

## **ANEJO Nº 8**

# **CÁLCULOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>DOCUMENTACION Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES .....</b>	<b>4</b>
1.1	INNECESARIEDAD DE SEPARATAS ELECTRICAS.....	4
1.2	TECNICO COMPETENTE .....	4
<b>2</b>	<b>INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....</b>	<b>5</b>
2.1	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	5
2.1.1	<i>Sector VIII-1 .....</i>	<i>5</i>
2.1.2	<i>Sector IX-X.....</i>	<i>5</i>
2.2	CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN .....	5
2.2.1	<i>Parámetros variables con la temperatura .....</i>	<i>6</i>
2.2.2	<i>Número máximo de módulos en serie (Tensión de entrada).....</i>	<i>7</i>
2.2.3	<i>Número mínimo de módulos en serie (Tensión de entrada).....</i>	<i>9</i>
2.2.4	<i>Número de string en paralelo (Corriente de entrada) .....</i>	<i>9</i>
2.2.5	<i>Tensión nominal .....</i>	<i>11</i>
2.2.6	<i>Reducción de pérdidas en el cableado .....</i>	<i>11</i>
2.3	CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN.....	12
2.3.1	<i>Fórmulas utilizadas .....</i>	<i>12</i>
2.3.2	<i>Criterios de diseño aplicados en el cálculo de secciones.....</i>	<i>24</i>
2.3.3	<i>Secciones de cableado en corriente continua .....</i>	<i>27</i>
2.3.4	<i>Secciones de cableado en corriente alterna .....</i>	<i>29</i>
2.3.5	<i>Canalizaciones .....</i>	<i>32</i>
2.3.6	<i>Protecciones eléctricas de corriente continua .....</i>	<i>33</i>
2.3.7	<i>Protecciones eléctricas de corriente alterna .....</i>	<i>34</i>
2.3.8	<i>Instalación a puesta de tierra .....</i>	<i>40</i>
2.4	MONITORIZACION Y CONTROL DE LA INSTALACION .....	42
2.5	SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA (SECTOR IX-X).....	43
2.5.1	<i>Subsistema de intrusión .....</i>	<i>44</i>
2.5.2	<i>Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).....</i>	<i>44</i>
2.5.3	<i>Subsistema de centralización .....</i>	<i>45</i>
2.5.4	<i>Componentes .....</i>	<i>45</i>
<b>3</b>	<b>CENTROS DE TRANSFORMACIÓN .....</b>	<b>47</b>
3.1	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	47
3.1.1	<i>Sector VIII-1 .....</i>	<i>47</i>
3.1.2	<i>Sector IX-X.....</i>	<i>49</i>
3.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	57
3.2.1	<i>Fórmulas utilizadas .....</i>	<i>57</i>

3.2.2	<i>Resultados de cálculo</i> .....	60
3.3	<b>DIMENSIONADO DEL EMBARRADO</b> .....	60
3.3.1	<i>Comprobación por densidad de corriente</i> .....	60
3.3.2	<i>Comprobación por sollicitación electrodinámica</i> .....	61
3.3.3	<i>Comprobación por sollicitación térmica</i> .....	61
3.4	<b>PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS</b> .....	61
3.4.1	<i>Protecciones de media tensión</i> .....	61
3.4.2	<i>Protecciones de baja tensión</i> .....	62
3.5	<b>DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN</b> .....	62
3.6	<b>DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS</b> .....	63
3.7	<b>INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA</b> .....	63
3.7.1	<i>Investigación de las características del suelo</i> .....	64
3.7.2	<i>Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto</i> .....	64
3.7.3	<i>Diseño preliminar de la instalación de tierra</i> .....	65
3.7.4	<i>Cálculo de la resistencia del sistema de tierras</i> .....	68
3.7.5	<i>Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación</i> .....	68
3.7.6	<i>Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación</i> .....	69
3.7.7	<i>Cálculo de las tensiones aplicadas</i> .....	69
3.7.8	<i>Investigación de tensiones transferibles al exterior</i> .....	72
3.7.9	<i>Corrección y ajuste del diseño inicial</i> .....	73
3.8	<b>CUMPLIMIENTO DE LAS EMISIONES ACUSTICAS DE LOS TRAFOS DE POTENCIA</b> 73	
3.8.1	<i>Objeto</i> .....	73
3.8.2	<i>Normativa de aplicación</i> .....	74
3.8.3	<i>Descripción del tipo de actividad</i> .....	74
3.8.4	<i>Justificación del cumplimiento</i> .....	74
<b>4</b>	<b>LÍNEA SUBTERRANEA DE MT (EVACUACIÓN SECTOR IX-X)</b> .....	<b>76</b>
4.1	<b>CÁLCULOS ELÉCTRICOS</b> .....	76
4.1.1	<i>Conductores</i> .....	76
4.1.2	<i>Resistencia eléctrica de la línea</i> .....	76
4.1.3	<i>Reactancia del conductor</i> .....	77
4.1.4	<i>Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente</i> .....	77
4.1.5	<i>Intensidad máxima admisible por el cable en cortocircuito</i> .....	81
4.1.6	<i>Caída de tensión</i> .....	82
4.1.7	<i>Pérdida de potencia</i> .....	82
4.2	<b>DISTANCIAS DE SEGURIDAD. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS</b> .....	84
4.2.1	<i>Normas generales sobre cruzamientos de líneas subterráneas</i> .....	84

4.2.2 Paso por zonas .....	84
----------------------------	----

**APÉNDICE 1: CALCULOS DE ELECTRIFICACIÓN****APÉNDICE 2: CERTIFICADO DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS  
AGRONOMOS****ÍNDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1.</b> Datos iniciales .....	6
<b>Tabla 2.</b> Parámetros del módulo 550 Wp variables con la temperatura.....	7
<b>Tabla 3.</b> Parámetros del módulo 650 Wp variables con la temperatura.....	7
<b>Tabla 4.</b> Parámetros de equipos con módulos 550 Wp.....	8
<b>Tabla 5.</b> Parámetros de equipos con módulos 650 Wp.....	8
<b>Tabla 6.</b> Conductividad a temperatura máxima y mínima .....	19
<b>Tabla 7.</b> Reactancias para distintas secciones de cable .....	19
<b>Tabla 8.</b> Valores K según UNE-HD 60364-4-43 para PVC y UNE 21123 para XLPE .....	24
<b>Tabla 9.</b> Valores K según UNE-HD 60364-4-43 para PVC y UNE 21123 para XLPE .....	24
<b>Tabla 10.</b> Características mínimas de los tubos enterrados. ....	32
<b>Tabla 11.</b> Tiempo de interrupción .....	40
<b>Tabla 12.</b> Instalación de puesta a tierra Sector VIII-1.....	42
<b>Tabla 13.</b> Instalación de puesta a tierra Sector IX-X (isla flotante tipo).....	42
<b>Tabla 14.</b> Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca en función de la duración de la corriente de falta tF .....	70
<b>Tabla 15.</b> Nivel de potencia acústica máxima para transformadores.....	74
<b>Tabla 16.</b> Especificaciones cable HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al+H16.....	76
<b>Tabla 17.</b> Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores .....	77
<b>Tabla 18.</b> Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores .....	78
<b>Tabla 19.</b> Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W .....	79
<b>Tabla 20.</b> Intensidades cortocircuito admisible en pantallas (kA).....	82

**ÍNDICE DE FIGURAS**

<b>Figura 1.</b> Esquema TT .....	38
<b>Figura 2.</b> Esquema IT .....	39

## **1 DOCUMENTACION Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES**

### **1.1 INNECESARIEDAD DE SEPARATAS ELECTRICAS**

El técnico que suscribe, a tenor de las solicitudes de Autorización Administrativa Previa y de Construcción actualmente en trámite, al amparo del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, tanto para el sector VIII-1 como para el sector IX-X, considera suficiente para dar cumplimiento a la reglamentación sectorial, que tanto las instalaciones eléctricas de AT como de BT, se recojan en el presente anejo al proyecto, no siendo necesario tratar dichas instalaciones de forma separada ni en documentos independientes.

De la misma manera, se concluye que es perfectamente válido que los dos puntos de consumo del proyecto, estación de bombeo sector VIII-1 y estación de bombeo sector IX-X, al estar perfectamente identificados los elementos y justificados tanto su idoneidad como las condiciones de seguridad en cada uno de los emplazamientos, formen parte del mismo proyecto, del único usuario, la Comunidad de regantes, sin necesidad de duplicar la documentación al efecto

### **1.2 TECNICO COMPETENTE**

El técnico que suscribe, Antonio Romero López, Ingeniero Agrónomo colegiado nº 1503 del Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos de Andalucía, a tenor de la experiencia previa en la legalización de instalación de producción de energía eléctrica solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes, potencia 619,92 kWp, centro de transformación 1000 kVA, relación transformación 6000//800 V y línea subterránea de MT a 6 kV de potencia 2,70 MW, en las parcelas 48 y 49 del polígono 513 de Guareña (Badajoz), para la Comunidad de regantes del Zújar, con resolución de autorización administrativa de construcción, fecha 16/09/2022, otorgada por la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de la Consejería para la transición ecológica y sostenibilidad de la Junta de Extremadura, se considera técnico competente habilitado ante la Administración competente para suscribir las instalaciones eléctricas que involucren tensiones de utilización superiores a 1 kV.

Se adjunta en Apéndice 2 certificado del Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos acreditando la competencia.

## **2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS**

### **2.1 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN**

Según las necesidades estudiadas en la zona regable del Zújar se plantean actuaciones de implantación de instalaciones solares fotovoltaicas en los sectores VIII-1 y IX-X de riego

#### **2.1.1 Sector VIII-1**

En esta zona el promotor cuenta con una parcela donde se ha proyectado una primera fase de instalación solar FV que se pretende ampliar ahora. Por su configuración y tipo de terreno, se llevará a cabo una instalación sobre suelo, con soportes prefabricados de hormigón en masa monolíticos que alojarán **2640 módulos de 650 Wp**, lo que hace una potencia de **1716,00 kWp**, que unidos a los 960 módulos de 650 Wp de la primera fase (624,00 kWp) hacen un total de 3600 paneles, con una potencia total de 2340,00 kWp

#### **2.1.2 Sector IX-X**

En esta zona, sin embargo, la falta de suelo se suple con la existencia de una balsa de regulación del Canal del Zújar, donde plantear un campo FV flotante formado por **3620 paneles de 550 Wp**, lo que hace un total de **1991 kWp**

### **2.2 CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN**

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información que se debe tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

### 2.2.1 Parámetros variables con la temperatura

En la siguiente tabla se muestran los datos iniciales que se han tenido en cuenta para realizar los cálculos:

**Tabla 1.**Datos iniciales

Parámetro	Valor	
	MODULO 550Wp	MODULO 650Wp
T <sup>a</sup> ambiente máxima (°C)	45	
T <sup>a</sup> ambiente mínima diurna (°C)	-5	
NOCT del módulo (°C)	45	
Irradiancia máxima (W/m <sup>2</sup> )	1.000	
Irradiancia mínima (W/m <sup>2</sup> )	100	
Coficiente T <sup>a</sup> I <sub>sc</sub> del módulo (%/°C)	0,048	0,05
Coficiente T <sup>a</sup> U <sub>oc</sub> del módulo (%/°C)	-0,28	-0,29
Coficiente T <sup>a</sup> P <sub>Max</sub> del módulo (%/°C)	-0,35	-0,34

Dónde:

- T<sup>a</sup>: Temperatura.
- NOCT: Temperatura nominal de operación de la célula a irradiación solar de 800W/m<sup>2</sup>; 20°C de temperatura ambiente; Velocidad del viento 1m/s.
- U<sub>oc</sub>: Tensión en circuito abierto.
- I<sub>sc</sub>: Corriente de cortocircuito.

Para el cálculo de módulos en serie es necesario determinar los valores de tensión mínimos, máximos y nominales de un módulo en las condiciones climatológicas de trabajo.

Por lo tanto, hay que calcular inicialmente la temperatura de trabajo del módulo a temperatura ambiente de -5°C y sin radiación (100 W/m<sup>2</sup>) y la temperatura del módulo a 45°C de temperatura ambiente y una radiación máxima de 1000 W/m<sup>2</sup>.

Expresiones de la literatura técnica de este tipo de instalaciones:

$$V_{mp \text{ mínima}} = V_{mp} + (\text{Coef } P_{\text{max}} \cdot V_{mp} \cdot (T_{\text{célula}} - 25))$$

$$V_{OC \text{ máxima}} = V_{OC} + (\text{Coef } V_{OC} \cdot V_{OC} \cdot (T_{\text{min}} - 25))$$

$$I_{SC \text{ máxima}} = I_{SC} + (\text{Coef } I_{SC} \cdot I_{SC} \cdot (T_{\text{max célula}} - 25))$$

$$I_{SC \text{ mínima}} = I_{SC} + (\text{Coef } I_{SC} \cdot I_{SC} \cdot (T_{\text{min célula}} - 25))$$

Sabiendo que la temperatura de la célula fotovoltaica se calcula:

$$T_{\text{célula}} = T_{\text{ambiente}} + (\text{Irradiancia} \cdot (\text{NOCT}-20) / 800)$$

Irradiancia = Potencia radiante incidente por m<sup>2</sup> sobre plano en el lugar ubicación (W/m<sup>2</sup>) En Badajoz, tomaremos 711 W/m<sup>2</sup>, correspondiente al mes de julio

Para ello, a partir del NOCT del módulo, se realizan los cálculos, cuyos resultados son los siguientes:

**Tabla 2.** Parámetros del módulo 550 Wp variables con la temperatura

$T^a_{\text{amb.mín diurna}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{amb máx}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{panel max}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{panel mín}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$U_{\text{mpp min}} \text{ (V)}$	$U_{\text{oc max}} \text{ (V)}$	$I_{\text{sc min}} \text{ (A)}$	$I_{\text{sc max}} \text{ (A)}$
-5	45	67,22	17,22	34,86	50,70	13,98	14,31

**Tabla 3.** Parámetros del módulo 650 Wp variables con la temperatura

$T^a_{\text{amb.mín diurna}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{amb máx}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{panel max}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T^a_{\text{panel mín}} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$U_{\text{mpp min}} \text{ (V)}$	$U_{\text{oc max}} \text{ (V)}$	$I_{\text{sc min}} \text{ (A)}$	$I_{\text{sc max}} \text{ (A)}$
-5	45	67,22	17,22	32,29	46,22	18,20	18,66

Donde:

- $U_{oc}$ : Tensión en circuito abierto (V)
- $U_{mpp}$ : Tensión en punto máxima operación (V)
- $I_{sc}$ : Corriente de cortocircuito (A)

### 2.2.2 Número máximo de módulos en serie (Tensión de entrada)

El número máximo de módulos conectados en serie viene limitado por la tensión máxima en vacío de entrada al inversor. Ésta se corresponde con la tensión de circuito abierto del generador FV cuando la temperatura del módulo es mínima, esto es, en condiciones de baja irradiancia y mínima temperatura ambiente.

Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie, se establece como estándar para el diseño, una temperatura de célula de -5°C.

El número máximo de módulos en serie se obtendrá de la expresión:

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{U_{m\acute{a}x}}{U_{ca(-5^{\circ}C)}}$$

Donde

- $U_{m\acute{a}x}$ : Tensión máxima admisible por el inversor.
- $U_{ca}$ : Tensión del módulo en circuito abierto. Este dato viene en las especificaciones técnicas del producto referenciado a las condiciones STC (25°C, 1000 W/m<sup>2</sup>, A.M. 1,5), por lo tanto, para obtener esta tensión en el caso más desfavorable (-5°C) con una temperatura de operación de 17,22°C es necesario utilizar el coeficiente de temperatura de cada módulo.

Consultando las fichas técnicas de los equipos:

**Tabla 4.** Parámetros de equipos con módulos 550 Wp

Equipo	Parámetro	Valor
Inversor 185 kVA	$U_{m\acute{a}x}$	1.500 V
Modulo fotovoltaico 550 Wp	$U_{ca}$	50,70 V
	Coficiente de temperatura	- 0,28 %/°C

**Tabla 5.** Parámetros de equipos con módulos 650 Wp

Equipo	Parámetro	Valor
Inversor 185 kVA	$U_{m\acute{a}x}$	1.500 V
Modulo fotovoltaico 650 Wp	$U_{ca}$	46,22 V
	Coficiente de temperatura	- 0,29 %/°C

Por tanto,

Módulos 550 Wp:  $N_{max} = 1500 / 50,70 = 29,58$  (**29**)

Módulos 650 Wp:  $N_{max} = 1500 / 46,22 = 32,45$  (**32**)

### 2.2.3 Número mínimo de módulos en serie (Tensión de entrada)

A medida que aumenta la temperatura de la célula la tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye hasta tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo. Paradójicamente cuando existe mayor radiación disponible, también es mayor la temperatura del ambiente y la de célula, por lo que disminuye la eficiencia de conversión de energía de los módulos.

Debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C, un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC). Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), implicaría una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por string, y se asume una temperatura en verano ambiente de 45 °C y de operación de unos 71 °C. El número mínimo viene dado por la expresión:

$$N_{\min} = \frac{U_{mppt}}{U_{mpp(71^{\circ}\text{C})}}$$

Por tanto,

Módulos 550 Wp:  $N_{\min} = 500 / 38,03 = 13,14$  (13)

Módulos 650 Wp:  $N_{\min} = 500 / 32,29 = 15,48$  (15)

Siempre hay que considerar que la temperatura de célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor a la señalada.

### 2.2.4 Número de string en paralelo (Corriente de entrada)

Una vez definido el número de módulos en serie que se va a instalar en cada caso se dimensiona el número de string en paralelo que vamos a conectar a cada inversor. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor.

En el caso del inversor 185 kVA es posible conectar hasta 18 strings en 9 MPPT diferentes. La corriente máxima admisible para cada entrada MPPT es de 26 A que se compara con la corriente que suministra el módulo para asegurar su compatibilidad, en este caso se instalan como máximo dos strings en cada MPPT por lo que se duplicará el valor de la intensidad. Por tanto, se debe cumplir que:

$$I_{m\acute{a}xMPPT} \geq 2 \cdot I_{scmax} = K_1 \cdot I_{scSTC}$$

Tomando  $K_1$  como 1,25 según la norma UNE HD 60364-7-712:2017 tenemos que en este caso los módulos de 550 Wp / 650 Wp tienen una corriente de cortocircuito de 14,03 / 18,27 A:

Módulos 550 Wp:  $26 \text{ A} \geq 2 (1,25 \times 14,03) = 35,08 \text{ A}$

Módulos 650 Wp:  $26 \text{ A} \geq 2 (1,25 \times 18,27) = 45,67 \text{ A}$

Se puede observar que esta condición no se verifica, pero el fabricante de los equipos asegura y certifica que, si puntualmente se superase el umbral de los 26 A, el propio inversor limitaría esa corriente de entrada al valor máximo, en este caso 26 A.

Sería un momento puntual en un MPPT concreto, por lo que la producción de la instalación no se vería comprometida en el funcionamiento normal de la instalación.

A la luz de todo lo expuesto anteriormente, se ha optado por la siguiente configuración para las plantas fotovoltaicas objeto del proyecto:

#### **Sector VIII-1:**

- Inversor 1. Potencia entrada DC: 156,00 kWp
  - o Sobredimensionado 1,18.
  - o 10 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.
- Inversores 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9. Potencia entrada DC: 171,60 kWp
  - o Sobredimensionado 1,08.
  - o 11 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.
- Inversor 10. Potencia entrada DC: 187,20 kWp
  - o Sobredimensionado 0,99.
  - o 12 strings compuestos por 24 módulos en serie cada uno.

#### **Sector IX-X:**

- Inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6. Potencia entrada DC: 199,10 kWp
  - o Sobredimensionado 0,93

- 12 strings compuestos por 26 módulos en serie cada uno.
- 2 strings compuestos por 25 módulos en serie cada uno.
- Inversores 7, 8, 9, 10. Potencia de entrada DC: 199,10 kWp
  - Sobredimensionamiento 0,93
  - 12 strings compuestos por 26 módulos en serie cada uno.
  - 2 Strings compuestos por 25 módulos en serie cada uno.

### 2.2.5 Tensión nominal

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar. Las tensiones nominales máximas con las que trabajan los conductores son 1000 V en corriente alterna y 1500 V en continua. Basados en la comprobación que se realizó anteriormente para definir el número de módulos máximos en serie que sería posible conectar en la planta fotovoltaica atendiendo a la limitación de entrada en el inversor, se puede asegurar que aun en el caso más desfavorable, con una temperatura ambiente de -5 °C, no se alcanzarían más de 1500 V en corriente continua. De igual manera, la salida del inversor está limitada a 800 V por lo que no se superarán los 1000 V de tensión nominal del cable.

### 2.2.6 Reducción de pérdidas en el cableado

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

La corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ( $P=I^2 \times R$ ) de hasta un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

## 2.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN

### 2.3.1 Fórmulas utilizadas

#### 2.3.1.1 Fórmulas generales

Condiciones Estándar de Medida CEM:

- Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

Temperatura del panel (T<sub>P</sub>):

$$T_P = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I$$

Tensión en circuito abierto del módulo en función de la temperatura del panel (U<sub>oc</sub>):

$$U_{oc}(T_p) = U_{oc}(CEM) \cdot \left( 1 + \frac{(T_p - 25) \cdot CU}{100} \right)$$

Corriente de cortocircuito en función de la temperatura del panel (I<sub>sc</sub>):

$$I_{sc}(T_p) = I_{sc}(CEM) \cdot \left( 1 + \frac{(T_p - 25) \cdot CI}{100} \right)$$

Donde:

- T<sub>amb</sub>: Temperatura ambiente (°C)
- I: Irradiancia (W/m<sup>2</sup>)
- CU: Coeficiente Temperatura de la tensión de circuito abierto del módulo (%/°C)
- CI: Coeficiente Temperatura de la corriente de cortocircuito del módulo (%/°C)

### 2.3.1.2 Fórmulas utilizadas en corriente continua

Es la parte comprendida entre la salida del generador fotovoltaico y la entrada al inversor.

#### **Intensidades**

En el cálculo de las instalaciones se comprobará que las intensidades nominales de las líneas sean inferiores a las intensidades máximas admisibles que establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones*, a la cual hace referencia, teniendo en cuenta los factores de corrección según el tipo de instalación y sus condiciones particulares.

Intensidad de entrada al inversor:

$$I_{inversor} = N^{o}ramas \cdot I_{mpp}$$

Donde:

- $I_{mpp}$ : Intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones CEM del módulo.

#### **Caída de tensión**

Se comprobará, para cada circuito, que la caída de tensión es menor que la máxima admisible según lo citado anteriormente. La caída de tensión real se calculará con las siguientes fórmulas:

CdT en corriente continua:

$$e(V) = \left( \frac{2 \cdot I_{cálculo} \cdot L}{K \cdot n \cdot S} \right)$$

Donde:

- $I_{cálculo}$ : Intensidad de cálculo corregida (A).
- L: Longitud de cálculo (m).
- e: Caída de tensión (V).
- K: Conductividad del conductor.
- S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- n: Nº de conductores por fase.

**Conductividad eléctrica**

$$K = \frac{1}{\rho}$$

$$\rho = \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

Donde:

- K: Conductividad del conductor a la temperatura T.
- $\rho$ : Resistividad del conductor a la temperatura T.
- $\rho_{20}$ : Resistividad del conductor a 20°C:  
Cu = 0,018    Al = 0,029
- $\alpha$ : Coeficiente de temperatura:  
Cu = 0,00392    Al = 0,00403
- T: Temperatura del conductor (°C).
- T<sub>0</sub>: Temperatura ambiente (°C).  
Cables enterrados = 25°C    Cables al aire = 40°C
- T<sub>max</sub>: Temperatura máxima admisible del conductor (°C):  
XLPE, EPR = 90°C    PVC = 70°C
- I: Intensidad prevista por el conductor (A).
- I<sub>max</sub>: Intensidad máxima admisible del conductor (A).

**Sobrecargas**

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_z \leq 1,45 \cdot I_n$$

Donde:

- I<sub>b</sub>: Intensidad utilizada en el circuito.
- I<sub>z</sub>: Intensidad admisible del cableado según la norma UNE-HD 60364-5-52:2022.
- I<sub>n</sub>: Intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I<sub>n</sub> es la intensidad de regulación escogida.
- I<sub>z</sub>: Intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección.  
En la práctica I<sub>z</sub> se toma igual:

- a la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos ( $1,45 I_n$  como máximo).
- a la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles (siendo para  $I_n < 16A$ :  $1,9 I_n$  y para  $I_n \geq 16A$ :  $1,6 I_n$ ).

### **Cortocircuito**

En la parte de corriente continua, los conductores están diseñados para una corriente nominal igual a la de cortocircuito en servicio permanente. Por tanto, no es necesario realizar ningún cálculo de cortocircuito.

#### 2.3.1.3 Fórmulas utilizadas en corriente alterna

### **Intensidad nominal**

Intensidad nominal en servicio monofásico:

$$I_n = \frac{P}{U_F \cdot \cos\varphi}$$

Intensidad nominal en servicio trifásico:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- $I_n$  Intensidad nominal del circuito (A)
- P Potencia (W)
- $U_F$  Tensión simple (V)
- $U_L$  Tensión compuesta (V)
- $\cos\varphi$  Factor de potencia.

La intensidad máxima admisible se obtiene a través de las tablas de la norma UNE- HD 60364-5-52:2022 *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones*

La intensidad máxima admisible ( $I_{adm}$ ) se corregirá con los factores de corrección (fc) oportunos cuando las condiciones de instalación difieran de las contempladas en la tabla utilizada, siendo:

$$I' = I_{adm}(Tablas) \cdot fc$$

El factor de carga será:

$$F_{carga} = \frac{I_N}{I'_{adm}}$$

### Intensidad de cálculo en inversores

Atendiendo a la ITC- BT-40 del REBT, el cableado se dimensionará para soportar un 125% la máxima intensidad del generador.

### Caída de tensión

Se comprobará, para cada circuito, que la caída de tensión es menor que la máxima admisible según lo citado anteriormente. La caída de tensión real se calculará con las siguientes fórmulas:

CdT en servicio monofásico:

$$e(V) = \left( \frac{2 \cdot L \cdot P}{K \cdot U_F \cdot n \cdot S} \right)$$

CdT en servicio trifásico:

$$e(V) = \left( \frac{L \cdot P}{K \cdot U_L \cdot n \cdot S} \right)$$

Donde:

- P Potencia de Cálculo (W)
- L Longitud de Cálculo (m)
- e Caída de tensión (V)
- K Conductividad
- I Intensidad (A)
- $U_F$  Tensión simple (V)
- $U_L$  Tensión compuesta (V)
- S Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ )
- $\text{Cos}\varphi$  Factor de potencia
- n Nº de conductores por fase
- $X_u$  Reactancia por unidad de longitud (mW/m)

En los cálculos, se desprecia la reactancia del conductor.

### Corrientes de cortocircuito

La corriente de cortocircuito se calcula siguiendo los siguientes requisitos:

$$\text{En caso de cortocircuito trifásico} \quad I_{cc} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

$$\text{En caso de cortocircuito bifásico} \quad I_{cc} = \frac{c \cdot U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

$$\text{En caso de cortocircuito monofásico} \quad I_{cc} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{cc} + Z_N)}$$

Donde:

- $I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito (kA)
- $c$ : Factor de tensión, que para baja tensión (230/400V) se pueden considerar los siguientes:
  - o Para cálculo de  $I_{cc}$  máxima: 1,05
  - o Para cálculo de  $I_{cc}$  mínima: 0,95
- $U$ : Tensión trifásica (V)
- $Z_{cc}$ : Impedancia total (m $\Omega$ )
- $Z_N$ : Impedancia total del neutro (m $\Omega$ )

### Impedancias

Para el cálculo de la impedancia de cortocircuito total ( $Z_{cc}$ ) se realiza el sumatorio de todas las impedancias ( $Z_i$ ) que afectan a cada tipo de cortocircuito:

$$Z_{cc} = \sum_i^n Z_i$$

A continuación, se explican los criterios para calcular cada tipo de impedancia que tenemos en la instalación:

- Impedancia de cortocircuito de la red en el secundario del transformador ( $Z_{RED}$ ).

$$Z_{RED} = \frac{U^2}{\sqrt{3} \cdot S_{cc}}$$

Donde:

- U: Tensión de línea en el secundario (V)
- Scc: Corriente de cortocircuito en el punto de conexión (A) En la práctica se demuestra que, aproximadamente:

$$X_{RED} \approx Z_{RED}$$

- Impedancia de cortocircuito del transformador ( $Z_S$ )

$$Z_S = \frac{U^2 \cdot u_{cc}}{S_n \cdot 100}$$

Donde:

- $Z_S$ : Impedancia del transformador (m $\Omega$ )
- U: Tensión de línea en el secundario (V)
- $u_{cc}$ : Tensión de cortocircuito (%)
- $S_n$ : Potencia aparente del transformador (kVA)

La resistencia de cortocircuito equivalente del transformador puede calcularse mediante:

$$R_S = \frac{U^2 \cdot p_{PCu}}{S \cdot 100} ; P_{PCu} = \frac{S_{Cu}}{S} \cdot 100$$

Donde:

- $R_S$ : Resistencia de cortocircuito de la fuente (m $\Omega$ )
- $P_{PCu}$ : Pérdida en el cobre (%)
- $S_{Cu}$ : Pérdida en el cobre (kVA)
- S: Potencia aparente del transformador (kVA)
- U: Tensión de línea en el secundario (V)

Por lo que la reactancia de cortocircuito del transformador será:

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2}$$

- Impedancia de conductores ( $Z_{COND}$ )

Calculándose la resistencia del conductor mediante:

$$R_{COND} = \frac{1,03 \cdot L}{K \cdot S}$$

Donde:

- L: Longitud del conductor (m)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- K: Conductividad del conductor en función de la temperatura (m/Ω·mm<sup>2</sup>) Tal y como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 6.** Conductividad a temperatura máxima y mínima

Aislamiento	Conductor	T <sup>a</sup> min (°C)	K (T <sup>a</sup> min)	T <sup>a</sup> max (°C)	K (T <sup>a</sup> max)
XLPE	Cu	20	56	250	29,167
	Al	20	35	250	18,229
PVC	Cu	20	56	160	35,897
	Al	20	35	160	22,436

El valor de la reactancia (X<sub>COND</sub>) del conductor depende del fabricante del cable por lo que este valor se puede obtener de la tabla de características del cable y de una forma aproximada de la siguiente tabla:

**Tabla 7.** Reactancias para distintas secciones de cable

Sección [mm <sup>2</sup> ]	X unipolar [Ω/km]	X multipolar [Ω/km]
1	0,176	0,1250
1,5	0,168	0,1180
2,5	0,155	0,1090
4	0,143	0,1010
6	0,135	0,0955
10	0,119	0,0861
16	0,112	0,0817
25	0,106	0,0813
35	0,102	0,0783
50	0,101	0,0779
70	0,0975	0,0762
95	0,0965	0,0751
120	0,0939	0,0740
150	0,0928	0,0745

Sección [mm <sup>2</sup> ]	X unipolar [Ω/km]	X multipolar [Ω/km]
185	0,0908	0,0742
240	0,0902	0,0752
300	0,0895	0,0750

Por lo que la impedancia del conductor será:

$$Z_{COND} = \sqrt{R_{COND}^2 + X_{COND}^2}$$

### Protección frente a sobrecarga y cortocircuito (Mediante fusibles)

#### Sobrecargas

El calibre del fusible se ha calculado teniendo en cuenta que cumple con las siguientes condiciones:

- Condición 1:  $I_b \leq I_n \leq I'_z$
- Condición 2:  $I_2 \leq 1,45 \cdot I'_z$

Donde:

- $I_b$ : Intensidad de cálculo.
- $I_n$ : Intensidad nominal del fusible.
- $I'_z$ : Intensidad admisible teniendo en cuenta los factores de corrección.
- $I_2$ :  $\begin{cases} \text{Si } 4 < I_n \leq 16, \text{ entonces: } I_2 = 1,9 \cdot I_n \\ \text{Si } 16 < I_n \leq 400, \text{ entonces: } I_2 = 1,6 \cdot I_n \end{cases}$

#### Cortocircuito

En las líneas protegidas mediante fusibles, la protección frente a cortocircuitos de la línea está garantizada si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Condición 1:

El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación.

$$PdC > I_{CC \text{ Máx}}$$

Donde:

- PdC: Poder de corte del fusible (kA)
- Icc Máx.: Corriente máxima de cortocircuito (kA)

El fusible debe tener un poder de corte (kA) superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda pasar por él, para asegurar que funde antes de autodestruirse. Dicha intensidad de cortocircuito será la del tripolar simétrico o la del cortocircuito fase-tierra según sea trifásica o monofásica la instalación a proteger.

b) Condición 2:

$$I_{CC\ Min.} > I_a$$

Donde:

- $I_{CC\ Min.}$ : Mínima corriente de cortocircuito, que tiene lugar cuando se produce el cortocircuito más favorable.
- $I_a$ : Corriente para la que se produce la intersección de las características admisibles I-t del conductor e I-t del funcionamiento del fusible.

Como en la práctica no se suele disponer de las curvas de los cables, se usa el siguiente criterio:

1. De la curva I-t del fusible se obtiene el tiempo  $t_{fun}$  correspondiente a  $I = I_{cc\ Min.}$
2. Se despeja el tiempo admisible del conductor de la expresión  $I^2_{cc\ Min.} \cdot t_{ad} = (SK)^2$ .
3. El criterio se cumple si  $t_{ad} > t_{fun}$

c) Condición 3:

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 los cortocircuitos de una duración no superior a 5 segundos, el tiempo  $t$  máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$t_{ad} = \left( \frac{K \cdot S}{I} \right)^2$$

Que se puede presentar de forma práctica por:

$$(I^2 \cdot t)_{Fusible} \leq (I^2 \cdot t)_{Cable} = K^2 \cdot S^2$$

Donde:

- t: Duración del cortocircuito en segundos.
- S: Sección (mm<sup>2</sup>)
- I: Corriente de cortocircuito efectiva en A, expresada en valor eficaz.
- K: Constante que depende del tipo de material aislante y del material conductor empleado

### Protección frente a sobrecarga y cortocircuito (Mediante interruptor automático)

Sobrecargas

$$I_b \leq I_N \leq I'_z$$

Donde:

- $I_b$ : Intensidad de cálculo.
- $I_n$ : Intensidad nominal del interruptor automático.
- $I'_z$ : Intensidad admisible teniendo en cuenta los factores de corrección.

Cortocircuitos

Se ha de cumplir que:

- a) Condición 1:

El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima revista en su punto de instalación.

$$PdC > I_{CC \text{ Máx.}}$$

Donde:

- PdC: Poder de corte del interruptor automático (kA)
- Icc Máx.: Corriente máxima de cortocircuito (kA)

- b) Condición 2:

$$I_{CC Min.} > I_{Mag IA}$$

Siendo:

- $I_{CC Min.}$ : Corriente de cortocircuito prevista en el extremo de la línea.
- $I_{Mag IA}$ : Intensidad de disparo magnético del IA para las distintas curvas de disparo.

Curva B:  $I_{Mag IA} = 5 \cdot I_N$

Curva C:  $I_{Mag IA} = 10 \cdot I_N$

Curva D:  $I_{Mag IA} = 20 \cdot I_N$

c) Condición 3

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 los cortocircuitos de una duración no superior a 5 segundos, el tiempo  $t$  máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{t} = K \cdot \frac{S}{I}$$

Que se puede presentar de forma práctica por:

$$(I^2 \cdot t)_{IA} \leq (I^2 \cdot t)_{Cable} = K^2 \cdot S^2$$

Donde:

- $t$ : Duración del cortocircuito en segundos.
- $S$ : Sección (mm<sup>2</sup>)
- $I$ : Corriente de cortocircuito efectiva en A, expresada en valor eficaz.
- $K$ : Constante que depende del tipo de material aislante y del material conductor empleado ( $A \cdot S^{1/2}/mm$ ), cuyo valor se especifica en la siguiente tabla:

**Tabla 8.** Valores K según UNE-HD 60364-4-43 para PVC y UNE 21123 para XLPE

Metal	PVC	XLPE, EPR
Cobre	115	143
Aluminio	76	94

Esta condición debe verificarse tanto para la Icc máxima como para la Icc mínima.

### Energía máxima admitida por el cable

La máxima energía específica pasante que admite el cable será:

$$I_s^2 t = k^2 \cdot s^2$$

Por tanto:

$$I_s = \sqrt{\frac{k^2 \cdot s^2}{5}}$$

Donde:

- I<sub>s</sub>: Intensidad máxima soportada por el cable durante un cortocircuito en 5 s (A)
- t: Tiempo de actuación de la protección, que se toma como 5 segundos.
- k: Constante que depende del tipo de material aislante y del material conductor empleado (A.S<sup>1/2</sup>/mm), cuyo valor se indica en la siguiente tabla:

**Tabla 9.** Valores K según UNE-HD 60364-4-43 para PVC y UNE 21123 para XLPE

Metal	PVC	XLPE, EPR
Cobre	115	143
Aluminio	76	94

### 2.3.2 Criterios de diseño aplicados en el cálculo de secciones

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

Para el criterio de cálculo de la sección por cortocircuito, en el caso de corriente continua la intensidad de cortocircuito es inferior a la intensidad de cálculo de la instalación, utilizada para el cálculo de la sección por los otros dos criterios.

En corriente alterna, se emplean los dos primeros criterios (calentamiento y caída de tensión) para el cálculo de la sección y se comprueba posteriormente junto con las protecciones que la instalación es segura y el poder de corte del conjunto (cable y protección) es superior a la corriente de cortocircuito.

#### 2.3.2.1 *Calentamiento (Intensidad Máxima Admisible)*

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de garantizar la seguridad de la instalación, teniendo en cuenta que bajo ningún concepto el cable sobrepasará su intensidad máxima admisible, tanto en condiciones de funcionamiento normal como en cortocircuito.

Por ello, la sección del cable debe ser calculada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. En corriente continua, la corriente máxima que puede circular por un módulo, o por un string se corresponde a la corriente de cortocircuito, que es muy próxima a la corriente máxima de servicio.

La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima serán corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados.

El cálculo de la intensidad máxima admisible corregida que el cable puede soportar se ha realizado basándonos en los coeficientes que aparecen en las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 *Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.*

#### 2.3.2.2 *Caída de tensión (Reducción de pérdidas en el cableado)*

Otro criterio importante, desde el punto de vista de eficiencia energética y económico, es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

La corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ( $P=I^2 \times R$ ) de hasta un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

### 2.3.2.3 Cortocircuito

La intensidad de cortocircuito es aquella que circula por los conductores de una instalación cuando se produce un contacto directo entre dos conductores de distinto potencial.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable debido a un cortocircuito no puede sobrepasar la intensidad máxima admisible de corta duración (para menos de 5s) de los materiales que conforman el aislamiento del cable. Esta temperatura para aislamientos termoplásticos es de unos 160 °C mientras que para aislamientos termostables es superior en torno a 250 °C.

El criterio de cortocircuito exige que cuando se produzca un cortocircuito el cable soporte la corriente (que puede ser muy elevada) durante el tiempo que tardan las protecciones (fusibles o interruptores automáticos) en desconectar la instalación.

Este criterio resulta determinante en instalaciones de alta y media tensión, sin embargo, no lo es en baja tensión ya que las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves y también porque las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan su intensidad.

#### **Corriente de cortocircuito máxima**

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de mayor aporte. En general, en las instalaciones de baja tensión el tipo de cortocircuito de mayor aporte es el trifásico.

En la instalación objeto del proyecto, la corriente máxima de cortocircuito que se considera para los cálculos es la originada por el cortocircuito trifásico.

- Sistema IT (Inversores – Centro de transformación): Cortocircuito bifásico. Estas corrientes se utilizan para determinar:
- Poder de corte y cierre de los interruptores.
- Esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes.

La corriente de cortocircuito máxima vendrá dada por la siguiente expresión:

$$Z_{cc} = Z_S$$
$$I_{cc \text{ Máx.}} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

#### **Corriente de cortocircuito mínima**

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y el tipo de cortocircuito de menor aporte. En las instalaciones de baja tensión los tipos de cortocircuito de menor aporte son el fase-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro).

Estas corrientes se utilizan para determinar:

- Ajuste de los dispositivos de protección para la protección de los conductores frente a cortocircuito.

En la instalación objeto del proyecto, la corriente mínima de cortocircuito puede ser originada tanto por un cortocircuito bifásico como monofásico, en función del punto de la instalación donde nos encontremos, esto es:

- Sistema IT (Inversores – Centro de transformación): Cortocircuito bifásico. La corriente de cortocircuito mínima vendrá dada por la siguiente expresión:

$$Z_{cc} = Z_{RED} + Z_s + Z_{COND, T^{\text{a}}\text{máx}}$$

$$I_{cc \text{ Mín.}} = \frac{c \cdot U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

- Sistema TT (Servicios auxiliares): Cortocircuito monofásico.

La corriente de cortocircuito mínima vendrá dada por la siguiente expresión:

$$Z_{cc} = Z_{RED} + Z_s + Z_{COND, T^{\text{a}}\text{máx}}$$

$$I_{cc \text{ Mín.}} = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{cc} + Z_N)}$$

### 2.3.3 Secciones de cableado en corriente continua

Se utilizará cable solar de cobre flexible, unipolar con aislamiento y cubierta exterior de elastómeros termoestables libres de halógenos para la parte de continua (CC). Los cables serán de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV (1,8 kV<sub>DC</sub>) y su designación completa es la siguiente:

**H1Z2Z2-K 1,8 kV<sub>DC</sub> 2x6 mm<sup>2</sup>**

**H1Z2Z2-K 1,8 kV<sub>DC</sub> 2x10 mm<sup>2</sup>**

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación siguiente permite calcular la sección ( $S_{dc}$ ) mínima requerida para no superar la caída de tensión  $\Delta V = 1,5\%$ , definida en la ITC BT 40 *Instalaciones generadoras de baja tensión*, aunque esta caída es la exigida por la normativa para minimizar las pérdidas, debemos considerar que es una instalación de fuerza para alimentación de motores (bombas), por lo que podría ser superior.

$$S_{dc} = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}}{\Delta V(\%) \cdot U_{MPP} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}^2}{\Delta V(\%) \cdot P_{dc} \cdot \sigma}$$

Donde:

- $L_{dc}$ : Longitud del tramo en estudio.
- $I_{dc}$ : Corriente máxima del string que en este caso sería la corriente de cortocircuito del módulo ( $I_{cc}$ ).
- $U_{MPP}$ : Tensión de máxima potencia en condiciones nominales.
- $P_{dc}$ : Potencia nominal del string fotovoltaico en condiciones STC.
- $\sigma$ : Conductividad eléctrica del cobre: 56 m / ( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ ) a 20 °C.

En el diseño se considera que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen diferentes configuraciones de string, en los que varía tanto la longitud como el tipo de módulo, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida.

De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa. Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por último, hay que señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, se utilizarán cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación. En cualquier caso y para unificar todos los cables se optará por instalar el cable de mayor sección resultante del cálculo de la sección más desfavorable.

Se han considerado los factores proporcionados por la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 en sus tablas:

- B.52.3 Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de instalación de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, dos conductores cargados, cobre o aluminio para una temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente: 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno.
- Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire.
- Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.

Los resultados se presentan en el apéndice final de este anejo, habiéndose empleado el software de cálculo DMelect-CIEBT Calculo de instalaciones eléctricas en baja tensión, versión 27.0.0

#### 2.3.4 Secciones de cableado en corriente alterna

Los tramos implicados en este tipo de dimensionamiento son los comprendidos entre los inversores y el cuadro general de baja tensión (CGBT), y entre el CGBT y el transformador incluido en el centro de transformación.

##### 2.3.4.1 Tramo inversor - CGBT

Para el caso de corriente alterna se utilizará cable de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y su cubierta exterior de poliolefina termoplástica libre de halógenos. Los cables serán unipolares y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

La designación completa de los conductores será:

Sector VIII-1: RV 0,6/1 kV Al 3x240 mm<sup>2</sup>

Sector IX-X: RV 0,6/1 kV Al 3x150 mm<sup>2</sup>

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección ( $S_{ac}$ ) mínima requerida para no superar una caída de tensión definida relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el

cableado de una instalación en corriente alterna, en este caso se ha tomado una caída de tensión máxima de  $\Delta V = 1,5\%$ .

$$S_{ac} = \frac{2 \cdot L_{ac} \cdot I_{Nac} \cdot \cos(\varphi)}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot \sigma}$$

Donde:

- $L_{ac}$ : Longitud del tramo en estudio.
- $I_{Nac}$ : Corriente nominal en alterna del inversor.
- $U_n$ : Tensión nominal de red.
- $\cos(\varphi)$ : Factor de potencia que debe ser cercano a 1.
- $\sigma$ : Conductividad eléctrica del aluminio: 37,5 m/ ( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ ) a 20 °C.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección resultante admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Se utilizará una sección comercial de **240** (Sector VIII-1) / **150** (Sector IX-X) **mm<sup>2</sup>** para cada una de las fases, con unas pérdidas por caída de tensión menores al 1,5%.

Se han considerado los factores proporcionados por la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 en sus tablas:

- Tabla B.52.5 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno.
- Tabla B.52.15 – Factores de corrección para temperaturas ambiente del terreno diferentes de 20 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en conductos en el suelo. Tabla B.52.16 – Factores de corrección para cables enterrados directamente en el suelo o en conductos enterrados para terrenos de resistividad diferente de 2,5 K·m/W a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para el método de referencia.
- Tabla B.52.18 – Factores de reducción para más de un circuito, cables directamente enterrados – Método de instalación D2 de las tablas B.52.2 a B.52.5 – Cables unipolares o multipolares.

### 2.3.4.2 Tramo CGBT - Transformador

Para el tramo comprendido entre el cuadro general de baja tensión y el transformador (**puentes de BT**) se emplearán conductores de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Los cables serán unipolares y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

La designación completa de los conductores será RV 0,6/1 kV Al 4(3x240) mm<sup>2</sup>

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección ( $S_{ac}$ ) mínima requerida para no superar una caída de tensión definida relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna, en este caso se ha tomado una caída de tensión máxima de  $\Delta V = 1,5\%$ .

$$S_{ac} = \frac{2 \cdot L_{ac} \cdot I_{Nac} \cdot \cos(\varphi)}{\Delta V(\%) \cdot U_n \cdot \sigma}$$

Donde:

- $L_{ac}$ : Longitud del tramo en estudio.
- $I_{Nac}$ : Corriente nominal en alterna.
- $U_n$ : Tensión nominal de red.
- $\cos(\varphi)$ : Factor de potencia que debe ser cercano a 1.
- $\sigma$ : Conductividad eléctrica del cobre: 56 m/ ( $\Omega \cdot \text{mm}^2$ ) a 20 °C.

Se han considerado los factores proporcionados por la norma UNE-HD 60364-5-52:2022 en sus tablas:

- Tabla B.52.5 – Corrientes admisibles, en amperios, para los métodos de la tabla B.52.1 – Cables aislados con XLPE/EPR, tres conductores cargados, cobre o aluminio – Temperatura del conductor: 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire, 20 °C en el terreno.
- Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire.
- Tabla B.52.17 – Factores de reducción para un circuito o un cable multipolar o para un grupo de más de un circuito, o más de un cable multipolar para usarse con las corrientes admisibles de las tablas B.52.2 a B.52.13.

En el apéndice de cálculo, al final del presente anejo, se pueden consultar los resultados obtenidos.

### 2.3.5 Canalizaciones

Para las secciones en las que se disponga se calcularán las secciones de las canalizaciones de acuerdo con la ITC-BT-30, que te remite a la ITC-BT-21.

En su sección 1.2.4 Tubos en canalizaciones enterradas, se define que los tubos protectores serán conformes a los establecido en la norma UNE-EN 61386-24:2011 *Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 24: Requisitos particulares. Sistemas de tubos enterrados bajo tierra* y se establecen las características mínimas de estos. En nuestra situación las características serán las siguientes:

**Tabla 10.** Características mínimas de los tubos enterrados.

Característica	Grado
Resistencia a la compresión	450N
Resistencia al impacto	Normal
Resistencia a la penetración de objetos solidos	Protegido contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia contra la penetración del agua	Protegido contra el agua de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	Protección interior y exterior media

El diámetro de los tubos seguirá las prescripciones de la norma de manera que se permite la fácil extracción y alojamiento de los conductores aislados.

#### 2.3.5.1 Cableado de corriente continua

En nuestro caso la sección donde se instalarán los tubos está formada por conductores unipolares en grupos de menos de 8 conductores de 6 mm<sup>2</sup>. Por lo tanto, el diámetro exterior mínimo de los tubos será de 50 mm cumpliendo con el mínimo exigido. De la misma manera, para grupos de menos de 8 conductores de 10 mm<sup>2</sup>, se empleará tubo diámetro exterior 63 mm

#### 2.3.5.2 Cableado de corriente alterna

El cableado de corriente alterna desde los inversores hasta el cuadro de protección ubicado en el centro de transformación discurre bajo tubo PEAD corrugado doble pared de diámetro exterior 200 mm.

Los servicios auxiliares de la instalación fotovoltaica discurrirán bajo tubo enterrado de diámetro exterior mínimo de 50 mm. Haciendo referencia a la tabla 9 de la ITC-BT-21 se observa que el tubo de 50 mm puede albergar en su interior hasta 8 conductores de 6 mm<sup>2</sup> de sección.

Por otra parte, el cableado dedicado a las comunicaciones, tanto entre inversores como del sistema de seguridad y videovigilancia, discurrirá bajo tubo enterrado de diámetro exterior mínimo de 50 mm.

### 2.3.6 Protecciones eléctricas de corriente continua

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada del inversor.

#### 2.3.6.1 Protección frente a sobrecarga y cortocircuito

La protección contra sobrecarga y cortocircuito deberá ser usada sí:

$$[(N_s - 1) \cdot I_{SC,MOD}] > I_{MOD MAX OCPR}$$

Donde:

- $N_s$ : Número de strings conectados en paralelo (por ejemplo, al mismo MPPT)
- $I_{SC,MOD}$ : Intensidad de cortocircuito del módulo
- $I_{MOD MAX OCPR}$ : Valor máximo de protección contra sobrecorriente del módulo determinado por IEC 61730-2

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente del lado de CC podrán ser fusibles gPV de acuerdo con la norma IEC 60269-6 u otros dispositivos de acuerdo con IEC 60947 (todas las partes) o IEC 60898-2, seleccionados de tal manera que la capacidad de transporte de corriente del cable, módulo no supere la capacidad máxima de corriente inversa y la corriente máxima de otros equipos.

Al tener como máximo 2 strings conectados en paralelo en un mismo MPPT:

Modulo 550 Wp:  $[(2-1) 14,03] < 15$

Modulo 650 Wp:  $[(2-1) 18,27] < 15$ , No se pueden emplear 2 strings/MPPT

Por lo que en el primer caso, estaría garantizada la protección por sobrecarga sin tener que utilizar fusibles

Además, esta protección se extiende a la protección contra cortocircuito, porque la intensidad utilizada para el cálculo es la  $I_{SC,MOD}$ .

### 2.3.6.2 Protección frente a contactos directo e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, **integrado en el inversor**, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se enviará una alarma.

Todas las protecciones están incluidas en el inversor. De igual manera no se espera el acceso a la planta de personal sin capacitación que tenga los conocimientos necesarios de los elementos que conforman la misma.

### 2.3.6.3 Protección frente a sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (**integrado en el inversor**), válido para la mayoría de los equipos conectados a la red.

### 2.3.7 **Protecciones eléctricas de corriente alterna**

Como se ha mencionado en la memoria descriptiva, las protecciones de AC se pueden englobar en tres grupos:

- Protecciones generales.
- Protecciones de servicios auxiliares (SSAA).

#### 2.3.7.1 Protección frente a sobrecarga y cortocircuito

Se describen en esta sección las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, considerada desde los terminales de salida de cada inversor hasta el cuadro de protecciones ubicado en el centro de transformación.

Según normativa adecuada (RD 842/2002, 2 agosto-REBT, RD 223/2008, 15 febrero-RLAT, RD 337/2014, 9 mayo-RAT) se dimensionarán las protecciones necesarias tanto en BT descritas en la memoria para el cuadro general de suma de inversores como en la parte de MT.

### **Protección mediante interruptor automático (Tramo CGBT – Inversores)**

Se instalará un cuadro general de protección para los inversores (CBT CA) cuyas líneas se protegerán mediante interruptores automáticos de intensidad y poder de corte adecuados. De esta manera se protege la línea contra sobrecarga y cortocircuito que pudieran dañar el cableado y los diferentes elementos que componen las plantas fotovoltaicas.

De manera redundante, y teniendo en cuenta que la longitud de algunas líneas supera los 100 m, se duplica la protección automática de forma que se proteja de forma más efectiva a los inversores, situándola junto a estos, bajo cofret metálico IP66 IK10, que incluye, además, protector sobretensiones categoría II así como relé diferencial clase A sensibilidad 30 mA tipo superinmunizado

### **Protección mediante fusibles (SSAA)**

#### Sobrecargas

El calibre del fusible se ha calculado teniendo en cuenta que cumple con las siguientes condiciones:

- Condición 1:  $I_b \leq I_n \leq I'_z$
- Condición 2:  $I_2 \leq 1,45 I'_z$

Donde:

- $I_b'$ : Intensidad de cálculo.
- $I_n$ : Intensidad nominal del fusible.
- $I'_z$ : Intensidad admisible teniendo en cuenta los factores de corrección.
- $I_2$ :  $\begin{cases} \text{Si } 4 < I_n \leq 16, \text{ entonces: } I_2 = 1,9 \cdot I_n \\ \text{Si } 16 < I_n \leq 400, \text{ entonces: } I_2 = 1,6 \cdot I_n \end{cases}$

En nuestro caso tenemos que:

- $I_b = 75,8 A$
- $I_n = 80A$
- $I'_z = 125 A$
- $I_2 = 1,6 \cdot I_n = 128 A$

Con lo que cumplimos las 2 condiciones y garantizamos el correcto funcionamiento de la protección fusible:

- Condición 1:  $75,8 A \leq 80 A \leq 125 A$
- Condición 2:  $128 A \leq 200 A$

### Cortocircuito

En las líneas protegidas mediante fusibles, la protección frente a cortocircuitos de la línea está garantizada si se cumplen las siguientes condiciones:

- d) Condición 1:

El poder de corte del dispositivo de protección debe ser igual o mayor que la intensidad de cortocircuito máxima prevista en su punto de instalación.

$$PdC > I_{CC \text{ Máx.}}$$

Siendo:

- PdC: Poder de corte del fusible (kA)
- Icc Máx.: Corriente máxima de cortocircuito (kA)

El fusible debe tener un poder de corte (kA) superior a la máxima corriente de cortocircuito que pueda pasar por él, para asegurar que funde antes de autodestruirse. Dicha intensidad de cortocircuito será la del tripolar simétrico o la del cortocircuito fase-tierra según sea trifásica o monofásica la instalación a proteger.

- e) Condición 2:

$$I_{CC \text{ Min.}} > I_a$$

Donde:

- $I_{CC \text{ Min.}}$ : Mínima corriente de cortocircuito, que tiene lugar cuando se produce el cortocircuito más favorable.
- $I_a$ : Corriente para la que se produce la intersección de las características admisibles I-t del conductor e I-t del funcionamiento del fusible.

Como en la práctica no se suele disponer de las curvas de los cables, se usa el siguiente criterio:

4. De la curva I-t del fusible se obtiene el tiempo  $t_{fun}$  correspondiente a  $I = I_{cc \text{ Min.}}$ .
5. Se despeja el tiempo admisible del conductor de la expresión  $I_{cc \text{ Min.}}^2 \cdot t_{ad} = (SK)^2$
6. El criterio se cumple si  $t_{ad} > t_{fun}$

Mediante las siguientes ecuaciones se calcula el tiempo admisible por el cable, tanto para la corriente de cortocircuito mínima como para la corriente de cortocircuito máxima:

$$t_{ad \text{ Cable } (I_{cc \text{ Mín.}})} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc \text{ Mín.}}} \right)^2$$
$$t_{ad \text{ Cable } (I_{cc \text{ Máx.}})} = \left( \frac{K \cdot S}{I_{cc \text{ Máx.}}} \right)^2$$

Consultando la Curva I-t del fusible para las respectivas intensidades de cortocircuito que pueden aparecer en la instalación de debe verificar que el tiempo admisible por el cable es superior al tiempo de fusión del fusible.

f) Condición 3:

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 los cortocircuitos de una duración no superior a 5 segundos, el tiempo t máximo de duración del cortocircuito, durante el que se eleva la temperatura de los conductores desde su valor máximo admisible en funcionamiento normal hasta la temperatura límite admisible de corta duración, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$t_{ad} = \left( \frac{K \cdot S}{I} \right)^2$$

Que se puede presentar de forma práctica por:

$$(I^2 \cdot t)_{Fusible} \leq (I^2 \cdot t)_{Cable} = K^2 \cdot S^2$$

Donde:

- t: Duración del cortocircuito (s)
- S: Sección (mm<sup>2</sup>)
- I: Corriente de cortocircuito efectiva en A, expresada en valor eficaz.
- K: Constante que depende del tipo de material aislante y del material conductor empleado.

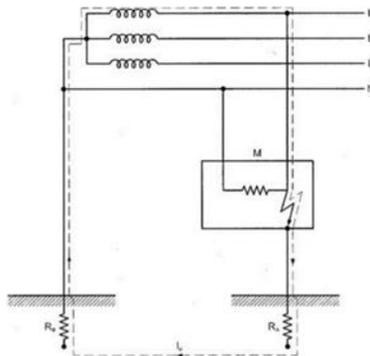
### 2.3.7.2 Protección frente a contactos directos e indirectos

Este apartado trata de justificar lo establecido en la ITC-BT-24. Protección contra los contactos directos e indirectos.

Es necesario diferenciar los dos sistemas de distribución existentes en la instalación:

- a) **Esquema IT:** La configuración de la instalación que se ha establecido en la parte de continua es la “configuración flotante o aislada de tierra” del generador, tipo IT, esto es, sus dos polos se encuentran aislados de tierra.  
 En la parte de corriente alterna en baja tensión de la instalación fotovoltaica (Inversor – Cuadro de protecciones), la configuración de puesta a tierra adoptada es nuevamente IT.
- b) **Esquema TT:** La parte de corriente alterna dedicada a la alimentación de los servicios auxiliares se instalará bajo un sistema de distribución TT, separándose de los inversores mediante un transformador de aislamiento galvánico.

### ESQUEMA TT



**Figura 1.** Esquema TT

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_A \cdot I_a \leq U$$

Donde:

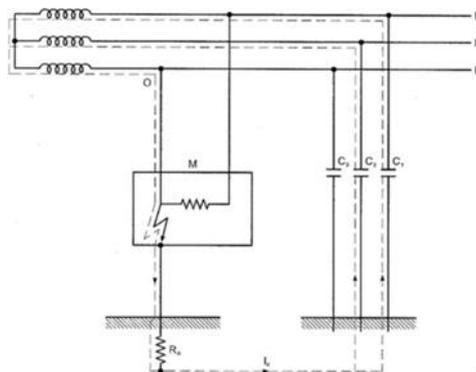
- $R_A$ : Suma de las resistencias de toma a tierra y de los conductores de protección de las masas.
- $I_a$ : Corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.
- $U_L$ : Tensión de contacto límite convencional (50, 24 V u otras, según los casos).

En el esquema TT se utilizan dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.

En el proyecto objeto de estudio, los servicios auxiliares se instalarán bajo un sistema de distribución TT, por lo que se contempla la instalación de protección diferencial en el Cuadro de Servicios Auxiliares.

### **ESQUEMA IT**

En el esquema IT, la instalación debe estar aislada de tierra o conectada a tierra a través de una impedancia de valor suficientemente alto. En caso de que exista un solo defecto a masa o tierra, la corriente de fallo es de poca intensidad y no es imperativo el corte. Sin embargo, se deben tomar medidas para evitar cualquier peligro en caso de aparición de dos fallos simultáneos.



**Figura 2.** Esquema IT

Ningún conductor activo debe conectarse directamente a tierra en la instalación.

Debe ser satisfecha la condición siguiente:

$$R_A \cdot I_d \leq U_L$$

Donde:

- $R_A$ : Suma de las resistencias de toma a tierra y de los conductores de protección de las masas.
- $I_d$ : Corriente de defecto en caso de un primer defecto franco de baja impedancia entre un conductor de fase y una masa. Este valor tiene en cuenta las corrientes de fuga y la impedancia global de puesta a tierra de la instalación eléctrica.
- $U_L$ : Tensión de contacto límite convencional (50, 24 V u otras, según los casos).

Para la correcta protección de la instalación se instalarán controladores permanentes de aislamiento en cada uno de los transformadores.

El controlador permanente de aislamiento indicará la aparición de un primer defecto de una parte activa a masa o a tierra, activando una señal.

En un segundo defecto la alimentación se debe interrumpir. Cuando las masas estén interconectadas mediante un conductor de protección, colectivamente a tierra, la protección se realizará mediante un dispositivo contra sobrecorrientes de forma que se cumpla la siguiente condición, si el neutro no está distribuido:

$$2 Z \cdot I_a \leq U$$

Donde:

- $Z_s$ : Impedancia del bucle de defecto constituido por el conductor de fase y el conductor de protección.
- $I_a$ : Corriente que garantiza el funcionamiento del dispositivo de protección de la instalación en un tiempo  $t$ , según la tabla 2, ó tiempos superiores, con 5 segundos como máximo, para aquellos casos especiales contemplados en la norma UNE-HD 60364-4-41.

**Tabla 11.** Tiempo de interrupción

Tensión nominal de la instalación ( $U_0/U$ )	Tiempo de interrupción (s)	
	Neutro no distribuido	Neutro distribuido
230/400	0,4	0,8
400/690	0,2	0,4
580/1000	0,1	0,2

- $U$ : Tensión entre fases, valor eficaz en corriente alterna.

Las características de todos los elementos de protección se indican en esquema unifilar correspondiente.

### 2.3.7.3 Protección frente a sobretensiones

El inversor propuesto integra protección contra sobretensiones tipo II en el lado de corriente alterna que asevera la seguridad de la instalación frente a posibles defectos o fallos.

### 2.3.8 **Instalación a puesta de tierra**

Según RD 1699/2011 de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, así como RD 842/2002 Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, ITC BT 18), la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

Se realizará una toma de tierra en sistema IT, donde todos los conductores activos están separados de tierra y las masas de la instalación conectadas entre sí a una red equipotencial. Por eso, en caso de un fallo de aislamiento, solamente puede fluir una corriente de error muy pequeña, determinada fundamentalmente por la capacidad de derivación de la red. Los fusibles preconnectados no se activan. El suministro de tensión se mantiene, incluso en el caso de derivación a tierra unipolar directa.

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Se realizará un electrodo enterrado horizontalmente mediante cable de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección, abarcando la mayor parte del perímetro que ocupa la estructura sobre la que se colocan los módulos fotovoltaicos. A lo largo de dicho electrodo, se colocarán varias picas.

Se considera una resistividad del terreno de: 150 Ω·m.

Para el caso de un conductor enterrado horizontal, la resistencia de tierra, en función de la resistividad del terreno es:

$$R_C = \frac{2 \cdot \rho}{L}$$

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del terreno (Ω·m).
- L: Longitud total del conductor (m).

Para el caso de un conjunto de picas verticales aisladas, la resistencia de tierra, en función de la resistividad del terreno, es:

$$R_P = \frac{\rho}{N \cdot L}$$

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- N: Número de picas.
- L: Longitud de una pica (m).

La resistencia conseguida para el conjunto de electrodos de la instalación de puesta a tierra, teniendo en cuenta que el conjunto de picas y el conductor enterrado horizontal están en paralelo respecto de tierra, se calcula de la forma siguiente:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P}$$

Los electrodos de la instalación de puesta a tierra son:

**Tabla 12.** Instalación de puesta a tierra Sector VIII-1

Tipo de electrodo	Dimensión	Longitud/Perímetro (m)	N <sub>e</sub>	Resistencia ( $\Omega$ )
Conductor enterrado horizontal	Conductor desnudo de 35 mm <sup>2</sup>	621	1	0,48
Pica vertical aislada	Barra $\varnothing \geq 14.2$ mm (Acero-cobre 250 $\mu$ )	2	10	7,50
<b>Resistencia total de conjunto</b>				<b>0,45</b>

**Tabla 13.** Instalación de puesta a tierra Sector IX-X (isla flotante tipo)

Tipo de electrodo	Dimensión	Longitud/Perímetro (m)	N <sub>e</sub>	Resistencia ( $\Omega$ )
Conductor enterrado horizontal	Conductor desnudo de 35 mm <sup>2</sup>	38	1	7,89
Pica vertical aislada	Barra $\varnothing \geq 14.2$ mm (Acero-cobre 250 $\mu$ )	2	4	18,75
<b>Resistencia total de conjunto</b>				<b>5,55</b>

Donde:

- N<sub>e</sub>: Número de electrodos iguales

## 2.4 MONITORIZACION Y CONTROL DE LA INSTALACION

Desde el punto de vista de la monitorización y control de cada instalación fotovoltaica, sector VIII-1, isla flotante 1 e isla flotante 2 del sector IX-X, se diseña a su vez, un sistema de adquisición de datos consistente en:

- 1) Sonda de radiación solar, temperatura de panel y temperatura ambiente instalada junto a los módulos. Cableada mediante ModBus RS-485 (par trenzado) hasta cuadro de monitorización del campo FV ubicado en la caseta de SSAA existente en la fase 1 para el caso del sector VIII-1 y en las casetas de SSAA proyectadas en las islas flotantes.
- 2) Sistema para monitorización de corriente y tensión en los *strings*, función realizada por los propios inversores. Para ello se cablearán los mismos (ModBus RS-485, par trenzado) hasta el cuadro de monitorización de cada instalación.
- 3) Switch de comunicaciones 8 puertos cobre Ethernet 10/100/1000, alimentado a 24 Vdc, para cada una de las islas flotantes del sector IX-X y la estación de bombeo existente, **total 3 unidades** (en el sector VIII-1, forma parte de la **fase 1**). Al switch se conectarán los datalogger mediante ethernet, correspondientes tanto a la estación meteorológica como a la monitorización de cada campo fotovoltaico (inversores)
- 4) Modem Router 3G/4G, comunicación segura VPN. Mediante una salida Ethernet (fibra óptica desde conversor F.O.-RJ45) el sistema se conectará a un módem rúter (conexión red wifi) que enviará los datos a la nube para su almacenamiento y consulta. Solo se proyectarán **2 unidades**, una para cada una de las islas flotantes del sector IX-X, ya que en el caso del sector VIII-1, al tratarse de una ampliación, servirá el mismo que fue incluido en **fase 1**.
- 5) Sistema antivertido en la red de suministro, al objeto de cumplir ITC BT40 (REBT) y RD 244/2019, compuesto por controlador dinámico de potencia (inyección cero) por desplazamiento del punto de trabajo del campo solar, que permite regular el nivel de generación de un inversor-variador en una instalación fotovoltaica en función del consumo del usuario. Se apoya en analizador de redes trifásicas (ubicado en la estación de bombeo existente) tecnología ITF, montaje pared y medidas en 4 cuadrantes, para monitorizar y registrar la producción fotovoltaica y el consumo de la red eléctrica, al recibir la medida de los nuevos transformadores de intensidad a instalar en la barra 44 kV, SET intemperie existente. Dispondrá de salidas de relé y comunicación tipo ModBus RS-485, par trenzado.
- 6) Los equipos se instalarán en el interior de un armario de automatización o rack a ubicar en cada una de las casetas de SSAA de las islas flotantes del sector IX-X (en el caso del sector VIII-1, servirá el mismo que fue proyectado ya en **fase 1**) completamente cableados (UTP cat 6 LSZH 100  $\Omega$  350 MHz) entre sí, incluidos los elementos necesarios para su funcionamiento.

## 2.5 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIDEOVIGILANCIA (SECTOR IX-X)

Se ha diseñado para la cubrir la totalidad de las islas flotantes donde se encuentran los campos fotovoltaicos.

En la instalación existirá, un Centro de Control de Seguridad (CCS), desde el que se atenderán las operaciones de monitorización, parametrización, grabación y emisión de las señales y video. El CCS será, por tanto, el centro neurálgico de todo el sistema de seguridad, desde el cual se monitorizarán y gestionarán los subsistemas de seguridad, se establecerán todas las comunicaciones al exterior, y en su interior se alojarán los principales elementos de centralización de señales e integración de subsistemas de seguridad. Se ubicará en la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1.

Los subsistemas que conforman el sistema de seguridad del presente proyecto son los siguientes:

### 2.5.1 Subsistema de intrusión

Como elementos pertenecientes al sistema de intrusión se instalarán un detector de movimiento exterior, un contacto magnético en las puertas de entrada de las zonas valladas en cada una de las islas flotantes, una sirena exterior, así como “támper anti sabotaje” en las cajas exteriores que irán sujetas a los báculos que soportan las cámaras del subsistema de CCTV (**6 unidades**) distribuidos por todo el perímetro, en cada una de las zonas valladas.

Junto al CCS, en la estación de bombeo sector IX-X existente, se instalarán las medidas de detección de intrusión, las cuales se conectarán a una central de intrusión (alarma) que dispondrá de un teclado local para su control, según UNE EN 50131-1:2008/A3:2021 *Sistemas de alarma. Sistemas de alarma contra intrusión y atraco. Parte 1: Requisitos del sistema*

### 2.5.2 Subsistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)

Los sistemas de CCTV, pese a que pueden operar de manera aislada, suelen cubrir algunas de las funciones de las requeridas para los sistemas de seguridad. De esta manera, el CCTV deberá actuar como subsistema de CCTV, integrado en mayor o menor medida con otros subsistemas que refuercen y complementen sus funciones, para obtener el nivel de seguridad requerido en la instalación.

Se dispondrán cámaras fijas IP tipo domo (**1 unidad**) y cámaras térmicas de analítica embebida (**5 unidades**), así como focos de infrarrojos (**4 unidades**) ubicados según “Plano nº 3.16. Planta Fotovoltaica Sector IX-X. Sistema de seguridad y vigilancia” sobre báculos proyectados a lo largo del perímetro del campo fotovoltaico, a una altura de 4 metros.

Se ha definido y estudiado la instalación con objeto de tener una supervisión de análisis de video general de todas las zonas del perímetro del campo fotovoltaico. Se ubicarán en el mismo sentido de orientación, de forma que una supervise a la siguiente, minimizando ángulo muerto que éstas

producen e incluyendo la eliminación del ángulo muerto, cubriendo la zona muerta entre cámaras contrapuestas.

### 2.5.3 Subsistema de centralización

El subsistema de centralización se encargará de transmitir (vía rúter 3G/4G) y procesar las señales de los distintos subsistemas, actuando automáticamente según su programación y presentando la información resultante a los operadores cuando esto sea necesario, de manera que estos puedan reaccionar ante las distintas incidencias que puedan presentarse.

El núcleo de este subsistema se ubicará en el CCS (Rack 24 unidades), donde se alojarán la mayor parte de los equipos que realizarán la labor de centralización de los subsistemas de seguridad. La unidad de grabación se ubicará en la caseta de servicios auxiliares de la Isla 1.

Se instalará en el CCS un switch de rango extendido que se encargará de gestionar las comunicaciones en la red de seguridad de todo el conjunto. Se considerará, por tanto, el suministro, instalación y configuración de los mismos.

### 2.5.4 Componentes

El sistema de seguridad y videovigilancia del campo fotovoltaico está compuesto por los siguientes equipos:

#### A) Subsistema de intrusión:

- 1) Detector de movimiento de doble tecnología de grado 2 exterior (**3 ud total**, 2 en isla 1 y 1 en isla 2)
- 2) Contacto magnético en la puerta de entrada al campo fotovoltaico (**2 ud, una por isla**)
- 3) Sirena electrónica para exteriores IP65, autoalimentada mediante batería de níquel, fabricada en policarbonato 3 mm con salida acústica de 115 dB. 1m (**2 ud, una por isla**)
- 4) Támpen anti sabotaje en las cajas instaladas en el campo fotovoltaico
- 5) Central de Intrusión (alarma) en la estación de bombeo del sector IX-X, bajo caja metálica con fuente de alimentación, expansor de 8 zonas, modulo IP/GPRS para envío de alarmas, incluyendo batería recargable 12V-7,2 Ah.

#### B) Subsistema de CCTV:

- 6) Cámaras térmicas (**6 ud, 4 en la isla nº1 y 2 en la isla nº2**) con analítica embebida con detector de 324x256 píxeles y óptica de 19 mm, con caja de control de campo exterior y támpen anti sabotaje, sobre báculo/columna troncocónica galvanizado de 4 m de altura,

- con pernos de anclaje y cimentación de hormigón HA-25, cada cámara. Alimentación ca desde con circuito tripolar 3x6 mm<sup>2</sup> Cu RV-K bajo tubo PEAD corrugado Ø 50.
- 7) Cámara domo (**2 ud, una por isla**) para uso exterior IP 1/2.8" Progressive Scan CMOS de 2 Megapíxel (1920 x 1080), con lente motorizada 2.8~12 mm autofocus, con caja de control de campo exterior y tãmpers anti sabotaje, sobre báculo/columna troncocónica galvanizado de 4 m de altura, con pernos de anclaje y cimentación de hormigón HA-25. Alimentación corriente alterna mediante circuito tripolar 3x6 mm<sup>2</sup> Cu RV-K bajo tubo PEAD corrugado Ø 50.
  - 8) Focos IR (**5 ud, 3 en isla nº1 y 2 en isla nº2**) de LEDs de alto rendimiento tipo SMD con 30º de apertura, bajo carcasa aluminio IP66. Hasta 75 m de alcance a 850 nm alimentado a 24Vdc / 12 W. Incluye minisoporte y célula fotoeléctrica integrada.
  - 9) Cable par trenzado no apantallado UTP Cat. 6 exterior CPR conexionado elementos

C) Subsistema de Centralización:

- 10) Cuadro sistema vigilancia en cada isla, formado por: rack 24 unidades con sus accesorios de fijación, paneles, guías, etc... para alojamiento de los equipos, como son, fuente alimentación 230/24 Vcc, SAI on line doble conversión 2000 VA con baterías, switch 8 puertos 10/100/1000 (que servirá tanto para monitorización como para sistema videovigilancia) y modem rúter 3G/4G comunicación segura VPN, también con función para monitorización como videovigilancia
- 11) Conexión con CCS en estación de bombeo existente sector IX-X, mediante cable fibra óptica monomodo incluyendo conexiones y conectores.
- 12) Centro de Control de Seguridad (**CCS**) en la estación de bombeo sector IX-X, formado por grabador para cámaras TCP/IP 8 canales, resolución máxima 8 megapíxel, disco duro 1 TB, modulo entrada/salida alarma, salida VGA y HDMI 4K, acceso IP Dual Stream, ratón, teclado y monitor 14", que se ubicaran en rack existente

### **3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

#### **3.1 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN**

Los centros de transformación serán de tipo interior bajo envolvente prefabricada de hormigón, tipo caseta monobloque normalizada. Los transformadores serán 1000 y 630 kVA, relación de transformación 6000/800 V y 6000/500 V, sumergidos en aceite, nivel de aislamiento del conjunto 12 kV, valores admitidos para este tipo de instalación según las Especificaciones Particulares de la compañía distribuidora i-DE (Grupo Iberdrola), cumpliendo con las condiciones requeridas en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión e ITC, más concretamente sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 13, Instalaciones de puesta a tierra e ITC- RAT 14, Instalaciones eléctricas de interior.

##### **3.1.1 Sector VIII-1**

Para la evacuación de la energía generada en el campo fotovoltaico se ha dispuesto 1 centro de transformación, potencia 2x1000 kVA, relación 6000/800 V y aparamenta correspondiente a sendas celdas de protección de interruptor automático de corte en vacío (x2) y celda de remonte para protección del cable de interconexión en MT hacia el embarrado. Dicho cable conectará en una nueva celda de línea (12 kV, 400A) a incluir en el centro de transformación existente en la parcela, correspondiente a la fase 1, desde donde se evacua hasta Estación de Bombeo del Sector VIII-1

##### **3.1.1.1 Descripción técnica centro transformación (2x1000 kVA)**

#### **ENVOLVENTE**

Tipo: Edificio prefabricado de hormigón armado vibrado (resistencia característica 30 N/mm<sup>2</sup>) formado por solera, paredes y cubierta, grado protección IP23

Nivel aislamiento: 12 kV

Dimensiones exteriores: 6080 x 2380 x 3045 mm

Puertas: Chapa de acero, 2 para trafo (1250x2400 mm) y 1 para hombre (900x210 mm) con cerradura y apertura 180°

Rejillas: Chapa de acero, 2 traseras (1200x660 mm) y 4 laterales (1700x660 mm) grado protección IP33, con lamas en V invertida

Pintura: Sobre hormigón, tipo acrílica, paredes textura rugosa. En elementos metálicos, tipo anticorrosiva

Solera perimetral: Espesor 20 cm. Hormigón armado HA-25 N/mm<sup>2</sup> con mallazo electrosoldado ME 20x20 6-6 B500T

### APARAMENTA

Celda de protección interruptor automático: 2 ud (una por trafo)

Dimensiones aproximadas: 470 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor automático: Corte en vacío, poder de corte 25 kA

Celda de remonte: 1 ud (salida del cable de MT hacia centro trafo existente Fase I)

Dimensiones aproximadas: 365 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

### TRAFOS

Transformador trifásico: 2 ud

Potencia: 1000 kVA

Aislamiento: Líquido dieléctrico (aceite vegetal)

Relación transformación: 6000 / 800 V

Regulación:  $\pm 2,5 \pm 5\%$

Tensión de cortocircuito: 6%

Grupo conexión: Dyn 11

Neutro accesible: Si

Refrigeración: ONAN

### 3.1.2 Sector IX-X

Para la evacuación de la energía generada en el campo fotovoltaico flotante se han dispuesto:

-Isla Flotante nº1: 1 centro de transformación, potencia 2x630 kVA, relación 6000/800 V y armamento correspondiente a sendas celdas de protección de interruptor automático de corte en vacío (x2) y celdas de línea con interruptor-seccionador 3 posiciones en SF6 (x2) que permiten comunicar el embarrado con los cables secos de MT. Dicho cable, que hace entrada-salida en este centro, conectará con el centro de transformación de la isla flotante nº 2

-Isla Flotante nº2: 1 centro de transformación, potencia 1x1000 kVA, relación 6000/800 V y armamento correspondiente a sendas celdas de protección de interruptor automático de corte en vacío (x1) y celda de remonte (x1) para protección del cable de interconexión en MT hacia el embarrado.

-Estación de Bombeo EB-CT1: 1 centro de transformación, potencia 2x630 kVA, relación 6000/500 V y armamento correspondiente a sendas celdas de protección con fusibles en SF6 (x2) y celdas de línea con interruptor-seccionador 3 posiciones en SF6 (x2) que permiten comunicar el embarrado con los cables secos de MT. Dicho cable, que hace entrada-salida en este centro, conectará con el centro de transformación EB-2

-Estación de Bombeo EB-CT2: 1 centro de transformación, potencia 1x1000 kVA, relación 6000/500 V y armamento correspondiente a sendas celdas de protección de interruptor automático de corte en vacío (x1) y celda de remonte (x1) para protección del cable de interconexión en MT hacia el embarrado.

### 3.1.2.1 Descripción técnica centro transformación isla flotante 1 (2x630 kVA)

#### **ENVOLVENTE**

Tipo: Edificio prefabricado de hormigón armado vibrado (resistencia característica 30 N/mm<sup>2</sup>) formado por solera, paredes y cubierta, grado protección IP23

Nivel aislamiento: 12 kV

Dimensiones exteriores: 6080 x 2380 x 3045 mm

Puertas: Chapa de acero, 2 para trafo (1250x2400 mm) y 1 para hombre (900x210 mm) con cerradura y apertura 180°

Rejillas: Chapa de acero, 2 traseras (1200x660 mm) y 4 laterales (1700x660 mm) grado protección IP33, con lamas en V invertida

Pintura: Sobre hormigón, tipo acrílica, paredes textura rugosa. En elementos metálicos, tipo anticorrosiva

Solera perimetral: Espesor 20 cm. Hormigón armado HA-25 N/mm<sup>2</sup> con mallazo electrosoldado ME 20x20 6-6 B500T

#### **APARAMENTA**

Celda de protección interruptor automático: 2 ud (una por trafo)

Dimensiones aproximadas: 470 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor automático: Corte en vacío, poder de corte 25 kA

Celda de línea: 2 ud (entrada de CT isla 2 y salida del cable de MT hacia estación de bombeo)

Dimensiones aproximadas: 365 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor-Seccionador (corte en SF6): 400 A con mando manual, poder de corte 25 kA

## TRAFOS

Transformador trifásico: 2 ud

Potencia: 630 kVA

Aislamiento: Líquido dieléctrico (aceite vegetal)

Relación transformación: 6000 / 800 V

Regulación:  $\pm 2,5 \pm 5\%$

Tensión de cortocircuito: 4%

Grupo conexión: Dyn 11

Neutro accesible: Si

Refrigeración: ONAN

### 3.1.2.2 Descripción técnica centro transformación isla flotante 2 (1x1000 kVA + SSAA)

## ENVOLVENTE

Tipo: Edificio prefabricado de hormigón armado vibrado (resistencia característica 30 N/mm<sup>2</sup>)  
formado por solera, paredes y cubierta, grado protección IP23

Nivel aislamiento: 12 kV

Dimensiones exteriores: 6080 x 2380 x 3045 mm

Puertas: Chapa de acero, 1 para trafo (1250x2400 mm) y 2 para hombre (900x210 mm) con cerradura y apertura 180°

Rejillas: Chapa de acero, 2 traseras (1200x660 mm) y 4 laterales (1700x660 mm) grado protección IP33, con lamas en V invertida

Pintura: Sobre hormigón, tipo acrílica, paredes textura rugosa. En elementos metálicos, tipo anticorrosiva

Solera perimetral: Espesor 20 cm. Hormigón armado HA-25 N/mm<sup>2</sup> con mallazo electrosoldado ME 20x20 6-6 B500T

### **APARAMENTA**

Celda de protección interruptor automático: 1 ud

Dimensiones aproximadas: 470 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor automático: Corte en vacío, poder de corte 25 kA

Celda de remonte: 1 ud (cable MT de CT isla 1)

Dimensiones aproximadas: 365 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
----------------------	----

---

<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
 <i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

## **TRAFOS**

Transformador trifásico: 1 ud

Potencia: 1000 kVA

Aislamiento: Líquido dieléctrico (aceite vegetal)

Relación transformación: 6000 / 800 V

Regulación:  $\pm 2,5 \pm 5\%$

Tensión de cortocircuito: 6%

Grupo conexión: Dyn 11

Neutro accesible: Si

Refrigeración: ONAN

### 3.1.2.3 Descripción técnica centro transformación estación bombeo CT 1 (2x630 kVA)

## **ENVOLVENTE**

Tipo: Edificio prefabricado de hormigón armado vibrado (resistencia característica 30 N/mm<sup>2</sup>) formado por solera, paredes y cubierta, grado protección IP23

Nivel aislamiento: 12 kV

Dimensiones exteriores: 6080 x 2380 x 3045 mm

Puertas: Chapa de acero, 2 para trafo (1250x2400 mm) y 1 para hombre (900x210 mm) con cerradura y apertura 180°

Rejillas: Chapa de acero, 2 traseras (1200x660 mm) y 4 laterales (1700x660 mm) grado protección IP33, con lamas en V invertida

Pintura: Sobre hormigón, tipo acrílica, paredes textura rugosa. En elementos metálicos, tipo anticorrosiva

Solera perimetral: Espesor 20 cm. Hormigón armado HA-25 N/mm<sup>2</sup> con mallazo electrosoldado ME 20x20 6-6 B500T

### APARAMENTA

Celda de protección con fusibles: 2 ud (una por cada trafo)

Dimensiones aproximadas: 470 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor-Seccionador (corte en SF6): 400 A con mando manual, poder de corte 25 kA

- Protección: fusibles 3x125 A (APR) asociados con el interruptor

Celda de línea: 2 ud (entrada de CT isla 1 y salida cable MT a CT 2)

Dimensiones aproximadas: 365 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor-Seccionador (corte en SF6): 400 A con mando manual, poder de corte 25 kA

## **TRAFOS**

Transformador trifásico: 2 ud

Potencia: 630 kVA

Aislamiento: Líquido dieléctrico (aceite vegetal)

Relación transformación: 6000 / 500 V

Regulación:  $\pm 2,5 \pm 5\%$

Tensión de cortocircuito: 4%

Grupo conexión: Yd 11

Neutro accesible: No

Refrigeración: ONAN

### 3.1.2.4 Descripción técnica centro transformación estación bombeo CT 2 (1x1000 kVA)

## **ENVOLVENTE**

Tipo: Edificio prefabricado de hormigón armado vibrado (resistencia característica 30 N/mm<sup>2</sup>) formado por solera, paredes y cubierta, grado protección IP23

Nivel aislamiento: 12 kV

Dimensiones exteriores: 4460 x 2380 x 3045 mm

Puertas: Chapa de acero, 1 para trafo (1250x2400 mm) y 1 para hombre (900x210 mm) con cerradura y apertura 180°

Rejillas: Chapa de acero, 1 trasera (1200x660 mm) y 2 laterales (1700x660 mm) grado protección IP33, con lamas en V invertida

Pintura: Sobre hormigón, tipo acrílica, paredes textura rugosa. En elementos metálicos, tipo anticorrosiva

Solera perimetral: Espesor 20 cm. Hormigón armado HA-25 N/mm<sup>2</sup> con mallazo electrosoldado ME 20x20 6-6 B500T

### APARAMENTA

Celda de protección interruptor automático: 1 ud

Dimensiones aproximadas: 470 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<hr/>	
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

Interruptor automático: Corte en vacío, poder de corte 25 kA

Celda de remonte: 1 ud (cable MT de CT 1)

Dimensiones aproximadas: 365 x 735 x 1740 mm (ancho x profundidad x altura)

Nivel aislamiento:

Tensión nominal (kV)	12
<hr/>	
<i>Frecuencia industrial (1 min.):</i>	
A tierra y entre fases (kV)	28
A la dist. de seccionamiento (kV)	32
<i>Impulso tipo rayo:</i>	
A tierra y entre fases (kV)	75
A la dist. de seccionamiento (kV)	85

Juego barras tripolar: 400 A

### TRAFOS

Transformador trifásico: 1 ud

Potencia: 1000 kVA

Aislamiento: Líquido dieléctrico (aceite vegetal)

Relación transformación: 6000 / 500 V

Regulación:  $\pm 2,5 \pm 5\%$

Tensión de cortocircuito: 6%

Grupo conexión: Yd 11

Neutro accesible: No

Refrigeración: ONAN

### **3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

#### **3.2.1 Fórmulas utilizadas**

Intensidad AT transformador:

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario  $I_p$  viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

- S: Potencia del transformador (kVA)
- $U_p$ : Tensión compuesta primaria = 6 kV
- $I_p$ : Intensidad primaria (A)

Intensidad BT transformador:

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario  $I_s$  viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Siendo:

- S: Potencia del transformador (kVA)

- Us: Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios = 0,8 kV (0,5 kV Sector IX-X)
- Is: Intensidad secundaria (A)

Esta fórmula no tiene en cuenta las pérdidas producidas en el hierro y en los arrollamientos.

#### Intensidad de cortocircuito en el lado de AT:

La intensidad de cortocircuito vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{CCP} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_P}$$

Donde:

- S<sub>CC</sub>: Potencia de cortocircuito de la red (MVA).
- U<sub>P</sub>: Tensión primaria (kV).
- I<sub>CCP</sub>: Intensidad de cortocircuito primaria (kA).

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 250 MVA en la red de distribución.

#### Intensidad de cortocircuito en el lado de BT:

La intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de baja tensión (despreciando la impedancia de la red de alta tensión) vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{CCS} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot \frac{U_{CC}}{100} \cdot U_S}$$

Donde:

- S: Potencia del transformador (kVA).
- U<sub>CC</sub> (%): Tensión porcentual de cortocircuito del transformador.
- U<sub>S</sub>: Tensión secundaria en carga (V).
- I<sub>CCS</sub>: Intensidad de cortocircuito secundario (kA)

#### Tierra de protección:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R<sub>t</sub>:

$$R_t = K_r \cdot \rho \quad (\Omega)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )

- Intensidad de defecto a tierra,  $I_d$ :

$$I_d = \frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_t^2 + X_{LTH}^2}}$$

- Tensión de defecto,  $U_d$ :

$$U_d = I_d \cdot R_t \quad (V)$$

Tierra de servicio:

$$R_{t \text{ Neutro}} = K_r \cdot \rho \quad (\Omega)$$

Tensiones en el exterior de la instalación:

$$U'_p = K_p \cdot \rho \cdot I_d$$

Tensiones en el interior de la instalación:

$$U'_{p \text{ Acceso}} = U_d = R_t \cdot I_d$$

Tensiones aplicadas (Máximas admisibles según ITC-RAT 13):

$$U_c = U_{ca} \left( 1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

$$U_{P \text{ (exterior)}} = 10 \cdot U_{ca} \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right)$$

$$U_{P \text{ (acceso)}} = 10 \cdot U_{ca} \left( 1 + \frac{2R_{a1} + 3 \rho_s + 3 \cdot \rho_H \cdot C_H}{1000} \right)$$

$$C_H = 1 - 0,106 \cdot \left[ \frac{1 - \frac{\rho}{\rho_H}}{2 \cdot h_H + 0,106} \right]$$

$$T = t' + t''$$

Donde:

- $U_p$ : Tensión de paso admisible en el exterior (V).
- $U_{p(Acc)}$ : Tensión en el acceso admisible (V).
- $U_{ca}$ : Tensión de contacto aplicada admisible según ITC-RAT 13 (Tabla 1) (V)
- $R_{a1}$ : Resistencias adicionales, como calzado, aislamiento de la torre, etc. (Valor típico de resistencia del calzado = 2.000  $\Omega$ )
- $C_H$ : Coeficiente reductor de la resistencia del hormigón.
- $h_H$ : Espesor de la capa de hormigón (m).
- $\rho$ : Resistividad natural del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $\rho_s$ : Resistividad superficial del suelo ( $\Omega \cdot m$ ).
- $\rho_H$ : Resistividad del hormigón (3.000  $\Omega \cdot m$ ).
- $t$ : Tiempo de duración de la falta ( $t= 1$  s).
- $t'$ : Tiempo de desconexión inicial ( $t'= 1$  s).
- $t''$ : Tiempo de la segunda desconexión (s).

### 3.2.2 Resultados de cálculo

En apéndice final del presente anejo se muestran los resultados de cálculo

### 3.3 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO

Como resultado de los ensayos que han sido realizados a las celdas no son necesarios los cálculos teóricos ya que con los certificados de ensayo ya se justifican los valores que se indican tanto en esta memoria como en las placas de características de las celdas.

Las características teóricas son:

- Intensidad asignada de 400 A
- Límite térmico, 1s, de 25 kA eficaces
- Límite electrodinámico de 50 kA de cresta.

Por lo tanto, dicho embarrado debe soportar la intensidad nominal sin superar la temperatura de régimen permanente (comprobación por densidad de corriente), así como los esfuerzos electrodinámicos y térmicos que se produzcan durante un cortocircuito.

#### 3.3.1 Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene como objeto verificar que no se supera la máxima densidad de corriente admisible por el elemento conductor cuando por él circule un corriente igual a la corriente nominal máxima.

Dado que se utilizan celdas bajo envoltente metálica conforme a la normativa vigente se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior para una intensidad asignada de **400 A**.

### **3.3.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica**

La comprobación por sollicitación electrodinámica tiene como objeto verificar que los elementos conductores de las celdas incluidas en este proyecto son capaces de soportar el esfuerzo mecánico derivado de un defecto de cortocircuito entre fase.

Dado que se utilizan celdas bajo envoltente metálica conforme a la normativa vigente, se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior.

El ensayo garantiza una resistencia electrodinámica de **50 kA**.

### **3.3.3 Comprobación por sollicitación térmica**

Las comprobaciones por sollicitación térmica tienen como objeto comprobar que por motivo de la aparición de un defecto o cortocircuito no se producirá un calentamiento excesivo del elemento conductor principal de las celdas que pudiera así dañarlo.

Dado que se utilizan celdas bajo envoltente metálica conforme a la normativa vigente, se garantiza una resistencia térmica de **25 kA** durante 1 segundo.

## **3.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS**

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

### **3.4.1 Protecciones de media tensión**

La protección en MT de los transformadores se realiza utilizando, o bien, como interruptor de protección un disyuntor corte en vacío, y será éste el aparato destinado a interrumpir las corrientes de cortocircuito cuando se produzcan, o mediante fusibles, en celdas bajo atmosfera hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

Los cortocircuitos fusibles son los limitadores de corriente, produciéndose su fusión, para una intensidad determinada, antes que la corriente haya alcanzado su valor máximo. De todas formas, esta protección debe permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío, soportar la intensidad en servicio continuo y sobrecargas eventuales y cortar las intensidades de defecto en los bornes del secundario del transformador.

Como regla práctica, simple y comprobada, que tiene en cuenta la conexión en vacío del transformador y evita el envejecimiento del fusible, se puede verificar que la intensidad que hace fundir al fusible en 0,1 segundo es siempre superior o igual a 12 veces la intensidad nominal del transformador.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia del transformador a proteger y la tensión de la red (kV), siendo suficiente para 630 kVA y 6 kV, fusibles de 125 A

### 3.4.2 Protecciones de baja tensión

Las salidas de BT cuentan con interruptores automáticos (800V o 500 V) en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esa salida y un poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito correspondiente, según lo calculado en el apartado correspondiente.

### 3.5 DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN

Para calcular la superficie de la reja de entrada de aire ( $S_r$ ) en el edificio del centro de transformación, se usa esta expresión:

$$S_r = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \cdot K \cdot \sqrt{(h \cdot \Delta T^n)}}$$

$W_{cu}$	Pérdidas en el cobre del transformador
$W_{fe}$	Pérdidas en el hierro del transformador
K	Coficiente en función de la forma de las rejillas de entrada
h	Distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida
$\Delta T$	Aumento de temperatura del aire

Según la instrucción ITC RAT 14, se dispondrán entradas de aire adecuadas por la parte inferior y salidas situadas en la parte superior. Deberán tener la forma adecuada o disponer de las protecciones precisas para impedir la entrada del agua y/o pequeños animales, no pudiendo dar lugar a contactos inadvertidos al introducir por ellos objetos metálicos.

El diseño de las rejillas de ventilación de los edificios prefabricados se ha realizado cumpliendo los ensayos de calentamiento según la norma UNE-EN 62271-202:2015 *Aparata de alta tensión. Parte 202: Centros de transformación prefabricados de alta tensión/baja tensión*, tomando como base de ensayo los transformadores de 1000 kVA según la norma UNE 21428-1.

### 3.6 DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS

El pozo de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen que contiene el transformador, y así es dimensionado por el fabricante al tratarse de un edificio prefabricado.

### 3.7 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Para diseñar la instalación de puesta a tierra se utilizará el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría" elaborado por UNESA.

El método UNESA establece el siguiente procedimiento a seguir para el diseño de la instalación de puesta a tierra de un CT:

1. Investigación de las características del terreno. Se admite la estimación del valor de la resistividad del terreno, con los condicionantes especificados en la ITC-RAT 13, aunque resulta conveniente medirla in situ mediante el método de Wenner.
2. Determinación de la intensidad de defecto a tierra y del tiempo máximo de eliminación del defecto. El cálculo de la intensidad de defecto tiene una formulación diferente según el sistema de instalación de la puesta a tierra del neutro, pudiendo ser:
  - Neutro aislado
  - Neutro unido a tierra
  - Directamente
  - Mediante impedancia
3. Diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra.
4. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra.
5. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior del CT.
6. Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior del CT.
7. Comprobación de que las tensiones de paso y contacto son inferiores a los valores máximos admisibles definidos en el ITC-RAT 13 "Instalaciones de puesta a tierra".
8. Investigación de las tensiones transferidas al exterior.
9. Corrección y ajuste del diseño inicial.

Los datos necesarios para realizar el cálculo serán:

- U: Tensión de servicio de la red de MT (V)
- $U_{bt}$ : Nivel de aislamiento de la instalación de BT (V)
- $\rho$ : Resistividad natural del terreno ( $\Omega \cdot m$ )
- $I_{MÁX d}$ : Intensidad máxima de defecto (A)

### 3.7.1 Investigación de las características del suelo

El Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, concretamente el apartado 4.1 de la ITC-RAT 13, indica que para instalaciones de tercera categoría y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 1,5 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno donde se instalarán estos centros, se determina una resistividad media superficial de 150  $\Omega \cdot m$ .

### 3.7.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

#### 3.7.2.1 Determinación de la intensidad de defecto

El cálculo de la intensidad de defecto a tierra tiene una formulación diferente según el sistema de instalación de la puesta a tierra del neutro de la red.

#### **Neutro aislado de tierra:**

La intensidad de defecto a tierra se produce exclusivamente por efecto de las capacidades de las líneas

Tomando como referencia la obra "*Instalaciones de puesta a tierra en centros de transformación*" de D Julián Moreno Clemente, autor de reconocido prestigio y cuya obra compila datos facilitados por las principales compañías distribuidoras de energía eléctrica (Cia Sevillana de electricidad, actualmente Edistribución Redes Digitales, SLU; Iberduero, hoy i-DE del grupo Iberdrola) la ecuación a utilizar para el calculo de las intensidades de defecto es:

$$Id = \frac{\sqrt{3} 10^{-6}(1,9La+78,5Lc)U}{\sqrt{1+[[10^{-6}(1,9La+78,5Lc)]^2 9Rt^2}}$$

Siendo

U = Tensión entre fases (V)

La = Longitud total líneas aéreas que parten de la subestación (km)

Lc = Longitud total líneas subterráneas que parten de la subestación (km)

Rt = Resistencia de la toma de tierra de la instalación que se proyecta

Habiéndose adoptado las siguientes capacidades para las líneas aéreas y subterráneas:

Líneas aéreas            Ca = 0,006 µF/km

Líneas subterráneas    Cc = 0,25 µF/km

No obstante, tomaremos el valor que normalmente dan las cias distribuidoras cuando se trata de líneas subterráneas, para una tensión de servicio normalizada, que es **300 A**

### 3.7.3 **Diseño preliminar de la instalación de tierra**

#### 3.7.3.1 Tierra de protección

Se conectarán a este sistema 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 las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

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 objeto del presente cálculo, siendo, entre otras, las siguientes:

Las distintas configuraciones posibles vienen identificadas por un código que contiene la siguiente información:

Electrodos con picas en anillo

A-B / C / DE

- A: Dimensión del lado mayor del electrodo (dm)
- B: Dimensión del lado menor del electrodo (dm)
- C: Profundidad a la que está enterrado el electrodo, es decir, la cabeza de las picas (dm)
- D: Número de picas
- E: Longitud de las picas (m)

Electrodos con picas alineadas

A / BC

- A: Profundidad a la que está enterrado el electrodo, es decir, la cabeza de las picas (dm)
- B: Número de picas
- C: Longitud de las picas (m)

Una vez seleccionado el electrodo, se obtiene de las tablas del Anexo 2 del Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de UNESA sus parámetros característicos.

- Kr Valor unitario de la resistencia de puesta a tierra ( $\Omega/(\Omega \cdot m)$ ).
- Kp Valor unitario que representa la máxima tensión de paso unitaria en la instalación ( $V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ ).
- Kc Valor unitario que representa la máxima tensión de contacto unitaria en la instalación ( $V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ ).

Para la tierra de protección se optará por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Identificación: código 70-25/5/00 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:
  - o Kr = 0,108  $\Omega/(\Omega \cdot m)$ .
  - o Kp = 0,0214  $V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ .
  - o Kc = 0,0645  $V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ .
- Descripción: Estará constituida por anillo rectangular (7 x 2,50 m), unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección. Se enterrará a una profundidad de

0,5 m. Con esta configuración, la longitud de conductor será de 19 m, dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros  $K_r$  y  $K_p$  de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

### 3.7.3.2 Tierra de servicio (SOLO trafos SSAA)

Se conectará a este sistema el neutro del/los transformador/es de servicios auxiliares, para las islas flotantes 1 y 2, sector IX-X.

Las características de las picas serán diámetro de 14 mm y una longitud de 2 m, material acero cobreado. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,5 m. La configuración escogida se describe a continuación:

- Identificación: código 5/62 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos.
  - o  $K_r = 0,073 \Omega/(\Omega \cdot m)$ .
  - o  $K_p = 0,012 V/(\Omega \cdot m \cdot A)$ .
- 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 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,5 m y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3 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.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros  $K_r$  y  $K_p$  de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0,6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a **37  $\Omega$** . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de baja tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA., no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 V (=37 x 0,650).

Existirá una separación mínima entre la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de baja tensión.

### 3.7.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierras

#### 3.7.4.1 Tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del/los centro/s de transformación ( $R_t$ ), intensidad y tensión de defecto correspondientes ( $I_d$ ,  $U_d$ ), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra,  $R_t$ :

$$R_t = K_r \rho$$

$$R_t = 0,108 \cdot 150 = 16,2 \Omega$$

- Intensidad de defecto,  $I_d = I_{d\text{máx}} = 300 \text{ A}$ .

- Tensión de defecto,  $U'_d$

$$U'_d = R_t \cdot I_d = 16,2 \cdot 300 = 4860 \text{ V}$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del CT deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada ( $U'_d$ ), por lo que deberá ser como mínimo de 10000 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 de transformación, y por ende, no afecten a la red de baja tensión.

Se comprueba así mismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 A, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

#### 3.7.4.2 Tierra de servicio (SOLO trafos SSAA)

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del neutro del/los transformador/es de servicios auxiliares ( $R_t$ ), se empleará la siguiente fórmula:

$$R_t = K_r \rho = 0,073 \cdot 150 = 10,95 \Omega$$

$$R_t = 10,95 < 37 \Omega$$

Puesto que se verifica la ecuación anterior, el electrodo seleccionado para la puesta a tierra de servicio cumple con las condiciones impuestas.

### 3.7.5 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:

$$U_p = K_p \cdot \rho \cdot I_d = 0,0214 \cdot 150 \cdot 300 = 963 \text{ V}$$

### 3.7.6 Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

El piso del centro 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, concretamente ME 20x20 Ø6-6 B500T. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, está 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.

El edificio prefabricado de hormigón estará construido de tal manera que, una vez instalado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica. Las conexiones entre varillas metálicas pertenecientes a diferentes elementos se efectuarán de forma que se consiga la equipotencialidad de éstos.

Esta armadura equipotencial se conectará al sistema de tierras de protección (excepto puertas y rejillas, que como ya se ha indicado no tendrán contacto eléctrico con el sistema equipotencial; debiendo estar aisladas de la armadura con una resistencia  $\geq 10.000 \Omega$  a los 28 días de fabricación de las paredes).

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$U_p (\text{acc}) = K_c \cdot \rho \cdot I_d = 0.0645 \cdot 150 \cdot 300 = 2902,5 \text{ V}$$

### 3.7.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

Para la obtención de los valores máximos admisibles de la tensión de paso exterior y en el acceso, se utilizan las siguientes expresiones de la ITC-RAT 13 Instalaciones de puesta a tierra del RD

337/2014, 9 mayo, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión e ITC:

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios que se puede aceptar, será conforme a la Tabla 1 de la ITC-RAT 13 de instalaciones de puestas a tierra que se transcribe a continuación:

**Tabla 14.** Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada  $U_{ca}$  en función de la duración de la corriente de falta  $t_f$

Duración de la corriente de falta $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible $U_{ca}$ (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80
>10,00	50

El valor de tiempo de duración de la corriente de falta considerado es de 0,7 seg.

Debido a que el tiempo de duración de la corriente de falta no aparece expresamente en la tabla anterior se realiza una interpolación entre el valor inferior y superior a 0,7 s, por lo que la máxima tensión de contacto aplicada admisible al cuerpo humano es:

$$U_{ca} = 165,2 V$$

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al/los centros de transformación, se emplearán las expresiones:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot (1 + (2 \cdot R_{ac} + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) / 1000) \quad V.$$

$$U_p(\text{acc}) = 10 \cdot U_{ca} \cdot (1 + (2 \cdot R_{ac} + 3 \cdot \rho_s \cdot C_s + 3 \cdot \rho_H \cdot C_H) / 1000) \quad V.$$

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot [(1 - \rho / \rho_s) / (2 \cdot h_s + 0,106)].$$

$$C_H = 1 - 0,106 \cdot [(1 - \rho / \rho_H) / (2 \cdot h_H + 0,106)].$$

$$t = t' + t'' \quad s.$$

Siendo:

$U_p$  = Tensión de paso admisible en el exterior (V)

$U_p$  (acc) = Tensión en el acceso admisible (V)

$U_{ca}$  = Tensión de contacto aplicada admisible (V) según ITC-RAT 13 (Tabla 1)

$R_{ac}$  = Resistencias adicionales, como calzado, aislamiento de la torre, etc, ( $\Omega$ )

$C_s$  = Coeficiente reductor de la resistencia superficial del suelo.

$C_H$  = Coeficiente reductor de la resistencia del hormigón.

$h_s$  = Espesor de la capa superficial del terreno (m)

$h_H$  = Espesor de la capa de hormigón (m)

$r$  = Resistividad natural del terreno ( $\Omega\text{m}$ )

$r_s$  = Resistividad superficial del suelo ( $\Omega\text{m}$ )

$r_H$  = Resistividad del hormigón = 3000  $\Omega\text{m}$

$t$  = Tiempo de duración de la falta (s)

$t'$  = Tiempo de desconexión inicial (s)

$t''$  = Tiempo de la segunda desconexión (s)

El tiempo de duración de la falta es:

$$t' = 0.7 \text{ s.}$$

$$t = t' = 0.7 \text{ s.}$$

Sustituyendo valores:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot (1 + (2 \cdot R_{ac} + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) / 1000) = 10 \cdot 165.2 \cdot (1 + (2 \cdot 2000 + 6 \cdot 150 \cdot 1) / 1000) = 9746,8 \text{ V.}$$

$$U_p \text{ (acc)} = 10 \cdot U_{ca} \cdot (1 + (2 \cdot R_{ac} + 3 \cdot \rho_s \cdot C_s + 3 \cdot \rho_H \cdot C_H) / 1000) = 10 \cdot 165.2 \cdot (1 + (2 \cdot 2000 + 3 \cdot 150 \cdot 1 + 3 \cdot 3000 \cdot 0.67) / 1000) = 18978,56 \text{ V.}$$

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot [(1 - \rho / \rho_s) / (2 \cdot h_s + 0,106)] = 1 - 0,106 \cdot [(1 - 150 / 150) / (2 \cdot 0.1 + 0,106)] = 1$$

$$C_H = 1 - 0,106 \cdot [(1 - \rho / \rho_H) / (2 \cdot h_H + 0,106)] = 1 - 0,106 \cdot [(1 - 150 / 3000) / (2 \cdot 0.1 + 0,106)] = 0,67$$

A continuación, se realizan las diferentes comprobaciones que verifican que el electrodo de puesta a tierra seleccionado satisface las condiciones exigidas:

### **Tensiones de paso y contacto en el interior del/los centro/s de transformación (CT)**

La solera del CT estará dotada del correspondiente mallazo equipotencial, por lo tanto, no existirá riesgo por tensiones de paso o contacto en el interior, ya que serán prácticamente nulas.

### **Tensión de contacto en el exterior del/los centro/s de transformación (CT)**

Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del CT no tienen contacto eléctrico con ningún elemento susceptible de quedar en tensión como consecuencia de un defecto a tierra, por lo que no es necesario realizar el cálculo de la tensión de contacto exterior que será prácticamente nula.

### **Tensión de paso en exterior y de paso en el acceso al/los centro/s de transformación (CT)**

La tensión de paso en el exterior del CT, calculada para el electrodo seleccionado, debe ser menor o igual que el máximo valor admisible de la tensión de paso:

$$U'_p \leq U_p$$
$$963 \leq 9746,8 \text{ V}$$

De igual modo, la tensión de paso en el acceso al CT para el electrodo seleccionado, debe ser menor o igual que el máximo admisible de la tensión de paso en el acceso:

$$U'_{p \text{ Acceso}} \leq U_{P \text{ (Acceso)}}$$
$$2902,5 \leq 18978,56 \text{ V}$$

### **Protección del material**

La tensión de defecto debe ser menor o igual que el nivel de aislamiento a frecuencia industrial de los equipos de BT del CT:

$$U'_d \leq U_{bt}$$
$$4860 \leq 10000 \text{ V}$$

### **3.7.8 Investigación de tensiones transferibles al exterior**

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio (en el caso de los trafos de SSAA), evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000 V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

Existirá, por tanto, una distancia de separación mínima  $D_{\min}$ , entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión:

$$D_{\min} = \frac{\rho I_d}{2000 \pi}$$
$$D_{\min} = \frac{150 \times 300}{2000 \pi} = 7,16 \approx 7,50 \text{ m}$$

Donde:

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot \text{m}$ )
- $I_d$ : Intensidad de defecto (A)
- $D$ : Distancia mínima de separación (m)

### 3.7.9 Corrección y ajuste del diseño inicial

No se considera necesario la corrección del sistema proyectado, tanto para la tierra de protección de los centros de transformación (sector VIII-1, sector IX-X) como la tierra de servicio de los trafos de SSAA (sector IX-X)

## 3.8 CUMPLIMIENTO DE LAS EMISIONES ACUSTICAS DE LOS TRAFOS DE POTENCIA

### 3.8.1 Objeto

El objeto del siguiente apartado es el de servir como justificación del cumplimiento de la normativa vigente en materia de contaminación acústica.

Con objeto de limitar el ruido originado por las instalaciones de alta tensión, éstas se dimensionarán y diseñarán de forma que los índices de ruido medidos en el exterior de las instalaciones se ajusten a los niveles de calidad acústica establecidos en el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas. Además, se deberá cumplir con el Código Técnico de la Edificación, legislaciones de las comunidades autónomas y ordenanzas municipales.

Caso de sobrepasar esos límites, se tomarán medidas correctoras para minimizar y reducir la emisión de ruido y la transmisión de vibraciones producidas. El Real Decreto 1367/2007 regula, en las tablas B1 y B2 del anexo III, los valores límite de emisión de ruido al medio ambiente exterior

y a los locales colindantes del CT, siendo estos valores función del tipo de área acústica. Estos niveles de ruido deben medirse de acuerdo a las indicaciones del anexo IV del RD 1367/2007.

### 3.8.2 Normativa de aplicación

\*RD 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas

\*RD 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23

\*Decreto 19/1997, de 4 de febrero, de Reglamentación de Ruidos y Vibraciones de la Junta de Extremadura

### 3.8.3 Descripción del tipo de actividad

Se trata de las instalaciones de alta tensión (transformadores de potencia) asociadas a plantas fotovoltaicas para autoconsumo sin vertido en las estaciones de bombeo del sector VIII-1 y IX-X, de la zona regable de la Comunidad de regantes del Zújar.

No se dispone de los registros de la autoridad competente que establezca la zonificación acústica del lugar. No obstante, por afinidad de uso del entorno, se ha elegido la siguiente zonificación:

Zonificación tipo b: Sectores de territorio de uso industrial

El horario de funcionamiento de la actividad está supeditado al funcionamiento de los campos fotovoltaicos, o sea, las horas de insolación.

### 3.8.4 Justificación del cumplimiento

Los niveles acústicos de los transformadores, según la ITC RAT 07, apdo 5 *Perdidas y niveles de potencia acústica máximos*, se reflejan en la siguiente tabla:

**Tabla 15.** Nivel de potencia acústica máxima para transformadores

Edificio	Potencia	Lw A (dBA)
<b>SECTOR VIII-1</b>		
C. Trafo VIII-1	2x1000 kVA	58
<b>SECTOR IX-X</b>		
C. Trafo Isla flotante 1	2x630 kVA	55
C. Trafo Isla flotante 2	1x1000 kVA	58
C. Trafo 1 Est. bombeo	2x630 kVA	55

---

C. Trafo 2 Est. bombeo	1x1000 kVA	58
------------------------	------------	----

El valor límite de inmisión de ruido aplicable a nuevas actividades, en sectores del territorio tipo b, es **65 dBA** (valor diurno) según tabla B1 anexo III del RD 1367/2007, de 19 de octubre, valor más restrictivo que la normativa autonómica.

Como se puede observar, las fuentes sonoras, que están situadas bajo envolvente de hormigón y separadas prudencialmente del límite de propiedad, aun no teniendo en cuenta la atenuación por distancia, cumplen con lo prescrito en el RD 1367/2007, de 19 de octubre

## 4 LÍNEA SUBTERRANEA DE MT (EVACUACIÓN SECTOR IX-X)

### 4.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

#### 4.1.1 Conductores

Teniendo en cuenta que la potencia a transportar es de 2,26 MVA el conductor elegido es unipolar de aluminio homogéneo con sección normalizada 150 mm<sup>2</sup> con aislamiento etileno-propileno de alto modulo 105°C (HEPR) pantalla metálica de hilos de cobre (H16) y cubierta poliolefina (Z1) color rojo, que reúne las características indicadas, así como Especificaciones Particulares de la cía distribuidora.

**Tabla 16.** Especificaciones cable HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al+H16

Designación	HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al
Sección de aluminio (mm <sup>2</sup> )	150
Radio min curvatura (mm)	500
Diámetro total (mm)	33
Resistencia a 20°C (Ω/km)	0,206
Reactancia a 20°C (Ω/km)	0,114
Peso propio (kg/km)	1220
I <sub>max</sub> enterrado (25°C) A	260
Límite térmico (T=250°C 1 s) kA	14,1

#### 4.1.2 Resistencia eléctrica de la línea

La resistencia eléctrica que presenta el conductor es proporcional a la longitud del cable e inversamente proporcional a su sección:

$$R_{dc} = \rho \cdot \frac{l}{S}$$

Donde:

- R<sub>dc</sub>: Resistencia del conductor en corriente continua (Ω) ρ es la resistividad del material conductor (Ω·mm<sup>2</sup>/m)
- L: Longitud del conductor (m)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

La corriente continua se distribuye uniformemente por la sección transversal del conductor, sin embargo, en corriente alterna se origina un campo magnético, que induce a unas fuerzas

electromotrices que dan lugar a corrientes inducidas. Este efecto tiene el nombre de efecto pelicular y provoca un aumento de la resistencia del conductor. La resistencia del conductor en corriente alterna viene dada por la siguiente ecuación:

$$R_{\theta} = R_{dc\theta} \cdot [1 + 7,5 \cdot f^2 \cdot D_{\text{ext}}^4 \cdot 10^{-7}]$$

Donde:

- $R_{\theta}$ : Resistencia del conductor en corriente alterna la temperatura  $\theta$  ( $\Omega$ ).
- $f$ : Frecuencia (Hz).
- $D_{\text{ext}}$ : Diámetro exterior del conductor (cm).

Para el conductor HEPRZ1 12/20 kV 1x150 K Al + H16 a una temperatura de funcionamiento de 90°C, la resistencia en corriente alterna es de 0,264  $\Omega$ /km.

#### 4.1.3 Reactancia del conductor

La reactancia kilométrica de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X = \omega * L = 2 * \pi * f * [0,5 + 4,605 * \log\left(\frac{D}{r}\right)] * 10^{-4} (\Omega/\text{Km})$$

Donde:

- $X$ : Reactancia aparente ( $\Omega$ /km).
- $F$ : Frecuencia de la red (50Hz).
- $D$ : Separación media geométrica entre conductores (mm).
- $R$ : Radio del conductor (mm).

$$D = \sqrt[3]{d_{12} + d_{23} + d_{13}}$$

$X = 0,114 \Omega/\text{km}$

#### 4.1.4 Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente

**Tabla 17.** Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores

Tipo de aislamiento seco	Servicio Permanente $\theta_s$	Cortocircuito $\theta_{cc}$ ( $t \leq 5s$ )
Polietileno reticulado XLPE	90 °C	250 °C

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible se sigue la ITC-LAT 06 del RD 223/2008, según las hipótesis de las condiciones de instalación:

- Cable directamente enterrado/bajo tubo/perforación horizontal dirigida:
  - o Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W.
  - o Temperatura del terreno: 25°C.
  - o Profundidad de enterramiento: 1 metro.

### Temperatura máxima admisible de los conductores

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga.

Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para este tipo de aislamiento y según establece la ITC-LAT 06, se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 30. Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores

**Tabla 18.** Temperaturas máximas admisibles aislamiento conductores

Tipo de aislamiento	Condiciones	
	Servicio permanente $\theta_s$	Cortocircuito $t \leq 5s$ $\theta_{cc}$
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 °C	250 °C
Polietileno reticulado (XLPE)	90 °C	250 °C

Según la tabla anterior para el conductor con las características que nos ocupa la temperatura máxima admisible del conductor será de 105°C en servicio permanente y de 250°C en cortocircuito ( $t \leq 5s$ ).

De acuerdo con esta instrucción técnica de Iberdrola Distribución, a efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se considerará una instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV formada por una terna de cables unipolares directamente enterrado en toda su longitud a 1 metro de profundidad (medido hasta la parte superior del cable), en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K·m/W, con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25°C y con una temperatura del aire ambiente de 40°C.

La intensidad admisible de un cable deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de las descritas anteriormente, de forma que el

aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la prescrita.

Las condiciones a considerar para la corrección del valor de la intensidad admisible son las siguientes:

- Temperatura del terreno
- Resistividad térmica del terreno
- Agrupación de circuitos
- Profundidad de la instalación

#### **Factor de corrección por temperatura del terreno (Fct)**

Se considera que el terreno se encuentra a una temperatura aproximada de 25 °C, por lo que no se aplicará factor de corrección.

#### **Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W (Fct)**

Se aplicará el factor correspondiente teniendo en cuenta lo indicado en la tabla Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W de la ITC-LAT 06.

A continuación, se muestran los factores de corrección que se deberían de aplicar en función de la resistividad del terreno:

**Tabla 19.** Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W

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 en interior de tubos enterrados	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83	

Para la línea subterránea objeto de estudio no se aplicará ningún factor de corrección correspondiente a la resistividad térmica del terreno, ya que se considera que la resistividad térmica del terreno es de 1,5 K·m/W.

#### **Factor de corrección relativo a agrupación de circuitos (Fca)**

Los factores de corrección aplicados en función del número de circuitos que discurren en las proximidades de la línea objeto de estudio se deberán aplicar según la tabla 10 de la ITC-LAT 06. Líneas subterráneas con cables aislados.

Debido a que la línea subterránea de media tensión del proyecto objeto de estudio discurre enterrada sin contacto con otros conductores, no se aplicará factor de corrección por agrupación de circuitos.

#### **Factor de corrección relativo a la profundidad de la instalación (Fcp)**

Los cables de la línea subterránea de media tensión serán instalados a 1 metro de profundidad por lo que no es necesario aplicar factor de corrección relativo a la profundidad de instalación.

El factor de corrección total aplicado sobre la intensidad máxima admisible del cable vendrá dado por la siguiente expresión:

$$F_c = F_{ct} \cdot F_{crt} \cdot F_{ca} \cdot F_{cp}$$

Donde:

- Fc: Factor de corrección total.
- Fct: Factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- Fcrt: Factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- Fca: Factor de corrección debido a la agrupación de circuitos.
- Fcp: Factor de corrección debido a la profundidad de soterramiento.

En base a los factores expuestos, la intensidad admisible permanente del conductor se calculará por la siguiente expresión:

$$I'_{adm} = I \cdot F_c$$

Donde:

- I'adm: Intensidad máxima admisible en servicio permanente (A).
- I: Intensidad del conductor sin coeficientes de corrección (A).
- Fc: Factor de corrección total.

La elección de la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible se calculará partiendo de la potencia que ha de transportar el cable, calculando la intensidad correspondiente y eligiendo el conductor adecuado de acuerdo con los valores de intensidades máximas que figuran en los datos suministrados por el fabricante o, en su defecto se utilizarán los valores estándar establecidos en un manual de referencia como puede ser el Manual Técnico MT 2.31.01. de Iberdrola Distribución.

Se procederá a continuación a calcular la intensidad máxima admisible de la línea LSMT, según especificaciones de la ITC-LAT 06 del RD 223/2008, en su apartado 6 y de acuerdo a MT 2.31.01 Proyecto tipo de línea Subterránea de Alta Tensión hasta 30 kV, de Iberdrola.

#### 4.1.5 Intensidad máxima admisible por el cable en 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 (para menos de un tiempo  $t$ ) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. A estos efectos, se considera el proceso adiabático, es decir que el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores. Se tiene que cumplir que el valor de la integral de Joule durante el cortocircuito tiene que ser menor al valor máximo de la integral de Joule admisible en el conductor.

$$I_{cc3}^2 \cdot t_{cc} \leq I_{cc3 \text{ Adm}}^2 \cdot t_{cc} = (K \cdot S)^2$$

Con esta fórmula se calcula la intensidad de cortocircuito trifásico admisible del conductor.

$$I_{cc3 \text{ Adm}} = K \cdot \frac{S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

- $I_{cc3 \text{ Adm}}$ : Intensidad de cortocircuito trifásico calculada con hipótesis adiabática en el conductor (A)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y del tipo de aislamiento. Representa la densidad de corriente admisible para un cortocircuito de 1 segundo y para el caso del conductor de Al con aislamiento XLPE.  $K=94 \text{ A/mm}^2$  suponiendo temperatura inicial antes del cortocircuito de 90 °C y máxima durante el cortocircuito de 250 °C.
- S: Duración del cortocircuito (segundos)

El tiempo máximo de duración del cortocircuito es un valor que proporciona la compañía distribuidora o en este caso, es un parámetro que depende de la subestación donde se conecta el centro de transformación, establecido en 0,7 segundos.

Se comprobará que la intensidad de cortocircuito para el cálculo de la red será inferior a la intensidad de cortocircuito admisible en los conductores según la duración de este.

#### 4.1.5.1 Intensidad máxima admisible por la pantalla en cortocircuito

La intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla de aluminio se calcula siguiendo la guía de la norma UNE 211003 y el método descrito en la norma UNE 21192.

En la siguiente tabla se indican las intensidades máximas de cortocircuito admisibles (kA) por la pantalla del cable seleccionado, para diferentes tiempos de duración del cortocircuito.

**Tabla 20.** Intensidades cortocircuito admisible en pantallas (kA).

Conductor	Sección Pantalla (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (s)								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2,0	2,5	3,0
12/20 kV	16	8,32	6,08	5,09	4,11	3,13	2,70	2,44	2,27	2,15

Se comprobará que las intensidades de cortocircuito por la pantalla calculadas en el punto de cortocircuito quedan por debajo de los valores de intensidad de cortocircuito máxima admisibles definidos en la tabla anterior.

#### 4.1.6 **Caída de tensión**

El cálculo de la caída de tensión se realiza mediante la fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I (R \cdot \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi) \cdot L$$

Donde:

- $\Delta V$ : Caída de tensión compuesta (V)
- I: Intensidad de la línea (A)
- X: Reactancia por fase ( $\Omega/\text{km}$ )
- R: Resistencia por fase ( $\Omega/\text{km}$ )
- $\varphi$ : Ángulo de fase;  $\cos \varphi = 0,9$
- L: Longitud de la línea (km)

En el Apéndice final se puede apreciar la caída de tensión de la línea objeto de estudio.

#### 4.1.7 **Pérdida de potencia**

La pérdida de potencia que se producirá en la línea será por efecto Joule, por lo que dependerá directamente de la corriente que circule por la misma. Se considera un factor de potencia de 1 puesto que es el caso más desfavorable.

Las pérdidas de potencia de la línea vendrán dadas por la siguiente expresión:

En valor absoluto:

$$P_p = \frac{P^2 \cdot L \cdot R_{105}}{U^2 \cdot (\cos \varphi)^2}$$

En valor porcentual:

$$P_p (\%) = \frac{P \cdot L \cdot R_{105}}{10 \cdot U^2 \cdot (\cos \varphi)^2}$$

Donde:

- P: Potencia a transportar (kW)
- L: Longitud de la línea (km)
- U: Tensión nominal de la línea (kV)
- $R_{90}$ : Resistencia del conductor en corriente alterna, a 105 °C ( $\Omega/\text{km}$ )
- $\cos \varphi$ : Factor de potencia de la instalación Calculando la P a transportar con la expresión:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Donde:

- P: Potencia a transportar (kW)
- U: Tensión nominal de la línea (kV)
- I: Intensidad de la línea (A)
- $\cos \varphi$ : Factor de potencia de la instalación.

En el Apéndice final se puede apreciar la perdida de potencia de la línea objeto de estudio.

## **4.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS**

### **4.2.1 Normas generales sobre cruzamientos de líneas subterráneas**

#### **Calles, caminos y carreteras**

En caso de que se realicen canalizaciones entubadas en los cruces de calzada, carreteras, caminos, etc. la profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,6 m en tierra. Los tubos de la canalización estarán hormigonados en toda su longitud salvo que se utilicen sistemas de perforación tipo topo en la que no será necesaria esta solicitud. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

#### **Otros cables de energía eléctrica**

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de baja tensión. La distancia mínima entre un cable de energía eléctrica de A.T. y otros cables de energía eléctrica será de 0,25 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias, el cable instalado más recientemente se dispondrá separado mediante tubos, conductos o divisorias constituidos por materiales de adecuada resistencia mecánica, con una resistencia a la compresión de 450 N y que soporten un impacto de energía de 20 J si el diámetro exterior del tubo no es superior a 90 mm, 28 J si es superior a 90 mm y menor o igual a 140 mm y de 40 J cuando es superior a 140 mm.

Para el proyecto actual, no existe ningún cruzamiento con cables de energía eléctrica subterráneos. Sin embargo, sí que se produce un cruzamiento con dos líneas eléctricas aéreas de media tensión.

### **4.2.2 Paso por zonas**

En virtud de lo dispuesto en el art. 57 de la Ley 24/2013 y en lo que resulte de aplicación del artículo 159 del Real Decreto 1955/2000, la servidumbre de paso de energía eléctrica tendrá la consideración de servidumbre legal y los tipos de afecciones motivadas por la construcción de la instalación proyectada del tramo subterráneo son las siguientes:

- Servidumbre permanente de paso de la línea subterránea definida por la franja de terreno que corresponde con la anchura de la zanja por donde discurrirán los cables más una distancia de seguridad a cada lado de una anchura igual a la mitad de la anchura de la zanja.
- Igualmente se incluye como servidumbre de ocupación permanente la superficie de las cámaras de empalme más una distancia de seguridad de un metro a cada lado.
- Se considerará una afección permanente en las arquetas de telecomunicaciones.

Como consecuencia de la constitución de la referida servidumbre, la superficie de la citada franja quedará sujeta a las siguientes limitaciones de dominio:

- Prohibición de realizar trabajos de arada, movimientos de tierra o similares.
- Prohibición de plantar árboles o arbustos o cualquier elemento de raíces profundas.
- Prohibición de realizar cualquier tipo de obra, aun cuando tenga carácter provisional o temporal, sin autorización expresa del propietario y con las condiciones que en cada caso fije el organismo competente en materia de instalaciones eléctricas, ni efectuar acto alguno que pueda dañar o perturbar el buen funcionamiento de la línea eléctrica y sus elementos anejos.
- Posibilidad de instalar los hitos de señalización, así como de realizar las obras superficiales o subterráneas que sean necesarias para la ejecución o funcionamiento de las instalaciones.
  - Ocupación temporal de los terrenos necesarios en la fase de ejecución de obra. Con carácter general, la ocupación temporal se define como una franja de terreno de una anchura de 3 m a cada lado de la ocupación permanente.

## **APÉNDICE 1: CALCULOS DE ELECTRIFICACIÓN**

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ELECTRIFICACIÓN CC Y CA .....</b>	<b>1</b>
1.1	SECTOR VIII-1 .....	1
1.1.1	TRAFO nº 1. INVERSORES 1 a 5.....	1
1.1.2	TRAFO nº 2. INVERSORES 6 a 10.....	10
1.2	SECTOR IX-X.....	19
1.2.1	ISLA 1. TRAFO nº 1. INVERSORES 1, 3 y 5.....	19
1.2.2	ISLA 1. TRAFO nº 2. INVERSORES 2, 4 y 6.....	27
1.2.3	ISLA 2. TRAFO nº 1. INVERSORES 7, 8, 9 y 10.....	34
1.2.4	ESTACION BOMBEO. INTERCONEXION C.TRAFO nº 1-CABINA 1 EB.	43
1.2.5	ESTACION BOMBEO. INTERCONEXION C.TRAFO nº 2-CABINA 2 EB.	46
<b>2</b>	<b>CENTROS DE TRANSFORMACION .....</b>	<b>49</b>
2.1	INTENSIDAD EN ALTA TENSIÓN.....	49
2.1.1	Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA.....	49
2.1.2	Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA.....	49
2.1.3	Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA.....	49
2.1.4	Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA.....	49
2.1.5	Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA.....	50
2.2	INTENSIDAD EN BAJA TENSIÓN.....	50
2.2.1	Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA.....	50
2.2.2	Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA.....	50
2.2.3	Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA.....	50
2.2.4	Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA.....	50
2.2.5	Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA.....	51
2.3	CORTOCIRCUITOS.....	51
2.3.1	Observaciones.....	51
2.3.2	Cálculo de corrientes de cortocircuito.....	51
2.3.3	Cortocircuito en el lado de Alta Tensión.....	51
2.3.4	Cortocircuito en el lado de Baja Tensión.....	51
2.3.5	Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA.....	52
2.3.6	Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA.....	52
2.3.7	Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA.....	52
2.3.8	Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA.....	52
2.3.9	Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA.....	52
2.4	DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.....	52
2.4.1	Comprobación por densidad de corriente.....	52

---

2.4.2	<i>Comprobación por sollicitación electrodinámica</i> .....	53
2.4.3	<i>Comprobación por sollicitación térmica a cortocircuito</i> .....	53
<b>3</b>	<b>LINEA SUBTERRANEA MT</b> .....	<b>54</b>
3.1	DATOS GENERALES DE LA RED .....	54
3.2	RESULTADOS DE CÁLCULO .....	54
3.2.1	<i>Perdidas de potencia</i> .....	55
3.2.2	<i>Protecciones</i> .....	55
3.2.3	<i>CAIDA DE TENSION</i> .....	55
3.2.4	<i>CORTOCIRCUITO</i> .....	56

## **1 ELECTRIFICACIÓN CC Y CA**

### **1.1 SECTOR VIII-1**

#### **1.1.1 TRAF0 nº 1. INVERSORES 1 a 5**

##### **1.1.1.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada:

CBT-CGD INV	842400 W
TOTAL....	842400 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 842400

Reparto de Fases - Líneas bifásicas

- Potencia Fase R (W): 280800

- Potencia Fase S (W): 280800

- Potencia Fase T (W): 280800

##### **1.1.1.2 Cálculo de la Línea: CBT-CGD INV (Puentes BT trafo nº1)**

- Tensión de servicio: 800 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 5 m;  $\cos \varphi_R : 1$ ;  $\cos \varphi_S : 1$ ;  $\cos \varphi_T : 1$ ;  $X_u(m\Omega/m) : 0$ ;

- Coeficiente de simultaneidad:  $RS = 1$ ;  $ST = 1$ ;  $TR = 1$ ;

- Potencias:  $P(w) : 925000$   $Q(var) : 0$

- Intensidades fasores:  $IR = 578.12-333.78i$ ;  $IS = -578.12-333.78i$ ;  $IT = +667.56i$

- Intensidades valor eficaz:  $IR = 667.56$ ;  $IS = 667.56$ ;  $IT = 667.56$

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 667.56

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 834,45 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al Eca

I.ad. a 40°C ( $F_c=1$ ) =  $4 \times 420 = 1680$  A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 51.57; S = 51.57; T = 51.57

e(parcial): RS = 0.19 V, 0.02%; ST = 0.19 V, 0.02%; TR = 0.19 V, 0.02%;

e(total): **RS = 0.19 V, 0.02%**; ST = 0.19 V, 0.02%; TR = 0.19 V, 0.02%;

Protección Termica en Principio de Línea

I. Aut./Tri. In.: 800 A. Térmico reg. Int.Reg.: 681 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 800 A. Térmico reg. Int.Reg.: 681 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

### 1.1.1.3 Subcuadro CGD INV

#### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

PROT INV1	156000 W
PROT INV2	171600 W
PROT INV3	171600 W
PROT INV4	171600 W
PROT INV5	171600 W
TOTAL....	842400 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 842400

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 280800

- Potencia Fase S (W): 280800

- Potencia Fase T (W): 280800

### 1.1.1.4 Calculo de embarrado CBT-CGD INV

#### Datos

- Metal: Cu

- Estado pletinas: desnudas

- nº pletinas por fase: 1

- Separación entre pletinas, d(cm): 10

- Separación entre apoyos, L(cm): 25

- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

Pletina adoptada

- Sección (mm<sup>2</sup>): 500
- Ancho (mm): 50
- Espesor (mm): 10
- Wx, lx, Wy, ly (cm<sup>3</sup>,cm<sup>4</sup>) : 4.16, 10.4, 0.833, 0.416
- I. admisible del embarrado (A): 920

a) Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{\max} = I_{\text{pcc}}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n) = 12.13^2 \cdot 25^2 / (60 \cdot 10 \cdot 0.833 \cdot 1) = 183.99 \leq 1200$$

kg/cm<sup>2</sup> Cu

b) Cálculo térmico, por intensidad admisible

$$I_{\text{nom}} = 667.56 \text{ A}$$
$$I_{\text{calculo}} = 1,25 (667.56) = 834,45$$
$$I_{\text{adm}} = 920 \text{ A}$$

c) Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

$$I_{\text{pcc}} = 12.13 \text{ kA}$$
$$I_{\text{cccs}} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{\text{cc}}}) = 164 \cdot 300 \cdot 1 / (1000 \cdot \sqrt{0.5}) = 115.96 \text{ kA}$$

**1.1.1.5 Tablas de resultado de cálculo**

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT Trafo nº 1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBT-CGD INV (Puentes)	925000	5	4(3x240)Al	667.56	834.45	1680	0.02	0.02	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBT-CGD INV (Puentes)	5	4(3x240)Al	11.804	15 15	11.77	9274.98	800;10 In 800;10 In		

**Subcuadro CGD INV**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
PROT INV1	185000	36.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.14	0.16	200
PROT INV2	185000	17.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.07	0.1	200
PROT INV3	185000	18.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.08	0.1	200
PROT INV4	185000	25.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.1	0.13	200
PROT INV5	185000	34.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.14	0.16	200

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
PROT INV1	36.2	3x240Al	11.77	15 15	10.809	8307.6	250;10 In 250;10 In		
PROT INV2	17.2	3x240Al	11.77	15 15	11.303	8820.04	250;10 In 250;10 In		
PROT INV3	18.2	3x240Al	11.77	15 15	11.276	8793.12	250;10 In 250;10 In		
PROT INV4	25.2	3x240Al	11.77	15 15	11.092	8604.2	250;10 In 250;10 In		
PROT INV5	34.2	3x240Al	11.77	15 15	10.86	8361.36	250;10 In 250;10 In		

**Subcuadro PROT INV1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 1	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.17	100x60
L1	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L2	15600	41.65	2x6Cu	29.89	39.4	0.51	0.51	100x60
L3	15600	70.45	2x6Cu	29.89	39.4	0.86	0.86	100x60
L4	15600	105.15	2x10Cu	29.89	53.91	0.76	0.76	100x60
L5	15600	133.95	2x10Cu	29.89	53.91	0.97	0.97	100x60
L6	15600	0.6	2x6Cu	29.89	39.4	0.01	0.01	100x60
L7	15600	35.3	2x6Cu	29.89	39.4	0.43	0.43	100x60
L8	15600	64.1	2x6Cu	29.89	39.4	0.78	0.78	100x60
L9	15600	98.8	2x10Cu	29.89	53.91	0.71	0.71	100x60
L10	15600	127.6	2x10Cu	29.89	53.91	0.92	0.92	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 1	1.5	3x240+TTx120Al	10.809		10.771	8267.36		
L1	6.95	2x6Cu	2.503	50	2.446	2140.28	20	
L2	41.65	2x6Cu	2.503	50	1.972	1331.73	20	
L3	70.45	2x6Cu	2.503	50	1.583	933.52	20	
L4	105.15	2x10Cu	2.503	50	1.66	1010.24	20	
L5	133.95	2x10Cu	2.503	50	1.459	839.18	20	
L6	0.6	2x6Cu	2.503	50	2.499	2250.87	20	
L7	35.3	2x6Cu	2.503	50	2.067	1456.48	20	
L8	64.1	2x6Cu	2.503	50	1.661	1002.17	20	
L9	98.8	2x10Cu	2.503	50	1.709	1056.55	20	
L10	127.6	2x10Cu	2.503	50	1.5	872.17	20	

**Subcuadro PROT INV2**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cál. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo, Canal, Band.
INVERSOR 2	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.1	100x60
L11	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L12	15600	21.35	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L13	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L14	15600	84.85	2x6Cu	29.89	39.4	1.04	1.04	100x60
L15	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L16	15600	148.35	2x10Cu	29.89	53.91	1.07	1.07	100x60
L17	15600	15	2x6Cu	29.89	39.4	0.18	0.18	100x60
L18	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L19	15600	78.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.96	0.96	100x60
L20	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L21	15600	142	2x10Cu	29.89	53.91	1.03	1.03	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 2	1.5	3x240+TTx120Al	11.303		11.263	8779.65		
L11	6.95	2x6Cu	2.534	50	2.479	2180.42	20	
L12	21.35	2x6Cu	2.534	50	2.304	1821.01	20	
L13	56.05	2x6Cu	2.534	50	1.789	1119.48	20	
L14	84.85	2x6Cu	2.534	50	1.439	814.66	20	
L15	119.55	2x10Cu	2.534	50	1.573	929.09	20	
L16	148.35	2x10Cu	2.534	50	1.386	780.52	20	
L17	15	2x6Cu	2.534	50	2.389	1987.96	20	
L18	49.7	2x6Cu	2.534	50	1.879	1214.57	20	
L19	78.5	2x6Cu	2.534	50	1.507	867.98	20	
L20	113.2	2x10Cu	2.534	50	1.619	968.99	20	
L21	142	2x10Cu	2.534	50	1.424	809.34	20	

**Subcuadro PROT INV3**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cál. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 3	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.11	100x60
L22	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L23	15600	15	2x10Cu	29.89	53.91	0.11	0.11	100x60
L24	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L25	15600	78.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.96	0.96	100x60
L26	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L27	15600	142	2x10Cu	29.89	53.91	1.03	1.03	100x60
L28	15600	21.35	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L29	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L30	15600	84.85	2x6Cu	29.89	39.4	1.04	1.04	100x60
L31	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L32	15600	148.35	2x10Cu	29.89	53.91	1.07	1.07	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 3	1.5	3x240+TTx120Al	11.276		11.237	8752.7		
L22	6.95	2x6Cu	2.532	50	2.477	2178.29	20	
L23	15	2x10Cu	2.532	50	2.451	2128.95	20	
L24	49.7	2x6Cu	2.532	50	1.878	1213.54	20	
L25	78.5	2x6Cu	2.532	50	1.507	867.44	20	
L26	113.2	2x10Cu	2.532	50	1.618	968.32	20	
L27	142	2x10Cu	2.532	50	1.423	808.88	20	
L28	21.35	2x6Cu	2.532	50	2.303	1819.02	20	
L29	56.05	2x6Cu	2.532	50	1.787	1118.6	20	
L30	84.85	2x6Cu	2.532	50	1.438	814.19	20	
L31	119.55	2x10Cu	2.532	50	1.572	928.47	20	
L32	148.35	2x10Cu	2.532	50	1.385	780.09	20	

**Subcuadro PROT INV4**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 4	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.13	100x60
L33	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L34	15600	15	2x6Cu	29.89	39.4	0.18	0.18	100x60
L35	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L36	15600	78.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.96	0.96	100x60
L37	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L38	15600	142	2x10Cu	29.89	53.91	1.03	1.03	100x60
L39	15600	21.35	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L40	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L41	15600	84.85	2x6Cu	29.89	39.4	1.04	1.04	100x60
L42	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L43	15600	148.35	2x10Cu	29.89	53.91	1.07	1.07	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 4	1.5	3x240+TTx120Al	11.092		11.053	8563.67		
L33	6.95	2x6Cu	2.521	50	2.465	2163.47	20	
L34	15	2x6Cu	2.521	50	2.375	1970.82	20	
L35	49.7	2x6Cu	2.521	50	1.869	1206.4	20	
L36	78.5	2x6Cu	2.521	50	1.501	863.69	20	
L37	113.2	2x10Cu	2.521	50	1.611	963.68	20	
L38	142	2x10Cu	2.521	50	1.418	805.62	20	
L39	21.35	2x6Cu	2.521	50	2.29	1805.22	20	
L40	56.05	2x6Cu	2.521	50	1.779	1112.46	20	
L41	84.85	2x6Cu	2.521	50	1.433	810.88	20	
L42	119.55	2x10Cu	2.521	50	1.565	924.19	20	
L43	148.35	2x10Cu	2.521	50	1.38	777.05	20	

**Subcuadro PROT INV5**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 5	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.17	100x60
L44	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L45	15600	15	2x6Cu	29.89	39.4	0.18	0.18	100x60
L46	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L47	15600	78.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.96	0.96	100x60
L48	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L49	15600	142	2x10Cu	29.89	53.91	1.03	1.03	100x60
L50	15600	21.35	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L51	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L52	15600	84.85	2x6Cu	29.89	39.4	1.04	1.04	100x60
L53	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L54	15600	148.35	2x10Cu	29.89	53.91	1.07	1.07	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 5	1.5	3x240+TTx120Al	10.86		10.822	8321.03		
L44	6.95	2x6Cu	2.506	50	2.45	2144.49	20	
L45	15	2x6Cu	2.506	50	2.36	1951.76	20	
L46	49.7	2x6Cu	2.506	50	1.857	1197.33	20	
L47	78.5	2x6Cu	2.506	50	1.493	858.92	20	
L48	113.2	2x10Cu	2.506	50	1.602	957.77	20	
L49	142	2x10Cu	2.506	50	1.411	801.46	20	
L50	21.35	2x6Cu	2.506	50	2.275	1787.71	20	
L51	56.05	2x6Cu	2.506	50	1.768	1104.67	20	
L52	84.85	2x6Cu	2.506	50	1.426	806.67	20	
L53	119.55	2x10Cu	2.506	50	1.557	918.75	20	
L54	148.35	2x10Cu	2.506	50	1.373	773.18	20	

**1.1.2 TRAF0 nº 2. INVERSORES 6 a 10****1.1.2.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada:

CBT-CGD INV	873600 W
TOTAL....	873600 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 873600

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 296400

- Potencia Fase S (W): 296400

- Potencia Fase T (W): 280800

**1.1.2.2 Cálculo de la Línea: CBT-CGD INV (Puentes BT trafo nº2)**

- Tensión de servicio: 800 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 5 m; Cos  $\varphi_R$  : 1; Cos  $\varphi_S$  : 1; Cos  $\varphi_T$  : 1;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0;

- Coeficiente de simultaneidad: RS = 1; ST = 1; TR = 1;

- Potencias: P(w): 925000 Q(var): 0

- Intensidades fasores: IR = 578.12-333.78i; IS = -578.12-333.78i; IT = +667.56i

- Intensidades valor eficaz: IR = 667.56; IS = 667.56; IT = 667.56

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 667.56

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 834,45 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al Eca

I.ad. a 40°C (Fc=1) = 4 x 420 = 1680 A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 51.57; S = 51.57; T = 51.57

e(parcial): RS = 0.19 V, 0.02%; ST = 0.19 V, 0.02%; TR = 0.19 V, 0.02%;

e(total): **RS = 0.19 V, 0.02%**; ST = 0.19 V, 0.02%; TR = 0.19 V, 0.02%;

Protección Térmica en Principio de Línea

I. Aut./Tri. In.: 800 A. Térmico reg. Int.Reg.: 800 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 800 A. Térmico reg. Int.Reg.: 800 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

#### 1.1.2.3 Subcualadro CBT-CGD INV

##### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

PROT INV6	171600 W
PROT INV7	171600 W
PROT INV8	171600 W
PROT INV9	171600 W
PROT INV10	187200 W
TOTAL....	873600 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 873600

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 296400

- Potencia Fase S (W): 296400

- Potencia Fase T (W): 280800

#### 1.1.2.4 Cálculo de embarrado CBT-CGD INV

##### Datos

- Metal: Cu

- Estado pletinas: desnudas

- nº pletinas por fase: 1

- Separación entre pletinas, d(cm): 10

- Separación entre apoyos, L(cm): 25

- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

##### Pletina adoptada

- Sección (mm<sup>2</sup>): 500
- Ancho (mm): 50
- Espesor (mm): 10
- Wx, lx, Wy, ly (cm<sup>3</sup>,cm<sup>4</sup>) : 4.16, 10.4, 0.833, 0.416
- I. admisible del embarrado (A): 920

**a) Cálculo electrodinámico**

$$\sigma_{max} = I_{pcc}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n) = 12.13^2 \cdot 25^2 / (60 \cdot 10 \cdot 0.833 \cdot 1) = 183.99 \leq 1200$$

kg/cm<sup>2</sup> Cu

**b) Cálculo térmico, por intensidad admisible**

$$I_{nom} = 667.56 \text{ A}$$

$$I_{calculo} = 1,25 (667.56) = 834,45$$

$$I_{adm} = 920 \text{ A}$$

**c) Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito**

$$I_{pcc} = 12.13 \text{ kA}$$

$$I_{cccs} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{cc}}) = 164 \cdot 300 \cdot 1 / (1000 \cdot \sqrt{0.5}) = 115.96 \text{ kA}$$

**1.1.2.5 Tablas de resultado de cálculo**

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT Trafo nº 2**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo, Canal, Band.
CBT-CGD INV (Puentes)	925000	5	4(3x240)Al	667.56	834.45	1680	0.02	0.02	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBT-CGD INV	5	4(3x240)Al	12.203	15 15	12.166	9558.23	800;10 In 800;10 In		

**Subcuadro CBT-CGD INV**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
PROT INV6	185000	44.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.17	0.19	200
PROT INV7	185000	65.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.27	0.3	200
PROT INV8	185000	72.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.3	0.33	200
PROT INV9	185000	91.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.37	0.4	200
PROT INV10	185000	95.2	3x240Al	133.51	166,89	420.00	0.38	0.4	200

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)	Fase
PROT INV6	44.2	3x240Al	12.166	15 15	10.926	8301.83	250;10 In 250;10 In		
PROT INV7	65.2	3x240Al	12.166	15 15	10.389	7726.25	250;10 In 250;10 In		
PROT INV8	72.2	3x240Al	12.166	15 15	10.218	7542.51	250;10 In 250;10 In		
PROT INV9	91.2	3x240Al	12.166	15 10	9.773	7067.84	250;10 In 250;10 In		
PROT INV10	95.2	3x240Al	12.166	15 10	9.683	6972.59	250;10 In 250;10 In		

**Subcuadro PROT INV6**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo, Canal, Band.
INVERSOR 6	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.2	100x60
L55	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L56	15600	15	2x6Cu	29.89	39.4	0.18	0.18	100x60
L57	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L58	15600	78.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.96	0.96	100x60
L59	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L60	15600	142	2x10Cu	29.89	53.91	1.03	1.03	100x60
L61	15600	21.35	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L62	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L63	15600	84.85	2x6Cu	29.89	39.4	1.04	1.04	100x60
L64	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L65	15600	148.35	2x10Cu	29.89	53.91	1.07	1.07	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 6	1.5	3x240+TTx120Al	10.926		10.886	8259.69		
L55	6.95	2x6Cu	2.513	50	2.454	2139.34	20	
L56	15	2x6Cu	2.513	50	2.362	1943.07	20	
L57	49.7	2x6Cu	2.513	50	1.854	1190.53	20	
L58	78.5	2x6Cu	2.513	50	1.49	854.94	20	
L59	113.2	2x10Cu	2.513	50	1.599	953.01	20	
L60	142	2x10Cu	2.513	50	1.408	797.95	20	
L61	21.35	2x6Cu	2.513	50	2.276	1778.12	20	
L62	56.05	2x6Cu	2.513	50	1.766	1098.64	20	
L63	84.85	2x6Cu	2.513	50	1.423	803.1	20	
L64	119.55	2x10Cu	2.513	50	1.554	914.31	20	
L65	148.35	2x10Cu	2.513	50	1.371	769.89	20	

**Subcuadro PROT INV7**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 7	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.3	100x60
L66	15600	0.6	2x6Cu	29.89	39.4	0.01	0.01	100x60
L67	15600	35.3	2x6Cu	29.89	39.4	0.43	0.43	100x60
L68	15600	64.1	2x6Cu	29.89	39.4	0.78	0.78	100x60
L69	15600	98.8	2x10Cu	29.89	53.91	0.71	0.71	100x60
L70	15600	127.6	2x10Cu	29.89	53.91	0.92	0.92	100x60
L71	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L72	15600	41.65	2x6Cu	29.89	39.4	0.51	0.51	100x60
L73	15600	70.45	2x6Cu	29.89	39.4	0.86	0.86	100x60
L74	15600	105.15	2x10Cu	29.89	53.91	0.76	0.76	100x60
L75	15600	133.95	2x10Cu	29.89	53.91	0.97	0.97	100x60
L76	15600	11.5	2x6Cu	29.89	39.4	0.14	0.14	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)	Fase
INVERSOR 7	1.5	3x240+TTx120Al	10.389		10.352	7686.5			
L66	0.6	2x6Cu	2.478	50	2.474	2215.06	20		T
L67	35.3	2x6Cu	2.478	50	2.036	1421.54	20		R
L68	64.1	2x6Cu	2.478	50	1.638	983.76	20		S
L69	98.8	2x10Cu	2.478	50	1.686	1036.34	20		T
L70	127.6	2x10Cu	2.478	50	1.481	858	20		R
L71	6.95	2x6Cu	2.478	50	2.418	2094.95	20		S
L72	41.65	2x6Cu	2.478	50	1.943	1301.41	20		T
L73	70.45	2x6Cu	2.478	50	1.562	917.38	20		R
L74	105.15	2x10Cu	2.478	50	1.637	991.62	20		S
L75	133.95	2x10Cu	2.478	50	1.441	826.01	20		T
L76	11.5	2x6Cu	2.478	50	2.368	1987.61	20		R

**Subcuadro PROT INV8**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 8	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.33	100x60
L77	15600	39.25	2x6Cu	29.89	39.4	0.48	0.48	100x60
L78	15600	68.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.83	0.83	100x60
L79	15600	102.75	2x10Cu	29.89	53.91	0.74	0.74	100x60
L80	15600	131.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.95	0.95	100x60
L81	15600	0.6	2x6Cu	29.89	39.4	0.01	0.01	100x60
L82	15600	35.3	2x6Cu	29.89	39.4	0.43	0.43	100x60
L83	15600	64.1	2x6Cu	29.89	39.4	0.78	0.78	100x60
L84	15600	98.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.71	0.71	100x60
L85	15600	127	2x10Cu	29.89	53.91	0.92	0.92	100x60
L86	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L87	15600	41.65	2x6Cu	29.89	39.4	0.51	0.51	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 8	1.5	3x240+TTx120Al	10.218		10.182	7503.74		
L77	39.25	2x6Cu	2.467	50	1.968	1336.42	20	
L78	68.05	2x6Cu	2.467	50	1.583	937.11	20	
L79	102.75	2x10Cu	2.467	50	1.648	1003.1	20	
L80	131.55	2x10Cu	2.467	50	1.45	834.34	20	
L81	0.6	2x6Cu	2.467	50	2.463	2201.86	20	
L82	35.3	2x6Cu	2.467	50	2.026	1412.08	20	
L83	64.1	2x6Cu	2.467	50	1.631	978.98	20	
L84	98.2	2x10Cu	2.467	50	1.683	1035.42	20	
L85	127	2x10Cu	2.467	50	1.479	857.45	20	
L86	6.95	2x6Cu	2.467	50	2.406	2080.31	20	
L87	41.65	2x6Cu	2.467	50	1.933	1293.31	20	

**Subcuadro PROT INV9**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo, Canal, Band.
INVERSOR 9	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.4	100x60
L88	15600	56.65	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L89	15600	91.35	2x10Cu	29.89	53.91	0.66	0.66	100x60
L90	15600	120.15	2x10Cu	29.89	53.91	0.87	0.87	100x60
L91	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L92	15600	20.9	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L93	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L94	15600	84.4	2x10Cu	29.89	53.91	0.61	0.61	100x60
L95	15600	113.2	2x10Cu	29.89	53.91	0.82	0.82	100x60
L96	15600	27.25	2x6Cu	29.89	39.4	0.33	0.33	100x60
L97	15600	56.05	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L98	15600	90.75	2x10Cu	29.89	53.91	0.66	0.66	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 9	1.5	3x240+TTx120Al	9.773		9.739	7031.93		
L88	56.65	2x6Cu	2.437	50	1.704	1052.5	20	
L89	91.35	2x10Cu	2.437	50	1.715	1072.01	20	
L90	120.15	2x10Cu	2.437	50	1.508	883.83	20	
L91	6.95	2x6Cu	2.437	50	2.375	2040.98	20	
L92	20.9	2x6Cu	2.437	50	2.204	1702.24	20	
L93	49.7	2x6Cu	2.437	50	1.796	1145.7	20	
L94	84.4	2x10Cu	2.437	50	1.77	1128.13	20	
L95	113.2	2x10Cu	2.437	50	1.555	923.58	20	
L96	27.25	2x6Cu	2.437	50	2.115	1554.45	20	
L97	56.05	2x6Cu	2.437	50	1.712	1060.03	20	
L98	90.75	2x10Cu	2.437	50	1.72	1076.67	20	

**Subcuadro PROT INV10**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 10	185000	1.5	3x240+TTx120Al	133.51	420	0.01	0.41	100x60
L99	15600	120.15	2x10Cu	29.89	53.91	0.87	0.87	100x60
L100	15600	6.95	2x6Cu	29.89	39.4	0.09	0.09	100x60
L101	15600	20.9	2x6Cu	29.89	39.4	0.26	0.26	100x60
L102	15600	49.7	2x6Cu	29.89	39.4	0.61	0.61	100x60
L103	15600	84.4	2x10Cu	29.89	53.91	0.61	0.61	100x60
L104	15600	119.55	2x10Cu	29.89	53.91	0.86	0.86	100x60
L105	15600	27.85	2x6Cu	29.89	39.4	0.34	0.34	100x60
L106	15600	56.65	2x6Cu	29.89	39.4	0.69	0.69	100x60
L107	15600	91.35	2x10Cu	29.89	53.91	0.66	0.66	100x60
L108	15600	32.4	2x6Cu	29.89	39.4	0.4	0.4	100x60
L109	15600	61.2	2x6Cu	29.89	39.4	0.75	0.75	100x60
L110	15600	95.9	2x10Cu	29.89	53.91	0.69	0.69	100x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)
INVERSOR 10	1.5	3x240+TTx120Al	9.683		9.65	6937.3		
L99	120.15	2x10Cu	2.43	50	1.504	881.61	20	
L100	6.95	2x6Cu	2.43	50	2.368	2032.78	20	
L101	20.9	2x6Cu	2.43	50	2.197	1695.12	20	
L102	49.7	2x6Cu	2.43	50	1.791	1142.03	20	
L103	84.4	2x10Cu	2.43	50	1.765	1124.58	20	
L104	119.55	2x10Cu	2.43	50	1.508	884.9	20	
L105	27.85	2x6Cu	2.43	50	2.1	1535	20	
L106	56.65	2x6Cu	2.43	50	1.7	1049.38	20	
L107	91.35	2x10Cu	2.43	50	1.711	1068.79	20	
L108	32.4	2x6Cu	2.43	50	2.035	1439.01	20	
L109	61.2	2x6Cu	2.43	50	1.643	995.45	20	
L110	95.9	2x10Cu	2.43	50	1.676	1034.76	20	

**1.2 SECTOR IX-X****1.2.1 ISLA 1. TRAF0 nº 1. INVERSORES 1, 3 y 5****1.2.1.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada:

CBT-CGD INV	600541 W
TOTAL....	600541 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 180

- Potencia Instalada Fuerza (W): 600361

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 200100

- Potencia Fase S (W): 199341

- Potencia Fase T (W): 199600

**1.2.1.2 Cálculo de la Línea: CBT-CGD INV (Puentes trafo nº1)**

- Tensión de servicio: 800 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 5 m; Cos  $\varphi_R$  : 1; Cos  $\varphi_S$  : 1; Cos  $\varphi_T$  : 1; Xu(m $\Omega$ /m): 0;

- Coeficiente de simultaneidad: RS = 1; ST = 1; TR = 1;

- Potencias: P(w): 560355 Q(var): 3318.73

- Intensidades fasores: IR = 349.02-204.27i; IS = -351.42-200.13i; IT = 2.4+404.4i

- Intensidades valor eficaz: IR = 404.41; IS = 404.41; IT = 404.41

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 404.41

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 505,51 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-AI Eca

I.ad. a 40°C (Fc=1) = 4 x 420 = 1680 A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 44.24; S = 44.24; T = 44.24

e(parcial): RS = 0.11 V, 0.01%; ST = 0.11 V, 0.01%; TR = 0.11 V, 0.01%;

e(total): **RS = 0.11 V, 0.01%**; ST = 0.11 V, 0.01%; TR = 0.11 V, 0.01%;

Protección Termica en Principio de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

### 1.2.1.3 Subcuadro CBT-CGD INV

#### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

PROT INV1	199100 W
PROT INV3	199100 W
PROT INV5	199100 W
SSAA Isla1	3241 W
TOTAL....	600541 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 180

- Potencia Instalada Fuerza (W): 600361

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 200100

- Potencia Fase S (W): 199341

- Potencia Fase T (W): 199600

### 1.2.1.4 Cálculo de embarrado CBT-CGD INV

#### Datos

- Metal: Cu

- Estado pletinas: desnudas

- nº pletinas por fase: 1

- Separación entre pletinas, d(cm): 10

- Separación entre apoyos, L(cm): 25

- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

Pletina adoptada

- Sección (mm<sup>2</sup>): 200
- Ancho (mm): 40
- Espesor (mm): 5
- Wx, lx, Wy, ly (cm<sup>3</sup>,cm<sup>4</sup>) : 1.333, 2.666, 0.166, 0.042
- I. admisible del embarrado (A): 520

a) Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{max} = I_{pcc}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n) = 11.48^2 \cdot 25^2 / (60 \cdot 10 \cdot 0.166 \cdot 1) = 827.654 \leq 1200 \text{ kg/cm}^2 \text{ Cu}$$

b) Cálculo térmico, por intensidad admisible

$$I_{nom} = 404.41 \text{ A}$$

$$I_{calculo} = 1,25 (404.41) = 505,51$$

$$I_{adm} = 520 \text{ A}$$

c) Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

$$I_{pcc} = 11.48 \text{ kA}$$

$$I_{cccs} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{cc}}) = 164 \cdot 200 \cdot 1 / (1000 \cdot \sqrt{0.5}) = 46.39 \text{ kA}$$

 1.2.1.5 Tablas de resultado de cálculo

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT trafo nº1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBT-CGD INV (Puentes)	560355	5	4(3x240)Al	404.41	505.51	1680	0.01	0.01	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBT-CGD INV (Puentes)	5	4(3x240)Al	11.199	15 15	11.166	8794.49	630;10 In 630;10 In		

**Subcuadro CBT-CGD INV**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
PROT INV1	185000	183.8	3x150 Al	133.51	166,89	294.00	1.27	1.28	T200 B400x100
PROT INV3	185000	219.45	3x150 Al	133.51	166,89	294.00	1.41	1.43	T200 B400x100
PROT INV5	185000	254.1	3x150 Al	133.51	166,89	294.00	1.45	1.47	T200 B400x100
Trafo SSAA	5355	7.5	3x6 Cu	4.55		39	0.02	0.03	25
SSAA Isla1	3400.44	2.5	4x6 Cu	7.64		39	0.02	0.02	25

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)	Fase
PROT INV1	183.8	3x150 Al	11.166	15 10	6.735	4001.9	160;10 In 160;10 In		
PROT INV3	219.45	3x150 Al	11.166	15 10	6.183	3545.83	160;10 In 160;10 In		
PROT INV5	254.1	3x150 Al	11.166	15 6	5.718	3186.51	160;10 In 160;10 In		
Trafo SSAA	7.5	3x6 Cu	11.166	50	9.171	5754.16	10		
SSAA Isla1	2.5	4x6 Cu	0.467	4.5	0.466	364	25;C		

**Subcuadro PROT INV1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 1	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.29	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 1	1.5	3x150+TTx95Al	6.735		6.71	3980.6		
L1	36.5	2x6Cu	1.865	50	1.595	1111.38	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.865	50	1.595	1111.38	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.865	50	1.634	1165.72	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.865	50	1.634	1165.72	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.865	50	1.674	1223.48	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.865	50	1.674	1223.48	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.865	50	1.712	1284.51	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.865	50	1.712	1284.51	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.865	50	1.75	1348.45	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.865	50	1.75	1348.45	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.865	50	1.787	1414.6	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.865	50	1.787	1414.6	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.865	50	1.82	1478.54	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.865	50	1.82	1478.54	16	

**Subcuadro PROT INV3**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 3	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.44	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 3	1.5	3x150+TTx95Al	6.183		6.162	3528.73		
L1	36.5	2x6Cu	1.812	50	1.547	1062.17	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.812	50	1.547	1062.17	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.812	50	1.584	1112.68	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.812	50	1.584	1112.68	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.812	50	1.622	1166.46	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.812	50	1.622	1166.46	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.812	50	1.66	1223.46	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.812	50	1.66	1223.46	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.812	50	1.697	1283.49	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.812	50	1.697	1283.49	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.812	50	1.734	1346.1	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.812	50	1.734	1346.1	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.812	50	1.767	1407.31	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.812	50	1.767	1407.31	16	

**Subcuadro PROT INV5**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 5	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.47	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 5	1.5	3x150+TTx95Al	5.718		5.699	3172.49		
L1	36.5	2x6Cu	1.762	50	1.502	1017.93	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.762	50	1.502	1017.93	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.762	50	1.538	1065	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.762	50	1.538	1065	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.762	50	1.575	1115.17	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.762	50	1.575	1115.17	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.762	50	1.612	1168.46	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.762	50	1.612	1168.46	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.762	50	1.648	1224.78	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.762	50	1.648	1224.78	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.762	50	1.684	1283.86	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.762	50	1.684	1283.86	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.762	50	1.717	1342.09	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.762	50	1.717	1342.09	16	

**Subcuadro SSAA Isla1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
Alumbrado/Fuerza	2780	0.3	4x2.5Cu	7.64	30	0	0.02	
TC II/16A	1000	1	2x2.5+TTx2.5Cu	5.09	30	0.01	0.03	20
TC III/16A	1500	1	4x2.5+TTx2.5Cu	2.55	30	0.01	0.03	20
Alumbrado	180	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.78	17.5	0.03	0.04	16
Reles CT	100	5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.48	30	0	0.03	20
Posic. Camaras CCTV	559.44	100	2x2.5+TTx2.5Cu	3.24	30	0.49	0.51	32
Monitorizacion	61	0.3	2x2.5Cu	0.26	30	0	0.01	
Sensores atm	15	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.06	30	0	0.01	
Sist CCTV	40	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.17	30	0	0.01	
Datalogger	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.01	
Modem router	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.01	
Switch FO	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.01	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)	Fase
Alumbrado/Fuerza	0.3	4x2.5Cu	0.466		0.466	363.57			
TC II/16A	1	2x2.5+TTx2.5Cu	0.403	4.5	0.402	362	16;C	48.33	RS
TC III/16A	1	4x2.5+TTx2.5Cu	0.466	4.5	0.465	362	16;C	48.33	
Alumbrado	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.403	4.5	0.383	317.93	10;C	46.4	ST
Reles CT	5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.403	4.5	0.399	353.78	16;C	48.33	TR
Posic. Camaras CCTV	100	2x2.5+TTx2.5Cu	0.403	4.5	0.228	127.92	2.5;10 ln	309.34	TR
Monitorizacion	0.3	2x2.5Cu	0.403		0.403	363.57			ST
Sensores atm	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.403	4.5	0.403	362.81	16;C	48.33	ST
Sist CCTV	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.403	4.5	0.403	362.81	16;C	48.33	ST
Datalogger	0.5	2x2.5Cu	0.403	4.5	0.403	362.81	6;C		ST
Modem router	0.5	2x2.5Cu	0.403	4.5	0.403	362.81	6;C		ST
Switch FO	0.5	2x2.5Cu	0.403	4.5	0.403	362.81	6;C		ST

**1.2.2 ISLA 1. TRAF0 n° 2. INVERSORES 2, 4 y 6**
**1.2.2.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada:

CBT-CGD INV	597300 W
TOTAL....	597300 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 597300

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 199100

- Potencia Fase S (W): 199100

- Potencia Fase T (W): 199100

**1.2.2.2 Cálculo de la Línea: CBT-CGD INV (Puentes trafo n°2)**

- Tensión de servicio: 800 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 5 m; Cos  $\varphi_R$  : 1; Cos  $\varphi_S$  : 1; Cos  $\varphi_T$  : 1;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0;

- Coeficiente de simultaneidad: RS = 1; ST = 1; TR = 1;

- Potencias: P(w): 555000 Q(var): 0

- Intensidades fasores: IR = 346.88-200.27i; IS = -346.88-200.27i; IT = +400.54i

- Intensidades valor eficaz: IR = 400.54; IS = 400.54; IT = 400.54

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 400.54

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 500,68 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al Eca

I.ad. a 40°C (Fc=1) = 4 x 420 = 1680 A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 44.16; S = 44.16; T = 44.16

e(parcial): RS = 0.11 V, 0.01%; ST = 0.11 V, 0.01%; TR = 0.11 V, 0.01%;

e(total): **RS = 0.11 V, 0.01%**; ST = 0.11 V, 0.01%; TR = 0.11 V, 0.01%;

Protección Térmica en Principio de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

### 1.2.2.3 Subcuadro CBT-CGD INV

#### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

PROT INV2	199100 W
PROT INV4	199100 W
PROT INV6	199100 W
TOTAL....	597300 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 597300

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 199100

- Potencia Fase S (W): 199100

- Potencia Fase T (W): 199100

### 1.2.2.4 Cálculo de embarrado CBT-CGD INV

#### Datos

- Metal: Cu

- Estado pletinas: desnudas

- nº pletinas por fase: 1

- Separación entre pletinas, d(cm): 10

- Separación entre apoyos, L(cm): 25

- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

#### Pletina adoptada

- Sección (mm<sup>2</sup>): 200

- Ancho (mm): 40

- Espesor (mm): 5

-  $W_x, I_x, W_y, I_y$  (cm<sup>3</sup>, cm<sup>4</sup>) : 1.333, 2.666, 0.166, 0.042

- I. admisible del embarrado (A): 520

a) Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{max} = I_{pcc}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n) = 11.48^2 \cdot 25^2 / (60 \cdot 10 \cdot 0.166 \cdot 1) = 827.654 \leq 1200$$

kg/cm<sup>2</sup> Cu

b) Cálculo térmico, por intensidad admisible

$$I_{nom} = 400.54 \text{ A}$$

$$I_{calculo} = 1,25 (400.54) = 500,68$$

$$I_{adm} = 520 \text{ A}$$

c) Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

$$I_{pcc} = 11.48 \text{ kA}$$

$$I_{cccs} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{cc}}) = 164 \cdot 200 \cdot 1 / (1000 \cdot \sqrt{0.5}) = 46.39 \text{ kA}$$

1.2.2.5 Tablas de resultado de cálculo

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT trafo nº2**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cál. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBT-CGD INV (Puentes)	555000	5	4(3x240)Al	400.54	500.68	1680	0.01	0.01	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)	Fase
CBT-CGD INV (Puentes)	5	4(3x240)Al	11.199	15 15	11.166	8794.49	630;10 In 630;10 In		

**Subcuadro CBT-CGD INV**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
PROT INV2	185000	184.8	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.27	1.29	T200 B400x100
PROT INV4	185000	219.45	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.41	1.43	T200 B400x100
PROT INV6	185000	254.1	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.45	1.47	T200 B400x100

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
PROT INV2	184.8	3x150 Al	11.166	15 10	6.719	3987.68	160;10 In 160;10 In		
PROT INV4	219.45	3x150 Al	11.166	15 10	6.183	3545.83	160;10 In 160;10 In		
PROT INV6	254.1	3x150 Al	11.166	15 6	5.718	3186.51	160;10 In 160;10 In		

**Subcuadro PROT INV2**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 2	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.29	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 2	1.5	3x150+TTx95Al	6.719		6.694	3966.5		
L1	36.5	2x6Cu	1.863	50	1.594	1109.95	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.863	50	1.594	1109.95	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.863	50	1.633	1164.17	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.863	50	1.633	1164.17	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.863	50	1.672	1221.82	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.863	50	1.672	1221.82	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.863	50	1.711	1282.74	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.863	50	1.711	1282.74	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.863	50	1.749	1346.56	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.863	50	1.749	1346.56	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.863	50	1.785	1412.62	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.863	50	1.785	1412.62	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.863	50	1.819	1476.49	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.863	50	1.819	1476.49	16	

**Subcuadro PROT INV4**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 4	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.44	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 4	1.5	3x150+TTx95Al	6.183		6.162	3528.73		
L1	36.5	2x6Cu	1.812	50	1.547	1062.17	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.812	50	1.547	1062.17	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.812	50	1.584	1112.68	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.812	50	1.584	1112.68	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.812	50	1.622	1166.46	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.812	50	1.622	1166.46	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.812	50	1.66	1223.46	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.812	50	1.66	1223.46	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.812	50	1.697	1283.49	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.812	50	1.697	1283.49	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.812	50	1.734	1346.1	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.812	50	1.734	1346.1	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.812	50	1.767	1407.31	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.812	50	1.767	1407.31	16	

**Subcuadro PROT INV6**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 6	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.47	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 6	1.5	3x150+TTx95Al	5.718		5.699	3172.49		
L1	36.5	2x6Cu	1.762	50	1.502	1017.93	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.762	50	1.502	1017.93	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.762	50	1.538	1065	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.762	50	1.538	1065	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.762	50	1.575	1115.17	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.762	50	1.575	1115.17	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.762	50	1.612	1168.46	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.762	50	1.612	1168.46	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.762	50	1.648	1224.78	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.762	50	1.648	1224.78	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.762	50	1.684	1283.86	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.762	50	1.684	1283.86	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.762	50	1.717	1342.09	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.762	50	1.717	1342.09	16	

**1.2.3 ISLA 2. TRAF0 nº 1. INVERSORES 7, 8, 9 y 10****1.2.3.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada:

CBT-CGD INV	799441 W
TOTAL....	799441 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 180

- Potencia Instalada Fuerza (W): 799261

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 270050

- Potencia Fase S (W): 270050

- Potencia Fase T (W): 257841

**1.2.3.2 Cálculo de la Línea: CBT-CGD INV (Puentes trafo nº1)**

- Tensión de servicio: 800 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 5 m;  $\cos \varphi_R : 1$ ;  $\cos \varphi_S : 1$ ;  $\cos \varphi_T : 1$ ;  $X_u(m\Omega/m) : 0$ ;

- Coeficiente de simultaneidad:  $RS = 1$ ;  $ST = 1$ ;  $TR = 1$ ;

- Potencias:  $P(w) : 746800$   $Q(var) : 4214.26$

- Intensidades fasores:  $IR = 465.23-272.11j$ ;  $IS = -468.27-266.84j$ ;  $IT = 3.04+538.96j$

- Intensidades valor eficaz:  $IR = 538.97$ ;  $IS = 538.97$ ;  $IT = 538.97$

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 538.97

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 673,71 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-AI Eca

I.ad. a 40°C ( $F_c=1$ ) =  $4 \times 420 = 1680$  A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C):  $R = 47.54$ ;  $S = 47.54$ ;  $T = 47.54$

e(parcial):  $RS = 0.15$  V, 0.02%;  $ST = 0.15$  V, 0.02%;  $TR = 0.15$  V, 0.02%;

e(total): **RS = 0.15 V, 0.02%**; ST = 0.15 V, 0.02%; TR = 0.15 V, 0.02%;

Protección Térmica en Principio de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 630 A. Térmico reg. Int.Reg.: 630 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

### 1.2.3.3 Subcualadro CBT-CGD INV

#### DEMANDA DE POTENCIAS

- Potencia total instalada:

PROT INV7	199100 W
PROT INV8	199100 W
PROT INV9	199100 W
PROT INV10	199100 W
SSAA Isla2	3041 W
TOTAL....	799441 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 180

- Potencia Instalada Fuerza (W): 799261

Reparto de Fases - Líneas Bifásicas

- Potencia Fase R (W): 270050

- Potencia Fase S (W): 270050

- Potencia Fase T (W): 257841

### 1.2.3.4 Calculo del embarrado CBT-CGD INV

#### Datos

- Metal: Cu

- Estado pletinas: desnudas

- nº pletinas por fase: 1

- Separación entre pletinas, d(cm): 10

- Separación entre apoyos, L(cm): 25

- Tiempo duración c.c. (s): 0.5

Pletina adoptada

- Sección (mm<sup>2</sup>):300
- Ancho (mm): 60
- Espesor (mm): 5
- Wx, lx, Wy, ly (cm<sup>3</sup>,cm<sup>4</sup>) : 3, 9, 0.25, 0.063
- I. admisible del embarrado (A): 750

a) Cálculo electrodinámico

$$\sigma_{max} = I_{pcc}^2 \cdot L^2 / (60 \cdot d \cdot W_y \cdot n) = 12.15^2 \cdot 25^2 / (60 \cdot 10 \cdot 0.25 \cdot 1) = 615.09 \leq 1200$$

kg/cm<sup>2</sup> Cu

b) Cálculo térmico, por intensidad admisible

$$I_{nom} = 538.97 \text{ A}$$

$$I_{calculo} = 1.25 (538.97) = 673.71 \text{ A}$$

$$I_{adm} = 750 \text{ A}$$

c) Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

$$I_{pcc} = 12.15 \text{ kA}$$

$$I_{cccs} = K_c \cdot S / (1000 \cdot \sqrt{t_{cc}}) = 164 \cdot 300 \cdot 1 / (1000 \cdot \sqrt{0.5}) = 69.58 \text{ kA}$$

1.2.3.5 Tablas de resultado de cálculo

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT trafo nº1**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBT-CGD INV (Puentes)	746800	5	4(3x240)Al	538.97	673,71	1680	0.02	0.02	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBT-CGD INV (Puentes)	5	4(3x240)Al	11.804	15 15	11.77	9274.98	630;10 In 630;10 In		

**Subcuadro CBT-CGD INV**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
PROT INV7	185000	167.65	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.12	1.14	T200 B400x100
PROT INV8	185000	166.65	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.12	1.13	T200 B400x100
PROT INV9	185000	202.3	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.35	1.37	T200 B400x100
PROT INV10	185000	201.3	3x150 Al	133.51	166.89	294.00	1.35	1.37	T200 B400x100
Trafo SSAA	6800	7.5	3x6 Cu	5.77		39	0.02	0.04	25
SSAA Isla2	3123.49	2.5	4x6 Cu	10.62		39	0.02	0.02	25

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
PROT INV7	167.65	3x150 Al	11.77	15 10	7.346	4412.4	160;10 In 160;10 In		
PROT INV8	166.65	3x150 Al	11.77	15 10	7.365	4429.54	160;10 In 160;10 In		
PROT INV9	202.3	3x150 Al	11.77	15 10	6.724	3884	160;10 In 160;10 In		
PROT INV10	201.3	3x150 Al	11.77	15 10	6.741	3897.63	160;10 In 160;10 In		
Trafo SSAA	7.5	3x6 Cu	11.77	50	9.743	6064.34	10		
SSAA Isla2	2.5	4x6 Cu	0.299	4.5	0.299	233.62	25;C		

**Subcuadro PROT INV7**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 7	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.15	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 7	1.5	3x150+TTx95Al	7.346		7.317	4386.92		
L1	36.5	2x6Cu	1.918	50	1.644	1150.48	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.918	50	1.644	1150.48	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.918	50	1.685	1208.1	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.918	50	1.685	1208.1	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.918	50	1.725	1269.3	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.918	50	1.725	1269.3	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.918	50	1.765	1333.84	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.918	50	1.765	1333.84	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.918	50	1.804	1401.2	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.918	50	1.804	1401.2	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.918	50	1.841	1470.49	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.918	50	1.841	1470.49	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.918	50	1.874	1536.88	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.918	50	1.874	1536.88	16	

**Subcuadro PROT INV8**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 8	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.14	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 8	1.5	3x150+TTx95Al	7.365		7.336	4403.88		
L1	36.5	2x6Cu	1.92	50	1.646	1152.01	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.92	50	1.646	1152.01	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.92	50	1.686	1209.75	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.92	50	1.686	1209.75	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.92	50	1.727	1271.08	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.92	50	1.727	1271.08	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.92	50	1.766	1335.73	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.92	50	1.766	1335.73	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.92	50	1.805	1403.2	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.92	50	1.805	1403.2	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.92	50	1.842	1472.59	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.92	50	1.842	1472.59	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.92	50	1.876	1539.03	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.92	50	1.876	1539.03	16	

**Subcuadro PROT INV9**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 9	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.38	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm²)	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 9	1.5	3x150+TTx95Al	6.724		6.699	3863.71		
L1	36.5	2x6Cu	1.865	50	1.594	1099.55	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.865	50	1.594	1099.55	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.865	50	1.634	1153.17	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.865	50	1.634	1153.17	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.865	50	1.673	1210.25	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.865	50	1.673	1210.25	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.865	50	1.712	1270.67	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.865	50	1.712	1270.67	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.865	50	1.75	1334.14	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.865	50	1.75	1334.14	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.865	50	1.787	1400.05	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.865	50	1.787	1400.05	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.865	50	1.821	1464.06	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.865	50	1.821	1464.06	16	

**Subcuadro PROT INV10**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cál. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
INVERSOR 10	185000	1.5	3x150+TTx95Al	133.51	294	0.01	1.38	150x60
L1	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L2	14300	36.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.29	0.29	150x60
L3	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L4	14300	31.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.25	0.25	150x60
L5	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L6	14300	26.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.21	0.21	150x60
L7	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L8	14300	21.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.17	0.17	150x60
L9	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L10	14300	16.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.13	0.13	150x60
L11	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L12	14300	11.5	2x6Cu	23.3	39.4	0.09	0.09	150x60
L13	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60
L14	13750	6.75	2x6Cu	22.4	39.4	0.05	0.05	150x60

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	Lmáxima (m)
INVERSOR 10	1.5	3x150+TTx95Al	6.741		6.716	3877.21		
L1	36.5	2x6Cu	1.867	50	1.596	1100.96	16	
L2	36.5	2x6Cu	1.867	50	1.596	1100.96	16	
L3	31.5	2x6Cu	1.867	50	1.635	1154.69	16	
L4	31.5	2x6Cu	1.867	50	1.635	1154.69	16	
L5	26.5	2x6Cu	1.867	50	1.674	1211.89	16	
L6	26.5	2x6Cu	1.867	50	1.674	1211.89	16	
L7	21.5	2x6Cu	1.867	50	1.713	1272.43	16	
L8	21.5	2x6Cu	1.867	50	1.713	1272.43	16	
L9	16.5	2x6Cu	1.867	50	1.752	1336.01	16	
L10	16.5	2x6Cu	1.867	50	1.752	1336.01	16	
L11	11.5	2x6Cu	1.867	50	1.789	1402.02	16	
L12	11.5	2x6Cu	1.867	50	1.789	1402.02	16	
L13	6.75	2x6Cu	1.867	50	1.822	1466.1	16	
L14	6.75	2x6Cu	1.867	50	1.822	1466.1	16	

**Subcuadro SSAA Isla2**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones(mm) Tubo,Canal,Band.
Alumbrado/Fuerza	2780	0.3	4x2.5Cu	8.79	30	0.01	0.03	
TC II/16A	1000	1	2x2.5+TTx2.5Cu	5.09	30	0.01	0.04	20
TC III/16A	1500	1	4x2.5+TTx2.5Cu	2.55	30	0.01	0.04	20
Alumbrado	180	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.78	17.5	0.03	0.06	16
Reles CT	100	5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.48	30	0	0.03	20
Posic. Camaras CCTV	282.49	35	2x2.5+TTx2.5Cu	1.63	30	0.09	0.11	32
Monitorizacion Isl2	61	0.3	2x2.5Cu	0.26	30	0	0.02	
Sensores atm	15	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.06	30	0	0.02	
Sist CCTV	40	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.17	30	0	0.02	
Datalogger	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.02	
Modem router	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.02	
Switch FO	2	0.5	2x2.5Cu	0.01	30	0	0.02	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xln	máxima (m)	Fase
Alumbrado/Fuerza	0.3	4x2.5Cu	0.299		0.299	233.46			
TC II/16A	1	2x2.5+TTx2.5Cu	0.259	4.5	0.258	232.91	16;C	48.33	TR
TC III/16A	1	4x2.5+TTx2.5Cu	0.299	4.5	0.298	232.91	16;C	48.33	
Alumbrado	10	2x1.5+TTx1.5Cu	0.259	4.5	0.252	218.06	10;C	46.4	TR
Reles CT	5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.259	4.5	0.257	230.14	16;C	48.33	TR
Posic. Camaras CCTV	35	2x2.5+TTx2.5Cu	0.259	4.5	0.24	192.55	1;10 In	773.35	TR
Monitorizacion Isl2	0.3	2x2.5Cu	0.259		0.259	233.46			TR
Sensores atm	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.259	4.5	0.258	233.19	16;C	48.33	TR
Sist CCTV	0.5	2x2.5+TTx2.5Cu	0.259	4.5	0.258	233.19	16;C	48.33	TR
Datalogger	0.5	2x2.5Cu	0.259	4.5	0.258	233.19	6;C		TR
Modem router	0.5	2x2.5Cu	0.259	4.5	0.258	233.19	6;C		TR
Switch FO	0.5	2x2.5Cu	0.259	4.5	0.258	233.19	6;C		TR

**1.2.4 ESTACION BOMBEO. INTERCONEXION C.TRAFO nº 1-CABINA 1 EB**
**1.2.4.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada: La correspondiente a 6 inversores de 185 kW

CBT-CBT CA	1110000 W
TOTAL....	1110000 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 1110000

- Potencia Máxima Admisible (kVA): 1260 (=2 trafos de 630 kVA)

**1.2.4.2 Cálculo de la Línea: Puentes trafo "tipo"**

- Potencia nominal: 630 kVA. Nº Trafos paralelo: 2

- Índice carga c: 1.05

- Tensión de servicio: 500 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 2.5 m; Cos  $\varphi_{RS}$  : 0.87; Cos  $\varphi_{ST}$  : 0.87; Cos  $\varphi_{TR}$  : 0.87;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0.1;

- Potencias: P(w): 576098 Q(var): 326489.75

- Intensidades fasores: IR = 387.6-659.1i; IS = -764.6-6.12i; IT = 377+665.22i

- Intensidades valor eficaz: IR = 764.62; IS = 764.62; IT = 764.62

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 727.46

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 909,32 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al Eca

I.ad. a 40°C (Fc=1) = 4 x 420 = 1680 A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 55.17; S = 55.17; T = 55.17

e(parcial): RS = 0.14 V, 0.03%; ST = 0.14 V, 0.03%; TR = 0.14 V, 0.03%;

e(total): **RS = 0.14 V, 0.03%**; ST = 0.14 V, 0.03%; TR = 0.14 V, 0.03%;

Prot. Térmica:

I. Aut./Tri. In.: 2000 A. Térmico reg. Int.Reg.: 2000 A.

Protección diferencial:

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

1.2.4.3 Cálculo de la Línea: CBTCA-Cabina 1 (Estación Bombeo)

- Tensión de servicio: 500 V.
- Canalización: Enterrados Bajo Tubo (R.Subt)
- Longitud: 55 m;  $\cos \varphi_{RS} : 0.87$ ;  $\cos \varphi_{ST} : 0.87$ ;  $\cos \varphi_{TR} : 0.87$ ;  $X_u(m\Omega/m) : 0$ ;
  
- Coeficiente de simultaneidad:  $RS = 1$ ;  $ST = 1$ ;  $TR = 1$ ;
- Potencias:  $P(w) : 1152196$   $Q(var) : 652979.5$
- Intensidades fasores:  $IR = 775.2-1318.2i$ ;  $IS = -1529.19-12.24i$ ;  $IT = 754+1330.44i$
- Intensidades valor eficaz:  $IR = 1529.24$ ;  $IS = 1529.24$ ;  $IT = 1529.24$

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 1666.35

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 2082,94 A**

Se eligen conductores Unipolares 6(3x240)mm<sup>2</sup>Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-K Eca

I.ad. a 25°C ( $F_c=0.709$ ) =  $6 \times 550 \times 0,709 = 2339.70$  A. según ITC-BT-07

Diámetro exterior tubo: 6(200) mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C):  $R = 77.52$ ;  $S = 77.52$ ;  $T = 77.52$

e(parcial):  $RS = 1.86$  V, 0.37%;  $ST = 1.86$  V, 0.37%;  $TR = 1.86$  V, 0.37%;

e(total): **RS = 2 V, 0.4%**;  $ST = 2$  V, 0.4%;  $TR = 2$  V, 0.4%;

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 2000 A. Térmico reg. Int.Reg.: 1615 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transformador. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

**1.2.4.4 Tablas de resultado de cálculo**

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT trafos**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
Puentes TR1	576098	2.5	4(3x240)Al	727.46	909.32	1680	0.03	0.03	
Puentes TR2	576098	2.5	4(3x240)Al	727.46	909.32	1680	0.03	0.03	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
Puentes TR2	2.5	4(3x240)Al		20	17.85	14056.73	2000;10 In		
Puentes TR2	2.5	4(3x240)Al		20	17.85	14056.73	2000;10 In		

**CBT CA-Cabina 1 (EB)**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBTCA-Cabina1 EB	1152196	55	6(3x240)Cu	1666.35	2082.94	2339.70	0.37	0.4	T200 B600x100

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBTCA-Cabina1 EB	55	6(3x240)Cu	33.634	35	30.688	23850.93	2000;10 In		

**1.2.5 ESTACION BOMBEO. INTERCONEXION C.TRAFO nº 2-CABINA 2 EB**
**1.2.5.1 Demanda de potencias. Esquema distribución IT**

- Potencia total instalada: La correspondiente a 4 inversores de 185 kW

CBT-CBT CA	740000 W
TOTAL....	740000 W

- Potencia Instalada Fuerza (W): 740000

- Potencia Máxima Admisible (kVA): 1000 (=1 trafo)

**1.2.5.2 Cálculo de la Línea: Puentes trafo**

- Potencia nominal: 1000 kVA. Nº Trafos paralelo: 1

- Índice carga c: 1.05

- Tensión de servicio: 500 V.

- Canalización: C-Unip.o Mult.sobre Pared

- Longitud: 2.5 m; Cos  $\varphi_{RS}$  : 0.87; Cos  $\varphi_{ST}$  : 0.87; Cos  $\varphi_{TR}$  : 0.87;  $X_u(m\Omega/m)$ : 0.1;

- Coeficiente de simultaneidad: RS = 1; ST = 1; TR = 1;

- Potencias: P(w): 738972.88 Q(var): 418795.22

- Intensidades fasores: IR = 497.18-845.44i; IS = -980.76-7.85i; IT = 483.58+853.29i

- Intensidades valor eficaz: IR = 980.8; IS = 980.8; IT = 980.8

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 1117.91

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 1397,39 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Al

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-Al Eca

I.ad. a 40°C (Fc=1) = 4 x 420 = 1680 A, según Especificaciones Particulares Cia Distribuidora, puentes BT en trafos normalizados

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): R = 64.97; S = 64.97; T = 64.97

e(parcial): RS = 0.13 V, 0.03%; ST = 0.13 V, 0.03%; TR = 0.13 V, 0.03%;

e(total): **RS = 0.13 V, 0.03%**; ST = 0.13 V, 0.03%; TR = 0.13 V, 0.03%;

Prot. Térmica:

I. Aut./Tri. In.: 2000 A. Térmico reg. Int.Reg.: 2000 A.

Protección diferencial:

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

### 1.2.5.3 Cálculo de la Línea: CBTCA-Cabina 2 (Estación Bombeo)

- Tensión de servicio: 500 V.

- Canalización: Enterrados Bajo Tubo (R.Subt)

- Longitud: 35 m;  $\cos \varphi_{RS} : 0.87$ ;  $\cos \varphi_{ST} : 0.87$ ;  $\cos \varphi_{TR} : 0.87$ ;  $X_u(m\Omega/m) : 0$ ;

- Coeficiente de simultaneidad:  $RS = 1$ ;  $ST = 1$ ;  $TR = 1$ ;

- Potencias:  $P(w) : 738972.88$   $Q(var) : 418795.22$

- Intensidades fasores:  $IR = 497.18-845.44i$ ;  $IS = -980.76-7.85i$ ;  $IT = 483.58+853.29i$

- Intensidades valor eficaz:  $IR = 980.8$ ;  $IS = 980.8$ ;  $IT = 980.8$

Calentamiento:

Intensidad(A)\_R: 1117.91

Según ITC BT 40: I calculo = **1,25 In = 1397,39 A**

Se eligen conductores Unipolares 4(3x240)mm<sup>2</sup>Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE. Desig. UNE: RV-K Eca

I.ad. a 25°C ( $F_c=0.769$ ) =  $4 \times 550 \times 0,769 = 1691.80$  A. según ITC-BT-07

Diámetro exterior tubo: 4(200) mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C):  $R = 66.33$ ;  $S = 66.33$ ;  $T = 66.33$

e(parcial):  $RS = 1.1$  V, 0.22%;  $ST = 1.1$  V, 0.22%;  $TR = 1.1$  V, 0.22%;

e(total): **RS = 1.23 V, 0.25%**;  $ST = 1.23$  V, 0.25%;  $TR = 1.23$  V, 0.25%;

Protección Térmica en Final de Línea

I. Aut./Tri. In.: 2000 A. Térmico reg. Int.Reg.: 1300 A.

Protección diferencial en Final de Línea

Relé y Transfor. Diferencial Sens.: 30 mA. Clase A.

**1.2.5.4 Tablas de resultado de cálculo**

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

**Puentes BT trafo**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
Puentes TR	738972.88	2.5	4(3x240)Al	1117.91	1397.39	1680	0.03	0.03	

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
Puentes TR	2.5	4(3x240)Al	18.887	20	18.816	14825.52	2000;10 In		

**CBT CA-Cabina 2 (EB)**

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist.Cálc. (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	I.Cálculo (A)	1,25 In (A)	I.Adm. (A)	C.T.Parc. (%)	C.T.Total (%)	Dimensiones (mm) Tubo, Canal, Band.
CBTCA-Cabina 2 EB	738972.88	35	4(3x240)Cu	1117.91	1397.39	1691.80	0.22	0.25	T200 B600x100

**Cortocircuito**

Denominación	Longitud (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Ikmaxi (kA)	P de C (kA)	Ikmaxf (kA)	Ikminf (A)	Curva válida, xIn	Lmáxima (m)	Fase
CBTCA-Cabina 2 EB	35	4(3x240)Cu	18.816	20	17.932	14027.55	2000;10 In		

## 2 CENTROS DE TRANSFORMACION

### 2.1 INTENSIDAD EN ALTA TENSIÓN.

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario  $I_p$  viene dada por la expresión:

$$I_p = S / (1,732 \cdot U_p) ; \text{ siendo:}$$

S = Potencia del transformador en kVA.

$U_p$  = Tensión compuesta primaria en kV.

$I_p$  = Intensidad primaria en A.

Sustituyendo valores:

#### 2.1.1 Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA

Transformador	Potencia (kVA)	$U_p$ (kV)	$I_p$ (A)
trafo 1	1000	6	96.23
trafo 2	1000	6	96.23

#### 2.1.2 Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA

Transformador	Potencia (kVA)	$U_p$ (kV)	$I_p$ (A)
trafo 1	630	6	60.62
trafo 2	630	6	60.62

#### 2.1.3 Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA

Transformador	Potencia (kVA)	$U_p$ (kV)	$I_p$ (A)
trafo 1	1000	6	96.23

#### 2.1.4 Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA

Transformador	Potencia (kVA)	$U_p$ (kV)	$I_p$ (A)
trafo 1	630	6	60.62
trafo 2	630	6	60.62

**2.1.5 Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Up (kV)	Ip (A)
trafo 1	1000	6	96.23

**2.2 INTENSIDAD EN BAJA TENSIÓN.**

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario Is viene dada por la expresión:

$$I_s = (S \cdot 1000) / (1,732 \cdot U_s) ; \text{ siendo:}$$

S = Potencia del transformador en kVA.

Us = Tensión compuesta secundaria en V.

Is = Intensidad secundaria en A.

Sustituyendo valores:

**2.2.1 Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	1000	800	721.71
trafo 2	1000	800	721.71

**2.2.2 Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	630	800	454.68
trafo 2	630	800	454.68

**2.2.3 Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	1000	800	721.71

**2.2.4 Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	630	500	727.48
trafo 2	630	500	727.48

**2.2.5 Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	1000	500	1154.73

**2.3 CORTOCIRCUITOS.**
**2.3.1 Observaciones.**

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 250 MVA en la red de distribución, valor empleado por la Cía distribuidora en redes similares.

**2.3.2 Cálculo de corrientes de cortocircuito.**

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las siguientes expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Alta Tensión:

$$I_{ccp} = S_{cc} / (1,732 \cdot U_p) ; \text{ siendo:}$$

$S_{cc}$  = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

$U_p$  = Tensión compuesta primaria en kV.

$I_{ccp}$  = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión (despreciando la impedancia de la red de Alta Tensión):

$$I_{ccs} = (100 \cdot S) / (1,732 \cdot U_{cc} (\%) \cdot U_s) ; \text{ siendo:}$$

$S$  = Potencia del transformador en kVA.

$U_{cc} (\%)$  = Tensión de cortocircuito en % del transformador.

$U_s$  = Tensión compuesta en carga en el secundario en V.

$I_{ccs}$  = Intensidad de cortocircuito secundaria en kA.

**2.3.3 Cortocircuito en el lado de Alta Tensión.**

Utilizando las expresiones del apartado anterior.

$S_{cc}$ (MVA)	$U_p$ (kV)	$I_{ccp}$ (kA)
250	6	24.06

**2.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión.**

Utilizando las expresiones del apartado anterior

**2.3.5 Sector VIII-1. Centro trafo 2x1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	1000	800	6	12.03
trafo 2	1000	800	6	12.03

**2.3.6 Sector IX-X. Isla 1. Centro trafo 2x630 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	630	800	4	11.37
trafo 2	630	800	4	11.37

**2.3.7 Sector IX-X. Isla 2. Centro trafo 1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	1000	800	6	12.03

**2.3.8 Sector IX-X. Estación de Bombeo-1. Centro trafo 2x630 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	630	500	4	18.19
trafo 2	630	500	4	18.19

**2.3.9 Sector IX-X. Estación de Bombeo-2. Centro trafo 1000 kVA**

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	1000	500	6	19.25

**2.4 DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.**

Las características del embarrado son:

Intensidad asignada : 400 A.

Por lo tanto dicho embarrado debe soportar la intensidad nominal sin superar la temperatura de régimen permanente (comprobación por densidad de corriente), así como los esfuerzos electrodinámicos y térmicos que se produzcan durante un cortocircuito.

**2.4.1 Comprobación por densidad de corriente.**

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor que constituye el embarrado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin sobrepasar la densidad de corriente máxima

en régimen permanente. Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza lo indicado para la intensidad asignada de 400 A.

#### **2.4.2 Comprobación por sollicitación electrodinámica.**

La resistencia mecánica de los conductores deberá verificar, en caso de cortocircuito que:

$$\sigma_{\text{máx}} \geq (I_{\text{ccp}}^2 \cdot L^2) / (60 \cdot d \cdot W), \text{ siendo:}$$

$\sigma_{\text{máx}}$  = Valor de la carga de rotura de tracción del material de los conductores. Para cobre semiduro 2800 Kg / cm<sup>2</sup>.

$I_{\text{ccp}}$  = Intensidad permanente de cortocircuito trifásico, en kA.

$L$  = Separación longitudinal entre apoyos, en cm.

$d$  = Separación entre fases, en cm.

$W$  = Módulo resistente de los conductores, en cm<sup>3</sup>.

Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior.

#### **2.4.3 Comprobación por sollicitación térmica a cortocircuito.**

La sobreintensidad máxima admisible en cortocircuito para el embarrado se determina:

$$I_{\text{th}} = \alpha \cdot S \cdot \sqrt{(\Delta T / t)}, \text{ siendo:}$$

$I_{\text{th}}$  = Intensidad eficaz, en A.

$\alpha$  = 13 para el Cu.

$S$  = Sección del embarrado, en mm<sup>2</sup>.

$\Delta T$  = Elevación o incremento máximo de temperatura, 150°C para Cu.

$t$  = Tiempo de duración del cortocircuito, en s.

### 3 LINEA SUBTERRANEA MT

#### 3.1 DATOS GENERALES DE LA RED

Tensión (V): 6000

C.d.t. máx.(%): 2

Cos  $\phi$  : 0,82

Coef. Simultaneidad: 1

Constante cortocircuito Kc:

- PVC, Sección  $\leq$  300 mm<sup>2</sup>. KcCu = 115, KcAl = 76
- PVC, Sección  $>$  300 mm<sup>2</sup>. KcCu = 102, KcAl = 68
- XLPE. KcCu = 143, KcAl = 94
- EPR. KcCu = 143, KcAl = 94
- HEPR, Uo/U  $>$  18/30. KcCu = 143, KcAl = 94
- HEPR, Uo/U  $\leq$  18/30. KcCu = 135, KcAl = 89
- Desnudos. KcCu = 164, KcAl = 107, KcAl-Ac = 135

#### 3.2 RESULTADOS DE CÁLCULO

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para las distintas ramas y nudos:

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Long. (m)	Metal/ Xu (m $\Omega$ /m)	Canal.	Designación	Polar.	I. Cálculo (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	D.tubo (mm)	I. Admisi. (A)/Fci
2	2	4	22	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-96,22	3x150		260/1
	5	10	120	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
10	10	11	277	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
11	11	12	182	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
13	12	17	195	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
17	17	21	208	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
9	4	5	3	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-217,47	3x150		260/1
10	4	22	3	Al/0,15	Dir.Ent.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	121,24	3x150		260/1

Nudo	C.d.t. (V)	Tensión Nudo (V)	C.d.t. (%)	Carga Nudo
2	101,759	5.898,241	1,696*	-96,225 A(-1.000 KVA)
4	100,846	5.899,154	1,681	0 A(0 kVA)
5	100,538	5.899,461	1,676	0 A(0 kVA)
10	88,253	5.911,748	1,471	0 A(0 kVA)
11	59,893	5.940,107	0,998	0 A(0 kVA)
12	41,26	5.958,74	0,688	0 A(0 kVA)
17	21,295	5.978,705	0,355	0 A(0 kVA)
21	0	6.000	0	217,469 A(2.260 kVA)
22	101,004	5.898,996	1,683	-121,244 A(-1.260 KVA)

NOTA:

- \* Nudo de mayor c.d.t.

### 3.2.1 Pérdidas de potencia

A continuación, se muestran las pérdidas de potencia activa en kW.

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Pérdida Potencia Activa Rama.3RI <sup>2</sup> (kW)	Pérdida Potencia Activa Total Itinerario.3RI <sup>2</sup> (kW)
2	2	4	0,122	31,813
5	5	10	3,861	
10	10	11	8,912	
11	11	12	5,856	
13	12	17	6,274	
17	17	21	6,692	
9	4	5	0,097	
10	4	22	0,027	31,718

### 3.2.2 Protecciones

Resultados obtenidos para las protecciones:

Linea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Un (kV)	U1 (kV)	U2 (kV)	Fusibles;In (Amp)	I.Aut;In/IReg (Amp)	I-Secc;In/Iter/IFus (Amp)
2	2	4	7,2	60	20	100		
17	17	21	7,2	60	20	250		
9	4	5	7,2	60	20	250		

In(A). Intensidad nominal del elemento de protección o corte.

Ireg(A). Intensidad de regulación del relé térmico del interruptor automático.

Iter(A). Intensidad nominal del relé térmico asociado al elemento de corte (seccionador interruptor).

IFus(A). Intensidad nominal de los fusibles asociados al elemento de corte (seccionador interruptor).

Un(kV). Tensión más elevada de la red.

U1(kV). Tensión de ensayo al choque con onda de impulso de 1,2/50 microsegundos. kV Cresta.

U2(kV). Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz, bajo lluvia durante un minuto. kV Eficaces.

### 3.2.3 CAIDA DE TENSION

Caída de tensión total en los distintos itinerarios:

$$21-17-12-11-10-5-4-2 = 1.7 \%$$

21-17-12-11-10-5-4-22 = 1.68 %

### 3.2.4 CORTOCIRCUITO

Según la configuración de la red, se obtienen los siguientes resultados del cálculo a cortocircuito:

$S_{cc} = 250 \text{ MVA}$ .

$U = 6 \text{ kV}$ .

$t_{cc} = 0,5 \text{ s}$ .

$I_{pccM} = 24.056,26 \text{ A}$ .

Línea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Sección (mm <sup>2</sup> )	I <sub>cccs</sub> (A)	Prot. térmica/In	PdeC (kA)
2	2	4	3x150	19.940,41	100	50
5	5	10	3x150	19.940,41		
10	10	11	3x150	19.940,41		
11	11	12	3x150	19.940,41		
13	12	17	3x150	19.940,41		
17	17	21	3x150	19.940,41	250	50
9	4	5	3x150	19.940,41	250	50
10	4	22	3x150	19.940,41		

Cálculo de Cortocircuito en Pantallas:

Datos generales:

$I_{pcc}$  en la pantalla = 1.000 A.

Tiempo de duración c.c. en la pantalla = 1 s.

Resultados:

Sección pantalla = 16 mm<sup>2</sup>.

I<sub>cc</sub> admisible en pantalla = 3.130 A.

**APÉNDICE 2: CERTIFICADO DEL COLEGIO OFICIAL DE  
INGENIEROS AGRONOMOS**



DIEGO DÍAZ DE LA SERNA VÁZQUEZ, SECRETARIO TÉCNICO DEL COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS AGRÓNOMOS DE ANDALUCÍA.-

**CERTIFICA:**

Que, en base a sus conocimientos técnicos, formación y jurisprudencia, los Ingenieros Agrónomos tienen competencias profesionales para proyectar instalaciones fotovoltaicas, y de evacuación a red y por lo tanto D. Antonio Miguel Romero López , colegiado nº 1.503 es competente en ésta materia, y el trabajo profesional "PROYECTO DE MODERNIZACIÓN ENERGÉTICA A TRAVÉS DE SOLAR FOTOVOLTÁICA EN LA ZONA REGABLE DEL ZÚJAR (BADAJOZ), comprendiendo el siguiente alcance:

- Instalación fotovoltaica para autoconsumo de estaciones de bombeo de la Comunidad de Regantes del Canal del Zújar
- Líneas de evacuación de 6 kV

Que en caso de ser solicitado el visado de este tipo de trabajos, este Colegio Profesional procederá a visar el mismo conforme al Real Decreto 1000/2010.

Y para que conste y a petición del interesado, expido el presente certificado en Sevilla a ocho de noviembre de dos mil veintidos.



Firmado digitalmente por 28885714Z DIEGO DIAZ DE LA SERNA (R: Q4171002A)  
Nombre de reconocimiento (DN): 2.5.4.13=Ref:AEAT/AEAT0396/PUESTO 1/47747/19102022090633, serialNumber=IDCES-28885714Z, givenName=DIEGO, sn=DIAZ DE LA SERNA VAZQUEZ, cn=28885714Z DIEGO DIAZ DE LA SERNA (R: Q4171002A), 2.5.4.97=VATES-Q4171002A, o=COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS AGRONOMOS DE ANDALUCIA, c=ES  
Fecha: 2022.11.08 12:49:31 +01'00'