



industriales  
etsii

Escuela Técnica  
Superior  
de Ingeniería  
Industrial

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Subestación para evacuación para una  
planta fotovoltaica de 2x30MVA,  
30/132 kV situada en Fuente Álamo

**TRABAJO FIN DE GRADO**

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Autor:** Guillermo A. Jiménez Caballero  
**Director:** Francisco de Asís Ruz Vila



Universidad  
Politécnica  
de Cartagena

Cartagena, mayo de 2022

*Agradecimientos*

*A mi director de proyecto, a mis profesores, a Julio y a Ana.*

Si quieres entender el Universo piensa en energía, frecuencia y vibración.

Nikola Tesla

# Índice

ALCANCE DEL PROYECTO .....	5
Objeto del proyecto .....	6
Bibliografía .....	7
MEMORIA DESCRIPTIVA.....	9
Emplazamiento .....	9
Elementos principales constitutivos de una subestación .....	11
Transformador de potencia.....	11
Interruptor de Potencia.....	13
Seccionadores .....	15
Aisladores .....	17
Posiciones en una subestación.....	18
Configuración de barras: .....	19
Transformadores de medida.....	22
Pararrayos .....	27
Fusibles.....	29
Sistemas de Tierra .....	30
Puntos de conexión .....	31
Facturación.....	32
Descripción de las Instalaciones en la subestación proyectada. ....	33
Alumbrado.....	33
Cables de control.....	34
Herrajes y Soportes .....	35
Equipos contra Incendios: .....	36
Protecciones.....	37
Telecontrol .....	43
Obra civil.....	43
CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	46
Cálculo de la intensidad nominal y de cortocircuito .....	46
Dimensionamiento por resistencia al esfuerzo electrodinámico.....	50
Dimensionado de las barras de baja tensión .....	51
Cables de potencia .....	52
Seccionadores .....	56

Interruptores .....	57
Transformadores de medida y protección .....	61
Pararrayos .....	63
Embarrado y apoyos de 132 kV.....	75
Pasillos de servicio con la ITC-RAT14.....	79
Transformador de potencia.....	80
Reactancia de puesta a tierra.....	81
P.a.T Subestación 132KV /30 KV .....	82
Efecto corona .....	94
Campos magnéticos .....	95
Fusible .....	98
Transformador servicios auxiliares.....	101
Grupo electrógeno .....	102
Batería de condensadores.....	102
Cálculo de baterías CC.....	102
Cargas lineales:.....	103
Cargas puntuales .....	104
Carga total de todos los consumos .....	105
Cálculo del consumo de las cargas.....	105
PLANOS .....	106
Relación de Ilustraciones .....	107
Relación de fuentes bibliográficas .....	109
Relación de tablas .....	110

## ALCANCE DEL PROYECTO

Desde el inicio de la historia, la humanidad siempre ha contemplado el Sol como representación de la germinación, la luz y el calor. El calor y la luz donada por el astro ha proporcionado un intercambio energético con la Tierra. El hombre, desde sus inicios como especie, ha conservado, almacenado lo recogido y elaborado lo que ha crecido en la Tierra, gracias a la energía solar. Todo ello para su consumo y posterior uso energético.

Uno de los grandes retos que siempre se ha planteado es cómo mantener ese calor, esa energía. Esta energía se ha acumulado en lo que hoy conocemos como energía primaria, proveniente de fósiles que también consideramos recipientes de la energía solar, en forma de petróleo o gas natural para su posterior proceso de uso industrial y económico.

La energía eléctrica proveniente de la energía solar no podemos acumularla si es producida en grandes cantidades de potencia, por lo que es necesario evacuarla en redes de distribución y transporte. El empleo y conocimiento de ejemplos claros como las presas en pantanos, grandes baterías o volantes de inercia no es suficiente para acumular la producción eléctrica de los grandes huertos de paneles solares. Solo en el caso del autoconsumo, se puede acumular en baterías para su posterior uso cuando se necesita, al ser de poca potencia.

El objetivo de este estudio será plantear un caso concreto en el que una vez obtenida la energía sea transformada, transportada y distribuida.

Este proyecto tiene como objetivo, la implantación de los conocimientos adquiridos durante la carrera, así como definir y diseñar lo que en un futuro como ingenieros nos dedicaremos a realizar proyectos de índole real.

En este proyecto definiremos lo que es una subestación de evaluación, su finalidad y sus principales componentes. Se realizarán los detalles de las distintas instalaciones y sus normativas.

Para el desarrollo de este estudio se usarán los conocimientos adquiridos cursando el Grado en Ingeniería Eléctrica, pudiendo calcular y realizar una ingeniería de desarrollo y proyectos para la generación, transformación y cálculo de las líneas de transporte. El trabajo fin de grado estudiara ese nodo o interconexión entre la Generación Fotovoltaica, producida por varias plantas solares o incluso una de gran potencia, y su posterior transporte y distribución al consumidor final. En este proceso se transformará la tensión elevándola para reducir pérdidas, optimizando el rendimiento de las plantas generadoras.

En este proyecto calcularemos la implantación de transformadores de 30/132 KV y la implantación de aparellaje eléctrico para muy alta tensión en el caso de 132 KV y alta tensión para 30KV para una planta fotovoltaica.

Se realizarán explicaciones y cálculos sobre la necesidad de poder transformar la tensión elevándola con el uso de transformadores y su posterior utilización en barras de transferencias, cortes por seccionadores e

interruptores, así como la medición de los parámetros eléctricos, incluyendo los cálculos de la instalación de puesta a tierra. Añadiendo en todo ello, sus referencias legislativas.

Tratándose de un proyecto de índole académico, lo realizaremos de la forma como si de un proyecto real se tratara.

### *Objeto del proyecto*

Las subestaciones eléctricas son sistemas que permiten modificar principalmente las características de tensión y corriente que definen la potencia transportada por la red conservando a su vez también permiten conservar algunos parámetros, como por ejemplo la frecuencia, dentro de ciertos márgenes. Se entiende además que existe una relación entre las subestaciones y los sistemas que generan y transportan la energía ya sean por su emplazamiento al aire libre o de interior.

La definición de cada uno de estos elementos y sus características implicaran distintos costes y/o planteamientos. Si nos referimos a que las subestaciones eléctricas están situadas dentro de edificios y protegidos de situaciones atmosféricas, las distancias serán menores entre los diferentes elementos, pero tendrán un coste mayor. En esta clase de subestaciones los transformadores se colocan en el interior de los edificios. En el caso del emplazamiento al aire libre hay que tener en cuenta que deben soportar las inclemencias atmosféricas, los desgastes mecánicos, y suelen soportar tensiones eléctricas mayores.

Comenzaremos este proyecto haciendo una referencia a los distintos elementos principales constitutivos de una subestación, continuaremos ubicando el emplazamiento y sus puntos de conexión y antes de entrar en los distintos cálculos, se describirán los elementos de instalación de la subestación. Finalmente se anexarán los planos realizados para este proyecto.

El proyecto se centrará en una planta fotovoltaica ubicada en el término municipal de Fuente Álamo, provincia de Murcia.

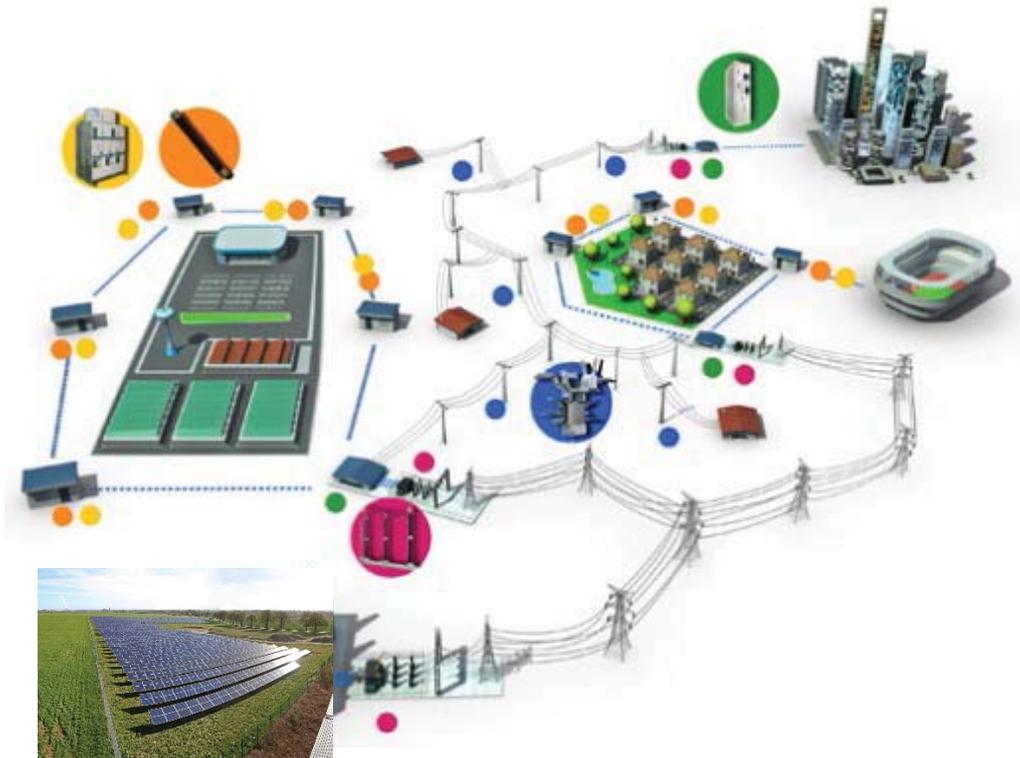


Ilustración 1. Generación de fotovoltaica con su línea de distribución.

### Bibliografía

### Legislación

Para realizar este proyecto se debe consultar la normativa vigente de aplicación en este tipo de instalaciones, siendo reflejadas en los diferentes apartados.

- Reales Decretos (número, fecha y documentos que aprueban):
  - Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
  - Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
  - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
  - Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
  - Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
  - Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.

- Real Decreto 2032/2009, de 30 de diciembre, por el que se establecen las unidades legales de medida.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
  
- Normas UNE.
  - Recogidas en:
    - ITC-RAT-01
    - ITC-RAT 02
    - ITC-LAT 02
    - ITC-RBT 02
  - UNE-EN 60865-1:2013.
  - UNE-IEC/TS 60479-1 y IEEE 80200
  - UNE 157001:2014
  - UNE 21088
  - UNE 21062
  
- Standards IEEE
  - 80-2000.
  - 998-2012.
  
- Otros documentos
  - [Especificaciones particulares de la empresa ENDESA. “Instalaciones privadas conectadas a la red de distribución. Generadores en alta y media tensión”.](#)
  - [Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de i+DE redes eléctricas inteligentes de Iberdrola.](#)

#### *Otras fuentes de referencia*

Además, se han empleado para la elaboración del proyecto los conocimientos adquiridos y aplicados en distintas asignaturas de la carrera de Grado de Ingeniería Eléctrica.

Así mismo se ha buscado información relacionada con el proyecto en webs especializadas tanto técnicas como de empresas del sector, que se irán referenciando a lo largo de este.

## MEMORIA DESCRIPTIVA

Los contenidos de esta memoria se ajustan a lo establecido en la norma UNE 157001:2014 “*Criterios Generales para la Elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico*”.

### Emplazamiento

A continuación, nos disponemos a utilizar los datos de ubicación, de la instalación elevadora y su evacuación a la red de 132Kv, de I+DE.

Además, consideraremos que la compañía Iberdrola nos aportara lo datos de cortocircuito, y nos limitaremos a calcular con los datos de potencia la evacuación de energía a la red de transporte de Iberdrola, por lo que nos regiremos por sus normativas.

El emplazamiento lo situaremos en el municipio de Fuente Álamo, Murcia, en las coordenadas 37º 40'47" N 10'23" W. Entre camino de vereda de Cánovas a Cartagena y Florette Manchica. La superficie que ocupa es de unas 48 hectáreas (48000 m<sup>2</sup>) y nuestra subestación ocupa una extensión es de unos 16.500m<sup>2</sup>. El pueblo está a 132 metros de altura respecto al nivel del mar.

El clima es de tipo mediterráneo: seco, de inviernos cortos y templados, veranos cálidos y con escasez de lluvias. La temperatura media anual es de 17,6º y las precipitaciones oscilan sobre los 304 mm anuales.



Ilustración 2. Plano de la zona de Fuente Álamo

Los generadores solares se encuentran a corta distancia de nuestro centro de estudio, y ya nos aportan los 60MVA a 30KV de los datos con los que iniciamos este proyecto.



Ilustración 3. Vista aérea de la zona de ubicación.



Ilustración 4. Vista aérea de la zona de ubicación.

Altitud del emplazamiento	132 metros nivel del mar
Datos sísmicos	1,6 MBLG
Temperatura (máxima recogida)	45º
Temperatura (mínima recogida)	- 2º
Velocidad del viento (máxima recogida)	120 Km/h
Polución del aire de 0-50	26 buena
Humedad relativa	81%

Tabla 1. Datos relativos a las características de la zona de ubicación

Fuente 1 [https://apalmet.es/observacion/contaminacion\\_municipio/Fuente\\_Alamo\\_de\\_Murcia](https://apalmet.es/observacion/contaminacion_municipio/Fuente_Alamo_de_Murcia)

Fuente 2 <https://aqicn.org/map/murcia/es/>

Fuente 3 <https://datosclima.es/Aemethistorico/Viento.php>

Fuente 4 [https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/fuente-%C3%81lamo-de-murcia\\_espa%C3%B1a\\_2517574](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/fuente-%C3%81lamo-de-murcia_espa%C3%B1a_2517574)

Fuente 5 <http://www.ign.es/web/resources/sismologia/acelerografos/acelerografos.html>

Fuente 6: <https://es.wikipedia.org/wiki?curid=158446>

## Elementos principales constitutivos de una subestación

En una subestación eléctrica nos encontramos distintos tipos de elementos que podemos enumerar de la siguiente manera.

1. Transformador de potencia
2. Interruptor de potencia
3. Seccionadores
4. Aisladores
5. Posiciones en una subestación
6. Configuración de barras
7. Transformadores de medida
8. Pararrayos
9. Fusibles
10. Sistema de P.a.T

### *Transformador de potencia*

Los transformadores de potencia tienen como función transformar la tensión desde un nivel de potencia inferior a otro nivel superior. Éstos permiten transferir energía eléctrica de un circuito a otro conservando la misma frecuencia tanto en el primario como en el secundario, todo ello bajo el principio de inducción electromagnética, bien para líneas de transporte o distribución, bien desde centrales de generación a líneas de transporte mediante subestaciones de evacuación para la economización y eficiencia de las líneas.

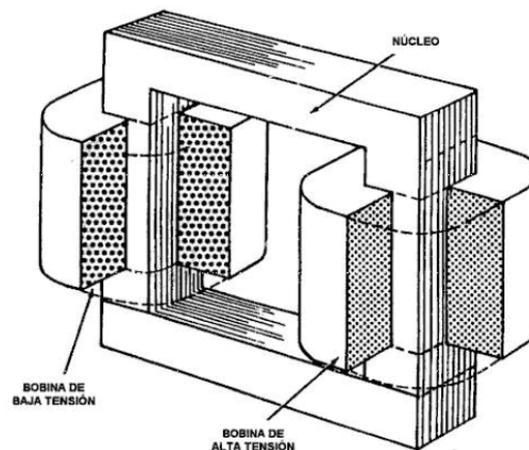


Ilustración 5. Ejemplo de transformador y su núcleo magnético.

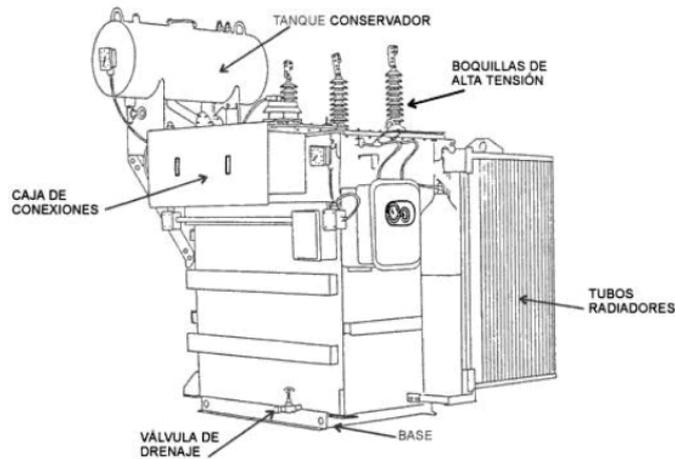


Ilustración 6. Ejemplo de transformador de potencia (transformador trifásico tipo subestación de distribución).

Fuente 7 [https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-04-19\\_11-02-08119957.pdf](https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-04-19_11-02-08119957.pdf)

Podemos incluir en esta relación, también como transformadores de potencia, los destinados a reducir tensiones de nivel medio provenientes de centrales generadoras a niveles inferiores para servicios auxiliares.

Los transformadores se pueden clasificar por la forma del núcleo, por el número de fases, por el número de devanados, por su medio de refrigeración, siendo clasificados de la siguiente manera:

- a) Clasificación atendiendo a la forma del núcleo
  - tipo de columnas
  - tipo acorazado
  - tipo envolvente
  - tipo radial
- b) por su tipo de refrigeración
  - aire
  - aceite
  - liquido inerte
- c) por el número de devanados
  - 2 devanados
  - 3 devanados
- d) por el número de fases
  - monofásico
  - trifásico

Además, los transformadores se pueden clasificar por su nivel de tensión, que se recoge en la siguiente tabla:

Tipo	Valor	Uso
<b>Media Tensión (MT)</b>	3 kV	Producción y distribución de energía
	6 kV	
	10 kV	
	15 kV	
	20 kV	
<b>Alta Tensión (AT)</b>	30 kV	Transporte y distribución de energía
	45 kV	
	66 kV	
<b>Muy Alta Tensión (MAT)</b>	132 kV	Transporte de energía
	230 kV	
	400kV	

Tabla 2: Clasificación por tensiones

*Interruptor de Potencia*

Un interruptor de potencia es el aparato de conexión mecánica para interrumpir, establecer y soportar corrientes en condiciones nominales de funcionamiento. De igual modo, pueden soportar durante un tiempo corrientes de cortocircuito.

Existen distintos tipos de interruptores de potencia, que tienen ventajas e inconvenientes de uso. La clasificación es la siguiente:

*a) Interruptores de aceite.*

En estos interruptores, el arco que se produce por la sobreintensidad hace que se caliente el aceite produciendo la formación de un gas, del cual emana un flujo de aceite al arco, causando su acortamiento y enfriándolo para extinguirlo, en el momento que la onda pasa por cero.

- Ventajas de uso: la longitud del arco reducida y el buen aislamiento entre elementos que componen el interruptor.
- Inconvenientes de uso: inflamabilidad del aceite y la posibilidad de explosión por mezcla de gases.

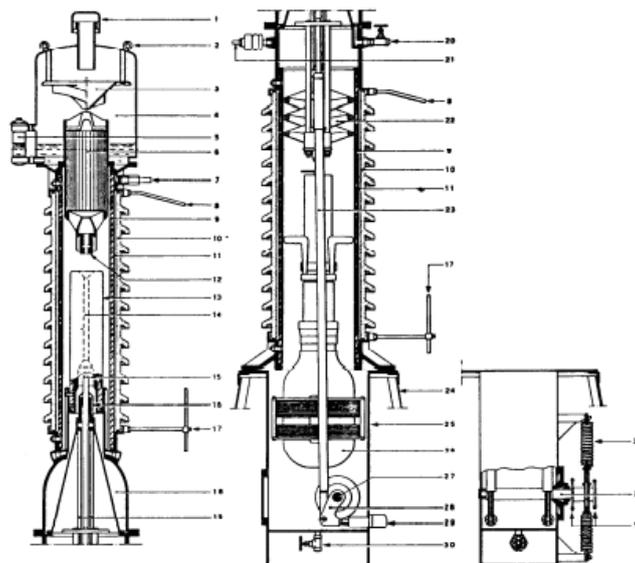


Ilustración 7. Esquema de un interruptor de aceite

*b) Interruptor neumático.*

El apagado será por medio de un flujo de aire que barre el aire ionizado por causa del arco.

- Ventajas de uso: su bajo costo, la rapidez en la extinción y no provoca explosiones.
- Inconvenientes de uso: menor rigidez dieléctrica, mayor presión, tendrá menor capacidad de extinción que el SF<sub>6</sub>, los niveles de ruido son alto y después de actuar, el gas ionizado debe de ser ventilado.

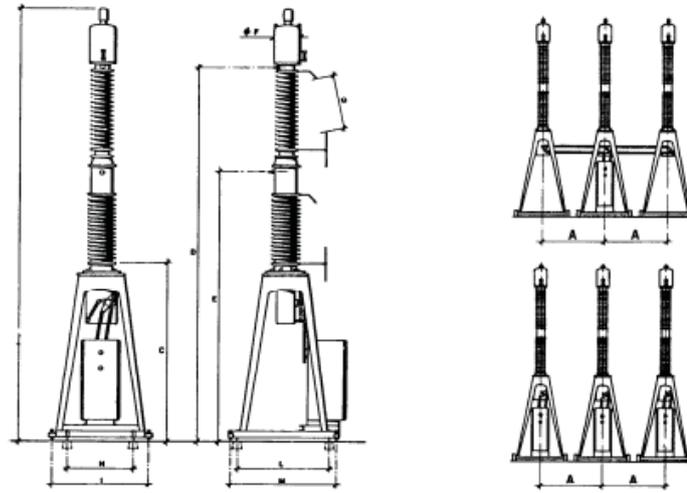


Ilustración 8. Dimensiones generales de interruptores en pequeño volumen de aceite.

### c) Interruptores Hexafluoruro de azufre (SH<sub>6</sub>)

Estos interruptores tienen la particularidad de que tienen cámara de extinción por hexafluoruro con una rigidez dieléctrica muy elevada. Este gas tiene una conductividad térmica muy elevada que enfría el arco en pocos segundos.

- Ventajas de uso: rigidez dieléctrica que puede triplicar a la del aire. Es un gas estable que se descompone al contacto con el arco, pero que al enfriarse se vuelve a recomponer. Disminuye mucho el ruido en la apertura ya que los gases ionizados no escapan al exterior.
- Inconvenientes de uso: El hexafluoruro de azufre es un gas inoloro e insípido, más denso que el aire por lo que en caso de fuga puede causar asfixia si se acumula. Al descomponerse crea tóxicos que en combinación con el aire húmedo puede producir ácido fluorhídrico atacando a los aisladores. Es difícil un buen vacío debido al arco y con circuitos inductivos sobretensiones, como en el resto de los interruptores.

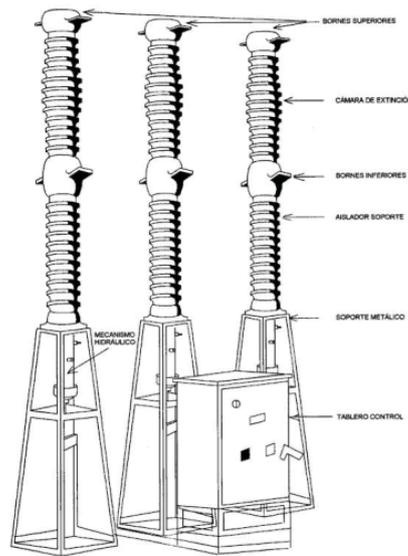


Ilustración 9. Ejemplo de interruptor de SH6

### Seccionadores

Los seccionadores completan su posición en abierto con cierta distancia de separación. Estos mecanismos solo pueden abrirse o cerrarse cuando la capacidad de la corriente es despreciable. Se asegura una distancia de seccionamiento suficiente, para que, bajo cualquier condición de sobretensión, no haya paso de corriente de un lado a otro del mismo.

De acuerdo con la ITC-RAT-01 el seccionador es: *“aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad, en posición de abierto, asegura una distancia de seccionamiento que satisface unas condiciones específicas de aislamiento”*.

Es conveniente un enclavamiento entre el interruptor y los seccionadores de la misma posición, de manera los seccionadores no puedan actuar cuando el interruptor está cerrado.

En el caso de la interrupción de corrientes magnetizantes, como son mayoritariamente inductivas, la carga que deben de cortar es menor.

Están formados por una base metálica de acero con conexión de puesta a tierra, dos o tres aisladores de porcelana de tipo columna sobre los que se disponen los contactos fijos y móviles. El contacto fijo es una mordaza que recibe y presiona al contacto móvil permitiendo una conexión visible y fiable entre ellos.

Los seccionadores, también, podemos clasificarlos de distintos modos.

#### a) Seccionadores de cuchillas giratorias

En este tipo pueden ser de apertura horizontal, giratorio lateral o central, siendo los tres los más empleados a partir de tensiones medias. La maniobra de los seccionadores unipolares provoca descompensación entre fases de la instalación, por lo que son mejores pero caros los seccionadores tripolares, acoplados entre sí por un eje común, de corte omnipolar.

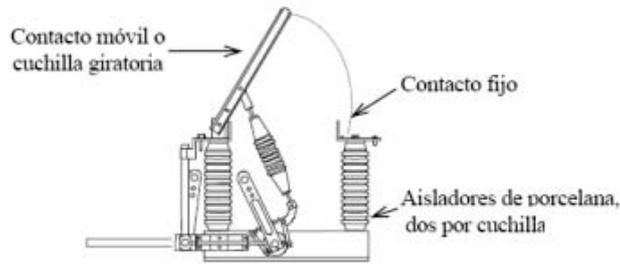


Ilustración 10. Esquema de seccionador.

**b) Seccionadores de cuchillas deslizantes**

Este tipo de seccionador usa la apertura horizontal. Se usan en lugares donde los giratorios laterales de las cuchillas son imposibles. En este caso las cuchillas deslizantes se desplazan longitudinalmente; sólo alcanzan el 30% de la capacidad de los giratorios.

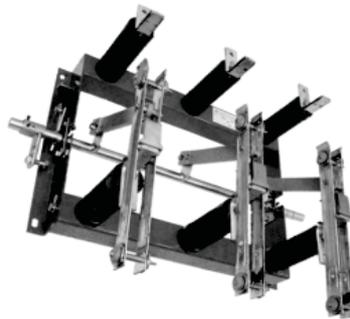


Ilustración 11. Imagen de seccionador deslizante.

**c) Seccionadores de columnas giratorias**

En instalaciones de intemperie y para tensiones a partir de 30kV se emplean con frecuencia los seccionadores de columnas giratorias. Tienen apertura horizontal, giratorio central o de dos columnas giratorias solidarias que giran hacia el mismo punto.

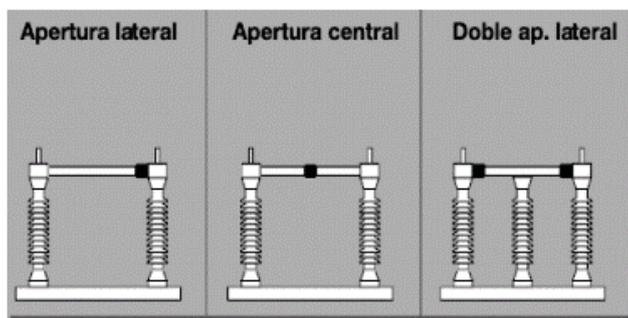


Ilustración 12. Diferencias de un seccionador en función de su sistema de apertura giratoria.

**d) Seccionadores de pantógrafo**

Estos son de apertura vertical central. Se emplean en aquellas instalaciones de alta tensión que están en el exterior, a la intemperie, ya que simplifica la superficie requerida para la instalación de seccionadores.

Suprimen uno de los bornes de que es reemplazado por un contacto que se efectúa directamente sobre el útil sujeto a la barra.

Los componentes principales en este tipo son:

- el *soporte inferior*: se sitúan los resortes que aseguran la presión de contacto.
- *Columna soporte*: constituida por dos aisladores. Contiene el eje aislante de resina sintética que asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de motor.
- *Soporte superior*: De este soporte salen dos bornes de conexión, que permiten efectuar el conexionado. Los bornes están constituidos por vástagos plateados electrolíticamente los cuales pueden empalmarse a los terminales más usuales.
- *Pantógrafo*: son cuatro brazos horizontales cruzados dos a dos, por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.
- *Contacto de Barra o línea*: fijado por un útil en forma de T.

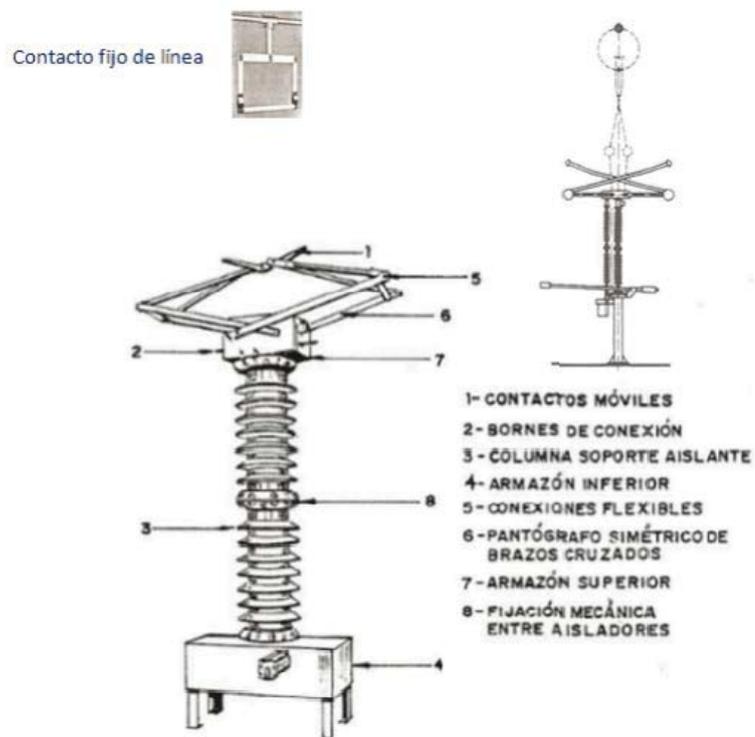


Ilustración 13. Seccionador de pantógrafo.

Fuente 8. [http://imseingenieria.blogspot.com/2017/09/aparamenta-de-subestacion-seccionadores\\_30.html](http://imseingenieria.blogspot.com/2017/09/aparamenta-de-subestacion-seccionadores_30.html)

### Aisladores

Un aislador es un elemento que debe soportar los esfuerzos que son solicitados a estos puntos de apoyo y su característica principal es que están "aislados", de ahí su denominación. En el plano horizontal deben soportar las solicitudes esfuerzos electromagnéticos de cortocircuito y el viento, y en el vertical deben soportar el peso del conductor y la sobrecarga por hielo. Formula derivada de estos esfuerzos

$$F_{\text{aislador}} = \sqrt{(F_{\text{peso}} + F_{\text{hielo}})^2 + (F_{\text{corto}} + F_{\text{viento}})^2}$$

*Posiciones en una subestación*

Se denomina *posición* a las distintas áreas de las que se compone una subestación. Están formadas por circuitos (línea entrada/salida, transformadores, interruptores, banco de condensadores, etc.), cuyas funciones son maniobra, corte, medida o protección.

Se ubican en el interior de la subestación o en exterior en caso de intemperie. Entre sus zonas están:

1. Entrada/salida de cables, que pueden ser aéreos o subterráneos.
2. Interruptores y seccionadores.
3. Transformadores de medida y protección.
4. Incluyen bobinas de bloqueo para sobre intensidades o cortocircuitos.
5. Autoválvulas o pararrayos para sobretensiones.
6. Transformadores de potencia.

Las *posiciones* las diferenciaremos de las celdas puesto que estas son aislantes eléctricamente del resto de elementos. Podemos distinguir distintas posiciones que podemos encontrar en una subestación.

- a) *posición de línea.* Incluye el pórtico, interruptor, seccionador, transformador de medida, entre otros.

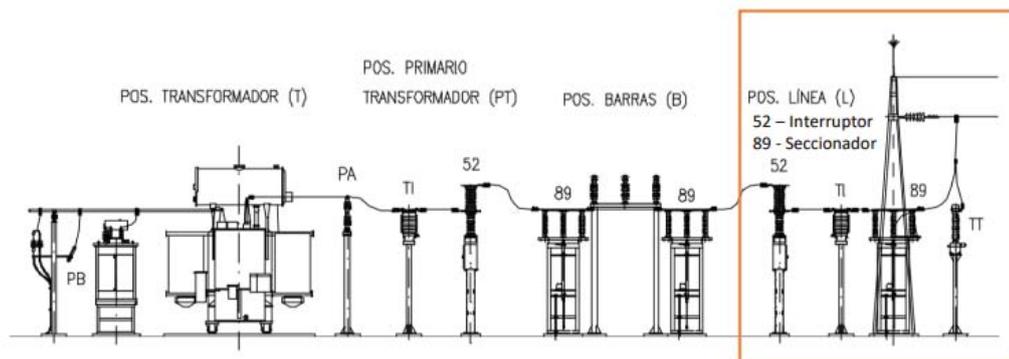


Ilustración 14. Esquema de posición de línea.

- b) *Posición de transformación.* Está formado por un transformador o autotransformador de potencia, aparatos de interrupción y aparatos como transformadores de medida y autoválvulas, las Protecciones Transformador, relé Buchholz, ventiladores refrigeración, trafos de intensidad para medida y protección.

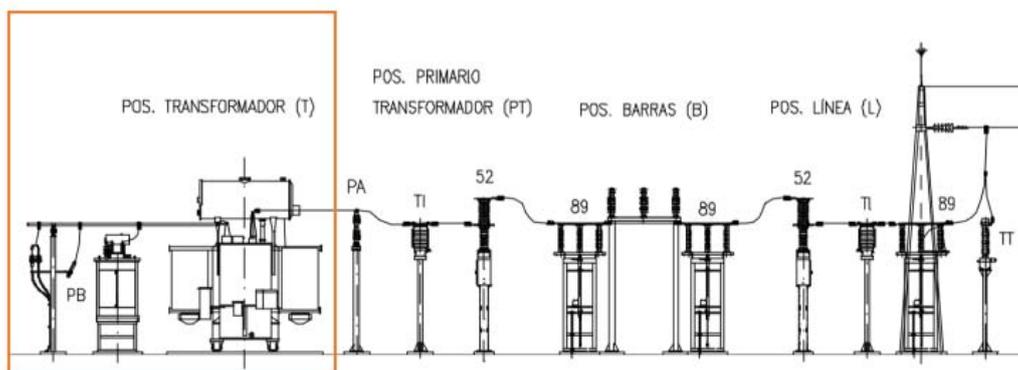


Ilustración 15. Esquema de posición de transformador.

- c) *Posición del primario del transformador de potencia.* Son los elementos previos al transformador, que incluye la protección automática (interruptores automáticos), los transformadores de medida, la protección frente a sobretensiones de tipo rayo. autoválvulas, y la batería de condensadores para compensación de reactiva.

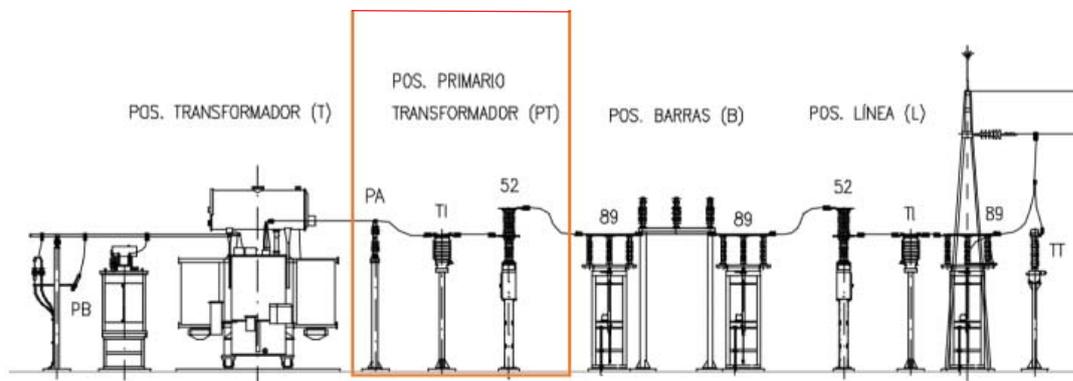


Ilustración 16. Esquema del primario de transformador.

- d) *Posición de las barras.* Realizar la conexión/aislamiento entre posiciones de líneas o entre posiciones de transformadores dentro de un mismo nivel de tensión. El acoplamiento se realiza mediante interruptores y seccionadores; en algunas ocasiones se emplean relés protección diferencial de las barras. Transf. de TT y TI para lectura y control de la tensión a evacuar y facturación.

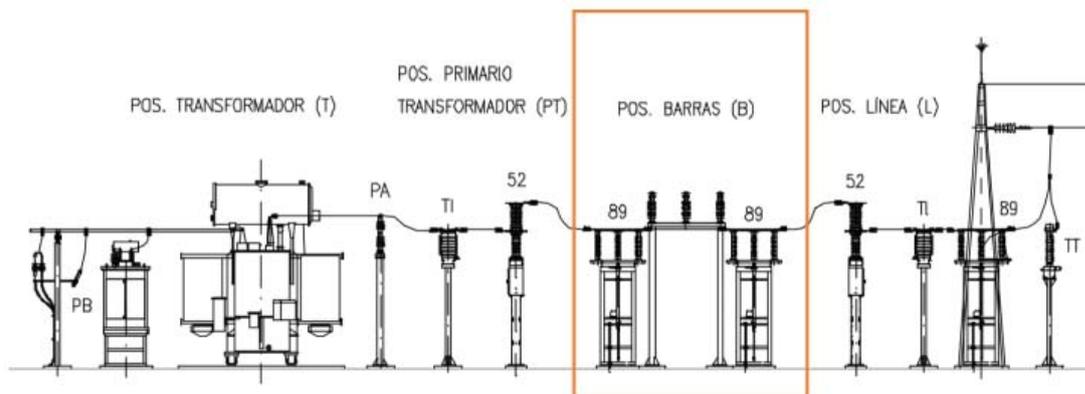


Ilustración 17. Esquema de posición de barras

#### Configuración de barras:

Las barras colectoras son el conjunto de conductor tipo cilíndrico que se usan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Para el diseño hay que tener en cuenta los esfuerzos electromagnéticos a que están sometidas las barras, y por las intensidades de corriente. Entre las ventajas que tiene el uso del tubo está:

- El uso de la barra en subestaciones resulta más rentable.
- En subestaciones con tensiones altas, reduce el espacio que se necesita para su instalación, permitiendo estructuras ligeras.
- Tiene capacidades de conductividad de corriente grandes.

- Las pérdidas por efecto superficial (*efecto skin*) disminuyen.
- Por su rigidez se minimiza el número de soportes necesarios.
- Las pérdidas por efecto corona se reducen.

Existen distintos tipos de barra que paso a enumerar.

a) *Barra simple:*

La ventaja del uso de barra simple es que es fácil de proteger, es económica, y no presenta muchas posibilidades de operaciones incorrectas. Por el contrario, la desventaja es que requiere la suspensión del servicio si se requiere hacer una reparación de la barra o el interruptor

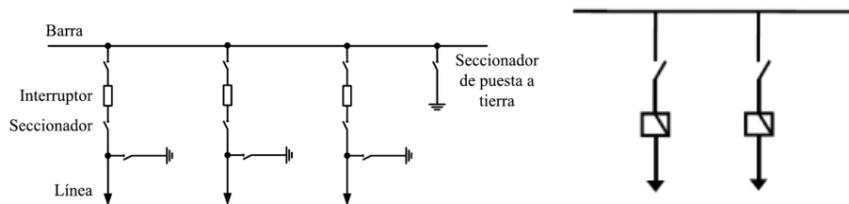


Ilustración 18. Esquemas de barra simple

b) *Barra doble:*

La pérdida de servicio de un circuito alimentador solo dejaría sin servicio las líneas conectadas a la misma barra que el servicio alimentador. El inconveniente es que precisa mucho espacio físico.

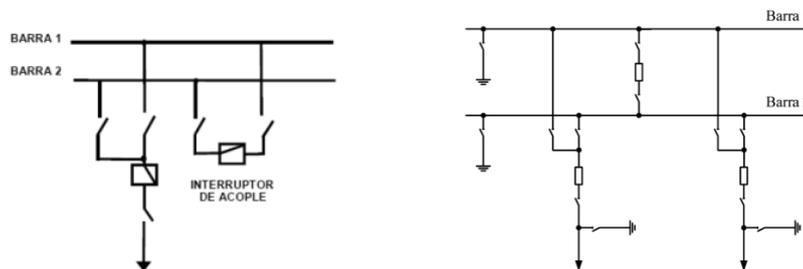


Ilustración 19. Esquema de barra doble

c) *Barras dúplex:*

Las barras dúplex permiten alimentar una línea o transformador desde cualquier barra a través de interruptores solamente. Se usa en Media tensión.

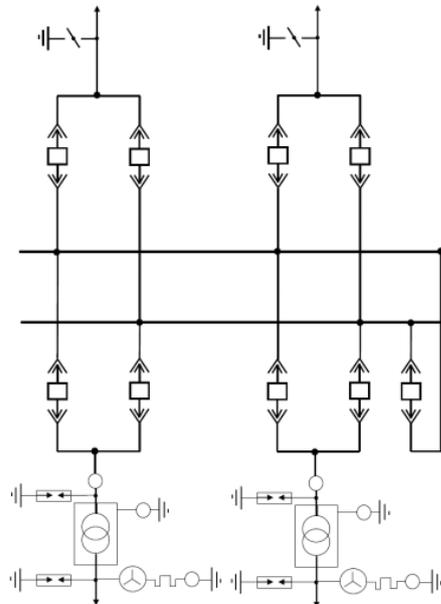


Ilustración 20. Esquemas de barras dúplex.

**d) Barra simple más barra de transferencia**

Se puede conmutar con interruptor de acoplamiento a la barra de transferencia, manteniendo el servicio durante el mantenimiento o falla de éste. Buena confiabilidad bajo estas circunstancias. El inconveniente es que con el mantenimiento del interruptor de acoplamiento deja una barra fuera de servicio.

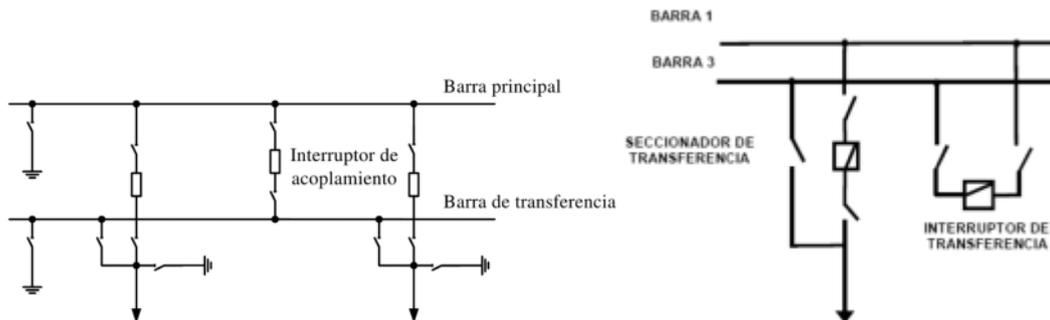


Ilustración 21. Esquema con barra de transferencia

**e) Doble barra más barra de transferencia:**

Se emplea en subestaciones de Muy Alta Tensión. Permite el reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras, un aseguramiento del servicio. Se evita el hacer un paso por 0 de tensión en las líneas por avería del interruptor.

Entre sus inconvenientes está que el coste de instalación es muy costoso.

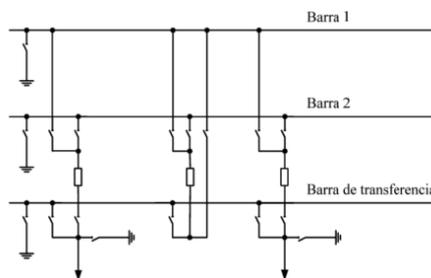


Ilustración 22. Esquema de doble barra con barra de transferencia.

f) *Embarrado en Anillo:*

El embarrado en anillo permite la posibilidad de alimentar las líneas por ambos lados. Se emplea, casi en exclusiva, en instalaciones de 220kV y 400kV. Este tipo es muy flexible en el reparto de cargas. Permite, además, continuidad del servicio durante revisiones periódicas no precisando de interruptor de acoplamiento. Entre sus desventajas, encontramos que requiere un mayor espacio y la apertura del anillo incrementa la corriente por los interruptores que quedan operativos pudiendo producirse disparos intempestivos. Otra de sus desventajas es que el diseño de protecciones más complejo.

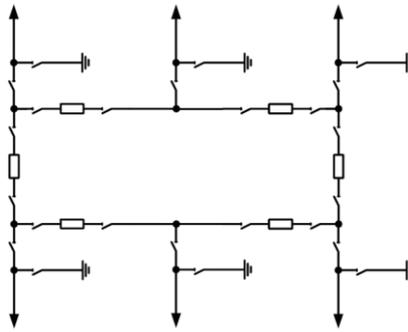


Ilustración 23. Esquema embarrado de anillo.

g) *Interruptor y medio:*

Es empleado en muy alta tensión (220kV, 400kV), tiene tres interruptores por cada dos salidas. Permite disponer, además del propio interruptor correspondiente a cada línea, de otro compartido para dos. Además, es muy flexible en el reparto de cargas. La desventaja de este tipo es que las protecciones son complejas y su coste elevado.

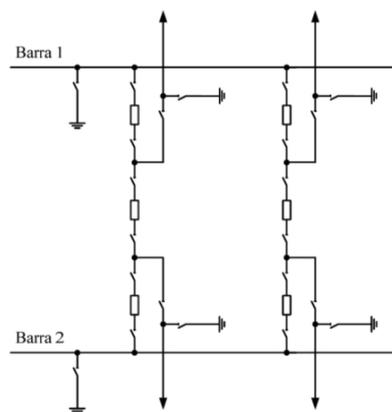


Ilustración 24. Esquema de interruptor y medio.

### Transformadores de medida

Los aparatos de medición y los relés no soportan tensiones altas o corrientes, por un lado, porque encarecería mucho su construcción, y por otro lado por motivos de seguridad de las personas que pueden tener contacto con dichos equipos. Por esto se emplean los transformadores de medida y protección, con lo que se pueden llevar señales de tensión y corriente adaptadas a los equipos de medida.

Se distinguen dos tipos fundamentales de transformadores de medida:

## a) Transformadores de tensión:

Un transformador de tensión disminuye la tensión de entrada por otra de salida más baja y para los aparatos de medición y /o protección con tensiones mucho más bajas a las de la red. Están preparados para realizar dos tareas, una de ellas la transformación de la tensión y la otra el aislamiento de los instrumentos de protección y medición conectados a alta tensión.

La normativa a aplicar es aquella recogida en las normas UNE de transformadores de medida.

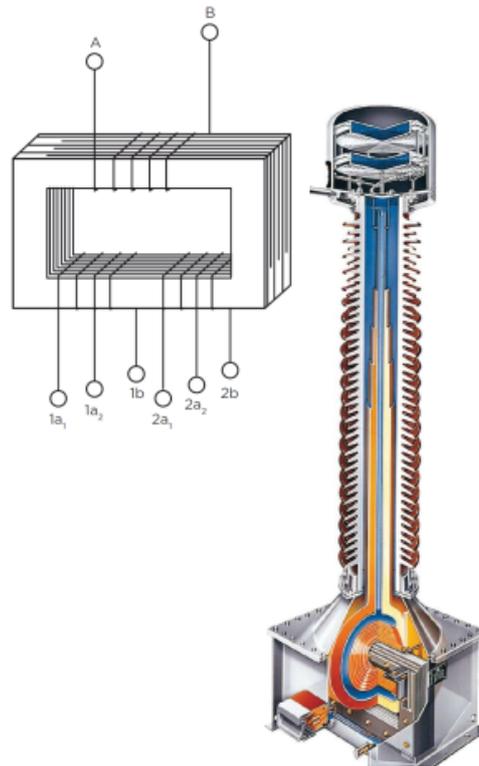


Ilustración 25. Transformador de tensión.

De acuerdo a la norma, un transformador en el cual la tensión en bornes del arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión en bornes del arrollamiento primario y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Nos encontramos dos tipos de transformador de tensión:

*a.1) Transformador de tensión no puesto a tierra:* su devanado primario no se encuentra conectado entre fase y tierra, sino entre dos fases. Esquema A de la figura.

*a.2) Transformador de tensión puesto a tierra:* Transformador monofásico con el primario conectado entre fase y tierra. Esquema B de la figura.

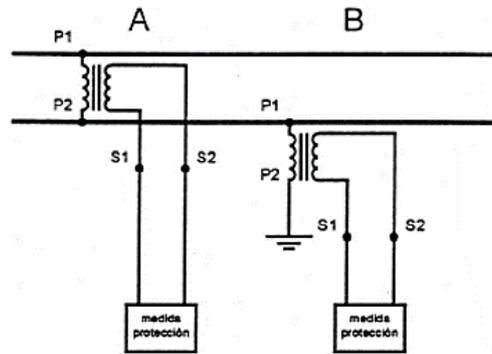


Ilustración 26. Esquema transformadores de intensidad.

Características para la elección de un transformador de tensión para medida y protección:

- Las clases de precisión para los transformadores de tensión son: 01,0'2,0'5,1 y 3.
- Los valores normales de la potencia de precisión para un f.d.p. de 0'8 son: 10-15-25-30-50-70-100-150-200-300-400-500 VA
- Frecuencia nominal: la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 Hz.
- Tipo de instalación: Si el transformador de tensión es de intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud sobre el nivel del mar.
- Nivel de aislamiento: Es el correspondiente a las tablas de la norma UNE 21062 que aparecen en el apartado 2.2. del capítulo 2 *Aparamenta* de alta tensión.
- Relación de transformación: Las relaciones de transformación están normalizadas por norma UNE.

En los Transformadores de tensión podemos encontrar los siguientes tipos de conexiones:

- *En cascada.* Un TT tiene, normalmente, un solo arrollamiento primario, cuyo aislamiento presenta grandes problemas para tensiones superiores a 132 kV. con los TT en cascada repartiendo la tensión primaria en varias etapas separadas, solucionamos este problema de aislamiento en el equipo.

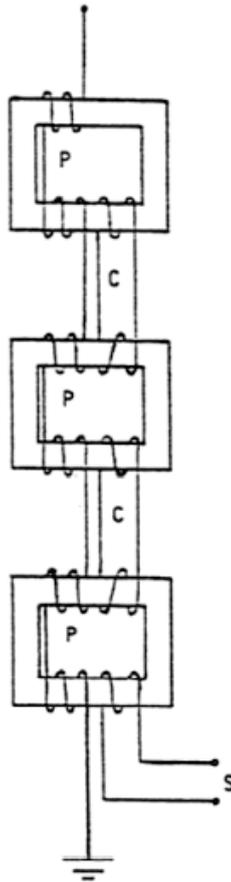


Ilustración 27. Esquema de transformador de tensiones en cascada.

La disposición de un TT en cascada está constituida por varios transformadores individuales donde los arrollamientos primarios están conectados en serie. el arrollamiento primario repartido en dos lados opuestos del núcleo, mientras que el arrollamiento secundario es un solo bobinado colocado únicamente en el último núcleo final.

- **Capacitivos:** Es un divisor de tensión capacitivo consistente en varios condensadores conectados en serie, con el fin de obtener una tensión intermedia. En la figura ilustrativa vemos que en este punto de conexión a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un transformador de tensión intermedia inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva.

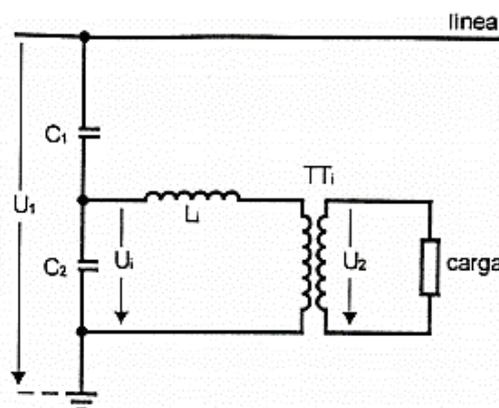


Ilustración 28. Esquema de transformador de tensión capacitivos.

Fuente 9: arteche [https://www.discarel.com/wp-content/uploads/2019/01/ARTECHE\\_CT\\_trafAT\\_ES.pdf](https://www.discarel.com/wp-content/uploads/2019/01/ARTECHE_CT_trafAT_ES.pdf)

*b) Transformadores de intensidad*

Este tipo de transformador está recogido en la norma UNE-EN 61869-2:2013. Tiene valores normalizados de intensidad primaria, los cuales son: 10-12'5-15-20-30-40-50-60-75 secundaria nominal. El valor de la intensidad secundaria está en la designación del transformador. Las intensidades secundarias son de 5 y 1A,

Clase de precisión: Designación cuyos errores están dentro de los límites tipificados para las condiciones de empleo especificadas. Se designa con un número (0'1, 0'5, 1,...)-



Ilustración 29. Transformadores de intensidad

En los transformadores de medida donde la intensidad del secundario es proporcional a la intensidad del primario, desfasada con respecto a la misma en un ángulo próximo a cero.

Las espiras del primario cuya forma suele ser tipo toroidal o tener un entrehierro sobre el cual se arrollan las espiras del secundario, consiguiendo reducir el flujo de dispersión. Esta configuración alimenta los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida conectados en serie.

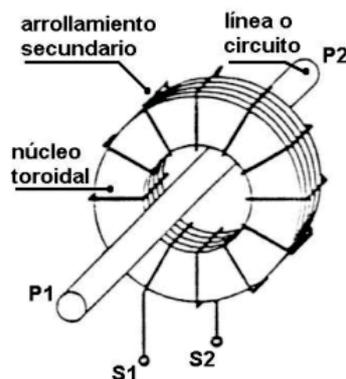


Ilustración 30. Esquema de transformador de intensidad toroidal.

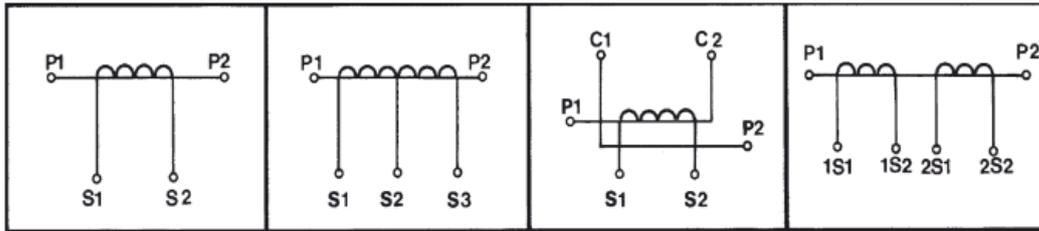


Ilustración 31. Distintas conexiones de transformadores de intensidad.

Pararrayos

En las subestaciones eléctricas, se tienen aislamientos que son recuperables y otros aislamientos no recuperables, como bancos de capacitadores, reactores, y algunos otros elementos que deben de ser protegidos contra rupturas dieléctricas internas, utilizamos entonces los pararrayos destinados a proteger los efectos de sobretensión transitoria de frente lento como las de maniobra de los interruptores y de frente rápido (tipo rayo).

Debido a lo anterior lo importante es la coordinación de elementos en el establecimiento de valores máximos de tensión permitida en los equipos y aparatos, el nivel básico de aislamiento por impulso de rayos, (NBI), el nivel básico de impulso por maniobras (NBS).

Los pararrayos son elementos con resistividad no lineal, por lo que su capacidad de resistencia será diferente, cambiando, en función de la tensión. Si aumenta la tensión por una descarga atmosférica, o la maniobra de un interruptor, la resistencia se reduce aumentando la intensidad.

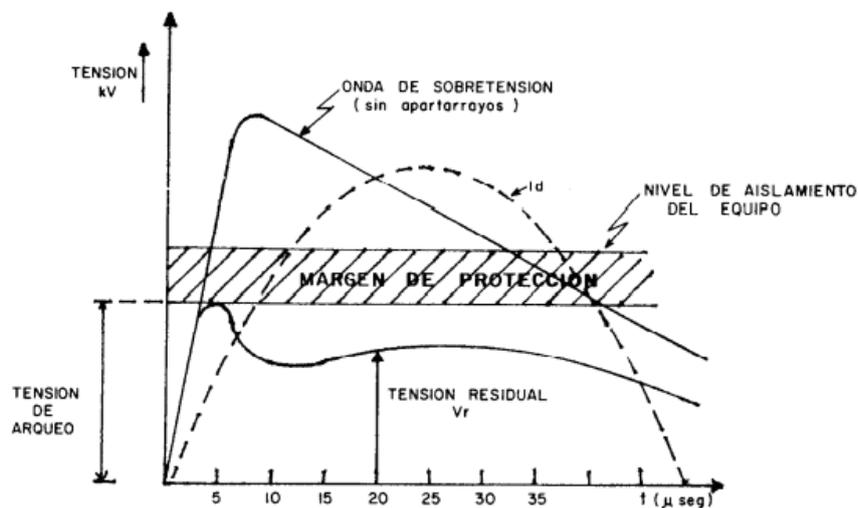


Ilustración 32. Curva de comportamiento de un pararrayos.

También podemos añadir a los sistemas de protección dos elementos mas

- a) *Los hilos de guarda*, que también se les conoce como cables de tierra, suelen ser de acero galvanizado con una sección no inferior a 50 mm<sup>2</sup> uniéndose a la estructura y se conectan a tierra, al menos, en dos puntos de las mismas características de acero, se instalan encima de los

conductores y conectores de fase, el ángulo formado por la vertical del apoyo al cable de guarda con la recta que une con el conductor de una fase exterior sea menor a 36 grados.

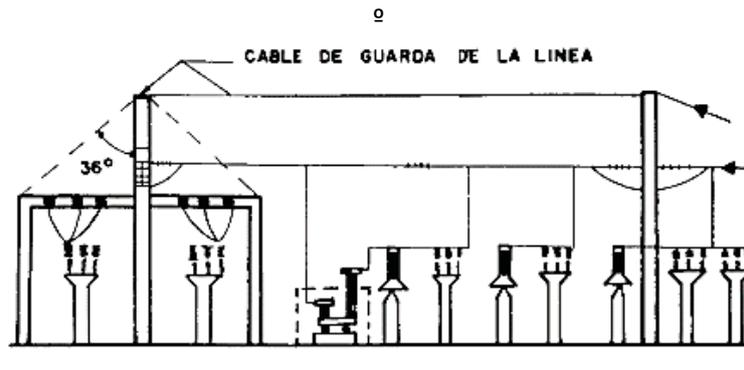


Ilustración 33. Subestación con hilo de guarda.

- b) *los cuernos de arqueo o Gaps*, tienen como misión principal es arquear originando un arco en el explosor y la corriente de descarga es similar a un cortocircuito. Cuando existe una sobretensión y enviarla a tierra, se ajustan la separación de los gaps de los cuernos de arqueo por las condiciones atmosféricas su uso es poco común.

Podemos clasificar los pararrayos en los siguientes tipos:

- a) *De óxido de Zinc*. Son un avance en la protección de los sistemas eléctricos de potencia, particularmente par tensiones en 230Kv y tensiones superiores. Su desarrollo es a partir de 1971 y en 1978 ya se encuentran instalados en diferentes instalaciones del mundo,

Al no requerir Gaps sus ventajas son considerables, como la reducción de tamaño, la rápida respuesta para descarga de corrientes con pendientes alta y mayor durabilidad de un ciclo de trabajo múltiple.

La porcelana empleada en general cubre satisfactoriamente los problemas por la contaminación, también se pueden emplear material sintético como resinas y siliconas, son más costosos, existe una corriente de dispersión muy pequeña pues el óxido de zinc es de resistencia negativa.

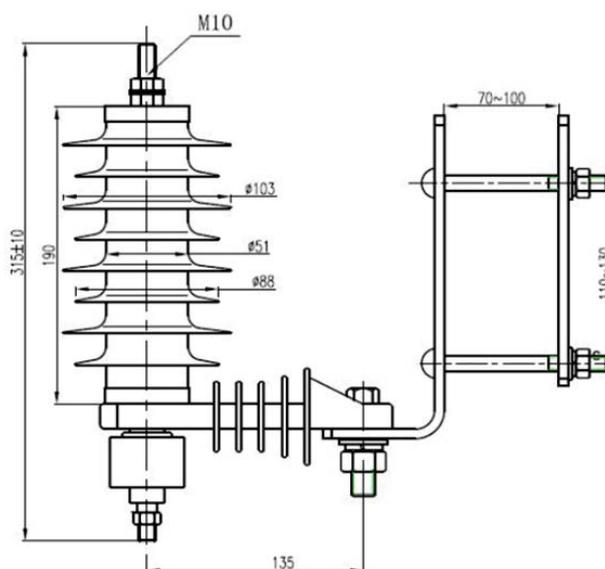


Ilustración 34. óxido de zinc.

Fuente 10 <https://distrielectricosje.com/wp-content/uploads/2020/06/YH10W-12.pdf>

- b) *Autovalvulares*. Estas autoválvulas llamadas también así, nos protegen de sobre tensión temporales como las ocasionadas por cortocircuitos fase tierra, atmosféricas y maniobras. está formado por una serie de resistencias de carburo de silicio se conectan en serie con un grupo de explosores intercalados entre ellas, estas resistencias evitan que una vez comenzada la descarga se produzca una corriente permanente, proporcionando más sensibilidad de tensión elevadas.



Ilustración 35. Imagen de una autoválvula.

### Fusibles

Un fusible es un elemento de poder de ruptura, su función es cortar el flujo eléctrico en el que se esté colocado, cuando la corriente alcanza un valor durante un tiempo estipulado. Esto se consigue por fusión de un hilo fusible incluido en el mecanismo y puesto en serie con el circuito, el cual se calienta cuando pasa la corriente y se funde, abriendo el circuito.

Los fabricantes proporcionan las curvas características de fusión en función de la intensidad.

En este grafico hay un valor de la intensidad por debajo del cual el tiempo de fusión se acerca a infinito.

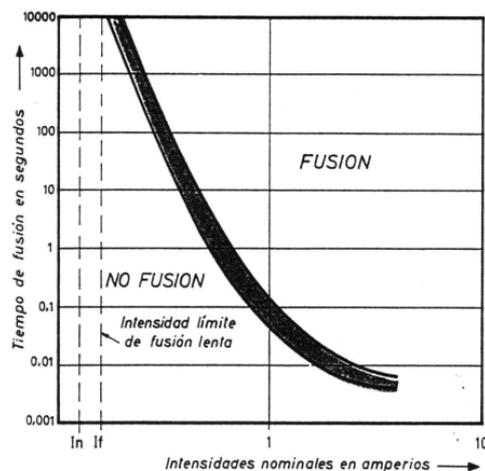


Ilustración 36. Curva de fusión de u fusible.

Este valor se denomina intensidad límite de fusión lenta. A medida que aumenta la intensidad, el tiempo de fusión disminuye.

Se pueden clasificar atendiendo a los siguientes criterios



Ilustración 37. Imagen de un portafusible y su fusible exterior.

Fuente 11 [Fusibles de Potencia SMD® para Subestaciones, Distribución en Exteriores \(sandc.com\)](http://Fusibles de Potencia SMD® para Subestaciones, Distribución en Exteriores (sandc.com))

- Por los contactos del elemento recambiable: de cuchillas, de pletina, atornillado,
- Por el grado de protección: no protegido, protegido, etc.

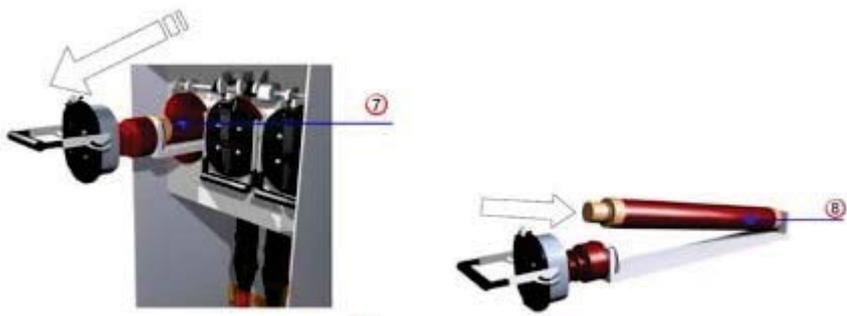


Ilustración 38. Imagen de fusible en una cabina de interior.

Fuente 12

[https://ikastaroak.birt.eus/edu/aragialpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI03/es\\_IEA\\_IDI03\\_Contenidos/website\\_631\\_reposicin\\_de\\_fusibles\\_en\\_celdas.html](https://ikastaroak.birt.eus/edu/aragialpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI03/es_IEA_IDI03_Contenidos/website_631_reposicin_de_fusibles_en_celdas.html)

La protección contra corrientes de cortocircuito se implementará mediante fusibles que deberán cumplir lo especificado en los documentos NI 75.06.11 (para fusibles de expulsión) y NI 75.06.31 (para fusibles limitadores), siguiendo el MT 3.53.01 de Iberdrola.

### *Sistemas de Tierra*

Para calcular la red de tierras se aplicará el reglamento de centros de transformación, en la norma UNE-IEC/TS 60479-1 y – IEEE 80200. En los cálculos de este proyecto se indicarán los cálculos como ingeniería de detalle.

Todo diseño eléctrico contara con una instalación de tierra de interior o exterior proyectada para las personas que circulan o permanezcan, y que estén sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante una falla a tierra en la instalación eléctrica). La tensión de paso es aquella que puede estar expuesta una persona entre sus pies.

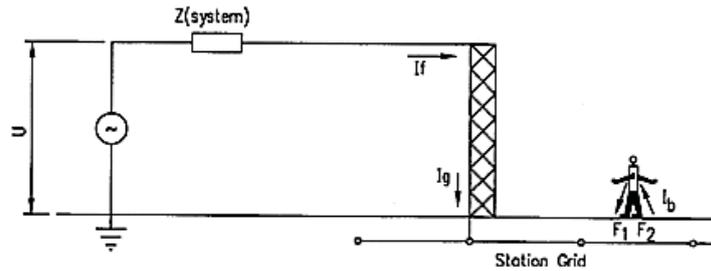


Ilustración 39. Esquema de tensión de paso.

Por otro lado, la tensión de contacto es la tensión entre una mano en contacto con una estructura o envolvente metálico derivada y un pie en contacto con el suelo.

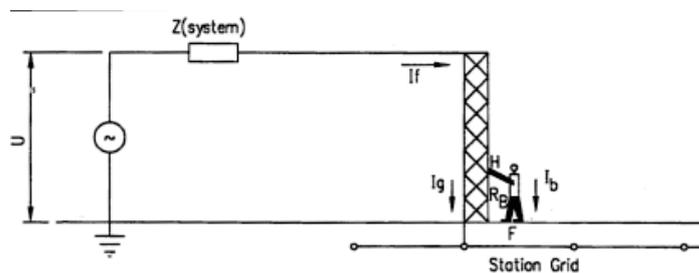


Ilustración 40. Esquema de tensión de contacto.

Se establecen que para el cálculo de la malla de puesta a tierra se debe hacer de acuerdo con la norma. La resistividad del terreno está influida por la temperatura, humedad o salinidad.

El sistema de puesta a tierra comprende todas las instalaciones de puesta a tierra interconectadas en un área específica.

Una parte importante es el diseño de la malla de puesta a tierra. La malla de puesta a tierra tiene el propósito de asegurar una correcta puesta a tierra en equipos y estructuras eléctricas, también asegura la puesta a tierra de los equipos de protección contra el rayo.

También existen otros elementos metálicos de contacto con tierra y su línea de enlace que son las picas, varillas, conductores (que forman las mallas), o perfiles.

#### Puntos de conexión

El punto de conexión será el más cercano a la subestación, donde discurre una línea de 2 categoría, y nos ceñiremos a las normas de transporte y generación de Iberdrola MT 3.53.00, esta línea de distribución no será calculada en este proyecto, y su entronque será diseñado por otra ingeniería a coste del cliente propietario del huerto solar.

Las conexiones de telecomunicaciones se aprovecharán de las líneas de alta tensión existentes, cumpliendo con los protocolos de comunicación, el órgano de control de corte y las mediciones mediante escala será llevado a cabo desde el operador de sistema de IBERDROLA (I+DE).

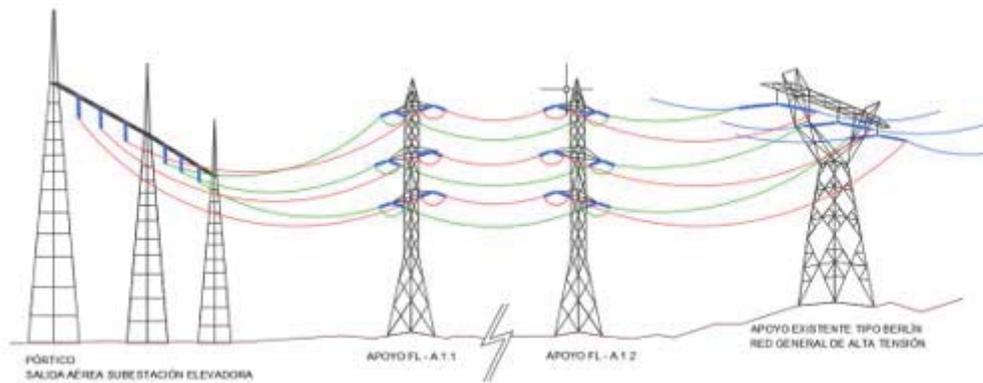


Ilustración 41: salida a red I+DE. Esta representación es meramente informativa para facilitar una representación gráfica de la línea de evacuación

**Facturación**

La medida de energía para calcular el consumo a la red se realiza en la zona de cliente de 132 KV, todo conforme reglamento de puntos de medida del Real Decreto 1110/2007 y del Real Decreto 2032/2009.

La clase de precisión de los trafos de medida de energía activa y reactiva que cumplirán los equipos de medida se encuentran en la siguiente tabla.

Tipo de punto	Clases de precisión			
	Transformadores		Contadores	
	Tensión	Intensidad	Activa	Reactiva
<b>1</b>	0,2	0,2 S	≤ 0,2 s	≤ 0,5
<b>2</b>	≤ 0,5	≤ 0,5 s	≤ C	≤ 1
<b>3</b>	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
<b>4</b>	≤ 1	≤ 1	≤ B	≤ 2
<b>5</b>			≤ A	≤ 3

Tabla 3. Clases de precisión

En nuestro caso optaremos por el contador electrónico que combinara la energía activa y reactiva

- Clase de precisión del contador de activa: 0,2s
- Clase de precisión del contador de reactiva: 0,5s

**Punto de medida:** es el punto de la red donde se conectan los equipos de medida, de forma que la energía registrada corresponde a la energía circulada en éste. Por punto pueden asociarse tres tipos de configuraciones, tal y como se recoge en el reglamento de aplicación.

**Responsable del punto de medida:** el titular tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida de acuerdo el reglamento de aplicación, así con las instrucciones o disposiciones que lo desarrollen.

## Descripción de las Instalaciones en la subestación proyectada.

1. Alumbrado
2. Cables de Control
3. Sistemas de Tierra
4. Herrajes y Soportes
5. Equipos contra incendios
6. Protecciones
7. Telecontrol
8. Cables de Potencia
9. Sistema de P.a.T
10. Fusibles
11. Obra civil

### Alumbrado

La subestación contará con alumbrado exterior e interior y de emergencias.

Para el *alumbrado exterior* se aplicará el *Real Decreto 1890/2008*. Este tipo de alumbrado se instalará en toda la zona exterior, en los accesos y a lo largo de la valla perimetral.

El *alumbrado interior* utilizará luminarias fluorescentes con factor de potencia alto, y debe iluminar de manera homogénea, sin sombras ni zonas de baja luminosidad para facilitar el control de las instalaciones.

El *alumbrado antipánico* se instalará en el dentro del edificio, con baterías autónomas de, al menos, una hora. Es necesario recordar que la iluminación debe servir de señalización para facilitar la salida y la evacuación del personal el caso de ser necesario.

El alumbrado se alimentará desde los cuadros de servicios auxiliares ubicados en el edificio con protecciones diferenciales y magnetotérmicas, es decir, de la red general procedente del cuadro de distribución de servicios auxiliares de la subestación con 500 luxs en sala de control y 300 lux en sala auxiliares.

Fuente 13: <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/endesa/SR2001-.pdf>

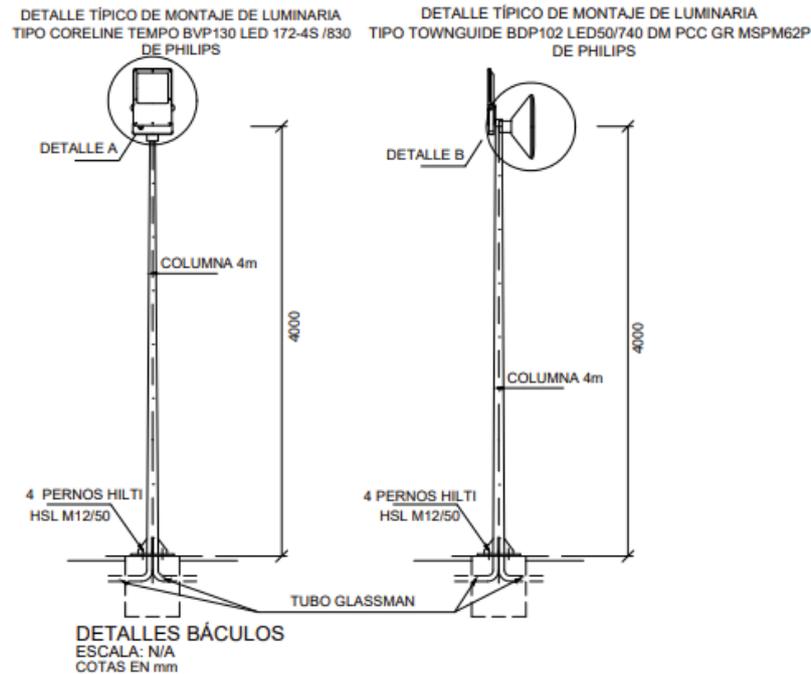


Ilustración 42:detalle alumbrado exterior. Detalle de báculos y lámparas alumbrado exterior

### Cables de control

Se dispondrá de un regleteo de bornas en el interior de las celdas para realizar la interconexión de alimentaciones y enclavamientos entre las celdas existentes y las nuevas, así como para enviar a la DCS las alarmas.

En el caso de las cabinas de 30KV de M.T., las UCP irán alojadas en el compartimento de control de cada celda y también en el armario previsto para telecomunicaciones. Las maniobras serán a 110 voltios tanto en las cabinas como en los interruptores y seccionadores exteriores alimentados por SAI (sistema de alimentación independiente o segura). Las conexiones serán de conductor flexible según la norma *UNE-EN 60228*. “Los cables serán no propagadores del incendio y con baja emisión de humos, según *UNE 211002* para cables con aislamiento termoplástico y según *UNE 21027-9 1C* para cables con aislamiento reticulado”.

El material aislante de los borneros estará fabricado según por la norma *UNE-EN 60947-7-1* en lo que sea de aplicación.

### Captación de señales

Cada Unidad de Control de Posición (en adelante UCP) correspondiente recibirá señales de estado, alarmas y medidas. Estas señales se enviarán a las Unidades de Control de Subestación (en adelante UCS).

Señales: Se captarán todas las señales de alarma de los equipos y sistemas controlados desde la UCP, sin realizar agrupaciones previas (una entrada digital por señal). Algunos ejemplos de señales se indican a continuación:

- El Interruptor: dos entradas digitales (abierto NO/cerrado NC).

- Seccionadores: dos entradas digitales (abierto NO/cerrado NC), incluyendo también el del enclavamiento de puesta a tierra medidas
- Posición del regulador en carga: del transformador elevador (tomas) manteniendo la relación de transformación
- Interruptores magnetotérmicos: una entrada digital (contacto NC).
- Conmutadores o selectores de equipos y operación del sistema: una entrada digital por cada posición del conmutador.
- Medidas: Todas serán de clase de precisión mejor o igual que 0,5.

### Herrajes y Soportes

Los perfiles de las estructuras metálicas de soporte de embarrados y aparataje son angulares, de acero S-275-JR soldable con la superficie galvanizada siendo su peso en zinc de 5 gr/dm<sup>2</sup>.

El aparellaje está soportado por estructura metálica galvanizada en caliente anclada ésta sobre cimentaciones monolíticas de hormigón.

Los tornillos serán de acero de clase ordinaria y de calidad 5.6.

El tipo de arandelas y tuercas es el definido en la *NBE-AE 88*.

	<b>Amarres de fases</b>	<b>Amarre cables tierra</b>
Longitudinal (kg)	700	500
Transversal (kg)	400	250
Vertical (kg)	PESO PROPIO + 150	0

Tabla 4. Características normalizadas de los herrajes.

Las torres para la fijación de los conductores de amarre y las estructuras de soporte de la aparataje, se dimensionan considerando la acción de suma de las siguientes cargas:

- Las cargas estática y dinámica transmitidas por la aparataje de maniobra.
- La acción de su propio peso.
- La acción de un viento, suponiendo que incide perpendicularmente sobre las superficies a 120 km/h.

Los elementos, preferentemente, estarán calculados para no sobrepasar los 2.600kg/cm<sup>2</sup>.

Las cimentaciones para soportes de aparataje de intemperie y pórticos serán de tipo "zapata aislada".

- Serán de hormigón y llevarán las placas de anclaje de las estructuras sobre sus peanas
- Se proyectarán de acuerdo con la naturaleza del terreno, usando el método Sulzberger.

Este terreno puede comportarse de una manera elástica, y esto puede implicar una reacción de las paredes verticales, por lo que utilizando el método Sulzberger podremos determinar que la fundación tiene su centro de giro ubicado a 2/3 de la profundidad total.

*Formulas a aplicar por ingeniería de obra civil.*

$$M_v = F \cdot (h + t)$$

$$M_s = (b \cdot b_3 \cdot C_t \cdot \text{tg}\alpha) / 36$$

$$M_b = (b \cdot a_3 \cdot C_b \cdot \text{tg}\alpha) / 12$$

$$\text{tg}\alpha = 2G / (a_2 \cdot b \cdot C_b)$$

Donde

- G la resultante de todas las cargas verticales
- $\mu$  es el coeficiente de fricción estática entre tierra y hormigón en el fondo.

En terrenos normales, a 2m de profundidad, los coeficientes de compresibilidad valen:

$$C_t = 6-10 \text{ Kg/cm}^3 \quad C_b = 6-10$$

Se verificara el coeficiente de estabilidad sea tal que  $M_s + M_b \geq sM_k$

### BÁCULO CRUCETAS DOBLE (BCD)

**1. CARACTERÍSTICAS GENERALES:**

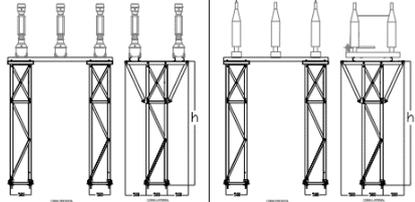
- El báculo de crucetas doble (BCD) está diseñado y calculado para soportar sets aparatos (hasta 45 kV) o un secundario triador (hasta 45 kV).
- Está formado por perfiles angulares triangulados de acero galvanizado, mediante entesa simple.
- Las alturas van desde 2 hasta 6 metros. La sección del soporte es cuadrada (350-3 metros).
- Si el cliente lo solicita, en el soporte, podrán fijarse a cualquier altura accesorios tales como: cajas de accionamiento, contadores de descarga, cajas de medición.
- Los BCD que superen los 3 metros van provistos de patas de escalada.
- Todos los montantes llevan taladros para la puesta a tierra.
- Para la fijación del soporte al terreno se utilizará un perno por montante. Dependiendo de la altura del soporte se utilizará:
  - Altura < 4m: perno M20, recto, corrugado, longitud 600 mm.
  - Altura < 4m: perno M20, curvo, corrugado, longitud 600 mm.
- A este tipo de soporte se le designa con las letras BCD seguidas de la separación entre báculos (d) y de la altura (h): BCD-d-h



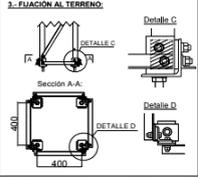
**2. PRINCIPALES USOS:**

-HASTA 45 kV:  
-Capacidad para hasta 6 equipos.

-HASTA 45 kV:  
-Secundario triador

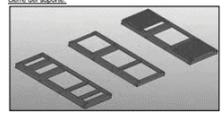


**3. FIJACIÓN AL TERRENO:**



**4. FIJACIÓN DEL APARATO:**

- Diferentes posibilidades: sobre chapa, sobre perfil, sobre el propio cante del soporte.



**5. ALTURAS, PESOS Y ESFUERZOS ADMISIBLES:**

Separación (d)	Tipo	Altura (h)	Peso (kg)	Esfuerzos admisibles por aparato		
				Margen de seguridad	Carga Vertical (kg)	Carga horizontal (kg) D=2x1,5 D=2x2
2	BCD-2-2	2	447	2,4	1000	250
	BCD-2-3	2,5	477			
	BCD-2-3	3	502			
	BCD-2-3	3,5	528			
	BCD-2-3	4	553			
	BCD-2-3	4,5	580			
3	BCD-3-2	2	725	4,5-6	1000	200
	BCD-3-3	2,5	767			
	BCD-3-3	3	810			
	BCD-3-3	3,5	852			
	BCD-3-3	4	895			
	BCD-3-3	4,5	938			
4	BCD-4-2	2	962	4,5-6	1000	200
	BCD-4-3	2,5	1018			
	BCD-4-3	3	1074			
	BCD-4-3	3,5	1130			
	BCD-4-3	4	1186			
	BCD-4-3	4,5	1242			

\*Las cargas indicadas se refieren a los esfuerzos útiles correspondientes a cada aparato.  
\*Para el caso de los secundarios triadores, los esfuerzos indicados se corresponden a cada fase.  
\*Todas las deflexiones en punta son menores a h/240 (siendo h la altura del soporte).  
\*Todas las notas en mm.  
\* En la valoración de peso no se incluye pernos de anclaje al terreno, ni soportes de accesorios (cajas, contadores, luminarias, etc.), ni patas de escalada.

Ilustración 43. Ejemplo báculos para aparellajes.  
Fuente 14 <https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf>

*Equipos contra Incendios:*

Nos regiremos por el *Real Decreto 2267/2004*. Se instalan medidas de protección pasiva y activa que eviten la aparición o propagación de incendios en las instalaciones eléctricas de alta tensión teniendo en cuenta:

- La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación por lo que respecta a daños a terceros.
- los posibles cortes de servicio

El sistema de contraincendios estará compuesto por:

- 1) Detectores ópticos digitales que detectaran presencia de humos recogidos por un lazo en cerrado alimentado y recepcionado por una centralita de incendios inteligente que realizara también la función de transmitir las alarmas en modo tele-remoto., todo ello dentro del edificio de control.
- 2) Detectores termovelocímetros de doble cámara en el exterior que protegerán los transformadores y detectarán presencia de llama.
- 3) Sistema de pulsadores de alarma localizados en puntos estratégicos, monitoreados por un módulo de entrada digital, disponibles para el personal, y que se prelocalice el incendio o accidentes en caso de producirse, dar situación exacta del evento
- 4) Extintores
  - a. Extinción mediante gas extintor CO2 (cabinas de alta) automático o manual, deberá existir un plano, que recoja todos los elementos y casuísticas, del sistema.
  - b. Los extintores, estarán situados estratégicamente según las dimensiones y disposición de la instalación y sus accesos. Se colocarán los letreros de aviso y se tendrá en cuenta si van a ser usados en instalaciones en tensión o no en ellos-
  - c. Pesaje de botellas de gas de extinción.
  - d. Sistema óptico acústico de alarma de incendios y carteles de extinción disparada para tal evento

### *Protecciones*

Para garantizar la selectividad, los tiempos de arranque (tanto los temporizados como los instantáneos) deben ser reglados por debajo de los correspondientes en las protecciones de cabecera de la subestación.

La instalación incorporará un sistema integrado de protección y control.

- Una UCS.
- Una UCP (en posición de línea, barras, interruptor y transformación 132/30 kV), se instalará un cuadro integrado que incluiría la unidad UCP, los relés y todos los elementos auxiliares para efectuar las funciones exigidas.

Las comunicaciones entre unidades se realizarán a través de cable de fibra óptica.

El devanado de protección de los transformadores de intensidad se elige para garantizar el correcto funcionamiento de las protecciones

- 1) La corriente primaria asignada del devanado de protección podrá ser diferente de la corriente asignada de los transformadores de intensidad para medida y no será inferior a 100 A.
- 2) La intensidad secundaria asignada será a elección del propietario de la instalación, típicamente 1 A o 5 A.
- 3) La potencia de precisión será suficiente para evitar los fenómenos de saturación que podrían producir retrasos sobre los tiempos de disparo ajustados. Su valor mínimo dependerá de la intensidad secundaria asignada, siendo  $\geq 1$  VA para devanados de 1 A y  $\geq 10$  VA para devanados de 5 A.
- 4) La clase de precisión será 5P o mejor y el factor límite de precisión será 20 o superior.
- 5) La Intensidad térmica será la necesaria para soportar las corrientes de cortocircuito.

A continuación, se hace referencia a estas protecciones instaladas por parte del cliente, que se recogen en las condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de I+DE (redes eléctricas inteligentes).

Fuente 15: [https://www.i-de.es/socdis/qc/prod/es\\_ES/contenidos/docs/Condiciones\\_Tecnicas\\_Instalaciones\\_MT\\_3\\_53\\_01.pdf](https://www.i-de.es/socdis/qc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf)

a) Relé diferencial (87) ANSI:

La protección diferencial (87) explicándolo es la comparación de las intensidades en la salida con la entrada basándose en la 1 ley de Kirchoff, cuando no hay fuga que circula en el puente entre los secundarios de los TI siendo de 0A la corriente, el relé no actuaría.

El lado del promotor que es quien instala el transformador dispondrá de la protección llamada 87T para la posición llamada del transformador se utilizará relé de 910 NPT con toroidales de la marca CEE (construcciones eléctricas españolas). A continuación, se detalla gráficamente el funcionamiento de estos relés 87.

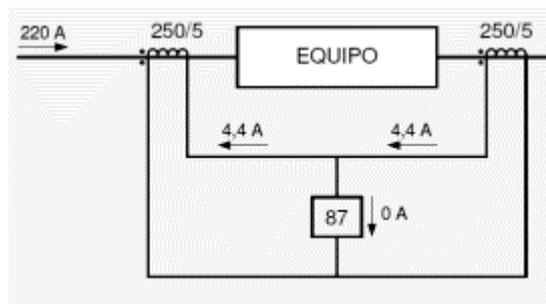


Ilustración 44: En esta figura, no hay falta.

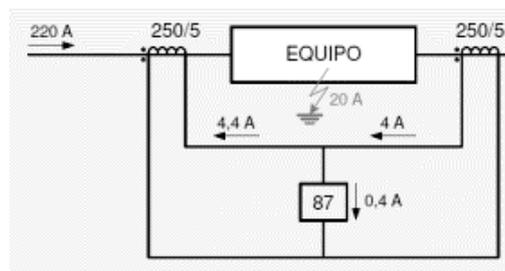


Ilustración 45 Sin embargo si hay falta y por lo tanto fuga entonces activa el relé.

b) Relé distancia (21) ANSI

Para una protección de distancia (21) ANSI

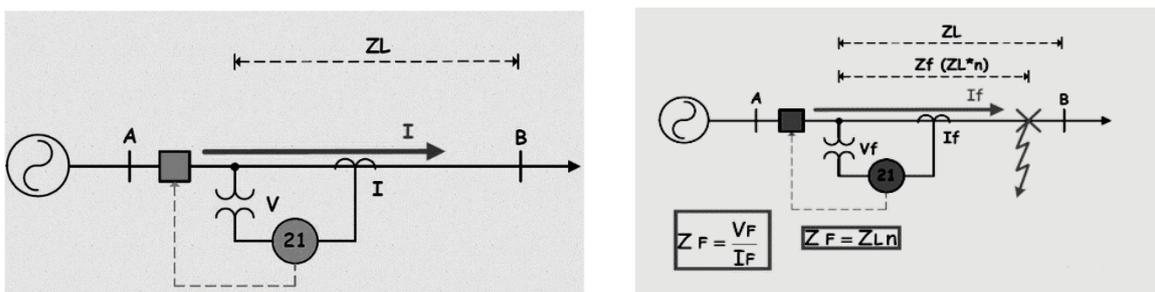


Ilustración 46. Ejemplo de calculada sin falla y caso de falta.

El funcionamiento de este relé es el siguiente: como la impedancia de una línea de transmisión es lineal a su longitud, se utiliza un tipo de relé que pueda medir la impedancia de la línea hasta un cierto punto, que se utiliza igualmente para medir "distancias". Este tipo de protección está pensado para operar solo con fallas que ocurren entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea. Así se puede discriminar y calcular fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Comentar que en este proyecto se incluyen las protecciones en instalaciones de cliente, estando expresamente excluidas las protecciones en instalaciones de como el caso del 21 ANSI. El reglaje y tipo de protección cumplirán los criterios de protección de la red de i+DE. Sólo el 21 propiedad de i+DE se integra en los esquemas desarrollados de protecciones.

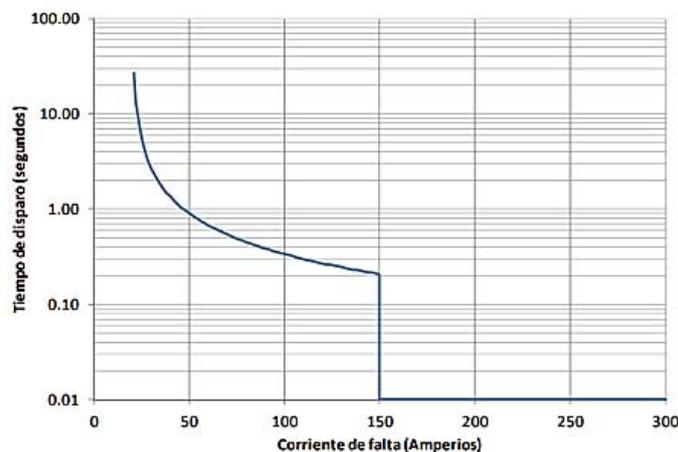
Fuente 16: [https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es\\_ES/contenidos/docs/Condiciones\\_Tecnicas\\_Instalaciones\\_MT\\_3\\_53\\_01.pdf](https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf)

### c) Relé de fase (50-51) ANSI:

En el arranque, los umbrales para relés instantáneos (50) y temporizados (51) de sobreintensidad se ajustarán al valor que corresponda como máximo a un 140% del valor nominal correspondiente del transformador, o de la suma de los asignados a transformadores que estén en paralelo.

El tiempo de disparo para una intensidad en el arranque de 10 veces el valor nominal, debe ser inferior a 0,1 segundos.

Además, los tiempos de actuación para distintos valores de la corriente serán inferiores a los indicados en la siguiente figura:



La curva viene definida por los siguientes tramos:

1. Corriente entre 200A y 570 A: curva de tiempo dependiente tipo A según UNE-EN 60255-3, con los parámetros de la tabla 1 de dicha norma, y representada por la siguiente fórmula\*:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{190}\right)^{0,02} - 1} \cdot 0,05$$

\* Nota: esta curva es conocida como curva inversa IEC, con arranque en 190 A e índice 0,05.

Es importante tener en cuenta que no todas las curvas de relés que utilizan la denominación inversa siguen dicha fórmula, por lo que el cliente debe verificar la curva utilizada por el relé de la protección general, comprobando que se encuentra en todo momento por debajo de la representada en la figura 1.

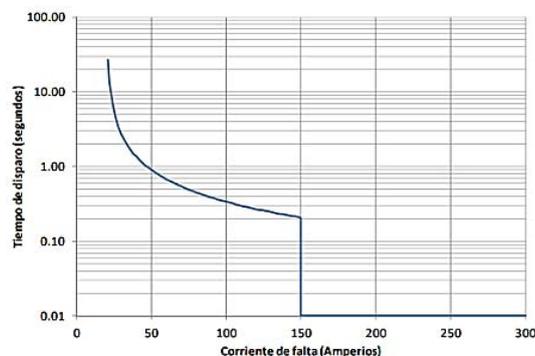
Ilustración 47. Curva inversa del 50-51.

El ajuste de los relés debe producir que las protecciones actúen sin retardo con un tiempo de actuación menor de 0,05 segundos ante un fallo en el lado de AT. Si el fallo se produce en el lado de BT, el tiempo límite de actuación es de 0,5 segundos.

d) *Relé (50N-51N):*

Para los relés de sobreintensidad de neutro, el umbral se fijará en 10% de la intensidad asignada, comprobando que sea siempre menor que el valor correspondiente a la protección de la puesta a tierra de la línea de cabecera.

1. El ajuste del relé instantáneo de tierra no debe ser superior a la intensidad asignada al transformador.
2. El umbral de actuación de la protección del promotor se fijará por encima del correspondiente de los relés de tierra (67N) de las salidas de línea de alta y por debajo de la intensidad nominal del transformador aguas abajo.
3. Para garantizar la selectividad con las protecciones de tierra de la salida de líneas, los tiempos de actuación se ajustarán con una diferencia entre ellos de al menos 0.5 segundos. Se utilizará una curva de tiempo dependiente de tipo A, con una constante  $K=0.7$  que suele ser la utilizada en estos casos.
4. La actuación instantánea será deshabilitada.
5. Si hay un fallo a tierra en la parte de la instalación correspondiente al cliente, su protección actuará en un tiempo menor que el que corresponde a la curva de la Figura 48.



La curva viene definida por los siguientes tramos, que representan una unidad de neutro temporizada (51N) y una instantánea (50N):

1. Corriente entre 15 y 150 A: curva de tiempo dependiente tipo B según UNE-EN 60255-3, con los parámetros de la tabla 1 de dicha norma, y representada por la siguiente fórmula:

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{TS}}\right) - 1} \cdot 0,1$$

*\*Nota: esta curva es conocida como curva muy inversa IEC, con arranque en 15 A e índice 0,1. Es importante tener en cuenta que no todas las curvas de relés que utilizan la denominación muy inversa siguen dicha fórmula, por lo que el cliente debe verificar la curva utilizada por el relé de la protección general, comprobando que se encuentra en todo momento por debajo de la representada en la figura 2.*

2. Corriente superior a 150 A. Disparo en instantáneo.\*

*\*Nota: el tiempo de actuación máximo del relé será de 40 milisegundos.*

Ilustración 48: Curva inversa para Protecciones de neutro 50N-51N.

e) *Relés 67 y 67N ANSI*

Cuando las corrientes de falla pueden fluir en más de una dirección con respecto a la corriente de carga es a menudo deseable para determinar en qué dirección fluye la corriente de falla y disparar los dispositivos apropiados en consecuencia, Los Relés direccionales (67, 67N) Se requieren para realizar esta función.

Están configurados para coordinar con los relés de sobre corriente estándar que no pueden distinguir la dirección del flujo de corriente 51 y 51N, respectivamente, para que los relés 67 y 67N disparen primero

f) *Relés 81m-M ANSI*

Para la sincronización de fases se instala un relé mínima y de máxima frecuencia (81m-M) conectado entre fases ajustado a 51 Hz y 48 Hz su temporización, será de 0,2 y de 3 segundos respectivamente

g) *Relé de máxima tensión (59)*

Mide tensión compuesta entre fases ajustado a  $1,1 U_n$  y  $1,15 U_n$  con una temporización de 0,6 y de 0,2 segundos respectivamente. Ajustado a  $1,10$  de la tensión media entre fases con una temporización de 0,6 segundos dentro del ámbito del RD 1699/2011:

h) *Relé 59N máxima tensión homopolar*

Es un relé de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierra en la red y provocar disparo. Dicho relé irá conectado a un triángulo abierto dispuesto para tal efecto en el secundario del transformador, se utiliza para protecciones.

- 1) Ajustado a 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal  $110/3$
- 2) Ajustado a 35 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal  $110/\sqrt{3}$
- 3) Ajustado a 60 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110 (con una temporización en 0,6 segundos.)

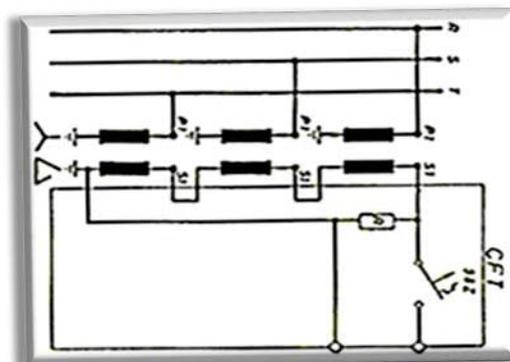


Ilustración 49: Ejemplo de conexión en triángulo abierto. Conexión de 3 transformadores con primario en estrella y secundario en triángulo abierto.

Fuente 17 [https://www.google.com/search?q=secundario+triangulo+abierto&tbm=isch&rlz=1C1GCEU\\_esES927ES927&hl=es&sa=X&ved=2ahUKewjWuZm13-QAhXBqM4BH](https://www.google.com/search?q=secundario+triangulo+abierto&tbm=isch&rlz=1C1GCEU_esES927ES927&hl=es&sa=X&ved=2ahUKewjWuZm13-QAhXBqM4BH)

i) *Relé mínima tensión (27)*

Un relé trifásico de mínima tensión (27) o Con carácter general, se ajustará a 0,85 Un con una temporización de 0,6 segundos.

*j) Relé anti-isla*

Está diseñado para proteger a los equipos eléctricos de fluctuaciones de tensión y frecuencia peligrosas, además de realizar el desacoplo de la central generadora de la red .Este tipo de protección debe inhibir su actuación durante la energización del transformador, por las características de las corrientes de conexión correspondientes.

La actuación de la protección debe desconectar el transformador e iniciar una secuencia de reconexión.

*Relés de posiciones de 132 KV (zona de generador)*

Proteccion	FUNCION (ANSI/IEEE)	DESCRIPCION
Linea	27	Proteccion minima tension
	59	Proteccion maxima tension
	59N	Proteccion maxima tension homopolar
	81	Proteccion frecuencia
	25	comprobacion de sincronismo
	67	sobreintensidad direccional fases
	67N	sobreintensidad direccional neutro

Tabla 5: Posición de línea 132KV

*Relés de posiciones de 30 KV (zona de transformador)*

Proteccion	FUNCION (ANSI/IEEE)	DESCRIPCION
primarias	87T	Proteccion diferencial transformador
	50/50N	sobreintensidad a tiempo definido de fases y neutro
	51/51N	sobreintensidad a tiempo inverso de fases y neutro
transformador	63B	Buchholz transformador
	26	temperatura

Tabla 6: Posición de celda 30 kv

Según se establece en las condiciones técnicas de instalaciones de Iberdrola “La inspección del Proyecto, Instalación y protecciones será realizada por un Organismo de Control Autorizado (OCA). Una vez aprobado el proyecto por parte del OCA comprobando con la normativa de i+DE y con la normativa vigente, tras la aceptación de i+DE, el OCA realizará las pruebas de la instalación”.

Para las protecciones de 30KV en esta subestación aplicaremos la normativa vigente, que recoge como criterio general instalación de una protección de tipo diferencial cuando la potencia del transformador es igual o superior a 10 MVA.

### Telecontrol

La subestación tendrá un sistema de Telecontrol a donde llegarán las señales de alarma y medida de la instalación para su transmisión a los centros remotos y las comunicaciones se realizarán mediante fibra óptica, de forma que a través de esta vía de comunicación se podrán transmitir señales de tele disparo y realizar telemedida.

En general, se deberá cumplir con la *norma IEC 870-5*. En particular, para las actividades de telecontrol.

El cable de fibra óptica cumplirá con la norma *UNE-EN 60793, UNE-EN 60794 y UNE-EN 61300. 1.14.4.3*.

### Captación de señales

Cada UCP correspondiente a una posición que captará señales de estado, alarmas y medidas. Estados de aparatos y equipos. Señales: Se captarán todas las señales de alarma de los equipos y sistemas controlados desde la UCP, sin realizar agrupaciones previas (una entrada digital por señal).

- a) Interruptor: dos entradas digitales (abierto/cerrado).
- b) Seccionadores: dos entradas digitales (abierto/cerrado), incluyendo también el de la puesta a tierra.
- c) Posición del regulador en carga del transformador elevador (tomas).
- d) Interruptores magnetotérmicos: una entrada digital (contacto NC).
- e) Conmutadores o selectores de equipos y operación del sistema: una entrada digital por cada posición del conmutador.
- f) Medidas: Todas serán de clase de precisión mejor o igual que 0,5.

Se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (en adelante SICOP). El sistema incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la subestación, incluido s los Servicios Auxiliares, tanto de corriente continua como de corriente alterna.

En aquellos casos en los que corresponda instalar un sistema de telecontrol, este se ubicará en el punto de conexión con la red de i-DE, mediante un centro de seccionamiento u OCR según i-DE.

### Obra civil

En el presente proyecto se procederá a describir las actuaciones que se llevarán a cabo, aunque ya se comentó al principio de este proyecto en el apartado de objeto del proyecto, la singularidad de ser un trabajo académico.

### Movimiento de tierras

En función del estado del terreno y del tipo que lo constituye, la dirección de obra procederá a la extracción de tierra vegetal, una vez determinada la cantidad, desbrozado y maleza, tocones y depositar en lugares

determinados para su aprovechamiento., y crear una zona con materiales compactados. Se podrán usar materiales procedentes de la extracción del propio cliente.

Las mallas de tierra estar situada a 0.8 metros por debajo de la cota definida.

#### *Obra civil en el parque de intemperie*

Bancada para transformador 132/30 kV formadas por una cimentación de apoyo, La bancada del transformador se diseñará como una viga elástica apoyada en el terreno y con una carga uniformemente repartida igual a la presión que ejerce sobre el terreno toda la fundación con una acción 1,25 veces el peso del transformador más el peso propio. movimiento del transformador se realizará de raíles para facilitar su desplazamiento.

Una cubeta para recogida del aceite, que en caso de un derrame se canalizará hacia un depósito en el que quedará recogido (área cliente), mayorada correspondiente al volumen del dieléctrico en previsión de entrada de lluvia.

Canales para cables, realizados con paredes y solera de hormigón, cubiertos con losas también de hormigón armado. O prefabricado tipo BREINCO o AVE En los cruces con los viales se utilizarán pasa tubos reforzados.

El desagüe de las canales para cables, con tapas registrables, se realizará conectando el fondo de estas con el sistema de drenaje de la plataforma, el drenaje en espina de pez o dren francés, realizado mediante zanja, cama de arena, (tubo dren) material de plástico SN8y se instalará una arqueta separadora y arqueta de toma de muestras. Se conectarán todos los canalones bajante, a arquetas a pie de bajante y los colectores se conectan al dren francés. y estará protegido contra la entrada de animales.

El drenaje de la subestación será con pendiente de 0,5%

Las aguas procedentes de la cuba del transformador, y de GE irán al depósito de aceites del transformador de potencia y serán retiradas por una empresa autorizada.

No hay aguas residuales de un WC, porque se instalará un WC químico, y los residuos serán retirados por una empresa autorizada.

El acabado superficial de la subestación se realizará con grava y con un espesor mínimo de 10cm. para obtener una resistividad superficial de  $3000\Omega/m$ .

Los viales interiores serán de firme rígido de 15 cm de hormigón HA-200 sobre una base de zahorra compactada. Los materiales a utilizar cumplirán las Prescripciones Técnicas Generales para obras de Carreteras y Puentes (PG-3).

Se prepararán zanjas para instalación de malla general de puesta a tierra.

#### *Zona del Edificio*

El edificio, local o recinto destinado a alojar en su interior la instalación eléctrica descrita en el presente proyecto debe cumplir con las condiciones que se recogen en las Instrucciones del MIERAT 14 del

Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas. Estas instrucciones recogen todo aquello referente a ubicación, accesibilidad, accesos, canalizaciones, almacenamiento, etc.

El edificio del promotor dispondrá de una Sala de Control donde se ubicarán los sistemas de protección, control y comunicaciones.

En la sala se ubicara el cuadro de SS.AA, convertidores, rectificadores, así como los equipos de media tensión y baja tensión.

se instalarán puertas para el paso de los equipos a instalar fabricadas en metálico.

Los espesores y armados están considerados para soportar una sobrecarga de 120kg/m<sup>2</sup> y la acción debida al empuje del viento de 120 km/h (192,2 kg/m<sup>2</sup>)

De acuerdo con la Recomendación UNESA 1303-A, el edificio estará construido de tal manera que, una vez instalado, su interior sea una superficie equipotencial. La base del edificio será de hormigón armado con un mallazo equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldaduras eléctricas. Las conexiones entre varillas metálicas pertenecientes a diferentes elementos se efectuarán de forma que se consiga la equipotencialidad entre éstos.

El centro tendrá un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos por la Ordenanzas Municipales. Concretamente, no se superarán los 30 dBA durante el periodo nocturno y los 45 dBA durante el periodo diurno.

Dotados de un sistema de climatización HVAC por bomba de calor que permitirá conservar unas condiciones uniformes de temperatura en el interior

El centro será construido enteramente con materiales no combustibles. Los elementos delimitadores del Centro (muros exteriores, cubiertas, solera, puertas, etc.), así como los estructurales en él contenidos (columnas, vigas, etc.) tendrán una resistencia al fuego de acuerdo con la Norma CTE-DB-SI y los materiales constructivos del revestimiento interior (parámetros, pavimento y techo) serán de clase MO de acuerdo con la Norma UNE 23727.

Se instalará un sistema de detección de incendios con una alarma en común de incendios y de intrusismo con señal supervisada al centro de control remoto.

Los detectores serán termo velocímetros y ópticos en puntos estratégicos.

El sistema de extinción será de extintores móviles de 5 Kg. de CO<sub>2</sub>.y fijos (extinción automática)

### *Vallado*

Se cerrará perimetralmente la subestación con una valla con la altura mínima total de 2,20 metros, que se recoge el Reglamento de Alta Tensión, con dos entradas, una para el cliente y otra para la compañía distribuidora de un metro de ancho y 2,2 m de altura. Las zonas del interior se delimitarán con un cerramiento interior tendrá las mismas características técnica respecto al exterior pero su altura será, al menos, de 2,03 m .

## CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### *Cálculo de la intensidad nominal y de cortocircuito*

Intensidad nominal aparellaje

*Intensidad del lado de media tensión (primario) del transformador de Potencia*

#### **La intensidad del primario del transformador**

Utilizamos la formula:

$$I_n = \frac{S_n}{V_n \times \sqrt{3}}$$

Siendo:

$I_n$  = Intensidad

$S_n$  = potencia del transformador en voltamperios (VA)

$V_n$  = tensión nominal

Datos:

$I_p$  = Intensidad del primario a calcular

$S_n$  = potencia del transformador en voltamperios (VA) = 30MVA

$V_{np}$  = tensión nominal del lado de media tensión = 30KV

Aplicamos la formula

$$I_{np} = \frac{S_n}{V_{np} \times \sqrt{3}} = \frac{30,000,000}{30,000 \times \sqrt{3}} = 577,35A$$

El aparellaje deberá estar diseñado para la intensidad nominales superiores de 577,35A, en el lado de media (primario),

#### **La intensidad del lado de alta tensión del transformador**

Para la intensidad del secundario del transformador aplicamos la formula siguiente:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_{ns} \times \sqrt{3}}$$

Datos:

$I_s$  = Intensidad del secundario a calcular

$S_n$  = potencia del transformador en voltamperios (VA) = 30MVA

$V_{ns}$ = tensión nominal del lado de Alta tensión =132 KV

Aplicamos la formula:

$$I_{ns} = \frac{S_n}{V_n \times \sqrt{3}} = \frac{30,000,000}{132,000 \times \sqrt{3}} = 131,215 \text{ A}$$

El aparellaje deberá estar diseñado para la intensidad nominales superiores de 131,215A, en el lado de Alta,

### ***Intensidades de cortocircuito***

También calcularemos la intensidad de cortocircuito para diseñar las intensidades de ruptura ( $I_r$ ) y sollicitación térmica

Tomaremos la  $V_{cc}$ % que nos proporcionan los datos del transformador de 12,5%

Desarrollaremos la formula inicial pero adaptada al cálculo de cortocircuito con la incorporación de la variable de tensión de cortocircuito en porcentaje. ( $V_{cc}$ %)

$$I_{cc} = \frac{S_n \times 100}{V_{cc} \times V_n \times \sqrt{3}} = \text{que despejando nos queda}$$

$$I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{V_{cc}} = \text{formula que emplearemos para nuestros cálculos}$$

Siendo:

$I_{cc}$ = Intensidad de cortocircuito

$I_s$ =intensidad nominal

$V_{cc}$ = tensión de cortocircuito en %

Datos:

$I_{cc}$ = Intensidad de cortocircuito a calcular

$I_s$ =131,215 A

$V_{cc}$ = 12,5 %

### ***Lado de alta del transformador (132 KV)***

$$I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{V_{cc}} = \left( \frac{131,215 \times 100}{12,5} \right) = 1049,72 \text{ A}$$

Cálculo de las impedancias

El cálculo de las impedancias en el lado de Alta tensión

Formula:

$$Z_{ccs} = \frac{V_{cc} \times (V_{ns})^2}{S_n}$$

Siendo:

Z<sub>ccs</sub>= Impedancia de cortocircuito Ω

V<sub>cc</sub>= tensión de cortocircuito en %

S<sub>n</sub>=potencia del transformador en voltamperios (VA)

V<sub>ns</sub>= tensión nominal del lado de Alta tensión (V)

El cálculo de las impedancias en el lado de Alta tensión

$$Z_{ccs} = \frac{V_{cc} \times (V_{ns})^2}{S_n} = \frac{12,5\% \times (132 \times 1000)^2}{30,000 \times 10^3} = 69,696 \Omega$$

Siendo:

Z<sub>ccs</sub>= Impedancia de cortocircuito Ω a calcular

V<sub>cc</sub>= 12,5 %

S<sub>n</sub>=30000000 (VA)

V<sub>ns</sub>= 132K (V)

#### ***Lado de media del transformador (30 KV)***

$$Z_{ccp} = \frac{V_{cc} \times (V_{np})^2}{S_n} = \frac{12,5\% \times (30 \times 1000)^2}{30,000 \times 10^3} = 3,6 \Omega$$

Siendo:

Z<sub>ccp</sub>= Impedancia de cortocircuito Ω a calcular

V<sub>cc</sub>= 12,5 %

S<sub>n</sub>=30000000(VA)

V<sub>np</sub>= 30K (V)

#### **Lado de la línea (132 KV)**

Seguiremos con el modelo siguiente:

$$Z_{ccL} = \frac{(V_{nL})^2}{S_{cc}}$$

Donde:

V<sub>nL</sub> es la tensión de salida a la línea considerando la tensión de barras y S<sub>cc</sub> es la potencia de cortocircuito en VA, proporcionada por la compañía distribuidora.

Para el lado de Alta Tensión 132 KV

$$Z_{ccL} = \frac{(132,000)^2}{5886 \times 10^6} = 2,96 \Omega$$

La impedancia total que nos queda de cortocircuito es.

$$Z_{cc \text{ total}} = Z_{ccL} + Z_{ccs} = 2,96 \Omega + 69,696 \Omega = 72,65 \Omega$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica del lado de alta

Una vez que hemos calculado la impedancia total de la línea, tenemos datos para calcular la intensidad ( $I_{cc}$ ) de la línea de Alta.

Mediante la expresión

$$I_{cc}^{AT} = \frac{V_{nL}}{Z_{cc \text{ total}} \times \sqrt{3}} = \frac{132000}{72,65 \times \sqrt{3}} = 1052,62A$$

Mediante el uso de la relación de transformación ( $rt = \frac{132}{30}$ ) podemos calcular  $I_{cc}^{MT}$

$$I_{cc}^{MT} = I_{cc}^{AT} * rt = 1052,62A \times \frac{132}{30} = 4631,52A$$

Para el caso más desfavorable contribuye la intensidad nominal del parque fotovoltaico

$$I_{cc}^{MT'} = I_{cc}^{MT} + I_{np} = 4631,52A + 577,35A = 5208,878A$$

### Dimensionado de carga

Para esta subestación hemos escogido un conductor de Aluminio LA-280, según el reglamento de Alta tensión, la densidad en función de su sección debe ser:

- La sección de LA-280 = 281.10 mm<sup>2</sup>
- Densidad que soporta LA-280 = 2.04 A/mm<sup>2</sup>

Las características de los conductores cableados de aluminio-acero del presente documento, son las que se indican en el capítulo 5 de la Norma UNE-EN 50182, que es de aplicación por Iberdrola por la N I 54.63.01 Mayo de 2019 E D I C I O N: 9ª.

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal Eg/km	Carga de rotura daN	Resistencia en c.c. Q/km	Módulo de elasticidad daN/mm²	Coeficiente de dilatación lineal °C <sup>-1</sup>	Reglamento		Código
		AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente A/mm²	Intensidad de corriente A	
		mm²	mm²	mm²	n°	n°	mm	mm	mm	mm								
47-ALL/8-ST1A	LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1640	0,6136	7900	19,1	3,7	202	5463004
67-ALL/11-ST1A	LA 78	67,4	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	272	2310	0,4261	7900	19,1	3,10	244	5463007
100-ALL/17-ST1A	---	100	16,7	116,7	6	1	4,61	4,61	4,61	13,8	404	3433	0,2869	7900	19,1	2,76	320	5463116
107-ALL/18-ST1A	LA 125 PENGUIN	107	17,9	125,1	6	1	4,77	4,77	4,77	14,31	433	3680	0,2675	7900	19,1	2,68	336	5463012
152-ALL/25-ST1A	LA 175 OSTRICH	152	24,7	176,7	26	7	2,73	2,12	6,36	17,28	613	5500	0,1900	7500	18,9	2,42	429	5463017
187-ALL/34-ST1A	LA 180	147,3	34,3	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	676	6390	0,1962	8000	17,8	2,33	424	5463020
242-ALL/39-ST1A	LA 280 HANK	241,7	39,4	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	977	8450	0,1194	7500	18,9	2,04	574	5463023
337-ALL/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1275	10650	0,0857	6900	19,3	1,87	712	5463032
402-ALL/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1521	12400	0,0718	6900	19,3	1,75	799	5463035
483-ALL/33-ST1A	LA 510 RAIL	483,4	33,4	516,8	45	7	3,70	2,47	7,39	29,59	1600	11580	0,0599	6600	20,9	1,70	882	5463038
485-ALL/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1832	14850	0,0596	6900	19,3	1,62	890	5463041
565-ALL/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	10,95	32,85	2125	17500	0,0511	6700	19,4	1,51	960	5463047
806-ALL/56-ST1A	LA 860 LAPWING	805,7	55,6	861,3	45	7	4,77	3,18	9,54	38,16	2666	18700	0,0359	6600	20,9	1,25	1077	5463056

Tabla 7: características del LA 280

$$\text{Formula del cálculo de la densidad } \delta = \frac{In}{\text{Seccion del conductor}}$$

Aplicación de la fórmula:

$$\delta = \frac{In}{\text{secc}} = \frac{577,35}{281,10} = 0,466 \text{ A/mm}^2 < 2.04 \text{ A/mm}^2$$

Sección que es correcta para su elección.

*Dimensionamiento por resistencia al esfuerzo electrodinámico*

**Comprobación por sollicitación electrodinámica de las cabinas de media tensión 30KV.**

La corriente de cortocircuito produce entre los conductores del sistema de barras una fuerza de atracción o repulsión que depende del valor de dicha corriente y la separación entre conductores considerando el aire como medio entre conductores, se expresa mediante:

$$F = \frac{\mu_0}{\pi \cdot 2} \times 0,75 \cdot \frac{I_{cc} \cdot l_c}{a \cdot L}$$

I<sub>cc</sub> = intensidad de cortocircuito en 132 kV = 1052.62 A

a = distancia entre ejes de conductores = 3 m

l<sub>c</sub> = longitud del conductor = 4,072 m

L = longitud entre soportes = 3 m

La fuerza electromagnética por unidad de longitud en los conductores tomará un valor:

$$F = \frac{\mu_0}{\pi \cdot 2} \times 0,75 \cdot \frac{I_{cc} \cdot l_c}{a \cdot L} = 153.517 \text{ N/m}$$

Teniendo en cuenta el peso propio del cable

$$P = 0,977 \text{ kg/ m}$$

El esfuerzo total sobre el cable viene dado por:

$$ET = \sqrt{P^2 + Fmax^2} = 153,521 \text{ N/m} = 15.654 \text{ Kg/m}$$

Esta fuerza origina sobre los conductores un esfuerzo que deben de soportar pero que debe de ser menor que su carga de rotura y que calcularemos expresado por:

$$\sigma = \frac{M}{W}$$

donde:

M = momento flector sobre el conductor (kg. m)

W = momento resistente a la flexión (cm<sup>3</sup>)

El momento flector será:

ET calculada antes cuyo dato es (15.654)

$$M = \frac{1}{12} * ET * l c^2 = \frac{1}{12} * 15.654 * 4,0722^2 = 21,631 \text{ kg.m}$$

Para un conductor de sección el momento resistente a la flexión es:

$$W = \frac{\pi * D^3}{32} = \frac{\pi * 2,18^3}{32} = 1,917 \text{ cm}^3$$

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{21,631 * 10^2}{1,917} = 1815,95 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} < \sigma \text{ max}$$

La carga de rotura del cable es  $\sigma \text{ max} = 8450 \text{ daN} = 8616,601 \text{ kg/ cm}^2$ ,

$1815,95 \text{ kg/ cm}^2, \ll 8616,601 \text{ kg/ cm}^2$ , por tanto, el cable es admisible.

Nota:  $1 \text{ Kg/cm}^2 = 1 \text{ N/mm}^2$

La intensidad dinámica de cortocircuito se calcula en aproximadamente 2,5 veces la intensidad de cortocircuito calculada en el apartado anterior. de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc}(\text{din}) \approx 2,5 \times 5208,878 \text{ A} = 13022,175 \text{ A} \approx 14 \text{ kA}$$

Las celdas tendran certificación correspondiente que cubre este valor necesitado.

#### *Dimensionado de las barras de baja tensión*

En el caso de los cables que parten de la celda del transformador de servicios auxiliares hasta el transformador de servicios auxiliares, se tiene la siguiente intensidad de diseño.

Como se puede ver en el punto de este documento la corriente que circulará en a través de la pletina que escojamos será de:

$$intensidad_{baja\ tension} = \frac{Sn}{Vn \times \sqrt{3}} = \frac{50,000}{400 \times \sqrt{3}} = 72,16A$$

Para la elección de la sección de la pletina utilizaremos la Tabla de intensidades admisibles DIN 43671.

La sección mínima para cumplir la siguiente expresión debe de ser una pletina de cobre de 15x 3 mm que soporta una corriente de 162 A. Para futuras ampliaciones

$$I_Z = 162 A \geq I_s = 72,16A$$

Siendo:

Iz . Intensidad máxima admisible de la pletina

Corriente admisible en barras de Cobre										
Dimensiones (ancho x espesor) [mm²]	Sección [mm²]	Peso [kg/m]	Corriente permanente para T° ambiente de 35°C y T° en servicio en barras de 65°C							
			Corriente alterna hasta 60 Hz				Corriente continua y alterna hasta 16 2/3 Hz			
			Pintada		Desnuda		Pintada		Desnuda	
			Cantidad de barras							
		1		2		1		2		
12x2	23,50	0,209	123	202	108	182	123	202	108	182
15x2	29,50	0,262	148	340	128	212	148	240	128	212
15x3	44,50	0,396	187	316	162	282	187	316	162	282
20x2	39,50	0,351	189	302	162	264	189	302	162	266
20x3	59,50	0,529	237	394	204	348	237	394	204	348
20x5	99,10	0,882	319	560	274	500	320	562	274	502
20x10	199,00	1,770	497	924	427	825	499	932	428	832
25x3	75,50	0,663	287	470	245	412	287	470	245	414
25x5	124,00	1,110	384	662	327	586	384	664	327	590
30x3	89,50	0,796	337	544	285	476	337	546	286	478
30x5	149,00	1,330	447	760	379	472	448	766	380	676
30x10	299,00	2,660	676	1200	573	1060	683	1230	579	1080
40x3	119,00	1,060	435	692	366	600	436	696	367	604
40x5	199,00	1,770	573	952	482	836	576	966	484	848
40x10	399,00	3,550	850	1470	715	1290	865	1530	728	1360
50x5	249,00	2,220	697	1140	583	994	703	1170	588	1020
50x10	499,00	4,440	1020	1720	852	1510	1050	1830	875	1610
60x5	299,00	2,660	826	1330	688	1150	836	1370	696	1190
60x10	599,00	5,330	1180	1960	985	1720	1230	1130	1020	1870
80x5	399,00	3,550	1070	1680	885	1450	1090	1170	902	1530
80x10	799,00	7,110	1500	2410	1240	2110	1590	2730	1310	2380
100x5	499,00	4,440	1300	2010	1080	1730	1340	2160	1110	1810
100x10	999,00	8,890	1810	2850	1490	2480	1940	3310	1600	2890
120x10	1200,00	10,700	2110	3280	1740	2860	2300	3900	1890	3390
160x10	1600,00	14,200	2700	4130	2220	3590	3010	5080	2470	4400
200x10	2000,00	17,800	3290	4950	2690	4340	3720	6220	3040	5390

Tabla 8: DIN 43671

Cables de potencia

**Cables de potencia baja tensión para servicios auxiliares**

De acuerdo con la reglamentación vigente deben ajustarse las nuevas instalaciones de Alta (≤ 30 kV) y Baja Tensión a conectar a la red de distribución de i+DE .El tendido se realiza en ternas trifásicas (fases R S T), sin empalmes, atendiendo a las especificaciones del fabricante, de manipulación y almacenamiento

En el caso de cables aislados se marcarán los circuitos y las fases en zonas visibles y especialmente en arquetas de registro.

Se realizarán las pruebas previas de megado y ensayos eléctricos correspondientes, antes de la puesta en marcha.

Los cables constan de alambres trenzados en forma helicoidal generalmente de cobre o aluminio reforzado con acero para mejorar su resistencia mecánica

Las celdas de línea estarán previstas para la entrada de un cable aislado por fase de 18/30 kV, Al 240mm<sup>2</sup> EPR o XLPE con sus correspondientes botellas terminales. La celda de trafo estará prevista para la entrada de tres cables aislado por fase de 18/30 kV, Al 240mm<sup>2</sup> EPR o XLPE con sus correspondientes botellas terminales.

El límite térmico de densidad de corriente es la densidad de corriente a la cual el conductor eleva su temperatura de 35º a 200º cuanto circula corriente por el durante 1 segundo.

En la MT 2.03.20, en el apartado 4. 1 “Especificaciones particulares para instalaciones de alta Tensión (hasta 30KV) y Baja tensión” se recoge que todas las líneas serán de cuatro conductores; tres para fase y uno para el neutro. Todas las líneas subterráneas de Baja Tensión serán cables unipolares de aluminio, aislamiento XLPE, de las siguientes características principales: - Tensión nominal U0/U = 0,6/1 kV,

Aplicaremos la NI 56.37.01 para el cálculo de sección de los conductores y MT-2.5143(19-05) de Iberdrola

Datos:

Potencia de servicios auxiliares= 50KVA

V.Nominal= 400V

Sabiendo que la *intensidad baja tensión*  $= \frac{Sn}{Vn \times \sqrt{3}} = \frac{50,000}{400 \times \sqrt{3}} = 72,16 \text{ A}$

Por normativa de Iberdrola la sección mínima al ser de carga baja de 95mm<sup>2</sup> XLPE.

Además, se aplican las siguientes normativas:

- ✓ No propagador de la llama según IEC 60332-1
- ✓ No propagador de incendio según IEC 60332-2
- ✓ Código CPR
- ✓ Se utilizaran cables con aislamiento dieléctrico seco, tipo XZ1(S), Según NI 56.37.01

A continuación, describimos en la siguiente tabla sus características.

Instalación	Al aire o canales
Temperatura de servicio permanente	Polietileno Reticulado XLPE
Temperatura de cortocircuito(t<5s)	90º
Aislamiento	250º
material	Aluminio
Tensión de aislamiento	0,6/1KV
Código CPR	Cca-s1b,d1,a1
Emisión de Halógenos	<155 según IEC60754
Identificación de fases IEC 80446	Marron, negro, gris
Identificación de Neutro	azul

Tabla 9. Características cable de potencia BT de servicios SSAA.

Factores de corrección:

F1=1 por ser 40º la temperatura ambiente por la ITC-BT-07 REBT

F2=0,95 por tener contacto entre si y estar dispuestos en canalización. por la ITC-07 -BT-REBT

Intensidad máxima admisible al aire de 255 A tabla 13 (ITC-LAT06).

$$I_o = 72,16 \times 1 \times 0,950 = 68,55 \text{ A}$$

$$\text{Cálculo de densidad de corriente nominal } \delta = \frac{I_n}{s_{ecc}} = \frac{72,16}{95} = 0,75 \text{ A/mm}^2$$

$$\text{Cálculo de densidad de corriente del conductor } \delta = \frac{I_n}{s_{ecc}} = \frac{255}{95} = 2,68 \text{ A/mm}^2$$

El conductor de 95mm<sup>2</sup> tiene una densidad de 2,68A/mm<sup>2</sup>

$$2,68 > 0,75 \text{ A/mm}^2$$

Comparando los datos de densidades de corriente el conductor seleccionado satisface las condiciones térmicas de funcionamiento.

### **Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los cables**

Un cable de aluminio, aislamiento XLPE y duración del cortocircuito de 0.5 segundos, se tiene que la densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito será de 133 A/mm<sup>2</sup>. Tabla 26 (ITC-LAT06), eligiendo una sección de 95 mm<sup>2</sup> y una intensidad máxima admisible de diseño dada por el fabricante se obtiene:

$$J_{cond}^{cortocircuito} = \frac{I_{cc}^{diseño}}{s} = \frac{10000}{95} = 105,26 \text{ A/mm}^2 < 133 \text{ A/mm}^2$$

El cable seleccionado debe cumplir el criterio de cortocircuito. Con este cálculo se refleja que en determinadas condiciones a veces no es suficiente el criterio térmico, también hay que obtener este último cálculo siendo predominante el criterio de cortocircuito.

Con lo que el conductor cumple el criterio térmico de cortocircuito

### **Cables de potencia alta tensión 30kV para servicios auxiliares**

Se calculan siguiendo la especificación técnica del apartado 2. 2 de MT 2.03.20 "Líneas subterráneas de Alta Tensión".

Teniendo esto en cuenta lo anterior, calculamos la intensidad en el primario del transformador de SS.AA.

Datos:

Potencia SSAA=50KVA

Tensión primario SSAA=30KV

$$I_{n_{SSAA}} = \frac{S_n}{V_n \times \sqrt{3}} = \frac{50,000}{30000 \times \sqrt{3}} = 0,96 \text{ A}$$

Instalaremos una terna de 240mm<sup>2</sup> ya que cada cable puede soportar en régimen permanente 455 A tabla 13 (ITC-LAT06), aplicaremos los coeficientes de reducción

F1=1 por ser 40º la temperatura ambiente

F2=0,95 por tener contacto entre si y estar dispuestos en canalización.

$$I_0' = I_0 \cdot f_1 \cdot f_2 = 0,96A \times 1 \times 0,95 = 0,912 A < I_{\text{diseño}} = 1 A$$

El cable tendrá las siguientes características:

Instalación	AL aire o galerías
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Temperatura de servicio permanente	90º
Temperatura de cortocircuito (t < 5 s)	250ºC
Material	Aluminio

Para la intensidad de cortocircuito se debe de cumplir para una corriente de diseño de 10KA

y según la tabla 26(ITC-LAT06), que dice que un cable de 240mm<sup>2</sup> tiene una densidad de 133A/mm<sup>2</sup> a 0.5 seg de cortocircuito

$$J_{\text{cond}}^{\text{cortocircuito}} = \frac{I_{\text{diseño}}}{s} = \frac{10000}{240} = 41,6 A/\text{mm}^2 < 133A/\text{mm}^2$$

Con lo que el conductor cumple el criterio de cortocircuito, y el criterio térmico.

### **Cables de potencia alta tensión 30kv de línea**

Atendiendo a lo explicado al hilo de estas líneas, aplicaremos los cálculos para cable de 30KV que alimentan el transformador de potencia en su lado primario de 30MVA.

Teniendo en cuenta que

$$I_{n_p} = \frac{S_n}{V_n \times \sqrt{3}} = \frac{30,000,000}{30,000 \times \sqrt{3}} = 577,35A$$

Instalaremos una terna de 2x3x240mm<sup>2</sup> ya que cada cable puede soportar en régimen permanente 320 A bajo tubo. Tabla 12 (ITC-LAT06), aplicaremos los coeficientes de reducción

F1=1 por ser 40º la temperatura ambiente

F2=0,95 por tener contacto entre sí y estar dispuestos en canalización.

F=0,80 por tener contacto entre sí y estar bajo tubo

$$I_0' = I_0 \cdot f_1 \cdot f_2 = 577,35 \cdot 0,80 \cdot 0,95 = 438,78 A < I_{\text{diseño nominal}} = 577,35 A$$

El cable tendrá las siguientes características:

Instalación	AL aire o galerías
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Temperatura de servicio permanente	90º
Temperatura de cortocircuito (t < 5 s)	250ºC
Material	Aluminio

Para la intensidad de cortocircuito se debe de cumplir para una corriente de diseño de 10KA y según la tabla 26 (ITC-LAT06), que dice que un cable de 240mm<sup>2</sup> tiene una densidad de 133A/mm<sup>2</sup> a 0.5 seg de cortocircuito.

$$J_{cond}^{cortocircuito} = \frac{I_{cc}^{diseño}}{s} = \frac{10000}{2 \times 240} = 20,83 \text{ A/mm}^2 < 133\text{A/mm}^2$$

Con lo que el conductor cumple el criterio de cortocircuito, y el criterio térmico.

*Seccionadores*

Elegimos para nuestra subestación seccionadores Mesa de tipo giratorio como a continuación elegiremos en las tablas siguientes, teniendo en cuenta:

Datos:

$$I_{cc}^{AT} = 1052.62A$$

Considerando que \*1,8 factor de sobre carga nos queda:

$$I_{ns} = 131,215 \text{ A} \times 1,8 = 236,187 \text{ Escogemos en la tabla de abajo:}$$

Características eléctricas		Electrical Characteristics									
Referencia Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS)	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current	Tipo de aislador Insulator type		
			A tierra y entre polos To earth and between poles		Sobre la distancia de secci. Across isolating distance						
	kV	A	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet kV	A impulso/ Impulse kV	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet kV	A impulso/ Impulse kV	(I) kA	(I) kA			
1	SG3CP-36/1250	SG3CPT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
	SG3CP-52/1250	SG3CPT-52/1250	52	800	95	250	110	290	31,5	80	C4-250
	SG3CP-72/1250	SG3CPT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325
2	SG3CP-123/1250	SG3CPT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550
	SG3C-36/1250	SG3CT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
	SG3C-52/1250	SG3CT-52/1250	52	800	95	250	110	290	31,5	80	C4-250
A	SG3C-72/1250	SG3CT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325
	SG3C-123/1250	SG3CT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550
	SG3C-52/1600	SG3CT-52/1600	52	1600	95	250	110	290	40	100	C4-250
3	SG3C-52/2000	SG3CT-52/2000	52	2000	95	250	110	290	40	100	C4-250
	SG3C-52/2750	SG3CT-52/2750	52	2750	95	250	110	290	40	100	C4-250
	SG3C-72/1600	SG3CT-72/1600	72,5	1600	140	325	160	375	40	100	C4-325
B	SG3C-72/2000	SG3CT-72/2000	72,5	2000	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SG3C-72/2750	SG3CT-72/2750	72,5	2750	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SG3C-123/1600	SG3CT-123/1600	123	1600	230	550	265	635	40	100	C4-550
C	SG3C-123/2000	SG3CT-123/2000	123	2000	230	550	265	635	40	100	C4-550
	SG3C-123/2750	SG3CT-123/2750	123	2750	230	550	265	635	40	100	C4-550
	SG3CP-145/1250	SG3CPT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650
1	SG3CP-170/1250	SG3CPT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
	SG3CP-245/1250	SG3CPT-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
	SG3C-145/1250	SG3CT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650
2	SG3C-170/1250	SG3CT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
	SG3C-245/1250	SG3CT-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
	SG3C-145/1600	SG3CT-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	C4-650
C	SG3C-145/2000	SG3CT-145/2000	145	2000	275	650	315	750	40	100	C4-650
	SG3C-145/2750	SG3CT-145/2750	145	2750	275	650	315	750	40	100	C4-650
	SG3C-170/1600	SG3CT-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	C4-750
C	SG3C-170/2000	SG3CT-170/2000	170	2000	325	750	375	860	40	100	C4-750
	SG3C-170/2750	SG3CT-170/2750	170	2750	325	750	375	860	40	100	C4-750
	SG3C-245/1600	SG3CT-245/1600	245	1600	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
C	SG3C-245/2000	SG3CT-245/2000	245	2000	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
	SG3C-245/2750	SG3CT-245/2750	245	2750	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050

Tabla 10 Tabla de MESA

Intensidad nominal 1250 > I<sub>ns</sub> 236,187A

Intensidad de cortocircuito 31,5KA > I<sub>cc</sub><sup>AT</sup> 1052,62A

Seccionadores: SG3C/SG3CP Seccionadores giratorios de doble apertura lateral hasta 245 kV

De la tabla anterior esta referencia nos satisface las necesidades de funcionamiento.

Las dimensiones las podemos ver en la tabla siguiente:

Dimensiones			Dimensions																			
Seccionador Disconnector			Seccionador con puesta a tierra Disconnector with earthing switch			Dimensiones (mm)																
Referencia	Referencia	Peso (Kg)	Referencia	Referencia	Peso (Kg)	A	B	C	D	E	F	H	I	K	L	M	R	S	V			
1	SG3CP-36/800	237	SG3CPT-36/800	SG3CT-36/800	291	140	80	90	160	800	400	788	650	240	480	1190	105	1000	368	-		
	SG3CP-36/1250	285	SG3CPT-36/1250	SG3CT-36/1250	339	140	80	90	160	1000	500	903	765	340	680	1390	105	1200	468	-		
	SG3CP-52/800	529	SG3CPT-52/800	SG3CT-52/800	580	160	65	145	105	1200	600	1118	980	495	990	1990	50	1500	568	-		
	SG3CP-52/1250	690	SG3CPT-52/1250	SG3CT-52/1250	754	160	65	145	105	1700	850	1568	1430	745	1490	2090	50	2100	818	-		
	SG3CP-72/800	308	SG3CPT-72/800	SG3CT-72/800	384	140	80	90	160	1000	500	985	1010	340	680	1390	105	1200	468	-		
	SG3CP-72/1250	572	SG3CPT-72/1250	SG3CT-72/1250	630	160	65	145	105	1200	600	1070	1195	495	990	1990	50	1500	568	-		
	SG3CP-123/800	690	SG3CPT-123/800	SG3CT-123/800	849	160	65	145	105	1700	850	1620	1645	745	1490	2090	50	2100	818	-		
	SG3CP-123/1250	865	SG3CPT-123/1250	SG3CT-123/1250	949	160	65	145	105	1700	850	1820	1845	745	1490	2090	50	2100	818	-		
	SG3CP-145/800	1432	SG3CPT-145/800	SG3CT-145/800	1495	815	315	500	-	2100	1050	1875	1770	550	1100	2730	-	3000	1020	600		
	SG3CP-145/1250	1450	SG3CPT-145/1250	SG3CT-145/1250	1525	815	315	500	-	2400	1200	2075	1960	700	1400	3030	-	3200	1168	600		
	SG3CP-245/800	2000	SG3CPT-245/800	SG3CT-245/800	2045	715	315	400	-	3000	1500	2675	2560	1100	2200	3630	-	4500	1468	500		
	SG3CP-245/1250	2380	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	2420	715	315	400	-	3000	1500	2783	2710	1100	2200	3630	-	4500	1450	500		

Tabla 11. Fuente 18 [https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14\\_132.pdf](https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf)

Interruptores

Interruptores alta 132kV

Escogemos para nuestro proyecto interruptores GENERAL Electric Interruptores de tanque vivo las tensiones entre las que nos da el fabricante son entre 72,5-550 kV. Seleccionaremos entre la siguiente tabla, teniendo en cuenta:

$$I_{cc}^{AT} = 1052.62A$$

$$I_{ns} = 131,215 A \times 1,8 = 236,187$$

Siendo \*1,8 factor de sobre carga

Las especificaciones técnicas las tenemos a continuación:

Datos técnicos de los interruptores de tanque vivo de 72,5-550 kv

TIPO DE PRODUCTO	LW9A-72.5	LW25A-126	LW25A-145	LW25-170	LW25-252	LW15C-252	LW25-363	LW15A-363	LW25-420	LW15A-550
<b>1. Parámetros eléctricos</b>										
1.1 Tensión nominal (kV)	72,5	126	145	170	252	252	363	363	420	550
1.2 Frecuencia nominal (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50	50/60
1.3 Corriente continua nominal (A)	4000	3150	3150	3150	4000	5000	4000	5000	4000	5000
1.4 Corriente de apertura de cortocircuitos nominal (kA)	40	40	40	40	50	63	50	63	50	63
1.5 Corriente de cierre (kA)	100	100	100	100	125	160	125	160	125	160
1.6 Resistencia a corriente pico nominal (kA)	100	100	100	100	125	160	125	160	125	160
1.7 Distancia de fuga específica (mm/kV)	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31	25/31
1.9 Corriente de interrupción de fallo en líneas cortas (kA)	36/30	36/30	36/30	36/30	45/37,5	56,7/47,25	45/37,5	56,7/47,25	45/37,5	56,7/47,25
1.10 Corriente de interrupción fuera de fase (kA)	10	10	10	10	12,5	15,75	12,5	15,75	12,5	15,75
1.11 Tensión admisible de frecuencia industrial momentánea (kV), conexión a tierra	160	230	275	325	460	460	510	510	630	740
1.12 Tensión admisible de impulso de rayo (kV), conexión a tierra	350	550	650	750	1050	1050	1175	1175	1425	1675

Tabla 12: Elección de interruptor 132KV.

Fuente 19 [https://www.geagridsolutions.com/products/brochures/xdqe/spanish/ltcb\\_72\\_5\\_550kv\\_esa4web.pdf](https://www.geagridsolutions.com/products/brochures/xdqe/spanish/ltcb_72_5_550kv_esa4web.pdf)





Ilustración 51. Interruptores automáticos SFset

Los interruptores incluyen una envolvente aislante de tipo “sistema a presión sellado”. La envolvente estanca se llena con SF6 a baja presión y deben de satisfacer las siguientes condiciones de diseño:

**Salida a Posición de línea de transformador de potencia 30/132 Kv**

El interruptor debe de cumplir con los siguientes criterios

$I_{nominal interruptor} \geq I_p \times 1,8 = 577,35A \times 1,8 = 1039.23A$

$V_{Asignada interruptor} = V_m = 36 V_{max}$

$Intensidad de Poder de corte \Rightarrow I_{cc} = 4905,241 A$



Características eléctricas según la CEI 62271-100			
Interruptores automáticos SF1			
Distancia entre fases (mm)		220	280
<b>Ur 17,5 kV</b>			
Ud 38 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	1250 A	1250 A
Up 95 kV cresta	I <sub>r</sub>	400 A	630 A
		630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	25 kA	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
<b>Ur 24 kV</b>			
Ud 50 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	400 A	630 A
Up 125 kV cresta	I <sub>r</sub>	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	16 kA	400 A	630 A
		630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	20 kA	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	25 kA	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
<b>Ur 36 kV</b>			
Ud 70 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	400 A	630 A
Up 170 kV cresta	I <sub>r</sub>	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	20 kA	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
	25 kA	630 A	1250 A
		1250 A	1250 A
Interruptores automáticos SFset			
Distancia entre fases (mm)			
<b>Ur 17,5 kV</b>			
Ud 38 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	1250 A	1250 A
Up 95 kV cresta	I <sub>r</sub>	400 A	630 A
		630 A	1250 A

$I_{nominal interruptor} = 1250A \geq I_p \text{ transformador} = A \times 1,8 = 1039.23A$

$V_{asignada interruptor} = V_m = 36 V_{max}$

$Poder de corte = 20KA \geq I_{cc} = 4905,241A$

satisface con nuestras condiciones de diseño

**Salida a Posición de transformador de SSAA 30 Kv/0,400KV**

El interruptor debe de cumplir con los siguientes criterios

- I nominal interruptor  $\geq I_p \times 1,8 = 0,96 \text{ A} \times 1,8 = 1.728 \text{ A}$
- V.Asignada interruptor =  $V_m = 36 \text{ V}_{\text{max}}$
- Intensidad de Poder de corte  $\geq I_{cc} = 4905,241 \text{ A}$



Interruptores automáticos SF1.



Interruptores automáticos SFset.

Características eléctricas según la CEI 62271-100			
Interruptores automáticos SF1			
Distancia entre fases (mm)		220	280
<b>Ur 17,5 kV</b>			
Ud 38 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	12,5 kA	1250 A
Up 95 kV cresta	I <sub>r</sub>	20 kA	400 A
			630 A
		1250 A	
		25 kA	630 A
			1250 A
<b>Ur 24 kV</b>			
Ud 50 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	12,5 kA	400 A
Up 125 kV cresta	I <sub>r</sub>		630 A
			1250 A
		16 kA	400 A
			630 A
			1250 A
		20 kA	630 A
			1250 A
		25 kA	630 A
			1250 A
<b>Ur 36 kV</b>			
Ud 70 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	12,5 kA	400 A
Up 170 kV cresta	I <sub>r</sub>		630 A
			1250 A
		20 kA	630 A
			1250 A
		25 kA	630 A
			1250 A
Interruptores automáticos SFset			
Distancia entre fases (mm)		220	280
<b>Ur 17,5 kV</b>			
Ud 38 kV 50 Hz, 1 mn	I <sub>cc</sub>	12,5 kA	1250 A
Up 95 kV cresta	I <sub>r</sub>	20 kA	400 A
			630 A
		1250 A	

- I nominal interruptor = 630A  $\geq I_p \text{ transformador} = 0,96 \text{ A} \times 1,8 = 1.728 \text{ A}$
- Vasignada interruptor =  $V_m = 36 \text{ V}_{\text{max}}$
- Poder de corte = 20KA  $\geq I_{cc} = 4905,241 \text{ A}$

satisface con nuestras condiciones de diseño.

**Características Adicionales de ambos interruptores.**

Características adicionales según la CEI 62271-100		
Interruptores automáticos SF1 y SFset		
Temperatura de funcionamiento	T	- 25° a 40 °C
Frecuencia asignada	fr (Hz)	50/60
Corriente de corta duración admisible	I <sub>k</sub> /t <sub>k</sub> (kA)	I <sub>cc</sub> /3 s
Corriente de cresta admisible	I <sub>p</sub> cresta (kA)	2,5 I <sub>cc</sub> (50 Hz)
		2,6 I <sub>cc</sub> (60 Hz)
Corriente de cierre en cortocircuito	Cresta (kA)	2,5 I <sub>cc</sub> (50 Hz)
		2,6 I <sub>cc</sub> (60 Hz)
Secuencia de maniobra		O-0,3 s-FO-15 s-FO
		O-0,3 s-FO-3 mn-FO
		O-3 mn-FO-3 mn-FO
Tiempos de maniobra	Apertura	< 50 ms
	Corte	< 60 ms
	Cierre	< 65 ms
Endurancia mecánica	Clase	M2
	Número de maniobras	10000
Endurancia eléctrica	Clase	E2
Poder de corte por corriente capacitiva	Clase	C2

Fuente 20.

[https://obi.construmatica.com/construmatica/business/files/28205/distribucion\\_electrica\\_en\\_media\\_tension/aparillaje\\_media\\_tension/catalogo\\_interruptor\\_es\\_automatgicos\\_sf\\_v\\_lf.pdf](https://obi.construmatica.com/construmatica/business/files/28205/distribucion_electrica_en_media_tension/aparillaje_media_tension/catalogo_interruptor_es_automatgicos_sf_v_lf.pdf)

*Transformadores de medida y protección***a) Transformadores de intensidad 132 KV**

Se instalarán 3 transformadores de intensidad en la posición el transformador (zona de cliente) cuyas características deben ser las siguientes:

Tensión más elevada	145 Kv
Relación de transformación	400/5-5-5-5 A
Intensidad térmica de cortocircuito	31,5 KA
frecuencia de red	50Hz

<b>Potencias de facturación</b>	
1º núcleo (Facturación)	20 VA, CL 0,2s
2º núcleo (Medida)	30 VA, CL 0,5s
3º núcleo (Protección)	30 VA, CL 5P30
4º núcleo(Protección)	20 VA, CL 5P30

Utilizaremos transformadores de la marca Artech serie LB-45 o similar.

**Transformadores de intensidad 30 Kv**

La intensidad nominal secundaria será de 5 A compatible para el ajuste de equipos de medida, la intensidad del primario será del 40% de la intensidad nominal, con este percentil aplicado tendremos lo siguiente.

Tensión más elevada	36 Kv
Tensión soportada f.industrial	70 kv
Tensión tipo rayo	170 KV cresta

**Para Celda de servicios auxiliares serán los siguientes**

Relación de transformación	5/5-5-5-5A
1 º nucleo medida	10 VA cl.0.2
2 º núcleo proteccion	10 va 5P20

**Para celda de de línea de 30KV serán los siguientes**

Relación de transformación	600-800/5-5 A
1 º nucleo medida	10 VA cl.0.2
2 º núcleo proteccion	15 VA cl 5P30

Utilizaremos transformadores intensidad de la marca CEE (Continental eléctrica española) tipo toroidal en cabinas de la Marca Consonni (Bilbao).

### Transformadores de tensión inductivos 132 Kv

Se instalarán tres (3) transformadores de tensión inductivos en la posición de transformación en la zona de generación, serán de intemperie y otros tres (3) transformadores para la zona de barras para controlar la tensión en barras de evacuación

Los transformadores tendrán varios núcleos y circuitos secundarios para medida y protección y los primarios y secundarios estarán arrollados en el mismo núcleo, para tener la misma potencia.

Los transformadores tendrán las siguientes características:

TIPO INDUCTIVO	
Tensión máxima asignada	145 Kv
Tipo rayo	650 Kv
Relación de transformación	$\frac{132 * \sqrt{3}}{0,110\sqrt{3}} Kv$
1º núcleo (Medida)	25 VA, CL 0,2
2º núcleo (protección)	25VA, CL 0,5-3P
3º núcleo (protección)	25VA, CL 0,5-3P
Aislamiento Externo	polimérico
Aislamiento interno	Papel de aceite

Serán UT-145 Artech.

### Transformadores de tensión 30 Kv para medida y protección

**Nota las características están basadas en las fuentes de energía abajo indicadas**

Los transformadores de tensión deberán ser antiexplosivos según CEI 60044-2

- Tensión secundaria asignada Será de 110:V3
- Clase de precisión Serán las de 0,2 y 0,5 según correspondan a las clases 0,2S y 0,5S de los transformadores de intensidad.
- Factor de tensión asignado Los valores normales para los transformadores conectados entre fases serán de 1,2 Un en permanencia, mientras que los transformadores conectados entre fase y tierra deberán además soportar 1,9 Un durante 8 horas.
- Niveles de aislamiento El nivel de aislamiento asignado para el arrollamiento primario de un transformador de tensión inductivo estará basado en su tensión más elevada para el material Um. Se determinará por las tensiones soportadas asignadas al impulso tipo rayo y a frecuencia industrial.
- Límites del error de tensión y del desfase El error de tensión y el error de fase a la frecuencia nominal no deben sobrepasar los valores de la tabla siguiente,

Clase de Precisión	Error de tensión en %	Error de fase ±	
		Minutos	Centirradiares
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6

Tabla 15. Límites del error de tensión y del desfase.

Fuente 21 [https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/1147700128\\_10112009115639.pdf](https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/1147700128_10112009115639.pdf)

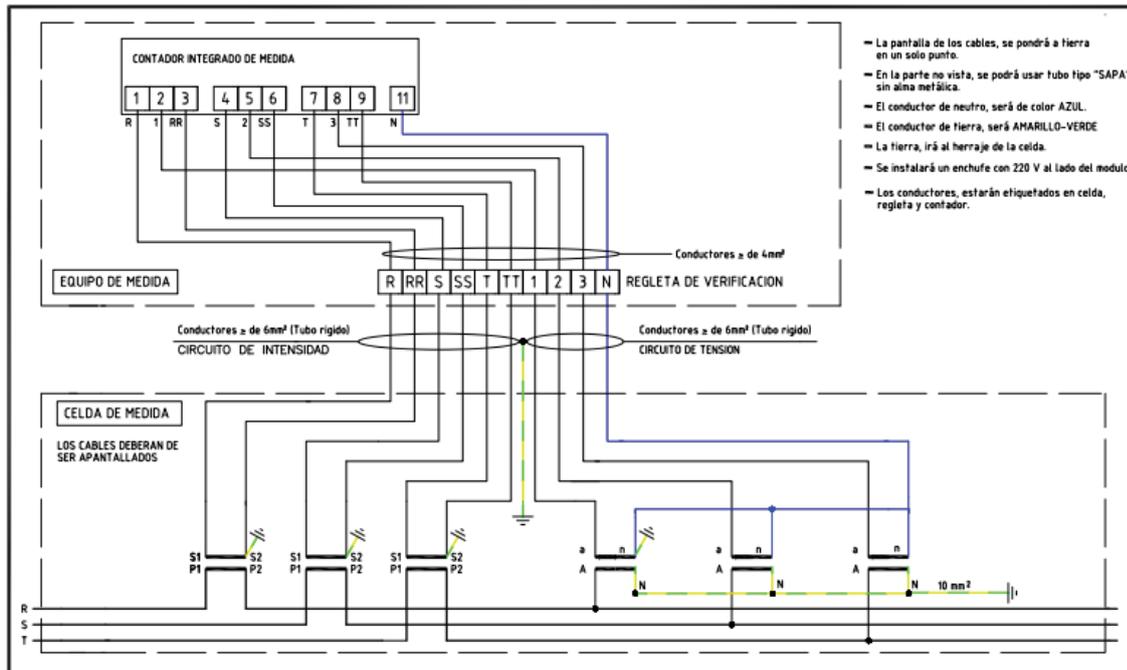


Ilustración 52: Esquema de conexiones equipo de medida. Fuente 22

### Pararrayos

Selección de los pararrayos recomendados para diferentes sistemas. Para los calculos se han consultado distintas fuentes.

Fuente 23.

[http://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos\\_en\\_linea/publicaciones\\_y\\_estudios/publicaciones/Climatologia\\_de\\_descargas\\_electricas/Climatologia\\_de\\_descargas\\_electricas.pdf](http://www.aemet.es/documentos/es/conocermas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Climatologia_de_descargas_electricas/Climatologia_de_descargas_electricas.pdf)

Fuente 24. <http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf>

### Pararrayos 132KV

La subestación cuenta para los cálculos con un sistema de eliminación automática del defecto en el tiempo de un segundo.

Las distancias de protección de las auto válvulas se miden siguiendo el trazado de los conductores, se tendrán en cuenta las longitudes longitudinales como las verticales.

Corriente nominal de descarga. Depende del nivel isocerámico de la zona, la importancia de la instalación y el margen de protección. Suele estar entre 5 o 10 kA. En la norma UNE -EN60099-4

Y según CEI 99-5

S (Sc) = este valor se tomará igual a 100 kV/μs por cada 12 kV de la tensión compuesta máxima de servicio prevista en el lugar de la instalación.

Para cable subterráneo Sc = 0,2 S, reducción en la que se ha tenido en cuenta el cambio de impedancias de línea aérea a cable subterráneo.

V = velocidad de propagación de la onda de tensión en m/μs.

Para líneas aéreas se tomará V = 300 m/μs. Para cables aislados se tomará V = 150 m/μs.

Selección de tensiones más elevadas.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U <sub>n</sub> ) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DE LA RED (U <sub>s</sub> ) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DEL MATERIAL (U <sub>m</sub> ) kV
3	3,6	3,6
6	7,2	7,2
10	12	12
15	17,5	17,5
20	24	24
25	30	36
30	36	36
45	52	52
66	72,5	72,5
110	123	123
132	145	145
220	245	245
400	420	420

Tabla 16. Nivel de aislamiento nominales para materiales grupo A para tensiones más elevadas

Tabla seleccionada para el nivel de aislamiento por la ITC 12 RAT y por la UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U <sub>m</sub> ) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72.5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
	325	750	1500
245	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

tabla 17 Tensiones nominales a los impulsos tipo rayo UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2

Los materiales serán seleccionados por la ITC-12 RAT según sus tensiones

- Grupo A- Tensión mayor de 1 KV y menor de 52 KV.
- Grupo B- Tensión igual o mayor de 52 KV y menor de 300 KV.
- Grupo C- Tensión igual o mayor de 300 KV

En nuestro caso los materiales de la aparamenta eléctrica es perteneciente al grupo B.

Tensión entre fases kV		Circuito con eliminación automática de defectos a tierra **		Circuitos con neutro aislado o puesto a tierra sin eliminación automática de los defectos a tierra ***	
Asignada	Máxima	PARARRAYOS		PARARRAYOS	
		Ur	Uc	Ur	Uc
2,4	2,52	3	2,55	3	2,55
3*	3,6	3	5,1	6	5,1
4,16	4,37	6	2,55	6	5,1
4,8	5,04	6	5,1	6	5,1
6*	7,2	6	5,1	9	7,65
6,9	7,25	6	5,1	9	7,65
8,32	8,74	6	5,1	10	8,4
10*	12	9	7,65	12	10,2
12	12,7	10	8,4	18	15,3
13,2	13,9	12	10,2	18	15,3
13,8	14,5	12	10,2	-	-
15*	17,5	15	12,7	18	15,3
20*	24	21	17	24	19,5
23	24,2	21	17	30	24,4
24,9	26,1	21	17	36	29
30*	36	30	24,4		
34,5	36,2	30	24,4	45	36,5
45*	52	42	34,6	48	36,5
46	48,3	439	31,5	54	42
66*	72,5	66	54	72	57
69	72,5	60	48	72	57
110*	123	108	84	120	98
115	121	108	84	120	98
132*	145	120	98	144	115
138	145	120	98	144	115
161	169	144	115	-	-
220*	245	180	144		
230	242	180	144		
380	420	336	270		

Tabla 18. Elección de la Ur y Uc

Debemos multiplicar la tensión de servicio continuo Uc por el coeficiente abajo indicado correspondiente a un segundo

$$Uc = \frac{Umax}{\sqrt{3}} \times 1,05 = \frac{145}{\sqrt{3}} \times 1,05 = 87,90kV$$

87,90 ≤ 98 nos satisface la Uc

Utilizamos la tabla de abajo para calcular el factor de defecto a tierra de la red en función del tiempo.

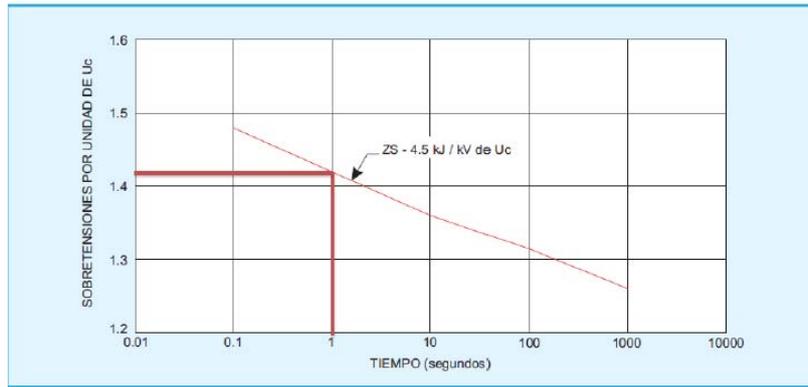


Tabla 19. Cálculo factor de defecto a tierra en red

Como nos da 1.43 a 1 segundo es decir 1.43xUc de la tabla

$$87,90 \times 1.43 = 125,69 \leq 142 \text{ DE LA } U_c$$

Entramos en la tabla con la Ur antes seleccionada de 120 para 132Kv

### Características de funcionamiento

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc* (kV eficaces)	STT <sup>(5)</sup>		Equivalente al frente de onda (kV cresta)	Máxima sobretensión de maniobra (kV cresta)	Tensión residual máxima (kV cresta) Usando una onda de corriente 8/20 µseg						
		1 s (kV eficaces)	10 s (kV eficaces)			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA
3	2.55	3.7	3.5	7.4	5.7	6.5	6.8	6.9	7.3	7.7	8.0	8.6
6	5.10	7.4	7.1	14.7	11.3	13.1	13.5	13.9	14.6	15.5	16.1	17.2
9	7.65	11.1	10.6	22.1	17.0	19.6	20.3	20.8	21.8	23.2	24.1	25.8
10	8.40	12.2	11.6	24.5	18.9	21.8	22.5	23.2	24.3	25.8	26.8	28.7
12	10.2	14.8	14.1	29.4	22.6	26.2	27.0	27.8	29.1	31.0	32.1	34.4
15	12.7	18.4	17.6	36.8	28.3	32.7	33.8	34.7	36.4	38.7	40.1	43.0
18	15.3	22.2	21.2	44.1	34.0	39.3	40.5	41.7	43.7	46.5	48.2	51.6
21	17.0	24.7	23.5	51.5	39.6	45.8	47.3	48.6	51.0	54.2	56.2	60.2
24	19.5	28.3	27.0	56.4	43.4	50.2	51.8	53.3	55.8	59.2	61.5	65.9
27	22.0	32.0	30.4	63.7	49.1	56.7	58.5	60.2	63.1	67.2	69.6	74.5
30	24.4	35.4	33.8	71.1	54.7	63.3	65.3	67.1	70.4	74.9	77.6	83.1
36	29.0	42.1	40.1	84.1	64.8	74.9	77.3	79.5	83.3	88.7	91.8	98.4
39	31.5	45.8	43.6	91.5	70.4	81.4	84.1	86.4	90.6	96.4	100	107
45	36.5	53.0	50.5	107	82.4	95.3	98.3	101	106	113	117	125
48	39.0	56.7	54.0	113	86.8	100	104	107	112	119	123	132
54	42.0	61.0	58.1	118	90.7	105	108	111	117	124	129	138
60	48.0	69.7	66.4	134	103	120	123	127	133	142	147	157
66	54.0	78.4	74.7	151	116	134	139	143	149	159	165	177
72	57.0	82.8	78.9	160	124	143	147	152	159	169	175	188
90	70.0	102	96.9	199	153	177	183	188	197	210	217	233
96	76.0	110	105	218	168	194	200	206	216	230	238	255
108	84.0	122	116	235	181	210	216	222	233	248	257	275
120	96.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	353
144	115	167	159	321	263	286	295	303	318	338	350	375
168	131	190	181	370	303	329	340	349	366	390	404	432
172	140	203	194	391	321	348	359	370	387	412	427	457
180	144	209	199	403	330	359	370	381	399	425	440	471
192	152	221	210	424	348	378	390	401	420	447	463	496
228	180	261	249	521	428	464	479	493	516	550	569	610
240	190	276	263	537	452	478	494	508	532	566	586	628

Tabla 20. Tabla para la elección de la Ur

Tensión entre fases	132 kV
Tensión máxima reglamentaria	145 kV
Tensión máxima del pararrayos	145 kV
Tensión asignada	120 kV
Tensión de servicio continuo	120 kV
Tensión máxima residual al frente de onda	273 kV

Tensión residual contra sobretensiones de maniobra	224 kV
Tensión residual con onda 8/20µs para $I_d = 10kA$ ( <i>zona elevada</i> )	271 kV
Tensión soportada a los impulsos tipo rayo para $U_{max} = 145kV$	450 kV

Con los datos de la tabla anterior podemos ahora aplicar las ecuaciones:

a) *margen de protección:*

$$MP = \left( \frac{1,15 * NA}{NP} - 1 \right) * 100$$

Siendo NA=nivel de aislamiento, tensión máxima soportada por los aparatos a proteger

Siendo NP=nivel de protección, que es el mayor de los siguientes

- Valor máximo de la tensión residual con onda 8/20 µ seg. y corriente de descarga de 10 KA.
- Valor máximo de la tensión residual equivalente al frente de onda dividido por 1'15

Coordinación de ondas con equivalente al frente de onda.

$$MP = \left( \frac{1,15 * 450}{273} - 1 \right) * 100 = 215,93\% > 30\%$$

Coordinación entre los valores soportados a plena onda y las tensiones residuales con onda 8/20µs.

$$MP = \left( \frac{450}{271} - 1 \right) * 100 = 176,75\% > 30\%$$

Coordinación contra sobretensión debida a maniobra.

$$MP = \left( \frac{450 * 0,83}{224} - 1 \right) * 100 = 177,90\% > 30\%$$

b) *Distancia de protección*

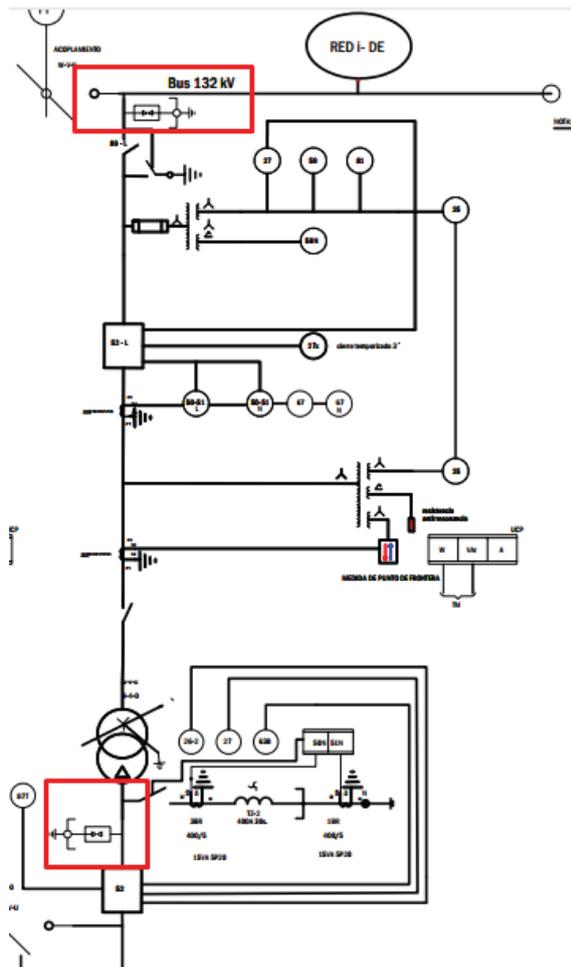
Es la máxima longitud en metros, medida sobre los conductores de fase entre el pararrayos y la instalación a proteger

$$L < \frac{V}{2S} (NA - NP) = \frac{300}{2 * 100 * \frac{145}{12}} (450 - 273) = 21,97 \text{ m}$$

NP=max *equivalente*/1.15=273/1.15=237,39Kv menor que 273

Tenemos relativamente poca distancia, Por tanto, queremos más distancia a proteger lo que haremos será aumentar el nivel de tensión nominal soportada a los impulsos tipo rayo, pasando de 450kV a 650kV.

$$L < \frac{V}{2S} (NA - NP) = \frac{300}{2 * 100 * \frac{145}{12}} (550 - 273) = \mathbf{34,38m}$$



$$L < \frac{V}{2S} (NA - NP) = \frac{300}{2 * 100 * \frac{145}{12}} (650 - 273) = 46,80 \text{ m}$$

La siguiente imagen se corresponde a la disposición del plano UNIFILAR –SE 132 -P-005.

CARACTERÍSTICAS GENERALES MAIN CHARACTERISTICS CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES							
MODELO MODEL MODELE	Tensión nominal Rated Voltage Tension nominale Ur (kV)	Tensión de operación permanente Maximum Continuous Operating Voltage Tension d'opération permanente MCOV Uc (Kv)	Tensión residual para corriente de descarga nominal Residual voltage under Tension résiduelle pour courant de décharge nominale 8/20 µs-10 kA (kV)	Tensión residual para impulso de corriente de maniobra Residual voltage under switching Tension résiduelle à impulsion de courant de manoeuvre (kV cresta) (*)	H (mm)	Envolvente Housing Enveloppe	
						Distancia de arco Arcing distance Distance d'arc (mm)	Línea de fuga Creepage distance Ligne de fuite (mm)
INZSP 06/10/2	6	5,1	15,1	14,4	216	172	462
INZSP 12/10/2	12	10,2	30,3	24,7	216	172	462
INZSP 18/10/2	18	15,3	45,4	37,1	249	217	603
INZSP 24/10/2	24	19,5	58	47,4	310	265	795
INZSP 30/10/2	30	24,4	73,2	59,7	355	265	980
INZSP 36/10/2	36	29	87,5	71,4	456	412	1135
INZSP 42/10/2	42	34	100	80,7	456	412	1135
INZSP 48/10/2	48	39	116	94,8	456	412	1135
INZSP 54/10/2	54	42	125	102	627	573	1775
INZSP 60/10/2	60	48	142	116	672	616	1960
INZSP 66/10/2	66	54	156	128	773	720	2115
INZSP 72/10/2	72	57	167	136	874	824	2270
INZSP 90/10/2	90	70	210	171	874	824	2270
INZSP 96/10/2	96	76	224	183	1032	985	2910
INZSP 108/10/2	108	84	250	205	1097	1132	3250
INZSP 120/10/2	120	98	281	238	1299	1236	3405
INZSP 132/10/2	132	106	308	261	1299	1236	3405

\* Basado en una onda de tipo 45/90 µ seg y los siguientes valores de la corriente: 500 A para las tensiones asignadas comprendidas entre 3 kV y 96 kV, 1,000 A para las tensiones asignadas comprendidas entre 120 kV y 240 kV.

\* Based on a 45/90µs waveshape with 500 A for rated voltages up to and including 96 kV, and 1000 A for rated voltages above 96 kV.

\* Basé sur une onde de type 45/90 µ seg et les valeurs suivantes du courant: 500 A pour les tensions assignées comprises entre 3 kV et 96 kV, 1,000 A pour les tensions assignées comprises entre 120 kV et 240 kV.

Tabla 21. Eleccion del pararrayos en funcion de la Ur

Escogemos el INZSP 120/10/2 como indicamos en la tabla de arriba.

Total, pararrayos en la subestación = 6 pararrayos.3x 132kv

Por lo que concluimos que los metros a proteger son 46,80 metros (ilustración abajo) distancia que cubre la totalidad de la apartamta de 132 KV eléctrica al exterior hasta la posición del transformador.

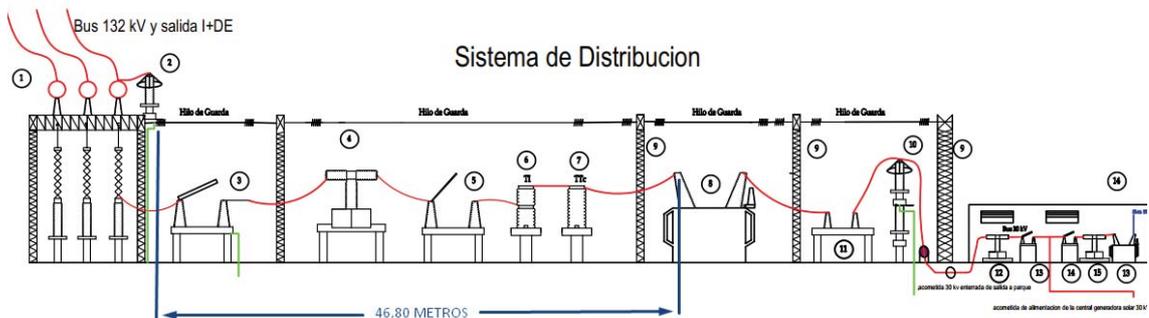


Ilustración 53, Detalle del Plano SE-132-P-006

### c) Pararrayos 30KV

Nos ayudamos del mapa isoceraunico como hemos hecho anteriormente (Fuente 14) y por la zona elegimos una intensidad de descarga de 10KA, el grafico nos indica pocas descargas por Km<sup>2</sup>, por lo que conocemos que son de gran intensidad eléctrica.

Abajo indicado tenemos el mapa isoceraunico.

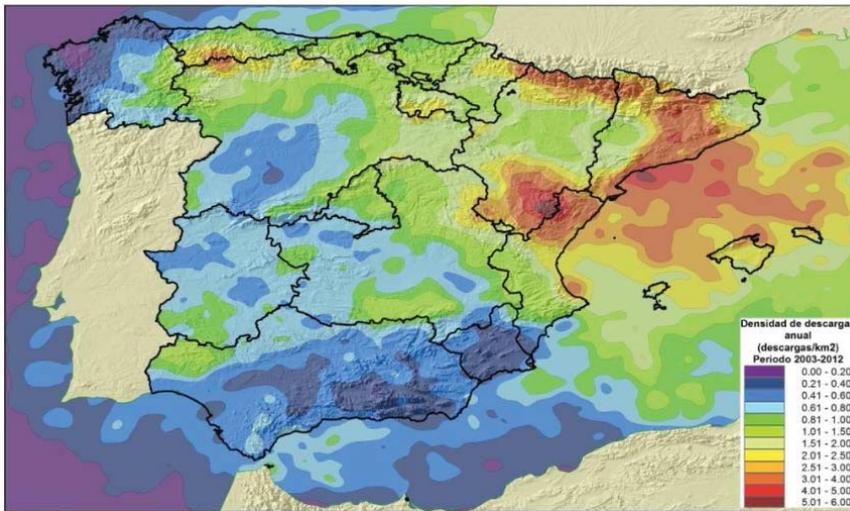


Ilustración 54. Mapa isoceraunico. Fuente 14.

Con ello podremos definir las tensiones nominales normalizadas, como se ve en la siguiente tabla.

TENSION NOMINAL DE LA RED (U <sub>n</sub> ) kV	TENSION MAS ELEVADA DE LA RED (U <sub>r</sub> ) kV	TENSION MAS ELEVADA DEL MATERIAL (U <sub>m</sub> ) kV
3	3,6	3,6
6	7,2	7,2
10	12	12
15	17,5	17,5
20	24	24
25	30	36
30	36	36
45	52	52
66	72,5	72,5
110	123	123
132	145	145
220	245	245
400	420	420

Tabla 22. Tabla de tensiones máximas.

Para el neutro puesto a tierra a través de una impedancia, la ecuación a utilizar es:

$$U_c = U_{max} \frac{U_{max}}{\sqrt{3}T_c} * K_e = 36x \frac{36x1.7}{\sqrt{3}x1.33} = 26,56 Kv$$

U<sub>c</sub>=tensión máxima de servicio continuo

U<sub>max</sub>=tensión máxima entre fases de red

K<sub>e</sub>= 1.7 para neutro puesto a tierra a través de una impedancia

T<sub>c</sub>=lo obtenemos de la tabla de abajo en función de 4 segundos de duración dándonos un valor de 1.33

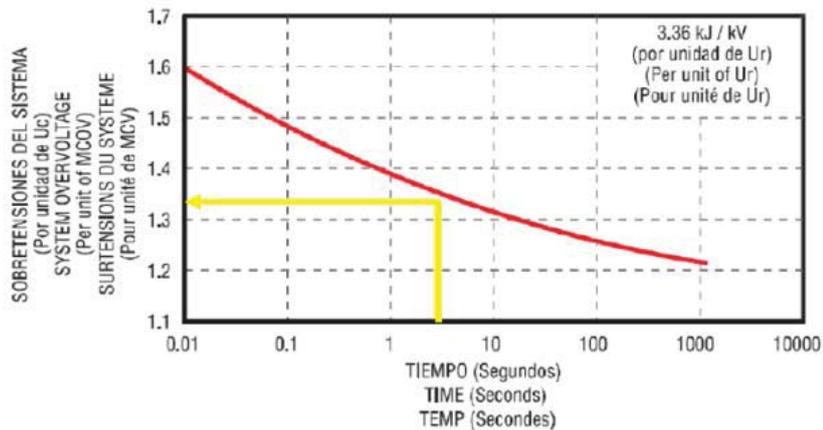


Tabla 23. Cálculo de sobre tensiones

Para calcular NP utilizaremos la tabla siguiente:

Tipo Type Type	Ur kV (RMS)	Uc kV (RMS)	Ures max. al frente de la onda Max. equivalent (E.O.W.) Max. équivalent kV (crest)(1)	Tensión residual (Ures) máxima con onda de corriente 8/20 µs Maximum discharge voltage using an 8/20 µs current impulse Tension résiduelle (Ures) maximale avec onde de courant 8/20 µs					
				1,5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
INZP_10 E INZ_10	3	2,55	10,6	8,3	8,7	9,2	9,9	11,1	13,1
	6	5,10	21,2	16,6	17,4	18,4	19,8	22,2	26,2
	9	7,65	31,8	24,9	26,1	27,6	29,7	33,3	39,3
	10	8,50	35,3	27,7	29,0	30,7	33,0	37,0	43,7
	12	10,20	42,4	33,2	34,8	36,8	39,6	44,4	51,7
	15	12,70	53,0	41,5	43,5	46,0	49,5	55,5	65,5
	18	15,30	63,6	49,8	52,2	55,2	59,4	66,6	78,6
	21	17,00	74,2	58,1	60,9	64,4	69,3	77,7	91,7
	24	19,50	84,8	66,4	69,6	73,6	79,2	88,8	104,8
	27	22,00	95,4	74,7	78,3	82,8	89,1	99,9	117,9
	30	24,40	105,9	83,1	87,0	92,1	99,0	111,0	131,1
	33	27,00	116,4	91,4	95,7	101,3	108,9	122,1	144,2
36	29,00	127,0	99,7	104,4	110,4	118,8	133,2	157,3	
39	31,40	137,5	107,9	113,1	119,6	128,7	144,3	170,3	
42	34,00	148,1	116,2	121,8	128,8	138,6	155,4	183,4	

Tabla 24. Cálculo tensión residual.

Urms a 10KA es 108.9Kv

Urms Max equivalente kv cresta. Es 116.4 Kv

$$NP = \frac{\text{max equivalente}}{1.15} = \frac{116.4}{1.15} = 101.31Kv < 116.4 \text{ seleccionamos } 116.4$$

Por la ITC-12 RAT y por los valores normalizados por la la norma UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2

Grupo A- Tensión mayor de 1 KV y menor de 52 KV.

Grupo B- Tensión igual o mayor de 52 KV y menor de 300 KV.

Grupo C- Tensión igual o mayor de 300 KV

Para nuestra instalación escogemos Nivel de aislamiento para tensiones nominales grupo A.

Tabla seleccionada para el nivel de aislamiento que viene de la ITC 12-RAT y por la norma UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

Tabla 25 UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2

d) Cálculo del margen de protección

$$MP = \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) \cdot 100 \geq 30\%$$

$$MP = \left( \frac{70}{108,9} - 1 \right) \cdot 100 = 64.27 \% \geq 30\% \text{ aceptado}$$

$$MP = \left( \frac{145}{108.9} - 1 \right) \cdot 100 \geq 133.14\% \geq 30\% \text{ aceptado}$$

La *Distancia de protección* es la máxima longitud en metros, medida sobre los conductores de fase entre el pararrayos y la instalación a proteger.

Cable aislado en redes de hasta 36 KV de tensión más elevada (Cable aislado de 36kV para protección de entronque)

$$L \leq (NA - 1.3NP) \cdot 0.25$$

$$L1 \leq (145 - 1.3 \cdot 108.9) \cdot 0.25 = 0.85 \text{mts}$$

$$L1 \leq (170 - 1.3 \cdot 108.9) \cdot 0.25 = 7.10 \text{mts}$$

Podemos colocarlo a ambas distancias la de 7.10 m cubre una longitud adecuada de cable, pero los colocaremos a la entrada del centro de transformación para evitar las ondas de choque en lo posible colocando 3 pararrayos sobre soporte uno (1) por cada fase.

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)		Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)			
		Lista 1	Lista 2	Lista 1		Lista 2	
				instalación en interior	instalación en exterior	instalación en interior	instalación en exterior
3,6	10	20		60	120		
			40			60	120
7,2	20	40		60	120		
			60			90	120
12	28	60		90	150		
			75			120	150
17,5	38	75		120	160		
			95			160	160
24	50	95		160	160		
			125			220	220
			145			270	270
36	70	145		270	270		
			170			320	320

Tabla 26: distancias entre fases

Distancia entre los puentes entre fases del pararrayos al transformador de potencia en lista 1 según tabla superior.

**Elección Pararrayos**

En función de la tensión asignada, de cresta y tensión de cebado a la frecuencia industrial, así como a los impulsos tipo rayo en Kv el INZP 2710.

Se utilizarán accesorios apropiados para estos equipos de la marca INAEL, por lo que usando la tabla elegimos el siguiente tipo de pararrayos.

**INZP 27 10**

Tipo Type	Ur, kV,	Dimensiones Dimensions mm,				Linea de fuga Creepage distance Ligne de fuite mm,	Peso Weight Pods kG,	Envolvente Housing Envelope						
		A	B	C	D									
INZP 0310	3	219	326	106	186	462	2	P						
INZP 0610	6						2,1							
INZP 0910	9						2,2							
INZP 1010	10						2,3							
INZP 1210	12						2,4							
INZP 1510	15	256	363	106	219	603	3	M						
INZP 1810	18						3,2							
INZP 2110	21	317	424	115	280	795	3,6	N						
INZP 2410	24						3,7							
INZP 2710	27						4,6							
INZP 3010	30	361	468	115	324	980	4,7	Z						
INZP 3310	33						4,9							
INZP 3610	36						463		570	106	426	1135	5	X
INZP 3910	39												5,1	
INZP 4210	42	5,2												

Tabla 27. equipos de la marca INAEL.

Fuente 25 [https://www.inael.com/wp-content/uploads/2015/04/3.PararrayosSubestacion\\_3idiomas\\_BajaPP.pdf](https://www.inael.com/wp-content/uploads/2015/04/3.PararrayosSubestacion_3idiomas_BajaPP.pdf)

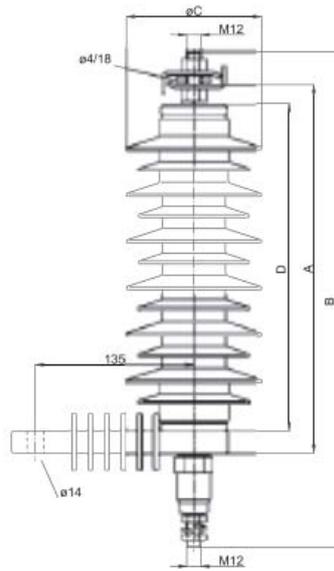


Ilustración 55. Dimensiones de pararrayos.

**Anillo de protección**  
**Grading ring**  
**Anneau de protection**

Utilizado solamente en pararrayos a partir de 120 kV.

For rated voltages above 120 kV.

Utilisé seulement sur des parafoudres à partir de 120 kV.



Ilustración 56. Anillos de protección en pararrayos. Fuente 16.

**Aislador para la base (para pararrayos de tipo subestación)**  
**Base insulator (for station class arresters to be endowed with discharge counters or diagnosis devices)**  
**Base isolante (parafoudre de sous-station)**

La base aislante destinado para aislar la base metálica del descargador de tierra con el fin de un motivo específico llevó a determinar que puede conducir la corriente a través de un contador de descarga o de un sistema de diagnóstico/análisis. La base está disponible sólo para la disposición de montaje de tres orificios.

Polymer insulator intended for insulating the metal base of the arrester from ground in order of a specific ground led to be attached that can lead the current through a discharge counter or a diagnosis/analysis system. The insulator is available only for the three holes mounting arrangement.

L'enveloppe polymère isolante destinée à isoler la base métallique du parafoudre, peut conduire le courant à travers d'un compteur de décharge et par conséquent d'un système de diagnostic/analyse. L'isolateur n'est disponible que pour un montage à partir de trois orifices.



Placa base de fijación  
 Mounting Support  
 Plaque base de fixation



Placa base fijación aislador  
 Insulator Mounting Support  
 Plaque base fixation isolateur

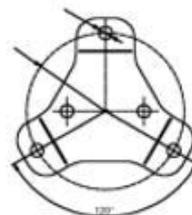


Ilustración 57. Soportes para pararrayos. Fuente 16

Y un contador de descargas para la subestación.



Ilustración 58. Contador de descargas

*e) Funciones del cable de guarda.*

Interceptar descargas atmosféricas directas para proteger conductores de fase., son cables sin tensión que se colocan en la parte más alta en las redes se conectan a la misma estructura metálica en cada torre y sirven para varios motivos, uno es el generar un equipotencial de tierra.

Para el diseño existen dos métodos, el de Peck y el de Schwaiger y Ziegler.

Las descargas atmosféricas que inciden en cables de guarda o en las torres, se conducen a tierra a través de la estructura de la torre y la resistencia al pie de la torre.

La expresión determina el valor de la resistencia al pie de la torre para un electrodo enterrado verticalmente.

$$RT = \frac{\rho}{2\pi l} [\ln(4al) - 1] \text{ para } l \gg a$$

Dónde:

$\rho$  = resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ )

$l$  = longitud de la varilla (m)

$a$  = radio del electrodo (m)

*Embarrado y apoyos de 132 kV*

La norma UNE-En 60865-1 en su apartado 5 indica un método de cálculo para determinar los esfuerzos electromecánicos que deben soportar los conductores rígidos y los soportes que los sustentan.

*a) Cálculos electromecánicos del embarrado y apoyos de 132 kV*

El embarrado es de tubo de aluminio 120/100. Los datos para el cálculo electromecánico son:

Aluminio

Diámetro exterior =  $D_{\text{ext}} = d = 0.12 \text{ m}$

Diámetro interior =  $D_{\text{int}} = 0.1 \text{ m}$

Espesor =  $t = 0.01 \text{ m}$

Límite de fluencia mínimo =  $1600 \text{ kg/cm}^2 = 1.6 \cdot 10^7 \text{ kg/m}^2$

Peso =  $p = 9.33 \text{ kg/m}$

Distancia entre apoyos  $10 \text{ m}$

Separación entre fases  $2,5 \text{ m}$

### *Fuerza debida al viento*

$F_{\text{viento}} = q \cdot A_{\text{pol}}$

Las condiciones del viento son  $V_v = 120 \text{ km/h}$

Donde:

\* $A_{\text{pol}}$  es el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento

$q$  es la presión del viento

$$q = 70 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \text{ (daN/m}^2\text{)}$$

Con  $V_v$  la velocidad del viento en  $\text{km/h}$

### *Fuerza debida al peso propio del conductor*

$F_{\text{peso}} = p \cdot g \cdot L_{\text{conductor}}$

$p$  es el peso del conductor en  $\text{kg/m}$

$g$  es la gravedad en  $\text{m/s}^2$

### *Fuerza debida al hielo*

La ITC-LAT 07 establece tres zonas a efectos de considerar sobrecargas de hielo, en este caso la subestación se sitúa en la Zona A por estar a menos de 500 metros sobre el nivel del mar

$F_{\text{hielo}} = 0$

Los esfuerzos a los que se someten los aisladores de apoyo son:

$W_m$  es el módulo de sección del conductor en  $\text{m}^3$

$$\text{Módulo de sección del conductor} = W_m = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4}{D_{\text{ext}}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{0,12^4 - 0,1^4}{0,12} = 8,78 \times 10^{-6}$$

$$\text{Área proyectada plano normal} = A_{\text{proy}} = D_{\text{ext}} \cdot l_0 = 0.12 \cdot 10 = 1.2 \text{ m}^2$$

Los parámetros dimensionales según la disposición proyectada son para la zona central

$$l = 10 \text{ m}$$

$$a_m = 2.5 \text{ m}$$

$\beta$  es un factor dependiente del tipo y número de soportes y se obtiene de la tabla 3 de UNE-EN 60865-1

$$\beta = 0.73$$

$V_f$ ,  $V_\sigma$  y  $V_{rm}$  son factores que tienen en cuenta los fenómenos dinámicos y se obtienen de la tabla 2 de UNE-EN 660865-1

$$V_{\sigma m} \cdot V_{rm} = 1$$

$$V_f \cdot V_{rm} = 1.685$$

$$\alpha = 0.5$$

Para la intensidad del valor de cresta del cortocircuito por la fase en 132 kV se mantendrá el criterio empleado en el cálculo eléctrico de la norma UNE-EN 60909-0.

$$i_{cc} = 31000 \text{ A}$$

donde:

C es el factor de tensión, se considera 1,1 por la tabla 1 de la UNE-EN 60909 para tensiones > 35KV

$$i''_p3 = C \cdot i_{cc} = 1,1 \cdot 31000 = 34100$$

donde:

K es el factor de simetría que depende de la red y suponemos 1,8

$$ip3 = K \cdot \sqrt{2} \cdot i''_p3 = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 34100 = 86804,43 \text{ A}$$

Los esfuerzos a los que se someten los aisladores de apoyo son por la norma UNE-EN 60865 ap.5

$$F_{m3} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_{p3}^2 \cdot \frac{l}{a_m} = \frac{4 \times \pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \times \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 286804,43^2 \times \frac{10}{2,5} = 5220,407 \text{ N}$$

donde

$F_{m3}$  es el valor de pico de la fuerza electromagnética en cortocircuito trifásico

$\mu_0$  permeabilidad magnética del vacío

$i_{p3}$  valor de cresta del cortocircuito

L distancia entre soportes en m

$a_m$  distancia equivalente entre conductores en m

los apoyos a los que se someten los aisladores de apoyo

$$F_{\text{cortocircuito}} = V_F \cdot V_{rm} \cdot \alpha \cdot F_m = 1,685 \cdot 0,5 \cdot 5220,407 = 4398,193 \text{ N}$$

$$F_{\text{viento}} = 700 \cdot \left(\frac{V_v}{120}\right)^2 \cdot A_{\text{proy}} = 700 \cdot \left(\frac{120}{120}\right)^2 \cdot 1,2 = 840 \text{ N}$$

$$F_{\text{peso}} = p \cdot g \cdot l_{\text{cond}} = 9,33 \cdot 9,803 \cdot 2,5 = 228,65$$

Recordemos que el peso por hielo es  $F_{\text{hielo}} = 0$

$$F_{\text{aislador}} = \sqrt{(F_{\text{peso}} + F_{\text{hielo}})^2 + (F_{\text{cortocircuito}} + F_{\text{viento}})^2} = \sqrt{(228,65 + 0)^2 + (4398,193 + 840)^2} = 5243,1 \text{ N}$$

Los aisladores de soporte de las barras son del tipo C6-650 con una carga de rotura de 6000 que dividiendo por  $F_{\text{aislador}}$  es **1,144 > 1**

Fuente 26 <https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf>

b) Flecha en el conductor rígido

$$f_{\text{max}} = \frac{p \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot I}$$

Donde  $p$  es el peso específico del conductor en kg/m  $l$  es la longitud del vano, en m  $E$  es el módulo de elasticidad  $I$  es el momento de inercia En el caso del tubo de aluminio 120/100 se tiene:

$$p = 0,0933 \text{ kg/cm}$$

$$L = 1000 \text{ cm}$$

$$E = 7 \cdot 10^6 \text{ Kg/cm}^2$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{ext}}^4 - D_{\text{int}}^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (12^4 - 10^4) = 526,74 \text{ cm}^4$$

Volvemos a la formula anterior con todos los datos:

$$f_{\text{max}} = \frac{p \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot I} = \frac{0,0933 \cdot 1000^4}{384 \cdot 7 \cdot 10^6 \cdot 526,74} = 0,066 \text{ cm}$$

Se debe cumplir y se cumple:

$$f_{\text{max}} = 0,066 \text{ cm} \leq \frac{l}{300} = \frac{1000}{300} = 3,33 \text{ cm}$$

Distancia que satisface la elección del embarrado

c) Distancias de aislamiento 132kv.

En el parque de 132kv, aplicaremos la norma ITC-RAC-12, y consideramos las distancias mínimas, tomando como referencia la tabla 4 de la misma.

Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kv cresta)	Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150

Tabla 28. tabla 4 de la ITC-RAT12

Utilizando la siguiente tabla, de la misma instrucción complementaria obtenemos los resultados que se exponen a continuación:

Nivel de aislamiento (kvcresta)		Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)	
Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	Conductor estructura	Punta estructura
650	850	150	170
750	850	160	190
750	950	170	190
850	950	180	240
850	1050	190	240
950	1050-1175	220	290
1050	1175-1300-1425	260	340
1175	1300-1425-1550	310	410
1300	1425-1550-1800	360	480
1425	1550-1800-2100	420	560
1550	1800-1950-2400	490	640

Tabla 29. tabla de la ITC-RAT12

Dando como resultado:

- La tensión nominal a impulsos tipo rayo 650kv
- Distancia mínima ente fases:130cm
- Distancias mínimas entre fases y estructuras 150 cm

#### *Pasillos de servicio con la ITC-RAT14*

Formula:

$$H=230+d$$

Siendo d=130

por lo tanto, H es 380 cm

En cualquier caso, los pasillos deberán estar libres de todo obstáculo hasta una altura de 230cm

Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)

Conductor estructura	150
Punta estructura	170

*Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación*

De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima

$$B=d+3$$

De los elementos de tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima

$$C=d+10$$

De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo:

$$E=d+20 \text{ (E} > 80\text{cm)}$$

Nos queda de la siguiente forma:

Nivel de tensión	d	B	C	E
132 kv	130	133	140	160

*Zona de protección contra contactos accidentales desde el exterior de la instalación*

El vallado como se ha comentado en apartaos anteriores es de 220 cm de altura

$$G=150+d=280\text{cm}$$

$$d=130\text{cm}$$

*Transformador de potencia*

Para la transformación 30/132 kV se diseña un transformador de potencia trifásico

30/132 kV, de 30 KVA en baño de aceite para instalación en intemperie, de tipo inductivo con las siguientes características:

- Depósito de expansión con boca de llenado, dispositivo para vaciado e indicador de nivel.
- Vainas para termostatos arranque transformadores.
- Termómetro con bulbo tipo cuadrante con doble contacto y aguja de máxima.
- Desecador de aire con carga de silicagel.
- Relé Buchholz con contactos libres de tensión.
- Válvula de sobrepresión.
- Nivel magnético.
- Tapón de llenado, dispositivo de vaciado y toma muestras.
- Elementos de elevación, arrastre, Ruedas de transporte y fijación para el transporte orientable para dos direcciones.
- Bornas para conexión a tierra.
- Placa de características de acero inoxidable.

- Nivel de aceite magnético con un contacto de alarma por mínimo nivel.

El lado de alta del transformador (en estrella), llevará una conexión rígida a tierra.

Contaremos con un soporte aislado de para el conductor apoyo al neutro. Se detalla en el plano de perfil de la subestación

Como se verá a continuación en la tabla, el secundario tendrá una configuración triángulo, con lo cual es necesaria la creación de un neutro ficticio y la posterior puesta a tierra mediante una resistencia. Normalmente ofrecen unos valores estándares en función de la corriente homopolar, basándonos en subestaciones con configuraciones “estándares”, es un transformador de tipo zigzag denominado reactancia de puesta a tierra, que calcularemos más adelante.

Tensiones nominales en vacío	Lado de A.T $132+13x1\%$ Lado de M.T 30Kv
Potencia por arrollamiento	40KVA (ONAF/ONAN) 31,5 MVA
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión AT/MT	YNd11
Regulador de tomas	Lado de A.T regulador en carga de 26 posiciones
refrigeración	ONAF
Impedancia de secuencia inversa Directa, homopolar	6% (75°)
Rendimiento	>98%
Temperatura ambiente media	35°C
Altitud M	< 1000
instalación	intemperie
Protección de neutro	TI;15VA;400/5;5P10
Nivel de aislamiento (prueba de tensión de impulso)	60 KV; 12/50μS

Tabla 30. Características transformador

#### Reactancia de puesta a tierra

Para la reactancia a tierra se instalará una reactancia trifásica que inicialmente calcularemos para garantizar el funcionamiento operacional de las protecciones con 400 amperios.

Se conectará en el lado de baja tensión del transformador 30Kv, en baño de aceite con refrigeración ONAN.

Añadiremos las siguientes características:

Características asignadas

Frecuencia	50Hz
Grupo de conexión	Zig-zag
Duración del defecto a tierra	1 min máximo

Características de protecciones

Proteccion	FUNCION (ANSI/IEEE)	DESCRIPCION
reactancia	50N	sobreintensidad a tiempo definido neutro
	51N	sobreintensidad a tiempo inverso neutro

Tabla 31. Características de protecciones

Se calcula la potencia para la reactancia para eso calculamos la potencia de falta y aplicaremos un factor del 7% para una duración de un minuto como máximo .

$$S_{falta} = \frac{400}{3} \times \sqrt{3} \times 30000 = \frac{350}{0,9} = 6,92 \text{ MVA}$$

$$S_{zig'zag} = 6,92 \times 0,007 = 484,4 \text{ KVA}$$

Seleccionamos un valor de potencia continua de 500KVA al ser más normalizado.

En cada fase y en el neutro se incorporan unos transformadores de intensidad para la protección tipo bushing.

En fases relación 400/5A, 15 VA 5P20 (3xTI)

En el neutro 1 TI, relación 400/5A ,15 VA 5P20

Fuente 27 [https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/75509/PRACTICA%20AT\\_RiuNET%202en1.pdf?sequence=1](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/75509/PRACTICA%20AT_RiuNET%202en1.pdf?sequence=1)

#### *P.a.T Subestación 132KV/30 KV*

En el siguiente apartado calcularemos los siguientes parámetros aplicando la normativa. Tierras mie-rat-13

1. Cálculo para la Corriente máxima a disipar por la malla
2. Dimensionado de las secciones del conductor de tierra
3. Cálculo de la resistencia de tierra
4. Cálculo de la resistencia total considerando la impedancia equivalente total de los hilos guarda
5. Evaluación del potencial en el electrodo
6. Corriente máxima a disipar por la malla
7. Elevación del potencial de tierra
8. Tensiones reglamentarias ITC RAT 13
9. Tensiones reglamentarias IEEE-80: 2000
10. Cálculo de la tensión de contacto de malla ( $e_m = v \cdot c$ ) , según la Norma IEEE-80:2000:
11. Cálculo de la tensión de paso ( $e_p = v \cdot p$ ) , según la Norma IEEE-80:2000:

Tomamos como datos para realizar los cálculos los aportados en nuestro proyecto de diseño de la subestación de evacuación de 30MVA y 132kv/30kv.

- Tensión de la instalación 132kv
- Tipo de conexión del transformador dzYn
- Resistividad del terreno ( $\rho$ ) 150  $\Omega \cdot m$
- Resistividad de la grava superficial ( $\rho_s$ ) 3.000  $\Omega \cdot m$

- Espesor de la grava superficial 0'1m
- Profundidad de la malla 0'6m
- Tiempo de duración del defecto 0'5s
- Superficie cubierta por la malla Según plano.
- Dimensiones de la parcela L x A Según plano
- Corriente de defecto en el punto considerado 36kA
- Corriente de retorno por el neutro del transformador aislado
- X/R 3

De las líneas:

- Resistencia de puesta a tierra del apoyo ( $R_a$ ) 15 $\Omega$
- Impedancia homopolar del conductor de tierra ( $Z_0$ ) 1.30 $\Omega$ /km

### 1. Cálculo para la corriente máxima a disipar por la malla

*Coeficiente de asimetría al tener en cuenta la componente continua*

$$Df = \sqrt{1 + \frac{ta}{tf}} \times (1 - e^{-\frac{2tf}{ta}})$$

$$t_a = \frac{x}{wR} = \frac{x}{R} \times \frac{1}{2\pi f} = \frac{3}{2\pi f} = 0.0095$$

Hemos tomado como  $t_f$  tiempo de duración del defecto en 0,5 segundos

$$Df = \sqrt{1 + \frac{0.0095}{0.5}} \times (1 - e^{-\frac{2 \times 0.5}{0.0095}}) = 1.009$$

*Corriente máxima de defectos térmicos a disipar por la malla  $I_G$*

Valores típicos de los factores de reducción de las líneas y de los cables (50Hz)

Conductores de tierra de las líneas aéreas (110 V)

Acero 50.....70mm<sup>2</sup> r=0,98

Acero/aluminio (ACSR) 44/32mm<sup>2</sup> r=0,77

Acero/aluminio (ACSR) 300750mm<sup>2</sup> r=0,61

Según anexo I de la norma UNE 50522:2010 punto 1.2 determina que los valores típicos de los factores de reducción de las líneas aéreas y de los cables –

Para conductores de tierra tipo acero:

50-70mm<sup>2</sup> es r=0,98

Aplicamos en :

$$I_E = r \times (I''_{k1} - I_n) = 0,98 \times (36-0) = 35,28 \text{ kA}$$

Considerando  $I''k1$  en el punto considerado 36KA de corriente simétrica

## 2. Dimensionado de las secciones del conductor de tierra

Sección del conductor a tierra según ITC RAT 13.

$$S = \frac{35280}{1.2 \cdot 160} = 183,75_{mm^2}$$

Tendremos una sección final de: 185mm<sup>2</sup>.

Por lo que podremos instalar 2 cables de 95mm<sup>2</sup> cada uno de sección

*Secciones del conductor a tierra según Anexo D de la norma UNE 50522:2010.*

De acuerdo con el Anexo D de la norma UNE 50522:2010 para las corrientes de defecto que son interrumpidas en menos de 5s, la sección del conductor debe calcularse a partir de la siguiente formula:

$$A = \frac{I}{K} \times \sqrt{1 + \frac{t_f}{\ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}}$$

Dónde:

- A es la sección en milímetros cuadrados.
- I es la corriente eficaz en el conductor en amperios.
- t es la duración del defecto en segundos.
- K es una constante que depende del material del componente del conductor. Tabla D.I para una temperatura inicial de 20°C.
- $\beta$  es el recíproco del coeficiente por temperatura de la resistencia del conductor a 0°C.
- $\theta_i$  es la temperatura en grados centígrados. Si en las tablas nacionales no se dan valores, se adoptará 20°C como la temperatura ambiente a 1m de profundidad.
- $\theta_f$  es la temperatura final en grados centígrados.

Tabla para constantes según material

Material	$\beta$ en °C	K en $A\sqrt{s}/mm^2$
Cobre	234,5	226
Aluminio	228	148
Acero	202	78

Tabla 32. Constantes de material

$$A = \frac{35280}{226} \times \sqrt{\frac{0,5}{\ln\left(\frac{300+234,5}{20+234,5}\right)}} = 128.142 \text{ mm}^2$$

Sección del conductor a tierra según la norma IEEE-80:2000:

$$AMCM = I_F \mathcal{X} \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \mathcal{X} \alpha_r \mathcal{X} \rho_r}\right) \mathcal{X} \ln\left(\frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_A}\right)}}$$

En donde:

- IF Corriente asimétrica en el punto de defecto en kA.
- AMCM Superficie del conductor en mm2.
- Tm Máxima temperatura o temperatura de fusión en °C.
- Ta Temperatura ambiente en °C.
- Tr Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.
- α0 Coeficiente térmico de resistividad a 0°C en 1/°C.
- αr Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia Tr 1/°C.
- ρr Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia Tr μΩ-cm
- K0 [1/α0 ó [(1/ α0 )-Tr ] en °C.
- Tc Duración de la corriente en segundos.
- TCAP Capacidad térmica por unidad de volumen en J/(cm3 /°C).

Constantes de los materiales

DESCRIPTION	Material conductivity (%)	αr factor at 20°C (1/°C)	K0 at 0°C (0°C)	Fusing temperature Tm	ρr 20°C (μΩ,cm)	TCAP thermal capacity [J/(cm³,°C)]	Kf
Copper, annealed soft-drawn	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42	7
Copper, commercial hard-drawn	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42	7,06
Copper-clad steel wire	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85	10,45
Copper-clad steel wire	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Copper-clad steel rod	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85	14,64
Aluminum, EC grade	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminum, 5005 alloy	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminum, 6201 alloy	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Aluminum-clad steel wire	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,2

Tabla 33 Constantes de los materiales

$$AMCM = 35.28 \times \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{3,42}{0,5 \times 0,00381 \times 1,78}\right) \mathcal{X} \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 20}\right)}}$$

### 3. Cálculo de la resistencia de tierra

Cálculo de la Resistencia según la norma UNE 50522:2010:

La resistencia de un electrodo mallado:

$$R_E = \frac{\rho_E}{2D}$$

Tipo de terreno	Resistividad del terreno $\rho_E$ en $\Omega m$		
Terreno pantanoso	5	a	40
Marga, arcilla, humus	20	a	200
Arena	200	a	2500
Grava	2 000	a	3 000
Suelos pedregosos	normalmente por debajo de 1 000		
Arenisca	2 000	a	3 000
Granito			hasta 50 000
Cantos rodados			hasta 50 000
			hasta 30 000

Tabla 34: tabla fuente norma UNE 50522:2010: anexo J( informativo)

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 12600}{\pi}} = 126,660$$

$$R_E = \frac{150}{2 \times 126,66} = 0,59 \Omega$$

*Cálculo de la Resistencia a Tierra según ITC RAT 13.*

$$R = \frac{\rho_t}{4 \times r} + \frac{\rho_t}{L}$$

En donde:

- R es la resistencia del electrodo en  $\Omega$
- P es la resistividad del terreno en  $\Omega.m$
- r es el radio en metros de un círculo que tenga la misma superficie que el área cubierta por la malla.
- L es la longitud total de los conductores enterados que forman la malla.

$$r = \sqrt{\frac{12600}{\pi}} = 63,33m$$

$$L_c = 25 \times 105 + 30 \times 120 = 6225m$$

$$L_{\text{varilla}} = 2,4m + 44(n^\circ \text{ de picas})$$

$$R = \frac{150}{4 \times 63,33} + \frac{150}{12825} = 0.6038\Omega$$

*Cálculo de la Resistencia a tierra según Norma IEEE-80:2000:*

$$R_G = \rho \times \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \times \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

En donde:

- **L<sub>t</sub>** : es la longitud total de conductores enterrados en m + n<sup>o</sup> de varillas por su longitud
- **p** : es la resistividad del terreno en Ω.m
- **A** : es al área ocupada por la malla en m<sup>2</sup>
- **h** : es la profundidad de la malla.

$$R_G = 150 \times \left[ \frac{1}{6330} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 12600}} \times \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5 \sqrt{\frac{20}{12600}}} \right) \right] = 0,6034 \Omega$$

4. Cálculo de la resistencia total considerando la impedancia equivalente total de los hilos guarda

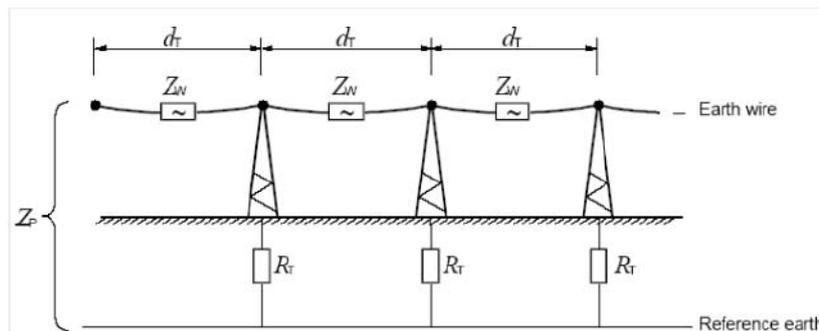


Ilustración 59. Imperancias del hilo de guardia

$$Z_s = \frac{1}{2} \times Z_H \sqrt{\frac{1}{4} \times Z_H^4 + Z_H R_A}$$

En donde:

**Z<sub>H</sub>**: es la impedancia homopolar longitudinal del hilo guarda unido a la malla de tierra correspondiente a un vano de línea.

**Z<sub>A</sub>**: es la resistencia de tierra del apoyo.

$$Z_s = \frac{1}{2} \times 1,30 \times 0,500 + \sqrt{\frac{1}{4} \times (1,30 \times 0,500)^4 + 1,30 \times 0,50 \times 15} = 3,45 \Omega$$

Resistencia total según UNE 50522:2012

$$\frac{1}{Z_T} = \frac{n}{Z_S} + \frac{1}{R}$$

$$\frac{1}{R_T} = \frac{2}{3,45} + \frac{1}{0,59} \Rightarrow R_t = 0,439 \Omega$$

Resistencia total según ITC RAT 13.

$$\frac{1}{R_T} = \frac{2}{3,45} + \frac{1}{0,6038} \Rightarrow R_t = 0,447 \Omega$$

Resistencia total según IEEE-80:2000:

$$\frac{1}{RT} = \frac{2}{3.45} + \frac{1}{0,6034} \Rightarrow Rt = 0,447\Omega$$

5. Evaluación del potencial en el electrodo

Elevación del potencial norma UNE 50522:2012.

$$UE = RT \times IE = 0,439\Omega \times 35,28KV = \underline{10,37} \text{ kV}$$

Elevación del potencial norma ITC RAT 13.

$$UE = RT \times IE = 0,447\Omega \times 35,28KV = 10,54 \text{ kV}$$

Elevación del potencial norma IEEE-80:2000:

$$UE = RT \times IE = 0,447\Omega \times 35,28KV \underline{10,54} \text{ kV}$$

6. Corriente máxima a disipar por la malla

$$I_G = I_F \times D_f \times S_f \times C_p$$

$$(S_f)_{\frac{x}{y}} = \left| \frac{(Z_{eq})_y^x}{R_g + R_{eq}_y^x} \right|$$

$$Df = \sqrt{1 + \frac{ta}{tf}} \times (1 - e^{-\frac{2tf}{ta}})$$

$$t_a = \frac{x}{wR} = \frac{x}{R} \times \frac{1}{2\pi f} = \frac{3}{2\pi f} = 0.0095$$

- $I_F$  = Corriente simétrica de falta a tierra (36kA)
- $Df$  = Factor de decremento por tener en cuenta la componente continua
- $S_f$  = Factor de división de corriente
- $C_p$  = Factor de crecimiento futuro de la subestación, considera el crecimiento futuro de la corriente de falta

Hemos tomado como  $t_f$  tiempo de duración del defecto en 0,5 segundos

$$Df = \sqrt{1 + \frac{0.0095}{0.5}} \times (1 - e^{-\frac{2 \cdot 0.5}{0.0095}}) = 1.009$$

Aplicamos en la table siguiente la  $Z_{eq}$ :

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	Zeq (ohms) Rtg =15, Rdg =25	Zeq (ohms) Rtg =100, Rdg =200
1	1	0,91 + J0,485	3,27 + J0,652
1	2	0,54 + J0,33	2,18 + J0,412
1	4	0,295 + J 0,20	1,32 + J0,244
1	8	0,15 + J 0,11	0,732 + J0,133
1	12	0,10 + J 0,076	0,507 + J0,091
1	16	0,079 + J 0,057	0,387 + J0,069
2	1	0,685 + J 0,302	2,18 + J0,442
2	2	0,455 + J 0,241	1,63 + J0,324
2	4	0,27 + J 0,165	1,09 + J0,208

Tabla 35. Tabla Zeq

$$(S_f)_{\frac{x}{y}} = \left| \frac{(Z_{eq})_{\frac{x}{y}}}{R_g + R_{eq_{\frac{x}{y}}}} \right| = \left| \frac{0,455 + 0,302j}{0,6034 + 0,455 + 0,302j} \right| = 0,472 + 0,150j = 0,344 \angle -0,308^\circ$$

$$I_G = I_F \times D_f \times S_f \times C_p = 36 \times 1.009 \times 0,344 \times 1 = 12,51 \text{ kA}$$

#### 7. Elevación del potencial de tierra

*Elevación del potencial de tierra según Norma UNE 50522:2012*

$$E_p = GRP = R_E \times I_g = 0,59 \times 12511 = 455,13 \text{ V}$$

*Elevación del potencial de tierra según Norma ITC RAT 13.*

$$E_p = GRP = R_x \times I_g = 0,6038 \Omega \times 12,51 \text{ kA} = 290,37 \text{ V}$$

*Elevación del potencial de tierra según Norma IEEE-80:2000:*

$$E_p = GRP = R_G \times I_g = 0,6034 \times 12,51 \text{ kA} = 175,21 \text{ V}$$

#### 8. Tensiones reglamentarias ITC RAT 13

*Tensión de contacto*

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

Tabla 36. Tensión aplicada admisible.

### Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava

- Ra1: Es, por ejemplo, la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000  $\Omega$ .
- Ra2: Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie. Ra2=3ps, donde ps es la resistividad del suelo cerca de la superficie.

$$U_c = U_{ca} \times \left[ 1 + \frac{Ra1 + Ra2}{2R_b} \right] = U_{ca} \times \left[ 1 + \frac{\frac{Ra1}{2} + 1,5 \times \rho_s}{1000} \right]$$

$$U_c = 204 \times \left[ 1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \times 150}{1000} \right] = 453,9V$$

### Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava

$$C_s = 1 - 0,106x \left( \frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0,106} \right)$$

En donde:

- Cs : coeficiente reductor.
- hs : espesor de la capa superficial.
- $\rho$  : resistividad del terreno natural.
- $\rho^*$  : resistividad de la capa superficial.

$$C_s = 1 - 0,106x \left( \frac{1 - \frac{150\rho}{3000^*}}{2 \times 0,1 + 0,106} \right) = 0,670$$

$$U_c = 204 \times \left[ 1 + \frac{\frac{2000}{2} + 1,5 \times 150 + 0,670 \times 3000}{1000} \right] = 1068,96V$$

### Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava

$$U_{pa} = 10 \times U_{ca}$$

$$U_p = U_{pa} \times \left[ 1 + \frac{2Ra1 + 2Ra2}{2R_b} \right] = 10 \times U_{ca} \left[ 1 + \frac{2Ra1 + 6\rho_s}{2R_b} \right]$$

$$U_p = 10 \times 204 \times \left[ 1 + \frac{2 \times 2000 + 6 \times 150}{1000} \right] = 12036V$$

*Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava.*

$$U_p = 10 \times 204 \times \left[ 1 + \frac{2 \times 2000 + 6 \times (150 + 0,670 \times 3000)}{1000} \right] = 17238V$$

#### 9. Tensiones reglamentarias IEEE-80: 2000

*Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava y persona de 50 kg.*

$$E_{t50} = (1000 + 1,5 \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} = (1000 + 0,670 \times 1,5 \times 150) \frac{0,116}{\sqrt{0,51}} = 1036,54V$$

*Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava y persona de 50 kg.*

$$E_{t50} = (1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} = (1000 + 1,5 \times 0,670 \times 3000) \frac{0,116}{\sqrt{0,51}} = 1489,91V$$

*Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava y persona de 70 kg.*

$$E_{t70} = (1000 + 1,5 \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} = (1000 + 1,5 \times 150) \frac{0,157}{\sqrt{0,51}} = 1049,46V$$

*Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava y persona de 70 kg.v*

$$E_{t70} = (1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} = (1000 + 1,5 \times 0,670 \times 3000) \frac{0,157}{\sqrt{0,51}} = 1662,89V$$

*Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava y persona de 50 kg.*

$$E_{t50} = (1000 + 6 \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} = (1000 + 6 \times 150) \times \frac{0,116}{\sqrt{0,51}} = 1146,85V$$

*Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava y persona de 50 kg.*

$$E_{t50} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} = (1000 + 6 \times 0,670 \times 3000) \times \frac{0,116}{\sqrt{0,51}} = 2958,93V$$

*Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava y persona de 70 kg.*

$$E_{t70} = (1000 + 6 \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} = (1000 + 6 \times 150) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,51}} = 1197,85V$$

Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava y persona de 70 kg.

$$Et_{70} = (1000 + 6 \times Cs \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} = (1000 + 1,5 \times 0,670 \times 3000) \frac{0,157}{\sqrt{0,51}} = 10625,80V$$

10. Cálculo de la tensión de contacto de malla (EM = VC), según la NORMA IEEE-80:2000:

$$Em = Vc = \frac{\rho \times Km \times Ki \times Ig}{Lm}$$

En donde:

- $\rho$  : resistividad del suelo.
- $Km$  : factor de espaciamiento para el voltaje de malla o tensión de contacto.
- $Ki$  : factor de irregularidad.
- $Ig$  : corriente simétrica de red.
- $LM$  : longitud total del electrodo de tierra.

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

En donde:

- $D$  : separación entre conductores paralelos ( $D=2m$ ).
- $h$  : profundidad de enteramiento de los conductores de la malla ( $h=0'6m$ ).
- $d$  : diámetro de los conductores de malla ( $d=0'0101m$ ) para  $S=95mm^2$ .
- $n$  : factor dependiente de la geometría de la malla.
- $K_{ii}$ : factor de corrección del efecto de los conductores del centro de la malla respecto de las esquinas de la misma.
- $Kh$  : factor de corrección de la profundidad de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{(2 \times 49,68)^{\frac{2}{n}}} = 0,830$$

Siendo  $n$ : factor dependiente de la malla

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

$$n = 29,40 \times 1,69 \times 1 \times 1 = 49,68$$

$$n_a = \frac{2lc}{lp} = \frac{2 \times 12825}{450} = 29,40$$

$l_c$  = longitud total de los conductores = 6330 m

$l_p$  = longitud perimetral de los conductores =  $2 \times 105 + 2 \times 120 = 450$  m

$n_c = n_d = 1$  para mallas cuadradas

$K_{i=}$  factor de irregularidad  $K_{i=} = 0,644 + 0,148 * n = 7,996$

$$n_b = \sqrt{\frac{lp}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{450}{4\sqrt{1617}}} = 1.69$$

$$K_H = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,22$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left[ \frac{2^2}{16 \cdot 0,6 \cdot 0,0101} + \frac{(2+2 \cdot 0,6)^2}{8 \cdot 0,0101 \cdot 2} - \frac{0,6}{0,0101 \cdot 4} \right] + \frac{0,83}{1,22} \cdot \left[ \ln \frac{8}{\pi(2 \cdot 49,68 - 1)} \right] \right] = 0,32$$

$$E_m = V'c = \frac{\rho_s \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_g}{L_m}$$

$$E_m = \frac{150 \cdot 0,32 \cdot 7,996 \cdot 12511}{6225} = 771,41V$$

11. Cálculo de la tensión de paso de malla (EP = VP) , según la Norma IEEE-80:2000:

$$E_s = V'p = \frac{\rho_s \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_g}{L_s}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[ \frac{1}{2 \cdot x \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] = 0,690$$

$$h = 0,6$$

$$D = 2$$

$$N = 49,68$$

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_v = 4035,375$$

$$E_s = V'p = \frac{150 \cdot 0,690 \cdot 7,99 \cdot 12511}{4035,375} = 2563,86V$$

Comparación tensiones valore máximos admisibles y valores teóricos

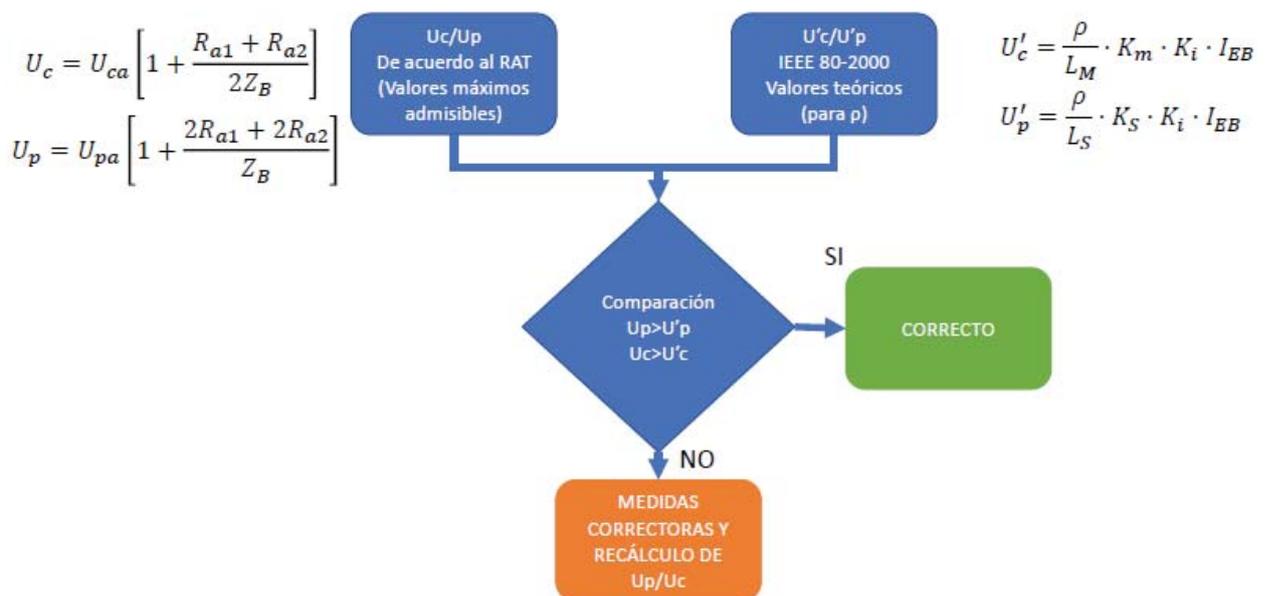


Tabla 37. Tabla comparativas de las tensiones.

Tabla comparativa de las tensiones de malla o de contacto

<b>Tensión de contacto de malla <math>V_c, Em</math></b>	<b>771.41V</b>
Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava y persona de 50 kg.	1036,54
Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava y persona de 50 kg.	1489.91V
Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava y persona de 70 kg.	1049,46V
Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava y persona de 70 kg.	1662,89V
Tensión de contacto con terreno sin capa superficial de grava	453,9V
Tensión de contacto con terreno con capa superficial de grava	1068.96

Tabla comparativa de las tensiones de paso

<b>Cálculo de la tensión de paso ( <math>E_p = V_p</math> ), según la norma IEEE-80:2000:</b>	<b>2563,86V</b>
Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava y persona de 50 kg	1146,54V
Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava y persona de 50 kg	2958,93V
Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava y persona de 70 kg	1197,85V
Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava y persona de 70 kg	10625V
Tensión de paso con terreno sin capa superficial de grava	12036V
Tensión de paso con terreno con capa superficial de grava.	17238V

La tensión real admisible es mayor es mayor en la mayoría de los casos que la tensión teórica calculada.

#### *Efecto corona*

En el apartado 4.3 de la ITC-LAT 7 se indica que para tensiones nominales superiores a 66 kV será necesario estudiar en los conductores al efecto corona.

Para que no se produzca efecto corona en un conductor desnudo se debe cumplir que

$$U_n < U_c$$

Donde:

$U_c$  es la tensión crítica disruptiva

$U_n$  es la tensión máxima de la red

De nuevo, procederemos a calcular la tensión crítica disruptiva mediante la fórmula dada por F.W Peek:

$$U_c = V_t * \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * L_n \left( \frac{D}{r} \right) = U_c$$

En este caso los valores de aplicación son:

$D = 250$  cm

$r = 3.32$  cm

$m = 1$  (conductor liso)

$\delta = 0.947$  (a 40 °C)

De este modo, la tensión crítica disruptiva es:

Para tiempo seco:

$$U_c = V_t * \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * L_n \left( \frac{D}{r} \right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 1 * 0.947 * 1 * 3.32 * L_n \left( \frac{250}{3.32} \right) = 495,89 \text{ KV}$$

Para tiempo húmedo:

$$U_c = V_t * \sqrt{3} = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * L_n \left( \frac{D}{r} \right) = \frac{29.8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 1 * 0.947 * 0.8 * 3.32 * L_n \left( \frac{250}{3.32} \right) = 396,71 \text{ KV}$$

Se cumple que:  $U_n = 145 \text{ kV} < U_c = 396.71 \text{ kV}$

Se puede concluir la no aparición de efecto corona en los embarrados de 132 kV

### *Campos magnéticos*

Los campos electromagnéticos, son generados por el paso de una corriente eléctrica a través de un conductor por las diferentes corrientes eléctricas, y de la intensidad que circula por los tipos de cableado.

En el proyecto se recoge para este apartado y sus cálculos la reglamentación y disposiciones oficiales y particulares. Entre ellas, las siguientes:

Recomendación 519/99/CE del Consejo, de 12 de julio de 1999, relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 a 300 GHz.

Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece las condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas

De acuerdo al apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del RD 337/2014, se debe comprobar que no se supera el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre.

Siguiendo el IEC/TR 62271-208, mediante ensayo tipo se comprueba que las envolventes prefabricadas especificadas en este proyecto no superan los siguientes valores del campo magnético a 200 mm del exterior del centro de transformación, de acuerdo al Real Decreto 1066/2001:

- Inferior a 100  $\mu\text{T}$  para el público en general
- Inferior a 500  $\mu\text{T}$  para los trabajadores (medido a 200mm de la zona de operación)

Dicho ensayo tipo se realiza de acuerdo con el informe técnico IEC/TR 62271-208, indicado en la norma de obligado cumplimiento UNE-EN 62271-202 como método válido de ensayo para la evaluación de campos electromagnéticos en centros de transformación prefabricados de alta/baja tensión.

De acuerdo con el apartado 2 de la ITC-RAT 03 del RD 337/2014, el ensayo tipo de emisión electromagnética del centro de transformación forma parte del Expediente Técnico tal y como se estipula en dicha ITC-RAT.

En el caso específico en el que los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables o anexos a los mismos, se observarán las siguientes condiciones de diseño:

- Las entradas y salidas al centro de transformación de la red de alta tensión se efectuarán por el suelo y adoptarán una disposición en triángulo y formando ternas.
- La red de baja tensión se diseñará igualmente con el criterio anterior.
- Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.
- No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador esté lo más alejado posible de estos locales.

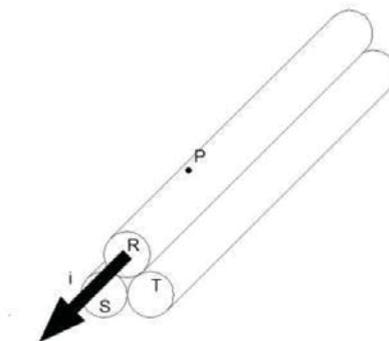
Podemos encontrar las siguientes tipologías que pueden generar un campo electromagnético:

- Cableado de Baja Tensión en las zanjas de salida para maniobras y control de posiciones
- Cableado de Media Tensión en las zanjas de entrada/salida
- Cableado de Media Tensión entre las celdas y el Transformador.
- Cableado de Baja Tensión entre el Transformador y el cuadro de Baja Tensión

Para evitar que se produzcan campos magnéticos los cables irán trenzados por cada línea, para que se anulen entre sí.

#### *Cálculo de campo magnético generado por cableado trenzado de alta tensión 30KV*

En este apartado, se justifica el campo magnético creado por un conjunto de 3 cables unipolares trenzados en una línea trifásica de Media Tensión, en un punto P situado en la parte exterior de la envolvente de uno de los circuitos. Para el cálculo, se considerará el caso de conductores rectilíneos indefinidos en el cableado de Media Tensión discurrendo la intensidad máxima calculada en función de la instalación de generación en régimen permanente (577,35 A), que es la máxima intensidad.



*Ilustración 60. Terna de tres fases con el punto de cálculo electromagnético a la distancia del punto P*

El campo magnético generado en el Punto P, es el sumatorio de campos magnéticos generados por cada una de las intensidades del cableado:

$$B_p = \sum B_{p,i} = B_{P,R} + B_{P,S} + B_{P,T}$$

Suponiendo que la corriente que la corriente circula por el centro del cable, para cada fase se tiene:

$$B_{P,R} = \mu \frac{i_R}{2\pi r}$$

$$B_{P,S} = \mu \frac{i_S}{2\pi d}$$

$$B_{P,T} = \mu \frac{i_T}{2\pi d}$$

Tomamos como hipótesis de cálculo que son corrientes desfasadas 120° equilibradas. En este caso, considerando un punto P situado bajo la terna de cables central, a 20 cm del cableado, es decir en el interior del cerramiento del prisma de entrada de cableado y considerando la permeabilidad del airees similar a la del vacío ( $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ T m/A}$ ), sin tener en cuenta la permeabilidad del cerramiento, para un mayor coeficiente de seguridad, el diámetro del cable son 28,3mm se obtienen los siguientes resultados.

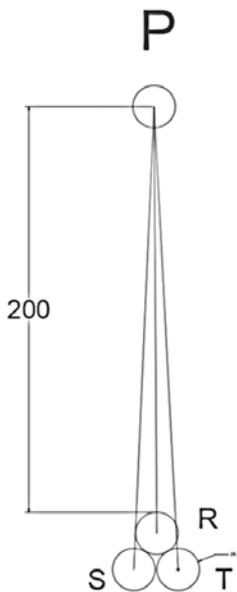


Ilustración 61. Terna de tres fases con el punto de cálculo electromagnético a la distancia del punto P

$$B_{P,R} = \mu \frac{i_R}{2\pi r} = \frac{577,35}{2\pi \cdot 0,2145} = 53,83 \mu T$$

$$B_{P,S} = \mu \frac{i_S}{2\pi d} = \mu \frac{577,35}{2\pi \cdot 0,2283} = -50,50 \mu T$$

$$B_{P,T} = \mu \frac{i_T}{2\pi d} = \frac{577,35}{2\pi \cdot 0,2283} = -50,50 \mu T$$

terna	fase	distancia AP(m)	B(μT)
1	R	0,2145	53,83
	S	0,2283	-50,5
	T	0,2283	-50,5
campo total			4,7

$$B_p = \sum B_{p,i} = B_{p,R} + B_{p,S} + B_{p,T=4,7} \mu T$$

$4,7 \mu T < 100 \mu T$  exigidos por la por el RD 1066/2001

### Fusible

#### Interruptor fusible SSAA

La salida del transformador que alimenta los servicios auxiliares tiene una potencia instalada de 50 KVA calculando su intensidad será:

$$I_{n_{SSAA}} = \frac{S_n}{V_n \times \sqrt{3}} = \frac{50,000}{30000 \times \sqrt{3}} = 0,96 \text{ A}$$

La intensidad de cortocircuito calculada en el apartado anterior es de para el caso más desfavorable contribuye la intensidad nominal del parque fotovoltaico, debe de tener un poder corte para esta corriente de cortocircuito.

$$I_{cc}^{MT'} = I_{cc}^{MT} + I_{np} = 4531,52 \text{ A} + 577,35 \text{ A} = 5208,87 \text{ A}$$

**Un transformador impone principalmente tres esfuerzos a un fusible.**

Por tanto, los fusibles deben ser capaces de:

⇒ Resistir sin fusión intempestiva a la intensidad de cresta del arranque que acompaña

a la conexión del transformador. La intensidad de fusión del fusible a 0,1 segundos debe de ser mas elevada que 12 veces la intensidad nominal del transformador.

$$I_r(0,1 \text{ s}) > 12 \times I_n \text{ transfo.}$$

⇒ Cortar los corrientes de defectos a las bornas del secundario del transformador.

El fusible asignado a la protección de un transformador debe de evitar, cortando antes, el cortocircuito previsto para este transformador ( $I_{cc}$ ).

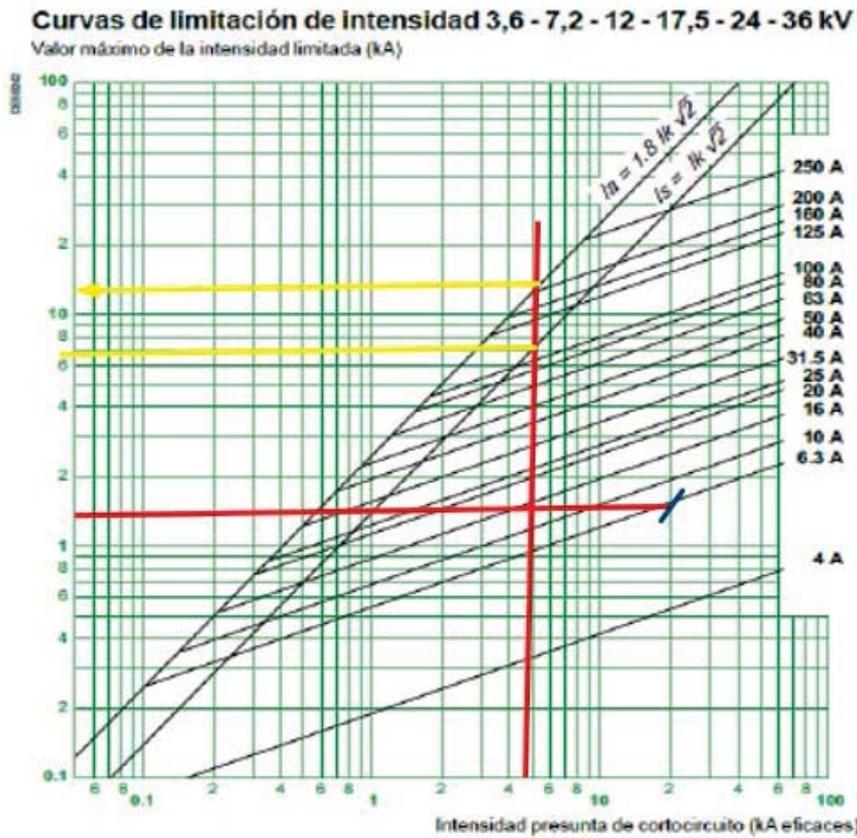
$$I_{cc} > I_r(2 \text{ s})$$

⇒ Soportar la intensidad en servicio continuo y las eventuales sobrecargas. La intensidad nominal del fusible tiene que ser superior a 1,4 veces la intensidad nominal del transformador.

$$I_n \text{ fusible} > 1,4 I_n \text{ transfo.}$$

Ilustración 62. Extracto normativa de fusibles

En este caso elegimos la tabla de valores de intensidad de cresta de Schneider en caso de no proteger el transformador con fusibles.



*Cálculo de las corrientes asimétrica y simétrica*

$$I_a = 1,8 \times \sqrt{2} \times I_{cc} = 1,8 \times 1,41 \times 5208,878 = 13220,13$$

$$I_s = \sqrt{2} \times I_{cc} = 1,41 \times 5208,878 = 7344,51$$

La siguiente tabla nos confirma la intensidad de las fórmulas anteriores para las corrientes asimétrica y simétrica en caso de no existir fusibles. Para ello cogemos uno de 6,3 dado que I simétrica y I asimétrica. no nos afectaría ya que a 900 A actuaría con el valor de cresta

Tabla n° 7 (continuación)

Referencia	Tensión nominal (kV)	Tensión de servicio (kV)	Intensidad nominal (A)	Capacidad max. de corte I1 (RA)	Capacidad mín. de corte I3 (A)	Resistencia un fto <sup>2</sup> (mΩ)	Potencia disipada (W)	Longitud (mm)	Díametro (mm)	Peso (kg)		
51108915MO	24	10/24	6,3	31,5	36	484	26	292	50,5	1,2		
51108916MO			10		40	248	35					
51108917MO			16		60	158	64					
51108918MO			20		73	123	84					
51108919MO			25		100	88	79					
51108920MO			31,5		112	61	90					
51108921MO			40		164	45	120					
51108922MO			50		233	30	157					
51108923MO			63		247	23	177					
51108807MO			6,3		36	455	26		367	50,5	1,5	
51108808MO			16	50	158	58						
51108813MO			20	62	123	67						
51108814MO			25	91	88	76						
51108809MO			31,5	106	61	93						
51108810MO			40	150	44,5	115						
51311009MO			4	20	1505	34	442	50,5				1,7
51006538MO			6,3	36	455	25						
51006539MO			10	39	257,5	31						
51006540MO			16	50	158	58						
51006541MO			20	62	123	67						
51006542MO	25	91	88	79								
51006543MO	31,5	106	61	96								
51006544MO	40	150	44,5	119								
51006545MO	50	180	33,6	136								
51006546MO	63	265	25,2	144								
51006547MO	80	330	18	200								
51006548MO	100	450	13,5	240								
51311010MO	4	20	20	2209	51	537	50,5	1,9				
51006549MO	6,3	36	714	39								
51006550MO	10	39	392,2	50								
51006551MO	16	50	252	98								
51006552MO	20	62	197	120								
51006553MO	25	91	133	133								
51006554MO	31,5	106	103	171								
51006555MO	40	150	70	207								
51006556MO	50	200	47	196								
51006557MO	63	280	35	240								

P (kVA)	$I_c/I_N$	$\tau_a$ (s)
50	15	0,1
100	14	0,15
160	12	0,20
400	12	0,25
630	11	0,30
800	10	0,30
1000	10	0,35
1250	9	0,35
1600	9	0,40
2000	8	0,45

Fig. 16: Razón de la corriente de cresta máxima respecto a la corriente nominal de un transformador y valores de  $\tau_a$

Tabla 38. Cálculo del fusible

La referencia 5100658MO de 6,3 A es el fusible escogido de Schneider.

La I1 de 40KA es superior a la IC

### SELECCION DEL ESLABON FUSIBLE TIPO K PARA LA PROTECCION DE LOS TRANSFORMADORES

Tensión Servicio kV	10		15		20		25		30	
Potencia kVA	In. Transfo. A	In. Fusible A								
10	0,58	1	0,38	1	0,29	1	0,23		0,19	
20	1,15	2	0,77	1	0,58	1	0,46	2	0,38	1
25	1,44	2	0,96	2	0,72	1	0,58	2	0,48	1
50	2,89	6	1,92	2	1,44	2	1,15	2	0,96	2
75	4,33	6	2,89	3	2,17	3	1,73	4	1,44	2
100	5,77	8	3,85	6	2,89	6	2,31	4	1,92	3
160	9,24	12	6,16	6	4,62	8	3,70	6	3,06	5
200	11,55	15	7,70	10	5,77	8	4,62	10	3,85	5

Tabla 39 calculo de intensidades en funcion de la potencia aparente y del coeficiente K

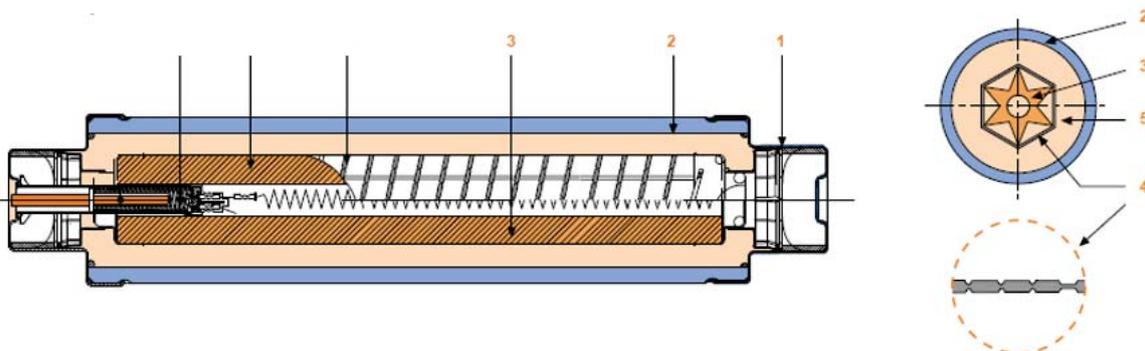


Ilustración 63. Esquema de corte de un fusible.

Para una sobrecarga de  $In_{fusible} > 1,4 \times In_{SSAA} = 0,96 \times 1,4 = 1,344$  A y para una sobrecarga de arranque de  $In_{fusible} > 12 \times In_{SSAA} = 0,96 \times 12 = 11,52$  A utilizamos la siguientes tabla: curvas características tiempo-intensidad 3,6-7, 2-12-17, 5-24-36 kV



Tabla 40. Curvas características tiempo- intensidad

Con un cartucho de 6,3 A no actuaría en caso de sobrecarga en 0,1 segundos, que es lo que indica la Norma. Con la intensidad de sobrecarga  $In_{fusible} > 1,4 \times In_{SSAA}$  y arranque  $In_{fusible} > 12 \times In_{SSAA}$  no fundiría.

$$I_{cc} > I_f(2S) = . 5208,878 \text{ A} >> I_f(2S) \text{ } 37A$$

*Transformador servicios auxiliares*

Para dar servicio a los sistemas auxiliares elegiremos un transformador tipo seco Schneider TRIHAL con las siguientes características.

Tipo	Seco encapsulado
Potencia	50KVA
Tensión devanado primario	30,000 v
Tensión devanado secundario	400/230
Grupo de conexión	Dyn11
Neutro del secundario	Rígido a Tierra
Servicio	Continuo
Refrigerante	Natural/ONAN
Instalación	Interior
Frecuencia	50HZ
Temperatura ambiente	40º/-10º
Altitud	<1000 m.s.n.m

### Grupo electrógeno

Los servicios auxiliares cuentan con un grupo electrógeno de emergencia para los consumos críticos de planta, con las características:

Potencia	50KVA
Tensión secundaria	400/230V
Frecuencia	50HZ
Factor de Potencia	0,8
Combustible	Diesel

### Batería de condensadores

#### Cálculo de baterías CC.

Para el cálculo de las baterías se tendrán en cuenta la tensión de alimentación ,el consumo de los motores y las demás cargas para calcular de los servicios de control y su autonomía .

Partimos de la siguiente expresión:

$$Q=I*T=\frac{P}{V_{CC}}*T$$

Siendo:

Q= carga, en Ah

I= carga, en Ah

T= tiempo de autonomía en h

P= tiempo de autonomía en h

Vcc=tensión de alimentación es de 110 V d.c

*El alcance de los servicios a mantener:*

Relés de protección

Equipos auxiliares de control y protección

las siguientes cargas puntuales:

bobinas Motores de interruptor

bobinas Motores de seccionador

El sistema deberá de ser capaz de mantener los servicios a mantener durante 10 horas.

*Cargas lineales:*

*Cargas lineales 1*

Relés de protección:

Se calcula la potencia consumida por los relés de protección:

$$P_{total}^{reles} = N_{reles} * P_{relé}$$

$N_{reles}$  = número de relés

$P_{relé}$  = potencia de consumo de un rele de protección

$N_{reles}$  = 18 consideramos número total por línea

$P_{relé}$  = 10VA

$$P_{total}^{reles} = N_{reles} * P_{relé} = 18 * 10 = 180 \text{ VA}$$

la carga de los relés en Ah es:

$$Q_{reles} = \frac{P_{reles}}{V_{CC}} * T = \frac{180}{110} * 10 = 16,36 \text{ Ah}$$

*Cargas lineales 2*

Equipos auxiliares de control y protección

los equipos auxiliares se tienen:

$$P_{total}^{aux} = N_{aux} * P_{aux}$$

siendo:

$N_{aux}$  = número de equipos auxiliares

$P_{aux}$  = potencia media de consumo de un equipo auxiliar

$$N_{aux} = 52$$

$$P_{aux} = 5 \text{ VA}$$

$$P_{total}^{aux} = N_{aux} * P_{aux} = 260 \text{ VA}$$

la carga de los equipos auxiliares en Ah es:

$$Q_{aux} = \frac{P_{aux} * T}{VCC} = \frac{260}{110} * 10 = 23,63 \text{ Ah}$$

### Cargas lineales 3

Sistema de control

Consideramos que el sistema de control consume de 1200 VA por tanto se tiene:

$$Q_{sistema\ de\ control} = \frac{P_{sistema\ de\ control}}{VCC} * T = \frac{1200}{110} * 10 = 109,09 \text{ Ah}$$

### Cargas puntuales

Cargas puntuales 1

Motor de los interruptores

Los motores del lado de alta de cierre o apertura del interruptor su bobina consume:

$$P_{motor}(W) = 560W$$

$$P_{motor} = \frac{P_{motor}(W)}{\cos(\varphi)} = \frac{560}{0,9} = 622,22 \text{ VA}$$

El ciclo de los interruptores elegidos es: A-0.3s-CA-3min-CA (lado de alta tensión), que se podrán producir un máximo de 10 maniobras durante el periodo y que existen 5 motores:

$$Q_{motor\ de\ alta} = \frac{P_{motor\ de\ alta} * N_{motores} * N_{maniobras}}{VCC} * T_{carga} = \frac{560 * 5 * 10 * \frac{3}{60}}{110} = 12,72 \text{ Ah}$$

para el motor de media:

$$P_{motor}(W) = 200W$$

$$P_{motor} = \frac{P_{motor}(W)}{\cos(\varphi)} = \frac{200}{0,9} = 222,22 \text{ VA}$$

El ciclo de los interruptores elegidos es: A-0.3s-CA-15s-CA (lado de media tensión), que se podrán producir un máximo de 15 maniobras durante el periodo y que existen 3 motores:

$$Q_{motor\ de\ media} = \frac{P_{motor\ de\ media} * N_{motores} * N_{maniobras}}{VCC} * T_{carga} = \frac{222 * 3 * 15 * \frac{1}{60}}{110} = 1,36 \text{ Ah}$$

Cargas puntuales 2

Motor de los seccionadores

Los seccionadores que cuentan con mando motorizado (para las cuchillas principales), resultando un total de 4:

$$P_{motor}(W) = 350W$$

$$P_{motor} = \frac{P_{motor}(W)}{\cos(\varphi)} = \frac{350}{0,9} = 388,88VA$$

Se podrán producir 5 maniobras durante el periodo y que como mínimo transcurre entre una maniobra y otra un periodo de 0.5 segundos:

$$Q_{motor\ de\ seccionador} = \frac{P_{motor\ de\ seccionador} * N_{motores}}{VCC} * N_{maniobras} * T_{carga} = \frac{350 * 4}{110} * 5 * \frac{0,5}{60} = 0,53Ah$$

### *Carga total de todos los consumos*

Se obtiene que la carga total es:

$$Q_{total} = Q_{motor\ de\ seccionador} + Q_{motor\ de\ media} + Q_{motor\ de\ alta} + Q_{sistema\ de\ control} + Q_{reles} + Q_{aux} =$$

$$= 0,53 + 1,36 + 12,72 + 109,09 + 23,63 = 147,964Ah$$

### *cálculo del consumo de las cargas*

Todas las baterías debido a su construcción y su mantenimiento no deben de cargarse más de un 85% de su capacidad de carga, además debemos de aplicar un coeficiente de carga que se reduce por envejecimiento un 10%, con estos requisitos constructivos la carga de las baterías será la siguiente:

$$Q_{baterias} \geq Q_{total} * \frac{1}{cap\ de\ carga} * \frac{1}{envejecimiento} = 147,964Ah * \frac{1}{0,85} * \frac{1}{(1-0,1)} = 184,266Ah$$

nos iremos a valores de baterías comerciales a 200Ah que cumple con los valores dados.

Fuente 28 <http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf>

## PLANOS

PLANO 1. UNIFILAR CELDAS LINEA 1 MEDIA TENSIÓN

PLANO 2. UNIFILAR CELDAS LINEA 2 MEDIA TENSIÓN

PLANO 3. UNIFILAR CELDAS SERVICIOS AUXILIARES MEDIA TENSIÓN

PLANO 4. UNIFILAR SERVICIOS AUXILIARES BAJA TENSIÓN

PLANO 5. UNIFILAR SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV

PLANO 6. PLANO DE PERFIL SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV

PLANO 7. PLANO PLANTA S.E. INTERIOR CELDAS DE MEDIA/BAJA TENSIÓN

PLANO 8. PLANO 3D PLANTA S.E. INTERIOR CELDAS DE MEDIA/BAJA TENSIÓN

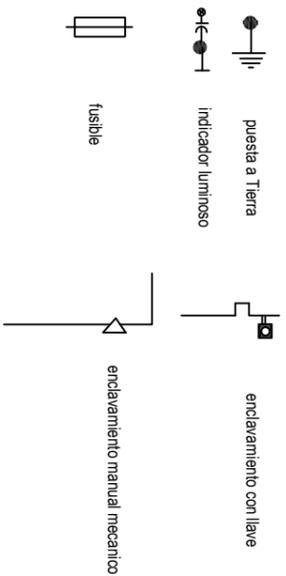
PLANO 9. PLANO PLANTA ORTOGONAL SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV

PLANO 10. PLANO SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV. ILUMINACIÓN EXTERIOR

PLANO 11. PLANO PLANTA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV DIMENSIONADO DE PARCELA

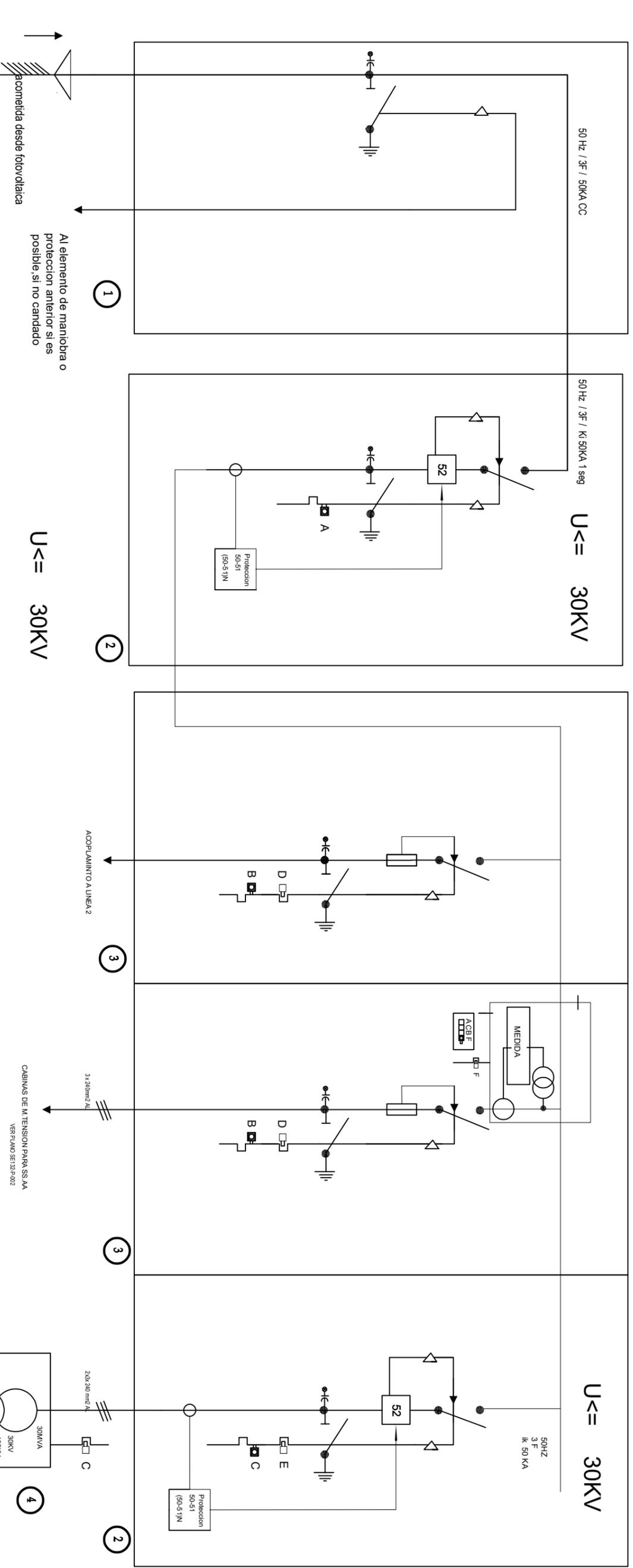
PLANO 12. PLANO DE RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 132/30kV

simbología



PLANOS DE REFERENCIA

PLANO NUMERO	TITULO	Hoja N.
SE 132-P-002	unifilar celdas 30KV LINEA 2	1
SE 132-P-003	unifilar celdas 400V SSAA	1
SE 132-P-007	plano planta celdas subestacion interior	1



1	seccionador 30kV en celdas de interior
2	Interrupcion > 1000KVA- 30kV en celdas de interior
3	interrupcion fusible 30kV en celdas de interior
4	Transformador potencia Linea 1 30 M VA 132/30 KV

Al elemento de maniobra o proteccion anterior si es posible, si no candado

U <= 30KV

REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*B*
A	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	2/02/2022			

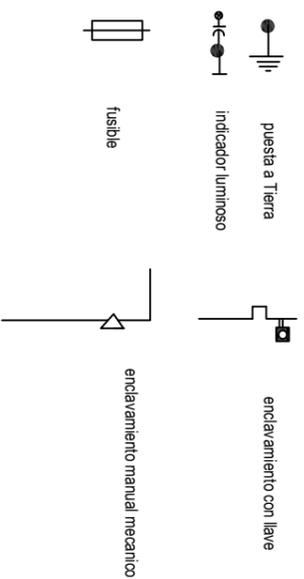
REALIZADO:	G.J.C	2/02/2022	ESCALA: S/E
APROBADO:	G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA: G.J.C
PROYECTO:			

REV	DESCRIPCION	DIBUJADO	VERIFICADO	ENE: 2022	FECHA
	<b>MANIOBRA Y PROTECCIONES CABINAS M.T 30 KV</b>				

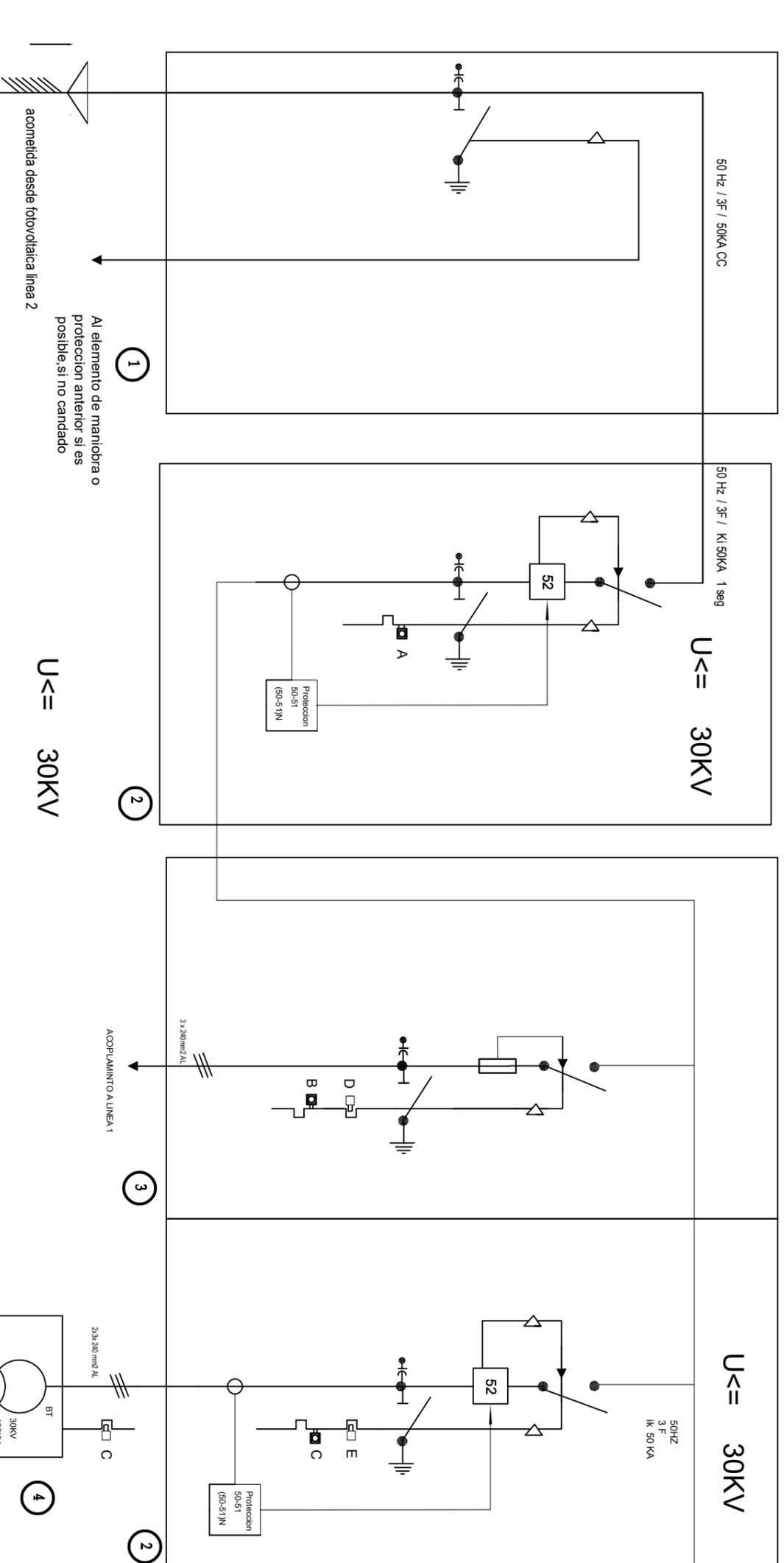
NOMBRE DE PROYECTO:		GUILLERMO JIMENEZ CABALLERO	
Subestacion para evacuacion planta fotovoltaica		INGENIERO INDUSTRIAL	
2x 30MVA - SE 30/132KV		COLEGADO N° 99	
SITUACION:		FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)	
TIPO DE PLANO:		PROYECTIVO	
NOMBRE DE PLANO:		DISEÑO	
esquema unifilar celdas linea1 Media Tension		VERIFICADO	
1:1		MAR 2022	
FORMATO:		NOMBRE DEL ARCHIVO:	
A3		ING-00001	
PLANO N°:		REVISION:	
SE 132-P-001		A	

simbología



PLANOS DE REFERENCIA

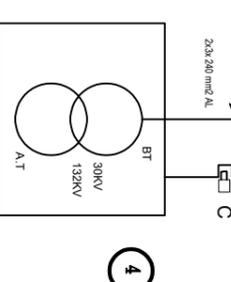
PLANO NUMERO	TITULO	HQJA N.
SE 132-P-001	unifilar media tension linea 1	1
SE 132-P-007	Plano planta subestacion de interior	1



1	seccionador 30Kv en celdas de interior
2	Interrupcion > 1000KVA- 30Kv en celdas de interior
3	interrupcion fusible 30Kv en celdas de interior
4	Transformador Potencia linea 2 30 MVA 132/30 KV

Al elemento de maniobra o proteccion anterior si es posible si no candado

**U <= 30KV**



REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*B*	PROYECTO:
A	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	21/02/2022				

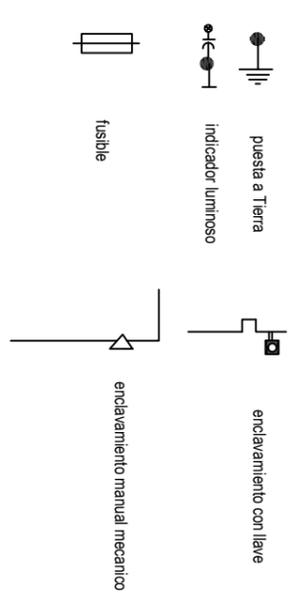
REALIZADO:	G.J.C	21/02/2022	ESCALA: S/E
APROBADO:	G.J.C	21/02/2022	CONTRATISTA: G.J.C

REV.	DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE: 2022

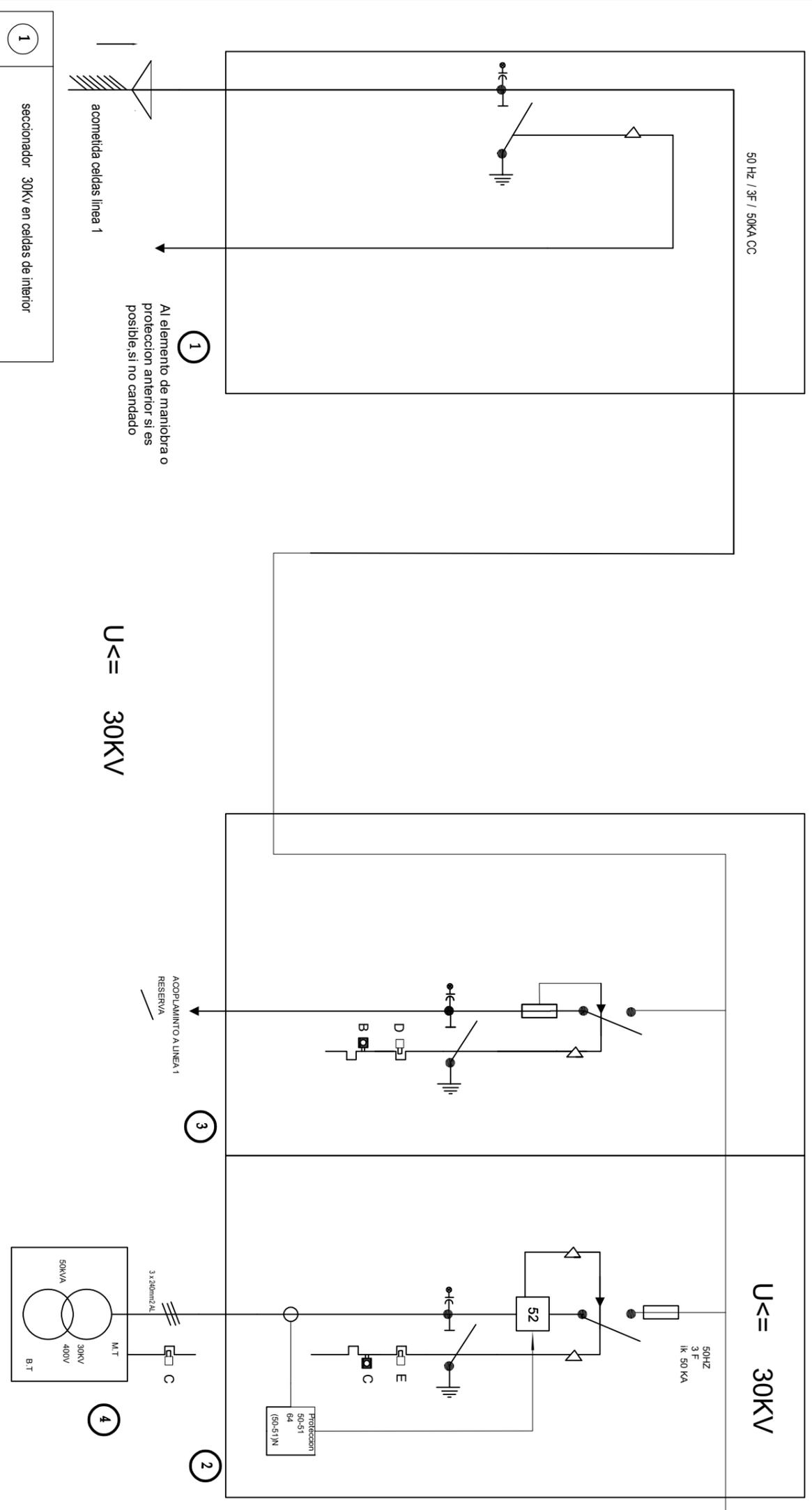
  

<b>MANIOBRA Y PROTECCIONES CABINAS M. T 30 KV</b>		<b>UPCT</b>	
NOMBRE DE PROYECTO: Subestacion para evacuacion planta fotovoltaica 2x 30MVA - SE 30/132KV		GUILLELMO JIMENEZ CABALLERO INGENIERO INDUSTRIAL COLEGIADO Nº 99	
SITUACION:	FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)	PROYECTADO:	SEP: 2021
TIPO DE PLANO:		DISEÑADO:	OCT: 2021
NOMBRE DE PLANO:		VERIFICADO:	MAR: 2022
esquema unifilar celdas linea 2 media tension		NOMBRE DEL ARCHIVO:	
ESCALA:	1:1	PROYECTO Nº:	ING-00001
FORMATO:	A3	PLANO Nº:	SE 132-P-002
		REVISION:	A

PLANOS DE REFERENCIA		
PLANO NUMERO	TITULO	HOJA N.
SE 132-P-001	unifilar media tension linea 1	1
SE 132-P-002	unifilar media tension linea 2	1



CABINAS M.T. 30KV SSAA



1	seccionador 30Kv en celdas de interior
2	interruptor >50KVA- 30Kv en celdas de interior
3	interruptor fusible 30Kv en celdas de interior
4	Transformador tipo seco SSAA 50 Kva 30/0,4/00 KV

REV.	A	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	2/02/2022	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*B*	REALIZADO:	G.J.C	2/02/2022	ESCALA:	S/E
			<b>esquema unifilar</b>						APROBADO:	G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA:	G.J.C
									PROYECTO:				

REV.		DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE: 2022
<b>MANIOBRA Y PROTECCIONES CABINAS M.T 30 KV</b>			<b>UPCT</b>		
NOMBRE DE PROYECTO: Subestación para evacuación planta fotovoltaica 2x 30MVA - SE 30/132KV			GUILLERMO JIMENEZ CABALLERO INGENIERO INDUSTRIAL COLEGIADO N°593		
SITUACION: FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)			PROYECTADO SEP. 2021		
TIPO DE PLANO: <b>esquema unifilar celdas SS AA</b>			DISEÑADO OCT. 2021		
NOMBRE DE PLANO:			VERIFICADO MAR. 2022		
ESCALA: 1:1			FORMATO: A3		
PLANO N°: SE 132-P-003			PROYECTO N°: ING-00001		
			REVISION: A		

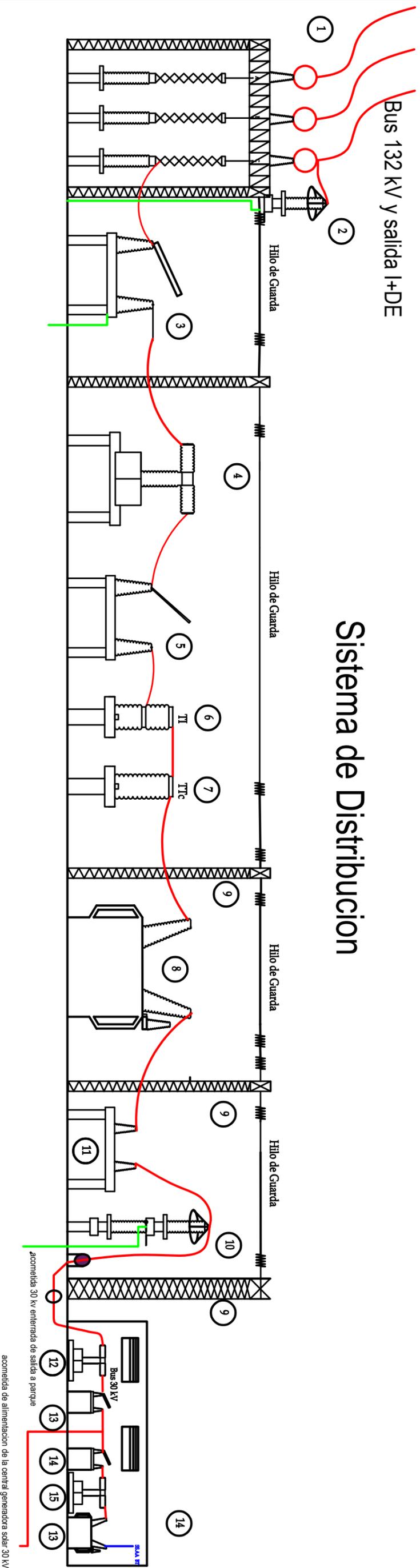




1	Barras y pantografos 132 Kv	7	transformador de tensin capacitivo	13	seccionador 30Kv en celdas de interior
2	pararrayos autovalvulas 132 kv	8	Transformador 4 0 Mva 132/30 Kv	13	seccionador 30Kv en celdas de interior
3	seccionador con puesta a tierra	9	estructuras y soportacion	15	interruptor fusible 30Kv en celdas de interior
4	Interruptor interperie 132 kv	10	pararrayos autovalvulas 30 kv	15	Transformador 50 Kva 30/0,400 kv
5	seccionador 132 Kv	11	reactancia banco de tierras		
6	transformador de intensidad	12	interruptor 30kv en celdas de interior		

PLANOS DE REFERENCIA		
PLANO NUMERO	TITULO	HOJA N.º
SE132-P-009	Plano planta ortogonal subestacion	
SE132-P-005	Plano unifilar subestacion 132/30 kv	

## Sistema de Distribucion



REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*B*
A	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	2/02/2022			

REV.	DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE-2022
	distribucion apartamiento electrica SE 132/ 30 KV			

NOMBRE DE PROYECTO:		Subestacion para evacuacion planta fotovoltaica 2x 30MVA - SE 30/132KV	
SITUACION:		FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)	
TIPO DE PLANO:		plano de perfil subestacion 132/30KV exterior	
NOMBRE DE PLANO:		plano de perfil subestacion 132/30KV exterior	
ESCALA:		1:1	
FORMATO:		A3	
PLANO N.º:		SE132-P-006	
PROYECTO N.º:		ING-00001	
REVISION:		A	



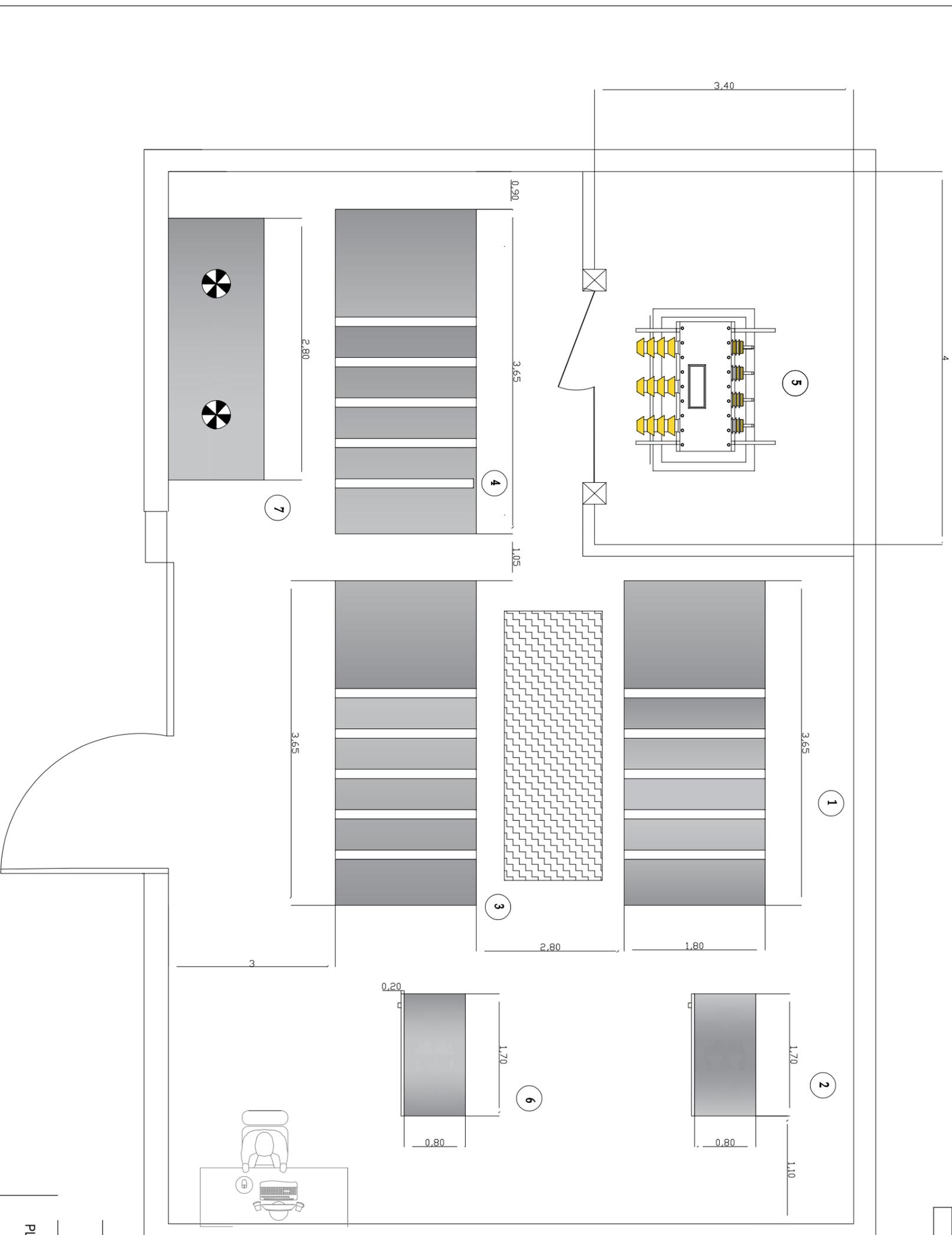
QUILTERNO JIMENEZ CABALLERO  
INGENIERO INDUSTRIAL  
COLEGIADO N.º 598

PROYECTADO: SEP-2021  
DISEÑADO: OCT-2021  
VERIFICADO: MAR-2022  
G.J.C

INGENIERO INDUSTRIAL  
COLEGIADO N.º 598

PLANOS DE REFERENCIA

PLANO NUMERO	TITULO	HQA N°
SE132-P-001	unifilar celdas linea 1 media tension	
SE132-P-002	unifilar celdas linea 2 media tension	
SE132-P-003	unifilar celdas SS AA media tension	
SE132-P-004	unifilar servicios auxiliares Baja tension	
SE132-P-005	unifilar subestacion electrica 132/30 KV	



Numero	Descripción
1	30kV celdas de interior SS AA y cuadro BT
2	armario de rectificador de CC y SAI
3	30kV celdas de interior linea 2
4	30kV celdas de interior linea 1
5	Transformador 50 Kva 30/0.4/0.0 KV
6	armario de telecomunicaciones
7	armario de Baterias

DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE 2022
PLANO PLANTA SUBESTACION 132 / 30 KV			



NOMBRE DE PROYECTO: Subestacion para evacuacion planta fotovoltaica 2x 30MVA - SE 30/132KV

INGENIERO INGENIERO INDUSTRIAL COLEGIADO N° 599

SITUACION: FUENTE ALAMO (REGION DE MURCIA)

PROYECTADO: SEP 2021 G.J.C  
 DISEÑADO: OCT 2021 G.J.C  
 VERIFICADO: ENE 2022 G.J.C

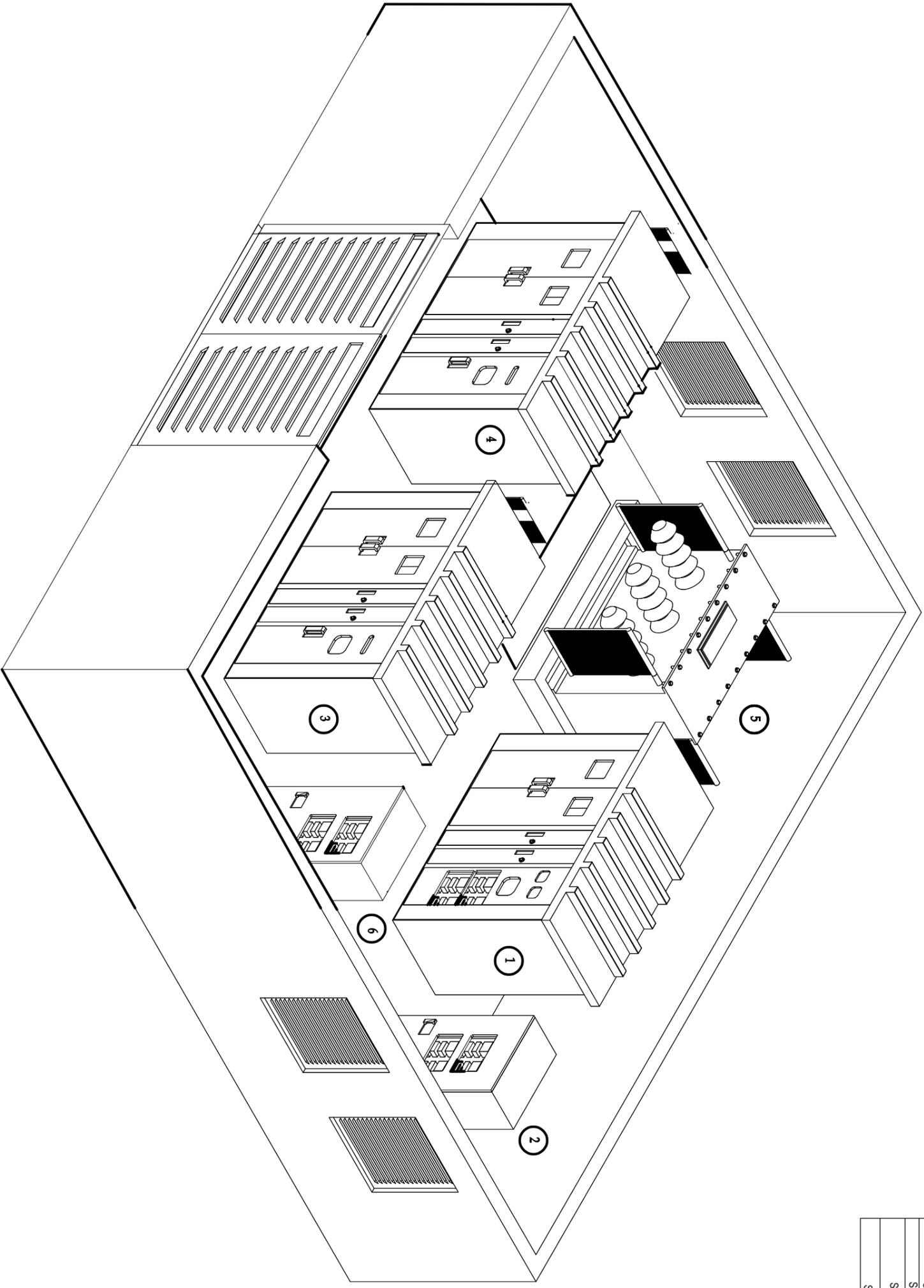
TIPO DE PLANO: plano planta edificio interior

ESCALA: 1:100  
 FORMATO: A3  
 PLANO N°: SE132-P-007  
 PROYECTO N°: ING-00001  
 REVISION: A

REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*P*
A		distribucion celdas M.T y armarios B.T y Telecomunicaciones	2/02/2022			

REALIZADO:	G.J.C	2/02/2022	ESCALA: S/E
APROBADO:	G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA: G.J.C
PROYECTO:			

PLANOS DE REFERENCIA		
PLANO NUMERO	TITULO	Hoja N.
SE 132-P-001	unifilar celdas linea 1 media tension	
SE 132-P-002	unifilar celdas linea 2 media tension	
SE 132-P-003	unifilar celdas SS,AA media tension	
SE 132-P-004	unifilar servicios auxiliares Baja tension	
SE 132-P-005	unifilar subestacion electrica 132/30 KV	



1	30Kv celdas de interior SS,AA y cuadro BT
2	armario de rectificador de CC y SAI
3	30Kv celdas de interior linea 2
4	30Kv celdas de interior linea 1
5	Transformador 50 Kva 30/0,400 KV
6	armario de telecomunicaciones
7	armario de Baterias

REV.	EMISION INICIAL.	FECHA	DESCRIPCION	REALIZ.	APROB.	REALIZADO:	G.J.C	FECHA	PROYECTO:
A	EMISION INICIAL.	2/02/2022	distribucion celdas M.T y armarios B.T			G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA: G.J.C	

REV	DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE. 2022
	<b>PLANO PLANTA SUBESTACION 132 / 30 KV</b>			
NOMBRE DE PROYECTO: Subestacion para evacuacion planta fotovoltaica 2x 30MVA - SE 30/132KV				
SITUACION: FUENTE ALAMO (REGION DE MURCIA)				
TPODE PLANO:				
NOMBRE DE PLANO: <b>plano 3 D edificio interior</b>				
ESCALA:	FORMATO:	PLANO N°:	PROYECTO N°:	REVISION:
1:100	A3	SE132-P-008	ING-00001	A



GUILLEMO JIMENEZ CABALLERO  
INGENIERO INDUSTRIAL  
COLEGIADO N° 589

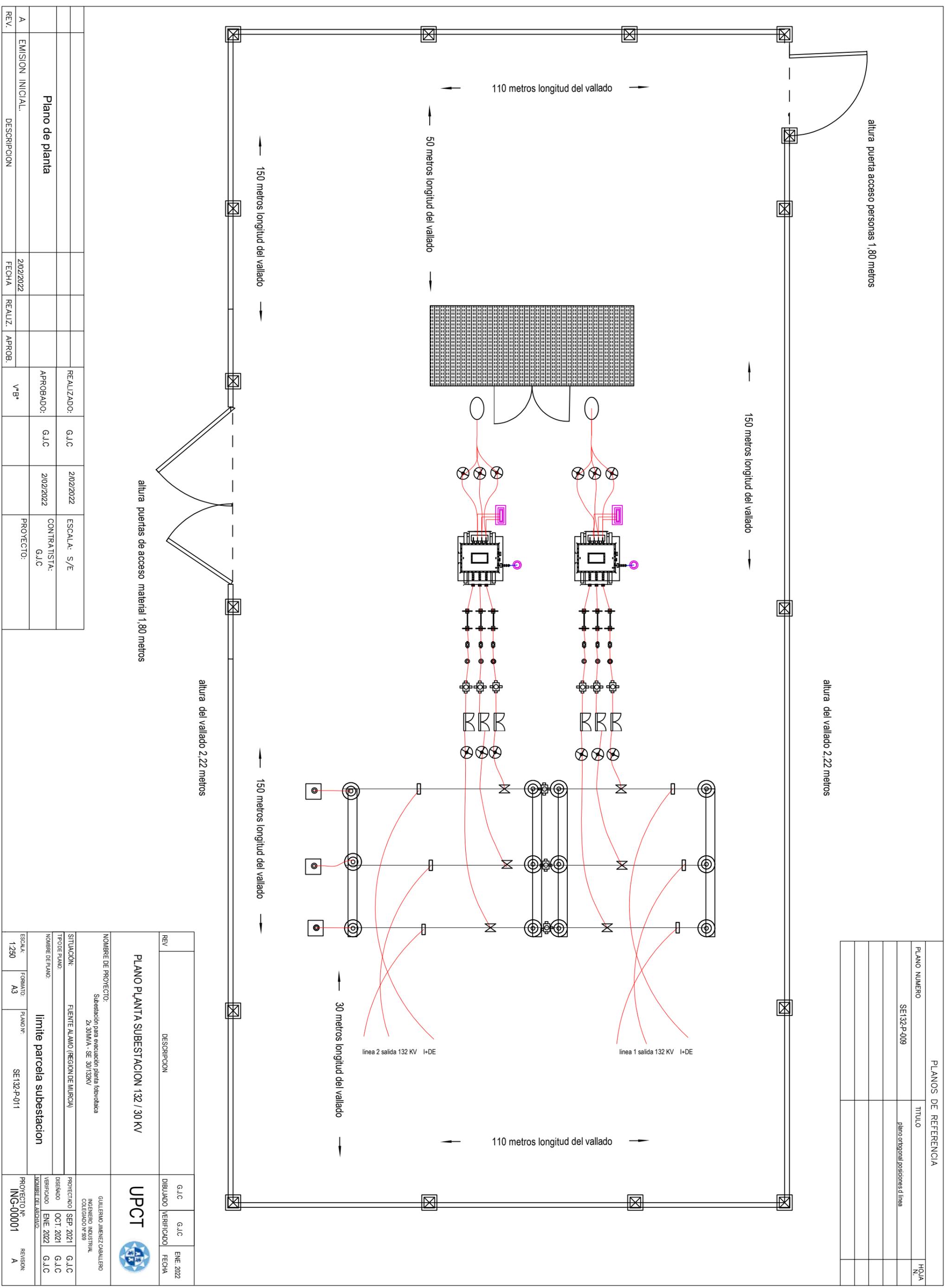
PROYECTO N° 1  
DISEÑO: SEP. 2021  
VERIFICADO: OCT. 2021  
MAR. 2022  
G.J.C

C





PLANOS DE REFERENCIA		
PLANO NUMERO	TITULO	HOJA N.
SE132-P-009	plano ortogonal posiciones de linea	



REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V+B*
A	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	2/02/2022			

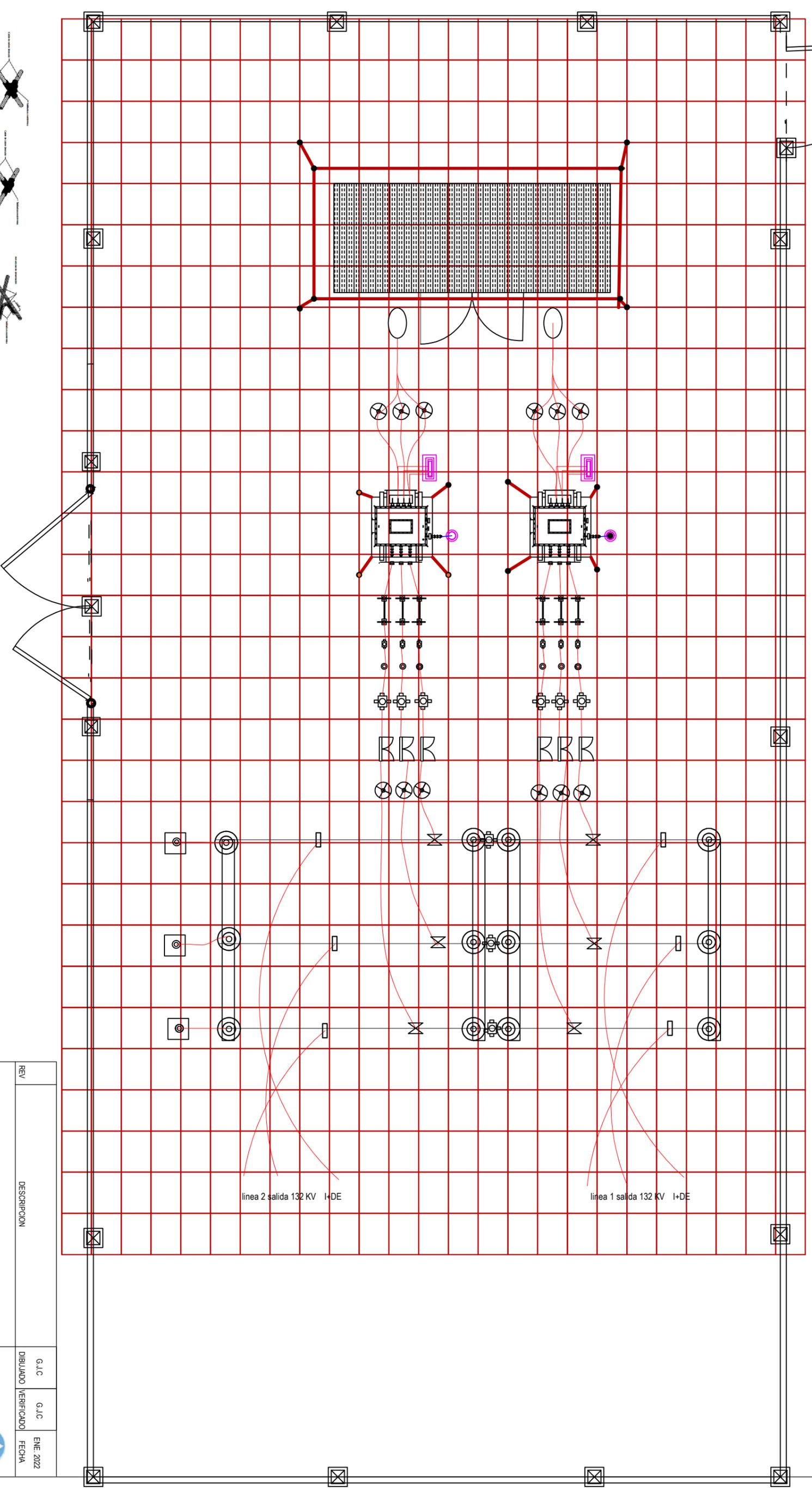
REALIZADO:	G.J.C	2/02/2022	ESCALA:	S/E
APROBADO:	G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA:	G.J.C
			PROYECTO:	

REV.	DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE: 2022

<b>PLANO PLANTA SUBESTACION 132 / 30 KV</b>		<b>UPCT</b>	
NOMBRE DE PROYECTO: Subestación para evacuación planta fotovoltaica ZA SOMIVA - SE 30/132KV		GUILLERMO JIMENEZ CABALLERO INGENIERO INDUSTRIAL Colegiado N° 99	
SITUACION:	FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)	PROYECTADO:	SEP 2021
TIPO DE PLANO:		VERIFICADO:	OCT 2021
NOMBRE DE PLANO:	<b>limite parcela subestacion</b>	VERIFICADO:	ENE 2022
ESCALA:	1:250	FORMATO:	A3
		PLANO N°:	SE132-P-011
		PROYECTO N°:	ING-00001
		REVISION:	A

PLANOS DE REFERENCIA		
PLANO NUMERO	TITULO	HOJA N.
SE 132-P-009	plano ortogonal posiciones de linea	



Detalles soldaduras exotermicas



REV.	EMISION INICIAL.	DESCRIPCION	FECHA	REALIZ.	APROB.	V*B*
A			2/02/2022			

REALIZADO:	G.J.C	2/02/2022	ESCALA: S/E
APROBADO:	G.J.C	2/02/2022	CONTRATISTA: G.J.C
PROYECTO:			

REV	DESCRIPCION	G.J.C	G.J.C	ENE: 2022
	<b>PLANO PLANTA SUBESTACION 132 / 30 KV</b>			

NOMBRE DE PROYECTO:	Subestación para evacuación planta fotovoltaica 2x 30MWVA - SE 30/132KV	GUILLELMO JIMENEZ CABALLERO INGENIERO INDUSTRIAL COL.EGHAION° 998
SITUACION:	FUENTE ALAMIO (REGION DE MURCIA)	
TPODE PLANO:		
NOMBRE DE PLANO:	<b>Red de tierras</b>	
ESCALA:	1:250	
FORMATO:	A3	
PLANO N°:	SE 132-P-012	
PROYECTO N°:	ING-00001	
REVISION:	A	



## Relación de Ilustraciones

Ilustración 1. Generación de fotovoltaica con su línea de distribución.....	7
Ilustración 2. Plano de la zona de Fuente Alamo .....	9
Ilustración 3. Vista aérea de la zona de ubicación.....	10
Ilustración 4. Vista aérea de la zona de ubicación.....	10
Ilustración 5. Ejemplo de transformador y su núcleo magnético.....	11
Ilustración 6. Ejemplo de transformador de potencia (transformador trifásico tipo subestación de distribución). .....	12
Ilustración 7. Esquema de un interruptor de aceite.....	13
Ilustración 8. Dimensiones generales de interruptores en pequeño volumen de aceite. ....	14
Ilustración 9. Ejemplo de interruptor de SH6.....	15
Ilustración 10. Esquema de seccionador.....	16
Ilustración 11. Imagen de seccionador deslizante. ....	16
Ilustración 12. Diferencias de un seccionador en función de su sistema de apertura giratoria. ....	16
Ilustración 13. Seccionador de pantógrafo. ....	17
Ilustración 14. Esquema de posición de línea. ....	18
Ilustración 15. Esquema de posición de transformador.....	18
Ilustración 16. Esquema del primario de transformador. ....	19
Ilustración 17. Esquema de posición de barras.....	19
Ilustración 18. Esquemas de barra simple.....	20
Ilustración 19. Esquema de barra doble.....	20
Ilustración 20. Esquemas de barras dúplex.....	21
Ilustración 21. Esquema con barra de transferencia.....	21
Ilustración 22. Esquema de doble barra con barra de transferencia.....	21
Ilustración 23. Esquema embarrado de anillo.....	22
Ilustración 24. Esquema de interruptor y medio.....	22
Ilustración 25. Transformador de tensión.....	23
Ilustración 26. Esquema transformadores de intensidad.....	24
Ilustración 27. Esquema de transformador de tensiones en cascada. ....	25
Ilustración 28. Esquema de transformador de tensión capacitativos. ....	25
Ilustración 29. Transformadores de intensidad .....	26
Ilustración 30. Esquema de transformador de intensidad toroidal.....	26
Ilustración 31. Distintas conexiones de transformadores de intensidad.....	27
Ilustración 32. Curva de comportamiento de un pararrayos. ....	27
Ilustración 33. Subestación con hilo de guarda.....	28
Ilustración 34. óxido de zinc.....	28
Ilustración 35. Imagen de una autoválvula. ....	29
Ilustración 36. Curva de fusión de un fusible. ....	29
Ilustración 37. Imagen de un portafusible y su fusible exterior. ....	30
Ilustración 38. Imagen de fusible en una cabina de interior. ....	30
Ilustración 39. Esquema de tensión de paso.....	31
Ilustración 40. Esquema de tensión de contacto. ....	31
Ilustración 41: salida a red I+DE. Esta representación es meramente informativa para facilitar una representación gráfica de la línea de evacuación.....	32
Ilustración 42: detalle alumbrado exterior. Detalle de báculos y lámparas alumbrado exterior .....	34
Ilustración 43. Ejemplo báculos para aparellajes. ....	36
Ilustración 44: En esta figura. no hay falta. ....	38
Ilustración 45 Sin embargo si hay falta y por lo tanto fuga entonces activa el relé.....	38
Ilustración 46. Ejemplo de calculada sin falla y caso de falta. ....	38
Ilustración 47. Curva inversa del 50-51. ....	39
Ilustración 48: Curva inversa para Protecciones de neutro 50N-51N.....	40
Ilustración 49: Ejemplo de conexión en triángulo abierto. Conexión de 3 transformadores con primario en estrella y secundario en triángulo abierto. ....	41
Ilustración 50. Interruptores de Alta Tensión. Fuente 11 .....	58
Ilustración 51. Interruptores automáticos SFset.....	59
Ilustración 52: Esquema de conexiones equipo de medida. Fuente 22 .....	63

Ilustración 53. Detalle del Plano SE-132-P-006 .....	69
Ilustración 54. Mapa isoceraunico. Fuente 14. ....	70
Ilustración 55. Dimensiones de pararrayos. ....	74
Ilustración 56. Anillos de protección en pararrayos.Fuente 16. ....	74
Ilustración 57. Soportes para pararrayos. Fuente 16 .....	74
Ilustración 58. Contador de descargas .....	75
Ilustración 59. Imperancias del hilo de guardia.....	87
Ilustración 60. Terna de tres fases con el punto de cálculo electromagnetico a la distancia del punto P.....	96
Ilustración 61. Terna de tres fases con el punto de cálculo electromagnetico a la distancia del punto P.....	97
Ilustración 62. Extracto normativa de fusibles .....	98
Ilustración 63. Esquema de corte de un fusible. ....	100

## Relación de fuentes bibliográficas

Fuente 1 <a href="https://apalmet.es/observacion/contaminacion_municipio/Fuente_Alamo_de_Murcia">https://apalmet.es/observacion/contaminacion_municipio/Fuente_Alamo_de_Murcia</a> .....	10
Fuente 2 <a href="https://aqicn.org/map/murcia/es/">https://aqicn.org/map/murcia/es/</a> .....	10
Fuente 3 <a href="https://datosclima.es/Aemethistorico/Viento.php">https://datosclima.es/Aemethistorico/Viento.php</a> .....	10
Fuente 4 <a href="https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/fuente-%C3%81lamo-de-murcia_espa%C3%B1a_2517574">https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/fuente-%C3%81lamo-de-murcia_espa%C3%B1a_2517574</a> .....	10
Fuente 5 <a href="http://www.ign.es/web/recursos/sismologia/acelerografos/acelerografos.html">http://www.ign.es/web/recursos/sismologia/acelerografos/acelerografos.html</a> .....	10
Fuente 6: <a href="https://es.wikipedia.org/wiki?curid=158446">https://es.wikipedia.org/wiki?curid=158446</a> .....	10
Fuente 7 <a href="https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-04-19_11-02-08119957.pdf">https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-04-19_11-02-08119957.pdf</a> .....	12
Fuente 8. <a href="http://imseingenieria.blogspot.com/2017/09/aparamenta-de-subestacion-seccionadores_30.html">http://imseingenieria.blogspot.com/2017/09/aparamenta-de-subestacion-seccionadores_30.html</a> .....	17
Fuente 9: arteche <a href="https://www.discarel.com/wp-content/uploads/2019/01/ARTECHE_CT_trafAT_ES.pdf">https://www.discarel.com/wp-content/uploads/2019/01/ARTECHE_CT_trafAT_ES.pdf</a> .....	25
Fuente 10 <a href="https://distrielectricosje.com/wp-content/uploads/2020/06/YH10W-12.pdf">https://distrielectricosje.com/wp-content/uploads/2020/06/YH10W-12.pdf</a> .....	28
Fuente 11 Fusibles de Potencia SMD® para Subestaciones, Distribución en Exteriores (sandc.com) .....	30
Fuente 12 <a href="https://ikastaroak.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI03/es_IEA_IDI03_Contenidos/website_631_reposicin_de_fusibles_en_celdas.html">https://ikastaroak.birt.eus/edu/argitalpen/backupa/20200331/1920k/es/IEA/IDI/IDI03/es_IEA_IDI03_Contenidos/website_631_reposicin_de_fusibles_en_celdas.html</a> .....	30
Fuente 13: <a href="https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/endesa/SRZ001-.pdf">https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/endesa/SRZ001-.pdf</a> .....	33
Fuente 14 <a href="https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf">https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf</a> .....	36
Fuente 15: <a href="https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf">https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf</a> .....	38
Fuente 16: <a href="https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf">https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf</a> .....	39
Fuente 17 <a href="https://www.google.com/search?q=secundario+triangulo+abierto&amp;tbm=isch&amp;rlz=1C1GCEU_esES927ES927&amp;hl=es&amp;sa=X&amp;ved=2ahUKEWjWuZm13-0AhXBgM4BH">https://www.google.com/search?q=secundario+triangulo+abierto&amp;tbm=isch&amp;rlz=1C1GCEU_esES927ES927&amp;hl=es&amp;sa=X&amp;ved=2ahUKEWjWuZm13-0AhXBgM4BH</a> .....	41
Tabla 11. Fuente 18 <a href="https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf">https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf</a> .....	57
Fuente 19 <a href="https://www.gegridolutions.com/products/brochures/xdge/spanish/ltcb_72_5_550kv_esa4web.pdf">https://www.gegridolutions.com/products/brochures/xdge/spanish/ltcb_72_5_550kv_esa4web.pdf</a> .....	57
Fuente 20. <a href="https://obj.construmatica.com/construmatica/business/files/28205/distribucion_electrica_en_media_tension/aparallaje_media_tension/catalago_interruptores_automatcos_sf_y_lf.pdf">https://obj.construmatica.com/construmatica/business/files/28205/distribucion_electrica_en_media_tension/aparallaje_media_tension/catalago_interruptores_automatcos_sf_y_lf.pdf</a> .....	60
Fuente 21 <a href="https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/1147700128_10112009115639.pdf">https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/1147700128_10112009115639.pdf</a> .....	63
Ilustración 52: Esquema de conexiones equipo de medida. Fuente 22 .....	63
Fuente 23. <a href="http://www.aemet.es/documentos/es/conocerlas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Climatologia_de_descargas_electricas/Climatologia_de_descargas_electricas.pdf">http://www.aemet.es/documentos/es/conocerlas/recursos_en_linea/publicaciones_y_estudios/publicaciones/Climatologia_de_descargas_electricas/Climatologia_de_descargas_electricas.pdf</a> .....	63
Fuente 24. <a href="http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf">http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf</a> .....	63
Fuente 25 <a href="https://www.inael.com/wp-content/uploads/2015/04/3.PararrayosSubestacion_3idiomas_BajaPP.pdf">https://www.inael.com/wp-content/uploads/2015/04/3.PararrayosSubestacion_3idiomas_BajaPP.pdf</a> .....	73
Fuente 26 <a href="https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf">https://en.poinsa.com/catalogos/poinsa-aisladores-aparellaje.pdf</a> .....	78
Fuente 27 <a href="https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/75509/PRACTICA%20AT__RiuNET%202en1.pdf?sequence=1">https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/75509/PRACTICA%20AT__RiuNET%202en1.pdf?sequence=1</a> .....	82
Fuente 28 <a href="http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf">http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2014/10/ANEXOS-DE-SUBESTACIONES1.pdf</a> .....	105

## Relación de tablas

Tabla 1. Datos relativos a las características de la zona de ubicación.....	10
Tabla 2: Clasificación por tensiones.....	13
Tabla 3. Clases de precisión.....	32
Tabla 4. Características normalizadas de los herrajes.....	35
Tabla 5: Posición de línea 132KV.....	42
Tabla 6: Posición de celda 30 KV.....	42
Tabla 7: características del LA 280.....	50
Tabla 8: DIN 43671.....	52
Tabla 9. Características cable de potencia BT de servicios SSAA.....	53
Tabla 10 Tabla de MESA.....	56
Tabla 11. Fuente 18 <a href="https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf">https://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_132.pdf</a> .....	57
Tabla 12: Elección de interruptor 132KV.....	57
Tabla 13 Elección por accionamiento por resorte. Fuente 11.....	58
Tabla 14 Especificación de Tensión de control y maniobra. Fuente 11.....	58
Tabla 15. Límites del error de tensión y del desfase.....	63
Tabla 16. Nivel de aislamiento nominales para materiales grupo A para tensiones más elevadas.....	64
tabla 17 Tensiones nominales a los impulsos tipo rayo UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2.....	64
Tabla 18. Elección de la Ur y Uc.....	65
Tabla 19. Cálculo factor de defecto a tierra en red.....	66
Tabla 20. Tabla para la elección de la Ur.....	66
Tabla 21. Elección del pararrayos en función de la Ur.....	69
Tabla 22. Tabla de tensiones máximas.....	70
Tabla 23. Cálculo de sobre tensiones.....	71
Tabla 24. Cálculo tensión residual.....	71
Tabla 25 UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2.....	72
Tabla 26: distancias entre fases.....	73
Tabla 27. equipos de la marca INAEL.....	73
Tabla 28. tabla 4 de la ITC-RAT12.....	79
Tabla 29. tabla de la ITC-RAT12.....	79
Tabla 30. Características transformador.....	81
Tabla 31. Características de protecciones.....	82
Tabla 32. Constantes de material.....	84
Tabla 33 Constantes de los materiales.....	85
Tabla 34: tabla fuente norma UNE 50522:2010: anexo J( informativo).....	86
Tabla 35. Tabla Zeq.....	89
Tabla 36. Tensión aplicada admisible.....	90
Tabla 37. Tabla comparativas de las tensiones.....	93
Tabla 38. Cálculo del fusible.....	100
Tabla 39 calculo de intensidades en función de la potencia aparente y del coeficiente K.....	100
Tabla 40. Curvas características tiempo- intensidad.....	101