{a'^2 - b_v^2} = \sqrt{200^2 + 0,62^2} \approx 200 \text{ m}$$

Siendo:

- $a'$ : la distancia de la línea que une los apoyos delimitan el vano 6

### 3.1.4.3 Sobrecarga de hielo

El peso por unidad de longitud del manguito de hielo es, según el apartado 3.1.3 del ITC-LAT 07:

$$p_h = 0,18 * \sqrt{d} = 0,18 * \sqrt{9,45} = 0,553 \text{ daN/m}$$

La fuerza combinada del peso propio y el manguito de hielo será:

$$p_1 = p + p_v = 0,185 + 0,553 = 0,738 \text{ daN/m}$$

### 3.1.5 Tracción máxima admisible

Es necesario calcular la tracción máxima en el vértice del vano de regulación.

Como ya se conoce, el desnivel entre unos apoyos y otros es prácticamente insignificante. De todos modos, para calcular la tracción máxima se analizará el apoyo izquierdo del vano 6 que posee un desnivel de 2 m.

La tracción máxima en este apoyo no puede superar la carga de rotura del conductor dividida por el coeficiente de seguridad (de valor 3):

$$T_{c6} = \frac{CR}{c ds} = \frac{1666}{3} = 555,33 \text{ daN}$$

Siendo:

- CR: carga de rotura en daN (Ver tabla 39)
- Cds: coeficiente de seguridad



Para determinar la fuerza de tracción en el vértice máxima que pueden tener los vanos, hay que determinar cuál es la condición más desfavorable según las características de las siguientes hipótesis: (Ver tabla 27 anexo 4.2)

- Hipótesis de viento (viento a -10 °C)
- Hipótesis de hielo (hielo a -15°C)
- Fenómenos vibratorios (22% de la carga de rotura).

### 3.1.5.1 Hipótesis de viento

A partir de lo calculado en el apartado 3.2.4.2, la tracción máxima en el punto medio del vano 6 será:

$$\begin{aligned} T_{m1} &= \frac{1}{4} * \left[ 2 * T_{C6} - p_2 * b_v + \sqrt{(p_2 * b_v - 2 * T_{C6})^2 - 2 * p_2^2 * a'^2} \right] = \\ &= \frac{1}{4} \left[ 2 * 555,33 - 0,596 * 0,62 + \sqrt{(0,596 * 0,62 - 2 * 555,33)^2 - 2 * 0,596^2 * 200^2} \right] \\ &= 551,92 \text{ daN} \end{aligned}$$

Y la tracción máxima en el vértice del vano 6 y por tanto en el de regulación, en esta hipótesis, es:

$$T_{01} = T_{m1} * \frac{a_v}{a'} = 551,92 * \frac{200}{200} = 551,92 \text{ daN}$$

### 3.1.5.2 Hipótesis de hielo

A partir de lo calculado en el apartado 3.2.4.3, la tracción máxima en el punto medio del vano 6 será:

$$\begin{aligned} T_{m1} &= \frac{1}{4} * \left[ 2 * T_{C6} - p_1 * b + \sqrt{(p_1 * b - 2 * T_{C6})^2 - 2 * p_1^2 * a'^2} \right] = \\ &= \frac{1}{4} \left[ 2 * 555,33 - 0,738 * 2 + \sqrt{(0,738 * 2 - 2 * 555,33)^2 - 2 * 0,738^2 * 200^2} \right] \\ &= 547,62 \text{ daN} \end{aligned}$$

Y la tracción máxima en el vértice del vano 6 y por tanto en el de regulación, en esta hipótesis, es:

$$T_{01} = T_{m1} * \frac{a}{a'} = 547,62 * \frac{200}{200} = 547,62 \text{ daN}$$



### 3.1.5.3 Fenómenos vibratorios

Según el ITC-LAT 07, se debe estimar del mismo modo la tracción máxima admisible respecto a un tercer criterio, el de fenómenos vibratorios. En este caso, según el citado reglamento, la tracción máxima del apoyo izquierdo del vano 6 no puede superar el siguiente valor:

$$T_{C6} = 22\% * CR = 0.22 * 1666 = 366,52 \text{ daN}$$

La tracción en el punto medio máxima del vano 6, será inferior a

$$\begin{aligned} T_{m1} &= \frac{1}{4} * \left[ 2 * T_{C6} - p_1 * b + \sqrt{(p_1 * b - 2 * T_{C6})^2 - 2 * p_1^2 * a'^2} \right] = \\ &= \frac{1}{4} \left[ 2 * 555,33 - 0,185 * 2 + \sqrt{(0,185 * 2 - 2 * 555,33)^2 - 2 * 0,185^2 * 200^2} \right] \\ &= 554,83 \text{ daN} \end{aligned}$$

Siendo:

- $p_1$ = peso propio del conductor

La tracción máxima en el vértice del vano 6 y por tanto en el de regulación en esta hipótesis, es:

$$T_{01} = T_{m1} * \frac{a}{a'} = 554,83 * \frac{200}{200} = 554,83 \text{ daN}$$

### 3.1.5.4 Tracción máxima admisible para el estado 1

Se debe comparar dos a dos las hipótesis calculadas anteriormente para obtener el valor de tensión admisible más desfavorable. Ello se consigue a partir de la ecuación del cambio de condiciones.

#### 3.1.5.4.1 Comparación viento-hielo

Se considerará para el estado 1 las condiciones propias de la hipótesis de viento para tracciones admisibles. Para el estado 2, supondremos la hipótesis de hielo.

Según la ecuación del cambio de condiciones:

$$\begin{aligned} T_{02}^2 * \left( T_{02} + \frac{a_r^2 * p_1^2}{24 * T_{01}^2} * E * S + \alpha * E * S * (\theta_2 - \theta_1) \right) - T_{01} &= \frac{a_r^2 * p_2^2}{24} * E * S \\ &= T_{02}^2 * \left( T_{02} + \frac{196^2 * 0,596^2}{24 * 551,92^2} * 8100 * 56,60 + 19,1x10^{-6} * 8100 * 56,60 \right. \\ &\quad \left. * (-15 - (-10)) - 551,92 \right) = \frac{196^2 * 0,738^2}{24} * 8100 * 56,60 \end{aligned}$$

- $T_{02}=659 \text{ daN} > 547,62 \text{ daN}$



Como se puede observar, la hipótesis más desfavorable sería la de hielo para este caso.

### 3.1.5.4.2 Comparación hielo-fenómenos vibratorios

Se considerará para el estado 1 las condiciones propias de la hipótesis de viento para tracciones admisibles. Para el estado 2, supondremos la hipótesis de fenómenos vibratorios.

Según la ecuación del cambio de condiciones:

$$\begin{aligned}
 T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{a_r^2 * p_1^2}{24 * T_{01}^2} * E * S + \alpha * E * S * (\theta_2 - \theta_1) - T_{01} &= \frac{a_r^2 * p_2^2}{24} * E * S \\
 &= T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{196^2 * 0,738^2}{24 * 547,62^2} * 8100 * 56,60 + 19,1x10^{-6} * 8100 * 56,60 \\
 * (15 - (-15)) - 547,62 &= \frac{196^2 * 0,185^2}{24} * 8100 * 56,60
 \end{aligned}$$

- $T_{02}=146 \text{ daN} < 554,83 \text{ daN}$

Como se puede observar, la hipótesis más desfavorable sería la de hielo para este caso.

### 3.1.5.4.3 Resultados obtenidos

A partir de lo calculado en los apartados anteriores, se establece como condición para el estado 1, la hipótesis de hielo a -15 °C. La tensión admisible correspondiente será de 547,62 daN.

## 3.1.6 Flechas máximas

Para determinar las flechas máximas hay que determinar cuál es la condición más desfavorable de las siguientes, según el apartado 3.2.3 del ITC-LAT 07:

- Hipótesis de viento (viento a 15°C)
- Hipótesis de temperatura (50°C sin sobrecarga)
- Hipótesis de hielo (hielo a 0°C).

Para ello se utiliza de nuevo la ecuación de cambio de condiciones con el vano de regulación, siendo la tensión en el vértice del estado 1 la correspondiente a la hipótesis más desfavorable de tracciones máximas (hielo a -15°C igual a 547,62 daN).



### 3.1.6.1 Hipótesis de viento

La ecuación de cambio de condiciones es la siguiente:

$$\begin{aligned} T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{a_r^2 * p_1^2}{24 * T_{01}^2} * E * S + \alpha * E * S * (\theta_2 - \theta_1) - T_{01} &= \frac{a_r^2 * p_2^2}{24} * E * S \\ &= T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{196^2 * 0,738^2}{24 * 547,62^2} * 8100 * 56,60 + 19,1x10^{-6} * 8100 * 56,60 \\ &* (15 - (-15)) - 547,62 = \frac{196^2 * 0,596^2}{24} * 8100 * 56,60 \end{aligned}$$

- $T_{02}=423$  daN

Siendo:

- $T_{02}$ : Tracción máxima en el estado 2
- $a_r$ : longitud del vano de regulación
- $E$ : módulo de elasticidad del conductor
- $S$ : sección del conductor
- $A$ : coeficiente de dilatación del conductor
- $\theta_2$ : temperatura del estado 2
- $\theta_1$ : temperatura del estado 1

La flecha en el vano de regulación es:

$$f_r = \frac{T_{02}}{p_2} * \left[ ch \frac{a_r}{2 \frac{T_{02}}{p_2}} - 1 \right] = \frac{423}{0,596} * \left[ ch \frac{196}{2 \frac{423}{0,596}} - 1 \right] = 6,77 \text{ m}$$

Su correspondiente flecha vertical es:

$$f_v = f_r * \cos \beta = f_r * \frac{p}{p_2} = 6,77 * \frac{0,185}{0,596} = 2,10 \text{ m}$$

### 3.1.6.2 Hipótesis de hielo

Se calculará la hipótesis de hielo a partir de una temperatura de 0°C:

$$\begin{aligned} T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{a_r^2 * p_1^2}{24 * T_{01}^2} * E * S + \alpha * E * S * (\theta_2 - \theta_1) - T_{01} &= \frac{a_r^2 * p_2^2}{24} * E * S \\ &= T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{196^2 * 0,738^2}{24 * 547,62^2} * 8100 * 56,60 + 19,1x10^{-6} * 8100 * 56,60 \\ &* (0 - (-15)) - 547,62 = \frac{196^2 * 0,738^2}{24} * 8100 * 56,60 \end{aligned}$$

- $T_{02}=526$  daN



Siendo:

- $T_{02}$ : Tracción máxima en el estado 2
- $a_r$ : longitud del vano de regulación
- $E$ : módulo de elasticidad del conductor
- $S$ : sección del conductor
- $A$ : coeficiente de dilatación del conductor
- $\theta_2$ : temperatura del estado 2
- $\theta_1$ : temperatura del estado 1

La flecha vertical en el vano de regulación es:

$$f_r = \frac{T_{02}}{p_2} * \left[ ch \frac{a_r}{2 \frac{T_{02}}{p_2}} - 1 \right] = \frac{526}{0,738} * \left[ ch \frac{196}{2 \frac{526}{0,738}} - 1 \right] = 6,75 \text{ m}$$

### 3.1.6.3 Hipótesis de temperatura

Según el ITC-LAT 07, para el cálculo de flechas máximas por hipótesis de temperatura, se considerará una temperatura no inferior a 50°C:

$$\begin{aligned} T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{a_r^2 * p_1^2}{24 * T_{01}^2} * E * S + \alpha * E * S * (\theta_2 - \theta_1) - T_{01} &= \frac{a_r^2 * p_2^2}{24} * E * S \\ &= T_{02}^2 * (T_{02} + \frac{196^2 * 0,738^2}{24 * 547,62^2} * 8100 * 56,60 + 19,1 \times 10^{-6} * 8100 * 56,60 \\ &* (50 - (-15)) - 547,62 = \frac{196^2 * 0,185^2}{24} * 8100 * 56,60 \end{aligned}$$

- $T_{02}=132 \text{ daN}$

Siendo:

- $T_{02}$ : Tracción máxima en el estado 2
- $a_r$ : longitud del vano de regulación
- $E$ : módulo de elasticidad del conductor
- $S$ : sección del conductor
- $A$ : coeficiente de dilatación del conductor
- $\theta_2$ : temperatura del estado 2
- $\theta_1$ : temperatura del estado 1



La flecha vertical en el vano de regulación es:

$$f_r = \frac{T_{02}}{p_2} * \left[ ch \frac{a_r}{2 \frac{T_{02}}{p_2}} - 1 \right] = \frac{132}{0,185} * \left[ ch \frac{196}{2 \frac{132}{0,185}} - 1 \right] = 6,74 \text{ m}$$

### 3.1.6.4 Resultados finales

Con el objetivo de diseñar cada uno de los apoyos de la línea acorde a su vano correspondiente, es necesario conocer las flechas máximas de cada uno de los vanos.

Como se ha podido observar, la línea posee únicamente dos longitudes diferentes de vano. Como los desniveles entre los distintos apoyos son tan pequeños, se van a calcular dos flechas diferentes, considerando los vanos de 200 m de manera idéntica.

A partir lo calculado en los apartados anteriores, se puede observar que la flecha máxima se obtiene en la hipótesis de hielo a 0°C con una tensión máxima de 526 daN. Por ello, se van a dimensionar las flechas máximas de los dos tipos de vanos a partir de tal hipótesis:

- Vanos de 200 m, A:

$$f_{r,A} = \frac{T_{02}}{p_2} * \left[ ch \frac{a_A}{2 \frac{T_{02}}{p_2}} - 1 \right] = \frac{526}{0,738} * \left[ ch \frac{\sqrt{200^2 + 2^2}}{2 \frac{526}{0,738}} - 1 \right] = 7,07 \text{ m}$$

- Vano de 154 m, B:

$$f_{r,B} = \frac{T_{02}}{p_2} * \left[ ch \frac{a_B}{2 \frac{T_{02}}{p_2}} - 1 \right] = \frac{526}{0,738} * \left[ ch \frac{\sqrt{154^2 + 0^2}}{2 \frac{526}{0,738}} - 1 \right] = 4,16 \text{ m}$$

### 3.1.7 Cálculo de aisladores y herrajes

Con el objetivo de sustentar los conductores a una cierta altura, se deben añadir a los apoyos una serie de dieléctricos llamados aisladores. Estos aisladores deben ser en todo momento resistentes a los siguientes factores:

- Rigidez dieléctrica
- Resistencia mecánica
- Amortiguamiento de los cambios de temperatura
- Resistencia al envejecimiento



Como base de cálculo para el diseño de los aisladores, es necesario conocer los siguientes parámetros:

Parámetros para el cálculo de aisladores	
Tensión nominal de la red, U	20 kV
Tensión máxima de la red, U <sub>max</sub>	24 kV
Nivel de contaminación y tipo de entorno Según tabla 29 anexo 4.2 memoria de cálculo	Ligero I. Zona agrícola sin industria.
Línea de fuga mínima, L <sub>fmin</sub>	16 mm/kV (tabla X anexo X)
Conductor	LA 56
Carga de rotura	1.666 kg

Tabla 42. Parámetros base para el cálculo de los aisladores.

### 3.1.7.1 Modelo de aisladores

Como punto de partida, se debe diseñar el tipo de aislador a instalar en cada uno de los apoyos. Se cumplirá lo establecido en la norma MT 2.23.15:

- Vanos inicio y fin (1 y 9 respectivamente), se instalarán aisladores de amarre en vidrio tipo U70 BS. Compuesto por un alojamiento de rótula R16 y una grapa de suspensión GS-1.
- Vanos intermedios, se instalarán aisladores de suspensión en vidrio tipo U70 BL. Acompañado de un alojamiento de rótula R16P y una grapa de amarre GA-3.

Las características principales de los aisladores seleccionados se recogen en la siguiente tabla:

Características de los aisladores U70				
Tipo	Tensión contorneamiento lluvia (1 ud)	Línea de fuga, L <sub>f</sub> (1 ud)	Carga de rotura	Peso (1 ud)
U70 BS	45 kV	295 mm	7000 daN	3,5 kg
U70 BL				

Tabla 43. Características de los aisladores U70.

### 3.1.7.2 Número de aisladores por cadena

Para calcular el número de aisladores necesarios en cada cadena, se utilizará la siguiente expresión:

$$N^{\circ}_{\text{aisladores,suspensión}} = \frac{L_{f,min} * U_{max}}{L_f} = \frac{16 * 24}{295} = 1,30 \rightarrow 2$$

$$N^{\circ}_{\text{aisladores,amarre}} = \frac{L_{f,min} * U_{max}}{L_f} = \frac{16 * 24}{295} = 1,30 \rightarrow 2$$



### 3.1.7.3 Peso de aisladores y herrajes

En primer lugar, se debe conocer el peso total de la cadena de aisladores (Q). Para ello se recogerá manera detallada, el peso total de la cadena más desfavorable (cadena de aisladores de amarre):

Pesos Aisladores + Herrajes cadena de amarre			
Denominación	Unidades	Peso Ud (kg)	Peso Total (kg)
Aisladores U70 BL	2	3,5	7
Rótula R16	1	0,51	0,51
Grapa de amarre GA-3	1	1,80	1,80
Horquilla bola HB 16	1	0,75	0,75
PESO TOTAL Q			10,06

Tabla 44. Pesos aisladores y herrajes de cadena de amarre.

### 3.1.7.4 Peso de conductores y sobrecargas

Para comprobar la resistencia mecánica de los aisladores seleccionados, se debe conocer el peso del propio conductor en todo el vano, así como la sobrecarga más desfavorable (hielo). Para ello, a partir de lo calculado en el apartado 2.4.3.3 y sabiendo que el vano más desfavorable de la línea que se está diseñando es de 200 m, se va a calcular dichos pesos:

$$P_1 = p_1 * L = 0,738 * 200 = 147,6 \text{ daN} = 150,5 \text{ kg}$$

### 3.1.7.5 Peso total

El peso total en el caso de cadenas de aisladores de amarre (más desfavorable, se calculará mediante la suma del peso de conductores y sobrecargas; y de aisladores y herrajes:

$$P_T = Q + P_1 = 10,06 + 150,5 = 160,56 \text{ kg}$$

### 3.1.7.6 Cálculo mecánico de aisladores

Conocido el peso total ( $P_T$ ) de la cadena de aisladores, se debe comprobar que los aisladores seleccionados cumplen las condiciones mecánicas por el ITC-LAT 07 en su apartado 3.4, es decir, que el coeficiente de seguridad de los aisladores y herrajes sea superior a 3. Para ello, se utiliza la siguiente expresión:

$$c d s_{\text{aisladores}} = \frac{C_r}{P_T} \geq 3 = \frac{7000}{160,56} = 43,59 \geq 3$$

Siendo:

- $C_r$ : carga de rotura de los aisladores



Como se puede comprobar, cumple de manera holgada.

Además, se debe calcular la resistencia de la cadena de aisladores frente a una posible rotura del conductor. Según el apartado 3.1.5.1 del ITC-LAT 07, establece que para una línea con un conductor por fase, se debe soportar una tensión mínima del 50% de la carga de rotura del conductor obteniendo un coeficiente seguridad superior a 3:

$$c d s_{\text{aisladores}} = \frac{C r}{0,5 * T_r} \geq 3 = \frac{7000}{0,5 * 666,40} \geq 3 = 21 \geq 3$$

Siendo:

$T_r$ : tensión de rotura del conductor según tabla 20, igual a 666,40 kg (c ds de 2,5)

### 3.1.8 Desviación transversal a línea de las cadenas de suspensión

Es necesario calcular el ángulo de inclinación máximo que ofrecen las cadenas de aisladores diseñadas para evitar un acercamiento peligroso sobre los apoyos.

En el presente proyecto, debido a la orografía del terreno, existe la posibilidad de instalar la totalidad de los apoyos del tipo alineación.

Para conocer el valor del ángulo de inclinación, se deben calcular la fuerza que realiza el viento sobre el conductor y los aisladores (junto con sus herrajes), en función de lo establecido en el apartado 5.4.2 del ITC-LAT 07:

- “En el caso de las cadenas de suspensión, se considerarán los conductores y la cadena de aisladores desviados bajo la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h.”

#### 3.1.8.1 Acción del viento sobre el conductor

Para conocer la acción del viento sobre el conductor, se debe calcular la sección sobre la que el viento incide perpendicularmente:

$$S_{\text{conductor}} = L * a = 200 * 0,00945 = 1,89 \text{ m}^2$$

Siendo:

- L: longitud del vano más desfavorable en metros
- a: ancho del conductor = diámetro

A partir de la sección, se puede aplicar lo que establece el ITC-LAT 07 para este apartado:

$$P_v = \frac{50}{2} * S_{\text{conductor}} = 25 * 1,89 = 47,25 \text{ daN} = 48,21 \text{ kg}$$



Como se ha calculado en el apartado 3.2.4.1, el peso propio del conductor para un vano de 200 m,  $p$ , es igual a 37,75 kg.

### 3.1.8.2 Acción del viento sobre la cadena de aisladores

Para conocer la acción del viento sobre la cadena de aisladores, se debe calcular su sección:

$$S_{cadena} = \lambda * a = 0,6 * 0,255 = 0,153 \text{ m}^2$$

Siendo:

- $\lambda$ : longitud de la cadena de aisladores, estimada en 0,6 m
- $a$ : diámetro de un aislador

A partir de la sección, se puede aplicar lo que establece el ITC-LAT 07 para este apartado:

$$Q_v = \frac{70}{2} * S_{cadena} = 35 * 0,153 = 5,35 \text{ daN} = 5,46 \text{ kg}$$

Como se sabe, el peso total de la cadena de aisladores,  $Q$ , es igual a 10,06 kg (apartado 3.2.7.5).

### 3.1.8.3 Ángulo de desviación

El ángulo de desviación máximo se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$\operatorname{tg} i = \frac{P_v + \frac{Q_v}{2}}{P + \frac{Q}{2}} = \frac{48,21 + \frac{5,46}{2}}{37,75 + \frac{10,06}{2}} = 1,19 \rightarrow 50^\circ$$

## 3.1.9 Distancias de seguridad

De acuerdo con la ITC-LAT 07, las separaciones entre conductores, entre estos y los apoyos, así como las distancias respecto al terreno y obstáculos a tener en cuenta en este proyecto, son las que se indican en los apartados siguientes.

### 3.1.9.1 Distancia de los conductores al terreno

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT 07, la mínima distancia de los conductores en su posición de máxima flecha, a cualquier punto del terreno, es:

$$D_{add} + D_{el} = 2,5 + 0,22 = 2,72 \text{ m}$$



Siendo:

- $D_{el}$  = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada (Ver tabla 26 anexo 4.2 memoria de cálculo)

Si bien en la ITC-LAT 07, se indica con un mínimo de 6 m, Iberdrola establece un mínimo de 7 m, por tanto, se considerará tal distancia.

### 3.1.9.2 Distancia de los conductores sobre partes puestas en tensión

Como se establece en el apartado 5.4.2 del ITC-LAT 07, se debe respetar una distancia entre los conductores y las partes puestas en tensión igual o superior a lo establecido en la tabla 26 anexo 4.2 memoria de cálculo, siendo esta distancia superior a 0,2 metros.

Por tanto:

$$D_{el} = 0,22 \text{ m}$$

### 3.1.9.3 Distancias entre conductores

De acuerdo con el apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07, la separación mínima entre conductores viene dada por la fórmula:

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * D_{pp} = 0,65 * \sqrt{7,07 + 0,6} + 0,75 * 0,25 = 1,99 \text{ m}$$

Siendo:

- D = Separación entre conductores en metros
- K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento. Se calculará a continuación.
- F = Flecha máxima en metros (caso más desfavorable en vanos de 200 m, apartado 3.2.6.4)
- L = Longitud en metros de la cadena de suspensión (caso más desfavorable)
- $K'$  = Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. Para línea no especiales,  $K' = 0,75$  m
- $D_{pp}$  = Distancia mínima aérea especificada, para evitar una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. (Ver tabla 26 anexo 4.2 memoria de cálculo)

La cruceta elegida en los apartados siguientes debe permitir una distancia entre conductores de al menos 2 m.



### 3.1.9.3.1 Cálculo del ángulo de oscilación

El valor de la tangente del ángulo de oscilación de los conductores viene dado por el cociente de la sobrecarga de viento respecto del peso propio del conductor:

$$tg\alpha = \frac{q * d}{P} = \frac{60 * 0,00945}{0,189} = 3$$

Es decir,  $\alpha=71,56^\circ$ .

Siendo:

- $q$  = Presión del viento provocada a 120 km/h, sobre conductores de diámetro igual o menor de 16 mm igual a 60 daN/m<sup>2</sup>
- $d$  = Diámetro del conductor LA 56 , es decir, 0,00945 mm (Ver tabla 25 anexo 4.2 memoria de cálculo)
- $P$  = Peso del conductor = 0,189 daN/m

A partir de la tabla 28 del anexo 4.2 memoria de cálculo, para  $\alpha=71,56^\circ$ , se obtiene un valor de  $K$  igual a 0,65.

### 3.1.9.4 Distancias a otras líneas eléctricas

No existe ninguna otra línea eléctrica en la zona donde se instalará la presente línea.

### 3.1.9.5 Distancias a carreteras

Según queda establecido en el apartado 5.7 del ITC-LAT 07, se debe mantener una distancia mínima igual a 25 metros desde la arista exterior de la carretera al apoyo más próximo a dicha carretera.

Por otro lado, la distancia mínima que se debe cumplir según el citado reglamento entre los conductores de la línea y la propia carretera se calculará a partir de la siguiente expresión:

$$D_{add} + D_{el} = 6,3 + 0,22 = 6,55 \text{ m}$$

Siendo:

- $D_{add}$ : 6,3 para líneas no especiales

Ahora bien, según el propio ITC-LAT 07, la distancia mínima que se debe conservar es de 7 metros, por tanto se adoptará tal distancia. Por tanto, la altura del apoyo junto con la de la cruceta deben permitir que teniendo en cuenta la flecha máxima, exista una separación vertical igual a 7 metros con la carretera y el terreno.



### 3.1.10 Cálculo de apoyos

Como ya es conocido, se dispondrá de 9 apoyos a lo largo de la línea de enlace con la red de distribución. Al tratarse de un trazado prácticamente rectilíneo, todos los apoyos serán de alineación.

Preferentemente se desea instalar apoyos de hormigón en los apoyos intermedios de la línea, y apoyos metálicos tanto en el inicio como en el final de dicha línea.

Para el cálculo de los apoyos, se deben conocer una serie de datos ya obtenidos en apartados anteriores:

Datos para el cálculo de apoyos	
Peso del conductor	0,185 daN/m
Peso de aisladores y herrajes	10,06 kg
Sobrecarga de viento	0,567 daN/m
Sobrecarga de hielo	0,553 daN/m
Tracción a -10 °C con viento	551,92 daN
Tracción a -15 °C con hielo	547,62 daN

Tabla 45. Datos para el cálculo de apoyos

En un primer momento, se supondrá un tipo de apoyo de alineación en hormigón HV 630 R 17 de ROMERO HORMELEC con una altura de 15 m. (Ver tabla 24 anexo memoria descriptiva 10.3)

La cruceta será metálica tipo B200 (HV) con separación entre conductores de 2 m. (Ver tabla 25 anexo memoria descriptiva 10.3)

#### 3.1.10.1 Gravivano y eolovano

##### 3.1.10.1.1 Gravivano

Es la longitud que determina la acción del peso que los cables transmiten a un mismo apoyo. Se denomina  $a_g$ .

Se expresa dicha longitud por la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al apoyo considerado.

##### 3.1.10.1.2 Eolovano

Es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten éstos al apoyo. Se denomina  $a_v$ .

El cálculo es sencillo ya que coincide con la semisuma de los dos vanos contiguos.



### 3.1.10.1.3 Conclusión

Debido a que los desniveles entre los diferentes apoyos de la presente línea se consideran insignificantes, se puede establecer que todos los apoyos de la línea se encuentran al mismo nivel. Ello ocasiona que el gravivano y el eolovano coincidan.

La longitud del gravivano y eolovano será por tanto:

- Apoyos de alineación nº 2,3,4,5,6,7:

$$a_g = a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} = \frac{200 + 200}{2} = 200 \text{ m}$$

- Apoyo de alineación nº 8:

$$a_g = a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} = \frac{200 + 154}{2} = 177 \text{ m}$$

Siendo:

- $a_1$ : longitud del vano izquierdo al apoyo
- $a_2$ : longitud del vano derecho al apoyo

### 3.1.10.2 Apoyos de suspensión de alineación

Los apoyos de alineación serán de hormigón armado vibrado (HV) de tipo reforzado, de acuerdo con la Norma UNE 207016 y UNE EN 12843.

#### 3.1.10.2.1 Hipótesis 1. Viento

En primer lugar se debe conocer el peso total que tiene que sustentar el apoyo:

$$P_{T,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} = 3 * p * a_g + 3 * Q = 3 * 0,185 * 200 * + 3 * 10,06 * 0,98 = 140,86 \text{ daN}$$

$$P_{T,n^{\circ}8} = 3 * p * a_g + 3 * Q = 3 * 0,185 * 177 * + 3 * 10,06 * 0,98 = 188,09 \text{ daN}$$

Para esta hipótesis, el coeficiente de seguridad  $c_{ds}$  debe ser como mínimo 1.5, por tanto, la fuerza vertical del apoyo tiene será:

$$F_{v,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} \geq P_{T,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} * c_{ds} = 140,86 * 1,5 = 211,29 \text{ daN}$$

$$F_{v,n^{\circ}8} \geq P_{T,n^{\circ}8} * c_{ds} = 188,09 * 1,5 = 282,14 \text{ daN}$$



La fuerza debida al viento sobre cada conductor de fase se calculará a partir de lo establecido en el apartado 3.1.2.1 del ITC-LAT 07:

$$F1_{ve,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} = p_v * a_v = 0,567 * 200 = 113,40 \text{ daN}$$

$$F1_{ve,n^{\circ}8} = p_v * a_v = 0,567 * 177 = 100,36 \text{ daN}$$

La fuerza debida al viento sobre las cadenas de aisladores según el apartado 3.1.2.2 del ITC-LAT 07:

$$F2_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8} = 70 * S_{cadena} = 70 * 0,153 = 10,71 \text{ daN}$$

Se debe conocer del mismo modo la acción del viento sobre el poste de hormigón según el apartado 3.1.2.4 del ITC-LAT 07 será:

$$F3_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8} = 100 * S_{apoyo} = 100 * \frac{b1 + b2}{2} * h = 100 * \frac{0,25 + 0,2}{2} * 15 = 337,5 \text{ daN}$$

Siendo:

- $S_{apoyo}$ : superficie trapezoidal de la cara más desfavorable del apoyo, h: 15 m, b1: 0,25 m, b2: 0,2 m

Del mismo modo, es necesario conocer la acción del viento sobre la cruceta metálica según el apartado 3.1.2.4 del ITC-LAT 07 será:

$$F4_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8} = 100 * S_{cruceta} = 100 * 0,738 = 73,8 \text{ daN}$$

Siendo:

- $S_{cruceta}$ : superficie de la cruceta metálica BP3-20 igual a 0,738 m<sup>2</sup>

Una vez obtenidos los resultados de las fuerzas que produce el viento sobre los componentes de la línea, se calculará el momento flector respecto al empotramiento debido a las cargas verticales:

$$M_{fv,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} = p * a_g * (d_1 + d_2 - d_3) = 0,185 * 200 * (2 + 0 - 2) = 0 \text{ daNm}$$

$$M_{fv,n^{\circ}8} = p * a_g * (d_1 + d_2 - d_3) = 0,185 * 177 * (2 + 0 - 2) = 0 \text{ daNm}$$

Siendo:

- $d_1$ : distancia desde el conductor 1 al centro del apoyo, es decir, 2 m. (Ver plano 13)
- $d_2$ : distancia desde el conductor 2 al centro del apoyo, es decir, 0 m
- $d_3$ : distancia desde el conductor 3 al centro del apoyo, es decir, 2 m



Además, debe conocerse el momento flector debido a las fuerzas transversales a la dirección de la línea:

$$\begin{aligned} M_{ft,n2,3,4,5,6,7} &= F1_{ve,n^{\circ}2,3,4,5,6,7} * (d_4 + d_5 + d_6) + F2_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8} * (d_7 + d_8 + d_9) \\ &+ (F3_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8} + F4_{e,n^{\circ}2,3,4,5,6,7,8}) * d_{10} \\ &= 113,4 * (15,6 + 15,9 + 15,6) + 10,71 * (15,3 + 15,6 + 15,3) \\ &+ (337,5 + 73,8) * 5,98 = 8295,51 \text{ daNm} \end{aligned}$$

Siendo:

- $d_4, d_5, d_6$ : distancias verticales entre la altura donde se fija la cadena de aisladores y la parte superior del cimiento, siendo 15,6-15,9-15,6 respectivamente.
- $d_7, d_8, d_9$ : distancias verticales desde el centro de gravedad de las cadenas de aisladores (0,3 m desde parte inferior de la cadena) y la parte superior de la cimentación, es decir, 15,3-15,6-15,3 m respectivamente.
- $D_{10}$ : distancia entre el centro de gravedad del conjunto y la parte superior de la cimentación, es decir, 5,98 m.

A partir de la fórmula anterior, el momento transversal para el apoyo 8 será:

$$M_{ft,n8} = 7681,33 \text{ daNm}$$

El momento resultante de los momentos colineales ( $M_{fv}$  y  $M_{ft}$ ) es:

$$M_{f,n2,3,4,5,6,7} = M_{fv,n2,3,4,5,6,7} + M_{ft,n2,3,4,5,6,7} = 8295,51 \text{ daNm}$$

$$M_{f,n8} = M_{fv,n8} + M_{ft,n8} = 7681,33 \text{ daNm}$$

La mínima fuerza horizontal útil del apoyo debe ser:

$$F_{eq1} = \frac{M_f}{h_u} = \frac{8295,51}{14,8} = 560,5 \text{ daN}$$

El apoyo HV 630 R 17 elegido cumpliría con la condición ya que soporta 630 daN (con un cds de 2,5).



### 3.1.10.2.2 Hipótesis 2. Hielo

En primer lugar se debe conocer el peso total que tiene que sustentar el apoyo ante condiciones del manguito de hielo:

$$P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} = 3 * (p + p_h) * a_g + 3 * Q = 3 * (0,185 + 0,553) * 200 * +3 * 10,06 * 0,98 \\ = 472,37 \text{ daN}$$

$$P_{T,n^{8}} = 3 * (p + p_h) * a_g + 3 * Q = 3 * (0,185 + 0,553) * 177 * +3 * 10,06 * 0,98 \\ = 421,45 \text{ daN}$$

Se considerará un coeficiente de seguridad cds debe ser como mínimo 1.5, por tanto, la fuerza vertical del apoyo tiene será:

$$F_{v,n^{2,3,4,5,6,7}} \geq P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} * cds = 472,37 * 1,5 = 708,55 \text{ daN}$$

$$F_{v,n^{8}} \geq P_{T,n^{8}} * cds = 421,45 * 1,5 = 632,17 \text{ daN}$$

Se calculará el momento flector respecto al empotramiento debido a las cargas verticales a partir de la siguiente expresión:

$$M_{fv,n^{2,3,4,5,6,7}} = (p + p_h) * a_g * (d_1 + d_2 - d_3) = (0,185 + 0,553) * 200 * (2 + 0 - 2) \\ = 0 \text{ daNm}$$

$$M_{fv,n^8} = (p + p_h) * a_g * (d_1 + d_2 - d_3) = (0,185 + 0,553) * 177 * (2 + 0 - 2) = 0 \text{ daNm}$$

Como se observa, existe una igualdad de momentos por lo no existe ninguna fuerza transversal que deba sostener.

### 3.1.10.2.3 Hipótesis 3. Desequilibrio de tracciones

Se considerará el peso total similar al de la hipótesis de hielo.

Del mismo modo, se deberá estimar un esfuerzo longitudinal equivalente al 8% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra. Por ello:

$$F_d = 0,08 * T_{oh} = 0,08 * 547,62 = 43,80 \text{ daN}$$

Siendo:

- $T_{oh}$ : tracción con hielo a  $-15^{\circ}\text{C}$



Se considerará un mismo momento flector, respecto a las fuerzas verticales, que en la hipótesis anterior. Este momento es igual a cero debido a un equilibrio de momentos a un lado y otro del apoyo.

En esta hipótesis, además, se debe considerar un momento flector respecto al empotramiento debido a las fuerzas longitudinales a la dirección de la línea:

$$M_f = M_{fL} = F_d * (d_4 + d_5 + d_6) = 43,80 * (15,6 + 15,9 + 15,6) = 2062,98 \text{ daNm}$$

El fabricante no nos dice cuál es la fuerza útil cuando la fuerza a la que está sometido el poste tiene una dirección diferente a las principales, supondremos que es la misma. Por tanto, la fuerza horizontal que debe soportar el apoyo es:

$$F_{eq3} = \frac{M_f}{h_u} = \frac{2062,98}{14,8} = 139,39 \text{ daN}$$

Como los brazos del apoyo (en la cruceta) están equilibrados, no habrá momento torsor.

Como se puede observar, el apoyo HV 630 R 17 elegido es correcto. Del mismo modo, se ratificará la cruceta B200 (HV) seleccionada. Ambos componentes se establecen como definitivos.

### 3.1.10.3 Apoyos de anclaje en principio y final de línea

Los apoyos de anclaje para principio y final de línea serán, en un primer supuesto, metálicos C-3000 de 16 metros de altura, 13,80 m útiles. (Ver tabla 26 anexo memoria descriptiva 10.3)

Además, se instalará una cruceta recta BP-20 con una altura hasta los conductores desde la cogolla del apoyo igual a 1,1 m. (Ver tabla 27 anexo memoria descriptiva 10.3)

#### 3.1.10.3.1 Hipótesis 1. Viento

En primer lugar se debe conocer el peso total que tiene que sustentar el apoyo:

$$P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} = 3 * p * a_g + 3 * Q = 3 * 0,185 * 200 * +3 * 10,06 * 0,98 = 140,86 \text{ daN}$$

$$P_{T,n^{8}} = 3 * p * a_g + 3 * Q = 3 * 0,185 * 177 * +3 * 10,06 * 0,98 = 188,09 \text{ daN}$$



Para esta hipótesis, el coeficiente de seguridad  $c_{ds}$  debe ser como mínimo 1.5, por tanto, la fuerza vertical del apoyo tiene que ser como mínimo:

$$F_{v,n^{2,3,4,5,6,7}} \geq P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} * c_{ds} = 140,86 * 1,5 = 211,29 \text{ daN}$$

$$F_{v,n^{8}} \geq P_{T,n^{8}} * c_{ds} = 128,09 * 1,5 = 192,14 \text{ daN}$$

La fuerza debida al viento sobre cada conductor de fase se calculará a partir de lo establecido en el apartado 3.1.2.1 del ITC-LAT 07:

$$F1_{ve,n^{2,3,4,5,6,7}} = p_v * a_v = 0,567 * 200 = 113,40 \text{ daN}$$

$$F1_{ve,n^{8}} = p_v * a_v = 0,567 * 177 = 100,36 \text{ daN}$$

La fuerza debida al viento sobre las cadenas de aisladores es despreciable al tratarse de cadenas tipo amarre.

Se debe conocer del mismo modo la acción del viento sobre el poste metálico según el apartado 3.1.2.4 del ITC-LAT 07 será:

$$F2_{e,n^{2,3,4,5,6,7,8}} = 100 * S_{apoyo} = 100 * 2 = 100 * 2 = 200 \text{ daN}$$

Siendo:

- $S_{apoyo}$ : superficie del apoyo metálico igual a 2 m<sup>2</sup>

Del mismo modo, es necesario conocer la acción del viento sobre la cruceta metálica según el apartado 3.1.2.4 del ITC-LAT 07 será:

$$F3_{e,n^{2,3,4,5,6,7,8}} = 100 * S_{cruceta} = 100 * 0,98 = 98 \text{ daN}$$

Siendo:

- $S_{cruceta}$ : superficie de la cruceta metálica tipo B3 igual a 0,98 m<sup>2</sup>

El momento flector respecto al empotramiento debido a las cargas verticales será cero, ya que existe un equilibrio de momentos.

Además, debe conocerse el momento flector debido a las fuerzas transversales a la dirección de la línea:

$$M_{ft,n^{2,3,4,5,6,7}} = F1_{ve,n^{2,3,4,5,6,7}} * (d_4 + d_5 + d_6) + (F2_{e,n^{2,3,4,5,6,7,8}} + F3_{e,n^{2,3,4,5,6,7,8}}) * d_7$$

$$= 113,4 * (14,9 + 14,9 + 14,9) + (200 + 98) * 5,60 = 6737,78 \text{ daNm}$$



Siendo:

- $d_4, d_5, d_6$ : distancias verticales entre los conductores y la parte superior del cimiento, siendo 14,9 m al tratarse de cadenas de amarre (mismo nivel)
- $D_7$ : distancia entre el centro de gravedad del conjunto y la parte superior de la cimentación, es decir, 5,60 m.

A partir de la fórmula anterior, el momento transversal para el apoyo 8 será:

$$M_{ft,n8} = 6138,80 \text{ daNm}$$

La fuerza debida al desequilibrio de tracciones en el conducto de fase según establece el apartado 3.1.4.4 del ITC-LAT 07 será del 100%:

$$F_d = T_{ov} = 551,47 = 551,47 \text{ daN}$$

Siendo:

- $T_{ov}$ : tracción con viento a  $-10^\circ\text{C}$

A lo anterior se debe añadir el momento flector producido por el desequilibrio de tracciones (no existe tensión a un lado del vano):

$$M_{fL,n2,3,4,5,6,7,8} = F_d * (d_4 + d_5 + d_6) = 551,47 * (14,9 + 14,9 + 14,9) = 24650,70 \text{ daNm}$$

Este momento es perpendicular a los dos anteriores, por tanto, el momento resultante será:

$$M_{f,n2,3,4,5,6,7} = \sqrt{M_{ft,n2,3,4,5,6,7}^2 + M_{fL,n2,3,4,5,6,7,8}^2} = \sqrt{6737,68^2 + 24650,70^2} \\ = 25554,91 \text{ daNm}$$

$$M_{f,n8} = \sqrt{M_{ft,n8}^2 + M_{fL,n2,3,4,5,6,7,8}^2} = \sqrt{6138,80^2 + 24650,70^2} = 25403,57 \text{ daNm}$$

La fuerza equivalente a la distancia útil es:

$$F_{eq1} = \frac{M_f}{h_u} = \frac{25554,91}{13,80} = 1851,80 \text{ daN}$$

La mínima fuerza horizontal útil que debe soportar el apoyo es:

$$F_{hu} \geq F_{eq1} * cds = 1851,80 * 1,5 = 2777,70 \text{ daN}$$

El apoyo metálico C-3000 elegido cumpliría con la condición ya que soporta 3000 daN (con un cds de 1,5).



### 3.1.10.3.2 Hipótesis 2. Hielo

En primer lugar se debe conocer el peso total que tiene que sustentar el apoyo ante condiciones del manguito de hielo:

$$P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} = 3 * (p + p_h) * a_g + 3 * Q = 3 * (0,185 + 0,553) * 200 * +3 * 10,06 * 0,98 \\ = 472,37 \text{ daN}$$

$$P_{T,n^{8}} = 3 * (p + p_h) * a_g + 3 * Q = 3 * (0,185 + 0,553) * 177 * +3 * 10,06 * 0,98 \\ = 421,45 \text{ daN}$$

Se considerará un coeficiente de seguridad cds debe ser como mínimo 1.5, por tanto, la fuerza vertical del apoyo tiene será:

$$F_{v,n^{2,3,4,5,6,7}} \geq P_{T,n^{2,3,4,5,6,7}} * cds = 472,37 * 1,5 = 708,55 \text{ daN}$$

$$F_{v,n^{8}} \geq P_{T,n^{8}} * cds = 421,45 * 1,5 = 632,17 \text{ daN}$$

El momento flector respecto al empotramiento debido a las cargas verticales será cero, ya que existe un equilibrio de momentos.

La fuerza debida al desequilibrio de tracciones en el conducto de fase según establece el apartado 3.1.4.4 del ITC-LAT 07 será del 100%:

$$F_d = T_{oh} = 547,62 = 547,62 \text{ daN}$$

Siendo:

- $T_{oh}$ : tracción con hielo a  $-15^{\circ}\text{C}$

El momento flector producido por el desequilibrio de tracciones (no existe tensión a un lado del vano):

$$M_{fL,n^{2,3,4,5,6,7,8}} = F_d * (d_4 + d_5 + d_6) = 547,62 * (14,9 + 14,9 + 14,9) = 24478,61 \text{ daNm}$$

El momento total resultante será igual al momento flector, debido a que no existe momento debido a cargas verticales:

$$M_{f,n^{2,3,4,5,6,7,8}} = M_{fL,n^{2,3,4,5,6,7,8}} = 24478,61 \text{ daNm}$$



La fuerza equivalente a la distancia útil es:

$$F_{eq2} = \frac{M_f}{h_u} = \frac{24478,61}{13,80} = 1773,81 \text{ daN}$$

La mínima fuerza horizontal útil que debe soportar el apoyo es:

$$F_{hu} \geq F_{eq1} * cds = 1773,81 * 1,5 = 2660,71 \text{ daN}$$

Por ello, el apoyo metálico C-3000 elegido cumpliría con la condición ya que soporta 3000 daN (con un cds de 1,5). Por tanto, se tomará como definitivo.

Del mismo modo, se acepta la cruceta BP-20 propuesta.

### 3.1.10.3.3 Hipótesis 3. Desequilibrio de tracciones

Según el ITC-LAT 07 no es necesario calcular la presente hipótesis ya que está englobada en las dos anteriores.

## 3.1.11 Cálculo de cimentaciones

En el presente proyecto, como se ha obtenido anteriormente, habrá dos tipos de apoyos bien diferenciados:

- Apoyos de alineación de hormigón con cadena de aisladores en suspensión tipo HV 630 R. Su altura será de 17 m con cruceta metálica tipo B200 de 1,2 m de altura
- Apoyos de alineación de anclaje metálicos con cadena de aisladores de amarre tipo C-3000. La altura total del apoyo es de 16 m con cruceta metálica recta tipo BP-20

### 3.1.11.1 Cálculo de cimentación para apoyos de hormigón

En primer lugar, se debe conocer la compresibilidad del terreno donde se instale el apoyo. En el presente proyecto se va a considerar un coeficiente de compresibilidad de 10 daN/cm<sup>3</sup>.

Del mismo modo, al tratarse de un terreno de arena arcillosa, se depositará una solera de hormigón en la parte inferior de la cimentación de 0,1 m.

La altura de la cimentación, h, se calcula a continuación:



$$h = H_T - H + solera = 17 - 14,8 + 0,1 = 2,3 \text{ m}$$

Siendo:

- $H_T$ : altura total del apoyo
- $H$ : altura útil del apoyo

A partir de los datos anteriores, se calculará las dimensiones de la solera (base cuadrada de "a" metros de lado) a partir de la siguiente expresión. Dicha expresión resulta de la condición de igualdad que se debe cumplir entre el momento de vuelco y los momentos estabilizadores (del terreno y de la propia cimentación)

$$862,4 * h * a^3 + (139 * K * h^4 + 0,4 * P_{apoyo}) * a - n * F * \left( H_T - \frac{1}{3} * h \right) = 0$$

$$862,4 * 2,3 * a^3 + (139 * 10 * 2,3^4 + 0,4 * 2870) * a - 2,5 * 630 * \left( 17 - \frac{1}{3} * 2,3 \right) = 0$$

Siendo:

- $K$ : coeficiente de compresibilidad en  $\text{daN/cm}^3$
- $P_{apoyo}$ : peso del apoyo, según el fabricante 2870 daN
- $n$ : coeficiente de seguridad, según el fabricante igual a 2,5. (Para ITC-LAT 07 debe superar el 1,5)
- $F$ : esfuerzo en punta máximo del apoyo, igual a 630 daN

El valor de "a", siendo tal valor el lado de la base de la cimentación es de 0,63 m.

Por tanto, el peso total de la cimentación será:

$$P_{cimentación} = \rho_{hormigón} * h * a^2 = 2156 * 2,3 * 0,63^2 = 1968,14 \text{ daN}$$

Siendo:

- $\rho_{hormigón}$ : densidad del hormigón, 2156  $\text{daN/m}^3$

Es necesario comprobar el terreno soporta los esfuerzos de compresión transmitidos por la cimentación diseñada:

$$C_1 = \frac{P_{apoyo} + P_{cimentación} + P_T}{a^2} = \frac{2870 + 1968,14 + 140,36}{0,63^2} = 12543,48 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

$$= 1,25 \text{ daN/cm}^2$$

Siendo:

- $P_T$ : peso de los aisladores y los conductores, calculado en el apartado 3.2.10.2.1, es decir, 140,36 daN

Como se observa en la expresión anterior, el esfuerzo de compresión sobre el terreno es de 1,25  $\text{daN/cm}^2$ . Según la tabla 30 del anexo 4.2 memoria de cálculo, para terrenos



arcillosos duros, la carga de compresión admisible es de 4 daN/cm<sup>2</sup>. Por tanto, el diseño de la cimentación es correcto.

### 3.1.11.2 Cálculo de cimentación para apoyos metálicos

Del mismo modo que en el apartado anterior, se va a considerar un coeficiente de compresibilidad de 10 daN/cm<sup>3</sup> y una solera de 0,1m.

La altura de la cimentación, h, se calcula a continuación:

$$h = H_T - H + \text{solera} = 16 - 13,80 + 0,1 = 2,3 \text{ m}$$

Siendo:

- H<sub>T</sub>: altura total del apoyo
- H: altura útil del apoyo

A partir de los datos anteriores, se calculará las dimensiones de la solera (base cuadrada de "a" metros de lado):

$$862,4 * h * a^3 + (139 * K * h^4 + 0,4 * P_{\text{apoyo}}) * a - n * F * \left( H_T - \frac{1}{3} * h \right) = 0$$

$$862,4 * 2,3 * a^3 + (139 * 10 * 2,3^4 + 0,4 * 812) * a - 1,5 * 3000 * \left( 16 - \frac{1}{3} * 2,3 \right) = 0$$

Siendo:

- K: coeficiente de compresibilidad en daN/cm<sup>3</sup>
- P<sub>apoyo</sub>: peso del apoyo, según el fabricante 812 daN
- n: coeficiente de seguridad igual al mínimo establecido por el ITC-LAT 07, 1,5.
- F: esfuerzo en punta máximo del apoyo, igual a 3000 daN

El valor de a, siendo tal valor el lado de la base de la cimentación es de 1,5 m.

Por tanto, el peso total de la cimentación será:

$$P_{\text{cimentación}} = \rho_{\text{hormigón}} * h * a^2 = 2156 * 2,3 * 1,5^2 = 11157,30 \text{ daN}$$

Siendo:

- ρ<sub>hormigón</sub>: densidad del hormigón, 2156 daN/m<sup>3</sup>

Es necesario comprobar el terreno soporta los esfuerzos de compresión transmitidos por la cimentación diseñada:

$$C_1 = \frac{P_{\text{apoyo}} + P_{\text{cimentación}} + P_T}{a^2} = \frac{2870 + 11157,30 + 140,36}{1,5^2} = 6296,73 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

$$= 0,63 \text{ daN/cm}^2$$



Siendo:

- $P_T$ : peso de los aisladores y los conductores, calculado en el apartado 3.2.10.2.1, es decir, 140,36 daN

Como se observa en la expresión anterior, el esfuerzo de compresión sobre el terreno es de 0,63 daN/cm<sup>2</sup>. Según la tabla 30 del anexo 4.2 memoria de cálculo, para terrenos arcillosos duros, la carga de compresión admisible es de 4 daN/cm<sup>2</sup>. Por tanto, el diseño de la cimentación es correcto.

### 3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Como se ha considerado en los cálculos mecánicos, el conductor que contempla este proyecto es de aluminio-acero galvanizado de 54,6 mm<sup>2</sup> de sección, según norma UNE-EN 50182, el cual está recogido en la norma NI 54.63.01.

A través de los cálculos desarrollados en los apartados siguientes, se comprobará que el conductor elegido es adecuado.

Las características principales del conductor seleccionado, son las siguientes: (Ver tabla 25 anexo 4.2 memoria de cálculo)

Características conductor LA 56	
Composición	Al-Ac (1 + 6 alambres)
Sección de Aluminio	46,80 mm <sup>2</sup>
Sección de Acero	7,79 mm <sup>2</sup>
Sección total	54,60 mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	9,45 mm
Peso	0,189 kg/m= 1,85 daN/m
Carga de rotura	1.666 kg
Coefficiente de dilatación	19,1x10 <sup>-6</sup> mm/°C
Modulo de elasticidad	8.100 kg/mm <sup>2</sup>
Resistencia eléctrica a 20°C	0,614 Ω/km

Tabla 46. Características principales del conductor LA-56.

#### 3.2.1 Intensidad máxima admisible

La densidad máxima de corriente admisible en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz se deduce del apartado 4.2 de la ITC-LAT 07.

De la tabla 11 del indicado apartado, interpolando entre la sección inferior y superior a la del conductor en estudio, se tiene que para conductores de aluminio la densidad de corriente será:

$$\sigma_{Al} = 3,897 \text{ A/mm}$$

Teniendo presente la composición del cable, que es 6+1, el coeficiente de reducción (CR) a aplicar será igual a 0,937, con lo que la densidad de corriente a considerar del conductor será:



$$\sigma_{Al-ac} = \sigma_{Al} * CR = 3,897 * 0,937 = 3,651 A/mm$$

A partir de lo anterior, la intensidad máxima admisible es igual a 199,35 A:

$$I_{max} = \sigma_{Al-ac} * S = 3,651 * 54,6 = 199,35 A$$

Siendo:

- S: sección del conductor LA-56

A partir del valor obtenido en la expresión anterior, y conociendo la intensidad nominal de la línea calculada en el apartado siguiente (63,26 A), se puede ratificar que el conductor seleccionado cumple con la condición de intensidad:

$$I_{N,línea} \leq I_{max} = 63,26 \leq 199,35 A$$

### 3.2.2 Reactancia aparente

La reactancia por unidad de longitud se va a calcular a partir de la siguiente expresión:

$$X = \omega * L = 2 * \pi * f * L = 2 * \pi * f * \left(0,5 + 4,605 \log \frac{D}{r}\right) * 10^{-4}$$

Siendo:

- X: reactancia aparente en ohmios por kilómetro
- f :frecuencia de la red en hercios, 50 Hz
- L: coeficiente de autoinducción
- D: separación media geométrica entre conductores en milímetros
- r: radio del conductor en milímetros.

El valor D, se obtendrá a partir de la configuración de las crucetas elegidas como se muestra en el plano 13, y de la siguiente expresión:

$$D = \sqrt[3]{d_{12} * d_{23} * d_{13}}$$

Los valores de D, en función del tipo de cruceta seleccionada, junto con el resto de valores para el cálculo de la reactancia equivalente se recogen en la siguiente tabla:

Datos para el cálculo de la reactancia							
Separación conductores (mm)	Tipo Cruceta	d <sub>12</sub> (mm)	d <sub>23</sub> (mm)	d <sub>13</sub> (mm)	D (mm)	L (H/km)	X (Ω/km)
2000	B200 bóveda	2000	2000	4000	2520	0,0013	0,4102
2000	BP-20 Recta	2000	2000	4000	2520	0,0013	0,4102

Tabla 47. Datos para el cálculo de la reactancia, X.



### 3.2.3 Caída de tensión

Para calcular la caída de tensión, se debe conocer la intensidad nominal de la línea:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * fdp} = \frac{2 * 1.019}{\sqrt{3} * 20 * 0,93} = 63,26 A$$

Siendo:

- P: potencia suministrada por los inversores de la planta fotovoltaica en kW
- U: tensión compuesta de la línea en kV

Por otro lado, será necesario calcular la resistencia por fase del conductor, considerando una temperatura exterior de 35°C:

$$R_{35^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} * (1 + \alpha * (\theta - 20)) = 0,614 * (1 + 0,004 * (35 - 20)) = 0,651 \Omega/km$$

Siendo:

- $R_{20^{\circ}C}$ : resistencia del conductor a 20°C (Ver tabla 24 apartado 3.3)
- $\alpha$ : coeficiente de temperatura del aluminio, 0,004
- $\theta$ : temperatura considerada para el conductor

La caída de tensión debida a la resistencia y reactancia inductiva de la línea, despreciando la capacidad por tratarse de una línea muy corta, se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} * I * (R * \cos\varphi + X * \sen\varphi) * L \\ &= \sqrt{3} * 63,26 * (0,651 * \cos 20 + 0,4102 * \sen 20) * 1,54 = 106,93 V \end{aligned}$$

Siendo:

- I: intensidad nominal de la línea
- X: reactancia por fase en  $\Omega/km$
- R: resistencia por fase en  $\Omega/km$
- $\varphi$ : ángulo de desfase de la línea, se considera un valor de 20°
- L: longitud de la línea en km, como se ha mencionado en otros apartado, igual a 1,54 km

El porcentaje de caída de tensión calculada, se obtendrá a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U(\%) = \frac{100 * \Delta U}{U} = \frac{100 * 106,93}{20000} = 0,51 \%$$



El valor de caída de tensión se considera aceptable ya que según establece el ITC-LAT 07 y la compañía distribuidora IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U, no debe exceder el 5%:

$$\Delta U(\%)_{línea} \leq 5 = 0,51 \leq 5 \%$$

### 3.2.4 Potencia a transportar

La potencia máxima que puede transportar la presente línea, estará limitada por la caída de tensión y la intensidad máxima admisible por el conductor calculada anteriormente:

$$P_{max} = \sqrt{3} * U * I_{max} * \cos\varphi = \sqrt{3} * 20 * 199,35 * \cos 20 = 6.422,28 \text{ kW}$$

Como es lógico, la capacidad de transporte de la línea diseñada debe ser superior a la potencia generada por la planta fotovoltaica, en cumplimiento de la siguiente condición:

$$P_{planta} \leq P_{max} = 2.030 \leq 6.422,28 \text{ kW}$$

### 3.2.5 Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia ocasionadas en la línea debidas al efecto Joule se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta P = 3 * R * L * I^2 = 3 * 0,651 * 1,54 * 63,26^2 = 12.035,97 \text{ W}$$

Para obtener la pérdida de potencia en tanto por ciento se utiliza la fórmula siguiente:

$$\Delta P(\%) = \frac{P * L * R}{10 * U^2 * (\cos\varphi)^2} = \frac{2030 * 1,54 * 0,651}{10 * 20^2 * 0,93^2} = 0,59\%$$

### 3.2.6 Protecciones eléctricas

Con el objetivo de proteger la línea de enlace en MT, se instalara un fusible por fase, en el punto de conexión con la red de distribución.

Las condiciones que deben cumplir los fusibles para la correcta protección de la línea son:

- La tensión nominal del fusible tiene que ser mayor o igual que la tensión máxima de la red donde se vaya a instalar



- Criterio de protección para sobrecargas:

$$I_{N,línea} \leq I_{N,fusible} \leq 0,91 * I_{max,conductor} = 63,50 \leq I_{N,fusible} \leq 0,91 * 199,35 \\ = 181,40 A$$

- El poder de corte del fusible tiene que ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima:

$$pdc \geq I_{cc,max}$$

Siendo:

- pdc: poder de corte del fusible
- $I_{cc,max}$ : intensidad máxima de cortocircuito en el punto de instalación:

$$I_{cc,max} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{300}{\sqrt{3} * 20} = 8660,25 A$$

A partir de los cálculos realizados, se decide instalar un fusible tipo XS de SyC ELECTRIC COMPANY de 100 A con un poder de corte de 9600 A de tensión nominal 25 Kv.

Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García



## 4. ANEXOS A LA MEMORIA DE CÁLCULO

### 4.1 ANEXO CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 4.1.1 Cálculo de la inclinación

Month	$I_{opt}$
Jan	63
Feb	56
Mar	43
Apr	27
May	16
Jun	7
Jul	11
Aug	23
Sep	39
Oct	52
Nov	61
Dec	65
Year	34

$I_{opt}$ : Optimal inclination (deg.)

Tabla 1. Ángulos de inclinación óptimos durante los meses del año, y el anual. Fuente: PVGIS

#### 4.1.2 Cálculo del número de paneles

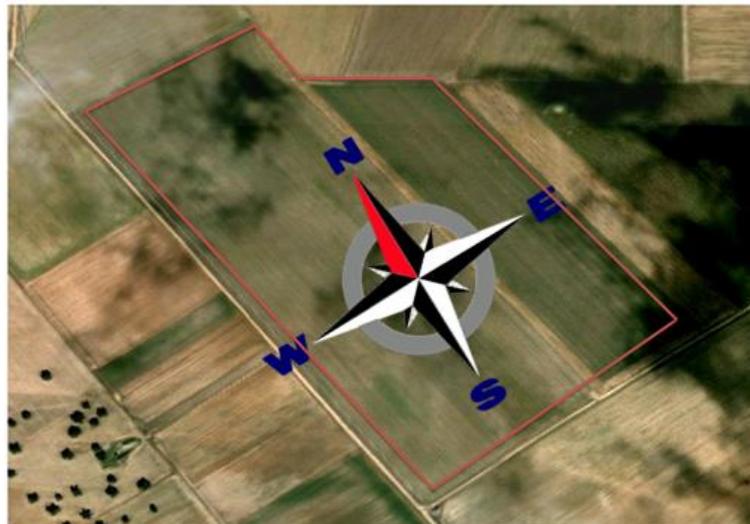


Figura 1. Mapa de la orientación de la instalación.

### 4.1.3 Cálculo de estructura soporte del panel fotovoltaico



Figura 2. Zona climática en función de la altitud, según el Documento Básico SE-AE.

Altitud (m)	Zona E.2 Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m <sup>2</sup> )						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

Tabla 2. Sobrecarga de nieve en función de la altitud y la zona climática, según el Documento Básico SE-AE.



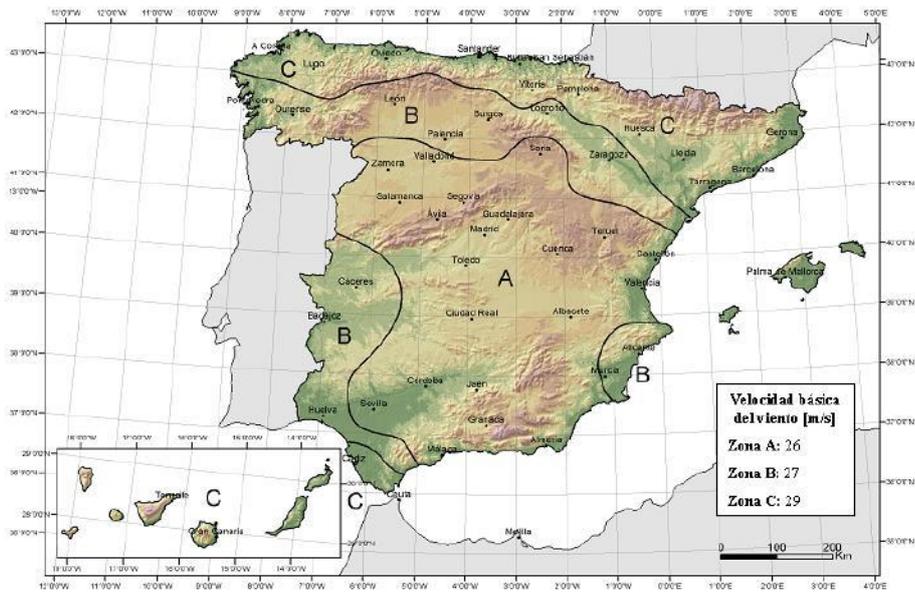


Figura 3. Velocidad del viento a partir de la zona climática para calcular coeficiente de presión dinámica, según el Documento Básico SE-AE.

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,15	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Tabla 3. Coeficientes según el tipo de entorno para calcular coeficiente de exposición, según el Documento Básico SE-AE.



Pendiente de la cubierta $\alpha$	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción $\varphi$	Coeficientes de presión exterior		
			$C_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Tabla 4. Coeficientes de presión exterior, según el Documento Básico SE-AE.

#### 4.1.4 Protecciones en corriente continua

Nº CN1	Strings	inver	Nº Entrada	Imp String(A)	Icc String(A)	Fusible (A)	Interrup (A)	Imp salida (A)	Icc salida (A)
1.1	1-18	1	18	7,84	8,99	10	250	141,12	161,82
1.2	19-42	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.3	43-66	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.4	67-87	1	21	7,84	8,99	10	250	164,64	188,79
1.5	88-111	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.6	112-135	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.7	136-153	1	18	7,84	8,99	10	250	141,12	161,82
1.8	154-177	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.9	178-201	1	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.10	202-225	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.11	226-249	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.12	250-267	2	18	7,84	8,99	10	250	141,12	161,82
1.13	268-291	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.14	292-315	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.15	316-336	2	21	7,84	8,99	10	250	164,64	188,79
1.16	337-360	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.17	361-384	2	24	7,84	8,99	10	250	188,16	215,76
1.18	385-402	2	18	7,84	8,99	10	250	141,12	161,82

Tabla 5. Características cajas de nivel I.



Nº CN2	Nº inversor	I Fusible (A)	I Interruptor (A)	Nº salidas
2.1	1	310	630	4
2.2	1	310	630	4
2.3	1	310	630	4
2.4	2	310	630	4
2.5	2	310	630	4
2.6	2	310	630	4

Tabla 6. Características cajas de nivel II.

## 4.1.5 Secciones en corriente continua y alterna en BT

### 4.1.5.1 Factores de corrección para líneas aéreas BT

- Se considera un factor de corrección de 0,9 para conductores expuestos directamente al sol.

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75

Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible en caso de agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Tabla 8. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz, en función de la temperatura ambiente

### 4.1.5.2 Factores de corrección para líneas subterráneas BT

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 9. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25°C

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 10. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación



Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 11. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

#### 4.1.5.3 Tablas de intensidades admisibles BT

Método de instalación de la tabla 52 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2								
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
C					PVC3	PVC2	XLPE3		XLPE2				
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección mm <sup>2</sup> Cu													
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–	
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–	
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–	
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–	
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–	
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–	
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161	
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200	
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242	
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310	
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377	
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437	
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504	
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575	
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679	
Aluminio													
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	–	
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	–	
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	–	
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	–	
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	–	
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121	
35	–	–	–	86	90	96	103	112	120	126	135	150	
50	–	–	–	104	110	117	125	136	146	154	164	184	
70	–	–	–	133	140	150	160	174	187	198	211	237	
95	–	–	–	161	170	183	195	211	227	241	257	289	
120	–	–	–	186	197	212	226	245	263	280	300	337	
150	–	–	–	–	226	245	261	283	304	324	346	389	
185	–	–	–	–	256	280	298	323	347	371	397	447	
240	–	–	–	–	300	330	352	382	409	439	470	530	

Es necesario consultar las tablas 52 – C1 a 52 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Tabla 12. A-52.1 Secciones en función de la intensidad máxima, número de conductores por circuito, aislamiento XLPE y método de instalación.



Secciones nominales de los conductores mm <sup>2</sup>	Método de instalación de la tabla 52 - B1					
	A1	A2	B1	B2	C	D
						
1	2	3	4	5	6	7
<b>Cobre</b>						
1,5	19	18,5	23	22	24	26
2,5	26	25	31	30	33	34
4	35	33	42	40	45	44
6	45	42	54	51	58	56
10	61	57	75	69	80	73
16	81	76	100	91	107	95
25	106	99	133	119	138	121
35	131	121	164	146	171	146
50	158	145	198	175	209	173
70	200	183	253	221	269	213
95	241	220	306	265	328	252
120	278	253	354	305	382	287
150	318	290	-	-	441	324
185	362	329	-	-	506	363
240	424	386	-	-	599	419
300	486	442	-	-	693	474
<b>Aluminio</b>						
2,5	20	19,5	25	23	26	26
4	27	26	33	31	35	34
6	35	33	43	40	45	42
10	48	45	59	54	62	56
16	64	60	79	72	84	73
25	84	78	105	94	101	93
35	103	96	130	115	126	112
50	125	115	157	138	154	132
70	158	145	200	175	198	163
95	191	175	242	210	241	193
120	220	201	281	242	280	220
150	253	230	-	-	324	249
185	288	262	-	-	371	279
240	338	307	-	-	439	322
300	387	352	-	-	508	364

NOTA - En las columnas 3, 5, 6 y 7, las secciones son supuestamente circulares hasta 16 mm<sup>2</sup> inclusive. Para secciones superiores, los valores indicados se refieren a almas sectoriales y pueden ser aplicados de forma segura a las almas circulares.

Tabla 13. A-52.C2 Secciones en función de la intensidad máxima, conductores unipolares, aislamiento XLPE. Método de instalación utilizado: enterrado.

Sección (S)	Duración del cortocircuito en segundos (t)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
0,5	226	160	131	101	72	58	51	45	41
0,75	339	240	196	152	107	88	76	68	62
1	452	320	261	202	143	117	101	90	83
1,5	678	480	392	303	215	175	152	136	124
2,5	1.131	799	653	506	358	292	253	226	206
4	1.809	1.279	1.044	809	572	467	404	362	330
6	2.713	1.919	1.566	1.213	858	701	607	543	495
10	4.522	3.198	2.611	2.022	1.430	1.168	1.011	904	826
16	7.235	5.116	4.177	3.236	2.288	1.868	1.618	1.447	1.321
25	11.305	7.994	6.527	5.056	3.575	2.919	2.528	2.261	2.064
35	15.827	11.192	9.138	7.078	5.005	4.087	3.539	3.165	2.890
50	22.610	15.988	13.054	10.112	7.150	5.838	5.056	4.522	4.128
70	31.654	22.383	18.276	14.156	10.010	8.173	7.078	6.331	5.779
95	42.960	30.377	24.803	19.212	13.585	11.092	9.606	8.592	7.843
120	54.265	38.371	31.330	24.268	17.160	14.011	12.134	10.853	9.907
150	67.831	47.964	39.162	30.335	21.450	17.514	15.167	13.566	12.384
185	83.658	59.155	48.300	37.413	26.455	21.600	18.707	16.732	15.274
240	108.529	76.742	62.659	48.536	34.320	28.022	24.268	21.706	19.815
300	135.662	95.927	78.324	60.670	42.900	35.028	30.335	27.132	24.768

Tabla 14. Intensidades de cortocircuito admisibles para conductores RV-K de cobre con aislamiento XLPE y temperatura máxima de 250°C.



#### 4.1.5.4 Resultados del proceso de cálculo

Nº String	Nº CN1	$\rho$ (40°C) ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ )	$I_{mp}$ (A)	AV 0,5%(V)	L (m)	S (mm <sup>2</sup> )
67	1.4	0,019	7,84	3,99	74,60	5,57
68	1.4	0,019	7,84	3,99	63,95	4,77
69	1.4	0,019	7,84	3,99	53,30	3,98
70	1.4	0,019	7,84	3,99	82,46	6,16
71	1.4	0,019	7,84	3,99	71,81	5,36
72	1.4	0,019	7,84	3,99	61,16	4,57
73	1.4	0,019	7,84	3,99	50,51	3,77
74	1.4	0,019	7,84	3,99	39,86	2,98
75	1.4	0,019	7,84	3,99	29,21	2,18
76	1.4	0,019	7,84	3,99	73,06	5,46
77	1.4	0,019	7,84	3,99	62,41	4,66
78	1.4	0,019	7,84	3,99	51,76	3,86
79	1.4	0,019	7,84	3,99	41,11	3,07
80	1.4	0,019	7,84	3,99	30,46	2,27
81	1.4	0,019	7,84	3,99	19,81	1,48
82	1.4	0,019	7,84	3,99	64,70	4,83
83	1.4	0,019	7,84	3,99	54,05	4,04
84	1.4	0,019	7,84	3,99	43,40	3,24
85	1.4	0,019	7,84	3,99	32,75	2,45
86	1.4	0,019	7,84	3,99	22,10	1,65
87	1.4	0,019	7,84	3,99	11,45	0,85
<b>88</b>	<b>1.5</b>	<b>0,019</b>	<b>7,84</b>	<b>3,99</b>	<b>89,70</b>	<b>6,70</b>
89	1.5	0,019	7,84	3,99	79,05	5,90
90	1.5	0,019	7,84	3,99	68,40	5,11
91	1.5	0,019	7,84	3,99	57,75	4,31
92	1.5	0,019	7,84	3,99	47,10	3,52
93	1.5	0,019	7,84	3,99	36,45	2,72
94	1.5	0,019	7,84	3,99	82,48	6,16
95	1.5	0,019	7,84	3,99	71,83	5,36
96	1.5	0,019	7,84	3,99	61,18	4,57
97	1.5	0,019	7,84	3,99	50,53	3,77
98	1.5	0,019	7,84	3,99	39,88	2,98
99	1.5	0,019	7,84	3,99	29,23	2,18
100	1.5	0,019	7,84	3,99	72,48	5,41
101	1.5	0,019	7,84	3,99	61,83	4,62
102	1.5	0,019	7,84	3,99	51,18	3,82
103	1.5	0,019	7,84	3,99	40,53	3,03
104	1.5	0,019	7,84	3,99	29,88	2,23
105	1.5	0,019	7,84	3,99	19,23	1,44
106	1.5	0,019	7,84	3,99	64,07	4,78
107	1.5	0,019	7,84	3,99	53,42	3,99
108	1.5	0,019	7,84	3,99	42,77	3,19
109	1.5	0,019	7,84	3,99	32,12	2,40
110	1.5	0,019	7,84	3,99	21,47	1,60
111	1.5	0,019	7,84	3,99	10,82	0,81
<b>112</b>	<b>1.6</b>	<b>0,019</b>	<b>7,84</b>	<b>3,99</b>	<b>89,70</b>	<b>6,70</b>
113	1.6	0,019	7,84	3,99	79,05	5,90
114	1.6	0,019	7,84	3,99	68,40	5,11
115	1.6	0,019	7,84	3,99	57,75	4,31
116	1.6	0,019	7,84	3,99	47,10	3,52
117	1.6	0,019	7,84	3,99	36,45	2,72
118	1.6	0,019	7,84	3,99	82,40	6,15
119	1.6	0,019	7,84	3,99	71,75	5,36
120	1.6	0,019	7,84	3,99	61,10	4,56
121	1.6	0,019	7,84	3,99	50,45	3,77
122	1.6	0,019	7,84	3,99	39,80	2,97
123	1.6	0,019	7,84	3,99	29,15	2,18
124	1.6	0,019	7,84	3,99	72,98	5,45
125	1.6	0,019	7,84	3,99	62,33	4,65
126	1.6	0,019	7,84	3,99	51,68	3,86
127	1.6	0,019	7,84	3,99	41,03	3,06
128	1.6	0,019	7,84	3,99	30,38	2,27
129	1.6	0,019	7,84	3,99	19,73	1,47



130	1.6	0,019	7,84	3,99	64,70	4,83
131	1.6	0,019	7,84	3,99	54,05	4,04
132	1.6	0,019	7,84	3,99	43,40	3,24
133	1.6	0,019	7,84	3,99	32,75	2,45
134	1.6	0,019	7,84	3,99	22,10	1,65
135	1.6	0,019	7,84	3,99	11,45	0,85

Tabla 15. Criterio de caída de tensión tramo Strings-CN I.

Nº CN1	Nº CN2	Nº inversor	$\rho$ (20°C) ( $\Omega$ mm <sup>2</sup> /m)	I <sub>mp</sub> (A)	AV 0,4%(V)	L (m)	S (mm <sup>2</sup> )
1.1	2.1	1	0,018	141,12	3,19	136,1	216,75
1.2	2.1	1	0,018	188,16	3,19	98,32	208,78
1.3	2.1	1	0,018	188,16	3,19	60,74	128,98
1.4	2.2	1	0,018	164,64	3,19	112,8	209,58
1.5	2.2	1	0,018	188,16	3,19	75,12	159,51
1.6	2.2	1	0,018	188,16	3,19	37,6	79,84
1.7	2.3	1	0,018	141,12	3,19	112,8	179,64
1.8	2.3	1	0,018	188,16	3,19	75,12	159,51
1.9	2.3	1	0,018	188,16	3,19	37,6	79,84
1.10	2.4	2	0,018	188,16	3,19	37,6	79,84
1.11	2.4	2	0,018	188,16	3,19	75,12	159,51
1.12	2.4	2	0,018	141,12	3,19	112,8	179,64
1.13	2.5	2	0,018	188,16	3,19	37,6	79,84
1.14	2.5	2	0,018	188,16	3,19	75,12	159,51
1.15	2.5	2	0,018	164,64	3,19	112,8	209,58
1.16	2.6	2	0,018	188,16	3,19	60,74	128,98
1.17	2.6	2	0,018	188,16	3,19	98,32	208,78
1.18	2.6	2	0,018	141,12	3,19	136,1	216,75

Tabla 16. Criterio de caída de tensión tramo CN I- CN II.

#### 4.1.6 Secciones en MT

Según ITC-LAT 06-07:

##### 4.1.6.1 Factores de corrección para líneas aéreas MT

- Se considera un factor de corrección de 0,9 para conductores expuestos directamente al sol.

Número de Bandejas	Factor de corrección				
	Número de cables tripolares o ternos unipolares				
	1	2	3	6	9
1	1	0,98	0,96	0,93	0,92
2	1	0,95	0,93	0,90	0,73
3	1	0,94	0,92	0,89	0,69
6	1	0,93	0,90	0,87	0,86

Tabla 17. Cables tripolares o ternos de cables unipolares tendidos sobre bandejas perforadas, con separación entre cables igual a un diámetro d



Temperatura de servicio, $\theta_s$ , en °C	Temperatura ambiente, $\theta_a$ , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

Tabla 18. Factor de corrección, F, para temperatura del aire distinta de 40 °C

#### 4.1.6.2 Factores de corrección para líneas subterráneas MT

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	

Tabla 19. Factor de corrección para temperatura de suelo distinta de 25°C

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83	
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83	
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83	
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82	
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82	
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81		
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81		

Tabla 20. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W



Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 21. Factor de corrección por profundidad de enterramiento

#### 4.1.6.3 Tablas de densidades admisibles de corriente de cortocircuito en MT

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos										
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	
PVC:												
sección ≤ 300 mm <sup>2</sup>	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43	
sección > 300 mm <sup>2</sup>	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39	
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54	
HEPR U <sub>0</sub> /U ≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51	

Tabla 22. Densidades admisibles del conductor Al HEPRZ1 12/20 kV para tiempo de falta 0,5 s

#### 4.1.7 ILUMINACIÓN

Índice del local K	Relación del local	
	Valor	Punto central
J	Menos de 0,7	0,60
I	0,7 a 0,9	0,80
H	0,9 a 1,12	1,00
G	1,12 a 1,38	1,25
F	1,38 a 1,75	1,50
E	1,75 a 2,25	2,00
D	2,25 a 2,75	2,50
C	2,75 a 3,50	3,00
B	3,50 a 4,50	4,00
A	Más de 4,50	5,00

Tabla 23. índice del local



Posición	Tipo de luminaria	Distribución de flujo	Distancia entre luminarias y factor de mantenimiento $F_m$	Reflexión	Techo Pared	75 %			50 %			30 %		
						50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %	
						Índice local K								
1			Inferior a $0,8 \times h$ $F_m$ Bueno 0,75 Medio 0,65 Malo 0,55	Reflexión	Techo Pared	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %	
						J	0,40	0,37	0,35	0,39	0,37	0,35	0,37	0,35
						I	0,48	0,46	0,45	0,47	0,45	0,44	0,44	0,43
						H	0,52	0,50	0,50	0,51	0,49	0,49	0,48	0,48
						G	0,55	0,54	0,53	0,54	0,53	0,51	0,51	0,50
						F	0,58	0,56	0,54	0,55	0,54	0,53	0,53	0,52
						E	0,60	0,59	0,57	0,59	0,58	0,56	0,57	0,55
						D	0,65	0,62	0,60	0,62	0,61	0,59	0,59	0,58
						C	0,66	0,64	0,61	0,64	0,62	0,61	0,61	0,60
						B	0,67	0,65	0,64	0,65	0,63	0,62	0,62	0,61
A	0,68	0,66	0,65	0,66	0,65	0,63	0,64	0,62						
2			Inferior a $1 \times h$ $F_m$ Bueno 0,70 Medio 0,60 Malo 0,53	Reflexión	Techo Pared	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %	
						J	0,32	0,27	0,23	0,32	0,26	0,23	0,25	0,23
						I	0,40	0,35	0,31	0,39	0,34	0,30	0,34	0,30
						H	0,44	0,39	0,36	0,43	0,39	0,35	0,36	0,35
						G	0,48	0,43	0,40	0,46	0,42	0,39	0,41	0,39
						F	0,52	0,47	0,43	0,50	0,46	0,42	0,45	0,42
						E	0,57	0,52	0,48	0,55	0,51	0,47	0,50	0,46
						D	0,62	0,56	0,52	0,59	0,55	0,51	0,54	0,51
						C	0,65	0,59	0,54	0,62	0,57	0,54	0,56	0,53
						B	0,69	0,63	0,59	0,65	0,61	0,58	0,60	0,58
A	0,71	0,66	0,62	0,67	0,63	0,60	0,61	0,60						
3			Inferior a $1 \times h$ $F_m$ Bueno 0,68 Medio 0,58 Malo 0,50	Reflexión	Techo Pared	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %	
						J	0,38	0,32	0,28	0,37	0,32	0,28	0,31	0,28
						I	0,47	0,42	0,39	0,46	0,41	0,38	0,40	0,37
						H	0,51	0,47	0,44	0,50	0,47	0,43	0,46	0,43
						G	0,55	0,51	0,48	0,54	0,51	0,47	0,50	0,47
						F	0,58	0,54	0,51	0,57	0,53	0,51	0,52	0,50
						E	0,63	0,60	0,57	0,62	0,59	0,56	0,58	0,55
						D	0,68	0,64	0,61	0,66	0,64	0,61	0,63	0,60
						C	0,70	0,67	0,63	0,68	0,65	0,63	0,64	0,62
						B	0,73	0,70	0,68	0,71	0,68	0,67	0,67	0,66
A	0,74	0,72	0,70	0,72	0,70	0,68	0,69	0,67						
4			Inferior a $1 \times h$ $F_m$ Bueno 0,70 Medio 0,60 Malo 0,50	Reflexión	Techo Pared	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	30 %	10 %	
						J	0,33	0,28	0,26	0,32	0,28	0,26	0,28	0,26
						I	0,39	0,36	0,34	0,39	0,35	0,34	0,35	0,34
						H	0,43	0,40	0,38	0,42	0,40	0,38	0,39	0,38
						G	0,46	0,43	0,41	0,45	0,43	0,41	0,42	0,41
						F	0,48	0,46	0,43	0,47	0,45	0,43	0,45	0,43
						E	0,52	0,50	0,47	0,51	0,49	0,47	0,48	0,47
						D	0,55	0,53	0,51	0,54	0,52	0,51	0,52	0,51
						C	0,57	0,55	0,52	0,56	0,53	0,52	0,53	0,52
						B	0,59	0,57	0,56	0,57	0,56	0,55	0,55	0,54
A	0,60	0,58	0,56	0,59	0,57	0,56	0,56	0,55						

Tabla 24. Factor de utilización

## 4.2 ANEXO CÁLCULO DE LA LÍNEA AÉREA DE ENLACE EN MT

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud kg/km	Resistencia a la tracción asignada kN	Resistencia en c.e. Ω/km
		Al	Acero	Total	Al	Acero	Alma	Conductor					
		mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	Al	Acero	mm	mm	mm	mm			
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,073 6
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,612 9
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,8	23,12	0,425 6
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,0	432,5	43,17	0,306 7
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,4	54,03	0,242 3
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,5	675,8	64,94	0,196 3
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	84,89	0,119 5
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1 274,6	107,18	0,085 7
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1 520,5	123,75	0,071 9
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1 831,1	149,04	0,059 7
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	11,0	32,9	2 123,0	174,14	0,051 2

NOTA - La dirección de cableado de la capa externa es "a derecha" (Z).

Tabla 25. Características mecánicas de los conductores normalizados para MT y AT.



Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	$D_{se}$ (m)	$D_{se}$ (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Tabla 26. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.

ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

(1) La hipótesis de tracción máxima de hielo + viento se aplica a las líneas de categoría especial y a todas aquellas líneas que la norma particular de la empresa eléctrica así lo establezca o cuando el proyectista considere que la línea pueda encontrarse sometida a la citada carga combinada.

Tabla 27. Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible en la zona B. Tabla 4 ITC-LAT 07.

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

Tabla 28. Coeficiente K en función del ángulo de oscilación.



Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV <sup>1</sup>
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas<sup>2</sup></li> <li>- Zonas montañosas</li> <li>- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar<sup>3</sup></li> </ul>	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)<sup>3</sup>.</li> </ul>	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.</li> <li>- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar<sup>3</sup>).</li> </ul>	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</li> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.</li> <li>- Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.</li> </ul>	31,0

<sup>1</sup> Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).  
<sup>2</sup> Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.  
<sup>3</sup> Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

Tabla 29. Líneas de fuga recomendadas

Naturaleza del terreno	Peso específico aparente Tn/m <sup>3</sup>	Ángulo de talud natural Grados sexag.	Carga admisible daN/cm <sup>2</sup>	Coefficiente de rozamiento entre cimiento y terreno al arranque Grados sexag.	Coefficiente de compresibilidad a 2 m de profundidad daN/cm <sup>3</sup> (b)
I. Rocas en buen estado: Isótropas Estratificadas (con algunas grietas)			30-60 10-20		
II. Terrenos no coherentes: a) Gravera arenosa (mínimo 1/3 de volumen de grava hasta 70 mm de tamaño)	1,80-1,90		4-8	20°-22°	
b) Arenoso grueso (con diámetros de partículas entre 2 mm y 0,2 mm)	1,60-1,80	30°	2-4	20°-25°	8-20
c) Arenoso fino (con diámetros de partículas entre 2 mm y 0,2 mm)	1,50-1,60		1,5-3		
III. Terrenos no coherentes sueltos: a) Gravera arenosa	1,70-1,80		3-5		
b) Arenoso grueso	1,60-1,70	30°	2-3		8-12
c) Arenoso fino	1,40-1,50		1-1,5		
IV. Terrenos coherentes (a): a) Arcilloso duro	1,80		4	20°-25°	10
b) Arcilloso semiduro	1,80	20°	2	22°	6-8
c) Arcilloso blando	1,50-2,00		1	14°-16°	4-5
d) Arcilloso fluido	1,60-1,70		-	0°	2-3
V. Fangos turbosos y terrenos pantanosos en general	0,60-1,1		(c)		(c)
VI. Terrenos de relleno sin consolidar	1,40-1,60	30°-40°	(c)	14°-20°	(c)

Tabla 30. Características orientativas del terreno para el cálculo de cimentaciones



# DOCUMENTO I.II: ESTUDIO DE VIABILIDAD



## 1. PARTE I: INTRODUCCIÓN

### 1.1 HISTÓRICO DE REVISIONES

REVISIÓN	FECHA	DESCRIPCIÓN
Revisión 0	14/11/2014	Edición inicial del documento

Tabla 48. Histórico de revisiones.

### 1.2 OBJETO

El presente informe tiene el objetivo de comprobar la viabilidad económica del “Proyecto de centro de transformación y planta solar fotovoltaica de 2 MW con conexión a la red de distribución”. En los sucesivos apartados se van a realizar los estudios pertinentes para obtener una idea global del tipo de rentabilidad que ofrece este proyecto.

### 1.3 ALCANCE

Se va a determinar el atractivo económico del proyecto mencionado, debido al deseo de aprovechamiento de dos parcelas de origen familiar situadas en la localidad salmantina de Herrezuelo, siendo estas pertenecientes al propietario del proyecto, D. ALEJANDRO GONZÁLEZ GARCÍA.

El estudio analiza el nivel de rentabilidad que ofrece este tipo de instalaciones teniendo en cuenta la situación actual del sector fotovoltaico propio del país, España, donde tiene lugar la planta.

Se determinará la financiación necesaria para llevar a cabo la instalación utilizando herramientas de cálculo tales como la tasa de rentabilidad (TR), el VAN y el TIR completando el estudio con una estimación del período de recuperación.



## 1.4 CRITERIOS DE DISEÑO

Este proyecto de viabilidad se ha definido de acuerdo a las normas y reglamentos vigentes de aplicación para estas instalaciones, en particular las siguientes:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por la que se regula la actividad del sector eléctrico español.

## 1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

### 1.5.1 Emplazamiento

Como se ha mencionado en el apartado 5 de la memoria descriptiva, el proyecto, se localiza en las parcelas 7 y 8 del polígono 501, Las Loberas de Anaya de Alba (Salamanca).

Se puede observar el plano correspondiente a la irradiación media diaria del territorio nacional en la figura 8 del anexo 3.1. Como se puede comprobar, Salamanca se encuentra en la zona 3, con una irradiación media diaria de 4,6-4,6 kWh/m<sup>2</sup>.

### 1.5.2 Mejoras a conseguir

Uno de los objetivos prioritarios del presente proyecto, es el de integrar energías renovables al sistema eléctrico español ante lo establecido en la Conferencia Europea de Berlín (2004) donde se recomendaba cubrir un 20% del consumo de energía mediante energías renovables.

Además, se pretende fomentar la construcción de instalaciones fotovoltaicas a lo largo del territorio nacional, con el objetivo de conseguir aumentar tanto el crecimiento económico como tecnológico del sector.



### 1.5.3 Sistemas y organizaciones afectados

SISTEMA	ORGANIZACIÓN	APLICA	DESCRIPCIÓN
Obra civil		Si	Cimentaciones de los soportes. Vallado perimetral. Losas de apoyo. Zanjas para cableado
Instalación eléctrica		Si	Cableado de las diferentes partes. Conexión y entubado. Línea de media tensión Puesta en marcha.
Comunicaciones		Si	Sistemas de monitorización a tiempo real.
Seguridad		Si	Sistemas de detección de intrusos y alarmas
Mantenimiento de la Instalación		Si	Control de plagas y vegetación. Limpieza de los equipos.
	Ayuntamiento de Anaya de Alba	Si	Licencias.
	IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U	Si	Venta de la energía generada.
	Propietarios de tierras colindantes	Si	Impacto visual. Apoyo de línea de media tensión en su propiedad

Tabla 49. Sistemas y organizaciones afectadas.

## 1.6 SITUACIÓN DE MERCADO

Analizando el mercado español, cabe destacar el crecimiento explosivo de la energía fotovoltaica instalada en 2008, en torno a 2500 MW, aunque las modificaciones posteriores al marco regulatorio RD 1578/2008, reducen significativamente el crecimiento anual de instalaciones durante los años 2009 y 2010.

Además, se publica en noviembre de 2010 el RD 1565/2010, donde se establece una importante minoración de las cuantías retributivas para las nuevas instalaciones fotovoltaicas hasta que en diciembre del mismo año, el RD LEY 14/2010 impone una limitación equivalente de horas de trabajo en las instalaciones. Dichas modificaciones, entre otras, ocasionan un impacto severo durante los años posteriores y como se reflejará a continuación, que desencadena la paralización del sector fotovoltaico español en la actualidad.

Dentro del marco internacional, en el año 2011, las tres áreas de mayor interés en el mundo, según potencia acumulada, son Europa (Alemania y España llegaron a acumular el 52% del total mundial), Japón que acumulaba 3.622 MW en este año y Estados Unidos con aproximadamente 2.727 MW.



En el año 2012, la energía solar fotovoltaica también es la tecnología con mayor capacidad instalada en Europa.

Sin embargo el panorama de mercado para este tipo de energía ha cambiado en los últimos años. La capacidad instalada en Europa está frenando su crecimiento, sin embargo está aumentando a gran ritmo en los países con economías emergentes. En países como España, el sector está totalmente paralizado, las sucesivas normas retroactivas han reducido ya su rentabilidad en más de un 30% e imposibilitado la liquidez de los proyectos, según UNEF (Unión Española Fotovoltaica). A pesar de la espeluznante caída de precios de los paneles, la venta de la energía producida a precio de pool, ha sido determinante en la no construcción de este tipo de instalaciones.

Aproximadamente el 50% de empresas del sector de energía solar fotovoltaica están internacionalizadas y la búsqueda de nichos de mercado se están concentrando en países como Chile, México, Brasil, Sudáfrica o norte de África.

El futuro de la industria fotovoltaica a escala mundial, tiene pilares sólidos y todos los estudios apuntan a que se convertirá en un sector en alza y plenamente desarrollado. Todo indica que la energía solar fotovoltaica se abre paso a través de las nuevas distribuciones geográficas y los proyectos de I+D+I, para aprovechar por ejemplo, el potencial energético de los desiertos, la investigación en tecnologías más eficientes y la carrera por la independencia de los combustibles fósiles contaminantes. Al mismo tiempo, la paridad de red se ha alcanzado ya en algunos países y está consiguiendo que la energía solar sea competitiva, incluyendo en España, sin necesidad de subvenciones por parte de los gobiernos. El autoconsumo fotovoltaico, destaca como una de las mejores soluciones para proveer de energía a zonas remotas, la construcción de viviendas más sostenibles y lograr un importante ahorro para los consumidores.



## 2. PARTE II: ANÁLISIS ECONÓMICO

Como se sabe, el presente proyecto consiste en una instalación de 2 MW cuyos generadores son módulos fotovoltaicos instalados sobre estructuras soporte fijas a 34° con la horizontal.

### 2.1 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

En primer lugar, se debe conocer el presupuesto inicial que es necesario aportar para llevar a cabo el proyecto.

Según lo obtenido en el apartado presupuesto general, el coste total de la instalación es de 4.328.442,05 euros, CUATRO MILLONES TRESCIENTOS VEINTIOCHO MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y DOS CON CINCO EUROS.

En siguiente gráfico se puede observar cómo quedaría la distribución del precio en porcentaje de las distintas partidas que forman el presupuesto:

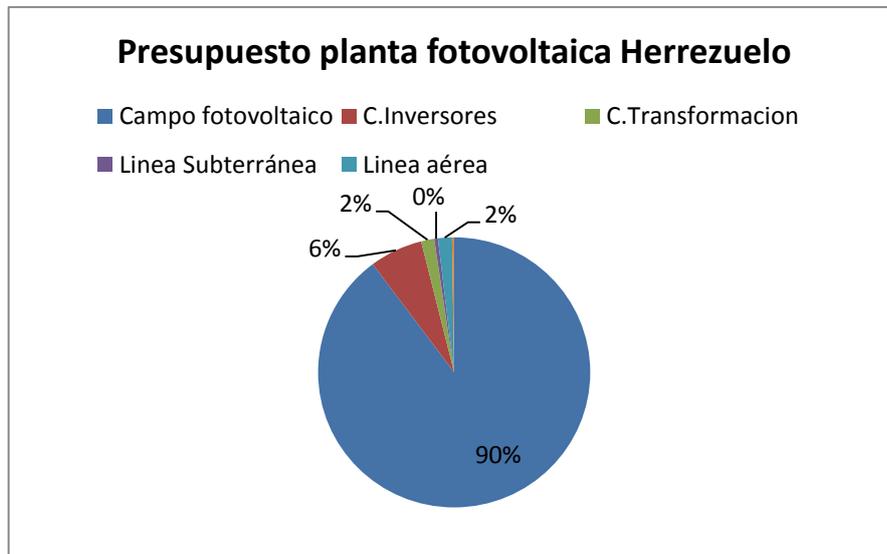


Tabla 50. Presupuesto de la instalación fotovoltaica en Herrezuelo.

Como puede observarse, la mayor cuantía de la inversión, un 90%, recae sobre los módulos fotovoltaicos y sus elementos. Si analizamos el mercado de venta de paneles fotovoltaicos, se llega a la conclusión de que su precio es varias veces inferior al de hace unos años, coincidiendo los elevados precios con la época en la que los proyectos fotovoltaicos poseían mayor rentabilidad.



El segundo mayor coste respecto al total de la inversión recae sobre los inversores y demás componentes instalados en las envolventes de hormigón, sin embargo este sector no ha tenido un descenso de precios comparable al de los paneles.

## 2.2 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ESTIMADA

Según el programa Europeo PVGIS de estimación del potencial fotovoltaico obtenemos los datos de radiación solar para la zona donde se ubica nuestra instalación, Anaya de Alba (Salamanca).

Para una instalación fija de 2 MW, con una inclinación de los paneles de 34° Sur, se obtiene una producción anual de 2.770.000 kWh. (Ver tabla 29 anexo 3.2).

## 2.3 INGRESOS

Los ingresos de la instalación se obtienen por la venta de la energía eléctrica generada por la propia instalación, que dependen de una serie de variables:

- Potencia instalada.
- Energía producida en el año en MWh.
- Precio de venta que se otorga por cada MWh.
- Eficiencia y degradación de los paneles fotovoltaicos.

A pesar de la mala situación del sector fotovoltaico en España respecto a la construcción de nuevas instalaciones, el presente proyecto ofrece como aliciente la disponibilidad de una herencia familiar de 2.000.000 euros utilizados directamente para amortizar parte del desembolso inicial del proyecto.

### 2.3.1 Ingresos por venta de la energía eléctrica

Se considera una vida útil de la planta de 30 años, aunque la vida de los paneles fotovoltaicos, con un buen mantenimiento, sea de aproximadamente 40 años, lo cual significa que nuestra instalación seguirá generando ingresos 10 años más.

Para calcular los ingresos por la venta de la electricidad generada hay que tener en cuenta ciertos aspectos como:

- La energía producida en un año en MWh / año (Ver tabla 29 anexo 3.2)



- El precio de venta del kWh: Respecto a la tarifa de venta de la energía generada, se debe aplicar lo que estipula el marco regulatorio actual, RD 413/2014 en su artículo 22: “*La estimación del precio de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante un periodo de seis meses anterior al inicio del semiperiodo para el que se estima el precio del mercado.*”
- Evolución del IPC para el cálculo del incremento de la tarifa se considerará una evolución del 2,5%.
- La degradación de los paneles fotovoltaicos, que vendrá determinada por el fabricante.

El cálculo de los ingresos obtenidos por la venta de electricidad generada el primer año quedaría recogido en la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Ingresos (1^o \text{ año}) = Producción Estimada} \times \mathbf{Precio kWh}$$

Para los años posteriores, se podría resumir a partir de la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Ingresos = (Prod. estimada(n - 1) \times (1 - Perd. eficiencia) \times (Precio kWh(n - 1) \times (1 + IPC))}$$

A partir de lo mencionado anteriormente, se procede a calcular la tabla de los ingresos estimados por la venta de energía eléctrica durante la vida útil de la planta (con paneles fijos), estipulada en 25 años más un incremento de 5 años con una pérdida de eficiencia de los paneles del 10% en esos cinco últimos años:



Año	Prod.estimada(MW)	Pérd.eficiencia(%)	Precio MWh(€)	IPC	TOTAL(€)
2015	2770 MWh	0%	59,92 €	2,50%	165.978,40 €
2016	2770 MWh	0%	61,42 €	2,50%	170.127,86 €
2017	2770 MWh	0%	62,95 €	2,50%	174.381,06 €
2018	2770 MWh	0%	64,53 €	2,50%	178.740,58 €
2019	2770 MWh	0%	66,14 €	2,50%	183.209,10 €
2020	2770 MWh	0%	67,79 €	2,50%	187.789,32 €
2021	2770 MWh	0%	69,49 €	2,50%	192.484,06 €
2022	2770 MWh	0%	71,23 €	2,50%	197.296,16 €
2023	2770 MWh	0%	73,01 €	2,50%	202.228,56 €
2024	2770 MWh	0%	74,83 €	2,50%	207.284,28 €
2025	2715 MWh	2%	76,70 €	2,50%	208.217,06 €
2026	2660 MWh	2%	78,62 €	2,50%	209.154,03 €
2027	2607 MWh	2%	80,59 €	2,50%	210.095,23 €
2028	2555 MWh	2%	82,60 €	2,50%	211.040,66 €
2029	2504 MWh	2%	84,67 €	2,50%	211.990,34 €
2030	2454 MWh	2%	86,78 €	2,50%	212.944,29 €
2031	2405 MWh	2%	88,95 €	2,50%	213.902,54 €
2032	2357 MWh	2%	91,18 €	2,50%	214.865,11 €
2033	2309 MWh	2%	93,45 €	2,50%	215.832,00 €
2034	2263 MWh	2%	95,79 €	2,50%	216.803,24 €
2035	2218 MWh	2%	98,19 €	2,50%	217.778,86 €
2036	2174 MWh	2%	100,64 €	2,50%	218.758,86 €
2037	2130 MWh	2%	103,16 €	2,50%	219.743,28 €
2038	2088 MWh	2%	105,74 €	2,50%	220.732,12 €
2039	2046 MWh	2%	108,38 €	2,50%	221.725,42 €
2040	1841 MWh	10%	111,09 €	2,50%	204.541,70 €
2041	1657 MWh	10%	113,87 €	2,50%	188.689,71 €
2042	1491 MWh	10%	116,71 €	2,50%	174.066,26 €
2043	1342 MWh	10%	119,63 €	2,50%	160.576,13 €
2044	1208 MWh	10%	122,62 €	2,50%	148.131,48 €
					<b>5.959.107,69 €</b>

Tabla 51. Ingresos por la venta de energía eléctrica en instalación.

Cabe recordar que el precio de la venta de la energía eléctrica fotovoltaica generada, se estima como la media aritmética del precio establecido por el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE) durante los últimos seis meses. Como se ha establecido, dicho precio de la energía está en constante fluctuación y depende de la oferta y la demanda previstas. Para el presente estudio, se ha establecido la media aritmética desde el mes de Enero hasta el mes de Junio en la franja horaria 8:00-18:00, siendo el precio obtenido de 59,9295 €/MWh.

### 2.3.2 Pérdidas directas

En el siguiente apartado se estudiarán los costes directamente relacionados con la instalación, como es el mantenimiento, vigilancia, reposición de piezas, etc... los relacionados con la persona titular de la instalación (se englobarán en un apartado denominado como otros gastos), así como los intereses resultantes del préstamo concedido por la entidad bancaria Caja Duero.



### 2.3.2.1 Costes de mantenimiento, seguro y otros gastos

Los principales gastos variables de la planta en cuestión son los siguientes:

- **Seguro de la instalación:** El pago de la prima de seguros (todo riesgo) se cuantifica en 6.000 € anuales con la compañía MAPFRE.
- **Vigilancia:** se estima un total de 1.500 € anuales. La compañía en contratada será VASBE.
- **Mantenimiento y limpieza:** Ésta tarea puede ser realizada por el propietario de la instalación aunque se va a estipular un presupuesto de 1.000 € en caso de que hubiera que realizar un contrato con una empresa especializada.
- **Coste de reposición del material:** Para el presente proyecto cifraremos estos costes en 600 € a partir del quinto año y de 1.500 € a partir de décimo año.
- **Alquiler terreno:** en éste caso no se tendrá en cuenta gastos por alquiler del terreno ya que éste es de propiedad familiar.
- **Luz:** Se considerarán aproximadamente 200 euros anuales.
- **Intereses:** Se ha solicitado un préstamo de 2.400.000 € en el la entidad financiera CAJA DUERO a 20 años con un 3 % de intereses, siendo la amortización progresiva al 2,3%.

A todos los gastos arriba mencionados se le añade los gastos directamente relacionados con el propietario de la instalación, como el pago del autónomo, el sistema de captación de datos, el móvil, IBI, combustible para el transporte etc... que se englobará en el apartado de otros gastos con un total estimado de 3.500 €.

Además, se aplicará una tasa de inflación correspondiente (a excepción de los costes de reposición), siendo estipulada en un 2,5 %, coincidiendo con el valor del IPC anteriormente aplicado en los ingresos.



En la siguiente tabla se recogerán los gastos mencionados anteriormente:

Año	C.Seguro	C.Vigilancia	C.Mantenimiento	C.Reposición	C.Luz	O.Gastos	TOTAL(€)	Intereses	T.IVA (21%)
2015	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	70.835,32 €	84.337,32 €
2016	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	70.622,41 €	84.124,41 €
2017	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	70.408,96 €	83.910,96 €
2018	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	70.194,99 €	83.696,99 €
2019	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	69.980,47 €	83.482,47 €
2020	6.000,00	1.500,00	1.000,00	0,00	200,00	3.500,00	12.200,00	69.765,43 €	83.267,43 €
2021	6.000,00	1.500,00	1.000,00	600,00	200,00	3.500,00	12.800,00	69.549,84 €	83.777,84 €
2022	6.000,00	1.500,00	1.000,00	600,00	200,00	3.500,00	12.800,00	69.333,71 €	83.561,71 €
2023	6.000,00	1.500,00	1.000,00	600,00	200,00	3.500,00	12.800,00	69.117,05 €	83.345,05 €
2024	6.000,00	1.500,00	1.000,00	600,00	200,00	3.500,00	12.800,00	68.899,84 €	83.127,84 €
2025	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	68.682,09 €	83.999,09 €
2026	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	68.463,80 €	83.780,80 €
2027	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	68.244,96 €	83.561,96 €
2028	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	68.025,57 €	83.342,57 €
2029	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	67.805,63 €	83.122,63 €
2030	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	67.585,15 €	82.902,15 €
2031	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	67.364,11 €	82.681,11 €
2032	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	67.142,52 €	82.459,52 €
2033	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	66.920,38 €	82.237,38 €
2034	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	66.697,68 €	82.014,68 €
2035	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	66.474,42 €	81.791,42 €
2036	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	66.250,61 €	81.567,61 €
2037	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	66.026,23 €	81.343,23 €
2038	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	65.801,30 €	81.118,30 €
2039	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.500,00	200,00	3.500,00	13.700,00	65.575,80 €	80.892,80 €
2040	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.501,00	200,00	3.500,00	13.701,00	65.349,74 €	80.667,95 €
2041	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.502,00	200,00	3.500,00	13.702,00	65.123,12 €	80.442,54 €
2042	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.503,00	200,00	3.500,00	13.703,00	64.895,92 €	80.216,55 €
2043	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.504,00	200,00	3.500,00	13.704,00	64.668,16 €	79.990,00 €
2044	6.000,00	1.500,00	1.000,00	1.505,00	200,00	3.500,00	13.705,00	64.439,83 €	79.762,88 €
							1.999.569		
<b>TOTAL</b>	<b>IVA 21%</b>								<b>2.474.527,18 €</b>

Tabla 52. Gastos totales de la instalación fija, escenario 1.

El coste del seguro y los intereses, están exentos de IVA.

### 2.3.3 Payback

A continuación se realiza el análisis del “payback” para tener una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial del proyecto.

En la tabla siguiente, se recogen los datos sobre los resultados anuales respecto al flujo total de la inversión:



Año	Ingresos	Gastos Totales	Resultados	Amortización	Deuda bancaria	Flujo Total
Año 0	2.000.000,00 €	-4.328.442,00 €	-2.328.442,00 €	2.000.000,00 €	-2.328.442,00 €	-2.328.442,00 €
2015	165.978,40 €	-84.337,32 €	81.641,08 €	85.164,68 €	-2.243.277,32 €	-2.246.800,92 €
2016	170.127,86 €	-84.124,41 €	86.003,45 €	87.755,04 €	-2.155.522,28 €	-2.160.797,47 €
2017	174.381,06 €	-83.910,96 €	90.470,09 €	90.424,20 €	-2.065.098,08 €	-2.070.327,38 €
2018	178.740,58 €	-83.696,99 €	95.043,60 €	93.174,54 €	-1.971.923,54 €	-1.975.283,78 €
2019	183.209,10 €	-83.482,47 €	99.726,62 €	96.008,53 €	-1.875.915,01 €	-1.875.557,16 €
2020	187.789,32 €	-83.267,43 €	104.521,90 €	98.928,72 €	-1.776.986,29 €	-1.771.035,26 €
2021	192.484,06 €	-83.777,84 €	108.706,22 €	101.937,73 €	-1.675.048,56 €	-1.662.329,04 €
2022	197.296,16 €	-83.561,71 €	113.734,45 €	105.038,27 €	-1.570.010,29 €	-1.548.594,60 €
2023	202.228,56 €	-83.345,05 €	118.883,52 €	108.233,11 €	-1.461.777,19 €	-1.429.711,08 €
2024	207.284,28 €	-83.127,84 €	124.156,44 €	111.525,12 €	-1.350.252,07 €	-1.305.554,65 €
2025	208.217,06 €	-83.999,09 €	124.217,97 €	114.917,26 €	-1.235.334,81 €	-1.181.336,68 €
2026	209.154,03 €	-83.780,80 €	125.373,24 €	118.412,58 €	-1.116.922,22 €	-1.055.963,44 €
2027	210.095,23 €	-83.561,96 €	126.533,27 €	122.014,21 €	-994.908,01 €	-929.430,17 €
2028	211.040,66 €	-83.342,57 €	127.698,09 €	125.725,39 €	-869.182,62 €	-801.732,08 €
2029	211.990,34 €	-83.122,63 €	128.867,71 €	129.549,45 €	-739.633,17 €	-672.864,38 €
2030	212.944,29 €	-82.902,15 €	130.042,15 €	133.489,82 €	-606.143,35 €	-542.822,23 €
2031	213.902,54 €	-82.681,11 €	131.221,44 €	137.550,04 €	-468.593,31 €	-411.600,79 €
2032	214.865,11 €	-82.459,52 €	132.405,59 €	141.733,76 €	-326.859,55 €	-279.195,21 €
2033	215.832,00 €	-82.237,38 €	133.594,62 €	146.044,72 €	-180.814,83 €	-145.600,58 €
2034	216.803,24 €	-82.014,68 €	134.788,57 €	150.486,81 €	-30.328,01 €	-10.812,02 €
2035	217.778,86 €	-81.791,42 €	135.987,44 €	30.328,01 €	0,00 €	125.175,42 €
2036	218.758,86 €	-81.567,61 €	137.191,26 €	0,00 €	0,00 €	262.366,68 €
2037	219.743,28 €	-81.343,23 €	138.400,04 €	0,00 €	0,00 €	400.766,72 €
2038	220.732,12 €	-81.118,30 €	139.613,82 €	0,00 €	0,00 €	540.380,54 €
2039	221.725,42 €	-80.892,80 €	140.832,61 €	0,00 €	0,00 €	681.213,16 €
2040	204.541,70 €	-80.667,95 €	123.873,75 €	0,00 €	0,00 €	805.086,90 €
2041	188.689,71 €	-80.442,54 €	108.247,18 €	0,00 €	0,00 €	913.334,08 €
2042	174.066,26 €	-80.216,55 €	93.849,71 €	0,00 €	0,00 €	1.007.183,79 €
2043	160.576,13 €	-79.990,00 €	80.586,12 €	0,00 €	0,00 €	1.087.769,91 €
2044	148.131,48 €	-79.762,88 €	68.368,59 €	0,00 €	0,00 €	1.156.138,51 €

Tabla 2.4 Payback de la instalación.

Lo anterior, se va a proyectar en el siguiente gráfico:



Diagrama 2.3 Periodo de retorno de la instalación.

Como se puede observar, la inversión se comienza a recuperar a partir del año 20.



### 2.3.4 TR, VAN Y TIR

- La tasa de rentabilidad (TR) informa sobre el cociente entre el beneficio esperable del proyecto y la inversión necesaria. Para que el proyecto sea interesante, la TR debe ser positiva, y en teoría superior al beneficio que se podría obtener depositando el dinero en un banco.
- El valor actual neto (VAN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.
- La tasa interna de rentabilidad (TIR) es el tipo de interés para la cual el VAN es igual a cero. Se usa también para el análisis de la rentabilidad.

$$TR = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversión}} \quad VAN (Cn) = \sum_{t=1}^n \frac{Cn}{(1+i)^n} - A \quad \frac{C1}{(1+d)} + \frac{C2}{(1+d)^2} + \frac{Cn}{(1+d)^n} = 0$$

Siendo:

- A: es el valor del desembolso inicial de la inversión
- n: es el número de períodos
- i: es la inflación
- C: representa los flujos de caja en cada periodo n
- d: tasa interna de rentabilidad

A continuación se van a mostrar los diferentes valores obtenidos para la instalación:

TR	80,50 %
VAN (i=0,25)	-3.305.623,08 €
TIR	1,92%

Tabla 53. TR, VAN y TIR de la instalación.

Partiendo de un valor del VAN negativo, se puede observar que la tasa de rentabilidad no cubre la totalidad de la inversión, solo el 80% y que el TIR no se acerca al 8% reconocido para una operación rentable.



## 2.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se ha podido observar, no sería coherente llevar a cabo el proyecto en la actualidad, ya que a pesar de obtener ganancias durante los últimos 10 años de producción de la planta, la suma de los beneficios es inferior al desembolso inicial de 2.000.000 euros correspondientes a la herencia familiar. A día de hoy, junio de 2015, el sector fotovoltaico en España para plantas de potencia media-baja que necesiten la solicitud de préstamos o hipotecas, no son en absoluto viables.

Lo anterior es debido al bajo precio de venta de la energía eléctrica generada por este tipo de centrales, que lleva a desestimar este tipo de inversiones si no se dispone de capital propio para sufragarlo (superior al valor de la herencia familiar considerada).

## 2.5 ESTIMACIÓN DE VIABILIDAD

A partir de los resultados obtenidos en el presente informe, se estimará el valor del precio de venta de la energía para que el proyecto pueda amortizarse en 14 años tras solicitar un préstamo igual al presupuesto total de la instalación, es decir 4.400.000 euros. El valor obtenido se cifra en torno a 13,92 €/MWh, y produce los siguientes resultados:

Año	Ingresos	Gastos Totales	Resultados	Amortización	Deuda bancaria	Flujo Total
Año 0	0,00 €	-4.328.442,00 €	-4.328.442,00 €	0,00 €	-4.328.442,00 €	-4.328.442,00 €
2015	385.556,30 €	-142.174,34 €	243.381,96 €	243.327,66 €	-4.085.114,34 €	-4.085.060,04 €
2016	395.195,21 €	-141.566,03 €	253.629,18 €	250.728,70 €	-3.834.385,65 €	-3.831.430,86 €
2017	405.075,09 €	-140.956,19 €	264.118,90 €	258.354,85 €	-3.576.030,79 €	-3.567.311,96 €
2018	415.201,96 €	-140.344,82 €	274.857,14 €	266.212,96 €	-3.309.817,83 €	-3.292.454,82 €
2019	425.582,01 €	-139.731,93 €	285.850,09 €	274.310,08 €	-3.035.507,75 €	-3.006.604,73 €
2020	436.221,56 €	-139.117,50 €	297.104,06 €	282.653,49 €	-2.752.854,26 €	-2.709.500,67 €
2021	447.127,10 €	-139.227,54 €	307.899,56 €	291.250,66 €	-2.461.603,60 €	-2.401.601,11 €
2022	458.305,28 €	-138.610,04 €	319.695,24 €	300.109,33 €	-2.161.494,26 €	-2.081.905,87 €
2023	469.762,91 €	-137.991,00 €	331.771,92 €	309.237,44 €	-1.852.256,82 €	-1.750.133,95 €
2024	481.506,99 €	-137.370,40 €	344.136,58 €	318.643,20 €	-1.533.613,62 €	-1.405.997,37 €
2025	483.673,77 €	-137.837,26 €	345.836,51 €	328.335,03 €	-1.205.278,59 €	-1.060.160,86 €
2026	485.850,30 €	-137.213,56 €	348.636,74 €	338.321,66 €	-866.956,93 €	-711.524,12 €
2027	488.036,63 €	-136.588,30 €	351.448,32 €	348.612,04 €	-518.344,89 €	-360.075,80 €
2028	490.232,79 €	-135.961,48 €	354.271,31 €	359.215,40 €	-159.129,49 €	-5.804,48 €
2029	492.438,84 €	-135.333,09 €	357.105,75 €	159.129,49 €	0,00 €	351.301,26 €
2030	494.654,81 €	-134.703,13 €	359.951,68 €	0,00 €	0,00 €	711.252,95 €
2031	496.880,76 €	-134.071,60 €	362.809,16 €	0,00 €	0,00 €	1.074.062,11 €
2032	499.116,72 €	-133.438,48 €	365.678,24 €	0,00 €	0,00 €	1.439.740,35 €
2033	501.362,75 €	-132.803,79 €	368.558,96 €	0,00 €	0,00 €	1.808.299,31 €
2034	503.618,88 €	-132.167,50 €	371.451,38 €	0,00 €	0,00 €	2.179.750,69 €
2035	505.885,17 €	-131.529,63 €	374.355,54 €	0,00 €	0,00 €	2.554.106,22 €
2036	508.161,65 €	-130.890,16 €	377.271,49 €	0,00 €	0,00 €	2.931.377,71 €
2037	510.448,38 €	-130.249,09 €	380.199,28 €	0,00 €	0,00 €	3.311.576,99 €
2038	512.745,39 €	-129.606,42 €	383.138,97 €	0,00 €	0,00 €	3.694.715,96 €
2039	515.052,75 €	-128.962,15 €	386.090,60 €	0,00 €	0,00 €	4.080.806,56 €
2040	475.136,16 €	-128.317,47 €	346.818,69 €	0,00 €	0,00 €	4.427.625,25 €
2041	438.313,11 €	-127.671,18 €	310.641,93 €	0,00 €	0,00 €	4.738.267,18 €
2042	404.343,84 €	-127.023,27 €	277.320,57 €	0,00 €	0,00 €	5.015.587,75 €
2043	373.007,19 €	-126.373,73 €	246.633,46 €	0,00 €	0,00 €	5.262.221,21 €
2044	344.099,14 €	-125.722,57 €	218.376,56 €	0,00 €	0,00 €	5.480.597,77 €

Tabla 54. Payback de la instalación según valor deseado.





Tabla 55. Periodo de retorno según valor deseado.

TR	226,62 %
VAN (i=0,25)	2.901.014,79 €
TIR	5,44%

Tabla 56. TR, VAN y TIR de la instalación según valor deseado.

## 2.6 CONCLUSIÓN

Como se ha podido observar en este informe, la situación actual de la fotovoltaica en España impide la viabilidad económica de este tipo de proyectos si no se dispone de suficiente capital propio que conlleve a disminuir en gran medida la solicitud de cualquier tipo de préstamo bancario.

Desde un punto de vista personal, el sector fotovoltaico en España desarrollará un cambio radical en los próximos años, basándose principalmente en el amplio intervalo de mejora que ofrece esta tecnología.

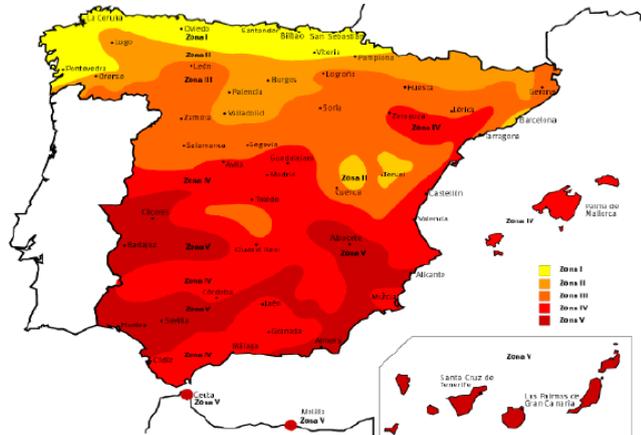
Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García



### 3. PARTE III: ANEXOS

#### 3.1 IRRADIACIÓN



- Zona 1: < 3,8 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 2: 3,8 – 4,2 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 3: 4,2 – 4,6 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 4: 4,6 – 5,0 kWh/m<sup>2</sup>
- Zona 5: >5,0 kWh/m<sup>2</sup>

Fuente: INM (Instituto Nacional de Meteorología). Generado a partir de isolinias de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

Figura 8. Plano de irradiación del territorio nacional.

#### 3.2 ENERGÍA PRODUCIDA

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	5060.00	157000	3.12	96.8
Feb	6130.00	172000	3.85	108
Mar	8770.00	272000	5.68	176
Apr	8170.00	245000	5.37	161
May	9260.00	287000	6.22	193
Jun	9750.00	293000	6.71	201
Jul	9940.00	308000	6.92	215
Aug	9830.00	305000	6.82	211
Sep	8590.00	258000	5.83	175
Oct	6860.00	213000	4.48	139
Nov	4910.00	147000	3.07	92.2
Dec	3790.00	117000	2.34	72.5
Year	7800.00	231000	5.04	153
Total for year		2770000		1840

Tabla 31. Energía producida durante un año en la instalación según información obtenida del programa PVGIS.



# DOCUMENTO II: PLANOS

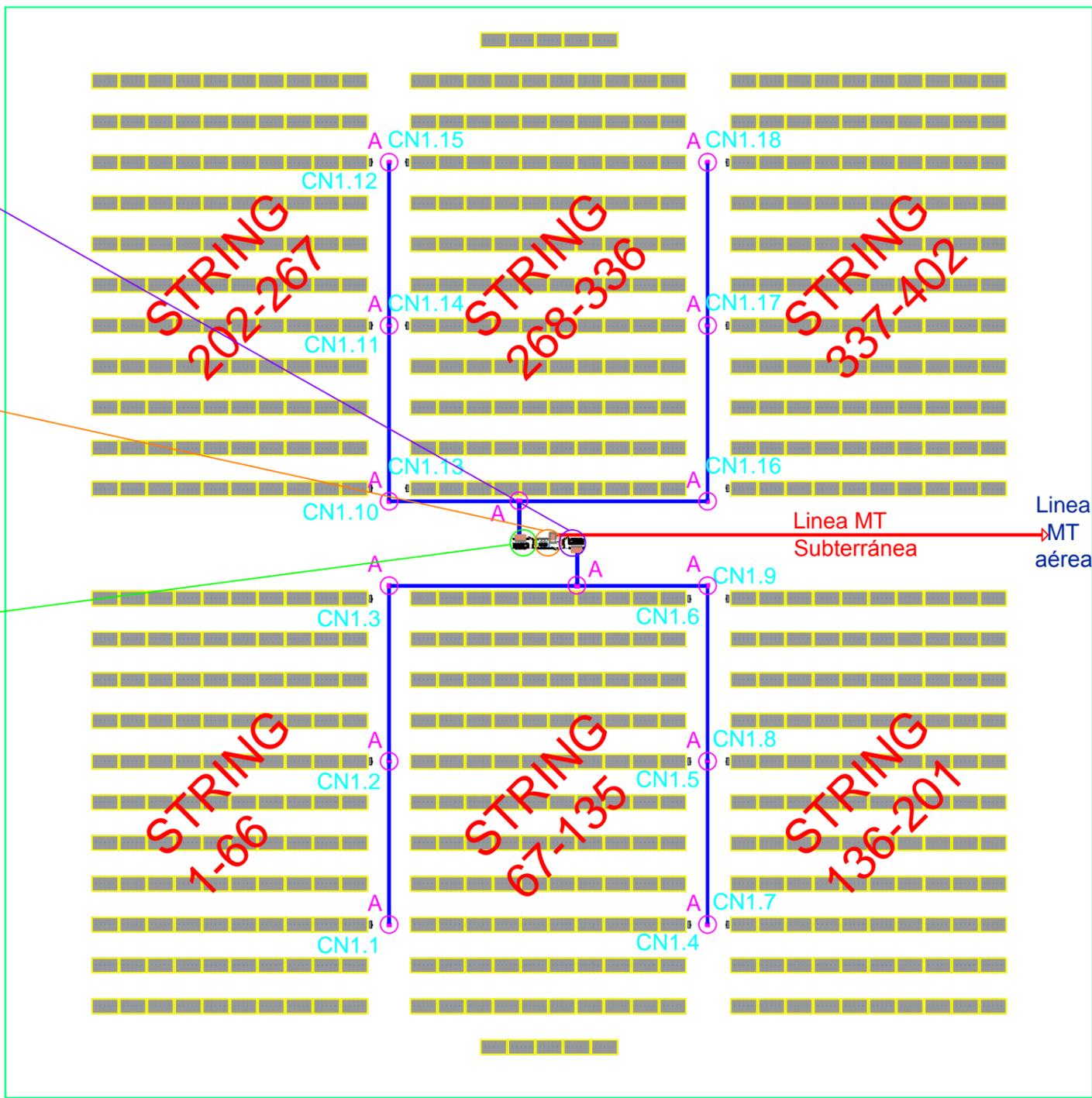
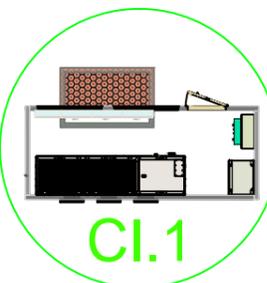
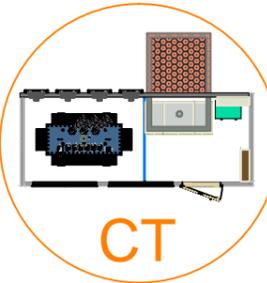
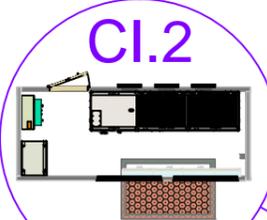


1 2 3 4 5 6

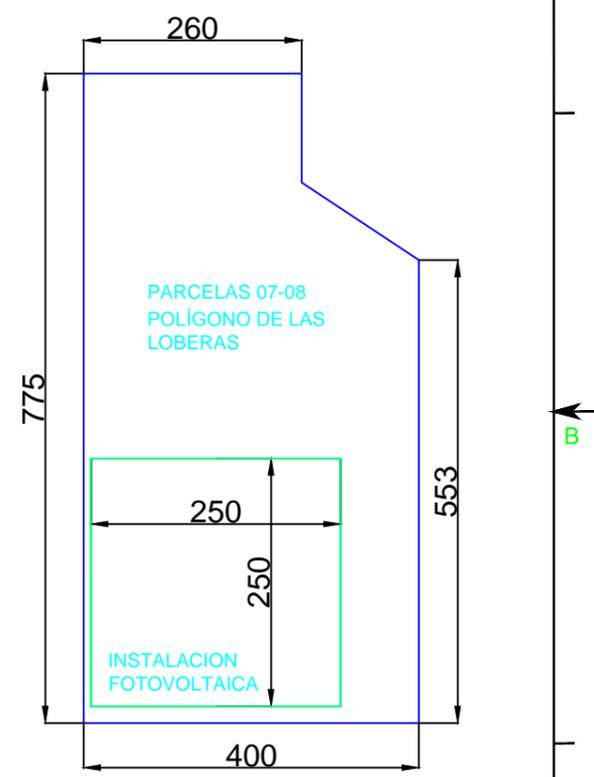
A

B

C



DETALLE A:  
Terreno ocupado  
por la instalación



LEYENDA

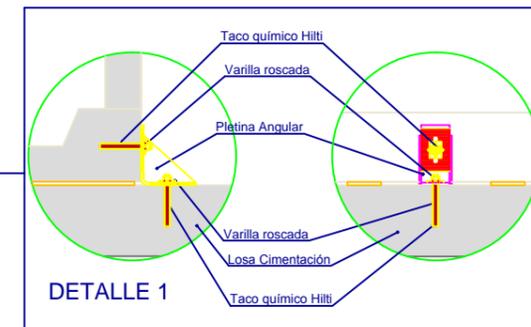
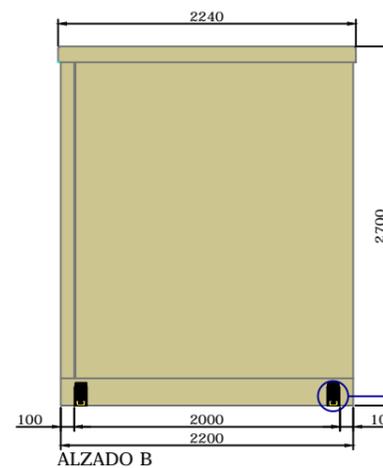
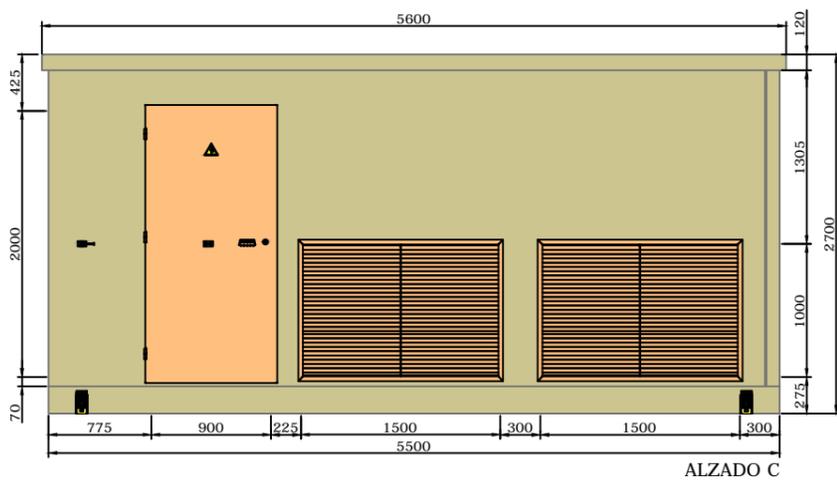
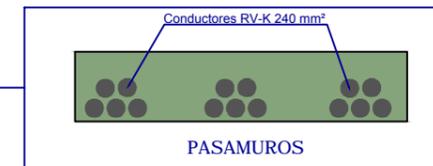
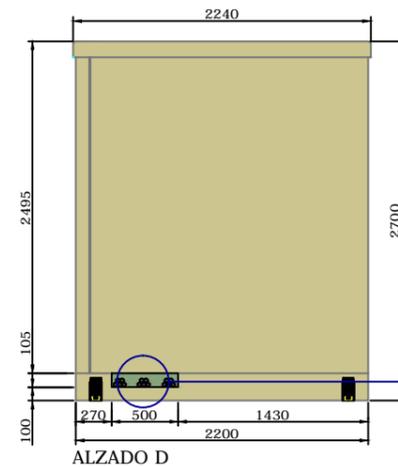
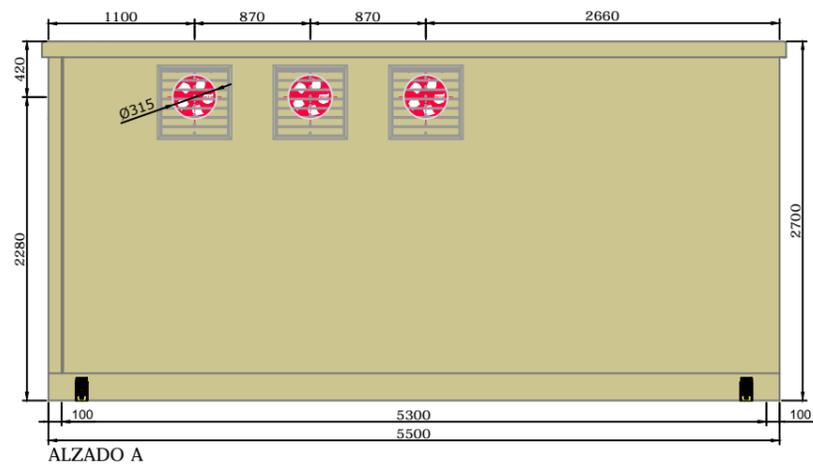
	ESTRUCTURA SOPORTE: 12 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
	CAJA NIVEL 1
	ARQUETA PASO CC 800X800X1000
	ARQUETA ENTRADA CC 2000X1200X1000
	ARQUETA SALIDA MT 1300X2100X1000
	TUBO CORRUGADO CC Ø200
	TUBO CORRUGADO CA MT Ø200
	VALLADO PERIMETRAL 250x250 m

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	01
	1/1500	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	--
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	02
	00	PLANTA GENERAL DEL CAMPO FOTOVOLTAICO			

0

235 MM

285 MM

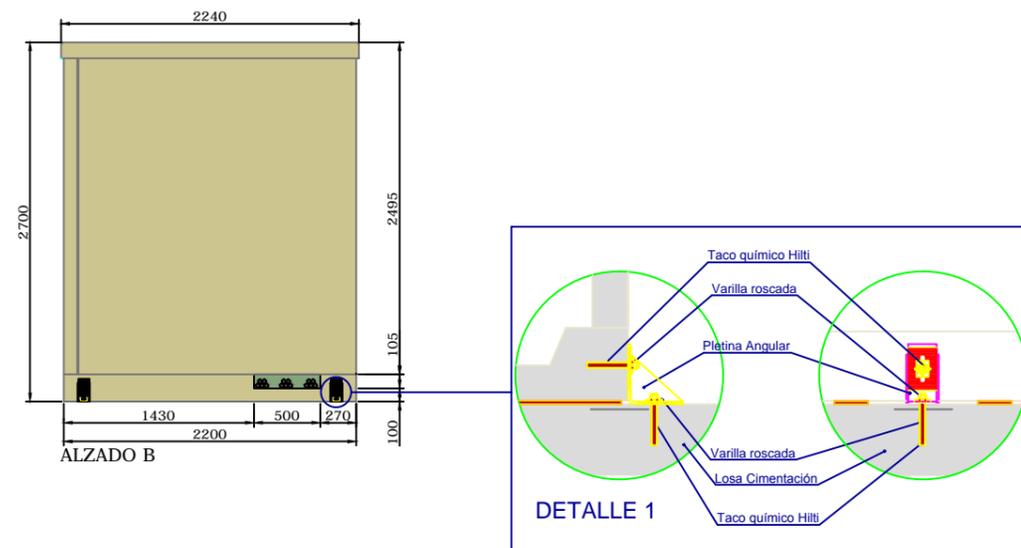
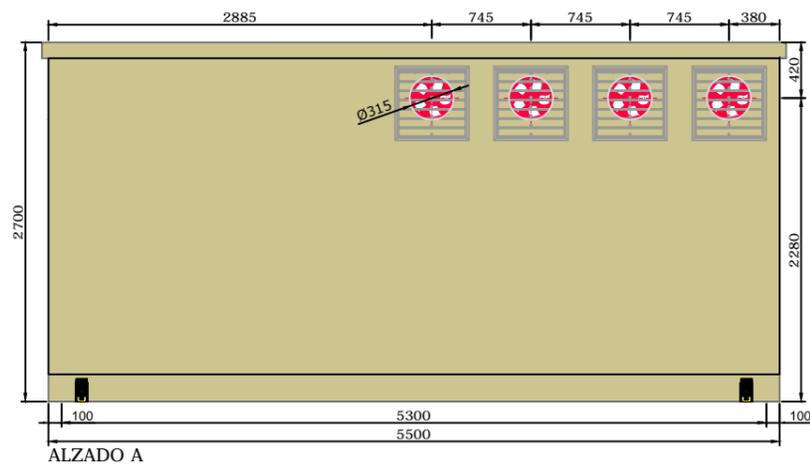
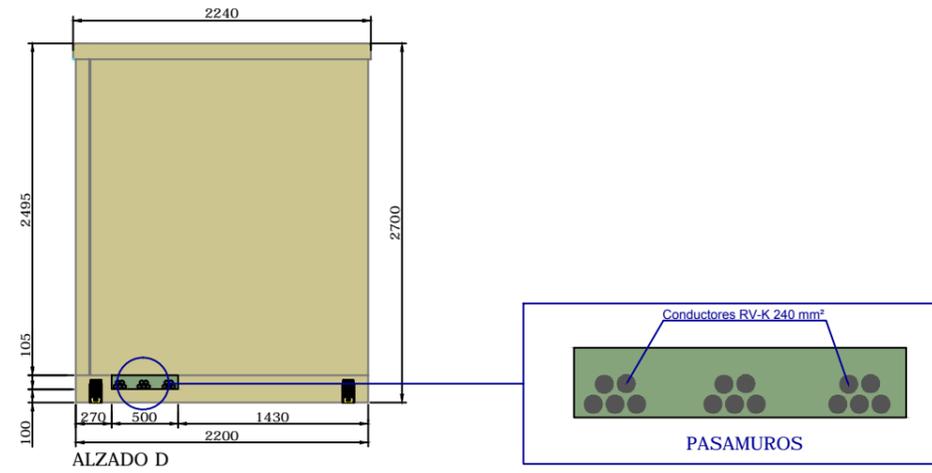
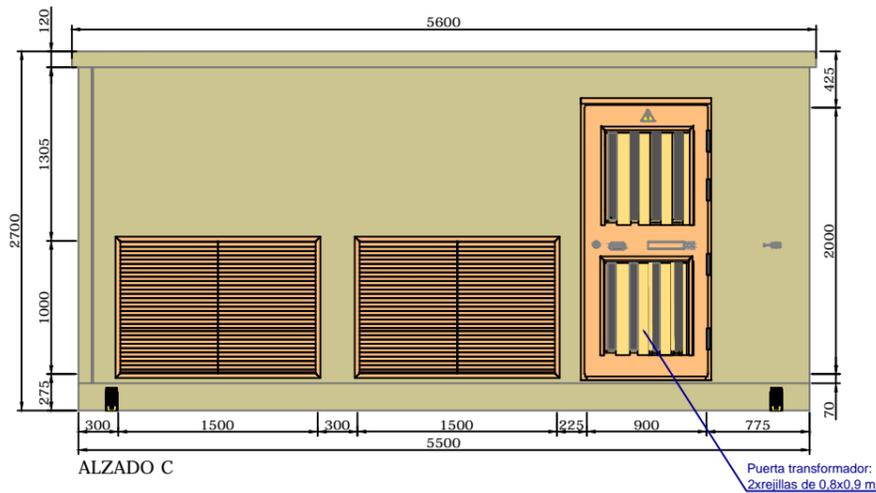


Nota: PINTURA EXTERIOR: RAL 1000

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA		
DIBUJADO	02/03/2015	AGG				
COMPROBADO						
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	02	
	1/30	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)			SUSTITUYE A	01
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	03	
	00	EXTERIOR ENVOLVENTE CENTRO DE INVERSOR 2				

235 MM

285 MM



Nota: PINTURA EXTERIOR: RAL 1000

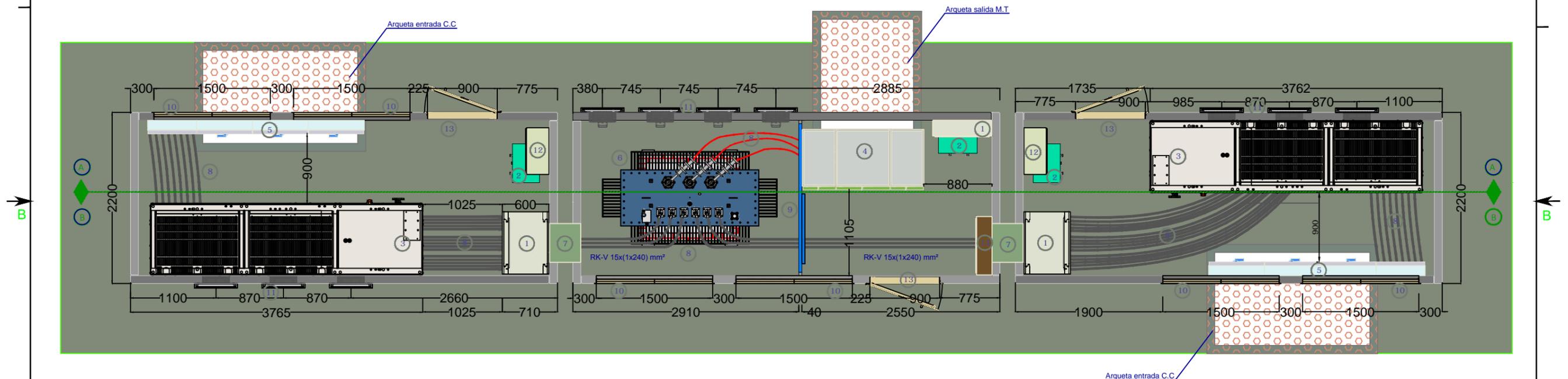
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	03
	1/30	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	02
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	04
	00	EXTERIOR ENVOLVENTE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			

235 MM 285 MM

C. INVERSOR 1

C. TRANSFORMACION

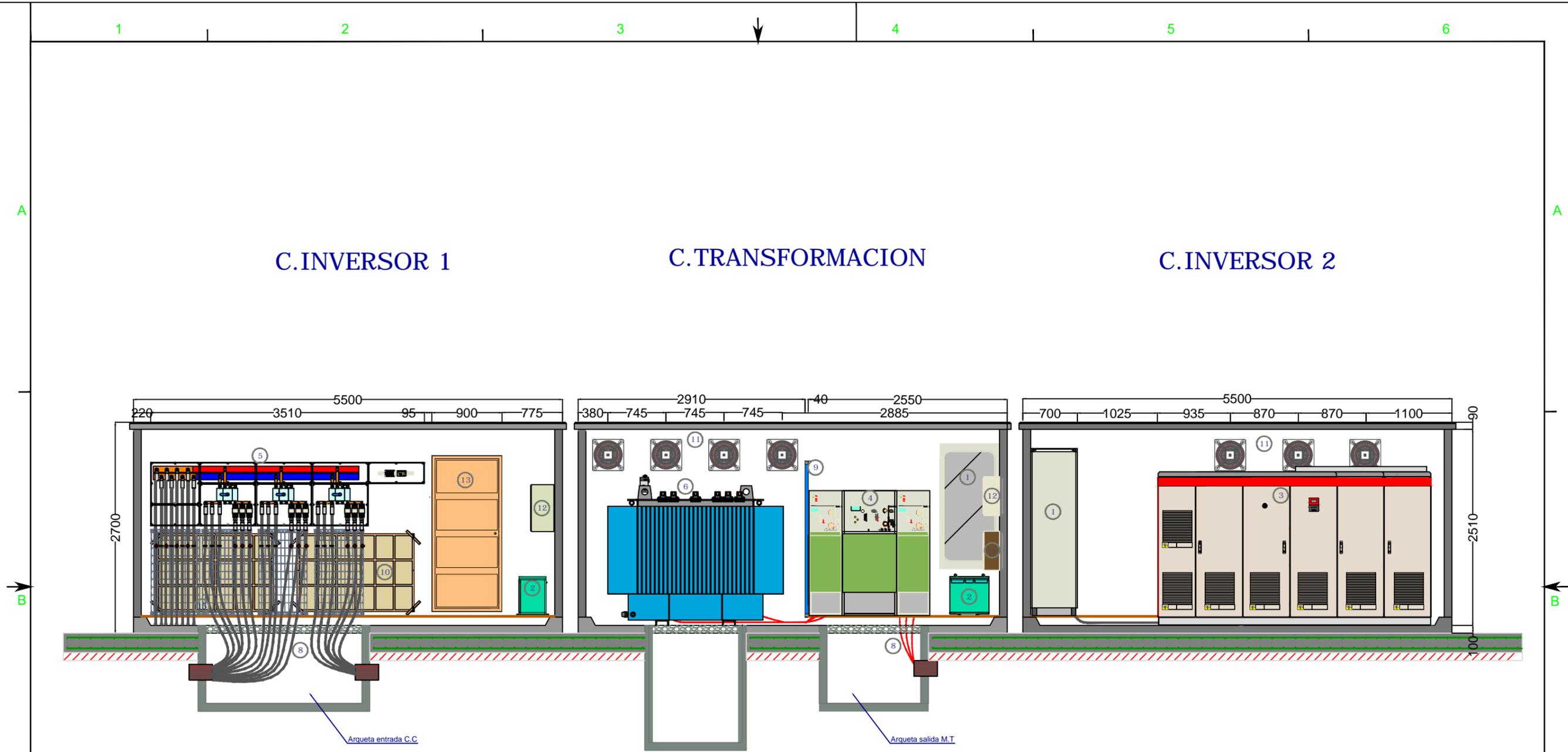
C. INVERSOR 2



LEYENDA	
1	CUADRO GENERAL BAJA TENSIÓN
2	TRANSFORMADOR SSAA 5 KVA
3	INVERSOR INGECON SUN 1,019 MW
4	CELDA SIEMENS 1L+ 1P+ 1M 23 KV
5	CAJAS DE NIVEL 2
6	TRANSFORMADOR SECO 2300 KVA
7	PASAMUROS
8	CABLEADO
9	REJA SEPARADORA
10	REJILLA DE VENTILACIÓN
11	EXTRACTORES
12	SCADA
13	PUERTA PEATONAL
14	CONTADOR
15	REJILLA METÁLICA

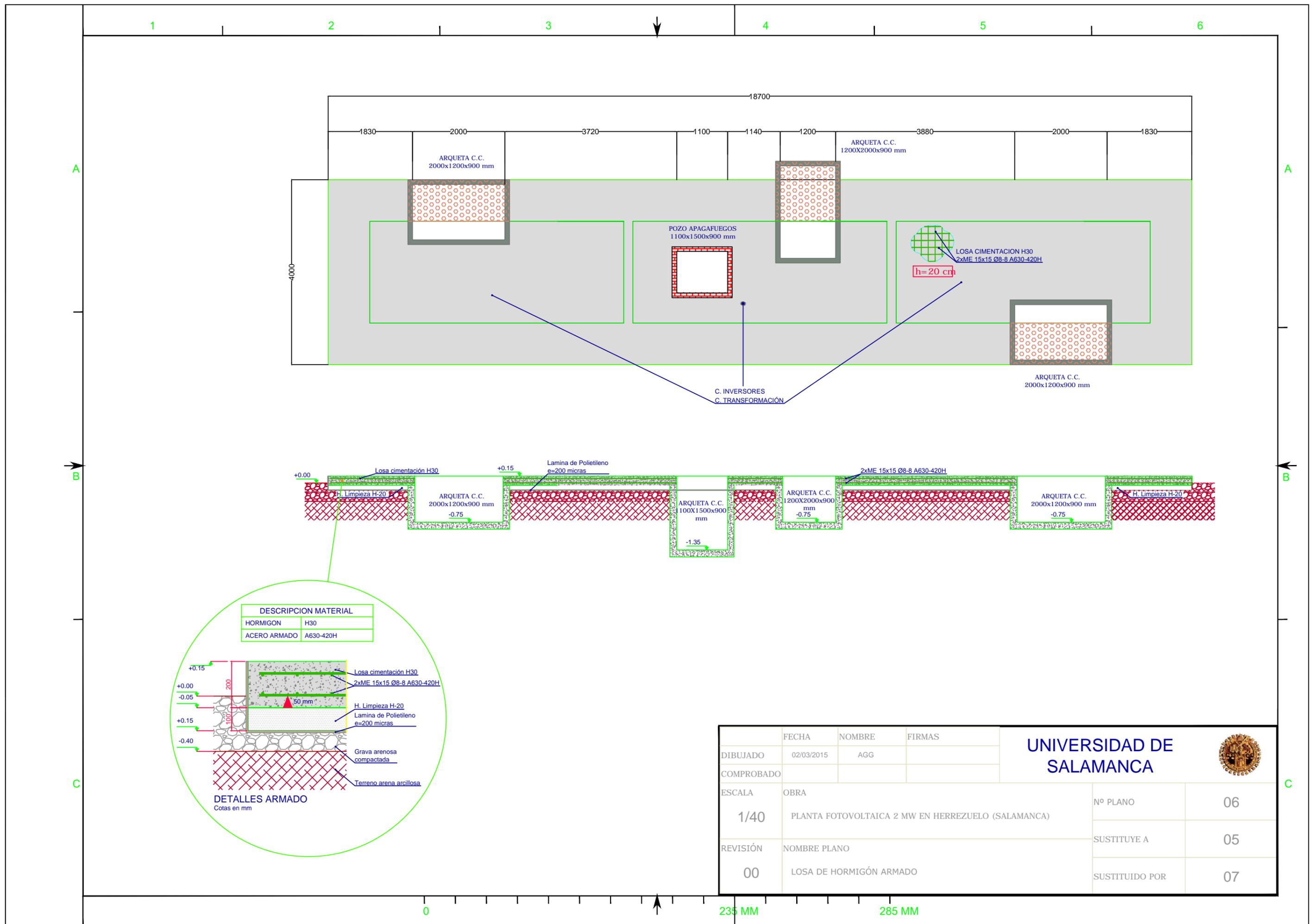
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	04
1/30	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)			SUSTITUYE A	03
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	05
00	PLANTA INTERIOR DE CENTROS INVERSORES Y TRANSFORMACIÓN				

235 MM      285 MM



LEYENDA	
1	CUADRO GENERAL BAJA TENSION
2	TRANSFORMADOR SSAA 5 KVA
3	INVERSOR INGECON SUN 1,019 MW
4	CELDAS SIEMENS 1L+ 1P+ 1M 23 KV
5	CAJAS DE NIVEL 2
6	TRANSFORMADOR SECO 2300 KVA
7	PASAMUROS
8	CABLEADO
9	REJA SEPARADORA
10	REJILLA DE VENTILACION
11	EXTRACTORES
12	SCADA
13	PUERTA PEATONAL
14	CONTADOR
15	REJILLA METALICA

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	05
	1/30	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	04
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	06
	00	ALZADO INTERIOR DE CENTROS DE INVERSORES Y TRANSFORMACIÓN			



1

2

3

4

5

6

A

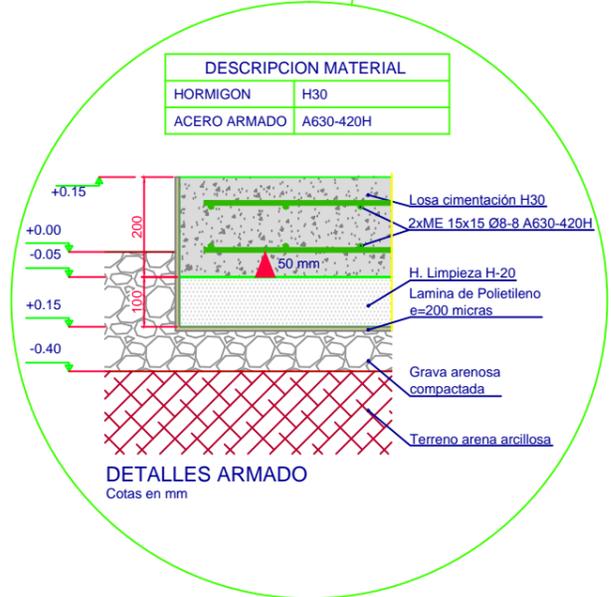
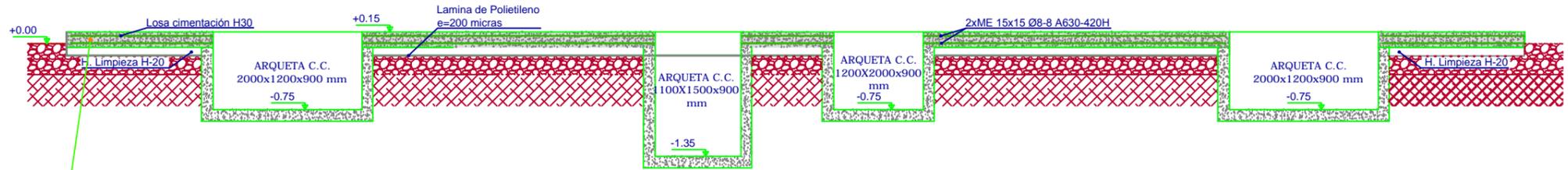
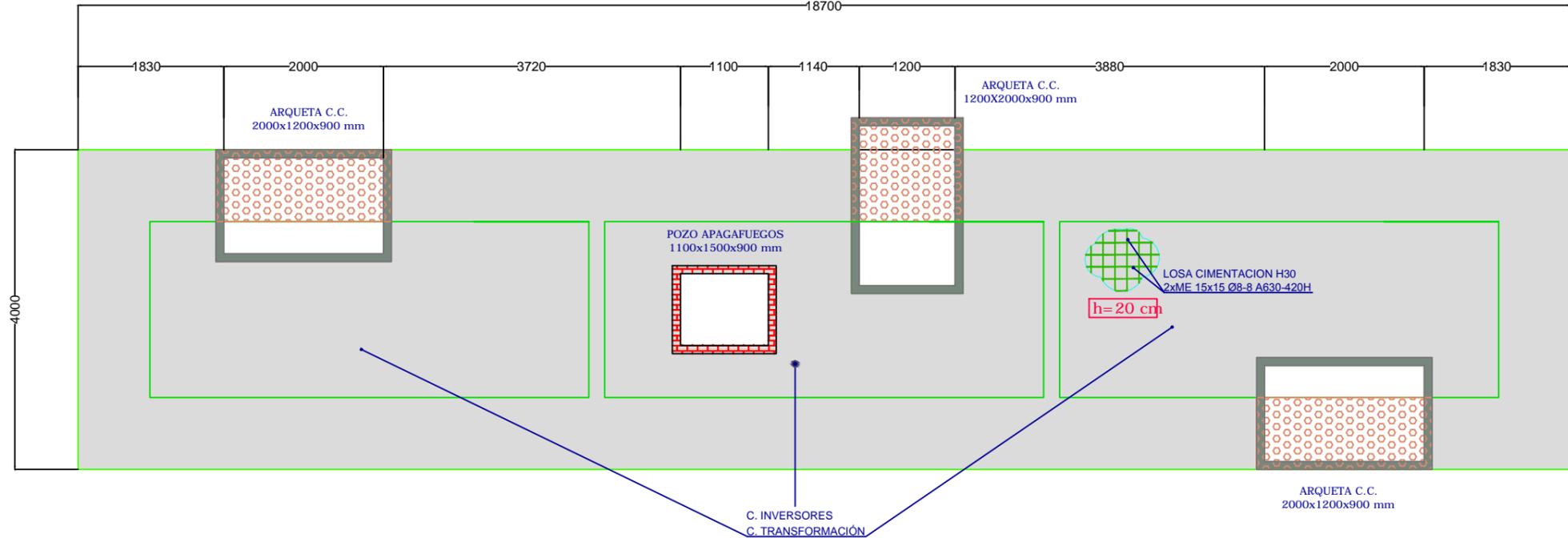
A

B

B

C

C

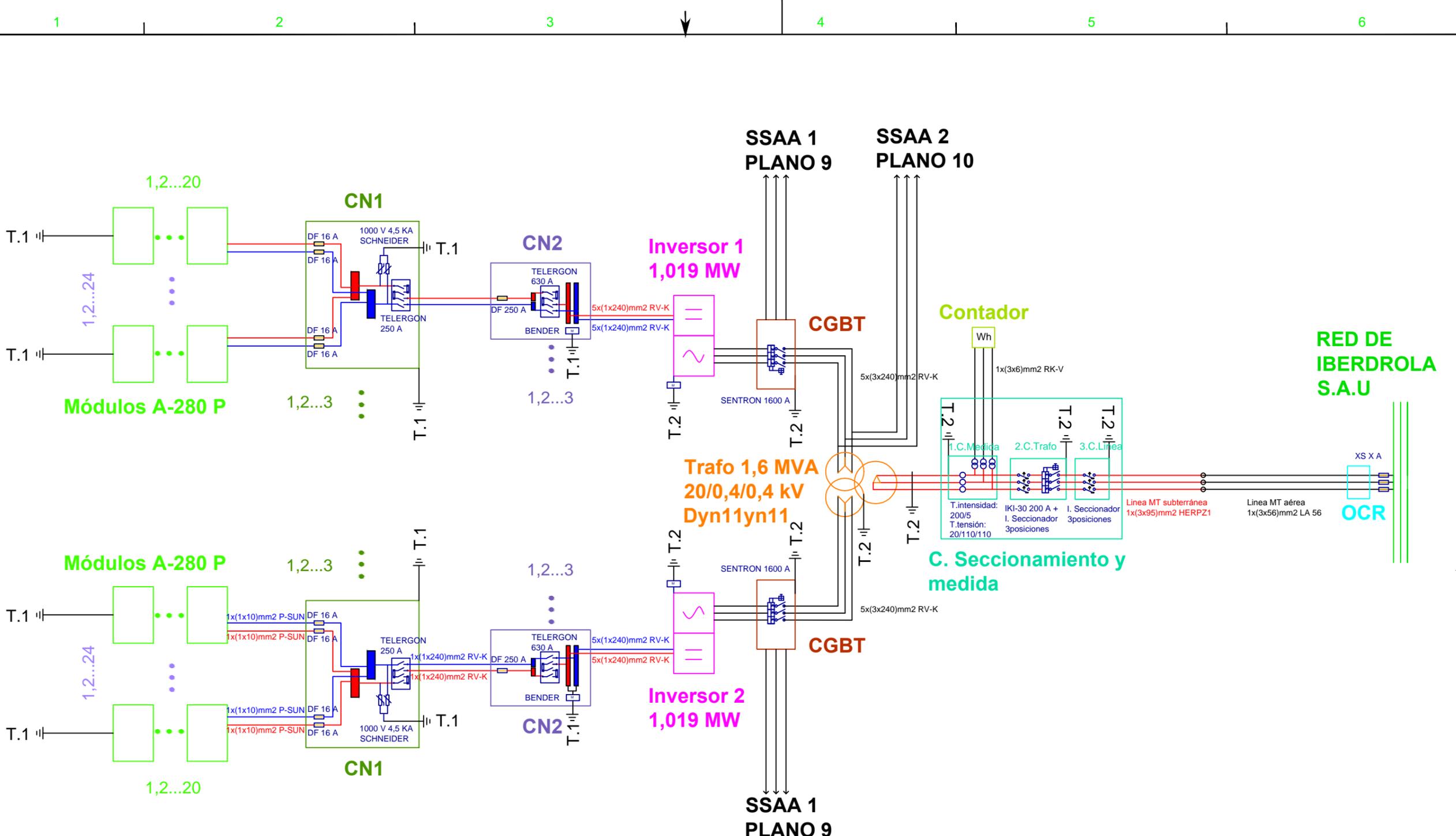


	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	06
	1/40	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	05
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	07
	00	LOSAS DE HORMIGÓN ARMADO			

0

235 MM

285 MM



LEYENDA	
	FUSIBLE
	I. SECCIONADOR
	I. AUTO MAGNETOTERMICO
	MEDIDOR DE AISLAMIENTO
	TRAFOS MEDIDA: TENSION/INTENSIDAD
	PUESTA A TIERRA
	DESCARGADOR DE SOBRETENSION

DIBUJADO	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
COMPROBADO	08/03/2015	AGG			
ESCALA	OBRA				
1/60	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)	Nº PLANO	07		
REVISIÓN	NOMBRE PLANO	SUSTITUYE A	06		
00	MULTIFILAR GENERAL DE LA INSTALACION	SUSTITUIDO POR	08		

235 MM      285 MM

1

2

3

4

5

6

A

A

B

B

C

C

C.SECCIONAMIENTO

R  
S  
T

TRANSFORMADOR  
SECO 2300 KVA

20 kV

400 V

400 V

SSAA 2  
PLANO 4

3SB3204-6BA20  
SIEMENS

3SB3204-6BA20  
SIEMENS

SENTRON 3VT5  
3x1600A DE SIEMENS

SENTRON 3VT5  
3x1600A DE SIEMENS

CVM-C10  
CIRCUTOR

CVM-C10  
CIRCUTOR

3X40 KA  
SCHNEIDER

3X40 KA  
SCHNEIDER

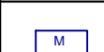
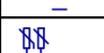
SSAA 1  
PLANO 3

SSAA 1  
PLANO 4

T.1  
INVERSOR 1  
INGETEAM 1,019 MW

T.1  
INVERSOR 2  
INGETEAM 1,019 MW

### LEYENDA

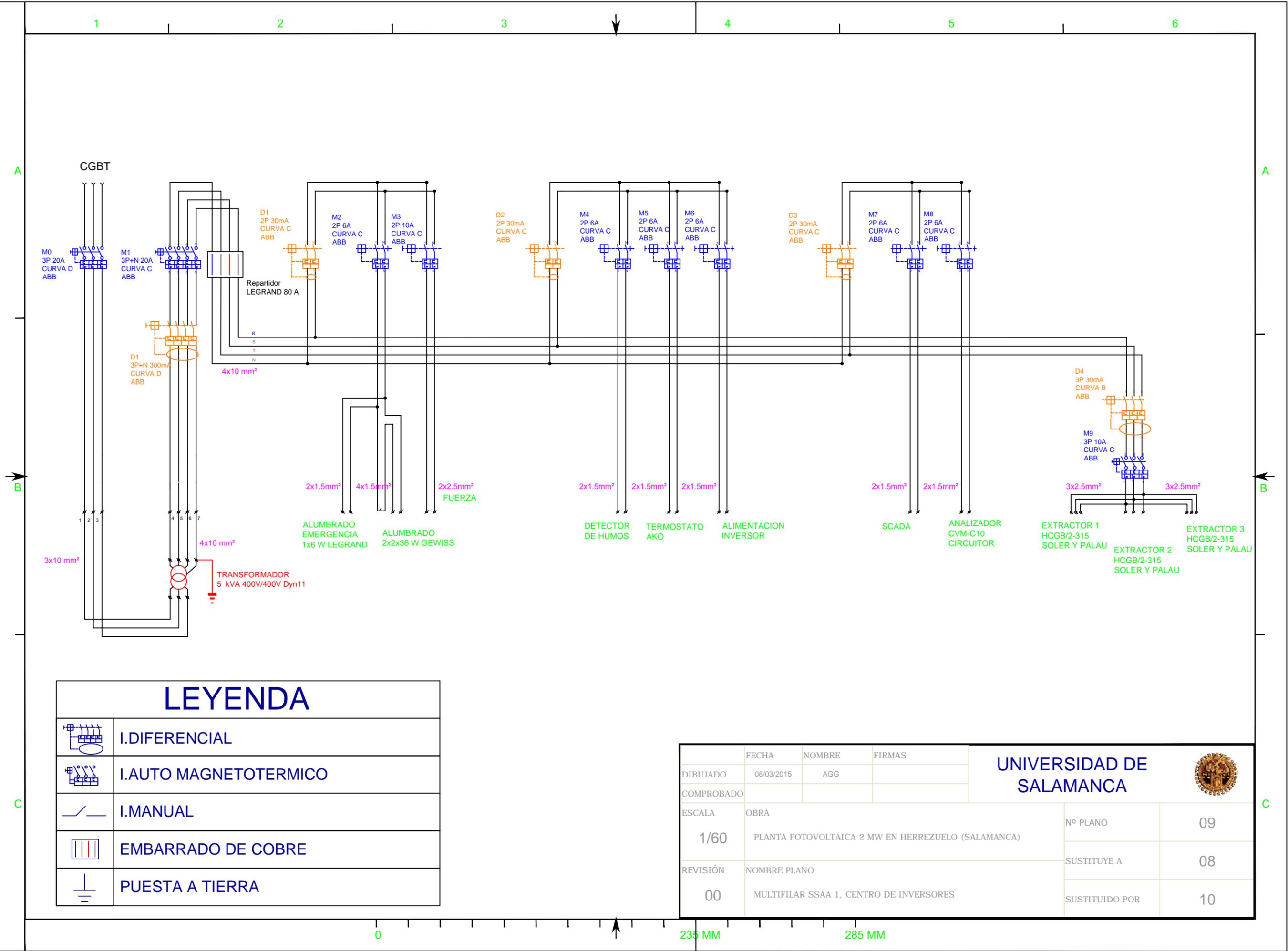
	ANALIZADOR DE REDES
	I.AUTO MAGNETOTERMICO
	MEDIDOR AISLAMIENTO (EN INVERSOR)
	LED PRESENCIA DE TENSION
	PUESTA A TIERRA
	DESCARGADOR DE SOBRETENSION

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	08/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	08
	1/60	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	07
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	09
	00	MULTIFILAR CA BAJA TENSION			

0

235 MM

285 MM

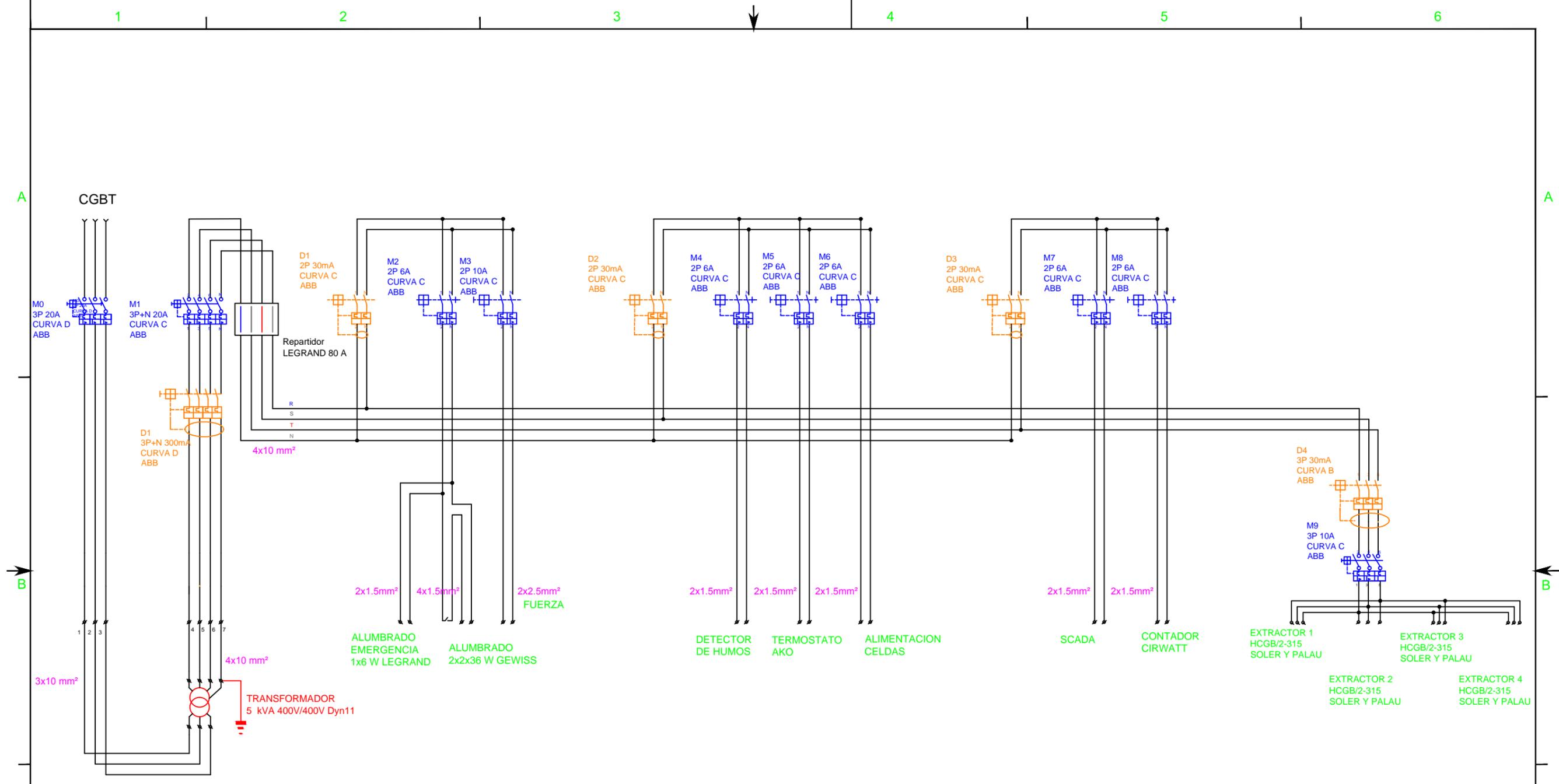


# LEYENDA

	I.DIFERENCIAL
	I.AUTO MAGNETOTERMICO
	I.MANUAL
	EMBARRADO DE COBRE
	PUESTA A TIERRA

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	08/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	09
	1/60	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	08
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	10
	00	MULTIFILAR SSAA 1, CENTRO DE INVERSORES			

235 MM      285 MM



## LEYENDA

	I.DIFERENCIAL
	I.AUTO MAGNETOTERMICO
	I.MANUAL
	EMBARRADO DE COBRE
	PUESTA A TIERRA

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	08/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	10
	1/60	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	09
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	11
	00	MULTIFILAR SSAA 2, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			

235 MM      285 MM

Medidor de aislamiento  
BENDER ISOMETER

Interruptor Telergón 630 A 1000 V

Fusibles 250 A  
DF 1000 V

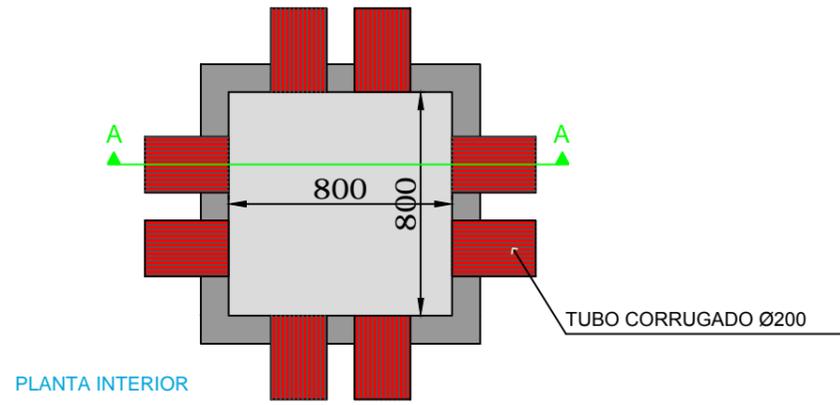
Pletina cobre  
80x10 mm

9x240 mm<sup>2</sup> Entradas  
desde campo

4x240 mm<sup>2</sup> Salidas  
hacia inversor

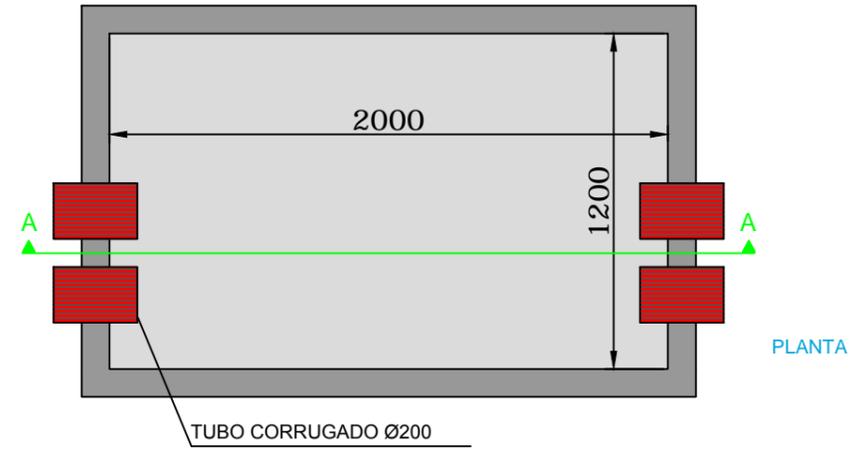
	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	11
	1/20	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	10
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	12
	00	CAJAS DE NIVEL 2			

### ARQUETA PASO DE CABLE EN CC

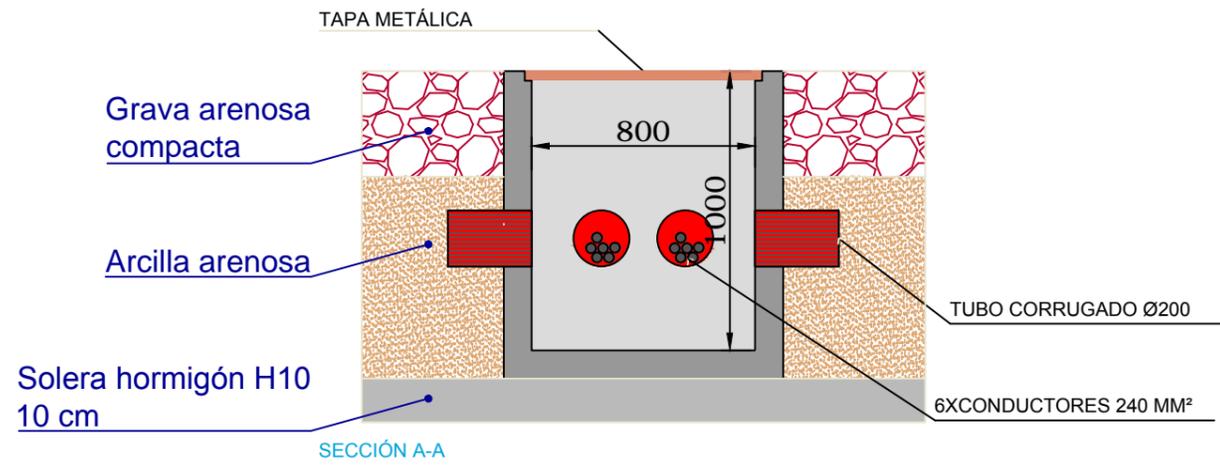


PLANTA INTERIOR

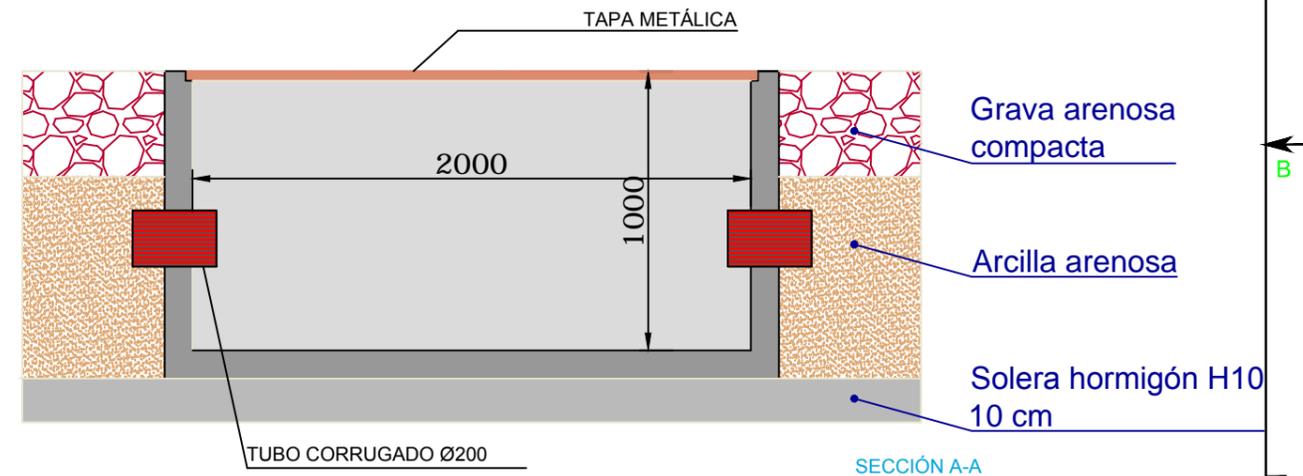
### ARQUETA ENTRADA CC Y SALIDA MT



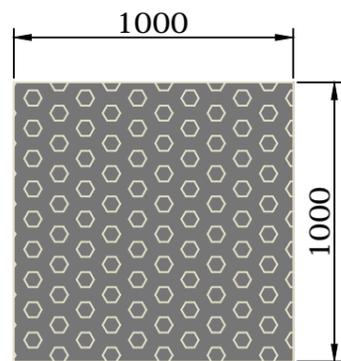
PLANTA



SECCIÓN A-A



SECCIÓN A-A



PLANTA EXTERIOR

	FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	02/03/2015	AGG			
COMPROBADO					
ESCALA	OBRA			Nº PLANO	12
	1/30	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)		SUSTITUYE A	11
REVISIÓN	NOMBRE PLANO			SUSTITUIDO POR	13
	00	PLANTA Y ALZADO DE ARQUETAS			

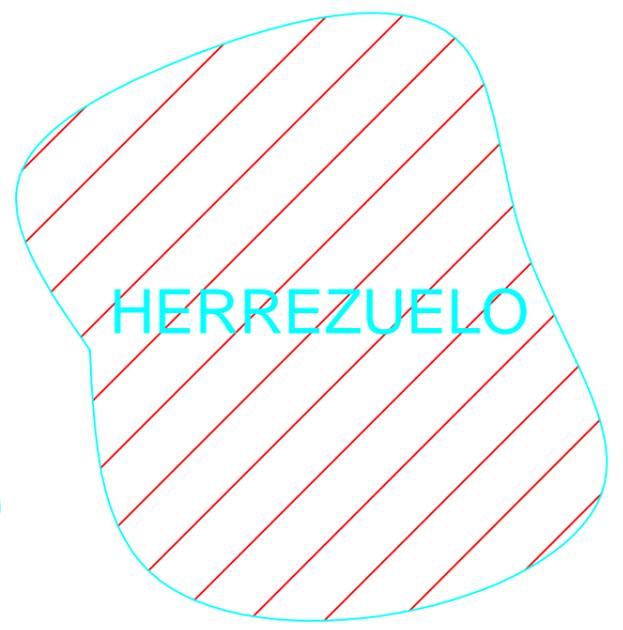
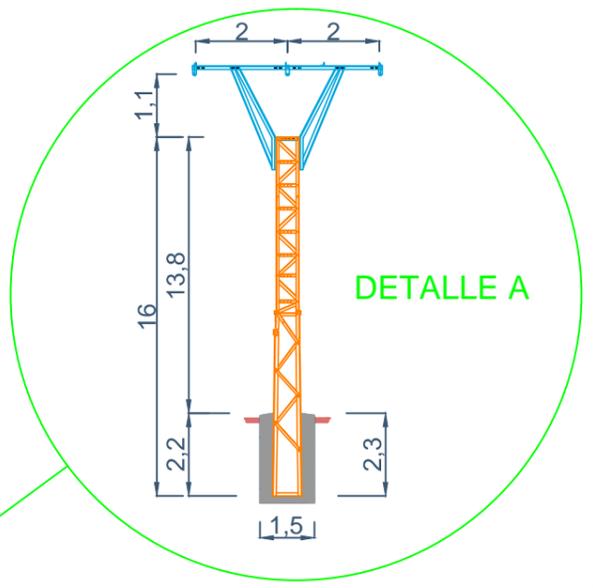
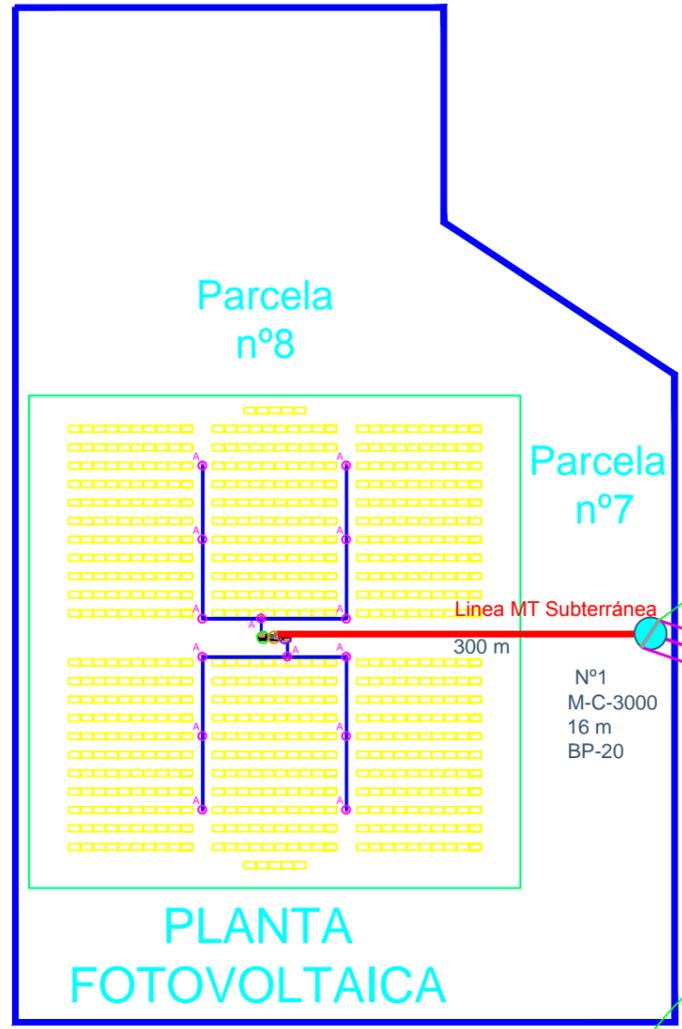
235 MM

285 MM

1 2 3 4 5 6

A

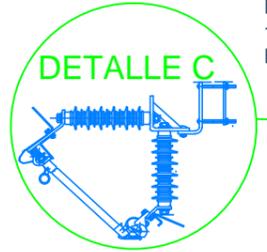
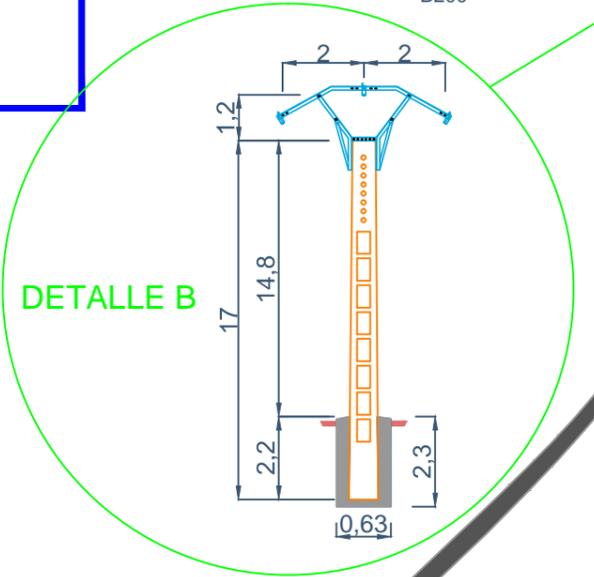
A



Carretera CL-510

LÍNEA AÉREA ENLACE  
20 KV 1,54 KM  
LA 56

LÍNEA AÉREA  
IBERDROLA  
20 KV



LEYENDA

	ESTRUCTURA SOPORTE: 12 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
	NÚCLEO DE POBLACIÓN
	APOYOS HORMIGÓN
	APOYOS METÁLICOS
	LINDES DE PARCELAS
	TUBO CORRUGADO CA MT Ø200
	VALLADO PERIMETRAL 250x250 m

Carretera CL-510

		FECHA	NOMBRE	FIRMAS	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
DIBUJADO	08/05/2015	AGG				
COMPROBADO						
ESCALA	OBRA				Nº PLANO	13
	1/3000	PLANTA FOTOVOLTAICA 2 MW EN HERREZUELO (SALAMANCA)			SUSTITUYE A	12
REVISIÓN	NOMBRE PLANO				SUSTITUIDO POR	--
	00	LINEA ENLACE EN MEDIA TENSIÓN				

235 MM 285 MM

B

B

C

C

0

# DOCUMENTO III: PRESUPUESTO GENERAL



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
<b>Capítulo 1</b>			<b>CAMPO FOTOVOLTAICO</b>		<b>2.817.494,74</b>
<b>1.1</b>			<b>EQUIPOS</b>		<b>2.648.488,00 €</b>
<b>1.1.1</b>	ud	<b>670</b>	Estructura soporte de dimensiones 6 x 2,3 m, galvanizadas en caliente con capacidad para resistir vientos de hasta 140 km/h. Modelo SNM3D de SUN NEST.	433,50 €	223.110,00 €
<b>1.1.2</b>	ud	<b>8040</b>	Panel Fotovoltaico A 280-P de ATERSA, con una potencia de 280 W: • Dimensiones: 1.965mm x 990mm x 50mm Se incluyen elementos de sustentación y amarre.	339,00 €	2.420.040,00 €
<b>1.1.3</b>	ud	<b>12</b>	Cajas de conexión o de nivel I tipo 1: • Armario 400x1000x200 mm • 48 Fusibles gPV 10x38 1000 V 16 A DF • 48 bases portafusibles PMX 1000 V 32 A DF • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 250 A TELERGÓN • Descargador de sobretensión 1000 V 4,5 kA SCHNEIDER Se incluyen bornas y carriles de fijación	201,00 €	2.412,00 €
<b>1.1.4</b>	ud	<b>2</b>	Cajas de conexión o de nivel I tipo 3: • Armario 400x1000x200 mm • 42 Fusibles gPV 10x38 1000 V 16 A DF • 42 bases portafusibles PMX 1000 V 32 A DF • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 250 A TELERGÓN • Descargador de sobretensión 1000 V 4,5 kA SCHNEIDER Se incluyen bornas y carriles de fijación	177,00 €	354,00 €
<b>1.1.5</b>	ud	<b>4</b>	Cajas de conexión o de nivel I tipo 3: • Armario 400x1000x200 mm • 36 Fusibles gPV 10x38 1000 V 16 A DF • 36 bases portafusibles PMX 1000 V 32 A DF • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 250 A TELERGÓN • Descargador de sobretensión 1000 V 4,5 kA SCHNEIDER Se incluyen bornas y carriles de fijación	153,00 €	612,00 €
<b>1.1.6</b>	ud	<b>4</b>	Cajas de conexión o de nivel II tipo 1: • Caja de material polimérico CAHORS 630x540x200 mm • Caja de material polimérico CAHORS 630x270x200 mm • 3 Fusibles NH3 1000 V 315 A DF • 2 bases portafusibles ST NH3 1000 V 630 A DF • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 630 A TELERGÓN	290,00 €	1.160,00 €



			Se incluyen aisladores, tornillería y elementos de fijación		
1.1.7	ud	2	Cajas de conexión o de nivel II tipo 1: • Caja de material polimérico CAHORS 630x540x200 mm • Caja de material polimérico CAHORS 630x270x200 mm • 2 Fusibles NH3 1000 V 315 A DF • 2 bases portafusibles ST NH3 1000 V 630 A DF • 1 Interruptor-seccionador de corte en carga 1000 V 630 A TELERGÓN Se incluyen aisladores, tornillería y elementos de fijación	250,00 €	500,00 €
1.1.8	ud	2	Medidor de aislamiento ISOMETER ISO 685 BENDER Se incluye caja de material polimérico así como carriles y tornillería para su fijación	150,00 €	300,00 €
1.2			<b>CABLEADO</b>		<b>61.237,99 €</b>
1.2.1	ml	31203	Tramo: módulos- C.N I: Cable P-SUN 0,6/1 kV de sección 1x10 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	0,52 €	16.225,56 €
1.2.2	ml	1492	Tramo: C.N I- C.N II: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x240 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	14,00 €	20.888,00 €
1.2.3	ml	80	Tramo: C.N II-Inversor: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x240 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	14,00 €	1.120,00 €
1.2.4	ml	1492	Tubo corrugado rojo de doble pared R4 de 450 N.	15,40 €	22.976,80 €
1.2.5	ml	9	Rejilla metálica 300x900 mm REJIBAND	3,07 €	27,63 €
1.3			<b>RED DE TIERRAS</b>		<b>7.170,09 €</b>
1.3.1	ml	942	Anillo de tierras alrededor del campo fotovoltaico, formado por cable desnudo Cu de 50 mm <sup>2</sup> . Se incluyen grapas de unión en forma de U de cobre.	6,47 €	6.094,74 €
1.3.2		1005	Latigillos de cobre con cubierta de PCC amarillo/verde de 16 mm <sup>2</sup> . Conectan las estructuras soporte con la red de tierras.	1,07 €	1.075,35 €
1.4			<b>OBRA CIVIL</b>		<b>100.598,66 €</b>
1.4.1	ml	942	Zanjas para la instalación de la red de tierras de dimensiones 700x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	5,71 €	5.378,82 €
1.4.2	ml	496	Zanjas para la instalación de los tubos que transportan los cables de C.C de dimensiones: 800x600 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Con 100 mm de arena de relleno por encima de los tubos. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	6,53 €	3.238,88 €



<b>1.4.3</b>	<b>ml</b>	<b>12</b>	Suministro e instalación de arquetas de registro prefabricadas para cableado en C.C. • Material: hormigón. • Dimensiones: 800x800x1000 mm. • Con una solera de hormigón de 100 mm en el fondo de la zanja. Se incluye tapa metálica de seguridad.	151,75 €	1.821,00 €
<b>1.4.4</b>	<b>ml</b>	<b>2</b>	Suministro e instalación de arquetas de registro prefabricadas para cableado en C.C. • Material: hormigón. • Dimensiones: 1000x1000x1000 mm. • Con una solera de hormigón de 100 mm en el fondo de la zanja. Se incluye tapa metálica de seguridad.	309,98 €	619,96 €
<b>1.4.5</b>	<b>m3</b>	<b>1628</b>	Zapatas de hormigón armado HA-2200/P/20 para fijación de las estructuras soporte al terreno. Dimensiones: 900x900x1000 mm	55,00 €	89.540,00 €



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
--------	----	---------------	-------------	---------------	-------

Capítulo			CENTRO DE INVERSORES		197.817,86
2.1			ENVOLVENTE C.INVERSORES		18.670,00 €
2.1.1	ud	2	<p>Envolvente Prefabricada de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/IIb, de dimensiones interiores 4.800x2.000x2.500 y 100 mm de espesor en paramentos verticales.</p> <p>Características de la Estructura: Paneles Prefabricados de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/IIb, conformando una estructura de dimensiones interiores 4.800x2.000x2.500, pintada de color rugoso exterior y blanco interior, incluso UNA (1) puerta metálica de dimensiones aproximadas 900x2.000; incluso DOS (2) rejillas de ventilación con lamas en V invertida, dimensiones aproximadas 1500x1000.</p>	9.335,00 €	18.670,00 €
2.2			EQUIPOS		168.306,18 €
2.2.1	ud	2	<p>Inversor INGECON SUN 1000 TL 400 V AC INGETEAM de 1.019 kW.</p> <p>Se incluye tornillería y demás elementos de fijación a suelo de hormigón.</p>	80.000,00 €	160.000,00 €
2.2.2	ud	2	<p>Cuadro general de baja tensión de dimensiones 1000x2000x600 mmd de IDE, con las siguientes protecciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Interruptor general SENTRON 3VT5 3P 1600 A SIEMENS</li> <li>•Descargador de sobretensión IPRD40r SCHNEIDER</li> <li>•Pilotos de presencia de tensión LEGRAND</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 3P 20 A 10 kA curva D ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 4P 20 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 2P 10 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•6 Interruptor magnetotérmico 2P 6 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 4P 10 A 10 kA curva B ABB</li> <li>•1 Interruptor diferencial 4P 25A 300 mA curva D ABB</li> <li>•1 Interruptor diferencial 3P 16A 30 mA curva C ABB</li> </ul>	2.340,00 €	4.680,00 €



			•2Interruptor diferencial 2P 16A 30 mA curva C ABB		
2.2.3	ud	2	Sonda de temperatura AKO 14723	71,00 €	142,00 €
2.2.4	ud	2	Analizador de redes CVM-10 CIRCUTOR	86,00 €	172,00 €
2.2.5	ud	2	Detector de humos	46,07 €	92,14 €
2.2.6	ud	6	Extractores Soler y Palau HCGB/2-315 W SOLER Y PALAU	110,00 €	660,00 €
2.2.7	ud	2	Autotransformador trifásico de SSAA 5kVA 400/400 V Dyn11 MIMAVEN	343,00 €	686,00 €
2.2.8	ud	2	Sistema de alumbrado, formado por los siguientes elementos: •2 pantallas estancas de 2x36 W GEWISS •1 luminaria de emergencia de 1x6 W U21 G5 LEGRAND •1 toma de corriente tipo Plexo de LEGRAND •1 interruptor LEGRAND	110,00 €	220,00 €
2.2.9	m2	12	Suelo de contrachapado de madera antideslizante de 20 mm de espesor.	14,17 €	170,04 €
2.2.10	ud	6	Bancada soporte del suelo técnico de madera. Formada por láminas de acero galvanizado de 5 mm de espesor.	56,00 €	336,00 €
2.2.11	ud	2	Elementos de seguridad (guantes, banqueta, extintor CO2 y carteles de primeros auxilios y peligro de muerte).	227,00 €	454,00 €
2.2.12	ud	2	Armario SCADA de dimensiones: 600x600x200 mm IDE con el siguiente elemento: •Centralita LM-25 CURCUTOR así como carriles y elementos de fijación	347,00 €	694,00 €
<b>2.3</b>	<b>CABLEADO</b>				<b>5.801,38 €</b>
2.3.1	ml	210	Tramo: Inversor-CGBT: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x240 mm2 PRYSMIAN.	14,00 €	2.940,00 €
2.3.2	ml	180	Tramo: CGBT-Transformador: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x240 mm2 PRYSMIAN.	14,00 €	2.520,00 €
2.3.3	ml	32	Tramo: CGBT-Autotransformador SSAA-CGBT: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x10 mm2 PRYSMIAN.	0,87 €	27,84 €
2.3.4	ml	83	Tramo: SSAA tipo 1: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x2,5 mm2 PRYSMIAN.	0,31 €	25,73 €
2.3.5	ml	110	Tramo: SSAA tipo 2: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x1,5 mm2 PRYSMIAN.	0,25 €	27,50 €
2.3.6	ud	2	Cableado de comunicaciones: •Mangueras de señales digitales 4x1 mm2. Sonda DGPT2, detector de humos, sonda de temperatura interior y presostato. •Ethernet desde LM-25 hasta SIMATIC PANEL PC •Ethernet desde inversor hasta SIMATIC PANEL PC	96,00 €	192,00 €
2.3.7	ml	33	Canaleta para cableado UNEX 60x90 mm	2,07 €	68,31 €



2.4		RED DE TIERRAS		1.319,81 €	
2.4.1	ml	115	Tierra de protección formada por un mallazo electrosoldado de 300x300 mm de lado instalado que cubre las dimensiones de las tres envolventes de hormigón. Además, está formada por 6 picas de cobre diámetro de características similares a las que se detallan en la partida correspondiente.	6,47 €	744,05 €
2.4.2	ml	35	Tierra de servicio o de neutro formado por 6 picas de cobre. La conexión entre la caja de puesta a tierra y las picas se realiza a través de un cable de cobre aislado de 50 mm <sup>2</sup> .	8,04 €	281,40 €
2.4.3	ud	12	Picas de cobre diámetro 14 mm y 2 m de largo separadas 3 m entre sí, utilizadas tanto en la puesta a tierra de protección como en la de servicio. Se incluyen grapas de unión en forma de U y demás elementos para su instalación.	24,53 €	294,36 €
2.5		OBRA CIVIL		3.720,49 €	
2.5.1	ml	65	Zanjas para la instalación de la red de tierras de dimensiones 700x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	5,71 €	371,15 €
2.5.2	ml	2	Suministro e instalación de arquetas de registro prefabricadas para entrada de cableado en C.C sobre las envolventes de hormigón. • Material: hormigón. • Dimensiones: 2000x1200x1000 mm. •Con una solera de hormigón de 0,01 m en el fondo de la zanja. Se incluye tapa de hormigón de seguridad.	507,17 €	1.014,34 €
2.5.3	ml	1	Losa de cimentación según plano de dimensiones 18.700x4000x200 mm. Construida de hormigón H30 armado con acero A630-420H. Se incluyen labores de movimiento de tierras para nivelación del terreno.	2.335,00 €	2.335,00 €



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
<b>Capítulo 3</b>			<b>CENTRO DE TRANSFORMACIÓN</b>		<b>48.977,39</b>
<b>3.1</b>			<b>ENVOLVENTE C.TRANSFORMACIÓN</b>		<b>9.635,00 €</b>
<b>3.1.1</b>	<b>ud</b>	<b>1</b>	<p>Envolvente Prefabricada de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/IIb, de dimensiones interiores 4.800x2.000x2.500 y 100 mm de espesor en paramentos verticales.</p> <p>Características de la Estructura: Paneles Prefabricados de Hormigón Armado y Vibrado HA-35/-/IIb, conformando una estructura de dimensiones interiores 4800x2000x2500, pintada de color rugoso exterior y blanco interior, incluso UNA (1) puerta metálica con rejillas de dimensiones aproximadas 900x2.000; incluso DOS (2) rejillas de ventilación con lamas en V invertida, dimensiones aproximadas 1500x1000.</p> <p>Se incluye reja separadora de 2000x2000x40 mm con puerta corredera.</p>	9.635,00 €	9.635,00 €
<b>3.2</b>			<b>EQUIPOS</b>		<b>37.784,58 €</b>
<b>3.2.1</b>	<b>ud</b>	<b>1</b>	Transformador 2,2 MVA 20/0,4/0,4 kV Dy11y11 refrigerado en aceite. Peso 5300 kg. Volumen de aceite 1400 litros. Bornas enchufables en MT y pasatapas en BT. Se incluye la sonda DGPT2.	17.325,00 €	17.325,00 €
<b>3.2.2</b>	<b>ud</b>	<b>1</b>	<p>Cuadro general de baja tensión de dimensiones 750x1600x200 mmd de IDE, con las siguientes protecciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Descargador de sobretensión IPRD40r SCHNEIDER</li> <li>•Pilotos de presencia de tensión LEGRAND</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 3P 20 A 10 kA curva D ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 4P 20 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 2P 10 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•4 Interruptor magnetotérmico 2P 6 A 10 kA curva C ABB</li> <li>•1 Interruptor magnetotérmico 4P 10 A 10 kA curva B ABB</li> <li>•1 Interruptor diferencial 4P 25A 300 mA curva D ABB</li> <li>•1 Interruptor diferencial 3P 16A 30 mA curva C ABB</li> <li>•2 Interruptor diferencial 2P 16A 30 mA curva C ABB</li> </ul>	903,00 €	903,00 €
<b>3.2.3</b>	<b>ud</b>	<b>1</b>	Sonda de temperatura AKO 14723	71,00 €	71,00 €
<b>3.2.4</b>	<b>ud</b>	<b>1</b>	Analizador de redes CVM-10 CIRCUTOR	86,00 €	86,00 €



3.2.5	ud	1	Detector de humos	46,07 €	46,07 €
3.2.6	ud	4	Extractores Soler y Palau HCGB/2-315 W SOLER Y PALAU	110,00 €	440,00 €
3.2.7	ud	1	Autotransformador trifásico de SSAA 5kVA 400/400 V Dyn11 MIMAVEN	343,00 €	343,00 €
3.2.8	ud	1	Sistema de alumbrado, formado por los siguientes elementos: •2 pantallas estancas de 2x36 W GEWISS •1 luminaria de emergencia de 1x6 W U21 G5 LEGRAND •1 toma de corriente tipo Plexo de LEGRAND •1 interruptor LEGRAND	110,00 €	110,00 €
3.2.9	m2	3	Suelo de contrachapado de madera antideslizante de 20 mm de espesor.	14,17 €	42,51 €
3.2.10	ud	2	Bancada soporte del suelo técnico de madera. Formada por láminas de acero galvanizado de 5 mm de espesor.	56,00 €	112,00 €
3.2.11	ud	1	Bloque de celdas con envoltorio metálica 8DJH, con las siguientes funciones: •Protección de línea tipo R, corte y aislamiento en SF6, Ua=24 kV, IN=630 A, 20 kA de poder de corte, con interruptor seccionador de tres posiciones, mando manual. Dimensiones 310mm de ancho x 1.600mm de alto x 775mm de fondo •Protección del transformador corte y aislamiento en SF6, Ua= 24 kV IN=630 A, 20 kA de poder de corte con interruptor automático tipo LS2, incluso interruptor seccionador de tres posiciones. Dimensiones 430mm de ancho x 1.600mm de alto x 775mm de fondo •Celda de medida en MT con Ua= 24 kV IN=630 A. Formada por 3 transformadores de intensidad de relación 200/5A, 10VA clase 0.5s y 3 transformadores de tensión de relación 20.000:V3/110:V3/110:V3, 25VA clase 0,5s. Dimensiones 700mm de ancho x 1.600mm de alto x 775mm de fondo	11.735,00 €	11.735,00 €
3.2.12	ud	1	Contador de energía CIRWATT B 410T de CIRCUTOR. Consiste en un contador trifásico bidireccional de conexión indirecta para consumidor tipo 1, clase 1/2/B, 4 cuadrantes, 50 Hz, con comunicaciones RS-232 y Ethernet. Se incluye armario para alojar el contador tipo AT CAHORS con dimensiones 784x750x338.	937,00 €	937,00 €
3.2.13	ud	1	Bancada soporte del conjunto de celdas. Construida con tubo estructural 40x20 mm de acero galvanizado.	77,00 €	77,00 €
3.2.14	ud	1	Elementos de seguridad (guantes, banqueta, extintor CO2 y carteles de primeros auxilios y peligro de muerte).	227,00 €	227,00 €



<b>3.2.15</b>	ud	1	Bloque SCADA formado por los siguientes componentes: •Armario de IDE con dimensiones 600x600x200 mm. •Concentrador LM-25 CIRCUTOR •Software INGECON SUN MANAGER •Panel PC SIMATIC IPC477D SIEMENS de 19"	5.330,00 €	5.330,00 €
<b>3.3</b>	<b>CABLEADO</b>				<b>1.050,64 €</b>
<b>3.3.1</b>	ml	9	Tramo Transformador-Celda MT: Cable HERPZ1 12/20 kV de sección 95 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	8,27 €	74,43 €
<b>3.3.2</b>	ud	6	Botellas enchufables acodadas tipo MSCT-630A de PRYSMIAN.	123,00 €	738,00 €
<b>3.3.3</b>	ml	18	Tramo: Transformador-Autotransformador SSAA-Cuadro de SSAA: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x10 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	0,87 €	15,66 €
<b>3.3.4</b>	ml	41	Tramo: SSAA tipo 1: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x2,5 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	0,31 €	12,71 €
<b>3.3.5</b>	ml	52	Tramo: SSAA tipo 2: Cable RV-K 0,6/1 kV de sección 1x1,5 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	0,25 €	13,00 €
<b>3.3.6</b>	ud	2	Cableado de comunicaciones: •Mangueras de señales digitales 4x1 mm <sup>2</sup> . Detector de humos, alarma celdas, sonda de temperatura interior y presostato. •Ethernet desde LM-25 hasta SIMATIC PANEL PC •Ethernet desde inversor hasta SIMATIC PANEL PC	86,00 €	172,00 €
<b>3.3.7</b>	ml	12	Canaleta para cableado UNEX 60x90 mm	2,07 €	24,84 €
<b>3.4</b>	<b>OBRA CIVIL</b>				<b>507,17 €</b>
<b>3.4.1</b>	ml	1	Suministro e instalación de arqueta de registro prefabricada para salida de cableado en M.T sobre las envolventes de hormigón. • Material: hormigón. • Dimensiones: 2000x1200x1000 mm. •Con una solera de hormigón de 100 mm en el fondo de la zanja. Se incluye tapa de hormigón de seguridad.	507,17 €	507,17 €



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
<b>Capítulo 4</b>			<b>LINEA SUBTERRÁNEA DE ENLACE MT</b>		<b>13.725,00</b>
<b>4.1</b>			<b>CABLEADO</b>		<b>11.766,00 €</b>
<b>4.1.1</b>	ml	<b>900</b>	Tramo Celda MT-Conexión aéreo subterránea: Cable HERPZ1 12/20 kV de sección 95 mm <sup>2</sup> PRYSMIAN.	6,53 €	5.877,00 €
<b>4.1.2</b>	ud	<b>3</b>	Botellas enchufables acodadas tipo MSCT-630A de PRYSMIAN sobre la celda de protección de línea.	123,00 €	369,00 €
<b>4.1.3</b>	ud	<b>3</b>	Botellas lineales para conexión aereo-subterránea tipo TES24-D90.	147,00 €	441,00 €
<b>4.1.4</b>	ud	<b>3</b>	Pararrayos tipo autoválvula de 24kV, 10KA, conexionado e instalado sobre apoyo. Incluye aislamiento de los puentes de conexión, para protección de avifauna.	153,00 €	459,00 €
<b>4.1.5</b>	ml	<b>300</b>	Tubo corrugado rojo de doble pared R4 de 450 N.	15,40 €	4.620,00 €
<b>4.2</b>			<b>OBRA CIVIL</b>		<b>1.959,00 €</b>
<b>4.2.1</b>	ml	<b>300</b>	Zanjas para la instalación del tubo que transporta los cables de la línea subterránea en MT de dimensiones: 800x400 mm: •Con una solera de arena de nivelación de 50 mm en el fondo de la zanja. •Con 100 mm de arena de relleno por encima de los tubos. •Relleno con tierra procedente de la propia excavación	6,53 €	1.959,00 €



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
<b>Capítulo 5</b>			<b>LINEA SUBTERRÁNEA DE ENLACE EN MT</b>		<b>52.126,53</b>
<b>5.1</b>			<b>CABLEADO</b>		<b>20.790,00 €</b>
<b>5.1.1</b>	ml	<b>4620</b>	Línea aérea trifásica en conductor aluminio-acero LA-56, tendido, tensionado, equilibrado y amarrado sobre estructuras de apoyo.	4,50 €	20.790,00 €
<b>5.2</b>			<b>APOYOS</b>		<b>24.695,00 €</b>
<b>5.2.1</b>	ud	<b>2</b>	Apoyo de anclaje de celosía metálico de 16 m de altura y 3000 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo BP-20, cadenas de aisladores de vidrio según cálculos con sus respectivos herrajes. Fabricante del apoyo: JIMENEZ BELINCHÓN S.A	3.125,00 €	6.250,00 €
<b>5.2.3</b>	ud	<b>7</b>	Apoyo de alineación en hormigón tipo HV 630 R de 17 m de altura y 630 daN de esfuerzo en punta. Incluso transporte y obra civil que consiste en excavación y cimentación. Incluye cruceta recta tipo B200, cadenas de aisladores de vidrio según cálculos con sus respectivos herrajes. Fabricante del apoyo: ROMERO HORMELEC.	2.635,00 €	18.445,00 €
<b>5.3</b>			<b>EQUIPOS</b>		<b>3.168,88 €</b>
<b>5.3.1</b>	ud	<b>6</b>	Cadena de aisladores de amarre de vidrio para apoyo metálica de anclaje: •2 Aisladores U70 BL •1 Rótula R16 •1 Grapa de amarre GA-3 •1 Horquilla bola HB 16	54,00 €	324,00 €
<b>5.3.2</b>	ud	<b>21</b>	Cadena de aisladores de suspensión de vidrio para apoyo de alineación en hormigón: •2 Aisladores U70 BS •1 Rótula R16 •1 Grapa de suspensión GS-1 •1 Horquilla bola HB 16	51,00 €	1.071,00 €
<b>5.3.3</b>	ud	<b>3</b>	Pararrayos tipo autoválvula de 24kV, 10KA, conexionado e instalado sobre apoyo. Incluye aislamiento de los puentes de conexión, para protección de avifauna.	153,00 €	459,00 €
<b>5.3.4</b>	ud	<b>3</b>	Cortocircuitos fusibles de expulsión XS de 100A 24kV, instalados en apoyo.	273,00 €	819,00 €
<b>5.3.5</b>	ud	<b>3</b>	Base Cortocircuitos fusibles XS de 100A 24kV, instalados en apoyo.	96,00 €	288,00 €
<b>5.3.6</b>	ud	<b>2</b>	Antiescalo para apoyo metálico de celosía 0,85-1,00 mts.	69,30 €	138,60 €
<b>5.3.7</b>	ud	<b>1</b>	Soporte posapies SPC	46,82 €	46,82 €
<b>5.3.8</b>	ud	<b>1</b>	Dispositivo anclaje línea seguridad (DALs)	22,46 €	22,46 €



5.4		RED DE TIERRAS		1.172,65 €
5.4.1	ud	113	Puesta a tierra de apoyos. Configuración en anillo, con conductor de cobre de 50 mm <sup>2</sup> y 2 picas de cobre según partida correspondiente. El anillo será de 2 m de diámetro.	6,47 € 731,11 €
5.4.2	ud	18	Picas de cobre diámetro 14 mm y 2 m de largo separadas 3 m entre sí, utilizadas tanto en la puesta a tierra de protección como en la de servicio. Se incluyen grapas de unión en forma de U y demás elementos para su instalación.	24,53 € 441,54 €
5.5		CONEXIÓN EN CALIENTE		2.300,00 €
5.5.1	ud	1	Conexión en caliente realizada por empresa especializada y autorizada por IBERDROLA (COBRA O ELECNOR)	2.300,00 € 2.300,00 €



Código	Ud	Cantidad (Ud)	Descripción	Precio (€/ud)	Total
<b>Capítulo 6</b>	<b>OTROS CONCEPTOS</b>				<b>7.775,00</b>
<b>6.1</b>			<b>PUESTA EN SERVICIO</b>		<b>450,00 €</b>
<b>6.1.1</b>	ud	1	Verificación y puesta en marcha y acta de paso de la instalación desempeñado por la compañía IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A	450,00 €	450,00 €
<b>6.2</b>		<b>6.3</b>	<b>DIRECCIÓN DE OBRA</b>		<b>7.325,00 €</b>
<b>6.2.1</b>	ud	1	Control y seguimiento de la obra para una correcta ejecución realizado por compañía competente. Se incluye caseta de control donde se recoge el libro de órdenes.	7.325,00 €	7.325,00 €

<b>RESUMEN ECONÓMICO</b>	
Total Obra Campo fotovoltaico	2.817.494,74 €
Total C. Inversores	197.817,86 €
Total C. Transformación	48.977,39 €
Total Línea subterránea de enlace MT	13.725,00 €
Total Línea Aérea de enlace MT	52.126,53 €
Total Otros Conceptos	7.775,00 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	3.137.916,52 €
Gastos generales 10 %	313.791,65 €
Beneficio industrial 2 %	62.758,33 €
Presupuesto general de ejecución por contrata (PEC) SIN IVA	3.514.466,50 €
Presupuesto general de ejecución por contrata (PEC) CON IVA (21%)	4.252.504,47 €
Honorarios Facultativos 2 % PEM CON IVA 21 %	75.937,58 €
<b>PRESUPUESTO GENERAL</b>	<b>4.328.442,05 €</b>

**PRESUPUESTO GENERAL: CUATRO MILLONES TRESCIENTOS VEINTIOCHO MIL CUATROCIENTOS CUARENTA Y DOS CON CINCO EUROS.**

Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García



# DOCUMENTO IV: PLIEGO DE CONDICIONES



## 1. OBJETO DEL PLIEGO

---

El presente pliego tiene por objeto definir el alcance y condiciones de ejecución de los trabajos a realizar, condiciones que tienen que cumplir los materiales y equipos, los aspectos legales y administrativos, así como ordenar las condiciones técnicas que han de regir la planificación, ejecución, desarrollo, control y recepción de la instalación.

### 1.1 ALCANCE DE LA OBRA

En el volumen de suministro y en el de los trabajos a realizar por el contratista está incluido:

- Suministro, montaje y puesta en servicio de todos los elementos que intervienen en la instalación.
- El diseño y preparación de todos los requisitos para la adquisición y montaje de todos los elementos que intervienen en la instalación, tomando como base los planos de construcción realizados por el mismo.
- La obtención de los permisos correspondientes, en caso necesario, para la realización de las instalaciones.

### 1.2 DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS

Los documentos que definen la obra son la memoria, el pliego de condiciones, los planos y el presupuesto.

Cualquier obra que no figure en uno de los documentos anteriormente citados, y por omisión no figure en el resto, se ejecutará como si estuviera expuesto en todos ellos.

Cuando sea necesario realizar un cambio sustancial con respecto al proyecto, deberá ponerse en conocimiento del Director de la Obra para que lo apruebe y redacte el correspondiente proyecto reformado.



### 1.3 ASPECTOS LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

Se aplicarán las normas mencionadas en el apartado 6 de la memoria descriptiva.

La ejecución práctica de la instalación abarcada por este proyecto, se hará por Instalador Electricista Autorizado por el Ministerio de Industria, que pueda exhibir tal condición mediante el correspondiente carné y que posea el Documento de Calificación Empresarial adecuado para realizar este tipo de trabajos.

Todos los operarios de cualquier empresa que realicen alguno de los trabajos de este proyecto deberán estar asegurados reglamentariamente, tanto en la Seguridad Social como en la Mutua de accidentes de Trabajo, siendo responsabilidad de la Empresa o persona contratante el incumplimiento de esta obligación.

### 1.4 AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS

A continuación expondremos el proceso a seguir que es necesario para obtener la autorización del funcionamiento de la instalación en las diferentes administraciones.

- Administración Autonómica
- Se ajustará a lo descrito en la REAT de autorización y puesta en servicio de las instalaciones.
  - El titular de la instalación presentara al organismo territorial competente de la Comunidad Autónoma (Castilla y León), junto con dos copias del proyecto, una instancia solicitando la aprobación previa, en la que constará:
    - Titular de la instalación.
    - Técnico titulado competente que llevará la dirección de la obra.
    - Identificación del proyecto adjunto. (Número de registro, diligencia):
  - Una vez obtenida la autorización previa, el titular podrá ordenar el comienzo de las obras.
  - Terminadas las obras de la instalación eléctrica, para solicitar la puesta en servicio de la instalación ante la compañía suministradora, el propietario de la instalación deberá acompañar su solicitud con la autorización previa de la instalación de la Delegación Provincial de Industria.



➤ Administración Municipal

- El titular presentará con la solicitud de la licencia de obra, tres ejemplares del proyecto técnico de la actividad firmado y visado por un titulado competente.
- Finalizada la obra el titular solicitará la licencia de apertura, presentado junto con la instancia, el certificado final de la dirección de obra del técnico competente, en donde expresamente se manifieste que la instalación se ajusta al proyecto aprobado, así como las medidas correctoras adicionales impuestas.

## 1.5 DIRECCIÓN DE OBRA Y FACULTATIVA

La propiedad (Alejandro González García) nombra en su representación para la dirección facultativa al Ingeniero Graduado en Electricidad Alejandro González García, en quien recaerán las labores de dirección, control y vigilancia en las obras del presente proyecto.

No será responsable ante una propiedad de la tardanza de los Organismos oficiales en la tramitación de los correspondientes permisos. Una vez que se consigan estos permisos, dará la orden de comenzar las obras.

La Dirección Técnica y Facultativa de las obras recibirá por parte del contratista de las mismas, todo clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y ensayos, así como para las inspecciones de la mano de obra en todos los trabajos, con objeto de comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas en este pliego.

Cualquier modificación que se quiera realizar a este proyecto por parte de la propiedad o del contratista de la instalación, deberá ser comunicada a la Dirección Facultativa, que denegará o autorizará según proceda.

Corresponde a la Dirección Técnica y Facultativa de la obra, determinar si los materiales cumplen con las condiciones exigidas, para lo cual el instalador, será obligado a presentar muestras o pruebas de los materiales empleados. La Dirección Técnica y Facultativa podrá rechazar y en su caso ordenar la sustitución de aquellos materiales que no satisfacen las condiciones requeridas en este pliego, atendándose el contratista a los sobre el particular ordene la dirección Facultativa.



## 1.6 EMPRESA INSTALADOR AUTORIZADA

Los Reglamentos Técnicos de Seguridad establecen la obligatoriedad de que las instalaciones sean realizadas por instaladores autorizados o por empresas autorizadas, y en concreto en lo que se refiere a las instalaciones eléctricas dicha obligatoriedad viene expresada en la siguiente reglamentación:

- Instrucción MI BT 040 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), Decreto del Ministerio de Industria 2413/1973 de 20 de septiembre, así como Instrucciones complementarias y hojas interpretativas.
- Orden de 28 de junio de 1996, de la Consejería de Industria, Comercio y Turismo, por la que se establecen las condiciones que deberán de cumplir las empresas instaladoras y conservadoras o mantenedoras de instalaciones de alta tensión.
- Orden de 1 de marzo de 1985, de la Consejería de Industria, Energía y Trabajo sobre unificación del procedimiento de obtención de carnets, y condiciones de las empresas instaladoras.

## 1.7 CONTRATISTA

Toda la obra se ejecutará con estricta sujeción al proyecto que sirve de base a la Contrata, a este Pliego de Condiciones y a las órdenes e instrucciones que se dicten por el Ingeniero Director o ayudantes delegados. El orden de los trabajos será fijado por ellos, señalándose los plazos prudenciales para la buena marcha de la obras.

El Contratista habilitará por su cuenta los caminos, vías de acceso, etc, así como una caseta en la obra donde figuren en las debidas condiciones los documentos esenciales del proyecto, para poder ser examinados en cualquier momento. Igualmente permanecerá en la obra bajo custodia del Contratista un "libro de órdenes", para cuando lo juzgue conveniente la Dirección dictar las que hayan de extenderse, y firmarse el "enterado" de las mismas por el Jefe de obra. El hecho de que en dicho libro no figuren redactadas las órdenes que detalladamente tiene la obligación de cumplir el Contratista, de acuerdo con lo establecido en el "Pliego de Condiciones" de la Edificación, no supone eximente ni atenuante alguno para las responsabilidades que sean inherentes al Contratista.

La dirección Facultativa será la única que posee potestad para variar cualquier apartado técnico reflejado en este proyecto.

La Dirección Técnica y con cualquier parte de la obra ejecutada que no esté de acuerdo con el presente Pliego de Condiciones o con las Instrucciones dadas durante su marcha podrá ordenar:



- Su inmediata demolición o su sustitución hasta quedar, a su juicio, en las debidas condiciones, o alternativamente, aceptar la obra con la depreciación que estime oportuna, en su valoración.

Igualmente se obliga a la Contrata a demoler aquellas partes en que se aprecie la existencia de vicios ocultos, aunque se hubieran recibido provisionalmente.

Son obligaciones generales del Contratista las siguientes:

- Verificar las operaciones de replanteo y nivelación, previa entrega de las referencias por la Dirección de la Obra.
- Firmar las actas de replanteo y recepciones.
- Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas, sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación.
- Ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este pliego.
- Firmar las actas de replanteo y recepciones.
- Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas, sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación.
- Ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este pliego.
- El Contratista no podrá subcontratar la obra total o parcialmente, sin autorización escrita de la Dirección, no reconociéndose otra personalidad que la del Contratista o su apoderado.
- El Contratista se obliga, asimismo, a tomar a su cargo cuanto personal necesario a juicio de la Dirección Facultativa.
- El Contratista no podrá, sin previo aviso, y sin consentimiento de la Propiedad y Dirección Facultativa, ceder ni traspasar sus derechos y obligaciones a otra persona o entidad.
- Son de exclusiva responsabilidad del Contratista, además de las expresadas las de:
  - Todos los accidentes que por inexperiencia o descuido sucedan a los operarios, tanto en la construcción como en los andamios, debiendo atenerse a lo dispuesto en la legislación vigente sobre accidentes de trabajo y demás preceptos, relacionados con la construcción, régimen laboral, seguros, subsidiarios, etc..
  - El cumplimiento de las Ordenanzas y disposiciones Municipales en vigor. Y en general será responsable de la correcta ejecución de las obras que haya contratado, sin derecho a indemnización por el mayor precio que pudieran costarle los materiales o por erradas maniobras que cometiera, siendo de su cuenta y riesgo los perjuicios que pudieran ocasionarse.



## 2. PLIEGO DE CONDICIONES DE ÍNDOLE LEGAL Y ECONÓMICA

---

### 2.1 SEGURO DE OBRA

Con anterioridad al comienzo de la obra, el contratista procederá a asegurarla ante posibles daños que se pudieran producir durante su ejecución.

### 2.2 PLAZO DE EJECUCIÓN

Las obras deberán quedar total y absolutamente terminadas en el plazo que se fije en la adjudicación a contar desde igual fecha que en el caso anterior. No se considerará motivo de demora de las obras la posible falta de mano de obra o dificultades en la entrega de los materiales.

### 2.3 COMIENZO DE LA OBRA

El contratista fijará en todo momento a los planos del proyecto, tanto en dimensiones como características, siendo inspeccionadas y aprobadas las mismas por la Dirección de Obra.

### 2.4 SANCIONES POR DEMORAS

Si el Constructor, excluyendo los casos de fuerza mayor, no tuviese perfectamente concluidas la obras y en disposición de inmediata utilización o puesta en servicio, dentro del plazo previsto en el artículo correspondiente, la propiedad oyendo el parecer de la Dirección Técnica, podrá reducir de las liquidaciones, fianzas o emolumentos de todas clases que tuviese en su poder las cantidades establecidas según las cláusulas del contrato privado entre Propiedad y Contrata.

### 2.5 REPLANTEO

El Director de la obra auxiliado por el personal técnico de la empresa encargada de la ejecución, procederá al replanteo general de la obra.



## 2.6 TRABAJOS NO EXPRESADOS

Aun cuando no venga expresamente indicadas en este Proyecto, se entienden incluidas todas las obras necesarias para la buena ejecución de la obra.

## 2.7 OBRAS DE REFORMA Y MEJORA

Si por decisión de la Dirección Técnica se introdujesen mejoras, presupuesto adicional o reformas, el Constructor queda obligado a ejecutarlas, con la baja correspondiente conseguida en el acto de la adjudicación, siempre que el aumento no sea superior al 10% del presupuesto de la obra.

## 2.8 ORDENES DE OBRA

El Director de la obra impactará las órdenes que considere necesarias para el desarrollo de la obra, por escrito en el Libro de Órdenes correspondiente que se entregará al contratista al principio de la obra.

Las reclamaciones del contratista se expondrán al director de la obra por escrito.

## 2.9 TRABAJOS DEFECTUOSOS

El Contratista, como es natural, debe emplear los materiales que cumplan las condiciones generales exigidas en el Pliego de Condiciones Generales de índole técnica del “Pliego de Condiciones” y realizará todos los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado en dicho documento, y en los demás que se recogen en este Pliego.

Por ello y hasta que tenga lugar la recepción definitiva de la instalación, el Contratista es el único responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en estos pueda existir, por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que se pueda servir de excusa, ni le otorgue derecho alguno, la circunstancia de que por el Ingeniero Director o sus auxiliares, no se le haya llamado la atención sobre el particular, ni tampoco el hecho de que le hayan sido valoradas las certificaciones parciales de obra, que siempre se supone que se extienden y abonan a buena cuenta. Así mismo será de su responsabilidad la correcta conservación de las diferentes partes de la obra, una vez ejecutadas, hasta su entrega.



En caso de reiteración en la ejecución de unidades defectuosas, o cuando estas sean de gran importancia, la Propiedad podrá optar, previo asesoramiento de la Dirección Facultativa, por la rescisión de contrato sin perjuicio de las penalizaciones que pudiera imponer a la Contrata en concepto de indemnización.

## 2.10 VICIOS OCULTOS

Si el Director de Obra tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo y antes de la recepción definitiva, las demoliciones que crea necesarias para reconocer los trabajos que crea defectuosos.

Los gastos de demolición y reconstrucción que se ocasionan, serán de cuenta del Contratista, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrario, correrán a cargo del propietario.

## 2.11 RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez terminada la totalidad de las obras, se procederá a la recepción provisional, para la cual será necesaria asistencia de un representante de la Propiedad, del Director de las obras y del Contratista o su representante. Del resultado de la recepción se extenderá un acta por triplicado, firmada por los tres asistentes legales antes indicados.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se especificarán en la misma los defectos observados, así como las instrucciones al Contratista, que la Dirección Técnica considere necesarias para remediar los efectos observados, fijándose un plazo para subsanarlo, expirando el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento en idénticas condiciones, a fin de proceder de nuevo a la recepción provisional de la obra.

En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

Si el Contratista no hubiese cumplido, se considerará rescindida la Contrata con pérdidas de fianza, a no ser que se estime conveniente se le conceda un nuevo e improrrogable plazo.

Será condición indispensable para proceder a la recepción provisional la entrega por parte de la Contrata a la Dirección Facultativa de la totalidad de los planos de obra generales y de las instalaciones realmente ejecutadas, así como sus permisos de uso correspondientes.



## 2.12 PLAZO DE GARANTÍA

Es el plazo de tiempo que va desde la recepción provisional y la definitiva, durante la que el contratista responde de los posibles vicios que no se hubieran manifestado antes de la recepción provisional.

El plazo de garantía de las obras terminadas se fijará en el contrato de Obra, transcurrido el cual se efectuará la recepción definitiva de las mismas, que, de resolverse favorablemente, relevará al Constructor de toda responsabilidad de conservación, reforma o reparación.

Caso de hallarse anomalías u obras defectuosas, la Dirección Técnica concederá un plazo prudencial para que sean subsanadas y si a la expiración del mismo resultase que aun el Constructor no hubiese cumplido su compromiso, se rescindiré el contrato, con pérdida de la fianza, ejecutando la Propiedad de las reformas necesarias con cargo a la citada fianza.

## 2.13 CONSERVACIÓN PROVISIONAL DE LAS OBRAS

Los gastos de conservación durante el plazo de garantía, comprendido entre la recepción parcial y la definitiva correrán a cargo del Contratista. En caso de duda será juez imparcial, la Dirección Técnica de la Obra, sin que contra su resolución quede ulterior recurso.

## 2.14 RECEPCIÓN DEFINITIVA

Finalizado el plazo de garantía se procederá a la recepción definitiva, con las mismas formalidades de la provisional. Si se encontraran las obras en perfecto estado de uso y conservación, se darán por recibidas definitivamente y quedará el Contratista relevado de toda responsabilidad administrativa quedando subsistente la responsabilidad civil según establece la Ley.

En caso contrario se procederá de idéntica forma que la preceptuada para la recepción provisional, sin que el Contratista tenga derecho a percepción de cantidad alguna en concepto de ampliación del plazo de garantía y siendo obligación suya hacerse cargo de los gastos de conservación hasta que la obra haya sido recibida definitivamente.



### 3. ESPECIFICACIONES QUE DEBEN SATISFACER LOS MATERIALES Y EQUIPOS

#### 3.1 GENERALIDADES

Los materiales empleados para la ejecución de este proyecto serán de primera calidad y se ajustarán a las normas de este Pliego de Condiciones, tanto en lo que se refiera a sus características técnicas de fabricación, como a su instalación, debiendo cumplir las prescripciones particulares que señala el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión para cada tipo de material, las Normas NTE IEB del Ministerio de la Vivienda, y las normas de la Compañía Suministradora en que se refiere a aquellos materiales que sirven de unión en la red.

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

#### 3.2 INSTALACIÓN ELÉCTRICA LÍNEA MEDIA TENSIÓN

##### 3.2.1 Generalidades

Los materiales empleados para la ejecución práctica de este proyecto serán de primera calidad y se ejecutarán a las normas de este Pliego de Condiciones, tanto en lo que se refiera a sus características técnicas de fabricación, como a su instalación, debiendo cumplir las prescripciones particulares que señala el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión para cada tipo de material, las Normas NTE del Ministerio de la Vivienda, y las normas de la Compañía Suministradora, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN S.A.U, en lo que se refiere a aquellos materiales que sirven de unión en la red.

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.



### 3.2.2 Conductores

Los conductores que se emplearán son de aluminio-acero, escogidos de los contemplados en la Norma NI 54.63.02 (estos a su vez han sido seleccionados de los que recoge la norma UNE 21018). Sus caracteres principales se indican en la tabla 17 de la memoria descriptiva.

### 3.2.3 Aisladores

Los aisladores empleados en las cadenas de suspensión o amarre serán de vidrio, cumpliendo estos últimos las especificaciones de la Norma NI.48.10.01.

Los diferentes herrajes se denominan de acuerdo con el criterio establecido en la Norma Iberdrola, y sus características y ensayos de comprobación, deberán cumplir lo especificado en las Normas UNE 21006 y 21009.

Los niveles de aislamiento correspondientes a la tensión más elevada de la línea, superarán las prescripciones reglamentarias reflejadas en el art. 24 del R.L.A.T.

- Tensión más elevada (kV eficaces).....24
- Tensión de ensayo al choque (kV cresta).....125
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial (kV eficaces)..... 50

### 3.2.4 Apoyos

Los apoyos de alineación serán de hormigón armado vibrado con un esfuerzo máximo de 630 daN. Cumplen la Norma NI.52.04.01.

Las crucetas correspondientes a los apoyos de hormigón serán metálicas tipo B200 (HV) y cumplirán la Norma NI.52.30.22.

Los apoyos de anclaje de principio y final de línea, serán metálicos, tipo celosía C-3000. Según la Norma NI.10.01.

Las crucetas correspondientes a los apoyos metálicos serán metálicas tipo BP-20 y cumplirán la Norma NI.52.30.22.

La tortillería para los ensambles será de calidad mínima 5.6, dimensionada según UNE (DIN 7990).

Todos los materiales féreos irán galvanizados en caliente según UNE 21006.



Los apoyos se conectarán a tierra teniendo presente lo que al respecto se especifica en el art. 12 apartados 6 y art. 26 del R.L.A.T.

Las cimentaciones de los apoyos metálicos y de hormigón armado serán en todo los casos de hormigón en masa de un solo bloque.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situada a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 m.

### **3.2.5 Herrajes**

Serán del tipo indicado en el Proyecto. Todos estarán galvanizados.

Los herrajes para las cadenas de suspensión y amarre cumplirán con la Norma MT.2.23.15

En donde sea necesario adoptar disposiciones de seguridad se emplearán varillas preformadas de acuerdo con la Recomendación UNESA 6617.

### **3.2.6 Dispositivos de maniobra y sistemas de protección**

#### **3.2.6.1 Dispositivos de maniobra**

En el caso de que se instalen dispositivos de maniobra en algún punto de línea, se utilizarán seccionadores unipolares accionables con pértiga que se ajustarán a lo indicado en la Norma NI.74.51.01. Estos seccionadores de intemperie estarán siempre situados a una altura del suelo, superior a cinco metros, que los haga inaccesibles en condiciones normales y se montarán de tal forma que no puedan cerrarse por gravedad. Sus características serán las adecuadas a la intensidad máxima del circuito donde hayan de instalarse.

#### **3.2.6.2 Sistemas de protección**

Protección contra sobreintensidades: se instalarán cortacircuitos fusibles en la derivación de la línea de enlace que alimenta la instalación fotovoltaica, debiéndose cumplir las condiciones impuestas en el Apartado 4.2.3.c de la instrucción MIE RAT 09. Estos fusibles y sus bases se adecuarán a lo especificado en la Norma NI.75.06.11 para fusibles de expulsión y tendrán una capacidad de corte acorde a las necesidades de instalación.

Protección contra sobretensiones: La protección contra sobretensiones en alta tensión se realizará mediante la instalación de pararrayos, según Normativa NI.75.30.11 y la guía de aplicación de pararrayos UNESA (actualmente en tramitación).



### 3.2.7 Toma de tierra

En el plano correspondiente se indica la forma de realización de la puesta a tierra del neutro. Los apoyos, tanto metálicos como de hormigón, se conectarán a tierra teniendo presente lo que al respecto se especifica en los art. 12.6 y 26 del R.L.A.T.

### 3.2.8 Amarre de línea aérea de M.T

No se amarrará la línea aérea de alimentación hasta que hayan transcurrido 15 días desde el hormigonado de la cimentación del apoyo, salvo indicación del Director de Obra.

### 3.2.9 Otros materiales

Los materiales no especificados anteriormente serán de marcas conocidas, preferentemente de fabricación española, a juicio del Ingeniero Director de la Obra, siempre del tipo más apropiado a las necesidades de la obra a realizar, objeto de este proyecto.

## 3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA CENTRO TRANSFORMACIÓN Y CENTRO DE INVERSORES

### 3.3.1 Aparamenta eléctrica

➤ Conductores de interconexión e MT

Para la conexión entre celdas de alta tensión y transformadores se emplearán conductores constituidos por cables de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE según la RU 3305 C y de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A.U.

En cualquier caso, las secciones mínimas necesarias de los cables, estarán de acuerdo con la potencia del transformador y corresponderán a las intensidades de corrientes máximas permanentes soportadas por los cables.

➤ Conductores de interconexión e MT

Los conductores de baja tensión estarán constituidos por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE y cumplirán con lo especificado en la RU 3305 D.



➤ Celdas de alta tensión

Se emplearán celdas compactas prefabricadas bajo envoltorio metálica, con corte en atmósfera de SF<sub>6</sub>, según la RU 6407 B y de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de IBERDROLA.

➤ Transformadores

Los transformadores serán trifásicos de clase B1B2. Sus características estarán de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de IBERDROLA y, cuando sean de aceite, cumplirán con la RU 5201 D. Lo mismo deberá cumplir los transformadores de SSAA de tipo B1.

➤ Cuadros de baja tensión

Para la distribución en baja tensión se emplearán cuadros modulares de acuerdo a las Especificaciones de Materiales de IBERDROLA.

### 3.3.2 Acometidas subterráneas

Los cables de alimentación subterránea entrarán en el centro, alcanzando la celda que corresponda, mediante un tubo de polietileno reticulado (XLPE) de alta densidad y color rojo. Los tubos serán de superficie interna lisa y exterior corrugada, siendo su diámetro exterior de 200 mm.

Después de colocados los cables se taponará el orificio de paso mediante una espuma autovulcanizable u otro medio similar que evite la entrada de roedores y no dañe la cubierta del cable.

Los conductores de alta tensión estarán constituidos por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE y cumplirán con lo especificado en la RU 3305 C.

### 3.3.3 Alumbrado

El alumbrado artificial, siempre obligatorio, será preferiblemente de incandescencia.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la media tensión y sin peligro para el operario.

Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso.



La instalación para el servicio propio de los centros de inversores y transformación llevará un interruptor diferencial de alta sensibilidad de acuerdo con la Norma UNE 20383.

### **3.3.4 Puestas a tierra**

Las puestas a tierra se realizarán en la forma indicada en el apartado 1.9 de la memoria de cálculo, debiendo cumplirse estrictamente lo referente a separación de circuitos, forma de constitución y valores deseados para las puestas a tierra.

Los conductores de cobre desnudo se ajustarán a la RU 3410 B.

## **3.4 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

### **3.4.1 Diseño del generador fotovoltaico**

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo. El cálculo de los paneles se refleja en el apartado 1.4 de la memoria de cálculo.

### **3.4.2 Sistema de monitorización**

En el caso de que la instalación dispongo de sistema de monitorización, proporcionará medidas en las siguientes variables:

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

### **3.4.3 Componentes y materiales**

#### **3.4.3.1 Generalidades.**

Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

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



El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

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

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

#### 3.4.3.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada.

El módulo fotovoltaico será de la marca ATERSA, modelo A-280 P de 280 W, llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

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

#### 3.4.3.3 Estructura soporte

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

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

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



El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

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

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

La estructura se calculará para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

#### 3.4.3.4 Inversores

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica y de la Marca INGETEAM INGECON SUN 1000 TL, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

#### 3.4.3.5 Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Según el ITC-BT 40, la caída de tensión total desde los generadores al punto de conexión con la red de distribución no puede superar el 1,5%.

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



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

#### 3.4.3.6 Puesta a tierra de la instalación

Todas las masas metálicas del campo fotovoltaico, estará conectada a una puesta a tierra independiente. Dicha puesta a tierra estará formada por un anillo de cobre de 50 mm<sup>2</sup> que rodea la instalación.

### 3.5 ADMISIÓN DE MATERIALES

Todos los materiales empleados en la obra serán de primera calidad y cumplirán los requisitos que se exigen en el presente pliego. El Director de Obra se reserva el derecho de rechazar aquellos materiales que no le ofrezcan las suficientes garantías.

Para aquellos materiales descritos en el presente pliego que estén sujetos a las diferentes Especificaciones de Materiales de IBERDROLA, bastará para su admisión verificar los Ensayos de Recepción indicados en las mismas. A saber:

- Aparamenta eléctrica.
- Conductores y terminales.
- Tubos de canalización.
- Edificios prefabricados de hormigón.
- Aparamenta eléctrica.
- Conductores y terminales.
- Tubos de canalización.
- Cintas de señalización en zanjas.

Para el resto de materiales, no se permitirá su empleo sin la previa aceptación por parte del Director de Obra. En este sentido, se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones. Para ello se tomará como referencia las distintas Recomendaciones UNESA, Normas UNE, Norma Básica de la Edificación, etc, que le sean de aplicación.



## 4. ESPECIFICACIONES DE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

### 4.1 OBRA CIVIL LÍNEA AÉREA DE MEDIA TENSIÓN

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

#### 4.1.1 Apertura de hoyos

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán lo más posible a las indicadas por el Director de Obra.

El Contratista tomará las disposiciones convenientes para dejar el menor tiempo posible abiertas las excavaciones, con objeto de evitar accidentes.

Las tierras sobrantes deberán ser extendidas si el propietario del terreno lo autoriza o retirarlas a vertedero en caso contrario.

Estas excavaciones se harán con pico y pala cuando las dimensiones de la cimentación así lo permitan, usándose el cazo y barra en caso contrario.

Se procurará no remover mucho el terreno ya que perderá consistencia.

Las paredes de los hoyos serán perpendiculares al terreno una vez nivelado el mismo.

#### 4.1.2 Transporte y acopio a pie de hoyo

El transporte se hará en condiciones tales que los puntos de apoyo de los postes con la caja del vehículo, queden bien promediados respecto a la longitud de los mismos.

Se evitarán las sacudidas bruscas durante el transporte.

En la carga y descarga de los vehículos se evitará toda clase de golpes o cualquier otra causa que pueda producir el agrietamiento de los mismos.

Por ninguna razón el poste quedará apoyado de plano, siempre su colocación será de canto para evitar en todo momento deformaciones y grietas.

Los apoyos no serán arrastrados, ni golpeados.

Desde el almacén de obra se transportarán con carros especiales o elementos apropiados al pie del apoyo.



Los estrobos a utilizar serán los adecuados para no producir daños en los apoyos.

El Contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al Director de Obra de las anomalías que se produzcan.

### 4.1.3 Cimentaciones

Las cimentaciones de los apoyos se realizarán de acuerdo con el Proyecto. Se empleará un hormigón cuya dosificación sea de 2200 Kg/m<sup>3</sup>.

El amasado del hormigón se hará siempre sobre chapas metálicas o superficies impermeables cuando se efectúe a mano o en hormigoneras cuando así sea posible, procurando que la mezcla sea lo más homogénea posible.

Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos de hormigón, los macizos de cimentación quedarán 10 cm como mínimo en terrenos normales,. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10 % como mínimo como vierte-aguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir a unos 30 cm bajo el nivel del suelo, y, en la parte superior de la cimentación, junto a la arista del apoyo que tenga la toma de tierra.

#### 4.1.3.1 Arena

Puede proceder de ríos, canteras, etc. Debe ser limpia y no contener impurezas arcillosas u orgánicas. Será preferible la que tenga superficie áspera y de origen cuarzoso, desechando la de procedencia de terrenos que contengan mica o feldespatos.

#### 4.1.3.2 Piedra

Podrá proceder de canteras o de graveras de río. Siempre se suministrará limpia. Sus dimensiones podrán estar entre 1 y 5 cm.

- Se prohíbe el empleo de revoltón, o sea, piedras y arena unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. En los apoyos metálicos, siempre previa autorización de Iberdrola o del Director de Obra, podrá utilizarse hormigón ciclópeo.



#### 4.1.3.3 Cementos

El cemento será de tipo Pórtland P-350. En el caso de terreno yesoso se empleará cemento puzolánico.

#### 4.1.3.4 Agua

Se empleará agua de río o manantial clasificada como aceptables por la práctica, quedando prohibido el empleo de aguas de ciénagas.

Deben rechazarse las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

#### 4.1.4 Protección de las superficies metálicas

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados por inmersión de zinc fundido, según recomendación de la Norma une correspondiente.

#### 4.1.5 Izado de apoyos

La operación de izado de los apoyos deberá realizarse de tal forma que ningún elemento sea solicitado excesivamente. En cualquier caso, los esfuerzos deben ser inferiores al límite elástico del material.

Se recomienda sean izados con pluma o grúa, evitando que el aparejo dañe las aristas o montantes del poste.

#### 4.1.6 Tendido, empalme, tensado y remencionado

##### 4.1.6.1 Herramientas

- Máquina de frenado del conductor

Dispondrá esta máquina de dos tambores en serie con canaladuras para permitir el enrollamiento en espiral del conductor.

Dichos tambores serán de aluminio, plástico, neopreno o cualquier otro material que será previamente aprobado por el Director de Obra.

La relación de diámetros entre tambores y conductor será fijada por el Director de Obra.



La bobina se frenará con el exclusivo fin de que no siga girando por su propia inercia por variaciones de velocidad en la máquina de frenado. Nunca debe rebasar valores que provoquen daños en el cable por el encrustamiento en las capas inferiores.

➤ Poleas de tendido del conductor

Para tender el conductor de aluminio-acero, las gargantas de las poleas serán de madera dura o aluminio en las que el ancho y profundidad de la garganta tendrán una dimensión mínima igual a vez y media el diámetro del conductor. No se emplearán jamás poleas que se hayan utilizado para tendidos en conductores de cobre. Su diámetro estará comprendido entre 25 y 30 veces el diámetro del conductor. La superficie de la garganta de las poleas será lisa y exenta de porosidades y rugosidades. No se permitirá el empleo de poleas que por el uso presenten erosiones o canaladuras provocadas por el paso de las cuerdas o cables piloto.

Se colgarán directamente de las crucetas del apoyo.

➤ Mordazas

Utilizará el Contratista mordazas adecuadas para efectuar la tracción del conductor que no dañe el aluminio ni al galvanizado del cable de acero cuando se aplique una tracción igual a la que determine la ecuación de cambio de condiciones a 0º C. Sin manguito de hielo ni viento. El apriete de la mordaza debe ser uniforme, y si es de estribos, el par de apriete de los tornillos debe efectuarse de forma que no se produzca un desequilibrio.

➤ Máquina de tracción

Podrá utilizarse como tal la trócola, el cabestrante o cualquier otro tipo de máquina de tracción que el Director de Obra estime oportuno, en función del conductor y de la longitud del tramo a tender.

➤ Dinamómetros

Será preciso utilizar dispositivos para medir la tracción del cable durante el tendido en los extremos del tramo, es decir, en la máquina de freno y en la máquina de tracción.

El dinamómetro situado en la máquina de tracción ha de ser de máxima y mínima con dispositivo de parada automática cuando se produzca una elevación anormal en la tracción de tendido.

➤ Giratorios

Se colocarán dispositivos de libre giro con cojinetes axiales de bolas o rodillos entre conductor y cable piloto para evitar que pase el giro de un cable a otro.



#### 4.1.6.2 Método de montaje

##### ➤ Tendido

Las operaciones de tendido no serán emprendidas hasta que hayan pasado 15 días desde la terminación de la cimentación de los apoyos de ángulo y anclaje, salvo indicación en contrario del Director de Obra.

Se ocupará el Contratista del estudio del tendido y elección de los emplazamientos del equipo y del orden de entrega de bobinas para conseguir que los empalmes queden situados, una vez tensado el conductor, fuera de los sitios que prohíbe la R.L.A.T.

La tracción de tendido de los conductores será, como máximo, la indicada en las tablas de tensado definitivo de conductores que corresponda a la temperatura existente en el conductor.

La tracción mínima será aquella que permita hacer circular los conductores sin rozar con los obstáculos naturales tales como tierra, que al contener ésta sales, se depositarán en el conductor, produciendo efectos químicos que deterioren el mismo. El anclaje de las máquinas de tracción y freno deberá realizarse mediante el suficiente número de puntos que aseguren su inmovilidad, aún en el caso de lluvia imprevista, no debiéndose nunca anclar estas máquinas a árboles u otros obstáculos naturales.

##### ➤ Tensado

El anclaje a tierra para efectuar el tensado se hará desde un punto lo más alejado posible y como mínimo a una distancia horizontal del apoyo doble de su altura, equivalente a un ángulo de  $150^\circ$  entre las tangentes de entrada y salida del cable en las poleas.

Se colocarán tensores de cable o varilla de acero provisionales, entre la punta de los brazos y el cuerpo del apoyo como refuerzo, en los apoyos desde los que se efectúe el tensado. Las poleas serán en dicho apoyo de diámetro adecuado, para que el alma del conductor no dañe el aluminio.

#### 4.1.7 Reposición del terreno

Las tierras sobrantes, así como los restos del hormigonado deberán ser extendidos, si el propietario del terreno lo autoriza, o retirados a vertedero, en caso contrario, todo lo cual será a cargo del Contratista.

Todos los daños serán por cuenta del Contratista, salvo aquellos aceptados por el Director de Obra.



#### 4.1.8 Numeración de apoyos. avisos de peligro eléctrico

Se numerarán los apoyos con pintura negra, ajustándose dicha numeración a la dada por el Director de Obra. Las cifras serán legibles desde el suelo.

La placa de señalización de “riesgo eléctrico” se colocará en el apoyo a una altura suficiente para que no se pueda quitar desde el suelo. Deberá cumplir las características señaladas en la Recomendación UNESA 0203.

#### 4.1.9 Puesta a tierra

Los apoyos de la línea deberán conectarse a tierra de un modo eficaz y siguiendo las instrucciones dadas en conforme a las reglas del arte.

### 4.2 OBRA CIVIL LÍNEA ENTERRADA DE MEDIA TENSIÓN

#### 4.2.1 Trazado

El trazado de las canalizaciones será lo más rectilíneo posible.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor, siendo este radio mínimo  $10(D + d)$  donde D es el diámetro exterior y d el diámetro del conductor.

#### 4.2.2 Apertura de zanjas

La excavación la realizará una empresa especializada, que trabaje con los planos de trazado suministrados por la Compañía.

Se procurará dejar un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. La tierra excavada y el pavimento, deben depositarse por separado. La planta de la zanja debe limpiarse de piedras agudas, que podrían dañar las cubiertas exteriores de los cables.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. La tierra excavada y el pavimento, deben depositarse por separado.

Las dimensiones de las zanjas serán, por lo general de 0,8 m de profundidad y 50 cm de anchura.



#### 4.2.2.1 Cable entubado.

Por lo general, deberá emplearse en lo posible este tipo de canalización.

Los tubos serán de polietileno (PE) de alta densidad de color rojo y 200 mm de diámetro.

En los cruzamientos los tubos estarán hormigonados en todo su recorrido y las uniones llevadas a cabo mediante los correspondientes manguitos.

Al construir la canalización con tubos se dejará una guía en su interior que facilite posteriormente el tendido de los mismos.

#### 4.2.3 Arquetas

Cuando se construyan arquetas, éstas serán de hormigón, siendo sus dimensiones las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. Se llevará a cabo lo establecido en el plano 12.

No se admitirán ángulos inferiores a 90° y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general los cambios de dirección se harán con ángulos grandes.

En la arqueta los tubos quedarán a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable los tubos se taponarán con yeso de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo. En el suelo o las paredes laterales se situarán puntos de apoyo de los cables y empalmes, mediante tacos o ménsulas.

Las arquetas serán registrables y, deberán tener tapas metálicas provistas de argollas o ganchos que faciliten su apertura.

Estas arquetas permitirán la presencia de personal para ayuda y observación del tendido y la colocación de rodillos a la entrada y salida de los tubos. Estos rodillos, se colocarán tan elevados respecto al tubo, como lo permite el diámetro del cable, a fin de evitar el máximo rozamiento contra él.

Las arquetas abiertas tienen que respetar las medidas de seguridad, disponiendo barreras y letreros de aviso. No es recomendable entrar en una arqueta recién abierta, aconsejándose dejar transcurrir 15 minutos después de abierta, con el fin de evitar posibles intoxicaciones de gases.



#### 4.2.4 Paralelismos

➤ Baja tensión

Los cables de Alta Tensión se pondrán colocar paralelos a cables de Baja Tensión, siempre que entre ellos haya una distancia no inferior a 25 cm. Cuando no sea posible conseguir esta distancia, se instalará uno de ellos bajo tubo.

➤ Alta tensión

La distancia a respetar en el caso de paralelismos de líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se colocará una de ellas bajo tubo.

➤ Cables de telecomunicación

En el caso de paralelismos entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. Siempre que los cables, tanto de telecomunicación como eléctricos, vayan directamente enterrados, la mínima distancia será de 20 cm. Cuando esta distancia no pueda alcanzarse, deberá instalarse la línea de alta tensión en el interior de tubos con una resistencia mecánica apropiada.

En todo caso, en paralelismos con cables de comunicación, deberá tenerse en cuenta lo especificado por los correspondientes acuerdos con las compañías de telecomunicaciones. En el caso de un paralelismo de longitud superior a 500 m, bien los cables de telecomunicación o los de energía eléctrica, deberán llevar pantalla electromagnética.

➤ Agua, vapor, etc.

En el paralelismo entre los cables de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de 0,20 m. Si no se pudiera conseguir esta distancia, se instalarán los cables dentro de los tubos de resistencia mecánica apropiada.

Siempre que sea posible, en las instalaciones nuevas la distancia en proyección horizontal entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas colocadas paralelamente entre sí no debe ser inferior a:

- 3 m en el caso de conducciones a presión máxima igual o superior a 25 atm; dicho mínimo se reduce a 1 m en el caso en que el tramo de paralelismo sea inferior a 100 m.
- 1 m en el caso de conducciones a presión máxima inferior a 25 atm.

➤ Alcantarillado

En los paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado, se mantendrá una distancia mínima de 50 cm, protegiéndose adecuadamente los cables cuando no pueda conseguirse esta distancia.



#### 4.2.5 Cruzamientos con otros servicios

➤ Baja tensión

En el caso de los cruzamientos entre dos líneas eléctricas subterráneas directamente enterradas la distancia mínima a respetar será de 0,25 m. En caso de no poder conseguir esta distancia, se separarán los cables de Alta Tensión por medio de tubos.

➤ Alta tensión

La distancia a respetar entre líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, la nueva línea irá entubada.

➤ Con cables de telecomunicación

En los cruzamientos con cables de telecomunicación, los cables de energía eléctrica se colocarán en tubos o conductos de resistencia mecánica apropiada a una distancia mínima de la canalización de telecomunicación de 20 cm. En todo caso, cuando el cruzamiento sea con cables telefónicos deberá tenerse en cuenta lo especificado por el correspondiente acuerdo con la empresa de telecomunicación.

➤ Agua, vapor, etc.

El cruzamiento entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas no debe efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la misma conducción metálica.

La distancia mínima entre la generatriz del cable de energía y la de la conducción metálica no debe ser inferior a 0,20 m. En caso de no conseguirse la citada distancia, deberá instalarse el cable de alta tensión en tubos de adecuada resistencia mecánica.

➤ Alcantarillado

En los cruzamientos de cables eléctricos con conducciones de alcantarillado deberá evitarse el ataque de la bóveda de la conducción.

#### 4.2.6 Transporte de bobinas de cables

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Las bobinas de cable se transportarán siempre de pie y nunca tumbadas sobre una de las tapas.



Cuando las bobinas se colocan llenas en cualquier tipo de transportador, éstas deberán quedar en línea, en contacto una y otra y bloqueadas firmemente en los extremos y a lo largo de sus tapas.

El bloqueo de las bobinas se debe hacer con tacos de madera lo suficientemente largos y duros con un total de largo que cubra totalmente el ancho de la bobina y puedan apoyarse los perfiles de las dos tapas. Las caras del taco tienen que ser uniformes para que las duelas no se puedan romper dañando entonces el cable.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado; asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde un camión o remolque. Cuando se desplace la bobina por tierra rodándola, habrá que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

Cuando las bobinas deban trasladarse girándolas sobre el terreno, debe hacerse todo lo posible para evitar que las bobinas queden o rueden sobre un suelo u otra superficie que sea accidentada.

Esta operación será aceptable únicamente para pequeños recorridos.

#### **4.2.7 Tendido de cables**

La bobina de cable se colocará en el lugar elegido de forma que la salida del cable se efectúe por su parte superior y emplazada de tal forma que el cable no quede forzado al tomar la alimentación del tendido.

Para el tendido la bobina estará siempre elevada y sujeta por gatos mecánicos y una barra, de dimensiones y resistencia apropiada al peso de la bobina.

La base de los gatos será suficientemente amplia para que garantice la estabilidad de la bobina durante su rotación. Al retirar las duelas de protección se cuidará hacerlo de forma que ni ellas, ni el elemento empleado para enclavarla, pueden dañar el cable.

Cuando los cables se tiendan a mano los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable.

Se distanciarán entre sí de acuerdo con las características del cable, peso y rigidez mecánica principalmente, de forma que no permitan un vano pronunciado del cable entre rodillos contiguos, que daría lugar a ondulaciones perjudiciales.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles; deberá hacerse siempre a mano.



Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de zanja, siempre bajo vigilancia del Director de Obra.

Cuando la temperatura ambiente sea inferior a cero grados no se permitirá hacer el tendido del cable debido a la rigidez que toma el aislamiento. El cable puede calentarse antes de su tendido almacenando las bobinas durante varios días en un local caliente o se exponen a los efectos de elementos calefactores o corrientes de aire caliente situados a una distancia adecuada. Las bobinas han de girarse a coros intervalos de tiempo, durante el precalentamiento. El cable ha de calentarse también en la zona interior del núcleo. Durante el transporte se debe usar una lona para cubrir el cable. El trabajo del tendido se ha de planear cuidadosamente y llevar a cabo con rapidez, para que el cable no se vuelva a enfriar demasiado.

El cable se puede tender desde el vehículo en marcha, cuando hay obstáculos en la zanja o en las inmediaciones de ella.

La zanja en toda su longitud deberá estar cubierta con una capa de arena fina de unos 10 cm en el fondo antes de proceder al tendido del cable. En el caso de instalación entubada, podrá reducirse a 5 cm.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares, cada dos metros envolviendo las tres fases, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Nunca se pasarán dos circuitos, bien cables tripolares o bien unipolares, por un mismo tubo.

Una vez tendido el cable de los tubos se tapanán de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.

#### **4.2.8 Protección mecánica**

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y por choque de herramientas metálicas. Para ello se colocará una placa de PVC RU 0206 A lo largo de la longitud de la canalización, cuando esta no esté entubada.

#### **4.2.9 Señalización**

Todo cable o conjunto de cables debe estar señalado por una cinta de atención de acuerdo con la Recomendación UNESA 0205 colocada como mínimo a 0,20 m por encima de la placa. Cuando los cables o conjuntos de cables de categorías de tensión diferentes estén superpuestos, debe colocarse dicha cinta encima de cada uno de ellos.

Estas cintas estarán de acuerdo con lo especificado en la Norma UEFE 1.4.02.02.



#### 4.2.10 Identificación

Los cables deberán llevar marcas que indiquen el nombre del fabricante, el año de fabricación y sus características.

#### 4.2.11 Cierre de zanjas

Una vez colocadas al cable las protecciones señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el tipo de tierra y en las tongadas necesarias para conseguir un portor del 95%. Procurando que las primeras capas de tierra por encima de los elementos de protección estén exentas de piedras o cascotes, para continuar posteriormente sin tanta escrupulosidad. De cualquier forma debe tenerse en cuenta que una abundancia de pequeñas piedras o cascotes puedan elevar la resistividad térmica del terreno y disminuir con ella la posibilidad de transporte de energía del cable.

El Contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y, por lo tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

#### 4.2.12 Puesta a tierra

Todas las plantillas de los cables deben ser puestas a tierra en los extremos de cada cable y en los empalmes, con objeto de disminuir la resistencia global a tierra.

Si los cables son unipolares o las plantillas en M.T. están aisladas con una cubierta no metálica, la puesta a tierra puede ser realizada en un solo extremo, con tal de que en el otro extremo y en conexión con el pararrayos convenga tomar alguna de las precauciones siguientes:

- Interconexión entre la bajada del pararrayos y las envueltas metálicas de los cables.
- Distancia mínima de 0,50 m entre el conductor de toma de tierra del pararrayos y cables o bien interposición entre ellos de elementos aislantes.

#### 4.2.13 Tensiones transferidas en M.T

Con motivo de un defecto a masa lejano y con objeto de evitar la transmisión de tensiones peligrosas en el tendido de cables por galería, las pantallas metálicas de los cables se pondrán a tierra al realizar cada una de las cajas de empalme y en las cajas terminales.



### 4.3 OBRA CIVIL CENTRO TRANSFORMACIÓN

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

#### 4.3.1 Emplazamiento

El lugar elegido para la construcción del centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo, concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesos al centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones.

En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo a 0,20 m por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al centro debe proporcionársele una estanqueidad perfecta hasta dicha cota. El local que contiene el centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

#### 4.3.2 Losa de cimentación

Se efectuará una losa de cimentación corrida para las tres envolventes prefabricadas, según se recoge en el plano 6.

#### 4.3.3 Edificios prefabricados de hormigón

Los distintos edificios prefabricados de hormigón se ajustarán integradamente a las distintas Especificaciones de Materiales de IBERDROLA, verificando su diseño los siguientes puntos:

- Los suelos estarán previstos para las cargas fijas y rodantes que implique el material.
- También se preverán los agujeros de empotramiento para herrajes del equipo eléctrico. Asimismo se tendrán en cuenta los pozos de aceite, sus conductos de drenaje, las tuberías para conductores de tierra, registros para las tomas de tierra y canales para los cables A.T. y B.T. En los lugares de paso, estos canales estarán cubiertos por losas amovibles.
- Los muros prefabricados de hormigón podrán estar constituidos por paneles convenientemente ensamblados, o bien formando un conjunto con la cubierta y la solera, de forma que se impida totalmente el riesgo de filtraciones.
- La cubierta estará debidamente impermeabilizada de forma que no quede comprometida su estanqueidad, ni haya riesgo de filtraciones. Su cara interior podrá quedar como resulte después del desencofrado. No se efectuará en ella ningún empotramiento que comprometa su estanqueidad.



- El acabado exterior del centro será normalmente liso y preparado para ser recubierto por pinturas de la debida calidad y del color que mejor se adapte al medio ambiente.
- La cubierta estará calculada para soportar la sobrecarga que corresponda a su destino, para lo cual se tendrá en cuenta lo que al respecto fija la Norma UNE-EN 61330.
- Las puertas de acceso al centro de transformación desde el exterior cumplirán íntegramente lo que al respecto fija la Norma UNE- EN 61330.

#### 4.3.4 Evacuación y extinción del aceite aislante

Las paredes y techos de las celdas que han de alojar aparatos con baño de aceite, deberán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Con el fin de permitir la evacuación y extinción del aceite aislante, se preverán pozos con revestimiento estanco, teniendo en cuenta el volumen de aceite que pueda recibir. En todos los pozos se preverán apagafuegos superiores, tales como lechos de guijarros de 5 cm de diámetro aproximadamente, sifones en caso de varios pozos con colector único, etc. Se recomienda que los pozos sean exteriores a la celda y además inspeccionables.

#### 4.3.5 Ventilación

Los locales estarán provistos de ventilación para evitar condensación y, cuando proceda, refrigerar los transformadores y demás equipos que componen las envolventes.

En el presente proyecto se recurrirá a la ventilación forzada mediante sendos extractores, como se recoge en el apartado 2.3 de la memoria de cálculo.

Cuando se trate de ubicaciones de superficie, se empleará una o varias tomas de aire del exterior, situadas a 0,20 m del suelo como mínimo, y en la parte opuesta una o varias salidas, situadas lo más altas posible.

En ningún caso las aberturas darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores corrosivos, líquidos, gases, vapores o polvos inflamables.

Todas las aberturas de ventilación estarán dispuestas y protegidas de tal forma que se garantice un grado de protección mínimo de personas contra el acceso a zonas peligrosas, contra la entrada de objetos sólidos extraños y contra la entrada de agua IP23D según Norma UNE-EN 61330.



### 4.3.6 Arquetas

Se instalarán arquetas para la entrada de los cables de B.T y salida de M.T sobre los centros de inversores y transformación. Las pautas a seguir son similares a las establecidas para la línea subterránea en M.T.

## 4.4 RECEPCIÓN DE OBRA LÍNEA AÉREA MEDIA TENSIÓN

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra.

En la recepción de la instalación de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

### 4.4.1 Calidad de cimentaciones

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de probetas de hormigón de forma cilíndrica de 15 cm. de diámetro y 30 cm. de altura, con objeto de someterlas a ensayos de compresión. El Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad.

### 4.4.2 Tolerancias de ejecución

Si "D" representa la distancia, expresada en metros, entre ejes de un apoyo y el de ángulo más próximo, la desviación en alineación de dicho apoyo y la alineación real, debe ser inferior a  $(D/100) + 10$ , expresada en centímetros.

Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la línea en relación a su situación prevista.

No debe suponerse aumento en la altura del apoyo. Las distancias de los conductores respecto al terreno deber permanecer como mínimo a las previstas en el Reglamento.

Verticalidad de los apoyos. En los apoyos de alineación se admite una tolerancia del 0,2% sobre la altura de apoyo.



#### **4.4.3 Tolerancias de utilización**

En el caso de aisladores no suministrados por el Contratista, la tolerancia admitida de elementos estropeados es de 1,5%.

La cantidad de conductor a cargo del Contratista se obtiene multiplicando el peso del metro de conductor por la suma de las distancias reales medidas entre los ejes de los pies de apoyos, aumentadas en un 5%, cualquiera que sea la naturaleza del conductor, con objeto de tener así en cuenta las flechas, puentes, etc.

#### **4.4.4 Aislamiento**

Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento el conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.

#### **4.4.5 Ensayo dieléctrico**

Todo material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá haber soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además de todo el equipo eléctrico M.T. deberá soportar durante un minuto, sin perforación la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

#### **4.4.6 Instalación de puesta a tierra**

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado de resistencia de los circuitos de tierra.

### **4.5 RECEPCIÓN DE OBRA LÍNEA ENTERRADA MEDIA TENSIÓN**

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra. En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la resistencia de la toma de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.



El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

#### **4.6 RECEPCIÓN DE OBRA CENTRO DE INVERSORES Y CENTRO TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO**

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la Obra.

En la recepción de la instalación se incluirán los siguientes conceptos:

##### **4.6.1 Aislamiento**

Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento del conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.

##### **4.6.2 Ensayo dieléctrico**

Todo el material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá hacer soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además todo el equipo eléctrico M.T. deberá soportar durante un minuto, sin perforación ni contorneamiento, la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

##### **4.6.3 Instalación de puesta a tierra**

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado y resistencia de los circuitos de tierra.



#### 4.6.4 Regulación y protecciones

Se comprobará el buen estado de funcionamiento de los relés de protección y su correcta regulación, así como los calibres de los fusibles.

#### 4.6.5 Transformadores

Se medirá la acidez y rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores.

### 4.7 RECEPCIÓN Y PRUEBAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica.

No obstante el instalador realizará las siguientes pruebas:

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

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.



## 5. CONTRATO DE MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Deberá realizarse un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo, incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

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

➤ **Mantenimiento preventivo:**

Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Incluirá al menos una visita semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

➤ **Mantenimiento correctivo**

Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- Visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento, pudiendo no estar incluidas la mano de obra y las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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



## 6. GARANTÍA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

➤ Condiciones:

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será socorrida si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

➤ Plazo:

El plazo de garantía de los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje, será de 5 años, excepto los módulos fotovoltaicos e inversores cuya garantía será la fijada por el fabricante.

➤ Anulación de Garantía:

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

Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García



# DOCUMENTO V: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD



## 1. OBJETO

---

El presente Estudio Básico de Seguridad tiene por objeto, de acuerdo con el Real Decreto 337/2010 de 19 de marzo, precisar las normas de seguridad y salud aplicables a las obras contempladas en el presente proyecto.

Este estudio servirá de base para que el Técnico designado por la empresa adjudicataria de la obra pueda realizar el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y completarán las previsiones contenidas en este estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la obra, así como la propuesta de medidas alternativas de prevención, con la correspondiente justificación técnica y sin que ello implique disminución de los niveles de protección previstos y ajustándose en todo caso a lo indicado al respecto en el R.D. 337/2010 sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

## 2. METODOLOGÍA

---

A tal efecto se llevará a cabo una exhaustiva identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello.

Del mismo modo se hará una relación de los riesgos laborales que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos. Tales riesgos irán agrupados por “Factores de Riesgo” asociados a las distancias operaciones a realizar durante la ejecución de la obra.

## 3. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN TAREAS

---

Las diferentes tareas a realizar durante la ejecución de una obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, se puede dividir su ejecución en los siguientes apartados, línea aérea de Media Tensión, línea enterrada de Media Tensión, Centro de inversores y Centro de Transformación en Edificios Prefabricados y Planta Solar fotovoltaica propiamente dicha, cada uno de los apartados lleva consigo una serie de factores de riesgo:

### 1. Línea Aérea De Media Tensión:



- Transporte de materiales
- Trabajos en altura (apoyos)
- Cercanía a instalaciones de Media Tensión
- Izado de apoyos
- Cimentación de apoyos
- Tensado de conductores
- Trabajos en tensión
- Puesta en servicio en frío
- Puesta en servicio en tensión

## **2. Línea Enterrada Media Tensión:**

- Transporte de materiales
- Apertura de zanjas
- Cercanía a instalaciones de Media Tensión
- Canalización de la línea
- Trabajos en tensión
- Puesta en servicio en frío
- Puesta en servicio en tensión

## **3. Centros de inversores y Centro de Transformación:**

- Manipulación y transporte de materiales
- Operaciones y trabajos en altura
- Trabajos en el interior de los centros
- Puesta en servicio en frío

## **4. Planta Solar Fotovoltaica:**

- Organización de la Parcela
- Movimiento de Tierras
- Saneamiento y Abastecimiento
- Cimentación
- Albañilería
- Carpintería metálica
- Pintura
- Trabajos con y sin tensión
- Recepción de maquinaria

### **3.1 LÍNEA AÉREA MEDIA TENSIÓN**



### 3.1.1 Factor de riesgo: transporte de materiales

Es el riesgo derivado del transporte de los materiales en el lugar de ejecución de la obra.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de personas al mismo nivel Cortes Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y derrumbes Atrapamientos Confinamiento Condiciones ambientales y señalización	Inspección del estado del terreno Utilizar los pasos y vías existentes Limitar la velocidad de los vehículos Delimitación de puntos peligrosos (zanjas, pozos,...) Respetar zonas señalizadas y delimitadas Exigir y mantener orden Precaución en transporte de materiales

Protecciones individuales a utilizar:

- Guantes protección
- Cascos de seguridad
- Botas de seguridad

### 3.1.2 Factor de riesgo: trabajos en altura (apoyos)

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos en apoyos de líneas eléctricas (colocación de herrajes, cadenas de aislamiento, transformador de intemperie, etc.)

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de persona a distinto nivel Caída de objetos Desplomes cortes	Inspección del estado del terreno y del apoyo (observando, pinchando y golpeando el apoyo o empujándolo perpendicularmente a la línea) Ascenso y descenso con medios y métodos seguros (escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior. Uso del cinturón en ascenso y descenso. Uso de varillas adecuadas. Siempre tres puntos de apoyo...) Estancia en el apoyo utilizando el cinturón, evitando posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados. Utilizar bolsa portaherramientas y cuerda de servicio. Delimitar y señalar la zona de trabajo Llevar herramientas atadas a la muñeca. Cuerdas y poleas (si fuera necesario) para subir y bajar materiales. Evitar zona de posible caída de objeto Usar casco de seguridad.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
-------------------	---------------------



<p>Contactos eléctricos Carga física</p>	<p>En el punto de corte: Ejecución del Descargo Creación de la Zona Protegida En proximidad del apoyo Establecimiento de la Zona de Trabajo Las propias de trabajos en proximidad (Distancias, Apantallamiento, Descargo...) si fueran necesarias. Evitar movimiento de conductores Interrupción de trabajos si así se considera por el Jefe de Trabajos. Amarre escaleras de ganchos con cadena de cierre. Para trabajos en horizontal amarre de ambos extremos. Utilizar siempre el cinturón amarrado a la escalera o a un cable fiador.</p>
--	--

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales,...). Detectores de ausencia de tensión. Equipos de puesta a tierra y en cortocircuito. Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos, botas de seguridad o de trabajo y casco.

### 3.1.3 Factor de riesgo: cercanía a instalaciones de media tensión

Es el riesgo derivado de las líneas de media tensión para las personas cuando se encuentran en proximidad de estas instalaciones:

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Caída de personas al mismo nivel Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y Derrumbes Choques y golpes Proyecciones Contactos eléctricos Arco eléctrico</p>	<p>En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad: - Colocación de barreras y dispositivos de balizamiento. - Zona de evolución de la maquinaria delimitada y señalizada. - Estimación de distancias por exceso. - Solicitar descargo cuando no puedan mantenerse distancias. - Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas. Cumplimiento de las disposiciones legales existentes (distancias, cruzamientos, paralelismos...) Puestas a tierra en buen estado: - Apoyos con interruptores, seccionadores...: conexión a tierra de las carcasas y partes metálicas de los mismos. - Tratamiento químico del terreno si hay que reducir la resistencia de la toma de tierra.</p>



RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Explosiones Incendios	- Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas. - Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten. - Solicitar el Permiso de Trabajos con Riesgos Especiales.

Protecciones colectivas a utilizar: Circuito de puesta a tierra, protección contra sobrecargas (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (pararrayos), señalización y delimitación.

Protecciones individuales a utilizar: Guantes, cascos y botas de seguridad.

### 3.1.4 Factor de riesgo: cimentación de los apoyos

Es el riesgo derivado de la cimentación del apoyo, tanto para las personas que están ejecutando la operación como para las personas que se encuentran en las proximidades.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y derrumbes Cortes Carga física Atrapamiento Confinamiento	Inspección del estado del terreno. Delimitar y señalizar la zona de trabajo, especialmente la que corresponde a la cimentación del apoyo. Extremar las precauciones durante la cimentación (proximidad de personas, manejo de herramientas manuales y mecánicas, etc.)

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (cinta delimitadora, señales,...). Bolsa portaherramientas.

Protecciones individuales a utilizar: Guantes de protección, casco de seguridad, botas de seguridad.

### 3.1.5 Factor de riesgo: tensado de conductores

Es el riesgo derivado de las operaciones relacionadas con el tensado de los conductores de la línea eléctrica, tanto para las personas que llevan a cabo dichas tareas, como para aquellas que se encuentran en las proximidades.



RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desplomes Cortes Carga física</p>	<p>Consolidación o arriostamiento del apoyo en caso de mal estado, duda o modificación de sus condiciones de equilibrio (corte de conductores) Ascenso y descenso con medios y métodos seguros (escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior, varillas adecuadas. Siempre tres puntos de apoyo...) Estancia en el apoyo utilizando el cinturón, evitando posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados. Utilizar bolsa portaherramientas y cuerda de servicio. Delimitar y señalizar la zona de trabajo. Cuerdas y poleas (si fuera necesario) para subir y bajar materiales. Evitar zona de posible caída de objetos. Usar casco de seguridad. En proximidad del apoyo. Establecimiento de la Zona de Trabajo. Interrupción de trabajos si así se considera por el Jefe de Trabajos. Amarre de escaleras de ganchos con cadena de cierre. Para trabajos en horizontal amarre de ambos extremos. Utilizar siempre el cinturón amarrado a la escalera o a un cable fiador.</p>

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Detectores de ausencia de tensión. Equipos de Puesta a tierra y en cortocircuitos. Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos, botas de seguridad o de trabajo y casco de barbuquejo.

### 3.1.6 Factor de riesgo: trabajos en tensión

Es el riesgo derivado de las operaciones llevadas a cabo en Centros de Transformación Intemperie sobre Apoyo de Hormigón sin ausencia de tensión:

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos</p>	<p>En proximidad de líneas aéreas, no superar las distancias de seguridad: - colocación de barreras y dispositivos de balizamiento. - Estimación de distancias por exceso. - Distancias específicas para personal no facultado a trabajar en instalaciones eléctricas. Cumplimiento de las disposiciones legales existentes (distancias, cruzamientos, paralelismos...) Protección frente a sobretensiones: pararrayos y autoválvulas. Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten.</p>



RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Cortes Contactos eléctricos Arco eléctrico Electrocución</p>	<p>En la fecha de inicio de los trabajos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Supresión de los reenganches automáticos, si los tiene, y prohibición de la puesta en servicio de la instalación, en caso de desconexión, sin la previa conformidad del jefe de trabajo.</li> <li>- Establecimiento de una comunicación con el lugar de trabajo o sitio próximo a él (radio, teléfono, etc.) que permita cualquier maniobra de urgencia que sea necesaria.</li> </ul> <p>Antes de comenzar a reanudar los trabajos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Exposición, por parte del Jefe del Trabajo, a los operarios del Procedimiento de Ejecución, cerciorándose de la perfecta comprensión del mismo.</li> <li>- Se comprobará que todos los equipos y herramientas que sean necesarias existen y se encuentran en perfecto estado y se verificará visualmente el estado de la instalación.</li> </ul> <p>Durante la realización del trabajo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El jefe del trabajo dirigirá y controlará los trabajos, siendo responsable de las medidas de cualquier orden que afecten a la seguridad de los mismos.</li> <li>- Si la naturaleza o amplitud de los trabajos no le permiten asegurar personalmente su vigilancia, debe asignar, para secundarle, a uno o más operarios habilitados.</li> </ul> <p>Al finalizar los trabajos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El jefe del Trabajo se asegurará de su buena ejecución y comunicará al Jefe de Explotación el fin de los mismos.</li> <li>- El Jefe de Explotación tomará las medidas necesarias para dejar la instalación en las condiciones normales de explotación.</li> </ul>

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos botas de seguridad o de trabajo, casco de barbuquejo, banqueta o alfombra aislante, pértiga aislante y guantes aislantes.

### 3.1.7 Factor de riesgo: puesta en servicio en tensión

Es el riesgo derivado de la puesta en servicio de un Centro de Transformación Intemperie sobre Apoyos de Hormigón sin ausencia de tensión.



RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos	Las correspondientes a trabajos en altura y trabajos en tensión En la fecha de inicio de los trabajadores: - Supresión de los reenganches automáticos, si los tiene, y prohibición de la puesta en servicio de la instalación, en caso de desconexión, sin la previa conformidad del jefe de trabajo. - Establecimiento de una comunicación con el lugar de trabajo o sitio próximo a él (radio, teléfono, etc.) que permita cualquier maniobra de urgencia que sea necesaria.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Cortes Contactos eléctricos Arco eléctrico Electrocutación	Antes de comenzar a reanudar los trabajos: - Exposición, por parte del Jefe del Trabajo, a los operarios del Procedimiento de Ejecución, cerciorándose de la perfecta comprensión del mismo. - Se comprobará que todos los equipos y herramientas que sean necesarias existen y se encuentran en perfecto estado y se verificará visualmente el estado de la instalación. Durante la realización del trabajo: - El jefe del trabajo dirigirá y controlará los trabajos, siendo responsable de las medidas de cualquier orden que afecten a la seguridad de los mismos. - Si la naturaleza o amplitud de los trabajos no le permiten asegurar personalmente su vigilancia, debe asignar, para secundarle, a uno o más operarios habilitados. Al finalizar los trabajos: - El jefe del Trabajo se asegurará de su buena ejecución y comunicará al Jefe de Explotación el fin de los mismos. - El Jefe de Explotación tomará las medidas necesarias para dejar la instalación en las condiciones normales de explotación.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Detectores de ausencia de tensión. Equipos de Puesta a tierra y en cortocircuito. Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad, guantes de protección frente a riesgos mecánicos botas de seguridad o de trabajo, casco de barbuquejo, banqueta o alfombra aislante, pértiga aislante y guantes aislantes.



## 3.2 LÍNEA ENTERRADA MEDIA TENSIÓN

### 3.2.1 Factor de riesgo: transporte de materiales

Similar a lo recogido en la línea aérea.

### 3.2.2 Factor de riesgo: apertura de zanjas

Es el riesgo derivado de la apertura de zanjas para líneas de M.T. tanto para las personas que están llevando a cabo la operación, como para las que se encuentran en las proximidades.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de personas al mismo nivel	Conocimiento de las instalaciones mediante planos. Notificación a todo el personal de la obra, de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de aguas, gas y líquidos inflamables. Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja, tanto si son: - manuales (picos, palas, etc.) - mecánicas (perforador neumático) o - motorizadas (vehículos) Delimitar y señalizar la zona de trabajo. Se debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad, comprobando el estado del terreno y entibado después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo.
Caída de personas a distinto nivel	
Caída de objetos	
Desprendimientos, desplomes y derrumbes	
Choques y golpes	
Proyecciones	
Explosiones	
Electrocución	
Cortes	
Sobrecarga física	
Confinamiento y atrapamiento	

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales). Las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

Protecciones individuales a utilizar: Casco de seguridad, botas de seguridad, guantes de seguridad, gafas contra impactos y protectores auditivos.

### 3.2.3 Factor de riesgo: cercanía a instalaciones de media tensión

Similar a lo recogido en la línea aérea.



### 3.2.4 Factor de riesgo: canalización de la línea

Es el riesgo derivado de la canalización de una línea de M.T. tanto para las personas que la llevan a cabo como para aquellas otras que se encuentran en las proximidades.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de personas al mismo nivel Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y derrumbes Choques y golpes Cortes Sobrecarga física	Delimitar y señalar la zona de trabajo, con especial precaución en las vías públicas donde existan vehículos de tracción mecánica, sus accesos y proximidades. Precaución en el manejo de las bobinas y los conductores. Prevención de explosiones y efecto látigo: - Cumplimiento de las disposiciones reglamentarias. - Fijación de los cables mediante abrazaderas. En el caso de entubado y hormigonado, señalar y delimitar la zona de trabajo a fin de evitar posibles accidentes.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar y de las herramientas a emplear.

Protecciones individuales a utilizar: Casco de seguridad, botas de seguridad, guantes de seguridad, y gafas contra impactos.

### 3.2.5 Factor de riesgo: trabajos en tensión

Similar a lo recogido en la línea aérea.

### 3.2.6 Factor de riesgo: puesta en servicio en tensión

Similar a lo recogido en la línea aérea.

### 3.2.7 Factor de riesgo: puesta en servicio en ausencia de tensión

Similar a lo recogido en la línea aérea.



### 3.3 CENTRO DE INVERSORES Y DE TRANSFORMACIÓN

#### 3.3.1 Factor de riesgo: manipulación y transporte de materiales

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

#### 3.3.2 Factor de riesgo: operaciones y trabajos en altura

Es el riesgo derivado de la ejecución de trabajos de obra civil para la construcción de Centros de Transformación en Edificio No Prefabricado:

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS P PREVENTIVAS
Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desplomes Cortes Sobrecarga física	Inspección del estado del terreno: Ascenso y descenso con medios y métodos seguros (Escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior). Evitar posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados. Cuerdas y poleas (si fuera necesario) para subir y bajar materiales. Evitar zona de posible caída de objetos. Usar casco de seguridad.

Protecciones colectivas a utilizar: Material de señalización y delimitación (Cinta delimitadora, señales...). Las propias de los trabajos a realizar. Bolsa portaherramientas y cuerda de servicio.

Protecciones individuales a utilizar: Cinturón de seguridad. Guantes de protección frente a riesgos mecánicos. Botas de seguridad o de trabajo. Casco de barbuquejo.

#### 3.3.3 Factor de riesgo: trabajos en centros de inversores y de transformación

Es el riesgo derivado de los centros de transformación para las personas cuando se encuentran en proximidad o en el interior de los mismos, ya sea por motivos de su actividad laboral o no.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caída de personas al mismo nivel Caída de personas a distinto nivel Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y derrumbes Choques y golpes Proyecciones Contactos eléctricos	Respetar la señalización y delimitación. Mantener las distancias de seguridad. Apantallar todas las partes con tensión cuando se deba acceder a distancias inferiores a las de seguridad. No almacenar objetos en el interior. Manipular y transportar los objetos alargados entre dos personas. Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:



<p>Arco eléctrico Explosiones Incendios Agresión de animales Ventilación Iluminación</p>	<p>Mantenimiento de distancias en las instalaciones: entre elementos en tensión, estructuras metálicas...</p> <p>Puestas a tierra en buen estado.</p> <p>Existencia de protección frente a sobreintensidades.</p> <p>Existencia de protección ante incendios: fosos de recogida de aceites, muros cortafuegos, paredes, tabiques, pantallas...</p> <p>Prevención del riesgo de caídas.</p> <p>Evitar derrames, suelos húmedos o resbaladizos (canalizaciones, desagües, pozos de evacuación, aislamientos...).</p> <p>Mantener el centro ordenado y limpio.</p> <p>Utilizar calzado antideslizante en caso de suelos resbaladizos.</p> <p>Tapas de canaletas en buen estado y colocación.</p> <p>Señalización y delimitación de trampillas abiertas.</p> <p>Iluminación apropiada:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alumbrado artificial obligatorio de incandescencia.</li> <li>- Focos luminosos correctamente colocados.</li> <li>- Interruptores próximos a las puertas de acceso.</li> </ul> <p>Ventilación adecuada:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Entradas de aire por la parte inferior y salidas en la superior.</li> <li>- Huecos de ventilación protegidos.</li> <li>- Salidas de ventilación que no molesten a los usuarios.</li> </ul> <p>Señalización:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Puertas con rótulos indicativos.</li> <li>- Máquinas, celdas, paneles de cuadros y circuitos diferenciados y señalizados.</li> <li>- Carteles de advertencia de peligro en caso necesario.</li> <li>- Indicadores de gálbos y cargas máximas en zonas de transporte.</li> <li>- Esquemas unificares actualizados e instrucciones generales de servicio.</li> <li>- Carteles normalizados (Normas de Trabajos A.T. Distancias de Seguridad, Primeros Auxilios).</li> </ul> <p>Notificación de Anomalías en las instalaciones siempre que se detecten.</p>
--	---

Protecciones colectivas a utilizar: Circuito de puesta a tierra, protección contra sobreintensidades (cortacircuitos, fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (pararrayos, autoválvulas y explosores), protección frente a incendios (extintores, instalaciones fijas, paredes incombustibles, fosos y muros cortafuegos), protección frente a contactos eléctricos (pantallas macizas, enrejados, barreras...), sistemas de ventilación (natural o forzada), señalización y delimitación.

Protecciones individuales a utilizar: A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes (alfombra, banqueta, madera seca, etc.). Utilizar casco, guantes aislantes para B.T. y herramientas aisladas. Utilizar gafas de protección cuando exista riesgo particular de accidente ocular. Utilizar ropas secas y llevar ropa de lluvia en caso de lluvia. Las ropas no deben tener partes conductoras y cubrirán totalmente los brazos y las piernas.



Aislar, siempre que sea posible, los conductores o partes conductoras desnudas que estén en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro. El aislamiento se efectuará mediante fundas, telas aislantes, capuchones, etc.

### 3.3.4 Factor de riesgo: puesta en servicio en frío

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

## 3.4 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 3.4.1 Factor de riesgo: organización de la parcela

Es el riesgo derivado de los trabajos relativos a la preparación de la parcela como zona de trabajo.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Choques y atropellos causados por maquinaria (retroexcavadora). Golpes y heridas con herramientas. Inhalación de polvo. Caídas al mismo nivel. Sobreesfuerzos. Contactos eléctricos con herramientas mal aisladas o cables a ras de suelo.</p>	<p>Nombramiento del encargado y de la cuadrilla de seguridad de la obra. Revisar el archivo documental de la obra. Utilización de la maquinaria y vehículos por personal competente y autorizado. El coordinador de seguridad y en su ausencia, el encargado de seguridad de la obra, vigilará que los trabajadores adoptan las medidas preventivas concretadas. Al descubrir cualquier tipo de conducción subterránea, se paralizarán los trabajos avisando a la dirección de obra para que dicte las acciones de seguridad a seguir.</p>

Equipos de protección colectiva: Vallado del solar. Instalación eléctrica de obra con protección diferencial de media sensibilidad (300 mA) y toma de tierra.

Equipos de protección individual: Casco homologado, guantes de loneta para la manipulación de herramientas y útiles. Botas antideslizantes homologadas con puntera metálica. Cinturón lumbar contra sobreesfuerzos. Ropa de trabajo (mono o pantalón y chaqueta).

Señalización: Protección obligatoria de la cabeza (casco). Protección obligatoria de los pies (botas de seguridad). Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos (puerta vehículos). Prohibido el paso de peatones por la entrada de vehículos (puerta vehículos). Prohibida la entrada a toda persona ajena a la obra.



### 3.4.2 Factor de riesgo: movimiento de tierras

Es el riesgo derivado de los trabajos relativos a la realización de zanjas y vaciado del terreno:

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caídas desde el mismo nivel (resbalones). Inhalación de polvo. Ruidos. Golpes, atrapamientos. Caídas de personas a distinto nivel. Caídas de maquinaria a distinto nivel. Exposición a rigor climático. Sobreesfuerzos. Pisadas sobre objetos punzantes. Caída de objetos Desprendimientos, desplomes y derrumbes Proyecciones Explosiones Electrocutación	Conocimiento de las instalaciones mediante planos. Notificación a todo el personal de la obra, de los cruzamientos y paralelismos con otras líneas eléctricas de alta, media y baja tensión, así como canalizaciones de agua, gas y líquidos inflamables. Hacer uso correcto de las herramientas necesarias para la apertura de la zanja, tanto si son: - manuales (picos, palas, et.) - mecánicas (perforador neumático) o - motorizadas (vehículos) Delimitar y señalar la zona de trabajo. De debe entibar la zanja siempre que el terreno sea blando o se trabaje a más de 1,5 m de profundidad, comprobando el estado del terreno y entibado después de fuertes lluvias y cada vez que se reinicia el trabajo. Utilizar los equipos de protección individual preceptivos de esta fase. Los acopios estarán a más de 2m del borde de las zanjas. Utilización de la maquinaria de excavación por personal válido y autorizado. Utilización del camión basculante por personal válido y autorizado. Señalización de las zanjas mediante cinta plástica (roja y blanca). La coronación de taludes permanentes a las que deban acceder personas, se protegerán mediante una barandilla de 90 cm de altura con listón intermedio y rodapié y situada al menos a 2m del borde del talud.

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado.
- Calzado antideslizante homologado.
- Guantes homologados para el trabajo con hormigón.
- Guantes de cuero para manipulación de ferralla.
- Mono de trabajo homologado.
- Protectores auditivos y cinturones antivibratorios.
- Mascarilla filtrante contra el polvo (filtro mecánico)
- Equipos de protección colectiva.
- Balizamiento de las zanjas.
- No se permitirá el acceso del personal a la zona de influencia de la maquinaria y ésta estará debidamente señalizada.



- Puesta a tierra de la maquinaria.
- Limitación del campo de actuación de la maquinaria.
- Las maniobras de aproximación de vehículos se realizarán con ayuda de un auxiliar.
- Topes de madera 30x20 cm en los bordes de las zanjas para limitar aproximación de vehículos.
- Barandilla o valla de altura mínima 1 m con barra intermedia y rodapié de suficiente resistencia en los bordes de zanjas, rampas y vaciados de profundidad mayor o igual a 2m.

Señalización:

- Peligro por caída a distinto nivel.
- Peligro por caída al mismo nivel.
- Maquinaria con dispositivo acústico de marcha atrás.

### **3.4.3 Factor de riesgo: transporte de materiales**

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

### **3.4.4 Factor de riesgo: canalización de la línea de b.t**

Similar a lo recogido en la línea de M.T.

### **3.4.5 Factor de riesgo: cimentación**

Es el riesgo derivado de los trabajos de cimentación que se deben llevar a cabo en la obra, la descripción de estos trabajos son:

- El hormigón se verterá con tolva desde grúa o canaleta o con camión bomba.
- Las paredes laterales de los muros se construirán con encofrado a dos caras soportado por codales metálicos. El encofrado se colocará desde borriquetas y las piezas serán manejadas por autogrúa.
- Para la recuperación de material deben respetarse los plazos anteriormente indicados.
- Los trabajos de izado y colocación se realizarán con camión-grúa. Los trabajos de soldadura se realizarán a pie de obra con soldadura manual con electrodo revestido y equipo transformador autónomo.



RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Caídas a distinto nivel. Caídas al mismo nivel por falta de orden y limpieza. Proyección violenta de partículas (sierras disco). Sobreesfuerzos por posturas obligadas. Pisadas sobre objetos punzantes. Atrapamiento en el manejo de puntales. Caída de objetos sobre las personas.</p>	<p>No circular bajo cargas izadas. Utilizar los equipos de protección individual preceptivos. No realizar o suspender trabajos en altura con vientos superiores a 50 km/h o racheados, lluvia, nieve o cualquier otra situación climatológica adversa. No circular (camiones, grúas o plataformas) sobre cables eléctricos. Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan. Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones ó movimientos de su brazo, con o sin carga. Antes de realizar cualquier operación, se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad. Se revisará el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación, observancia de éstos respecto a la normativa vigente. Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión. Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización, en especial, sobre cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto. Se prohíbe estacionar a una distancia inferior a 3 metros del borde de las zanjas. Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas, que puedan engancharse en los salientes y controles. Las aberturas en los pisos estarán siempre protegidas con barandillas de altura no inferior a 0,90 metros y con plintos y rodapiés de 15 centímetros de altura. Las aberturas en las paredes que estén a menos de 90 cm sobre el piso y tengan unas dimensiones mínimas de 75 cm de alto por 45 cm de ancho, y por las cuales haya peligro de caída de más de dos metros, estarán protegidas por barandillas, rejas u otros resguardos que complementen la protección hasta 90 cm sobre el piso y que sean capaces de resistir una carga mínima de 150 Kilogramos por metro lineal. Las plataformas de trabajo que ofrezcan peligro de caída desde más de dos metros estarán protegidas en todo su contorno por barandillas y plintos. Las barandillas y plintos o rodapiés serán de materiales rígidos y resistentes. La altura de las barandillas será de 90 cm como mínimo a partir del nivel del piso, y el hueco existente entre el plinto y la barandilla estará protegido por una barra horizontal o listón intermedio, o por medio de barrotes verticales con una separación máxima de 15 cm. Serán capaces de resistir una carga de 150 kg/m. Los plintos tendrán una altura mínima de 15 cm sobre el nivel del piso.</p>

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado tipo “N”.
- Guantes de cuero para manejo y transporte de tableros, vigas, trácteles, ferralla...
- Guantes de goma para manejo de hormigón y desencofrantes.



- Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica.
- Ropa de trabajo (mono).
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaídas.

Equipos de protección colectiva:

- Balizamiento de las zonas con riesgo de desprendimiento de materiales (materiales izados con camión-grúa, elementos colocados sin suficiente arriostramiento).
- Barandilla metálica de protección de 0,90 m con barra intermedia y rodapié de 0,15m en todas las alturas.
- Colocación en el forjado en que se esté trabajando de una red de poliamida de alta resistencia y malla de 70x70 que se atará a través de su cuerda perimetral (también de poliamida) a las pértigas metálicas.
- La señalización de riesgos de caída por borde de forjados mediante colocación de cinta plástica es una medida equivocada que no protege.
- No sustituir nunca la barandilla preceptiva y obligatoria por señalización o balizamiento.

### 3.4.6 Factor de riesgo: cubierta y cerramientos

Es el riesgo derivado de los trabajos en la cubierta y cerramientos del centro de transformación, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Colocación de los elementos de seguridad necesarios.
- Izado con camión-grúa y colocación manual de las placas de prefabricado.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Caída de personas desde altura. Quemaduras con el soplete por impericia o descuido. Golpes con elementos fijos de la estructura con el brazo de la grúa. Golpes, cortes y atrapamientos en manos con herramientas. Golpes por desplome de elementos suspendidos. Lesiones oculares por proyección de materiales a los ojos. Explosiones de equipo de soldadura por impericia en su manejo, exposición al calor, falta de limpieza de la boquilla, golpes, fugas de gas.</p>	<p>Se suspenderán todos los trabajos en altura con vientos superiores a 50 km/h o racheados u otras condiciones climáticas adversas, asegurando todo elemento con riesgo de desprendimiento. Comprobar la estabilidad y resistencia de los andamios y/o escaleras. No circular bajo cargas izadas o personas trabajando en la misma vertical. No circular bajo la zona de influencia del brazo de la grúa. Asegurar el estado de los elementos de amarre de las piezas a izar: cables de acero, eslingas, trácteles, etc. Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan. Antes de realizar cualquier operación, se extenderán los 4 apoyos de la que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad. Se revisará el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación, observancia de éstos respecto a la normativa vigente.</p>



<p>Contactos eléctricos con equipos eléctricos mal aislados o puenteados. Atropellos a personas por realización de maniobras bruscas, a velocidad excesiva, sin señalización (o inadecuada) o sin suficiente visibilidad.</p>	<p>Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones o movimientos de su brazo, con o sin carga. Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión. Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización, cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto. Se prohíbe estacionar a distancia inferior a 3 metros del borde de las zanjas. Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas, que puedan engancharse en los salientes y controles. Observancia de las normas de seguridad sobre equipos de soldadura, camión-grúa, utilización de redes.</p>
---	---

#### Equipos de protección individual.

- Casco de seguridad homologado tipo “N”.
- Botas de seguridad con suela antideslizante.
- Guantes de cuero para manejo de piezas de hormigón o hierro.
- Ropa de trabajo (mono).
- Pantalla de soldador para trabajar con soplete.
- Guantes de soldador.
- Soldador (cuero hasta la muñeca) para trabajar con soplete.
- Cinturón de seguridad con dispositivo anticaídas (en su caso).
- Cinturón porta-herramientas.

### 3.4.7 Factor de riesgo: pintura

Es el riesgo derivado de los trabajos de pintura, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Preparación, lijado y pintado, con una mano de minio de plomo electrolítico y dos manos de esmalte graso en perfiles metálica.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Quemaduras. Salpicaduras a la cara. Caídas al mismo o distinto nivel por mal uso de medios auxiliares. Golpes por desprendimiento de materiales caídos desde andamios. Irritación ocular por hipersensibilidad. Eccemas y eritemas en la piel por contacto con pinturas y/o alergia a algún componente.</p>	<p>Ventilación adecuada de los lugares donde se realicen trabajos. Los recipientes estarán alejados del calor y cerrados. Prohibido fumar en las zonas de trabajo. Orden y limpieza de la zona de trabajo. Disponer en la zona de trabajo del material mínimo necesario para realizar los trabajos. Procurar disponer de suficiente luz.</p>



Equipos de protección individual:

- Guantes de goma.
- Calzado antideslizante.
- Mono de trabajo.
- Mascarilla protectora contra emanaciones de gases (en interiores).

Equipos de protección colectiva:

- Barandilla perimetral en los andamios (altura 0,90 con barra intermedia y rodapié).

### 3.4.8 Factor de riesgo: líneas de baja tensión

Es el riesgo derivado de los trabajos con líneas de baja tensión, la descripción de estos trabajos son:

Descripción de los trabajos.

- Acometida e instalación del cuadro general de distribución, (se incluyen interruptores magnetotérmicos, interruptor general, y demás aparataje).
- Cuadros de distribución secundarios.
- Tendido de las líneas principales y de las líneas interiores.
- Ejecución de conexiones.
- Tendido de cables.
- Empalmes y derivaciones.
- Bases de enchufes.
- Colocación de luminarias.
- Puesta a tierra.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Contactos directos por aproximación a instalaciones en tensión, produciendo cebado de arco eléctrico.</p> <p>Sobreesfuerzos en manipulación de cargas.</p> <p>Atropello por maquinaria de la obra.</p> <p>Caída de personas al mismo nivel</p> <p>Caída de objetos</p>	<p>Utilización de máquinas-herramientas con doble aislamiento.</p> <p>Se colocara la señalización oportuna previo al comienzo de los trabajos.</p> <p>Orden y limpieza en cada uno de los tajos, manteniendo libres de obstáculos las superficies de tránsito.</p> <p>Una línea eléctrica no podrá ser considerada sin tensión si no ha sido señalada como tal y se ha verificado.</p> <p>Totalmente prohibido manipular puntos en tensión sin utilizar guantes y herramientas aisladas.</p> <p>Se suspenderán los trabajos cuando haya tormentas próximas.</p>



	<p>Para efectuar trabajos en altura se utilizará tanto el casco protector con barboquejo, como amarres y cinturones de seguridad, si es preciso. Se evitara el uso innecesario de objetos metálicos y se llevarán las herramientas en canana.</p> <p>Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.</p> <p>Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra.</p> <p>En proximidad de líneas subterráneas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Solicitar el descargo de la línea en trabajos con herramientas y útiles manuales (distancia inferior a 0,5 m) o en operaciones con útiles mecánicos (distancia inferior a 1 m)</li> <li>- Si no es posible el descargo, eliminar los reenganches.</li> <li>- Manipulaciones de cables: con descargo solicitado y usando elementos aislantes adecuados al nivel de tensión.</li> <li>- Usar medios de protección adecuados (alfombras y guantes aislantes).</li> <li>- Medidas preventivas a adoptar por el Jefe de Trabajos: conocimiento de las instalaciones mediante planos, notificación de la proximidad de conductores en tensión, señalización de los cables, designación de vigilante de los trabajos y aislamiento selectivo de cables.</li> </ul> <p>Utilizar casco, guantes aislantes para B.T. y herramientas aisladoras.</p> <p>Utilizar gafas de protección cuando exista riesgo particular de accidente ocular.</p>
--	--

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Contactos eléctricos</p> <p>Arco eléctrico</p> <p>electrocución</p> <p>Caídas al mismo nivel por mal uso de medios auxiliares.</p> <p>Caídas a distinto nivel en colocación de líneas y transformador.</p>	<p>En la proximidad de partes en tensión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aislar con pantallas las partes conductoras desnudas baja tensión.</li> <li>- Mantener distancias de seguridad.</li> <li>- Utilizar herramientas eléctricas aisladas.</li> <li>- Transportar por dos personas los elementos alargados. Cumplimiento de las disposiciones legales existentes:</li> <li>- Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones: fusibles e interruptores de corte.</li> <li>- Puestas a tierra en buen estado: comprobar anualmente o cuando por su estado deficiente.</li> <li>- Mantenimiento de distancias en cruzamientos y paralelismos: con líneas de alta tensión, carreteras, fachadas...</li> </ul> <p>A nivel del suelo, colocarse sobre objetos aislantes (alfombras, banqueta, madera seca, etc.)</p> <p>Aislar, siempre que sea posible, los conductores o partes conductoras desnudas que estén en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluido el neutro. El aislamiento se efectuará mediante fundas, telas aislantes, capuchones, etc.</p> <p>Comprobación y medición de la resistencia de la puesta a tierra.</p> <p>No se restablecerá el servicio hasta finalizar completamente los trabajos y nunca hasta comprobar que no existe peligro alguno.</p> <p>No se permitirá la utilización de la máquina de elevación a no ser por personal autorizado. No circular bajo cargas izadas.</p> <p>No permanecer bajo radio de acción de maquinaria de elevación.</p> <p>Se cuidará el mantenimiento de la maquinaria y en especial por razones de seguridad.</p>



Equipos de protección colectiva:

- Protección frente a contactos eléctricos (aislamientos, puestas a tierra, dispositivos de corte por intensidad o tensión de defecto).
- Protección contra sobrintensidades (fusibles e interruptores automáticos), protección contra sobretensiones (descargadores a tierra), señalización y delimitación.
- Taburetes y alfombrillas aislantes.
- Capuchones, vainas y pantallas de seguridad.
- Comprobadores de tensión.
- Maquinaria con doble aislamiento.

Equipos de protección individual:

- Ropa de trabajo en materiales no sintéticos, lana, algodón.
- Gafas y/o pantallas faciales según MT-16.
- Casco de seguridad homologado clase N para uso generalizado.
- Casco de seguridad dieléctrico clase E-AT para trabajos en alta tensión.
- Cinturones de seguridad para trabajos en altura.
- Calzado de seguridad aislante.
- Guantes para trabajos eléctricos (aislantes), según MT-4.

### **3.4.9 Factor de riesgo: trabajos en frío**

Similar a la línea de M.T y centro de inversores y transformación.

## **4. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN HERRAMIENTAS**

Las diferentes herramientas a utilizar durante la ejecución de una obra llevan asociados una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, las herramientas para llevar a cabo las tareas asignadas en este tipo de obra conllevan los factores de riesgos que se describen a continuación:



## 4.1 FACTOR DE RIESGO: SIERRA RADIAL

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Cortes y amputaciones en extremidades. Contactos eléctricos. Sobreesfuerzos. Atrapamientos. Proyección de partículas. Inhalación de polvo. Rotura del disco. Incendio.</p>	<p>Comprobación de las operaciones de Utilización por personal autorizado y cualificado. Doble aislamiento eléctrico y toma de tierra incluida en el mismo cable de alimentación. Disco protegido mediante carcasa antiproyecciones. Controlar los dientes del disco para evitar que se produzca una fuerza de atracción hacia el disco. Deberá existir un interruptor cerca de la zona de mando. Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha. Prohibido dejar la máquina-herramienta en el suelo. La zona de trabajo deberá estar limpia de serrín y virutas para evitar incendios. En caso de utilizarse para cortar madera, ésta estará desprovista de clavos. Trabajar con el disco abrasivo, preferentemente en húmedo ó con instalación de extracción de polvo. Utilizar, si es preciso, prendas de Protección Individual (adaptador facial y filtro mecánico).</p>

Equipos de protección individual:

- Casco de seguridad homologado tipo “N”.
- Mono de trabajo (suficientemente ceñido para evitar atrapamientos).
- Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante, plantilla anticlavos y puntera metálica.
- Protectores auditivos (tipo tapones).

## 4.2 FACTOR DE RIESGO: TALADRO

Es el riesgo derivado de las operaciones con taladro:

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Proyección de partículas. Heridas y atrapamientos por utilización incorrecta. Inhalación de polvo.</p>	<p>Prohibido su uso por personal no autorizado. Será utilizada por personal competente y autorizado. Doble aislamiento eléctrico. Motor protegido por carcasa. Prohibido realizar reparaciones con la máquina en marcha. Revisar periódicamente su estado de conservación, así como el de la broca. Revisar el cableado para evitar electrocución. Apretar suficientemente la broca. Enfriar la broca a intervalos regulares si su uso es prolongado. No utilizar vestimentas holgadas, para evitar atrapamientos.</p>



Equipos de protección individual.

- Guantes de cuero.
- Calzado antideslizante.
- Pantalla de protección ocular cuando haya riesgo de proyección de partículas.
- Mono de trabajo suficientemente ceñido, especialmente las mangas.
- Plantillas anticlavo.
- Protectores auditivos tipo tapones.

### 4.3 FACTOR DE RIESGO: HERRAMIENTAS PROPIAS DE OBRAS

Es el riesgo derivado de las operaciones con herramientas propias de las obras, en este apartado se incluyen el resto de herramientas propias de las obras de construcción: martillo, llana, alicates, llave inglesa, cincel, paleta, azada, pistola clavadora, etc.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Inhalación de polvo Golpes, cortes y atrapamientos	Utilizar los equipos de Protección Individual necesarios para cada operación. Utilizar la herramienta propia para cada actividad. Mantener el lugar de trabajo limpio y ordenado, evitando dejar la herramienta en lugares de tránsito, especialmente plataformas de andamios, cubierta, retejado, etc.

➤ Equipos de protección individual.

- Casco de seguridad homologado tipo "N".
- Guantes de cuero.
- Guantes de plástico para manejo de hormigón y/o morteros.
- Calzado de seguridad con suela antideslizante.
- Cinturón porta-herramientas.

## 5. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS EN MAQUINARIA

La diferente maquinaria involucrada en las diferentes tareas de la obra lleva asociada una serie de riesgos ante los cuales deberán adoptarse unas medidas preventivas. En una obra relativa a un proyecto de instalaciones fotovoltaicas, la maquinaria para llevar a cabo las tareas asignadas en este tipo de obra conlleva los factores de riesgos que se describen a continuación.



## 5.1 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN DE TRANSPORTE DE MATERIALES

Es el riesgo derivado de las operaciones con camiones.

Descripción de los trabajos.

- Transporte de materiales hasta pie de obra (zona de acopio).
- Transporte de materiales desde obra.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Choques al entrar y salir de la obra por maniobras en retroceso, falta de visibilidad, ausencia de señalista, ausencia de señalización.</p> <p>Vuelco del camión por superar obstáculos, fuertes pendientes, medias laderas, desplazamiento de la carga.</p> <p>Caídas desde la caja al suelo por caminar sobre la carga, subir y bajar por lugares no previstos para ello.</p> <p>Proyección de partículas por viento o movimiento de la carga.</p> <p>Atrapamiento entre objetos por permanecer entre la carga en los desplazamientos del camión.</p> <p>Atrapamientos en las labores de mantenimiento.</p>	<p>Revisión periódica de frenos y neumáticos.</p> <p>Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales.</p> <p>Respetará todas las normas del Código de la Circulación.</p> <p>Las maniobras serán dirigidas por un señalista.</p> <p>Será manejado por personal autorizado y competente.</p> <p>El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina.</p> <p>Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.</p> <p>Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles.</p>

## 5.2 FACTOR DE RIESGO: MOTONIVELADORA

Es el riesgo derivado de las operaciones con motoniveladora.

Descripción de los trabajos:

- Nivelación y explanación del terreno (añadir zahorra) a la cota deseada para su posterior compactación con rodillo autopropulsado.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Vuelco de la máquina, resaltos en el terreno, sobrepasar obstáculos, pendientes superiores a las admisibles, velocidad inadecuada.</p> <p>Choque entre máquinas.</p> <p>Atoramiento en barrizales.</p> <p>Incendio por almacenar combustibles sobre la máquina.</p> <p>Quemaduras en trabajos de mantenimiento por impericia.</p> <p>Caídas de personas desde la máquina.</p> <p>Proyección violenta de objetos (fragmentos de roca o tierra).</p> <p>Ruido propio o ambiental.</p> <p>Vibraciones (puesto de mando sin aislar)</p>	<p>Será manejado por personal autorizado y competente.</p> <p>El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina.</p> <p>Se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente.</p> <p>Previo a comenzar sus tareas, se revisará el estado de sus elementos fundamentales.</p> <p>Se prohíbe acceder a la máquina utilizando vestimenta sin ceñir y/o joyas que puedan engancharse en los salientes y controles.</p>



### 5.3 FACTOR DE RIESGO: RETROEXCAVADORA Y PALA EXCAVADORA

Es el riesgo derivado de las operaciones con retroexcavadora y pala excavadora.

Descripción de los trabajos:

- Excavación de zanjas de cimentación y apertura de las zanjas correspondientes a las distintas redes.

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Contactos eléctricos. Atropellos. Caída y vuelco en zanjas.	Utilización por personal capacitado y autorizado. Al circular lo hará con la cuchara plegada. El personal de obra se encontrará fuera del radio de acción de la máquina. No circular a velocidad excesiva ni realizar maniobras bruscas.

### 5.4 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN PLUMA O GRÚA

Es el riesgo derivado de las operaciones con camión pluma ó pluma grúa.

Descripción de los trabajos:

- Izado de cargas (pilares y vigas de estructura metálica, placas para cubierta, armaduras, zapatas...).

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Caídas al subir o bajar a la zona de mandos por lugares imprevistos. Vuelco del vehículo (exceso de carga, falta de sustentación, caída en huecos horizontales). Niveles sonoros altos (ruido motor en izado de cargas). Golpeo de la carga ó de los elementos de la grúa con el andamiaje o con las construcciones adyacentes. Desprendimiento de la carga por eslingado peligroso. Golpes de la carga a paramentos verticales u horizontales durante las maniobras de servicio. Contactos eléctricos con líneas de alta tensión o cableado	Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan. Se prohíbe desplazar el camión durante las operaciones ó movimientos de su brazo, con o sin carga. Antes de realizar cualquier operación se extenderán los 4 apoyos de los que ha de estar dotado para asegurar su estabilidad. No izar cargas a granel. Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales: movimiento y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, eslingas, observancia de éstos respecto a la normativa vigente. Se prohíbe realizar esfuerzos por encima del límite de carga útil del camión. Se seguirán estrictamente las prescripciones de utilización y cargas máximas que el fabricante del camión haya dispuesto. Se prohíbe estacionar a distancias inferiores a 2 metros del borde de las zanjas. Se prohíbe terminantemente su utilización en condiciones de vientos superiores a 50 km/h o racheados.



Protecciones individuales.

- Casco de seguridad certificado "<CE>" para cuando se abandone la cabina.
- Ropa de trabajo (mono o pantalón y chaquetilla).
- Botas de seguridad homologadas con suela antideslizante y puntera metálica.

## 5.5 FACTOR DE RIESGO: CAMIÓN HORMIGONERA

Es el riesgo derivado de las operaciones con el camión hormigonera.

Descripción de los trabajos:

- En todas las operaciones que requieran hormigonado: forjados, relleno de zanjás, solados...

RIESGOS ASOCIADOS	MEDIDAS PREVENTIVAS
<p>Contactos eléctricos directos. Dermatosis por contacto con el hormigón. Caída a distinto nivel por superficie de tránsito peligrosa, empuje de la canaleta por movimientos fuera de control del camión hormigonera en movimiento. Atrapamiento de miembros en el montaje y desmontaje de la canaleta.</p>	<p>Antes de comenzar cualquier operación se entregará a los maquinistas las normas y exigencias de seguridad que les afecten específicamente. El maquinista será persona autorizada y capacitada para el desarrollo de las tareas que se le encomiendan. Se revisará diariamente el estado de sus elementos fundamentales: movimientos y funcionamiento de su brazo, estado de conservación de los ganchos de fijación y cables, observancia de éstos respecto a la normativa vigente.</p>

## 6. SEÑALIZACIÓN

### 6.1 SEÑALIZACIÓN ELEGIDA

De acuerdo al Real Decreto 485/97 sobre Señalización de Seguridad y Salud en el Trabajo, la señalización en materia de Seguridad, que se colocará en sitio visible, será:

- Señales de advertencia (triangular con dibujo negro sobre fondo amarillo).
  - Caída a distinto nivel: riesgo que se manifiesta al trabajar en altura.
  - Materias inflamables: riesgo en los equipos de soldadura oxiacetilénica.
  - Materias suspendidas: riesgo en los materiales izados por el camión-grúa.



- Señales de prohibición (redonda con dibujo negro en fondo blanco; bordes y banda rojos).
  - Prohibido el paso a personas ajenas a la obra.
  - Prohibido estacionar: en la puerta de acceso de vehículos.
  - Prohibido fumar: en las proximidades de los lugares de utilización de equipos de soldadura.
  
- Señales de obligación (redonda con dibujo blanco sobre fondo azul).
  - Protección obligatoria de la cabeza.
  - Protección obligatoria de los pies.
  - Protección obligatoria de las manos (trabajo con hormigón, redondos de acero, elementos punzantes, manutención de perfiles).
  
- Señales relativas a los equipos contra incendios (rectangular; dibujo blanco sobre fondo azul).
  - Extintor.
  - Dirección localización del equipo de extinción.
  
- Señales relativas a los equipos de primeros auxilios (rectangular; dibujo blanco sobre fondo verde).
  - Localización del botiquín.
  - Dirección localización del botiquín.

## 7. CONCLUSIONES

---

El presente Estudio Básico de Seguridad precisa las normas genéricas de seguridad y salud aplicables a la obra de qué trata el proyecto “Proyecto de centro de transformación y planta solar fotovoltaica de 2 MW conectada a la red de distribución “. Identifica, a su vez, los riesgos inherentes a la ejecución de las mismas y contempla previsiones básicas e informaciones útiles para efectuar, en condiciones de seguridad y salud, las citadas obras.

Salamanca, 1 de Julio de 2015

Fdo: Alejandro González García

