

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Diseño de una subestación eléctrica transformadora
132/400 kV

Autor: Pablo Salinas Macías

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Diseño una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV

Autor:

Pablo Salinas Macías

Tutor:

Miguel Ángel González Cagigal

Doctor Ingeniero Industrial

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Diseño una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV

Autor: Pablo Salinas Macías

Tutor: Miguel Ángel González Cagigal

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi tutor Miguel Ángel por su tiempo y dedicación en la realización de este trabajo.

Del mismo modo, agradecer a todos los compañeros que he tenido durante los meses de prácticas por su paciencia, sus enseñanzas y sus consejos.

A mis padres, a mi hermano y a Salud por su apoyo, cariño y comprensión.

A mis compañeros de clase, a los que se convirtieron en grandes amigos y a mis amigos de toda la vida.

Pablo Salinas Macías

Sevilla, 2022

Resumen

El objetivo principal del presente trabajo es presentar el diseño y la construcción de una subestación eléctrica, cuya tarea fundamental será la evacuación conjunta de diferentes grupos de generación eléctricas. La fuente primaria de energía para estas plantas de generación será tanto fotovoltaicas como eólicas.

En esta subestación eléctrica de transformación 132/400 kV, se pretende conectar, por un lado, el sistema de 132 kV, y las líneas de la generación eólica/fotovoltaica anteriormente citadas. Del mismo modo, se llevará a cabo la elevación a 400 kV, conectando en este nivel de tensión otra línea correspondiente a un parque eólico. Finalmente, se producirá la interconexión con una subestación propiedad de REE, que será la que permitirá el acceso final a la red de transporte.

Este trabajo, además, trata de recopilar de manera general la descripción de todos los aspectos relevantes para la ejecución de un proyecto de estas características, así como ahondar en las especificaciones de los distintos elementos que forman parte de cada sistema.

Abstract

The main objective of this work is to present the design and building of an electric substation for the power evacuation from several energy generation parks. The primary source for these power generating groups will be photovoltaic and wind energy.

On one side, this transformer substation 132/400 kV is going to connect the renewable energy lines to the 132 kV system. On the other hand, the transformers will increase the voltage of the electrical current to 400 kV and this high voltage system will be connected to a wind energy line. Finally, an interconnection with an electric substation, which is property of REE, will be carried out in order to access to the transmission grid.

Furthermore, this work is going to broadly describe all the significant aspects required to the execution of a project of such a size. Moreover, the following chapters are going to study in more depth the characteristics of the different elements of the installation.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xix
Índice de Figuras	xxi
Notación	xxiii
1 Introducción	1
1.1. <i>Antecedentes</i>	2
1.2. <i>Objeto</i>	2
1.3. <i>Localización y emplazamiento</i>	2
1.4. <i>Normativa aplicada</i>	3
1.5. <i>Alcance</i>	4
2 Descripción de la subestación	5
2.1. <i>Características generales</i>	6
2.2. <i>Hipótesis de diseño</i>	7
2.2.1 Condiciones ambientales	7
2.2.2 Datos de cortocircuito	8
2.2.3 Magnitudes eléctricas	8
2.3. <i>Descripción de las posiciones de 132 kV</i>	11
2.3.1 De línea	11
2.3.2 De transformador	13
2.3.3 Sistema de barras	14
2.4. <i>Descripción de las posiciones de 400 kV</i>	15
2.4.1 De línea	15
2.4.2 De transformador	16
2.4.3 De servicios auxiliares	17
2.4.4 Sistema de barras	18
3 Especificación del aparellaje	19
3.1. <i>Transformador de tensión</i>	19
3.1.1 Sistema de 132 kV	19
3.1.2 Sistema de 400 kV	21
3.2. <i>Autoválvulas</i>	22
3.2.1 Sistema de 132 kV	22
3.2.2 Sistema de 400 kV	24
3.3. <i>Seccionadores</i>	25
3.3.1 Sistema de 132 kV	25
3.3.2 Sistema de 400 kV	27
3.3.2.1 Seccionadores de línea y aislamiento	27

3.3.2.2	Seccionadores pantógrafos	29
3.4.	<i>Interruptor automático</i>	30
3.4.1	Sistema de 132 kV	30
3.4.2	Sistema de 400 kV	32
3.5.	<i>Transformador de intensidad</i>	33
3.5.1	Sistema de 132 kV	34
3.5.2	Sistema de 400 kV	35
3.6.	<i>Autotransformadores de potencia</i>	36
4	Red de tierras	37
4.1.	<i>Red de tierras superiores</i>	37
4.2.	<i>Red de tierras inferiores</i>	38
5	Aisladores de apoyo, estructuras y soportes	39
5.1.	<i>Aisladores de apoyo</i>	39
5.2.	<i>Estructuras metálicas y soportes</i>	40
6	Servicios auxiliares y sistemas complementarios	41
6.1.	<i>Servicios auxiliares de corriente alterna</i>	41
6.2.	<i>Servicios auxiliares de corriente continua</i>	42
6.3.	<i>Sistema de control</i>	42
6.4.	<i>Telecontrol y telecomunicaciones</i>	43
7	Sistemas de protección	45
7.1.	<i>Protecciones del sistema de 132 kV</i>	46
7.2.	<i>Protecciones del sistema de 400 kV</i>	46
7.2.1	Posiciones de transformador	46
7.2.2	Protección de los embarrados	46
7.2.3	Protección del interruptor	46
7.3.	<i>Protecciones en detalle</i>	47
7.3.1	Unidades de sobreintensidad (50/51)	47
7.3.2	Unidades direccionales (67)	47
7.3.3	Reenganche (79)	48
7.3.4	Detección de fallo de interruptor (50S-62)	48
7.3.5	Unidades de sobretensión (59) y subtensión (27)	49
7.3.6	Unidades de distancia (21)	49
7.3.7	Unidades de protección diferencial (87)	50
7.4.	<i>Protecciones propias del transformador</i>	51
7.4.1	Relé Buchholz (63B)	52
7.4.2	Liberador de presión (63L)	52
7.4.3	Imagen térmica (49)	52
8	Obra civil	53
8.1.	<i>Acondicionamiento de la parcela y movimiento de tierras</i>	53
8.2.	<i>Cimentaciones y bancada del transformador</i>	54
8.3.	<i>Accesos, viales y cerramientos</i>	54
8.4.	<i>Canalizaciones y drenaje</i>	54
8.5.	<i>Edificio de control</i>	54
8.6.	<i>Casetas de relé</i>	55
9	Instalaciones de baja de tensión y alumbrado	57
9.1.	<i>Circuito de fuerza</i>	57
9.2.	<i>Alumbrado</i>	58
10	Sistema de seguridad	59
10.1.	<i>Sistema de prevención de incendios</i>	59
10.2.	<i>Sistema anti-intrusismo</i>	60
11	Campos Electromagnéticos	61

11.1. Normativa	61
11.2. Evaluación de resultados	61
12 Cálculos eléctricos	63
12.1. Cálculo de la red de tierra inferior	63
12.1.1 Ensayo de resistividad del terreno	64
12.1.2 Cálculo de la intensidad de cortocircuito	64
12.1.3 Sección de los conductores	66
12.1.4 Tensiones de contacto y paso admisibles	66
12.2. Embarrados	68
12.2.1 Capacidad de carga permanente	69
12.2.2 Efecto corona	70
12.3. Distancias mínimas	72
Planos	76
Referencias	89
Glosario	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2–1. Condiciones ambientales	8
Tabla 2–2. Características eléctricas del grupo B	9
Tabla 2–3. Características eléctricas del grupo C	10
Tabla 2–4. Características del conductor ACSR tipo Lapwing	14
Tabla 3–1. Características del transformador de tensión inductivo de 132 kV	20
Tabla 3–2. Características del transformador de tensión inductivo de 400 kV	21
Tabla 3–3. Características de las autoválvulas del sistema de 132 kV	23
Tabla 3–4. Características de las autoválvulas del sistema de 132 kV	25
Tabla 3–5. Características del seccionador de tres columnas giratorias de apertura central.	26
Tabla 3–6. Características principales del seccionador de tres columnas giratorias de apertura central.	28
Tabla 3–7. Características principales del seccionador tipo pantógrafo.	29
Tabla 3–8. Especificaciones técnicas del interruptor del sistema	31
Tabla 3–9. Especificaciones técnicas del interruptor de 400 kV	33
Tabla 3–10. Especificaciones técnicas del transformador de intensidad del sistema de 132 kV.	34
Tabla 3–11. Especificaciones técnicas del transformador de intensidad del sistema de 400 kV.	35
Tabla 3–12. Características constructivas de los autotransformadores de potencia.	36
Tabla 5–1. Características de los aisladores de apoyo del sistema de 400 kV.	39
Tabla 12–1. Datos e hipótesis iniciales	63
Tabla 12–2. Resultados obtenidos	67
Tabla 12–3. Características de las barras principales de 132 kV	68
Tabla 12–4. Características de las barras principales de 400 kV	68
Tabla 12–5. Datos que emplear para el cálculo de los tubos del embarrado de 250/228 a 90 °C	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Ratio generación renovable/generación (%) y generación renovable (GWh) por CC. AA en 2020 [16].	1
Figura 1-2. Ubicación de la subestación bajo estudio.	2
Figura 2-1. Esquema tipo L definido en el P.O. 12.2 caracterizado para la presente instalación [17].	5
Figura 2-2. Esquema de una configuración barra simple con un juego de barras sencillo [10].	6
Figura 2-3. Visión general del esquema unifilar de los parques de 132 KV	11
Figura 2-4. Sección de la posición de línea del parque de 132 kV.	12
Figura 2-5. Detalle del esquema unifilar de la posición de línea del parque de 132 kV.	12
Figura 2-6. Sección de la posición del transformador de 450 MVA del parque de 132 kV.	13
Figura 2-7. Detalle del esquema unifilar de la posición de transformador de 450 MVA del parque de 132 kV.	13
Figura 2-8. Visión general del esquema unifilar del parque de 400 KV.	15
Figura 2-9. Sección de la posición de línea del parque de 400kV.	16
Figura 2-10. Detalle del esquema unifilar de la posición de línea del parque de 400 kV.	16
Figura 2-11. Sección de la posición del transformador de 450 MVA del parque de 400 kV.	17
Figura 2-12. Detalle del esquema unifilar de la posición de transformador de 450 MVA del parque de 400 kV.	17
Figura 3-1. Alzado principal de los transformadores de tensión de línea y de barras para el sistema de 132 kV.	20
Figura 3-2. Alzado principal y lateral del transformador de tensión de 400 kV.	22
Figura 3-3. Alzado principal de las autoválvulas de transformador y de línea para el sistema 132 kV.	23
Figura 3-4. Alzado principal y lateral de las autoválvulas de 400 kV.	24
Figura 3-5. Varios alzados del seccionador de barras de tres columnas giratorias de apertura central.	26
Figura 3-6. Alzado principal y planta del seccionador de línea.	27
Figura 3-7. Varios alzados del seccionador giratorio de línea de 400 kV.	28
Figura 3-8. Alzado principal y lateral del seccionador pantógrafo tripolar	29
Figura 3-9. Alzado principal y lateral del interruptor de 132 kV de la posición de transformador.	31
Figura 3-10. Alzado lateral y principal del interruptor de doble cámara de ruptura.	32
Figura 3-11. Alzado del transformador de intensidad de línea del sistema de 132 kV.	34
Figura 4-1. Tensiones y contactos básicos en una instalación [9].	38
Figura 5-1. Aisladores sobre el pórtico de 400 kV,	40
Figura 6-1. Esquema del sistema de control de la subestación.	42
Figura 6-2. Esquema de la fiabilidad de una instalación eléctrica [6].	43
Figura 7-1. Curvas características de tiempo inverso y tiempos de operación [8].	47

Figura 7-2. Zonas de operación y magnitudes características de la protección direccional.	48
Figura 7-3. Característica tipo MHO (izquierda) y tipo trapezoidal (derecha) [7].	49
Figura 7-4. Esquema básico de la protección diferencial [1].	50
Figura 7-5. Característica de operación de un relé diferencial porcentual.	51
Figura 7-6. Sección del autotransformador de potencia de 450 MVA.	51
Figura 12-1. Esquema del método Wenner [11].	64
Figura 12-2. Esquema del circuito para el cálculo de la corriente de falta.	65
Figura 12-3. Valores admisibles de tensión de contacto aplicada recogidos en la ITC RAT-13 [15].	67
Figura 12-4. Distancias mínimas en aire para el grupo B [15].	72
Figura 12-5. Distancias mínimas en aire para el grupo C [15].	72

Notación

GWh	Gigavatio hora
kV	Kilovoltio
m	Metros
MVA	Megavoltamperio
AIS	Aislamiento de aire convencional
SF ₆	Hexafluoruro de azufre
°C	Grados Celsius
g	Gramos
Ω	Ohmio
kA	Kiloamperio
s	Segundo
mm	Milímetros
N	Newton
kg	Kilogramo
A	Amperio
VA	Voltamperio
Hz	Hercio
<	Menor que
>	Mayor que
V _{cc}	Tensión de continua
min	Minuto
OPGW	Cable óptico de tierra
lx	Lux
μT	Microtesla
Ln	Función logaritmo neperiano

1 INTRODUCCIÓN

El proceso de aprovechamiento de los recursos energéticos junto con una reducción de emisiones y una sostenibilidad ambiental, ha sido una de las grandes apuestas de la administración española en los últimos años. Esto se manifiesta en los diversos planes de acción y acuerdos relativos al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Entre estos, cabe destacar el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), cuyo principal objetivo es alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea.

En la Figura 1-1 se puede ejemplificar esta tendencia creciente por el uso y la generación de fuentes de energía renovable en el sistema español.

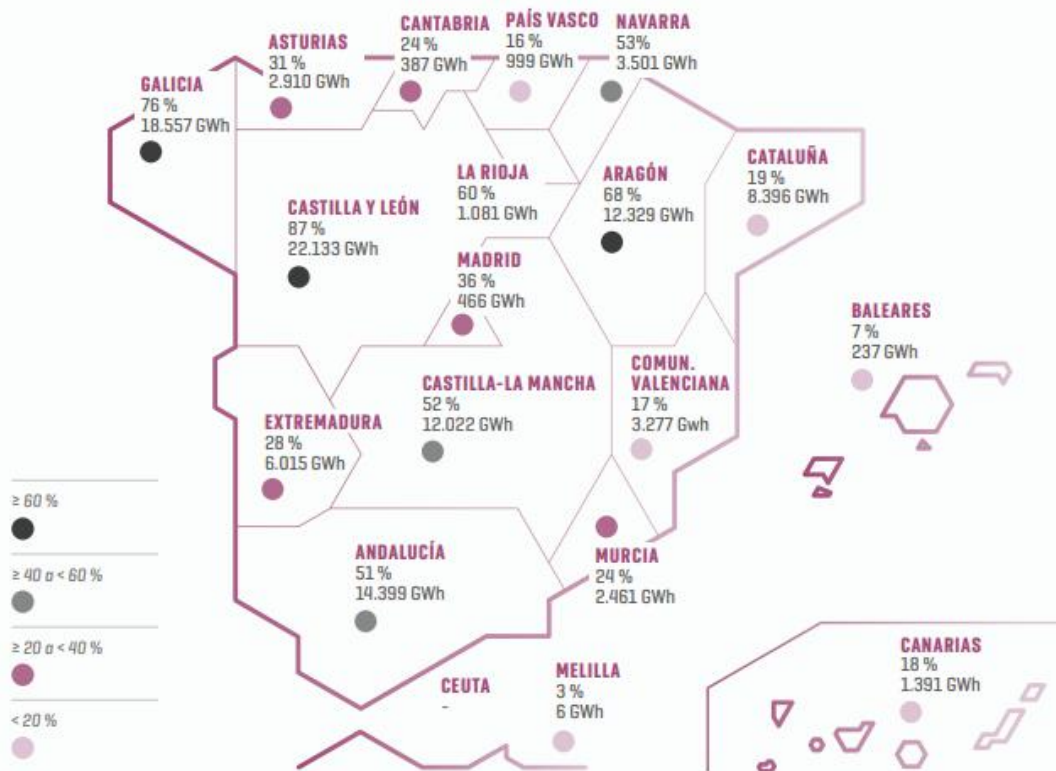


Figura 1-1. Ratio generación renovable/generación (%) y generación renovable (GWh) por CC. AA en 2020 [16].

La energía renovable presenta una serie de beneficios no solo energéticos y medio ambientales, sino también sociales y económicos en las regiones donde se acometen proyectos afines. Aparte de las utilidades más conocidas, cabe destacar la mejora de infraestructuras eléctricas en las aéreas colindantes y la creación de puestos de trabajo que aportan estabilidad a los consumidores de ciertas zonas rurales.

Para abordar la integración de energías de esta naturaleza en el sistema eléctrico, se tiene que hacer cierto énfasis en el procedimiento y la capacidad de evacuación de las plantas generadoras al sistema. Por ello, en el presente trabajo se va a acometer el estudio de uno de los elementos principales en esta labor, la subestación eléctrica.

1.1. Antecedentes

Ante la necesidad de un punto de unión eficiente y seguro entre la creciente generación renovable y el sistema eléctrico español, se va a emprender el estudio de una de las instalaciones eléctricas que posee esta capacidad. Más concretamente, se hace referencia a una subestación eléctrica de intermedia 132/400 kV.

En la presente subestación eléctrica, se produce la conexión de un parque de 132 kV que cuenta varias líneas de evacuación de energía renovable, en concreto de generación fotovoltaica y eólica. Tras esto, se transforma la tensión a 400 kV y del mismo modo se conecta a estas barras una línea procedente de un parque eólico. Posteriormente, se ejecuta el acoplamiento con una subestación propiedad del operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica de España, para así culminar la evacuación final hacia la red de transporte.

1.2. Objeto

Teniendo en consideración todos los aspectos técnicos y constructivos necesarios para la ejecución de una subestación con estas particularidades, el objeto del presente trabajo de fin grado no es otro que el de tratar de proyectar una descripción de las especificaciones y características, tanto de los sistemas principales y la aparatamenta empleada como de los trabajos a realizar, de la forma más detallada posible.

Asimismo, se hará hincapié en algunos aspectos que no suelen recalcarse en este tipo de estudios, haciendo uso de diversos planos e ilustraciones como respaldo.

Todo este proceso, se va a acometer ateniéndose al cumplimiento de toda la normativa y reglamentación que le es de aplicación a una instalación de esta índole, y que se detallará más adelante.

1.3. Localización y emplazamiento

La subestación de estudio se va a ubicar próxima a una subestación ya existente perteneciente a Red Eléctrica Española (REE) y localizada en la provincia de Cuenca, a una distancia de unos 150 m de esta. En la Figura 1-2 se puede visualizar de una manera más precisa el emplazamiento seleccionado.

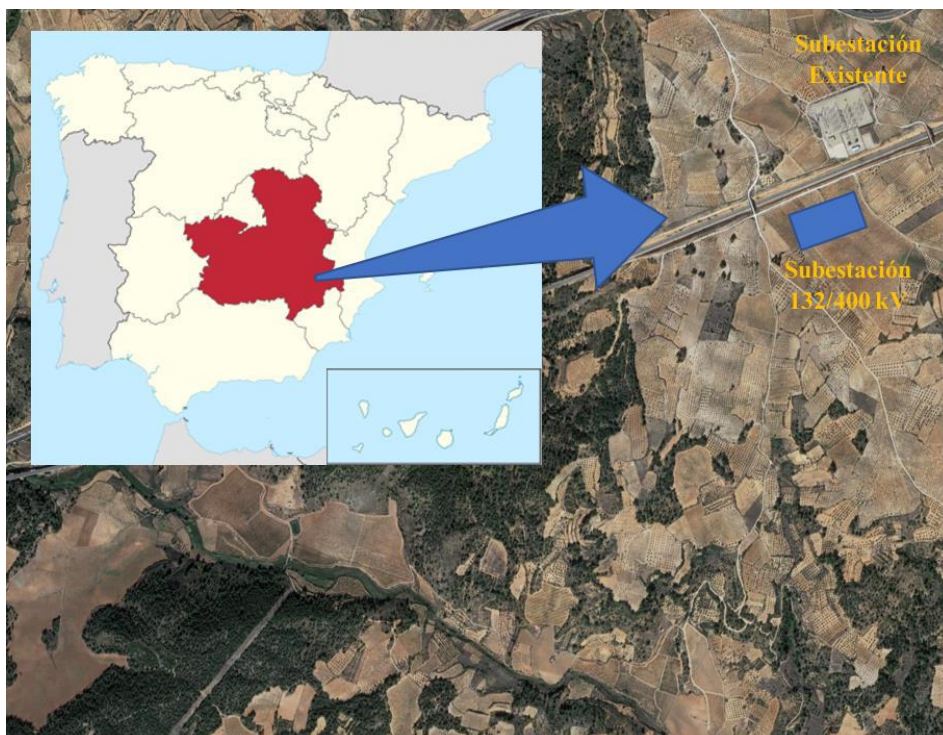


Figura 1-2. Ubicación de la subestación bajo estudio.

Uno de los factores que ha impulsado la proliferación de proyectos de esta naturaleza en Castilla-La Mancha, y más en particular en la provincia de Cuenca, sería el encontrarse en un enclave estratégico desde un punto de vista de la conexión con la red nacional. Esto es debido a la proximidad a uno de los grandes nudos de conexión del sistema eléctrico español.

Por otro lado, al ser una subestación de evacuación de un conjunto renovable, se encuentra condicionada por las adversidades climáticas. Por este motivo, el emplazamiento escogido debe presentar una climatología apropiada para la justificación de esta instalación en términos de inversión económica.

1.4. Normativa aplicada

En este trabajo de fin de grado, al mismo tiempo que se pretenden detallar todos los elementos necesarios para la materialización desde cero de la citada subestación transformadora, se ofrecerá una visión general del reglamento y las normativas vigentes que le son de aplicación.

En primer lugar, puesto que la instalación se conectará a la red de transporte, se debe llevar a cabo una adaptación de sus elementos para así adecuarse a lo dispuesto en el procedimiento de operación peninsular P.O. *12.2 de REE (Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio)*. Según este procedimiento de operación y en base a una serie de criterios como la distancia entre ambos parques, se puede definir la instalación de enlace dentro del denominado tipo L. Con el fin de comprender las implicaciones de pertenecer a esta clase de instalación, se va a presentar un esquema aclaratorio más adelante en la Figura 2-1 del capítulo 2.

Seguidamente, algunas normativas de carácter nacional y autonómico que se podrían subrayar serían las siguientes:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01-09.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización administrativa de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01-23.
- Decreto 80/2007 (Art. 8), de 19 de junio, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha y su régimen de revisión e inspección.

La normativa aplicada en el diseño de los elementos constitutivos de la subestación, así como de la aparataje, se referenciará más adelante junto a sus especificaciones técnicas

1.5. Alcance

Puesto que una subestación engloba a una infinidad de equipos, instalaciones y sistemas, la materialización de una subestación requiere de diversos aspectos de diseño y ejecución. Es por ello por lo que en los siguientes capítulos de este trabajo se van a presentar algunas de las siguientes cuestiones:

- Descripción general de la instalación.
- Especificación de la aparamenta.
- Sistema de puesta a tierra.
- Aisladores, estructuras y soportes.
- Sistemas complementarios y servicios auxiliares.
- Sistemas de protección.
- Obra civil.
- Instalaciones de baja tensión y alumbrado.
- Sistema de seguridad.
- Campos electromagnéticos.
- Cálculos eléctricos.

2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

En el presente capítulo se va a realizar una descripción de los sistemas e instalaciones de los que se compone la subestación entorno a la cual gira este trabajo. Este proyecto trata de satisfacer la necesidad de la existencia de una subestación que englobe el conjunto de la generación antes de su evacuación a la red de transporte.

La citada subestación 132/400 kV, que por simplicidad se denominará a partir de ahora como “SET 132/400”, participará en la evacuación de la energía generada por el conjunto de parques eólicos y fotovoltaicos ya mencionados. De esta manera, a través de una línea aérea corta de 400 kV se tratará de acometer la interconexión con la subestación de reparto final, propiedad de REE, y así tener acceso la red de transporte.

Este planteamiento general puede encontrarse ejemplificado en la Figura 2-1 donde se hace referencia al esquema tipo L definido en el P.O. 12.2 de REE.

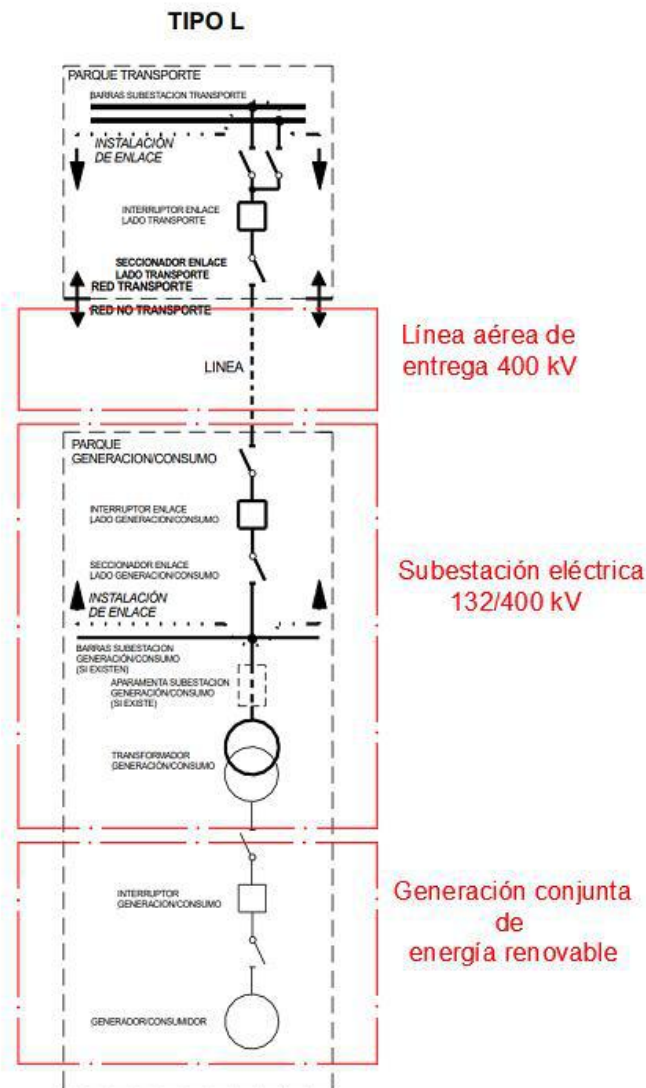


Figura 2-1. Esquema tipo L definido en el P.O. 12.2 caracterizado para la presente instalación [17].

2.1. Características generales

En la instalación SET 132/400 objeto de estudio, se plantean diversas disyuntivas en cuanto al diseño, como resultado de las siguientes problemáticas:

- La subestación que se plantea es de gran envergadura, manejando altas tensiones y potencias muy elevadas. Asimismo, el nivel de tensión de evacuación se encuentra impuesto por la subestación de reparto, siendo este 400 kV.
- La existencia de diferentes promotores. Con el fin de obtener un óptimo funcionamiento, al ser una instalación que actúa como sumidero de diferentes parques generadores, cada pódico de llegada y su respectiva medida serán cedidos al promotor de cada centro generador. Sin embargo, el resto de las instalaciones deberán pertenecer a una entidad, de la que formen parte los distintos promotores.

Por todos estos motivos se pretende la ejecución de una instalación que va a poseer las características constructivas que se irán desglosando en el presente trabajo.

En primer lugar, la nueva subestación dispone de una topología de simple barra, tanto para el sistema de 132 kV como para el de 400 kV. El uso de este tipo de configuración tiene como principal ventaja el beneficio económico, puesto que el coste de su implementación es sumamente reducido. Del mismo modo, otro aspecto relevante sería la simpleza en la instalación, tal y como se observa en la Figura 2-2, así como la sencillez en la maniobra.

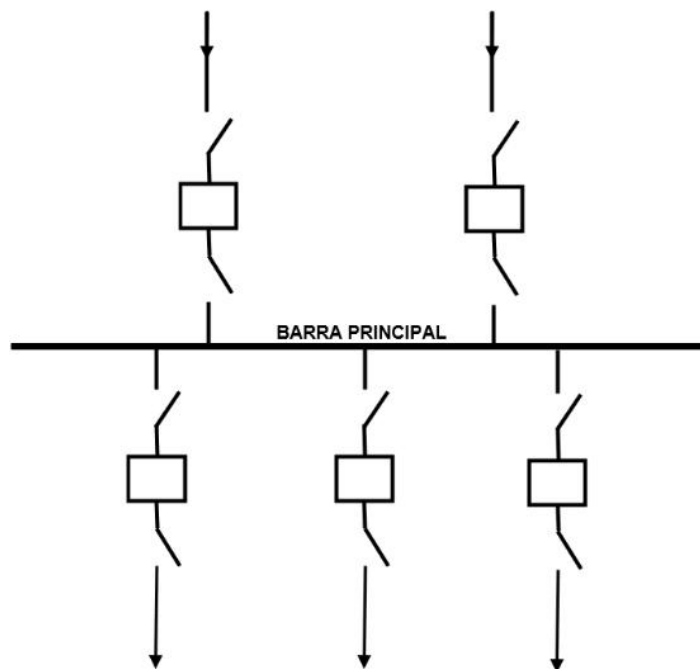


Figura 2-2. Esquema de una configuración barra simple con un juego de barras sencillo [10].

Sin embargo, esta configuración presenta teóricamente inconvenientes cuanto menos notables como, por ejemplo, la interrupción del suministro ante una avería en barra. Este hecho apuntaría directamente a la fiabilidad de la instalación. No obstante, todo esto es tenido en consideración y se solventará con diferentes estrategias que se podrán vislumbrar en el desarrollo de este proyecto.

De la misma manera, se podría plantear una posible optimización para la ejecución de esta instalación mediante el empleo de un sistema de simple barra modificable a doble barra a través de un acoplamiento transversal. Esta modificación permitiría subsanar algunos problemas de fiabilidad.

Por otro lado, continuando con la caracterización de la subestación, el parque de 132 kV de intemperie estará compuesto por dos campos. De esta forma, el primer campo constará de las siguientes posiciones:

- Cinco posiciones de llegada de líneas, tres de ellas serán pertenecientes a parques eólicos.
- Una posición de autotransformador 132/400 kV de 450 MVA.
- Un sistema de tendidos altos.
- Un sistema de barras altas.
- Un sistema de barras bajas para la unión del aparellaje.
- Un sistema de medida de tensión de barras.

Por su parte, el segundo campo se compondrá de:

- Dos posiciones de llegada de líneas, procedentes de parques fotovoltaicos.
- Una posición de autotransformador 132/400 kV de 300 MVA.
- Un sistema de barras altas.
- Un sistema de barras bajas para la unión de la aparamenta.
- Un sistema de medida de tensión de barras.

En lo referente al parque de 400 kV, el cual será de intemperie con aislamiento en aire (AIS), se emplearán equipos de exterior con corte realizado bajo atmósfera de hexafluoruro de azufre (SF_6). El resto de los elementos poseerán aislamiento al aire en tres fases. Este sistema de 400 kV solo estará compuesto por un campo, el cual se compondrá a su vez de:

- Dos posiciones de llegada de líneas, una procedente de un parque eólico y la otra a REE.
- Dos posiciones de autotransformador 132/400 kV.
- Dos sistemas de barras altas.
- Un sistema de tendidos altos.
- Un sistema de barras bajas para la unión de la aparamenta.

2.2. Hipótesis de diseño

Para la ejecución de la subestación “SET 132/400”, se tendrán en consideración los siguientes datos que determinan los criterios de diseño necesarios para su materialización. En este caso, la justificación en detalle de estos se va a encontrar más allá del alcance de este trabajo, puesto que conllevaría un estudio de mayor extensión.

De este modo, se van a recoger las hipótesis más significativas para el diseño en los siguientes apartados.

2.2.1 Condiciones ambientales

En la siguiente tabla se recogen las condiciones ambientales más destacables, de donde se deducen las hipótesis de diseño y se pueden mencionar algunas peculiaridades.

Tabla 2–1. Condiciones ambientales

Tipo de condición	Valoración
Altitud sobre el nivel del mar	795 m.
Tipo de zona	B (según R.L.A.T)
Temperaturas extremas	-15 °C / +45 °C
Contaminación ambiental	Baja
Línea de fuga de la aparamenta	25 mm/Kv
Nivel de nieblas	Medio
Aceleración sísmica	< 0.04g

Con respecto a la norma de construcción sismorresistente (NCSR-02), puesto que la aceleración sísmica es menor a 0.04 g, no se tendrán en consideración acciones sísmicas.

Por otra parte, según el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01-09, el cual fue citado en el apartado de normativas a aplicar, los embarrados y tendidos de alta se diseñan con las sobrecargas correspondientes a hielo B.

Del mismo modo, se tiene una resistividad superficial media medida en el terreno de 150 Ω x m.

2.2.2 Datos de cortocircuito

Con el fin de obtener los esfuerzos térmicos y dinámicos de cortocircuito, se emplea como principal referencia los requisitos pertenecientes al P.O. 12.2. De esta manera, en el sistema de 400 kV se considera una corriente de cortocircuito mínima de diseño de 50 kA con una duración máxima de 1 segundo. Por consiguiente, para el sistema de 132 kV se posee una intensidad de cortocircuito mínima para un tiempo máximo de 1 segundo de 40 kA.

Estos valores excederían con creces los valores previstos de cortocircuito, sumándose a ellos el uso de una intensidad de cortocircuito monofásico de 25 kA para el cálculo de las tensiones máximas de contacto y de paso en la instalación. Así, todo lo anterior permitiría un desempeño seguro y fiable de la subestación ante faltas que puedan tener lugar en la misma.

2.2.3 Magnitudes eléctricas

La subestación 132/400 kV objeto de estudio presenta una relación de tensiones que se aglutina dentro de un rango normalizado, en cumplimiento con la ITC-RAT 04 y la ITC-RAT 12. La tensión de entrada de la subestación corresponde con la tensión de llegada de las líneas procedentes de los parques generadores. Para los parques fotovoltaicos el nivel de evacuación más habitual es 30 kV, pero este se transformará a 132 kV siendo un valor usual junto a 220 kV en la práctica.

No obstante, se dispone de unas tensiones más elevadas de en torno a 145 y 420 kV para ciertos elementos en la subestación, los cuales quedarían englobados en los grupos B y C. De esta manera, se establecen una serie de niveles de aislamiento, así como de distancias en el aire. Todo esto ateniéndose además a las normas UNE de obligado cumplimiento.

Algunas de las características eléctricas para los grupos B, donde se tienen tensiones entre 36 y 245 kV, se pueden encontrar recogidas en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Características eléctricas del grupo B

Característica	Valor
Frecuencia	50 Hz
Tensión más elevada	145 kVef
Tensión nominal AT	132 kVef
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1, 2/50 μ s	650 kVer
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kVef
Distancia mínima fase-tierra en el aire	1300 mm
Distancia mínima fase-fase en el aire	1300 mm
Distancias fase-fase de diseño	2500 mm
Distancias fase-tierra de diseño	1500 mm
Línea de fuga mínima (25 mm/kV)	3625 mm
Altura del tendido alto	11000 mm
Altura del embarrado principal 132 kV	7400 mm
Altura del embarrado secundario 132 kV	4300 mm
Intensidad mínima de diseño 132 kV	2500 A
Intensidad de cortocircuito mínima de diseño	40 kA
Tiempo de extinción de la falta	1 s
Disposición del neutro	Rígido a tierra

De la misma manera, en la Tabla 2-3 se encuentran aglutinadas algunas características destacables correspondiente a los grupos C, es decir, aquellos con tensiones superiores a 245 kV.

Tabla 2–3. Características eléctricas del grupo C

Característica	Valor
Frecuencia	50 Hz
Tensión más elevada	420 kVef
Tensión nominal MT	420 kVef
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial	630 kVef
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1, 2/50 μ s	1425 kVcr
Tensión soportada a impulso tipo maniobra fase-tierra	1050 kVcr
Tensión soportada a impulso tipo maniobra fase-tierra	1575 kVcr
Distancia mínima fase-tierra en el aire	2600 mm
Distancia mínima al aire	3600 mm
Distancias fase-fase de diseño barras	5500 mm
Distancias fase-fase de tendidos aéreos	6000 mm
Línea de fuga mínima (25 mm/kV)	10500 mm
Altura mínima del pórtico para conductores	20 m
Altura mínima del pórtico para guarda	25 m
Altura mínima barras altas	13000 mm
Altura mínima barras bajas	7080 mm
Intensidad mínima de diseño 400 kV	2500 Aef
Intensidad cortocircuito diseño 400 kV	50 kAef
Tiempo de extinción de la falta	1 s
Disposición del neutro	Rígido a tierra

2.3. Descripción de las posiciones de 132 kV

Para la descripción de este nivel de tensión, es preciso apoyarse tanto en el esquema unifilar (el cual se puede encontrar en la Figura 2-3) como en los diferentes planos de las secciones longitudinales, con el fin de facilitar el entendimiento y el visionado de este.

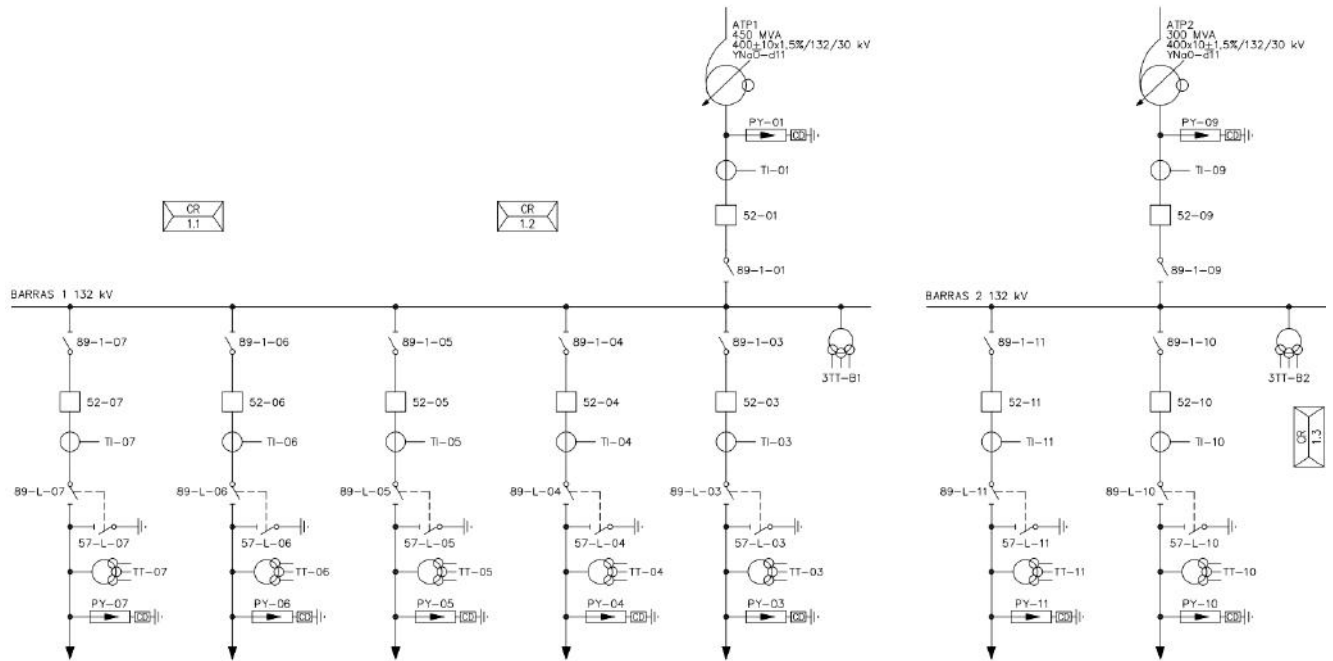


Figura 2-3. Visión general del esquema unifilar de los parques de 132 KV

Como se ha mencionado con anterioridad, este sistema posee una configuración en simple barra, con una aparatada convencional de aislamiento en aire. El primer campo consta un sistema de pórtico de salida donde se insertarán cinco líneas de diversos parques eólicos y fotovoltaicos. Por el contrario, en el segundo campo se amarran dos líneas procedentes solo de parques fotovoltaicos.

A continuación, se van a exponer las diferentes posiciones que se encuentran en el parque de 132 kV, así como a enumerar sus diferentes elementos.

2.3.1 De línea

La aparatada de la que se componen las distintas posiciones de línea va a ser idéntica. En las Figuras 2-4 y Figuras 2-5 se puede contemplar la disposición de esta aparatada, listada respectivamente según su proximidad a la línea entrante de evacuación:

- Conjunto de tres transformadores de tensión inductivos.
- Conjunto de tres autoválvulas.
- Seccionador tripolar de línea con cuchillas de puesta a tierra.
- Conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Interruptor automático trifásico en SF₆ con accionamiento unipolar.
- Seccionador trifásico de barras.

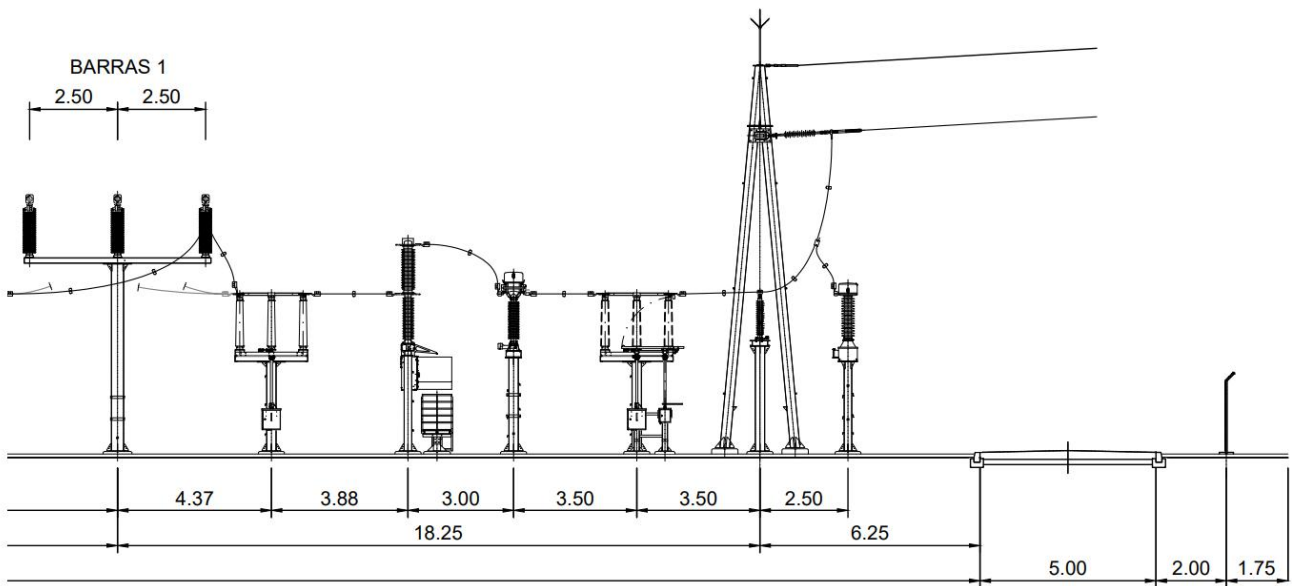


Figura 2-4. Sección de la posición de línea del parque de 132 kV.

Por último, cabe señalar que se precisa un sistema de medida en las posiciones de llegada de las diferentes líneas, con el fin de discriminar cantidades.

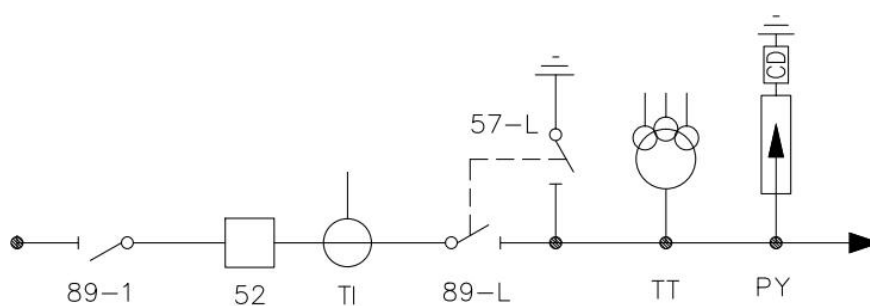


Figura 2-5. Detalle del esquema unifilar de la posición de línea del parque de 132 kV.

2.3.2 De transformador

La subestación de estudio comprende varias posiciones de transformación completamente idénticas, a excepción de la potencia de los autotransformadores. Por consiguiente, se dispone de un transformador con una potencia de 450 MVA correspondiente a la zona de evacuación de cinco posiciones de línea, y uno adicional de 300 MVA para la otra zona. Del mismo modo que en la descripción anterior, se posee el siguiente aparellaje:

- Seccionador tripolar de barras.
- Interruptor automático tripolar de corte en SF₆.
- Conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Conjunto de tres autoválvulas.
- Tres conjuntos de aisladores de apoyo para barras bajas.
- Autotransformador.

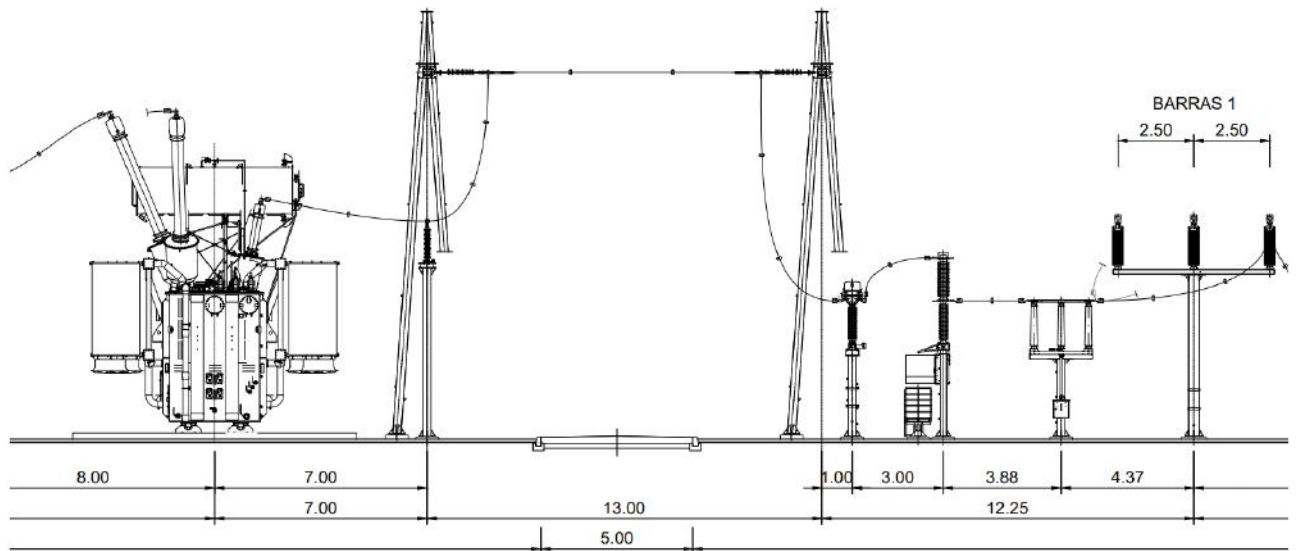


Figura 2-6. Sección de la posición del transformador de 450 MVA del parque de 132 kV.

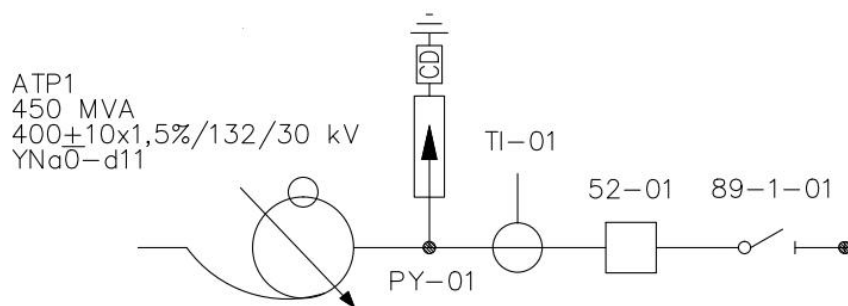


Figura 2-7. Detalle del esquema unifilar de la posición de transformador de 450 MVA del parque de 132 kV.

Por otra parte, se debe comentar que para obtener la medida de las tensiones se dispondrá de dos sistemas de medida que se encontrarán situados en el extremo sur de los embarrados, estando compuestos por un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos.

2.3.3 Sistema de barras

En cuanto al sistema de barras del parque de 132 kV, este estará compuesto de:

- Barras altas principales de 132 kV.
- Barras de unión de la apartamenta del campo de 132 kV.
- Tendidos altos de 132 kV.

En primer lugar, el embarrado del que se componen las barras altas de este parque se encontrará constituido por tres tubos de aleación de aluminio capaces de soportar una intensidad permanente de 4271 A, así como una corriente de cortocircuito de 40 kA. De esta manera, añadiendo el valor de la luz del vano del embarrado y su flecha a estos dos aspectos anteriores, se tiene todo lo necesario para realizar un correcto dimensionado de los tubos mencionados anteriormente. Asimismo, este embarrado principal será empleado para conectar las líneas de llegada con las posiciones de transformador.

El sistema de barras altas será sostenido por un conjunto de aisladores de apoyo de porcelana, puesto que la porcelana posee una alta resistencia térmica ofreciendo así una mayor resistencia a la degradación de la superficie comparado con un material compuesto. Además, en este sistema se instalarán piezas de unión con características elásticas para consentir así la dilatación de los propios conductores, sin que se alcance a producir esfuerzos debido a los excesivos gradientes de temperatura. En otras palabras, estas piezas harán el papel de juntas de dilatación.

En segundo lugar, se cuenta con un sistema de barras bajas para la unión del aparellaje que, mediante el uso de pendolones, se conectan con las barras altas. Los conectores para este tipo de sistemas se encuentran fabricados mediante el uso de una técnica ampliamente usada como es la del ánodo masivo. La utilización de esta, además de tornillería embutida, está pensada para evitar la aparición de gradientes excesivos.

Finalmente, cabe destacar que los tendidos altos consistirán en conductores desnudos, en configuración dúplex, dispuestos entre los pórticos a unos 11 metros de altura. Dicho conductor será tipo Lapwing, pudiéndose encontrar sus características más generales en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4. Características del conductor ACSR tipo Lapwing

Característica	Valor
Díámetro exterior	38.16 mm
Díámetro núcleo de acero	9.30 mm
Sección total	861.33 mm ²
Sección de aluminio	764.2 mm ²
Composición de la sección de acero	7 · 3.18 mm
Composición de la sección de aluminio	45 · 4.48 mm
Carga de rotura	180.780 N
Módulo de elasticidad	70000 N/mm ²
Peso	2.67 kg/m
Intensidad admisible permanente a 35 °C	2846 A
Resistividad a 20 °C	0.3567

2.4. Descripción de las posiciones de 400 kV

Siguiendo el mismo procedimiento anterior, el esquema unifilar de este nivel tensión se encuentra en la Figura 2-8. En él, se puede contemplar la diferente aparamenta de la que se compone cada posición y los distintos elementos de la instalación.

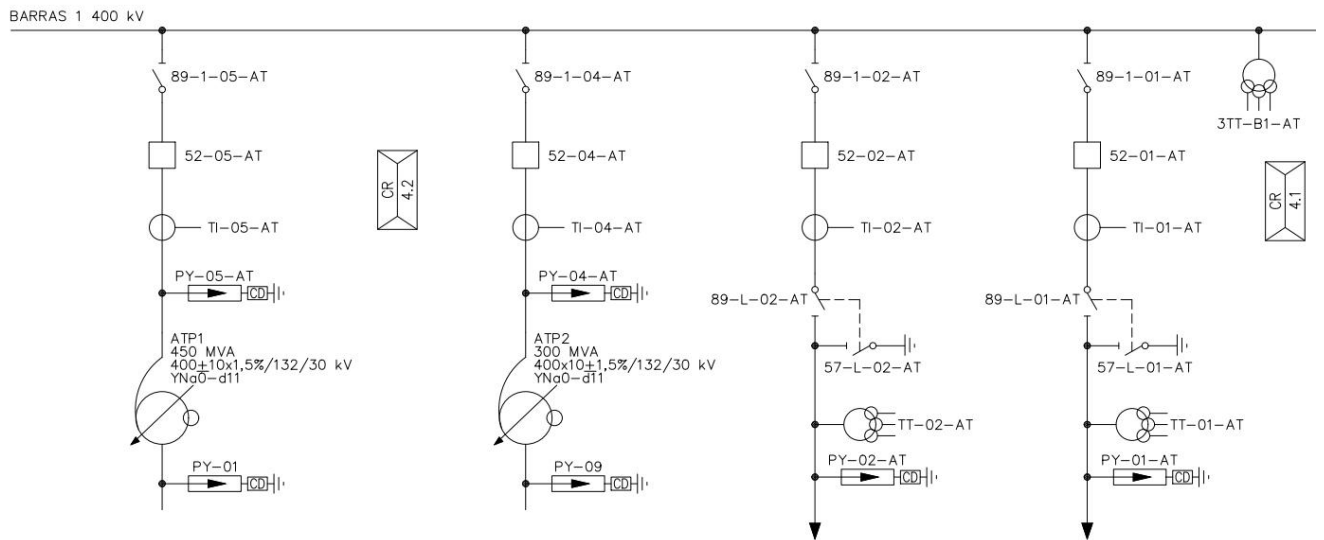


Figura 2-8. Visión general del esquema unifilar del parque de 400 KV.

2.4.1 De línea

Los elementos con los que están compuestas las dos posiciones de línea de llegada van a ser análogos. En las Figura 2-9 y Figura 2-10 se puede observar la localización de estos. De este modo, ordenando en función de la cercanía a la zona de llegada de las líneas se tiene:

- Conjunto de tres transformadores de tensión.
- Conjunto de tres autoválvulas.
- Seccionador tripolar de línea con cuchillas de puesta a tierra.
- Conjunto de tres transformadores de intensidad.
- Conjunto de tres interruptores automáticos monopolares de corte en SF₆.
- Conjunto de tres seccionadores de tipo pantógrafo monofásicos de barras.
- Seis aisladores de apoyo para barras bajas.

Finalmente, se debe recalcar la necesidad de un sistema de medida principal en las posiciones de llegada/salida de las diferentes líneas, con el objetivo de discriminar cantidades.

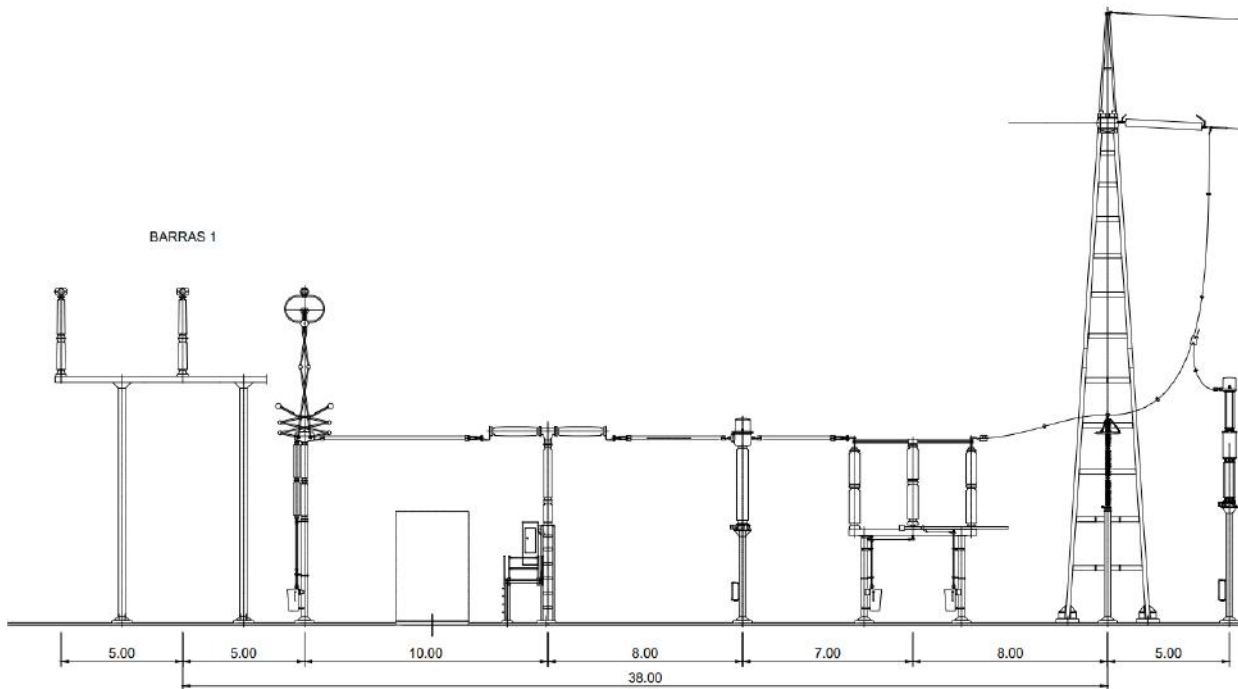


Figura 2-9. Sección de la posición de línea del parque de 400kV.

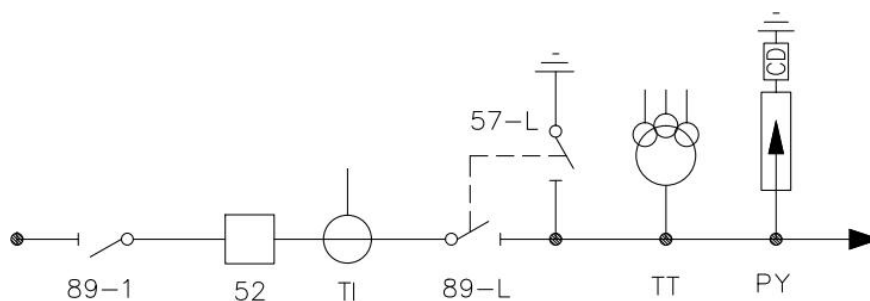


Figura 2-10. Detalle del esquema unifilar de la posición de línea del parque de 400 kV.

2.4.2 De transformador

Al igual que en el sistema de 132 kV, la subestación de estudio comprende varias posiciones de transformación completamente idénticas, a excepción del transformador. De este modo, se dispone de un transformador con una potencia de 450 MVA y uno adicional de 300 MVA. Por tanto, se instala la siguiente aparatación en ambas posiciones:

- Autotransformador.
- Conjunto de tres autoválvulas.
- Conjunto de tres transformadores de intensidad.

- Conjunto de tres interruptores automáticos monopolares de corte en SF₆.
- Conjunto de tres seccionadores tipo pantógrafo monofásicos de barras.
- Seis conjuntos de aisladores de apoyo para barras bajas

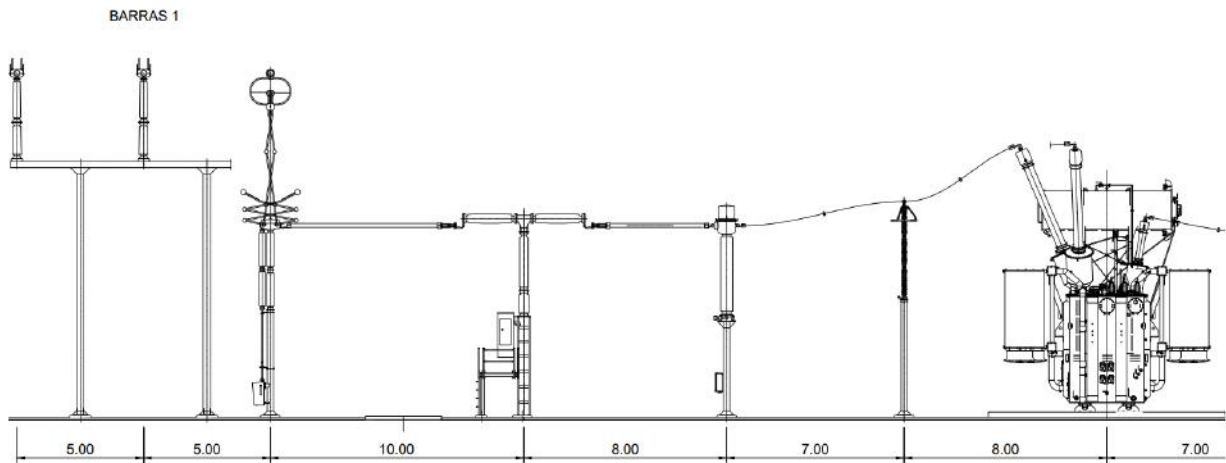


Figura 2-11. Sección de la posición del transformador de 450 MVA del parque de 400 kV.

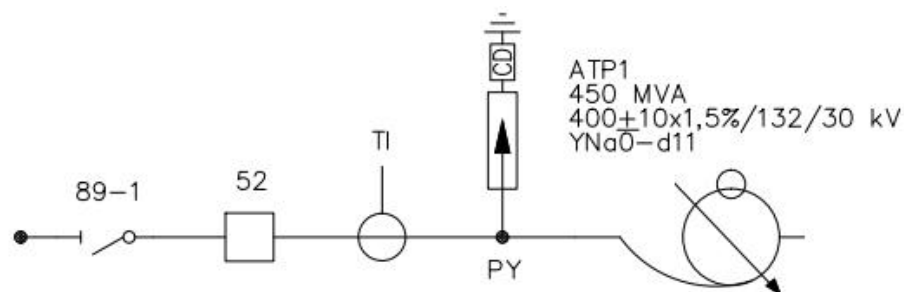


Figura 2-12. Detalle del esquema unifilar de la posición de transformador de 450 MVA del parque de 400 kV.

2.4.3 De servicios auxiliares

La subestación posee un conjunto de transformadores de tensión para proveer a los distintos servicios auxiliares, los cuales se encuentran en el extremo norte de los embarrados.

De la misma manera que para el parque de 132 kV, se dispondrá de dos sistemas de medida que se situarán en el extremo sur de los embarrados, estando compuestos por un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos.

2.4.4 Sistema de barras

En lo referente al sistema de barras del parque de 400 kV, este se encuentra compuesto de:

- Barras altas principales de 400 kV.
- Barras de unión del aparellaje del campo de 400 kV.
- Tendidos altos de 400 kV.

En primer lugar, el embarrado del que se constituyen las barras altas de 400 kV se compone de tres tubos de aleación de aluminio capaces de soportar una intensidad permanente de 7575 A, así como una intensidad de cortocircuito de 50 kA.

El sistema de barras altas será sostenido por un conjunto de aisladores de apoyo de porcelana instalados sobre soportes metálicos, al igual que en el sistema anterior. El embarrado tendrá una separación de distancia de 5 m entre fases.

En segundo lugar, se cuenta con un sistema de barras bajas a 7080 m de altura para la unión del aparellaje que, mediante el uso de seccionadores tipo pantógrafo o de pendolones, se conexionan con las barras altas.

Finalmente, cabe subrayar que los tendidos altos están compuestos por conductores desnudos, en configuración dúplex, tensados entre los pórticos a unos 20 metros de altura. De la misma manera que en el sistema de 132 kV, el conductor será ACSR tipo Lapwing.

3 ESPECIFICACIÓN DEL APARELLAJE

Tras haber definido de la forma más precisa posible las diferentes posiciones que componen el parque de 132 kV y el de 400 kV, el siguiente paso es realizar una descripción precisa y profundizar en los elementos principales de cada posición. De esta manera, para facilitar la visualización y el entendimiento de los diferentes elementos, se van a emplear ilustraciones y planos como material de respaldo. Asimismo, no se va a profundizar en el sistema de puesta a tierra ni en las estructuras y soportes de los elementos, ya que se tendrá varios capítulos dedicados a ellos más adelante.

3.1. Transformador de tensión

Primeramente, estos se van a englobar dentro los transformadores de medida y protección, los cuales están destinados a la alimentación de los circuitos de protección, medida y control. Por este motivo, estos pueden emplearse para relés de protección o aparatos de medida, conectándose en paralelo al circuito. Además, estos equipos pueden ser de tipo inductivo, ofreciendo una magnífica respuesta frecuencial que permite rastrear la calidad de la onda y su contenido de armónicos. Por otro lado, los transformadores de tipo capacitivo facilitan la disminución de los picos de la tensión de línea.

3.1.1 Sistema de 132 kV

En este sistema, se ha planteado la instalación de un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos por cada posición de línea. De igual manera, se va a disponer de tres transformadores de este tipo en soportes independientes en ambas barras, incluyendo un dispositivo de seguridad para evitar la rotura de su envolvente de porcelana.

Para la medida de las diferentes líneas de evacuación, se poseerán transformadores de tensión con aislamiento papel-aceite-cuarzo con un diseño de arrollamientos antirresonantes. Esto se debe a que, la utilización de cuarzo en el aislamiento permite una reducción del volumen de aceite empleado en el sistema de expansión. Por otra parte, el diseño antirresonante confiere la capacidad de funcionar de manera correcta tanto a frecuencia industrial como ante transitorios de alta frecuencia.

Las características eléctricas más relevantes de este elemento se pueden encontrar en la siguiente tabla. Entre ellas, cabe destacar que el valor de la tensión secundaria del transformador de tensión es de 110 V, siendo este junto a 100 y 200 V uno de los valores más extendidos en Europa. Análogamente, otra característica subrayable sería el uso de una conexión de neutro rígido a tierra, el cual es de uso exclusivo de redes de alta y media tensión por motivos económicos en lo referente al aspecto de los aislamientos. Asimismo, este sistema facilita la detección de faltas a tierra y reduce las sobretensiones. No obstante, su principal desventaja es que no limita la corriente de defecto.

En lo referente a los arrollamientos, el primero estará destinado a la medida de facturación teniendo un conexionado estrella-estrella, el segundo dispondrá del mismo conexionado pero esta vez destinado a medida y

el tercero también estará reservado para medida, pero tendrá un conexionado estrella-triángulo abierto.

Tabla 3-1. Características del transformador de tensión inductivo de 132 kV

Característica eléctrica	Valor
Frecuencia	50 Hz
Servicio	Neutro a tierra
Envoltorio exterior	Porcelana
Neutro de la red	Rígido a tierra
Tensión de servicio nominal	132 kV _{ef}
Tensión de aislamiento nominal	145 kV _{ef}
Relación de transformación 1º arrollamiento	132: V3 / 0.110: V3 kV
Relación de transformación 2º arrollamiento	132: V3 / 0.110: V3 kV
Relación de transformación 3º arrollamiento	132: V3 / 0.110 kV
Potencia y clase de precisión 1º arrollamiento	25 VA, Cl. 0.2
Potencia y clase de precisión 2º arrollamiento	180 VA, Cl. 0.5-3P
Potencia y clase de precisión 3º arrollamiento	150 VA, Cl. 3P
Tensión soportada a impulsos tipo rayo 1,2/50 µs	650 kV _{cr}

En la Figura 3-1 se va a poder observar con más detalle los diferentes elementos de los cuales se compone el transformador de la posición de línea y el de barras.

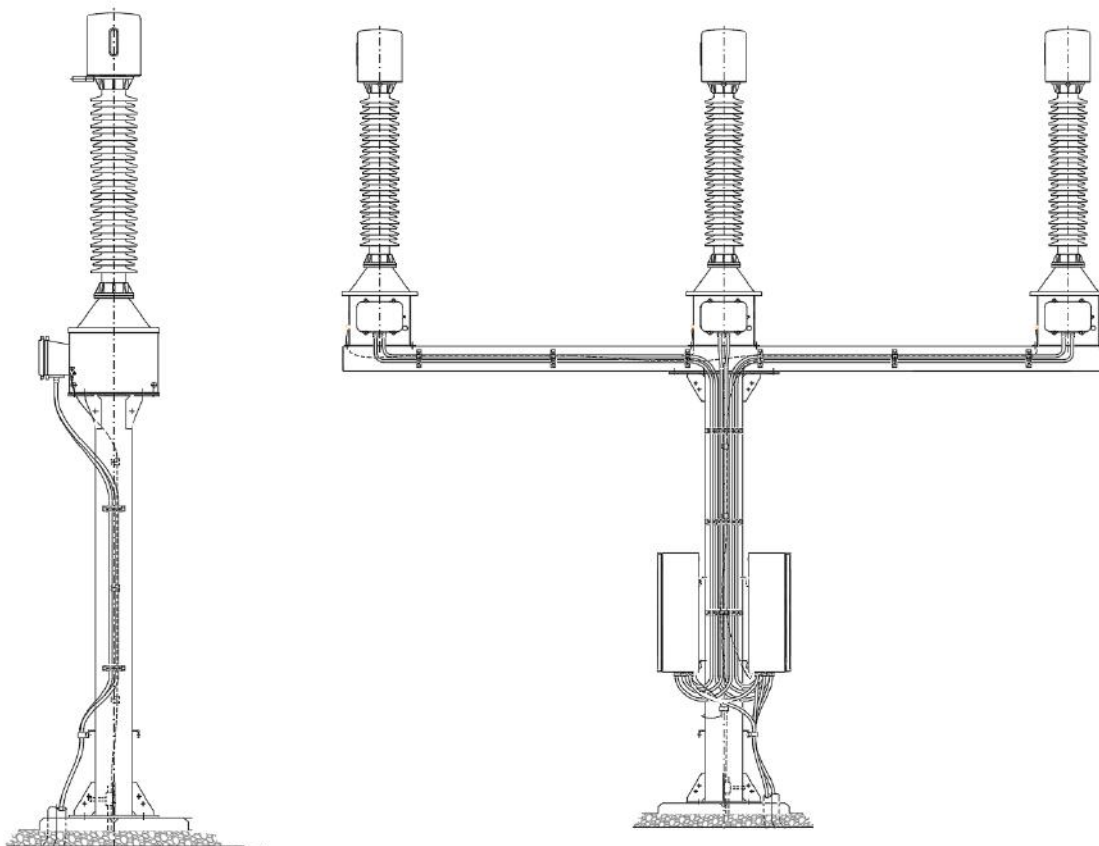


Figura 3-1. Alzado principal de los transformadores de tensión de línea y de barras para el sistema de 132 kV.

En la figura anterior, se puede observar el detalle de la tornillería empleada que será de acero galvanizado, las piezas de puesta a tierra como las grapas de enlace, así como el cable de cobre desnudo que se dirigirá a las cajas de centralización de los circuitos de tensión para el caso del transformador de barras. En este sentido, se debe hacer hincapié en la existencia de varias cajas de centralización adheridas al soporte de la estructura, unas destinadas a los circuitos de protección y otras a los de facturación.

3.1.2 Sistema de 400 kV

Al igual que en el parque anterior, para los trabajos de medida, protección y control se ha planteado la instalación de un conjunto de tres transformadores de tensión inductivos de intemperie por cada posición de llegada de línea y barras. Se dispondrán en soportes independientes, incluyendo un dispositivo de seguridad para evitar la rotura de su envolvente de porcelana.

Por su parte, el módulo de medida estará formado de manera análoga al anterior, estando provistos de un sistema de preservación de aceite y con uno de compensación del nivel de aceite. En este caso, el aislamiento será solo de papel-aceite.

De igual manera, las características más notables se encontrarán en la Tabla 3-2.

Tabla 3–2. Características del transformador de tensión inductivo de 400 kV

Característica eléctrica	Valor
Frecuencia	50 Hz
Servicio	Neutro a tierra
Envolvente exterior	Porcelana
Neutro de la red	Rígido a tierra
Tensión de servicio nominal	400 kV _{ef}
Tensión de aislamiento nominal	420 kV _{ef}
Relación de transformación 1º arrollamiento	396: V3 / 0.110: V3 kV
Relación de transformación 2º arrollamiento	396: V3 / 0.110: V3 kV
Relación de transformación 3º arrollamiento	396: V3 / 0.110 kV
Potencia y clase de precisión 1º arrollamiento	20 VA, Cl. 0.2
Potencia y clase de precisión 2º arrollamiento	75 VA, Cl. 0.5-3P
Potencia y clase de precisión 3º arrollamiento	75 VA, Cl. 0.5-3P
Tensión soportada a impulsos tipo rayo 1,2/50 µs	1425 kV _{cr}
Tensión soportada a impulso tipo maniobra	1050 kV _{cr}
Tensión soportada a frecuencia industrial	630 kV _{ef}

En lo referente a la normativa de esta apartada, se puede destacar la siguiente:

- UNE 21088.
- UNE 21313.
- UNE 21308.
- UNE 21109.
- UNE 20509.
- UNE-EN 60060.

Igualmente, con el fin de facilitar la visualización se puede encontrar el transformador en la siguiente figura.

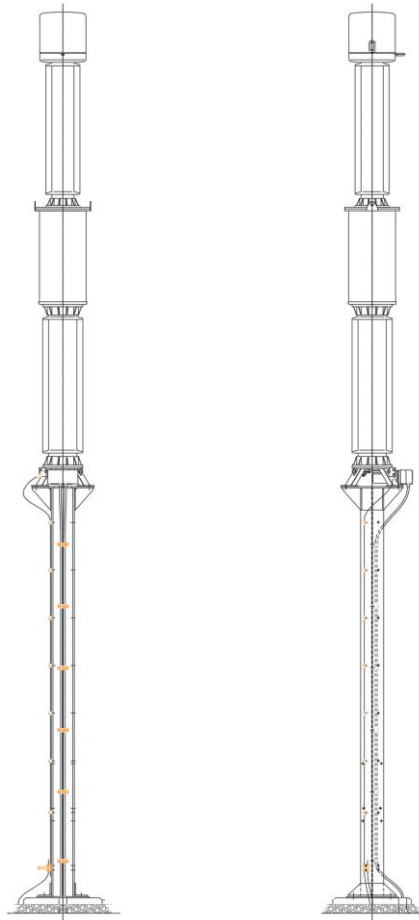


Figura 3-2. Alzado principal y lateral del transformador de tensión de 400 kV.

Finalmente, para suministrar los servicios auxiliares, se dispondrá de un módulo de potencia formador por tres transformadores de tensión con aislamientos SF₆, así como con características comunes a los anteriores.

3.2. Autoválvulas

En primer lugar, la autoválvula está dotada de una resistencia que es variable con la tensión. En condiciones normales, esta resistencia tendrá un elevado valor para impedir que la corriente circule por ella hasta tierra. Sin embargo, al producirse un pico elevado de sobretensión, el valor de la resistencia se reduce considerablemente permitiendo así la circulación a tierra. Es decir, su principal función es limitar las sobretensiones de origen atmosférico, aunque de igual manera, las procedentes de las operaciones de maniobra.

Por lo general, se suele ubicar cercanas al transformador de potencia y a los pórticos de entrada.

3.2.1 Sistema de 132 kV

Con el fin de proteger el parque de 132 kV contra sobretensiones, se ha dispuesto en la instalación un conjunto de tres autoválvulas. Estas se encontrarán reservadas para la protección de los bancos de transformación, los interruptores y ubicadas en los pórticos de llegada.

En este caso, los pararrayos serán de óxido de zinc, siendo los de este tipo los más usados habitualmente. No obstante, se dispondrá de un recubrimiento de porcelana y llevarán incorporados un contador de descargas. Este contador detectará las descargas atmosféricas que se derivarán al suelo a través de la autoválvula.

Cabe añadir que este no precisará de alimentación ya que emplea la propia energía eléctrica de la descarga. Las características más relevantes de estas autoválvulas se encuentran dispuestas en la siguiente tabla.

Tabla 3-3. Características de las autoválvulas del sistema de 132 kV

Característica eléctrica	Valor
Frecuencia	50 Hz
Tecnología	Óxido de Zinc
Envolvente exterior	Porcelana
Neutro de la red	Rígido a tierra
Tensión de servicio nominal	132 kV _{ef}
Tensión de aislamiento nominal	145 kV _{ef}
Tensión asignada	120 kV _{ef}
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kV _{ef}
Tensión soportada a impulsos tipo rayo 1/50 μ s	650 kV _{cr}
Tensión máxima de operación continua	92 kV _{ef}
Tensión residual (10 kA)	273 kV _{cr}
Intensidad de descarga (8/20 μ s)	10 kA _{cr}
Norma	NI 75.30.03

De forma análoga a los equipos anteriores, en la Figura 3-3 se va a poder observar con más detalle los diferentes elementos de los cuales se componen las autoválvulas del transformador (a la izquierda) y de la posición de línea (a la derecha). El contador de descargas se puede encontrar en la figura ubicado en la zona baja del soporte para ambos tipos.

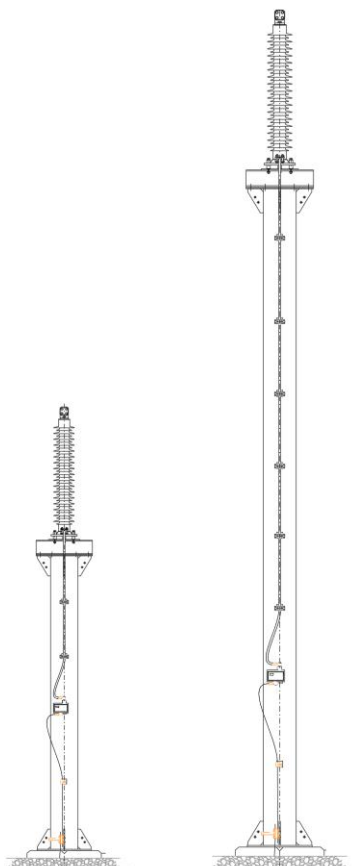


Figura 3-3. Alzado principal de las autoválvulas de transformador y de línea para el sistema 132 kV.

3.2.2 Sistema de 400 kV

Del mismo modo que en el anterior sistema, se ha contemplado la utilización de un conjunto de tres pararrayos de óxido de zinc con recubrimiento de porcelana, ubicados en las cercanías de los transformadores de potencia y en las barras altas. En este sentido, para la protección de los autotransformadores se deben disponer antes y después del mismo.

Asimismo, este tipo de autoválvulas con recubrimiento de porcelana están pensadas para instalaciones de una potencia notable y zonas con intensidad de descarga elevada. Además, para facilitar el entendimiento se puede encontrar esta autoválvula en la siguiente Figura 3-4.

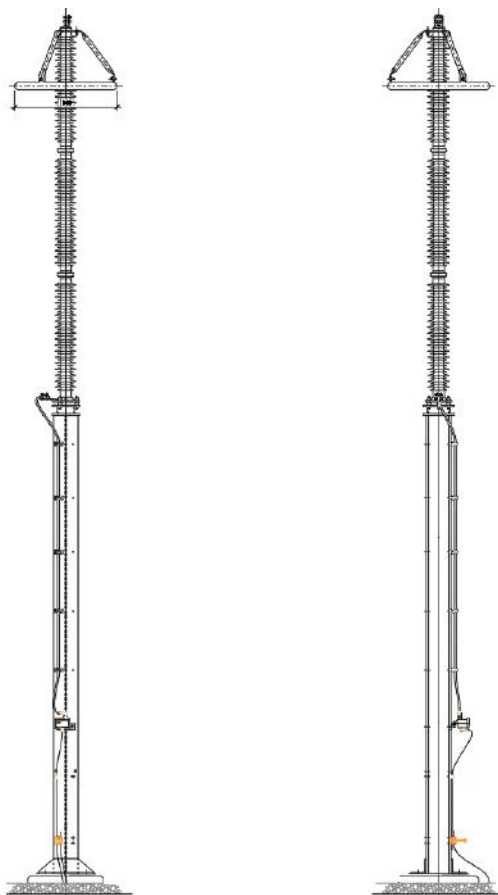


Figura 3-4. Alzado principal y lateral de las autoválvulas de 400 kV.

Por otra parte, cabe recalcar que además contarán con un monitor de descargas y un limitador de presión para impedir una rotura repentina de la envolvente.

En cuanto a sus características se debe definir la capacidad de cortocircuito, la cual es la capacidad de conducción de la corriente de falta sin que se produzcan daños en los equipos. Por otro lado, la tensión residual puede definirse como la máxima tensión que surge entre los terminales de la autoválvula, cuando circula por esta una corriente de cortocircuito. Los valores de estas especificaciones técnicas entre otras se encuentran contenidas en la Tabla 3-4.

En lo referente a la normativa de esta aparamenta, se puede destacar la siguiente:

- UNE 20509.
- ANSI/IEEC C 62.
- CEI 60099-4.

Tabla 3–4. Características de las autoválvulas del sistema de 132 kV

Característica eléctrica	Valor
Tecnología	Óxido de Zinc
Envoltorio exterior	Porcelana
Neutro de la red	Rígido a tierra
Tensión de servicio nominal	400 kV _{ef}
Tensión máxima del material	420 kV _{ef}
Tensión asignada	360 kV _{rms}
Tensión soportada a impulsos tipo maniobra 250/2500 μ s	1050 kV _{cr}
Tensión soportada a impulsos tipo rayo 1.2/50 μ s	1425 kV _{cr}
Tensión máxima de operación continua	291 kV _{ef}
Tensión residual (20 kA con onda 8/20 μ s)	897 kV _{cr}
Intensidad de descarga (8/20 μ s)	20 kA _{cr}
Capacidad de cortocircuito	65 kA

3.3. Seccionadores

El seccionador es un aparato electromecánico que asegura, en posición de abierto, una separación suficiente como para aislar de forma visible dos partes de un circuito. Esto permite la realización de maniobras y tareas de mantenimiento de forma segura y fiable. Asimismo, este equipo debe garantizar el aislamiento entre ambas partes del circuito incluso ante fenómenos de sobretensión.

A todo lo anterior hay que añadir que se considera al seccionador como una apartada de maniobra sin carga, ya que carece de poder de corte. No obstante, el seccionador es capaz de soportar intensidades anormales durante cortos periodos de tiempo, así como permanentemente corrientes en condiciones normales de operación.

3.3.1 Sistema de 132 kV

El seccionador escogido para este sistema será un seccionador tripolar de tres columnas giratorias de apertura central. Este se encontrará compuesto por tres polos independientes, instalados en una estructura común.

Este tipo de seccionador es el más habitual en las tensiones que se sitúan entre 36 kV y 245 kV. Esto es debido principalmente a que permite una optimización del espacio empleado en la subestación.

Por otro lado, cada fase se compone de tres columnas de aisladores de porcelana. Las dos columnas de los extremos carecen de movilidad, a diferencia de la columna central que es la giratoria y sobre la cual va instalada la cuchilla.

El accionamiento de las columnas se realiza a través de un sistema articulado de barras y bielas, gracias a un mando único que permite una maniobra de las tres fases de forma simultánea.

Las especificaciones técnicas más notables de este tipo de seccionador de barras se van a encontrar listadas en la Tabla 3-5.

Tabla 3-5. Características del seccionador de tres columnas giratorias de apertura central.

Característica técnica	Valor
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal mínima de diseño	2500 A
Intensidad admisible de corta duración	40 kA _{ef}
Intensidad admisible	100 kA _{cr}
Tensión nominal	132 kV _{ef}
Tensión más elevada para el material	145 kV _{ef}
Tipo de apertura	Central-Horizontal

En la Figura 3-5 se puede observar algunos detalles del seccionador de barras. Por ejemplo, los tres polos independientes se montan sobre una estructura común en forma de π , la cual es una estructura soporte muy habitual. Del mismo modo, también se puede ubicar la caja de mando principal tripolar en uno de los extremos.

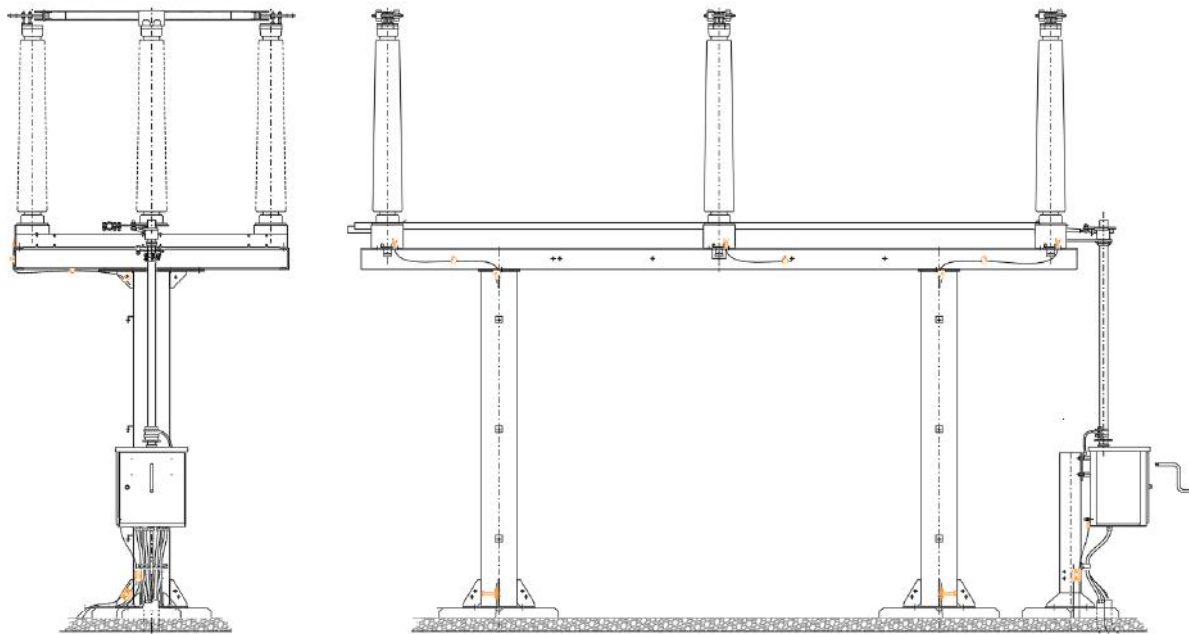


Figura 3-5. Varios alzados del seccionador de barras de tres columnas giratorias de apertura central.

Cabe destacar que es conveniente poner a tierra las instalaciones en las cuales se va a trabajar, es por eso por lo que el seccionador de línea va equipado con unas cuchillas de puesta a tierra del lado de la línea. Además, como es recomendable, existe un enclavamiento mecánico que, en función del estado de las cuchillas principales, impide maniobrar.

Por consiguiente, se dispondrá de seccionadores de la línea con funcionalidad de puesta a tierra, permitiendo así la unión de la parte activa con masa a través del desplazamiento de las cuchillas. El accionamiento del seccionador de puesta a tierra será de cierre rápido, lo que ofrece un movimiento rápido de cierre y una apertura lenta.

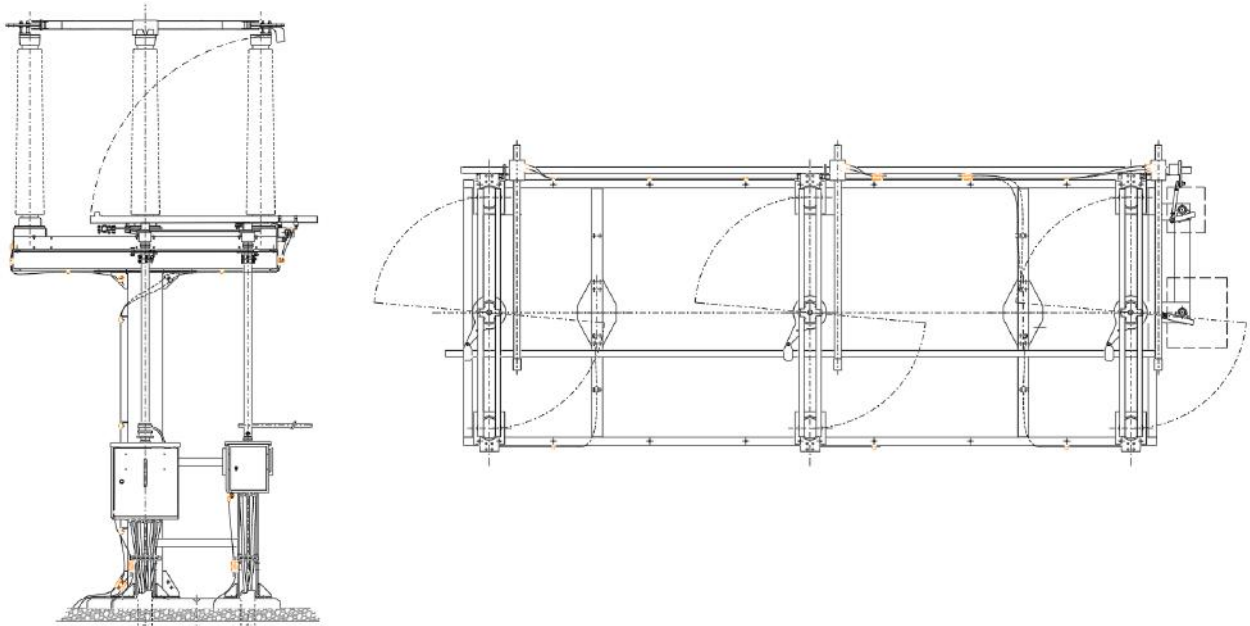


Figura 3-6. Alzado principal y planta del seccionador de línea.

En el caso del seccionador de la Figura 3-6, a diferencia del seccionador de barras, se puede encontrar el soporte de la puesta a tierra del seccionador al lado de la caja de control de este. Además, en esta ocasión se ha añadido la planta del seccionador para poder vislumbrar el movimiento que realizarían las cuchillas durante la maniobra.

3.3.2 Sistema de 400 kV

3.3.2.1 Seccionadores de línea y aislamiento

En primer lugar, el seccionador empleado será del tipo rotativo de tres columnas giratorias con la particularidad apreciable, en la Figura 3-7, de poseer una doble apertura lateral.

Los seccionadores de aislamiento no dispondrán de cuchillas de puesta a tierra. Por otro lado, los seccionadores de línea sí que poseerán dichas cuchillas. De esta forma y gracias a estas cuchillas, no será posible conectar las cuchillas de puesta a tierra cuando estén conectadas las del seccionador principal.

Como particularidad, todos los accionamientos del seccionador principal y de los de línea de este sistema, tendrán un mando manual de forma independiente.

En cuanto a la normativa del seccionador, se puede destacar la siguiente:

- UNE 20509.
- UNE-EN 60947.
- UNE 20324.
- UNE 20308-1
- UNE-EN 60060-2.
- UNE-EN 60129.
- UNE-EN 60694.

De manera análoga al sistema anterior, se pueden encontrar las especificaciones más relevantes acerca de las tensiones de ensayo y soportadas dentro de la Tabla 3-6.

Tabla 3-6. Características principales del seccionador de tres columnas giratorias de apertura central.

Característica técnica	Valor
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal mínima de diseño	3150 A
Intensidad admisible de corta duración	50 kA _{ef}
Intensidad admisible	125 kA _{cr}
Tensión nominal	400 kV _{ef}
Tensión más elevada para el material	420 kV _{ef}
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto (nivel de aislamiento a tierra y entre polos)	520 kV _{ef}
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1.2/50 μ s (nivel de aislamiento a tierra y entre polos)	1425 kV _{cr}
Tensión soportada a impulso maniobra 250/2500 μ s (nivel de aislamiento a tierra y entre polos)	1050 kV _{cr}
Tensión de ensayo a 50 Hz 1 minuto (nivel sobre la distancia de seccionamiento)	610 kV _{ef}
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1.2/50 μ s (nivel sobre la distancia de seccionamiento)	1665 kV _{cr}
Tensión soportada a impulso maniobra 250/2500 μ s (nivel sobre la distancia de seccionamiento)	1245 kV _{cr}
Accionamiento del seccionador de puesta a tierra	Rápido

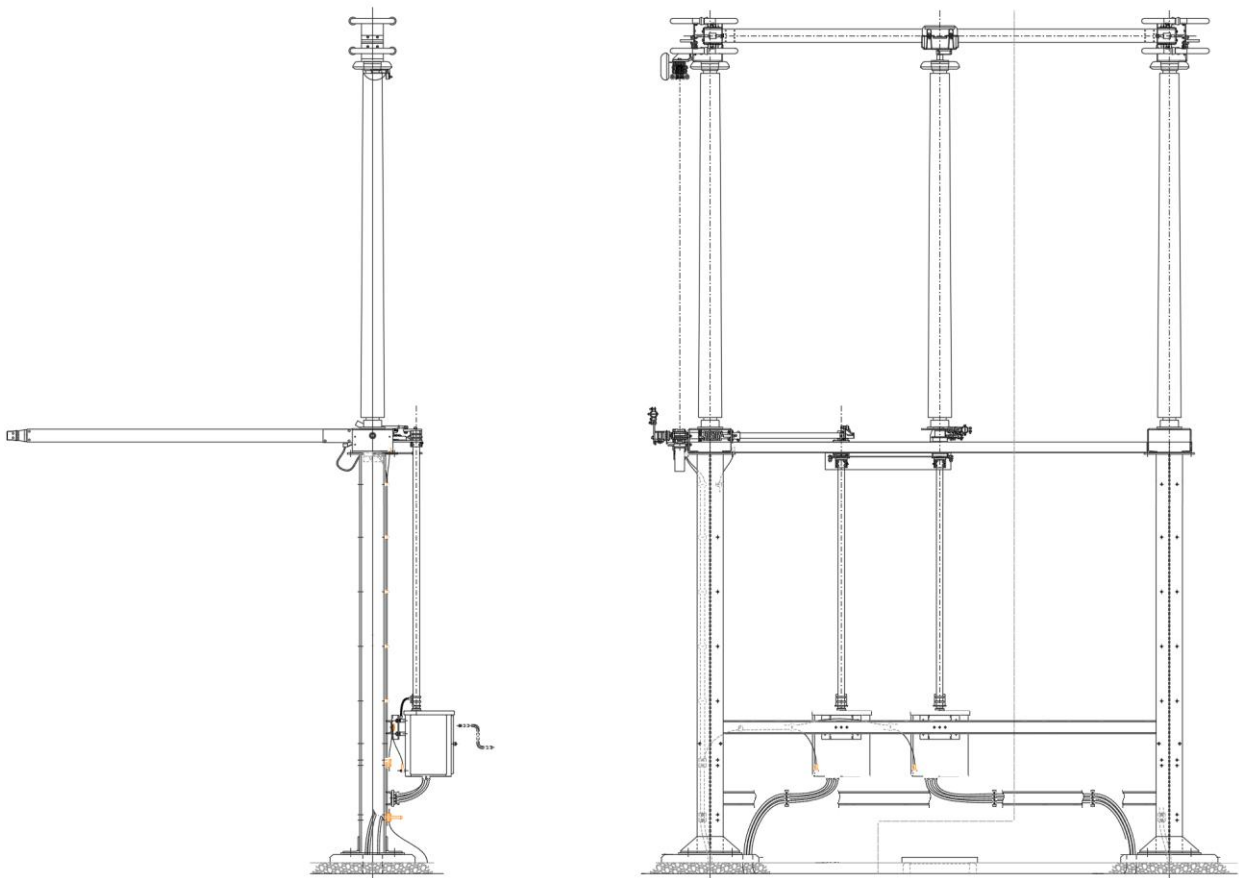


Figura 3-7. Varios alzados del seccionador giratorio de línea de 400 kV.

3.3.2.2 Seccionadores pantógrafos

La principal misión de este tipo de seccionadores es la conexión entre diferentes niveles de tendidos de conductores y cruzados entre sí. Este tipo de seccionadores se suelen emplear para tensiones de entre 132 kV y 550 kV. Aunque el mando de estos es muy variado, se va a disponer un mando motorizado unipolar con las características recogidas en la Tabla 3-7.

Tabla 3–7. Características principales del seccionador tipo pantógrafo.

Característica técnica	Valor
Intensidad nominal mínima	4000 A
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión nominal	420 kV _{ef}
Accionamiento	Eléctrico y manual
Tensión de maniobra	125 Vcc

Para poder visualizar y detallar los distintos elementos de este seccionador, se va a utilizar como apoyo la Figura 3-8.

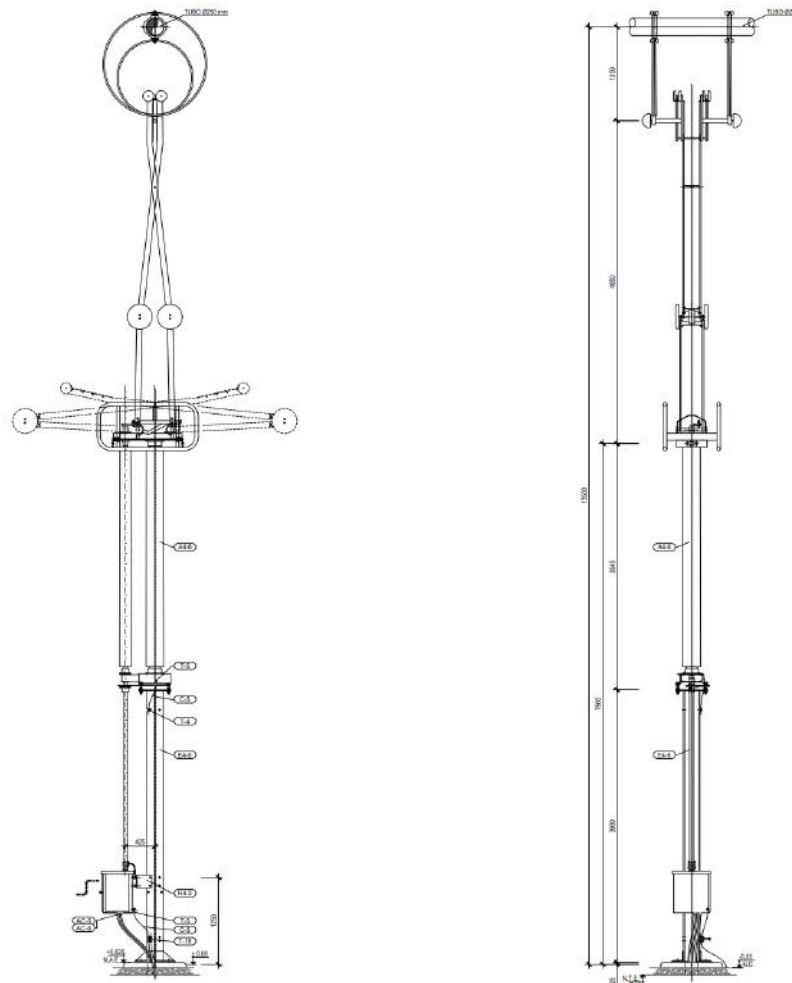


Figura 3-8. Alzado principal y lateral del seccionador pantógrafo tripolar

En la anterior figura se puede ver como se tiene un único poste aislante sobre el que se va a sustentar los brazos móviles. El seccionador se compone de las siguientes partes:

- Columna soporte. En ella se tienen varios aisladores acoplados entre sí.
- Pantógrafo. Este se encuentra constituido de cuatro brazos verticales, cuatro horizontales y los diferentes contactos.
- Caja del seccionador. En esta se encuentran los resortes que accionan el mecanismo de maniobra.
- Caja de comando.

3.4. Interruptor automático

Debido a la necesidad de disponer de un elemento electromecánico de conexión con capacidad de soportar, establecer e interrumpir la corriente de servicio, así como corrientes anormalmente elevadas, se va a hacer uso de interruptores automáticos.

De esta forma, los principales objetivos de este elemento serán los de maniobrar sobre la conexión de los circuitos y aislar las zonas donde haya tenido lugar algún tipo de falta.

3.4.1 Sistema de 132 kV

En este caso en concreto, se va a instalar un interruptor automático de atmósfera de SF₆ para intemperie. Este tipo de interruptores presenta unas altas prestaciones, tiene tiempos de ruptura muy reducidos y puede emplearse para una gran variedad de tensiones. No obstante, estos precisan de unos recintos herméticos y estancos para contener el gas y evitar fugas.

Otro tipo de sistema de extinción que podría haberse planteado para el interruptor, debido a su bajo mantenimiento y sus fantásticas prestaciones, sería el de vacío. Sin embargo, este sistema solo puede emplearse con un cierto rango de tensiones, descartándose las altas tensiones.

El hexafluoruro de azufre (SF₆) es un excelente aislador, lo cual permite ahogar el arco eléctrico generado en la maniobra de apertura, gracias a su alta capacidad térmica y a su elevada rigidez dieléctrica.

En referencia al interruptor a instalar, dispondrá de una cámara de extinción con autosoplado. Esto quiere decir que el propio arco eléctrico eleva la temperatura del gas y a su vez aumenta la presión, provocando la extinción del arco. Asimismo, el interruptor será de tanque vivo con una cámara de extinción por polo. El tanque vivo, a diferencia del tanque muerto, requiere un menor coste en su instalación, un menor gas de trabajo y economiza el espacio.

Por otra parte, el accionamiento será realizado por resortes, pudiéndose observar por este motivo una caja adosada a la base del interruptor en la Figura 3-9. En consecuencia, tras la liberación de la energía almacenada en los resortes, se consigue realizar el cambio de estado del interruptor.

Igualmente, tal y como se puede observar en la Figura 3-9, se tiene un solo armario de control y servicios auxiliares en el interruptor de la posición de transformador de 132 kV. Por consiguiente, esto hace indicar que se está ante un interruptor automático tripolar de corte. Por consiguiente, se consigue una apertura y cierre de las tres fases de manera simultánea, evitando así desequilibrios.

Del mismo modo, se puede visualizar distintos elementos dentro de la siguiente ilustración. Por ejemplo, las cámaras de corte se ubican encima de los soportes aislantes, los cuales a su vez se sostienen en el soporte de la estructura. Finalmente, en la zona central de la estructura se haya la caja del mecanismo de operación.

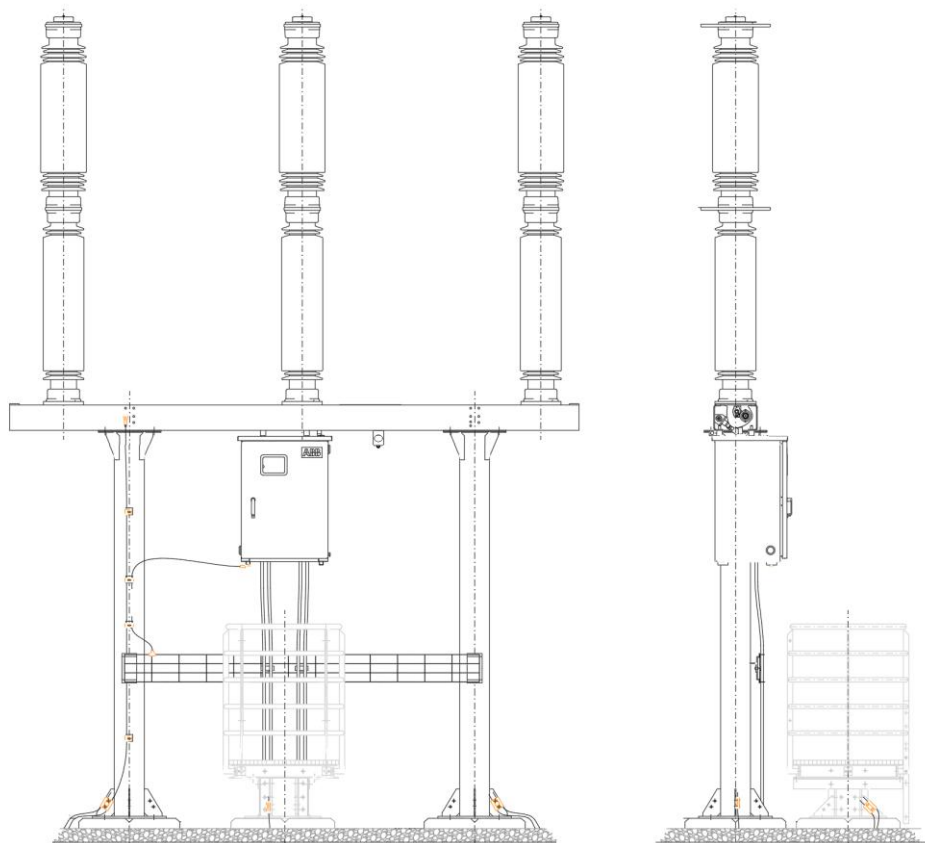


Figura 3-9. Alzado principal y lateral del interruptor de 132 kV de la posición de transformador.

Tabla 3-8. Especificaciones técnicas del interruptor del sistema

Especificación técnica	Valor
Tipo de corte	SF ₆
Frecuencia nominal	50 Hz
Neutro de la red	Rígido a tierra
Tensión de servicio	132 kVef
Tensión más elevada	145 kVef
Intensidad mínima nominal	3150 Aef
Poder mínimo de corte nominal	40 kAef
Factor del primer polo	< 1.5
Cámara de extinción por polo	1
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μs	650 kVcr
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kVef
Ciclo nominal de maniobra	O-0.3s-CO-3min-CO
Duración de la corriente de cortocircuito	3 s
Accionamiento	Tripolar
Norma	NI 61.00.00.

En referencia al ciclo nominal de maniobra dentro de las especificaciones de la Tabla 3-8, cabe resaltar que, al tratarse de un interruptor proyectado para reenganche automático rápido, se tiene un tiempo de 0.3 segundos.

3.4.2 Sistema de 400 kV

Por otro lado, en este parque se va a disponer de interruptores trifásicos de corte en SF₆, que operen con mandos unipolares, tanto en las posiciones de línea como en las de transformador. Este hecho es algo habitual en alta tensión, puesto que el uso de interruptores de corte monopolar proporciona la capacidad de realizar un reenganche monofásico frente al tipo de falta más corriente en la práctica.

De la misma manera que en el sistema de 132 kV, este interruptor será de tanque vivo y con accionamiento por resortes. Sin embargo, este constará de dos cámaras de extinción, proporcionándole a este interruptor ese aspecto tan característico y visible en la Figura 3-10.

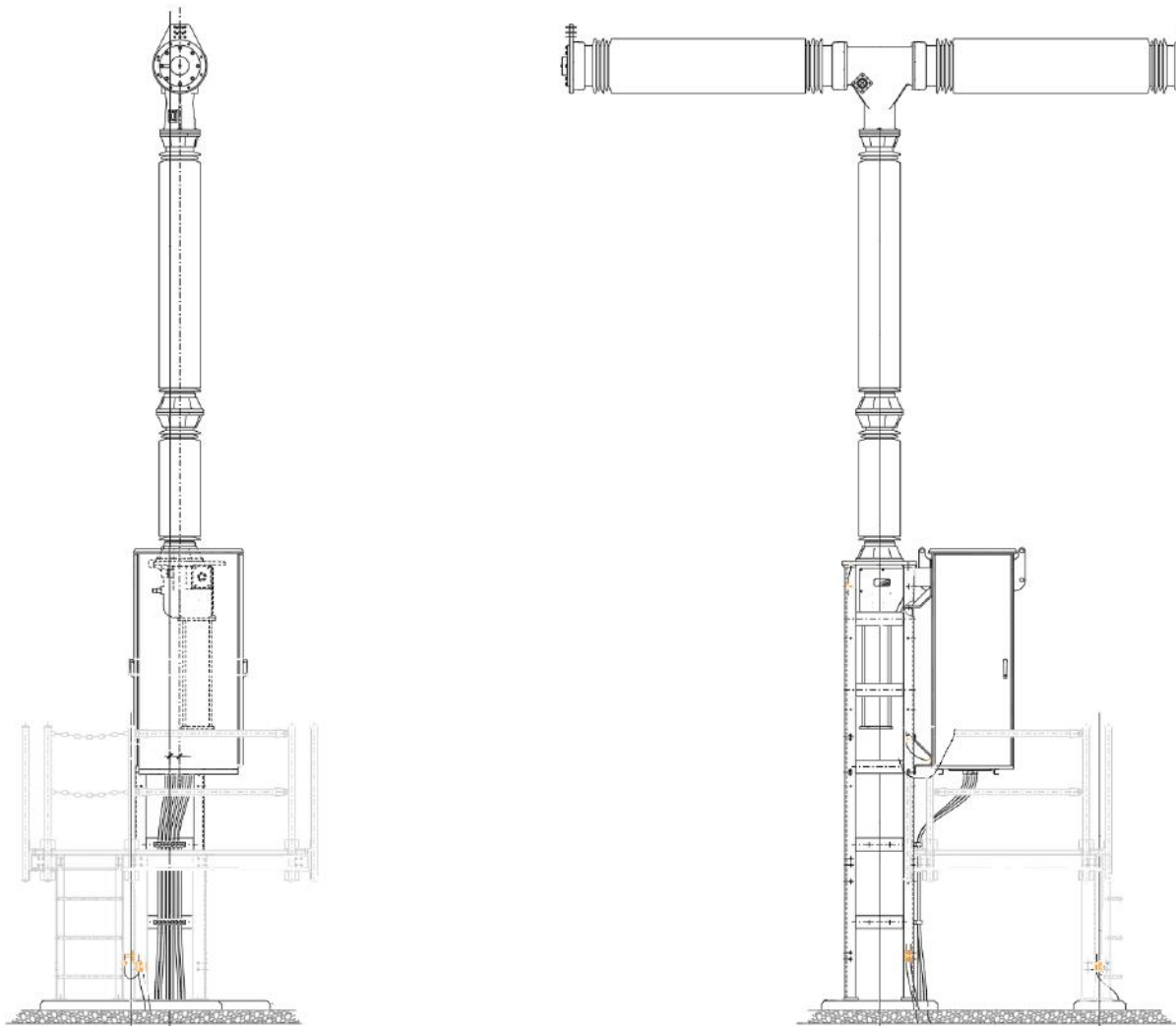


Figura 3-10. Alzado lateral y principal del interruptor de doble cámara de ruptura.

Algunas normas para tener en consideración serían:

- UNE 21427.
- UNE-EN 60694 / AC.
- UNE 21333.
- UNE 21634.
- UNE-EN 60060-2 / A11.
- UNE 21339 / 1C.
- CEI 62271-100.
- CEI 815.

Por otro lado, en la Tabla 3-9 se van a ampliar algunas de las características comentadas con anterioridad. Por ejemplo, se puede apreciar un decremento del valor límite del factor del primer polo. Este factor se emplea para el cálculo de tensiones transitorias para faltas trifásicas y es dependiente de la puesta a tierra de la red.

Tabla 3-9. Especificaciones técnicas del interruptor de 400 kV

Especificación técnica	Valor
Tensión de servicio	400 kV _{ef}
Tensión más elevada	420 kV _{ef}
Intensidad mínima nominal	4000 A _{ef}
Poder mínimo de corte nominal	50 kA _{ef}
Factor del primer polo	< 1.3
Cámara de extinción por polo	2
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s, abierto	1425 kV _{cr}
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s, cerrado	1665 kV _{cr}
Tensión soportada a frecuencia industrial, a tierra	520 kV _{cr}
Tensión soportada a frecuencia industrial, entrada	610 kV _{cr}
Tiempo máximo de corte	0.04 s
Tiempo máximo de cierre	0.12 s
Duración de la corriente de cortocircuito	3 s

3.5. Transformador de intensidad

Al igual que el transformador de tensión, los de intensidad se engloban dentro de los transformadores de medida y protección. Su principal objetivo es el de transformar la corriente que circula por el devanado primario, el cual se encuentra conectado en serie con el circuito, a unos valores de baja tensión (0-5 A) para así alimentar a otros equipos. Además, cabe la posibilidad de que el transformador disponga de diversos núcleos en el secundario, los cuales poseerán funciones de medida y/o protección.

3.5.1 Sistema de 132 kV

En este parque se van a disponer de tres transformadores de intensidad junto al interruptor automático en cada posición de línea, para así alimentar a los elementos de medida y protección. Asimismo, estos transformadores serán con tipología invertida y cabeza metálica. Por otra parte, el aislamiento será de papel-aceite y dispondrá de una envolvente de porcelana.

En lo referente a las características más destacables, se dispone de unos arrollamientos para protección con una clase de precisión 5P20, es decir, se tiene una clase de precisión con un error del 5 % hasta una corriente 20 veces por encima de la nominal. Además, como es un valor habitual, se posee una intensidad secundaria nominal de 5 A. Otras especificaciones para tener en consideración pueden encontrarse en la Tabla 3-10.

Tabla 3–10. Especificaciones técnicas del transformador de intensidad del sistema de 132 kV.

Especificación técnica	Valor
Tensión de servicio nominal	132 kVef
Tensión más elevada	145 kVef
Intensidad secundaria nominal	5-5-5-5 A
Potencia y clase de precisión para arrollamiento comprobante	20 VA Cl. 0.2s
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de medida	50 VA Cl. 5P20
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de protección	50 VA Cl. 5P20
Potencia y clase de precisión para arrollamiento comprobante	20 VA Cl. 0.2s
Intensidad térmica	>40 kAef
Intensidad dinámica	>100 kAcr
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s	650 kVcr
Tensión soportada a frecuencia industrial	275 kVef
Norma	NI 72.50.02

Para tener una idea más precisa de este tipo de transformador de medida, se adjunta una representación del equipo en la Figura 3-11.

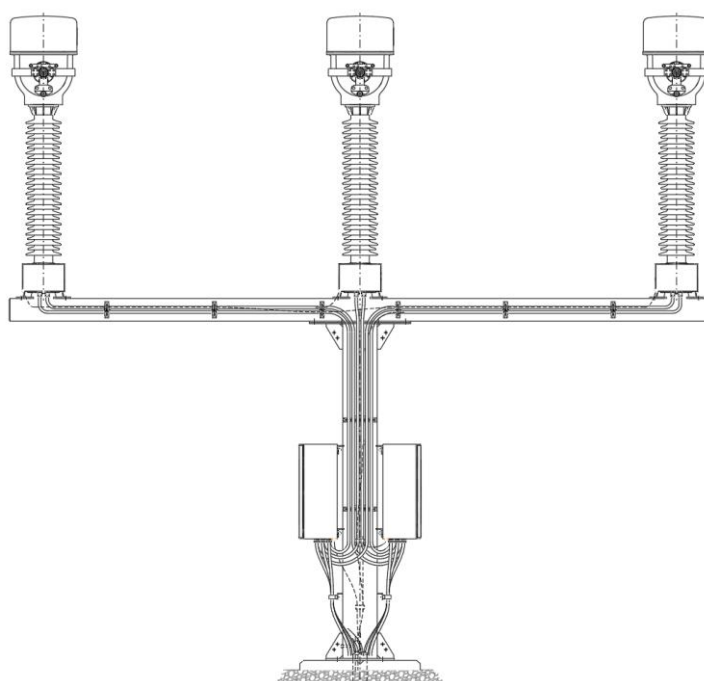


Figura 3-11. Alzado del transformador de intensidad de línea del sistema de 132 kV.

3.5.2 Sistema de 400 kV

De manera análoga al anterior sistema, se va a disponer un conjunto de tres transformadores de intensidad para alimentar a los elementos de medida y protección. Asimismo, estos transformadores se dispondrán en soportes independientes y poseerán aislamiento aceite-papel y aisladores de porcelana.

La puesta a tierra del transformador juega un papel fundamental en el sistema. De esta manera, las partes de este que no estén en tensión deben tener puesta a tierra, al igual que en el sistema anterior.

Tabla 3–11. Especificaciones técnicas del transformador de intensidad del sistema de 400 kV.

Especificación técnica	Valor
Tensión de servicio nominal	400 kV _{ef}
Tensión más elevada	420 kV _{ef}
Intensidad secundaria nominal	5-5-5-5-5 A
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de medida	10 VA Cl. 0.2s
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de medida/protección	50 VA Cl. 0.5-5P20
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de protección	50 VA Cl. 5P20
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de protección	50 VA Cl. 5P20
Potencia y clase de precisión para arrollamiento de protección	50 VA Cl. 5P20
Tensión soportada a impulso tipo maniobra	1050 kV _{cr}
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s	1425 kV _{cr}
Tensión soportada a frecuencia industrial	630 kV _{ef}
Intensidad térmica	>50 kA _{ef}

En lo referente a la normativa, cabe destacar las siguientes normativas:

- UNE 21088.
- UNE-EN 60694.
- UNE 21313.
- UNE 21308
- UNE-EN 60060.
- UNE 21109.
- CEI 815.

3.6. Autotransformadores de potencia

Finalmente, para concluir con este apartado se va a hacer mención del elemento más significativo de la subestación, el transformador de potencia. Para llevar a cabo la transformación se ha previsto la disposición de dos autotransformadores de potencia de 300 y 450 MVA.

Los transformadores más habituales en las subestaciones eléctricas son del tipo baño de aceite, siendo esta la tipología de los presentes autotransformadores. Además, se ha optado por unos autotransformadores trifásicos. No obstante, suele ser frecuente encontrar bancos de transformación, es decir, tres transformadores monofásicos que funcionan como un conjunto trifásico. Además, cabe destacar la existencia de cambiadores de tomas que actúan en las espiras del transformador para controlar las fluctuaciones en la tensión de las líneas.

Por consiguiente, se van a instalar dos autotransformadores de potencia con grupo de conexión estrella/estrella triángulo YNy0d11 con neutros accesibles y conexión a tierra. En cuanto a la refrigeración, se posee tipología ONAN/ONAF/ODAF, una para cada potencia.

El resto de las características constructivas relevantes se pueden encontrar en la Tabla 3-12.

Tabla 3–12. Características constructivas de los autotransformadores de potencia.

Especificación técnica	Valor
Tipo de núcleo	Columnas
Refrigeración	ONAN/ONAF/ODAF
Potencia nominal asignada	450/300 MVA
Tensión de vacío en el primario	400 kV
Tensión de vacío en el secundario	132 kV
Tensión de vacío en el terciario	30 kV
Conexión	Estrella/Estrella/Triángulo
Grupo de conexión	YNa0d11
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial alta tensión	630 kVef
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial baja tensión	275 kVef
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial neutro	70 kVef
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial terciario	70 kVef
Nivel de aislamiento a impulso 1,2/50 μ s alta tensión	1550 kVcr
Nivel de aislamiento a impulso 1,2/50 μ s baja tensión	650 kVcr
Nivel de aislamiento a impulso 1,2/50 μ s neutro	170 kVcr
Nivel de aislamiento a impulso 1,2/50 μ s terciario	170 kVcr

La normativa a cumplir por el transformador es muy extensa, no obstante, se puede resaltar la siguiente:

- UNE-EN 60076-1/2/3/4
- UNE-EN 50216-1/2/5/5/6
- UNE 21305
- UNE 20110
- UNE 20158

Por otra parte, debido a la gran extensión de los diferentes sistemas que se encargan de la protección del transformador, se abordará este asunto en profundidad en capítulos posteriores.

4 RED DE TIERRAS

En este capítulo se va a tratar de exponer el sistema de puesta a tierra de la presente instalación. Este sistema tiene como objetivos proteger a los equipos y personas de, entre otras tensiones, las de paso y contacto. Asimismo, proporciona un camino de baja impedancia para las intensidades de falta y corrientes atmosféricas.

Para ello, se dispone de una malla a la cual se van a conectar todos los elementos que necesiten de derivación a tierra. De este modo, alguno de los elementos que se conectan a tierra son:

- Chasis y bastidores.
- Armarios metálicos.
- Vallas y puertas metálicas.
- Tuberías metálicas.
- Hilos de guarda y cables de puesta a tierra.
- Neutros de los transformadores.
- Blindajes metálicos.
- Elementos de derivación a tierra de los seccionadores.
- Bases de sujeción de la aparamenta.
- Elementos destinados a conexión a tierra.

En este sentido, la subestación dispondrá de un sistema tanto de tierras superiores como inferiores. La realización de un sistema de este tipo requiere un estudio amplio, exhaustivo y de gran relevancia. Dicho estudio será expuesto brevemente más adelante en el capítulo de cálculos eléctricos.

4.1. Red de tierras superiores

El principal fin de esta red es el de proteger a la instalación frente a descargas atmosféricas. A tal efecto, se dispondrá de tres pararrayos de cebado para proteger toda el área ocupada por los diferentes equipos de la subestación. Adicionalmente, se dispondrá de puntas de tipo Franklin como protección redundante para las líneas de 132 kV. Igualmente, se poseerán conductores de tierra ACS entre las puntas activas, formando así una malla de tierras superiores.

Finalmente, este sistema se conectará a la malla de tierras inferiores a través de las estructuras metálicas de la instalación para que las descargas atmosféricas sean disipadas a tierra.

4.2. Red de tierras inferiores

La instalación de la malla de tierra inferior de una subestación es uno de los primeros procedimientos a realizar desde un punto de vista constructivo. Dicha malla estará formada por un cable de cobre desnudo, formando cuadrículas a una determinada cota de excavación, con el objeto de limitar las tensiones de paso y contacto, así como de drenar las intensidades de defecto. El cable de cobre desnudo, planteándose para este caso unas dimensiones de cuadrícula de 10 x 10 metros, tendrá una sección de 120 mm².

Por otro lado, las soldaduras de los cruces de la malla inferior, pudiendo ser en forma de “T” o en cruz, se realizan con unas soldaduras aluminotérmicas Cadweld que permiten evitar la corrosión de las piezas. Además, se dispondrán de “latiguillos” para las conexiones a estructuras, que se sujetarán a los soportes con los correspondientes elementos de fijación.

Finalmente, esta malla que se extiende por todo el recinto de la subestación tiene que cumplir los niveles de tensión máximos que se recogen en el ITC-RAT 13. De este modo, se deben determinar las máximas tensiones de contacto y paso admisibles en función de la duración de corriente de falta. Por un lado, la tensión de contacto hace referencia a la establecida entre la extremidad de una persona y una zona del terreno a más de un metro de distancia, así como a la existente entre ambas manos. Por otra parte, la tensión de paso es la existente en un defecto a tierra entre dos zonas del terreno a una distancia de un metro.

En la Figura 4-1 se puede encontrar una ilustración de las distintas situaciones críticas que se pueden producir en una instalación eléctrica.

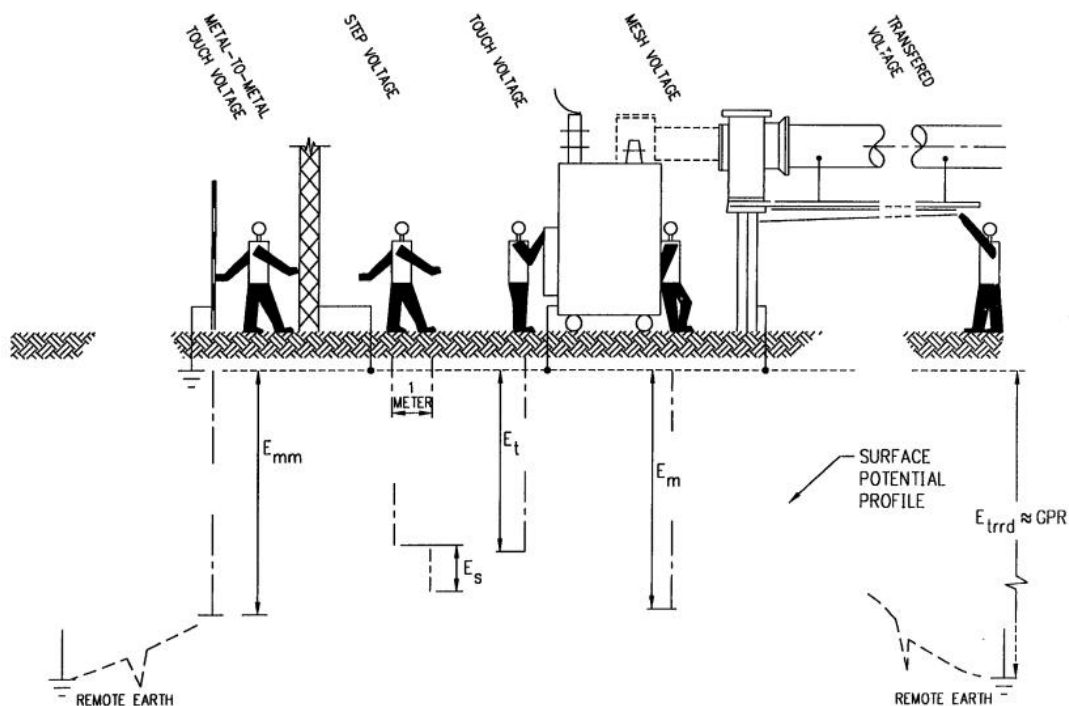


Figura 4-1. Tensiones y contactos básicos en una instalación [9].

5 AISLADORES DE APOYO, ESTRUCTURAS Y SOPORTES

En el presente capítulo se van a abordar las principales características de los diferentes aisladores de apoyo sobre los que va a recaer el peso de los embarrados, así como a esbozar los aspectos generales de las estructuras metálicas y los soportes de los elementos en la instalación.

5.1. Aisladores de apoyo

En el sistema de 132 kV, se va a disponer de unos aisladores para soportar las barras altas o embarrados principales, así como las barras bajas. En cuanto a las especificaciones mecánicas de estos aisladores, se deben exponer algunas imprescindibles como la carga de rotura a flexión y torsión (8000 N y 4000 Nm respectivamente) y el nivel de aislamiento (25 mm/kV).

En lo referente al parque de 400 kV, se dispondrán de aisladores de apoyo de porcelana vidriada. Para este caso, se pueden encontrar algunas especificaciones más en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Características de los aisladores de apoyo del sistema de 400 kV.

Especificación técnica	Valor
Tensión de servicio nominal	400 kV _{ef}
Tensión de aislamiento nominal	420 kV _{ef}
Tensión de ensayo a impulso 1,2/50 μ s	1550 kV _{cr}
Tensión de ensayo a impulso 1,2/50 μ s a tierra	1425 kV _{cr}
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	680 kV _{cr}
Tensión de ensayo a frecuencia industrial a tierra	630 kV _{cr}
Rotura a flexión del vano corto	8000 N
Rotura a torsión del vano corto	4000 Nm
Rotura a flexión del vano largo	16000 N
Rotura a torsión del vano largo	10500 Nm

Con respecto al uso de bajantes y pendolones, es decir, la conexión entre la aparatenta y el sistema de barras se realizará a través de un cable de aluminio desnudo con alma de acero. Como ya se ha comentado en capítulos anteriores, este será tipo Lapwing. Asimismo, para dicha unión se emplearán racores que soporten las corrientes previstas y para la conexión de conductores de diferente naturaleza se emplean conectores fabricados con la

técnica del ánodo masivo. Estos últimos son muy empleados en instalaciones de alta y muy alta tensión puesto que en torno a ellos no tiene lugar el efecto corona.

Con el fin de facilitar la visualización de lo anteriormente descrito, se puede encontrar los aisladores sobre el pórtico del sistema de 400 kV en la Figura de 5-1. Como se puede observar, se va a disponer en una estructura en π .

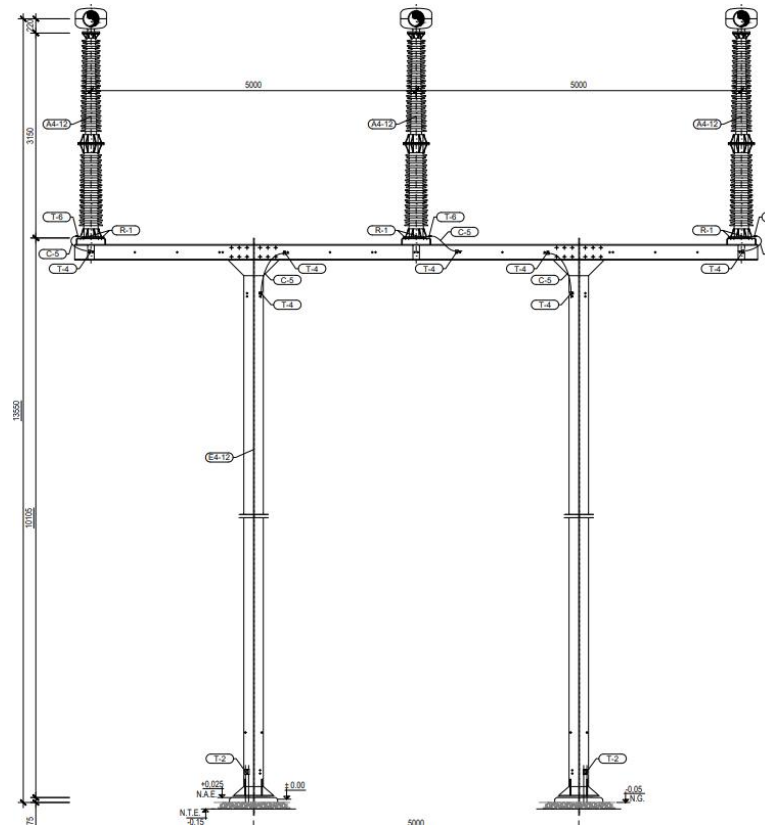


Figura 5-1. Aisladores sobre el pórtico de 400 kV,

5.2. Estructuras metálicas y soportes

En materia de las estructuras metálicas del aparellaje, tal y como se ha podido ir observando en las diferentes figuras que ilustraban el diseño de los diferentes equipos, han sido previstas del tipo T y π . Igualmente, debido a su reducido coste frente a otras opciones, la estructura metálica estándar estará compuesta por perfiles normalizados de alma llena de acero con unas determinadas características de fabricación.

De igual manera, los pórticos constarán de una base de perfiles normalizados de alma llena compuesto de dos columnas de sustentación. A este conjunto le llegarán los conductores de las líneas, así como los cables OPGW.

Por otra parte, las cimentaciones juegan un papel trascendental para el anclaje de las diferentes estructuras. Es por ello, que se debe tener en consideración los esfuerzos mecánicos que se soportarán en la estructura para garantizar la estabilidad.

6 SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

Los servicios auxiliares de este tipo de instalaciones son de un carácter muy diverso. Estos tratarán de alimentar las cargas de baja tensión de los servicios de control, protección y medida entre otros. De esta forma, la principal división que se puede realizar consiste en los servicios auxiliares de corriente alterna, y, por otro lado, los servicios auxiliares de corriente continua. Al ser un sistema fundamental de la subestación, se debe garantizar la fiabilidad del funcionamiento de este, asegurando su alimentación en todo momento.

Gracias a estos, la subestación dispondrá de la tensión necesaria para alimentar entre otros a:

- Alumbrados.
- Tomas de corriente
- Sistemas de seguridad.
- Refrigeración de los transformadores.
- Climatización de edificios.
- Equipos de protección.
- Comunicaciones.
- Contadores de medida.

No obstante, también se encuentran otros sistemas complementarios que se expondrán ligeramente en este capítulo.

6.1. Servicios auxiliares de corriente alterna

Este sistema se compondrá de unos cuadros generales ubicados en el edificio de control y de cuadros auxiliares situados en cada una de las casetas de relés repartidas por las distintas posiciones.

Asimismo, para atender a la alimentación de este sistema (230-400 V), se plantea la instalación de tres transformadores de servicios auxiliares de 400 kV, acompañados de un transformador trifásico de aislamiento. Otra opción que plantear para esta alimentación sería el empleo de un centro de seccionamiento 20/04 kV con una acometida desde una línea aérea existente. Esto proporcionaría una alta fiabilidad a los servicios.

No obstante, es necesario la existencia de una alimentación de emergencia para que, ante la aparición de una incidencia en el servicio, se mantenga la tensión en los elementos más críticos de la subestación. Por consiguiente, se dispondrá de una segunda alimentación trifásica de 230-400 V, gracias a la instalación de un grupo electrógeno de 250 kV. De esta forma, el circuito se diseñará para que, ante la falta de tensión, se conmute de forma automática a la alimentación secundaria.

Toda la protección de estos circuitos será efectuada por interruptores automáticos magnetotérmicos y diferenciales.

6.2. Servicios auxiliares de corriente continua

El sistema de servicios auxiliares de corriente continua se subdivide a su vez en un sistema de 125 V, generalmente usado para fuerza y control, y otro de 48 V. De esta manera, el de 125 V alimentará a los sistemas de protección, circuitos de fuerza y control, a diferencia del de 48 V, que se empleará para circuitos de telecomunicación. Todos ellos serán energizados desde el cuadro de servicios auxiliares de corriente alterna. Igualmente, este alimentará un sistema de rectificadores, que a su vez serán baterías, permitiendo así garantizar el suministro durante algunas horas ante una incidencia en los servicios de alterna. Este sistema estará compuesto de cuatro equipos rectificador-batería de 125 Vcc.

Asimismo, se dispondrá de dos equipos 48 Vcc para asegurar, de igual manera, el suministro para los servicios de comunicaciones y telecontrol.

6.3. Sistema de control

En primer lugar, el sistema de control permite maniobrar y controlar todos los dispositivos y equipos de la instalación. Este se compone de una unidad central, un puesto de operación duplicado y unidades asociadas a las diferentes posiciones. La unidad central (UCS) se comunicará, a través de fibra óptica, con las diferentes unidades de control local (UCL), pudiendo estas últimas comunicarse entre sí. Todo este sistema de control y protección se llevará a cabo a través de una tecnología digital denominada como sistema integrado de protección y control (SIPCO).

De esta manera, cada UCL recopilará información de su posición para ponerlo a disposición, a través de la UCS, de los elementos de telecontrol de la subestación (SCADA). Asimismo, la UCS podrá operar sobre cualquiera de las posiciones, ejecutando automatismos y realizando tareas de telecontrol. Con el fin de facilitar el entendimiento de este sistema, se presenta un esquema de este en la Figura 6-1.

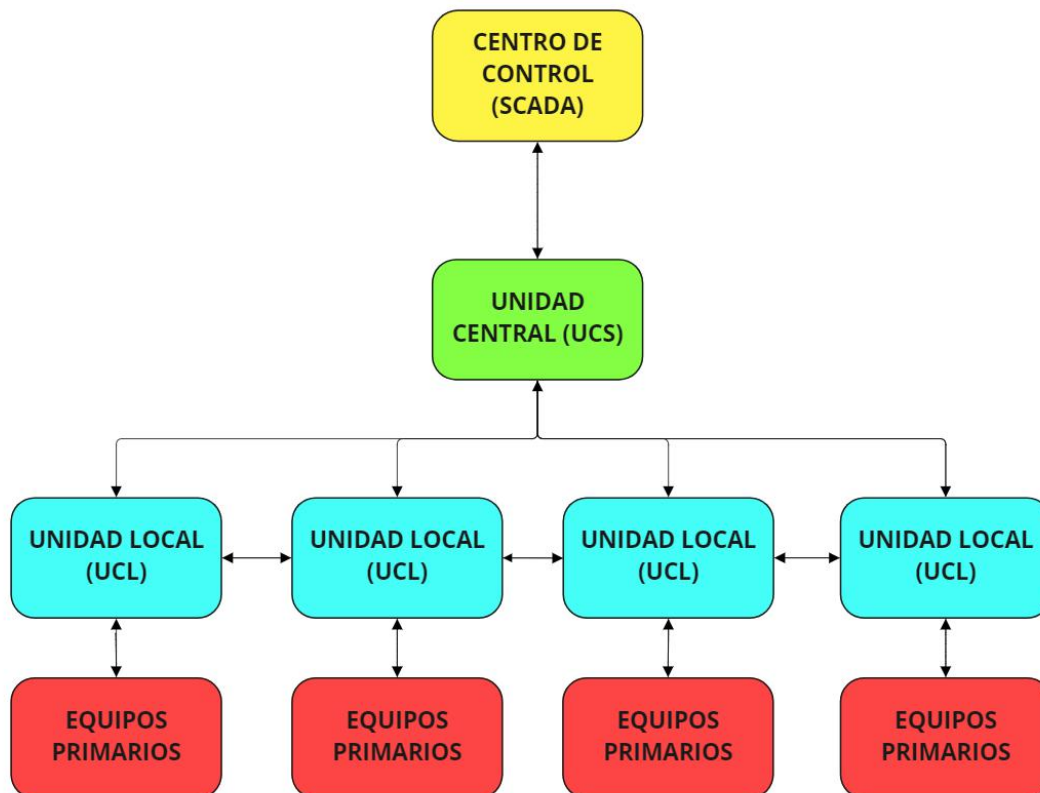


Figura 6-1. Esquema del sistema de control de la subestación.

6.4. Telecontrol y telecomunicaciones

Primeramente, uno de los principales objetivos a alcanzar en el desarrollo de una subestación es el de conseguir un alto grado de fiabilidad, es decir, que los elementos de desconexión no actúen en condiciones normales (seguridad) y que actúen en condiciones anormales (obediencia). A este respecto, se va a contar con un sistema de telecontrol, teled medida y telemando en tiempo real. Gracias a estos sistemas, la subestación tendrá la capacidad de ser gestionada de forma remota.

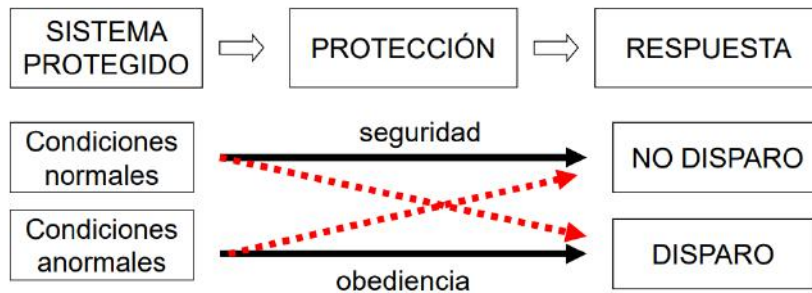


Figura 6-2. Esquema de la fiabilidad de una instalación eléctrica [6].

Cuando sea preciso, el telecontrol permitirá el “teledisparo” en la subestación, es decir, la desconexión de forma remota. No obstante, cada instalación generadora que se conecta a la misma dispondrá de su propio sistema de protección.

Por otro lado, la teled medida actuará en tiempo real enviando mediciones a los centros de control convenientes. Finalmente, todos estos datos serán transmitidos a través de cables OPGW.

Se precisará de la instalación de un armario de comunicaciones ubicado en la sala de control del edificio, siendo alimentado con una fuente conmutada de 48 Vcc.

7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

El sistema de protección será el encargado de localizar, identificar y hacer frente a las incidencias que puedan presentarse en la subestación. De esta manera, varios de los incidentes más comunes suelen ser de tipo atmosféricos, por fallos en el material de los elementos o debidos a errores humanos. Por tanto, el principal fin en el diseño de este sistema es el de alcanzar una solución de compromiso entre la viabilidad económica del proyecto y la fiabilidad de la instalación, dando cumplimiento de los parámetros y normas generales de protección del sistema eléctrico peninsular. En este sentido, se van a tener en consideración algunas de las siguientes implicaciones:

- Doble alimentación en la tensión de los servicios auxiliares.
- Doble conjunto rectificador-batería.
- Dobles devanados en los transformadores de tensión e intensidad.
- Protección ante fallo del interruptor.
- Protección de distancia.
- Protecciones de la línea aérea de 400 kV.
- Doble sistema de protección.
- Fibras ópticas dedicadas.
- Supervisiones de continuidad de varios circuitos.

Con el objeto de garantizar un correcto funcionamiento del sistema de protección, este se debe concebir contemplando varios conjuntos de protecciones funcionando paralelamente.

En primer lugar, se dispondrán en las áreas asignadas protecciones primarias que actuarán en el menor tiempo posible cuando sea pertinente. Asimismo, estas áreas de protección serán delimitadas a través de relés de protección, ofreciendo así vigilancia y enviando ordenes de actuación ante incidencias. Estas áreas de protección o vigilancia deben tratar de solaparse entre sí, produciéndose incluso la aparición de elementos críticos en dos zonas simultáneamente.

En segundo lugar, se tienen protecciones de apoyo o de respaldo. Como su nombre indica, estas prestan apoyo al sistema ante fallos en las protecciones primarias. En este sentido, es fundamental definir el concepto de selectividad o discriminación. Así, la selectividad es la capacidad de los elementos de protección de identificar si, ante una falta, deben intervenir o no. Igualmente, se destacan tres tipos de selectividad: cronométrica, amperimétrica y lógica.

Tras haber expuesto de manera general los conceptos más relevantes y algunas actuaciones a implementar en este sistema, se van a nombrar las protecciones del transformador y los parques de la subestación, para posteriormente detallar las más destacables. Cada una de las protecciones irá acompañada de su código identificativo en la norma ANSI.

7.1. Protecciones del sistema de 132 kV

Por cada una de las posiciones de línea se dispone con un cuadro de relés que dispondrán de dos sistemas de protección independientes, contando con las siguientes funciones:

- Protección de sobreintensidad direccional de neutro (67N).
- Protección de distancia (21), con un reenganchador incorporado.
- Protección contra sobretensiones (59).
- Protección diferencial de línea (87L), incorporando imagen térmica.
- Relé de sincronismo (25).
- Oscilografía.
- Relé de vigilancia de bobinas.

7.2. Protecciones del sistema de 400 kV

Para cada posición de línea, al igual que en el sistema anterior, se posee dos sistemas de protección independientes en el cuadro de relés con las anteriores funciones.

7.2.1 Posiciones de transformador

En estas posiciones se van a poseer las siguientes protecciones:

- Dos protecciones diferenciales de línea (87T) de dos devanados, una principal y otra de apoyo.
- Protección de mínima tensión (27).
- Relé maestro de disparo y bloqueo (86).
- Protección de sobreintensidad (51) de tres fases y neutro con característica inversa.
- Reenganchador (79).
- Relé para la regulación de tensión y valor consigna (90/70).
- Relé verificador de sincronismo (25).
- Relé de fallo de interruptor de 132 kV.
- Oscilografía.
- Protecciones propias del transformador (se detallarán más adelante).

7.2.2 Protección de los embarrados

Los cuadros de relés de los parques dispondrán de dos funciones redundantes de protección diferencial (87B) para las barras. En lo referente al acople de barras, se va a contar con una protección de sobreintensidad de fase y tierra de carácter direccional, así como un relé de comprobación de sincronismo. También será necesario una protección para la detección del fallo de interruptor.

7.2.3 Protección del interruptor

Esta protección contará con un relé con las siguientes funciones:

- Relé de sincronismo y acoplamiento de redes (25).
- Protección de mínima tensión (27).
- Relé de detección de fallo de interruptor (50S-62).
- Discordancia de polos y vigilancia de los circuitos de desconexión.

7.3. Protecciones en detalle

En este apartado se va a profundizar en algunos de los aspectos más relevantes de las protecciones más importantes entre las citadas con anterioridad.

7.3.1 Unidades de sobreintensidad (50/51)

En primer lugar, estas unidades se diseñan para operar en el momento en que se supere un determinado valor de la corriente que circula por estas, es decir, cuando las intensidades de fase excedan la intensidad de arranque. De esta manera, en función del tiempo de operación se pueden descomponer en dos grandes grupos: instantáneas (50) y de tiempo diferido (51). La principal diferencia entre ambos grupos radica en que, en la unidad 51, se establecen previamente retardos de manera intencionada. Asimismo, en la Figura 7-1 se puede visualizar los diferentes tipos de curvas que se pueden dar dentro de las unidades de tiempo inverso. Estas curvas adoptan esa forma característica con el fin de prolongar el tiempo de actuación para corrientes no muy elevadas, pero también para reducirlo cuando se presentan corrientes nocivas para los equipos.

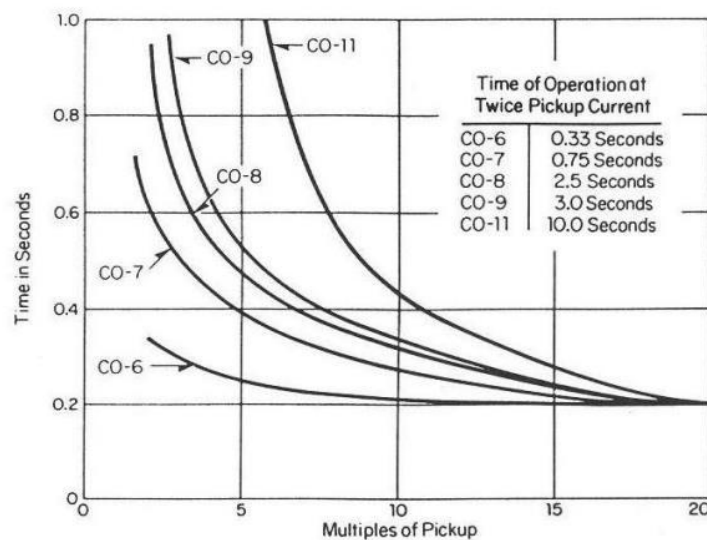


Figura 7-1. Curvas características de tiempo inverso y tiempos de operación [8].

No obstante, cabe destacar que el principal inconveniente que plantea esta unidad es la problemática de su coordinación y la falta de selectividad.

Por otra parte, para medir la corriente homopolar que atraviesa el neutro de un transformador se hace uso de la unidad de sobreintensidad de tierra (50N/51N). Esta se sitúa en el devanado en estrella del transformador.

7.3.2 Unidades direccionales (67)

A diferencia de la unidad de sobreintensidad, la principal herramienta de trabajo ya no es el valor eficaz de las magnitudes, sino el desfase entre ellas. De esta manera, este desfase permite determinar el sentido de circulación de los flujos de potencia, permitiendo así averiguar si una falta se encuentra dentro de la zona de operación y, por tanto, mejorar la carencia de selectividad anterior. Es por este motivo que muchos fabricantes simultanean la unidad direccional y la de sobreintensidad.

A tal efecto, en la siguiente figura se va a poder ver el funcionamiento y las distintas zonas de operación de esta unidad. Asimismo, se puede observar cómo en función del desfase entre la magnitud de polarización y la de operación, se puede determinar si la protección debe actuar. La zona de operación quedará definida a través de la línea de par máximo.

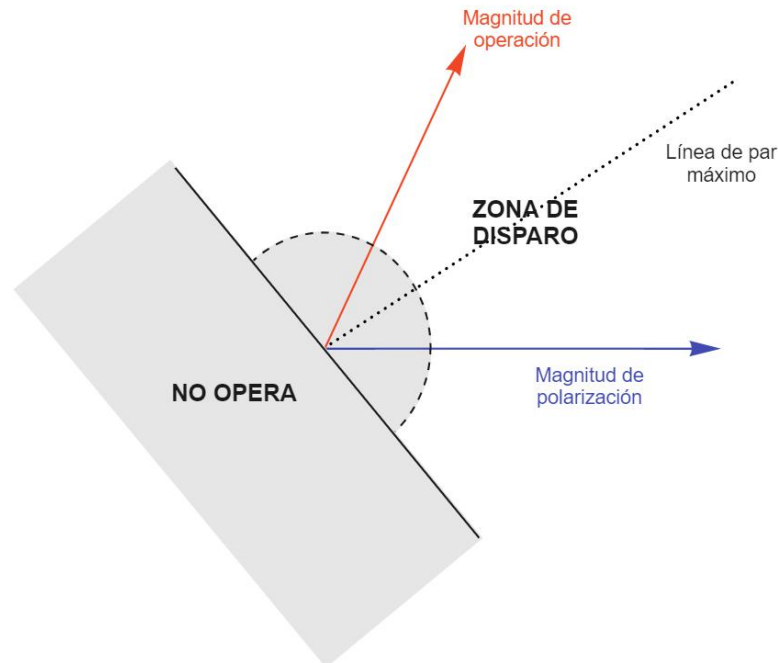


Figura 7-2. Zonas de operación y magnitudes características de la protección direccional.

Esta unidad suele ser empleada como protección principal en líneas aéreas y cables, así como de apoyo en transformadores de potencia y generadores.

7.3.3 Reenganche (79)

El reenganchador es el encargado de, tras un tiempo de espera posterior a una apertura, enviar una orden de cierre a los interruptores. Puesto que la mayoría de las faltas que tienen lugar en líneas aéreas son del tipo “fugitivas”, es decir, desaparecen tras una primera apertura, el reenganchador se encarga de la automatización de este proceso de reenganche. La conclusión de esta operación puede demorarse entre 0.2 y 1.5 segundos. El empleo de esta funcionalidad supone importantes beneficios tanto en el sincronismo del sistema como en la permanencia del servicio.

7.3.4 Detección de fallo de interruptor (50S-62)

Este relé se anticipa a la no apertura de un interruptor principal ante una falta en la que debiese actuar, es decir, vigila el correcto funcionamiento del interruptor en cuestión. De esta forma, con el fin de comprobar el fallo del interruptor, se realiza una medida de la corriente que pasa por este. Si la apertura se ha realizado exitosamente, esta medida tiene que ser nula. Para solventar el mal funcionamiento del interruptor, se comunicará con otros interruptores vecinos para realizar las aperturas correspondientes.

7.3.5 Unidades de sobretensión (59) y subtensión (27)

Puesto que los diferentes equipos tienen que lidiar con sobretensiones permanentes que disminuyen su vida útil, es fundamental la existencia de una protección que permita reducir el tiempo de exposición de estos a sobretensiones de carácter temporal.

Análogamente, se debe reducir el tiempo al que se exponen los equipos frente a subtensiones.

7.3.6 Unidades de distancia (21)

Ante las dificultades presentadas en la protección por parte de las unidades de sobretensión y de dirección, las unidades de distancia logran aportar una gran fiabilidad al basar su principio de funcionamiento en el cálculo y la comparación de impedancias. De esta forma, no se va a depender de las condiciones de operación del sistema. Es muy usada para la protección de líneas de gran extensión.

El funcionamiento de esta unidad se fundamenta en la medición de la intensidad y la tensión de cada fase al principio de la línea, así como en el cálculo del cociente entre ambos vectores, es decir, la impedancia. De esta manera, si se presentase algún tipo de falta en la línea a proteger, la impedancia medida por el relé verá su valor muy reducido en comparación con la impedancia de la línea.

Por otra parte, debido a que el valor de la impedancia medida puede estar desvirtuado por la falta de precisión en la medición, entre otros factores, la unidad de distancia actuará cuando la impedancia se encuentre dentro de una zona característica. Asimismo, se pueden encontrar diversas características de operación, siendo la trapezoidal la más habitual hoy en día.

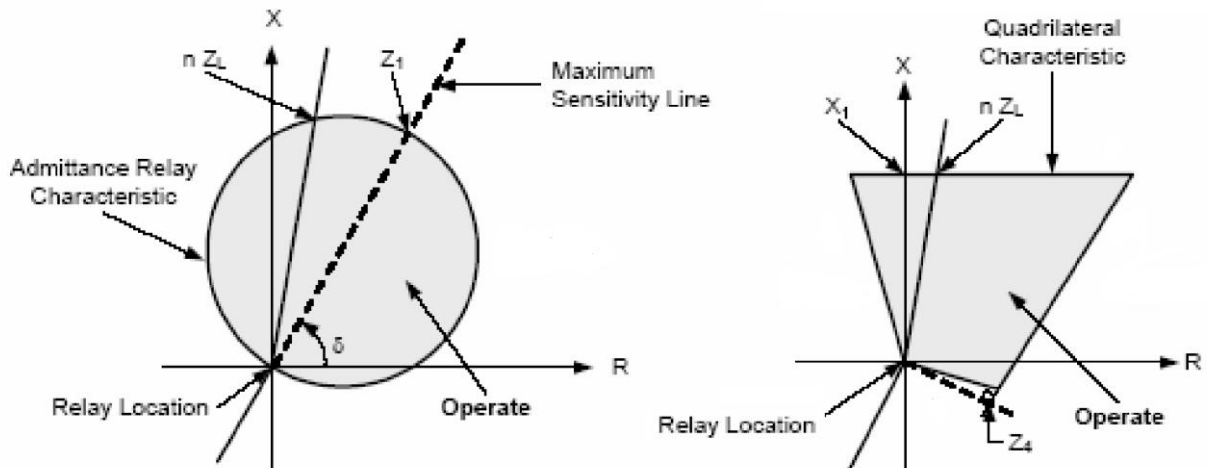


Figura 7-3. Característica tipo MHO (izquierda) y tipo trapezoidal (derecha) [7].

Además, se establecen distintas zonas de operación con tiempos de disparo diferentes, con el fin de afinar el ajuste del relé y así evitar la injerencia en otras líneas. A tal efecto, se suelen establecer tres zonas:

- Zona 1: tiene un alcance en torno a un 80-90% del total de la línea a proteger. Se caracteriza por establecer un disparo instantáneo.
- Zona 2: posee una extensión de un 120% del total de la línea. Su principal característica se basa en la selectividad cronométrica que ofrece, ya que el disparo tiene un retardo de 400-600 milisegundos.
- Zona 3: dispone de una cobertura superior al 120%. Igualmente, tiene como objetivo el de prestar apoyo a las protecciones de otras líneas. Además, esta posee tiempos de disparo que pueden alcanzar los 1.5 segundos.

7.3.7 Unidades de protección diferencial (87)

Esta funcionalidad permite al relé identificar faltas dentro de una zona de protección limitada por transformadores de intensidad. En este sentido, se operará en el momento en que la corriente medida a la entrada y a la salida de dicha zona varíe notablemente. Con el fin de exponer con más claridad esta protección se ilustra el esquema básico en la Figura 7-4.

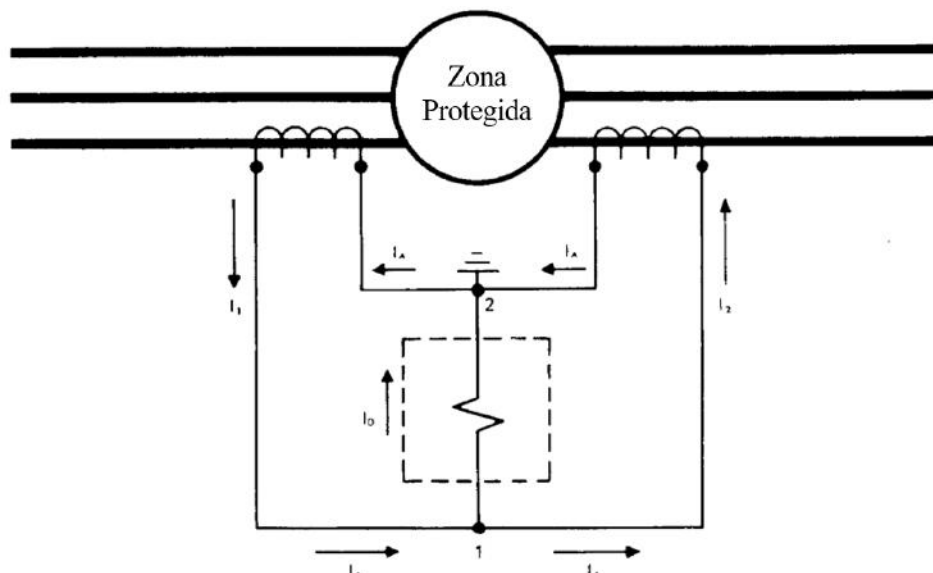


Figura 7-4. Esquema básico de la protección diferencial [1].

Como se ha podido observar, esta protección se tiene en barras, en las posiciones de línea y en las posiciones de transformador. En el caso del transformador, se logra su protección frente a derivaciones a masa en la cuba y frente a cortocircuitos. Además, normalmente se emplean los transformadores de intensidad ubicados en las bornas o "bushing" del transformador para proveer al relé de las intensidades medidas necesarias.

Por otro lado, puesto que se tiene que asegurar la desestimación de su actuación ante faltas externas, se emplea una característica de operación porcentual. De esta forma, se consigue una gran sensibilidad para corrientes de falta bajas. Igualmente, se logra exigir una menor sensibilidad cuando la intensidad de paso es elevada. Esta característica se puede encontrar ilustrada en la Figura 7-5, siendo la sensibilidad función de su pendiente.

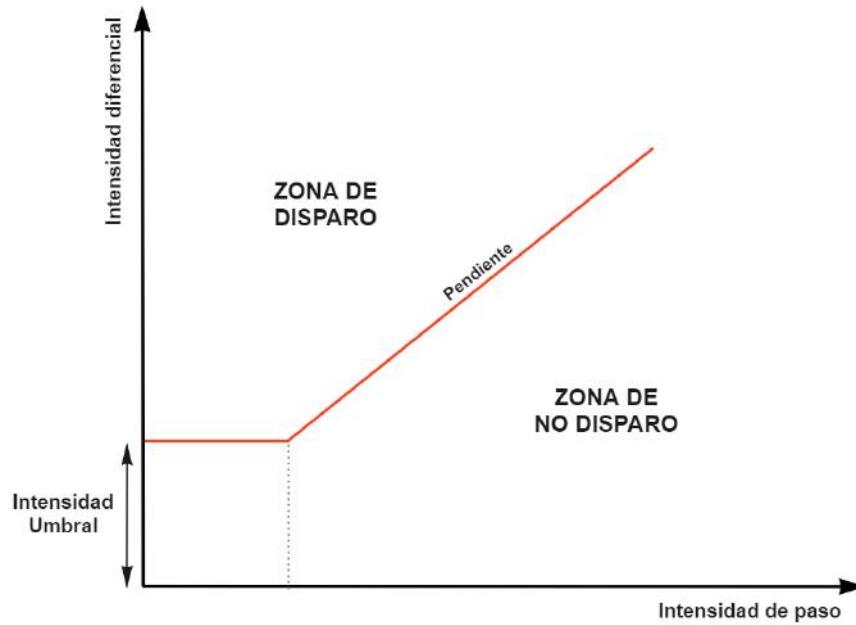


Figura 7-5. Característica de operación de un relé diferencial porcentual.

7.4. Protecciones propias del transformador

A continuación, se van a exponer algunas de las diversas protecciones que se encuentran en ambos autotransformadores (uno de los cuales se puede observar en la Figura 7-6). En la siguiente figura se pueden visualizar elementos como los radiadores y los “bushing” anteriormente comentados.

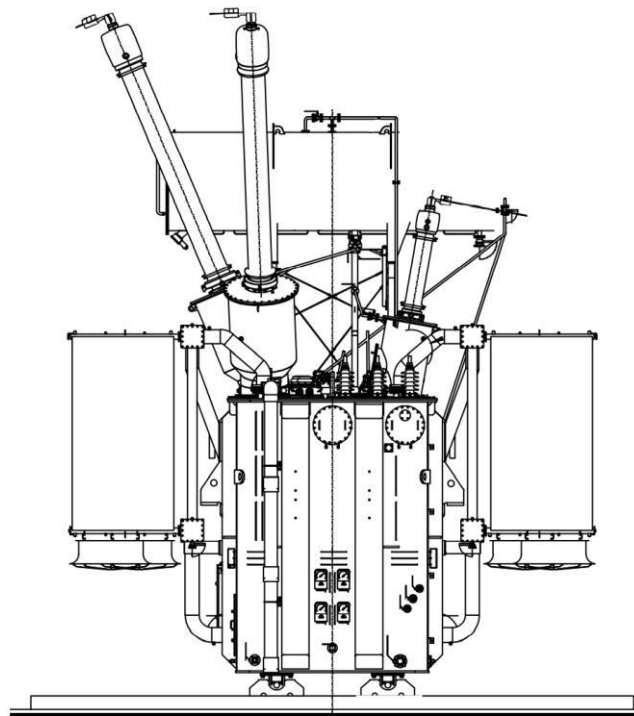


Figura 7-6. Sección del autotransformador de potencia de 450 MVA.

Dentro de las protecciones propias del transformador, es decir, aquellas que detectan faltas en el interior de la cuba, se posee:

- Indicador magnético del nivel de aceite del regulador (63NR) y del depósito de expansión (63NT).
- Dispositivo liberador de presión (63L).
- Contactos de imagen térmica (49) y termómetro de aguja.
- Termómetro de contacto (26-1).
- Termostatos para temperatura del aceite del transformador (26-2).
- Relé de acumulación de gases tipo Buchholz (63B) con válvula de aislamiento y dos flotadores, además de otro análogo para el cambiador de tomas de tipo Buchholz-Jansen (63BJ).

7.4.1 Relé Buchholz (63B)

Este relé se coloca en transformadores con depósito de expansión y es la protección propia de mayor trascendencia. Asimismo, tiene como objetivos identificar una bajada anómala del nivel de aceite, así como bolsas de aire y escapes. Al mismo tiempo detecta los gases procedentes de la degradación del aceite por causa de averías internas. Por tanto, el relé limita la magnitud de la falta ya que logra actuar en tiempos menores a medio segundo, evitando así daños considerables.

7.4.2 Liberador de presión (63L)

Este dispositivo consigue aliviar la sobrepresión que tiene lugar en el interior de la máquina debido a un cortocircuito, evitando de esta manera que se produzcan deformaciones en la cuba. El dispositivo puede estar formado por una chimenea de expansión o, como es en este caso, por válvulas liberadoras. Igualmente, la válvula dispone de una señal óptica y contactos de alarma, con el objeto de advertir ante una apertura.

7.4.3 Imagen térmica (49)

Conocer la temperatura es fundamental puesto que degrada el aislamiento del equipo, afectando severamente a su vida útil. Por este motivo, se hace uso de este dispositivo logrando medir indirectamente la temperatura en el interior del transformador, exactamente en los arrollamientos de cobre. Esta medición se logra a través de los termómetros de aguja.

8 OBRA CIVIL

El objetivo de este capítulo es el de exponer y describir ligeramente algunas de las obras necesarias para la ejecución de la subestación bajo estudio. La obra civil necesaria para la instalación del parque y la urbanización dispondrá entre otras de:

- Construcción de viales interiores y exteriores.
- Acondicionamiento y explanación a una única cota.
- Instalación de la malla de puesta a tierra a la profundidad correspondiente.
- Construcción de drenajes y suministro de agua.
- Canalizaciones y zanjas.
- Construcción de cerramientos de la parcela y accesos.
- Cimentaciones para el soporte de la aparamenta.
- Fundaciones de pórticos.
- Malla de tierra.
- Bancada de los transformadores.
- Edificio de control.
- Casetas de relés.

8.1. Acondicionamiento de la parcela y movimiento de tierras

Puesto que la plataforma de la subestación se encontrará a distinta cota a la del propio terreno, se deben realizar los movimientos de tierra pertinentes para su igualación.

En primer lugar, será necesaria la tramitación de los permisos necesarios para la tala de árboles frente a los organismos que sean requeridos, además de recurrir a un estudio topográfico y geotécnico para no poner en riesgo la obra desde un punto de vista estructural. Igualmente, disponer de estos estudios supone la posibilidad de optimizar la cantidad de material aprovechable de los movimientos de tierras. De este modo, se llevará a cabo una limpieza y un despeje del terreno donde irá ubicada la plataforma y los viales de acceso. A tal efecto, se realizará el desbroce de la capa vegetal superior, así como su posterior transporte a la zona de acopio o vertedero. Este desbroce tendrá un alcance de 15 centímetros en toda la explanada.

A continuación, se deberá emprender el relleno, desmonte y nivelación del terreno, así como la posterior compactación hasta la cota definitiva (-0,15 metros). Posteriormente, a medida que se va ejecutando el relleno y la compactación del material clasificado, se dispondrá, en su cota correspondiente, la malla de tierra ya comentada con anterioridad.

Todo este trabajo de relleno con material seguirá un control de humedad y una compactación a través de medios mecánicos, el cual será supervisado en todo momento por un especialista en geotecnia.

8.2. Cimentaciones y bancada del transformador

Las cimentaciones y fundiciones se emplearán para soportar y mantener estables los diferentes equipos y elementos dispuestos en la subestación. En primer lugar, se debe realizar un estudio de la presión que va a ejercer la cimentación de las diferentes estructuras, es decir, de la capacidad portante del terreno.

En el caso de la cimentación de la apartamenta, se realizará un hormigonado en dos fases, permitiendo un correcto anclaje de los pernos donde se insertarán las estructuras. Se empleará un hormigonado en masa puesto que posee una gran resistencia a la compresión.

Por otro lado, los autotransformadores se dispondrán sobre sus respectivas bancadas. Estas serán de hormigón y poseerán unos carriles donde se fijarán los transformadores. De igual manera, se dispondrá de un depósito con capacidad para almacenar el 120% del fluido del autotransformador, incluyendo un separador de grasas para evacuar el agua de lluvia.

8.3. Accesos, viales y cerramientos

En lo referente a los accesos interiores, se planteará un máximo de pendiente del 5% y una curvatura interior de 6 metros, para asegurar unas correctas especificaciones para el tránsito de los vehículos pesados de obra. Igualmente se construirá un acceso principal de 6 metros hasta las instalaciones. Todos los accesos asegurarán un espesor de 150 milímetros de hormigón armado para el pavimento. No obstante, se pondrá especial énfasis en el diseño de los radios de giro y en las distancias de seguridad en los pasos.

Por otra parte, el recinto de la subestación quedará limitado por un muro de hormigón ya que es de obligado cumplimiento cercar la instalación de intemperie para así evitar la entrada de personas ajenas o animales. Además, se situará sobre este un vallado perimetral de 2.5 metros de altura.

8.4. Canalizaciones y drenaje

Se configurará un sistema de canalizaciones para los conductores de potencia y otro para los conductores de control con el fin de proteger todo su recorrido. Estos irán dispuestos en un canal prefabricado con tapas de hormigón para facilitar su acceso desde la superficie. No obstante, se instalarán tramos reforzados en hormigón en los cruces de viales.

Por otro lado, se dispondrá de arquetas, desagües, colectores, pozos de registro, etc. Así se obtendrá un sistema de drenaje para la recogida y evacuación de las precipitaciones. Este será un sistema a gravedad.

8.5. Edificio de control

Se va a instalar un único edificio con el fin de albergar en distintas salas los sistemas de control, armarios de servicios auxiliares, celdas, equipos rectificador-batería, etc. Igualmente, poseerá un almacén para diferentes útiles y unos aseos. Este edificio prefabricado de una sola planta estará compuesto por módulos de hormigón armado, al cual llegarán los sistemas de canalizaciones eléctricas para los diferentes tendidos de cables de potencia y control.

Por otra parte, este edificio dispondrá de aislamiento térmico y una climatización adecuada para controlar la temperatura y humedad. De esta manera, se asegura una temperatura apropiada ofreciendo un correcto funcionamiento y contribuyendo a una correcta vida útil de los elementos electrónicos. Todo lo anterior se llevará a cabo realizando un debido cumplimiento de las normativas urbanísticas y de seguridad que sean correspondientes. Asimismo, se contará con el alumbrado de emergencia y los sistemas de alumbrado y fuerza.

El edificio de control será receptor de la información recopilada por las diferentes unidades de control local (UCL), como consecuencia alojar en su interior a la unidad de control central (UCS).

8.6. Casetas de relé

Su principal misión es la de albergar los bastidores de las protecciones, los sistemas de comunicación y los cuadros de servicios auxiliares de cada calle de la subestación. Dichas casetas serán de tipo prefabricadas con paneles de hormigón armado. De manera análoga al edificio de control, estas se encontrarán climatizadas.

9 INSTALACIONES DE BAJA DE TENSIÓN Y ALUMBRADO

Este capítulo está destinado a describir de modo general las instalaciones de baja tensión y los diferentes alumbrados existentes en la instalación. Por consiguiente, en la subestación se aplicará una tensión alterna 230/400 V para la alimentación de:

- Tomas de corriente.
- Equipos rectificador-batería.
- Climatización.
- Ventiladores y cambiadores de tomas del transformador.
- Alumbrado exterior e interior.

Por el contrario, se empleará una tensión continua 125 Vcc para:

- Circuitos de señalización.
- Circuitos de protección.
- Circuitos de maniobra de la aparamenta.

De este modo, se reservará la tensión continua 48 Vcc para los sistemas de comunicación.

9.1. Circuito de fuerza

El sistema de fuerza representa a los elementos encargados de suministrar energía para alimentar a las diferentes cargas o sistemas receptores de la instalación. En instalaciones de elevada potencia es necesario disponer de dos sistemas diferenciados de fuerza y mando, así como de sistemas de alimentación distintos. De este modo, se logra un aislamiento entre ambos circuitos, los cuales interactuarán entre sí por medio de relés auxiliares. A tal efecto, se emplearán cables de fuerza de sección de 6 mm² de cobre con aislamiento de 0.6/1 kV.

Al mismo tiempo, se poseerán tomas de corriente 16 A F+N+T en los cuadros auxiliares del parque y en el edificio.

9.2. Alumbrado

En primer lugar, es necesario la realización de un estudio de iluminación para obtener los niveles lumínicos adecuados, además de la ubicación y distribución de la luminaria precisada. No obstante, se pueden hacer algunas simplificaciones y obtener una idea general para las distintas zonas de la subestación.

En el alumbrado interior del edificio se dispondrá de tubos fluorescentes colocados en el techo de cada sala. Esto debe cumplir con las normativas pertinentes, llegando a unos valores lumínicos de aproximadamente 350 lux.

En lo referente al alumbrado exterior, se pueden distinguir el perimetral y el intensivo. El nivel lumínico del recinto dependerá de la zona, rondando los 15/25 lux. Con este fin se dotará al complejo de luminarias sobre columnas a una altura adecuada.

Por otra parte, en las zonas de mantenimiento intensivo o maniobra se deberá proveer de un nivel lumínico más elevado. Para ello, se instalarán proyectores distribuidos estratégicamente para alcanzar unos valores de 200 lux.

Cabe destacar la existencia de un alumbrado de emergencia autónomo, el cual dispondrá de 5 lux permitiendo así la evacuación del recinto. Este se ubicará encima de las puertas de salida.

10 SISTEMA DE SEGURIDAD

El presente capítulo no es considerado muy relevante desde un punto de vista académico, pero si es valorado como un elemento de gran relevancia durante la ejecución y operación de la instalación. Por este motivo, este capítulo va a exponer algunas consideraciones destacables de los equipos de prevención de incendios y del sistema anti-intrusismo que se instalará en la subestación.

10.1. Sistema de prevención de incendios

Este sistema tratará de dar cumplimiento a las exigencias de las diferentes normativas que se aplican al respecto, como por ejemplo la ITC-RAT 15, disponiendo así de un conjunto de medidas activas y pasivas para la prevención de incendios y los efectos asociados.

En primer lugar, atendiendo al conjunto de medidas activas para la detección y extinción de incendios, se deben instalar en todo el recinto:

- Alarma acústica.
- Centralita microprocesada.
- Extintores en el interior del edificio.
- Detectores termovelocimétricos.
- Detectores ópticos de humo.

Por otra parte, cabe destacar que la aparatenta y los autotransformadores, ante situaciones de peligro por incendio, se desconectan de la red a través de equipos de protección. No obstante, los elementos más críticos a este respecto serían los autotransformadores ya que cuentan con materiales inflamables. Por consiguiente, se deben instalar varios extintores especiales en las zonas de transformación.

En lo que respecta a las medidas de seguridad pasiva, se dotará de una división de las estancias del edificio de control aplicando las siguientes acciones:

- Sellado de huecos y pasos de cables entre estancias y de cables a armarios.
- Empleo de cables que no propaguen el fuego.
- Empleo de un cable de fibra óptico ignífugo.
- Instalación de cortafuegos en las bandejas de los cables.
- Instalación de puertas resistentes al fuego.

10.2. Sistema anti-intrusismo

Este sistema dotará a la subestación de la capacidad para controlar e impedir la intrusión de personal ajeno a la misma. De esta manera, el centro de control podrá controlar dicho sistema, estando compuesto por:

- Detectores volumétricos
- Detectores magnéticos de alta potencia en las puertas
- Sirena exterior.
- Centralita microprocesada.
- Sistema de cámaras fijas con grabación digital.

11 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Este capítulo va a abordar un aspecto recalable del funcionamiento de este tipo de instalaciones, como es la emisión de campos magnéticos ocasionados debido a la circulación de corriente a través de los equipos de la subestación eléctrica. En este sentido, el principal objetivo a alcanzar sería el de minimizar estos campos debido a que pueden producir efectos adversos para la salud.

No obstante, debido a la extensión de los estudios necesarios para calcular los valores de los campos magnéticos originados, en este capítulo no se va a profundizar en los cálculos requeridos.

11.1. Normativa

Con el fin de desarrollar una instalación totalmente segura se deben cumplir, entre otros, los límites de exposición máximos en las zonas transitadas habitualmente por personas tal y como se recoge en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre. De esta manera, en este decreto se aprueba el reglamento que establece las condiciones de protección del dominio público radioeléctrico y restricciones a las emisiones radioeléctricas. A tal respecto, el límite máximo establecido para el campo magnético generado a 50 Hz será de 100 μT . Por tanto, se puede asegurar que para estos niveles de campo magnético no se tendrá ningún riesgo para la salud humana.

Igualmente, se va a tener en consideración el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, donde se recoge el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, el cual remite al decreto anterior.

Además, también se pueden encontrar limitaciones en este sentido en el ITC-RAT-14 (con respecto a instalaciones eléctricas de interior) y en el ITC-RAT-15 (en referencia a instalaciones eléctricas de exterior).

11.2. Evaluación de resultados

Para hacer cumplimiento de las diferentes normativas anteriormente expuestas, se realizará una simulación del campo magnético para la realización de un estudio detallado. En este sentido, la simulación deberá realizarse en el caso más desfavorable posible, es decir, cuando la instalación tenga un estado de carga máximo y por tanto se disponga de una alta radiación electromagnética. De esta manera, los valores obtenidos serán más elevados que los que se alcanzarán durante el funcionamiento, y se encontrarán muy distantes de los límites máximos a cumplir.

En conclusión, para el campo magnético a una frecuencia de red, 50 Hz, los valores alcanzados deben ser en todo momento inferiores a los 100 μT .

12 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Para concluir con los principales capítulos de este trabajo, a continuación se va a responder a algunos de los diferentes valores y magnitudes que se han ido presentando a lo largo de este proyecto. Con este fin, se van a presentar en los siguientes apartados algunas normativas de obligado cumplimiento, así como los valores obtenidos, estudios y cálculos que los justifican.

No obstante, aunque en la práctica todos estos cálculos son realizados por Softwares especializados, a continuación, se van a plantear algunas ecuaciones en los que se fundamentan los mismos.

12.1. Cálculo de la red de tierra inferior

Como ya se ha comentado con anterioridad, el sistema de puesta a tierras es indispensable para la protección de los equipos y para garantizar la seguridad de las personas dentro de la instalación. Es por ello por lo que se va a exponer detalladamente algunos aspectos referentes a la malla de la red de tierras.

En primer lugar, todos los cálculos se realizarán y se contrastarán en base a los siguientes reglamentos:

- IEEE-80-2013: Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo. ITC-RAT 13 del “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión”.

Por otro lado, se deberá partir de unos datos iniciales y unas hipótesis de entrada para proceder con los cálculos pertinentes. Estos datos de entrada generales y los referentes al conductor se pueden encontrar en la Tabla 12-1.

Tabla 12–1. Datos e hipótesis iniciales

Datos de entrada	Valor
Cable de tierra	Cable de cobre 120 mm ²
Frecuencia de la red	50 Hz
Tiempo de despeje de la falta	0,5 s
Cota de la malla	0.6 m
Resistividad de la capa de grava	3000 Ωm
Coefficiente térmico de resistividad a 20°C	0.00393 °C ⁻¹
Resistividad a 20°C	1,72 μΩ/cm
Temperatura máxima admisible	300 °C
Relación de tensiones	400/132 kV

12.1.1 Ensayo de resistividad del terreno

Primeramente, se debe proceder a la determinación de la resistividad del terreno puesto que proporciona las herramientas necesarias para hallar la profundidad a la que se ubicará la malla de puesta a tierra. Con este fin, el método más empleado es el método Wenner, el cual se basa en el empleo de 4 electrodos espaciados en línea recta y enterrados a igual separación entre sí. Este método puede verse ilustrado en la Figura 12-1.

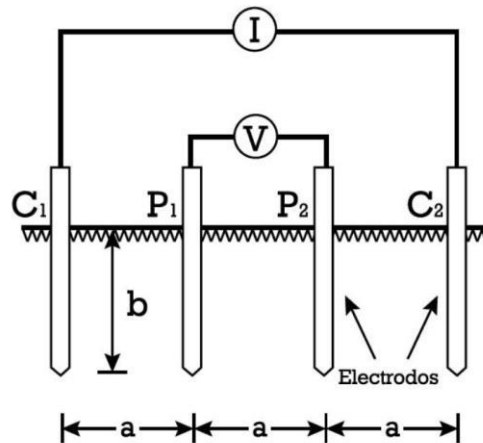


Figura 12-1. Esquema del método Wenner [11].

De esta manera, se consigue determinar la resistividad del terreno haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi AR}{1 - \left(\frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}\right) + \left(\frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}}\right)} \quad (12-1)$$

Donde:

A = Distancia entre electrodos, expresado en metros.

B = Cantidad de electrodo enterrado, expresado metros

R = Lectura del terrómetro empleado, expresado en Ω .

ρ = Resistividad promedio del terreno a esa profundidad en Ωm .

Para obtener los resultados pertinentes es necesario realizar mediciones en el terreno donde se va a desarrollar la construcción de la subestación, eligiendo en todo momento los casos más desfavorables.

12.1.2 Cálculo de la intensidad de cortocircuito

Con el fin de realizar el cálculo de la corriente de falta, se deben disponer de los valores de las impedancias características de las líneas. Además, para este caso se va a partir de una intensidad de diseño de cortocircuito monofásico de 25 kA.

Asimismo, se puede calcular la intensidad de defecto a tierra ($I_{defecto}$) como la suma de las corrientes homopolares de las líneas que alimentan a la corriente de falta y la aportada por los dos transformadores, tal y como se representa en la siguiente ecuación.

$$I_{defecto} = 3I_0 + I_{trafos} \quad (12-2)$$

No obstante, como la corriente homopolar de los transformadores regresará al neutro de los mismos, no incrementará la tensión y puede estimarse como nula.
 Por otro lado, la impedancia a tierra del sistema (Z_{sist}) se calcula a través de las impedancias de entrada de las líneas con cables unidos a tierra y la resistencia de puesta a tierra.

$$Z_{sist} = \frac{1}{\sum \frac{1}{Z_{lineap}} + \frac{1}{R_{p.a.t}}} \tag{12-3}$$

Asimismo, haciendo uso de la impedancia mutua entre el cable de tierra y los conductores de línea (Z_m) y la impedancia del cable de tierra (Z_0), se va a calcular el factor de reducción genérico (r) que determinará la parte de la intensidad de falta que posee retorno a otro punto alejado a través del terreno.

$$r = 1 - \frac{Z_m}{Z_0} \tag{12-4}$$

$$I_{sist} = r \times 3I_0 \tag{12-5}$$

De esta forma, se puede obtener que, para un factor de reducción de 0,5347 en valor absoluto, se tiene una intensidad del sistema de puesta a tierra de 13,368 kA.

Finalmente, teniendo en consideración las siguientes ecuaciones y haciendo uso de los valores de las impedancias y de la resistencia de puesta a tierra, se obtiene una intensidad de falta de 12,0348 kA.

$$U_{sist} = I_{sist} \times Z_{sist} = I_{falta} \times R_{p.a.t} \tag{12-6}$$

$$I_{falta} = I_{sist} \times \frac{Z_{lineapt}}{Z_{lineapt} + R_{p.a.t}} \tag{12-7}$$

Con el objeto de facilitar el entendimiento del circuito planteado en este cálculo se va a adjuntar un esquema en la Figura 12-2.

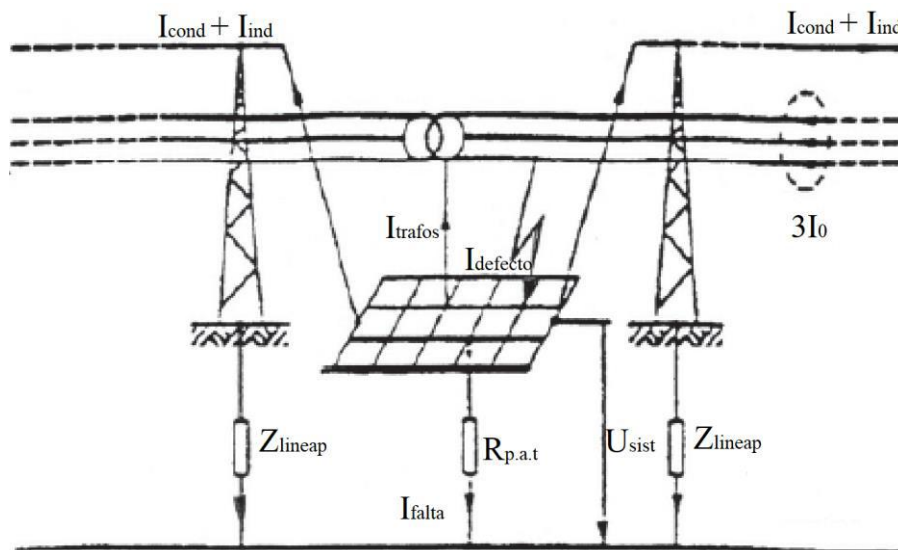


Figura 12-2. Esquema del circuito para el cálculo de la corriente de falta.

Además, tal y como se puede apreciar en la anterior figura, en caso de falta no toda la corriente de defecto es derivada a tierra. Estas corrientes salen de la malla circulando por los cables de guarda debido a efectos inductivos o por conducción.

12.1.3 Sección de los conductores

Cabe resaltar que, debido a la envergadura de la subestación y como ya se comentó en anteriores capítulos, la malla estará compuesta por un cable de cobre de 120 mm² formando cuadrículas de 10 x 10 m. Esta malla deberá ser capaz de soportar el valor de la corriente de cortocircuito expuesta, teniendo en consideración un tiempo de defecto de 1 segundo y una temperatura ambiente de 40 °C.

Con respecto al dimensionado de las secciones de los conductores, se va a contemplar 1 segundo como tiempo mínimo de duración de falta, un valor de 160 A/mm² de densidad de corriente para el cobre (δ_{cu}) y un incremento de la temperatura final de hasta 300 °C. De esta manera, se llevará a cabo el cumplimiento del MIE RAT-13.

Por lo tanto, la intensidad de cortocircuito que resiste el conductor de 120 mm² se obtendría con la siguiente ecuación:

$$S_{min} = \frac{I_{cc}}{\delta_{cu} \times 1,2} \quad (12-8)$$

$$120 = \frac{I_{cc}}{160 \times 1,2} \rightarrow I_{cc} = 23,04 \text{ kA} \quad (12-9)$$

En este sentido, se puede asumir que la intensidad de cortocircuito inicial de 25 kA se distribuirá hasta un 92% en una zona (23,04 kA) y el restante por otras, sin llegar a superar en los conductores la temperatura final establecida de 300 °C. No obstante, como el reparto en la red de tierras rondará un 50/50 aproximadamente y no un porcentaje tan dispar, la sección elegida tendrá validez.

12.1.4 Tensiones de contacto y paso admisibles

Para acometer el cálculo de las máximas tensiones de contacto y paso admisibles, se deben emplear las siguientes ecuaciones:

$$U_{contacto} = U_{ca} \left(1 + \frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \rho_s \right) \quad (12-10)$$

$$U_{paso} = 10 U_{pa} \left(1 + \frac{2 R_{a1} + 6 \rho_s}{1000} \right) \quad (12-11)$$

$$C_s = 1 - 0,106 \left(\frac{1 - \frac{\rho_t}{\rho_{sup}}}{1000} \right) \quad (12-12)$$

Siendo:

R_{a1} = Resistencia equivalente de la suela aislante del calzado, expresado en Ω . Se suele emplear 2000 Ω como valor habitual.

U_{ca} = Tensión de contacto aplicada, expresado en V.

U_{pa} = Tensión de paso aplicada, expresado en V.

C_s = Coeficiente reductor de la resistividad superficial.

ρ_s = Resistividad promedio del terreno a esa profundidad en Ωm .

ρ_t = Resistividad del terreno natural, expresado en Ωm .

ρ_{sup} = Resistividad del terreno superficial, expresado en Ωm .

Teniendo en cuenta los valores admisibles expuestos en la Figura 12-3, así como los diferentes valores de resistividad, se pueden obtener los resultados definitivos de la Tabla 12-2.

Duración de la corriente de falta, t_F (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura 12-3. Valores admisibles de tensión de contacto aplicada recogidos en la ITC RAT-13 [15].

Tabla 12-2. Resultados obtenidos

Datos	Valor
Tensión de contacto admisible (grava)	1.039 V
Tensión de paso admisible (grava)	35.453 V
Coeficiente reductor	0,6877
Tensión de contacto máxima	852 V
Tensión de paso máxima	399 V

Finalmente, en esta última tabla se puede apreciar como las tensiones máximas de contacto y paso se encuentran por debajo de las admisibles, y por lo tanto se da cumplimiento de los criterios recogidos en el reglamento.

12.2. Embarrados

El presente subcapítulo tiene como finalidad la justificación de los embarrados propuestos en esta subestación. Aunque se hayan expuesto anteriormente algunas características de los conductores empleados en las barras de los sistemas de 132 y 400 kV, así como en los tendidos de tipo Lapwing recogidos en la Tabla 2-4, se van a presentar algunas características adicionales en las siguientes tablas.

Tabla 12-3. Características de las barras principales de 132 kV

Datos	Valor
Tipo	Tubo de aluminio 150/134
Diámetro exterior	150 mm
Diámetro interior	134 mm
Peso	9,636 kg/m
Módulo elástico	69.500 N/mm ²
Resistencia eléctrica a 20°C	0,00778 Ω/km
Resistividad eléctrica a 20°C	2,778·10 ⁻⁵ Ωmm ² /km
Carga de rotura	210 N/mm ²
Límite elástico	170 N/mm ²

Tabla 12-4. Características de las barras principales de 400 kV

Datos	Valor
Tipo	Tubo de aluminio 250/228
Diámetro exterior	250 mm
Diámetro interior	228 mm
Peso	22,3 kg/m
Módulo elástico	69.500 N/mm ²
Resistencia eléctrica a 20°C	0,00336 Ω/km
Resistividad eléctrica a 20°C	2,778·10 ⁻⁵ Ωmm ² /km
Carga de rotura	210 N/mm ²
Límite elástico	170 N/mm ²

En cuanto a normativa se refiere, cabe destacar la consideración de las siguientes:

- IE IEEE 738-2012.
- IEC 60865-1.

Para proceder con la justificación se debe estudiar la capacidad de carga de los tubos, así como al cálculo mecánico de los mismos frente a distintos esfuerzos existentes. Asimismo, para completar el estudio se deben calcular la flecha de los tubos, las contracciones y dilataciones del embarrado, pero también la resonancia producida por el viento. No obstante, debido a la extensión de lo anteriormente descrito, solo se va a profundizar en el aspecto más eléctrico de estos cálculos.

12.2.1 Capacidad de carga permanente

En primer lugar, para obtener la capacidad de carga permanente de los embarrados se tiene que determinar las intensidades nominales que se van a poseer en ambos parques de la subestación.

De este modo, conociendo que se disponen dos transformadores de 450 y 300 MVA y sustituyendo en la siguiente ecuación, se puede obtener una intensidad nominal en los lados de 132 y 400 kV de 1968 A y 1083 A respectivamente.

$$I_n^{kV} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \tag{12-13}$$

Para cumplir con la capacidad de carga, estos valores obtenidos deben ser inferior a los soportados por los conductores en los embarrados.

De esta manera, en consonancia con la norma IEEE 738-2012 y haciendo uso de la siguiente ecuación, se va a poder realizar el cálculo de la intensidad que circulará por los tubos de los que se componen los embarrados. En el caso de que no se tenga en cuenta la acción del viento, esta ecuación presentará el siguiente aspecto:

$$I = \sqrt{\frac{3,645 \cdot \rho_f^{0,5} \cdot \left(\frac{d}{1000}\right)^{0,75} \cdot (T_2 - T_1)^{1,25} \cdot 10^3 + e \cdot \sigma \cdot \pi \cdot d \cdot [(T_2 + 273)^4 - (T_1 + 273)^4] - \alpha \cdot Si \cdot d}{R \cdot [1 + K \cdot (T_2 - 20)]}} \tag{12-14}$$

Para resolver la ecuación se emplearán los datos recogidos en la siguiente tabla.

Tabla 12-5. Datos que emplear para el cálculo de los tubos del embarrado de 250/228 a 90 °C

Datos	Valor
ρ_f = densidad del aire, expresado en kg/m ³ .	0,949
K = variación de resistencia eléctrica.	0,00394
R = resistencia eléctrica a 20°C, expresado en Ω /km.	0,00336
d = diámetro del conductor, expresado en mm.	250
σ = constante Stefan.	$5,67 \cdot 10^{-8}$
Si = radiación solar incidente máxima, expresado en W/ m ² .	1000
α = coeficiente de absorción solar.	0,5
e = coeficiente de emisividad de radiación.	0,5
T_1 = temperatura ambiente.	40 °C
T_2 = Temperatura del conductor.	90°C

Tras sustituir en la ecuación anterior, donde no se ha considerado la acción del viento, se obtiene una intensidad admisible de 7076 A para el caso del tubo de las barras principales del sistema de 400 kV. Por otro lado, para los tubos del sistema de 132 kV, se dispone de una intensidad admisible de 3789 A. Estos valores se encontrarían ligeramente por debajo de los expuestos en el segundo capítulo de este trabajo, concretamente en el apartado correspondiente a la descripción del sistema de barras, puesto que ahí si se tiene en consideración una acción del viento de aproximadamente 0,6 m/s.

En conclusión, como los valores de las intensidades nominales son inferiores a los tolerados por los tubos y cables escogidos, se satisface la capacidad de carga requerida.

12.2.2 Efecto corona

El efecto corona se produce cuando la tensión límite a partir de la cual se produce la ionización del aire (conocida como tensión crítica disruptiva), es superada por la tensión de los conductores. Este fenómeno tiene lugar en instalaciones a partir de un cierto nivel de tensión.

Para impedir la aparición del efecto corona, se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$\frac{E_c}{\sqrt{2}} > g \quad (12-15)$$

Donde E_c hace referencia al campo eléctrico a partir del que se produce este fenómeno y donde g es el gradiente de tensión superficial del conductor en cuestión.

El cálculo de este campo eléctrico crítico se obtendrá a partir de la siguiente ecuación, también conocida como fórmula de Peek:

$$E_c = g_0 \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot R}}\right) \quad (12-16)$$

Siendo:

$g_0 = 29,8$ (gradiente crítico disruptivo del aire, expresado en kV/cm).

$m = 1$ (coeficiente de irregularidad del conductor).

R = radio del conductor.

$\delta = 0,862$ (densidad relativa del aire para 40° C).

Por otro lado, el gradiente de tensión superficial se puede obtener a través de la siguiente expresión:

$$g = \frac{V_{fase-tierra}}{R \cdot n \cdot \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)} \quad (12-17)$$

Donde:

n = número de conductores en cada fase.

RMG = radio medio geométrico del conductor, expresado en cm.

DMG = distancia media geométrica entre conductores, expresado en cm.

Con respecto al RMG, en el caso de cables simples es equivalente a su radio. Por su parte, partiendo de unos conductores ubicados en un mismo plano y equidistantes entre sí, la DMG será equivalente a:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \cdot d \quad (12-18)$$

Donde d será la equidistancia entre los conductores expresado en cm.

Finalmente, sustituyendo todos los datos en las ecuaciones expuestas previamente se puede comprobar que, si se aplicase para el caso más desfavorable., no se producirá efecto corona en los embarrados de la subestación. El caso más adverso tiene lugar cuando se dispone de un ambiente húmedo, donde se tendría que considerar una reducción de un 20% del campo eléctrico crítico. Por ende, resulta la siguiente ecuación:

$$0,8 \cdot \frac{g_0}{\sqrt{2}} \cdot \delta \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta \cdot R}}\right) > \frac{V_{fase-tierra}}{R \cdot n \cdot \ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)} \quad (12-19)$$

Para el embarrado de 400 kV (tubo de 250):

$$0,8 \cdot \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot 0,862 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{0,862 \cdot 12,5}}\right) > \frac{\frac{420}{\sqrt{3}}}{12,5 \cdot \ln\left(\frac{\sqrt[3]{2} \cdot 500}{12,5}\right)} \quad (12-20)$$

$$15,86 > 4,95 \quad (12-21)$$

Para el embarrado de 132 kV (tubo de 150):

$$0,8 \cdot \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot 0,862 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{0,862 \cdot 7,5}}\right) > \frac{\frac{145}{\sqrt{3}}}{7,5 \cdot \ln\left(\frac{\sqrt[3]{2} \cdot 500}{7,5}\right)} \quad (12-22)$$

$$16,26 > 2,99 \quad (12-23)$$

En el caso del cable Lapwing (132 kV):

$$0,8 \cdot \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot 0,8 \cdot 0,862 \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{0,862 \cdot 1,908}}\right) > \frac{\frac{145}{\sqrt{3}}}{1,908 \cdot 2 \cdot \ln\left(\frac{\sqrt[3]{2} \cdot 290}{\sqrt{40 \cdot 1,908}}\right)} \quad (12-24)$$

$$14,35 > 5,88 \quad (12-25)$$

12.3. Distancias mínimas

Los conductores de la subestación pueden sufrir desplazamientos y balanceos, debido a su exposición a diversos fenómenos electrodinámicos. Por esta razón, los conductores de fase pueden ver reducida su distancia entre sí sobrepasando los límites de seguridad establecidos. Por este motivo, se deben considerar unas distancias mínimas de aislamiento sin que se llegue a un sobredimensionamiento excesivo que pudiera engrosar el presupuesto económico destinado a la ejecución de la instalación.

En primer lugar, haciendo uso de la ITC-RAT 12 se puede determinar las distancias mínimas de aislamiento de acuerdo con lo establecido en función de los niveles de aislamiento de la subestación. La elección de estos niveles de aislamiento, precisa de un amplio estudio a cerca de las diferentes sobretensiones a soportar. De esta forma, los resultados han quedado recogidos con anterioridad en las tablas 2-2 y 2-3, junto con algunas características eléctricas.

Con el objeto de determinar las distancias mínimas de aislamiento en aire correspondientes a los distintos niveles, se van a presentar en las siguientes figuras las tablas mostradas en el reglamento.

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

Figura 12-4. Distancias mínimas en aire para el grupo B [15].

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 250/2500 µs 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		1050				

Figura 12-5. Distancias mínimas en aire para el grupo C [15].

Igualmente, se debe tener presente que las distancias de diseño deben posibilitar el paso de personal por el parque de intemperie, incluso con herramientas de trabajo, así como el paso de vehículos y grúas.

Como resultado, las distancias de aislamiento para el nivel de tensión de 400 kV serían:

- Distancia mínima fase-tierra (estructura-conductor) en el aire = 2.600 mm.
- Distancia mínima fase-tierra (estructura-punta) en el aire = 3.400 mm.
- Distancia mínima conductor-conductor en el aire = 3.600 mm.
- Distancia mínima conductor-punta en el aire = 4.200 mm.
- Entre ejes de aparamenta = 5.500 mm.
- Entre ejes de conductores tendidos = 6.000 mm.
- Anchura de calle = 20.000 mm.
- Altura de embarrados principales = 13.000 mm.
- Altura de tendidos altos = 20.000 mm.
- Altura de tendidos altos de fibra óptica = 25.000 mm.

Por otro lado, para el sistema de 132 kV se tiene:

- Distancia mínima fase-tierra en el aire = 1.300 mm.
- Distancia mínima fase-fase en el aire = 1.300 mm.
- Entre ejes de aparamenta = 2.500 mm.
- Entre ejes de conductores tendidos = 3.000 mm.
- Anchura de calle = 10.000 mm.
- Altura de embarrados principales = 7.400 mm.
- Altura de tendidos altos = 11.000 mm.

En lo referente a las alturas sobre viales y zonas con accesibilidad a personas, se recoge en la ITC-RAT 15 que la parte inferior de un elemento energizado debe ubicarse a una altura mínima de 2.300 mm con respecto al suelo.

Asimismo, para el parque de 132 kV y siguiendo con lo establecido por la instrucción técnica anterior, los elementos en tensión que se encuentren sobre los pasillos y no dispongan de protección, tienen que cumplir como mínimo la altura “H” determinada a partir de la siguiente expresión:

$$H = 250 + d \quad (12-26)$$

En donde para este caso se tiene un $d=130$ cm, obteniendo así una altura mínima de 380 cm a cumplir.

También cabe destacar las distancias mínimas a establecer para impedir los contactos accidentales desde el exterior del recinto de la subestación con elementos en tensión. En estas condiciones, cuando el vallado es de un altura igual o superior a 220 cm se contempla la siguiente expresión:

$$G = 150 + d \quad (12-27)$$

De este modo, obtendrá para el sistema de 132 kV un $G = 280$ cm, y para el de 400 kV un $G = 490$ cm.

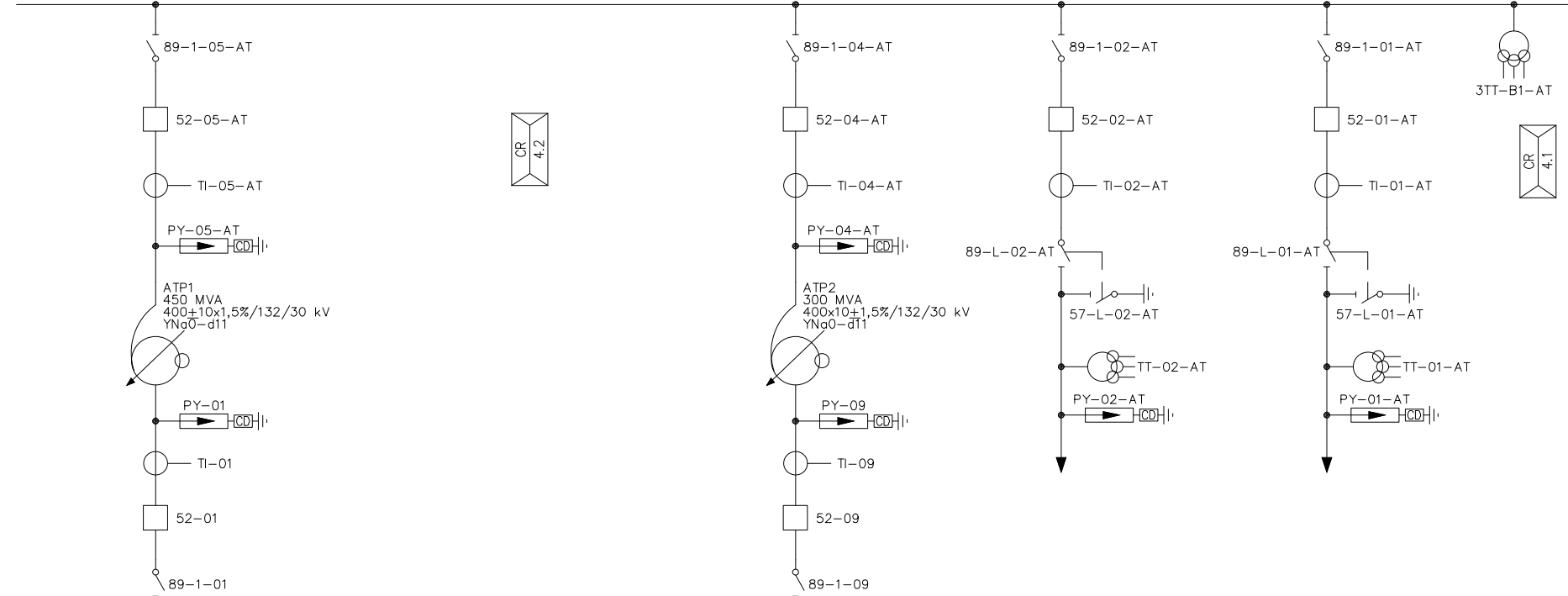
PLANOS

1. Esquema Unifilar Simple.
2. Secciones Equipos Parque De Intemperie.
3. Aparamenta de 132 kV.
4. Aparamenta de 400 kV.

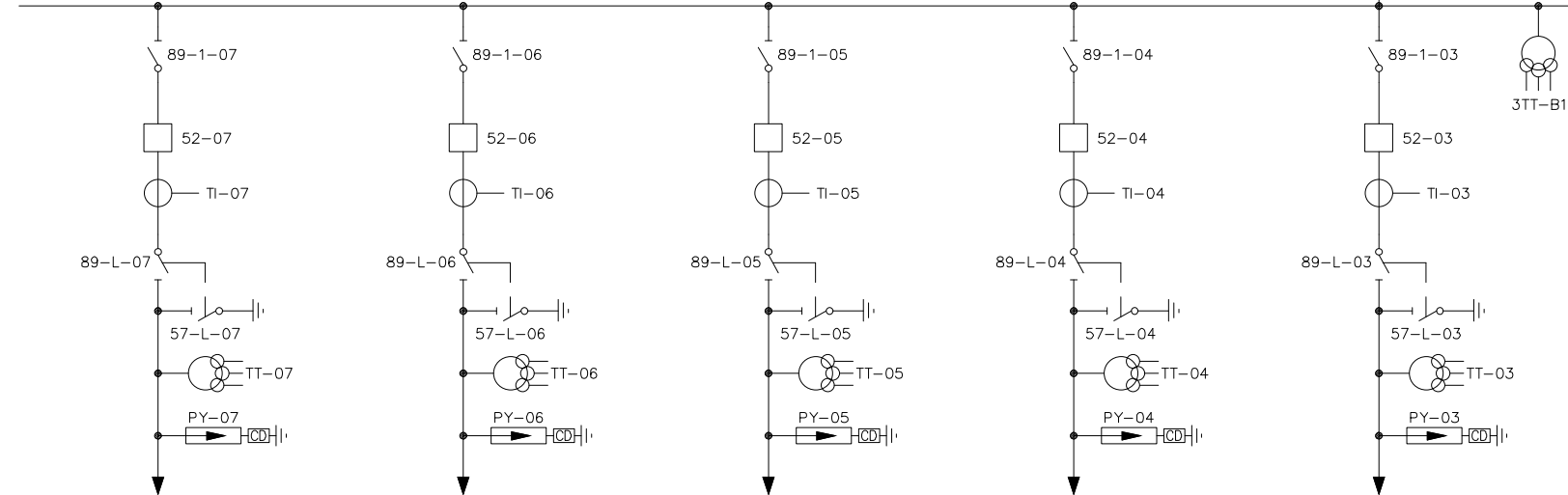
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE DISEÑO 400 kV

FRECUENCIA.....50 Hz
 TENSION NOMINAL AT (Un).....400 kVef
 TENSION MAS ELEVADA PARA MATERIAL (UM).....420 kVef
 TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO 1,2/50 μs.....1425 kVcr
 TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO MANIOBRA 250/2500 μs (FASE-TIERRA).....1050 kVcr
 INTENSIDAD NOMINAL EMBARRADO PRINCIPAL.....4000 A
 INTENSIDAD DE CORTOCORCUI TO MINIMA DE DISEÑO 400 kV.....50 kA

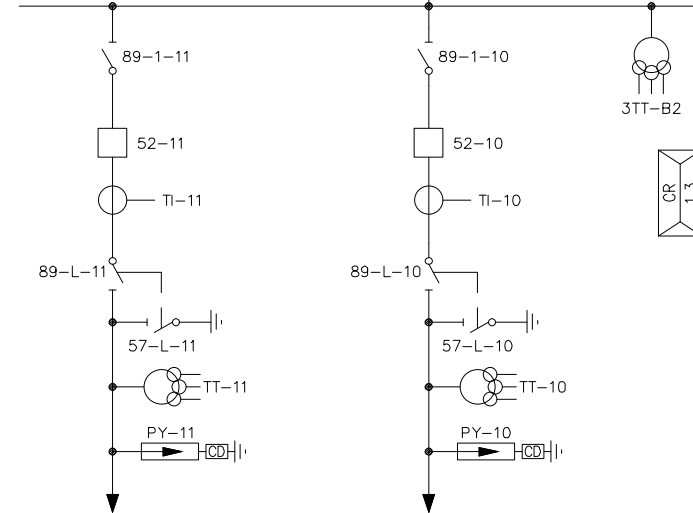
BARRAS 1 400 kV



BARRAS 1 132 kV



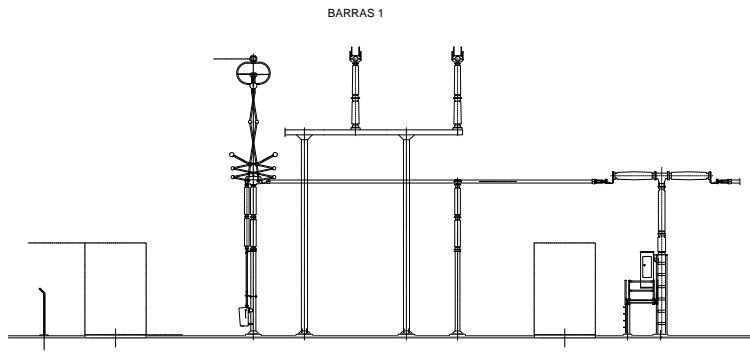
BARRAS 2 132 kV



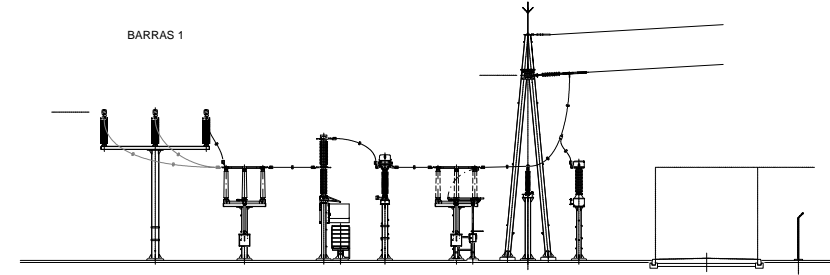
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE DISEÑO 132 kV

FRECUENCIA.....50 Hz
 TENSION NOMINAL AT (Un).....132 kVef
 TENSION MAS ELEVADA PARA MATERIAL (UM).....145 kVef
 TENSION SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO 1,2/50 μs.....650 kVcr
 TENSION SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL.....275 kVef
 INTENSIDAD NOMINAL EMBARRADO PRINCIPAL.....2500 A
 INTENSIDAD DE CORTOCORCUI TO MINIMA DE DISEÑO 132 kV.....40 kA

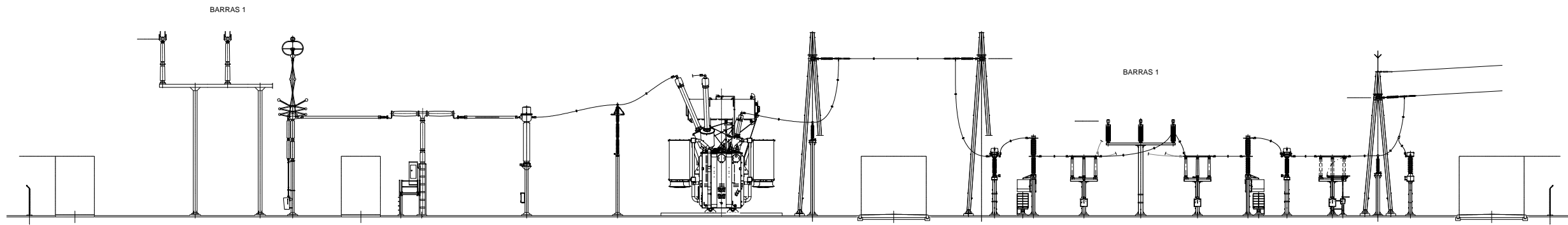
EDICION	MODIFICACION		FECHA	FIRMA
	Fecha	Firma		
Dibujo	06-2022			
E.T.S.I				
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLE			Nº PLANO:	1º
Pablo Salinas Macías			FORMATO:	A1
			PÁGINA:	1 de 1
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV				



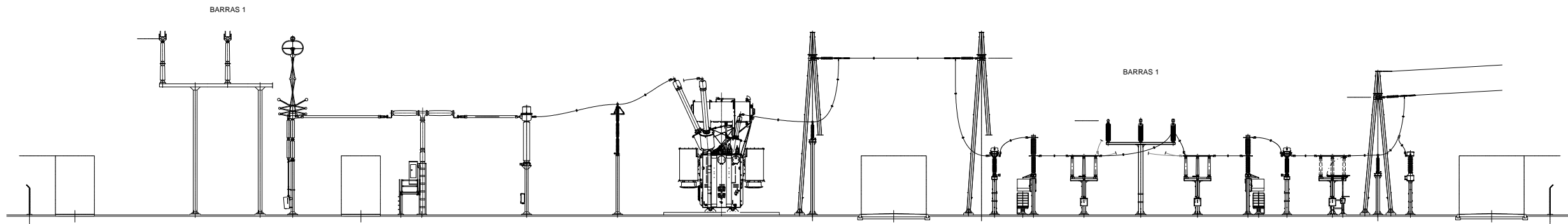
SECCION E-E'



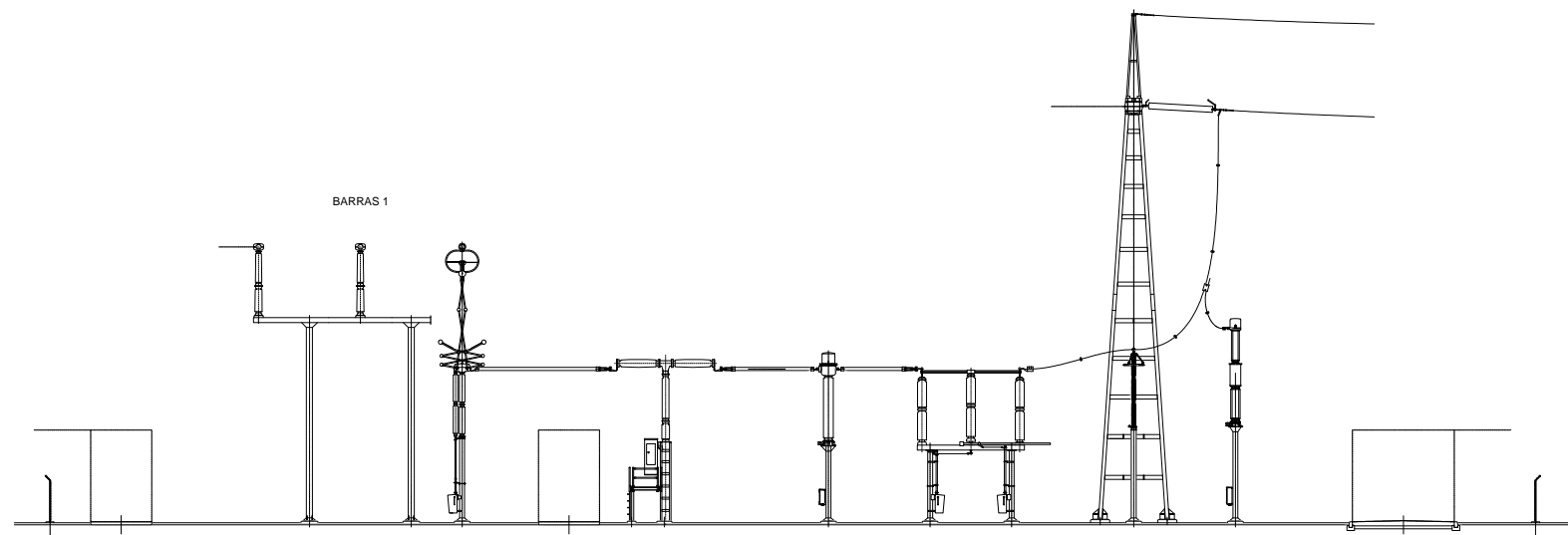
SECCION A-A'



SECCION B-B'



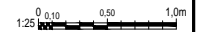
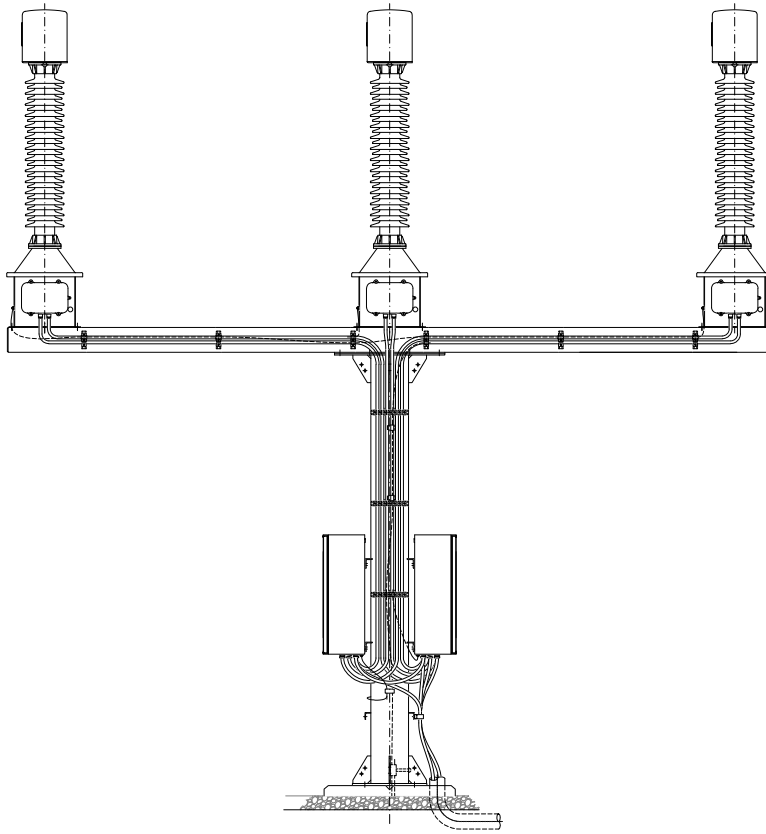
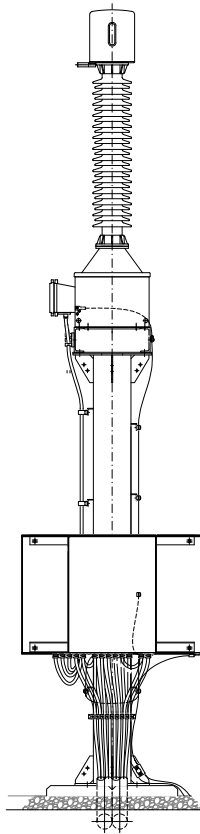
SECCION C-C'



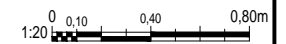
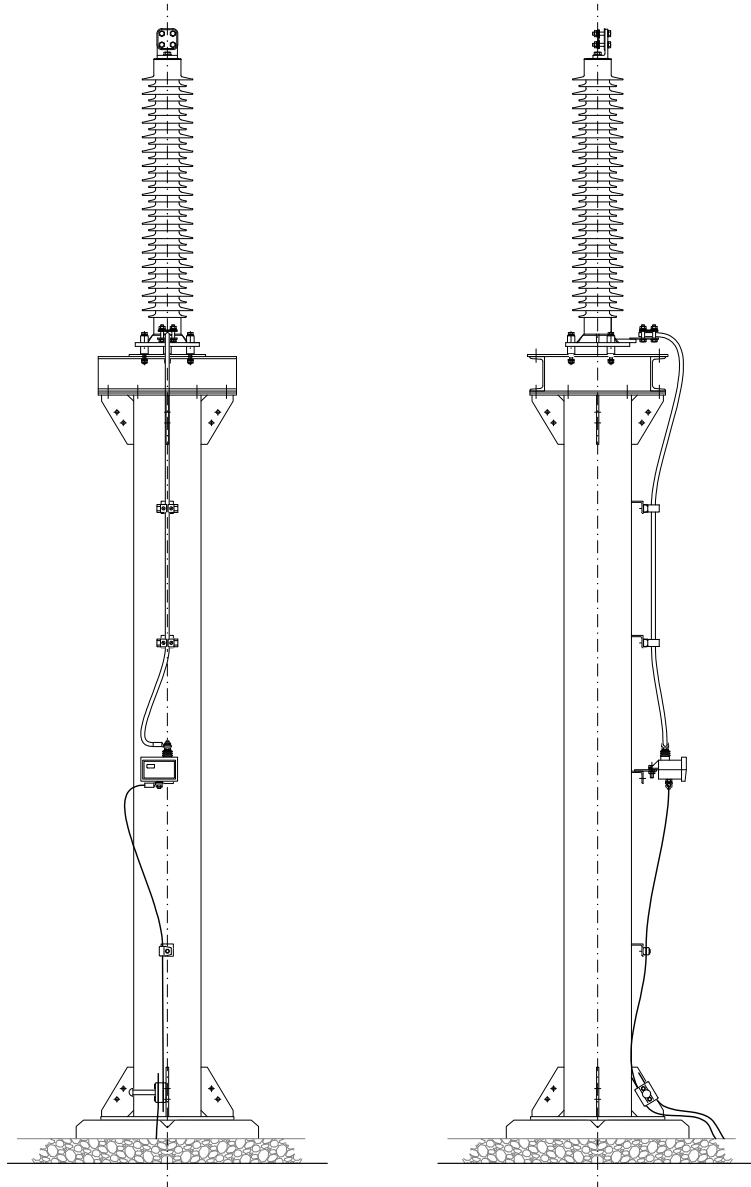
SECCION F-F'



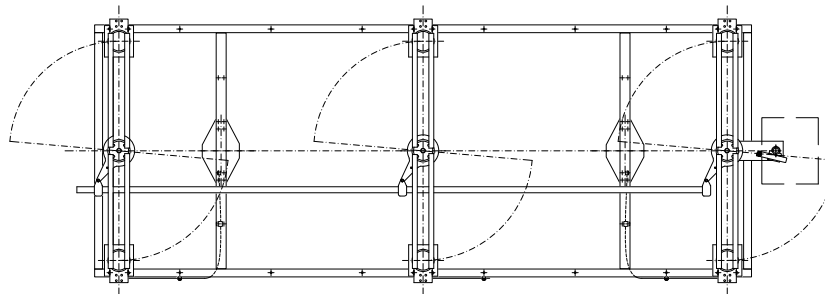
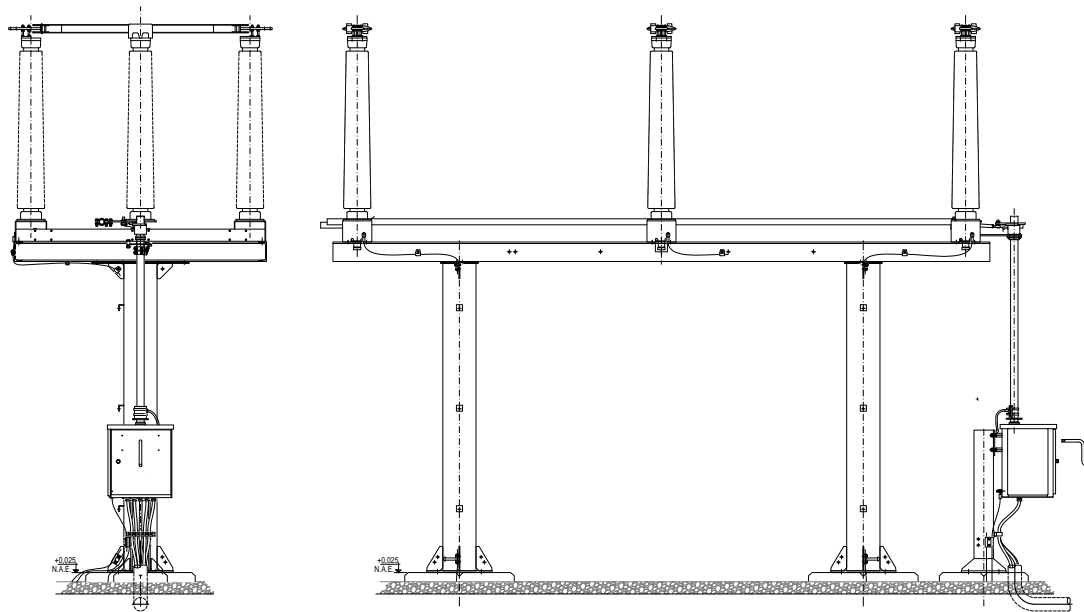
EDICION		MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Dibujo	06-2022				
E.T.S.I				 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
SECCIONES EQUIPOS INTEMPERIE				Nº PLANO:	2º
Pablo Salinas Macías				FORMATO:	A1
				PÁGINA:	1 DE 1
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV					



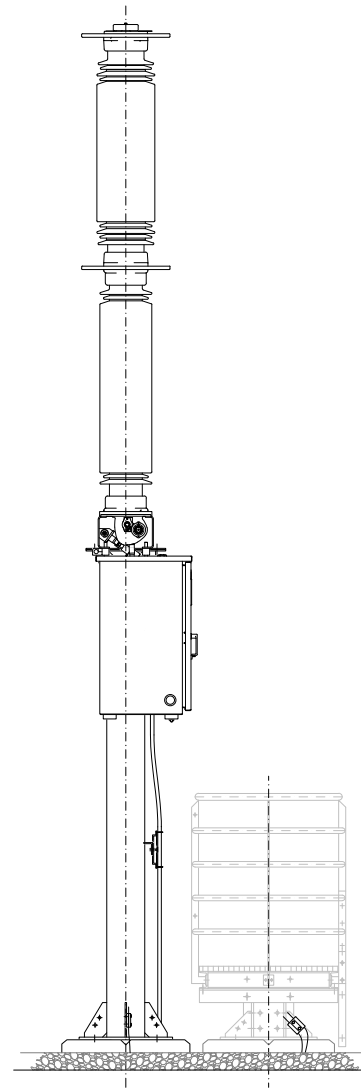
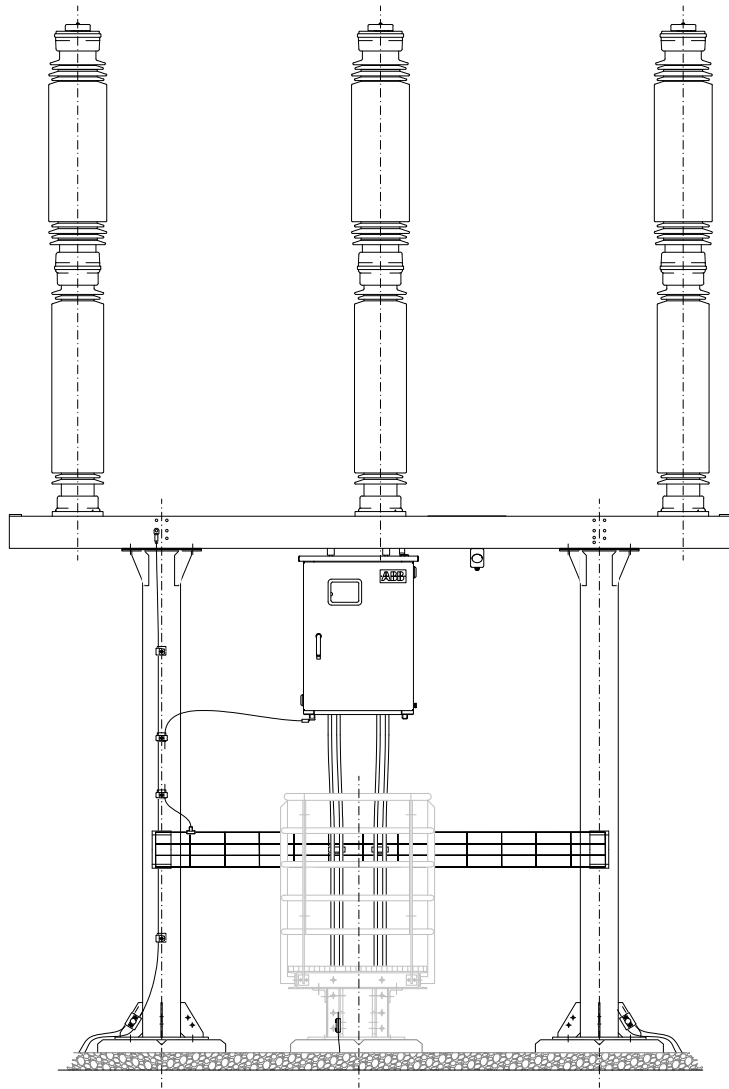
EDICION		MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Dibujo	Fecha	Firma	E.T.S.I	Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	Nº PLANO: 3º
	06-2022				
APARAMENTA 132 KV Transformador de tensión de barras				FORMATO:	A2
Pablo Salinas Maclas				PAGINA:	1 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV					



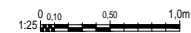
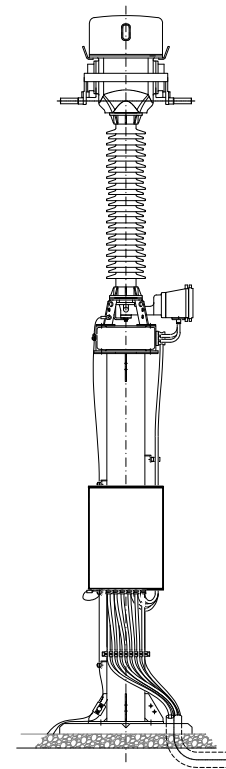
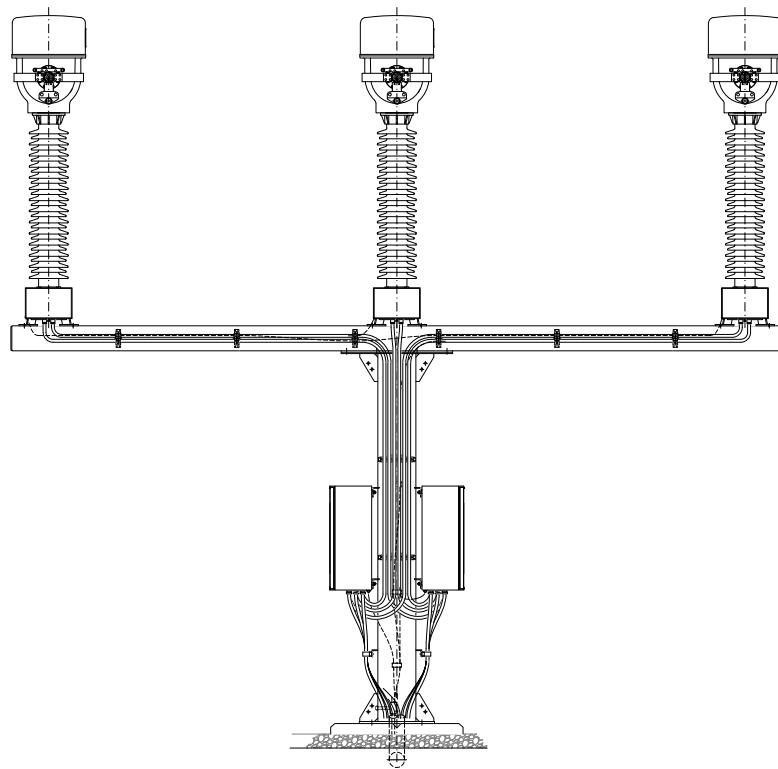
EDICION	MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Dibujo	Fecha	Firma	<div style="text-align: center;"> <h1>E.T.S.I</h1> <p>Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA</p> </div>	
	06-2022			
APARAMENTA 132 KV Autoválvulas de línea			Nº PLANO:	3º
Pablo Salinas Macías			FORMATO:	A3
			PÁGINA:	2 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV				



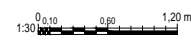
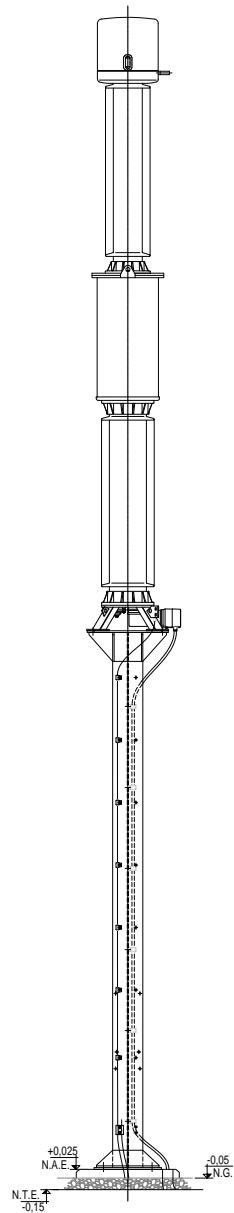
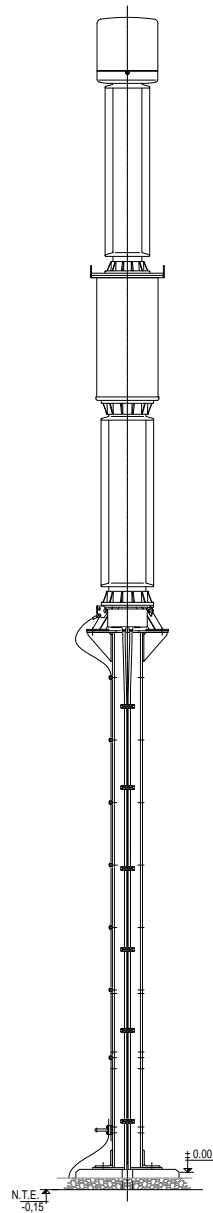
EDICIÓN		MODIFICACIÓN		FECHA		FIRMA	
Diseño	06/2022						
E.T.S.I.						Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARATURA 132 KV Seccionador de barras de tres columnas						W PLANO: 3º	
Pablo Salinas Macías						FORMATO: A1	
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 KV						PÁGINA: 3 DE 5	




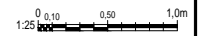
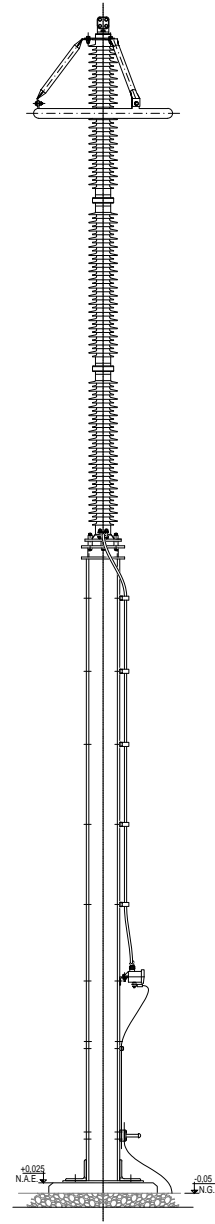
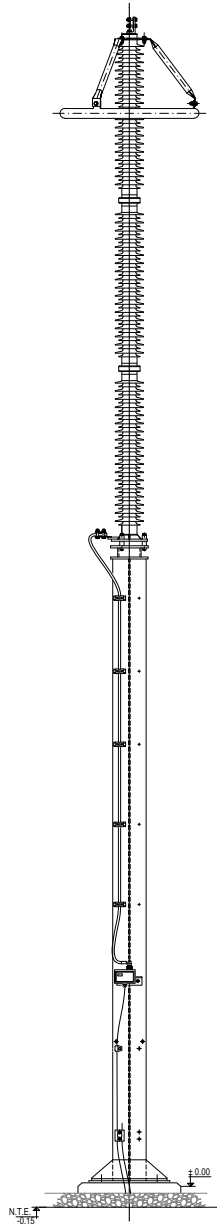
EDICION	Fecha	Firma	MODIFICACION	FECHA	FIRMA
Dibujo	06-2022				
E.T.S.I			 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA		
Pablo Salinas Macías			FORMATO: A2 PAGINA: 4 DE 5		
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kv					



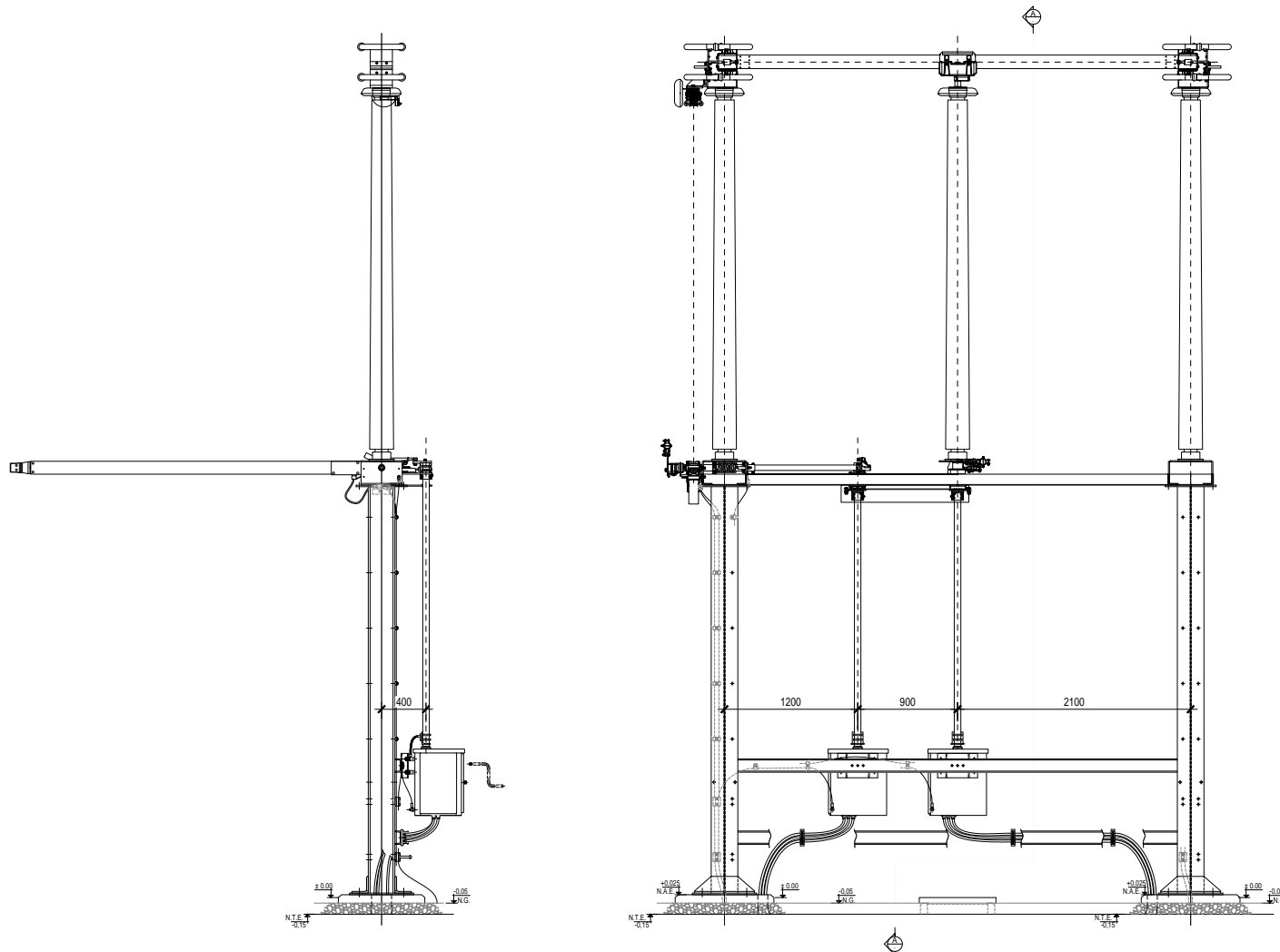
EDICION		MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Dibujo	06-2022				
E.T.S.I				 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARAMENTA 132 KV Transformador de intensidad de línea				Nº PLANO:	3º
Pablo Salinas Macías				FORMATO:	A2
				PAGINA:	5 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV					




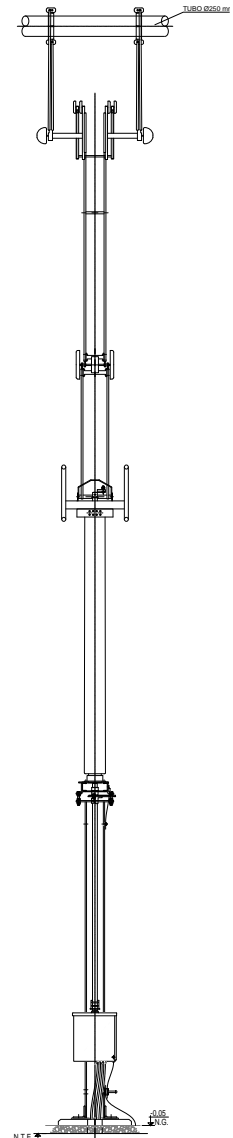
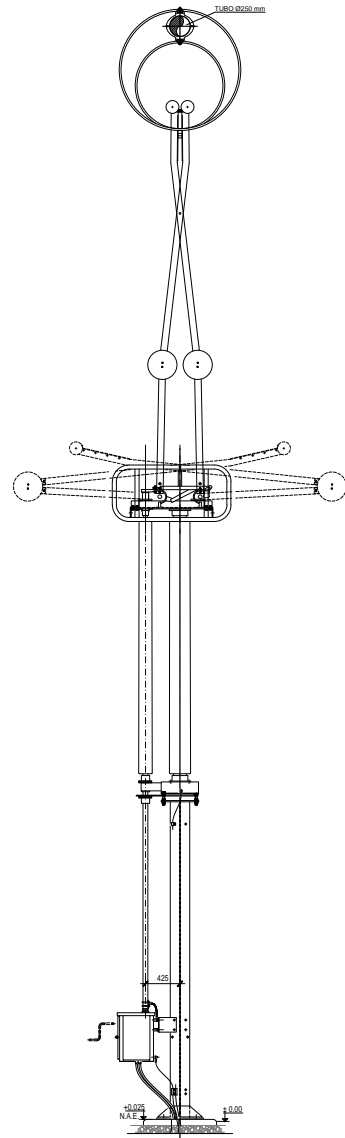
EDICION	MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Dibujo	Fecha	Firma		
	06-2022			
E.T.S.I			 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARAMENTO 400 KV Transformador de tensión			Nº PLANO:	4º
Pablo Salinas Macías			FORMATO:	A2
			PÁGINA:	1 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV				



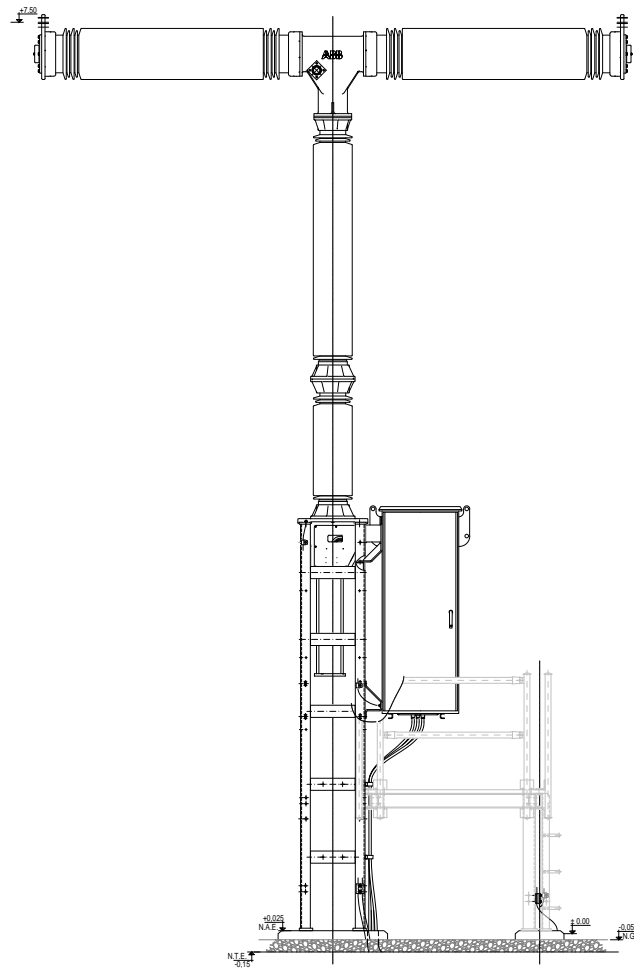
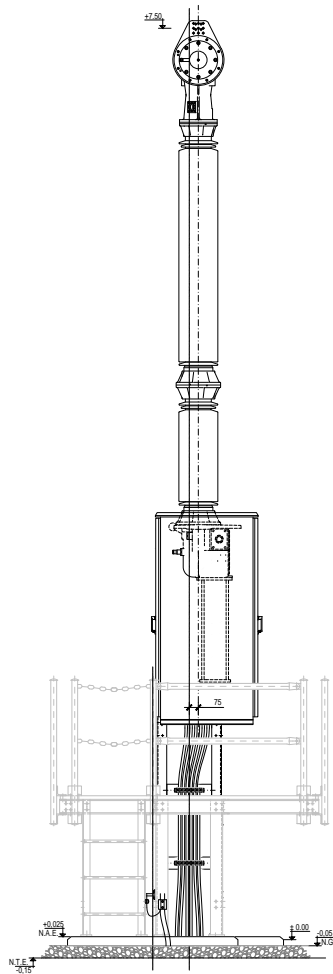
EDICION	Fecha	Firma	MODIFICACION	FECHA	FIRMA
Dibujo	06-2022		E.T.S.I	 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARAMENTA 400 KV Autoválvulas				FORMATO:	A2
Pablo Salinas Macías				PÁGINA:	2 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV					



EDICIÓN		MODIFICACION		FECHA	FIRMA
Fecha	Firma				
Dibujo	06/2013				
E.T.S.I				 Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARATURA 400 KV Seccionador de línea giratorio				Nº PLANO:	4º
Pablo Salinas Macías				FORMATO:	A1
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 KV				PAGINA:	3 DE 5



EDICIÓN	Fecha	Forma	MODIFICACION	FECHA	FIRMA
01	08-2022				
E.T.S.I					
APARATURA 400 KV Seccionador tipo pantógrafo tripolar				NT PLANO:	4º
Pablo Salinas Macías				FORMATO:	A1
				PAGINA:	4 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 kV					



0 0.10 0.20 0.30m
1:20

EDICIÓN		MODIFICACIÓN		FECHA	FIRMA
Dibujo	Fecha	Permis			
	06-2022				
E.T.S.I				Escuela Técnica Superior de INGENIERÍA DE SEVILLA	
APARATURA 400 KV Interruptor de doble cámara de ruptura				Nº PLANO:	4º
Pablo Salinas Macías				FORMATO:	A1
				PÁGINA:	5 DE 5
Diseño de una subestación eléctrica transformadora 132/400 KV					

REFERENCIAS

- [1] ABB. (1991). *Differential Relays For Protection of AC Generators, Transformers and Station Bus*.
- [2] ABB. (2005). *Transformadores de medida exteriores: guía para el comprador*.
- [3] ABB. (2005). *Descargadores de sobretensiones de alto voltaje: guía para el comprador*.
- [4] ABB. (2008). *Interruptores de tanque vivo: guía para el comprador*.
- [5] Blasco Espinosa, P. (2016). *Prácticas: Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión*.
- [6] De la Villa Jaén, A. (2021). *Apunte de la asignatura Subestaciones Eléctricas 2021-2022*.
- [7] *Distance Protection Functions and Applications*. Recuperado el 12 de mayo de 2022. https://pangonilo.com/index.php?sdmon=files/Basic_Principles_of_Distance_Protection.pdf
- [8] Dr. Professor Tawfeeq Lazim Alzuhairi, M. *Power System: Protection Overcurrent Protective Relays*.
- [9] IEEE. (2000). *Guide for Safety in AC Substation Grounding*.
- [10] Ingeniería de subestaciones (2020). *Esquema de barras de una subestación*. Recuperado el 12 de mayo de 2022. <https://ingenieriadesubestaciones.com/esquema-de-barras-de-una-subestacion/>
- [11] Instalaciones eléctricas residenciales. (2013). *2 métodos para la medición de sistemas de puesta a tierra*. Recuperado el 12 de mayo de 2022. <https://instalacioneselectricasresidenciales.blogspot.com/2013/08/2-metodos-para-la-medicion-de-sistemas.html>
- [12] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [13] Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- [14] Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- [15] Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- [16] REE. (2020). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*.

[17] REE. (2021). *Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento*.

[18] Trashorras Montecelos, J. (2015). *Subestaciones Eléctricas*. Paraninfo.

GLOSARIO

CC. AA: Comunidades Autónomas	1
PANER: Plan de Acción Nacional de Energías Renovables	1
REE: Red Eléctrica Española	2
P.O: Procedimiento de Operación	3
SET: Subestación Eléctrica Transformadora	5
AIS: Air Insulated Substation	7
RLAT: Reglamento de Alta Tensión	8
AT: Alta Tensión	9
MT: Alta Tensión	10
ACSR: Aluminium conductor steel-reinforced	14
UNE: Una Norma Española	21
SIPCO: Sistema Integrado de Protección y Control	42
SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition	42
OPGW: Optical Ground Wire	43
ANSI: American National Standards Institute	45