



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Diseño y cálculo de una subestación transformadora 220/132/20kV

GRADO EN INGENIERIA ELECTRICA

Autor: Juan Antonio Pérez Alcolea
Director: Francisco de Asís Ruz Vila

Cartagena, 08 de Junio de 2022



Universidad
Politécnica
de Cartagena

INDICE

1.1.	Antecedentes	11
1.2.	Objeto del presente proyecto.....	11
1.3.	Emplazamiento de la instalación.....	11
1.4.	Empresa de suministro.	11
1.5.	Reglamentación y normativa.....	11
1.6.	Descripción	11
1.6.1.	Descripción de la Subestación.....	11
1.6.2.	Dimensiones y disposición de la subestación eléctrica transformadora.....	12
1.6.2.1.	Subestación al aire libre	12
1.6.2.2.	Subestación en el edificio.....	12
1.7.	Nomenclatura y descripción del esquema del esquema unifilar.	12
1.7.1.	Descripción del diagrama unifilar.	12
1.7.1.1.	Líneas de entrada de 220 KV.	13
1.7.1.2.	Líneas de los transformadores T1 y T2.....	14
1.7.1.3.	Líneas de los transformadores T3 y T4.....	15
1.7.1.4.	Líneas de salida de 132KV.....	16
1.7.1.5.	Líneas de 20kV de salida.	17
1.7.1.6.	Embarrados.....	17
1.7.1.7.	Líneas de las baterías de condensadores.	18
1.8.	Obra civil.....	18
1.8.1.	Terreno.....	18
1.8.2.	Vallado.....	19
1.8.3.	Canalizaciones subterráneas.....	19
1.8.3.1.	Generalidades.....	19
1.8.3.2.	Canalizaciones empleadas.....	20
1.8.4.	Estructuras.....	20
1.8.4.1.	Apoyos.....	21
1.8.4.2.	Vigas.....	21
1.8.5.	Aisladores.....	22
1.8.6.	Soportes.....	22
1.8.7.	Conductores.....	23
1.8.7.1.	Conductores desnudos de Alta tensión.....	23
1.8.7.2.	Conductores de tierra.....	23
1.8.7.3.	Conductores aislados de Media tensión.....	24
1.8.7.4.	Conductores aislados de baja tensión.....	24
1.8.8.	Edificio.....	25
1.8.9.	Cimentaciones.....	25
1.9	Aparamenta elegida.....	25

1.9.1. Interruptores.....	25
1.9.1.1. Generalidades.....	25
1.9.1.2. Interruptores de la zona de 220kV	26
1.9.1.3. Interruptores de la zona de 132kV	27
1.9.2. Seccionadores.....	28
1.9.2.2. Seccionadores de la zona de 220kV	29
1.9.2.3. Seccionadores de la zona de 132kV	30
1.9.3. Pararrayos.....	30
1.9.3.2. Pararrayos de la zona de 220kV	31
1.9.3.3. Auto-válvulas de la zona de 132kV	32
1.9.3.4. Auto-válvulas de la zona de 20kV	32
1.9.4. Transformadores de medida.....	33
1.9.4.2. Transformadores de intensidad de la zona de 220kV.....	34
1.9.4.3. Transformadores de intensidad de la zona de 132kV.....	35
1.9.5. Celdas de media tensión.....	36
1.9.5.1. Generalidades.....	36
1.9.5.2. Celdas de media tensión.....	36
1.9.6. Terminales de empalme.....	38
1.10. Transformadores de potencia.....	38
1.10.1. Transformadores 1 y 2.....	38
1.10.2. Transformadores 3 y 4.....	39
1.10.3. Accesorios y ensayos a realizar.....	39
1.10.3.1. Aparatos accesorios.....	39
1.10.3.2. Ensayos.....	39
1.11. Red de tierras.....	40
1.11.1. Generalidades.....	40
1.11.2. Funciones de la red de tierras.....	40
1.11.3. Instalación de la red de tierra.....	41
1.11.3.1. Puesta a tierra de protección.....	41
1.11.3.2. Puesta a tierra de servicio.....	41
1.11.3.3. Interconexión de las instalaciones de tierra.....	41
1.11.3.4. Puesta a tierra del transformador de Sistemas Auxiliares.....	42
1.11.4. Conductores de tierra.....	42
1.12. Servicios auxiliares.....	42
1.12.1. Descripción de los circuitos.....	42
1.12.2. Transformador de servicios auxiliares.....	43
1.12.3. Alumbrado.....	43
1.12.3.1. Luminarias.....	43

1.13. Batería de corriente continua.....	45
1.13.1. Generalidades.....	45
1.13.2. Tensiones nominales.....	45
1.13.3. Selección de baterías de acumulación.....	45
1.13.3.1. Tipos de baterías.....	45
1.13.3.2. Condiciones de elección.....	45
1.13.4. Instalación.....	45
1.13.4.1. Locales.....	46
1.13.4.2. Condiciones de instalación.....	46
1.13.5. Protecciones eléctricas de la batería de acumuladores.....	46
1.13.6. Cargadores de batería de acumuladores.....	47
1.13.7. Equipos elegidos.....	47
1.14. Baterías de condensadores.....	47
1.15. Hilos de guarda.....	47
1.16. Protecciones de la subestación eléctrica transformadora.....	47
1.16.1. Protecciones para 220kV.....	49
1.16.1.1. Posición de línea.....	49
1.16.1.2. Posición del transformador.....	50
1.16.2. Protecciones para 132kV.....	50
1.15.2.1. Posición de línea.....	50
1.16.2.2. Posición del transformador.....	50
1.16.3. Protecciones para 20kV.....	51
1.17. Aparatos de medida.....	51
1.17.1. Medida para 220kV.....	52
1.17.1.1. Posiciones de línea.....	52
1.17.1.2. Posición del transformador.....	52
1.17.2. Medida para 132kV.....	53
1.17.2.1. Posiciones de línea.....	53
1.17.2.2. Posiciones del transformador.....	54
1.17.3. Medida para 20kV.....	54
1.18. Resumen presupuestario.....	55
1.29. Conclusión.....	55
ANEXO: CALCULOS.....	56
2.1. Aislamiento.....	57
2.1.1. Tensiones nominales reglamentarias.....	57
2.1.2. Nivel de aislamiento.....	57
2.1.2.1. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A.....	58
2.1.2.2. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo B.....	59

2.1.2.3. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo C.	60
2.1.2. Niveles tensión de nuestra instalación.....	60
2.2. Calculo de intensidades.	61
2.2.1. Método de cálculo.	61
2.2.2. Nivel de 220kV.	61
2.2.3. Nivel de 132kV.	62
2.2.4. Nivel de 20kV.	62
2.2.5. Resumen de las intensidades nominales.....	63
2.3. Potencia de cortocircuito.	63
2.3.1. Origen del cortocircuito.	63
2.3.2. Método de cálculo.	64
2.3.2.1. Calculo de las reactancias en el punto de cortocircuito.....	64
2.3.2.2. Calculo de las corrientes de cortocircuito.	65
2.3.2.2. Calculo de la corriente total asimétrica de cortocircuito.	65
2.3.3. Esquema unifilar.	66
2.3.3.1. Esquema unifilar completo.....	66
2.3.3.2. Valores de reactancia por unidad	66
2.3.4. Cortocircuitos del sistema.	73
2.3.4.1. Punto de Cortocircuito 1	74
2.3.4.2. Punto de Cortocircuito 2	75
2.3.4.3. Punto de Cortocircuito 3	76
2.3.4.4. Punto de Cortocircuito 4	77
2.3.4.5. Resumen de los puntos de cortocircuito.....	77
2.3.5. Cortocircuitos asimétricos del sistema.	78
2.4. Pararrayos.....	78
2.4.1. Introducción.	78
2.4.2. Intensidad de descarga nominal.	78
2.4.3. Tensión nominal.	78
2.4.4. Capacidad de soportar sobretensiones temporales.	79
2.4.5. Ecuaciones usadas.	79
2.4.6. Pararrayos nivel 220kV.....	81
2.4.7. Pararrayos nivel 132kV.....	81
2.4.8. Pararrayos nivel 20kV.....	82
2.5. Aisladores.....	82
2.5.1. Generalidades.....	82
2.5.2. Características y dimensiones.	83
2.5.3. Selección de los aisladores.	83
2.5.3.1. Aisladores 220kV.....	83

2.5.3.2. Aisladores 132kV	84
2.6. Conductores.....	85
2.6.1. Generalidades.....	85
2.6.2. Conductores de aluminio desnudos.....	85
2.6.2.1. Características y dimensiones.....	85
2.6.2.2. Requisitos eléctricos.....	85
2.6.2.3. Temperaturas de servicio.....	86
2.6.2.4. Requisitos mecánicos.....	86
2.6.3. Conductores aislados para líneas subterráneas.....	86
2.6.3.1. Condiciones generales.....	86
2.6.3.2. Cables.....	86
2.6.4. Método de cálculo aplicado.....	86
2.6.4.1. Calculo para conductores desnudos.....	86
2.6.4.2. Calculo para conductores aislados.....	87
2.6.5. Elección de los conductores.....	87
2.6.5.1. Nivel de 220kV.....	87
2.6.5.3. Nivel de 20kV.....	89
2.7. Calculo Mecánico de las líneas.....	90
2.7.1. Esfuerzos considerados.....	90
2.7.1.1. Esfuerzos permanentes.....	90
2.7.1.2. Esfuerzos debidos al viento.....	90
2.7.1.3. Esfuerzos debidos al hielo.....	91
2.7.2. Conductores.....	92
2.7.2.1. Tracción máxima admisible.....	93
2.7.2.2. Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.....	93
2.7.3. Calculo de nuestra Subestación eléctrica.....	94
2.7.3.1. Ecuación de cambio de condiciones.....	94
2.7.3.2. Conductor desnudo Halcón.....	94
2.7.4. Resumen del cálculo mecánico.....	97
2.8. Distancias.....	97
2.8.1. Pasillos de servicio.....	97
2.8.2. Altura mínima sobre el terreno de los elementos de alta tensión.....	97
2.8.3. Distancias desde el exterior del recinto de la instalación.....	98
2.8.4. Distancia de los elementos en tensión al edificio.....	98
2.8.5. Distancia de los conductores al terreno.....	99
2.8.6. Distancia entre los conductores.....	100
2.8.7. Distancias y normas de seguridad instalación interior.....	101
2.8.7.1. Inaccessibilidad.....	101

2.8.7.2. Pasos y accesos.....	101
2.8.7. Altura de los soportes.....	102
2.9. Cimentaciones.....	103
2.10. Red de tierras.....	103
2.10.1. Parámetros de cálculo.....	103
2.10.1.1. Resistividad del terreno.....	103
2.10.1.2. Resistividad superficial del terreno.....	103
2.10.1.3. Tiempo de duración de defecto.....	104
2.10.1.4. Intensidades de defecto para el cálculo de tensiones de paso y contacto.....	104
2.10.1.5. Sección y disposición de la red de tierras.....	104
2.10.2. Resistencia de tierra del Transformador de Servicios Auxiliares.....	106
2.10.3. Justificación hilo de guarda.....	106
2.11. Servicios auxiliares.....	107
2.11.1. Circuitos.....	107
2.11.2. Transformador de Servicios Auxiliares.....	107
2.11.3. Formulas usadas.....	107
2.11.5. Cuadro de protección de la instalación de Baja Tensión.....	115
2.12. Hilo de guarda.....	115
2.13. Baterías de corriente continua.....	116
2.13.1. Potencia consumida.....	116
2.13.1. Baterías seleccionadas.....	117
2.13.2. Alimentación de las baterías.....	117
2.13.3. Rendimiento prestacional.....	117
2.13.4. Garantías de emergencia.....	118
2.13.5. Cuadro de distribución.....	118
2.14. Batería de condensadores.....	119
2.14.1. Cálculos de justificativos.....	119
2.15. Conclusión.....	120
PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS.....	121
1. Objeto.....	122
1.1. Ámbito de aplicación.....	122
1.2. Definiciones Generales.....	122
2. Disposiciones Generales.....	122
2.1. Dirección de obra.....	122
2.2. Representación y personal del contratista.....	122
3. Descripción de las obras.....	123
3.1. Documentos contractuales.....	123
3.2. Documento definitorio de las obras a ejecutar.....	124

3.3. Planos.....	124
3.4. Archivo de documentos definitivos de la obra.....	124
4. Inicio de obras y plazo de ejecución.	124
5. Control y desarrollo de la obra.	125
5.1. Maquinaria y equipos.....	125
5.2. Medios y obras auxiliares.....	125
5.3. Control de calidad y garantía de las obras.....	125
5.4. Plan de control y programa de puntos de inspección.	126
5.5. Extracción de Tierras.	127
5.6. Accesos a la obra.....	127
5.7. Seguridad y salud.	127
5.8. Modificaciones in situ.	127
5.9. Limpieza a finalización de obra.	128
6. Permisos licencias y seguros.....	128
7. Abono y medición de las obras.	128
7.1. Certificados.	128
7.2. Precios de aplicación.....	129
7.3. Excesos de obra.....	129
8. Señalización y desvíos de carreteras.	129
8.1. Señalización de las obras.....	130
9. Protección del entorno.....	130
9.1. Acondicionamiento del terreno.	130
10. Materiales.....	130
10.1 Obra Civil.....	130
10.1.1. Cementos.....	130
10.1.2. Envolventes y soportes de conductores.....	131
10.1.3. Arenas.	131
10.1.4. Zahorras.....	132
10.1.5. Encofrados y entibaciones.....	132
10.2. Obra eléctrica.	132
10.2.1. Baja tensión.....	132
10.2.2. Alta tensión.	133
11. Conclusión.....	134
PRESUPUESTO	136
PLANOS	137

Memoria.

1.1. Antecedentes

Se procede a la redacción de este proyecto Final de Estudios el cual se trata de una instalación de Subestación eléctrica transformadora (S.E.T)

1.2. Objeto del presente proyecto.

El presente proyecto tiene el principal objeto de justificar las condiciones técnicas de la instalación que nos a los Organismos competentes, además de justificar que cumple con las reglamentaciones vigentes, además de obtener la autorización administrativa y el permiso de obra para la ejecución de la instalación

1.3. Emplazamiento de la instalación.

La instalación se encontrara en el término municipal de, fuente álamo. La instalación estará lo suficientemente alejada del núcleo urbano de dicha población, para así evitar cualquier problema ocasionado por dicha instalación tanto en su ejecución y puesta en marcha, y por su correcta operación. Los planos de localización y emplazamiento se encuentran en el anexo de planos.

El presente proyecto es realizado por la necesidad de unos requerimientos energéticos mayores en la zona de fuente álamo, estos son debidos a un aumento demográfico en la zona y de un amento de empresas en el parque tecnología de Fuente Álamo.

Con dicha instalación se dará salida para la expansión de las zonas rurales de dicha localidad y además se reforzara el anillo de 132KV el cual rodea la localidad.

1.4. Empresa de suministro.

La empresa suministradora de servicio eléctrico será IBERDROLA la cual construirá dos líneas de 220kV las cuales son las dos líneas de entrada a nuestra instalación.

1.5. Reglamentación y normativa.

- Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias
- Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo por el cual se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental
- Normas técnicas de accesibilidad
- Ley 31/1995, de noviembre de prevención de Riesgos laborales
- Normas propias de Iberdrola
- Normativas y ordenanzas del Excmo. Ayuntamiento de Fuente Álamo.

1.6. Descripción

1.6.1. Descripción de la Subestación.

La instalación contara con el propósito de convertir la tensión de las líneas de entrada existentes de 220kV a 132kV y también a 20kV. La instalación contara con dos transformadores de 90MVA con tensión de 220/132kV, y con otros dos de 40MVA con tensión de 132kV/20kV. Dichos transformadores estarán diseñados y protegidos para su correcta operación.

La instalación será alimentada por dos líneas de 220kV, y dará servicio al anillo existente de 132kV de la localidad de Fuente Álamo mediante dos líneas de 132kV. También se dará servicio a las zonas rurales de la zona mediante 5 salidas de 20kV

1.6.2. Dimensiones y disposición de la subestación eléctrica transformadora.

La instalación cuenta con una superficie de 15.000 m² teniendo 150 x100 metros y tendrá dos partes bien diferenciadas. Además contará con un edificio de obra civil de 15x20 para el alojamiento de la parte de la subestación de 20kV

1.6.2.1. Subestación al aire libre

En esta zona de la subestación se encontrarán los dos niveles de tensión más altos, es decir, los niveles de 220KV y de 132 KV. En esta zona se encuentran los cuatro transformadores de potencia, además de la aparatada necesaria para la correcta operación de dichos niveles e tensión. También, en el nivel de 20KV estarán sus auto-válvulas y los entronques aéreo subterráneos. Tendremos dos líneas de entrada las cuales estarán conectadas al embarrado de 200KV, además del embarrado de 132KV saldrán las dos líneas para el refuerzo de anillo de Fuente Álamo. Toda la aparatada de la zona exterior de la subestación eléctrica, será especial para estar al intemperie y cumplirá con las normas UNE establecidas en el Reglamento.

1.6.2.2. Subestación en el edificio.

Dentro de edificio construido para el fin de albergar la instalación de 20kV, además de los servicios auxiliares de la instalación. Dicho edificio contará con unas dimensiones de 20 x 15 metros, siendo su superficie de 300 m². En este edificio se encuentran toda la aparatada necesaria para el nivel de 20kV, además del conjunto de aparatos de medida y protección necesarios, baterías de condensadores y de corriente continua, además de una pequeña zona para el almacenaje de útiles de medida y protección unipersonal, dicha zona estará perfectamente delimitada en el interior del edificio

Los elementos de alta tensión que se encuentren en el interior del edificio son protegidos mediante envolventes, cumpliendo las normas UNE pertinentes

1.7. Nomenclatura y descripción del esquema del esquema unifilar.

1.7.1. Descripción del diagrama unifilar.

El esquema unifilar descrito en este apartado además de la descripción del mismo, se puede ver más detalladamente en el plano 2.

En la siguiente tabla descriptiva se establece el criterio para la nominación de las líneas de nuestra instalación.

Nombre completo	NOMENCLATURA
Línea entrada 1	LE1
Línea entrada 2	LE3
Línea primario transformador 1	LPT1
Línea secundario transformador 1	LST1
Línea primario transformador 2	LPT2
Línea secundario transformador 2	LST2
Línea salida 1 (anillo 132KV)	LS1
Línea salida 2 (anillo 132KV)	LS2
Línea primario transformador 3	LPT3
Línea secundario transformador 3	LST3
Línea primario transformador 4	LPT4
Línea secundario transformador 4	LST4
Línea salida 3	LS3
Línea salida 4	LS4
Línea salida 5	LS5
Línea salida 6	LS6
Línea salida 7	LS7
Embarrado de 220KV	E1
Embarrado de 132KV	E2
Embarrado de 20KV	E3

Tabla 1: Nomenclatura de las líneas.

A continuación será descrito y especificada su nomenclatura de cada uno de los elementos de la subestación.

1.7.1.1. Líneas de entrada de 220 KV.

Las líneas que entran a la instalación LE1 y LE2 tienen las mismas características ya que son idénticas, estas se encuentran conectadas a las líneas principales de transporte que discurren desde la generación a nuestra instalación. Dichas líneas están formadas por conductores desnudos del tipo Aluminio-Acero normalizado, concretamente se trata del tipo HALCON. Dicho conductor cumple con todas las condiciones establecidas en el reglamento, dicha justificación se encuentra en el documento de cálculos justificándose las características eléctricas y mecánicas del mismo. La aparatenta presente en las líneas de entrada 1 y 2 se describe a continuación:

- Seccionadores de columna giratoria central.

Línea entrada 1	Línea entrada 2
89-1	89-4
89-2	89-5
89-3	89-6

Tabla 2: Seccionadores de las líneas de entrada.

La función principal de los seccionadores 1 y 4, es la de separar la instalación de las líneas de transporte, es decir, son los encargados de la desconexión de la instalación de la red de suministro. A su vez los seccionadores 2 y 3 son los encargados de separar la línea de entrada 2 del embarrado doble. Esto mismo ocurre con los seccionadores 5 y 6 de la línea de entrada 2.

- Disyuntores.

Línea de entrada 1	Línea de entrada 2
52-1	52-2

Tabla 3: Disyuntores de las líneas de entrada.

El propósito principal de los disyuntores es la de proteger contra cortocircuitos las líneas de entrada, dando y quitando servicio cuando dicho fenómeno ocurra, esto se coordinaran conjuntamente con los relés de protección.

- Pararrayos.

En cada línea habrán tres auto-válvulas una por cada fase de las mismas. El cometido de estas auto-válvulas es el de proteger contra sobretensiones de tipo atmosférico o de maniobra que puedan entrar en el circuito de la subestación eléctrica transformadora, a través de las líneas de transporte. Por eso serán colocadas al principio de las líneas de entrada.

- Transformadores de medida

Habrán colocados en cada línea tres transformadores de medida, uno en cada fase de las líneas. Estos transformadores tendrán la función de obtener la señal de tensión y de intensidad. Esta señal se empleara en la alimentación de las bobinas de los equipos de protección y medida

1.7.1.2. Líneas de los transformadores T1 y T2.

Los aparatos presentes en las líneas de los transformadores T1 y T2 serán idénticas entre sus dos devanados, diferenciándose los valores eléctricos ya que los devanados cuentan con diferente tensión nominal. El conductor será del tipo HALCON, este cumpliendo con todo lo establecido en el reglamento La aparatenta presente en estas líneas queda continuación descrita:

- Seccionadores de apertura central.

Línea transformador 1	Línea transformador 2
89-9	89-11
89-10	89-12

Tabla 4: Seccionadores de las líneas de transformador.

La principal función de dichos seccionadores es la de dar servicio a los transformadores a través de las dos barras del embarrado doble E1

- Disyuntores.

Línea transformador 1	Línea transformador 2
52-4	52-5

Tabla 5: Disyuntores de las líneas de transformador.

Dichos disyuntores tienen la función principal de proteger en conjunto con los relés, estas líneas contra cortocircuitos, además de dar servicio y quitar servicio a los transformadores

- Pararrayos.

En cada línea habrán tres auto-válvulas una por cada fase de las mismas. El cometido de estas auto-válvulas es el de proteger contra sobretensiones de tipo atmosférico o de maniobra a los transformadores T1 y T2.

- Transformadores de medida.

Habrán colocados en cada línea tres transformadores de medida, uno en cada fase de las líneas. Estos transformadores tendrán la función de obtener la señal de tensión y de intensidad. Esta señal se empleará en la alimentación de las bobinas de los equipos de protección y medida. Los equipos usados en las líneas de secundario de los transformadores son los mismos que en las líneas de primario, las diferencias serían las características eléctricas de los equipos.

1.7.1.3. Líneas de los transformadores T3 y T4.

En este caso se habría diferencias en los equipos presentes entre las líneas de los primarios y las de los secundarios, ya que en este caso los equipos de los primarios se encuentran al aire y los las líneas de secundario son del tipo subterráneo.

1.7.1.3.1. Líneas de primario de los transformadores T3 y T4.

Los equipos presentes en las líneas presentes en estos transformadores son idénticos a los presentes en las líneas de primario de los transformadores 1 y 2. El conductor también será el mismo.

La aparamenta de estas líneas es:

- Seccionadores de apertura central.

Línea de transformador 1	Línea de transformador 2
89-25	89-27
89-26	89-28

Tabla 6: Seccionadores de las líneas de transformador.

La principal función de dichos seccionadores es la de dar servicio a los transformadores a través de las dos barras del embarrado doble E2.

- Disyuntores.

Línea de transformador 1	Línea de transformador 2
52-11	52-12

Tabla 7: Disyuntores de las líneas de transformador.

Dichos disyuntores tienen la función principal de proteger en conjunto con los relés, estas líneas contra cortocircuitos, además de dar servicio y quitar servicio a los transformadores.

- Pararrayos.

En cada línea habrán tres auto-válvulas una por cada fase de las mismas. El cometido de estas auto-válvulas es el de proteger contra sobretensiones de tipo atmosférico o de tipo maniobra a los transformadores.

- Transformadores de medida.

Habrán colocados en cada línea tres transformadores de medida, uno en cada fase de las líneas. Estos transformadores tendrán la función de obtener la señal de tensión y de intensidad. Esta señal se empleará en la alimentación de las bobinas de los equipos de protección y medida.

1.7.1.3.1. Líneas de secundario de los transformadores T3 y T4.

Las líneas de T3 y T4 las cuales discurren desde el secundario de los transformadores a las celdas de línea, que se encuentran en el edificio de obra civil de la instalación. Estas líneas están compuestas por dos tipos de conductores. Habrá un tramo que discurrirá de manera aérea y se realizará un entronque aéreo subterráneo para pasar a conducción subterránea.

Un pararrayos estará protegida por un pararrayos el cual protegerá el transformador de sobretensiones. El tramo subterráneo será protegido mediante unas celdas de protección de la compañía ORMAZABAL del tipo CGP-1

1.7.1.4. Líneas de salida de 132KV.

Para dar servicio al anillo de 132kV de Fuente Álamo, saldrán dos líneas aéreas que van desde el embarrado doble de 132kV a dicho anillo El conductor normalizado será de tipo HALCON y la aparamenta será la siguiente:

- Seccionador de columna giratoria central.

Línea de salida 1	Línea de salida 2
89-19	89-22
89-20	89-23
89-21	89-24

Tabla 8: Seccionadores de las líneas de salida.

La función principal de los seccionadores 19 y 22, es la de separar la instalación de las líneas de transporte, es decir, son los encargados de la desconexión del suministro al anillo de 132kV A su vez los seccionadores 20 y 21 son los encargados de separar la línea de salida 1 del embarrado doble. Esto mismo ocurre con los seccionadores 23 y 24 de la línea de salida 2.

- Disyuntores.

Línea de salida 1	Línea de salida 2
52-9	52-10

Tabla 9: Disyuntores de las líneas de salida.

Dichos disyuntores tienen la función principal de proteger en conjunto con los relés, estas líneas contra cortocircuitos, además de dar servicio y quitar servicio a las líneas de salida

- Pararrayos.

En cada línea habrán tres auto-válvulas una por cada fase de las mismas. El cometido de estas auto-válvulas es el de proteger contra sobretensiones de tipo atmosférico o de maniobra que puedan entrar en el circuito de la subestación eléctrica transformadora, a través de las líneas de transporte. Por eso serán colocadas al principio de las líneas de entrada.

- Transformadores de medida.

Habrán colocados en cada línea tres transformadores de medida, uno en cada fase de las líneas. Estos transformadores tendrán la función de obtener la señal de tensión y de intensidad. Esta señal se empleará en la alimentación de las bobinas de los equipos de protección y medida

1.7.1.5. Líneas de 20kV de salida.

Estas líneas de salida son las que darán servicio a las zonas rurales de la localidad de Fuente Álamo y transcurren desde el embarrado doble que se encuentran dentro de las celdas de 20KV.

Las líneas de salida son denominadas LS3, LS4, LS5, LS6 Y LS7 las cuales serán líneas subterráneas. El conductor utilizado será del fabricante PRYSMIAN AL EPROTENAX H COMPACT 3x 400/240 12/20kV

Las líneas de salida, parten de los embarrados presentes en las celdas de ORMAZABAL, estas en su interior cuentan con la presencia de un interruptor automático y dos seccionadores, además de dos transformadores para medida de intensidad y tres para la medida de tensión, estos equipos son para la adecuada protección de dichas líneas, además de su control y medida

1.7.1.6. Embarrados.

Como anteriormente fue descrito, la subestación eléctrica transformadora contará con 3 embarrados, siendo estos denominados: E1 el embarrado de 220kV, E2 el embarrado de 132kV y E3 el embarrado de 20kV.

1.7.1.6.1. Embarrado de 220KV.

Las líneas de entrada llegarán a este embarrado el cual será doble y de él partirán hacia los transformadores de potencia

El conductor de dichas líneas será el de tipo HALCON, este cumplirá con lo establecido en el reglamento

Este embarrado contará con una línea de acoplamiento la cual está constituida por un interruptor denominado 52-8 y dos seccionadores 89-17 y 89-18, los cuales tienen la función de dar o quitar servicio a las barras independientemente.

1.7.1.6.2. Embarrado de 132KV.

Las líneas de los transformadores T1 y T2 llegan a este segundo embarrado el cual también será doble y aéreo. De este embarrado salen las líneas de alimentación de los transformadores T3 y T4, además de este salen las líneas de salida a 132kV para el refuerzo de los anillos existentes

El conductor utilizado será el de tipo HALCON, el cual cumple los requerimientos eléctricos como mecánicos establecidos en el reglamento.

Este embarrado contará con una línea de acoplamiento la cual está constituida por un interruptor denominado 52-15 y dos seccionadores 89-33y 89-34, los cuales tienen la función de dar o quitar servicio a las barras independientemente.

1.7.1.6.3. Embarrado de 20KV.

El embarrado de 20kV se encuentra alojado en el interior de las celdas de ORMAZABAL, dicho embarrado será doble construido mediante pletinas de cobre, este cumplirá todos los requisitos técnicos y eléctricos reglamentarios

Las principales funciones de estas celdas son las descritas a continuación:

- Celdas de línea de secundarios de los transformadores contando así con sistemas de protección y medida.
- Celdas de salida para 5 líneas con equipos de medida y protección
- Celdas de acoplamiento.
- Celda de salida del transformador de servicios auxiliares.
- Celda de protección para las baterías de condensadores.

Tanto las celdas de los secundarios de los transformadores de potencia, como las de las líneas de salida fueron descritas y explicadas con anterioridad.

La celda de salida del transformador se explicara en conjunto con las líneas de servicios auxiliares.

1.7.1.7. Líneas de las baterías de condensadores.

Las líneas que conectan la batería de condensadores con el embarrado de 20kV mediante una celda de línea, esta contará con todos los equipos de protección y medida necesarios para la correcta operación de las mismas. Estas líneas contarán también con tres transformadores de intensidad y otros tres de tensión, para así poder monitorear estas magnitudes eléctricas las cuales son necesarias para el mando, medida y su protección.

1.8. Obra civil.

1.8.1. Terreno.

La subestación eléctrica transformadora será construida en un terreno llano de tierra compacta, se allanará con 10 cm de grava, consiguiendo así un buen filtrado de agua, y se evitara una emanación de polvo. Consiguiendo una mayor seguridad eléctrica en las tensiones de paso y contacto de dicha instalación.

El terreno contará con una ligera pendiente para así evitar encharcamiento de agua en la superficie del terreno.

Para cada uno de los transformadores de potencia se construirá un foso el cual tendrá en caso de fuga capacidad para recoger todo el aceite la cuba del transformador. Este foso estará lleno de piedras de gran volumen.

1.8.2. Vallado.

El perímetro de la instalación contará con un vallado metálico, la cual tendrá una altura igual a 2,5 metros de altura, estos medidos desde el exterior. Además contará de señalización normalizada de peligro por alta tensión para advertir de los peligros que conlleva el acceso al recinto sin autorización y siendo persona ajena al servicio de mantenimiento de la instalación.

1.8.3. Canalizaciones subterráneas.

1.8.3.1. Generalidades.

Los conductores de energía eléctrica dentro del recinto de la instalación están divididos en canalizaciones o conducción de alta tensión o de baja tensión. Las de baja tensión están dispuestas y realizadas de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

En cuanto a las condiciones de alta tensión, se tendrán en cuenta en la disposición de las canalizaciones el peligro de incendio, propagación y sus consecuencias, por ello se intentará reducir al máximo los riesgos, se adoptarán las siguientes medidas:

- Las conducciones o canalización no estarán dispuestas sobre materiales combustibles no auto extingüibles.
- Los revestimientos exteriores de los cables tiene que ser difícilmente inflamables.
- Los cables de los sistemas auxiliares de medida y mando, estarán siempre que sea posible separados de los cables con tensiones de servicio mayores a 1kV o estar protegidos mediante tabiques de separación, o en el interior de canalizaciones propias.

En el diseño de las canalizaciones deberá tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Tensión entre los conductores y tierra.
- Previsión del nivel de aislamiento.
- Intensidad admisible.
- Protección contra acciones de tipo mecánico (golpes, roedores y otras).
- Radios de curvatura admisibles por los conductores.
- Intensidades de cortocircuito.
- Corrientes de corrosión cuando exista una envolvente metálica.
- Vibraciones.
- Propagación del fuego.
- Radiaciones.

La instalación de estos cables podrá ser de las siguientes formas

- Enterrados en zanja abierta totalmente adecuada para ello y rellena de arena. Esta será zanja normalizada por la compañía distribuidora

Si el trazado discurre por zonas libres de acceso público será dispuesto de cinta de señalización de alta tensión.

- Bajo tubos enterrados bajo tubos de diverso materiales
- En atarjeas o canales revisables, los cuales tendrán un sistema de evacuación de agua cuando se encuentren a la intemperie. No se podrán usar en las zonas acceso libre a personas ajenas a la instalación.
- En bandejas sujetas a la pared, contando con protecciones mecánicas cuando discurren por zonas de libre acceso de personas y vehículos.

- Colgados en cables fiadores, estarán situados a una altura la cual permite, una libre circulación de personas o vehículos sin peligro, tendrán que indicar el máximo galibo obligatoriamente.

Cualquier canalización de las anteriormente expuestas cuando atraviesen paredes se hará de forma que el cierre obtenido tenga una resistencia contra el fuego equivalente.

Los cables estarán dispuestos de manera que sus características no se vean perjudicadas.

1.8.3.2. Canalizaciones empleadas.

Los tipos de canalizaciones empleados en nuestra instalación serán los descritos a continuación:

- Canalizaciones para conductores de media tensión.
- Canalizaciones de baja tensión para las líneas de alumbrado.
- Canalizaciones de los conductores de baja tensión para medida, mando y protección.
- Canalizaciones para los conductores de tierra.

1.8.3.2.1. Canalizaciones de conductores de media tensión.

Las canalizaciones de los cables de media tensión serán realizadas directamente enterrada en zanja abierta en el terreno debidamente preparado y rellena de arena.

La profundidad as el cable más próximo será de 0,6 metros. La zanja contara con una anchura suficiente para que sea permitido el trabajo de una persona salvo que el tendido del cable sea mediante medios mecánicos. Los laterales de la zanja serán de tierra compacta evitando así el desprendimiento de tierra o piedras. Estará protegida con estribas o con otros elementos para proteger su estabilidad conforme a la normativa de prevención de riesgos laborales. Por encima del cable si dispondrá de una capa de arena o similar de un espesor de 10 cm.

Frente a futuras excavaciones llevadas a cabo por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica de ladrillos que en las condiciones de instalación sean capaces de soportar un impacto puntual de una energía equivalente a 20 J y que cubra la planta de los cables, además de una cinta de señalización que advierta la existencia de cableado eléctrico.

La zanja debe estar perfectamente limpia de piedras o chinarro los cuales pudieran dañar el cableado.

1.8.3.2.2. Canalizaciones para el cableado de alumbrado.

Estos irán dispuestos igual que los anteriormente descritos.

1.8.3.2.3. Canalizaciones para cableado de mando, medida y protección.

La canalización usada para los conductores de mando, medida y protección será mediante canales revisables según el apartado 2.1.4 de la ITC-07 del reglamento electrotécnico de baja tensión

1.8.3.2.4. Canalizaciones de conductores de tierra.

El conductor desnudo de tierra ira dispuesto en en una zanja de 80x 50cm. Este conductor estará colocado en el fondo de la misma, enterrado con tierra limpiada de piedras y los ultimo 10cm irán rellenos de gravilla

1.8.4. Estructuras.

Las estructuras están compuestos por apoyos de celosía distribuidos por la planta del terreno convenientemente cuales están unidos mediante vigas horizontales formando así los pórticos de

nuestra instalación, soportando estos los esfuerzos de los cables de entrada-salida de las líneas, barras generales, barras de conexión a transformadores, etc.

Como la unión de las vigas horizontales a los apoyos se realiza mediante tornillería, serán considerados nudos sin rigidez.

Zona de 220kV		
Nivel 1	12 metros	Barras generales
Nivel 2	15,5 metros	Barras del transformador, cables de bypass
Nivel 3	18,5 metros	Nivel superior bypass, entrada líneas
Nivel 4	22 metros	Malla superior de protección

Tabla 10: distancias conductores al terreno a 220kV.

Zona de 132kV		
Nivel 1	9 metros	Barras generales
Nivel 2	12 metros	Barras del transformador, cables de bypass
Nivel 3	15,5 metros	Nivel superior bypass, entrada líneas
Nivel 4	18,5 metros	Malla superior de protección

Tabla 11: distancias conductores al terreno a 132kV.

1.8.4.1. Apoyos.

En la instalación encontraremos 2 tipos de apoyes

- Tipo 1.

Los apoyos de este tipo son de una altura de 22,85 metros, de ellos se encuentran enterrados 1,85 metros, esta parte terrada es por la cimentación. Este estará en el nivel de 220kV, tendrán distintos anclajes para las vigas además para el hilo de guarda. Ver plano 11

- Tipo 2.

Los apoyos de este tipo son de una altura de 20 metros, de ellos se encuentran enterrados 1,5 metros, esta parte terrada es por la cimentación. Este estará en el nivel de 132kV, tendrán distintos anclajes para las vigas además para el hilo de guarda. Ver plano 11

1.8.4.2. Vigas.

Nuestra instalación tendrá dos tipos de vigas las cuales serán descritas a continuación:

- Tipo 1.

Las vigas de este tipo son de 14,8 metros, tendrá una distancia de separación para los aisladores de 3,4 metros, estas se encontraran en el nivel de 220kV. Esto hará cumplir lo especificado en el reglamento. Ver plano 12

- Tipo 2.

Las vigas de este tipo son de 11 metros, tendrá una distancia de separación para los aisladores de 2,5 metros, estas se encontraran en el nivel de 132kV. Esto hará cumplir lo especificado en el reglamento. Ver plano 12

1.8.5. Aisladores.

La principal función de los aisladores es la unión de los conductores de transporte a la estructura metálica de nuestra instalación, esto hará que dicha estructura quede perfectamente aislada y protegida, tanto en condiciones normales como durante fenómenos transitorios.

Para ambos niveles de tensión 220 y 132kV, se calcularan el número de aisladores en base a las características de los mismos. Estos cálculos aparecerán en el apartado correspondiente en el anexo de cálculos.

Los aisladores para ambos niveles de tensión serán los siguientes

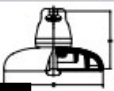
Perfil <i>Profile</i>		Estándar <i>Standard</i>	
			
Modelo LGI <i>LGI reference</i>		E-160-14	E-160-170
Clase IEC-60305 <i>Class IEC-60305</i>		U 160 BS	U 160 BL
Carga mínima de rotura mecánica (kN) <i>Minimum mechanical failing load (kN)</i>		160	160
Datos dimensionales <i>Dimensional data</i>	Paso (S) mm <i>Spacing (S) mm</i>	146	170
	Diámetro (D) mm <i>Diameter (D) mm</i>	280	280
	Línea de fuga (mm) <i>Creepage Distance (mm)</i>	380	380
	Unión normalizada IEC-60120 <i>Standard coupling IEC-60120</i>	20	20
Valores eléctricos <i>Electrical ratings</i>	Tensión soportada a frecuencia industrial <i>Power frequency withstand voltage</i>		
	En seco (kV) <i>Dry (kV)</i>	75	75
	Bajo lluvia (kV) <i>Wet (kV)</i>	45	45
	Tensión soportada a impulso tipo rayo en seco (kV) <i>Dry lightning impulse withstand voltage (kV)</i>	110	110
	Tensión de perforación en aceite (kV) <i>Puncture voltage in oil (kV)</i>	130	130
Información de embalaje <i>Packing information</i>	Peso neto aproximado (kg) <i>Approx. unit net weight (kg)</i>	5,9	6,0
	Nº de aisladores en embalaje de caja de madera <i>No. of insulators wooden crate</i>	6	6

Imagen 1: aisladores.

1.8.6. Soportes.

Dado que la aparamenta instalada en la subestación eléctrica transformadora tiene distintas alturas y unas dimensiones concretas. Por lo tanto, para el cumplimiento del reglamento de altura mínima de los elementos en tensión respecto a tierra, estos aparatos estarán dispuestos encima de soportes de celosía.

Para el cálculo de dicha altura máxima, se tendrá en cuenta la altura del elemento hasta la altura de los elementos de tensión.

$$H_{\text{soporte}} = H_{\text{mínima}} - H_{\text{elemento}}$$

Todos estos cálculos justificativos se encuentran en el apartado correspondiente en el anexo de cálculos.

1.8.7. Conductores.

La instalación de que nos atañe en este proyecto serán empleados los siguientes tipos de conductores:

- Conductores desnudos de alta tensión.
- Conductor de tierra
- Conductores de media tensión.
- Conductores de baja tensión.

1.8.7.1. Conductores desnudos de Alta tensión.

Los conductores de alta tensión serán del tipo HALCON con las siguientes características técnicas:

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal Kg/km	Carga de rotura daN	Resistencia en C.C. Ω/km	Módulo de elasticidad daN/mm ²	Coeficiente de dilatación lineal °Cx10 ⁻⁶	Reglamento		Código
		AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm ²	mm ²	mm ²	n°	n°	mm	mm	mm	mm						A/mm ²	A	
47-AL1/8-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-AL1/11-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-AL1/17-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-AL1/18-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-AL1/25-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
167-AL1/34-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-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	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-AL1/44-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-AL1/52-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-AL1/33-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-AL1/63-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-AL1/72-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-AL1/56-ST1A	LA 860 LAFWING	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

Imagen 2: Tabla de características normas NI 54.63.01 (Iberdrola)

1.8.7.2. Conductores de tierra.

El conductor de tierra será un hilo de cobre de 120mm² desnudo el cual formara una red mallada, además para las conexiones de este con los elementos se usara un conductor de tierra de 50mm²

1.8.7.3. Conductores aislados de Media tensión.

AL EPROTENAX H COMPACT
AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). Espesor reducido.

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) a 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.

Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPESOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPESOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (PUNTO FUAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (PUNTO FUAL) (mm)
12/20 kV							
1x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	385	526
1x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1x 630/16	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

Imagen 3: Características del conductor de media tensión

Se compondrá las líneas de salida principalmente de 3x240/150mm² cumpliendo así lo establecido por Iberdrola en sus normas particulares y el reglamento

1.8.7.4. Conductores aislados de baja tensión.

Cables 450/750 V

H07Z1-K Type 2 (AS) CPR



Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	2,90	19	Cca- s1b, d1, a1
1x2,5	7,98	3,55	30	Cca- s1b, d1, a1
1x4	4,95	4,10	44	Cca- s1b, d1, a1
1x6	3,3	4,60	62	Cca- s1b, d1, a1
1x10	1,91	5,90	103	Cca- s1b, d1, a1
1x16	1,21	7,00	157	Cca- s1b, d1, a1
1x25	0,78	8,55	235	Cca- s1b, d1, a1
1x35	0,554	9,75	327	Cca- s1b, d1, a1
1x50	0,386	11,60	456	Cca- s1b, d1, a1
1x70	0,272	13,40	643	Cca- s1b, d1, a1
1x95	0,206	16,20	867	Cca- s1b, d1, a1
1x120	0,161	17,80	1.113	Cca- s1b, d1, a1
1x150	0,129	19,90	1.344	Cca- s1b, d1, a1
1x185	0,106	22,30	1.704	Cca- s1b, d1, a1
1x240	0,0801	25,00	2.137	Cca- s1b, d1, a1

Imagen 4: Características cables de baja tensión.

Los cables de baja tensión y sus cálculos aparecerán en el apartado de cálculos correspondientes, además de aparecer en el esquema unifilar de baja tensión.

1.8.8. Edificio.

Dentro del edificio de obra civil estarán alojadas las instalaciones, del transformador de servicios auxiliares, junto a su aparamenta, las baterías de condensadores y el banco de baterías de corriente continua, además de las protecciones de las líneas de salida de 20kV

Dicho edificio contara con una superficie de 10 x 15 metros, además contara con una altura útil de 4 metros. El acceso al edificio será mediante una puerta corredera de 3 metros de altura y 4 metros de ancho, una vez se acceda a él existirá una segunda puerta de acceso individual de 2m de altura y 1,2 m de ancho.

La ventilación de este edificio será de manera natural colocándose rejillas metálicas en las paredes del edificio. La iluminación del interior del edificio será aproximadamente de 500 lux, permitiendo así un cómodo mantenimiento y control de la subestación eléctrica transformadora.

1.8.9. Cimentaciones.

Las cimentaciones de los apoyos se realizaran mediante el catalogo normalizado, por el cual define el tipo y tamaño de las cimentaciones en función del apoyo. Para esta labor se elegirá un fabricante homologado.

1.9 Aparamenta elegida.

1.9.1. Interruptores.

1.9.1.1. Generalidades.

“Los disyuntores o también conocidos como interruptores automáticos son aparatos los cuales tiene la capacidad de interrumpir o abrir el circuito eléctrico cuando la intensidad de la corriente eléctrica que por el circula excede de un determinado valor o por que se haya producido un cortocircuito, con el principal objetivo de proteger los equipos de la instalación.” (ITC- RAT06)

“Las posiciones de (cerrado) y (abierto) estarán claramente identificadas mediante rótulos en el mecanismo de maniobra.” (ITC- RAT06)

“La maniobrabilidad de los interruptores podrá ser de la forma estimada que sea más conveniente: mecánicamente, por resorte acumulador de energía, eléctricamente por motor, mediante aire comprimido, etc.” (ITC- RAT06)

“Está prohibido la utilización de interruptores, los cuales estén previstos de cierre manual, siendo este dependiente del operador. El interruptor tendrá un poder de cierre independiente de la acción del operador.” (ITC- RAT06)

“En el caso concreto de los interruptores que cuente con extinción de arco mediante aire comprimido, los depósitos de los mismos tendrá que estar dimensionados de forma que puedan realizar la siguiente secuencia: “abrir-cerrar-abrir” partiendo de la posición normal de trabajo (cerrado), sin necesidad de rellenado de aire. Obligatoriamente será instalado un equipo de almacenamiento y compresión de aire, el cual será independiente de los depósitos de los propios interruptores, cuya capacidad será prevista según el número de interruptores y el ciclo de explotación previsto.” (ITC- RAT06)

La apertura de los interruptores automáticos será iniciada por un dispositivo el cual podrá ser eléctrico, mecánico, neumático, hidráulico o combinando los anteriores sistemas.

De forma general los interruptores automáticos, que no deban contar con un reenganche rápido, tienen que satisfacer a pleno poder de corte un de estos dos ciclos:

- Abrir- 3 minutos- cerrar- abrir- 3 minutos- cerrar- abrir.
- Abrir-15 segundos- cerrar- abrir.

Cuando finalice el ciclo el interruptor tendrá que ser capaz de soportar permanentemente el paso de su intensidad nominal.

En la zona a la intemperie los disyuntores con tecnología SF6 serán los elegidos, además serán tripolares para ambos niveles de tensión, contando con sus polos conectados mediante barras de tracción. En cada polo de cada interruptor estará construido con una unidad llena de SF6 totalmente sellada, incluyendo todo lo necesario para su operación correcta.

La vida de servicio de un interruptor SF6 va dada por la capacidad de sellado de la cámara donde se encuentra el gas SF6. El escape a la atmosfera de es insignificante ya que cuenta con varios sistemas de protección

1.9.1.2. Interruptores de la zona de 220kV

Para la instalación en esta zona se eligieron disyuntores del fabricante Siemens, siendo el modelo a utilizar 3AP1-FG 245kV

Type		3AP1					3AP2/3	3AP4/5		
Rated voltage	kV	72.5	123	145	170	245	300	420	550	800
Number of interrupter units per pole		1					2	4		
Rated power-frequency withstand voltage/min	kV	140	230	275	325	460	460	610	800	830
Rated lightning impulse withstand voltage/min	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100
Rated switching impulse withstand voltage	kV	-					850	1050	1175	1425
Rated normal current, up to	A	2500	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Rated short-time withstand current (1s-3s), up to	kA _(rms)	31.5	40	40	40	50	40	63	63	63
Rated short-circuit breaking current, up to	kA	31.5	40	40	40	50	40	63	63	63
Temperature range	°C	-55 up to +55								
Rated operating sequence		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO- 15 s-CO								
Rated break time		3 cycles					2 cycles			
Rated frequency	Hz	50 or 60								
Maintenance after		25 years								

Imagen 5: Características disyuntores.

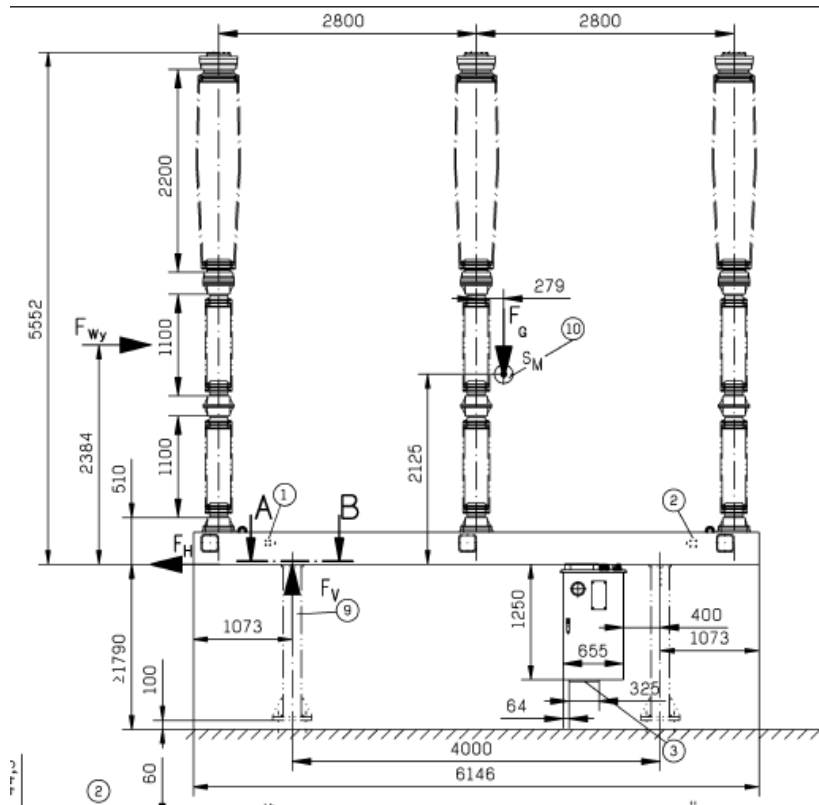


Imagen 6: Dimensiones del disyuntor.

1.9.1.3. Interruptores de la zona de 132kV

Para la instalación en esta zona se eligieron disyuntores del fabricante Siemens, siendo el modelo a utilizar 3AP1-FG 145kV

Type		3AP1					3AP2/3		3AP4/5	
Rated voltage	kV	72.5	123	145	170	245	300	420	550	800
Number of interrupter units per pole				1				2		4
Rated power-frequency withstand voltage/min	kV	140	230	275	325	460	460	610	800	830
Rated lightning impulse withstand voltage/min	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100
Rated switching impulse withstand voltage	kV			-				850	1050	1175
Rated normal current, up to	A	2500	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Rated short-time withstand current (1s-3s), up to	kA _(rms)	31.5	40	40	40	50	40	63	63	63
Rated short-circuit breaking current, up to	kA	31.5	40	40	40	50	40	63	63	63
Temperature range	°C	-55 up to +55								
Rated operating sequence		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO- 15 s-CO								
Rated break time		3 cycles					2 cycles			
Rated frequency	Hz	50 or 60								
Maintenance after		25 years								

Imagen 7: Características disyuntores.

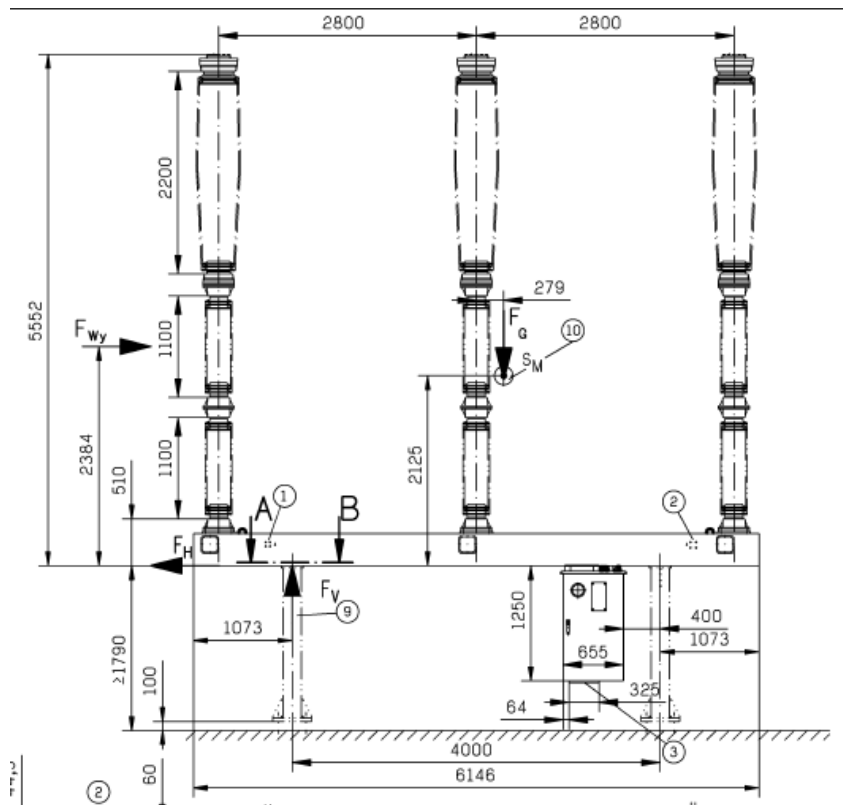


Imagen 8: Dimensiones del disyuntor.

1.9.2. Seccionadores.

La principal función de los seccionadores es la de abrir el circuito, esto no lo pueden llevar a cabo estando en tensión. Además de ello cortan físicamente el circuito, dando así una fácil visualización del estado de la instalación

Los seccionadores tienen que ser del modelo y tipo adecuado para la instalación y a la tensión e intensidad de servicio.

Los seccionadores tienen que contar con un mecanismo el cual garantiza que estos no actúen de manera forzosa por acciones externas a la maniobra de la instalación.

“En el caso de que los seccionadores que estén equipados con servomecanismos de mando de cualquier tipo, la concepción de estos será tal que no puedan producirse maniobras intempestivas por avería en los elementos de dichos mandos en sus circuitos de alimentación o por falta de energía utilizada en el accionamiento.

Cuando los seccionadores estén asociados a seccionadores de puesta a tierra deberán estar dotados de un enclavamiento seguro entre los seccionadores y los seccionadores de puesta a tierra.

Los aisladores de los seccionadores estarán dispuestos de tal forma que ninguna corriente de fuga peligrosa circule entre bornes de un lado y cualquiera de los bornes del otro lado del seccionador. Esta prescripción de seguridad se considerará satisfecha cuando este previsto que toda la corriente de fuga

Diseño y cálculo de una subestación transformadora 220/132/20kV

se dirija hacia tierra, por medio de una conexión a tierra segura o cuando el aislamiento utilizado este protegido eficazmente contra la contaminación en servicio.”(ITC-RAT06)

La corriente mínima asignada en los seccionadores será de 200 amperios. Según el RAT-ITC06. En nuestra subestación eléctrica transformadora los seccionadores elegidos serán de columna central giratoria, tanto para los niveles de 220kV como para el nivel de 132kV, esto es porque son los más usados en este tipo de instalaciones.

- Seccionador de columna central giratoria.

La cuchilla en este tipo de seccionadores está fijada en la columna central la cual es giratoria. Gracias a ello se obtiene una interrupción doble. Las otras dos columnas laterales exteriores se encuentran montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos.

1.9.2.2. Seccionadores de la zona de 220kV

El seccionador elegido para este nivel de la instalación es de la compañía Mesa y será el modelo SG3CT-245

Referencia	Referencia	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	A impulso/ Impulse	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse	kA	kA		
A	1	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170	
		52	800	95	250	110	290	31,5	80	C4-250	
		72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325	
		123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550	
	2		36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170
			52	1250	95	250	110	290	31,5	80	C4-250
			72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325
	3		1600	2000	95	250	110	290	40	100	C4-250
			2750	2750	140	325	160	375	40	100	C4-325
			1800	2000	140	325	160	375	40	100	C4-325
			2750	2750	230	550	265	630	40	100	C4-550
			1600	2000	230	550	265	630	40	100	C4-550
		2750	2750	230	550	265	630	40	100	C4-550	
B	1	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650	
		170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750	
		245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050	
	2		145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650
			170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
			245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050
C		145	1800	275	650	315	750	40	100	C4-650	
		2000	2000	275	650	315	750	40	100	C4-650	
		2750	2750	275	650	315	750	40	100	C4-650	
		170	1800	325	750	375	860	40	100	C4-750	
		2000	2000	325	750	375	860	40	100	C4-750	
		2750	2750	325	750	375	860	40	100	C4-750	
	145	1600	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050		
	2000	2000	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050		
	2750	2750	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050		

Imagen 9: Seccionador nivel 220kV

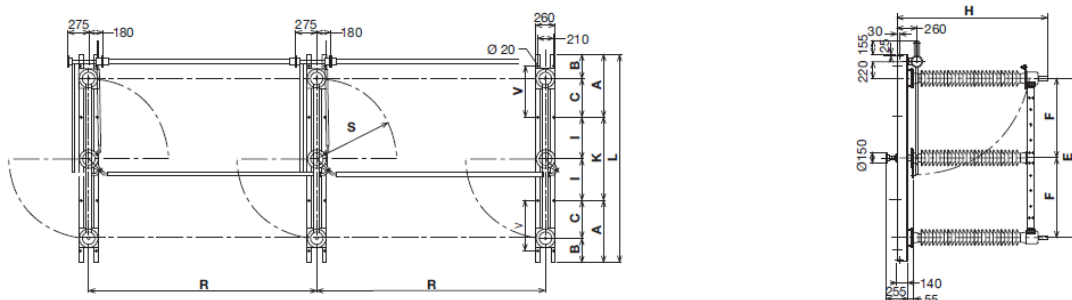


Imagen 10: detalle del seccionador

1.9.2.3. Seccionadores de la zona de 132kV

El seccionador elegido para este nivel de la instalación es de la compañía Mesa y será el modelo SG3CT-145

Referencia Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current (I)	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) (I)	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current (I)	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	kA	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	1250	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
	SG3C-145/1250	SG3CT-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-145/1600	SG3CT-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	C4-650
	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
3	SG3C-170/1250	SG3CT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750
	SG3C-170/1600	SG3CT-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	C4-750
	SG3C-170/2000	SG3CT-170/2000	170	2000	325	750	375	860	40	100	C4-750
C	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
	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

Imagen 11: Seccionador nivel 132kV

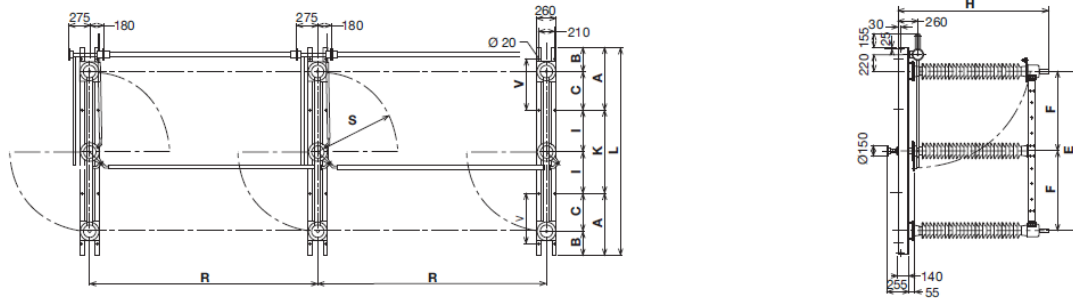


Imagen 12: detalle del seccionador

1.9.3. Pararrayos.

Toda instalación eléctrica deberá protegerse contra sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen externo.

Entonces, serán utilizados pararrayos auto-válvulas de resistencia variable. Los bornes de conexión a tierra de estas auto-válvulas se unirán a la toma de tierra de acuerdo con la normativa RAT-ITC-13.

Esta protección podrá también realizarse mediante explosores, según las condiciones de explotación de la red, excepto en los casos siguientes:

- En los sistemas con neutro a tierra con intensidades de defecto id en A tales que con la resistencia de tierra Rm en ohmios de las masas, sea cumplido $I_d \times R_m > 5000V$
- En lugares de altitud superior a 1000 metros, o en instalaciones la cuales estén conectadas a líneas de alta tensión que discurra por cotas superiores a 1000m a distancias de la instalación menores a 3km.
- En zonas donde se produzcan frecuentes descargas eléctricas atmosféricas clasificadas como frecuencia de tormentas muy elevada

Hay dos tipos de auto-válvulas, óxidos metálicos y carbono silicio. Para la subestaciones eléctrica transformadora se utilizaran de óxidos metálicos

Los ZS han sido diseñados para su utilización en grandes subestaciones o en áreas donde es necesaria una protección primordial y sea requerida una gran capacidad, tanto para soportar altos valores energéticos, como para evacuar las altas presiones que se puedan producir.

Las auto-válvulas tendrán un contador de descargas el cual nos proporcionara datos estadísticos acerca de las condiciones atmosféricas para futuros estudios o mejoras de protecciones de la subestación.

1.9.3.2. Pararrayos de la zona de 220kV

Los pararrayos de este nivel serán del fabricante INAEL los cuales sus características se encuentran en la siguiente tabla

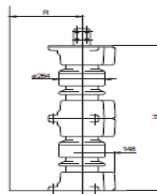


Imagen 13: Detalle pararrayos

CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua U ₅₀ (kV eficaces)	STT ⁽¹⁾		Ecuivalente al frente de onda w (kV cresta)	Máxima sobretensión de maniobras w (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	98.0	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

Imagen 14: Tabla de pararrayos

1.9.3.3. Auto-válvulas de la zona de 132kV

Los pararrayos de este nivel serán del fabricante INAEL los cuales sus características se encuentran en la siguiente tabla

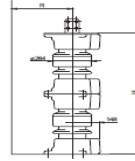


Imagen 15: Detalle pararrayos

CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc* (kV eficaces)	STT ¹⁶		Ecuivalente 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	58.4	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	98.0	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

Imagen 16: Tabla de pararrayos

1.9.3.4. Auto-válvulas de la zona de 20kV

Los pararrayos de este nivel serán del fabricante INAEL los cuales sus características se encuentran en la siguiente tabla

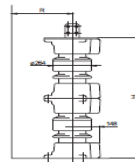


Imagen 17: Detalle pararrayos

CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc (kV eficaces)	STT (1)		Equivalente al frente de onda ** (kV cresta)	Máxima sobretensión de maniobras *** (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	58.4	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	98.0	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

Imagen 18: Tabla de pararrayos

1.9.4. Transformadores de medida.

La función principal de los transformadores de medida es la medición de la energía que recibe o suministra nuestra instalación.

Si los transformadores de intensidad están dispuestos para la alimentación de los relés encargados de la protección, será comprobada la saturación que produce cuando estos son sometidos a altas corrientes de cortocircuito.

Lo habitual en estos transformadores es que dispongan de dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección.

Se han tenido en consideración los siguientes parámetros para la instalación de los siguientes transformadores:

- Instalación de exterior.
- Nivel de aislamiento.

Los transformadores de medida que serán utilizados en la instalación serán de la compañía ARTECHE, concretamente utilizaremos los de la gama KA, ya que son híbridos y cuentan con tecnología para medir intensidad y corriente.

1.9.4.2. Transformadores de intensidad de la zona de 220kV

Aislamiento de papel-aceite > Modelo KA									
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)		AXB (mm)	T (mm)	H (mm)	
KA-72	72,5	140	325	-	1825	350x350	1655	2270	375
KA-123	123	230	550	-	3075	450x450	2055	2655	570
KA-145	145	275	650	-	3625	450x450	2055	2655	580
KA-170	170	325	750	-	4250	450x450	2455	2945	755
KA-245	245	395	950	-	6125	450x450	3185	3820	1.050
	300	460	1050	-	7500	600x600	4340	5050	1.520
		460	1050	850					

Imagen 19: Características Transformador de medida

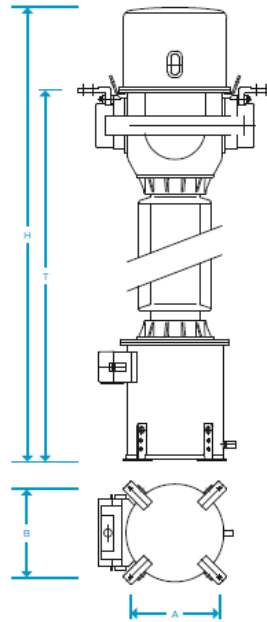


Imagen 20: Dimensiones Transformador de medida

1.9.4.3. Transformadores de intensidad de la zona de 132kV

Aislamiento de papel-aceite > Modelo KA									
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)		AXB (mm)	T (mm)	H (mm)	
KA-72	72,5	140	325	-	1825	350x350	1655	2270	375
KA-123	123	230	550	-	3075	450x450	2055	2655	570
KA-145	145	275	650	-	3625	450x450	2055	2655	580
KA-170	170	325	750	-	4250	450x450	2455	2945	755
	245	395	950	-	6125	450x450	3185	3820	1.050
KA-245	300	460	1050	-	7500	600x600	4340	5050	1.520
		460	1050	850	7500	600x600	4340	5050	1.520

Imagen 20: Características Transformador de medida

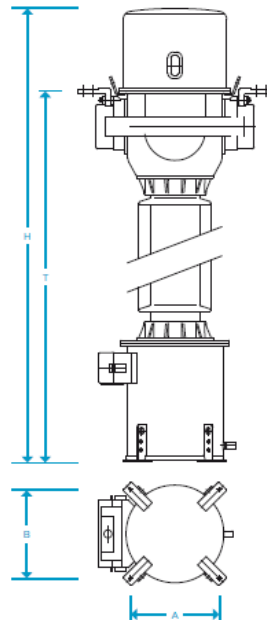


Imagen 21: Dimensiones Transformador de medida

1.9.5. Celdas de media tensión.

1.9.5.1. Generalidades.

Esta apartamentación está reglada bajo la norma UNE- EN 62271-200:2013, esta norma es aplicable a los aparatos de conexión y a la combinación de los mismos con aparatos de mando y maniobra, de medida, de protección y regulación los cuales están asociados a dichos aparatos, además de sus accesorios.

Los conjuntos de apartamentación ya prefabricados, bajo envolvente metálica, son los cuales son suministrados por el fabricante ya montados, además han sido ensayados según la norma UNE- EN 62271-200:2013.

Para nuestra instalación se eligieron las celdas de tensión con todo integrado de la compañía ORMAZABAL, concretamente la gama CPG-1, la cual cuenta con doble embarrado interno y aislamiento SF6.

1.9.5.2. Celdas de media tensión.

Las celdas de media tensión utilizadas se mostraran a continuación, tanto sus características eléctricas como físicas generales. Para no estar repitiendo apartado tras apartado, las características eléctricas de los aparatos dentro de las celdas son comunes a todas ellas.

1.9.5.2.1. Celda de acoplamiento transversal de barras.

Estas celdas tienen compartimentos de apartamentación independientes con los elementos descritos a continuación:

Interruptor de corte en vacío y dos seccionadores de puesta a tierra conectados en serie con él, alojados en el compartimento del interruptor. Además, en sus correspondientes compartimentos se encuentran seccionadores de línea. También contará con transformadores de tensión en barras.

Datos técnicos

Características eléctricas		cpg.0			cpg.0 lite	cpg.1		cpg.0	
Tensión asignada	U_n [kV]	24	36	40,5	24	24	36	27	38
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50/60							
Corriente asignada	I_n	60							
Barras e interconexión de celdas	[A]	Hasta 2500	Hasta 1600	Hasta 1250	Hasta 2000 ²⁾	Hasta 2500			
En derivación ¹⁾	[A]	Hasta 2500	Hasta 1250	Hasta 1250	Hasta 2000	Hasta 2500			
Corriente admisible asignada de corta duración									
con $t_c = 1\text{ s} - 3\text{ s}$	I_c [kA]	25/31,5			25	25/31,5		25/31,5	
Valor de pico (Max)	I_p [kA]	50 Hz: 62,5/80 60 Hz: 65/82			50 Hz: 62,5 60 Hz: 65	50 Hz: 62,5/80 60 Hz: 65/82		65/82	
Nivel de aislamiento asignado									
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial [1 min]	U_s [kV]	50/60	70/80	95/118	50/60	50/60	70/80	60/66	70/77 ²⁾
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo	U_p [kV]	125/145	170/195	185/215	125/145	125/145	170/195	125/145	150/165 ²⁾
Clasificación de arco interno conforme a IEC 62271-200	IAC	AFL (R) 25/31,5 kA 1 s			AFL (R) 25 kA 1 s	AFL (R) 25/31,5 kA 1 s		AFL (R) 25/31,5 kA 1 s	
Grado de protección		IP3X/IP65 (Cuba de gas)							
Categoría de pérdida de continuidad de servicio	LSC	LSC2							
Clase de compartimentación		PM							

¹⁾ Celda de protección con fusibles = 200 A

²⁾ Para otros valores, consultar con Ormazabal

Imagen 22: Características técnicas de las celdas

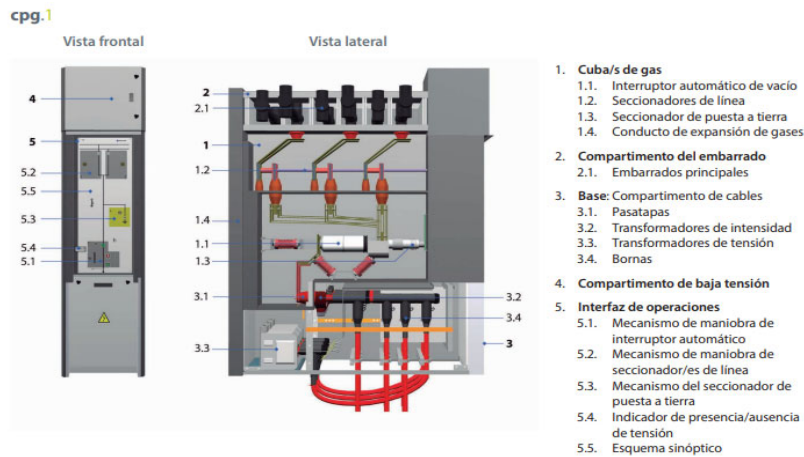


Imagen 23: Construcción interna

1.9.5.2.2. Celda de doble barra con interruptor automático

Estas celdas tienen compartimentos de apartamento independientes con los elementos descritos a continuación:

Interruptor de corte en vacío y un seccionador de puesta a tierra conectado en serie con él, ambos alojados en el compartimento del interruptor. Además, en sus correspondientes compartimentos se encuentran seccionadores de línea. También contará con transformadores de tensión e intensidad. Su cometido será el de proteger el transformador principal de la instalación, de la línea, de la batería de condensadores, del transformador para los servicios auxiliares, y de acoplamiento para los de media tensión.

Datos técnicos

Características eléctricas		cpg.0			cpg.0 lite	cpg.1		cpg.0	
Tensión asignada	U_d [kV]	24	36	40,5	24	24	36	27	38
Frecuencia asignada	f_n [Hz]	50/60							
Corriente asignada	I_n	Hasta 2500							
Barras e interconexión de celdas	[A]	Hasta 2500	Hasta 1600	Hasta 1250	Hasta 2000 ²⁾	Hasta 2500			
En derivación ¹⁾	[A]	Hasta 2500	Hasta 1250	Hasta 1250	Hasta 2000		Hasta 2500		
Corriente admisible asignada de corta duración									
con $t_c = 1\text{ s} - 3\text{ s}$	I_c [kA]	25/31,5			25	25/31,5		25/31,5	
Valor de pico (Max)	I_p [kA]	50 Hz: 62,5/80 60 Hz: 65/82			50 Hz: 62,5 60 Hz: 65	50 Hz: 62,5/80 60 Hz: 65/82		65/82	
Nivel de aislamiento asignado									
Tensión soportada asignada a frecuencia industrial [1 min]	U_d [kV]	50/60	70/80	95/118	50/60	50/60	70/80	60/66	70/77 ²⁾
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo	U_p [kV]	125/145	170/195	185/215	125/145	125/145	170/195	125/145	150/165 ²⁾
Clasificación de arco interno conforme a IEC 62271-200	IAC	AFL (R) 25/31,5 kA 1 s			AFL (R) 25 kA 1 s	AFL (R) 25/31,5 kA 1 s		AFL (R) 25/31,5 kA 1 s	
Grado de protección		IP3X/IP65 (Cuba de gas)							
Categoría de pérdida de continuidad de servicio	LSC	LSC2							
Clase de compartimentación		PM							

¹⁾ Celda de protección con fusibles = 200 A

²⁾ Para otros valores, consultar con Ormazabal

Imagen 24: Características técnicas de las celdas

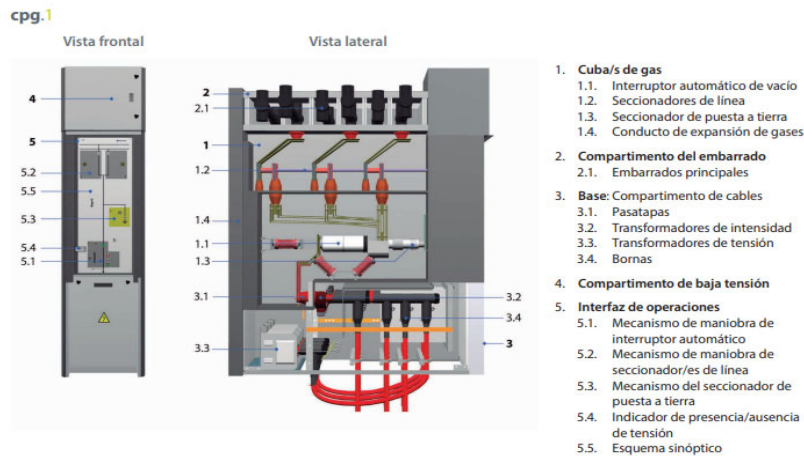


Imagen 25: Construcción interna

1.9.6. Terminales de empalme.

El terminal de empalme para la conexión entre el cable aéreo desnudo y el cable aislado será colocado justo después de la auto-válvula de la zona de 20KV. Se utilizaran del fabricante Siemens

1.10. Transformadores de potencia.

Nuestra subestación eléctrica transformadora contara con 4 transformadores de potencia, dos de 90MVA, denominados T1 y T2, y otros dos de 40 MVA, denominados T3 y T4. A continuación serán expuestas las características de cada uno de ellos.

Los transformadores de nuestra instalación serán del fabricante ABB

1.10.1. Transformadores 1 y 2.

P. Nominal	90MVA
Aislamiento Primario	1.050kV
Aislamiento Secundario	650kV
V(primario)	229kV
V(secundario)	134kV
Regulación de tensiones	±20%
Conexión	Yd11

Tabla 12: Características transformadores T1 y T2

1.10.2. Transformadores 3 y 4.

P. Nominal	40MVA
Aislamiento Primario	650kV
Aislamiento Secundario	125kV
V(primario)	132kV
V(secundario)	20kV
Regulación de tensiones	±10%
Conexión	Yd11

Tabla 12: Características transformadores T1 y T2

1.10.3. Accesorios y ensayos a realizar.

Los transformadores estarán equipados con los siguientes accesorios y serán sometidos a los ensayos descritos en el apartado correspondiente.

1.10.3.1. Aparatos accesorios

- Indicador de nivel de aceite
- Válvulas de llenado y vaciado
- Toma de muestras de aceite.
- Pasatapas.
- Bases de apoyo para gatos de izado
- Terminales de puesta a tierra
- Indicador de temperatura de aceite.
- Placa de características.
- Radiadores desmontables.
- Relé Buchholz.

1.10.3.2. Ensayos.

Todos los transformadores son diseñados y construidos bajo el marco normativo ISO, y serán ensayados bajo el marco normativo UNE.

Ensayos de rutina:

- Ensayo de resistencia de los bobinados
- Ensayo de pérdidas y de la corriente de vacío.
- Ensayo de tensión de impedancia, impedancia de cortocircuito y pérdidas de la carga
- Medidas de la relación de transformación y revisión del grupo de conexión.

Ensayos tipo:

- Ensayos de temperatura
- Ensayo de impulsos tipo rayo.

Ensayos dieléctricos:

- Ensayo de tensión a frecuencia industrial.
- Ensayo de tensión a frecuencia elevada.

Ensayos especiales:

- Medida de impedancia secuencia cero.
- Prueba PD. Prueba de onda truncada.
- Nivel de ruidos.
- Prueba de cortocircuitos.
- Medición de armónicos.
- Prueba de conmutación en carga.
- Pruebas de equipo auxiliares.
- Comprobación de fugas.

1.11. Red de tierras.

1.11.1. Generalidades.

“Toda la instalación eléctrica deberá disponer de una protección de tierra la cual se encontrará diseñada tal que, en cualquier punto accesible desde el interior o del exterior donde las personas puedan transcurrir, estén quedados sometidos como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación o en la red de unión a ella) que resulten de aplicación de las fórmulas descritas en el apartado 1.1. Tensiones máximas admisibles en una instalación” (ITC- RAT 13)

1.11.2. Funciones de la red de tierras.

Las principales funciones de la red de tierras son las descritas a continuación:

- Dar mayor robustez al sistema eléctrico de potencia.
- Dar un camino de muy baja impedancia para la circulación de corrientes de tierras, tanto debidas a la operación de una auto-válvula o de un cortocircuito.
- Eliminar las faltas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Durante la circulación de las corrientes de tierra se pueden producir diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, siendo esto un altísimo riesgo para el personal, gracias a la red de tierras se evitaría esto.

Para la instalación de la red de tierras se ha elegido la configuración de red mallada, siendo esta formada por conductores desnudos enterrados en el suelo. Gracias a ello se permite una buena calidad de tierra, además de una gran disponibilidad para realizar conexiones de equipos a ella

Para el cálculo de la red de tierras se han considerado los siguientes elementos:

- Tensiones soportadas por el cuerpo humano
- Características propias del terreno.
- Corrientes máximas de cortocircuito a tierra.
- Tiempo de eliminación de corrientes de cortocircuito a tierra
- Planta del terreno y disposición de los elementos que forman la instalación.

1.1.1.3. Instalación de la red de tierra.

La superficie ocupada por la subestación eléctrica transformadora es de 12,700 m². La red de tierra estará formada por un conductor desnudo de 120mm² de cobre, formando por una red mallada de 4 x 4 m. Dicha red se encontrará enterrada en una zanja de 80 cm de profundidad, las uniones de esta estarán realizadas mediante soldadura. Esta malla cubrirá toda la superficie de la instalación, además de un metro adicional por cada lateral de la misma. El terreno contará con una capa de 10 cm de gravilla para así conseguir un aumento de la resistividad del mismo.

Para proteger la instalación de descargas del tipo atmosférico se colocará un hilo de guarda en la parte superior de la instalación, el conductor será de 50 mm² del tipo GUARDA.

La protección contra descargas atmosféricas será mediante cables de guarda situados en la parte superior de la estructura metálica de la subestación eléctrica transformadora. El conductor será de 50 mm² del tipo GUARDA.

1.1.1.3.1. Puesta a tierra de protección.

“Estarán conectadas a tierra las partes metálicas de una instalación que no se encuentren en tensión normalmente pero que pueden estarlo a consecuencias de averías, accidentes, fenómenos atmosféricos o sobretensiones.

Salvo excepciones estarán conectados a tierra los siguientes elementos:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Puertas metálicas de los locales.
- Los chasis de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las columnas, soportes, pórticos.
- Las vallas y cercas metálicas.
- Estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalación
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Hilos de guarda
- Conductores de tierra
- Carcasas de transformadores, generadores, motores y demás máquinas.
- Las tuberías o conductos metálicos” (ITC-RAT13)

1.1.1.3.2. Puesta a tierra de servicio.

“Estarán conectados a tierra los siguientes elementos de la instalación necesaria y entre ellos:

- Los neutros de los transformadores, que sean precisados en instalaciones o redes con neutro a tierra directa.
- El neutro de alternadores u otros aparatos que lo requieran.
- Circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los pararrayos o equipos de eliminación de sobretensiones atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de tierra.” (ITC-RAT13)

1.1.1.3.3. Interconexión de las instalaciones de tierra.

Las puestas a tierra de toda la instalación deberán interconexiones, constituyendo así una instalación de tierra general.

De esta regla general se pueden excluir excepcionalmente aquellas puestas a tierra las cuales puedan presentar un punto de tensiones peligrosas para las personas o instalaciones.

Se prevén tierras separadas en los siguientes casos:

- Los indicados en la ITC_RAT 13 para centros de transformación
- En el caso de que sea necesario la separación de la instalación de tierras de los puntos de neutro de los devanados de los transformadores.
- Los limitadores de tensión de las líneas de corriente débil, la cuales se encuentren extendidas fuera de la instalación.

1.11.3.4. Puesta a tierra del transformador de Sistemas Auxiliares.

El transformador para servicios auxiliares tiene que contar con una conexión a tierra totalmente independiente de la red de tierras principal. Esta se encontrara a 20 metros de la malla de la instalación.

Para ello serán colocadas 6 picas de cobre de 4 metros de longitud, estas estarán enterradas a una distancia de 0,8metros. La sección de etas picas será de 20 mm² y estarán separadas entre sí una distancia de 5 metros, además estarán unidas por un conductor de 95 mm².

Para la conexión de las picas con el transformador se usara un conductor aislado de 95mm² de cobre.

1.11.4. Conductores de tierra.

Los diferentes tipos de conductores de tierra atienden las siguientes características:

- Malla general: 120mm² de cobre desnudo.
- Tierra independiente transformador servicios: 95mm² cobre aislado.
- Carcasas y vallado con la red de tierra: 50 mm² cobre aislado.
- Hilo de guarda: 50 mm² acero

1.12. Servicios auxiliares.

La alimentación de las protecciones de la apartamenta, luminarias, tomas de fuerza del edificio se instalara un transformador de 50kVA el cual dará servicio a estos servicios auxiliares.

1.12.1. Descripción de los circuitos.

Los siguientes circuitos son los encontrados en el cuadro de baja tensión de los servicios auxiliares

Circuitos	Potencia
AL.1 INTERIOR	540 W
AL.2 INTERIOR	540 W
AL.3 EXTERIOR	1250 W
AL.4 EXTERIOR	1250 W
EMER 1 INTERIOR	108 W
EMER 2 EXTERIOR	2000 W
AL 5 EDIF	1250 W
TC 1 MONO	3000 W
TC2 TRIFA	3000 W
TC BATERIAS	7500 W
TOTAL....	20438 W

Tabla 13: Circuitos de Baja Tensión.

Todos estos circuitos se encuentran calculados en el apartado correspondiente en el anexo de cálculos y en los planos

1.12.2. Transformador de servicios auxiliares.

Para la alimentación de energía de los servicios auxiliares se contará con un transformador de tipo seco el cual estará dentro de una cabina metálica en el interior del edificio

1.12.3. Alumbrado.

Las luminarias usadas cumplen las normas UNE-EN 60598 y sus posteriores modificaciones. Las luminarias que se encuentren suspendidas no deberán exceder 5 kg de masa, por ello los conductores tienen que soportar dicha masa suspendida, también no tienen que contar con empalmes

Las luminarias que no sean de clase II o clase III y tengan partes metálicas accesibles deberán de contar con un elemento de conexión a tierra, estará conectado de manera fiable permanentemente al conductor de protección del circuito.

Se permitirá el uso de lámparas de gases con descargas de alta tensión cuando estas tengan una ubicación que se encuentre fuera del volumen de accesibilidad o instalando barreras o envolventes separadoras.

Cuando se instalen lámparas de descarga en instalaciones donde están en funcionamiento máquinas como movimientos rotativos, se tendrán que tomar medidas para evitar ilusiones ópticas por culpa del efecto estroboscópico.

Los circuitos de alimentación tendrán capacidad de transportar la carga debida a los receptores, elementos asociados y corrientes armónicas y de arranque. Para las lámparas de descarga se utilizará un factor de 1.8 la potencia en vatios de las lámparas usadas. Si las conducciones son monofásicas, el conductor de neutro será de la misma sección que los de fase.

1.12.3.1. Luminarias.

1.12.3.1.1. Luminarias de emergencia.

Las luminarias de emergencia serán del fabricante Legrand, el modelo elegido será el URA21 LED plus

Características generales

- IP 42, IK 04 Class II
- Alimentación: 230V ± 10% 50/60 Hz.
- Leds de alta potencia con distribución de luz optimizada y vida media de 150.000 horas
- Difusor opal
- Material de la envolvente autoextinguible
- Flujo luminoso de 100 lm en modo permanente.
- Alimentación 230 V ± 10%
- Baterías de Ni-Cd o Ni-MH según modelos.
- 1 led verde de testigo de carga en modelos estándar.
- 1 led verde y ámbar en modelos Autotest y LVS2
- Fabricadas según normas de obligado cumplimiento: UNE-EN 60598-2-22
- Producto certificado por AENOR con marca N

Imagen 26: Características luminaria emergencias



Imagen 27: Luminaria de emergencias

1.12.3.1.2. *Luminarias del interior del edificio.*

Las luminarias elegidas para el interior del edificio son del fabricante PHILIPS, el modelo elegido es WT120C G2 led27s

Operating and Electrical	
Input Voltage	220 to 240 V
Input Frequency	50 or 60 Hz
Inrush current	3.58 A
Inrush time	0.04 ms
Power Factor (Min)	0.9

Imagen 28: Características eléctricas

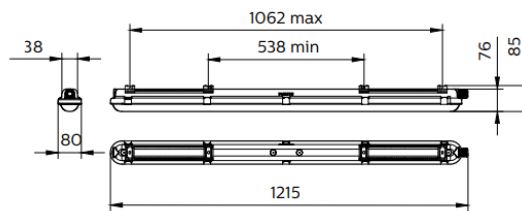


Imagen 29: Dimensiones

1.23.3.1.3. *Luminarias del exterior.*

Para el exterior de la instalación se elegirá un proyector led del Fabricante Philips el modelo BVP140 LED480-4S, este contara con un alto grado de protección IP



Imagen 30: Proyector led

Rendimiento inicial (conforme con IEC)	
Flujo lumínico inicial (flujo del sistema)	40320 lm
Tolerancia de flujo lumínico	+/-7%
Eficacia de la luminaria LED inicial	137 lm/W
Corr. inic. de temperatura de color	4000 K
Índice de reproducción cromática	>70
Cromacidad inicial	(0.38, 0.38) SDCM <5
Potencia de entrada inicial	295 W
Tolerancia de consumo de energía	+/-10%
	+/-2

Imagen 31: Características principales.

1.13. Batería de corriente continua.

1.13.1. Generalidades.

“Los sistemas de protección y control de las instalaciones eléctricas de alta tensión son alimentados por corriente continua la cual es suministrada por baterías acumuladoras las cuales están asociados a cargadores a su vez estos están conectados a corriente alterna. Exceptuándose los centros de transformación de categoría 3 y aquellos casos en los que se justifique que no sea necesario su uso. El equipo de carga tendrá que tener la capacidad de suministrar los consumos permanentes además de mantener la batería en óptimas condiciones.

Si por un fallo en el suministro de los equipos de carga las encargadas del suministro de corriente continua a los sistemas de protección y control de los sistemas de la instalación serán las baterías de acumuladores.

El tiempo de autonomía en estas condiciones vendrá fijado por el proyectista teniendo en cuenta las características particulares que tengan los sistemas de control y protección, también la tensión mínima que deberá mantener la batería al final de su descarga.”(ITC- RAT 11)

1.13.2. Tensiones nominales.

“A la hora de diseñar los sistemas de protección y control, se tendrán en cuenta las tensiones nominales de corriente continua establecidas a continuación:

12- 24-48-125-220 voltios” (ITC-RAT 11)

1.13.3. Selección de baterías de acumulación.

1.13.3.1. Tipos de baterías.

Los tipos de baterías más usados serán:

- Baterías acidas o también llamadas de plomo.
- Baterías alcalinas en las versiones de vaso semiestanco o cerrado herméticamente.

1.13.3.2. Condiciones de elección.

Para la elección de las baterías, serán tenidos en cuenta el valor de las puntas de descarga, el consumo permanente y su capacidad. Serán usadas baterías de tipo lento cuando las puntas de descarga sean pequeñas en relación con el consumo permanente y baterías de descarga rápida cuando las puntas de descargas son importantes en relación con el consumo permanente citado anteriormente.

1.13.4. Instalación.

Los dos aspectos fundamentales para instalación de baterías de acumuladores serán:

- Requisitos mínimos en locales de emplazamiento de baterías
- Las condiciones mínimas a cumplir.

1.13.4.1. Locales.

Las baterías de acumulación de electricidad las cuales puedan desprender gases corrosivos o inflamables en cantidades peligrosas serán emplazadas de acuerdo con las siguientes recomendaciones:

- El local donde se encuentren instaladas será seco y bien ventilado mediante ventilación natural si fuera posible, además de estar destinado a ese único fin.
- El local tendrá que estar protegido contra temperaturas extremas y en la medida de lo posible de aquellas instalaciones donde se produzcan vapores, gases, polvo y otros agentes nocivos.
- Si la batería de acumuladores es acida y además cuenta con vasos del tipo abierto, será evitado la comunicación entre el local de la instalación de las mismas con las demás salas donde se encuentren aparatos, cuadro y maquinas eléctricas ya que se pueden ver afectadas por los gases corrosivos procedentes de las baterías.
- Para la construcción de los locales destinados para el emplazamiento de baterías de acumuladores serán resistentes bien por sí mismos, o bien mediante recubrimientos resistentes a gases que puedan desprender los acumuladores. Además se le dará cierta pendiente al pavimento, para que en caso de derramamiento de electrolito se pueda realizar un lavado de la superficie con agua abundante.

Cuando las baterías de acumulación de electricidad no puedan despedir gases corrosivos o inflamables, se podrán emplazar en locales los cuales estén debidamente ventilados, destinados a otros usos, recomendándose su emplazamiento dentro de armarios metálicos. Los armarios metálicos podrán contar o no con los equipos de carga en su interior.

1.13.4.2. Condiciones de instalación.

Para evitar riesgos en las tareas de mantenimiento o sustitución de los acumuladores, la instalación será de manera que facilite dichas tareas, reduciendo así el riesgo para el personal en cargado de ellas.

En el lugar donde se encuentra la instalación de dichos dispositivos ya sea dentro de un armario metálico o no abra instalado un cartel donde estén reflejadas las características principales de la batería, además de el plan de mantenimiento y recarga de las mismas.

Las baterías alcalinas o las acidas que cuenten con vasos cerrados, que se encuentren alojadas bajo armarios metálicos podrán ser ubicadas a la intemperie siempre que dichos armarios sean apropiados para dicha instalación y tengan una adecuada ventilación y aislamiento térmico para evitar altas temperaturas.

1.13.5. Protecciones eléctricas de la batería de acumuladores.

Los polos de las baterías de acumuladores se encontraran aislados de tierra
Las protecciones mínimas serán:

- En la salida de las baterías de acumuladores deberá de instalarse o bien cartuchos fusibles calibrados o un interruptor automático.
- En las barras de distribución se instalara un detector de tierras que facilitara una alarma preventiva en caso de puesta a tierra cualquier polo.
- Todos los circuitos de los distintos servicios estarán equipados con fusibles calibrados o con un interruptor automático.
- Instalación de un indicador de que la batería se encuentra sin alimentación.

- Instalación de sistemas de alarma para cuando no se tengo corriente continua alimentando los circuitos de protección y maniobra.

1.13.6. Cargadores de batería de acumuladores.

Las baterías de acumuladores como ya se comentó con anterioridad tienen que estar conectadas a equipos de carga y estos tienen que cumplir las siguientes condiciones mínimas:

- Debe de ser capaz de mantener una tensión de flotación en bornes de la batería del $\pm 1\%$, debiendo compensar en las condiciones anteriormente descritas, la auto descarga de la batería y dar el consumo permanente al sistema de protección y control de la instalación.
- Mantenimiento del factor de rizado máximo que sea exigido por los equipos alimentados por el conjunto batería-cargador.
- Contar con sistema de alarma para la detección del mal funcionamiento del equipo.
- El régimen de flotación será el estado de correcto funcionamiento.

1.13.7. Equipos elegidos.

Se colocaran según lo establecido en el reglamento y en la normativa de Iberdrola, dos baterías de corriente continua, estas contarán con una intensidad 6 y 2 amperios permanentemente. Estas baterías estarán alimentadas por un rectificador y podrán socorrerse mutuamente. Estarán equipadas con todos los elementos de seguridad necesarios para un correcto funcionamiento, además estarán conectadas a tierra. Estarán conectadas a una salida de 20kV y estarán protegidas igual que las líneas de salida de la misma tensión.

1.14. Baterías de condensadores.

Para la compensación del factor de potencia de la instalación será necesario la colocación de una batería de condensadores, destinada para este propósito.

Dicha batería será de 6MVar, esta estará conectada a una de las salidas de 20kV y contará con las mismas protecciones que una línea de salida

La batería de condensadores tendrá una potencia de 6 MVar, y será un grupo único, se encontrará conectado a una salida de 20kV y tendrá las mismas protecciones que las líneas de salida de dicho nivel de tensión.

1.15. Hilos de guarda.

La subestación eléctrica transformadora contará con unos hilos de guarda, para la protección de la misma contra descargas directas de rayos.

La colocación de los mismos será a una adecuada altura para que la protección sea eficaz. Se optó por la instalación de conductores desnudos de acero de 50mm².

1.16. Protecciones de la subestación eléctrica transformadora.

Los equipos descritos con anterioridad permiten la correcta protección de la subestación eléctrica transformadora frente a distintos tipos de faltas o defectos más comunes, como sobrecargas, sobretensiones, cortocircuitos, etc. Pero estas protecciones no aseguran un continuo funcionamiento de la instalación, es decir, en caso de que ocurra alguna falta de cualquier tipo, no hay ningún criterio selectivo que desconecte solo la parte afectada de la instalación, por lo tanto dando así cierto grado de

operación. Los equipos que tienen la misión de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra son los relés de protección.

Las perturbaciones más comunes en alta tensión, las cuales pueden afectar al correcto servicio de los elemento de la subestación:

- Defectos en los aislamientos.
- Destrucciones mecánicas.
- Descargas atmosféricas y sobretensiones interiores.
- Factores humanos.
- Puestas a tierras intempestivas
- Excesos de cargas conectadas.

Los tipos de defectos ocasionados serían:

- Cortocircuitos.
- Sobrecargas.
- Subtensiones.
- Sobretensiones.
- Retornos de corriente.

Estas faltan tienen que ser detectadas por los relés de protección actuando sobre los aparatos afectados para eliminarlas lo antes, evitando así el mayor daño posible y por tanto manteniendo en servicio la subestación eléctrica transformadora.

Según su forma constructiva hay varios tipos de relés, a continuación serán descritos:

- Relés inductivos: estos relés se basan en el principio de la rueda de Barlow, es decir, es el mismo principio usado en los contadores de energía de nuestras viviendas. Estos relés son usados ya que tienen muchos campos de utilización.
- Relés electromagnéticos: estos relés se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de materiales magnéticos. El coste es su principal ventaja, y su mayor desventaja es la dificultad de calibración.
- Relés electrodinámicos: estos relés se basan en un principio similar al de los equipos de medición del tipo galvanómetro. Tiene una altísima sensibilidad, pero debido a ello tienen una gran rapidez imposibilitándose su temporización además de tener un coste muy elevado.
- Relés electrónicos: estos relés son los más usados en la actualidad ya que tienen una gran polivalencia, rapidez de operación, capacidad de regulación y ausencia de mantenimiento ya que no cuentan con elementos mecánicos.

En nuestra instalación utilizaremos relés del tipo electrónico ya que casi no presentan desventajas. Dentro de ellos existen numerosos tipos de relés electrónicos, cada uno de ellos atiende a la magnitud eléctrica que se quiera controlar, los tipos más usados son los siguientes:

- Protecciones contra sobretensiones: la misión de este tipo de relé es la de proteger los equipos eléctricos frente a sobretensiones. Este tipo de actuador ira temporizado bien a tiempo dependiente o a tiempo independiente de falta.
- Protecciones contra cortocircuitos: la misión de estos actuadores es la de adsorber la sobretensión ocasionada por un cortocircuito, en este caso el tiempo de actuación es menor que los equipos contra sobretensiones. Además su intensidad de disparo es mucho mayor.

- Protección de mínima impedancia: su misión es muy parecida a la de los relés contra cortocircuitos pero este tipo de protección actúa si la impedancia de un circuito disminuye respecto al valor fijado.
- Protección diferencial: su funcionamiento se basa en la comparación de las intensidades en ambas partes del circuito que se desea proteger, están basados según la primera ley de Kirchoff, por lo cual la actuación dependerá de la suma de corrientes que llegan a la zona protegida, no sea cero. Es una protección selectiva ya que si el defecto o falta ocurre fuera de la zona de protección de la misma, esta no actuará.
- Protección de derivación a tierra: tiene la misión de señalar y en ocasiones desconectar selectivamente el circuito puesto a tierra. Esta protección depende de cómo tengamos colocado el neutro de nuestro transformador, en nuestro transformador tenemos el neutro rígidamente a puesto a tierra, el límite de la corriente del defecto será impuesto por la impedancia propia del arco eléctrico y de la resistencia del terreno en el recorrido de retorno al neutro del transformador. Esta corriente suele tener un valor muy elevado.
- Protección para sobretensión y subtensión: la aparatada de nuestra instalación fue elegida ya que aguanta cierto grado de sobretensión sin sufrir daño. Pero a veces pueden ocurrir sobretensiones y subtensiones las cuales no son soportadas por la aparatada y tenemos que protegerla.
- Protección de Buchholz: es una protección exclusiva del transformador de potencia la cual se encarga de controlar el estado del aceite que tiene el transformador para su enfriamiento. Se encarga de avisar si existe alguna anomalía y si esta persiste desconecta el transformador.
- Protecciones de temperatura: esta protección también es propia de los transformadores de potencia y se encarga de vigilar la temperatura de los mismos y desconecta si hay peligro.
-

De estas protecciones se irán usando las necesarias en las distintas posiciones de la subestación eléctrica transformadora, los cuales serán relés electrónicos como ya se dijo en el apartado anterior.

1.16.1. Protecciones para 220kV.

1.16.1.1. Posición de línea.

La protección para líneas de 220kV, se optó por la colocación de un relé electrónico, el cual se encuentra en la cabina destinada a los relés de protección, la cual se encuentra dentro del edificio de obra civil.

Dichos relés se eligieron según Iberdrola.

- Protección para tensión mínima
- Protección para tensión máxima
- Protección tierra.
- Protección contra sobreintensidades
- Reenganchador.
- Sincronismo.
- Protección de línea.
- Homopolar.

Estos actuarán sobre las bobinas de disparo de sus correspondientes interruptores.

1.16.1.2. Posición del transformador.

En la posiciones del transformador a 220kV, como ya se dijo en apartados anteriores, el relé a utilizar será del tipo electrónico, este también se encontrara en el interior de la cabina destinada a ello junto con los demás relés de protección, la cual se encuentra en el interior del edificio.

Dichos relés se eligieron según Iberdrola.

- Protección para tensión mínima
- Protección para tensión máxima
- Protección tierra.
- Protección sobreintensidad.
- Diferencial.
- Relé Bucolz.
- Relé temperatura.

1.16.2. Protecciones para 132kV.

1.15.2.1. Posición de línea.

La protección de las líneas de 132kV, se optó por la colocación de un relé electrónico, el cual se encontrar en la cabina destinada a los relés de protección, la cual se encontrara dentro del edificio de obra civil.

Dichos relés se eligieron según Iberdrola.

- Protección para tensión mínima
- Protección para tensión máxima
- Protección tierra.
- Protección para sobreintensidades.
- Reenganchador.
- Sincronismo.
- Protección de línea.
- Homopolar.

Estos actuaran sobre las bobinas de disparo de sus correspondientes interruptores.

1.16.2.2. Posición del transformador.

En la posiciones del transformador a 132kV, como ya se dijo en apartados anteriores, el relé a utilizar será del tipo electrónico, este también se encontrara en el interior de la cabina destinada a ello junto con los demás relés de protección, la cual se encuentra ubicada en el interior del edificio.

Dichos relés se eligieron según Iberdrola.

- Protección para tensión mínima
- Protección para tensión máxima
- Protección tierra.
- Protección sobreintensidad.
- Diferencial.

- Relé Bucolz.
- Relé temperatura.

1.16.3. Protecciones para 20kV.

Ya que toda la instalación de 20kV se encuentra en el interior del edificio, además está alojada en celdas blindadas tanto para las posiciones de transformador como para las de línea, se usaran también relés electrónicos los cuales ya van colocados en estas celdas del fabricante ORMAZABAL.

- Protección para tensión mínima
- Protección para tensión máxima
- Protección homopolar.
- Protección sobreintensidad.
-

Estos actuaran sobre las bobinas de disparo de sus correspondientes interruptores

1.17. Aparatos de medida.

Para la correcta operación y control de la subestación eléctrica transformadora, además de los aparatos de medida y protección ya colocados, se tendrán que colocar en todas las posiciones aparatos de medida los cuales permitan visualmente ver los valores eléctricos más relevantes, además de la energía consumida en todo momento por las cargas.

Estos aparatos de medida se encontraran alojados en cabinas, las cuales estarán situadas en el interior del edificio de obra civil de la subestación, los aparatos mostraran las siguientes magnitudes eléctricas:

- Amperímetros: son los encargados de reflejar la intensidad en cada una de las posiciones de la subestación.
- Voltímetros: son los encargados de reflejar la tensión en cada una de las posiciones de la subestación.
- Contador de potencia activa: son los encargados de reflejar la potencia activa consumida en todo momento en las cargas conectadas en cada una de las posiciones de la subestación.
- Contador de potencia reactiva: son los encargados de reflejar la potencia reactiva consumida en todo momento en las cargas conectadas en cada una de las posiciones de la subestación.
- Frecuencímetro: es el encargado de reflejar en todo momento la frecuencia de la red.
- Factor de potencia: son los encargados de reflejar el factor de potencia en todo momento en las cargas conectadas en cada una de las posiciones de la subestación.

Por lo tanto y atendiendo a la misión de cada una de las partes de la subestación, se seleccionaras unos equipos u otros.

1.17.1. Medida para 220kV.

1.17.1.1. Posiciones de línea.

Para llevar a cabo las tareas de control y medida de las líneas de 220kV, será instalado el mismo equipo ya que cuenta con las protecciones necesarias:

I	Amperímetro.
V	Voltímetro.
kW	Contador de potencia activa.
KVAr	Contador de potencia reactiva.
KWh	Contador de kilovatios hora
KVArh	Contador de kilovoltiamperios reactivos hora.
FP	Contador del factor de potencia.
F	Control de la frecuencia.

Tabla 14: Equipos de medida línea 220kV

En las líneas de 220kV se encontrarán activos los siguientes: contador de activa, contador de reactiva, amperímetro, voltímetro, frecuencímetro y medidor de factor de potencia.

1.17.1.2. Posición del transformador.

Para llevar a cabo las tareas de control y medida de las líneas de transformador de 220kV, será instalado el mismo equipo ya que cuenta contando con las protecciones para cada una de las posiciones de la subestación, además contará con los equipos de medida necesarios:

I	Amperímetro.
V	Voltímetro.
kW	Contador de potencia activa.
KVAr	Contador de potencia reactiva.
KWh	Contador de kilovatios hora
KVArh	Contador de kilovoltiamperios reactivos hora.
FP	Contador del factor de potencia.
F	Control de la frecuencia.

Tabla 15: Equipos de medida Transformador 220kV

Para las líneas de 220kV se encontraran activos los siguientes: contador de activa, contador de reactiva, amperímetro, voltímetro, frecuencímetro y medidor de factor de potencia.

1.17.2. Medida para 132kV.

1.17.2.1. Posiciones de línea.

En las líneas de 132kV para su control y medida será instalado un equipo multifunción, ya que cuenta con las protecciones necesarias además incluye los siguientes elementos de control y medida:

I	Amperímetro.
V	Voltímetro.
kW	Contador de potencia activa.
KVAr	Contador de potencia reactiva.
KWh	Contador de kilovatios hora
KVArh	Contador de kilovoltiamperios reactivos hora.
FP	Contador del factor de potencia.
F	Control de la frecuencia.

Tabla 16: Equipos de medida línea 132kV

En las líneas de 132kV se encontraran activos: el contador de activa, contador de reactiva, amperímetro, voltímetro, frecuencímetro y factor de potencia.

1.17.2.2. Posiciones del transformador.

En las líneas de 132kV para su control y medida será instalado un equipo multifunción, ya que dispone de todas las protecciones necesarias además incluye los siguientes elementos de control y medida:

I	Amperímetro.
V	Voltímetro.
kW	Contador de potencia activa.
KVAr	Contador de potencia reactiva.
KWh	Contador de kilovatios hora
KVArh	Contador de kilovoltiamperios reactivos hora.
FP	Contador del factor de potencia.
F	Control de la frecuencia.

Tabla 17: Equipos de medida Transformador 132kV

En las líneas de 132kV se encontraran activos: el contador de activa, contador de reactiva, amperímetro, voltímetro, frecuencímetro y factor de potencia.

1.17.3. Medida para 20kV.

Ya que toda la parte de 20kV de la instalación se encuentra en el interior del edificio de obra civil, y esta aloja en celdas blindadas, tanto para las posiciones de línea como para las de transformador, serán usados los equipos electrónicos dispuestos en ellas. Las magnitudes eléctricas mostradas serán:

I	Amperímetro.
V	Voltímetro.
kW	Contador de potencia activa.
KVAr	Contador de potencia reactiva.
KWh	Contador de kilovatios hora
KVArh	Contador de kilovoltiamperios reactivos hora.
FP	Contador del factor de potencia.
F	Control de la frecuencia.

Tabla 18: Equipos de medida 20kV

1.18. Resumen presupuestario.

Presupuesto total material	6257875.1	€
13% de gastos generales	813523.76	€
8% de beneficio industrial	500630.01	€
21% IVA	1314153.8	€
Total del presupuesto	8886182.6	

El presente presupuesto asciende a **OCHO MILONES OCHONCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS CON SESENTA CENTIMOS (8.886.182,6€)**

1.29. Conclusión.

Queda finalizada la redacción de la presente memoria descriptiva del proyecto “Subestación eléctrica transformadora 220/132/20kV”, quedando el abajo firmante a cualquier modificación propuesta por la autoridad competente.

Juan Antonio Pérez Alcolea

48752726-V

ANEXO: CALCULOS

2.1. Aislamiento

2.1.1. Tensiones nominales reglamentarias.

En base a la ITC-RAT 4, encontramos la siguiente tabla con las tensiones nominales normalizadas:

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DEL MATERIAL (U_m) 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 1: ITC-RAT 4 tensiones normalizadas.

La subestación eléctrica contará con los siguientes niveles de tensión:

- Nivel 220kV: tendremos para la entrada dos líneas y otras dos de transformador, además del embarrado doble.
- Nivel 132kV: contamos con las cuatro líneas de transformador y otras dos de salida, además del embarrado doble.
- Nivel de 20kV: tendremos dos líneas de transformador y 5 de salida, además de contar con un embarrado doble. También se contará con las líneas de servicios auxiliares y batería de condensadores

2.1.2. Nivel de aislamiento.

Los aislamientos de equipos de alta tensión deben de cumplir las siguientes normas, UNE-EN- IEC 60071-1:2020 y UNE-EN- IEC 60071-2:2018, exceptuando los casos que sean correctamente justificados en el proyecto.

Las tensiones soportadas nominalmente por los aislamientos de los equipos de alta tensión, se distinguen en tres grupos según sus requerimientos dieléctricos:

- Grupo A: tensión más elevada $> 1\text{kV}$ y $\leq 36\text{kV}$.
- Grupo B: tensión más elevada $> 36\text{kV}$ y $\leq 245\text{kV}$.
- Grupo C: tensión más elevada $> 245\text{kV}$.

2.1.2.1. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo A.

En la tabla dos de este documento (tabla 1 ITC-RAT 12) son mostrados los niveles de aislamiento nominales para los materiales asociados a este grupo.

Para la selección de la lista 1 y 2, tiene que hacerse teniendo en cuenta la exposición a sobretensiones.

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 2: Niveles aislamiento nominales Grupo A.

“El material que responda a la lista 1 es utilizable en las siguientes instalaciones:

En redes e instalaciones no conectadas a líneas aéreas:

- Cuando el neutro está puesto a tierra bien directamente o bien a través de una impedancia de pequeño valor comparado con el de una bobina de extinción. En este caso no es necesario emplear dispositivos de protección contra las sobretensiones, tales como pararrayos.
- Cuando el neutro del sistema está puesto a tierra a través de una bobina de extinción y en algunas redes equipadas con una protección suficiente contra las sobretensiones. Este es el caso de redes extensas de cables en las que puede ser necesario el empleo de pararrayos capaces de descargar la capacidad de los cables.

En redes e instalaciones conectadas a líneas aéreas a través de transformadores en la capacidad con respecto a tierra de los cables unidos a las bornes de baja tensión del transformador es al menos de 0,05 pf por fase. Cuando la capacidad a tierra del cable es inferior al valor indicado, pueden conectarse condensadores suplementarios entre el transformador y el aparato de corte, tan cerca como sea posible de los bornes del transformador, de modo que la capacidad total a tierra del cable y de los condensadores llegue a ser al menos de 0,05 pf por fase.

Esto cubre los casos siguientes:

- Cuando el neutro del sistema está puesto a tierra bien directamente o bien a través de una impedancia de valor pequeño comparado con el de una bobina de extinción. En este caso, puede ser conveniente una protección contra las sobretensiones por medio de pararrayos.
- Cuando el neutro del sistema está puesto a tierra a través de una bobina de extinción y además existe una protección adecuada contra las sobretensiones.

En redes e instalaciones conectadas directamente a líneas aéreas:

- Cuando el neutro del sistema está puesto a tierra bien directamente o bien a través de una impedancia de valor pequeño comparado con el de una bobina de extinción y donde exista una adecuada protección contra las sobretensiones mediante pararrayos, teniendo en cuenta la probabilidad de la amplitud y frecuencia de las sobretensiones.
- Cuando el neutro del sistema esté puesto a tierra a través de una bobina de extinción y la protección adecuada contra las sobretensiones esté asegurada para pararrayos.

En todos los demás casos, o cuando sea necesario un alto grado de seguridad, se utilizara el material correspondiente a la lista 2.” (ITC-RAT12)

2.1.2.2. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo B.

“En esta gama de tensiones la elección del nivel de aislamiento debe hacerse principalmente en función de las sobretensiones de tipo rayo que se puedan presentar.

La tabla 3(tabla 1 ITC-RAT 12) especifica los niveles de aislamiento nominales asociados con los valores normalizados de la tensión más elevada para materiales del grupo B.

Esta tabla asocia uno o más niveles de aislamiento recomendados a cada valor normalizado más elevada para el material.

No se utilizaran tensiones de ensayo intermedias. En los casos donde se dé más de una nivel de aislamiento, el más elevado es el que conviene al material situado en redes provistas de bobina de extinción o en las que el coeficiente de falta a tierra sea superior a 1,4.

Sobre una misma red coexistir varios niveles de aislamiento de acuerdo con la diferente situación de cada instalación.”(ITC-RAT12)

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 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
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Tabla 3: Niveles aislamientos nominales Grupo B.

2.1.2.3. Niveles de aislamiento nominales para materiales del Grupo C.

“En este grupo de tensiones, la elección del material a instalar es función primordial de las sobretensiones de maniobra que se esperen en la red y el nivel de aislamiento del material se caracteriza por las tensiones soportadas a los impulsos tipo maniobra y tipo rayo.”(ITC-RAT12)

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um) kV (eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A IMPULSOS TIPO RAYO 1,2/50 μs kV (valor de cresta)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO MANIOBRA Fase a tierra 250/2500μs kV (valor de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra (mm)		TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO MANIOBRA Entre fases 250/2500 μs kV (valor de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire entre fases (mm)	
			Conductor/ estructura (mm) (*)	Punta/ estructura (mm) (*)		Conductor/ conductor (paralelos) (mm) (*)	Punta/ conductor (mm) (*)
420	1050	850	1900	2400	1360	2900	3400
	1175		2200				
	1175	950	2200	2900	1425	3100	3600
	1300		2400				
	1300 1425	1050	2600	3400	1575	3600	4200

(*) Las configuraciones "punta-estructura" y "punta-conductor" son las más desfavorables que normalmente puede encontrarse; las configuraciones "conductor-estructura" y "conductor-conductor (paralelos)" cubren un amplio campo de configuraciones normales y resultan menos desfavorables que las anteriores.

Tabla 4: Niveles aislamientos nominales Grupo C.

“Esta tabla de las combinaciones recomendadas entre las tensiones más elevadas para el material y el nivel de aislamiento. Cuando, debido a las características de la red, o a los métodos elegidos para controlar las sobretensiones de maniobra o de rayo el empleo de combinaciones distintas a las de la tabla quede justificado técnicamente, los valores seleccionados deben tomarse de entre los que figuran en la tabla.”(ITC-RAT12)

Pueden existir varios niveles de aislamientos, los cuales corresponden a diferentes instalaciones pertenecientes a la red

2.1.2. Niveles tensión de nuestra instalación.

Estas tensiones se han obtenido en base a los expuestos anteriormente ya que se trata de las condiciones expuestas en el reglamento.

	Tensión nominal	Tensión más elevada	Tensión impulso rayo	Tensión frecuencia industrial
Nivel 220kV	220kV	245kV	1050kV	460kV
Nivel 132kV	132kV	145kV	650kV	275kV
Nivel 20kV	20kV	24kV	125kV	50kV

Tabla 5: Tensiones de nuestra instalación.

2.2. Cálculo de intensidades.

El correcto diseño de la subestación eléctrica transformadora es de vital importancia el cálculo de las intensidades

2.2.1. Método de cálculo.

Para el cálculo de las intensidades de la instalación, se usará la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * Vn * \cos\phi}$$

- I: Intensidad la cual circula por el punto que queremos estudiar (A)
- P: Potencia prevista en el punto de cálculo (kVA)
- Vn: Tensión nominal en el punto de cálculo.
- Cos ϕ : factor de potencia de la instalación, se usará 0.9

Para la automatización de este cálculo se usará el software de Excel, en el cual pondremos los datos de cada punto y este calculará las intensidades en cada punto.

2.2.2. Nivel de 220kV.

En este apartado se calcularán las intensidades en todos los puntos de la zona de 220kV

- Línea de entrada LE1
- Línea de entrada LE2
- Embarrado doble E1
- Línea de primario LPT1
- Línea de primario LPT2

	Potencia en el punto	Tensión nominal	Intensidad
Línea de entrada LE1	90MVA + 90MVA	220kV	524,9 A
Línea de entrada LE2	90MVA + 90MVA	220kV	524,9 A
Embarrado doble E1	90MVA + 90MVA	220kV	524,9 A
Línea primario LPT1	90MVA	220kV	262,4 A
Línea primario LPT2	90MVA	220kV	262,4 A

Tabla 6: Intensidades de la zona de 220kV.

Estas intensidades fueron calculadas con la ecuación expuesta anteriormente, los valores de potencia son los que esas líneas soportan en nuestra instalación, en este caso es la potencia de los dos transformadores de 90 MVA.

2.2.3. Nivel de 132kV.

En este apartado se calcularán las intensidades en todos los puntos de la zona de 132kV

- Línea de salida LS1
- Línea de salida LS2
- Embarrado doble E2
- Línea de secundario LST1.
- Línea de secundario LST2.
- Línea de primario LTP3.
- Línea de primario LPT4.

	Potencia en el punto	Tensión nominal	Intensidad
Línea de salida LS1	90MVA + 90MVA	132kV	874,8 A
Línea de salida LS2	90MVA + 90MVA	132kV	874,8 A
Embarrado doble E2	90MVA + 90MVA	132kV	874,8 A
Línea de secundario LST1	90MVA	132kV	437,4 A
Línea de secundario LST2	90MVA	132kV	437,4 A
Línea de primario LTP3	40MVA	132kV	194,4 A
Línea de primario LPT4	40MVA	132kV	194,4 A

Tabla 7: Intensidades de la zona de 132kV.

Estas intensidades fueron calculadas con la ecuación expuesta anteriormente, los valores de potencia son los que esas líneas soportan en nuestra instalación, en este caso es la potencia de los 4 transformadores los cuales van afectando a cada una de las líneas.

2.2.4. Nivel de 20kV.

En este apartado se calcularán las intensidades en todos los puntos de la zona de 20kV

- Línea de secundario LST3
- Línea de secundario LST4
- Embarrado doble E3
- Línea de salida LS3
- Línea de salida LS4
- Línea de salida LS5
- Línea de salida LS6
- Línea de salida LS7

	Potencia en el punto	Tensión nominal	Intensidad
Línea de secundario LST3	40MVA	20kV	1283,0 A
Línea de secundario LST4	40MVA	20kV	1283,0 A
Embarrado doble E3	40MVA + 40MVA	20kV	2566,0 A
Línea de salida LS3	20MVA	20kV	641,5 A
Línea de salida LS4	20MVA	20kV	641,5 A
Línea de salida LS5	20MVA	20kV	641,5 A
Línea de salida LS6	20MVA	20kV	641,5 A
Línea de salida LS7	20MVA	20kV	641,5 A

Tabla 8: Intensidades de la zona de 20kV.

El cálculo de estas intensidades fue realizado con la formula anteriormente explicada, las potencias utilizadas fueron las que en cada una de las partes estaba afectada. En las líneas de salida se usó el 25% de la potencia del embarrado doble de 20kV.

2.2.5. Resumen de las intensidades nominales.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de todas las intensidades nominales de la subestación eléctrica transformadora.

	Potencia en el punto	Tensión nominal	Intensidad
Línea de entrada LE1	90MVA + 90MVA	220kV	524,9
Línea de entrada LE2	90MVA + 90MVA	220kV	524,9
Embarrado doble E1	90MVA + 90MVA	220kV	524,9
Línea primario LPT1	90MVA	220kV	262,4
Línea primario LPT2	90MVA	220kV	262,4
Línea de salida LS1	90MVA + 90MVA	132kV	874,8
Línea de salida LS2	90MVA + 90MVA	132kV	874,8
Embarrado doble E2	90MVA + 90MVA	132kV	874,8
Línea de secundario LST1	90MVA	132kV	437,4
Línea de secundario LST2	90MVA	132kV	437,4
Línea de primario LTP3	40MVA	132kV	194,4
Línea de primario LTP4	40MVA	132kV	194,4
Línea de secundario LST3	40MVA	20kV	1283,0
Línea de secundario LST4	40MVA	20kV	1283,0
Embarrado doble E3	40MVA + 40MVA	20kV	2566,0
Línea de salida LS3	20MVA	20kV	641,5
Línea de salida LS4	20MVA	20kV	641,5
Línea de salida LS5	20MVA	20kV	641,5
Línea de salida LS6	20MVA	20kV	641,5
Línea de salida LS7	20MVA	20kV	641,5

Tabla 9: Tabla resumen intensidades.

2.3. Potencia de cortocircuito.

Los aparatos e instalaciones de la subestación eléctrica transformadora tienen que está debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos, los cuales puedan ocasionar corrientes de cortocircuito y además estas sobrecargas pueden ocasionar averías dejando sin servicio a la instalación. Por ello el gran interés de calcular el valor de las corrientes de cortocircuito que se pueden alcanzar en la instalación eléctrica, ya que con ellas podremos elegir las protecciones adecuadas para proteger la instalación de este tipo de fenómenos eléctricos.

2.3.1. Origen del cortocircuito.

Los cortocircuitos pueden tener diversos orígenes, a continuación se citaran algunos de dichos orígenes:

- De origen eléctrico: estos cortocircuitos son debidos a contactos directos de dos conductores los cuales se encuentran activos o bien por rotura del aislamiento de los mismos.
- De origen mecánico: normalmente son debidos a caídas de cuerpos extraños sobre una línea aérea, una rotura de conductores o aisladores.

- Por error de maniobra: por la apertura de un seccionador en carga, la puesta a tierra de una línea, etc.
- De origen atmosférico: son debidos a un impacto de tipo rayo el cual alcanza los conductores de alguna de las líneas o por otras inclemencias meteorológicas, las cuales pueden causar la aproximación de conductores, alteraciones en los aisladores, etc.

2.3.2. Método de cálculo.

En este apartado se expondrán los pasos seguidos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito partiendo del esquema unifilar de la instalación.

Para esto se usaran los siguientes valores para su cálculo:

- Potencia base:
- Reactancia de los transformadores de potencia: ya que los transformadores tienen una elevada potencia, entonces tomaremos una reactancia en tanto por ciento mínima del 12%.
- Reactancia en el punto de enganche: será cogida la totalidad de la reactancia en el punto de enganche.
- Serán tomadas las intensidades de cortocircuito constantes, debido a la distancia entre los generadores a la instalación que la potencia circula entre ellos. Se tomara valida esta suposición siempre y cuando la subestación este a más de 100km.

2.3.2.1. Calculo de las reactancias en el punto de cortocircuito.

La característica que limita el valor de la corriente que puede circular en un circuito es la impedancia, la cual está compuesta por resistencia y reactancia. Cuando una de sus componentes es tres veces mayor se puede despreciar la otra, por lo tanto en circuitos de corriente alterna con tensiones superiores a 600V se puede despreciar la resistencia siendo entonces la reactancia el valor de la impedancia.

En los sistemas en los cuales se cuente con tensiones iguales o menos a 600v, el error cometido al omitir las resistencias en todas las partes del circuito, exceptuando los cables o conductores de intensidad baja, es menor al 5%. Normalmente la resistencia en los cables suele ser la parte que más predomina en la impedancia total del cable.

Entonces será considerado en el circuito tramos de cable con longitudes apreciables en sistemas que tengan tensiones menores o iguales a los 600V en el diagrama de impedancias serán incluidas la resistencia y la reactancia de los circuitos de cable.

- Valores de reactancia en tanto por uno:

El empleo del valor de la reactancia en tanto por ciento al especificar las características de una máquina de corriente alterna es bastante común. En los cálculos estos valores porcentuales de reactancia se expresan en tanto por uno o por unidad.

Para el cálculo de las reactancias en máquinas eléctricas utilizaremos la siguiente ecuación:

$$X_{p.u.} = \frac{\%P.base}{100 * P} \quad (\text{Formula de reactancia en tanto por uno}).$$

- $X_{p.u.}$: reactancia por unidad.
- %: valor característico de cada máquina, este valor será facilitado por el fabricante. Para la reactancia en el punto de enganche tomaremos el 100%.
- P.base: Potencia base, esta es fijada por la compañía eléctrica suministradora.
- P: esta es la potencia nominal de la maquina eléctrica a la cual queremos calcula su reactancia.

Generalmente, para las líneas la reactancia se encuentra expresada directamente en ohmios, y para obtener dicho valor en p.u. se emplea la siguiente expresión:

$$X_{p.u.} = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} \quad (\text{Formula de reactancia en tanto por uno para líneas}).$$

- $X_{p.u.}$: reactancia por unidad.
- Ω : reactancia kilométrica del conductor.
- P. base: Potencia base, establecida por la compañía eléctrica.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

Una vez se han calculado todas las reactancias a una base común, son sustituidos los distintos elementos por sus correspondientes reactancias calculadas y se realiza el correspondiente esquema unifilar de reactancias.

- Reactancia total hasta el punto de cortocircuito:

Cuando ya se completó el diagrama con las impedancias calculadas, empezamos a reducir la red a un único elemento:

- Reactancias en serie:

$$X_{eq.} = X_1 + X_2 + X_3 \dots$$

- Reactancias en paralelo

$$X_{eq.} = \frac{1}{1/X_1 + 1/X_2 + 1/X_3 + \dots}$$

2.3.2.2. Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Cuando son empleados los valores de reactancias en ohmios, el valor de la componente alterna de la corriente es obtenido mediante la división de la tensión por la reactancia total; mientras que si es empleado valores por unidad de reactancias, el valor de la potencia aparente correspondiente a esa corriente se obtendrá al dividir los KVA usados como base para el cálculo de la reactancia total por unidad:

$$KVAcc. = \frac{KVA.base}{X_{eq}} \quad (\text{potencia aparente de cortocircuito})$$

- KVAcc: potencia aparente de cortocircuito.
- KVAbase: potencia de la base expresada en KVA.
- Xeq: reactancia equivalente, es el resultado obtenido en el esquema de reactancias de la instalación.

Una vez obtenida la potencia aparente de cortocircuito, la componente alterna de la corriente de cortocircuito será obtenida mediante la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{KVAcc}{\sqrt{3} * KVn} \quad (\text{corriente alterna y simétrica de cortocircuito})$$

- Icc: corriente alterna y simétrica de cortocircuito.
- KVAcc: potencia aparente de cortocircuito expresada en KVA.
- KVn: tensión nominal en el punto de cálculo.

2.3.2.2. Cálculo de la corriente total asimétrica de cortocircuito.

Al comienzo de un cortocircuito se tiene una componente unidireccional la cual se suma a la componente alterna indicada en el apartado anterior, por su naturaleza esta decrece de manera muy rápida pero tiene que ser tenida en cuenta ya que puede causar alguna interrupción.

Estos valores serán calculados multiplicando la corriente alterna por un coeficiente esto dependerá de las características de la instalación, y los elementos que la componen

2.3.3. Esquema unifilar.

En este apartado será explicado el esquema unifilar de la Subestación eléctrica transformadora, teniendo en cuenta todas las líneas y elementos que la componen, para así realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

2.3.3.1. Esquema unifilar completo.

El esquema unifilar de toda la instalación quedaría así:

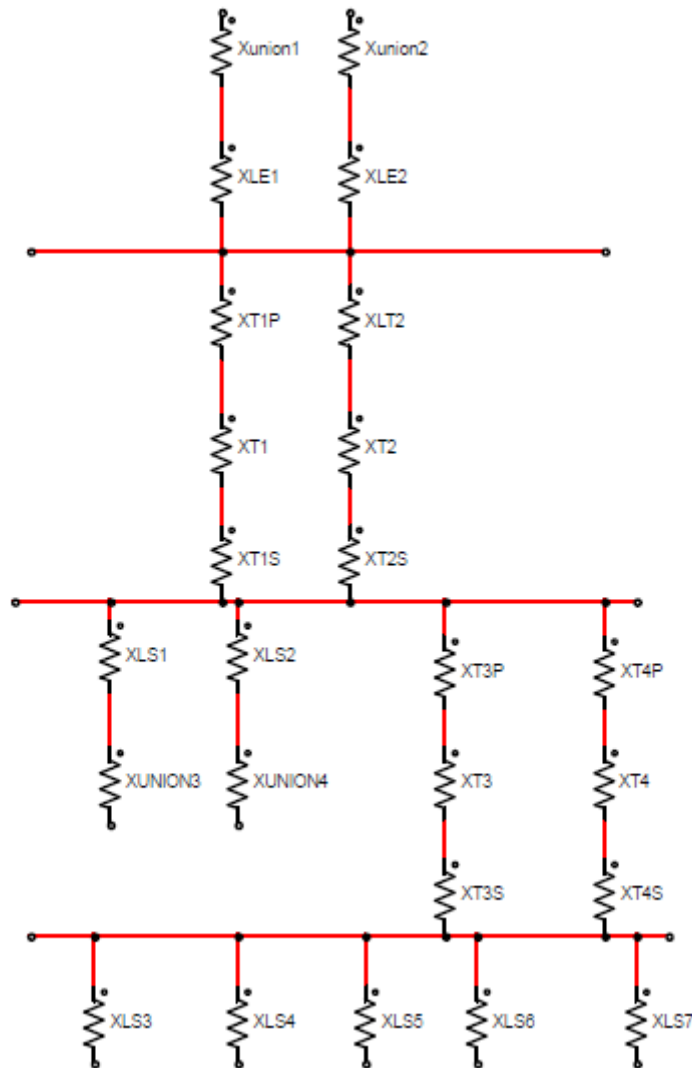


Imagen 1: Esquema cortocircuito.

2.3.3.2. Valores de reactancia por unidad

- Punto de unión 1.

Tomaremos la potencia base la cual se indicó con anterioridad 9500MVA y una reactancia en el punto de unión de un 100%. El cálculo será efectuado con la siguiente ecuación.

$$X_{union1} = \frac{\%P \cdot base}{100 \cdot P} = 1 \Omega$$

- Xunion1= reactancia estudiada, es la correspondiente a la línea de entrada 1

- %= como ya se dijo con anterioridad usaremos el 100%
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 9500 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, la potencia será la base ya que es una línea de entrada.

- Punto de unión 2.

Es idéntico al punto de unión 1

$$X_{unión1} = \frac{\%P \cdot base}{100 \cdot P} = 1 \Omega$$

- Xunión1= reactancia estudiada, es la correspondiente a la línea de entrada 2
- %= como ya se dijo con anterioridad usaremos el 100%
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 9500 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, la potencia será la base ya que es una línea de entrada.

- Línea de entrada 1.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$X_{LE1} = \frac{\Omega \cdot P \cdot base}{1000 \cdot (kV)^2} = 2.39 \cdot 10^{-2} \Omega$$

- XLE1= reactancia de la línea de entrada 1.
- Ω =reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

- Línea de entrada 2.

Es idéntica a la línea de entrada 1

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$X_{LE1} = \frac{\Omega \cdot P \cdot base}{1000 \cdot (kV)^2} = 2.39 \cdot 10^{-2} \Omega$$

- XLE2= reactancia de la línea de entrada 2.
- Ω =reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

- Línea de entrada de primario al transformador 1.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.

- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLTP1 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 2.39 * 10^{-2} \Omega$$

- XLTP1= reactancia de la línea de XLTP1
 - Ω =reactancia del conductor.
 - Pbase: especificada por la compañía eléctrica.
 - $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.
-
- Línea de entrada de primario al transformador 2.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLTP2 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 2.39 * 10^{-2} \Omega$$

- XLTP2= reactancia de la línea de XLTP2
 - Ω =reactancia del conductor.
 - Pbase: especificada por la compañía eléctrica.
 - $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.
-
- Reactancia del transformador 1.

Para el cálculo de esta reactancia de transformador, tendremos que tener en cuenta las propias características del mismo

$$XT1 = \frac{\%P.base}{100 * P} = 12,6 \Omega$$

- XT1= reactancia estudiada, es la correspondiente al transformador
- %= será 12%, este dato fue facilitado por el fabricante del transformador.
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 9500 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, potencia del transformador 90MVA
- Reactancia del transformador 2.

Es idéntica a la del transformador 1

$$XT2 = \frac{\%P.base}{100 * P} = 12,6 \Omega$$

- XT2= reactancia estudiada, es la correspondiente al transformador
- %= será 12%, este dato fue facilitado por el fabricante del transformador.
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 7000 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, potencia del transformador 90MVA

- Reactancia de salida de secundario del transformador 1.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLSP1 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- XLTS1= reactancia de la línea de XLTS1
 - Ω =reactancia del conductor.
 - Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV seria de 4750MVA.
 - $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.
- Reactancia de salida de secundario del transformador 2.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLS2 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- XLTS2= reactancia de la línea de XLTS2
 - Ω =reactancia del conductor.
 - Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV seria de 4750MVA.
 - $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.
- Reactancia de línea de salida 2 al anillo de 132kV.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLS1 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- XLS1= reactancia de la línea de XLS1
- Ω =reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV seria de 4750MVA.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

- Reactancia de línea de salida 2 al anillo de 132kV.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$X_{LS2} = \frac{\Omega * P_{base}}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- X_{LS2} = reactancia de la línea de X_{LS2}
- Ω = reactancia del conductor.
- P_{base} : especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV sería de 3500MVA.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.
- Punto de unión 3.

Es idéntico al punto de unión 1

$$X_{union3} = \frac{\%P_{base}}{100 * P} = 1 \Omega$$

- X_{union1} = reactancia estudiada, es la correspondiente a la línea de salida 1
- $\%$ = como ya se dijo con anterioridad usaremos el 100%
- P_{base} = es la exigida por la compañía eléctrica, 3500 MVA
- P = potencia en el punto a estudiar, la potencia será la base ya que es una línea de entrada.
- Punto de unión 4.

Es idéntico al punto de unión 1

$$X_{union4} = \frac{\%P_{base}}{100 * P} = 1 \Omega$$

- X_{union1} = reactancia estudiada, es la correspondiente a la línea de salida 1
- $\%$ = como ya se dijo con anterioridad usaremos el 100%
- P_{base} = es la exigida por la compañía eléctrica, 3500 MVA
- P = potencia en el punto a estudiar, la potencia será la base ya que es una línea de entrada.
- Reactancia de línea de entrada al transformador 3.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$X_{LTP3} = \frac{\Omega * P_{base}}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- X_{LTP3} = reactancia de la línea de X_{LTP3}

- Ω =reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV seria de 4750MVA.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

- Reactancia de línea de entrada al transformador 4.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo HALCON.
- Resistencia: 0.122 Ω /km
- Longitud 12,5 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XLTP3 = \frac{\Omega * P.base}{1000 * (kV)^2} = 3,32 * 10^{-2} \Omega$$

- XLTP4= reactancia de la línea de XLTP4
- Ω =reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 132KV seria de 3500MVA.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado.

- Reactancia del transformador 3.

Para el cálculo de esta reactancia de transformador, tendremos que tener en cuenta las propias características del mismo

$$XT3 = \frac{\%P.base}{100 * P} = 14,25 \Omega$$

- XT3= reactancia estudiada, es la correspondiente al transformador
- %= será 12%, este dato fue facilitado por el fabricante del transformador.
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 4750 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, potencia del transformador 40MVA

- Reactancia del transformador 4.

Para el cálculo de esta reactancia de transformador, tendremos que tener en cuenta las propias características del mismo. Idéntico al transformador 3.

$$XT4 = \frac{\%P.base}{100 * P} = 14,25 \Omega$$

- XT3= reactancia estudiada, es la correspondiente al transformador
- %= será 12%, este dato fue facilitado por el fabricante del transformador.
- Pbase= es la exigida por la compañía eléctrica, 3500 MVA
- P= potencia en el punto a estudiar, potencia del transformador 40MVA

- Reactancia de línea de salida del transformador 3.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo PRYSMIAN
- Resistencia: 0.125 Ω /km
- Longitud 55 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XT3S = \frac{\Omega \cdot P.base}{1000 \cdot (kV)^2} = 1,48\Omega$$

- XT3S = reactancia de la línea de XT3S
- Ω = reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 20KV seria de 4750MVA.
- $(kV)^2$: Tensión nominal en el punto de estudio, expresada en kV al cuadrado

- Reactancia de línea de salida del transformador 4.

Para este cálculo es necesario tener la reactancia característica del conductor aéreo que forma la línea y su longitud, y dichas características son las siguientes:

- Conductor del tipo PRYSMIAN
- Resistencia: 0.0605 Ω /km
- Longitud 55 m.

Entonces la reactancia en p.u quedaría

$$XT4S = \frac{\Omega \cdot P.base}{1000 \cdot (kV)^2} = 1,48\Omega$$

- XT4S = reactancia de la línea de XT4S
- Ω = reactancia del conductor.
- Pbase: especificada por la compañía eléctrica, en este caso en el nivel de 20KV seria de 3500MVA.

2.3.3.3. Esquema de cortocircuito simplificado

El esquema será simplificado para su así poder calcular las corrientes de cortocircuito con mayor facilidad, el esquema quedara de la siguiente manera:

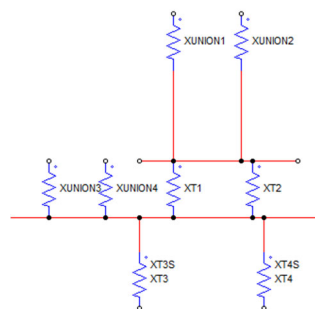


Imagen 2: Esquema cortocircuito simplificado.

En la siguiente tabla se muestra las impedancias del sistema.

Reactancia	Valor en Ω
XUNION1	1
XUNION2	1
XT1	12,6
XT2	12,6
XT3	14,25
XT4	14,25
XUNION3	1
XUNION 4	1
XT3S	1,48
XT4S	1,48

Tabla 2: Reactancias del sistema.

2.3.4. Cortocircuitos del sistema.

A continuación serán estudiados los siguientes puntos de cortocircuito ya que serán los más significantes del sistema

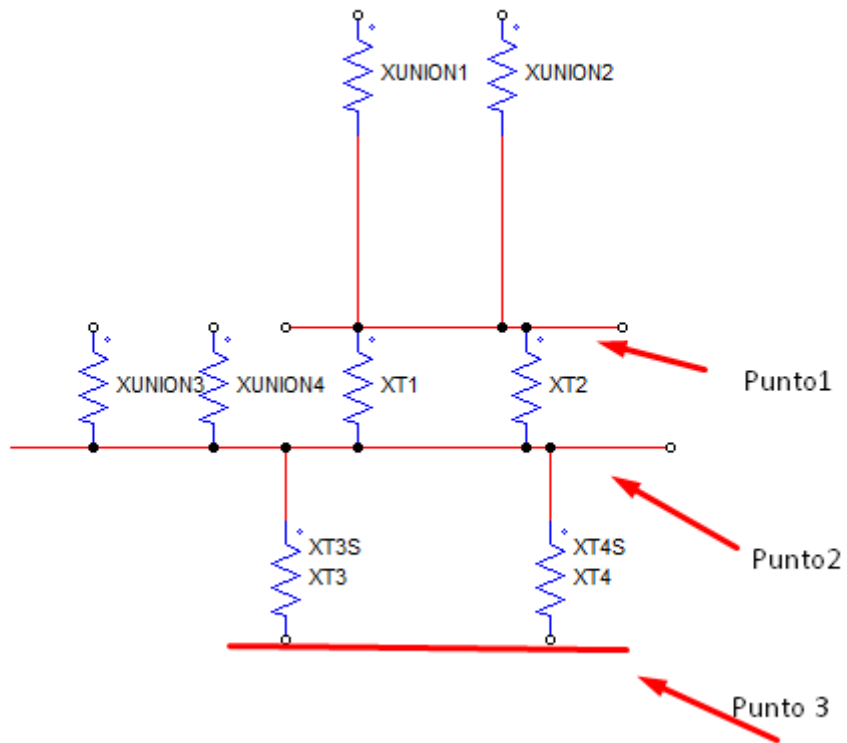


Imagen 3: Puntos de cortocircuito del sistema.

2.3.4.1. Punto de Cortocircuito 1

En el punto 1 es la situación más desfavorable, esto sería cuando la línea de entrada LE2 se encuentre desconectada, y el cortocircuito recorriera hacia ese punto desde las líneas de salida y de entrada 1 atravesando los transformadores 1 y 2.

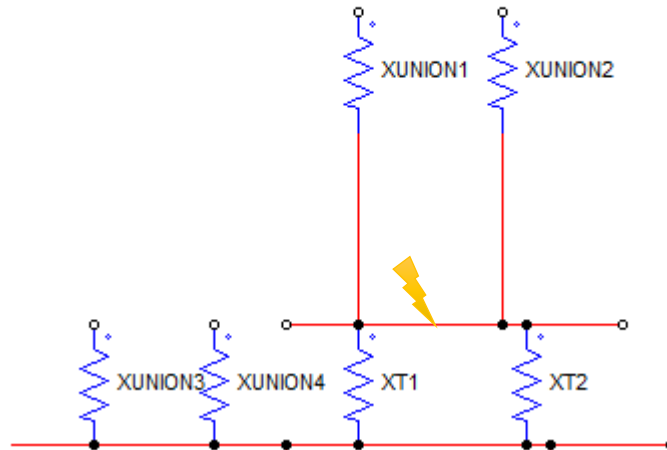


Imagen 4: Punto de cortocircuito 1.

Realizando la reactancia equivalente respecto al punto de cortocircuito a estudiar

$$X_{eq} = X_{union1} // (X_{union3} // X_{union4} + X_{T1} // X_{T2}) = 0.8717 \Omega$$

Una vez obtenida la reactancia equivalente se procede al cálculo de la potencia aparente de cortocircuito.

$$KV_{Acc} = \frac{KV_{Abase}}{X_{eq}} = 10.898.244,81 \text{ KVA}$$

- KV_{Acc}: siendo esta la potencia aparente de cortocircuito.
- KV_A base: potencia base en el punto de estudio en nuestro caso 9.500.000 kVA.
- X_{eq}: reactancia equivalente calculada anteriormente

Ahora teniendo esto calculado procedemos a calcular la corriente de cortocircuito en el punto.

$$I_{cc} = \frac{KV_{Acc}}{\sqrt{3} * KV_n} = 28,60 \text{ kA}$$

- KV_{Acc}: potencia anteriormente calculada
- kV_n: tensión nominal en el punto de estudio, en nuestro caso será de 220 kV

2.3.4.2. Punto de Cortocircuito 2

En el punto 2 es la situación más desfavorable, esto sería cuando la línea de entrada LE2 y LE1 estén inyectando corriente las líneas de salida LS1 y LS2 se encuentren funcionando y una de las líneas del transformador se encuentra desconectada

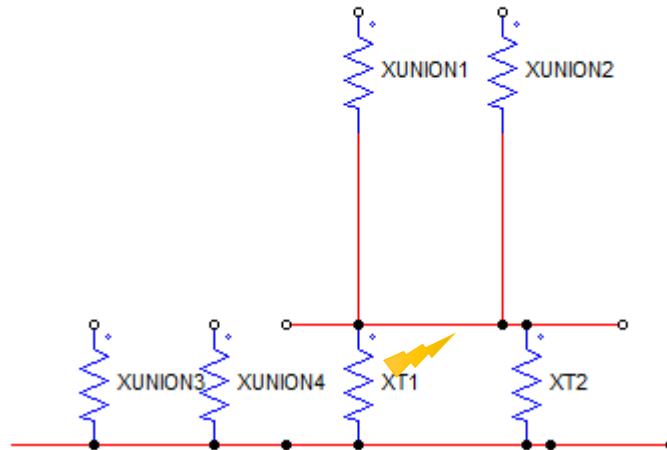


Imagen 5: Punto de cortocircuito 2

Realizando la reactancia equivalente respecto al punto de cortocircuito a estudiar

$$X_{eq} = (X_{union1} // X_{union2}) // (X_{union3} // X_{union4} + XT2) = 0.4816 \Omega$$

Una vez obtenida la reactancia equivalente se procede al cálculo de la potencia aparente de cortocircuito.

$$KV_{Acc} = \frac{KV_{Abase}}{X_{eq}} = 19.725.913,62 \text{ KVA}$$

- KV_{Acc}: siendo esta la potencia aparente de cortocircuito.
- KVA base: potencia base en el punto de estudio en nuestro caso 9.500.000 kVA.
- X_{eq}: reactancia equivalente calculada anteriormente

Ahora teniendo esto calculado procedemos a calcular la corriente de cortocircuito en el punto.

$$I_{cc} = \frac{KV_{Acc}}{\sqrt{3} * KV_n} = 51,76 \text{ kA}$$

- KV_{Acc}: potencia anteriormente calculada
- kV_n: tensión nominal en el punto de estudio, en nuestro caso será de 220 kV

2.3.4.3. Punto de Cortocircuito 3

En el punto 3 es la situación más desfavorable, esto sería cuando la línea de entrada LE2 y LE1 estén inyectando corriente las líneas de salida LS1 y LS2 se encuentren funcionando y una de las líneas del transformador se encuentra desconectada

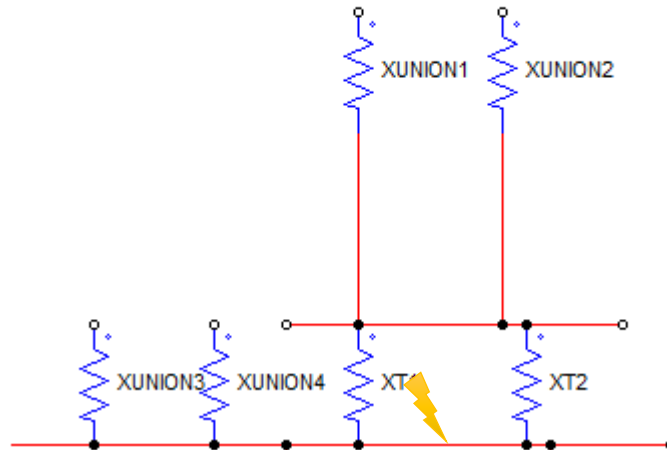


Imagen 3: Punto de cortocircuito 3.

Realizando la reactancia equivalente respecto al punto de cortocircuito a estudiar

$$X_{eq} = (X_{union1} // X_{union2} + X_{T2}) // (X_{union3} // X_{union4}) = 0.4816 \Omega$$

Una vez obtenida la reactancia equivalente se procede al cálculo de la potencia aparente de cortocircuito.

$$KVA_{acc} = \frac{KVA_{base}}{X_{eq}} = 9.862.956,81 KVA$$

- KVA_{acc}: siendo esta la potencia aparente de cortocircuito.
- KVA base: potencia base en el punto de estudio en nuestro caso 4.750.000kVA.
- X_{eq}: reactancia equivalente calculada anteriormente

Ahora teniendo esto calculado procedemos a calcular la corriente de cortocircuito en el punto.

$$I_{cc} = \frac{KVA_{acc}}{\sqrt{3} * KV_n} = 43,13 kA$$

- KVA_{acc}: potencia anteriormente calculada
- kV_n: tensión nominal en el punto de estudio, en nuestro caso será de 132 kV

2.3.4.4. Punto de Cortocircuito 4

En el punto 4 es la situación más desfavorable, esto sería cuando la línea de entrada LE2 y LE1 estén inyectando corriente a través de las líneas de los transformadores, las líneas de salida LS1 y LS2, también están en funcionamiento.

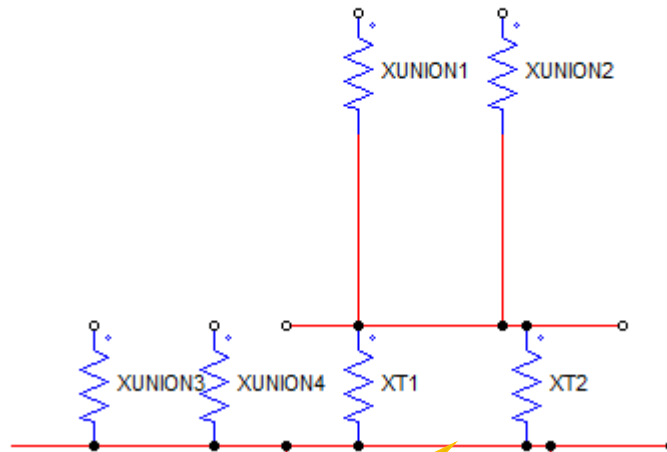


Imagen 4: Punto de cortocircuito 4.

Realizando la reactancia equivalente respecto al punto de cortocircuito a estudiar

$$X_{eq} = (X_{union1} // X_{union2} + X_{T2} // X_{T1}) // (X_{union3} // X_{union4}) = 0.490 \Omega$$

Una vez obtenida la reactancia equivalente se procede al cálculo de la potencia aparente de cortocircuito.

$$KVA_{acc} = \frac{KVA_{base}}{X_{eq}} = 9.684.824,90 KVA$$

- KVA_{acc}: siendo esta la potencia aparente de cortocircuito.
- KVA base: potencia base en el punto de estudio en nuestro caso 4.750.000kVA.
- X_{eq}: reactancia equivalente calculada anteriormente

Ahora teniendo esto calculado procedemos a calcular la corriente de cortocircuito en el punto.

$$I_{cc} = \frac{KVA_{acc}}{\sqrt{3} * KV_n} = 42,36 \text{ kA}$$

- KVA_{acc}: potencia anteriormente calculada
- kV_n: tensión nominal en el punto de estudio, en nuestro caso será de 132 kV

2.3.4.5. Resumen de los puntos de cortocircuito

Punto 1	28,6 kA
Punto 2	51,76 kA
Punto 3	43,13 kA
Punto 4	42,36 kA

Tabla 3: Corrientes de cortocircuito del sistema.

2.3.5. Cortocircuitos asimétricos del sistema.

Ya que al inicio de un cortocircuito no es una onda simétrica tenemos que multiplicar los cortocircuitos anteriormente calculados por un factor. Este factor será de 1,6 según el Reglamento de Líneas de Alta tensión. Este valor es necesario calcularlo para el dimensionado de las protecciones de nuestra instalación.

Punto 1	45,76 kA
Punto 2	82,81 kA
Punto 3	69,00 kA
Punto 4	67,77 kA

Tabla 4: Corrientes asimétricas de cortocircuito del sistema.

2.4. Pararrayos

2.4.1. Introducción.

El fin principal de los pararrayos es el de dar mayor protección frente sobretensiones, un equipo el cual se encuentre protegido mediante un pararrayos, las sobretensiones jamás podrán alcanzar valores superiores a las que el equipo sea capaz de soportar

El margen de protección es definido por la siguiente ecuación:

$$MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) * 100 \geq 33\%$$

Siendo:

- MP= margen de protección, esto es que para un correcto funcionamiento de la instalación dicho margen tendrá que ser superior al 33%
- NA= nivel de aislamiento esto es el valor de la tensión tipo rayo la cual soporta el equipo. El equipo es clasificado por la tensión soportada siendo esta el valor máximo de 245kV.
- NP= nivel de protección del pararrayos, este es el valor a tensión nominal para un impulso de corriente a intensidad nominal de descarga(10kA)

Para la selección del pararrayos tenemos que obtener los siguientes parámetros:

- Intensidad nominal de descarga.
- Tensión nominal.
- Capacidad de soportar sobretensiones temporales

2.4.2. Intensidad de descarga nominal.

La capacidad de absorción de un pararrayos, está relacionada directamente con la corriente nominal de descarga del mismo, la selección del mismo se llevara a cabo mediante dicha corriente

2.4.3. Tensión nominal.

Para la selección la tensión nominal del pararrayos el criterio básico optado es el de la localización de un pararrayos con una menor tensión de servicio el cual sea capaz de proteger correctamente. Los pararrayos de los tipos ZS, ZSH, INZP-MC3 y ZPS, tienen tensiones asignadas de acuerdo a la normativa UNE-EN 60099-4:2016 también las tensiones de servicio continuo U_c cumplen con dicha normativa.

- En redes en las cuales cuentan con eliminación automática de defectos a tierra la tensión de funcionamiento del pararrayos, tiene que ser superior al menos a la tensión de fase-tierra multiplicada por un factor de 1,05. Este factor tiene en cuenta el aumento del valor de cresta de la tensión debido a la aparición de armónicos.

$$U_c = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} * 1.05$$

- En redes de neutro aislado o puesto a tierra por medio de una bobina de compensación el valor de la tensión de funcionamiento del pararrayos será igual a la tensión máxima fase tierra

$$U_c = V_{max}$$

2.4.4. Capacidad de soportar sobretensiones temporales.

Las sobretensiones temporales pueden producirse en las líneas a tierra por diferentes motivos, los más destacables son:

- Defectos a tierra
- Perdidas repentinas de carga
- Defectos a tierra: las sobretensiones debidas a defectos a tierra en la gran parte de las redes son producidas con facilidad, son debidas a que un cortocircuito de ese tipo es afectado en una de las fases.
La duración de la sobretensión está definido por el tiempo en el que la falla es disipada. Las redes que cuenten con eliminación automática de defectos a tierra el tiempo de recuperación son menores de 1s. Mientras que en las redes de neutro aislado o puesto a tierra mediante una bobina de compensación el tiempo del defecto no es superior a los 10s.
- Perdidas repentinas de carga: la perdida de carga enredes de ata 72 kV puede producir sobretensiones de un valor máximo de 12 veces la tensión nominal de la red y tener una duración de uno pocos minutos. En redes de gran tamaño la perdida de carga de manera rápida puede producir elevaciones de tensión 15 veces superiores a la tensión a tierra además de la posible aparición de resonancias y efecto Ferranti. El efecto de las sobretensiones en los pararrayos pueden comprometer su estabilidad ya que al aumentar la tensión aumenta la energía por lo tanto la temperatura del mismo se eleva. El tiempo que los pararrayos soportan va indicado en las curvas correspondientes a cada tipo de pararrayos.

2.4.5. Ecuaciones usadas.

- Tensión asignada U_r

Para llevar a cabo el cálculo de la tensión asignada, es necesario distinguir si tenemos el neutro puesto a tierra rígidamente o aislado.

- Rígidamente a tierra $\frac{U_{max} * 0.81}{T_c}$
- Aislado $\frac{U_{max}}{T_c}$

T_c es un valor proporcionado por el fabricante en este caso es de 1,22

- Nivel de aislamiento NA.

El nivel de aislamiento corresponde a la tensión de tipo rayo de cresta la cual se calculó en el apartado 1.1 aislamiento.

- Nivel de protección

Este valor será calculado cogiendo el valor más alto de la tensión asignada

- U maniobra
- U residual (10kA)
- U frente de onda

En la tabla mostrada a continuación se obtendrán de la misma los valores nombrados anteriormente

CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO

Tensión Asignada Ur (kV eficaces)	Tensión Continua Uc* (kV eficaces)	STT ⁽¹⁾		Ecuivalente al frente de onda (kV crest.)	Máxima sobretensión de maniobra (kV crest.)	Tensión residual máxima (kV crest.) 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	98.0	142	136	273	224	243	251	258	271	288	298	320
132	106	154	147	302	248	269	277	285	299	318	329	363
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

* Uc = Tensión máxima de funcionamiento continuo.
 ** La tensión residual equivalente al frente de onda es el valor máximo correspondiente a una onda de corriente de impulso de 5 kA, que produce una onda de tensión cuya cresta se alcanza en 0,5 µseg.
 *** Basado en una onda de tipo 45/90 µseg 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 y 240 kV.
 1 Sobretensiones temporales en pararrayos nuevos.

Tabla 5: Tabla pararrayos

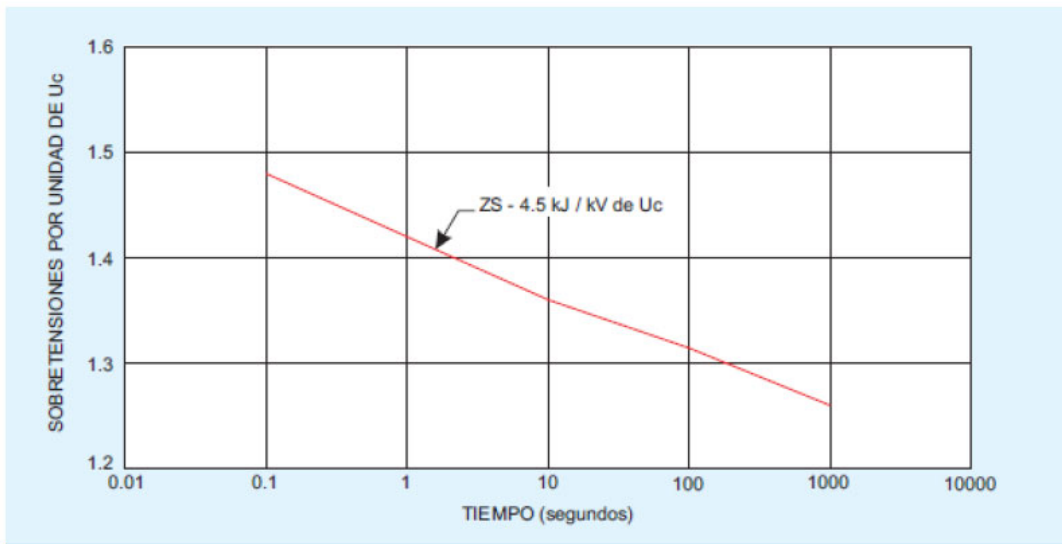


Imagen 5: Tiempos de respuesta.

2.4.6. Pararrayos nivel 220kV.

En este nivel según el reglamento para este nivel de tensión, la tensión más elevada es de 245kV

- Tensión asignada U_r

Para llevar a cabo el cálculo de la tensión asignada, es necesario distinguir si tenemos el neutro puesto a tierra rígidamente o aislado.

$$\frac{U_{max} \cdot 0.81}{T_c} = 162.66 \text{ kV}$$

- Nivel de aislamiento NA = 1050kV
- Nivel de protección

Este valor será calculado cogiendo el valor más alto de la tensión asignada, siendo esto 168kV

- U maniobra = 303 kV
- U residual (10kA) = 366kV
- U frente de onda = $370/1.15 = 321.73 \text{ kV}$

Margen de protección

$$MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) * 100 = 186,88\% \geq 33\%$$

Pararrayos escogido sera

- Tensión de servicio 154 kV
- Tensión asignada 192kV
- Corriente nominal de descarga 10kA
- Clase de descarga de larga duración 3
- Corriente de prueba del limitador de presión 40kA
- Línea de fuga mínima fase tierra 6125mm

2.4.7. Pararrayos nivel 132kV.

En este nivel según el reglamento para este nivel de tensión, la tensión más elevada es de 145kV

- Tensión asignada U_r

Para llevar a cabo el cálculo de la tensión asignada, es necesario distinguir si tenemos el neutro puesto a tierra rígidamente o aislado.

$$\frac{U_{max} \cdot 0.81}{T_c} = 96.27 \text{ kV}$$

- Nivel de aislamiento NA = 650kV
- Nivel de protección

Este valor será calculado cogiendo el valor más alto de la tensión asignada, siendo esto 108kV

- U maniobra = 181 kV
- U residual (10kA) = 233kV
- U frente de onda = $235/1.15 = 204.34 \text{ kV}$

Margen de protección

$$MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) * 100 = 178.96\% \geq 33\%$$

Pararrayos escogido será

- Tensión de servicio 92 kV
- Tensión asignada 120kV
- Corriente nominal de descarga 10kA
- Clase de descarga de larga duración 3

- Corriente de prueba del limitador de presión 40kA
- Línea de fuga mínima fase tierra 3625mm

2.4.8. Pararrayos nivel 20kV.

En este nivel según el reglamento para este nivel de tensión, la tensión más elevada es de 24kV

- Tensión asignada U_r

Para llevar a cabo el cálculo de la tensión asignada, es necesario distinguir si tenemos el neutro puesto a tierra rígidamente

$$\frac{U_{max} * 0.81}{T_c} = 19.67kV$$

- Nivel de aislamiento $NA = 125kV$
- Nivel de protección

Este valor será calculado cogiendo el valor más alto de la tensión asignada, siendo esto 21kV

- U maniobra = 39.6 kV
- U residual (10kA) = 51kV
- U frente de onda = $51.5/1.15 = 44.78kV$

Margen de protección

- $MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) * 100 = 145.09\% \geq 33\%$

Pararrayos escogido será

- Tensión de servicio 92 kV
- Tensión asignada 120kV
- Corriente nominal de descarga 10kA
- Clase de descarga de larga duración 3
- Corriente de prueba del limitador de presión 40kA
- Línea de fuga mínima fase tierra 3625mm

2.5. Aisladores

2.5.1. Generalidades.

“Los aisladores normalmente están formados por cadenas del tipo caperuza vástago o del tipo bastón, y de aisladores rígidos. Estos pueden ser fabricados por materiales cerámicos (porcelana), vidrio, polímeros u otros materiales de características adecuadas para su función.

Los aisladores tienen que ser diseñados, ensayados y seleccionados para que estos cumplan con los requisitos eléctricos y mecánicos determinados en los parámetros de diseño para las líneas aéreas. Estos aisladores tienen que tener la capacidad de resistir la influencia de todas las condiciones climáticas. Además, deben ser capaces de resistir la contaminación atmosférica y seguir funcionando cuando estén sujetos a estas condiciones.

Según la ITC-LAT- 07 tiene que cumplir los siguientes requisitos.

- Requisitos eléctricos normalizados: tienen que estar diseñados para que sean capaces de soportar las tensiones normalizadas especificados en la anteriormente mencionada ITC
- Requisitos para el comportamiento bajo contaminación: los aisladores tienen que cumplir los requisitos de funcionamiento bajo contaminación.
- Requisitos mecánicos: el diseño y dimensionado de los mismos tienen que satisfacer los requisitos mecánicos determinados en el apartado destinado a ello.

- Requisitos de durabilidad: la durabilidad de un aislador depende directamente de su diseño la elección de los materiales y los procedimientos de fabricación. Los materiales por los cuales están formados los aisladores tienen que ser resistentes a la corrosión atmosférica la cual pudiera afectar a su funcionamiento.”(ITC-LAT07)

2.5.2. Características y dimensiones.

Las dimensiones y características de los aisladores utilizados para la construcción de líneas aéreas tienen que cumplir, con los requerimientos de las siguientes normativas:

- UNE-EN 60305 Y UNE-EN 60433, para elementos de vidrio o cerámicos en las cadenas de aisladores.
- UNE-EN 61466-1:2016 Y UNE- EN 61466-2:2003, para cadenas de aisladores de materiales compuestos de silicona
- IEC 60720, para aisladores rígidos.

2.5.3. Selección de los aisladores.

Con lo anteriormente expuesto se procederá a la selección y dimensionado de los aisladores para los niveles de 220 y 132kV.

2.5.3.1. Aisladores 220kV.

El tipo elegido para la formación de las cadenas de aisladores será del tipo caperuza-vástago E-160 estándar, teniendo las siguientes características:


Perfil Profile	Estándar Standard		
			
Modelo LGI LGI Model	E-160-146	E-160-170	
Clase IEC-60305 Class IEC-60305	U 160 BS	U 160 BL	
Carga mínima de rotura mecánica (kN) Minimum mechanical failing load (kN)	160	160	
Datos dimensionales Dimensional data	Paso (S) mm Spacing (S) mm	146	170
	Diámetro (D) mm Diameter (D) mm	280	280
	Línea de fuga (mm) Creepage Distance (mm)	380	380
	Unión normalizada IEC-60120 Standard coupling IEC-60120	20	20
Valores eléctricos Electrical ratings	Tensión soportada a frecuencia industrial Power frequency withstand voltage		
	En seco (kV) Dry (kV)	75	75
	Bajo lluvia (kV) Wet (kV)	45	45
	Tensión soportada a impulso tipo rayo en seco (kV) Dry lightning impulse withstand voltage (kV)	110	110
Información de embalaje Packing information	Tensión de perforación en aceite (kV) Puncture voltage in oil (kV)	130	130
	Peso neto aproximado (kg) Approx. unit net weight (kg)	5,9	6,0
	Nº de aisladores en embalaje de caja de madera No. of insulators wooden crate	6	6

Imagen 1: Características Aisladores

- Numero de aisladores:

Se procede al cálculo del número de aisladores totales necesarios para el nivel de 220kV. Serán tenidas en cuenta las tensiones de aislamiento, indicadas a continuación:

- Tensión más elevada: 245 kV
- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz): 460kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo (valor de cresta): 1050kV

Serán colocados mínimo 12 aisladores para así soportar las siguientes tensiones:

- 900kV de tensión soportada en seco a frecuencia industrial.

- 540kV de tensión soportado bajo lluvia a frecuencia industrial.
- 1320kV de tensión soportada a impulso tipo rayo

- Longitud de la cadena de aisladores.

En el nivel de 220kV la cadena de aisladores estará formada por 12 aisladores siendo el tamaño de paso de 146 mm siendo el total de 1,75 metros de longitud
La distancia total de cada cadena es de 1,75 metros

2.5.3.2. Aisladores 132kV

El tipo elegido para la formación de las cadenas de aisladores será del tipo caperuza-vástago E-160 estándar, teniendo las siguientes características:


Perfil	Estándar		
			
Modelo LGI	E-160-146	E-160-170	
Clase IEC-60305	U 160 BS	U 160 BL	
Carga mínima de rotura mecánica (kN)	160	160	
Datos dimensionales	Paso (S) mm	146	170
	Díametro (D) mm	280	280
	Línea de fuga (mm)	380	380
	Unión normalizada IEC-60120	20	20
Valores eléctricos	Tensión soportada a frecuencia industrial		
	En seco (kV)	75	75
	Bajo lluvia (kV)	45	45
Información de embalaje	Tensión soportada a impulso tipo rayo en seco (kV)	110	110
	Tensión de perforación en aceite (kV)	130	130
	Peso neto aproximado (kg)	5,9	6,0
	Nº de aisladores en embalaje de caja de madera	6	6

Imagen 2: Características Aisladores

- Numero de aisladores:

Ya elegido el tipo de aislador, será procedido al cálculo del número de aisladores totales necesarios para el nivel de 132kV. Serán tenidas en cuenta las tensiones de aislamiento, indicadas a continuación:

- Tensión más elevada: 145 kV
- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz): 275kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo (valor de cresta): 650kV

Serán colocados mínimo 8 aisladores para así soportar las siguientes tensiones:

- 600kV de tensión soportada en seco a frecuencia industrial.
- 360kV de tensión soportado bajo lluvia a frecuencia industrial.
- 880kV de tensión soportada a impulso tipo rayo

- Longitud de la cadena de aisladores.

En el nivel de 132kV la cadena de aisladores estará formada por 8 aisladores siendo el tamaño de paso de 146 mm siendo el total de 1,1 metros de longitud
La distancia total de cada cadena es de 1,1 metros.

2.6. Conductores.

2.6.1. Generalidades.

Se calculara en este apartado las características mínimas que tienen que ser cumplidas por los conductores de la instalación. Todos los conductores de tierra tienen que ser calculados y ensayados, además de cumplir con los requerimientos mínimos tanto eléctricos como mecánico

La sección mínima la cual será permitida es de 10 milímetros cuadrados para los conductores de cobre y sus aleaciones. En cambio para conductores de acero la sección mínima será de 12,5 milímetros cuadrados. La carga de rotura será de 350daN para otros materiales de construcción de los conductores.

2.6.2. Conductores de aluminio desnudos.

2.6.2.1. Características y dimensiones.

“Los conductores pueden estar formados por hilos redondos o trapezoidales de aluminio o de alguna aleación del mismo, además pueden contener hilos de acero galvanizado para reforzarlos.

Los conductores cumplirán la norma UNE-EN 50182:2002 y serán de los siguientes tipos:

- Conductores homogéneos de aluminio (AL1)
- Conductores homogéneos de aleación de aluminio (ALx)
- Conductores bimetálicos (AL1/STyz O ALx/SAYz)
- Conductores bimetálicos de aluminio reforzados con aleación de aluminio (AL1/ALx)” (ITC-LAT07)

2.6.2.2. Requisitos eléctricos.

“Las resistencias eléctricas de los conductores con alambres circulares están en la norma UNE-EN 50182.

Para los conductores que dispongan de secciones diferentes de alambres la resistencia del conductor será calculada utilizando la resistividad propia del alambre, la sección y los paramentos del conductor.” (ITC-LAT07)

Es necesario verificar la intensidad admisible y la capacidad de cortocircuito y que conductores cumplan los requerimientos técnicos del presente proyecto.

Las descargas radioeléctricas pueden producirse en una línea eléctrica por las siguientes razones

- Descargas debidas a efecto corona en el aire en la superficie de los herrajes y conductores
- Descargas eléctricas sobre las superficies de los aisladores muy fatigados o con contaminación no esperada.
- Contactos eléctricos imperfectos.

Normalmente, el efecto corona se produce en niveles altos de tensiones nominales de 230kV o superiores. En algunas circunstancias el efecto corona puede producir un ruido audible. Es más probable que se produzca con condiciones atmosféricas de niebla y mal tiempo. La escarcha acumulada en los conductores, así como las descargas parciales superficiales en los aisladores también pueden producir ruido por efecto corona.

Los niveles de ruido audible generalmente pueden llegar a ser significativos en líneas de tensiones superiores a 400kV.

Por lo tanto a la hora de realizar los cálculos pertinentes se tendrá en cuenta la influencia del efecto corona.

2.6.2.3. Temperaturas de servicio.

“La temperatura máxima de servicio de los conductores de aluminio según las condiciones operativas deberá ser indicada en el proyecto. Dichas especificaciones darán lugar a todos los requisitos, bajo las condiciones descritas a continuación:

- La temperatura de servicio máxima bajo una carga normal de la línea será de unos 85°C como máximo.
- La temperatura en cortos momentos máxima bajo diferentes cargas en la línea será de 100°C
- Serán 100°C la temperatura máxima debido a un fallo específico en el sistema eléctrico.” (ITC-LAT07)

La reglamentación para el cálculo del incremento de la temperatura debido a cortocircuito, es indicado en la reglamentación

2.6.2.4. Requisitos mecánicos.

“La carga de rotura para conductores compuestos de aluminio, es calculada mediante la normativa UNE-EN 50182, tiene que cumplir los requisitos de carga máxima” (ITC-LAT-07)

2.6.3. Conductores aislados para líneas subterráneas.

2.6.3.1. Condiciones generales.

“Todos los materiales usados en el montaje de las líneas subterráneas estarán ensayados según las normas UNE pertinentes además de la ITC-LAT 02.

Si no existiera reglamentación UNE serán usadas las normas europeas.” (ITC-LAT06)

2.6.3.2. Cables.

Los cables o conductores usados para la distribución en redes subterráneas serán de cobre o aluminio y se encontrarán aislados con materiales para dicho propósito. Se encontrarán apantallados y protegidos contra la corrosión que pueda producir el terreno en el cual serán instalados, además tendrán que tener resistencia mecánica para soportar acciones debidas a maquinaria de obra pública.

2.6.4. Método de cálculo aplicado.

Es este apartado será expuesto el método de cálculo usado para el cálculo de la densidad de corriente en cada uno de los conductores.

2.6.4.1. Calculo para conductores desnudos.

Para el calcula de la densidad de corriente en los conductores desnudos, será empleada la siguiente ecuación:

$$\delta = \frac{I}{S}$$

- δ = será la densidad de corriente. (A/mm²).
- I = es la máxima corriente la cual atravesara el conductor en régimen permanente(A).
- S = es la sección del conductor (mm²).

Sera tomado el valor de la densidad de corriente correspondiente a su sección y será multiplicado por el coeficiente de reducción según su composición, dicho coeficiente de reducción es indicado a continuación para distintas composiciones de conductores:

- 0,902 para la composición de 30+7.
- 0,926 para las composiciones de 6+1 y 26+7.
- 0,941 para composiciones de 54+7.

2.6.4.2. Calculo para conductores aislados.

Para estos conductores esta información será proporcionada por el fabricante de los mismos, además de los valores de intensidad nominal soportada y la intensidad de cortocircuito soportada.

2.6.5. Elección de los conductores.

2.6.5.1. Nivel de 220kV.

Para este nivel será instalado un cable normalizado de aluminio-acero, en neutro caso ser el siguiente:
Conductor: HALCON

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia en C.C.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Reglamento		Codigo
		ALI	STIA	Total	ALI	STIA	ALI	STIA	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm²	mm²	mm²	n°	n°	mm	mm	mm	mm						g/km	daN	
47-ALL/8-STIA	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-STIA	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	5,10	244	5463007
100-ALL/17-STIA	LA 100	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-STIA	LA 125 PERGUIS	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-STIA	LA 175 OSFRICH	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
167-ALL/31-STIA	LA 189	147,3	34,3	181,6	30	7	2,50	2,20	7,30	17,50	676	6390	0,1962	8000	17,8	2,33	424	5463020
182-ALL/39-STIA	LA 280 HAWK	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-STIA	LA 395 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-STIA	LA 495 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-STIA	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-STIA	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-STIA	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-STIA	LA 860 LARKINE	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

Imagen 3 : Características HALCON

2.6.5.1.1. Calculo de las líneas.

En primer lugar se procederá al calcula de la densidad de corriente de las líneas de entrada 1 y 2 de manera manual. Para las demás se automatizara en Excel y se mostraran los resultados obtenidos. La intensidad nominal de las líneas de entrada 1 y 2 ya fue calculada con anterioridad en el apartado 2.2.5 y su valor es de 524,9A

Con este dato y la sección del conductor seleccionado se calcula la siguiente ecuación obteniéndose el valor de la densidad de corriente previo aplicación del coeficiente de reducción.

$$\delta = \frac{I}{S} = 1,88 \text{ A/mm}^2$$

Ahora aplicando el acto de corrección para la composición del cable quedaría

- 0,926* δ=0,926*1,88=1,74 A/mm²

Quedando así dentro de los límites establecidos en el reglamento.

- Valores obtenidos para las demás líneas de la zona de 220kV

	Intensidad	Densidad de corriente
Línea de entrada LE1	524,9	1,73
Línea de entrada LE2	524,9	1,73
Línea primario LPT1	262,4	0,86
Línea primario LPT2	262,4	0,86

Tabla 6: Densidad de corriente en zona de 220kV

2.6.5.2. Nivel de 132kV.

Para este nivel será instalado un cable normalizado de aluminio-acero, en nuestro caso ser el siguiente:
Conductor: HALCON

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal Kg/km	Carga de rotura daN	Resistencia en c.c. Q/km	Módulo de elasticidad daN/mm ²	Coeficiente de dilatación lineal °C ⁻¹	Reglamento		Código
		ALI	STIA	Total	ALI	STIA	ALI	STIA	Alma	Conductor						Densidad de corriente A/mm ²	Intensidad de corriente A	
		mm ²	mm ²	mm ²	n°	n°	mm	mm	mm	mm								
47-ALL/8-STIA	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-STIA	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-STIA	---	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-STIA	LA 125 FENIXIN	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-STIA	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
147-ALL/24-STIA	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
142-ALL/39-STIA	LA 280 HAWK	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-STIA	LA 330 QILL	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-STIA	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-STIA	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-STIA	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-STIA	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-STIA	LA 860 LAFWING	805,7	55,6	861,3	45	7	4,77	3,18	9,34	38,16	2666	18700	0,0359	6600	20,9	1,25	1077	5463056

Imagen 4: Características HALCON

2.6.5.2.1. Cálculo de las líneas.

En el apartado anterior se calculó de manera manual a modo de ejemplo la densidad de corriente en dos líneas. En este apartado directamente serán mostrados los valores obtenidos en dicho cálculo.

	Intensidad	Densidad de corriente
Línea de salida LS1	874,8	2,88
Línea de salida LS2	874,8	2,88
Línea de secundario LST1	437,4	1,44
Línea de secundario LST2	437,4	1,44
Línea de primario LTP3	194,4	0,64
Línea de primario LTP4	194,4	0,64

Tabla 7: Densidad de corriente en zona de 132kV

Observando la tabla 11 de la ITC-RLAT 07 observamos que en las líneas LS1 y LS2 tenemos que reajustarlas. Este reajuste será doblar la línea quedando así en las líneas LS1 y LS2 una densidad de corriente de 1,44 A/mm².

2.6.5.3. Nivel de 20kV.

En este nivel serán distinguidos dos tipos de conductores ya que tenemos dos composiciones de líneas una parte de esta zona es aérea y otra es subterránea.

Conductor: HALCON

Características esenciales de los conductores de aluminio/acero

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia en c.c.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Reglamento		Código
		ALL	STIA	Total	ALL	STIA	ALL	STIA	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm²	mm²	mm²	n°	n°	mm	mm	mm	mm						kg/km	daN	
47-ALL/8-STIA	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-STIA	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-STIA	==	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-STIA	LA 125 FENIX	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-STIA	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
147-ALL/24-STIA	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
142-ALL/39-STIA	LA 280 HEX	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-STIA	LA 380 CELL	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-STIA	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/31-STIA	LA 510 BALL	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/61-STIA	LA 540 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-STIA	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-STIA	LA 860 LAWING	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

Imagen 5: Características HALCON

Conductor aislado: AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1

- Fabricante: PRYSMIAN
- Modelo: AL EPROTENAX H COMPACT 3x 400/240 12/20kV
- Sección: 3x 400+240
- Peso: 1570 kg/km por conductor
- Tensión de aislamiento: 24kV
- Resistencia eléctrica máxima a 20°C
- Resistencia a frecuencia industrial: 0,125 Ω/km
- Capacidad: 0,402 μF/km
- Carga máxima admisible: 345A por conductor.

2.6.5.3.1. Cálculo de las líneas de secundario de los transformadores T3 y T4.

En este tramo de cableado tendremos dos tipos de conductores: dentro del tramo uno será desnudo y el otro tipo será aislado. La intensidad, que circula por este tramo, ya fue calculada con anterioridad, siendo este valor de 1283 A.

- Tramo desnudo:

En primer lugar, se procederá a calcular de la densidad de corriente de las líneas de secundario del transformador 3 y 4 en el tramo desnudo.

Con este dato y la sección del conductor seleccionado se calcula la siguiente ecuación obteniéndose el valor de la densidad de corriente previo aplicación del coeficiente de reducción.

$$\delta = \frac{I}{S} = 4,56A/mm^2$$

Ahora aplicando el acto de corrección para la composición del cable quedaría

- 0,926* δ=0,926*4,56=4,22 A/mm²

Observando la tabla 11 de la ITC-RLAT 07 vemos que en las líneas LST3y LST4 tenemos que reajustarlas. Este reajuste será doblar la línea quedando así en las líneas LST3 y LST4 una densidad de corriente de $2,11 \text{ A/mm}^2$

- Tramo aislado:

Las líneas estarán compuestas por conductores de AL EPROTENAX H COMPACT 3x 400/240 12/20kV, siendo su intensidad máxima admisible enterrados bajo tubo de 1350A. Ya que por nuestro tramo circulara 1283 A cumplirá sobradamente los requerimientos de la instalación.

2.6.5.3.2. Calculo de las líneas de salida L3, L4, L5, L6, L7.

En esta parte de la instalación el cableado utilizado será AL EPROTENAX H COMPACT 3x 400/240 12/20kV, la intensidad de estas líneas es de 641,51A.

Como la intensidad máxima del conductor es de 1350 A esto cumplirá holgadamente los requisitos de seguridad de la instalación.

2.6.5.4. Embarrados de la subestación.

	Intensidad	Densidad de corriente
Embarrado doble E1	524,9	1,73
Embarrado doble E2	874,8	2,88

Tabla 8: Densidad de corriente en los embarrados

Analizando estos resultados, en el embarrado E2 será doblada la línea quedando así una densidad de corriente dentro de lo establecido en el reglamento. Siendo este el valor de $1,44 \text{ A/mm}^2$

- Embarrado de 20kV

Para la construcción de este embarrado será colocada una pletina de cobre, esta pletina soportara una intensidad máxima de 3000 A, así cumpliendo ampliamente la intensidad que tendremos en este punto. El embarrado está compuesto desde el terminal de empalme por dos líneas de AL EPROTENAX H COMPACT 3x 400/240 12/20kV.

2.7. Calculo Mecánico de las líneas.

La metodología de cálculo usada en este apartado está basada en el método empírico de las normas UNE-EN 50341-1:2017. Conforme a ello, serán utilizadas ecuaciones empíricas garantizando lo establecido en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

2.7.1. Esfuerzos considerados.

Para llevar a cabo el cálculo mecánico de los elementos que constituyen las líneas, serán tenidas en cuenta todos los esfuerzos y sobrecargas que a continuación serán descritas.

2.7.1.1. Esfuerzos permanentes.

Los esfuerzos permanentes serán aquellas debidas al peso propio de los distintos elementos: conductores, herrajes, cables de tierras, apoyos y cimentaciones.

2.7.1.2. Esfuerzos debidos al viento.

Los esfuerzos debidos al viento son considerados para una velocidad de 120 km/h, salvo para las líneas consideradas de categoría especial en las cuales será considerada una velocidad de 140 km/h. El viento

será considerado horizontal, actuando de manera perpendicular a las superficies incididas. A continuación, se describirán las fuerzas del viento consideradas en el cálculo mecánico.

2.7.1.2.1. Esfuerzos debidos al viento sobre los conductores.

“La fuerza ejercida por el viento en los conductores causa fuerzas transversales a la dirección de la línea, al igual que aumenta la tensión de sobre los conductores. La fuerza será calculada mediante la siguiente ecuación:

$$F_c = q * d * \frac{a_1 + a_2}{2} \quad [\text{daN}]$$

Siendo los elementos de la ecuación los siguientes:

- d: diámetro del conductor expresado en metros.
- a₁: longitud de los vanos (la semisuma de los dos vanos es denominada eolovano).
- q: presión del viento.
 - 60*(V_v/120)² daN/m² para conductores con d ≤ 16mm
 - 50*(V_v/120)² daN/m² para conductores con d ≥ 16mm” (ITC-LAT07)

2.7.1.2.2. Esfuerzos debidos al viento sobre las cadenas de aisladores.

“La fuerza del viento ejercida en cada cadena de aisladores será calculada mediante la siguiente ecuación:

$$F_c = q * A_i \quad [\text{daN}]$$

- A_i: Área de la cadena de aisladores en proyección sobre un plano paralelo al eje, en m².
- q: presión del viento 70*(V_v/120)² daN/m²

2.7.1.2.3. Esfuerzos debidos al viento sobre apoyes de celosía.

La fuerza del viento ejercida en los apoyos de celosía será calculada mediante la siguiente ecuación:

$$F_c = q * A_T \quad [\text{daN}]$$

- A_T: Área de los apoyos en celosía proyectada en el plano normal, en m².
- q: presión del viento 170*(V_v/120)² daN/m²” (ITC-LAT07)

2.7.1.3. Esfuerzos debidos al hielo.

“En España son distinguidas 3 zonas según la ITC-LAT

- Zona A: Instalaciones situadas a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
- Zona B: Instalaciones situadas entre 500 y 1000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: Instalaciones situadas en altitudes superiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Los esfuerzos debidos al hielo según cada zona serán los siguientes:

- Zona A: No serán tenidos en cuenta ningún sobre esfuerzo debido al hielo.
- Zona B: Serán considerados los esfuerzos sometidos sobre conductores y cables de tierra: 0,18*√d daN por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor.
- Zona C: Serán considerados los esfuerzos sometidos sobre los conductores y cables de tierra: 0,36*√d daN por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor.”(ITC-LAT07)

2.7.2. Conductores.

Para la realización del cálculo mecánico de los conductores tenemos que resaltar que la temperatura influye sobre las líneas aéreas, por lo tanto es necesario el cálculo de la “Ecuación de cambio de condiciones” esta ecuación es obtenida al igualar la diferencia de longitudes, en un conductor con el cambio de temperatura

Las condiciones iniciales y finales serán descritas a continuación:

Condiciones iniciales	Condiciones finales
Temperatura Θ_1	Temperatura Θ_2
Tensión horizontal: T_1	Tensión horizontal: T_2
Peso del conductor con su sobrecarga: $P_1=p*m_1$	Peso del conductor con su sobrecarga: $P_2=p*m_2$
Longitud: L_1	Longitud: L_2

Tabla 9: Condiciones del conductor

Quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$L_2 - L_1 = \frac{ar^3}{24} * \left(\frac{P_2^2}{T_2^2} - \frac{P_1^2}{T_1^2} \right) = \alpha * ar / (\theta_2 - \theta_1) + \frac{ar}{s * e} * (T_2 - T_1)$$

Esta ecuación se puede simplificar de la siguiente manera:

$$t^2 * (t_2 + A) = B$$

Donde:

$$A = \alpha * E * s * (\theta_2 - \theta_1) + k$$

$$B = \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24}$$

$$K = -t_1 + \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24 * t_1^2}$$

Siendo:

- S: sección transversal de los conductores mm²
- ar: vano de regulación en metros
- p: peso propio del conductor en daN/m
- w: p/S peso por unida de volumen del conductor en daN/mm²
- t1: Tensión por unidad de superficie inicial del conductor en daN/mm²
- θ_1 : Temperatura en el estado inicial. °C
- θ_2 : Temperatura en el estado final °C
- α : Coeficiente de dilatación del conductor daN/mm²
- E: Módulo de elasticidad daN/mm²
- t2: Tensión por unidad de superficie final del conductor en daN/mm²
- S: sección del conductor en mm²

2.7.2.1. Tracción máxima admisible.

La tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no será superior a su carga de rotura, mínima dividida entre 2,5, si se trata de conductores cableados, o divididos entre 3, si se trata de conductores formados por un alambre, siendo considerados las hipótesis de sobre carga siguientes:

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

Tabla 10: Tabla 4 ITC-LAT 07 hipótesis limitadoras de la tracción máxima admisible

2.7.2.2. Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.

Conforme con la clasificación según las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 2.4.1.3 se determinaran las flechas máximas de los conductores y cables a tierra siguiendo las hipótesis a continuación descritas según cada zona:

“

- a) Hipótesis de viento: sometidos a la acción de su pesos y a la sobrecarga ejercida por el viento, para una velocidad de 120 km/h a la temperatura de +15°C.
- b) Hipótesis de temperatura: los conductores están sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para líneas catalogadas de categoría especial esta temperatura no será inferior en ninguno de los casos de +85°C para los conductores de fase, y para los cables de tierra no será inferior de +50°C. para el resto de las líneas tanto para los cables de tierra como para los de fase, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +50°C.

- c) Hipótesis de hielo: sometidos a la acción de su propio peso y a la sobrecarga de ejercida por el hielo, según la zona, a la temperatura de 0°C.”(ITC-LAT07)

Para el cálculo de las flechas de la instalación utilizaremos la siguiente expresión:

$$f = \frac{Pa^2}{8T}$$

- P: peso del conductor en kg/m.
- a: vano correspondiente en m.
- T: tracción soportada por el conductor en kg.

2.7.3. Calculo de nuestra Subestación eléctrica.

Una vez expuesto anteriormente los cálculos a realizar, se procede al cálculo de nuestra instalación. Se realizara un desarrollo de las ecuaciones y mediante Excel.

2.7.3.1. Ecuación de cambio de condiciones.

Siguiendo el reglamento de líneas Aéreas de Alta tensión expone una serie de hipótesis, entonces se buscara la más desfavorable. Las hipótesis esta divididas según en las zonas en las que se encuentre la línea, siendo estas, Zona A, Zona B y Zona C. Nuestra instalación se encuentra en Zona A ya que se encuentra a menos de 500 metros de altitud, entonces consideraremos las siguientes hipótesis de cálculo. Mediante la ecuación de cambio de condiciones será calculada la peor condición a la que está sometida nuestro conductor en cada uno de los vanos, esta hipótesis será la más desfavorable.

- Características de la Zona A.

Como nuestra instalación se encuentra en Zona A, será calculada únicamente la hipótesis de tracción máxima por viento, como marca el reglamento de líneas aéreas de alta tensión. Dicha hipótesis considera una temperatura de -5°C y una velocidad de viento de 120 o 140 km/h (según la tensión de la línea). Ya que ninguna de las líneas de nuestra instalación está catalogada como categoría especial se usara una velocidad del viento de 120 km/h, para esta hipótesis no será utilizada la sobrecarga producida por el hielo.

Una vez realizadas estas operaciones se tendrá la tensión a la cual et sometido el conductor en cada una de las hipótesis reglamentarias, entonces se calcularan las flechas correspondientes y obtendremos la flecha máxima la cual condicionara la altura de los soportes y apoyos de la instalación.

2.7.3.2. Conductor desnudo Halcón.

Con lo anteriormente expuesto, se realizara el cálculo mecánico para los vanos de la instalación con este tipo de cable.

Se calculara primero las sobrecargas debidas al viento, ya que posteriormente las necesitaremos:

- Sobrecarga de viento:

$$D > 16\text{mm} \quad q = 50 \cdot (1200/120)^2 = 50 \text{ daN/m}^2$$

$$F_c = q \cdot d = 50 \cdot 0,0218 = 1,09 \text{ daN/m}$$

El peso propio del conductor junto con la sobrecarga del viento ejercida por el viento será la siguiente, teniendo en cuenta que el viento produce una fuerza equivalente perpendicular al peso.

$$P + F_c = \sqrt{P^2 + F_c^2} = \sqrt{0.975^2 + 1.09^2} = 1.463 \text{ daN/m}$$

Con estos datos obtenidos procederemos al cálculo de los siguientes vanos.

2.7.3.2.1. Vano de 45 metros.

- Hipótesis de Tracción máxima de viento (-5°C)

La tensión máxima será impuesta por la compañía suministradora en nuestro caso Iberdrola en este caso será de 750 daN, siendo necesario un coeficiente de seguridad mayor que 5:

$$C_s = \frac{Q}{T} = \frac{8760}{750} = 11,68 > 5$$

Como podemos observar, el coeficiente de seguridad es más alto que el exigido por la compañía así que aseguramos que no habrá nunca problema por tensión mecánica.

El conductor soportara un peso de $P=1,463$ daN/m, calculado con anterioridad.

La temperatura es de:

$$t = -5^\circ\text{C}$$

A partir de estos datos calcularemos la constante K:

$$K = -t_1 + \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24 * t_1^2} = -750 + \frac{45^2 * 72000 * 1,463^2 * 281.1}{24 * 750^2} = 5747,17$$

La flecha correspondiente es:

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{1,463 * 45^2}{8 * 750} = 0,493 \text{ metros}$$

Ya conocida la hipótesis más desfavorable y usando la constante K, serán calculadas las demás hipótesis reglamentarias.

- Hipótesis de flecha máxima (P +V a $t=15^\circ\text{C}$)

Datos:

Peso: $p_2=1,463$ daN/m

Temperatura $\theta_2= 15^\circ\text{C}$

Ya que K depende directamente de las condiciones iniciales no varía siendo:

$$K=5747,17$$

Calculamos A:

$$A = \alpha * E * s * (\theta_2 - \theta_1) + k = 19,2 * 10^{-6} * 72000 * 281.1(15 - (-5)) + 5747,17 = 13478 \text{ kg}$$

Calculamos B:

$$B = \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24} = \frac{45^2 * 72000 * 1,463^2 * 281.1}{24} = 3655070685 \text{ kg}^3$$

Con estos parámetros ya calculados podemos obtener la ecuación de cambio de condiciones:

$$t^2 * (t_2 + A) = B$$

Siendo $t_2=511.15$ daN/m

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{1,463 * 45^2}{8 * 511.15} = 0,72 \text{ metros}$$

- Hipótesis de lecha máxima (P a $t=50^\circ\text{C}$)

Datos:

Peso: $p_2=0,975$ daN/m

Temperatura $\theta_2= 50^\circ\text{C}$

Ya que K depende directamente de las condiciones iniciales no varía siendo:

$$K=5747,17$$

Calculamos A:

$$A = \alpha * E * s * (\theta_2 - \theta_1) + k = 19,2 * 10^{-6} * 72000 * 281.1(50 - (-5)) + 5747,17 = 27119,76 \text{ kg}$$

Calculamos B:

$$B = \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24} = \frac{45^2 * 72000 * 0,975^2 * 281.1}{24} = 1623365677 \text{ kg}^3$$

Con estos parámetros ya calculados podemos obtener la ecuación de cambio de condiciones:

$$t^2 * (t_2 + A) = B$$

Siendo $t_2=243.56$ daN/m

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{0.975 * 45^2}{8 * 243.56} = 1.01 \text{ metros}$$

Entonces la flecha máxima será de 1.01 metros y es obtenido en la hipótesis de peso a 50°C

2.7.3.2.2. Vano de 25 metros.

- Hipótesis de Tracción máxima de viento (-5°C)

La tensión máxima será impuesta por la compañía suministradora en nuestro caso Iberdrola en este caso será de 750 daN, siendo necesario un coeficiente de seguridad mayor que 5:

$$Cs = \frac{Q}{T} = \frac{8760}{750} = 11,68 > 5$$

Como podemos observar, el coeficiente de seguridad es más alto que el exigido por la compañía así que aseguramos que no habrá nunca problema por tensión mecánica.

El conductor soportara un peso de P=1,463 daN/m, calculado con anterioridad.

La temperatura es de:

$$t = -5^\circ\text{C}$$

A partir de estos datos calcularemos la constante K:

$$K = -t_1 + \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24 * t_1^2} = -750 + \frac{25^2 * 72000 * 1,463^2 * 281.1}{24 * 750^2} = 1255.52$$

La flecha correspondiente es:

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{1,463 * 25^2}{8 * 750} = 0.152 \text{ metros}$$

Ya conocida la hipótesis más desfavorable y usando la constante K, serán calculadas las demás hipótesis reglamentarias.

- Hipótesis de flecha máxima (P + V a t=15°C)

Datos:

Peso: p₂=1,463 daN/m

Temperatura θ₂= 15°C

Ya que K depende directamente de las condiciones iniciales no varía siendo:

$$K=1255.52$$

Calculamos A:

$$A = \alpha * E * s * (\theta_2 - \theta_1) + k = 19,2 * 10^{-6} * 72000 * 281.1(15 - (-5)) + 1255.52 = 9027.37 \text{ kg}$$

Calculamos B:

$$B = \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24} = \frac{25^2 * 72000 * 1,463^2 * 281.1}{24} = 1128108236 \text{ kg}^3$$

Con estos parámetros ya calculados podemos obtener la ecuación de cambio de condiciones:

$$t^2 * (t_2 + A) = B$$

Siendo t₂=346.90 daN/m

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{1,463 * 25^2}{8 * 346.90} = 0.33 \text{ metros}$$

- Hipótesis de lecha máxima (P a t=50°C)

Datos:

Peso: p₂=0,975 daN/m

Temperatura θ₂= 50°C

Ya que K depende directamente de las condiciones iniciales no varía siendo:

$$K=1255.52$$

Calculamos A:

$$A = \alpha * E * s * (\theta_2 - \theta_1) + k = 19,2 * 10^{-6} * 72000 * 281.1(50 - (-5)) + 1255.52 = 22628,11 \text{ kg}$$

Calculamos B:

$$B = \frac{ar^2 * E * w^2 * S}{24} = \frac{25^2 * 72000 * 0.975^2 * 281.1}{24} = 501038789kg^3$$

Con estos parámetros ya calculados podemos obtener la ecuación de cambio de condiciones:

$$t^2 * (t2 + A) = B$$

Siendo $t_2=148.31daN/m$

$$f = \frac{Pa^2}{8T} = \frac{0.975 * 25^2}{8 * 148.31} = 0.51metros$$

Entonces la flecha máxima será de 0.51 metros y es obtenido en la hipótesis de peso a 50°C

2.7.4. Resumen del cálculo mecánico.

A continuación se muestra una tabla resumen del cálculo mecánico de nuestra instalación.

Vano (metros)	Conductor	Tensión máxima (daN/m)	Flecha máxima (metros)
45	HALCON	750	1.01
25			0.51

Tabla 11: Tabla resumen cálculo mecánico.

2.8. Distancias.

Según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión serán establecidas unas distancias mínimas de seguridad entre los distintos elementos de la instalación.

2.8.1. Pasillos de servicio.

“Según la ITC-RAT los pasillos de servicio tienen que tener una anchura suficiente para permitir una fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como un libre movimiento por los mismos de las personas y transporte de equipos para operaciones de montaje o revisión, siendo estas distancias:

- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado:1,0m
- Pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados:1,2m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado:0,8m
- Pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados:1,0m”(ITC-RAT14)

Para nuestra instalación serán dejados siempre pasillos de 2 metros de anchura, habiendo elementos de alta tensión a un lado, o ambos lados. Dejando esta anchura cumpliremos holgadamente las distancias reglamentarias.

2.8.2. Altura mínima sobre el terreno de los elementos de alta tensión.

Los elementos de alta tensión no protegidos, que estén sobre pasillos, deben de estar a una altura mínima “h” sobre el suelo, siendo calculada siguiente la ITC-RAT 14:

Tensión nominal de la instalación KV<	20	30	45	66	110	132	220	400
d(en centímetros)	22	32	45	63	110	130	210	340

Tabla 12: Tabla ITC-RAT 14, distancia “d”.

- Zona de 220KV

$$d=210\text{cm}$$
$$h=250+210=460\text{cm}$$

Para esta zona de tensión será respetada una distancia mínima nunca inferior a 5 metros cumpliendo así la distancia mínima reglamentaria.

- Zona de 132KV

$$d=130\text{cm}$$
$$h=250+130=380\text{cm}$$

Para esta zona de tensión será respetada una distancia mínima nunca inferior a 4 metros cumpliendo así la distancia mínima reglamentaria.

En cualquier zona accesible, cualquier elemento que se encuentre en tensión estará situado a una altura mínima de 230 cm del suelo. Si esta altura es menor será necesario colocar sistemas de protección.

2.8.3. Distancias desde el exterior del recinto de la instalación.

“Para la prevención de contactos accidentales desde el exterior del cierre del recinto con los elementos en tensión, entre estos elementos y el cierre tiene que haber unas distancias mínimas reglamentarias:

- De los elementos en tensión cuando es una pared maciza de altura $K < 250 + d$ (cm)

$$F = d + 100$$

- De los elementos en tensión cuando es una pared maciza de altura $K > 250 + d$ (cm)

$$B = d + 3$$

- De los elementos en tensión al cierre cuando es un enrejado de cualquier altura $K > 220$ cm

$$G = d + 150 \text{ (ITC-RAT15)}$$

En nuestra instalación se colocará un enrejado metálico en todo el perímetro de la misma, siendo este de una altura de 2,5 metros, a continuación calcularemos las distancias mínimas a el

- Zona de 220kV

$$d=210\text{cm}$$
$$G=210+150=360\text{cm}$$

- Zona de 132kV

$$d=130\text{cm}$$
$$G=130+150=280\text{cm}$$

En nuestra instalación se respetará una distancia mínima de 4 metros cumpliendo así para ambos niveles de tensión la distancia mínima exigida por el reglamento.

2.8.4. Distancia de los elementos en tensión al edificio.

“En las zonas de protección contra contactos indirectos accidentales dentro del recinto de nuestra instalación, los sistemas de protección guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos en tensión, esto será respetado entre el suelo y una distancia mínima de 200cm, a continuación se calculará reglamentariamente:

- De los elementos en tensión a paredes macizas de 180cm

$$B = d + 3$$

- De los elementos en tensión a enrejados de 180cm

$$C = d + 10$$

- De los elementos en tensión a cualquier tipo de cierre, con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100cm

$$E = d + 30, \text{mínimo } 125\text{cm}'' \text{ (ITC-RAT15)}$$

- Zona de 220kV

$$d = 210\text{cm}$$

$$B = 210 + 3 = 213\text{cm}$$

- Zona de 132kV

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

$$B = 130 + 3 = 133\text{cm}$$

2.8.5. Distancia de los conductores al terreno.

Siguiendo el reglamento de líneas de alta tensión la altura mínima de los apoyos queden situados por encima de cualquier punto del terreno:

$$H = 5,5 + 1,2 \text{ cm/kV metros, siendo el mínimo de 6 metros.}$$

- Zona de 220kV.

$$H = 5,5 + 1,2 * 245 / 100 = 8,44 \text{ metros}$$

Ahora le sumamos la flecha obtenida, anteriormente y tendíamos una distancia mínima de

$$H = 9,45 \text{ metros}$$

- Zona de 132kV.

$$H = 5,5 + 1,2 * 145 / 100 = 7,04 \text{ metros}$$

Ahora le sumamos la flecha obtenida, anteriormente y tendíamos una distancia mínima de

$$H = 7,55 \text{ metros}$$

Estas serían las distancias mínimas reglamentarias, ahora se definirán las alturas adoptadas

Zona de 220kV		
Nivel 1	12 metros	Barras generales
Nivel 2	15,5 metros	Barras del transformador, cables de bypass
Nivel 3	18,5 metros	Nivel superior bypass, entrada líneas
Nivel 4	22 metros	Malla superior de protección

Tabla 13: distancias conductores al terreno a 220kV.

Zona de 132kV		
Nivel 1	9 metros	Barras generales
Nivel 2	12 metros	Barras del transformador, cables de bypass
Nivel 3	15,5 metros	Nivel superior bypass, entrada líneas
Nivel 4	18,5 metros	Malla superior de protección

Tabla 14: distancias conductores al terreno a 132kV.

2.8.6. Distancia entre los conductores

Seguindo el Reglamento de Líneas de alta tensión, las distancias de los conductores y las distancias a los apoyos, tiene que ser suficiente para que no haya ningún riesgo de cortocircuito entre fases ni a tierra, teniendo en cuenta los efectos oscilatorios debidos a la fuerza del viento.

La distancia mínima será calculada con la siguiente ecuación:

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * Dpp$$

Siendo:

- D: separación entre los conductores(metros)
- K: coeficiente dependiente de la oscilación de los conductores, siendo nuestro caso 0,7
- F: flecha máxima(metros)
- L: longitud de la cadena de suspensión(metros)
- K': coeficiente el cual depende de la tensión de la línea, en nuestro caso sera de K'=0,75
- Dpp: distancia mínima aérea específica, para la prevención de una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones.”(ITC-LAT07)

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Tabla 15:ITC-LAT 07 Distancias de aislamiento para evitar descargas.

Ahora será calculada la distancia entre los conductores para nuestros niveles de tensión

- Zona de 220kV.

K=0,7

F=1,01metros

L=2,4metros

K'=0,75

Dpp=2,00metros

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * Dpp = 0.7 * \sqrt{1,01 + 2.4} + 0.75 * 2 = 2,79\text{metros}$$

Optaremos por una distancia de 3,5 teniendo así mayor seguridad y cumpliremos el mínimo exigido.

- Zona de 132kV.

K=0,7

F=0,51 metros

L=1,5metros

K'=0,75

Dpp=1,4metros

$$D = K * \sqrt{F + L} + K' * D_{pp} = 0.7 * \sqrt{0.52 + 1.5} + 0.75 * 1.4 = 2.04 \text{ metros}$$

Optaremos por una distancia de 2,5 teniendo así mayor seguridad y cumpliremos el mínimo exigido.

$$0,1 + \frac{U_{elevada}}{150} \text{ metros}$$

- Zona 220kV

$$\frac{U_{elevada}}{150} = \frac{245}{150} = 1.64 \text{ metros}$$

$$0,1 + 1.64 = 1,64 \text{ metros}$$

Como nuestra cadena de aisladores es de 2,4 metros cumplimos holgadamente.

- Zona 123kV

$$\frac{U_{elevada}}{150} = \frac{145}{150} = 0.96 \text{ metros}$$

$$0,1 + 0.96 = 1,06 \text{ metros}$$

Como nuestra cadena de aisladores es de 1,5 metros cumplimos holgadamente.

2.8.7. Distancias y normas de seguridad instalación interior.

2.8.7.1. Inaccesibilidad.

Todos los edificios o locales los cuales su uso sea el destinado el alojar instalaciones eléctricas de alta tensión, tienen que estar cerrados de tal manera que impida el acceso de personas ajenas al servicio de la instalación.

Las puertas de acceso al recinto donde se encuentren los equipos de alta tensión, y su uso sea el destinado al paso de personal de mantenimiento, siempre se abrirán hacia el exterior del recinto. Si estas abren sobre caminos públicos tendrán que tener la capacidad de abatirse completamente.

Estarán permitidos otros tipos de puertas en dichos recinto cuando siempre queden abiertas cuando en el interior del recinto haya personal de mantenimiento. Para estos casos deberán existir unas protecciones las cuales sean franqueables fácilmente desde el interior y difíciles desde el exterior del recinto.

2.8.7.2. Pasos y accesos.

Los lugares de paso como salas, pasillos, escaleras, salidas, etc., tienen que tener unas dimensiones adecuadas y correctamente señalizadas, teniendo un adecuado tránsito y que este no este impedido por puertas, ventanas u objetos que puedan causar riesgos.

El pavimento en la cercanía a elementos de tensión o maquinas es movimiento no será permitido el uso de suelos deslizantes.

En los recintos donde haya elementos de alta tensión las puertas estarán dispuestas de manera que su acceso sea lo más corto y directo posible. Si por características constructivas del recinto serán dispuestas las puestas que sean necesarias para un correcto acceso. Para las salidas de emergencia será permitido puertas de apertura rápida, teniendo exclusivamente esa funcionalidad.

En los centros de transformación sin personal permanente para su operatividad no es necesario tener más de una puerta de salida.

Para el acceso a los aparatos y máquinas para su instalación o para retirarlos debe de ser fácil y adecuado, existiendo aparatos instalados o rápidamente instalables para en el caso de aparatos pesados poder desplazarlos.

2.8.7. Altura de los soportes.

La aparatamenta de alta tensión ira colocada en soportes de celosía, esto soportes dará la altura necesaria para cumplir las distancias reglamentarias. Ya que la aparatamenta cuenta con diferentes alturas y dimensiones será conveniente calcular cada uno de los soportes de las mismas.

El cálculo será realizado teniendo en cuenta las distancias mínimas calculadas en el apartado 2.8.2 de este documento:

$$h=250 +d$$

Los soportes serán calculados siguiendo esta simple ecuación:

$$h_{\text{soporte}} = h_{\text{minima}} - h_{\text{aparamenta}}$$

Siendo:

- h_{soporte} : altura del soporte a calcular.
- h_{minima} : altura mínima calculada con anterioridad.
- $h_{\text{aparamenta}}$: altura del elemento en tensión de la aparatamenta.

- Zona de 220kV

- Disyuntor.

$$h_{\text{soporte}} : 5,00 - 1,220 = 3,78 \text{ metros}$$

- Seccionador.

$$h_{\text{soporte}} : 5,00 - 2,56 = 2,440 \text{ metros}$$

- Pararrayos.

$$h_{\text{soporte}} : 5,00 - 1,80 = 3,2 \text{ metros}$$

- Transformador de intensidad y tensión.

$$h_{\text{soporte}} : 5,00 - 3,185 = 1,815 \text{ metros}$$

- Zona de 132kV

- Disyuntor.

$$h_{\text{soporte}} : 4,00 - 1,220 = 2,78 \text{ metros}$$

- Seccionador.

$$h_{\text{soporte}} : 4,00 - 1,875 = 2,125 \text{ metros}$$

- Pararrayos.

$$h_{\text{soporte}} : 4,00 - 1,268 = 2,732 \text{ metros}$$

- Transformador de intensidad y tensión.

$h_{\text{soporte}} : 4,00 - 2,055 = 1,945$ metros

2.9. Cimentaciones.

Las cimentaciones necesarias para la composición de los apoyos que soportaran los embarrados, serán seleccionados en catálogos de fabricantes homologados, donde se indicaran las especificaciones de las cimentaciones como sus cálculos.

Esto también ocurrirá con los soportes de la aparatada de alta tensión, de esta manera cumpliremos con el Reglamento y con las especificaciones del grupo Iberdrola.

2.10. Red de tierras.

Para el diseño de las de tierras es necesario seguir y cumplir la ITC-RAT 13 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, además de las especificaciones técnicas exigidas por el grupo Iberdrola.

2.10.1. Parámetros de cálculo.

Para el diseño de la red de tierra tendremos que tener en cuenta los siguientes parámetros más significativos para su cálculo:

- Resistividad del terreno.
- Resistividad superficial.
- Tiempo de defecto.
- Geometría de la red.
- Resistencia de la red de tierras.
- Corriente de defecto a tierra.
- Corriente de puesta a tierra.
- Tensiones de paso y contacto.

2.10.1.1. Resistividad del terreno.

Para el correcto diseño de la red de tierras, se necesita determinar la resistividad del terreno, a partir de ella se procederá al cálculo de la red de tierra y sus tensiones de contacto y de paso.

En el terreno se realizarán las medidas de su resistividad para permitir conocer las variaciones de la misma tanto en la superficie como en la profundidad.

La resistividad del terreno utilizada será de $200 \Omega/\text{m}$ este dato es obtenida de la tabla 2 de la ITC-RAT 13.

2.10.1.2. Resistividad superficial del terreno.

El terreno en que se emplaza la subestación está recubierto de una capa de grava con un espesor de 10 cm, solo en aquellas zonas que no existan viales.

La resistencia de contacto de los pies con el suelo aumenta gracias a dicha capa superficial, por lo tanto disminuya la tensión de paso y contacto que soportaría el cuerpo humano.

La resistividad superficial será considerada de $3200 \Omega/\text{m}$., dicho valor variara en función del espesor de la capa y de la resistividad natural del terreno, se calculara mediante el siguiente coeficiente reductor:

$$C = 1 - 0.106 \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho_s}}{2hs + 0.106} \right)$$

Siendo esto:

- C: coeficiente reductor.
- hs: espesor de la capa superficial.
- ρ_s : resistividad de la capa superficial (3200 Ω/m).
- ρ : resistividad natural (200 Ω/m).

El cálculo del coeficiente reductor quedará:

$$C = 1 - 0.106 \left(\frac{1 - \frac{200}{3200}}{2 * 0.1 + 0.106} \right) = 0,6752$$

Quedando finalmente:

$$\rho_s: 3200 \times 0,5175 = 2160,78 \Omega/m$$

2.10.1.3. Tiempo de duración de defecto.

Para los cálculos de las tensiones de paso y contacto, es establecido un tiempo de duración del defecto de ($t > 0,5$ s), siendo este superior, el tiempo habitual de la actuación de las protecciones de alta tensión. En instalaciones con reenganche rápido automatizado la suma de los tiempos parciales de la corriente de defecto no será superior a 0,5 segundos, esto hace que sea innecesario su consideración como tiempo de duración del defecto en la fórmula de cálculo de la tensión máxima de contacto aplicada al cuerpo humano (ITC-RAT 13).

Siguiendo el apartado 3.1 de la ITC-RAT 13, a la hora del dimensionado de las secciones de los conductores de la red de tierras, el tiempo mínimo que será considerado el defecto a frecuencia de red, este será de $t = 1$ s y no se podrá superar la densidad de corriente de 160 A/mm², para conductores de cobre.

2.10.1.4. Intensidades de defecto para el cálculo de tensiones de paso y contacto.

En el cálculo de las intensidades de defecto y puesta a tierra, tenemos en cuenta la forma del neutro a tierra, también la configuración y características de la red.

Para este cálculo será considerado el caso más desfavorable que se puede producir en la subestación:

$$I_{\max} = 51,76 \text{ kA}$$

Se le aplicara un factor de corrección el cual será según el apartado 5 de ITC-RAT 13, para instalación con el neutro rígido a tierra y una tensión nominal superior a 100 kV, se usara un factor de 0,7:

$$I_d = 51,76 * 0,7 = 36,232 \text{ kA}$$

2.10.1.5. Sección y disposición de la red de tierras.

Para el cálculo de la sección del conductor de la red de tierras se utilizaran la Standard 80 IEEE, siendo la ecuación a usar la siguiente:

$$A = \frac{I * \sqrt{tc * \alpha * r * \rho_r * 1000}}{\sqrt{TCAP * \ln\left(\frac{K0 + Tm}{K0 + Ta}\right)}}$$

- A: Sección mínima en mm².
- tc: tiempo de falta, se usara 1 segundo
- α 0: coeficiente térmico de resistividad 0°, 0,00427°C
- α r: coeficiente térmico de resistividad temperatura referenciada, 0,00397°C
- K0: $K0 = 1/\alpha$ 0.
- ρ_r : resistividad a temperatura de referencia del conductor Ω/m^2 .
- TCAP: factor de capacidad térmica para Cu 3,42 J/cm³*°C
- Tm: temperatura máxima admisible 200°C

- T_a : temperatura ambiente, 25°C
- I : intensidad máxima en kA

Resultando $A=101.82 \text{ mm}^2$

Para la composición de la red de tierra se usara un conductor de cobre de 120mm^2 , será dispuesta en una cuadrícula de 4 x 4 metros, y será extendida 1 metro por fuera de la valla exterior.

2.10.1.6. Resistencia de la red de tierras.

La resistencia del electrodo se calculara conforme, a su forma y dimensiones, y de la resistividad del suelo. Esto será calculado en base a la tabla 3 de la ITC-RAT 13, siendo la ecuación a usar la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

- R : resistencia del electrodo de tierra en Ω .
- ρ : resistividad del terreno Ω/m .
- L : longitud en metros de toda la red.
- r : radio en metros de la superficie cubierta por la red mallada.

Calculo de los parámetros necesarios.

- $\rho=200 \Omega/\text{m}$.
- Calculo de L

Ya que la red mallada es de 90 x 140 dejando un metro a cada lado seria de 92 x 142 metros, teniendo una retícula de 4 x 4. Siendo esto 36 conductores de 142 metros y 23 conductores de 92 metros. Siendo la longitud total de $L=7228$ metros

- Calculo de r

$$\pi r^2 = a * b$$

Quedando

$$r = \sqrt{\frac{a * b}{\pi}}$$

Siendo $r = 64,486$ metros

Con todos los parámetros necesarios aplicamos la formula reglamentaria

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L} = \frac{200}{4 * 64,486} + \frac{200}{7228} = 0,80 \Omega$$

2.10.1.7. Tensiones de paso y contacto.

Siguiendo la ITC-RAT 13 las tensiones de paso y de contacto serán calculadas con las siguientes ecuaciones:

- Tensión de paso.

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) \text{ (V)}$$

- Tensión de contacto.

$$V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000} \right) \text{ (V)}$$

Siendo:

- t : duración de la falta, considerándose 0,5s.
- K : $K=72$ y $n=1$ para tiempo de falta inferior a 0,9 segundos.
- ρ_s : Resistividad del terreno.

Se verificaran las tensiones en el interior y en el exterior de la valla:

- Interior

$$Vp = \frac{10 \cdot 72}{0.5^1} \left(1 + \frac{6 \cdot 2160,78}{1000}\right) = 20.109,13V$$

$$Vc = \frac{72}{0.5^1} \left(1 + \frac{1,5 \cdot 2160,78}{1000}\right) = 610,72V$$

- Exterior

$$Vp = \frac{10 \cdot 72}{0.5^1} \left(1 + \frac{6 \cdot 2000}{1000}\right) = 3168V$$

Las tensiones de paso y de contacto serán medidas una vez instalada la malla de tierra. Si estas medidas resultasen menores de las admisibles, se podrecerá a la toma de medidas correctoras para ello.

2.10.2. Resistencia de tierra del Transformador de Servicios Auxiliares.

El neutro del transformador de servicios auxiliares tiene que estar aislado de la red de tierras principal de la subestación. Serán utilizadas 6 picas las cuales se encuentran a una distancia mínima de 20 metros de la malla de tierras cumpliendo así la ITC-RAT 13.

Para el cálculo de la resistencia de tierra se utilizara la siguiente ecuación:

$$R = \frac{1}{n} \left(0,96 \frac{\rho}{L} + \frac{\rho}{D} \left(\frac{1}{2} + \dots + \frac{1}{2(n-1)}\right)\right)$$

Siendo:

- n: número de picas
- ρ : resistividad del terreno: 200 Ω /m
- L: longitud de las picas = 4 metros
- D: distancia de separación. =5 metros

Quedando la ecuación:

$$R = \frac{1}{6} \left(0,96 \frac{200}{4} + \frac{200}{5} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} + \frac{1}{4} + \frac{1}{6} + \frac{1}{8} + \frac{1}{10} + \frac{1}{12}\right)\right) = 18,38\Omega$$

Se considerara aceptable siempre que se baje de los 20 Ω , cumpliendo así el reglamento.

2.10.3. Justificación hilo de guarda.

La principal función de los hilos de guarda es la de proteger la instalación y personas, contra sobretensiones producidas por efectos atmosféricos. Estos efectos causaran una intensidad de cortocircuito máxima de 10kA con un frente de onda del tipo 1,2/50 μ s.

Conociendo esto se calculara la sección mínima del hilo de guarda, a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Siendo:

- I_{cc} : intensidad de cortocircuito máxima por efectos atmosféricos.
- S: sección del conductor
- K: coeficiente dependiente de la naturaleza del conductor y de las temperaturas de cortocircuito
K=160-192 *A *S^{1/2} para cobre y K=60-72 *A *S^{1/2} para aluminio.
- t_{cc} : tiempo de duración de cortocircuito en segundos.

Quedando la ecuación:

$$S = 10000 * \frac{\sqrt{0,6}}{160} = 48,41\text{mm}^2$$

El hilo de guarda será de 50 mm² y el tiempo de respuesta de los relés de 0,3 segundos.

2.11. Servicios auxiliares.

En esta apartado se mostraran los cálculos de los servicios auxiliares y del transformador que los alimentara, estos cálculos se llevaron a cabo con el software de cálculo CIEBT

2.11.1. Circuitos.

Circuitos	Potencia
AL.1 INTERIOR	540 W
AL.2 INTERIOR	540 W
AL.3 EXTERIOR	1250 W
AL.4 EXTERIOR	1250 W
EMER 1 INTERIOR	108 W
EMER 2 EXTERIOR	2000 W
AL 5 EDIF	1250 W
TC 1 MONO	3000 W
TC2 TRIFA	3000 W
TC BATERIAS	7500 W
TOTAL....	20438 W

Tabla 16: Circuitos Instalación Baja Tensión.

2.11.2. Transformador de Servicios Auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares se encontrara alojado dentro del edificio, dentro de una sala propia para el siguiendo el reglamento y las normas particulares de Iberdrola. El transformador será del Fabricante ORMAZABAL y tendrá a la s siguientes características:

Potencia	50 kVA
Refrigeración	Sumergido en dieléctrico
Tensión de aislamiento	24kV
Tensión primaria	20kV
Tensión secundaria	230/400 V
Grupo de conexión	Dyn11
Tensión de cortocircuito	4%

Tabla 17: Características del transformador de servicios auxiliares.

2.11.3. Formulas usadas.

Emplearemos las siguientes:

- Sistema Trifásico

$$I = Pc / 1,732 \times U \times \text{Cosj} \times R$$

$$e = (L \times Pc / k \times U \times n \times S \times R) + (L \times Pc \times Xu \times \text{Senj} / 1000 \times U \times n \times R \times \text{Cosj})$$

- Sistema Monofásico:

$$I = Pc / U \times \text{Cosj} \times R$$

$$e = (2 \times L \times Pc / k \times U \times n \times S \times R) + (2 \times L \times Pc \times Xu \times \text{Senj} / 1000 \times U \times n \times R \times \text{Cosj})$$

En donde:

- Pc = Potencia de Cálculo en Watios.
- L = Longitud de Cálculo en metros.

- e = Caída de tensión en Voltios.
 - K = Conductividad.
 - I = Intensidad en Amperios.
 - U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).
 - S = Sección del conductor en mm².
 - Cos j = Coseno de fi. Factor de potencia.
 - R = Rendimiento. (Para líneas motor).
 - n = N° de conductores por fase.
 - Xu = Reactancia por unidad de longitud en mW/m.
- **Fórmula Conductividad Eléctrica**

$$K = 1/r$$
$$r = r_{20}[1 + a(T - 20)]$$
$$T = T_0 + [(T_{max} - T_0)(I/I_{max})^2]$$

Siendo,

- K = Conductividad del conductor a la temperatura T.
- r = Resistividad del conductor a la temperatura T.
- r₂₀ = Resistividad del conductor a 20°C.
- Cu = 0.017241 ohmiosxmm²/m
- Al = 0.028264 ohmiosxmm²/m
- a = Coeficiente de temperatura:
- Cu = 0.003929
- Al = 0.004032
- T = Temperatura del conductor (°C).
- T₀ = Temperatura ambiente (°C):
- Cables enterrados = 25°C
- Cables al aire = 40°C
- T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):
- XLPE, EPR = 90°C
- PVC = 70°C
- Barras Blindadas = 85°C
- I = Intensidad prevista por el conductor (A).
- I_{max} = Intensidad máxima admisible del conductor (A)

- **Fórmulas Resistencia Tierra**

Placa enterrada

$$R_t = 0,8 \cdot r / P$$

Siendo,

- R_t: Resistencia de tierra (Ohm)
- r: Resistividad del terreno (Ohm·m)
- P: Perímetro de la placa (m)

Pica vertical

$$R_t = r / L$$

Siendo,

- R_t : Resistencia de tierra (Ohm)
- r : Resistividad del terreno (Ohm·m)
- L : Longitud de la pica (m)

Conductor enterrado horizontalmente

$$R_t = 2 \cdot r / L$$

Siendo,

- R_t : Resistencia de tierra (Ohm)
- r : Resistividad del terreno (Ohm·m)
- L : Longitud del conductor (m)

Asociación en paralelo de varios electrodos

$$R_t = 1 / (L_c/2r + L_p/r + P/0,8r)$$

Siendo,

- R_t : Resistencia de tierra (Ohm)
- r : Resistividad del terreno (Ohm·m)
- L_c : Longitud total del conductor (m)
- L_p : Longitud total de las picas (m)
- P : Perímetro de las placas (m)

2.11.4. Cálculos.

DEMANDA DE POTENCIAS - ESQUEMA DE DISTRIBUCION TT

- Potencia total instalada:

AL.1 INTERIOR	540 W
AL.2 INTERIOR	540 W
AL.3 EXTERIOR	1250 W
AL.4 EXTERIOR	1250 W
EMER 1 INTERIOR	108 W
EMER 2 EXTERIOR	2000 W
AL 5 EDIF	1250 W
TC 1 MONO	3000 W
TC2 TRIFA	3000 W
TC BATERIAS	7500 W
TOTAL....	20438 W

- Potencia Instalada Alumbrado (W): 6938
- Potencia Instalada Fuerza (W): 13500
- Potencia Máxima Admisible (W)_Cosfi 0.8: 22169.6
- Potencia Máxima Admisible (W)_Cosfi 1: 27712

Reparto de Fases - Líneas Monofásicas

- Potencia Fase R (W): 4790
- Potencia Fase S (W): 2648

- Potencia Fase T (W): 2500

Cálculo de la DERIVACION INDIVIDUAL

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 10 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0.08;
- Potencia a instalar: 20438 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):

20438 W.(Coef. de Simult.: 1)

$I=20438/1,732 \times 400 \times 0.8=36.88 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 4x6+TTx6mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 0.6/1 kV, XLPE+Pol,RF - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida, resistente al fuego -. Desig. UNE: RZ1-K(AS+) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 41 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 50 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 80.45

$e(\text{parcial})=(10 \times 20438 / 46.87 \times 400 \times 6) + (10 \times 20438 \times 0.08 \times 0.6 / 1000 \times 400 \times 1 \times 0.8) = 1.85 \text{ V.} = 0.46 \%$

$e(\text{total})=0.46\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Tetrapolar Int. 40 A.

Protección diferencial:

Inter. Dif. Tetrapolar Int.: 40 A. Sens. Int.: 30 mA. Clase AC.

Cálculo de la Línea: AL.1 INTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 20 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 540 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):

540 W.

$I=540/230.94 \times 1=2.34 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 40.78

$e(\text{parcial})=2 \times 20 \times 540 / 53.62 \times 230.94 \times 1.5 = 1.16 \text{ V.} = 0.5 \%$

$e(\text{total})=0.97\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: AL.2 INTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.

- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 20 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 540 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):

540 W.

$$I=540/230.94 \times 1=2.34 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 40.78

$$e(\text{parcial})=2 \times 20 \times 540 / 53.62 \times 230.94 \times 1.5=1.16 \text{ V.}=0.5 \%$$

$$e(\text{total})=0.97\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica: I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: AL.3 EXTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.
 - Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
 - Longitud: 65 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
 - Potencia a instalar: 1250 W.
 - Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):
- 1250 W.

$$I=1250/230.94 \times 1=5.41 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 44.18

$$e(\text{parcial})=2 \times 65 \times 1250 / 52.97 \times 230.94 \times 1.5=8.86 \text{ V.}=3.83 \%$$

$$e(\text{total})=4.3\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: AL.4 EXTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.
 - Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
 - Longitud: 65 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
 - Potencia a instalar: 1250 W.
 - Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):
- 1250 W.

$$I=1250/230.94 \times 1=5.41 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 44.18

$$e(\text{parcial})=2 \times 65 \times 1250 / 52.97 \times 230.94 \times 1.5=8.86 \text{ V.}=3.83 \%$$

$$e(\text{total})=4.3\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: EMER 1 INTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 30 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 108 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):

108 W.

$$I=108/230.94 \times 1=0.47 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 40.03

$$e(\text{parcial})=2 \times 30 \times 108 / 53.77 \times 230.94 \times 1.5=0.35 \text{ V.}=0.15 \%$$

$$e(\text{total})=0.61\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: EMER 2 EXTERIOR

- Tensión de servicio: 230.94 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 65 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 2000 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):

2000 W.

$$I=2000/230.94 \times 1=8.66 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 2x2.5+TTx2.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 20 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 45.62

$e(\text{parcial})=2 \times 65 \times 2000 / 52.7 \times 230.94 \times 2.5 = 8.55 \text{ V.} = 3.7 \%$

$e(\text{total})=4.16\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: AL 5 EDIF

- Tensión de servicio: 230.94 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 25 m; Cos j: 1; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 1250 W.
- Potencia de cálculo: (Según ITC-BT-44):
- 1250 W.

$I=1250/230.94 \times 1=5.41 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 2x1.5+TTx1.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 14.5 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 16 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 44.18

$e(\text{parcial})=2 \times 25 \times 1250 / 52.97 \times 230.94 \times 1.5 = 3.41 \text{ V.} = 1.47 \%$

$e(\text{total})=1.94\% \text{ ADMIS (4.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:

I. Mag. Bipolar Int. 10 A.

Cálculo de la Línea: TC 1 MONO

- Tensión de servicio: 230.94 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 20 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 3000 W.
- Potencia de cálculo: 3000 W.

$I=3000/230.94 \times 0.8=16.24 \text{ A.}$

Se eligen conductores Unipolares 2x2.5+TTx2.5mm²Cu

Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1

I.ad. a 40°C (Fc=1) 20 A. según ITC-BT-19

Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:

Temperatura cable (°C): 59.78
 $e(\text{parcial})=2 \times 20 \times 3000 / 50.16 \times 230.94 \times 2.5 = 4.14 \text{ V.} = 1.79 \%$
 $e(\text{total})=2.26\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:
I. Mag. Bipolar Int. 20 A.

Cálculo de la Línea: TC2 TRIFA

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 20 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 3000 W.
- Potencia de cálculo: 3000 W.

$$I=3000/1,732 \times 400 \times 0.8=5.41 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x2.5+TTx2.5mm²Cu
Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1
I.ad. a 40°C (Fc=1) 18 A. según ITC-BT-19
Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:
Temperatura cable (°C): 42.71
 $e(\text{parcial})=20 \times 3000 / 53.25 \times 400 \times 2.5 = 1.13 \text{ V.} = 0.28 \%$
 $e(\text{total})=0.74\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:
I. Mag. Tetrapolar Int. 16 A.

Cálculo de la Línea: TC BATERIAS

- Tensión de servicio: 400 V.
- Canalización: B1-Unip.Tubos Superf.o Emp.Obra
- Longitud: 15 m; Cos j: 0.8; Xu(mW/m): 0;
- Potencia a instalar: 7500 W.
- Potencia de cálculo: 7500 W.

$$I=7500/1,732 \times 400 \times 0.8=13.53 \text{ A.}$$

Se eligen conductores Unipolares 4x2.5+TTx2.5mm²Cu
Nivel Aislamiento, Aislamiento: 450/750 V, Poliolef. - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida -. Desig. UNE: H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1
I.ad. a 40°C (Fc=1) 18 A. según ITC-BT-19
Diámetro exterior tubo: 20 mm.

Caída de tensión:
Temperatura cable (°C): 56.96
 $e(\text{parcial})=15 \times 7500 / 50.65 \times 400 \times 2.5 = 2.22 \text{ V.} = 0.56 \%$
 $e(\text{total})=1.02\% \text{ ADMIS (6.5\% MAX.)}$

Prot. Térmica:
I. Mag. Tetrapolar Int. 16 A.

Los resultados obtenidos se reflejan en las siguientes tablas:

Cuadro General de Mando y Protección

Denominación	P.Cálculo (W)	Dist. Cál. (m)	Sección (mm²)	I.Cálculo (A)	I.Ad m. (A)	C.T.Par c. (%)	C.T.Tot al (%)	Dimensiones(m m) Tubo,Canal,Band.
DERIVACION IND.	20438	10	4x6+TTx6Cu	36.88	41	0.46	0.46	50
AL.1 INTERIOR	540	20	2x1.5+TTx1.5Cu	2.34	14.5	0.5	0.97	16
AL.2 INTERIOR	540	20	2x1.5+TTx1.5Cu	2.34	14.5	0.5	0.97	16
AL.3EXTERIOR	1250	65	2x1.5+TTx1.5Cu	5.41	14.5	3.83	4.3	16
AL.4 EXTERIOR	1250	65	2x1.5+TTx1.5Cu	5.41	14.5	3.83	4.3	16
EMER 1 INTERIOR	108	30	2x1.5+TTx1.5Cu	0.47	14.5	0.15	0.61	16
EMER 2 EXTERIOR	2000	65	2x2.5+TTx2.5Cu	8.66	20	3.7	4.16	20
AL 5 EDIF	1250	25	2x1.5+TTx1.5Cu	5.41	14.5	1.47	1.94	16
TC 1 MONO	3000	20	2x2.5+TTx2.5Cu	16.24	20	1.79	2.26	20
TC2 TRIFA	3000	20	4x2.5+TTx2.5Cu	5.41	18	0.28	0.74	20
TC BATERIAS	7500	15	4x2.5+TTx2.5Cu	13.53	18	0.56	1.02	20

Tabla 17: Resumen Instalaciones Baja Tensión.

2.11.5. Cuadro de protección de la instalación de Baja Tensión.

El cuadro de protección tendrá un contador propio además de sus protecciones, dicho cuadro se encontrara dentro del edificio. Su esquema unifilar será indicado en el plano.

2.12. Hilo de guarda.

Para la protección directa de la subestación se utilizan hilos de guarda, estos hilos tienen que ser colocados a una altura correcta para aso proteger adecuadamente la instalación. Los ángulos más efectivos para la protección son en torno de 45°.

A la hora del caculo del hilo de guarda se tendrá en cuenta los siguientes parámetros de cálculo

- h: altura de los equipos a proteger.
- 2a: ancho de la celda.
- H: altura de los hilos de guarda.

Siendo la ecuación a usar:

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6}$$

Teniendo que cumplir una altura mínima siendo esta:

$$H > 2d + h; \text{ quedando } h = 5,5 + \frac{1,2 \cdot U_{max}}{100}$$

- Nivel de 220kV

El ancho de celda para este nivel es de 12 metros, la altura en la que se encuentran los hilos de guarda será calculada con las ecuaciones anteriormente expuestas:

$$h = 5,5 + \frac{1,2 \cdot 245}{100} = 8,44 \text{ metros}$$

$$H = \frac{4 \cdot 8,44 + \sqrt{16 \cdot 8,44^2 - 12(8,44^2 - 12^2)}}{6} = 13,1 \text{ metros}$$

Ahora comprobando:

$$H > 2 \cdot 1,85 + 8,44 = 12,14 \text{ metros}$$

Se comprueba que los hilos de guarda serán instalados a una altura no inferior de 13,1 metros.

- Nivel de 132kV

El ancho de celda para este nivel es de 12 metros, la altura en la que se encuentran los hilos de guarda será calculada con las ecuaciones anteriormente expuestas:

$$h = 5,5 + \frac{1,2 \cdot 145}{100} = 7,24 \text{ metros}$$

$$H = \frac{4 \cdot 7,24 + \sqrt{16 \cdot 7,24^2 - 12(7,24^2 - 12^2)}}{6} = 11,08 \text{ metros}$$

Ahora comprobando:

$$H > 2 \cdot 1,10 + 7,24 = 9,44 \text{ metros}$$

Se comprueba que los hilos de guarda serán instalados a una altura no inferior de 11,08 metros.

2.13. Baterías de corriente continua.

2.13.1. Potencia consumida.

Para llevar a cabo el cálculo de la potencia consumida en la instalación por los motores y relés serán tomados los siguientes datos de la instalación.

Interruptores			
	Numero	Potencia consumida	Potencia consumida total
Alta tensión	12	200	2400 W
Media tensión	11	100	1100 W

Tabla 17: Potencia consumida por los interruptores.

La potencia consumida por los relés de protección se supondrá en su totalidad de 350 W. Además de lo expuesto anteriormente, se tienen que tener en consideración los siguientes datos de partida:

- Tensión de salida: 125 Vcc
- Numero de maniobras: 3
- Tiempo de tensado de los resortes: 1 minuto

La potencia total será de:

$$P = 3500 \text{ W}$$

El tiempo en el cual se realizarán todas las maniobras en simultáneamente siendo esta la situación más desfavorable:

$$T = 23 \text{ motores} \cdot 3 \text{ maniobras} \cdot 1 \text{ minuto} = 69 \text{ minutos} = 1,15 \text{ horas.}$$

La intensidad de consumo será:

$$I = 3500 / 125 = 28 \text{ A}$$

La capacidad de la batería para poder ser capaz de realizar todas las maniobras de apertura y cierre será de:

$$Q = 28 \text{ A} \cdot 1,15 \text{ h} = 32,2 \text{ A/h}$$

2.13.1. Baterías seleccionadas.

Las baterías de corriente continua a utilizar en nuestra instalación serán de 6 y 2 amperios de consumo permanente. La distribución de las cargas las cuales las baterías tienen que alimentar será la siguiente:

- Batería 1.
 - Protecciones de nivel 1
 - Circuitos de disparo 1
 - Mando se la subestación
 - Alarmas e indicaciones de posición
 - Telemando
 - Equipos de onda portadora
- Batería 2.
 - Protecciones de nivel 2
 - Circuitos de disparo 2
 - Motores de los seccionadores
 - Motores de tensado de muelles de interruptores

2.13.2. Alimentación de las baterías.

Las características que tendrá que tener el módulo de alimentación de las baterías serán las siguientes:

- Tensión.
 - Tensión nominal U_n 125V
 - Tensión máxima $1,1 U_n$ 137,5V
 - Tensión mínima $0,85 U_n$ 106,25V
- Batería.
 - 92 elementos de Ni-Cd abierto
 - Tensión de carga de cada elemento 1,495
 - Tensión de descarga por elemento 1,15V
 - Capacidad nominal, en 5:100Ah
- Rectificador.
 - Alimentación 3x400V
 - Intensidad nominal de salida 30A
 - Tensión de flotación $1,492 \times 92 = 128,8V$
 - Tensión de carga rápida $1,495 \times 92 = 137,5V$
 - Fuente conmutada de peso y volumen reducido

Otras características de la batería serán:

- Armario metálico de 2x0,8x0,6 metros accesible por el frente
- Elementos en vasos de plástico, en tres niveles con bandejas extraíbles para facilitar su mantenimiento
- El rectificador estará alojado en un rack normalizado.

2.13.3. Rendimiento prestacional.

La energía que son capaces de entregar el equipo, vendrá determinada por la energía almacenada en el proceso de carga.

Según lo detallado en las curvas de carga y descarga de las baterías, el tiempo de descarga es de 5 horas, siendo C la capacidad de carga nominal:

- Energía acumulada.

Cada elemento tiene una tensión de 1,495V durante 15h, la energía acumulada es de 0,88C

- Energía de descarga.

La tensión final en cada elemento es de 1,15V, la energía que cederá las baterías será del 95% de la acumulada:

$$E_d = 0,88C * 0,95 = 0,836C$$

- Tiempo de emergencia.

Este tiempo está definido por el tiempo sin corriente alterna, el cual el equipo pueda suministrar la intensidad de descarga de la subestación dentro de C=100Ah.

$$I_p = \frac{E_d}{t} = \frac{83,6}{12} = 6,96A$$

El módulo de las baterías será capaz de suministrar durante 12 sin alimentación de corriente alterna de 6,96A.

La capacidad de las baterías con su envejecimiento se mermada un 10% y fijando la intensidad de servicio permanente de 7A para el módulo de baterías de 100Ah, siendo el tiempo de emergencia el siguiente:

$$t = 0,90 \frac{83,6}{7} = 10,74 \text{ horas}$$

Cumpliendo los requisitos mínimos establecidos.

2.13.4. Garantías de emergencia.

Los fallos considerados por el cual se impida la carga de las baterías mediante corriente alterna serán los siguientes:

- Falta completa de corriente alterna

El tiempo de emergencia para este caso será de 11,3h debido a que cada módulo alimenta su distribución.

- Desconexión de Q1 o de Q2

Con el cierre del seccionador UB el cual se encuentra acoplado a la distribución de las baterías 1 y 2, el rectificador el cual se quedara funcionando es capaz de suministrar 30 A, lo cual permite mantener el servicio de las dos distribuciones permitiendo 14A, siendo así un tiempo ilimitado de emergencia.

- Avería del rectificador de alguno de los módulos de alimentación.

Esta situación sería idéntica al anterior apartado siendo el tiempo de emergencia ilimitado.

- Fusión de los fusibles del modulo

Ejecutando un acoplamiento de las barras de distribución de las baterías 1 y 2 el tiempo de emergencia sería ilimitado.

2.13.5. Cuadro de distribución.

Cada batería constara de su propio embarrado los cuales estarán unidos mediante un seccionador manual S1.

- Embarrados.

Las características principales de las barras son un intensidad nominal de 20 A, intensidad en puntas de 114A 1 segundo e intensidad de cortocircuito igual a 2kA.

Cada embarrado se encontrara equipado con los siguientes equipos de medida y vigilancia.

- Voltímetro con escala de 0-150V

- Amperímetro de doble escala de 0-15 y 0-100A, conectado a un shunt de 100A -300mV
- Detector de falta, siendo esta capaz de la detección de faltas de 10kΩ. Este emitirá una alarma local y otra temporizada a 15 minutos para el centro de control.
- Un relé para subvenciones y sobretensiones ajustado a 110V y a 140V respectivamente. Este producirá una alarma, también el módulo de sobretensión desconectará el interruptor Q1 o Q6 del cuadro que alimenta los módulos de alimentación del embarrado correspondiente

2.14. Batería de condensadores.

Es necesario en todas las subestaciones la colocación de baterías de condensadores para la compensación de la energía reactiva de la misma. Esta compensación de energía reactiva se realizará en la parte de media tensión, llevadas a cabo por baterías de condensadores estáticos contruidos por elementos fusibles internos, teniendo la potencia y tensión adecuada para el nivel de tensión en el cual se encuentren. El nivel de tensión de estudio para la colocación de la batería de condensadores será el de 20KV, siendo la potencia de cada transformador de 40 MVA instalándose así una batería de condensadores de 6MVA. Siendo las principales características de ella las siguientes:

- Tensión nominal: 24kV.
- Tolerancia de capacidad 0%+10%.
- Sobreintensidades admisibles.
 - 1,1Un 12h cada 24 horas.
 - 115Un 30 minutos cada 24 horas.
 - 1,20Un 5 minutos.

El equipo tendrá equipados todos los elementos necesarios para su protección y uso.

2.14.1. Cálculos de justificativos.

Tenemos los siguientes datos de partida de acuerdo con las características de nuestra instalación:

- Tensión nominal: 20kV
- Factor de potencia: 0,7
- Compensación: 0,9-1
- Potencia del transformador: 40 MVA
- N° de transformadores:2

A partir de estos datos procedemos al cálculo de la batería de condensadores.

- Potencia de la línea.

Tenemos 2 transformadores cuya potencia es de 40MVA cada uno, esto nos solicitará una potencia del 70% de la total, con esto tenemos una potencia de utilización de:

$$P=2*40*0,7=56 \text{ MVA}$$

En cada línea tendremos una potencia aparente de:

$$Pa = \frac{56MVA}{5} = 11,2$$

El factor de potencia no corregido previsto será de 0,7 y se quiere compensar a 0,9 y 1. Siendo la potencia prevista de compensación de:

$$Pr=11,2*0,7=7,84MVA_r$$

La batería de condensadores que será colocada tendrá una potencia mínimo de 8 MVA_r cumpliendo así con los requerimientos de la instalación.

2.15. Conclusión.

Quedando finalizado el presente anexo de cálculos, queda completamente dimensionada la instalación.

Juan Antonio Pérez Alcolea

48752726-V

PLIEGO DE CONDICIONES TECNICAS

1. Objeto.

El presente pliego de condiciones establece el conjunto de criterios técnicos de las obras de la instalación objeto del presente proyecto “Subestación Eléctrica Transformadora 220/132/20kV”

El presente documento contiene las descripciones generales de las obras a realizar, las condiciones de los materiales y siendo la norma guía que tiene que seguir el contratista ejecutor de la obra, además del Director de la Obra

1.1. Ámbito de aplicación.

El ámbito de aplicación del presente Pliego de Condiciones Técnicas es a la construcción, control, inspección y dirección de las unidades de obra a ejecutar en el presente proyecto

1.2. Definiciones Generales.

- Contratista: es la designación de la empresa constructora, ejecuta y dirige las obras sin delegar.
- Inspección: la inspección de las obras ejecutadas por el contratista, será llevada a cabo por una empresa externa, la cual comprobará la ejecución de las obras

2. Disposiciones Generales

2.1. Dirección de obra.

El director de la Obras es la persona, la cual es directamente responsable de la comprobación y vigilancia de la correcta realización de las obras a ejecutar. El director de obra tiene poseer una titulación adecuada y suficiente para la realización de las labores.

Las funciones que tiene el director de obra, control y vigilancia de obra, son las indicadas en 101.3PG-3/75 donde se definen las funciones del Director de Obra.

2.2. Representación y personal del contratista

En la oferta el contratista deberá incluir un listado organizativo del personal que ejecutara las obras. Además tendrá que comunicar antes del inicio de la obra por escrito el nombre de la persona responsable por parte de él, en la obra. Esta persona será el Delegado de Obra.

Esta persona tendrá plena dedicación a la obra tendrá la titulación adecuada para la realización de las tareas a ejecutar, además de tener experiencia suficiente en dicho ámbito.

También quedara en manos del contratista, la comunicación con una persona titulada adecuadamente para la consulta y control, de las normativas medioambientales pertinentes.

Además, tendrá que aportar los nombres y organigrama de las personas que vayan a tener mando en la ejecución de las obras proyectadas, y que además tengan responsabilidad en los diversos sectores de obra.

El contratista tendrá que crear un estudio de seguridad y salud para la dirección de la obra, además de un plan de seguridad. También tendrá que designar y comunicar el nombre del responsable de la seguridad y salud en la obra.

Otra labor a realizar por el contratista es la ejecución de un plan de control de calidad, esto será llevado a cabo mediante una compañía externa que tenga un reconocido prestigio, además dicha compañía tendrá que ser aprobada por la propiedad de la instalación.

Este tendrá que garantizar que las obras se ejecutan con las especificaciones aprobadas e indicadas por la propiedad y para cualquier modificación tendrá que ser previamente aprobada por la propiedad de la instalación.

El libro de órdenes e incidencias tendrá que ser llevado al día por parte del contratista, además tendrá que encontrarse en todo momento en la ejecución de la obra, por si fuera necesario su consulta.

El contratista tendrá que cumplir toda la legislación vigente en el momento de la ejecución de la obra, aunque dicha legislación no se encuentre citada en el contrato. Además de las normas internas de la promotora.

La representación del contratista y la dirección de obra deberán acordar sus relaciones y procedimientos para la comunicación de ambos, antes del inicio de las obras. Estas reuniones se realizarán semanalmente salvo por comunicación expresa de la dirección de obra de manera escrita.

A juicio, de la dirección de obra, se podrá designar nuevo personal facultativo, pero con una correcta justificación acorde con el plan de trabajos. Este requisito será imprescindible para caso de incumplimiento de órdenes recibidas, ocultación de datos de los ensayos realizados, etc. Básicamente, para evitar cualquier conducta que ponga en peligro la correcta ejecución y puesta en marcha de la obra a realizar.

3. Descripción de las obras.

3.1. Documentos contractuales.

El programa de trabajo establecido será un documento contractual.

La declaración de impacto ambiental, siendo esta el pronunciamiento por la autoridad competente en materia de medio ambiente. Esta declaración establecerá la conveniencia de la realización de la obra proyectada, si esta fuera afirmativa, se realizara un orden para la adecuada protección del medio ambiente.

De carácter informativo serán los estudios realizados para la obtención de la valoración de los impactos ambientales. No siendo el caso de las medidas correctoras a ejecutar y el plan de vigilancia ambiental.

Los datos geotécnicos de la obra, materiales, condiciones locales, diagramas de movimientos de tierras, estudios de maquinarias, en todos los cuales se incluyan en la memoria del proyecto son informativos, siendo entonces simplemente complementos a la información recabada por el contratista.

El contratista será el máximo responsable de los errores cometidos, que deriven en una errónea consecución de los datos pertinentes que afecten al contrato establecido, también que afecten al planeamiento establecido previamente para la ejecución de las obras.

3.2. Documento definitorio de las obras a ejecutar.

Los planos, pliegos de condiciones técnicas, los cuadros de precios y la normativa incluida en el presente pliego definirán la obra a ejecutar.

Serán documentos contractuales del proyecto los planos, el Pliego de condiciones técnicas y los cuadros de precios. Lo mencionado anteriormente en cualquiera de estos documentos, aunque en otro de ellos sea omitido, tendrá que ejecutarse como si existiera en el mismo.

3.3. Planos.

Los planos de la obra serán entregados al contratista ya que en ellos se encuentra la perfecta y clara descripción de la obra a ejecutar por el mismo. Cualquier duda respecto a los mismos tendrá que ser comunicada por escrito al director de obra, el cual tendrá un plazo máximo de 7 días para resolver dichas dudas y aclarar los detalles que no estén perfectamente definidos en los planos del proyecto de la obra. Las cotas que aparezcan en los planos prevalecerán sobre las medidas a escala tomadas en los mismos. El contratista tendrá el deber de comprobar las cotas de los diferentes planos antes de ejecutar la obra, teniendo él, la responsabilidad de cualquier error de ejecución.

La elaboración de los planos complementarios de detalle de la ejecución de la obra será a cargo del contratista, dichos planos tendrán que ser presentados a la dirección de obra 15 días laborable de antelación para así su aprobación y/o comentarios pertinentes.

3.4. Archivo de documentos definitorios de la obra.

En la obra tendrán que encontrarse una copia del pliego de condiciones técnicas, planos del proyecto, además de una copia de cada plano complementario realizados además de las instrucciones pertinentes de los mismos. El contratista deberá presentar mensualmente la actualización de los planos “As Built”, o los planos de las unidades de obra ya ejecutadas, estos estado debidamente contrastados con los datos obtenidos conjuntamente con la dirección de obra, corriendo por su cuenta los sobrecostes ocasionados. El responsable de garantizar la calidad designado por el contratista comprobará los datos reflejados en los planos “As Built” y deberá de aprobarlos.

El informe técnico de la ejecución de obra tendrá que ser presentado mensualmente por el contratista. Este informe técnico tendrá las actuaciones e incidencias medioambientales las cuales se hayan producido. Además de reflejar el grado de ejecución de las medidas correctoras de las mismas. Si los resultados son negativos se tendrá que presentar unas nuevas medidas correctoras.

4. Inicio de obras y plazo de ejecución.

El plazo de ejecución de las obras las cuales son referidas en el presente pliego de condiciones tendrá que ser ejecutadas según las condiciones de licitación para la ejecución por la contrata, o en el plazo establecido por el contratista a la hora de realizar la oferta de licitación. Esto es aplicable también para los plazos de ejecución parciales establecidos con anterioridad y hechos constar.

Tanto los medios auxiliares como la maquinaria la cual este recogida en el programa de trabajo, estarán a efectos indicativos, pero el contratista tendrá que mantenerlas en obra y en servicio el tiempo pertinente para la consecución de los objetivos intermedios y finales, además de para el oportuno ajuste de las obras, para el cumplimiento de los plazos de ejecución fijados.

El inicio de las obras será la fecha que aparezca en la adjudicación de las mismas, todo ello será notificado pertinentemente, incluyendo los plazos parciales y finales de ejecución de los trabajos.

5. Control y desarrollo de la obra.

5.1. Maquinaria y equipos.

El contratista deberá presentar previamente la relación de maquinaria necesaria para la ejecución de las unidades de obra a realizar según el programa de trabajos, esta relación tendrá que ser aprobada por la dirección de obra. Los equipos y maquinaria tendrán que estar en todo momento en unas adecuadas condiciones de trabajo y estar exclusivamente destinados para las obras contratadas, estos no pudiendo ser retirados de la obra sin previa autorización de la dirección de obra y que previamente se haya justificado su finalización de las unidades de obra pertinentes.

5.2. Medios y obras auxiliares.

El contratista adjudicatario de la obra tendrá que construir y proyectar, a su cuenta, todas las edificaciones e instalaciones auxiliares. Ya sean almacenes oficinas, instalaciones sanitarias, etc. Además el contratista será el encargado de proporcionar el enganche de electricidad para la ejecución de las obras, además de la conexión a la red de agua pública del emplazamiento de las obras. Todos los proyectos de las obras auxiliares tendrán que ser aprobados por la dirección de obra.

La ubicación de las mismas tendrá que ser aprobada por la dirección de obra, además serán de carácter temporal ya que estas instalaciones solo estarán en la parcela durante la realización de la obra principal.

El contratista a la finalización de las obras a ejecutar tendrá un plazo para la retirada de todas las instalaciones auxiliares que haya dispuestas. Cuando dichas instalaciones se hayan retirado se procederá a limpieza y adecuación de esa zona de la instalación.

5.3. Control de calidad y garantía de las obras.

Garantía de calidad será entendida por las acciones realizadas para promover que la ejecución de las instalaciones es construida de acuerdo con el diseño y contrato establecido. El control de calidad es el conjunto de comprobaciones pertinentes de la calidad para comprobar que se está ejecutando la obra de acuerdo con los criterios de calidad establecidos previamente, esto es incluido en la garantía de calidad.

Los siguientes aspectos son los comprendidos en un control de calidad:

- Calidad en las materias primas
- Calidad en ejecución de obras
- Calidad de la finalización de obra

Los proveedores de materiales serán sometidos a una evaluación por parte del contratista, quedando esto documentado y aprobado por la dirección de obra.

El contratista tendrá que aportar la siguiente documentación a la dirección de obra:

- Plano del equipo
- Plano en detalle del equipo
- Documentación complementaria del equipo
- Materiales por el cual es compuesto el equipo
- Normas de diseño
- Manual de instrucciones de montaje
- Manual de pruebas y ensayos

Se realizará una inspección a la recepción de los equipos, para así comprobar que se adecuan a los requisitos especificados en proyecto.

Los ensayos, controles e inspecciones serán a cargo del contratista, el programa deberá estar diseñado para que sea una comprobación sistemática por parte del contratista

5.4. Plan de control y programa de puntos de inspección.

El plan de control y calidad será realizado por el contratista, tendrá que ir desglosado por actividades y obras a realizar, este plan tendrá que estar presentado a la dirección de obra con un mes de antelación a la realización de dichas obras. A su vez la dirección de obra revisará el plan de control y aprobará o realizará los comentarios pertinentes del mismo.

El plan de control de calidad tendrá que incluir al menos las siguientes fases de la obra:

- Almacenaje y recepción de material.
- Recepción de los equipos.
- Control en voladuras.
- Control de explanaciones.
- Compactaciones.
- Rellenos.
- Obras de fábrica.
- Transporte de hormigón.
- Colocación en obra.
- Etc.

Será incluida en el plan de control de calidad las siguientes descripciones:

- Objeto y descripción detallada del plan.
- Normas de aplicación.
- Materiales necesarios.
- Planos de montaje.
- Procedimiento de montaje.
- Procedimientos de pruebas y ensayos.
- Proveedores y subcontratas.
- Documentos generados referentes a la construcción, ensayos y pruebas.

Al plan de control tendrá que ir adjuntado un plan de puntos de control, dicho documento contará con un listado por puntos de las partes a controlar, para así mecanizar las inspecciones pertinentes.

La frecuencia de los ensayos y las inspecciones de calidad se podrán modificar por el director de obra, en pos de la consecución de la calidad de la obra establecida en el proyecto.

A su vez, la dirección de obra podrá contar con un equipo propio para llevar a cabo la inspección y control de calidad de las obras, además de la realización de ensayos de homologación.

Para la realización de dichas inspecciones la dirección de obra contará con un programa y procedimiento propio, teniendo acceso a todas las obras en ejecución y ejecutadas, además de todos los archivos de control de calidad del contratista.

Los ensayos contradictorios correrán a cuenta de la propiedad de la instalación, dichos ensayos serán para la comprobación de la calidad de la ejecución de la obra.

5.5. Extracción de Tierras.

Antes de comenzar con la excavación se procederá con el limpiando de la zona, se retiraran árboles, tocones, basuras y todos lo que pueda alterar la calidad de la ejecución de la obra. La tierra tendrá que ser retirada con anterioridad a la realización de zanjas.

El contratista podrá utilizar materiales los cuales sean obtenidos de la excavación siempre y cuando estos cumplan las condiciones establecidas en el presente pliego de condiciones técnicas.

Estará establecido un plan de depósito de tierras sobrantes, este será de obligado cumplimiento por el contratista. Este plan contara con todas las características propias de los depósitos de tierras, su localización, volumen, etc. Estos depósitos de sobrantes estarán compuestos exclusivamente de materiales inertes procedentes de la ejecución de la obra.

5.6. Accesos a la obra.

Los accesos, caminos y rampas provisionales para el accesos a las distintas unidades de obras ejecutándose, serán llevadas a cabo por el contratista bajo su responsabilidad y por su cuenta, la dirección de obra podrá establece que sean construidas antes del inicio de la obra.

El plano de accesos, rampas y caminos de obra deberá ser presentado por el contratista a la dirección de obra y esta tendrá que aprobar dicho documento.

Todas las construcciones e instalaciones que se vean afectadas por la construcción de los caminos rampas de accesos y demás, tendrán que ser reconstruidas por parte del contratista. Además de dejar todo espacio público limpio a la finalización de las obras, que se haya visto afectado durante la construcción de las mismas.

Los caminos y accesos tendrán que tener un estado adecuado, esta labor de mantenimiento será llevada a cabo por el contratista. Si los accesos son usados por varios contratistas, estos tendrán que llegar a un acuerdo para la ejecución, mantenimiento y costes de los mismos.

Si las obras de construcción de los accesos afectasen a terceros el contratista tendría que llegar a un acuerdo previo a la construcción de las mismas.

5.7. Seguridad y salud.

La seguridad y salud en las obras son las medidas establecidas por el contratista para evitar los accidentes que se puedan ocasionar en la ejecución de las obras.

Este plan de seguridad y seguridad tendrá que ser elaborado por el contratista siguiendo las normas y leyes pertinentes.

5.8. Modificaciones in situ.

Durante la ejecución de las obras aparecieran alguna causa, la cual genere una modificación en las obras, según los proyectado, esto tendrá que ser comunicado con la dirección de obra y esta tendrá que aprobar la modificación pertinente.

Las nuevas modificaciones necesarias serán presupuestadas por el contratista como mucho 15 días después de la entrega de los documentos pertinentes por la dirección de obra.

Estas modificaciones de obra no previstas serán abonadas acorde con el apartado de precios contradictorios.

5.9. Limpieza a finalización de obra.

A la finalización de las obras, todos los depósitos, accesos, rampas y todo lo construido con carácter temporal para la ejecución de la obra, tendrán que ser quitados de su emplazamiento, dejando el emplazamiento acorde a su estado original.

Estos trabajos estaban incluidos en el presupuesto de ejecución de las obras, por lo tanto no habrá cargos adicionales por ello.

6. Permisos licencias y seguros.

A cargo del contratista estará la responsabilidad de obtener los permisos, licencias y demás documentos para la ejecución de las obras, salvo los que correspondan con la expropiación de los terrenos afectados por las obras a ejecutar.

El seguro a todos riesgos que cubra cualquier daño ocasionado por la ejecución de los trabajos, esto correrá a cuenta del contratista.

El contratista tendrá que informar por escrito y sin demora a la dirección de obra de todas las reclamaciones de daños que se le hayan notificado. También tendrán que ser notificados de la misma manera y forma los accidentes ocasionados. En caso de daños a terceros, tendrán que ser llevados a cabo las medidas pertinentes para la reposición total de los daños generados.

7. Abono y medición de las obras.

El pago de las obras contratadas se efectuara aplicando los precios unitarios de las unidades de obra resultantes, a no ser que en los pliegos de licitación o contrato adjudicatario refleje lo contrario. La liquidación de los mismos se podrá hacer de distintas maneras ya sea de manera fraccionada o en su totalidad.

La dirección de obra procederá a la medición de las obras, acopios, suministros y demás trabajos efectuados, estas mediciones se podrán ejecutar con la presencia del contratista. A su vez el contratista queda obligado a pedir a la dirección de obra su presencia para la toma de mediciones contradictoria de los trabajos ejecutados por el contratista, prevalecerá las mediciones aportadas por la dirección de obra con todas sus consecuencias.

7.1. Certificados.

Los pagos se realizaron con la certificación de las obras realizadas mensualmente, a no ser que se indique lo contrario en el pliego de licitación o en el contrato adjudicatario de las obras.

A final de cada mes la dirección de obra realizara una relación provisional de las obras y trabajos ejecutados por el contratista, entonces se procederá a la certificación de los mismos. Los precios aplicados serán los precios contratados o los precios contradictorios. Estos precios estarán fijados en el pliego de licitación o en el contrato adjudicatario.

El abonado de las certificaciones emitidas se hará a buena cuenta, a la espera de la certificación definitiva, a la finalización total de los trabajos se emitirá una certificación general definitiva.

7.2. Precios de aplicación.

Los precios alzados o unitarios de ejecución de material, son los que comprenden sin exceptuar nada, la total ejecución de las unidades de obra a realizar por el contratista, impuestos por todos los documentos contractuales, además del presente pliego de condiciones técnicas.

Los precios comprenden la totalidad de los gastos que son necesarios para la total ejecución de los trabajos hasta su completa finalización, puesta a punto, pero en especial:

- Mano de obra.
- Planificación de calidad.
- Cálculos y plano in situ.
- Almacenaje, transporte y herramientas varias.
- Reparaciones y transporte de equipos auxiliares necesarios.
- Energía eléctrica para la ejecución de la obra.
- Seguros.
- Financiación.

El contratista no podrá modificar los precios adjudicatarios salvo en los casos previsto por el presente pliego de condiciones técnicas.

7.3. Excesos de obra.

El abono de excesos de obra no será abonado sin la autorización del director de obra. En caso de la no aprobación de los mismos, será el contratista el que corra cuenta de ellos.

8. Señalización y desvíos de carreteras.

Con el fin de recibir las instrucciones pertinentes de la obra, el contratista tendrá que contactar con la dirección de obra, además de las instrucciones pertinentes tendrá que realizar las autorizaciones escritas pertinentes para la realización de trabajos cerca o en vías de servicio público.

Si es observado el incumplimiento de alguna de las presentes normas, los trabajos serán paralizados hasta que el contratista cumpla con las normas establecidas. También el contratista asumirá todas las consecuencias legales así son ocasionados daños materiales o humanos a terceros por el incumplimiento de las normas establecidas.

Las obras quedaran paralizadas en el caso de inclemencias meteorológicas que dificulten la visibilidad, tales como nieve o niebla, o lluvia muy intensa.

El acceso a la obra es restringido a personas ajenas a ella, además de la correcta señalización de las zanjas y pozos que se encuentren abiertos. Además de por la noche habrá vigilancia y conservación necesarias para evitar daños humanos y al tráfico que circule por la vía afectada por las obras.

El tráfico será asegurado por el contratista, bajo su responsabilidad y su cuenta. Si por la no vigilancia o por una negligencia es ocasionado algún daño material o humano este recaerá sobre el contratista.

A la finalización de todas las obras se tendrá que dejar la vía limpia y operativa.

8.1. Señalización de las obras.

La señalización será colocada acorde con las normativas vigentes tanto a nivel municipal como a nivel estatal, además de ello siguiente el proyecto de seguridad, si alguna de las señalizaciones tiene carácter definitivo no solo deberá prevalecer durante la ejecución de las obras, sino que se instalara de manera definitiva.

Estas señalizaciones serán de obligado posicionamiento para así evitar daños a personas, también se colocaran las protecciones pertinentes en zanjas y pozos, si por la inexistencia de dichas señalizaciones o protecciones se causan daños humanos o materiales, estos correrán a cuenta del contratista.

9. Protección del entorno

9.1. Acondicionamiento del terreno.

Para la preparación del terreno, se procederá a la retirada de árboles, escombros, maleza o cualquier otro material que dificulte el proceso de las obras, siempre y cuando no se trate de árboles a proteger, estos vendrán recogido en el proyecto de construcción. Este acondicionamiento se realizara respetando un protocolo de seguridad para así evitar daños en propiedades colindantes, además de la naturaleza colindante. Los huecos que se generen por la retirada de tocones tendrán que ser rellenados con tierra con la misma naturaleza que la existente en el emplazamiento de la obra, además de una posterior compactación de la misma.

Todos los materiales de desecho generados, serán llevados a vertederos adecuados para los mismos.

Las cunetas adyacentes a la obra serán limpiadas y retirada su maleza para así facilitar la visión y la seguridad de los accesos existentes, no modificándose el tamaño ni forma de las mismas
El arbolado existente a preservar, será protegido contra impactos, cuando sea necesario por altura y proximidad a los mismos se podaran para no generar daños a los mismos ni a la maquinaria que trabaje en la obra o tenga que acceder a la obra.

Si durante la excavación se encuentra raíces, estas tendrán que ser cortadas con un corte limpio y retiradas de la zona. Después se procederá a un relleno de la misma en un plazo máximo de 3 días y a continuación procediéndose a regar el árbol, para así una correcta preservación del arbolado existente no afectado por las obras.

En el caso que durante la excavación se produzcan hallazgos históricos de cualquier índole, las obras serán paralizadas, y será comunicado al director de obra, las obras no serán reanudadas hasta que sea pueda cumplir con la normativa de conservación del patrimonio histórico.

10. Materiales

10.1 Obra Civil.

10.1.1. Cementos.

Los cementos que se emplean en la obra tendrán que cumplir con los tiempos de fraguado y contenido en aluminato tricálcico adecuado para el empleo en la misma. Será exigido el uso de cementos que sea resistente a los sulfatos, teniéndose en cuenta el sobre coste correspondiente del mismo respecto al cemento no resistente a sulfatos.

El coste del cemento estará recogido en cada una de las partidas presupuestarias donde se requiera su empleo

10.1.2. Envolventes y soportes de conductores.

Los materiales que se definirán en el presente apartado serán los siguientes:

- Tubos de PVC.
- Tubos de acero.
- Bandejas metálicas y PVC, para el portado de conductores.
- Cajas de derivación.

Las características de los mismos serán definidos a continuación:

- Tubos de PVC.

Los tubos de PVC serán auto extingüibles, serán curvables en caliente o serán flexibles corrugados, el diámetro de los mismos será fijado en proyecto.

- Tubos de acero.

Los tubos de acero necesarios en obra serán de acero ST-35 galvanizado en caliente, tendrán los extremos roscados y tendrán dimensiones normalizadas.

- Bandejas metálicas y de PVC

Las bandejas metálicas para el portado de cables, serán de acero galvanizado en caliente e incluirán tornillos y demás material auxiliar.

Las bandejas de PVC serán auto extingüibles, y con capacidad de permanecer inalterable a los gases de escape de motores de combustión, radiación solar y humedad ambiental. Incluirán todo el material necesario para su adecuada colocación.

- Cajas de derivación.

Las cajas de derivación estarán construidas en PVC o metálicas cumpliendo la reglamentación establecida en el presente proyecto, las cuales incluirán placa de derivación y bornes, además de juntas de estanqueidad.

10.1.3. Arenas.

Las arenas serán preferiblemente de tipo silíceo, es decir, arenas de río ya que suelen ser las mejores para la construcción. Las arenas de proveniencia por el machacamiento de rocas graníticas serán también aceptadas ya que poseen excelentes características técnicas para la construcción.

Las arenas utilizadas para la formación de hormigones no deberán contener sustancias perjudiciales para la formación del mismo.

Las arenas recibidas en obra tendrán que ser ensayadas por un laboratorio externo para la comprobación de las cualidades de las mismas. Estos resultados serán recibidos por la dirección de obra y aprobará el material en cuestión.

10.1.4. Zahorras.

Las zahorras serán de procedencia de trituración de piedras en cantera o de gravas de procedencia natural, el cual su calibre será del 5(Tamiz UNE), este árido estará compuesto de elementos limpios, con una solidez adecuada, exentos de otros elementos residuales.

La dirección de obra comprobará que las características técnicas del árido recibido son las adecuadas para la realización de las obras.

10.1.5. Encofrados y entibaciones

Los encofrados son los elementos destinados para el moldeo de hormigones en obra, pueden ser de varios tipos, a continuación se enumeran los más comunes:

- Machihembrado
- Tableros
- Escuadra con aristas vivas

Estos tipos pueden ser de maderas o metálicos.

- Madera.

La madera contará con la suficiente rigidez para soportar sin ninguna deformación perjudicial, por ninguna acción de cualquier naturaleza. La naturaleza de la madera a usar será de madera que garantiza la no deformación ni hinchamiento por humedad, ya que se usará para el modelamiento de hormigones

- Metálicos.

Los materiales metálicos destinados al uso de modelados de hormigón tendrán que cumplir con lo establecido en el apartado correspondiente del presente pliego de condiciones.

10.2. Obra eléctrica.

10.2.1. Baja tensión.

La instalación y materiales de baja tensión, son los aparatos e instalaciones que no superen 1000V, las tensiones nominales del cableado de baja tensión son 400/750V y 600/1000V.

Los cables y aparatos de baja tensión serán regidos por el reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias. Además el cableado de baja tensión tiene que cumplir las normas UNE para su fabricación.

Las protecciones de la instalación de baja tensión también serán regidas por el reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Los conductores de la instalación de baja tensión tendrán que ser perfectamente identificables, esto será mediante el siguiente código de colores normalizado. Para los conductores de neutro se usará cableado de color azul claro, para conductores de fase se usará el negro, marrón o gris, y finalmente para los conductores de protección será usado el color verde-amarillo.

La sección mínima para las líneas de control y mando serán de 1,5mm² y para las líneas de fuerza, serán de 2,5mm²

El contratista someterá a control a la recepción de los mismos para la comprobación de la calidad mínima exigida por la instalación a realizar. En cualquier caso la dirección de obra será la responsable final de la aprobación de un material eléctrico, pudiendo exigir las certificaciones necesarias de los mismos.

El material de fabricación de los conductores será principalmente el cobre, estando el mismo recubierto de una materia plástica, la cual cumpla con lo establecido en el reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias, y a su vez de las Normas UNE pertinentes.

Los cables irán identificadas mediante etiquetas plásticas rotuladas para así un fácil mantenimiento de los mismos, o detección de futuras averías. Los cables de control también irán identificados en todas sus terminaciones mediante células de plásticos las cuales estén rotuladas de manera que sea imborrable.

10.2.2. Alta tensión.

Los materiales de alta tensión son aquellos, que por ellas circulan tensiones a partir de 1000V La designación de estos materiales serán siguiendo las normativas UNE pertinentes, los cables irán rotulados indeleblemente por el fabricante con el año de fabricación, su designación completa y la homologación de I-DE Redes Inteligentes.

Los cables tendrán secciones nominales normalizadas y tendrán unas características las cuales se especifican en la siguiente tabla.

Tabla 2
Conductores de varios alambres cableados de clase 2 para cables unipolares y multiconductores

1	2						3			10
	Número mínimo de alambres en el conductor						Resistencia máxima del conductor a 20 °C			
	Circular		Circular compactado		Sectoral		Conductor cobre recocido		Conductores de aluminio o aleación de aluminio ⁵	
Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	alambres desnudos	alambres recubiertos de una capa metálica	Ω/km		
mm ²							Ω/km	Ω/km	Ω/km	
0,5	7	-	-	-	-	-	36,0	36,7	-	
0,75	7	-	-	-	-	-	24,5	24,8	-	
1,0	7	-	-	-	-	-	18,1	18,2	-	
1,5	7	-	6	-	-	-	12,1	12,2	-	
2,5	7	-	6	-	-	-	7,41	7,56	-	
4	7	-	6	-	-	-	4,61	4,70	-	
6	7	-	6	-	-	-	3,08	3,11	-	
10	7	7	6	6	-	-	1,83	1,84	3,08	
16	7	7	6	6	-	-	1,15	1,16	1,91	
25	7	7	6	6	6	6	0,727	0,734	1,20	
35	7	7	6	6	6	6	0,524	0,529	0,868	
50	19	19	6	6	6	6	0,387	0,391	0,641	
70	19	19	12	12	12	12	0,268	0,270	0,443	
95	19	19	15	15	15	15	0,193	0,195	0,320	
120	37	37	18	15	18	15	0,153	0,154	0,253	
150	37	37	18	15	18	15	0,124	0,126	0,206	
185	37	37	30	30	30	30	0,0991	0,100	0,164	
240	37	37	34	30	34	30	0,0754	0,0762	0,125	
300	61	61	34	30	34	30	0,0601	0,0607	0,100	
400	61	61	53	53	53	53	0,0470	0,0475	0,0778	
500	61	61	53	53	53	53	0,0366	0,0369	0,0605	
630	91	91	53	53	53	53	0,0283	0,0286	0,0469	
800	91	91	53	53	-	-	0,0221	0,0224	0,0367	
1 000	91	91	53	53	-	-	0,0176	0,0177	0,0291	

Tabla 1: Tabla 2 de UNE 60228:2005

Las intensidades máximas de cortocircuito admitidas por los conductores quedan definidas por la siguiente tabla de la normativa UNE

Tabla A.1 - Intensidad máxima admisible, en A, para cables de distribución tipo RV, XZ1(S) o XZ1(AS), en triángulo en contacto con aislamiento de XLPE y conductor de cobre o aluminio

Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular* soterrada	Al aire, en galería
Aluminio			
25	98	82	88
50	135	115	125
95	200	175	200
150	260	230	290
240	340	305	390
Cobre			
10	78	64	66
16	100	82	88
25	125	105	115
50	185	155	185
95	260	225	285
150	340	300	390
240	445	400	540
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire ambiente en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			0,7
* Se han tomado las series y dimensiones habituales en el mercado. Para la resistividad térmica de la tubular se emplea el valor 3,5 K · m/W.			

Tabla 2: Tabla A.1 de UNE 211435-1:2021

Por lo tanto todo el cableado de alta tensión tendrá que cumplir estos requisitos y todas las normas de aplicación ya sean de la compañía suministradora como por la normativa adecuada.

11. Conclusión.

Por el presente Pliego de Condiciones Técnicas quedan establecidas las condiciones principales de la instalación a ejecutar, quedando sujeto a cualquier modificación por las autoridades competentes.

Juan Antonio Pérez Alcolea

48752726-V

1 Referencias

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones eléctricas y sus instrucciones técnicas complementarias(RD337/2014)
- Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.(RD42/2022)
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias(RD223/2008)
- Catálogos de fabricantes
- Normas NI Iberdrola
- Raúl Martí, J. Diseño de subestaciones eléctricas McGraw-Hill/Interamericana, 1992

PRESUPUESTO

Presupuesto SET

Obra Civil

Ud	Descripcion	Precio	Total
25m3	Zanja normalizada para alojar conductores de media tension de 1,2x1,2m	17,75	443,75
4300m3	Zanja para el alojamiento de conductor desnudo de tierra de 80cmx50cm	17,86	76798,00
250m2	Atajarea rebisable para los conductores de mando, medida y proteccion de la subestacion de 40x40cm	48,85	12212,50
1	Construccion de edificio de obra civil de 15x20 metros, incluyendo la puerta de acceso y las ventilaciones calculadas	60625,00	60625,00

Instalacion de Alta Tension

Ud	Descripcion	Precio	Total
5	Disyuntor Siemens 3AP1FG 245kV, motorizado, incluyendo todos sus accesorios	75500,00	377500,00
12	Seccionador MESA SG3CT 245,siendo de columna central giratoria, incluyendo todos sus accesorios	26000,00	312000,00
14	Transformador de medida Artech KA 245, incluyendo todos sus accesorios.	20000,00	280000,00
12	Pararrayos de oxidos metalicos de la compañía INAEL192kV	45000,00	540000,00
7	Disyuntor Siemens 3AP1FG 145kV, motorizado, incluyendo todos sus accesorios	40125,00	280875,00
16	Seccionador MESA SG3CT 245,siendo de columna central giratoria, incluyendo todos sus accesorios	12000,00	192000,00
20	Transformador de medida Artech KA 145, incluyendo todos sus accesorios.	7500,00	150000,00
10	Pararrayos de oxidos metalicos de la compañía INAEL120kV	3000,00	30000,00
2	Celda para proteccion del transformador 20kV ORMAZABAL CGMCOSMOS-V. Incluyendo montaje y conexionado	16650,00	33300,00
6	Pararrayos de oxidos metalicos de la compañía INAEL 21kV	4750,00	28500,00
5	Celda para proteccion de las lineas de salida 20kV ORMAZABAL CGMCOSMOS-V. Incluyendo montaje y conexionado	15500,00	77500,00
2	Celda para proteccion de los condensadores y acoplamiento de barras 20kV ORMAZABAL CGMCOSMOS-V. Incluyendo montaje y conexionado	14750,00	29500,00

Transformadores de Potencia

Ud	Descripcion	Precio	Total
2	Transformador de potencia de 90MVA de la compañía ABB y tensiones 220/132 kV	1250000,00	2500000,00
2	Transformador de potencia de 40MVA de la compañía ABB y tensiones 220/132 kV	500000,00	1000000,00

Cableado y conductores

Ud	Descripcion	Precio	Total
1025	Conductor del tipo halcon formado por aluminio acero de 26+7	7,56	7749,00
175	Conductor de media tension del tipo 3x240/150 AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1	18,13	3172,75
1105	Cableado de baja tension del tipo H07Z1-K(AS) Cca-s1b,d1,a1, las secciones de 2,5 y 1,5mm2	1,63	1801,15
6720	Conductor desnudo de 120 mm2 de cobre para la formacion de la red de tierras de la instalacion	8,77	58934,40
320	Conductor de acero desnudo para la formacion de hilo de guarda de la instalacion con seccion de 50mm2	4,37	1398,40
Soportes, proticos y materiales auxiliares			
Ud	Descripcion	Precio	Total
6	Electrodos de tierra compuestos por picas de cobra de 4 m y 20mm de seccion	62,00	372,000
16	Portico formado por dos apoyos y una viga de celosia para el nivel de 220 kV, de características detalladas en proyecto	2560,00	40960,00
20	Portico formado por dos apoyos y una viga de celosia para el nivel de 132 kV, de características detalladas en proyecto	1752,00	35040,00
36	Soportes en celosia de tamaños definidos en memoria para la colocacion de pararrayos	85,00	3060,00
34	Soportes en celosia de tamaños definidos en memoria para la colocacion de transformadores de medida	125,00	4250,00
1428	Aisladores caperuza-vastago del tipo estandar E160 de vidrio templado y modelo U160BS	10,15	14494,20
153	Racores de conexión de tipo variado para realizar conexiones de cableado tipo HALCON	5,36	820,08
Instalacion de baja tension			
Ud	Descripcion	Precio	Total
1	Cuadro de proteccion de plastico con puerta transparente para alojamiento de elementos de proteccion de instalaciones de baja tension. Con carril DIN para la colocacion de las mismas	200,00	200,00
1	Cuadro de plastico para la colocacion de contador de medida. Contador y fusibles incluidos	350,00	350,00
1	Interruptor diferencial tetrapolar de 40A, 30mA de clase AC	25,20	25,20
1	Interruptor magnetotermico tetrapolar de 40 A	24,20	24,20
2	Interruptor magnetotermico tetrapolar de 16 A	20,30	40,60
1	Interruptor magnetotermico bipolar de 20 A	15,20	15,20
7	Interruptor magnetotermico bipolar de 10 A	8,22	57,54
16	Limnarias interiores formadas por pantalla estanca led	52,00	832,00
6	Luminarias de emergencia, de 150 lumenes, normalizadas. Incluyendo montaje	75,00	450,00
Ud	Descripcion	Precio	Total
	Iluminacion exterior con proteccion IP65 formados por focos led de		

14	250w Tomas de corriente del fabricante Simon con 16A y IP55	165,13	2311,82
10		5,23	52,30
2	Modulo de baterias de corriente continua, rectificador y todos los accesorios necesarios para su correcto funcionamiento	4200,00	8400,00
14	Reles electronicos de proteccion para lineas, transformados y de tipo diferencial. Incluyendo su cabina, cableado y demas accesorios	5250,00	73500,00
12	Cuadros de proteccion y mando para el correcto control de las lines de entrada y salida, transformador y embarrados. Incluyendo todos los elementos descritos en la memoria	675,00	8100,00

Acondicionamiento del terreno

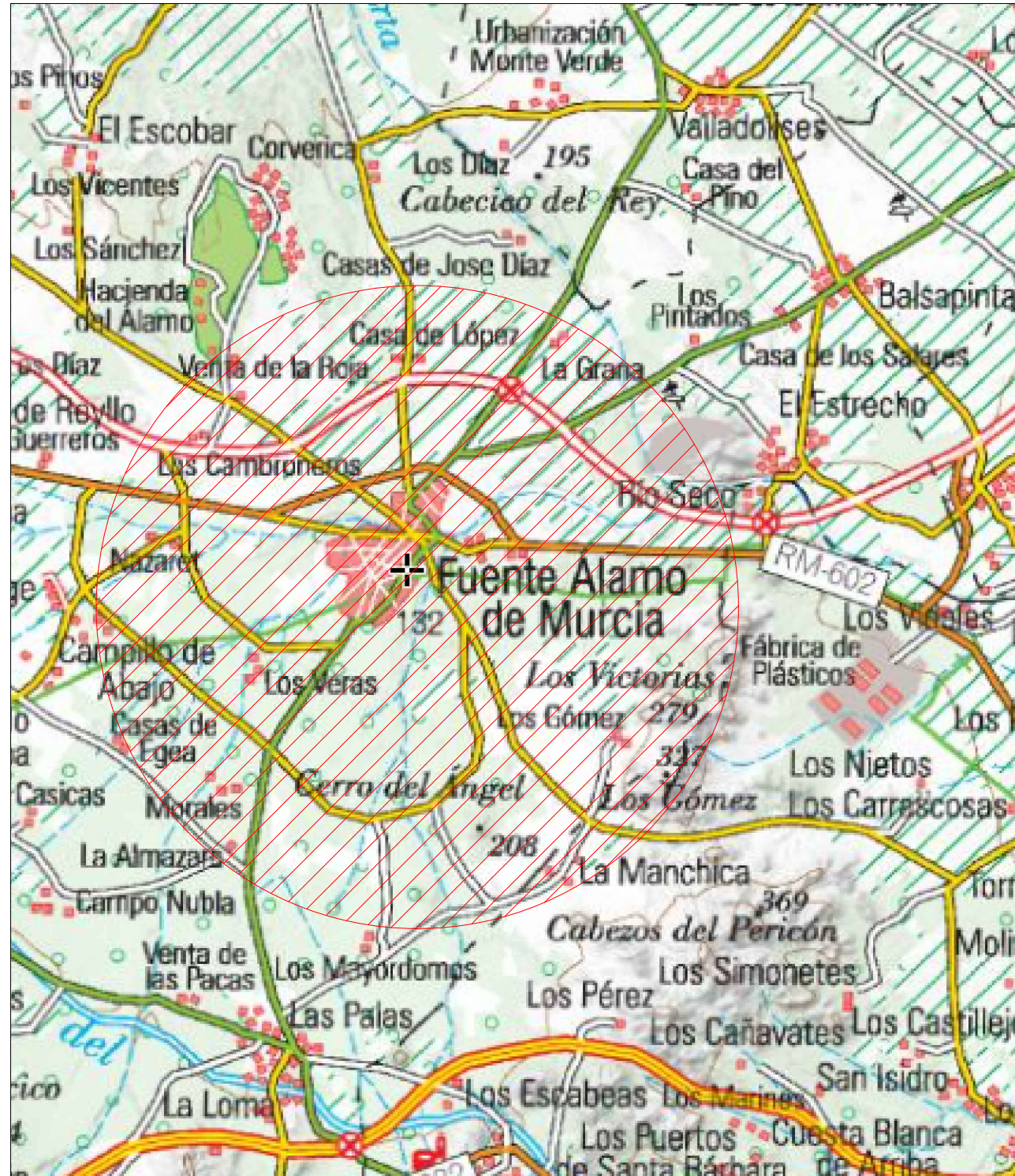
Ud	Descripcion	Precio	Total
16000m2	Suministro de grava para el extendido de una capa uniforme de 10 cm	0,25	4000,00
500m	Instalacion de vallada metalico de 2,5m en todo el primetrode la instalacion, incluyendo todos los accesorios necesarios	10,52	5260,00
1	Puerta de aceso a la instalacion, con todos sus elementos para un correcto funcionamiento	950,00	950,00

Presupuesto total material	6257875,1 €
13% de gastos generales	813523,76 €
8% de beneficio industrial	500630,01 €
21% IVA	1314153,8 €
Total del presupuesto	8886182,6

El presente presupuesto asceinde a **OCHO MILONES OCHONCIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL CIENTO OCHENTA Y DOS EUROS CON SESENTA CENTIMOS (8.886.182,6€)**

PLANOS

SITUACIÓN



EMPLAZAMIENTO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 51021A521000230000KP

PARCELA

Superficie gráfica: 87.463 m²

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo:



PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20KV

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

SITUACIÓN:
FUENTE ALAMO

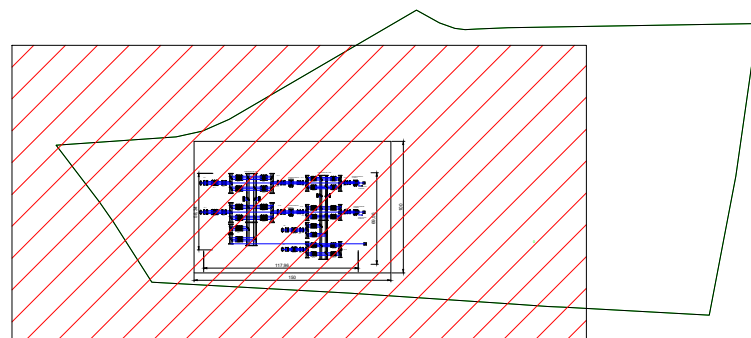
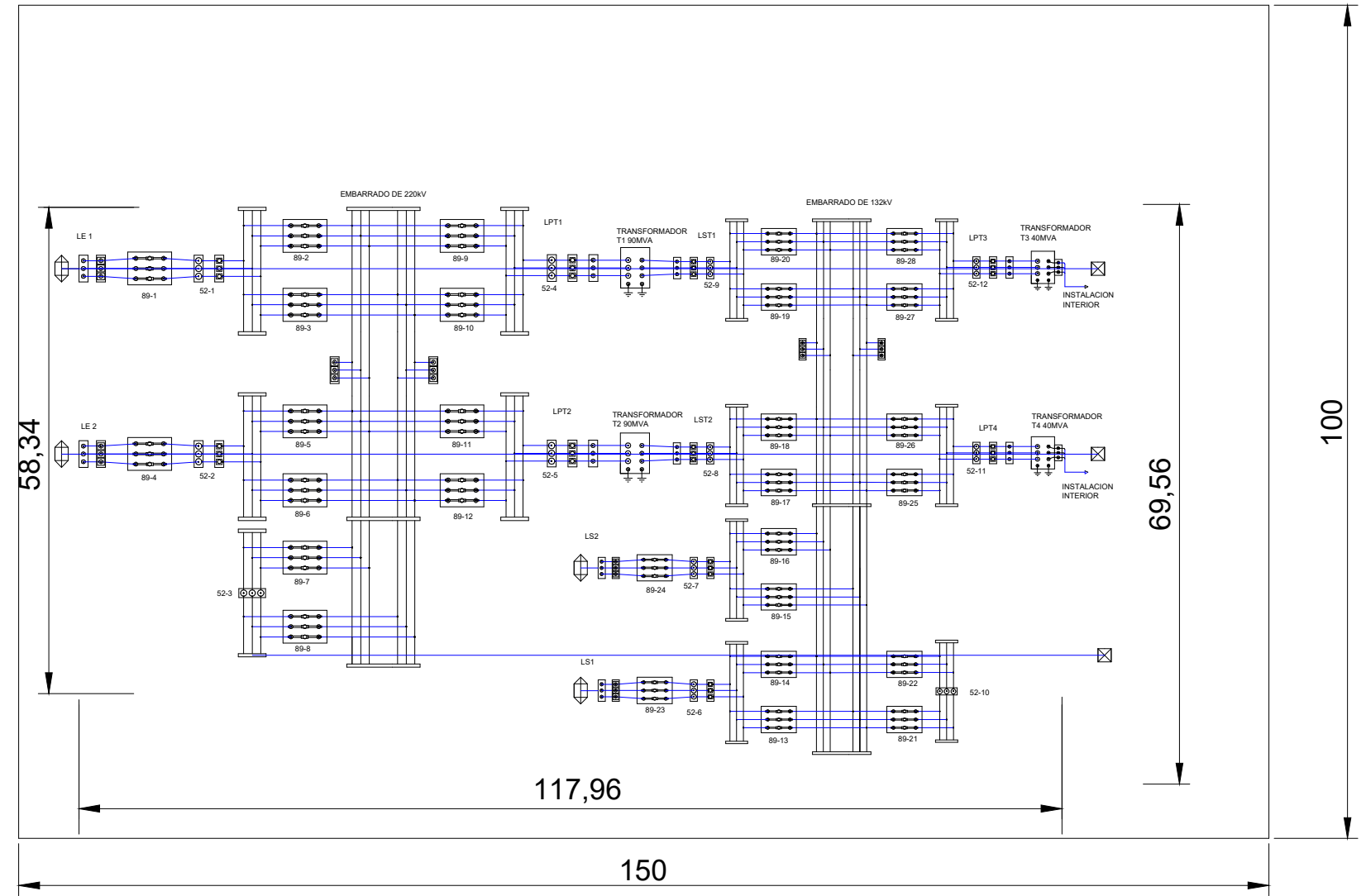
PLANO:
SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	ESCALA:	EXPEDIENTE:
REALIZADO POR:	JPA	05/22	Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	S.E	TFG_01_22
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA:
REVISADO POR:	JPA	05/22			Junio de 2022

PLANO N°:

01

Referencia catastral: 51021A521000230000KP



PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA

SITUACIÓN:
FUENTE ALAMO

PLANO:
PLANTA DE LA INSTALACIÓN

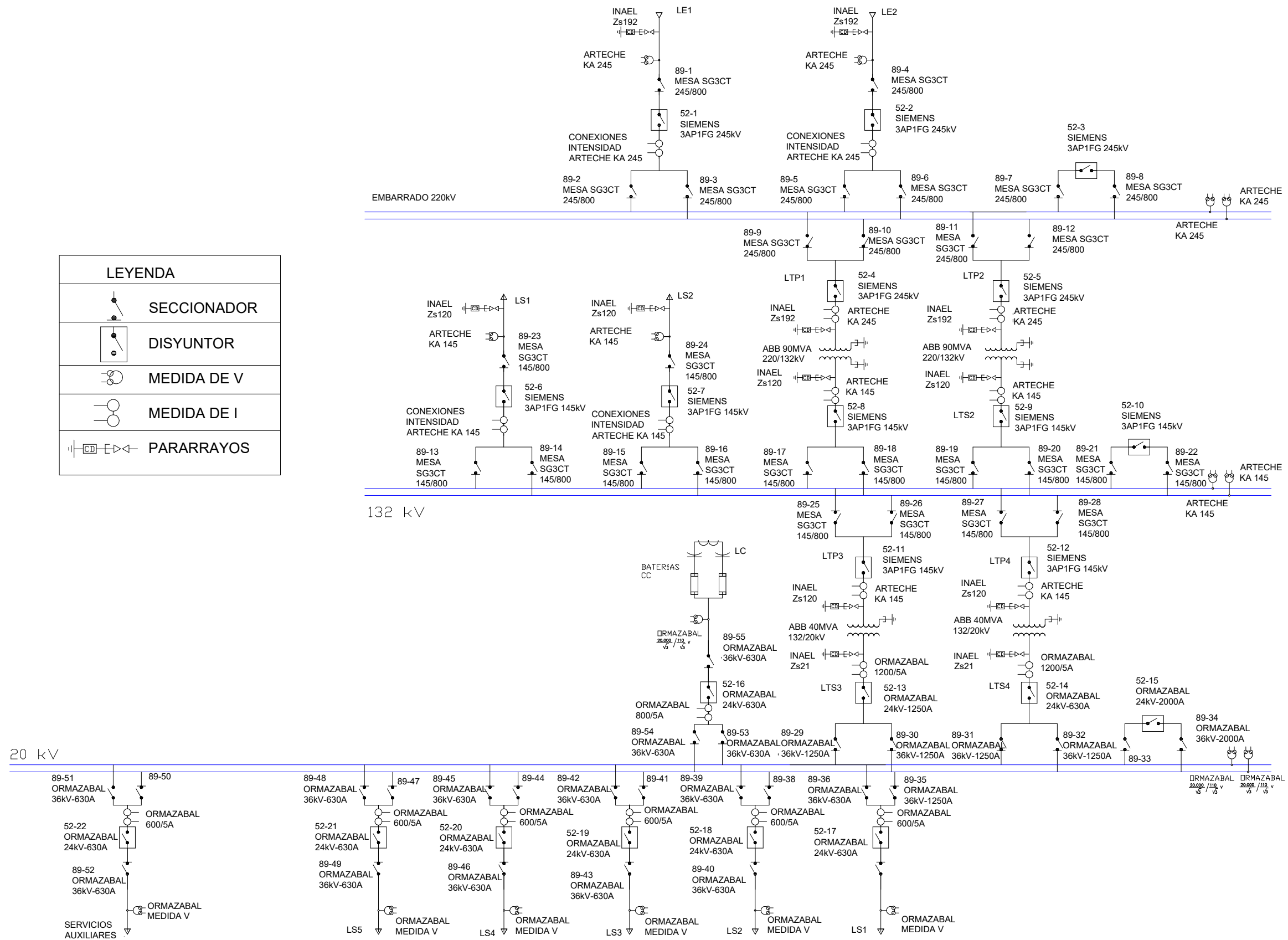
	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	ESCALA:	EXPEDIENTE:
REALIZADO POR:	JPA	05/22	Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	1/750	TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA :
REVISADO POR:	JPA	05/22			Junio de 2022

PLANO N°:

02



LEYENDA	
	SECCIONADOR
	DISYUNTOR
	MEDIDA DE V
	MEDIDA DE I
	PARARRAYOS



PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV

PLANO N°:

03

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

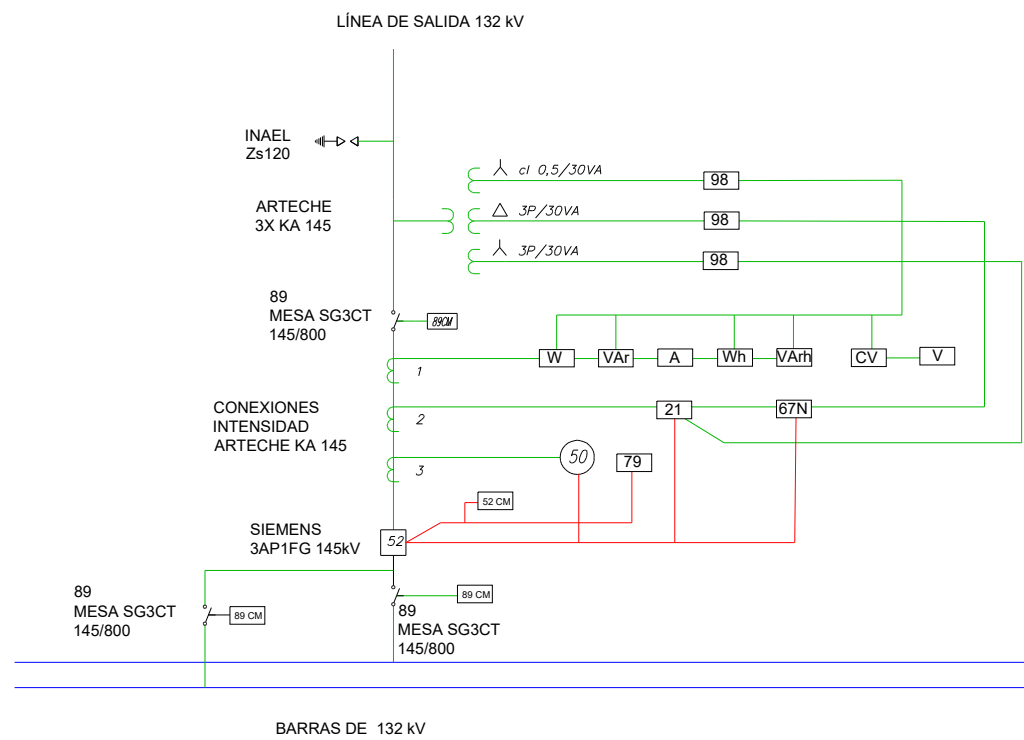
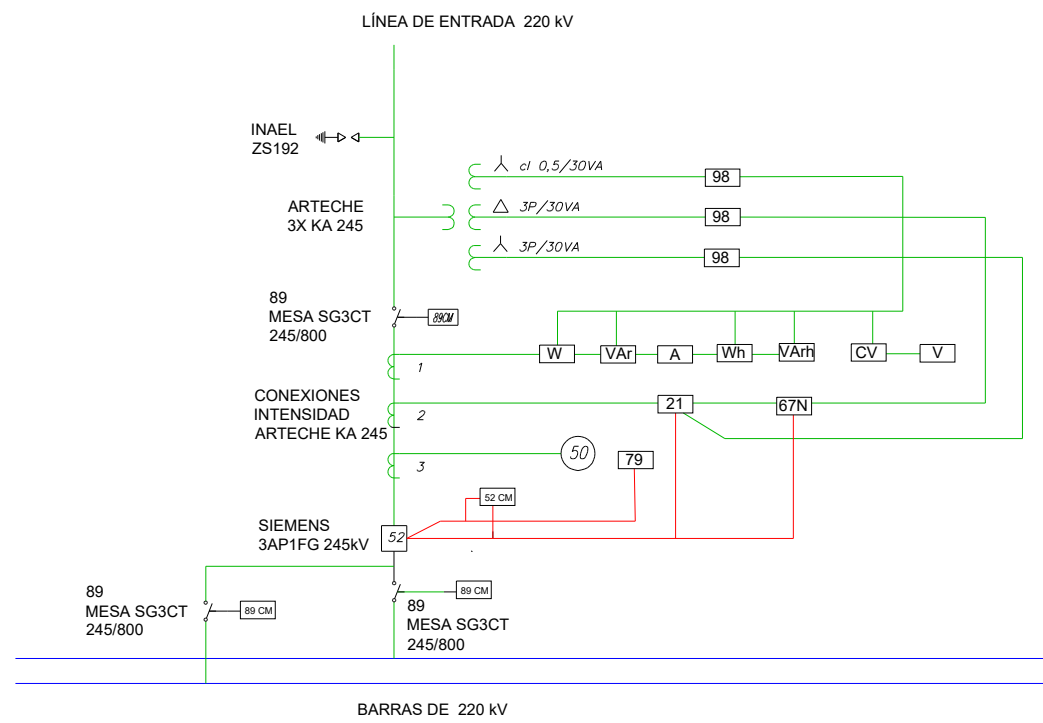
SITUACIÓN:
FUENTE ALAMO

PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN

REALIZADO POR:	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA:	EXPEDIENTE:
ENCARGADO POR:	JPA	05/22		1/750	TFG_01_21
REVISADO POR:	JPA	05/22			FECHA:



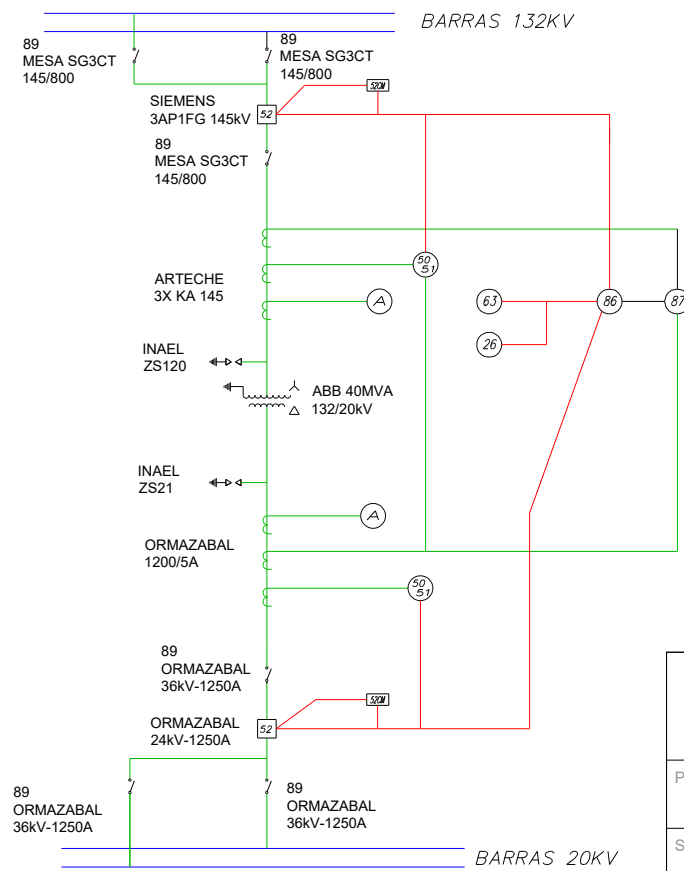
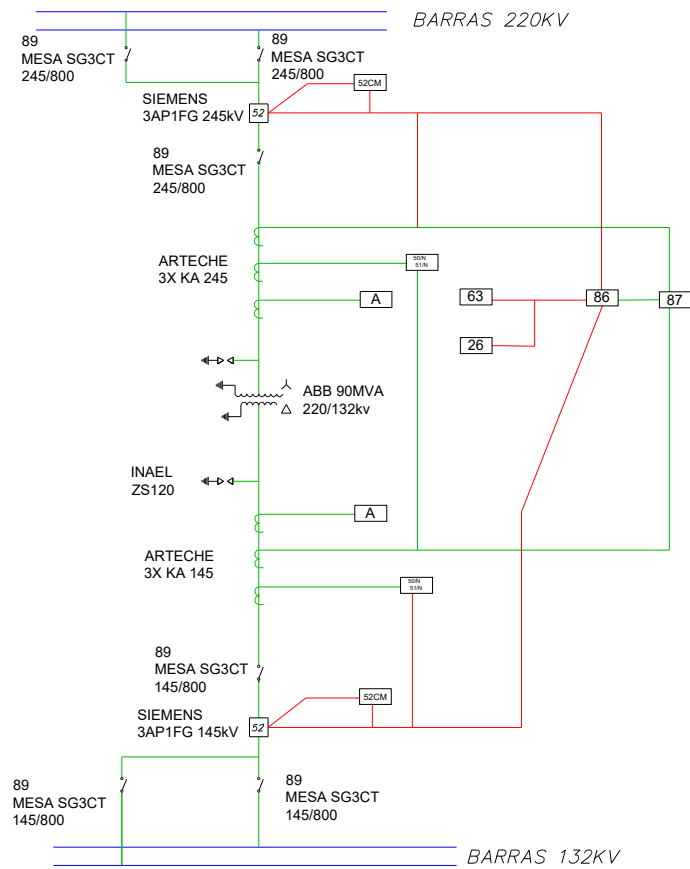
PROTECCIONES DE LÍNEA



LEYENDA	
21	RELE DE DISTANCIA
	RELE DE SOBREENSIEDAD INSTANTÁNEO Y DE TIEMPO INVERSO
67N	RELE DIRECCIONAL DE SOBREENSIEDAD
79	RELE DE REENGANCHAMIENTO
98	INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO DE BT
W	VATÍMETRO
VAr	VARIMETRO
A	AMPERÍMETRO
Wh	CONTADOR DE POTENCIA ACTIVA
VArh	CONTADOR DE POTENCIA REACTIVA
V	VOLTÍMETRO
CV	CONMUTADOR DE TENSION
52 CM	CONMUTADOR DE MANDO SECCIONADOR
89 CM	CONMUTADOR DE MANDO INTERRUPTOR

— CONDUCTOR DE ALIMENTACIÓN DE RELES Y APARATOS DE MEDIDA
— CONDUCTOR DE CIRCUITOS AUXILIARES

PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR



LEYENDA	
26	DISPOSITIVO TÉRMICO
	RELE DE SOBREENSIEDAD INSTANTÁNEO Y DE TIEMPO INVERSO
63	RELE BUCHHOLZ
86	RELE DE BLOQUEO CON REPOSICIÓN MANUAL
87	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL
A	AMPERÍMETRO
52CM	CONMUTADOR DE MANDO DEL INTERRUPTOR

PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV

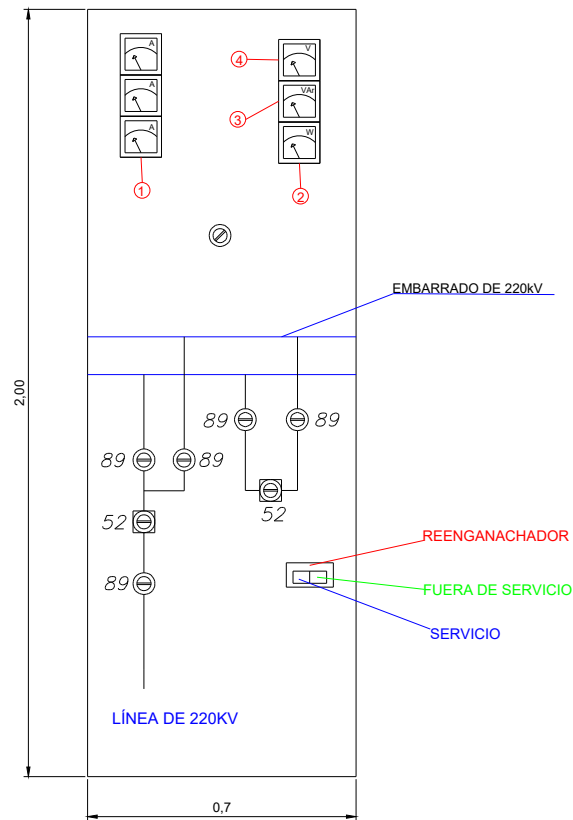
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

SITUACIÓN: FUENTE ALAMO

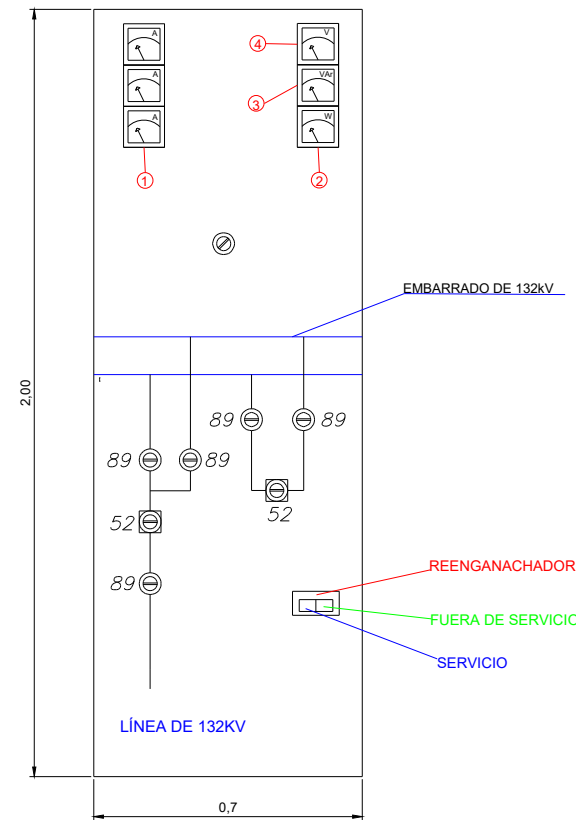
PLANO: **ESQUEMA DE PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN**

REALIZADO POR:	NOMBRE:	FECHA:	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL	ESCALA:	EXPEDIENTE:
JPA	JPA	05/22	Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	S.E	TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA:
REVISADO POR:	JPA	05/22			Junio de 2022

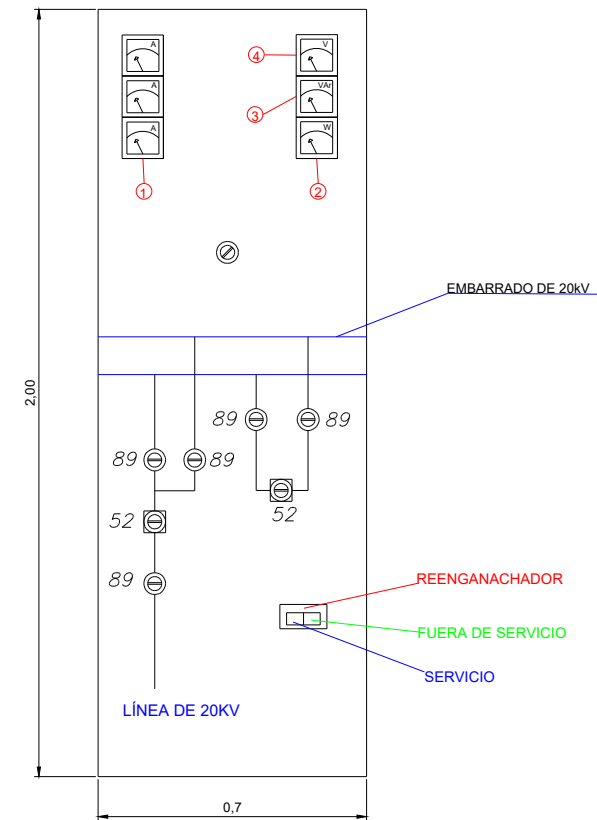
PANEL DE POSICIÓN DE LÍNEA 200KV



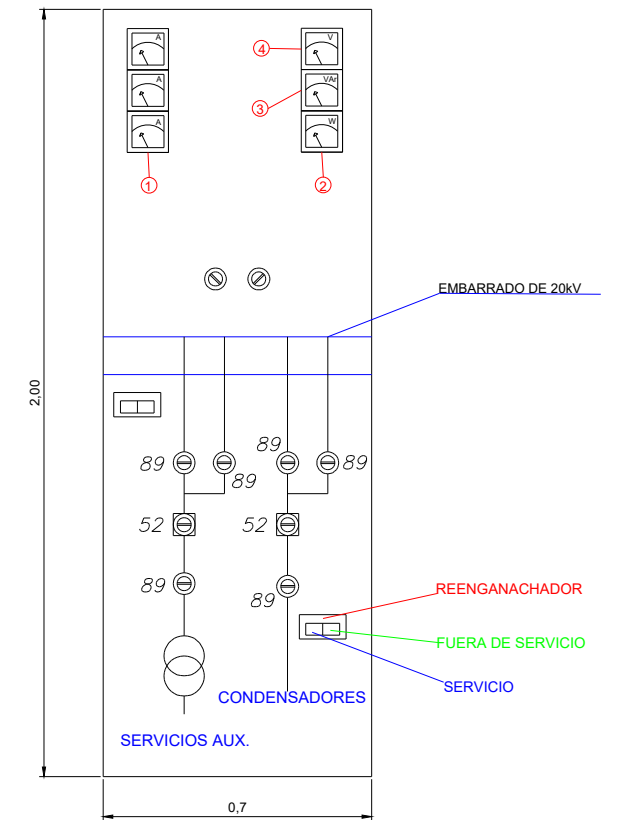
PANEL DE POSICIÓN DE LÍNEA 132KV



PANEL DE POSICIÓN DE LÍNEA 20KV



PANEL DE POSICIÓN SERVICIOS AUX. Y BATERÍA DE CONDENSADORES



EJEMPLO DE PANELES DE LÍNEA



LEYENDA

- ① AMPERIMETRO ESCALA 0-450 A
- ② VATIMETRO 0+100 MW
- ③ VARIMETRO 0+50 MVA_r
- ④ VOLTIMETRO 0+250 KV
- ⊗ CONMUTADOR

PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20KV

PLANO N°:
05

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA

SITUACIÓN:
FUENTE ALAMO

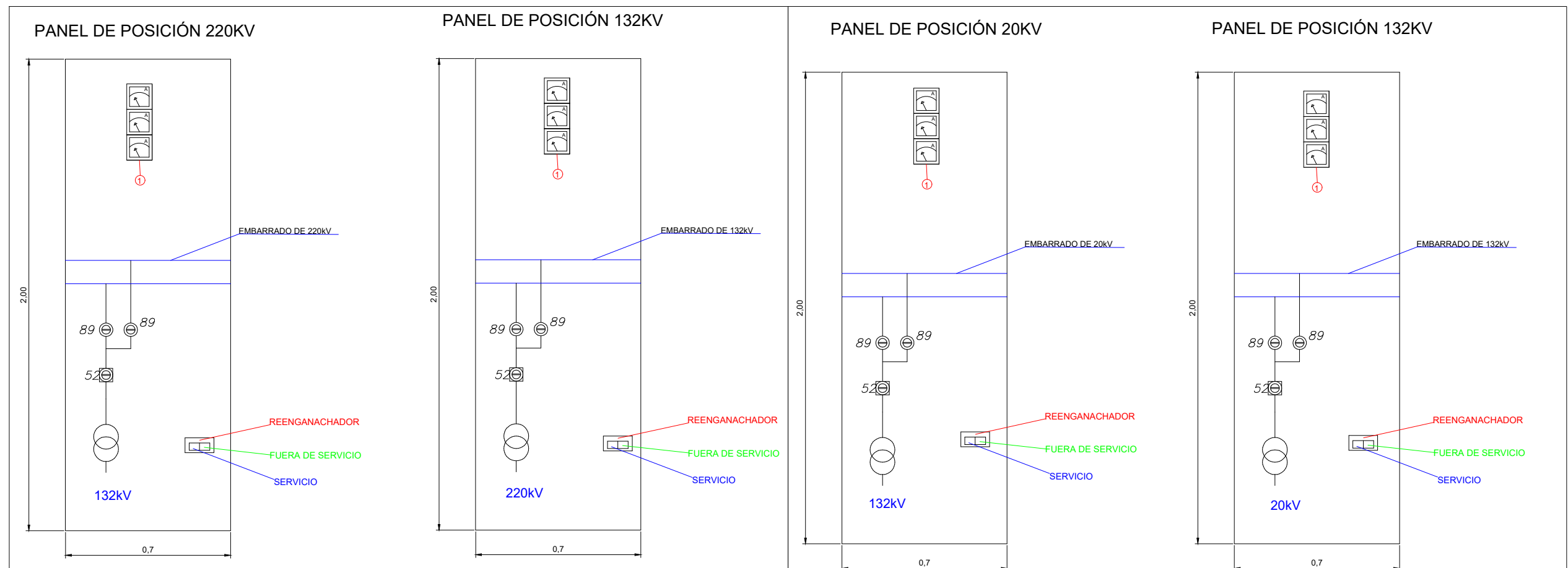
PLANO:
PANELES DE POSICION DE LINEA

REALIZADO POR:	JPA	05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: 1/750	EXPEDIENTE: TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA : Junio de 2022
REVISADO POR:	JPA	05/22			



POSICIONES DE TRANSFORMADOR 220/132kV

POSICIONES DE TRANSFORMADOR 132/20kV



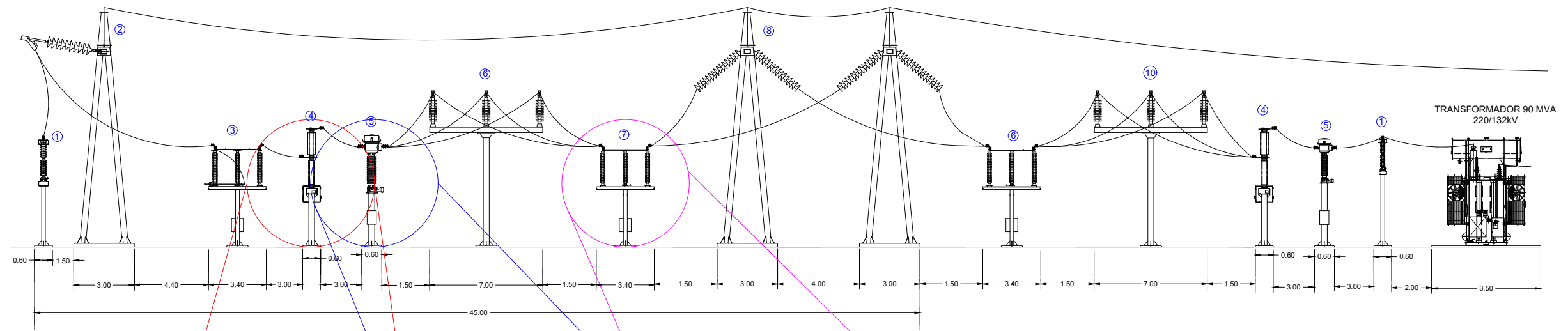
EJEMPLO DE PANELES



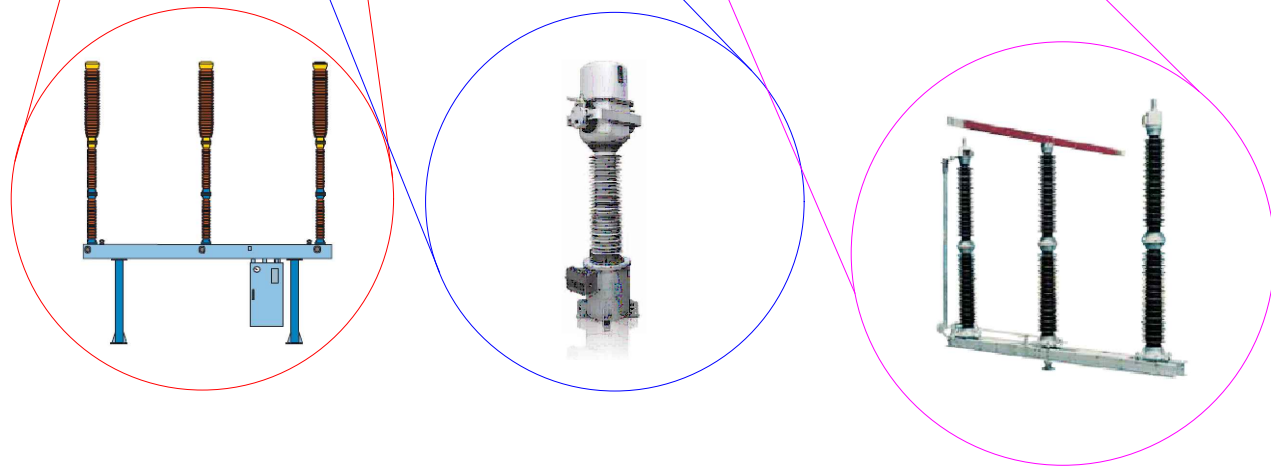
LEYENDA	
①	AMPERIMETRO ESCALA: 220kV:0-250A 132 kV:0-150 A 20 kV:0-900 A

PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 06	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: PANELES DE POSICIÓN DE TRANSFORMADOR					
REALIZADO POR:	NOMBRE: JPA	FECHA: 05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA:	EXPEDIENTE:
ENCARGADO POR:	JPA	05/22		1/750	TFG_01_21
REVISADO POR:	JPA	05/22			FECHA : Junio de 2022

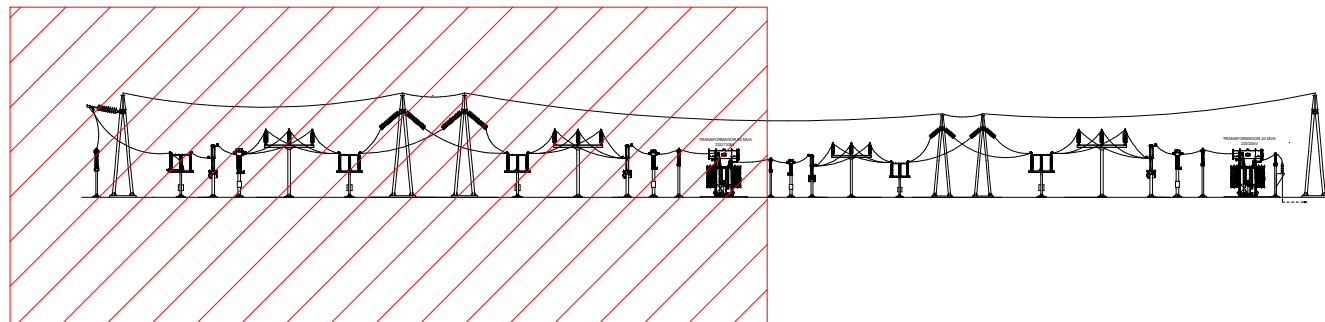




NIVEL DE 220 kV

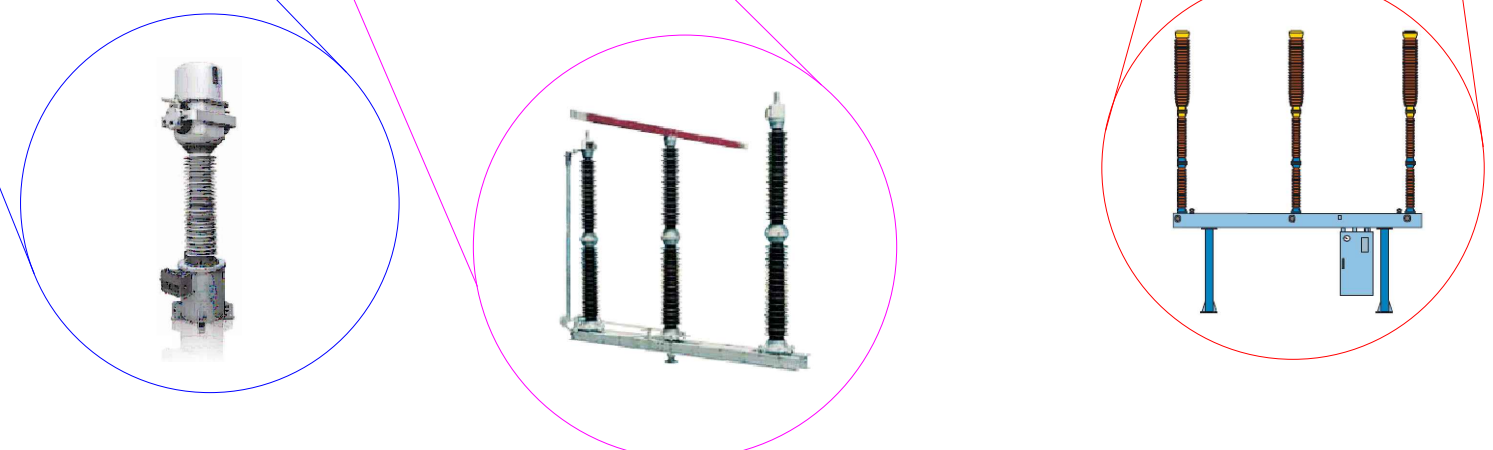
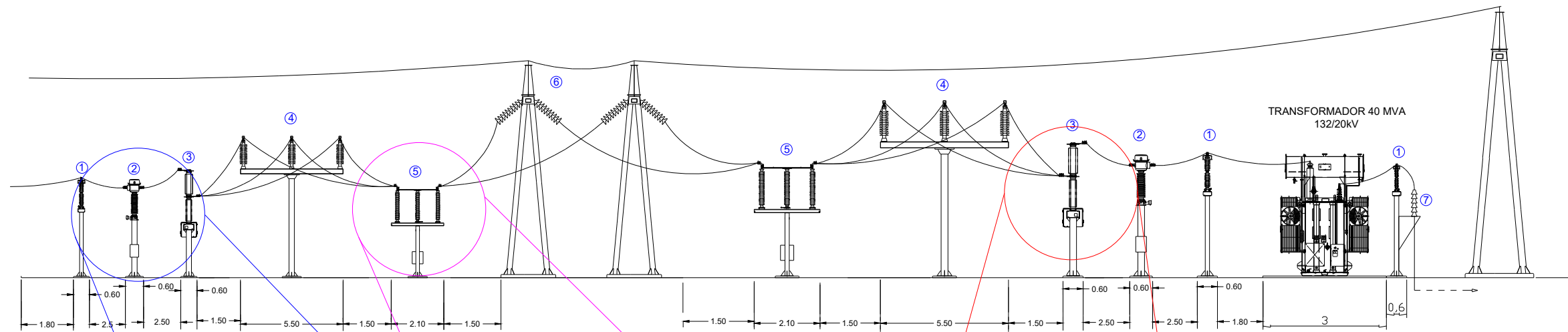


LEYENDA	
①	AUTOVALVULA
②	APOYOS DE ENTRADA
③	SECCIONADOR DE ENTRADA CON TT
④	DISYUNTOR
⑤	TRANSFORMADOR DE MEDIDA (A y V)
⑥	BARRAS DE SEPARACIÓN
⑦	SECCIONADOR DE LÍNEA
⑧	EMBARRADO DOBLE DE 220kV



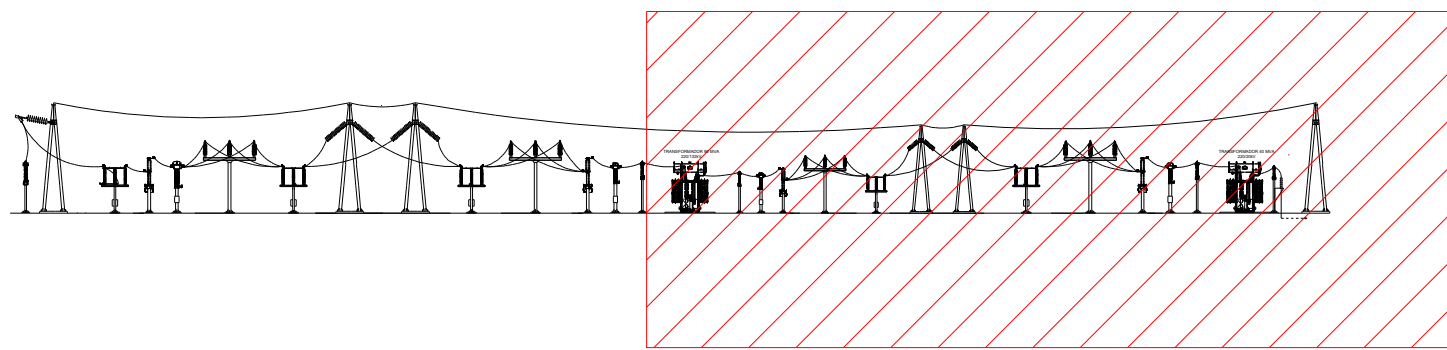
PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 07	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: PERFIL DE LA LÍNEA NIVEL 220kV					
REALIZADO POR:	NOMBRE: JPA	FECHA: 05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA:	EXPEDIENTE:
ENCARGADO POR:	JPA	05/22		1/750	TFG_01_21
REVISADO POR:	JPA	05/22			FECHA: Junio de 2022



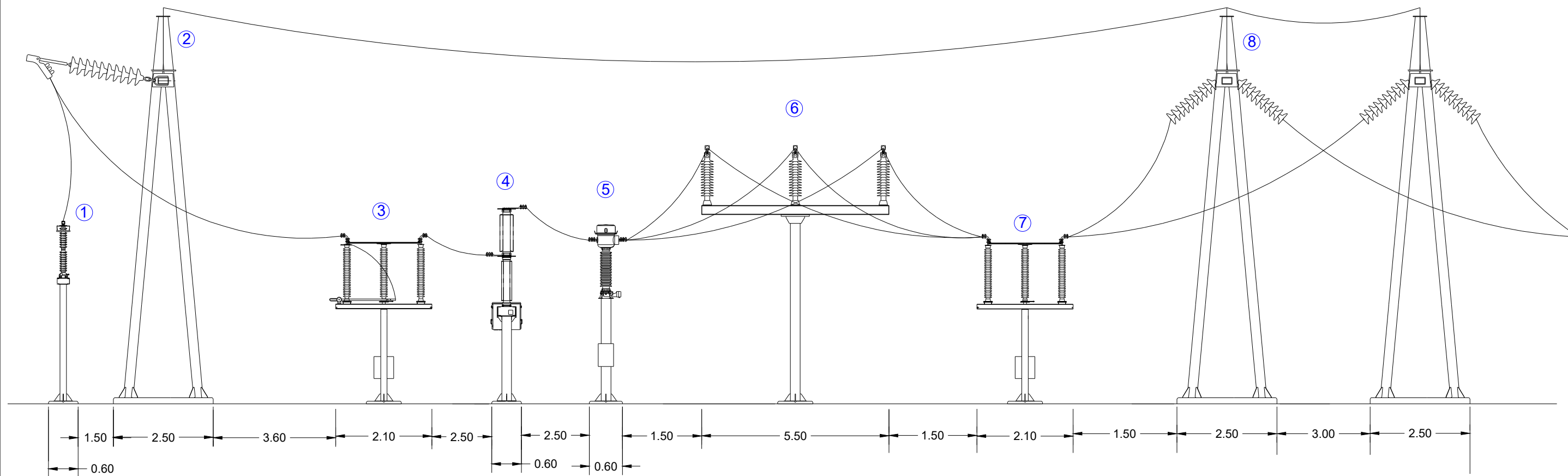


LEYENDA	
①	AUTOVALVULA
②	TRANSFORMADOR DE MEDIDA (A)
③	DISYUNTOR
④	BARRAS DE SEPARACIÓN
⑤	SECCIONADOR DE TRANSFORMADOR
⑥	EMBARRADO DOBLE
⑦	TERMINAL DE EMPALME

NIVEL DE 132 kV



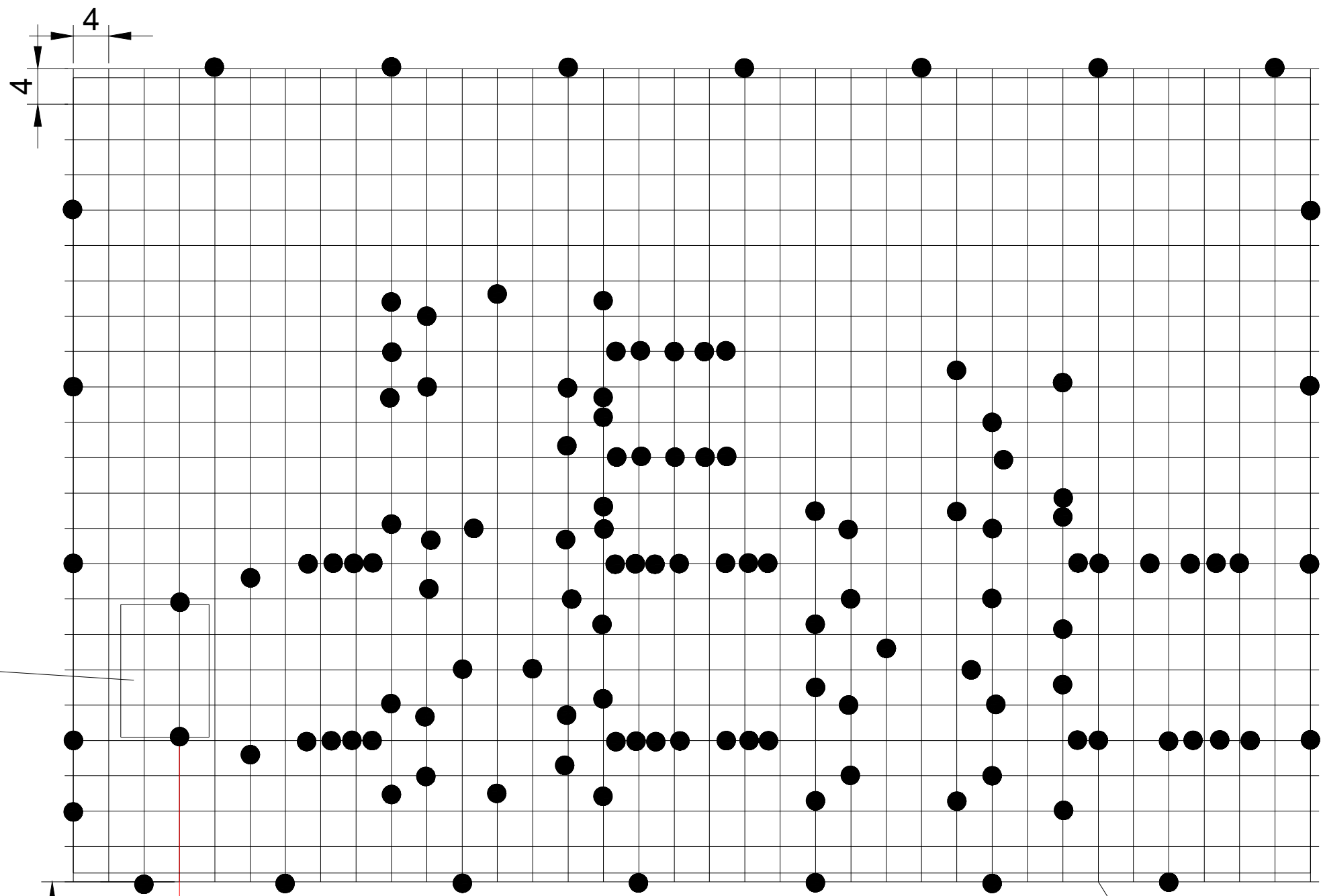
PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 08	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: PERFIL DE LA LÍNEA NIVEL 132kV					
REALIZADO POR:	JPA	05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: 1/750	EXPEDIENTE: TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA : Junio de 2022
REVISADO POR:	JPA	05/22			



LEYENDA	
①	AUTOVALVULA
②	APOYO DE SALIDA
③	SECCIONADOR DE SALIDA CON TT
④	DISYUNTOR
⑤	TRANSFORMADOR DE MEDIDA A Y V
⑥	BARRAS DE SEPARACIÓN
⑦	SECCIONADOR DE LÍNEA
⑧	EMBARRADO DOBLE DE 132kV

PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 09	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: PERFIL DE LA LÍNEA DE SALIDA					
REALIZADO POR:	NOMBRE:	FECHA:	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA:	EXPEDIENTE:
ENCARGADO POR:	JPA	05/22		1/750	TFG_01_21
REVISADO POR:	JPA	05/22		FECHA:	Junio de 2022





EDIFICIO

VALLA EXTERIOR

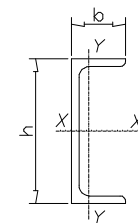
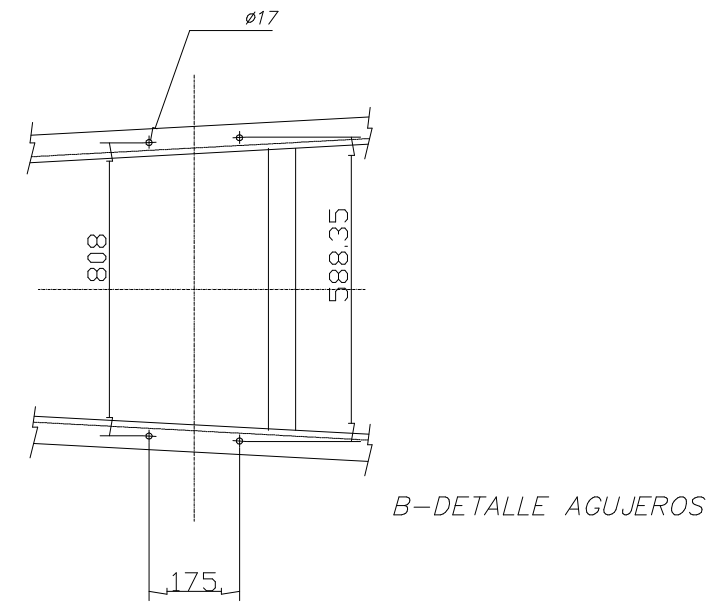
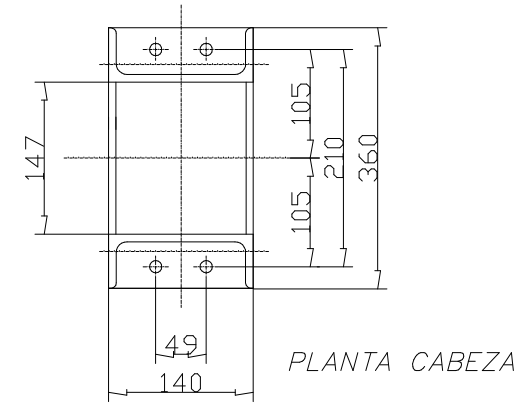
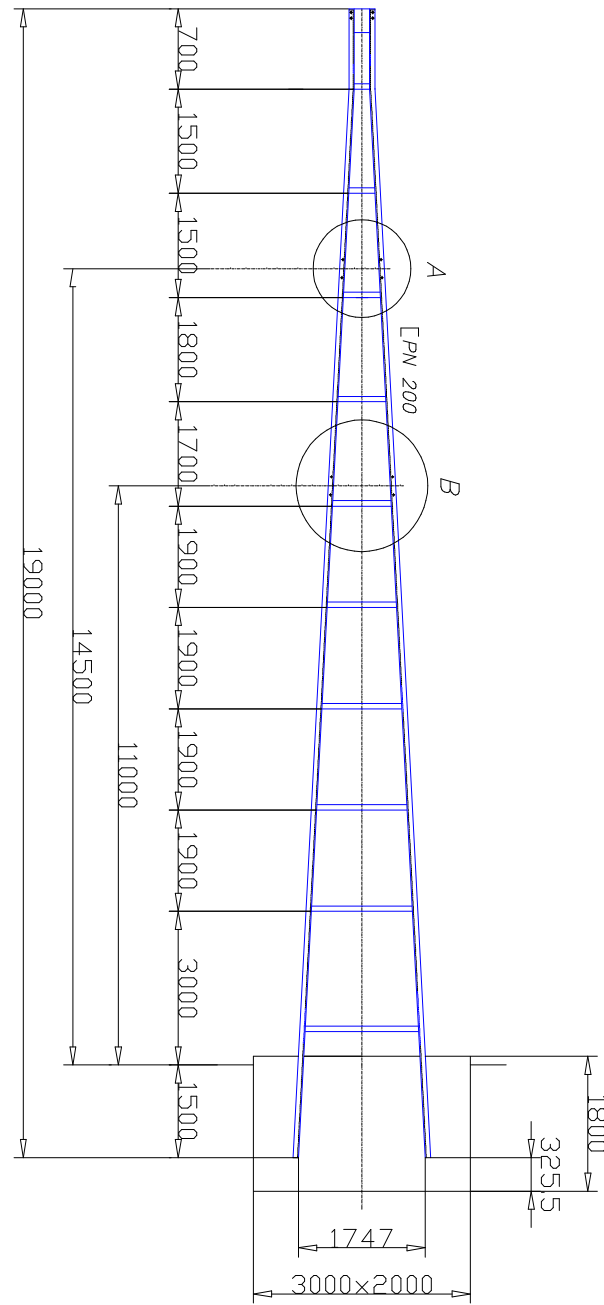
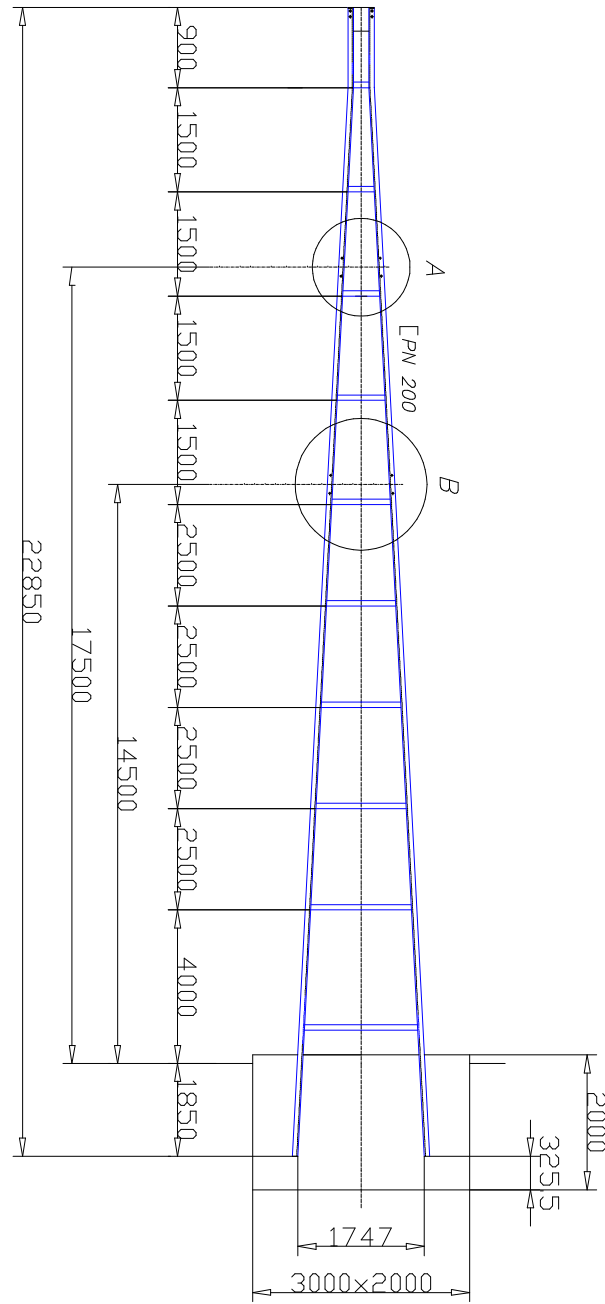
20,00

5,00

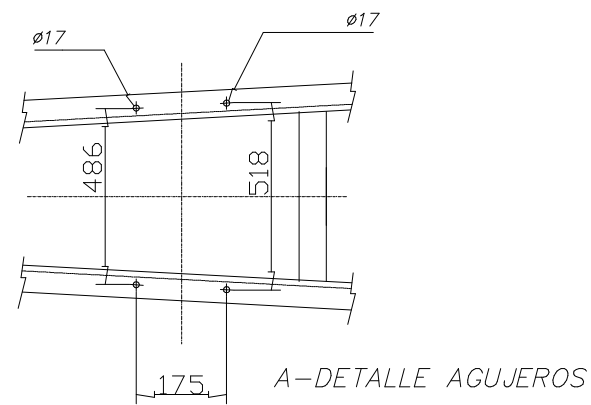
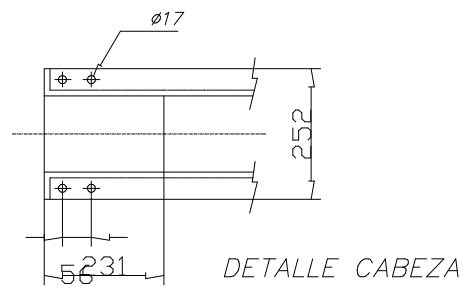
LEYENDA	
●	CONEXIÓN A TIERRA MEDIANTE SOLDADORA
—	RED DE TIERRA PRINCIPAL
—	NEUTRO TRANSFORMADOR SS.AA
●	PICA DE TIERRA

PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 10	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: RED DE TIERRAS					
	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: S.E	EXPEDIENTE:
REALIZADO POR:	JPA	05/22			TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA :
REVISADO POR:	JPA	05/22			Junio de 2022

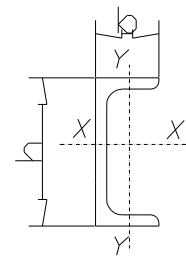
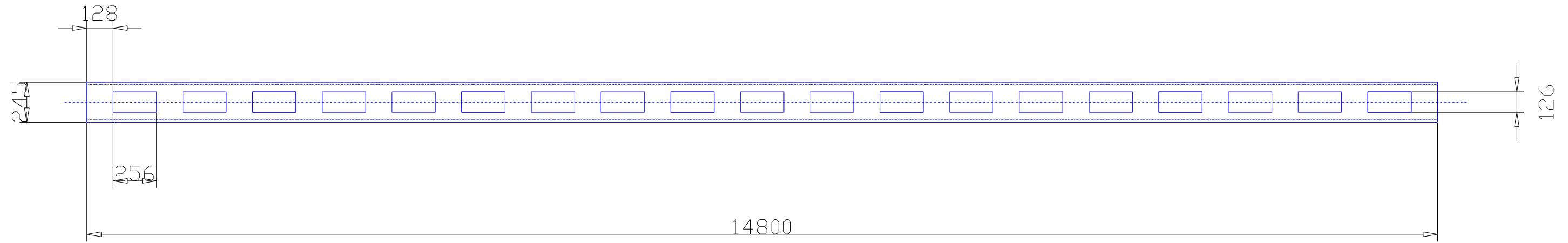




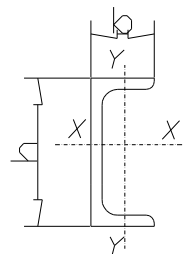
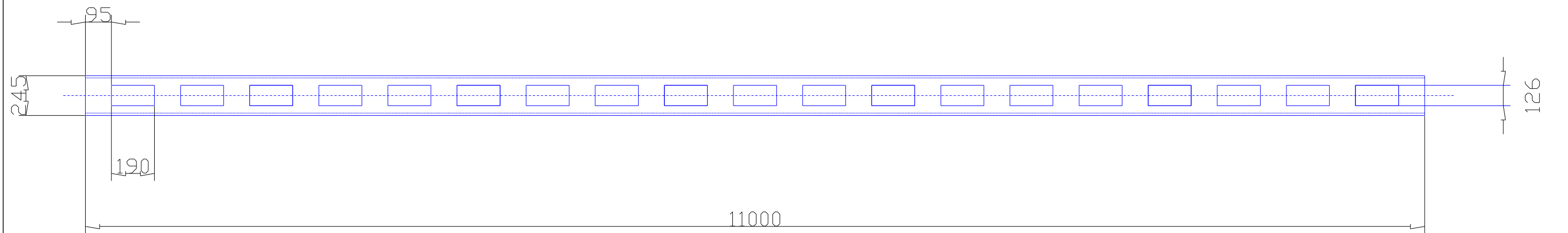
PERFIL	h x b	ESPESOR ²
PN 200	200x75	8.5



PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV			ESCALA: S.E		
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA			EXPEDIENTE: TFG_01_21		
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO			FECHA: Junio de 2022		
PLANO: APOYOS			INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V		
REALIZADO POR:	JPA	05/22			
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			
REVISADO POR:	JPA	05/22			



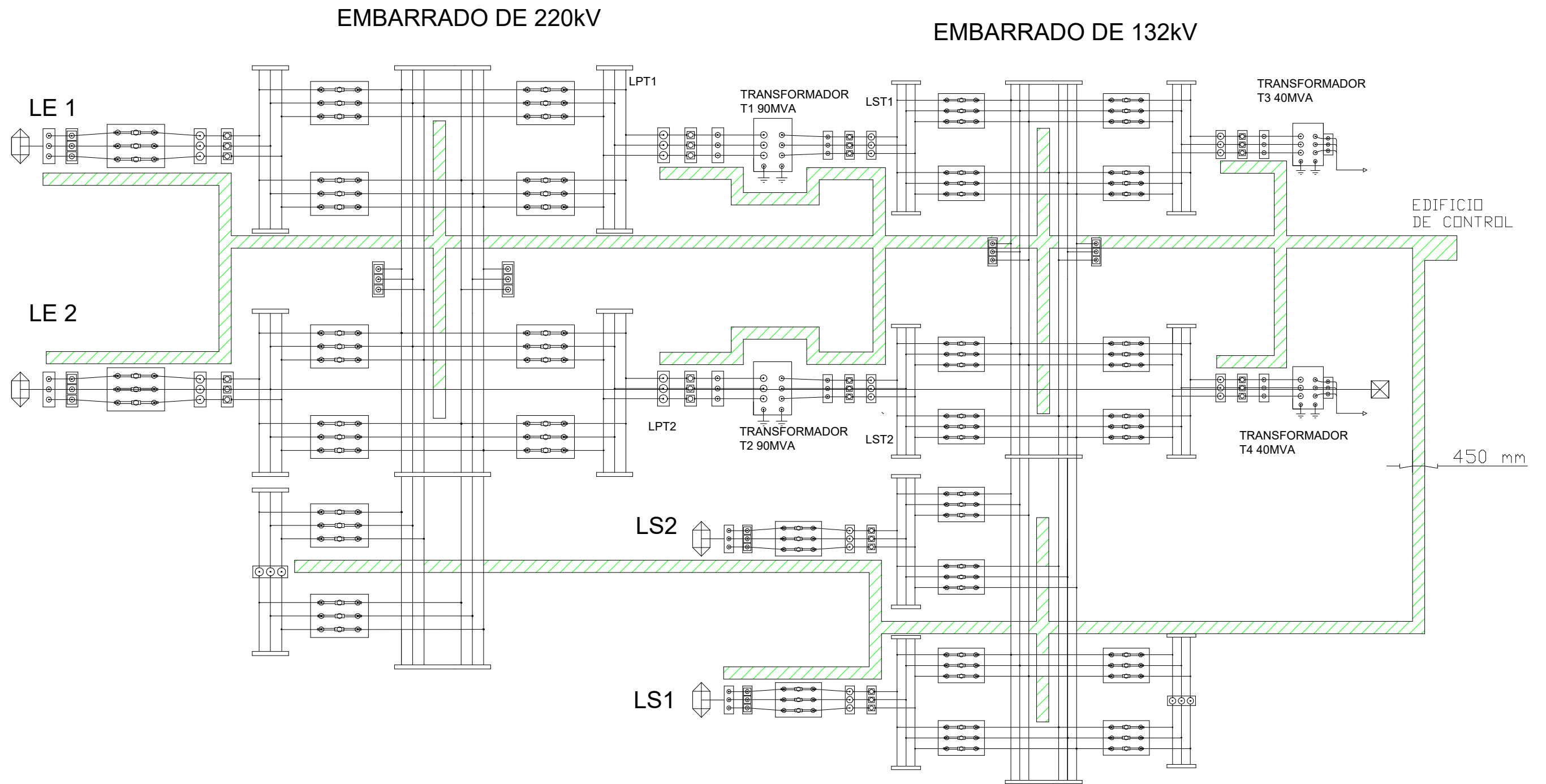
PERFIL	$h \times b$	ESPESOR ²
PN 180	180x70	8



PERFIL	$h \times b$	ESPESOR ²
PN 180	180x70	8

PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANO N°: 12	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: VIGAS					
REALIZADO POR:	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: S.E	EXPEDIENTE:
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			TFG_01_21
REVISADO POR:	JPA	05/22			FECHA:





PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA

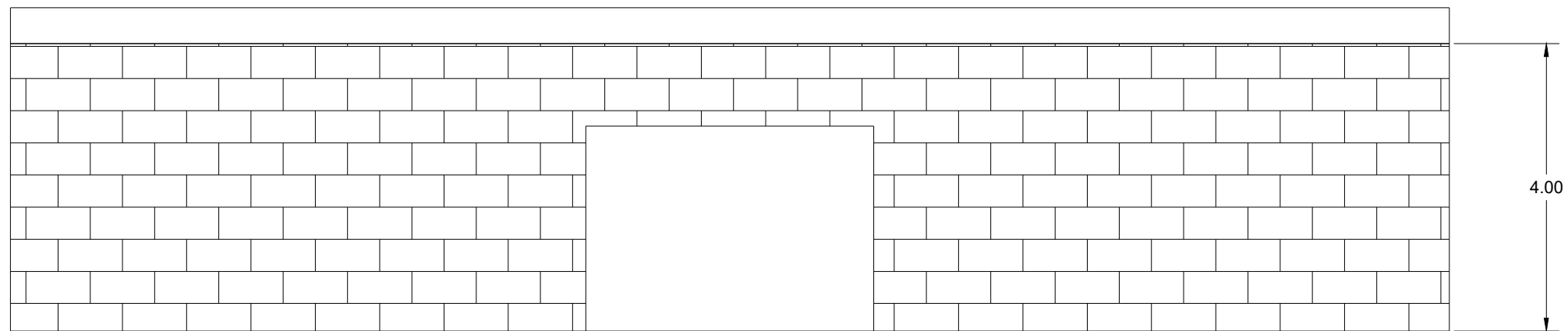
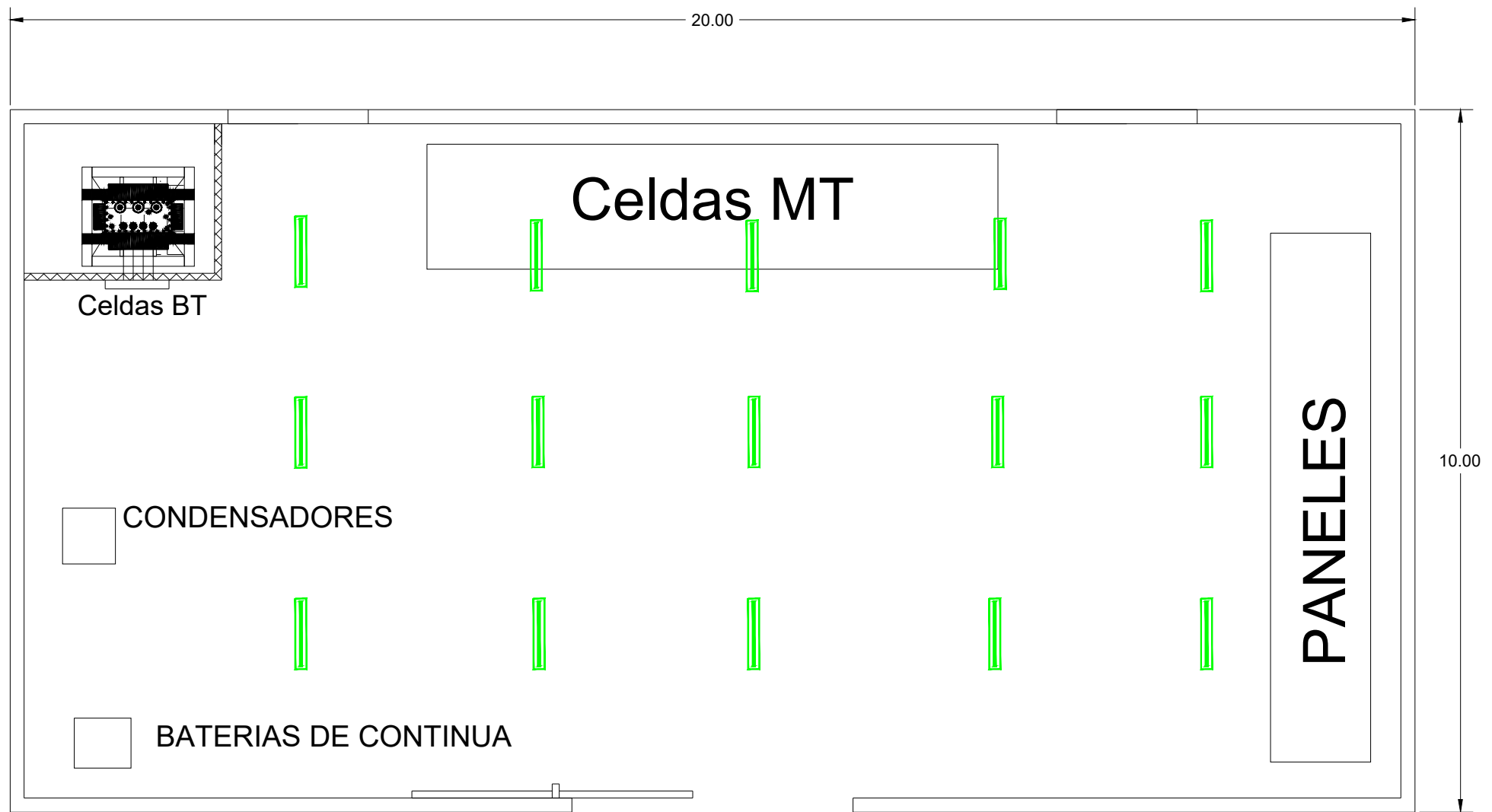
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO

PLANO:
ATARJEAS REVISABLES

PLANO N°:
13

REALIZADO POR:	NOMBRE: JPA	FECHA: 05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: S.E	EXPEDIENTE: TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA: Junio de 2022
REVISADO POR:	JPA	05/22			

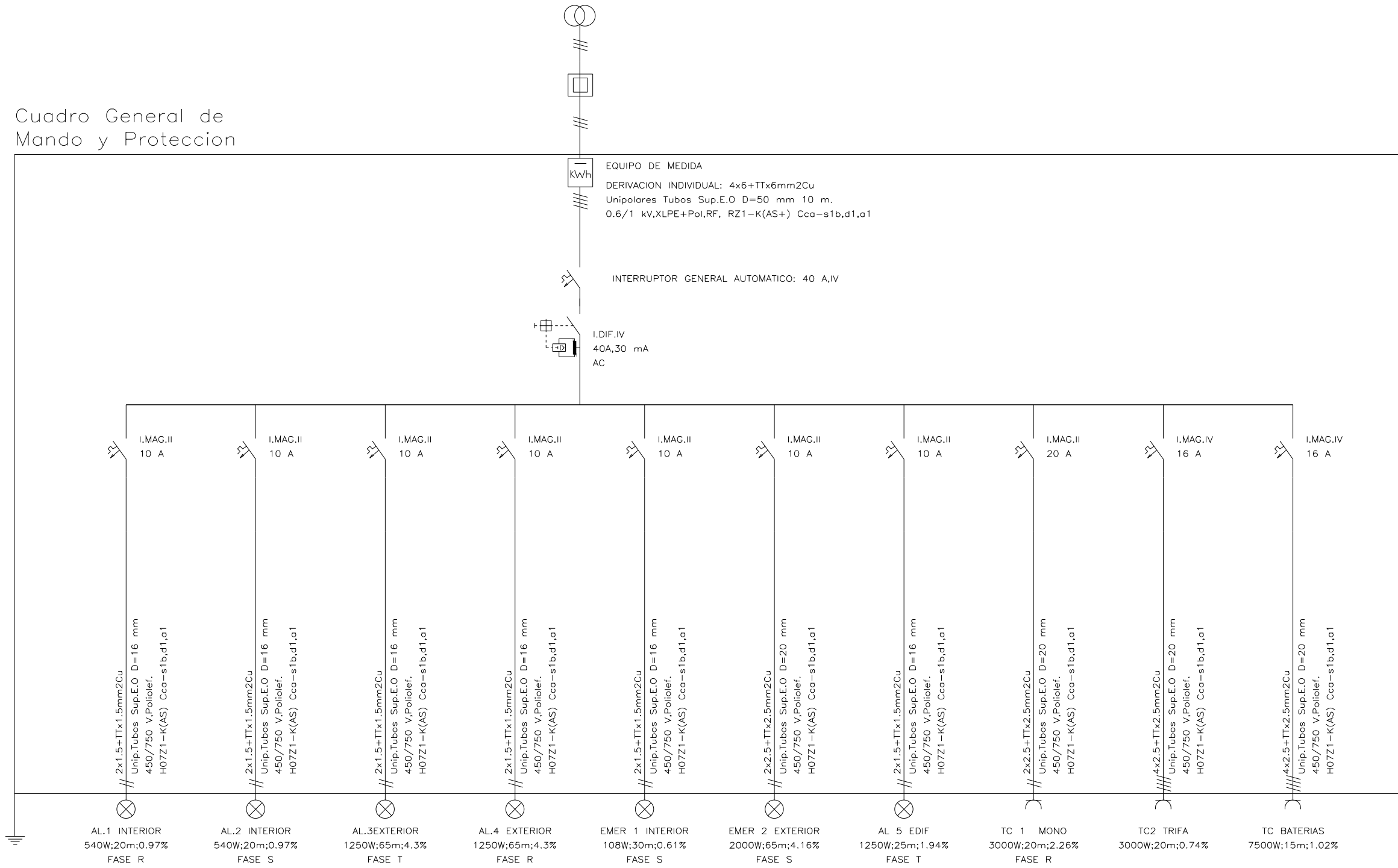




PROYECTO: SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV				PLANOS N°: 14	
PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA					
SITUACIÓN: FUENTE ALAMO					
PLANO: PLANTA EDIFICIO					
REALIZADO POR:	NOMBRE: JPA	FECHA: 05/22	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA: S.E	EXPEDIENTE: TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			FECHA : Junio de 2022
REVISADO POR:	JPA	05/22			



Cuadro General de Mando y Protección



PROYECTO:
SUBSTACIÓN ELÉCTRICA TRANSFORMADORA 220/132/20kV

PLANO N°:

15

PETICIONARIO: UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CARTAGENA

SITUACIÓN: FUENTE ALAMO

PLANO: UNIFILAR BT

	NOMBRE	FECHA	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL Juan Antonio Pérez Alcolea DNI:48752726-V	ESCALA:	EXPEDIENTE:
REALIZADO POR:	JPA	05/22		S.E	TFG_01_21
ENCARGADO POR:	JPA	05/22			
REVISADO POR:	JPA	05/22			