



universidad
de león



Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Fin de Grado

PROYECTO TÉCNICO DE INGENIERÍA DE SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA 400/30 KV, 50 MVA PARA EVACUACIÓN DE
ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO LA PARTE, UBICADO EN EL
T.M.: LAS HORMAZAS, PROVINCIA DE BURGOS

TECHNICAL ENGINEERING PROJECT FOR THE ELECTRICAL
SUBSTATION 400/30 KV, 50 MVA FOR THE EVACUATION OF
ENERGY FROM THE WIND FARM LA PARTE, LOCATED IN THE
MUNICIPALITY OF LAS HORMAZAS, PROVINCE OF BURGOS.

Autor: Aitor Ortega López
Tutor: Alberto González Martínez

(Febrero, 2023)

UNIVERSIDAD DE LEÓN
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y
Aeroespacial

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
Trabajo de Fin de Grado

ALUMNO: Aitor Ortega López

TUTOR: Alberto González Martínez

TÍTULO: Proyecto técnico de ingeniería de subestación eléctrica 400/30 kV, 50 MVA para evacuación de energía del parque eólico La Parte, ubicado en el T.M.: Las Hormazas, provincia de Burgos

TITLE: Technical engineering project for the electrical substation 400/30 kV, 50 MVA for the evacuation of energy from the wind farm La Parte, located in the municipality of Las Hormazas, province of Burgos

CONVOCATORIA: Febrero, 2023

RESUMEN: En el presente Trabajo de Fin de Grado se realiza el proyecto técnico de ingeniería de una subestación eléctrica para evacuación de energía de un parque eólico con una potencia inferior a 50 MW. Para ello, se realiza la selección de una ubicación para el parque eólico mediante un estudio de emplazamiento. Dicha ubicación se define en el término municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos. Después, a partir de una supuesta configuración de parque eólico y elementos concretos de la misma y de datos del punto de conexión a la red eléctrica, se realiza el diseño y dimensionamiento de la subestación eléctrica y su apartamento. Con ello, se obtiene el diseño de una subestación eléctrica con configuración línea-transformador, con transformación 400/30 kV, de 50 MVA de potencia total y celdas tipo GIS en la configuración de 30 kV. La subestación cuenta con un transformador de potencia trifásico 400/30 kV, 50 MVA y regulación en carga. La zona de 400 kV cuenta con un pórtico de llegada de línea aérea de alta tensión, seccionadores, interruptores automáticos, transformadores de tensión y de intensidad y pararrayos autovalvulares. La zona de 30 kV cuenta con celdas tipo GIS de posición de líneas, de posición de transformador, de posición de servicios auxiliares y de posición de batería de condensadores, transformador de servicios auxiliares, batería de condensadores, reactancia, pararrayos autovalvulares y transformadores de intensidad. De forma complementaria, también se proyecta un edificio de control para albergar el control de las instalaciones y las celdas de 30 kV. El presupuesto total del proyecto de la subestación eléctrica es de CUATRO MILLONES CIENTO TREINTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SIETE EUROS CON CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS (4.136.997,56 €).

ABSTRACT: In this Final Degree Project, the technical engineering project of an electrical substation for the evacuation of energy from a wind farm with a power of less than 50 MW is carried out. For this purpose, a location for the wind farm is selected by means of a site study. This location is defined in the municipality of Las Hormazas, province of Burgos. Then, based on an assumed configuration of the wind farm and its specific elements and data from the connection point to the electrical grid, the design and sizing of the electrical substation and its switchgear is carried out. With this, the design of an electrical substation with line-transformer configuration is obtained, with 400/30 kV transformation, 50 MVA of total power and GIS type cells in the 30 kV configuration. The substation has a three-phase 400/30 kV, 50 MVA power transformer

with load regulation. The 400 kV zone has a high-voltage overhead line arrival gantry, disconnectors, circuit breakers, voltage and current transformers, and self-valving lightning arresters. The 30 kV zone has GIS type switchgear for line position, transformer position, auxiliary services position and capacitor bank position, auxiliary services transformer, capacitor bank, reactance, surge arresters and current transformers. In addition, a control building is also planned to house the control of the facilities and the 30 kV switchgear. The total budget for the electrical substation project is FOUR MILLION ONE HUNDRED AND THIRTY-SIX THOUSAND NINE HUNDRED AND NINETY-SEVEN EUROS AND FIFTY-SIX CENTS (4,136,997.56 €).

Palabras clave: Proyecto técnico de ingeniería, subestación eléctrica, parque eólico, transformación 400/30 kV, transformador de potencia.

Firma del alumno:

VºBº Tutor/es:

DOCUMENTO 1

ÍNDICE

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1 - ÍNDICE

DOCUMENTO 2 - MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 3 - ANEXOS

ANEXO 1: SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

ANEXO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

DOCUMENTO 4 - PLANOS

DOCUMENTO 5 - PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 6 - MEDICIONES

DOCUMENTO 7 - PRESUPUESTO

DOCUMENTO 2 - MEMORIA DESCRIPTIVA

1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETO Y ALCANCE.....	2
3. CRITERIOS DE IMPLANTACIÓN	3
4. EMPLAZAMIENTO.....	4
5. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS.....	5
6. OBRAS E INSTALACIONES.....	8
6.1. INTRODUCCIÓN	8
6.2. ESQUEMAS UNIFILARES.....	9
6.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	10
6.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	10
6.3.2. AISLAMIENTO	11
6.3.3. DISTANCIAS MÍNIMAS	12
6.3.4. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.....	14
6.4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	14
6.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	10
6.6. SISTEMA DE 400 KV.....	15
6.6.1. INTERRUPTORES DE POTENCIA	17
6.6.2. SECCIONADORES.....	17
6.6.3. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	18
6.6.4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS.....	19
6.6.5. AUTOVÁLVULAS.....	19
6.6.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	20
6.7. SISTEMA DE 30 KV.....	21
6.7.1. SALIDA DE 30 KV	21
6.7.2. REACTANCIA	22
6.7.3. CELDAS 30 KV	23
6.7.4. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	27
6.7.5. BATERÍA DE CONDENSADORES COMPACTA DE 3 MVAR.....	27
6.7.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	28
6.8. SERVICIOS AUXILIARES	29

6.8.1. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE ALTERNA.....	29
6.8.2. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE CONTINUA.....	29
6.9. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	30
6.9.1. RED DE TIERRAS INFERIORES	30
6.9.2. RED DE TIERRA AÉREA	31
6.10. CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES.....	31
6.10.1. ARMARIOS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES..	32
6.11. EQUIPOS DE MEDIDA FISCAL.....	36
6.12. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS.....	37
6.13. GRUPO ELECTRÓGENO.....	38
6.14. CABLES	38
6.14.1. CABLES DE BAJA TENSIÓN	38
6.14.2. CABLES DE FIBRA ÓPTICA	39
6.15. OBRA CIVIL	39
6.15.1. OBRA CIVIL INTEMPERIE	39
6.15.2. OBRA CIVIL EDIFICIOS	43
6.16. ESTRUCTURA METÁLICA.....	48
6.17. NORMATIVA PREVENCIÓN DE INCENDIOS.....	48
6.17.1. PARQUE INTEMPERIE	49
6.17.2. EDIFICIO DE MANDO Y CONTROL.....	50
6.18. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN	51
6.18.1. INTRODUCCIÓN	51
6.18.2. OBRAS DE DESMANTELAMIENTO.....	51
6.18.3. MEDIDAS CORRECTORAS Y RESTAURACIÓN PAISAJÍSTICA..	52
6.19. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN.....	52
6.20. LIMITACIÓN DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS	53
7. PLAZO DE EJECUCIÓN	55
8. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS.....	56
9. CONCLUSIÓN	57
BIBLIOGRAFÍA	58

DOCUMENTO 3 - ANEXOS

ANEXO 1: SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. RECURSO EÓLICO.....	2
3. GEOLOGÍA Y GEOTÉCNIA.....	8
4. OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO.....	12
5. VEGETACIÓN Y ESPACIOS MEDIOAMBIENTALES PROTEGIDOS.....	13
6. ACCESO	15
7. DISTANCIA DE INTERCONEXIÓN A UNA SUBESTACIÓN CON ACCESO LIBRE.....	17
8. RESUMEN	18
BIBLIOGRAFÍA	19

ANEXO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

1. TENSIONES NOMINALES Y NIVELES DE AISLAMIENTO	1
2. DISTANCIAS MÍNIMAS.....	3
2.1. PASILLOS.....	3
2.2. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES EN EL INTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN	5
2.3. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN.....	5
2.4. DISTANCIAS AL TERRENO.....	6
3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	7
3.1. CONCEPTO.....	7
3.2. ESQUEMA UNIFILAR Y PUNTOS DE FALTA.....	7
3.3. CÁLCULO POR UNIDAD.....	8
3.4. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO PERMANENTES ..	12

3.5. CORRIENTES MÁXIMAS DE CHOQUE.....	14
4. DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	15
4.1. CAPACIDAD DE RUPTURA.....	15
4.2. CAPACIDAD DE CONEXIÓN	16
4.3. CORRIENTE DE DESCONEXIÓN.....	17
4.4. CORRIENTE NOMINAL.....	17
4.5. RESUMEN CARACTERÍSTICAS.....	18
5. DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES.....	19
5.1. SISTEMA DE 400 KV.....	19
5.1.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE	19
5.1.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO	21
5.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN.....	22
5.1.4. CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO	23
5.2. SISTEMA DE 30 KV	26
5.2.1. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	26
5.2.1.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE...26	
5.2.1.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.....31	
5.2.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN.....32	
5.2.1.4. CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO.....33	
5.2.2. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	34
5.2.2.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE...34	
5.2.2.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.....35	
5.2.2.3. CAÍDA DE TENSIÓN.....35	
5.2.3. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CONDENSADORES.....	36
5.2.3.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE...36	
5.2.3.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.....36	
5.2.3.3. CAÍDA DE TENSIÓN.....37	
6. EFECTO CORONA	38
7. RED DE TIERRAS	43
7.1. VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES TENSIÓN DE PASO Y CONTACTO43	

7.2. CÁLCULO CONDUCTOR.....	46
7.3. TENSIONES MÁXIMAS DE PASO Y CONTACTO.....	48
8. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	52
8.1. NIVEL DE 400 KV	52
8.2. NIVEL DE 30 KV	54
BIBLIOGRAFÍA	57

DOCUMENTO 4 - PLANOS

PLANO 1: SITUACIÓN DE EMPLAZAMIENTO.

PLANO 2: ESQUEMA UNIFILAR.

PLANO 3: PLANTA DE LA SUBESTACIÓN.

PLANO 4: ALZADO DE LA SUBESTACIÓN.

DOCUMENTO 5 - PLIEGO DE CONDICIONES

1. CONDICIONES GENERALES	1
1.1. OBJETO	1
1.2. DISPOSICIONES GENERALES	1
1.2.1. GENERAL.....	1
1.2.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO.....	8
1.2.3. SEGURIDAD PÚBLICA	9
1.3. ORGANIZACIÓN	10
1.4. MEJORAS Y MODIFICACIÓN DEL PROYECTO	10
1.5. OBRAS AUXILIARES	11
2. CONDICIONES TÉCNICAS	12
2.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	12
2.1.1. UNIDADES DE OBRA	12
2.1.2. MATERIALES	12
2.1.3. INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN	13
2.1.3.1. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO ALTA TENSIÓN.....	13
2.1.3.2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN	20
2.1.3.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS DE ALTA TENSIÓN.....	25
2.1.3.4. SECCIONADOR DE ALTA TENSIÓN	29
2.1.3.5. PARARRAYOS DE ALTA TENSIÓN.....	34
2.1.3.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	37
2.1.3.7. EMBARRADOS Y CONEXIONES.....	59
2.1.4. INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN	59
2.1.4.1. CONDUCTORES	59
2.1.4.2. MONTAJE Y CONDICIONES GENERALES.....	60
2.1.5. INSTALACIÓN DE RED DE TIERRAS	60
2.1.6. INSTALACIÓN DE PROTECCIÓN Y CONTROL	60
2.1.7. INSTALACIÓN DE MEDIDA	60
2.1.8. INSTALACIÓN DE ALIMENTACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA.....	61
2.1.9. INSTALACIÓN DE GRUPO ELECTRÓGENO	61

2.1.10. PRUEBAS Y ENSAYOS	61
2.2. OBRA CIVIL	61
2.2.1. DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO	61
2.2.1.1. DEFINICIÓN Y ALCANCE	61
2.2.1.2. . EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	62
2.2.1.3. MEDICIÓN Y ABONO	63
2.2.2. SUBBASE	63
2.2.2.1. DEFINICIÓN.....	63
2.2.2.2. MATERIALES.....	63
2.2.2.3. EQUIPO NECESARIO	65
2.2.2.4. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS	66
2.2.2.5. ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD TERMINADA	67
2.2.2.6. LÍMITES DE EJECUCIÓN	67
2.2.2.7. CONTROL DE CALIDAD	67
2.2.3. EXPLANACIONES.....	70
2.2.3.1. DESCRIPCIÓN	70
2.2.3.2. COMPONENTES	70
2.2.3.3. CONDICIONES PREVIAS.....	70
2.2.3.4. EJECUCIÓN.....	71
2.2.3.5. CONTROL.....	72
2.2.3.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES.....	74
2.2.3.7. SEGURIDAD Y SALUD	74
2.2.3.8. MEDICIÓN	75
2.2.3.9. MANTENIMIENTO	76
2.2.4. EXCAVACIONES EN ZANJAS	76
2.2.4.1. DESCRIPCIÓN	76
2.2.4.2. COMPONENTES	76
2.2.4.3. CONDICIONES PREVIAS.....	77
2.2.4.4. EJECUCIÓN.....	77
2.2.4.5. CONTROL.....	79
2.2.4.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES.....	79
2.2.4.7. SEGURIDAD Y SALUD	80
2.2.4.8. MEDICIONES Y VALORACIÓN	81

2.3. ESTRUCTURAS DE HORMIGÓN ARMADO.....	82
2.3.1. DESCRIPCIÓN	82
2.3.2. COMPONENTES.....	82
2.3.3. CONDICIONES PREVIAS	82
2.3.4. EJECUCIÓN	83
2.3.4.1. PREVIO AL HORMIGONADO.....	83
2.3.4.2. DURANTE EL HORMIGONADO	83
2.3.4.3. DESPUÉS DEL HORMIGONADO.....	84
2.3.5. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES	84
2.3.6. CONTROL	85
2.3.7. SEGURIDAD	85
2.3.8. MEDICIÓN.....	86
2.3.9. MANTENIMIENTO.....	86
3. CONDICIONES ECONÓMICAS Y PLAZOS	87
3.1. PLAZO DE REPLANTEO.....	87
3.2. PLAZO DE EJECUCIÓN.....	87
3.3. RECEPCIÓN PROVISIONAL.....	87
3.4. PLAZO DE GARANTÍA	88
3.5. RECEPCIÓN DEFINITIVA	88
3.6. GASTOS DE REPLANTEO Y LIQUIDACIÓN	88
3.7. MEDICIÓN Y ABONO DE LAS OBRAS.....	89

DOCUMENTO 6 - MEDICIONES

1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1
2. APARAMENTA 400 KV	1
3. APARAMENTA 30 KV	1
4. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	3
5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS	3
6. RED DE TIERRAS	3
7. SERVICIOS AUXILIARES.....	3
8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA.....	4
9. VARIOS.....	4
10. OBRA CIVIL	4
11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	5
12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	5
13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL	5
14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS.....	5
15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	5

DOCUMENTO 7 - PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTOS PARCIALES.....	1
1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	1
1.2. APARAMENTA 400 KV.....	1
1.3. APARAMENTA 30 KV.....	2
1.4. CABLEADOS Y EMBARRADOS	3
1.5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS.....	4
1.6. RED DE TIERRAS	4
1.7. SERVICIOS AUXILIARES.....	4
1.8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA.....	5
1.9. VARIOS.....	5
1.10. OBRA CIVIL	5
1.11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	6
1.12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	6
1.13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL	6
1.14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS.....	6
1.15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	7
2. PRESUPUESTO GENERAL	8

DOCUMENTO 2

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETO Y ALCANCE.....	2
3. CRITERIOS DE IMPLANTACIÓN	3
4. EMPLAZAMIENTO.....	4
5. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS.....	5
6. OBRAS E INSTALACIONES.....	8
6.1. INTRODUCCIÓN.....	8
6.2. ESQUEMAS UNIFILARES	9
6.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES	10
6.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	10
6.3.2. AISLAMIENTO	11
6.3.3. DISTANCIAS MÍNIMAS	12
6.3.4. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.....	14
6.4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	14
6.5. SISTEMA DE 400 kV	15
6.5.1. INTERRUPTORES DE POTENCIA	17
6.5.2. SECCIONADORES.....	17
6.5.3. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	18
6.5.4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS.....	19
6.5.5. AUTOVÁLVULAS.....	19
6.5.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	20
6.6. SISTEMA DE 30 KV	21
6.6.1. SALIDA DE 30 KV.....	21
6.6.2. REACTANCIA	22

6.6.3. CELDAS 30 KV	23
6.6.4. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	27
6.6.5. BATERÍA DE CONDENSADORES COMPACTA DE 3 MVAR	27
6.6.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	28
6.7. SERVICIOS AUXILIARES	29
6.7.1. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE ALTERNA.....	29
6.7.2. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE CONTINUA.....	29
6.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	30
6.8.1. RED DE TIERRAS INFERIORES	30
6.8.2. RED DE TIERRA AÉREA	31
6.9. CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES	31
6.9.1. ARMARIOS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES.....	32
6.10. EQUIPOS DE MEDIDA FISCAL	36
6.11. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS	37
6.12. GRUPO ELECTRÓGENO	38
6.13. CABLES.....	38
6.13.1. CABLES DE BAJA TENSIÓN.....	38
6.13.2. CABLES DE FIBRA ÓPTICA.....	39
6.14. OBRA CIVIL.....	39
6.14.1. OBRA CIVIL INTEMPERIE	39
6.14.2. OBRA CIVIL EDIFICIOS	43
6.15. ESTRUCTURA METÁLICA	48
6.16. NORMATIVA PREVENCIÓN DE INCENDIOS	48
6.16.1. PARQUE INTEMPERIE	49
6.16.2. EDIFICIO DE MANDO Y CONTROL.....	50
6.17. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....	51
6.17.1. INTRODUCCIÓN	51

6.17.2. OBRAS DE DESMANTELAMIENTO.....	51
6.17.3. MEDIDAS CORRECTORAS Y RESTAURACIÓN PAISAJÍSTICA....	52
6.18. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN	52
6.19. LIMITACIÓN DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS.....	53
7. PLAZO DE EJECUCIÓN.....	55
8. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS	56
9. CONCLUSIÓN	57
BIBLIOGRAFÍA	58

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales de bien inmueble (Fuente: Dirección General del Catastro).....	3
Figura 2. Cronograma de ejecución de las obras de la subestación (Fuente: Elaboración propia).	55

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas de los vértices de la subestación (Fuente: Elaboración propia).	8
Tabla 2. Características principales subestación (Fuente: Elaboración propia).	8
Tabla 3. Características eléctricas de la aparamenta (Fuente: Elaboración propia).	10
Tabla 4. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 400 kV (Fuente datos: [1]).	11
Tabla 5. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 30 kV (Fuente datos: [1]).	11
Tabla 6. Distancias mínimas para los niveles de tensión de la subestación (Fuente: [1]).	12

1. ANTECEDENTES

El parque eólico La Parte proyectado en el término municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos, considera la implantación de 8 aerogeneradores SG170-6.0 MW del tecnólogo Siemens-Gamesa de 6,000 MW de potencia unitaria, lo que representa una potencia nominal total de 48,000 MW.

Dicho parque eólico necesita la ejecución de una infraestructura de evacuación de la energía generada. Desde esa infraestructura partirá una línea de evacuación de 10 km hasta la subestación de la red de transporte La Lora 400 kV, propiedad de REE (Red Eléctrica de España), a través de una subestación colectora que recogerá también la energía proveniente del resto de proyectos con conexión otorgada al nudo. Tanto la mencionada línea de evacuación como la infraestructura de conexión compartida con el resto de promotores serán objeto de otros proyectos.

2. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente proyecto Subestación 400/30 kV La Parte, ubicada en el término municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos, es definir la infraestructura eléctrica necesaria para la evacuación de la energía producida por el parque eólico La Parte que está proyectado en la zona.

El proyecto consiste en la definición de una subestación eléctrica de transformación para la evacuación mediante una nueva LAAT (Línea Aérea de Alta Tensión) para su posterior evacuación a la red de transporte de la energía producida por el parque eólico proyectado, objeto de otro proyecto.

Para la evacuación del nuevo parque eólico, se proyecta una subestación de configuración línea-transformador con transformación 400/30 kV, de 50 MVA de potencia total, y celdas tipo GIS (*Gas Insulated Switchgear*) en la configuración de 30 kV.

Los niveles de la subestación son 400 kV en la posición de salida de la posición línea-trafo y 30 kV en la evacuación de los parques eólicos mediante dos circuitos. En el proyecto de la subestación se incluyen las instalaciones y servicios auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento.

De forma complementaria, se proyecta un edificio de control donde se instalará el control de las instalaciones y las celdas de 30 kV.

Todas las obras definidas en el presente proyecto se proyectan adaptándose a los Reglamentos Técnicos vigentes y demás normas reguladoras de este tipo de instalaciones, en particular el Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.

3. CRITERIOS DE IMPLANTACIÓN

La Subestación La Parte objeto del presente proyecto, está ubicada en la provincia de Burgos, más concretamente en el Término municipal de Las Hormazas, parcela 15008 del polígono 8, subparcela b. Su planta tendrá unas dimensiones máximas exteriores de 81,78 por 45,00 metros, quedando en total una superficie construida de 3.680,10 m².

La subestación La Parte se sitúa, aproximadamente, a 1,25 km al sureste del núcleo urbano de Borcos, perteneciente al Término Municipal de las Hormazas, el cual es el núcleo de población más cercano.

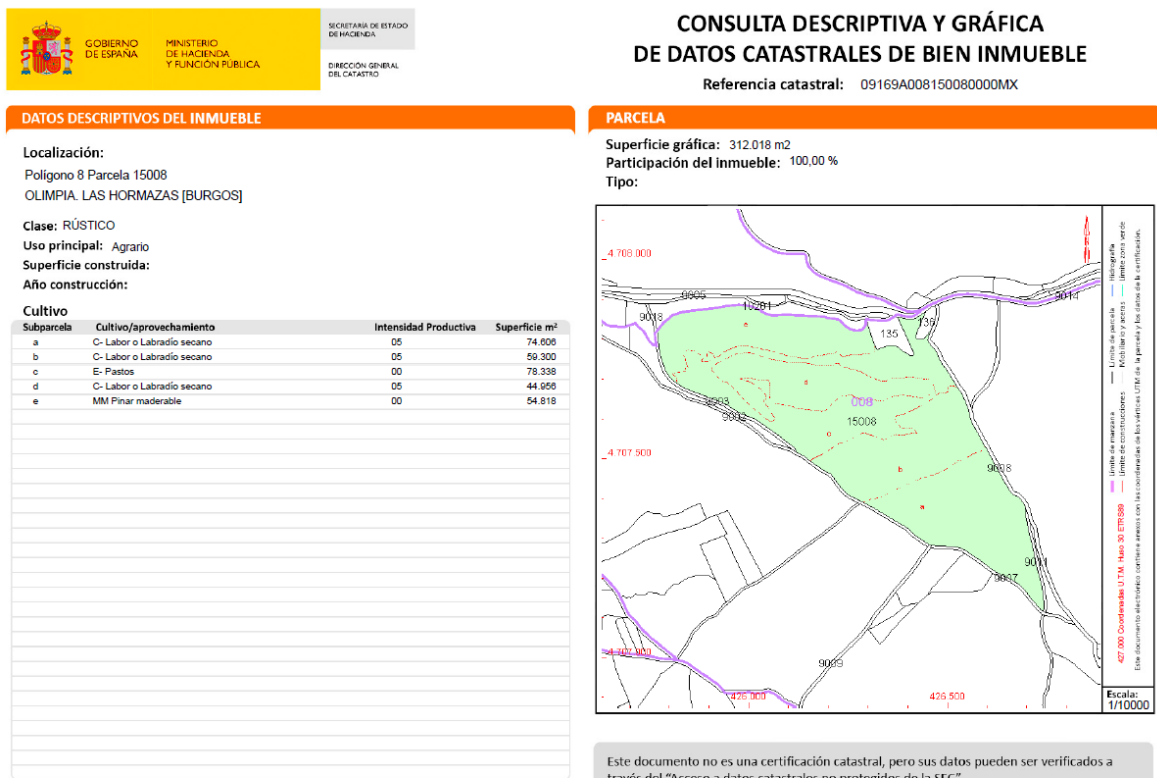


Figura 1. Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales de bien inmueble (Fuente: Dirección General del Catastro).

4. EMPLAZAMIENTO

La Subestación La Parte está situada en el término Municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos, a aproximadamente 1,25 km al sureste del núcleo urbano de Borcos y 2,25 km al este del núcleo urbano de Solano.

El acceso a la misma se realiza por un camino que parte de la carretera BU-V-6015, a la altura del desvío hacia la población de Borcos, concretamente en las coordenadas 42° 31' 6,805" N 3° 53' 58,268" O.

La altitud de la subestación es de 1009 metros sobre el nivel del mar y la distancia al mar de aproximadamente 100.000 metros.

5. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

En la redacción de la presente documentación se han tenido en cuenta las Normas y Reglamentos indicados a continuación:

- **Instalaciones eléctricas**

- ✓ 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 01a 09.
- ✓ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- ✓ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT.
- ✓ 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
- ✓ 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. (excepto los Capítulos II, IV, V y el anexo I derogados por el Real Decreto 123/2017).
- ✓ Real Decreto 123/2017, de 24 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre el uso del dominio público radioeléctrico.
- ✓ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- ✓ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

- ✓ Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
 - ✓ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
 - ✓ Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
 - ✓ Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaría General de la Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.
 - Procedimiento de Operación 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte.
 - Procedimiento de Operación 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio.
 - ✓ Normas Particulares de la Compañía Eléctrica de la zona.
 - ✓ Normas UNE y CEI aplicables.
 - ✓ Recomendaciones UNESA aplicables.
- **Obra civil y estructuras**
 - ✓ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - ✓ Pliego de Prescripciones Técnicas Generales (PG) 3-4/88 y sus revisiones (Ministerio de Fomento).
 - ✓ Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la Instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
 - ✓ Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08).
 - ✓ Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
 - ✓ Normas Básicas de la Edificación que sean de aplicación.

- ✓ Normas Tecnológicas de la Edificación que sean de aplicación.
 - ✓ Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras.
 - ✓ Real Decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Carreteras.
-
- **Seguridad y salud**
 - ✓ Ley 54/2003, de 24 de marzo, por la que se reforma el marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
-
- **Normativa ambiental**
 - ✓ Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.
 - ✓ Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
 - ✓ Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

6. OBRAS E INSTALACIONES

6.1. INTRODUCCIÓN

En la subestación objeto del presente proyecto se transforma la energía procedente del parque eólico La Parte de 48 MW nominales en 2 circuitos de 30 kV. El total de la energía se evacua mediante una única línea aérea de 400 kV hasta la Subestación La Lora propiedad de Red Eléctrica de España.

Las posiciones de los vértices que conforman el vallado de la Subestación La Parte en coordenadas UTM son las siguientes:

Tabla 1. Coordenadas de los vértices de la subestación (Fuente: Elaboración propia).

VÉRTICE	COORDENADAS (HUSO 30T- ETR89)	
	X _{UTM}	Y _{UTM}
A	426543,00 m E	4707527,00 m N
B	426461,22 m E	4707527,00 m N
C	426543,00 m E	4707572,00 m N
D	426461,22 m E	4707572,00 m N

Las características principales de la Subestación 400/30 kV La Parte se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2. Características principales subestación (Fuente: Elaboración propia).

Número de niveles de tensión	2
Tensión	400 y 30 kV
Ejecución 400 kV	Intemperie
Ejecución 30 kV	Interior, celdas blindadas

Todos los elementos de la subestación se situarán en un recinto vallado de dimensiones máximas 81,78 por 45,00 metros, en el que se ubican los sistemas de 400 kV y el edificio que alberga las celdas de 30 kV, así como los cuadros de control, SSAA (Servicios Auxiliares) y otras instalaciones necesarias.

La ubicación exacta de la subestación se puede consultar en los planos del proyecto.

6.2. ESQUEMAS UNIFILARES

La subestación eléctrica será de tipo intemperie y presenta la siguiente configuración:

- Una posición intemperie de transformador de potencia 400/30 kV, de 40-50 MVA, ONAN-ONAF (circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural (por termosifón en ambos casos) - circulación del aceite en forma natural (termosifón) y enfriamiento por aire en forma forzada (con ventiladores)) y con regulación en carga.
- Un conjunto de celdas de 36 kV formado por celdas blindadas en SF₆ (hexafluoruro de azufre) con configuración de barra simple repartidas en un embarrado y relés de protección incorporados, formados por:
 - Dos (2) posiciones de llegada de líneas procedentes del parque eólico La Parte.
 - Una (1) posición de baterías de condensadores.
 - Una (1) posición de transformador, lado 30 kV.
 - Una (1) posición de transformador de SSAA de 160 kVA.
- Una batería de condensadores de 3 MVAr.
- Sistema integrado de control y protección (SICOP).
- Sistema de servicios auxiliares formado por un transformador de MT/BT y baterías de corriente continua de 125 Vcc.
- Grupo electrógeno para el suministro alternativo de los SSAA.
- Sistema de comunicaciones en tiempo real mediante fibra óptica, para el telemando y las protecciones comunicadas.

- Sistema de protección contra incendios y detección de intrusos.

El esquema unifilar de los sistemas de 400 y 30 kV de la subestación está representado en el plano 2 ESQUEMA UNIFILAR y aparecen reflejados todos los circuitos principales que componen el conjunto de la instalación.

6.3. CARACTERÍSTICAS GENERALES

6.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Las características eléctricas de la aparamenta son las mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características eléctricas de la aparamenta (Fuente: Elaboración propia).

Nivel de tensión	400 kV	30 kV
Tensión nominal	400 kV _{ef}	30 kV _{ef}
Tensión más elevada para el material	420 kV _{ef}	36 kV _{ef}
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
Tensión soportada a frecuencia industrial	1.425 kV _{cr}	170 kV _{cr}
Conexión del neutro	Rígido a tierra	A través de reactancia
Intensidad nominal del embarrado	-	1.250 A
Intensidad nominal posición de línea	2.000 A	630 A
Intensidad nominal posición de transformador	2.000 A	1.250 A
Intensidad máxima de defecto trifásico	50 kA	25 kA
Duración máxima del defecto trifásico	0,5 s	0,5 s

6.3.2. AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento asociados con los valores normalizados de la tensión más elevada para materiales del grupo C de acuerdo con los niveles de tensión según la ITC-RAT 12, serán los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 4. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 400 kV
(Fuente datos: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um) kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1,2/50 μs kV (cresta)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra Fase a tierra 250/2500 μs kV (cresta)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra Entre fases 250/2500 μs kV (cresta)
420	1.425	1.050	1.575

En cuanto a los asociados para los materiales del grupo A, son los mostrados en la siguiente tabla 5:

Tabla 5. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 30 kV
(Fuente datos: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um) kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo kV (cresta)
36	70	170

6.3.3. DISTANCIAS MÍNIMAS

La ITC-RAT 12 fija las distancias mínimas entre fases y entre fase-tierra para los niveles de tensión de la subestación tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Distancias mínimas para los niveles de tensión de la subestación (Fuente: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um)	Distancia mínima entre fases en el aire	Distancia mínima fase tierra en el aire
kV (eficaces)	(mm)	(mm)
36	320	320
420	3600	2600

En la parte de interior de la subestación, la de tensión nominal de 30 kV, según la ITC-RAT 14 apartado 6, la anchura de los pasillos no será inferior a:

- 1,0 m para pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado.
- 1,2 m para pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados.
- 0,8 m para pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado.
- 1,0 m para pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados.

En cuanto a los elementos en tensión no protegidos que se encuentre sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima (h) de 282 cm.

En las zonas de transporte de aparatos deberá de mantenerse una distancia entre los elementos en tensión y el punto más próximo del aparato en traslado no inferior a 40 centímetros.

Los pasillos deberán estar libres de obstáculos hasta una altura de 230 cm sobre el suelo.

En la parte intemperie de la subestación, la de tensión nominal de 400 kV, los elementos en tensión no protegidos situados sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima (H) sobre el de 510 cm.

En cuanto a la anchura de los pasillos se aplicarán las mismas condiciones que las expuestas para la parte interior de 30 kV de tensión nominal.

En las zonas donde se prevea el paso de aparatos o máquinas deberá mantenerse una distancia mínima entre los elementos en tensión y el punto más alto de aquellos no inferior a 270 cm.

Los pasillos deberán estar libres de obstáculos hasta una altura de 250 cm sobre el suelo.

En cuanto a las zonas accesibles, la parte más baja de cualquier elemento aislante estará situado a la altura mínima sobre el suelo de 230 cm, según el apartado 4.1.5 de la ITC-RAT 15. [1]

Según la ITC-RAT 15, los sistemas de protección guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos de tensión que se respetarán en toda zona comprendida entre el suelo y una altura de 200 cm que, según el sistema de protección elegido y expresadas en centímetros serán [1]:

- De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima, 263 cm.
- De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima, 270 cm.
- De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm, 290 cm.

Según la ITC-RAT 15, para evitar contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación con los elementos en tensión deberán existir entre éstos y el cierre las distancias mínimas de seguridad, medidas en horizontal y en centímetros [1]. En el caso de un enrejado de cualquier altura la distancia horizontal

mínima será de 410 cm. Además, la cuadrícula del enrejado será como máximo de 50 x 50 mm.

Según el Art. 5.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones Técnicas de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, a una altura mínima de 8,1 metros.

En el documento de los planos se puede ver la disposición en planta y alzado de los equipos del parque intemperie, así como las distancias adoptadas.

6.3.4. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

Los interruptores y el resto de elementos de la subestación están preparados para soportar corrientes de corta duración de al menos 25 kA para la aparamenta de 30 kV de tensión nominal, y de 50 kA para la de 400 kV. En el anexo 2 de cálculos justificativos se puede comprobar que la intensidad de cortocircuito nunca supera estos valores, con lo que la aparamenta está correctamente dimensionada.

6.4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El parque intemperie contará con los siguientes transformadores de potencia:

- Un (1) transformador trifásico de 50 MVA, para la evacuación del parque eólico La Parte con regulación de carga.

Dicho transformador tendrá las siguientes características:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICA TR1

- Potencia nominal.....40-50 MVA
- Relación de transformación..... $400 \pm 10 \times 1,5 \% / 30 \text{ kV}$

- Grupo de conexiónYNd11
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Refrigeración ONAN-ONAF
- Tensión de cortocircuito (U_{cc}) 12,5 %

El transformador dispondrá, además de regulación en carga con tomas, de los siguientes accesorios:

- Depósito de expansión.
- Indicador de nivel de aceite.
- Desecador de silicagel.
- Protección de Buchholz.
- Termómetro.
- Válvula de alivio de sobrepresión.
- Tapón de vaciado y toma de muestras.
- Válvulas de filtrado.
- Radiadores desmontables con válvula de independización.
- Calzas aislantes.

6.5. SISTEMA DE 400 kV

La parte de la subestación con nivel de tensión de 400 kV se ubica en un recinto vallado en el que se instalará el transformador de potencia y la aparamenta correspondiente a dicho nivel de tensión (interruptores, transformadores de tensión, transformadores de intensidad y autoválvulas), así como sus estructuras de soporte. También se instalarán elementos de la parte con nivel de tensión de 30 kV tales como la reactancia de puesta a tierra del sistema, la batería de condensadores y el aparellaje necesario para su maniobra.

La barra de 30 kV de la zona interior de la subestación recibirá la energía generada en el parque eólico, para su posterior evacuación a la red mediante una línea aérea de 400 kV de tensión. Por ello, se dispondrá de una posición de transformador de potencia elevador, con sus correspondientes equipos de medida

y facturación. En el documento de planos se incluyen tanto los esquemas unifilares como la disposición en planta de la apartamentada que se va a describir a continuación:

La topología en el parque de 400 kV consistirá en una posición de transformador de potencia (400/30 kV, 50 MVA) con salida hacia la línea aérea de alta tensión, formado por:

- Un (1) conjunto de tres (3) seccionadores unipolares de barras de 420 kV.
- Un (1) conjunto de tres (3) interruptores monofásicos automáticos de 420 kV de corte en SF₆.
- Un juego de tres (3) transformadores de tensión tipo inductivo para medida y protección.
- Un juego de tres (3) transformadores de intensidad para medida y protección.
- Dos (2) juegos de tres (3) pararrayos autoválvula con contador de descargas.
- Un pórtico de línea formado por un juego de tres (3) cadenas de aisladores de 420 kV.

La zona del transformador de potencia estará protegida por tres relés de sobreintensidad de fase (50) y una protección de sobreintensidad de neutro para faltas a tierra (51N).

La operación de la protección diferencial (87T) y la de las protecciones del propio transformador (63N-63BJ-63B-26), estarán concentradas en un relé de disparo y bloqueo (86), con rearme manual, que acciona los interruptores del transformador.

Las protecciones propias del transformador y la protección diferencial accionan el disparo de los interruptores situados a ambos lados del transformador. A diferencia de las protecciones de sobreintensidad del transformador, las cuales disparan el interruptor de nivel de tensión al que van asociadas.

La línea de 400 kV se protegerá con una protección direccional de neutro (67N), una protección de distancia (21) y otra protección diferencial longitudinal (87L).

Además, en el lado de alta tensión se contará con un contador electrónico combinado de energía activa y reactiva bidireccional.

Los circuitos de tensión e intensidad de los equipos de medida y protección estarán alimentados de los transformadores de tensión e intensidad correspondientes.

6.5.1. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Se instalarán tres interruptores automáticos unipolares de SF₆ para montaje en intemperie para la apertura y cierre de la salida de línea. Sus características principales son las siguientes:

- Tensión de servicio 420 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal de servicio 2.000 A
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito 50 kA
- Tensión de ensayo con onda 1,2/50 μ s 1.425 kV

Dichos interruptores dispondrán de mando eléctrico de operación acumulada en resorte.

Se instalará un total de un (1) juego de 3 interruptores unipolares de 400 kV.

6.5.2. SECCIONADORES

Con el fin de realizar el seccionamiento de la salida de línea, se prevé el montaje de tres seccionadores unipolares para 420 kV, de tipo intemperie y de doble apertura lateral. Las características principales son las mostradas a continuación:

- Tensión de servicio 420 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal de servicio 3.150 A
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito 50 kA
- Tensión de ensayo con onda 1,2/50 μ s 1.425 kV

El accionamiento de los seccionadores será por motor eléctrico. Se instalarán un total de un (1) juego de 3 seccionadores unipolares con cuchillas de puesta a tierra de 420 kV.

6.5.3. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Junto al interruptor se instalarán tres transformadores de intensidad para alimentar los circuitos de medida y protección. Sus características principales son las siguientes:

- Tensión de servicio 400 kV
- Tensión más elevada 420 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de transformación 100-200/5-5-5-5-5 A

Potencias y clases de precisión:

- Arrollamientos de medida 1 10 VA cl. 0,2RE
- Arrollamientos de medida 2 10 VA cl. 0,2RE
- Arrollamientos de medida para telecontrol 20 VA cl. 0,5-5P20
- Arrollamientos de protección 1 50 VA cl. 5P20
- Arrollamientos de protección 2 50 VA cl. 5P20

Todos los juegos de transformadores de intensidad de medida y protección llevarán sus correspondientes cajas para formación de intensidades que consisten en armarios de poliéster de aproximadamente 500 x 400 x 300 mm, en cuya placa de montaje se alojan las bornas y elementos de protección necesarios para unificar las señales.

6.5.4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS

Junto al interruptor se instalarán tres transformadores de tensión inductivos. Sus características principales son las siguientes:

- Tensión de servicio 400 kV
- Tensión más elevada 420 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Relación de transformación $\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{0,11}{\sqrt{3}} - \frac{0,11}{\sqrt{3}} - \frac{0,11}{\sqrt{3}} - \frac{0,11}{\sqrt{3}}$ kV

Potencias y clases de precisión:

- Arrollamientos de medida 1 10 VA cl. 0,2
- Arrollamientos de medida 2 10 VA cl. 0,2
- Arrollamientos de protección 1 30 VA cl. 3P
- Arrollamientos de protección 2 30 VA cl. 3P

Todos los juegos de transformadores de tensión de medida y protección llevarán sus correspondientes cajas para formación de tensiones que consisten en armarios de poliéster de aproximadamente 500 x 400 x 300 mm, en cuya placa de montaje se alojan las bornas y elementos de protección necesarios para unificar las señales.

6.5.5. AUTOVÁLVULAS

Se proyecta el montaje de dos juegos de tres pararrayos tipo autoválvula, unos conectados junto al transformador y otros a la salida de la línea de 400 kV, con el objetivo de proteger la instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, o las que por cualquier otra causa pudieran aparecer. Las características de estos elementos son las siguientes:

- Tensión de servicio continuo (U_c) 360 kV

- Tensión más elevada 420 kV
- Corriente de descarga asignada 20 kA
- Clase 4
- Nivel de aislamiento 1.425 kV
- Servicio Intemperie

Las autoválvulas serán de óxido de zinc con recubrimiento exterior de porcelana. Cada una de ellas se instalará equipada con un contador de descargas y ubicada sobre soporte metálico individual.

6.5.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS

La conexión de la apartamentada de 400 kV (desde el transformador de potencia hasta el pórtico de salida) se hará con cable simple de aluminio reforzado con acero 147-AL1/34-ST1A (antigua designación LA-180), cuyas características principales son:

- Sección total 181,6 mm²
- Composición 30+7 hilos de aluminio y acero, respectivamente
- Diámetro 17,5 mm
- Peso 676 kg/km
- Resistencia eléctrica (a 20°C) 0,1962 Ω/km
- Corriente admisible (sin sol ni viento) 440 A

Las conexiones entre el conductor y los diferentes elementos se hará mediante racores de conexión fabricados con técnica de ánodo masivo, de diseño circular y provistos con tornillería de acero inoxidable.

Se deberán utilizar conectores bimetálicos en caso de unión de metales de electronegatividades diferentes, como es el caso de las uniones entre cobre y aluminio.

6.6. SISTEMA DE 30 KV

6.6.1. SALIDA DE 30 KV

A la salida en media tensión del transformador se colocará la siguiente aparamenta exterior:

- Un juego de tres (3) pararrayos autoválvula de óxido metálico con envolvente polimérica, el cual dispone de las siguientes características:
 - Tensión servicio continuo 29 kV
 - Tensión asignada 36 kV
 - Clase 2
 - Distancia de fuga mínima 900 mm
 - Corriente de descarga asignada 10 kA
 - Nivel de aislamiento 170 kV
 - Servicio..... Intemperie
- Seis (6) aisladores de apoyo.
- Seis (6) terminales exteriores para cable 18/30 kV.
- Un (1) transformador de intensidad toroidal, para protección contra faltas a tierra a instalar en la puesta a tierra de la reactancia. Posee las siguientes características:
 - Tensión nominal 36 kV
 - Relación de transformación..... 500/5 A
 - Clase de precisión..... 15 VA cl. 5P20
- Tres (3) transformadores de intensidad toroidales para protección de la reactancia, instalados en el primario de dicha reactancia y con las siguientes características:
 - Tensión nominal..... 36 kV
 - Relación de transformación..... 500/5 A
 - Clase de precisión..... 15 VA cl. 5P20

- Tres (3) seccionadores unipolares con el objetivo de desconectar la reactancia, instalados en el primario de esta y con las siguientes características:
 - Tensión nominal 36 kV
 - Intensidad nominal 630 A
 - Intensidad de corta duración 25 kA
 - Mando Manual

La celda de media tensión se conectará con el transformador de potencia a través de cable aislado instalado en canal o bajo tubo hasta el bastidor donde se hará la conversión subterránea aérea y desde donde saldrá el embarrado hasta los bornes del transformador.

Los terminales de conexión se adaptarán a los tipos de bornes del transformador y las celdas.

6.6.2. REACTANCIA

Con el fin de permitir detectar las faltas monofásicas que se produzcan en la zona de 30 kV se contará con una reactancia en la salida de dicha tensión del transformador. La carencia de esta reactancia provocaría que, frente a una falta de las mencionadas características, no ocurra circulación de corriente por tierra y, sin embargo, se produzcan sobretensiones, situación no deseable. La corriente de falta se limita a 500 A y una duración de falta de 30 segundos. Las reactancias poseerán las siguientes características:

- Tipo Trifásica en baño de aceite natural
- Instalación Intemperie
- Número de fases 3
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Refrigeración ONAN
- Conexión Zig-zag
- Máxima corriente de falta a tierra (por neutro) 500 A

- Duración máxima de la falta a tierra30 s
- Máxima corriente en régimen continuo (falta resistente) 50 A
- Impedancia homopolar de fase.....70/104 Ω

6.6.3. CELDAS 30 KV

6.6.3.1. GENERALIDADES

Las celdas de media tensión son de tipo blindadas y encapsulado trifásico con aislamiento de SF₆. El conjunto de celdas para maniobra está compuesto por un embarrado de barra simple con las siguientes celdas:

- Una (1) posición de transformador.
- Dos (2) posiciones de línea.
- Una (1) posición de batería de condensadores.
- Una (1) posición de SSAA.

Las características de las celdas son las siguientes:

- Tensión de servicio 30 kV
- Tensión nominal de aislamiento..... 36 kV
- Intensidad nominal del embarrado..... 1.250 A
- Corriente de cortocircuito simétrica admisible..... 25 kA

6.6.3.2. POSICIONES DE LÍNEA

Las celdas de posición de línea cuentan con la siguiente aparamenta:

- Tres (3) detectores de presencia de tensión capacitivos.
- Tres (3) transformadores de intensidad con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 0,72 kV

- Relación de transformación..... 300-600 / 5-5 A
- Potencia y clase de precisión devanado 1 15 VA, cl. 0,5
- Potencia y clase de precisión devanado 2 30 VA. cl. 5P20
- Un (1) interruptor automático con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 630 A
 - Poder de corte en cortocircuito 25 kA
 - Capacidad de cierre en cortocircuito 63 kA
 - Ciclo de maniobra O – 0,3 s – CO – 15 s – CO
- Un (1) seccionador de barras con puesta a tierra con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 630 A
 - Intensidad de corta duración 25 kA
 - Mando de cuchillas Manual
- Un (1) juego de tres (3) pararrayos autoválvula de óxido metálico con envolvente polimérica con las características siguientes:
 - Tensión asignada 36 kV
 - Tensión máxima de servicio continuo 29 kV
 - Clase 2
 - Distancia de fuga mínima 900 mm

6.6.3.3. POCISIÓN DE TRANSFORMADOR

La celda de posición de transformador cuenta con la siguiente aparamenta:

- Tres (3) detectores de presencia de tensión.
- Tres (3) transformadores de intensidad con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 0,72 kV
 - Relación de transformación..... 600-1.200 / 5-5-5 A
 - Potencia y clase de precisión devanado 1 10 VA, cl. 0,5

- Potencia y clase de precisión devanado 2 30 VA. cl. 5P20
- Potencia y clase de precisión devanado 3 30 VA. cl. 5P20
- Un (1) interruptor automático con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 1.250 A
 - Poder de corte en cortocircuito 25 kA
 - Capacidad de cierre en cortocircuito 80 kA
 - Ciclo de maniobra O – 0,3 s – CO – 3 min – CO
- Un (1) seccionador de barras con puesta a tierra con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 1.250 A
 - Intensidad de corta duración 25 kA
 - Mando de cuchillas Manual
- Tres (3) transformadores de tensión inductivos en el embarrado con las siguientes características:
 - Tensión nominal 30 kV
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Relación de transformación $\frac{30.000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} - \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$
 - Frecuencia 50 Hz
 - Tensión eficaz de ensayo 1 minuto 50 Hz 70 kV
 - Tensión de cresta de ensayo con onda 1,2/50 μs 170 kV
 - Potencia y clase de precisión devanado 1 25 VA, cl. 0,5-3P
 - Potencia y clase de precisión devanado 2 50VA, cl. 3P

6.6.3.4. POSICIÓN DE BATERÍA DE CONDENSADORES

La celda de posición de batería de condensadores cuanta con la siguiente aparamenta:

- Tres (3) detectores de presencia de tensión capacitivos.

- Tres (3) transformadores de intensidad con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 0,72 kV
 - Relación de transformación..... 100-200 / 5-5 A
 - Potencia y clase de precisión devanado 1 15 VA, cl. 0,5
 - Potencia y clase de precisión devanado 2 30 VA, cl. 5P20
- Un (1) interruptor automático con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Relación de transformación..... 100-200 / 5-5 A
 - Intensidad nominal 630 A
 - Poder de corte en cortocircuito..... 25 kA
 - Capacidad de cierre en cortocircuito 80 kA
 - Ciclo de maniobra O – 0,3 s – CO – 3 min – CO
- Un (1) seccionador de barras con puesta a tierra con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 630 A
 - Intensidad de corta duración 25 kA
 - Mando de las cuchillas Manual

6.6.3.5. POSICIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

La celda de posición de servicios auxiliares cuenta con la siguiente aparamenta:

- Un (1) interruptor seccionador de tres posiciones con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad nominal 630 A
 - Intensidad de corta duración 25 kA
 - Poder de cierre 80 kA
 - Mando Manual

- Tres (3) fusibles con las siguientes características:
 - Intensidad nominal 10 A

6.6.4. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Se instalará un transformador de servicios auxiliares en el interior del edificio proyectado, junto a las celdas de media tensión, cuyas características principales son las siguientes:

- Potencia nominal 160 kVA
- Nivel de aislamiento 36 kV
- Relación de transformación $30 \pm 2,5 \pm 5 \pm 7,5 \%$ / 0,42 kV
- Grupo de conexión..... Dyn11

6.6.5. BATERÍA DE CONDENSADORES COMPACTA DE 3 MVAR

Se instalará una batería de condensadores formada por una cabina compacta de envolvente metálica, preparada para trabajar en interior o en intemperie (IP55), en cuyo interior se situarán:

- Los condensadores, en número de 9, hasta completar la potencia de 3 MVAR.
- El transformador de intensidad para la protección de desequilibrio.
- El dispositivo de puesta a tierra de seguridad del equipo.

Los seccionadores de la celda de batería estarán enclavados mediante cerradura, pudiendo acceder únicamente a la llave cuando el interruptor situado en la batería de condensadores esté abierto.

El conjunto del equipo dispone de los siguientes elementos:

- Nueve (9) botes de condensadores con las siguientes características:
 - Potencia nominal 333 kVAr (3 MVAR)
 - Tensión nominal 18,2 kV

- ConfiguraciónDoble estrella
- Un (1) transformador de intensidad toroidal para desequilibrio con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Relación de transformación..... 5 / 5 A
 - Potencia y clase de precisión secundario..... 10 VA, cl. 5P10
- Un (1) seccionador de puesta a tierra con las siguientes características:
 - Nivel de aislamiento 36 kV
 - Intensidad de corta duración 16 kA
 - Mando de las cuchillasManual
- Tres (3) reactancias monofásicas con las siguientes características:
 - Tensión nominal 36 kV
 - Intensidad de corta duración 16 kA
 - Inductancia 50 μ H

6.6.6. CABLEADOS Y EMBARRADOS

La conexión entre la celda de transformador de 30 kV y el embarrado de la misma tensión del transformador de potencia se realiza a través de dos ternas de cable de potencia de aluminio de 400 mm², tipo RH5Z1 18/30 kV y terminales flexibles, las cuales soportan una intensidad máxima en las condiciones de instalación de 1.056 A.

La conexión entre los mencionados terminales y las bornas de 30 kV del transformador de potencia se realiza mediante tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro y paredes de 4 mm, con una sección de 452 mm² que al aire admite una intensidad de 1.080 A en servicio continuo.

6.7. SERVICIOS AUXILIARES

El suministro de energía en baja tensión a los sistemas de maniobra y control se realizará mediante energía procedente del transformador de servicios auxiliares de 160 kVA, el cual se instalará en la sala de celdas de media tensión del edificio de la subestación, en un compartimento individual. El transformador de servicios auxiliares estará protegido a través de la correspondiente celda de servicios auxiliares con ruptofusibles.

Los sistemas auxiliares se dividen en alimentados en corriente alterna y en corriente continua.

6.7.1. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE ALTERNA

Los cuadros de servicios auxiliares de corriente alterna a 400 V se alimentarán de la energía procedente del transformador de servicios auxiliares. Estos cuadros suministran energía a todos los receptores que se alimentan con corriente alterna, como son:

- Rectificadores de corriente continua.
- Equipos de control de la subestación.
- Alimentación de los circuitos de fuerza.
- Alumbrado.

6.7.2. SISTEMA DE BAJA TENSIÓN Y CORRIENTE CONTINUA

Para suministrar corriente continua a los dispositivos que lo necesiten, se instalarán dos equipos formados por baterías de Níquel-Cadmio (NiCd) de 125 Vcc y sus correspondientes equipos rectificadores, con alimentación de corriente alterna independiente para cada uno de estos equipos.

Los equipos de protección y control de cada posición estarán alimentados de forma repartida ente dos circuitos independientes, estando conectados cada uno de estos circuitos a uno de los sistemas de baterías.

En cuanto a los equipos de comunicaciones, estos se alimentarán a 48 V de corriente continua. Para ello se utilizarán convertidores de 125 V de corriente continua a 48 V de corriente continua que se instalarán en los propios armarios de los equipos de comunicación.

6.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

6.8.1. RED DE TIERRAS INFERIORES

La instalación de la puesta a tierra inferior cumple con las siguientes funciones:

- Proteger tanto al personal como al equipo de potenciales peligrosos.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades generadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
- Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

La instalación contará con una malla de retícula cuadrada para la puesta a tierra, formada por conductores de cobre y picas, enterrados a una profundidad de 0,8 metros, en zanjas rellenas de tierra vegetal con el fin de facilitar la disipación de la corriente. La sección de conductores a emplear será de 50 mm².

Las uniones de los conductores de la malla y de las derivaciones de las tomas de tierra se harán con soldaduras aluminotérmicas de alto punto de fusión tipo Cadweld.

En cuanto a las conexiones previstas, estas se fijarán a la estructura y carcasas del aparellaje a través de tornillos y grapas especiales de aleación de

cobre, los cuales deben permitir no superar la temperatura de 200 °C en las uniones y asegurar su continuidad.

Según las indicaciones de la ITC-RAT 13, a la malla se deberán conectar las tierras de protección (armaduras, puertas, herrajes metálicos, bastidores, etc.), con el objetivo de incrementar la seguridad del personal que transite por la subestación, y las de servicio (los neutros de los transformadores de potencia, los neutros de los transformadores de tensión e intensidad, los neutros de las reactivancias o resistencias y las puestas a tierra de las protecciones contra sobretensiones).

Una vez efectuada la instalación de puesta a tierra, cumpliendo lo expuesto en el reglamento de alta tensión, se deben medir las tensiones de paso y de contacto, asegurándose de que los valores obtenidos estén dentro de los márgenes que garantizan la seguridad de las personas.

6.8.2. RED DE TIERRA AÉREA

La subestación dispondrá de tres pararrayos tipo Franklin para proteger la instalación frente a descargas atmosféricas. La ubicación de cada uno de estos pararrayos será la siguiente:

- Uno en el tejado del edificio de control.
- Uno anexo al transformador de potencia.
- Uno en el pórtico de la línea de 400 kV.

La situación exacta de estos elementos se puede comprobar en los planos alzado y planta de la subestación.

6.9. CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

La subestación dispondrá de un Sistema Integrado de Control (SIC). Este sistema estará diseñado para recoger en tiempo real toda la información de la subestación, enviarla al sistema de telecontrol superior y almacenarla localmente

para su gestión a través del HMI (Interfaz Hombre-Máquina). De esta forma, el Sistema Integrado de Control permitirá la ejecución de órdenes remotas sobre los elementos de campo. Además, este sistema permitirá el acceso a las protecciones para su visualización y configuración.

La gestión de la información se podrá realizar localmente (consola local de control y protección) y desde el despacho de explotación.

El Sistema Integrado de Control estará formado por los siguientes elementos:

- Unidades de control y protección para cada posición (UCP).
- Unidad concentradora de todas las posiciones (UCS).
- Consola local de control (tipo PC (*Personal Computer*)).
- Sistema de comunicaciones para interconexión de la UCS con las UCPs.
- Armario para alojamiento físico de los componentes.

Las comunicaciones internas entre los distintos elementos del Sistema Integrado de Control se realizarán mediante cables de fibra óptica con protección contra roedores.

La configuración de comunicaciones debe ser en estrella para que sin pasar por la UCS siempre se pueda realizar la conexión directa entre UCPs de distintas posiciones, garantizando así el correcto funcionamiento de posibles enclavamientos eléctricos entre ellas.

El protocolo de comunicación a utilizar entre UCPs y UCS debe responder a la configuración propuesta. El protocolo de comunicaciones para la conexión con telecontrol será del tipo normalizado IEC 60870-5-104.

6.9.1. ARMARIOS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

Todos los cuadros de control necesarios para garantizar la supervisión, monitorización, control y protección, así como los equipos de telemando y

comunicación de las distintas zonas de la subestación, se instalarán en una sala del edificio de control.

El cuadro de control albergará los conmutadores de símbolo y mando, señalización y alarmas y la medida instantánea. Los relés para las protecciones irán situados en sus correspondientes bastidores.

Se instalarán convertidores de tensión y potencia activa y reactiva para que la compañía eléctrica disponga de telemedida.

En los cuadros de control se situarán los aparatos de medida, relés de protección, conmutadores, pulsadores, señalizaciones y alarmas de la instalación.

En función de las diferentes posiciones de las que consta la subestación se dispondrá de diferentes tipos de protecciones, tal y como se muestra a continuación:

1- Posición de línea de 400 kV:

- Las medidas que se indicarán son:
 - Tensión, intensidad, potencia activa y potencia reactiva.
- Las protecciones y automatismos serán:
 - Distancia tripolar, con teleprotección.....21
 - Direccional de neutro..... 67N
 - Diferencial de línea.....87L
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea.....51/50
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea neutro
.....51N/50N
 - Fallo del interrupto..... 50s+62
 - Automatismo reenganchador (*)..... 79
 - Vigilancia de circuitos de disparo 3
 - Máxima frecuencia81M
 - Mínima frecuencia81m
 - Máxima tensión59
 - Mínima tensión27
 - Protección contra faltas a tierra.....64

(*) Para la activación del automatismo reenganchador se deberán tener en cuenta los requisitos legales de detección de presencia de tensión superior al 85% de la nominal y temporización de 3 minutos previos a la reconexión del parque.

2- Posición del transformador 400/30 kV:

- Las medidas que se indicarán son:
 - En 400 kV: Intensidad, potencia activa y potencia reactiva.
 - En 30 kV: Intensidad, tensión, potencia activa y potencia reactiva.
- Regulador:
 - En 400 kV posición de toma (TAP).
- Las protecciones y automatismos en 400 kV serán:
 - Diferencial de transformador 87T
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea51/50
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea neutro51N/50N
 - Fallo de interruptor 50s+62
 - Vigilancia de circuitos de disparo3
 - Bloqueo conexión de interruptor.....86
- Las protecciones y automatismos en 30 kV serán:
 - Diferencial de transformador 87T
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea51/50
 - Regulador90
 - Fallo de interruptor 50s+62
 - Vigilancia de circuitos de disparo3
 - Bloqueo conexión de interruptor.....86
- Las protecciones y automatismos comunes a ambos devanados serán:
 - Temperatura26
 - Imagen térmica.....49
 - Buchholz..... 63B
 - Sobrepresión63L
 - Nivel de aceite 63N
 - Nivel de aceite del regulador 63BJ

3- Posiciones de línea de 30 kV:

- Las medidas que se indicarán son:
 - Intensidad, potencia activa y potencia reactiva.
- Las protecciones y automatismos serán:
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea51/50
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea neutro51N/50N
 - Automatismo reenganchador79
 - Vigilancia de circuitos de disparo3

4- Posición de baterías de condensadores:

- Las medidas que se indicarán son:
 - Intensidad, potencia activa y potencia reactiva.
- Las protecciones y automatismos serán:
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea51/50
 - Sobreintensidad temporizada inversa e instantánea neutro51N/50N
 - Sobreintensidad de desequilibrio de neutro 50Nd
 - Vigilancia de circuitos de disparo3

Los equipos para realizar las funciones de mando, medida, protección, señalización, alarmas y telemando se ubicarán en el interior de un conjunto de armarios metálicos, formando el denominado cuadro de control. Estos armarios serán de apertura frontal con dos puertas superpuestas, la primera de ellas, de metacrilato transparente de protección, y la segunda, compuesta por un bastidor móvil para alojar racks de 19". En el interior del armario se albergarán los relés de protección, relés auxiliares, magnetotérmicos y bornas. En la parte frontal del armario se ubicarán los equipos de medida, protección y control. Estos equipos se montan en cajas de ¼ de rack de 19", en 6 alturas, diseñados para su montaje empotrado en el panel.

En cuanto a los equipos de protección, estos contienen una representación gráfica de control. La visualización del estado del interruptor y seccionadores se realiza mediante un mínimo interactivo. El mando se opera a través de pulsadores que integran la propia protección y que actúan directamente o mediante relés

auxiliares, realizando las funciones de conexión-desconexión del interruptor, reenganchador servicio-fuera de servicio, mando local-telemando, etc. La señalización de alarmas se realiza a través de unos leds de la protección y su correspondiente pantalla en la que aparecen indicadas.

Las funciones de telemando se hacen mediante todos los elementos descritos anteriormente.

El cableado interior de los armarios se hará con hilo flexible de cobre, con aislamiento libre de halógenos (ES07Z1), no propagador del fuego y de secciones de 1,5 y 2,5 mm². Los cables se instalarán sobre canaletas, con aberturas laterales para salidas de cable y tapas extraíbles. Cada extremo de cable tendrá el terminal correspondiente. Las interconexiones se realizarán mediante regletas terminales compuestas por bornas seccionables o no seccionables, debidamente rotuladas.

6.10. EQUIPOS DE MEDIDA FISCAL

En base a lo especificado en el reglamento unificado de punto de medida del sistema eléctrico, y más específicamente en las instrucciones técnicas complementarias (punto 4.5), los equipos contadores-registradores para puntos de medida de tipo 1 (potencia intercambiada anual igual o superior a 5 GWh) se instalarán contadores de energía activa de clase 0,2s y reactiva de clase 0,2 para medida principal y redundante.

El equipamiento necesario previsto para el consumo de energía es el siguiente:

- Transformadores de intensidad y tensión.
- Contadores de energía activa que, en el caso de los estáticos, deben contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 60687 y UNE-EN 61036 para su clase de precisión, simple tarifa, conexión a cuatro hilos y clase de precisión menor o igual a 0,2s. El registro de energía activa se realizará en todos los sentidos en los que sea posible la circulación de la energía.

- Contadores de energía reactiva que, en el caso de los estáticos, deben contar con el correspondiente certificado de conformidad a las normas UNE-EN 61268 para su clase de precisión, conexión a cuatro hilos y clase de precisión menor o igual a 0,5. El registro de energía reactiva se realizará en todos los cuadrantes en los que sea posible la circulación de la energía.
- Registrador-discriminador tarifario para el almacenamiento de las medidas procedentes de los contadores y para dar apoyo a la teletransmisión. También podrá tener las funciones de máxímetro y de acumulación de curvas de carga. Además, será capaz de almacenar la información de uno o más equipos de medida. El periodo de integración será de 15 minutos, pese a que deberá ser posible parametrizar valores inferiores. Tendrá un módem para red telefónica conmutada, compatible con el puesto central de telemedida de la zona.

6.11. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

Con el fin de garantizar la seguridad en condiciones de riesgo o simplemente mantener las condiciones ambientales suficientes, la subestación debe contar con una serie de sistemas que complementan la operatividad de la misma. Estos sistemas son:

- Alumbrado y fuerza.
- Sistema contra incendios.
- Sistema anti-intrusismo.
- Climatización de las dependencias del edificio de control.
- Instalaciones de suministro de agua.
- Instalaciones de saneamiento.
- Materiales de protección, seguridad y señalización.

6.12. GRUPO ELECTRÓGENO

La subestación dispondrá de un grupo electrógeno de 100 kVA con el fin de poder hacer frente a posibles interrupciones en el suministro eléctrico. Este elemento y sus instalaciones complementarias se situarán en un recinto independiente, adecuadamente aislado, dentro del edificio de control.

6.13. CABLES

6.13.1. CABLES DE BAJA TENSIÓN

Los cables de baja tensión serán de cobre o aluminio y de sección adecuada a la intensidad que transportan. El dimensionamiento de los cables se realizará siguiendo los siguientes criterios:

- Densidad de corriente.
- Caída de tensión.
- Cortocircuito.

El aislamiento será de polietileno reticulado químicamente (XLPE), para un nivel de aislamiento de 0,6/1 kV.

En los casos que se utilicen, por motivos de seguridad, cables con protección mecánica, se utilizará preferentemente para ello corona de alambres de acero galvanizado.

En cuanto a la cubierta exterior del cable, esta será de policloruro de vinilo (PVC) de color negro y deberá tener grabada, de forma indeleble, la identificación del conductor y nombre del fabricante.

6.13.2. CABLES DE FIBRA ÓPTICA

Los cables de fibra óptica de la subestación serán cables dieléctricos antirroedores, multimodo de 48 fibras ópticas.

6.14. OBRA CIVIL

6.14.1. OBRA CIVIL INTEMPERIE

6.14.1.1. DESCRIPCIÓN

En el recinto vallado donde se ubicará la subestación será necesario llevar a cabo diversas obras civiles con el fin de adecuarlo a las funciones que posteriormente deberá cumplir. Entre dichas obras civiles se encuentran las siguientes:

- Explanación y nivelación del terreno.
- Ejecución y/o acondicionamiento de accesos.
- Excavación y hormigonado de anclajes de aparamenta.
- Realización de las zangas para la red de tierras.
- Realización de las atarjeas exteriores para el paso de cableado de control y potencia con tapas de hormigón.
- Bancada para el transformador de potencia.
- Depósito de recogida de aceite.
- Realización del vallado perimetral con malla simple torsión y alambre de espino.
- Extendido de capa de gravilla de remate.
- Construcción del edificio de control.

6.14.1.2. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Con el objetivo de conseguir las explanaciones necesarias para el acceso a la subestación y para su propia construcción, se realizarán los movimientos de tierras necesarios. El acabado será afín con la vegetación de la zona.

6.14.1.3. SISTEMA DE TIERRAS

Se deberán realizar las excavaciones necesarias para enterrar a una profundidad de 0,8 metros el mallado de cable de cobre que compondrá la red de tierras. Además, también se enterrarán dos tierras perimetrales, uno exterior a la valla del recinto más otro interior, y otra en el exterior del edificio de control.

Al mallado de tierra se conectarán el cable de cobre y las pantallas de los cables de las líneas subterráneas, las tierras de protección y las de servicio. Mediante esta configuración de electrodo se reducen casi completamente las tensiones de paso y contacto, eliminando así el peligro de electrocución del personal de la instalación.

La totalidad de las conexiones enterradas se llevarán a cabo mediante soldadura aluminotérmica de alto punto de fusión tipo Cadwell, y los cables de tierra se unirán a los soportes metálicos de la aparamenta de la instalación con piezas de conexión a compresión adecuadas.

6.14.1.4. SANEAMIENTO

La captación de aguas pluviales se realizará mediante colectores compuestos por cunetas y tuberías de cemento de distintos diámetros. Todas las aguas pluviales se llevarán hacia estos colectores, así como las procedentes de canalizaciones de cables.

6.14.1.5. ACCESOS Y VIALES

Los viales del interior de la subestación deberán tener una anchura de calzada mínima de 4,0 metros.

En el eje de acceso de entrada a la subestación se dispondrá de una anchura de calzada mínima de 5,0 metros y cumplirá con los siguientes requisitos:

- Capacidad portante para un vehículo de 15.000 kg con ejes separados 4,5 metros, actuando 5.000 kg sobre el eje delantero y 10.000 kg sobre el eje trasero, con una sobrecarga de uso de 2.000 kg.
- En los tramos con curvatura, el carril de rodamiento debe quedar delimitado por el trazado de una corona circular. Los radios de dicha corona serán de 5,30 y 12,50 metros, con una anchura libre para la circulación de 7,20 metros.
- La altura libre debe permitir el paso de un vehículo de 3,50 metros de altura, con un margen de seguridad de 0,20 metros.
- La pendiente debe ser inferior al 15%.

6.14.1.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la instalación del transformador de potencia 400/30 kV, es necesaria la construcción de una bancada. También, se construirá un depósito de hormigón enterrado, con capacidad suficiente para albergar el volumen de aceite del transformador.

La bancada estará formada por muros de cemento armado sobre solera del mismo material, y la parte superior estará constituida por un forjado unidireccional formado por viguetas de hormigón pretensado. Se usará hormigón armado HA-25/P/20 con resistencia característica (f_{ck}) de 250 kp/cm².

6.14.1.7. ESTRUCTURAS METÁLICAS

La obra civil a realizar consiste en construir los cimientos soporte de la estructura metálica de los sistemas de 400 y 30 kV.

En el caso tanto de los bastidores encargados de soportar los conductores de alta tensión conectados al transformador de potencia como de la aparatada de medida y protección, se usarán cimentaciones del tipo zapata aislada. Estas cimentaciones serán de hormigón en masa (salvo armaduras para retracciones del hormigón) y llevarán las placas de anclaje de las estructuras sobre sus peanas (segunda fase de hormigonado).

En las cimentaciones se deberán tener en cuenta las canalizaciones que permitan facilitar el trazado de los cables de la red de tierras y de los conductores de control.

6.14.1.8. CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Se debe prever una red de canalizaciones de cables con sus correspondientes tapas de registro para el tendido de cables desde los aparatos eléctricos hasta los paneles de control de la subestación.

Las zanjas de cables serán del tipo normalizado, con una anchura interior de 0,45 metros y con tapas de hormigón prefabricado de 0,54 metros.

El cruce de viales se realizará con tubos hormigonados.

6.14.1.9. CIERRE DE LA SUBESTACIÓN

La totalidad del recinto de la subestación estará protegido por un cierre de malla metálica con el objetivo de evitar el acceso de personas ajenas al servicio.

Según lo especificado en el punto 3.1 de la ITC-RAT 15, la altura del cierre será como mínimo de 2,20 metros.

6.14.1.10. ELEMENTOS AUXILIARES DE SEGURIDAD

En el edificio de la subestación se dispondrá de equipos de detección y extinción de incendios.

Dichos equipos de detección estarán compuestos de una serie de elementos detectores, situados en lugares adecuados, que ante la presencia de humos y/o calor actuarán como alarmas.

Los detectores irán instalados en el techo de cada dependencia.

En cuanto a los equipos de extinción de incendios, estos estarán compuestos por extintores portátiles de espuma carbónica, nieve carbónica y polvo de granito de diversos tamaños.

Se instalarán los materiales de seguridad para las tensiones de la subestación, tales como banquetas, detectores de tensión, guantes aislantes, pértigas, etc. así como carteles con indicaciones de las 5 reglas de oro, del límite de zona de trabajo y de requisitos previstos.

6.14.2. OBRA CIVIL EDIFICIOS

En la subestación se proyecta la construcción de un edificio con las instalaciones necesarias, con unas dimensiones exteriores de 22,75 x 10 metros y con los siguientes recintos:

- Sala de celdas de media tensión 35,74 m²
- Sala de baterías y servicios auxiliares 29,00 m²
- Sala de control, protección y medida 35,21 m²
- Oficina 25,58 m²
- Almacén 50,45 m²

- Grupo electrógeno 10,00 m²
- Aseo-vestuario femenino 6,84 m²
- Aseo-vestuario masculino 10,45 m²

Además de dicho edificio, la zona intemperie contará con un almacén de residuos de 8 x 3 metros y un edificio para sala de contadores de 3 x 2 metros.

6.14.2.1. MOVIMIENTOS DE TIERRAS

Después de la limpieza y desbroce del solar, y en presencia de la dirección facultativa de la obra, se realizará el replanteo según lo especificado en el plano de planta de la instalación, para proceder a la excavación de las zapatas y zanjas de cimentación, teniendo en todo caso que alcanzar con los pozos de las zapatas el terreno resistente de acuerdo con los datos del terreno.

Durante la excavación se extremarán las medidas de seguridad, procediendo a realizar las entibaciones necesarias.

6.14.2.2. CIMENTACIÓN

Se emplearán cimentaciones con zapatas aisladas, atadas entre sí para el edificio, debido a las características y resistencias del terreno sobre el que se construirá.

Los cimientos, tras haber limpiado las tierras caídas durante la excavación, se llenarán de hormigón de la resistencia característica necesaria.

Previo al hormigonado se situarán los anclajes de pilares y muros y las armaduras de las zapatas.

6.14.2.3. RED ENTERRADA DE SANEAMIENTO

La red de saneamiento se instalará enterrada en zanja sobre lecho de arena con tubería de PVC (policloruro de vinilo). La parte de esta que deba quedar enterrada por la cimentación o la solera se realizará de la forma más esmerada posible.

Los pasos de muros se realizarán mediante la colocación de un contratubo de plástico flexible que permita la libre dilatación sin fractura del propio tubo, quedando sellado el espacio entre las dos tuberías.

6.14.2.4. SOLERA

La solera se realizará sobre un relleno de tierras compactadas al 95% del Proctor modificado, con hormigón de resistencia característica apropiado, con juntas de construcción distribuidas con una distancia entre ellas máxima de 8,00 metros.

La solera deberá disponer de pendiente hacia los sumideros.

El acabado de las soleras que deban quedar vistas sin revestimiento de solado posterior se realizará mediante fratasado mecánico con acabado de cuarzo.

6.14.2.5. ESTRUCTURA

Se proyecta la disposición de una estructura a base de pilares metálicos sobre los que se sitúan las cerchas de formación de pendiente y las correas necesarias para la construcción de los faldones de la cubierta.

6.14.2.6. CUBIERTAS

La cubierta del edificio de la subestación se realizará a dos aguas, con pendientes del 30% y de teja cerámica curva colocada sobre faldones construidos con placas cerámicas autoportantes tipo ITECE.

6.14.2.7. ALBAÑILERÍA

La fachada exterior se realizará a base de bloques vistos tipo Split de mortero de cemento en color paja, jaharrado interior de mortero de cemento, cámara con aislamiento, tabique de hueco doble y lucido interior de yeso, remarcando los cabeceros y vierteaguas de las ventanas, con piezas bloque visto tipo liso de forma que queden realizados los mencionados huecos.

En cuanto a las distribuciones interiores, estas se harán con tabique hueco doble lucido de yeso por ambas caras, salvo en las divisiones de los aseos que estarán jaharradas con mortero de cemento y después alicatadas.

Las estancias de la sala de control dispondrán de falso techo registrable a base de placas de escayola.

6.14.2.8. SOLADOS Y ALICATADOS

La totalidad de los solados del edificio se realizarán de terrazo microgramo gris.

Los alicatados de los aseos se realizarán con azulejos de 20 x 10 cm en color blanco.

Los cuartos de celdas dispondrán de un suelo técnico, constituido por piezas de panel tipo permalí desmontables, montadas en perfilería metálica específica, de forma que pueda ser practicable el espacio bajo el mismo, espacio por el que discurrirán todos los cableados de control y potencia.

En cuanto al pavimento exterior, este se realizará con piezas de terrazo para exteriores antideslizantes, con dimensiones de 30 x 30 cm, rematadas por un bordillo de remate.

6.14.2.9. CARPINTERÍA

La carpintería interior se realizará en madera para barnizar.

En cuanto a la carpintería exterior, esta se realizará de aluminio anodizado en color en las ventanas de la sala de control y del despacho. En el resto de ventanas se instalarán piezas prefabricadas de hormigón en las que dos de las piezas de cada hueco serán practicables por bastidores de acero galvanizado.

6.14.2.10. CERRAJERÍA

Tanto las puertas exteriores del edificio como las posibles rejas de protección de las ventanas se fabricarán con perfilería metálica en acero galvanizado.

6.14.2.11. INSTALACIONES

Las instalaciones se realizarán según los diseños y dimensionamientos de los planos correspondientes, considerando que tanto la instalación de fontanería como la de calefacción se harán según el Código Técnico de la Edificación, y que las instalaciones de electricidad se realizarán con el reglamento electrotécnico para baja tensión y normas de la compañía suministradora.

El abastecimiento de agua se hará mediante un depósito de agua potable situado en el exterior del edificio y provisto de un pequeño grupo de presión. En cuanto a la producción de agua caliente, esta se obtendrá con un termo eléctrico.

Para el saneamiento se instalará en el exterior del edificio un depósito estanco que recoja y trate la pequeña cantidad de aguas residuales que se generen.

6.14.2.12. VIDRIERÍA

La carpintería exterior dispondrá de vidrio Climalit 4-6-4.

6.14.2.13. PINTURA

La pintura de las paredes será al plástico picado. En cuanto a la de los techos, esta será al plástico liso.

6.15. ESTRUCTURA METÁLICA

Los soportes de la aparamenta del parque intemperie estarán formados por perfiles metálicos normalizados y galvanizados. Idénticamente se construirán las estructuras de soporte del pórtico de salida de la línea de 400 kV. Estas estructuras serán capaces de soportar tanto los esfuerzos ejercidos por los conductores como los efectos atmosféricos adversos.

6.16. NORMATIVA PREVENCIÓN DE INCENDIOS

Según lo establecido en el Real Decreto 2267/04, respecto a su configuración y ubicación, la subestación dispone de dos tipos de establecimiento. Por un lado, tipo E la parte ocupada por el parque intemperie, ya que ocupa un espacio abierto con una cobertura superior del 50% de la superficie ocupada. Por otro lado, tipo C el edificio de control, como establecimiento industrial que ocupa

totalmente un edificio y se encuentra a una distancia superior a tres metros del edificio más próximo de otros establecimientos.

En el caso de una estación transformadora, se considera una densidad de carga fuego media de 300 MJ/mm^2 , con riesgo de activación medio, según la tabla 2.1 del apéndice 1 del RD 2267/04. En función de estos datos, el nivel de riesgo intrínseco de la instalación es bajo, tal y como se puede comprobar en la tabla 1.2 apéndice 1 del mencionado Real Decreto, lo que justifica que sean suficientes las indicaciones del ITC-RAT 13 para prevención de incendios en las Subestaciones Eléctricas Transformadoras.

6.16.1. PARQUE INTEMPERIE

Según lo indicado en el apartado 6.1. de la ITC-RAT 15, se usarán materiales que prevengan y eviten la aparición de fuego y la propagación de este a otros puntos de la instalación o al exterior.

La superficie de la subestación estará recubierta por una capa de grava tratada con herbicidas para evitar el crecimiento de hierbas que supongan al secarse riesgo de incendio.

Los transformadores y reactancias dispondrán de dispositivos de protección que los desconectarán del resto de la red en caso de que se pueda producir peligro de incendio, como puede ser en situaciones de cortocircuito, sobrecargas y otras causas que provoquen calentamientos excesivos.

Además, se ha proyectado un sistema de recogida de aceite, el cual se ha descrito anteriormente.

6.16.2. EDIFICIO DE MANDO Y CONTROL

Según lo indicado en el apartado 5.1 de la ITC-RAT 14, para prevención de incendios en el edificio de la subestación no será necesaria la instalación de un equipo fijo de extinción de incendios.

Para determinar las protecciones contra incendios que puedan ser necesarias en las instalaciones eléctricas de alta tensión, junto con las disposiciones específicas en vigor y tal y como señala la ITC-RAT 14, se debe tener en cuenta:

- La posibilidad de propagación del incendio a otras partes de la instalación.
- La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación, provocando daños a terceros.
- La presencia o ausencia de personal de servicio permanente en la instalación.
- La naturaleza y resistencia al fuego del edificio y sus cubiertas.
- La disponibilidad de medios públicos de lucha contra incendios.

Por norma general, se aplicará lo indicado en el Código Técnico de la Edificación, Documento Básico – Seguridad en caso de Incendio (CTE-DB-SI), en lo que respecta a las características de los materiales de construcción, resistencia al fuego de estructuras, compartimentación, evacuación, y, en particular, sobre aquellos aspectos que no hayan sido recogidos en este reglamento y afecten a la edificación.

Según las directrices de la ITC-RAT 14, se situará como mínimo un extintor de eficacia 89B en las instalaciones en las que no sea obligatorio la disposición de un equipo fijo. Este extintor se deberá colocar, siempre que sea posible, en el exterior de la instalación con el objetivo de facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, nunca a una distancia superior a 15 metros de la misma.

En caso de existir personal itinerante de mantenimiento para la vigilancia y control de varias instalaciones que no cuenten con personal fijo, este personal itinerante deberá llevar, como mínimo, dos extintores de eficacia 89B, sin ser

necesaria en este caso la existencia de extintores en los recintos que se encuentren bajo su vigilancia y control.

6.17. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

6.17.1. INTRODUCCIÓN

El desmantelamiento de la subestación se llevará a cabo una vez termine la actividad de la misma por cumplimiento de la vida útil del parque eólico que evacúa en ella. Por las características de la instalación, esta puede integrarse a la red de transporte o distribución, por lo que su vida útil puede estar ligada a las necesidades de transporte y distribución.

Sin embargo, para este proyecto se liga la vida útil de la subestación al periodo previsto para las plantas de generación, el cual es de 25 años desde su puesta en servicio, sin perjuicio de reconversiones tecnológicas de los parques eólicos y fotovoltaicos que alarguen su vida útil.

6.17.2. OBRAS DE DESMANTELAMIENTO

Con el cese total de la actividad de la subestación, se realizará el desmantelamiento y/o demolición de la misma.

El plazo de ejecución de las actuaciones previstas para el plan de desmantelamiento será de seis meses.

En el transcurso del desmantelamiento, se tomarán todas las medidas de seguridad y prevención de riesgos laborales incluidas en la legislación vigente en ese momento, junto con toda la legislación sectorial aplicable.

6.17.3. MEDIDAS CORRECTORAS Y RESTAURACIÓN PAISAJÍSTICA

Se tomarán las medidas correctoras necesarias para lograr alguno/s de los siguientes aspectos:

- Reducir o eliminar las alteraciones que el medioambiente de la zona haya podido sufrir debido a la subestación.
- Reducir o atenuar los efectos ambientales negativos, limitando la intensidad de la acción que se ha provocado.
- Realizar medidas de restauración con el objetivo de conseguir el efecto contrario a la acción provocada.

6.18. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS DE CONSTRUCCIÓN

Según lo dispuesto en el Real Decreto 105/2008, se tendrá que gestionar los residuos producidos en la construcción de la subestación transformadora, con el objetivo de fomentar, en este orden, su prevención, reutilización, reciclado y otras formas de valorización, asegurando que los destinados a operaciones de eliminación reciban un tratamiento adecuado, y contribuir a un desarrollo sostenible de la actividad del presente proyecto. En cuanto a los residuos generados en la fase de construcción, se puede diferenciar entre residuos no peligrosos y los peligrosos, según se definen en la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

En la subestación se habilitará una zona de almacenamiento de residuos para la correcta gestión de los residuos desde su producción hasta su recogida por parte de un gestor autorizado.

Según lo indicado en la Ley 22/2011 de residuos y suelos contaminados, los poseedores de residuos están obligados a entregarlos a gestores de residuos autorizados para su valorización o eliminación. Será prioritario destinar cualquier

residuo potencialmente reciclable o valorizable, evitando su eliminación siempre que sea posible.

6.19. LIMITACIÓN DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS

Según el 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 radiológicas, se establecen unos límites de exposición máximos que se deben cumplir en las zonas en las que puedan quedarse habitualmente personas.

En este sentido, los circuitos eléctricos objeto del proyecto que generarán valores de campo magnéticos más elevados serán los que circule por ellos una intensidad más elevada y que se sitúen más próximos al exterior de la subestación.

Según lo indicado en el apartado 4.7 de la ITC-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en el diseño de las instalaciones se deben adoptar las medidas adecuadas con el fin de minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos magnéticos generados por la circulación de corriente a 50 Hz en los distintos elementos de las instalaciones.

Con el objetivo de minimizar los campos magnéticos creados, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño:

- El tendido de los cables de potencia en alta y baja tensión se hará de forma que las tres fases de una misma terna estén en contacto con una disposición en tresbolillo.
- Se intentará que las interconexiones sean lo más cortas posibles, y se diseñarán rehuyendo paredes y techos contiguos con zonas habitadas.
- No se situarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con recintos habitables, y se intentará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado posible de estos recintos.

Según el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, el nivel máximo de referencia de los campos magnéticos generados por la instalación se establece en 100 μT .

Una vez terminada la construcción de las instalaciones, se recomienda realizar las mediciones de los campos magnéticos comprobando que se cumplen los límites establecidos por el Real Decreto 1066/2001, de 8 de septiembre.

7. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución de las obras del presente proyecto se estima en 10 meses, tal y como se puede comprobar en el siguiente cronograma:

Mes		1				2				3				4				5				6				7				8				9				10			
Semana		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Trabajo	Semanas																																								
1	Despeje y desbroce del terreno	4																																							
2	Replanteo	3																																							
3	Movimiento de tierras	6																																							
4	Excavación de zanjas	5																																							
5	Acarreo de materia excedente	4																																							
6	Tendido y conexionado de la red de tierras	6																																							
7	Excavación de cimentaciones	9																																							
8	Realización de bancadas	12																																							
9	Realización del foso de recogida de aceite	5																																							
10	Armado y montaje de estructuras metálicas	13																																							
11	Montaje de aparamenta	13																																							
12	Conexión de tierra y equipos	13																																							
13	Construcción de edificio de control	12																																							
14	Montaje de celdas	8																																							
15	Conexionado de equipos	18																																							
16	Montaje de transformador	11																																							
17	Conexiones generales	19																																							
18	Pruebas	12																																							
19	Puesta en marcha	4																																							

Figura 2. Cronograma de ejecución de las obras de la subestación (Fuente: Elaboración propia).

8. ORDEN DE PRIORIDAD ENTRE LOS DOCUMENTOS

Frente a posibles discrepancias, el orden de prioridad de los documentos del presente proyecto es el siguiente:

1. Planos
2. Pliego de condiciones.
3. Presupuesto
4. Memoria.

9. CONCLUSIÓN

Con lo expuesto en la presente memoria, cálculos justificativos, presupuesto, planos y demás documentos adjuntos, se consideran suficientemente descritos los elementos constitutivos y actuaciones constructivas del presente proyecto de la Subestación 400/30 kV La Parte, solicitándose la Autorización Administrativa Previa y la Autorización Administrativa de Construcción.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «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.,» Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2014.
- [2] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, [En línea]. Available: <https://www.boe.es/>. [Último acceso: 22 01 2023].
- [3] Satel, Subestación eléctrica 400/30 kV "Francisco Pizarro", 2020.
- [4] ata, «Anexo 02 Proyecto Básico: Cronograma de Ejecución,» de *Subestación Eléctrica 220/30kV, Línea Aérea de Alta Tensión de 220kV y Subestación Seccionadora 220kV en La Palma del Condado, Villarrasa, Niebla, Beas y Trigueros; Huelva, España*, ata, 2020.
- [5] J. Trashorras Montecelos, Subestaciones eléctricas, Madrid: Ediciones Parainfo, 2019.
- [6] satel, Subestación Eléctrica 400/30 kV "Las Mareas", SATEL, 2020.
- [7] J. Moreno Mohíno, P. Simón Comín, G. Asensio Madrid, G. Denche Castejón, E. Faleiro Usanos, D. García Puertas, P. Navarro Martínez y F. J. Pazos Filgueira, Sistemas de puestas a tierra en instalaciones de alta tensión, Madrid: Garceta grupo editorial, 2015.
- [8] J. Ramírez Vázquez, L. Beltrán Vidal, J. L. Borniquel Baqué y P. Dagá Gelabert, Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos., Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.

DOCUMENTO 3

ANEXOS

ÍNDICE DE CONTENIDO

Anexo 1 – Selección de emplazamiento

Anexo 2 – Cálculos justificativos

ANEXO 1

SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. RECURSO EÓLICO.....	2
3. GEOLOGÍA Y GEOTÉCNIA.....	8
4. OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO.....	12
5. VEGETACIÓN Y ESPACIOS MEDIOAMBIENTALES PROTEGIDOS	13
6. ACCESO.....	15
7. DISTANCIA DE INTERCONEXIÓN A UNA SUBESTACIÓN CON ACCESO LIBRE.....	17
8. RESUMEN	18
BIBLIOGRAFÍA	19

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Densidad media de potencia eólica de la Península Ibérica (Fuente: [1]).	2
Figura 2. Parques eólicos existentes en los alrededores de Zaragoza (Izda.) y en Galicia (dcha.) (Fuente: [2]).	3
Figura 3. Densidad media de potencia eólica de Castilla y León (Fuente: [1]).	4
Figura 4. Parques eólicos existentes en los alrededores de la ciudad de Burgos (Fuente: [2]).	4
Figura 5. Zona noroeste de la ciudad de Burgos 1 (Fuente: [3]).	5
Figura 6. Zona noroeste de la ciudad de Burgos 2 (Fuente: [3]).	5
Figura 7. Distribución de Weibull a 100 metros de altura (Fuente: [3]).	6
Figura 8. Variación de la velocidad del viento con la altura (Fuente: [3]).	6
Figura 9. Perfil medio diario de la velocidad del viento a 100 metros de altura (Fuente: [3]).	7
Figura 10. Rosa de vientos a 100 metros de altura (Fuente: [3]).	7
Figura 11. Mapa de distribución del Mapa Geológico de España (Fuente: [4]).	8
Figura 12. Zona sureste de la hoja 166 (18-9) – Villadiego (Fuente: [4]).	8
Figura 13. Mapa de distribución del Mapa Geotécnico de España (Fuente: [5]).	9
Figura 14. Zona de interés de la hoja 20(5-3) – Burgos (Fuente: [5]).	10
Figura 15. Topografía de la zona seleccionada (Fuente: [6]).	12
Figura 16. Relieve de la zona seleccionada (Fuente: [7]).	12
Figura 17. Imagen de satélite de la vegetación existente en la zona (Fuente: [8]).	13
Figura 18. Espacios protegidos cerca del emplazamiento (Fuente: [6]).	14
Figura 19. Mapa de carreteras cercanas al emplazamiento 1 (Fuente: [9]).	15
Figura 20. Mapa de carreteras cercanas al emplazamiento 2 (Fuente: [9]).	16

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de suelo existente en la zona seleccionada (Fuente de datos: [4]).	9
Tabla 2. Distancias desde el emplazamiento hasta las subestaciones (Fuente: Elaboración propia).	17
Tabla 3. Resumen de las características del emplazamiento (Fuente: Elaboración propia).	18

1. INTRODUCCIÓN

Para realizar un correcto análisis de estudio de alternativas y elección de la ubicación de un parque eólico terrestre, es necesario estudiar las mejores zonas en cuanto a recurso eólico, para posteriormente analizar varias alternativas dentro de dichas zonas mediante una metodología que tenga en cuenta diferentes criterios de valoración y exclusión, como pueden ser:

- Recurso eólico.
- Elementos culturales y arqueológicos.
- Orografía y tipo de terreno.
- Vegetación y espacios medioambientales protegidos.
- Acceso.
- Geología y geotécnica de la zona.
- Distancia de interconexión a una subestación con acceso libre.
- Capacidad para ubicar potencia suficiente de aerogeneradores.

Para este proyecto, se realiza un estudio simplificado, dado que el objetivo es el diseño de la subestación eléctrica del parque eólico y no el diseño del parque eólico en sí. Por ello, se buscará una alternativa que cumple adecuadamente todos los criterios de valoración y exclusión listados anteriormente.

2. RECURSO EÓLICO

Como punto de partida del estudio para la elección del emplazamiento, se analiza el recurso eólico del territorio español mediante el visor del *Global Wind Atlas*. En la siguiente figura 1 se muestra la densidad media de potencia a una altura de 150 metros sobre el nivel del suelo, la cual es aproximadamente la altura de buje de los aerogeneradores que se emplearán en el parque:

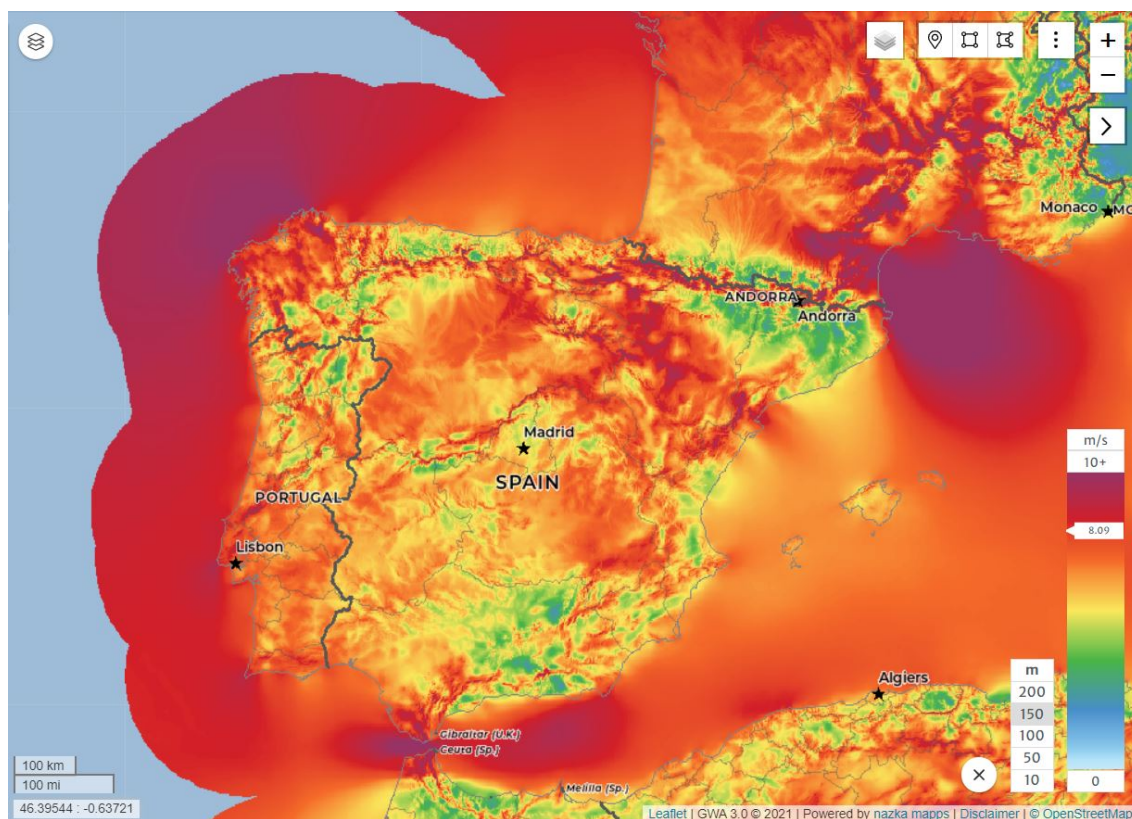


Figura 1. Densidad media de potencia eólica de la Península Ibérica (Fuente: [1]).

Analizando dicho mapa con detalle, se puede comprobar como las zonas terrestres con mayor densidad de potencia por extensión, fuera de grandes cordilleras, se encuentran en Galicia y Aragón, en esta última principalmente en los alrededores de Zaragoza. Pero debido a ello, dichas zonas están altamente explotadas en cuanto a generación eólica, tal y como se puede comprobar en la

siguiente figura 2 dónde los números indican la cantidad de parques eólicos en cada zona:



Figura 2. Parques eólicos existentes en los alrededores de Zaragoza (Izda.) y en Galicia (dcha.) (Fuente: [2]).

Otra zona con elevada densidad media de potencia se sitúa en la zona central del norte, en la comunidad autónoma de Castilla y León. Como se puede comprobar en la figura 3, dentro de este territorio, y fuera de grandes cordilleras, el recurso eólico destaca en los alrededores de la ciudad de Burgos.

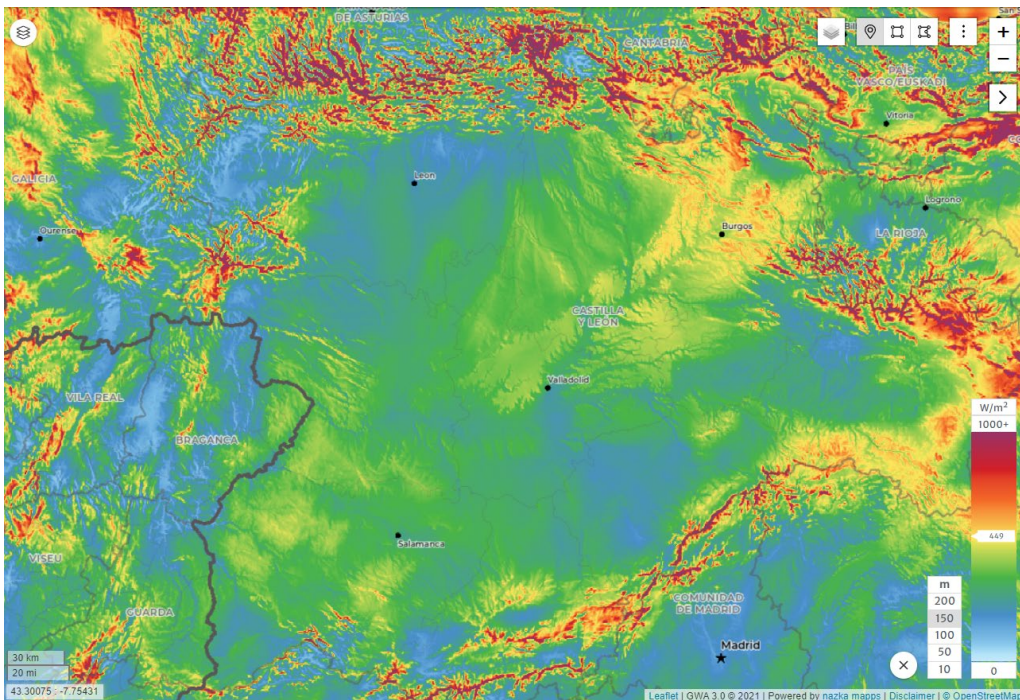


Figura 3. Densidad media de potencia eólica de Castilla y León (Fuente: [1]).

En la siguiente figura 4, se puede comprobar la cantidad y localización de parques eólicos en la última zona mencionada, comprobando que en la zona al noroeste de la capital existe un gran área con reducido número de parques eólicos:

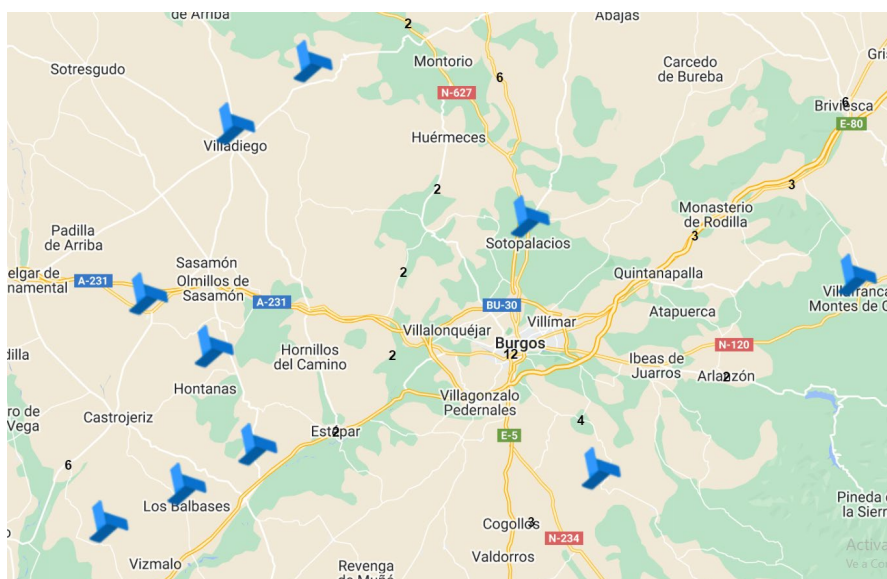


Figura 4. Parques eólicos existentes en los alrededores de la ciudad de Burgos (Fuente: [2]).

Analizando con mayor detalle dicha zona al noroeste de la ciudad de Burgos, mediante las imágenes de las figuras 5 y 6, se puede observar tanto el recurso eólico como la localización de aerogeneradores de parques eólicos de la zona.

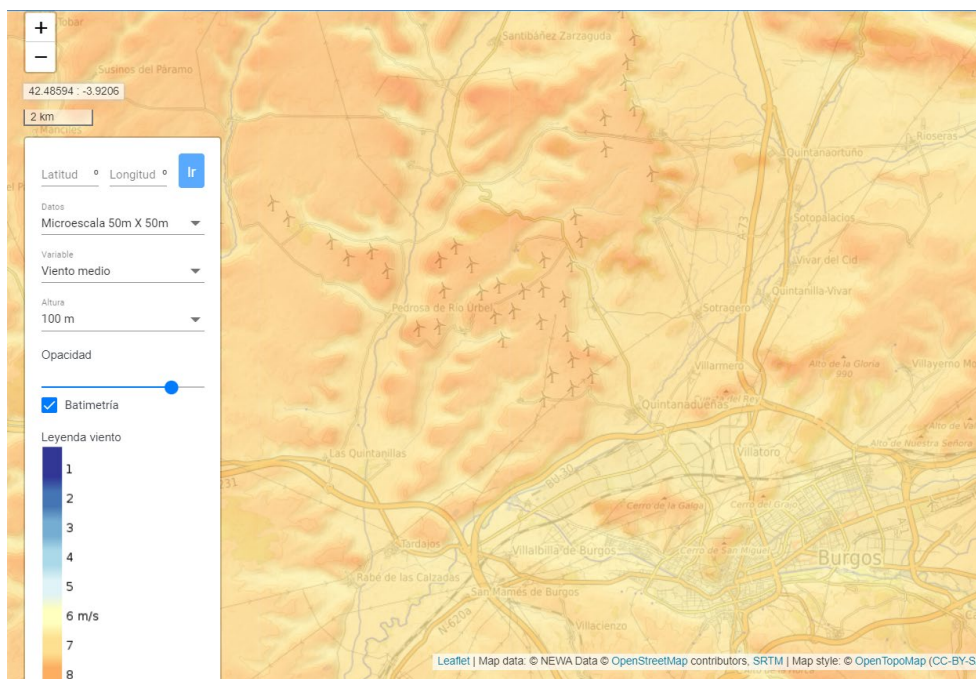


Figura 5. Zona noroeste de la ciudad de Burgos 1 (Fuente: [3]).

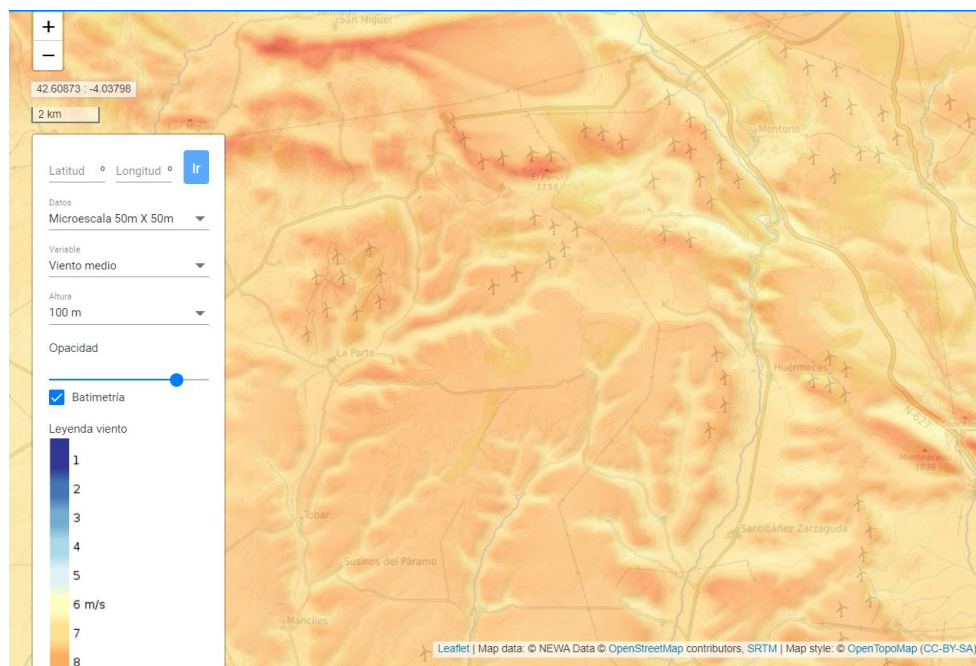


Figura 6. Zona noroeste de la ciudad de Burgos 2 (Fuente: [3]).

Por lo que la zona seleccionada para la ubicación del parque eólico será la zona central libre de molinos de viento y con buen recurso eólico de la figura 6. Más específicamente, la zona al este y suroeste de La Parte. Los datos de viento de un punto medio de esta zona, obtenidos mediante el visor del Mapa Eólico Ibérico de alta resolución del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) son los siguientes:

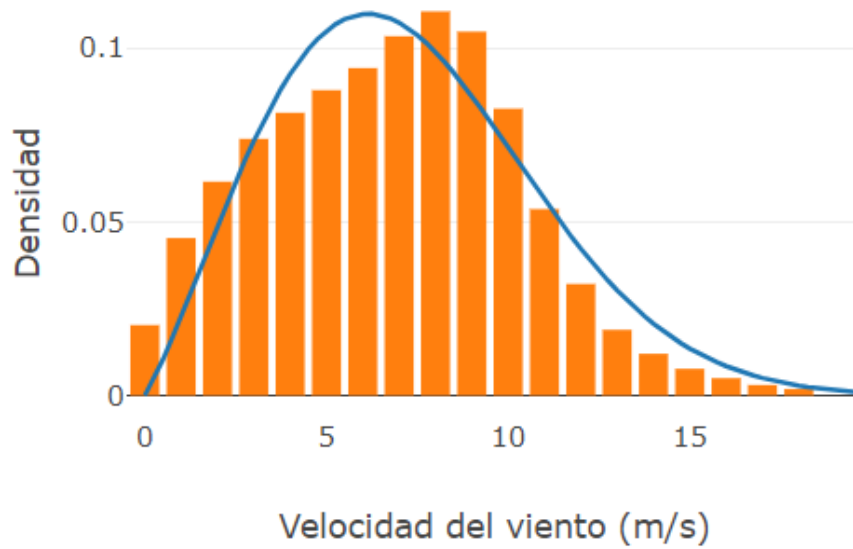


Figura 7. Distribución de Weibull a 100 metros de altura (Fuente: [3]).

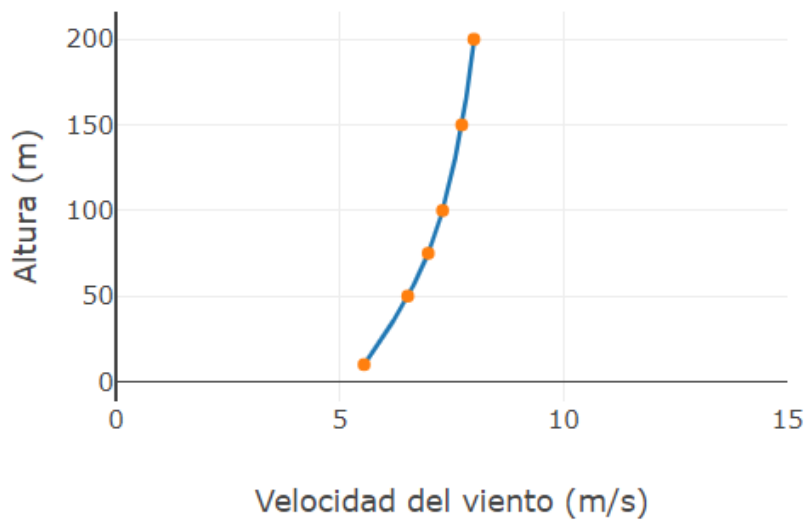


Figura 8. Variación de la velocidad del viento con la altura (Fuente: [3]).

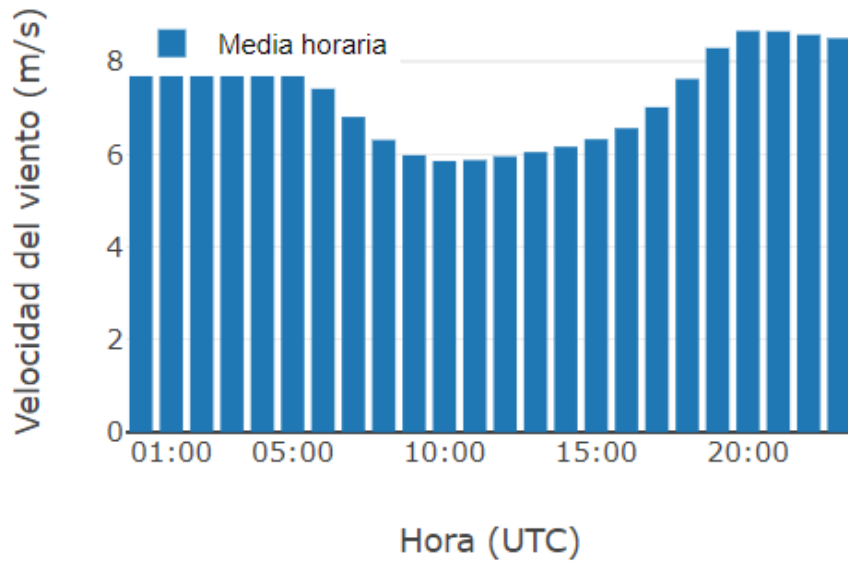


Figura 9. Perfil medio diario de la velocidad del viento a 100 metros de altura (Fuente: [3]).

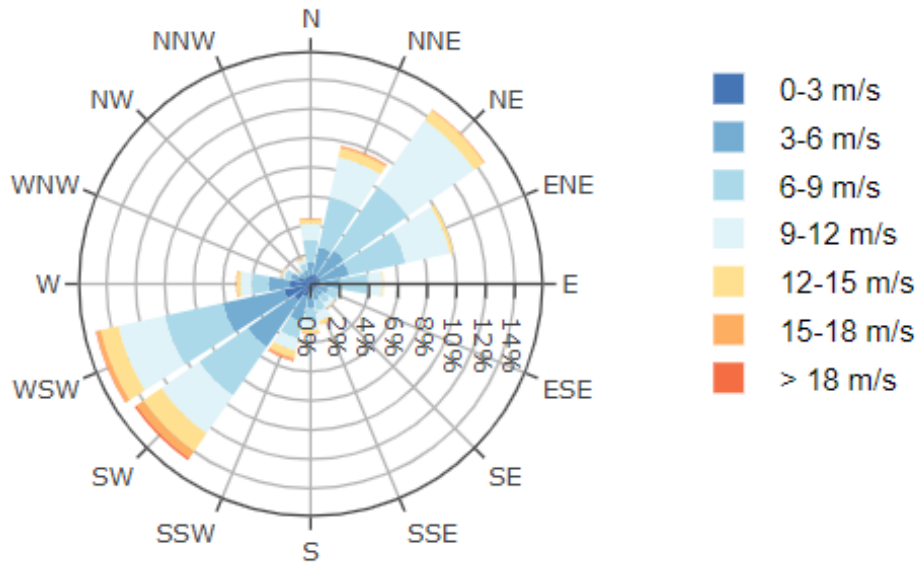


Figura 10. Rosa de vientos a 100 metros de altura (Fuente: [3]).

3. GEOLOGÍA Y GEOTÉCNIA

En cuanto a la geología del emplazamiento seleccionado, esta está definida en la hoja 166 (18-9) – Villadiego del Mapa Geológico de España a escala 1/50.000 (2ª serie), tal y como se puede comprobar en la siguiente imagen:



Figura 11. Mapa de distribución del Mapa Geológico de España (Fuente: [4]).

La siguiente figura 12 muestra la ampliación de la zona de interés de la hoja 166 (18-9) – Villadiego:

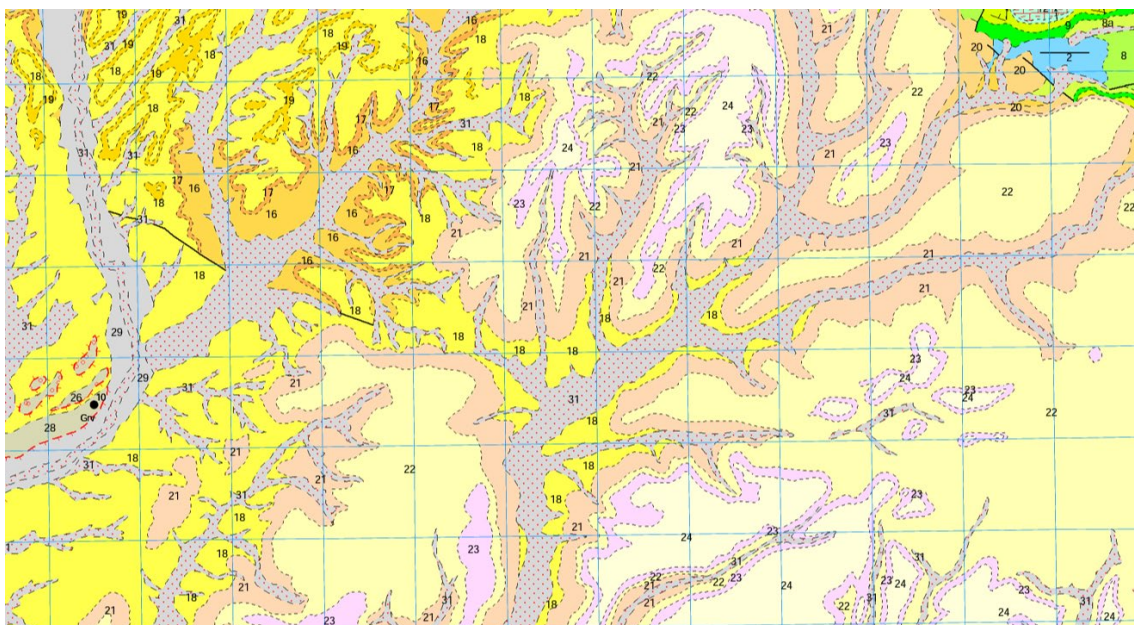


Figura 12. Zona sureste de la hoja 166 (18-9) – Villadiego (Fuente: [4]).

Los números mostrados en la anterior imagen corresponden a los siguientes tipos de suelo:

Tabla 1. Tipos de suelo existente en la zona seleccionada (Fuente de datos: [4]).

Número	Tipo de suelo
16	Margas blancas
17	Calizas
18	Arcillas rojas con paleocanales
21	Margas blancas
22	Calizas y margas
23	Arcillas pardas con paleocanales y margas blancas
24	Calizas
29	Gravas y cantos poligénicos, arcillas
31	Gravas y cantos poligénicos, arenas, arcillas.

Por lo tanto, se puede concluir que el tipo de suelo principal son calizas, margas y gravas.

En cuanto a la geotecnia del lugar, esta está definida en la hoja 20 (5-3) – Burgos del Mapa Geotécnico 200K del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), tal y como se puede comprobar en la siguiente imagen:



Figura 13. Mapa de distribución del Mapa Geotécnico de España (Fuente: [5]).

En la siguiente figura 14 se muestra la ampliación de la zona de interés de la hoja 20 (5-3):

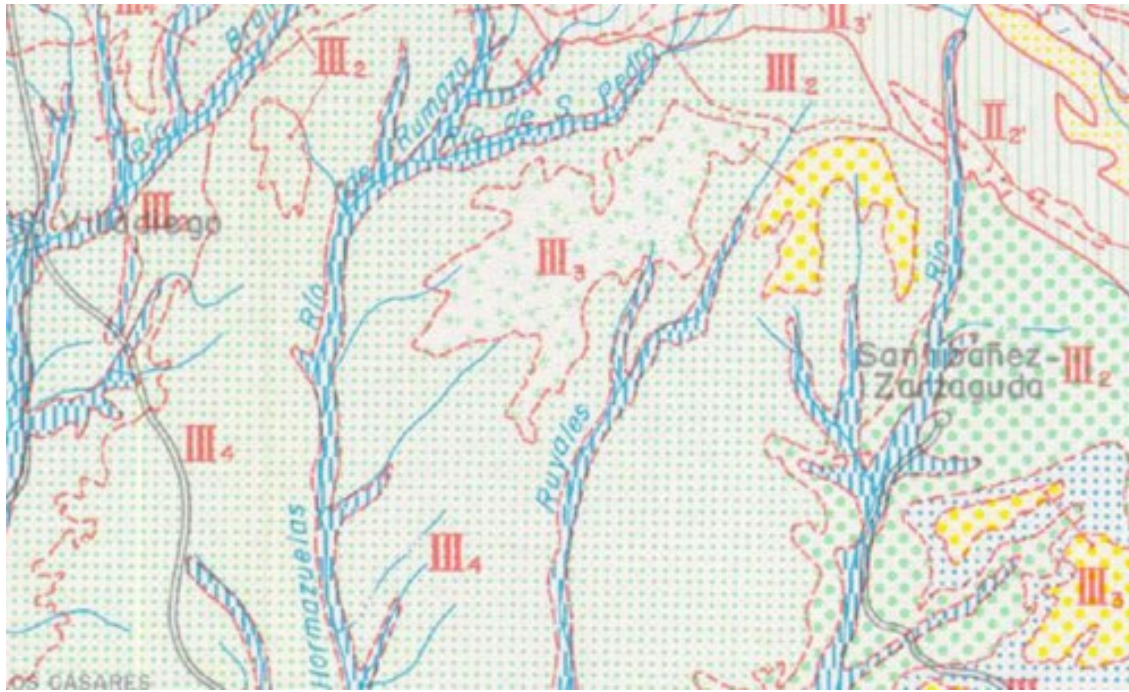


Figura 14. Zona de interés de la hoja 20(5-3) – Burgos (Fuente: [5]).

Las marcas III₂, III₃ e III₄ presentes en la zona significan lo siguiente:

- III₂: Conjunto de terrenos terciarios en los que predominan las fracciones cohesivas y granulares finas. En su litología aparecen arcillas más o menos arenosas con eventuales niveles de areniscas, arenas y margas arenosas. Su morfología presenta formas de relieve, llanas, con esporádicos resaltes ligados a niveles litológicos más competentes. Su resistencia a la erosión oscila entre media a baja siendo aceptable su estabilidad natural. Sus materiales se consideran, globalmente, como impermeables, con un drenaje, por escorrentía superficial poco activa, deficiente. Sus características mecánicas se dan como de tipo medio, tanto en el aspecto de capacidad de carga como en el de magnitud de los posibles asentamientos. [5]
- III₃: Conjunto de terrenos terciarios en los cuales la litología predominante es la caliza. Su morfología presenta formas de relieve llanas, con leve o nula

inestabilidad. Sus materiales se consideran, en pequeño, como impermeables, con una cierta permeabilidad, en grande, ligada a la fracturación. Su drenaje, por infiltración por fisuras se admite como aceptable. Sus características mecánicas se consideran favorables, capacidades de carga altas e inexistencia de asentamientos. [5]

- III₄: Conjunto de terrenos terciarios en los cuales aparece el yeso, bien masivo, en alteración o diseminado. Litológicamente es una mezcla de margas yesíferas, margas, arcillas y yesos. Su morfología es muy variada y su estabilidad muy precaria, rompiéndose su equilibrio tanto por la acción del hombre como por causas naturales. Sus materiales se consideran impermeables con un drenaje, efectuado por escorrentía superficial, que oscila de aceptable a deficiente. Sus características mecánicas se admiten como de tipo medio, sin embargo, la presencia de yesos y los problemas que tal litología acarrea hacen que la valoración constructiva del área se de como desfavorable o muy desfavorable. [5]

En resumen, la geología y geotecnia de la zona es adecuada, ya que el parque eólico se situará en la zona central norte de la figura 14, donde predominan las zonas III₂ e III₃.

4. OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO

En cuanto a la orografía y tipo de terreno del emplazamiento seleccionado, este se puede ver en las siguientes figuras 15 y 16:



Figura 15. Topografía de la zona seleccionada (Fuente: [6]).



Figura 16. Relieve de la zona seleccionada (Fuente: [7]).

5. VEGETACIÓN Y ESPACIOS MEDIOAMBIENTALES PROTEGIDOS

En cuanto a la vegetación de la zona, esta se puede observar en la figura 17. Se puede comprobar como la vegetación de la zona está cubierta por cultivos y pequeñas agrupaciones arboleas.



Figura 17. Imagen de satélite de la vegetación existente en la zona (Fuente: [8]).

Mediante la imagen de la siguiente figura 18 se comprueba que el emplazamiento seleccionado se encuentra fuera de cualquier espacio natural protegido. En dicha figura, las zonas coloreadas representan las zonas protegidas por la Red Natura 2000, en verde descolorido las zonas LIC (Lugares de Importancia Comunitaria), en rojo las zonas ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves) y en verdes las zonas conjuntas LIC y ZEPA.

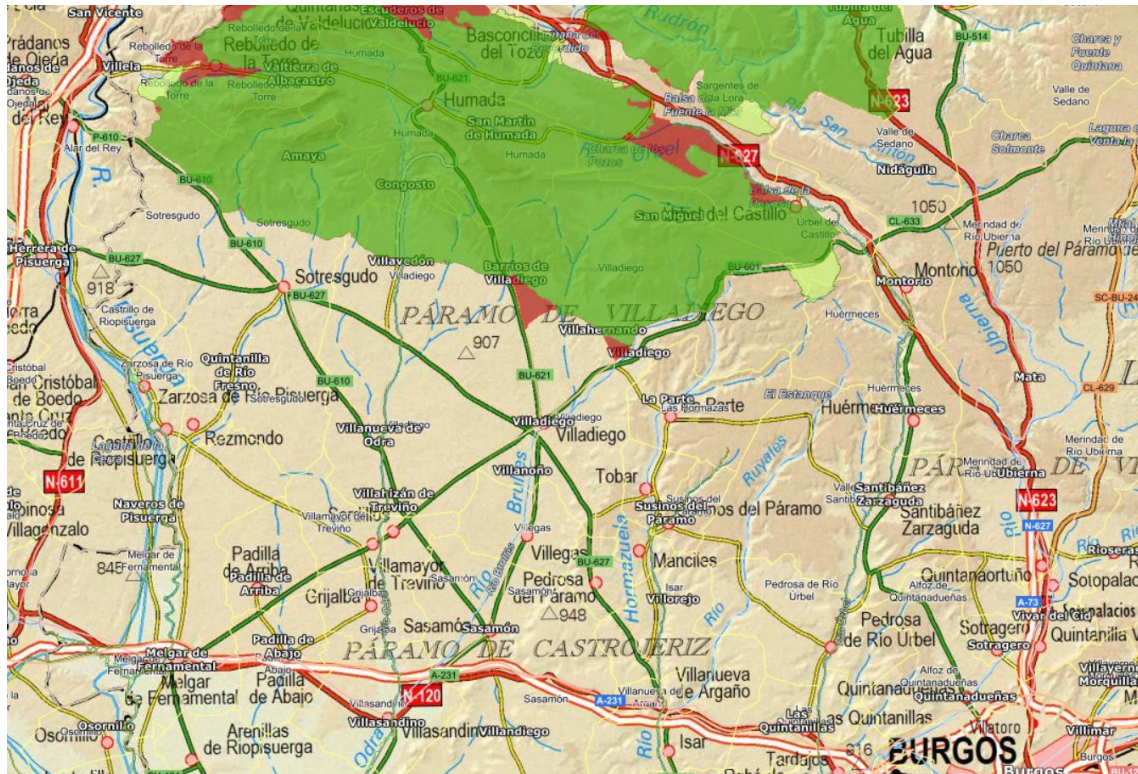


Figura 18. Espacios protegidos cerca del emplazamiento (Fuente: [6]).

6. ACCESO

Tal y cómo se puede comprobar en las figuras 19 y 20, las inmediaciones del emplazamiento se encuentran perfectamente comunicadas vía carreteras. La única infraestructura de este tipo a realizar consistiría en el corto acceso desde la BU-V-6015 hasta la entrada al parque eólico y en los caminos internos de acceso a los aerogeneradores, aunque como se puede comprobar en la figura 17, existen caminos que pueden ser aprovechados para reducir las vías a crear y el impacto en la zona.



Figura 19. Mapa de carreteras cercanas al emplazamiento 1 (Fuente: [9]).



Figura 20. Mapa de carreteras cercanas al emplazamiento 2 (Fuente: [9]).

7. DISTANCIA DE INTERCONEXIÓN A UNA SUBESTACIÓN CON ACCESO LIBRE

Consultando el Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico de Red Eléctrica de España (REE), las subestaciones más cercanas al emplazamiento son La Lora, Villalbilla y Villimar, con las siguientes distancias:

Tabla 2. Distancias desde el emplazamiento hasta las subestaciones (Fuente: Elaboración propia).

Subestación	Distancia (km)
La Lora	9,1
Villalbilla	22,7
Villimar	27,0

Entre dichas subestaciones, La Lora es la única con capacidad de acceso disponible de Módulos de Parque Eléctrico (MPE), la cual es la categoría correspondiente a parques eólicos, según datos del Informe de Capacidad de Acceso de Red Eléctrica de España publicado en noviembre de 2022 [10]. La capacidad disponible es de 92 MW.

8. RESUMEN

En conclusión, la ubicación analizada al sur y sureste de La Parte, término municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos, cumple con los requisitos necesarios para albergar un parque eólico. En la siguiente tabla se resumen dichos requisitos:

Tabla 3. Resumen de las características del emplazamiento (Fuente: Elaboración propia).

Parámetro	Condiciones
Recurso eólico	Adecuada velocidad media de vientos y con un valor superior a 8 m/s a 100 metros de altura y distribución de rosa de los vientos adecuada.
Geología y geotécnica	Características mecánicas favorables o medias.
Orografía y tipo de terreno	Adecuada, con pendientes leves o moderadas.
Vegetación y espacios ambientales protegidos	Fuera de espacios ambientales protegidos y con vegetación principalmente agrícola.
Acceso	Lugar bien comunicado.
Interconexión	Subestación eléctrica cercana (9,1 km) y con 92 MW de capacidad para energía eólica.
Capacidad de albergar potencia	Extensión suficiente para colocar gran número de aerogeneradores

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Technical University of Denmark, «Global Wind Atlas,» Technical University of Denmark, [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>. [Último acceso: 10 01 2023].
- [2] Asociación Empresarial Eólica, «Mapa de parques eólicos - Asociación Empresarial Eólica,» Asociación Empresarial Eólica, [En línea]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/mapa-de-parques-eolicos/>. [Último acceso: 10 01 2023].
- [3] Centro Nacional de Energías Renovables, «Mapa Eólico Ibérico,» Centro Nacional de Energías Renovables, [En línea]. Available: <https://www.mapaeolicoiberico.com/map>. [Último acceso: 10 01 2023].
- [4] Instituto Geológico y Minero de España, «MAGNA 50 - Mapa Geológico de España a escala 1:50.000 (2ª Serie). Hoja 166 (18-9) VILLADIEGO,» Ministerio de Ciencia e Innovación, Madrid, 1990.
- [5] Instituto Geológico y Minero de España, «Mapa Geotécnico General a escala 1:200.000. Mapa de interpretación geotécnica. Hoja 20 (5-3) - BURGOS,» Ministerio de Ciencia e Innovación, Madrid.
- [6] Instituto Geológico y Minero de España, «Visor cartográfico de España | GeaMap.com: Visualiza mapas online,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, [En línea]. Available: <https://www.geamap.com/es/espana#zoom=7&lat=38.831&lon=-3.25&layer=5&overlays=FFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFF>. [Último acceso: 10 01 2023].
- [7] «Google Earth Pro,» 2022.
- [8] Organismo Autónomo Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG), «Centro de descargas del CNIG (IGN),» Organismo Autónomo Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG), [En línea]. Available:

<https://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/index.jsp>. [Último acceso: 10 01 2023].

[9] MICHELIN, «ViaMichelin: Rutas, Mapas, Información de Tráfico, Hoteles,» MICHELIN, [En línea]. Available: <https://www.viamichelin.es/web/Mapas-Planos?currentLocation=true>. [Último acceso: 10 1 2023].

[10] Red Eléctrica de España, «Capacidad de acceso a la Red de Transporte a noviembre de 2022,» Red Eléctrica de España, 2022.

[11] Red Eléctrica de España, «Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico,» Red Eléctrica de España, 2018.

ANEXO 2

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. TENSIONES NOMINALES Y NIVELES DE AISLAMIENTO	1
2. DISTANCIAS MÍNIMAS	3
2.1. PASILLOS	3
2.2. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES EN EL INTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN	5
2.3. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN.....	5
2.4. DISTANCIAS AL TERRENO	6
3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	7
3.1. CONCEPTO	7
3.2. ESQUEMA UNIFILAR Y PUNTOS DE FALTA.....	7
3.3. CÁLCULO POR UNIDAD	8
3.4. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO PERMANENTES ..	12
3.5. CORRIENTES MÁXIMAS DE CHOQUE.....	14
4. DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	15
4.1. CAPACIDAD DE RUPTURA	15
4.2. CAPACIDAD DE CONEXIÓN	16
4.3. CORRIENTE DE DESCONEXIÓN.....	17
4.4. CORRIENTE NOMINAL.....	17
4.5. RESUMEN CARACTERÍSTICAS.....	18
5. DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES	19
5.1. SISTEMA DE 400 KV	19
5.1.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE	19
5.1.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.....	21

5.1.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	22
5.1.4.	CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO	23
5.2.	SISTEMA DE 30 kV	26
5.2.1.	CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	26
5.2.1.1.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE.....	26
5.2.1.2.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO	31
5.2.1.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	32
5.2.1.4.	CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO	33
5.2.2.	CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	34
5.2.2.1.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE.....	34
5.2.2.2.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO	35
5.2.2.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	35
5.2.3.	CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CONDENSADORES	36
5.2.3.1.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE.....	36
5.2.3.2.	INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO	36
5.2.3.3.	CAÍDA DE TENSIÓN	37
6.	EFFECTO CORONA.....	38
7.	RED DE TIERRAS	43
7.1.	VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES TENSIÓN DE PASO Y CONTACTO.	43
7.2.	CÁLCULO CONDUCTOR.....	46
7.3.	TENSIONES MÁXIMAS DE PASO Y CONTACTO.....	48
8.	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	52
8.1.	NIVEL DE 400 KV	52

8.2. NIVEL DE 30 KV	54
BIBLIOGRAFÍA	57

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Puntos de cortocircuito (Fuente: Elaboración propia).....	8
Figura 2. Gráfica temperatura media de la zona (Fuente: [14]).....	40

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 400 kV (Fuente datos: [1]).	2
Tabla 2. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 30 kV (Fuente datos: [1]).	2
Tabla 3. Distancias mínimas para los niveles de tensión se la subestación (Fuente: [1]).	3
Tabla 4. Magnitudes por unidad (Fuente: Elaboración propia).	9
Tabla 5. Datos de partida de los distintos componentes (Fuente: Elaboración propia).	9
Tabla 6. Reactancias en valores por unidad (Fuente: Elaboración propia).	12
Tabla 7. Valores de tensión para el cálculo de las corrientes de cortocircuito (Fuente de datos: [7]).	13
Tabla 8. Intensidades de cortocircuito permanente máximas y mínimas (Fuente: Elaboración propia).	13
Tabla 9. Potencias de cortocircuito permanente máximas y mínimas (Fuente: Elaboración propia).	14
Tabla 10. Corrientes máximas de cortocircuito de choque (Fuente: Elaboración propia).	14
Tabla 11. Capacidad de ruptura de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).	16
Tabla 12. Capacidad de ruptura de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).	16
Tabla 13.. Corriente de desconexión de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).	17
Tabla 14. Corriente de desconexión de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).	18
Tabla 15. Características a cumplir por los interruptores automáticas (Fuente: Elaboración propia).	18
Tabla 16. Características de conductores desnudos de aluminio reforzados con acero (Fuente: [9]).	20

Tabla 17. Intensidad máxima admisible, en A, para cables de distribución unipolares en triángulo en contacto con aislamiento de XLPE y conductor de aluminio (Fuente: [10]).	27
Tabla 18. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta a 25°C (Fuente: [11]).	28
Tabla 19. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W (Fuente: [11]).	29
Tabla 20. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares (Fuente: [11]).	29
Tabla 21. Factor de corrección para profundidades de instalación diferentes a 1 metro (Fuente: [11]).	30
Tabla 22. Características conductoras tubulares de cobre (Fuente: [12]).	30
Tabla 23. Resistividad del terreno (Fuente de datos: [1]).	43
Tabla 24. Tensiones de paso y contacto admisibles (Fuente: Elaboración propia).	45
Tabla 25. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la corriente de falta (Fuente: [1]).	46
Tabla 26. Datos de diseño de la red de tierra para el cálculo de las máximas tensiones de paso y contacto (Fuente: Elaboración propia).	49
Tabla 27. Resultados del proceso de cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas (Fuente: Elaboración propia).	51
Tabla 28. Comparación entre tensiones de paso y contacto admisibles y calculadas (Fuente: Elaboración propia).	51

1. TENSIONES NOMINALES Y NIVELES DE AISLAMIENTO

En base al reglamento eléctrico de alta tensión ITC-RAT 12, apartado 1: El aislamiento de los equipos que se empleen en las instalaciones de alta tensión a las que hace referencia este reglamento, deberá adaptarse a los valores normalizados indicados en las normas UNE-EN 60071-1 y UNE-EN 60071-2, salvo en casos especiales debidamente justificados por el proyectista de la instalación.

[1]

Los valores normalizados de los niveles de aislamiento nominales de los aparatos de A.T., definidos por las tensiones nominales para distintos tipos de solicitaciones dieléctricas, se muestran reunidos en tres grupos según los valores de la tensión más elevada para el material. Estos grupos son:

- Grupo A. Tensión más elevada del material mayor de 1 kV y menor o igual de 36 kV.
- Grupo B. Tensión más elevada del material mayor de 36 kV y menor o igual de 245 kV.
- Grupo C. Tensión más elevada del material mayor de 245 kV.

La tensión más elevada del material de una instalación de alta tensión viene definida en el ITC-RAT 04, apartado 1, siendo para las tensiones nominales de 30 y 400 kV, respectivamente, 36 y 420 kV. Por lo tanto, la subestación se considera perteneciente a los grupos A y C.

En base a lo anterior, los niveles de aislamiento correspondiente a las tensiones de la subestación se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 1. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 400 kV
(Fuente datos: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um) kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1,2/50 µs kV (cresta)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra Fase a tierra 250/2500 µs kV (cresta)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra Entre fases 250/2500 µs kV (cresta)
420	1.425	1.050	1.575

Tabla 2. Niveles de aislamiento correspondiente a la tensión nominal de 30 kV
(Fuente datos: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um) kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a frecuencia industrial kV (eficaces)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo kV (cresta)
36	70	170

2. DISTANCIAS MÍNIMAS

Las distancias mínimas entre fases y fase-tierra para, los niveles de aislamiento correspondiente a las tensiones de la subestación vienen también definidas en la ITC-RAT 12 apartado 1, y son las mostradas en la siguiente tabla 3:

Tabla 3. Distancias mínimas para los niveles de tensión se la subestación (Fuente: [1]).

Tensión más elevada para el material (Um)	Distancia mínima entre fases en el aire	Distancia mínima fase tierra en el aire
kV (eficaces)	(mm)	(mm)
36	320	320
420	3600	2600

2.1. PASILLOS

En la parte de interior de la subestación, la de tensión nominal de 30 kV, según la ITC-RAT 14 apartado 6, la anchura de los pasillos no será inferior a:

- 1,0 m para pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a un solo lado.
- 1,2 m para pasillos de maniobra con elementos en alta tensión a ambos lados.
- 0,8 m para pasillos de inspección con elementos en alta tensión a un solo lado.
- 1,0 m para pasillos de inspección con elementos en alta tensión a ambos lados.

En cuanto a los elementos en tensión no protegidos que se encuentre sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima (h), medida en centímetros, sobre el suelo igual a:

$$H = 250 + d$$

Donde d es igual a 32 cm, según la ITC-RAT 12. Por lo que la altura mínima (H) es de 282 cm.

En las zonas de transporte de aparatos deberá mantenerse una distancia entre los elementos en tensión y el punto más próximo del aparato en traslado no inferior a (d), con un mínimo de 40 centímetros [1]. Por lo que en el caso analizado esta distancia mínima será de 40 centímetros.

Los pasillos deberán estar libres de obstáculos hasta una altura de 230 cm sobre el suelo.

En la parte intermedia de la subestación, la de tensión nominal de 400 kV, los elementos en tensión no protegidos situados sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima (H), en centímetros, sobre el suelo igual a:

$$H = 250 + d$$

Donde d es igual a 260 cm, según la ITC-RAT 12. Por lo que la altura mínima (H) es de 510 cm.

En cuanto a la anchura de los pasillos se aplicarán las mismas condiciones que las expuestas para la parte interior de 30 kV de tensión nominal.

En las zonas donde se prevea el paso de aparatos o máquinas, deberá mantenerse una distancia mínima entre los elementos en tensión y el punto más alto de aquellos no inferior a 270 cm.

Los pasillos deberán estar libres de obstáculos hasta una altura de 250 cm sobre el suelo.

En cuanto a las zonas accesibles, la parte más baja de cualquier elemento aislante estará situado a la altura mínima sobre el suelo de 230 cm, según el apartado 4.1.5 de la ITC-RAT 15. [1]

2.2. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES EN EL INTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN

Según la ITC-RAT 15, los sistemas de protección guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos de tensión que se respetarán en toda zona comprendida entre el suelo y una altura de 200 cm que, según el sistema de protección elegido y expresadas en centímetros serán [1]:

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

$$B = d + 3 = 263 \text{ cm}$$

- De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:

$$C = d + 10 = 270 \text{ cm}$$

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

$$E = d + 30 = 290 \text{ cm}$$

2.3. ZONAS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES DESDE EL EXTERIOR DEL RECINTO DE LA INSTALACIÓN

Según la ITC-RAT 15, para evitar contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación con los elementos en tensión, deberán existir entre éstos y

el cierre, las distancias mínimas de seguridad, medidas en horizontal y en centímetros [1].

En el caso de un enrejado de cualquier altura la distancia horizontal mínima viene definida por:

$$G = d + 150 = 410 \text{ cm}$$

Además, la cuadrícula del enrejado será como máximo de 50 x 50 mm.

2.4. DISTANCIAS AL TERRENO

Según el Art. 5.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones Técnicas de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, a una altura mínima de:

$$D_{420kV} = D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

Donde D_{el} se indica en el apartado 5.2 del ITC-LAT 07, que para una tensión máxima de diseño de 420 kV toma un valor de 2,8 m. Por lo que la altura del pórtico de salida de la línea de 400 kV de la subestación no deberá rematar a una altura inferior a 8,1 metros.

3. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

3.1. CONCEPTO

El cortocircuito se produce cuando dos conductores entre los que existe una diferencia de potencial se ponen en contacto o cuando un conductor en tensión, en un sistema con neutro puesto a tierra, toca una pieza conductora unida a tierra o toca el suelo mismo. [2]

La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles (discontinuidades eléctricas / cambios de sección en los conductores) de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar dichas corrientes de defecto. [2]

Al producirse un cortocircuito en condiciones de carga, el cálculo riguroso de la corriente total que dará lugar es la suma entre la corriente producida por el cortocircuito y de la corriente absorbida por las cargas en función de las tensiones impuestas por el cortocircuito. En la práctica, es suficiente con solo considerar las corrientes debidas al cortocircuito. [3]

3.2. ESQUEMA UNIFILAR Y PUNTOS DE FALTA

Como se ha mencionado anteriormente, la intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación, por ello, en el esquema unifilar mostrado en la figura 1 se han localizado los puntos de falta de la subestación en base a ese criterio.

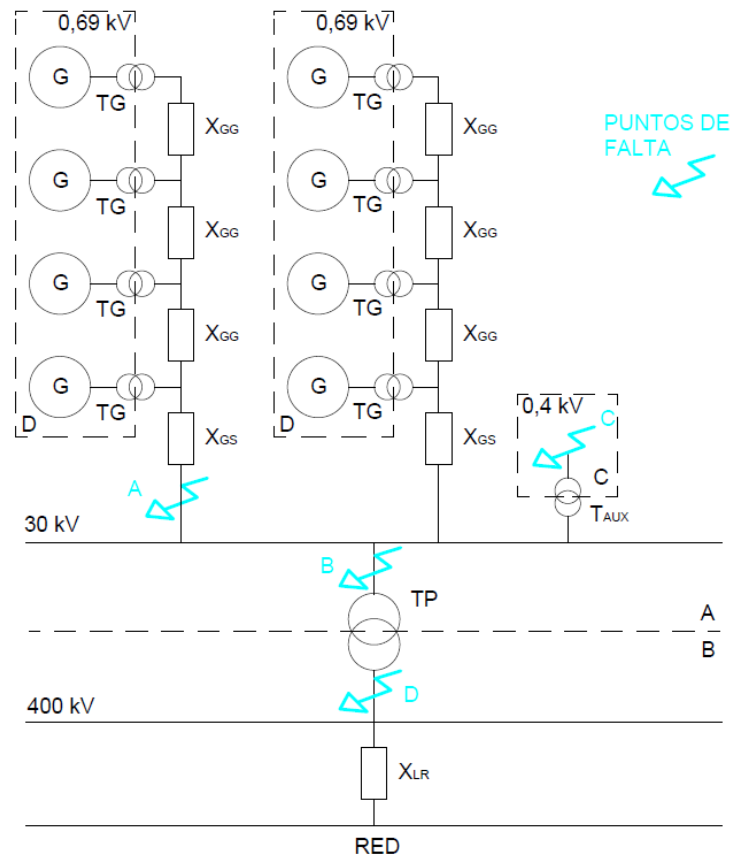


Figura 1. Puntos de cortocircuito (Fuente: Elaboración propia).

3.3. CÁLCULO POR UNIDAD

Debido a la existencia de elementos con distintos niveles de tensión, potencias nominales y valores de sus parámetros, es habitual en el análisis de redes realizar una normalización de sus ecuaciones. De esta forma, todas las variables y parámetros que intervienen en los cálculos se encuentran en torno a la unidad. Esto se conoce como normalización por unidad (pu). [4]

Este método consiste en tomar unos valores base para las distintas magnitudes de tensión, corriente, impedancia, potencia, etc. y definir la correspondiente magnitud en tanto por unidad como:

$$\text{Magnitud por unidad} = \frac{\text{Magnitud real}}{\text{Magnitud base}}$$

Los valores base tomados deben cumplir las mismas relaciones que las variables reales, es decir, deben obedecer las leyes de los circuitos. Así, en régimen permanente sinusoidal, los valores base se corresponden con los valores del módulo de las magnitudes eléctricas. [4]

El procedimiento habitual consiste en tomar una potencia base para todo el circuito y una tensión base para cada nivel de tensión y, a partir de estos valores, calcular la intensidad de corriente base y tensión base para cada zona. Tal y como se puede comprobar en el esquema unifilar de la figura 1, las zonas con distinta tensión están separadas por los transformadores y, agrupando las zonas con mismas características, se pueden diferenciar 4 zonas con las magnitudes base mostradas en la siguiente tabla 4:

Tabla 4. Magnitudes por unidad (Fuente: Elaboración propia).

Zona	P_B [MVA]	U_B [kV]	I_B [kA]	Z_B [Ω]
A	10	30	0,192	90
B	10	400	0,014	16.000
C	10	0,4	14,434	0,016
D	10	0,69	8,367	0,048

A continuación, se procederá a obtener en valores por unidad todos los parámetros necesarios para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. En este aspecto, los datos de partida de los distintos componentes son los mostrados en la siguiente tabla 5:

Tabla 5. Datos de partida de los distintos componentes (Fuente: Elaboración propia).

Elemento	Datos
Generadores	$S_g = 6.000$ kVA
	$X''_g = 0,0566$ Ω
Transformador del generador	$S_{TG} = 6.500$ kVA
	$X_{cc,TG} = 10\%$

Líneas entre generadores	$l = 0,5 \text{ km}$
	$X_{GG} = 0,102 \text{ } \Omega/\text{km}$
Líneas entre último generador y subestación	$l = 1 \text{ km}$
	$X_{GS} = 0,102 \text{ } \Omega/\text{km}$
Transformador de potencia	$S_{TP} = 50.000 \text{ kVA}$
	$X_{cc,TP} = 12,5 \text{ } \%$
Transformador auxiliar	$S_{TAUX} = 160 \text{ kVA}$
	$X_{cc,TAUX} = 6,5 \text{ } \%$
Línea entre la subestación y el punto de conexión a red	$l = 10 \text{ km}$
	$X_{SR} = 0,102 \text{ } \Omega/\text{km}$
Red	$S_{cc} = 11.222 \text{ MVA}$

Las potencias (S) de los distintos elementos han sido obtenidas en función de los aerogeneradores a instalar y la configuración de la subestación. En cuanto a la reactancia subtransitoria de los aerogeneradores (X''_g) y la reactancia de cortocircuito de los transformadores de los generadores ($X_{cc,TG}$), se han obtenido de las hojas de datos de los aerogeneradores del parque eólico, los cuales son de la marca Siemens Gamesa modelo SG 6.0-170. Las de cortocircuito de los transformadores (X_{cc}), se han obtenido de las hojas de datos de los mismos. Los datos de las distancias de los cables y líneas (l), se han obtenido teniendo en cuenta la configuración del parque eólico y la localización de la subestación respecto al punto de conexión a red, y las reactancias por km (x), de tablas de características de cables y líneas [5]. Respecto a la potencia de cortocircuito del punto de conexión a red, este valor se ha obtenido de un informe de las potencias de cortocircuito de los nudos de la red de transporte redactado por Red Eléctrica de España (REE) [6].

A continuación, se procede a obtener las reactancias unitarias de los distintos elementos:

- Cables y líneas:

$$X_{pu} = \frac{x * l}{X_B}$$

- Generador:

$$X_{pu} = \frac{X''_g * \frac{S_g}{U_g^2} * S_B}{S_g}$$

- Transformador:

$$X_{pu} = \frac{X_{cc} (\%) / 100 * S_B}{S_T}$$

- Red:

$$X_{pu} = \frac{1}{S_{cc} / S_B}$$

Donde:

X_{pu} Valor de la reactancia, en pu.

x Valor de la reactancia por unidad de longitud, en Ω/km .

l Valor de la longitud de los cables y líneas, en km.

S_g Valor de la potencia nominal del generador, en MVA.

S_T Valor de la potencia nominal del transformador, en MVA.

S_{cc} Valor de la potencia de cortocircuito de la red, en MVA.

X''_g Valor de la reactancia subtransitoria del generador, en Ω .

U_g Valor de la tensión nominal del generador, en kV.

X_{cc} Valor de la reactancia de cortocircuito del transformador, en % de la potencia nominal del generador.

X_B Valor de la reactancia base, en pu.

S_B Valor de la potencia base, en pu.

Aplicando dichas ecuaciones se obtienen los valores por unidad mostrados en la siguiente tabla 6:

Tabla 6. Reactancias en valores por unidad (Fuente: Elaboración propia).

Elemento	Potencia [pu]	Reactancia [pu]
Generadores	0,6	1,1888
Transformador del generador	0,65	0,1538
Líneas entre generadores	-	0,0006
Líneas entre último generador y subestación	-	0,0011
Transformador de potencia	6	0,0217
Transformador auxiliar	0,016	4,025
Línea entre subestación y el punto de conexión a red	-	0,0003
Red	1122,2	0,0009

En la anterior tabla, se puede comprobar como las impedancias de las líneas son muy inferiores al resto, por lo que se podrían despreciar. Pese a ello, los cálculos se seguirán haciendo con ellas para obtener una mayor precisión.

3.4. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO PERMANENTES

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se aplica el teorema de Thévenin en cada punto de fallo. Para ello, se calcula la impedancia equivalente del sistema vista desde el punto de falta y, posteriormente, se divide la tensión previa a la falta en dicho punto por la impedancia equivalente. En cuanto a la tensión previa a la falta, según lo indicado en la norma CEI-909 (UNE-EN 60909) se deben considerar los valores mostrados en la siguiente tabla 7:

Tabla 7. Valores de tensión para el cálculo de las corrientes de cortocircuito (Fuente de datos: [7]).

Tensión nominal	I _{cc} máxima	I _{cc} mínima
Baja Tensión (< 1 kV)	1,10 pu	1,00 pu
Alta Tensión (> 1 kV)	1,10 pu	0,90 pu

Aplicando dicho procedimiento, se obtienen los siguientes valores para los parámetros de interés en los cuatro puntos de falta a analizar:

Tabla 8. Intensidades de cortocircuito permanente máximas y mínimas (Fuente: Elaboración propia).

Falta	Z _{eq} [pu]	I _{cc} máxima [kA]	I _{cc} mínima [kA]
A	j0,02004	10,56	9,60
B	j0,02004	10,56	9,60
C	j4,08264	3,89	3,18
D	j0,00120	13,28	12,07

Para obtener las potencias de cortocircuito, hay que aplicar la siguiente ecuación:

$$S_{cc} = \sqrt{3} * I_{cc} * U_n$$

Donde:

S_{cc} Valor de la potencia de cortocircuito, en MVA.

I_{cc} Valor de la intensidad de cortocircuito, en kA.

U_n Valor de la tensión nominal, en kV.

Con ello, se obtienen los valores de las potencias de cortocircuito mostradas en la tabla 9:

Tabla 9. Potencias de cortocircuito permanente máximas y mínimas (Fuente: Elaboración propia).

Falta	S _{cc} máxima [MVA]	S _{cc} mínima [MVA]
A	548,91	499,01
B	548,91	499,01
C	2,69	2,20
D	9.199,11	8.362,83

3.5. CORRIENTES MÁXIMAS DE CHOQUE

Las corrientes de cortocircuito de choque se obtienen a partir de las corrientes de cortocircuito permanente máxima mediante la siguiente ecuación:

$$I_{ch} = 1,8\sqrt{2} * I_{cc}$$

Aplicando dicha ecuación se obtienen los valores mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 10. Corrientes máximas de cortocircuito de choque (Fuente: Elaboración propia).

Falta	A	B	C	D
I _{ch} máxima [kA]	29,88	29,88	11,00	37,56

4. DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores automáticos o disyuntores son los elementos que permiten la apertura o cierre del circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad, pudiendo interrumpir una corriente de cortocircuito [8]. Por lo tanto, estos componentes tienen una función doble:

- Unir o separar redes o instalaciones en caso de maniobras.
- Aislar las zonas averiadas en el menor tiempo posible y con la menor afectación posible.

A la hora de dimensionar para una aplicación concreta esta aparatamenta eléctrica, es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión nominal.
- Capacidad de ruptura.
- Capacidad de conexión.
- Corriente de desconexión.
- Corrientes nominales.

4.1. CAPACIDAD DE RUPTURA

La capacidad de ruptura (o poder de desconexión de los interruptores) está definida por la corriente de cortocircuito permanente mediante la siguiente expresión:

$$P_r = \sqrt{3} * I_{cc} * U_n$$

Donde:

P_r Valor de la capacidad de ruptura, en MVA.

I_{cc} Valor eficaz de la corriente permanente de cortocircuito, en kA.

U_n Valor de la tensión nominal, en kV.

Aplicando dicha ecuación a cada una de las zonas definidas por las cuatro faltas anteriormente analizadas se obtienen las siguientes capacidades de ruptura:

Tabla 11. Capacidad de ruptura de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).

Zona falta	A	B	C	D
Pr [MVA]	548,91	548,91	2,69	9.199,11

4.2. CAPACIDAD DE CONEXIÓN

La capacidad de conexión (o poder de conexión) está definida por la corriente de cortocircuito de choque por medio de la siguiente expresión:

$$P_c = \sqrt{3} * I_{ch} * U_n$$

Donde:

P_c Valor de la capacidad desconexión, en MVA.

I_{ch} Valor eficaz de la corriente de cortocircuito de choque, en kA.

Aplicando dicha ecuación a cada una de las zonas definidas por las cuatro faltas anteriormente analizadas se obtienen las siguientes capacidades de ruptura:

Tabla 12. Capacidad de ruptura de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).

Zona falta	A	B	C	D
Pc [MVA]	1.552,54	1.552,54	7,62	26.019,02

4.3. CORRIENTE DE DESCONEXIÓN

La corriente de desconexión corresponde a la máxima corriente que deberá abrir cada uno de los interruptores automáticos, refiriéndose por lo tanto a la corriente permanente de cortocircuito máxima calculada anteriormente, cuyos valores se muestran en la siguiente tabla 13:

Tabla 13.. Corriente de desconexión de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).

Zona falta	A	B	C	D
Id [kA]	10,56	10,56	3,89	13,28

4.4. CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal que deberá soportar cada uno de los interruptores viene definida por la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n}$$

Donde cada parámetro nominal está referido al punto de instalación de cada disyuntor. Teniendo en cuenta que todas las opciones de localización de esta aparatenta están analizadas por los cuatro puntos de falta, se calculará la corriente nominal de dichos puntos, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 14. Corriente de desconexión de los interruptores automáticos (Fuente: Elaboración propia).

Zona falta	P_n [MVA]	U_n [kV]	I_n [kA]
A	24	30	0,462
B	48	30	0,924
C	0,16	0,4	0,231
D	48	400	0,069

4.5. RESUMEN CARACTERÍSTICAS

En la siguiente tabla 15 se recopilan las características que necesitan tener los interruptores automáticos a utilizar en los diferentes puntos de la subestación eléctrica:

Tabla 15. Características a cumplir por los interruptores automáticas (Fuente: Elaboración propia).

Zona falta	U_n [kV]	P_r [MVA]	P_c [MVA]	I_d [kA]	I_n [kA]
A	30	548,91	1.552,54	10,56	0,462
B	30	548,91	1.552,54	10,56	0,924
C	0,4	2,69	7,62	3,89	0,231
D	400	9.199,11	26.019,02	13,28	0,069

5. DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a las siguientes consideraciones:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente.
- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.
- Caídas de tensión.

5.1. SISTEMA DE 400 KV

Se trata de los conductores existentes en el lado de mayor tensión de la subestación, es decir, desde la salida del primario del transformador (borne de 400 kV) hasta el pódico de la línea de salida de muy alta tensión.

5.1.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

La máxima intensidad en régimen permanente prevista para el área de 400 kV de tensión nominal es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{50.000}{\sqrt{3} * 400} = 72,17 A$$

Donde:

S Es la potencia nominal del transformador de potencia, en kVA.

U Es la tensión nominal, en kV.

Consultando catálogos de fabricantes de cables normalizados de conductores de aluminio reforzados con acero [9], el conductor con designación 47-

AL1/8ST1A (antigua designación LA 56) cumple la necesidad de intensidad admisible, con un valor límite de 205 A, tal y como se puede comprobar en la siguiente tabla:

Tabla 16. Características de conductores desnudos de aluminio reforzados con acero (Fuente: [9]).

CARACTERÍSTICAS (según Norma UNE 21 018. Acero calidad A)		DENOMINACION NUEVA (DENOMINACION ANTIGUA)							
		47-AL1/8-ST1A (LA 56)	94-AL1/22-ST1A (LA110)	147-AL1/74-ST1A (LA180)	241-AL1/39-ST1A (LA 280) (HAWK)	337-AL1/44-ST1A (LA 380) (GULL)	402-AL1/52-ST1A (LA465) (CONDOR)	485-AL1/63-ST1A (LA 545) (GENERAL)	
Sección(F) (mm ²)	Aluminio (AL1)	46,8	94,2	147,3	241,7	337,3	402,3	484,5	
	Acero (ST1A)	7,8	22,0	34,3	39,4	43,7	52,2	62,8	
	Total (AL1/ST1A)	54,6	116,2	181,6	281,1	381,0	454,5	547,3	
Equivalencia en cobre (mm ²)		30	60	93	152	212	253	305	
Diámetro (D) (mm)	Alma	3,15	6,00	7,50	8,04	8,46	9,24	10,14	
	Total	9,45	14,00	17,50	21,80	25,38	27,72	30,42	
Composi- ción	Alam- bres de aluminio	Nº	6	30	30	26	54	54	54
		Diámetro(d) (mm)	3,15	2,00	2,50	3,44	2,82	3,08	3,38
	Alam- bres de acero	Nº	1	7	7	7	7	7	7
		Diámetro(d) (mm)	3,15	2,00	2,50	2,68	2,82	3,08	3,38
Carga de rotura(CR) (Kg)		1.670	4.400	6.520	8.620	10.870	6.520	15.150	
Resistencia eléctrica a 20°C(R) (Ohm/Km)		0,613	0,3066	0,1962	0,1194	0,0857	0,1962	0,0596	
Peso(P) (Kg/Km)	Aluminio	128,3	260,4	407	667	932	1.112	1.340	
	Acero	60,8	172,3	269	310	343	409	492	
	Total	189,1	433	676	977	1275	1.521	1.832	
Módulo de elasticidad(E) (Kg/mm ²)		8.100	8.200	8.200	7.700	7.000	7.000	7.000	
Coeficiente de dilatación lineal(ε) (mm x 10 ⁻⁶)		19,1	17,8	17,8	18,9	19,3	19,3	19,3	
Intensidad reglamentaria (I) admisibles (A)		205*	330*	440*	605*	751	840*	935*	
Tensión máxima normal (Tmn) (kg)		525	1.200	1.850	2.500	3.000	3.600	4.200	
Tensión máxima reducida (Tmr) (kg)		325	750	1.200	2.100	-	-	-	

5.1.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO

La máxima intensidad admisible en régimen de cortocircuito viene definida por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}}$$

Donde:

- K Es un coeficiente de valor 93 para el aluminio y 142 para el cobre.
- S Es la sección del conductor, en mm².
- t Es el tiempo estimado de despeje de falta, en segundos.

Tal y como se puede comprobar en la anterior tabla 16, el conductor 47-AL1/8ST1A tiene una sección equivalente en cobre de 30 mm². Sustituyendo los valores correspondientes a esta sección de cobre en la expresión y para un tiempo de despeje de falta de 0,5 segundos, se tiene que:

$$I_{cc} = \frac{142 * 30}{\sqrt{0,5}} = 6.024,55 A = 6,02 kA$$

Al ser este valor inferior a las intensidades de cortocircuito existentes en la zona estudiada, las cuales son de 13,28 kA, se deberá buscar un conductor con sección mayor. El conductor que cumple dicho requisito con una sección inferior es el conductor con designación 147-AL1/34-ST1A (antigua designación LA-180), el cual tiene una sección equivalente en cobre de 93 mm² y proporciona el siguiente valor:

$$I_{cc} = \frac{142 * 93}{\sqrt{0,5}} = 18.676,10 A = 18,68 kA$$

El cual cumple la necesidad de ser mayor de 13,28 kA.

5.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en un conductor viene proporcionada por la siguiente ecuación:

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} * L * I * R}{U}$$

Donde:

ΔU Es la caída de tensión, en % de la tensión nominal.

L Es la longitud del cable, en km.

I Es la intensidad nominal, en A.

R Es la resistencia eléctrica del cable, en Ω/km .

U Es la tensión nominal, en V.

Con las características del cable 147-AL1/34-ST1A, se tiene que para una caída del 0,5 % es necesaria la siguiente longitud:

$$L = \frac{\Delta U (\%) * U}{\sqrt{3} * I * R} = \frac{0,005 * 400.000}{\sqrt{3} * 72,17 * 0,1962} = 81,55 \text{ km}$$

Distancia mucho mayor a la necesaria en la subestación, por lo que es innecesaria la realización de cálculos más exactos.

5.1.4. CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO

Los conductores deben ser capaces de soportar los esfuerzos electrodinámicos a los que se ven sometidos en caso de cortocircuito, por ello, a continuación, se comprobará si el cable seleccionado cumple con las exigencias electrodinámicas provocadas por las corrientes de cortocircuito existentes en la zona.

El esfuerzo máximo al que estará sometido el conductor se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$f_{max} = 13,2 * \frac{I_{cc}^2}{d}$$

Donde:

f_{max} Es el esfuerzo máximo sufrido por el conductor, en kg/m.

I_{cc} Es la intensidad de cortocircuito de la zona, en kA.

d Es la distancia entre fases, en cm.

Considerando que la distancia mínima entre fases de la zona de 400 kV del parque intemperie es de 5,00 metros y con la intensidad de cortocircuito de dicha zona calculada anteriormente, se obtiene:

$$f_{max} = 13,2 * \frac{13,28^2}{500} = 4,65 \text{ kg/m}$$

Una vez conocida la fuerza por unidad de longitud, puede calcularse el momento flector máximo. Suponiendo la condición más desfavorable en el que el conductor está simplemente apoyado en aisladores y sin ningún grado de empotramiento, el momento flector máximo se puede obtener a partir de la siguiente ecuación:

$$T_{max} = \frac{1}{8} * f_{max} * l^2$$

Donde:

T_{max} Es el momento flector máximo sufrido por el conductor, en kg·m.

l Es la distancia entre apoyos, en m.

Considerando una distancia máxima entre apoyos en la zona analizada de 5,00 metros, se obtiene el siguiente valor:

$$T_{max} = \frac{1}{8} * 4,65 * 5^2 = 14,54 \text{ kg} * \text{m}$$

A continuación, se evalúa la fatiga máxima en el conductor a partir de la siguiente expresión:

$$\sigma_{max} = \frac{T_{max}}{\omega} * 100$$

Donde:

σ_{max} Es la fatiga máxima sufrida por el conductor, en kg/cm².

ω Es el módulo resistente del conductor, en cm³.

El valor del módulo resistente correspondiente a un cable se puede obtener como:

$$\omega = \pi \frac{r^3}{4}$$

Donde:

r Es el radio del cable, en cm.

Introduciendo el radio correspondiente al cable 147-AL1/34-ST1A se obtiene el siguiente valor del módulo resistente:

$$\omega = \pi \frac{1,25^3}{4} = 1,53 \text{ cm}^3$$

Con los anteriores valores se consigue el siguiente valor de fatiga máxima:

$$\sigma_{max} = \frac{14,54}{1,53} * 100 = 948,17 \text{ kg/cm}^2$$

Al ser este valor de fatiga máxima sufrida por el conductor inferior al valor máximo de fatiga soportada por el aluminio, el cual es de 1.000 kg/cm², el conductor de cable 147-AL1/34-ST1A soportará los esfuerzos electrodinámicos máximos a los que puede estar expuesto en su ubicación de la subestación.

5.2. SISTEMA DE 30 kV

Se trata de los conductores existentes entre las celdas de media tensión y los bornes secundarios del transformador de potencia (bornes de 30 kV), bornes primarios del transformador de servicios auxiliares (bornes de 30 kV) y la batería de condensadores.

5.2.1. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA

5.2.1.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

La máxima intensidad en régimen permanente prevista para el área de 30 kV de tensión nominal correspondiente es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{50.000}{\sqrt{3} * 30} = 962,25 A$$

Consultando la norma UNE 211435-2 Guía para la elección de cables eléctricos para circuitos de distribución de energía eléctrica, Parte 2: Cables de tensión asignada superior a 0,6/1 kV, ninguna sección normalizada cumple la necesidad de intensidad en condiciones de soterrado directo o en tubo, tal y como se puede comprobar en la tabla 17.

Tabla 17. Intensidad máxima admisible, en A, para cables de distribución unipolares en triángulo en contacto con aislamiento de XLPE y conductor de aluminio (Fuente: [10]).

Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular* soterrada	Al aire, protegido del sol
Aluminio			
25	105	98	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
500	540	515	775
630	615	590	905
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			1
Temperatura del conductor en °C			105
* Se han tomado las series y dimensiones habituales en el mercado. Para la resistividad térmica de la tubular se emplea el valor 3,5 K · m/W.			

Por ello, será necesario utilizar varias ternas. La ecuación que define la intensidad máxima admisible es:

$$I_{max} = n * I_{con} * C_1 * C_2 * C_3 * C_4$$

Donde:

n Es el número de ternas.

I_{cond} Es la intensidad máxima admisible en condiciones tipo de instalación.

C₁ Es el factor de corrección por temperatura del terreno diferente a 25°C.

C₂ Es el factor de corrección por número de ternas en la zanja.

C₃ Es el factor de corrección para profundidad de soterramiento distinta de 1 m.

C₄ Es el factor de corrección para resistividad del terreno distinta de 1,50 Km/W

Con la elección de dos ternas de cable aislado tipo RHZ1 de 400 mm² de sección bajo tubo y aislante XLPE, con una temperatura del terreno de 25°C, distancia entre ternas en zanja de 0 cm, soterrado a una profundidad de 1 metro y una resistividad del terreno de 1,5 Km/W, a partir de los datos de la tabla 17 y las siguientes tablas 18,19, 20, y 21, se consiguen la siguiente intensidad máxima admisible:

$$I_{max} = 2 * 660 * 1 * 0,8 * 1 * 1 = 1.056 A$$

Tabla 18. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta a 25°C (Fuente: [11]).

Temperatura °C Servicio Permanente θs	Temperatura del terreno, θ _t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 19. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 Km/W (Fuente: [11]).

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 20. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares (Fuente: [11]).

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

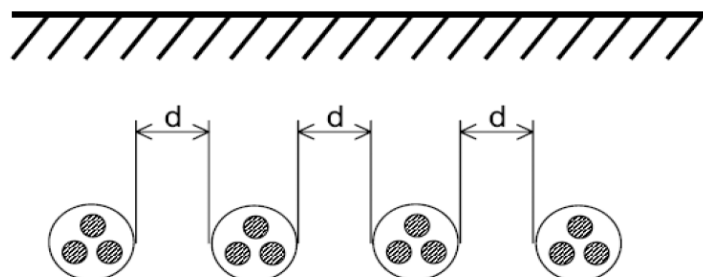
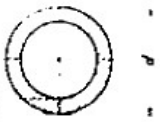


Tabla 21. Factor de corrección para profundidades de instalación diferentes a 1 metro (Fuente: [11]).

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Dicha intensidad máxima admisible es superior a la intensidad de régimen permanente, por lo que es un cable y configuración valida.

Tabla 22. Características conductoras tubulares de cobre (Fuente: [12]).



CARGAS ADMISIBLES PARA CONDUCTORES TUBULARES DE COBRE

Diámetro exterior <i>d</i>	Espesor de pared <i>s</i>	Sección mm ²	Peso kg/m	Material	Corriente permanente en A Corriente continua y alterna hasta 60 Hz				Valores estáticos		
					Interiores		Intemperie ²⁾		<i>W</i> cm ²	<i>J</i> cm ⁴	
					pintadas	desnudas	pintadas	desnudas			
20	2	113	1,01	E-Cu F30	360	325	450	400	0,463	0,463	
	3	160	1,43		430	400	530	500	0,597	0,597	
	4	201	1,79		480	430	600	550	0,684	0,684	
32	2	189	1,68	E-Cu F30	670	640	710	670	1,33	2,13	
	3	273	2,43		740	640	830	800	1,82	2,90	
	4	352	3,13		840	730	950	910	2,20	3,52	
40	2	239	2,12	E-Cu F30	750	660	820	780	2,16	4,32	
	3	349	3,10		910	790	990	950	3,00	6,00	
	4	452	4,03		1030	900	1130	1080	3,71	7,42	
	5	550	4,89		1140	1000	1250	1190	4,29	8,58	
	6 ¹⁾				1290	1120	1380	1310	6,16	15,4	
50	3	443	3,94	E-Cu F30	1130	980	1210	1140	4,91	12,3	
	4	578	5,15		1290	1120	1380	1310	6,16	15,4	
	5	707	6,29		1420	1240	1520	1450	7,24	18,1	
	6 ¹⁾	829	7,38		1530	1340	1650	1560	8,16	20,4	
63	8 ¹⁾	1060	9,40	E-Cu F30	1720	1490	1840	1740	9,65	24,1	
	3	566	5,03		E-Cu F30	1410	1220	1490	1400	8,10	25,5
	4	741	6,60			1610	1400	1700	1610	10,3	32,4
	5	911	8,11			1780	1540	1880	1780	12,3	38,6
	6	1070	9,56			E-Cu F25	1930	1670	2040	1930	14,0
8	1380	12,3	2170	1880	2300		2170	16,9	53,4		

1) Según DIN 1754, ninguna dimensión normalizada

2) Velocidad del viento 0,6 m/s, radiación solar unos 0,6 kW/m² conductor pintado; 0,45 kW/m² conductor desnudo

En el tramo existente entre el paso de subterráneo a aéreo de los cables de 30 kV tratados en este apartado y las bornas de 30 kV del transformador de potencia, se utilizará un tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro y paredes de 4 mm, con una sección de 452 mm² que al aire admite una intensidad de 1.080 A en servicio continuo, tal y como se puede comprobar en la anterior tabla 22.

5.2.1.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO

Sustituyendo los valores correspondientes del cable RHZ1 en la expresión de la máxima intensidad de cortocircuito admisible y para un tiempo de despeje de falta de 0,5 segundos, se tiene que:

$$I_{cc} = \frac{93 * 400}{\sqrt{0,5}} = 52.608,74 A = 52,61 kA$$

Por lo tanto, el cable cumple esta condición, al ser este valor mayor a las intensidades de cortocircuito existentes en la zona estudiada, las cuales son de 10,56 kA

En el caso del tubo de cobre situado en el tramo existente entre el paso de subterráneo a aéreo de los cables de 30 kV tratados y las bornas de 30 kV del transformador de potencia, la máxima intensidad de cortocircuito admisible es de:

$$I_{cc} = \frac{142 * 452}{\sqrt{0,5}} = 90.769,88 A = 90,77 kA$$

Por lo tanto, el tubo cumple esta condición, al ser este valor mucho mayor a las intensidades de cortocircuito existentes en la zona estudiada, las cuales son de 10,56 kA

5.2.1.3. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en un conductor viene proporcionada por la siguiente ecuación:

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\Phi}{\gamma * S * U}$$

Donde:

ΔU Es la caída de tensión, en % de la tensión nominal.

L Es la longitud del cable, en m.

I Es la intensidad nominal, en A.

Φ Es el ángulo entre la tensión y la intensidad.

γ Es la conductividad del conductor, en $m/\Omega mm^2$.

S Es la sección del conductor en mm^2 .

U Es la tensión nominal, en V.

Suponiendo un ángulo Φ de 0,8 (caso muy desfavorable) y una conductividad del aluminio de $27,3 m/\Omega mm^2$, se tiene que para una caída del 0,5 % es necesaria la siguiente longitud:

$$L = \frac{\Delta U (\%) * \gamma * S * U}{\sqrt{3} * I * \cos\Phi} = \frac{0,005 * 27,3 * 800 * 30.000}{\sqrt{3} * 962,25 * \cos (0,8)} = 1.965,79 \text{ m}$$

Distancia mucho mayor a la necesaria en la subestación, por lo que es innecesaria la realización de cálculos más exactos.

5.2.1.4. CRITÉRIO ELECTRODINÁMICO

Los conductores deben ser capaces de soportar los esfuerzos electrodinámicos a los que se ven sometidos en caso de cortocircuito, por ello, a continuación, se comprobará si el conductor tubular de cobre seleccionado cumple con las exigencias electrodinámicos provocadas por las corrientes de cortocircuito existentes en la zona.

Considerando que la distancia mínima entre fases de la zona en la que se sitúan los tubos de cobre será de 0,84 metros y con la intensidad de cortocircuito de dicha zona calculada anteriormente, se obtiene el siguiente esfuerzo máximo al que estará sometido el conductor:

$$f_{max} = 13,2 * \frac{I_{cc}^2}{d} = 13,2 * \frac{10,56^2}{84} = 17,54 \text{ kg/m}$$

Una vez conocida la fuerza por unidad de longitud, puede calcularse el momento flector máximo. Suponiendo la condición más desfavorable en el que el conductor está simplemente apoyado en aisladores y sin ningún grado de empotramiento, y que la distancia máxima entre apoyos en la zona analizada es de 3,45 metros, el momento flector máximo se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$T_{max} = \frac{1}{8} * f_{max} * l^2 = \frac{1}{8} * 17,54 * 3,45^2 = 26,09 \text{ kg * m}$$

A continuación, se evalúa la fatiga máxima en el conductor tomando el valor del módulo resistente correspondiente al tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro y paredes de 4 mm de la tabla 22, consiguiendo el siguiente valor de fatiga máxima:

$$\sigma_{max} = \frac{T_{max}}{\omega} * 100 = \frac{26,09}{3,71} * 100 = 703,24 \text{ kg/cm}^2$$

Al ser este valor de fatiga máxima sufrida por el conductor inferior al valor máximo de fatiga soportada por el cobre, el cual es de 1.200 kg/cm², el tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro y paredes de 4 mm soportará los esfuerzos electrodinámicos máximos a los que puede estar expuesto en su ubicación de la subestación.

5.2.2. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

5.2.2.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

La máxima intensidad en régimen permanente prevista para el área de 30 kV de tensión nominal correspondiente es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{160}{\sqrt{3} * 30} = 3,08 \text{ A}$$

Consultando los datos expuestos en la tabla 17, se puede comprobar como la menor sección normalizada de cable aislado tipo RHZ1 bajo tubo y aislante XLPE, la cual es de 25 mm², posee una intensidad admisible en servicio permanente mayor, con un valor máximo de 98 A.

5.2.2.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO

Sustituyendo los valores correspondientes del cable RHZ1 seleccionado en la expresión de la máxima intensidad de cortocircuito admisible y para un tiempo de despeje de falta de 0,5 segundos, se tiene que:

$$I_{cc} = \frac{93 * 25}{\sqrt{0,5}} = 3.288 A = 3,29 kA$$

Este valor es inferior a las intensidades de cortocircuito existentes en la zona estudiada, las cuales son de 10,56 kA. Por ello, se seleccionará la siguiente sección normalizada del mismo cable con la cual se consiga un valor superior a 10,56, la cual es la sección de 95 mm², tal y como se puede comprobar en el siguiente cálculo:

$$I_{cc} = \frac{93 * 95}{\sqrt{0,5}} = 12.494,58 A = 12,49 kA$$

5.2.2.3. CAÍDA DE TENSIÓN

Suponiendo un ángulo Φ de 0,8 (caso muy desfavorable) y una conductividad del aluminio de 27,3 m/Ωmm², se tiene que para una caída del 0,5 % es necesaria la siguiente longitud:

$$L = \frac{\Delta U (\%) * \gamma * S * U}{\sqrt{3} * I * \cos\Phi} = \frac{0,005 * 27,3 * 95 * 30.000}{\sqrt{3} * 3,08 * \cos(0,8)} = 72.930,38 m$$

Distancia mucho mayor a la necesaria en la subestación, por lo que es innecesaria la realización de cálculos más exactos.

5.2.3. CONDUCTORES ENTRE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN Y CONDENSADORES

5.2.3.1. INTENSIDAD ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

La máxima intensidad en régimen permanente prevista para el área de 30 kV de tensión nominal correspondiente es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{3.000}{\sqrt{3} * 30} = 57,74 A$$

Consultando los datos expuestos en la tabla 17, se puede comprobar como la menor sección normalizada de cable aislado tipo RHZ1 bajo tubo y aislante XLPE, la cual es de 25 mm², posee una intensidad admisible en servicio permanente mayor, con un valor máximo de 98 A.

5.2.3.2. INTENSIDAD ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO

Sustituyendo los valores correspondientes del cable RHZ1 seleccionado en la expresión de la máxima intensidad de cortocircuito admisible y para un tiempo de despeje de falta de 0,5 segundos, se tiene que:

$$I_{cc} = \frac{93 * 25}{\sqrt{0,5}} = 3.288 A = 3,29 kA$$

Este valor es inferior a las intensidades de cortocircuito existentes en la zona estudiada, las cuales son de 10,56 kA. Por ello, se seleccionará la siguiente sección normalizada del mismo cable con la cual se consiga un valor superior a 10,56, la

cual es la sección de 95 mm², tal y como se puede comprobar en el siguiente cálculo:

$$I_{cc} = \frac{93 * 95}{\sqrt{0,5}} = 12.494,58 A = 12,49 kA$$

5.2.3.3. CAÍDA DE TENSIÓN

Suponiendo un ángulo Φ de 0,8 (caso muy desfavorable) y una conductividad del aluminio de 27,3 m/ Ω mm², se tiene que para una caída del 0,5 % es necesaria la siguiente longitud:

$$L = \frac{\Delta U (\%) * \gamma * S * U}{\sqrt{3} * I * \cos\Phi} = \frac{0,005 * 27,3 * 95 * 30.000}{\sqrt{3} * 57,74 * \cos(0,8)} = 3.890,29 m$$

Distancia mucho mayor a la necesaria en la subestación, por lo que es innecesaria la realización de cálculos más exactos.

6. EFECTO CORONA

El efecto corona se produce cuando el conductor adquiere un potencial lo suficientemente elevado como para dar un gradiente de campo eléctrico radial igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire [13], pudiendo provocar deterioro de los aislantes y perturbaciones radioeléctricas.

La tensión crítica disruptiva viene definida por la siguiente expresión:

$$U_c = V_c * \sqrt{3} = \frac{28,9}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * m_T * \delta * r * n * \ln \frac{D}{r_e}$$

Donde:

V_c Es la tensión crítica disruptiva fase-neutro, en kV.

29,8 Es el valor máximo o de cresta de la rigidez dieléctrica del aire a 25°C de temperatura y a la presión barométrica de 79 cm de columna de mercurio, en kV/cm.

m_c Es el coeficiente de rugosidad del conductor.

m_t Es el coeficiente meteorológico.

r Es el radio del conductor, en cm.

r_e Es el radio equivalente del conductor en cm.

D Es la distancia media geométrica entre fases, en cm.

n Parámetro que depende del tipo de línea (simple, dúplex, etc.).

δ Es el factor de corrección de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar.

En cuanto al coeficiente de rugosidad (m_c), este depende del estado de polución de la superficie del cableado, y se encuentra entre los siguientes rangos:

- 1, para hilos con superficie lisa y neta.
- Entre 0,93 y 0,98 para hilos con superficie oxidada o rugosa.
- Entre 0,83 y 0,87 para cables con superficie oxidada o rugosa.

En el caso de los cables elegidos se tomará un coeficiente de rugosidad de 0,85.

En cuanto al coeficiente meteorológico, se toma un valor de 1 en caso de clima seco y de 0,8 en caso de clima lluvioso. Al ser la ubicación del proyecto en el norte de la península ibérica y al ser el valor más exigente de los dos, se tomará un valor de 0,8.

El valor de δ se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = \frac{3,921 * h}{273 + \theta}$$

Donde:

h Es la presión barométrica en cm de columna de mercurio.

θ Temperatura a la altitud del punto considerado, en °C.

La altitud sobre el nivel del mar de la subestación es de 1009 m, por lo que la presión se puede calcular como:

$$P = 1013,25 * (1 - 0,0000225577 * 1009)^{5,2559} = 897,76 \text{ mbar} = 67,33 \text{ cmHg}$$

En cuanto a la temperatura, se considerará de 10°C, en base a los datos de AEMET mostrados en la siguiente figura:

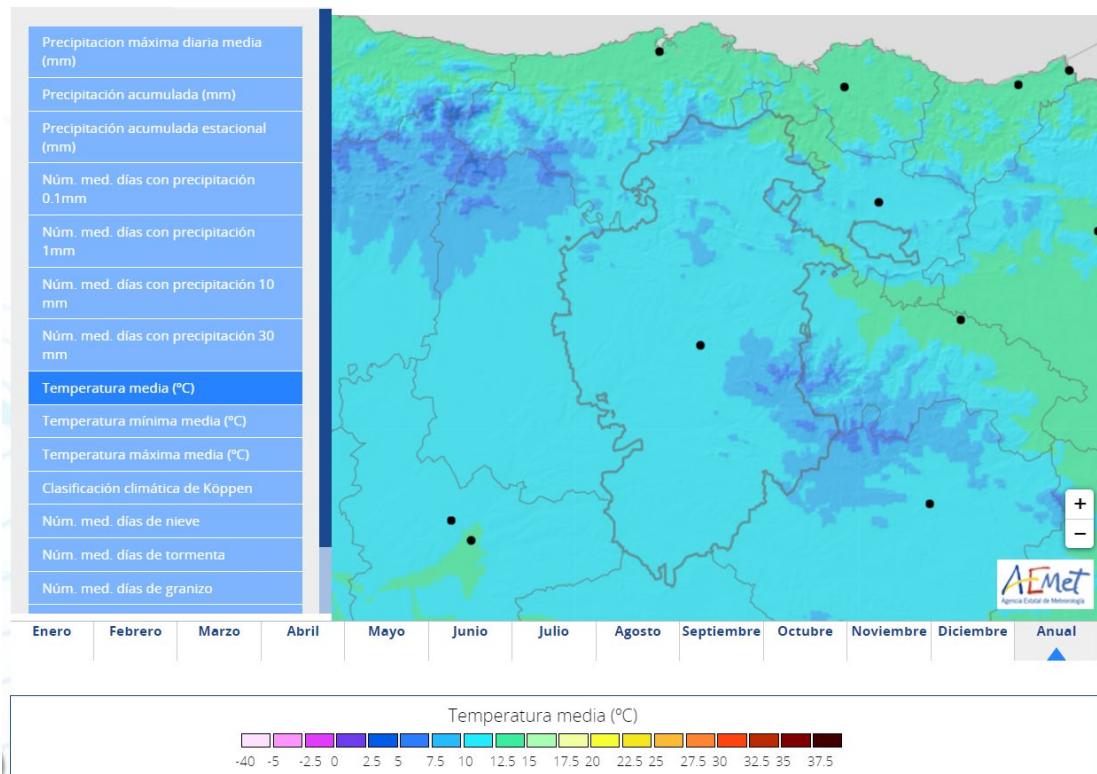


Figura 2. Gráfica temperatura media de la zona (Fuente: [14]).

Con ambos datos se obtiene un δ de:

$$\delta = \frac{3,921 * 67,33}{273 + 10} = 0,933$$

En cuanto al radio (r) del conductor, tal y como se puede ver en la tabla para el conductor 147-AL1/34-ST1A, el diámetro es de 17,50 mm, por lo que el radio será de 0,875 cm.

Para el valor del radio equivalente, al ser una configuración simple en la que solo hay un conductor por fase, es igual al radio de dicho conductor, es decir, 0,875 cm.

Para la distancia media geométrica, en base a las distancias mínimas entre fases obtenidas en el apartado 2, se tomará una distancia entre fases de 4 metros, por lo que la distancia media geométrica será de:

$$D = \sqrt[3]{D_{RS} * D_{RT} * D_{ST}} = \sqrt[3]{4 * 8 * 4} = 5,04 \text{ m} = 503,97 \text{ cm}$$

Con los anteriores valores se obtiene el siguiente valor de tensión crítica disruptiva:

$$U_c = V_c * \sqrt{3} = \frac{28,9}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * 0,85 * 0,8 * 0,933 * 0,875 * 1 * \ln \frac{503,97}{0,875} = 124,88 \text{ kV}$$

Al ser dicho valor menor que la máxima tensión nominal de la instalación (400 kV), se producirá el efecto corona. Por ello, se deben evaluar las pérdidas producidas por este efecto mediante la ecuación de Peek, la cual es:

$$\Delta P = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * n * \sqrt{\frac{r}{D}} * \left(\frac{U}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right) * 10^{-5}$$

Donde:

ΔP Es la pérdida de potencia por unidad de longitud, en km.

δ Es el factor de corrección de la densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar.

f Es la frecuencia de la red, en Hz.

n Es el número de conductores por fase.

r Es el radio del conductor, en cm.

D Es la distancia media geométrica entre fases, en cm.

U Es la tensión máxima eficaz, en kV.

U_c Es la tensión crítica disruptiva, en kV.

Sustituyendo los valores, se tiene que las pérdidas por efecto corona son:

$$\Delta P = \frac{241}{0,933} * (50 + 25) * 1 * \sqrt{\frac{0,875}{503,97}} * \left(\frac{400}{\sqrt{3}} - \frac{124,88}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5} = 203,69 \text{ kW/km}$$

Debido a que la longitud del tramo no llega al centenar de metros, las pérdidas por efecto corona supondrán menos del 0,04 % de la potencia nominal de la subestación, tal y como muestra el siguiente cálculo:

$$\Delta P (\%) = \frac{203,69 * 0,1}{50.000} * 100 = 0,04 \%$$

7. RED DE TIERRAS

7.1. VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES TENSIÓN DE PASO Y CONTACTO

En base a la ITC-RAT 13, la resistencia de tierra de un electrodo con configuración de malla es:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

R Resistencia de tierra del electrodo, en Ω .

ρ Resistividad del terreno, en Ωm .

r Radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla, en m.

L Longitud total de los conductores enterrados, en m.

En cuanto a la resistividad del terreno, esta se tomará de 300 Ωm . Esto se debe a que según datos del Instituto Geológico y Minero de España [15], en la zona de emplazamiento de la subestación predominan calizas y arcilla más o menos arenosa, siendo las resistividades de estos terrenos los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 23. Resistividad del terreno (Fuente de datos: [1]).

Naturaleza del terreno	Resistividad en Ωm
Arena arcillosa	50 a 500
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000

El área cubierta por la malla será de 3.937,66 m², ya que la malla se extenderá 1 metro más de los límites del recinto de la subestación, y la longitud total de conductores enterrados será de 4.115,5 m. Con ello, se obtiene la siguiente resistencia de tierra del electrodo:

$$R = \frac{300}{4 * \sqrt{\frac{3.937,66}{\pi}}} + \frac{300}{4.115,5} = 2,191 \Omega$$

Teniendo en cuenta que el acabado en grava para el suelo de la subestación, con un espesor de 0,1 m, presenta una resistividad de 3.000 Ωm, se calcula la resistividad superficial aparente en base a la siguiente fórmula:

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

Donde:

ρ_{sa} Resistividad superficial aparente, en Ωm.

ρ_s Resistividad de la capa superficial, en Ωm.

C_s Coeficiente reductor de la resistividad de la capa superficial.

ρ Resistividad del terreno natural, en Ωm.

ρ_s Resistividad de la capa superficial, en Ωm.

h_s Espesor de la capa superficial, en m.

Sustituyendo los valores:

$$R_{sa} = 3000 * \left(1 - 0,106 * \left(\frac{1 - \frac{300}{3000}}{2 * 0,1 + 0,106} \right) \right) = 2064,71 \Omega m$$

Las tensiones máximas admisibles de contacto y de paso, respectivamente, se obtienen mediante las siguientes expresiones:

$$V_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{\left(\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 * \rho_s \right)}{1000} \right)$$

$$V_p = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{(2 * R_{a1} + 6 * \rho_s)}{1000} \right)$$

Donde:

U_{ca} Tensión de contacto aplicada admisible en el cuerpo humano, en V.

R_{a1} Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante.

Según la ITC-RAT 13, el valor de R_{a1} es de 2000 Ω , mientras que el valor de la tensión máxima aplicada admisible para el cuerpo humano se obtiene de la tabla 24 en función del tiempo de duración de falta. Considerando una duración de falta de 1 s, se utilizará el valor de 107 V. Introduciendo dichos valores se obtienen las siguientes tensiones de paso y contacto admisibles para las zonas con acabado en grava (interior del recinto cerrado) y sin grava (exterior del recinto cerrado):

Tabla 24. Tensiones de paso y contacto admisibles (Fuente: Elaboración propia).

	Tensión de paso, V_p	Tensión de contacto, V_c
Con grava	545 V	18,605 V
Sin grava	262 V	7.276 V

Tabla 25. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada en función de la duración de la corriente de falta (Fuente: [1]).

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

7.2. CÁLCULO CONDUCTOR

En el apartado 3 de este anexo se han obtenido las corrientes de cortocircuito existentes en la subestación, siendo la mayor de estas la producida en la zona de 400 kV con un valor de 13,28 kA.

La resistencia de puesta a tierra de las líneas de llegada y salida a la subestación se supondrán de 0,4 Ω . Por lo que se tendrá una resistencia equivalente suma de las resistencias de las líneas y la malla en paralelo de:

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{n}{R_L}} = \frac{1}{\frac{1}{2,191} + \frac{3}{0,4}} = 0,183 \Omega$$

Donde:

R Resistencia de puesta a tierra del diodo de la subestación, en Ω .

R_L Resistencia de puesta a tierra de las líneas, en Ω .

n Número de líneas de llegada y salida.

Con ello, el mayor potencial al que se pondrá la malla de la subestación será:

$$U = I_{cc} * R_{eq} = 0,183 * 13.277,78 = 2.433,46 V$$

Por lo que la intensidad de puesta a tierra será:

$$I_g = \frac{U_E}{R} = \frac{2.433,46}{2,191} = 1.110,49 A$$

Según el estándar 80 IEEE, la sección del conductor es:

$$S = \frac{I_g * \sqrt{T_C * \alpha_r * \rho_r * 10.000}}{\sqrt{T_{CAP} * \ln\left(\frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Donde:

T_c Tiempo de duración de la falta, en s.

α_r Coeficiente térmico de resistividad a temperatura de referencia, en $^{\circ}C^{-1}$.

K_0 Inverso del coeficiente térmico de resistividad a $0^{\circ}C$, en $^{\circ}C$.

ρ_r Resistividad del conductor a temperatura de referencia, en $\mu\Omega \cdot cm$.

T_{CAP} Factor de capacidad térmica, en $J/cm^3^{\circ}C$.

T_M Temperatura máxima permisible, en $^{\circ}C$.

T_a Temperatura ambiente, en $^{\circ}C$.

Sustituyendo los valores correspondientes al cobre obtenidos de la tabla 1 del *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding 2000* [16], se tiene que:

$$S = \frac{1,110 * \sqrt{1 * 0,00393 * 1,72 * 10.000}}{\sqrt{3,42 * \ln\left(\frac{234 + 200}{234 + 35}\right)}} = 7,14 \text{ mm}^2$$

De acuerdo a la ITC-RAT 13, la sección mínima del electrodo de puesta a tierra será de 50 mm² para conductores de cobre, y la máxima densidad de corriente de 160 A/mm², criterio que en el caso analizado cumplirá cualquier conductor de cobre con sección igual o mayor a 50 mm², tal y como muestra la siguiente ecuación:

$$\delta = I_g / S = 1.110,49 / 50 = 22,21 \text{ A/mm}^2 < 160 \text{ A/mm}^2$$

7.3. TENSIONES MÁXIMAS DE PASO Y CONTACTO

Para el cálculo de las tensiones de paso y contacto se utilizará el método propuesto por *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding 2000* [16]. En este método, partiendo de una configuración inicial del electrodo de puesta a tierra se calculan las tensiones de paso y contacto máximas, comprobando posteriormente si están dentro de los valores admisibles y cambiando la configuración inicial en caso de incumplimiento hasta que lo cumpla.

Los datos de partida son los de diseño de la red de puesta a tierra, que son los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 26. Datos de diseño de la red de tierra para el cálculo de las máximas tensiones de paso y contacto (Fuente: Elaboración propia).

Parámetro	Valor	Unidad
Largo malla (L_x)	83,78	m
Ancho malla (L_y)	47	m
Área malla (A)	3.937,66	m ²
Resistividad del terreno (ρ)	300	Ωm
Longitud total conductores (L_c)	4.115,50	m
Longitud total de picas (L_R)	-	m
Longitud perimetral (L_p)	261,56	m
Intensidad de puesta a tierra (I_g)	1.110,49	A
Profundidad de los conductores (h)	0,80	m
Sección del conductor (S)	50	mm ²
Diámetro del conductor (d)	0,008	m
Separación media entre conductores paralelos (D)	2,00	m
Distancia máxima entre dos puntos de la red (D_m)	96,06	m

Y las ecuaciones a aplicar son las siguientes:

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}}; \quad \text{siendo 1 para mallas cuadrada.}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x * L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 * A}{L_x * L_y}}; \quad \text{siendo 1 para mallas cuadradas y rectangulares.}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}; \quad \text{siendo 1 para mallas cuadradas, rectangulares o L}$$

$$n = n_a * n_b * n_b * n_d$$

$$L_M = L_C + L_R$$

$$L_S = 0,75 * L_C + 0,55 * L_R$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * n)^{2/n}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} ; \quad \text{siendo } h_0 = 1 \text{ m}$$

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

$$K_i = 0,644 + 0,148 * n$$

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

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_g}{L_m}$$

$$E_p = \frac{\rho * K_s * K_i * I_g}{L_s}$$

Realizando dichos cálculos con los parámetros de diseño, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 27. Resultados del proceso de cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas (Fuente: Elaboración propia).

Parámetro	Valor	Unidad
Factor geométrico (n_a)	31,47	
Factor geométrico (n_b)	1,021	
Factor geométrico (n_c)	1	
Factor geométrico (n_d)	1	
Factor geométrico (n)	32,124	
Longitud efectiva para la tensión de malla (L_m)	4.115,50	m
Longitud efectiva para la tensión de paso (L_s)	3.086,63	m
Factor corrector que tiene en cuenta el efecto de los conductores internos en las esquinas de la malla (K_{ii})	0,772	
Factor corrector que enfatiza los efectos de la profundidad de malla (K_h)	1,342	
Factor de espacio para el voltaje de malla (K_m)	0,462	
Factor corrector de la geometría de la malla (K_i)	5,398	
Factor de espacio para la tensión de paso (K_s)	0,472	
Máxima tensión de contacto (E_m)	202	V
Máxima tensión de paso (E_p)	275	V

Por último, en la siguiente tabla se muestra la comparación de los valores calculados con las máximas admitidas, pudiendo comprobar que la malla cumple con los requisitos:

Tabla 28. Comparación entre tensiones de paso y contacto admisibles y calculadas (Fuente: Elaboración propia).

	Tensión de paso, V_p		Tensión de contacto, V_c	
	Admisible	Calculada	Admisible	Calculada
Con grava	545 V	202 V	18.605 V	275 V
Sin grava	262 V	202 V	7.276 V	275 V

8. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento consiste en dimensionar las protecciones contra sobretensiones para que actúen antes de que se alcance la tensión de aislamiento de los elementos a proteger [8]. Se dimensionará el elemento adecuado para cada nivel de tensión y se calculará la distancia, medida a lo largo de las conexiones, que protegen dichos pararrayos.

Los pararrayos elegidos son de óxido de zinc (ZnO), por lo que las consideraciones técnicas para la elección de este tipo de pararrayos son:

1. Determinar la máxima tensión de operación del sistema. Con este fin se utilizará la curva MCOV (*Maximun Continuous Operating Voltage*) de los pararrayos.
2. Análisis de las sobretensiones temporales de onda 50 Hz de tiempo apreciable (faltas a tierra, cortocircuitos, etc.).
3. Elegir el tipo de pararrayos en base a los dos puntos anteriores.
4. Verificar la coordinación de aislamiento a proteger con el nivel de protección del pararrayos.

8.1. NIVEL DE 400 KV

Paso 1.

Tal y como se ha visto en el primer apartado de este anexo, la tensión más elevada en esta zona es de 420 kV, mientras que el BIL (*Basic Insulation Level*) de la aparatenta es de 1.425 kV. La tensión simple será:

$$U_{simple} = \frac{420}{\sqrt{3}} = 242,49 \text{ kV}$$

Según gráficas proporcionadas por fabricantes, los pararrayos pueden soportar sobretensiones 0,8 su valor nominal (U_r) durante tiempo indefinido. Esta tensión soportable indefinidamente es:

$$U_1 = \frac{U_r}{0,8} = \frac{242,49}{0,8} = 303,11 \text{ kV}$$

Por lo que el pararrayos soportará continuamente la máxima tensión de la zona sin descargar.

Paso 2.

Aplicando un coeficiente de defecto a tierra de 1,4 a la tensión simple y admitiendo un tiempo de despeje de la falta de 2 segundos:

$$U_2 = \frac{1,4 * U_{max}}{K_t} = \frac{1,4 * 242,49}{1,033} = 328,73 \text{ kV}$$

Donde K_t es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales. Este parámetro depende del tiempo de duración de la sobretensión y se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$K_t = \frac{1}{\left(\frac{t}{10}\right)^{0,02}} = \frac{1}{\left(\frac{2}{10}\right)^{0,02}} = 1,033$$

Paso 3.

Se elije el tipo de pararrayos de forma que la tensión nominal sea de un valor comercial superior a la mayor de las dos tensiones nominales calculadas (U_1 y U_2), en este caso 360 kV.

La clase se fija teniendo en cuenta la máxima corriente de descarga que se pueda presentar en caso de cortocircuito. En este caso se seleccionará el “*Station type*” de 20 kA, clase 4.

Paso 4.

La tensión residual de un pararrayos de 360 kV es 951 kV. Para que cumpla la coordinación de seguridad exigida se tiene que cumplir la siguiente inecuación:

$$\frac{BIL}{Tensión\ residual} \geq 1,4 \rightarrow \frac{1.425}{951} = 1,53 \geq 1,4$$

8.2. NIVEL DE 30 KV

Paso 1.

Tal y como se ha visto en el primer apartado de este anexo, la tensión más elevada en esta zona es de 36 kV, mientras que el BIL (*Basic Insulation Level*) de la aparatenta es de 170 kV. La tensión simple será:

$$U_{simple} = \frac{36}{\sqrt{3}} = 20,78\ kV$$

Según gráficas proporcionadas por fabricantes, los pararrayos pueden soportar sobretensiones 0,8 su valor nominal (U_r) durante tiempo indefinido. Esta tensión soportable indefinidamente es:

$$U_1 = \frac{U_r}{0,8} = \frac{20,78}{0,8} = 25,98\ kV$$

Por lo que el pararrayos soportará continuamente la máxima tensión de la zona sin descargar.

Paso 2.

Aplicando un coeficiente de defecto a tierra de 1,4 a la tensión simple y admitiendo un tiempo de despeje de la falta de 2 segundos:

$$U_2 = \frac{1,4 * U_{max}}{K_t} = \frac{1,4 * 20,78}{1,033} = 28,17 \text{ kV}$$

Donde K_t es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales. Este parámetro depende del tiempo de duración de la sobretensión y se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$K_t = \frac{1}{\left(\frac{t}{10}\right)^{0,02}} = \frac{1}{\left(\frac{2}{10}\right)^{0,02}} = 1,033$$

Paso 3.

Se elije el tipo de pararrayos de forma que la tensión nominal sea de un valor comercial superior a la mayor de las dos tensiones nominales calculadas (U_1 y U_2), en este caso 36 kV.

La clase se fija teniendo en cuenta la máxima corriente de descarga que se pueda presentar en caso de cortocircuito. En este caso se seleccionará el “*Station type*” de 10 kA, clase 2.

Paso 4.

La tensión residual de un pararrayos de 36 kV es 77,7 kV. Para que cumpla la coordinación de seguridad exigida se tiene que cumplir la siguiente inecuación:

$$\frac{BIL}{Tensión\ residual} \geq 1,4 \rightarrow \frac{170}{77,7} = 2,19 \geq 1,4$$

Por lo tanto, el pararrayos seleccionado cumple con la coordinación de seguridad exigida.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «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.,» Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2014.
- [2] D. M. d. Simón Martín, Sistemas Eléctricos de Potencia. Tema 6. Corrientes de cortocircuito, León: Universidad de León, 2022.
- [3] J. F. Moreno Molina, Diseño de Subestación Transformadora, Tarragona: Universidad Rovira I Virgili. Departamento de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y Automática, 2004.
- [4] D. d. M. Simón Martín, Sistemas Eléctricos de Potencia. Tema 2. Representación de Sistemas Eléctricos de Potencia, León: Universidad de León, 2022.
- [5] J. Ramírez Vázquez, L. Beltrán Vidal, J. L. Borniquel Baqué y P. Dagá Gelabert, Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos., Barcelona: Ediciones Ceac, 2004.
- [6] Red Eléctrica de Easpaña, Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2021, Madrid: Red Eléctrica de España, 2022.
- [7] Asociación Española de Normalizacion y Certificación, UNE-EN 60909-0:2016. Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes. (Ratificada por AENOR en agosto de 2016, Madrid: UNE, 2016.
- [8] D. M. d. Simón Martín, Sistemas Eléctricos de Potencia. Tema 5. Régimen transitorio y sistemas de protección eléctrica, León: Universidad de León, 2022.

- [9] HidroCantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U., «Conductores Desnudos de Aluminio Acero para Líneas Eléctricas Aéreas,» edp hc energy.
- [10] Asociación Española de Fabricantes de Cables y Conductores Eléctricos y de Fibra Óptica, «UNE 211435-2 Guía para la elección de cables eléctricos para circuitos de distribución de energía eléctrica, Parte 2: Cables de tensión asignada superior a 06/1 kV,» UNE, Madrid, 2021.
- [11] Universidad Europea de Madrid, Energía Eólica. Tema 16. Instalaciones eléctricas de generación en baja y media tensión, Madrid: Universidad Europea de Madrid, 2021.
- [12] Universidad de León, «Líneas y Subestaciones Eléctricas. Tema 8. Centros de transformación,» Universidad de León, León, 2022.
- [13] SATEL, Proyecto Subestación Eléctrica 400/30 kV "Las Mareas", SATEL, 2020.
- [14] AEMET, «Valores climatológicos nomales - Agencia Estatal de Meteorología,» AEMET, [En línea]. Available: <https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos>. [Último acceso: 08 01 2023].
- [15] Instituto Geológico y Minero de España, «Mapa Geotécnico General a escala 1:200.000. Mapa de interpretación geotécnica. Hoja 20 (5-3) - BURGOS,» Ministerio de Ciencia e Innovación, Madrid.
- [16] IEEE, «IEEE Std 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,» IEEE, Nueva York, 2000.

DOCUMENTO 4

PLANOS

ÍNDICE DE CONTENIDO

PLANO 1: SITUACIÓN DE EMPLAZAMIENTO.

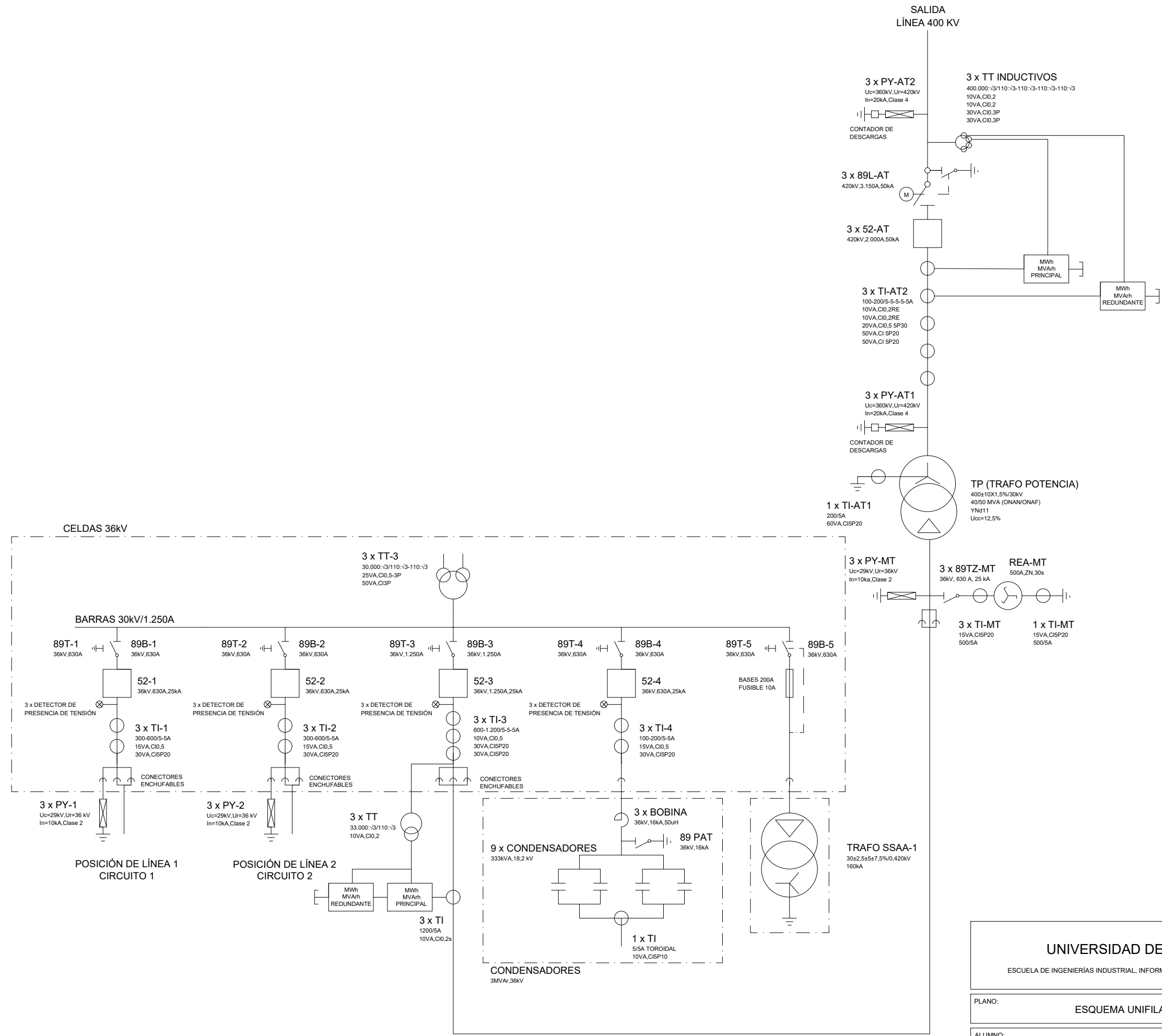
PLANO 2: ESQUEMA UNIFILAR.

PLANO 3: PLANTA DE LA SUBESTACIÓN.

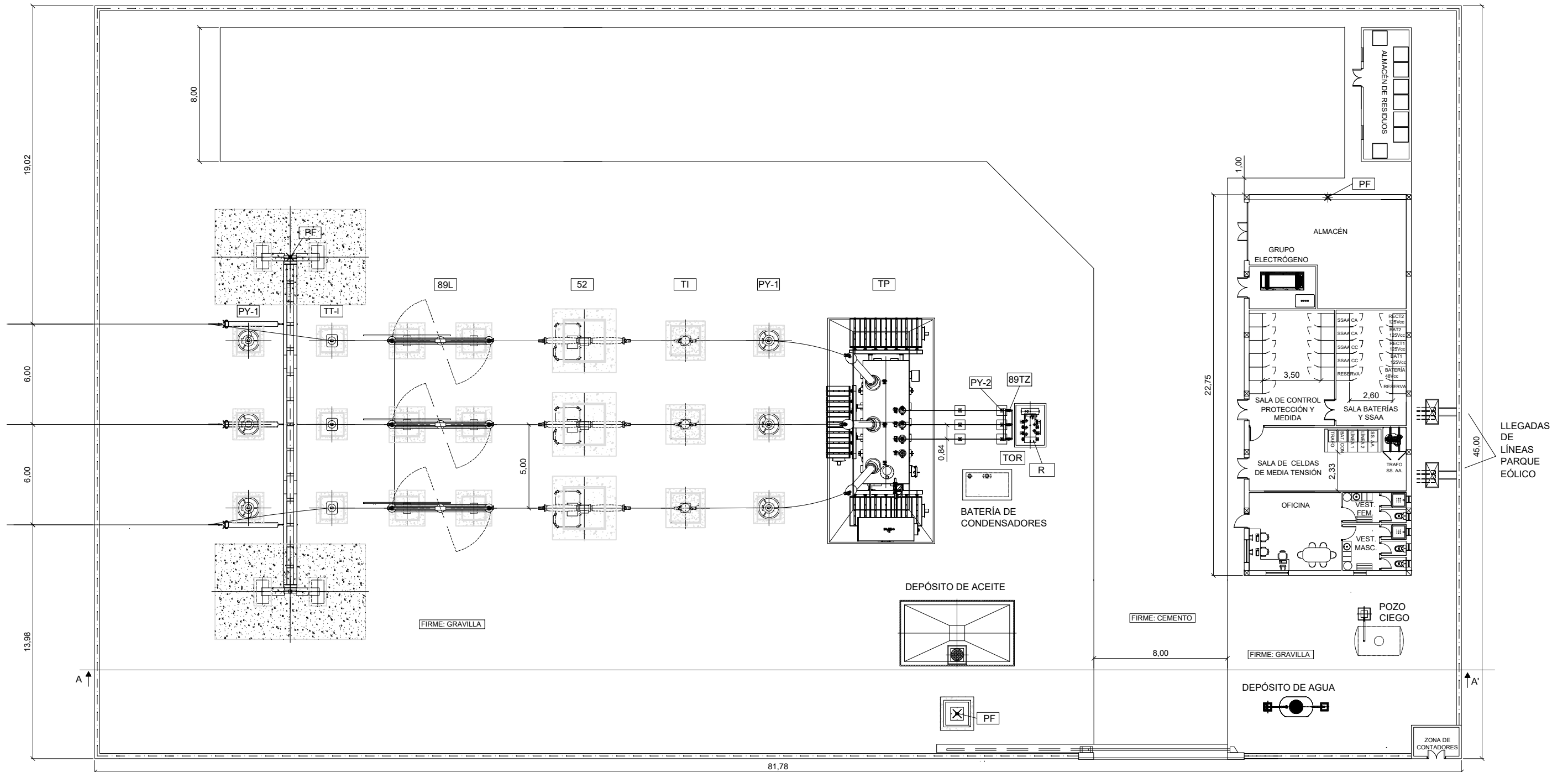
PLANO 4: ALZADO DE LA SUBESTACIÓN.



UNIVERSIDAD DE LEÓN <small>ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAZIAL</small>		PROYECTO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA LA PARTE (BURGOS)	
PLANO: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	ESCALA: N/A	FECHA: FEBRERO 2023	Nº PLANO: 1
ALUMNO: AITOR ORTEGA LÓPEZ		TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA	



UNIVERSIDAD DE LEÓN ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAECIAL		PROYECTO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA LA PARTE (BURGOS)	
PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	ESCALA: N/A	FECHA: FEBRERO 2023	Nº PLANO: 2
ALUMNO: AITOR ORTEGA LÓPEZ		TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA	

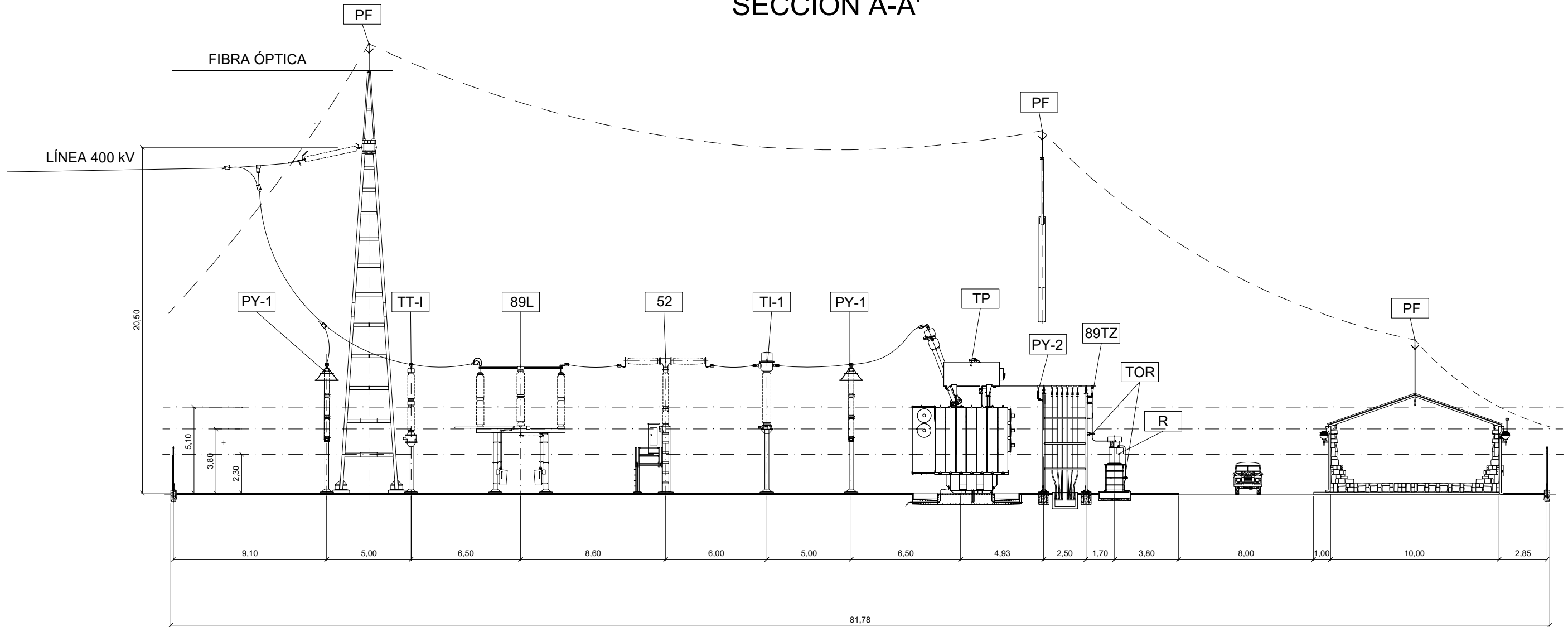


LISTADO DE APARAMENTA

MARCA	CANT.	DENOMINACIÓN
89L	03	SECCIONADOR UNIPOLAR CON PUESTA A TIERRA 420 kV 3.150 A 50 kA
52	03	INTERRUPTOR UNIPOLAR 400 kV 2.000 A 50 kA
TI-1	03	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 100-200/5-5-5-5 A
TT-1	03	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO 400.000-√3/110-√3-110-√3-110-√3-110-√3
PY-1	06	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA ALTA TENSIÓN Uc=420 kV Ur=360 kV In=20 kA cl.4
PY-2	03	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA MEDIA TENSIÓN Uc=29 kV Ur=36 kV In=10 kA cl.2
TP	01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400/30 kV 40/50 MVA ONAN/ONAF YNd11
R	01	REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA 500 A 30 SEGUNDOS
89TZ	03	SECCIONADOR UNIPOLAR MEDIA TENSIÓN 36 kV 630 A 25 kA
TOR	04	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD TIPO TOROIDAL 500/5 A
PF	03	PUNTA FRANKLIN DE RADIO DE ACCIÓN DE 50 METROS

UNIVERSIDAD DE LEÓN ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAZIAL		PROYECTO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA LA PARTE (BURGOS)	
PLANO: PLANTA DE LA SUBESTACIÓN	ESCALA: 1:250	FECHA: FEBRERO 2023	Nº PLANO: 3
ALUMNO: AITOR ORTEGA LÓPEZ		TRABAJO DE FIN DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA	

SECCIÓN A-A'



LISTADO DE APARAMENTA		
MARCA	CANT.	DENOMINACIÓN
89L	03	SECCIONADOR UNIPOLAR CON PUESTA A TIERRA 420 kV 3.150 A 50 kA
52	03	INTERRUPTOR UNIPOLAR 400 kV 2.000 A 50 kA
TI	03	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 100-200/5-5-5-5 A
TT-1	03	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO 400.000:√3/110:√3-110:√3-110:√3-110:√3
PY-1	06	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA ALTA TENSIÓN Uc=420 kV Ur=360 kV In=20 kA cl.4
PY-2	03	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA MEDIA TENSIÓN Uc=29 kV Ur=36 kV In=10 kA cl.2
TP	01	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 400/30 kV 40/50 MVA ONANIONAF YNd11
R	01	REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA 500 A 30 SEGUNDOS
89TZ	03	SECCIONADOR UNIPOLAR MEDIA TENSIÓN 36 kV 630 A 25 kA
TOR	04	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD TIPO TOROIDAL 500/5 A
PF	03	PUNTA FRANKLIN DE RADIO DE ACCIÓN DE 50 METROS

UNIVERSIDAD DE LEÓN <small>ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y AEROSPAZIAL</small>		PROYECTO: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA LA PARTE (BURGOS)	
PLANO:	ALZADO DE LA SUBESTACIÓN		ESCALA: 1:250
ALUMNO:	AITOR ORTEGA LÓPEZ		FECHA: FEBRERO 2023
			Nº PLANO: <div style="font-size: 2em; font-weight: bold; text-align: center;">4</div>

DOCUMENTO 5
PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. CONDICIONES GENERALES	1
1.1. OBJETO	1
1.2. DISPOSICIONES GENERALES.....	1
1.2.1. GENERAL	1
1.2.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO	8
1.2.3. SEGURIDAD PÚBLICA.....	9
1.3. ORGANIZACIÓN	10
1.4. MEJORAS Y MODIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	10
1.5. OBRAS AUXILIARES	11
2. CONDICIONES TÉCNICAS	12
2.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	12
2.1.1. UNIDADES DE OBRA.....	12
2.1.2. MATERIALES	12
2.1.3. INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN.....	13
2.1.3.1. INTERRUPTOR AUTIMÁTICO ALTA TENSIÓN	13
2.1.3.2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN...	20
2.1.3.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS DE ALTA TENSIÓN.....	25
2.1.3.4. SECCIONADOR DE ALTA TENSIÓN	29
2.1.3.5. PARARRAYOS DE ALTA TENSIÓN	34
2.1.3.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	37
2.1.3.7. EMBARRADOS Y CONEXIONES	59
2.1.4. INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN.....	59
2.1.4.1. CONDUCTORES.....	59

2.1.4.2. MONTAJE Y CONDICIONES GENERALES	60
2.1.5. INSTALACIÓN DE RED DE TIERRAS	60
2.1.6. INSTALACIÓN DE PROTECCIÓN Y CONTROL	60
2.1.7. INSTALACIÓN DE MEDIDA	60
2.1.8. INSTALACIÓN DE ALIMENTACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA.....	61
2.1.9. INSTALACIÓN DE GRUPO ELECTRÓGENO	61
2.1.10. PRUEBAS Y ENSAYOS	61
2.2. OBRA CIVIL.....	61
2.2.1. DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO	61
2.2.1.1. DEFINICIÓN Y ALCANCE.....	61
2.2.1.2. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	62
2.2.1.3. MEDICIÓN Y ABONO	63
2.2.2. SUBBASE	63
2.2.2.1. DEFINICIÓN	63
2.2.2.2. MATERIALES	63
2.2.2.3. EQUIPO NECESARIO.....	65
2.2.2.4. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	66
2.2.2.5. ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD TERMINADA.....	67
2.2.2.6. LÍMITES DE EJECUCIÓN	67
2.2.2.7. CONTROL DE CALIDAD.....	67
2.2.3. EXPLANACIONES	70
2.2.3.1. DESCRIPCIÓN	70
2.2.3.2. COMPONENTES.....	70
2.2.3.3. CONDICIONES PREVIAS	70
2.2.3.4. EJECUCIÓN	71
2.2.3.5. CONTROL	72
2.2.3.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES.....	74

2.2.3.7. SEGURIDAD Y SALUD	74
2.2.3.8. MEDICIÓN	75
2.2.3.9. MANTENIMIENTO	76
2.2.4. EXCAVACIONES EN ZANJAS	76
2.2.4.1. DESCRIPCIÓN	76
2.2.4.2. COMPONENTES	76
2.2.4.3. CONDICIONES PREVIAS	77
2.2.4.4. EJECUCIÓN	77
2.2.4.5. CONTROL	79
2.2.4.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES	79
2.2.4.7. SEGURIDAD Y SALUD	80
2.2.4.8. MEDICIONES Y VALORACIÓN	81
2.3. ESTRUCTURAS DE HORMIGÓN ARMADO	82
2.3.1. DESCRIPCIÓN	82
2.3.2. COMPONENTES	82
2.3.3. CONDICIONES PREVIAS	82
2.3.4. EJECUCIÓN	83
2.3.4.1. PREVIO AL HORMIGONADO	83
2.3.4.2. DURANTE EL HORMIGONADO	83
2.3.4.3. DESPUÉS DEL HORMIGONADO	84
2.3.5. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES	84
2.3.6. CONTROL	85
2.3.7. SEGURIDAD	85
2.3.8. MEDICIÓN	86
2.3.9. MANTENIMIENTO	86
3. CONDICIONES ECONÓMICAS Y PLAZOS	87
3.1. PLAZO DE REPLANTEO	87

3.2. PLAZO DE EJECUCIÓN	87
3.3. RECEPCIÓN PROVISIONAL	87
3.4. PLAZO DE GARANTÍA.....	88
3.5. RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	88
3.6. GASTOS DE REPLANTEO Y LIQUIDACIÓN.....	88
3.7. MEDICIÓN Y ABONO DE LAS OBRAS	89

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características eléctricas de los contactos de los dispositivos de protección y señalización (Fuente: Elaboración propia).....	48
Tabla 2. Ensayos dieléctricos de los arrollamientos del transformador, elaboración propia (Fuente datos: UNE-EN 60076-1).	55
Tabla 3. Uso granulométrico, elaboración propia (Fuente datos: UNE-EN 933-1).	65

1. CONDICIONES GENERALES

1.1. OBJETO

El presente Pliego de Condiciones establece los requisitos a los que se tiene que adecuar la ejecución de las instalaciones del Proyecto de la Subestación 400/30 kV La Parte, en el término municipal de Las Hormazas, provincia de Burgos, cuyas características se definen en los documentos de Memoria descriptiva y Planos.

1.2. DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista está obligado a cumplir con la Reglamentación del Trabajo correspondiente, contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar y de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas las reglamentaciones de índole social vigentes o que, en este documento, se establezcan. En particular, deberá cumplir lo establecido en la norma UNE 24042 “Contratación de obras. Condiciones generales”, siempre que no sea contradicho por el presente Pliego de Condiciones.

1.2.1. GENERAL

En la realización de este proyecto, junto con lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se deberán aplicar todas las Normas Legales Vigentes en la fecha de su aprobación que le sean aplicables y que se encuentren dictadas por Disposiciones o Reglamentos, Recomendaciones de UNESA y disposiciones enmarcadas en Proyectos Tipo de Electrificación Rural.

La dirección de Obra será capaz de parar la misma en caso de observar el incumplimiento de las Normas contenidas en el presente Pliego de Condiciones o

de las que se haga referencia expresa o sean de aplicación, y actuará en consecuencia si dichas faltas no quedan inmediatamente remediadas.

En cualquier situación, el Contratista no tendrá derecho a ninguna indemnización cuando la modificación que se deba aplicar se base en el cumplimiento de cualquier Disposición Legal Vigente a la fecha de redacción del presente proyecto, incluso cuando en la misma no se haya tenido en cuenta.

Entre las Disposiciones Legales Vigentes se encuentran las siguientes:

- Reglamentación General de Contratación (Decreto 1098/2001).
- Real Decreto 817/2009, de 8 de mayo, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 30/2007 de 30 de octubre de contratos del Sector Público.
- 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.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueban el Reglamento electrotécnico de baja tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT).
- Ley 82/1980 de Conservación de la Energía.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Orden de 7 de julio de 1982 por la que se establecen normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico.

- Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen las normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kV y centrales de autogeneración eléctrica.
- Instrucciones y Normas Técnicas de la compañía distribuidora de electricidad de la zona.
- Pliego de Condiciones del Proyecto Tipo de Líneas de Media Tensión, Centros de Transformación y Redes de Baja Tensión para Electrificación Rural de mayo de 1988.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida en el sistema eléctrico.
- Ministerio de Industria y Energía. Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación, con sus posteriores modificaciones.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales (PG) 3-4/88 y sus revisiones (Ministerio de Fomento).
- Normas Básicas y Tecnológicas de la Edificación.
- Real Decreto 956/2008, de 6 de junio, por el que se aprueba la instrucción para la recepción de cementos (RC-08).

- Real Decreto 1630/1992, de 29 de diciembre, por el que se dictan disposiciones para la libre circulación de productos de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1955, de Prevención de Riesgos Laborales. Derogada parcialmente por el Real Decreto legislativo 5/2000, de 4 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Infracciones y Sanciones en el Orden Social.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Orden de 9 de marzo de 1971 por la que aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, en los capítulos y artículos no derogados por la Ley 31/1995.
- Decreto 2065/1974 de 30 de mayo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y de salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Real Decreto. 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Convenios Colectivos Provinciales.
- Orden de 6 de julio de 1984 por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y Orden de 18 de octubre de 1984, complementaria de la de 6 de julio, que aprueba las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Orden de 31 de agosto de 1987 sobre señalización, balizamiento, defensa, limpieza y terminación de obras fijas en vías fuera de poblado.
- Normas y Recomendaciones de la Compañía Suministradora en general.
- Las disposiciones, normas y reglamentos que figuran en el Pliego de Prescripciones Técnicas, tanto en lo referente a instalaciones eléctricas como a lo referente a obra civil.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 1561/1995, de 21 de septiembre, sobre jornadas especiales de trabajo.

- Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de la legislación de los Estados miembros sobre máquinas.
- Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre, por el que se amplía el ámbito de aplicación Real Decreto 71/1992, de 31 de enero.
- Real Decreto 1513/1991, de 11 de octubre, por el que se establecen las exigencias sobre los certificados y las marcas de los cables, cadenas y ganchos.
- Real Decreto 7/1988, de 8 de enero, relativo a las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Orden de 6 de junio de 1989 por la que se desarrolla y complementa el Real Decreto 7/1988, de 8 de enero, relativo a las Exigencias de Seguridad del Material Eléctrico, destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Orden de 26 de enero de 1990 por la que se adapta al progreso técnico la Instrucción Complementaria del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión MI BT 026.
- Orden de 3 de abril de 1992 por la que se modifica la Instrucción Técnica Complementaria 12.0.02 del capítulo XII del Reglamento General de Normas Básicas de Seguridad Minera.
- Orden de 24 de julio de 1992 por la que se adapta al progreso técnico la instrucción complementaria del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión MIBTO26.
- Código Técnico de la Edificación, Documento Básico, Seguridad en caso de incendio (CTE-DB-SI).

- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Real Decreto 2291/1985, de 8 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Aparatos de Elevación y Mantenición de los mismos.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Orden de 16 de diciembre de 1987 por la que se establecen nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo y se dan instrucciones para su cumplimentación y tramitación.
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual, y modificaciones posteriores.
- Normativa de seguridad específica del cliente.
- Convenios Colectivos Autonómicos y/o municipales.

En el caso de aspectos no cubiertos por la legislación nacional (normas UNE), se aplicarán las recomendaciones CEI o la de los países de origen de los equipos, en caso de que sean importados.

Excepto en las prescripciones de obligado cumplimiento por la vigente legislación, en caso de contradicción entre el contenido de los documentos listados, se aplicará lo indicado por el que disponga de fecha de aprobación más actual. En la misma situación, será de aplicación preferente lo expresado en el presente Pliego de Condiciones técnicas Particulares.

Serán también de obligatorio cumplimiento cualquier otra disposición oficial, referente a la Seguridad y Salud Laboral, que entre en el periodo de ejecución de la obra y que pueda afectar a sus trabajos.

1.2.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO

El contratista está obligado a cumplir las condiciones expuestas en la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales y en los Reales Decretos que la completan, los cuales se han mencionado anteriormente, junto con los distintos reglamentos y normativas de aplicación en materia de seguridad y salud.

Igualmente, el Contratista deberá proveer todo lo necesario para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, material y útiles de trabajo en las correspondientes condiciones de seguridad.

Durante los trabajos en circuitos o equipos de tensión o en su proximidad, los operarios deberán usar ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso, en la medida de lo posible, de objetos metálicos. En cuanto a los metros, reglas, útiles limpiadores, mangos de aceiteras, etc. que se usen, no deberán ser de material conductor. Los equipos y herramientas se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o, por lo menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.

El personal está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad requeridas para eliminar o reducir los riesgos profesionales según marca el Estudio de Seguridad y Salud del proyecto y el Plan de Seguridad y Salud que se deberá elaborar posteriormente, teniendo capacidad el Director de Obra o el Coordinador de Seguridad y Salud de suspender los trabajos si considera que el personal está expuesto a peligros corregibles.

El Director de Obra o el Coordinador de Seguridad, tendrá la capacidad de exigir por escrito al Contratista el cese en la obra de cualquier obrero o empleado que, por imprudencia temeraria, pueda causar accidentes que pongan en peligro su integridad física o la de sus compañeros.

El Director de Obra o el Coordinador de Seguridad también tendrá la capacidad de solicitar al Contratista, en cualquier momento, los documentos que acrediten la formalización de los regímenes de Seguridad Social de cualquier tipo (afiliación, accidente, enfermedad etc.) en la forma legalmente establecida.

En el Estudio de Seguridad y Salud del presente proyecto se deberán describir todos los riesgos a los que están expuestos los trabajadores y las medidas correctoras para su eliminación o minimización.

Según lo expuesto en el Real Decreto 1627/1997, previo al inicio de los trabajos cada contratista deberá presentar un Plan de Seguridad y Salud para los trabajos a realizar que contendrá, como mínimo, los riesgos indicados en el Estudio de Seguridad y Salud.

Los Planes de Seguridad y Salud deben ser aprobados por el Director de Obra o el Coordinador de Seguridad y cumplidos por los contratistas.

Si durante el transcurso de los trabajos aparecen nuevos riesgos no analizados en el Estudio de Seguridad y Salud, el Director de Obra o el Coordinador de Seguridad, tendrá el deber de incluirlos y establecer las medidas correctivas oportunas para eliminarlos o minimizarlos.

1.2.3. SEGURIDAD PÚBLICA

El Contratista tomará las máximas precauciones en las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y demás elementos del entorno de los riesgos producidos por el trabajo, siendo suyas las responsabilidades que por tales accidentes se produzcan.

Se prohibirá el acceso a la obra a personas ajenas a ella y se incluirá en el Plan de Seguridad y Salud correspondiente los riesgos a terceros.

El Contratista deberá mantener una póliza de seguros que proteja adecuadamente tanto a si mismo como a los empleados frente a las responsabilidades por daños, civil, etc. en que puedan incurrir a causa de la ejecución de los trabajos.

1.3. ORGANIZACIÓN

El Contratista será el patrono legal, asumiendo todas las responsabilidades inherentes, estando obligado al pago de los salarios y todas aquellas cargas que legalmente se le establezcan, y, en general, a todo lo que se legisle, decrete y ordene sobre el particular previo a o durante la ejecución de las obras.

El Contratista será el encargado de la organización de la obra, la determinación de la procedencia de los materiales a utilizar y la responsabilidad de la seguridad contra accidentes. Además, deberá informar al Director de Obra de los planes de organización técnica de la obra y de la procedencia de los materiales.

En el caso de las obras por administración, el Contratista dará cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, adquisición de material, compra o alquiler de elementos auxiliares y de todos los gastos que realice. En cuanto a los contratos de trabajo, compra de material o compra o alquiler de elementos auxiliares cuyos salarios, precios o cuotas excedan en más de un 5% a los del mercado, el Contratista deberá solicitar la aprobación previa del Director de Obra, debiendo este que responder en los ocho días posteriores a la petición, excepto en casos de urgencia en los que se notificará posteriormente.

Las órdenes, consultas o cualquier otro tipo de comunicación que pueda afectar a la buena marcha de la obra se deberán realizar por escrito.

1.4. MEJORAS Y MODIFICACIÓN DEL PROYECTO

Solo se considerarán como mejoras o modificaciones del proyecto aquellas que se ordenen expresamente, y por escrito, por parte del Director de Obra y cuyo precio haya sido estipulado previo a su ejecución.

La Dirección de Obra tendrá la capacidad de introducir modificaciones debido a nuevas necesidades o causas técnicas no detectadas previamente. Todas las modificaciones serán de obligado cumplimiento para el Contratista y bajo los mismos precios que la principal.

Los cambios del proyecto que impliquen la inclusión de nuevas unidades de obra serán valorados según los siguientes criterios, los cuales están listados en orden de preferencia:

1. Precio de unidades iguales incluidas en el presupuesto del proyecto.
2. Precio de unidades del cuadro general de precios del proyecto tipo existente.
3. Precio establecido como suma de componentes de otros precios incluidos en el presupuesto o en el cuadro general de precios.
4. Precios contradictorios fijados reglamentariamente.

Las obras accesorias o delicadas no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ser ejecutadas con personal independiente del Contratista principal.

1.5. OBRAS AUXILIARES

Las obras auxiliares que el Contratista deba realizar para la ejecución de todas las obras proyectadas, serán cuenta del propio Contratista, pero su disposición y planos deberán ser aprobados anteriormente por el Director de Obra.

2. CONDICIONES TÉCNICAS

2.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

2.1.1. UNIDADES DE OBRA

Consiste en el suministro e instalación de la totalidad de los materiales necesarios para realizar la instalación eléctrica.

El Contratista deberá aportar todos los materiales necesarios para que la instalación quede completamente concluida.

Los planos de detalle de la instalación eléctrica serán cuenta del Contratista y se tendrán que presentar a la Dirección de Obra para su aprobación.

Para poder iniciar las instalaciones correspondientes todos los planos deberán ser aprobados por el Contratista y la Dirección de Obra.

2.1.2. MATERIALES

Todos los materiales a utilizar en las instalaciones eléctricas, teniendo también en cuenta el pequeño material de instalación, deberán ser los definidos en la Memoria del presente proyecto, siempre de marcas homologadas y de primera calidad, siendo posible su modificación únicamente con la aprobación del Director de Obra.

Con el objetivo de cumplir con una calidad mínima de las instalaciones, el Contratista deberá someter a aprobación, previa a la puesta en obra, muestras de los materiales objeto de suministro. La Dirección de Obra será la responsable de la aprobación última de los materiales, pudiendo requerir certificados y otra documentación para ello.

La vigilancia y conservación del material suministrado será responsabilidad del Contratista.

En los casos que se necesiten varias unidades de un mismo material, serán producto de un mismo fabricante.

2.1.3. INSTALACIÓN DE ALTA TENSIÓN

2.1.3.1. INTERRUPTOR AUTIMÁTICO ALTA TENSIÓN

Los interruptores automáticos de 400 kV deberán estar de acuerdo con las especificaciones para interruptores de 400 kV.

2.1.3.1.1. AISLAMIENTO

El material aislante externo será porcelana de color marrón, mientras que el interno será hexafluoruro de azufre (SF₆).

2.1.3.1.2. DISTANCIA DE AISLAMIENTO

La distancia aérea entre fase y tierra será tal que el cociente entre la línea de fuga y la distancia aérea entre fase y tierra sea inferior o igual a cuatro.

2.1.3.1.3. REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Los interruptores deberán ser capaces de soportar sobre los bornes las fuerzas estáticas que indiquen sus correspondientes especificaciones.

2.1.3.1.4. CÁMARA DE EXTINCIÓN

Cada uno de los polos del interruptor dispondrá de una única cámara de extinción en la que el elemento extintor del arco eléctrico será el hexafluoruro de azufre (SF_6). La cantidad de gas por polo será criterio del fabricante.

Las cámaras se podrán vaciar, llenar y comprobar su estado con facilidad. Dispondrán de válvulas, o dispositivos de seguridad con una carga de rotura inferior a la porcelana, con el fin de evitar explosiones en caso de sobrepresión.

El manómetro se ubicará en el exterior, en una posición que permita su fácil lectura y que su temperatura sea la más similar posible a la de la cámara de extinción.

El dispositivo de vaciado y llenado de hexafluoruro de azufre (SF_6) deberá estar ubicado en un sitio accesible y por debajo de la línea de tierra, para que sea posible el rellenado sin necesidad de descargo. Para su accionamiento deberá ser necesario un útil especial.

El hexafluoruro de azufre (SF_6) deberá cumplir con la norma UNE 21339.

2.1.3.1.5. CONTACTOS PRINCIPALES

Los contactos principales deberán ser fácilmente revisables y desmontables, teniendo el fabricante el deber de facilitar las instrucciones para su mantenimiento y sustitución, informando de los límites de desgaste admisibles y el desgaste en función de la intensidad cortada acumulada.

2.1.3.1.6. DISPOSITIVOS DE MEDIDA

Con el fin de poder realizar el taquigrama (diagrama espacio-tiempo) de los contactos principales, se deberá disponer de un punto de medición,

adecuadamente mecanizado, que sea lo suficientemente representativo del funcionamiento del interruptor.

Deberá existir un contactor, reflejo de los contactos principales, que podrá ser utilizado para la monitorización de los diferentes parámetros del interruptor automático.

2.1.3.1.7. BASTIDOR

El interruptor automático dispondrá de tres bastidores independientes, uno por polo, o de un bastidor común para los tres polos y el mecanismo de accionamiento. Cada bastidor contará con un tornillo de puesta a tierra con rosca M12 señalizado de manera inalterable.

Se deberá tener rejillas de protección adecuadas con el fin de evitar que aniden aves en los mecanismos de accionamiento.

2.1.3.1.8. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

El Constructor deberá indicar en su oferta las dimensiones generales del interruptor, la separación entre fases recomendadas y el tipo de bornes utilizados, que tendrán que cumplir con la norma UNE 20140.

2.1.3.1.9. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Las partes férreas deberán ser cincadas, tipo MS, en referencia a la norma UNE 36310. En cuanto a la tornillería utilizada, será de acero inoxidable. Los resortes y elementos auxiliares deberán ser de materiales no oxidables. Los elementos metálicos que estén en contacto entre sí, serán de tal naturaleza que no se produzca corrosión debido al par galvánico que pueda aparecer en presencia de humedad.

2.1.3.1.10. ARMARIO DE ACCIONAMIENTO Y MANDO

El armario metálico que albergará el accionamiento electromecánico y circuitos auxiliares y de mando del interruptor, deberá ser de material no oxidable y con grado de protección IP55, según dicta la norma UNE 20324. Contará con un tornillo de puesta a tierra M12 adecuadamente señalado. Las puertas del armario se conectarán a la masa del armario por medio de un conductor de cobre flexible de 16 mm² de sección mínima.

Contará con una resistencia de calefacción con el fin evitar las condensaciones y con una toma auxiliar de corriente tipo *Schuko*.

El armario tendrá la amplitud suficiente para poder realizar la revisión del conexionado y la sustitución de los elementos que la forman sin dificultad.

2.1.3.1.11. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los interruptores deberán disponer de una placa de característica en la que se mostrará de forma indeleble los siguientes datos:

- Fabricante.
- Designación del tipo y número de serie.
- Tensión asignada.
- Tensión soportada asignada a frecuencia industrial.
- Tensión soportada asignada a impulsos tipo rayo.
- Frecuencia asignada.
- Corriente asignada en servicio continuo.
- Poder de corte asignado de líneas en vacío.
- Poder de corte asignado de cables en vacío.

- Presión nominal del hexafluoruro de azufre (SF₆).
- Peso total de cada polo.
- Cantidad total de hexafluoruro de azufre (SF₆).
- Secuencia de maniobras asignada.
- Año de fabricación.

En el caso de polos independientes, cada polo deberá llevar una placa de características.

La placa de características deberá estar visible en condiciones de servicio e instalación.

En la parte baja inferior de la puerta de cada armario se dispondrá otra placa con los datos mostrados a continuación:

- Fabricante.
- Designación del tipo y número de serie.
- Tensión asignada de alimentación del motor.
- Corriente asignada del motor.
- Tensión asignada de las bobinas de cierre y apertura.
- Consumo de la bobina de conexión.
- Consumo de las bobinas de disparo.
- Número del esquema de conexión.

2.1.3.1.12. ENSAYOS

a) Ensayos de tipo

Estos ensayos deberán realizarse sobre un interruptor automático completo. Se realizarán los ensayos indicados a continuación, siendo suficiente la presentación de un certificado de su realización en otro interruptor automático del mismo tipo en el que figure una descripción de las características del equipo.

Los ensayos se deberán realizar según lo especificado en las normas UNE 21081 y 21139 y son los siguientes:

- Examen visual y comprobación de dimensiones y acabados.
- Ensayo de tensión soportada bajo lluvia a impulsos tipo rayo.
- Ensayo de tensión soportada bajo lluvia a frecuencia industrial.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial de los circuitos de mando y auxiliares.
- Ensayo de endurancia.
- Ensayo de calentamiento posterior al ensayo de endurancia.
- Determinación de la resistencia eléctrica de los contactos principales, antes y después del ensayo mecánico.
- Ensayo de corriente admisible de corta duración y del valor de cresta de la corriente admisible.
- Ensayo mecánico.
- Ensayos de poder de corte en cortocircuito, incluyendo un taquigrama (diagrama espacio-tiempo), de los contactos principales a la apertura y cierre, de la unidad sobre la que se realiza el ensayo.
- Determinación de los tiempos de maniobra propios, sincronismo entre polos, sincronismo de los contactos auxiliares directos e indirectos y entre ambos y los principales.
- Examen de los mecanismos y enclavamientos mecánicos y dispositivos auxiliares del interruptor.

- Determinación de las tensiones límite de funcionamiento del conjunto interruptor-mecanismo de mando y de los consumos de las bobinas de apertura y cierre, además de las del motor.
- Comprobación de las intensidades de corte y paso de los contactos auxiliares.
- Ensayo de estanqueidad del armario de los circuitos de mando.

b) Ensayos individuales

Se realizarán en todos los interruptores los siguientes ensayos:

- Examen visual y comprobación de dimensiones y acabados.
- Ensayos de tensión soportada a frecuencia industrial, en seco, del circuito principal.
- Ensayo de tensión soportada de los circuitos de mando y auxiliares.
- Ensayo de funcionamiento mecánico.
- Medición de la resistencia del circuito principal.
- Medición de la resistencia de calefacción y de las bobinas de mando.
- Inspección del cableado y número de contactos auxiliares.
- Comprobación del dispositivo antibombeo.

Junto a estos ensayos y comprobaciones, para el posterior mantenimiento predictivo, se determinará el taquigrama (diagrama espacio-tiempo) de los contactos principales, a la apertura y cierre, de cada una de las unidades, comprobando que la velocidad de los contactos principales no se diferencia en un 10% de la velocidad obtenida en la unidad tipo. De la misma forma se deberán comprobar las tolerancias sobre la carrera del contacto móvil, cuyo valor habrá sido fijado por el fabricante.

El fabricante tendrá que especificar los valores límite admisibles en el taquigrama en cuanto a:

- Carrera mecánica.
- Puntos de medición en la carrera de la velocidad de cierre y de apertura.
- Rebases y rebotes en el cierre y apertura.
- Penetración mecánica.
- Tiempo de amortiguación.

2.1.3.1.13. MONTAJE

Tras su nivelación, los interruptores se regularán y ajustarán comprobando a la vez la presión y densidad del gas por medio del densímetro. El constructor del interruptor adeuda aprobar la bondad del montaje.

2.1.3.2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

Los transformadores de intensidad de 400 kV deberán estar de acuerdo con las especificaciones para transformadores de intensidad de 400 kV.

2.1.3.2.1. AISLAMIENTO

El material aislante externo será porcelana de color marrón, mientras que el interno papel impregnado en aceite.

2.1.3.2.2. DISTANCIA DE AISLAMIENTO

La distancia aérea entre fase y tierra será tal que el cociente entre la línea de fuga y la distancia aérea entre fase y tierra sea inferior o igual a cuatro.

2.1.3.2.3. DIMENSIONES

Las dimensiones serán las indicadas en cada uno de los documentos de especificación. La caja de bornes secundarios se situará en el lado correspondiente al borne primaria P1.

2.1.3.2.4. REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Los interruptores deberán ser capaces de soportar una carga estática aplicada en los bornes primarios, en cualquier dirección, según el nivel de tensión que tengan.

2.1.3.2.5. BORNES

a) Bornes del arrollamiento primario

Serán bulones de aleación de cobre estañados o plateados, con un diámetro de 40 mm y una longitud libre de 125 mm.

b) Bornes de los arrollamientos secundarios

Serán de M8 y con capacidad para recibir conductores de cobre de hasta 10 mm² de sección, con sus respectivos terminales de presión.

Se situarán en el interior de una caja de bornes metálica, la cual dispondrá en su parte inferior cuatro agujeros de salida, tres de ellos cegados por tapón y el cuarto equipado con arandelas pasacables, teniendo la posibilidad de cambiar la posición de ésta.

La caja de bornes dispondrá de respiraderos protegidos contra la entrada de insectos y se conectará a tierra, de tal forma que ningún contorno pueda afectar a los bornes secundarios.

No habrá dispositivos internos para la puesta a tierra de los bornes, lo cual se realizará exteriormente. En el interior de la caja existirá un borne de tierra M8 para la puesta a tierra de las pantallas de los cables que serán conectados a los bornes secundarios.

c) Bornes de la puesta a tierra

Será M12 y estará identificado de forma inalterable.

2.1.3.2.6. TOMA PARA LA MEDICIÓN DE LA CAPACIDAD Y FACTOR DE PÉRDIDAS DIELECTRICAS

Todos los transformadores dispondrán de un dispositivo adaptado con el fin de medir la capacidad y el factor de pérdidas dieléctricas.

2.1.3.2.7. NIVEL DE ACEITE

Todos los transformadores dispondrán de un dispositivo para medir el nivel de aceite existente, sin tener que retirar de servicio el transformador.

2.1.3.2.8. ALIVIADOR SE SOBREPRESIÓN INTERNA

Todos los transformadores se diseñarán de forma que, en caso de producirse un fallo interno en el aislamiento principal, se pueda liberar en dirección ascendente cualquier sobrepresión originada, evitando así la rotura y proyección de la porcelana.

2.1.3.2.9. DISPOSITIVO PARA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE

Todos los transformadores contarán con un dispositivo para la extracción de muestras de aceite. El dispositivo será de tipo enchufe rápido o similar.

2.1.3.2.10. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los transformadores contarán con una placa de características en la que se indiquen de forma inalterable y como mínimo los siguientes datos:

- Fabricante.
- Tipo, número de serie y año de fabricación.
- Relación de transformación.
- Frecuencia asignada.
- Potencia, clase de precisión, factor de seguridad, factor límite de precisión y funcionamiento de cada uno de los arrollamientos.
- Tensión más elevada para el material.
- Nivel de aislamiento.
- Intensidad térmica y dinámica asignadas.
- Esquema de conexionado.

2.1.3.2.11. ENSAYOS

a) Ensayos de tipo

Ensayos que se deberán efectuar en un transformador de cada tipo. El fabricante tendrá la posibilidad de presentar protocolos de estos ensayos

efectuados sobre un transformador que apenas presente diferencias. Estas diferencias deberán ser acordadas entre el comprador y el fabricante. Los ensayos son los siguientes:

- Ensayo de cortocircuito, comprobación de las intensidades térmica y dinámica.
- Ensayo de calentamiento.
- Ensayo de tensión soportado a impulsos tipo rayo.
- Ensayo de tensión soportada bajo lluvia.
- Determinación de errores.
- Ensayos mecánicos.

b) Ensayos individuales

Se realizarán en todos los transformadores los siguientes ensayos:

- Verificación de marcado de bornas.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial en el arrollamiento primario y en los arrollamientos secundarios.
- Medición de las descargas parciales.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones (si procede).
- Ensayo de sobretensión entre espiras.
- Determinación de errores.
- Medición de la capacidad y factor de pérdidas dieléctricas.

c) Ensayos especiales

Previo acuerdo con el fabricante, se realizarán los siguientes ensayos:

- Ensayo a impulso tipo rayo, cortados.

- Ensayo a impulso tipo rayo, cortados múltiples, sobre el arrollamiento primario.

2.1.3.2.12. MONTAJE

Se realizará la situación, nivelación y fijación a los soportes de los transformadores. Se instalarán, donde proceda, las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

2.1.3.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS DE ALTA TENSIÓN

Los transformadores de tensión inductivos de 400 kV deberán estar de acuerdo con las especificaciones para transformadores de tensión de 400 kV.

2.1.3.3.1. AISLAMIENTO

El material aislante externo será porcelana de color marrón, mientras que el interno papel impregnado en aceite.

2.1.3.3.2. DISTANCIA DE AISLAMIENTO

La distancia aérea entre fase y tierra será tal que el cociente entre la línea de fuga y la distancia aérea entre fase y tierra sea inferior o igual a cuatro.

2.1.3.3.3. DIMENSIONES

Las dimensiones serán las indicadas en cada uno de los documentos de especificación.

2.1.3.3.4. REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Los transformadores deberán ser capaces de soportar un ensayo de esfuerzo mecánico aplicado en los bornes primarios, en cualquier dirección, según lo que marque el correspondiente documento de especificación.

2.1.3.3.5. BORNES

a) Bornes del arrollamiento primario

Serán bulones de aleación de cobre con un diámetro de 30 mm y una longitud de 80 mm.

b) Bornes de los arrollamientos secundarios

Serán de M8 y con capacidad para recibir conductores de cobre de hasta 10 mm² de sección, con sus respectivos terminales de presión.

Se situarán en el interior de una caja de bornes metálica, la cual dispondrá en su parte inferior tres agujeros de salida para diámetros PG 16, uno de ellos cegado por tapón y los otros dos equipados con arandelas pasacables, teniendo la posibilidad de cambiar la posición de éstas.

La caja de bornes dispondrá de respiraderos protegidos contra la entrada de insectos y se conectará a tierra, de tal forma que ningún contorno pueda afectar a los bornes secundarios.

No habrá dispositivos internos para la puesta a tierra de los bornes, lo cual se realizará exteriormente. En el interior de la caja existirá un borne de tierra M8

para la puesta a tierra de las pantallas de los cables que serán conectados a los bornes secundarios.

c) Bornes de la puesta a tierra

Será M12 y estará identificado de forma inalterable.

2.1.3.3.6. NIVEL DE ACEITE

Todos los transformadores dispondrán de un dispositivo para medir el nivel de aceite existente, sin tener que retirar de servicio el transformador.

2.1.3.3.7. ALIVIADOR SE SOBREPRESIÓN INTERNA

Todos los transformadores se diseñarán de forma que, en caso de producirse un fallo interno en el aislamiento principal, se pueda liberar en dirección ascendente cualquier sobrepresión originada, evitando así la rotura y proyección de la porcelana.

2.1.3.3.8. DISPOSITIVO PARA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE

Todos los transformadores contarán con un dispositivo para la extracción de muestras de aceite. El dispositivo será de tipo enchufe rápido o similar.

2.1.3.3.9. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los transformadores contarán con una placa de características en la que se indiquen de forma inalterable y como mínimo los siguientes datos:

- Fabricante.

- Tipo, número de serie y año de fabricación.
- Relación de transformación y bornes secundarios correspondientes.
- Frecuencia asignada.
- Potencias y clases de precisión.
- Tensión más elevada para el material.
- Nivel de aislamiento.
- Factor de tensión.
- Potencia límite de calentamiento.

2.1.3.3.10. ENSAYOS

a) Ensayos de tipo

Ensayos que se deberán efectuar en un transformador de cada tipo. El fabricante tendrá la posibilidad de presentar protocolos de estos ensayos efectuados sobre un transformador que apenas presente diferencias. Estas diferencias deberán ser acordadas entre el comprador y el fabricante. Los ensayos son los siguientes:

- Ensayo de calentamiento.
- Ensayo de aptitud para soportar cortocircuitos.
- Ensayo de tensión soportado a impulsos tipo rayo.
- Ensayo de tensión soportada bajo lluvia.
- Determinación de errores.
- Ensayos mecánicos.

b) Ensayos individuales

Se realizarán en todos los transformadores los siguientes ensayos:

- Verificación de marcado de bornas.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial en el arrollamiento primario y secundario.
- Ensayo de descargas parciales.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial entre secciones.
- Ensayo de sobretensión entre espiras.
- Determinación de errores.
- Determinación de la intensidad de cortocircuito.
- Medición de la capacidad y factor de pérdidas dieléctricas.

c) Ensayos especiales

Previo acuerdo con el fabricante, se realizarán los siguientes ensayos:

- Ensayo a impulso tipo rayo, cortados.

2.1.3.3.11. MONTAJE

Se realizará la situación, nivelación y fijación a los soportes de los transformadores. Se instalarán, donde proceda, las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

2.1.3.4. SECCIONADOR DE ALTA TENSIÓN

Los seccionadores de 400 kV deberán estar de acuerdo con las especificaciones para seccionadores de 400 kV.

2.1.3.4.1. AISLADORES

Serán de apoyo cilíndrico, de intemperie y de material cerámico color marrón, según la norma UNE 21110.

2.1.3.4.2. DISTANCIA DE AISLAMIENTO

La distancia aérea entre fase y tierra será tal que el cociente entre la línea de fuga y la distancia aérea entre fase y tierra sea inferior o igual a cuatro.

2.1.3.4.3. DIMENSIONES

Las dimensiones y cotas de fijación serán las indicadas en cada uno de los documentos de especificación.

2.1.3.4.4. CUCHILLAS Y CONTACTOS PRINCIPALES

Las cuchillas y los contactos serán de cobre electrolítico y las superficies de contacto tendrán un recubrimiento de plateado duro con un espesor superior o igual a 30 μm .

En cuanto al resto de partes conductoras, serán de cobre o aleación de este.

Los bornes de conexión deberán ser cilíndricos, de aleación de cobre estañado o plateado, con un diámetro de 40 mm y una longitud de 235 mm y situados verticalmente.

2.1.3.4.5. CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Las cuchillas de puesta a tierra deberán ser capaces de soportar los efectos de la intensidad técnica y dinámica de cortocircuito.

Podrán ser de hierro, pero los contactos deberán ser de cobre electrolítico con recubrimiento de plateado duro con un espesor superior o igual a 30 μm .

No habrá posibilidad de que las cuchillas de puesta a tierra puedan maniobrar intempestivamente a causa de la gravedad, vibraciones, etc. aunque las cuchillas principales se encuentren abiertas.

2.1.3.4.6. MANIOBRA

Las maniobras tanto de las cuchillas principales como de las de puesta a tierra se hará de manera simultánea en los tres polos.

2.1.3.4.7. REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Los seccionadores deberán ser capaces de abrir y cerrar sin dificultad cuando sus bornes estén bajo los efectos de los siguientes esfuerzos, además de los originados por la acción del viento:

- Esfuerzo longitudinal de 1000 N.
- Esfuerzo transversal de 330 N.

2.1.3.4.8. PUESTA A TIERRA

El bastidor de cada polo de seccionamiento dispondrá, como mínimo, de un borne de puesta a tierra de M12 identificado de forma inalterable

2.1.3.4.9. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Las partes férreas del seccionador deberán estar protegidas por un recubrimiento de cinc, según la norma UNE 35310.

La tornillería inferior o igual a M12 deberá ser de acero inoxidable, mientras que la superior a M12 será de acero cincado en caliente.

En cuanto a los resortes y elementos auxiliares, estos serán de materiales no oxidables.

Los elementos metálicos que estén en contacto entre sí, serán de tal naturaleza que no se produzca corrosión debido al par galvánico que pueda aparecer en presencia de humedad.

2.1.3.4.10. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los seccionares contarán con una placa de características en la que se indiquen de forma inalterable y como mínimo los siguientes datos:

- Fabricante.
- Tipo, número de serie y año de fabricación.
- Tensión asignada.
- Tensión soportada asignada a impulsos tipo rayo.
- Intensidad asignada en servicio continuo.
- Intensidad admisible de corta duración asignada, en cuchillas principales.
- Intensidad admisible de corta duración asignada, en cuchillas de puesta a tierra.
- Esfuerzos mecánicos asignados sobre los bornes.
- Peso por polo.

2.1.3.4.11. ENSAYOS

Los ensayos se deberán realizar según las normas UNE-EN 60129 y UNE 21139.

a) Ensayos de tipo

Ensayos que se deberán efectuar en un seccionador completo de cada tipo. Será suficiente la presentación de un certificado acreditativo de haber realizado estos ensayos en otro seccionador del mismo tipo, en el que figure una descripción de las características. Los ensayos son los siguientes:

- Examen visual con comprobación de dimensiones, naturaleza de los materiales utilizados, características constructivas y placa de características.
- Ensayos dieléctricos:
 - Tensión soportada a impulsos tipo rayo.
 - Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia.
- Ensayo de endurancia.
- Ensayo de calentamiento.
- Medición de la resistencia eléctrica del circuito principal.
- Ensayo a la intensidad de corta duración admisible y al valor de cresta de la intensidad admisible.

b) Ensayos individuales

Se realizarán en todos los seccionadores los siguientes ensayos:

- Examen visual con comprobación de dimensiones, naturaleza de los materiales utilizados, características constructivas y placa de características.
- Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial, en seco.
- Medición de la resistencia eléctrica del circuito principal

- Ensayo de funcionamiento mecánico.

2.1.3.4.12. MONTAJE

Se prestará especial atención a la regulación, ajuste del mando, engrase finales y penetración de las cuchillas.

2.1.3.5. PARARRAYOS DE ALTA TENSIÓN

Los pararrayos de 400 kV deberán estar de acuerdo con las especificaciones para pararrayos de 400 kV.

2.1.3.5.1. AISLAMIENTO

El aislamiento exterior estará formado por un máximo de dos elementos de material cerámico color marrón o goma de silicona.

Este elemento se sujetará por medio de una base de apoyo lo suficientemente aislada de tierra para que se pueda instalar un contador de descargas.

2.1.3.5.2. DISTANCIA DE AISLAMIENTO

La distancia aérea entre fase y tierra será tal que el cociente entre la línea de fuga y la distancia aérea entre fase y tierra sea inferior o igual a cuatro.

2.1.3.5.3. DIMENSIONES

Las dimensiones, cotas de fijación, tipos y materiales de los bornes de alta tensión y tierra de los pararrayos serán las indicadas en cada uno de los documentos de especificación.

2.1.3.5.4. REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Los pararrayos deberán ser capaces de soportar una carga estática aplicada en los bornes primarios, en cualquier dirección, según lo establecido en el respectivo documento de especificación.

2.1.3.5.5. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN

Las partes férricas del pararrayos deberán estar protegidas por un recubrimiento de cinc, según la norma UNE 36310.

La tornillería inferior o igual a M12 deberá ser de acero inoxidable, mientras que la superior a M12 será de acero cincado en caliente.

Los elementos metálicos que estén en contacto entre sí, serán de tal naturaleza que no se produzca corrosión debido al par galvánico que pueda aparecer en presencia de humedad.

2.1.3.5.6. DISPOSITIVO LIMITADOR DE SOBREPRESIÓN INTERNA

El fallo de este dispositivo no deberá provocar la rotura explosiva de la porcelana. Su correcta actuación será verificada según lo dispuesto en la norma UNE-EN 60099.

2.1.3.5.7. CONTADOR DE SOBRECARGAS

Este elemento permitirá conocer el número de descargas acumuladas que han tenido lugar en el pararrayos en el que se instala.

2.1.3.5.8. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Todos los pararrayos contarán con una placa de características en la que se indiquen de forma inalterable y como mínimo los siguientes datos:

- Fabricante.
- Tipo, número de serie y año de fabricación.
- Tensión de servicio continuo.
- Tensión asignada.
- Clase de descarga de línea.
- Corriente asignada del limitador de presión (si procede).
- Corriente de descarga nominal.
- Tensión y corriente de referencia.
- Esfuerzos mecánicos asignados sobre los bornes.
- Peso.

2.1.3.5.9. MONTAJE

Se realizará la situación, nivelación y fijación a los soportes de los transformadores. Se instalarán, donde proceda, las conducciones necesarias hasta las cajas de centralización.

2.1.3.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformadore de potencia estará construido de acuerdo a lo establecido en la norma UNE-EN 60076, con las particularidades y adiciones indicadas en este apartado. También cumplirá lo indicado en la especificación técnica de transformadores de potencia.

El diseño del transformador posibilitará, tras vaciar el aceite y levantar las tapas necesarias, la inspección y comprobación de los elementos de apriete. Por ello, es necesario que el fabricante facilite una detallada documentación de la organización y disposición interior del transformador, con especial atención a la sujeción de los bobinados.

Los elementos que lo componen deberán ser intercambiables entre sí, en unidades de igual potencia del mismo fabricante.

2.1.3.6.1. BASTIDOR

El transformador, junto con todos sus accesorios, incluido el depósito de expansión, deberá formar un conjunto completo e independiente montado sobre un bastidor dispuesto con ruedas, pudiendo desplazarse sobre carriles en dos direcciones perpendiculares.

Las ruedas serán de acero fundido, de pestaña única y orientables en dos direcciones perpendiculares. Dos de las ruedas dispondrán de dispositivos de bloqueo.

El bastidor contará con cuatro placas de apoyo para la elevación por medio de gatos que permitirán el cambio de orientación de las ruedas. Las ruedas tendrán un sistema de sujeción que no permita que estas se desprendan cuando el transformador esté elevado.

Para la instalación de un protector de cuba, el transformador tendrá que quedar aislado de los carriles por medio de la disposición de placas aislantes

interpuestas entre la cuba y las ruedas. Estos elementos serán de fibra de vidrio con un mínimo de 10 mm de espesor y sobresaldrán 50 mm de la superficie de apoyo. Su parte expuesta se pintará de color amarillo. El tubo aislante del perno de fijación de las placas aislantes deberá tener un espesor como mínimo de 10 mm. La tensión de prueba de estas placas deberá ser de 10 kV a frecuencia industrial durante 1 minuto. Este elemento aislante formará parte del suministro.

Con el objetivo de facilitar la evacuación de gases, la cuba del transformador tendrá que quedar instalada de forma que la tapa tenga una pendiente entre 0,25-0,5% en dirección longitudinal, en ascenso hacia el relé Buchholz.

2.1.3.6.2. CUBA

La cuba estará fabricada para soportar el vacío absoluto. La deformación de cualquiera de sus largueros o refuerzos no será superior a 5 mm/m en un supuesto tratamiento de secado bajo vacío.

Se permitirá que para la manipulación de las tapas se necesite desmontar alguno de los radiadores del propio transformador.

Para poder situar una barandilla de seguridad para la protección del personal en trabajos de mantenimiento encima del transformador, se situarán sobre la tapa unos elementos fijados con los propios tornillos de la tapa, separados entre sí una distancia igual o menor de 150 cm, que permitirán la instalación en ellos de soportes cilíndricos de 25 mm, no incluidos en el suministro.

Todos los huecos localizados debajo de la tapa de la cuba que puedan retener gas, estarán comunicados continuamente a través de conductos para purgado constante. En los casos que esto no sea posible, se permitirá la eliminación de estos huecos mediante relleno de madera, adecuadamente atornillado.

La tornillería de sujeción de los registros se hará con rosca no inferior a M10, siendo de acero inoxidable para M10 y galvanizada para M12 o superior.

En todas las tapas de registro la tapa no deberá quedar a una distancia de la cuba inferior a 20 mm, con el objetivo de evitar la posibilidad de entrada de agua acumulada sobre la tapa del transformador, pese a que pueda suponer que las juntas de las tapas de registro tengan pérdidas de aceite.

2.1.3.6.3. BORNAS ATRAVESADORAS

Las bornas serán las determinadas por las normas UNE-EN 60137 y 50180.

Las bornas de alta tensión dispondrán de una línea de fuga superior a 25 mm/kV. Estas se dispondrán sobre la tapa del transformador y la distancia entre sus ejes será la indicada por el fabricante.

Las distancias de aislamiento aéreas entre puntos en tensión y entre estos y tierra deberán ser efectivas, lo que supone que no se admitirán las distancias de aislamiento que se midan entre ejes de bornas. Se deberá cumplir lo dispuesto en la norma UNE-EN 60076-3. Las distancias se verán afectadas por la altitud de instalación a partir de los 1000 metros sobre el nivel del mar.

El tapón de vaciado del aceite de las bornas estará precintado y señalizado por medio de una indicación en placa metálica, indeleble, fijada a la borna. Las bornas de alta tensión para tensiones superiores a 123 kV serán suministradas con toma capacitiva con su correspondiente tapón protector. También se incluirá en el suministro el conector correspondiente para la conexión de prueba a la toma capacitiva.

Las bornas atravesadoras de alta tensión permitirán la instalación de los transformadores de intensidad. El borne y el resto de elementos externos de conexión que componen parte de la borna de alta tensión serán de cobre plateado o estañado.

2.1.3.6.4. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Los transformadores de intensidad serán de tipo toroidal y estarán colocados de forma que se permita acceder a ellos o sustituirlos sin necesidad de desencubar.

Se dispondrán estos elementos en cada una de las fases de alta tensión. Los bornes P2 de todos los transformadores de intensidad se ubicarán al lado del transformador.

Los secundarios de los transformadores de intensidad toroidales estarán cableados a las bornas ubicadas en el interior del armario de control del transformador.

2.1.3.6.5. CONSTRUCCIÓN DE ARROLLAMIENTOS Y CONEXIONES

Con el objetivo de que la construcción de los arrollamientos se realice bajo ciertos criterios de calidad y seguridad, se deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los arrollamientos deberán ser cilíndricos, de cobre electrolítico.
- Los tacos de apoyo y cartones de separación empleados en la construcción de las bobinas deberán estar sujetos de forma que se evite la pérdida de posición hasta contando con un supuesto aflojamiento.
- Los cartones de separación entre arrollamientos deberán ser lo suficientemente largos para que sobresalgan de los arrollamientos y sujeten a todas las espiras firmemente y por igual.
- Las cabezas de los arrollamientos se reforzarán por medio de ataduras de cintas de papel instaladas a tresbolillo, sujetando entre sí las galletas o discos extremos.
- El número mínimo de galletas a reforzar en cada cabeza será del 5% del total del arrollamiento.

- El asentamiento de los arrollamientos sobre los tacos aislantes y su apoyo sobre las bridas se realizará de forma que los esfuerzos se distribuyan uniformemente en todo el desarrollo de sus cabezas, incluyendo también el interior de la ventana del núcleo. Los tacos se dispondrán sujetos mediante mechas para evitar su aflojamiento.
- Las conexiones de toma y salidas de los arrollamientos estarán sujetas e inmovilizadas a las espiras o galletas por medio de ataduras formadas con encintado de papel.
- Los apoyos y soportes aislante sobre los que se posan los arrollamientos serán lo necesariamente amplios y robustos como para asegurar que con el tiempo no tendrán lugar deformaciones.
- Las transposiciones y conexiones entre galletas, interiores y exteriores, se realizarán reforzando el aislamiento con cartón de espesor adecuado.
- No se permitirá disminuir las distancias de aislamiento a masa por medio de pantallas de cartón ubicadas entre la cuba y los arrollamientos con el fin de mejorar las distancias eléctricas a masa. Pese a ello, si se permitirá la instalación de estas pantallas como medida de seguridad adicional. En caso particulares en los que por falta de espacio para el paso de cables se permitirá el apantallamiento de cables con barreras de cartón, asegurando que las pantallas estén fijadas para evitar desprendimientos.
- El fabricante aportará un detallado reportaje fotográfico con el fin de demostrar que en la construcción de cada arrollamiento se han tenido en cuenta todos los detalles constructivos enumerados.

2.1.3.6.6. PUESTA A TIERRA DEL NÚCLEO

La parte activa del transformador (núcleo y arrollamientos) tendrá que permanecer asentado a la cuba y completamente aislado de ella en su parte inferior.

La puesta a tierra del núcleo se realizará en un cajón, con tapa de registro externa y pasatapas, encima de la tapa del transformador, donde se conectarán de forma independiente el núcleo y las bridas de apriete mediante pletinas de cobre a un taco de cobre soldado a la tapa de la cuba y serán atornillados de forma que se pueda manipular a través de una tapa de registro, para posibilitar su desconexión y la comprobación del aislamiento del núcleo a masa y a las bridas de apriete.

La sección de estas conexiones deberá ser mayor de 40 mm² y los tornillos serán de rosca M12 o superior.

La ubicación de la tapa de registro respecto a los tornillos de fijación será tal que estos serán visibles con el fin de que se pueda asegurar la manipulación de estos de forma correcta con seguridad.

2.1.3.6.7. REGISTRO PARA LA INSPECCIÓN

En el caso de transformadores de potencia superior a 31,5 MVA, se situará en la cuba una ventana vertical practicable, de dimensiones útiles mayores a 50 x 120 cm, para la inspección del selector del cambiador de tomas en carga. Con el fin de facilitar dicha inspección, no se situará en esta zona ninguna pantalla que impida la visión directa del selector.

En el caso de la inspección de arrollamientos, conexiones y sistemas de apriete de los transformadores cuya cuba la permita, se colocarán ventanas practicables en la parte alta de los laterales de mayor dimensión. Estas ventanas serán de una dimensión útil mínima de 45 cm. La mínima separación entre la superficie de los registros y los radiadores será de 45 cm. En el caso de transformadores de potencia inferior a 31,5 MVA, estos registros podrán tener dimensiones más reducidas.

Para evitar que el agua pueda filtrarse por las juntas de los registros, las partes inferiores de las tapas estarán situadas con rebordes de al menos 20 mm de altura por encima del nivel de la tapa de la cuba.

La fijación de las tapas de registro se deberá efectuar con tornillería galvanizada, y en ningún caso con espárragos soldados y tuercas.

2.1.3.6.8. DEPÓSITOS DE EXPANSIÓN

Los depósitos de expansión principal y del cambiador de tomas serán independientes entre sí, aunque el segundo podrá estar adosado al principal. Dispondrán por lo tanto de dos secadores de silicagel, dos tapones de llenado y dos tubos con sus respectivas válvulas esféricas para vaciado tipo DN25, que se ubicarán a la altura de una persona. Las paredes laterales del depósito deberán ser desmontables para facilitar su revisión y limpieza.

En los conductos que comunican cada depósito a la cuba se colocarán válvulas de paso de aceite, de tipo esféricas, con el objetivo de evitar tener que vaciar el aceite cuando haya que operar en el interior de la cuba.

En los depósitos de expansión se contará con indicadores de nivel de aceite de tipo magnético con contadores de nivel mínimo y máximo, tapones de llenado, tubos de entrada de aire mediante un desecador y tubos de vaciado con válvula a la altura de una persona.

A cada lado del depósito, por debajo del nivel magnético, se situará un pasamanos horizontal soldado para facilitar el enganche de una escalera de forma que a través de ella sea posible la comprobación de cada nivel magnético.

2.1.3.6.9. RADIADORES

Si el número total de radiadores para la refrigeración del aceite es igual o inferior a seis, se podrán colocar en un único grupo, a poder ser en el lado de alta tensión. Si el número es mayor de 6, se deberán montar distribuidos en ambos laterales de mayor dimensión de la cuba.

Se deberán poder separar con facilidad y no podrán sobrepasar el plano superior de la tapa.

Se deberán proyectar válvulas idóneas no soldadas a la cuba con el fin de poder retirar los radiadores sin vaciar el aceite del transformador de potencia. La manecilla de accionamiento de estas válvulas deberá permitir la identificación lógica de abierta o cerrada, en función de si está longitudinal o transversal al colector, respectivamente. Además, estas válvulas deberán llevar una indicación clara de la posición “ABIERTA” y “CERRADA”. En caso de que debido a la forma constructiva no se pudiese realizar esta indicación, será aceptable que la indicación se muestre en placas ubicadas en un lugar visible en la parte superior o inferior de cada batería de radiadores.

Cada radiador contará con los cáncamos necesarios para su izado y dispondrá de un tapón de vaciado en su parte inferior y otro de purgado de aire en la superior.

En los colectores de entrada y salida de dos radiadores ubicados en un mismo lado de la cuba, se colocarán vainas termopozo para medir la temperatura durante el ensayo de calentamiento.

Los radiadores tendrán que soportar los mismos esfuerzos que la cuba, es decir, deberá ser capaz de resistir el vacío absoluto y la deformación de cualquiera de sus largueros o refuerzos no será superior a 5 mm/m en un supuesto tratamiento de secado bajo vacío.

La chapa empleada será de la mejor calidad y su espesor no será inferior a 1 mm. El tratamiento superficial exterior de los radiadores se realizará con cincado en caliente según lo dictado por la norma UNE 37507.

Al estudiar la superficie de refrigeración, se deberá tener en cuenta que el transformador contará con celdas de mampostería constituidas habitualmente por dos paredes laterales, con el objetivo de limitar los efectos de un posible incendio.

Los radiadores contarán con elementos para permitir la instalación de protección antipájaros, en caso de solicitarse.

2.1.3.6.10. VENTILADORES

El número de ventiladores y el caudal total de refrigeración los definirá el fabricante, pero en ningún caso podrá ser inferior a dos.

Los motores de los ventiladores deberán ser trifásicos y alimentables tanto a 230 V como a 400 V a 50 Hz. Estos motores deberán funcionar correctamente entre $\pm 15\%$ de la tensión y entre 49 y 51 Hz de frecuencia.

El circuito de control del equipo de refrigeración deberá poder funcionar tanto en modo automático como manual, pudiendo seleccionarse el modo a través de un interruptor de control ubicado en el armario del transformador. Este selector dispondrá de las siguientes posiciones:

- Automático.
- Manual-local.
- Fuera de servicio.

En el modo manual-local, se realizará el mando desde el armario del transformador por medio de pulsadores.

El arranque y paro de los ventiladores será gobernado por la temperatura del transformador, a partir de un termómetro de tipo intemperie, cuyo bulbo se localizará en el punto más caliente del aceite. Cuando el aceite tome una temperatura de 65°C , se encenderá de forma automática los conjuntos motor ventilador y funcionarán hasta reducir la temperatura del aceite hasta 55°C , momento en el que se detendrán.

Los circuitos eléctricos de los conjuntos motor ventilador se protegerán con guardamotors que dispongan de protecciones térmicas y electromagnéticas con contactos de señalización, sin intercalar fusibles. El ajuste de estas protecciones se realizará a un valor de 1,3 veces la corriente nominal de los motores.

El equipo de mando de los ventiladores operará a 230 V y 50 Hz, conectándose entre fases o entre fase y neutro, según la tensión de alimentación que se disponga, si es de 230 o 400 V respectivamente.

Los motores estarán protegidos, como mínimo, con protección IP2, según marca la norma UNE 2032.

En los casos que los ventiladores se instalen en la parte inferior de los radiadores, se asegurarán sobre soportes fijados directamente a la cuba, estando completamente independientes de los radiadores. Tanto en la instalación para soplado horizontal como vertical, las aspas dispondrán de rejillas para impedir la inserción involuntaria de las manos.

2.1.3.6.11. ARMARIOS DE CIRCUITOS DE CONTROL

El transformador de potencia contará con dos armarios, uno para el accionamiento del cambiador de tomas y otro para el control de ventilador y final de bornas. Las condiciones comunes a ambos armarios son:

- Protección IP54X según norma UNE 20324.
- Provistos de alumbrado que se activará al abrir cualquiera de las puertas y protección magnetotérmica.
- Dispondrán de calefacción con termostato con el fin de evitar condensaciones. Dicha calefacción operará a 230 V y 50 Hz.
- Dispondrán de una toma monofásica de 230 V, 10 A y con toma a tierra.
- Cada armario y su puerta se conectarán a tierra mediante una trenza flexible de cobre con sección mínima de 60 mm².
- La altura del plano medio de los armarios respecto al suelo será de 1,60 m.
- Se montarán sobre tacos de goma o silentblocs, no sometidos a esfuerzos laterales.
- Se protegerán tanto por el exterior como en el interior mediante pintado del mismo acabado que el resto del transformador.

- El conexionado entre el armario y los diferentes elementos del transformador se llevará a cabo mediante cables multipolares independientes. Se fijarán agrupándose en un único mazo con abrazaderas de material aislante, sujetándolos a elementos fijados o soldados al transformador resistentes a la intemperie.
- No se podrá conducir los cables por el interior de canaletas o tubos y el recorrido sobre la tapa del transformador se deberá reducir al mínimo necesario.

2.1.3.6.11.1. ARMARIO DE ACCIONAMIENTO DE CAMBIADOR DE TOMAS

El accionamiento del mando del cambiador de tomas se podrá realizar tanto a mano como eléctricamente desde el propio transformador.

El accionamiento eléctrico se realizará a través de un motor trifásico, alimentado a 230 V y 50 Hz, teniendo que funcionar de forma correcta entre los límites de tensión $\pm 15\%$ y entre 46 y 51 Hz de frecuencia. Este motor tendrá la capacidad de conectarse en estrella para poder ser alimentado a 400 V.

Los circuitos eléctricos se protegerán con guardamotores que dispongan de protecciones térmicas y electromagnéticas con contactos de señalización, sin intercalar fusibles. El ajuste de estas protecciones se realizará a un valor de 1,3 veces la corriente nominal de los motores.

Contará con un sistema de bloqueo eléctrico del funcionamiento del motor, para cuando el sentido de sucesión de fases de la tensión de alimentación no sea la correcta.

Tendrá dos tambores de contactos con terminales conectados a la regleta de bornes, uno para la indicación a distancia de la posición del cambiador de tomas y otro en caso de utilización en paralelo con otro transformador.

Contará con un contador de maniobras efectuadas por el cambiador de tomas, tanto manuales como a distancia, y de la capacidad de parar la maniobra manual, incluso cuando esta maniobra ya haya sido iniciada.

El cambio de posición de las tomas se realizará a través del cierre momentáneo de un circuito mediante un pulsador. El hecho de mantener permanentemente pulsado el pulsador no debe provocar que el mecanismo adelante o retroceda más de una posición.

2.1.3.6.11.2. ARMARIO CONTROL VENTILACIÓN Y FINAL DE BORNES

Este armario albergará todos los circuitos: secundarios de los transformadores de intensidad, ventilación, cambiador de tomas y protecciones propias. La salida de los circuitos se realizará por la parte baja del armario a través de prensaestopas de manera que queden protegidos de la lluvia.

Los contactos de los dispositivos de protección y señalización deberán cumplir lo dispuesto en la norma UNE-EN 60947 y contarán con las siguientes características eléctricas:

Tabla 1. Características eléctricas de los contactos de los dispositivos de protección y señalización (Fuente: Elaboración propia).

Designación	N300
Categoría de empleo	DC-13
Corriente térmica convencional	10 A
Corriente admisible de corta duración	80 A, 1 s
Corriente de empleo asignada	2,2 A
Tensión de empleo asignada	125 Vcc
Tensión soportada respecto a masa y entre sí	2.000 V, 50 Hz, 1 min

Tensión soportada entre bornes de un mismo contacto abierto	1.000 V, 50 Hz, 1 min
---	-----------------------

En el interior del armario se colocará una caja codificadora binaria con el objetivo de indicar a distancia la posición del cambiador de tomas.

2.1.3.6.12. PINTURA

El tratamiento de superficies y la aplicación de pintura se realizará según lo establecido en la norma UNE 20175, sistema de pintado para transformadores de potencia.

El color del acabado deberá ser gris de designación S 4502-Y o RAL 7030.

Tras ubicar el transformador de potencia en su lugar final, se deberá repasar la pintura para reparar posibles desperfectos realizados durante el transporte y montaje del mismo.

2.1.3.6.13. ACEITE

El aceite a emplear deberá ser exclusivamente aceite mineral no inhibido y sin mezclas de productos de síntesis como alquibencenos o similares. El aceite deberá cumplir lo establecido en la norma UNE 21320 clase II y norma IEC 60296.

2.1.3.6.14. PLACAS DE CARACTERÍSTICAS

Las placas de características serán de acero inoxidable, con un espesor mínimo de 0,8 mm y con las indicaciones realizadas mediante grabado en hueco o en relieve con profundidad mayor o igual a 0,2 mm.

a) Placa de características del transformador

La placa de características de los transformadores deberá contar con indicaciones fácilmente legible por parte de una persona situada de pie en el plano de rodadura del transformador. Esta placa de características contará con las siguientes indicaciones:

- Fabricante.
- Transformador monofásico/trifásico en baño de aceite.
- Tipo, número y año de fabricación.
- Nivel de aislamiento de los arrollamientos con la nomenclatura normalizada.
- Potencia asignada en MVA con refrigeración ONAF/OFAF.
- Potencia asignada en MVA con refrigeración ONAN.
- Sistema de refrigeración.
- Frecuencia asignada.
- Tensiones asignadas en los arrollamientos de alta tensión.
- Tensiones asignadas en los arrollamientos de media tensión.
- Tensiones de ensayo a impulso tipo rayo de cada arrollamiento.
- Tensiones soportadas a frecuencia industrial de cada arrollamiento.
- Elevación de temperatura del punto más caliente de los arrollamientos.
- Elevación de temperatura en el aceite superior.
- Tensiones de cortocircuito en las posiciones central y extremas.
- Grupos de conexión.
- Nivel de ruido en dB(A).
- Marca y tipo de aceite.

- Esquemas de conexiones, con el dibujo completo de las conexiones en una columna que haga que la interpretación del funcionamiento del cambiador de tomas sea fácil, e indicación de la posición del mando y del selector del cambiador de tomas en la que se consiguen las diferentes tensiones.
- Relación y características de los transformadores de intensidad toroidales instalados en las bornas de alta tensión para medida y protección.
- Peso a desencubar.
- Peso de la cuba con los accesorios.
- Peso del aceite.
- Peso total del transformador dispuesto para entrar en servicio.
- Peso indivisible del transformador dispuesto para el transporte.

Además de lo anterior, la placa de características deberá contar con un cuadro en forma de tabla de columnas donde se indicarán los siguientes datos relacionados entre sí:

- Diagrama vectorial del arrollamiento de alta tensión.
- Posición del mando, indicando todas las posiciones.
- Posición del selector en todas las posiciones indicadas.
- Posición del preselector en todas las posiciones indicadas.
- Tensiones del arrollamiento de alta tensión en todas las posiciones, a la potencia asignada.
- Corrientes asignadas de la alta tensión en todas las posiciones, a la potencia asignada.
- Tensión asignada de la media tensión.
- Corriente asignada de la media tensión.
- Diagrama vectorial del arrollamiento de media tensión.

- Marcas de las bornas de media tensión. Con los puentes que se deben realizar para conseguir el grupo de conexión y la indicación de las bornas a las que se deben conectar las conexiones exteriores.

Otras indicaciones que se debe incluir en mayúsculas son las mostradas a continuación:

- Todas las tensiones se entienden en vacío.
- Este transformador puede ser sobreexcitado en un 10%.
- Transformador previsto para soportar el vacío absoluto.

Debido a que algunos de los datos anteriores se conocerán después de los ensayos, a efectos de diseño se proporcionará un dibujo provisional de la placa de características con todos los datos inicialmente supuestos.

b) Placas de accesorios

Con el objetivo de identificar correctamente los accesorios del transformador, se dispondrán las siguientes placas de datos:

- 1) En la parte exterior del armario de accionamiento del contador se situará una placa con características del mando, motor y cambiador de tomas. Se incluirán datos de corriente, tensión, valor de cada resistencia de conmutación y número de estas en paralelo.
- 2) Cerca de los conjuntos motor ventilador se situará una placa fácilmente legible con caracteres de alrededor de 40 mm de altura, con la misma identificación que los magnetotérmicos correspondientes "S2, S3, S4, ...".
- 3) En los conjuntos motor ventilador se situará una placa de características que indicará la marca, tipo, tensiones, consumos de corriente, caudales de aire y nivel de ruido.
- 4) En el relé Buchholz se situará una placa con sus características, marca, tipo, número de fabricación, diámetro, velocidad del aceite que provoca el cierre del contacto de disparo y datos de los contactores.

- 5) En las válvulas de paso de los ventiladores si situarán las placas mencionadas en el apartado correspondiente del presente Pliego de condiciones.
- 6) En cada uno de los accesorios (termómetros, válvulas, etc.) se situará una placa con el texto explicativo de la función de dicho elemento.
- 7) En las inmediaciones del termómetro se situará una placa con las indicaciones de los valores de ajuste para el arranque y paro de la ventilación y las pertenecientes a alarmas y disparos. Estos valores son:
 - Temperatura para el arranque y paro de la ventilación, 65°C y 55°C, respectivamente.
 - Temperatura para alarma y disparo, 85°C y 95°C, respectivamente.
- 8) En las inmediaciones de la tapa de registro de la puesta a tierra del núcleo se situará una placa con el texto explicativo de su función.
- 9) En el equipo de recogida de gases se situará una placa con el esquema de los conductos y espitas a tamaño DIN A5, identificando cada una de las espitas.
- 10) En las inmediaciones del desecador de silicagel se situará una placa con indicaciones parecidas a las siguientes:
 - Peso aproximado de la carga de silicagel: _____ kg.
 - Sustituir el silicagel cuando cambie a _____.
- 11) Adjuntos a los laterales del depósito de expansión y de manera que sean legibles desde el suelo, se situarán dos placas con las siguientes indicaciones:
 - Aceite del depósito de expansión principal.
 - Aceite del depósito del conmutador.

- 12) En todas las tapas de registro se situará una placa con la indicación de la función para la que se ha instalado dicha tapa.

2.1.3.6.15. ENSAYOS

Se deberán realizar en fábrica los siguientes ensayos con el transformador montado y completamente terminado:

a) Ensayos obligatorios a realizar en todas las máquinas

- Medición de la resistencia de los arrollamientos, en todas las posiciones del cambiador de tomas, referida a 75°C.
- Medición de la relación de transformación y verificación del acoplamiento.
- Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en el cobre y adicionales a plena carga en las posiciones centrales y extremas, referidas a 75°C.
- Medición de las pérdidas en vacío al 90, 100, 110 y 115% de la tensión asignada. Medición de la intensidad de vacío bajo las mismas condiciones.
- Ensayos dieléctricos a todos los arrollamientos, según se indica en la siguiente tabla 2.
- Ensayos en los cambiadores de tomas de regulación en carga, según lo establecido en el apartado 10.8 de la norma UNE-EN 60076-1. Se deberá comprobar que el dispositivo del cambiador de tomas en carga no se pueda quedar entre dos posiciones, incluso en caso de faltar corriente de alimentación para su funcionamiento.

Tabla 2. Ensayos dieléctricos de los arrollamientos del transformador, elaboración propia (Fuente datos: UNE-EN 60076-1).

Clase de arrollamiento	Tensión más elevada para el material (U_m) kV	Ensayos				
		Impulso tipo rayo (IR)	Impulso tipo maniobra (IM)	Larga duración con CA (CALD)	Corta duración con CA (CACD)	Tensión aplicada con CA
Aislamiento uniforme	$U_m \leq 72,5$	Individual	No aplicable	No aplicable	Individual	Individual
Aislamiento uniforme y no uniforme	$72,5 < U_m \leq 170$	Individual	No aplicable	Especial	Individual	Individual
	$179 < U_m < 300$	Individual	Individual*	Individual	Especial*	Individual
	$U_m \geq 300$	Individual	No aplicable	Individual	Especial	Individual

*Si se especifica un ensayo con CACD no se requiere un ensayo con IM.

Deberá comprobarse que el tiempo necesario para pasar de un escalón al siguiente sea el indicado por las normas. De la misma forma, se deberá comprobar que en la marcha paso a paso, el mando del conmutador se detenga exactamente en la posición deseada, incluso si se mantiene apretado el botón de maniobra, que el mando manual no se pueda usar al mismo tiempo que el eléctrico y que todas las señalizaciones operen correctamente. También se deberá comprobar el correcto funcionamiento del relé de bloqueo en caso de secuencia de fases incorrecta.

- Mediciones de las impedancias homopolares en las posiciones media y extremas.

- Medición de la resistencia de aislamiento respecto a tierra de los arrollamientos y del factor de disipación de las capacidades del sistema de aislamiento de los arrollamientos y de las bornas de alta tensión a la tensión de 2 y 10 kV.
- Ensayo dieléctrico de los circuitos auxiliares.

b) Ensayos a realizar por proyecto idéntico

Estos ensayos se deberán realizar como mínimo en uno de cada cinco transformadores y son los siguientes:

- Ensayos de calentamiento en la posición más desfavorable, según lo indicado en la norma UNE-EN 60076-2. En caso de que se suministren varias unidades idénticas, solo será necesario realizar este ensayo en una de ellas.
- Determinación del nivel de ruido. Esta medición se hará en función de lo dispuesto en la norma UNE-EN 60076-10. Para ello se requiere que el nivel del ruido ambiente sea inferior, en más de 3 dB(A), al nivel de ruido del transformador de potencia en funcionamiento ONAN.
- Medición de la potencia absorbida por los motores de las bombas de aceite y de ventilación.

c) Ensayos especiales

- Ensayos dieléctricos especiales indicados en la tabla 2.
- Resistencia a cortocircuitos exteriores.
- Medición de los armónicos de la corriente en vacío. Se deberán medir en todas las fases y la amplitud de los armónicos se tendrá que expresar en tanto por ciento de la componente fundamental.

Las medidas se realizarán con multímetro digital y con transformadores de medida con presión suficiente para no necesitar ninguna posterior corrección de los resultados. El fabricante tendrá que presentar el correspondiente certificado oficial

de acreditación del comportamiento de los equipos, según las directrices del apartado 4.11 de la norma ISO 9001 y requisitos particulares de la CEI 606.

2.1.3.6.16. CONDICIONES DE ACEPTACIÓN O RECHAZO

En función de las desviaciones de los valores obtenidos por ensayo en relación con los valores ofertados, las máquinas podrán ser aceptadas, aceptadas con cierta penalización o rechazadas. A continuación, se establecen las tolerancias para la aceptación y las ecuaciones y límites de aplicación de las penalizaciones a aplicar:

- Relación de transformación:
 - Aceptación: Valores dentro de tolerancia de $\pm 5\%$ del valor especificado.
 - Rechazo: Valores fuera de tolerancia.
- Pérdidas en vacío:
 - Aceptación: Valor inferior al garantizado.
 - Rechazo: Valor superior al 110% del garantizado.
- Pérdidas en cortocircuito:
 - Aceptación: Valor de las pérdidas en cortocircuito a 75°C inferior al garantizado, tanto en la toma central como en los extremos.
 - Rechazo: Valor superior al 110% del garantizado.
- Pérdidas totales:
 - Se podrá rechazar el transformador en caso de que las pérdidas totales, las correspondientes a vacío y cortocircuito,

superan el 110% del valor garantizado tanto en la toma central como en las tomas extremas.

- Corriente de vacío:
 - Aceptación: Tolerancia del 20% del valor garantizado a la tensión asignada y del 0% del valor garantizado al 1,1 de la tensión asignada.
 - Rechazo: Valores superiores a la tolerancia.
- Tensión de cortocircuito:
 - Aceptación: Según norma UNE 60067-1, tabla de tolerancias.
 - Rechazo: Valores superiores a las tolerancias.
- Calentamiento:
 - Aceptación: Tolerancia nula por encima del valor estipulado.
 - Rechazo: Valor superiores a la tolerancia.
- Nivel de ruido:
 - Aceptación: Tolerancia nula por encima del valor estipulado.
 - Rechazo: Valor superiores a la tolerancia.
- Factor de pérdidas dieléctricas de los arrollamientos y de las bornas:
 - Aceptación: Tolerancia por debajo de 0,005 a 20°C.
 - Rechazo: Valor superiores a la tolerancia.

2.1.3.7. EMBARRADOS Y CONEXIONES

Los embarrados de cable se harán realizando un tramo de muestra de cada vano tipo, conforme a las tablas de tendido. Después, se juntarán todos los tramos en el suelo, para su posterior izado y regulación.

En cuanto a los embarrados de tubo, estos se prepararán y realizarán en el suelo, incluyendo el doblado mediante máquina, entronques (en caso de ser necesarios) y taladros. Si los tubos son de aluminio, se debe disponer de un equipo de soldadura para la unión de las palas de conexión. Después, se izarán y montarán los distintos tramos.

2.1.4. INSTALACIÓN DE BAJA TENSIÓN

La instalación de baja tensión deberá realizarse de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento electrotécnico de baja tensión.

2.1.4.1. CONDUCTORES

Los conductores serán de cobre con aislamiento adecuado como materias plásticas o elastómeros. Además, deberán estar correctamente protegidos contra la corrosión, tendrán una resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a los que puedan estar sometidos y obedecerán lo establecido en la norma UNE 21024.

Los conductores serán por norma general unipolares con tensión nominal no inferior a 1 kV. La sección de los conductores será adecuada para las intensidades previstas.

2.1.4.2. MONTAJE Y CONDICIONES GENERALES

A continuación, se listan los criterios de montaje y condiciones generales por los que se debe regir la instalación de baja tensión:

- Los materiales a emplear deberán ser de primera calidad y acordes con las características reglamentarias.
- El aislamiento entre conductores y entre los conductores y tierra deberá tener una resistencia de como mínimo 500 k Ω .
- Todos los conductores deberán ir timbrados y con colores normalizados.
- Una vez finalizada la instalación, se realizarán en la misma, pruebas reglamentarias en presencia del Director de Obra.

2.1.5. INSTALACIÓN DE RED DE TIERRAS

La instalación de red de tierras deberá ejecutarse de acuerdo con las especificaciones para ejecución de redes de tierras.

2.1.6. INSTALACIÓN DE PROTECCIÓN Y CONTROL

La instalación de protección y control tendrá que cumplir con las especificaciones para subestaciones eléctricas.

2.1.7. INSTALACIÓN DE MEDIDA

La instalación de medida tendrá que realizarse cumpliendo con las especificaciones para equipos de medida de energía eléctrica.

2.1.8. INSTALACIÓN DE ALIMENTACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

La instalación de alimentación en corriente continua deberá cumplir lo indicado en las especificaciones correspondientes.

2.1.9. INSTALACIÓN DE GRUPO ELECTRÓGENO

La instalación del grupo electrógeno deberá cumplir lo indicado en la especificación sobre el suministro de grupo electrógeno de emergencia.

2.1.10. PRUEBAS Y ENSAYOS

Todos los materiales eléctricos serán suministrados con los respectivos certificados de superación de las pruebas y ensayos de acuerdo a la normativa que se deba aplicar en cada caso. Sin embargo, el Director de Obra tendrá la capacidad de ordenar cuantas pruebas y ensayos complementarios considere convenientes, considerando que el coste de estas pruebas estará incluido en el precio unitario, hasta un límite máximo del 1% del presupuesto de adjudicación.

2.2. OBRA CIVIL

2.2.1. DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO

2.2.1.1. DEFINICIÓN Y ALCANCE

Las actividades de despeje y desbroce del terreno consisten en las operaciones necesarias para dejar el terreno ubicado entre los límites de

explanación completamente libre de obstáculos, maleza, árboles, vallas, tocones, muretes, basura, escombros y cualquier otro material no deseable según el Director de Obra, de forma que dicha área quede apta y en condiciones para el inicio de las labores de excavación y/o terraplenado.

En esta unidad de obra se incluyen los siguientes trabajos:

- La retirada de los materiales.
- La extracción de tocones.
- Las operaciones de carga, traslado y descarga de los materiales en un vertedero adecuado, así como su apilado o almacenamiento provisional y todas las operaciones que sean necesarias hasta su vertido final.
- La instalación de todo elemento auxiliar o de protección que sea necesario.
- La conservación en condiciones adecuadas de los materiales apilados y de los vertederos de descarga de los materiales no combustibles, con sus correspondientes cánones, indemnizaciones, impuestos, gastos y demás.
- Extendido y compactación de los materiales en el vertedero.
- Todo trabajo, maquinaria, material o elemento auxiliar que sea necesario para la adecuada y rápida ejecución de la presente unidad de obra.

2.2.1.2. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

La ejecución de las obras se deberá realizar en base a lo dispuesto en cuanto al tema en el artículo 300 del Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para obras de carreteras y puentes (PG-3/75).

2.2.1.3. MEDICIÓN Y ABONO

La presente unidad de obra se medirá y abonará por metro cúbico (m³) ejecutado, medidos sobre el plano que forma el terreno.

2.2.2. SUBBASE

2.2.2.1. DEFINICIÓN

Se entiende como subbase a la capa de material granulada situada entre la base del firme y la explanada, formada principalmente por partículas no trituradas.

2.2.2.2. MATERIALES

2.2.2.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los materiales de la subbase provendrán de graveras o depósitos naturales, suelos naturales o una mezcla de ambos. Por norma general serán materiales locales, sin arcilla, margas u otras materias extrañas. No podrán dar lugar a ningún tipo de meteorización o de alteración física o química que pueda darse en el lugar de empleo. Tampoco serán susceptibles de generar, junto al agua, soluciones que puedan dañar a las estructuras o a otras capas del firme o de contaminar el suelo o corrientes de agua.

El Director de Obra tendrá la capacidad de fijar especificaciones adicionales cuando se vayan a utilizar materiales cuya naturaleza o procedencia así lo demanden.

2.2.2.2.2. COMPOSICIÓN QUÍMICA

El contenido ponderado de compuestos de azufre totales, determinado según lo dispuesto en la norma UNE-EN 1744-1, deberá ser inferior al 1%.

2.2.2.2.3. LIMPIEZA

Los materiales no deberán contener terrones de arcilla, marga, materia orgánica o cualquier otra sustancia que pueda afectar a la durabilidad de la capa.

En base a la norma UNE-EN 933-8, el equivalente de arena del material de subbase deberá ser superior a 25.

2.2.2.2.4. PLASTICIDAD

Se podrán admitir los siguientes valores de plasticidad:

- Límite inferior a 25 en base a la norma UNE 103103.
- Índice de plasticidad inferior a 6 según norma UNE 103104.

2.2.2.2.5. COMPOSICIÓN GRANULOMÉTRICA

El tamaño máximo del árido no deberá rebasar la mitad del espesor de la tongada.

La fracción cernida por el tamiz 0,063 mm de la norma UNE-EN 933-2 deberá ser menor que los dos tercios del cernido por el tamiz 0,250 mm de la mencionada norma.

La granulometría del material estará comprendida dentro del siguiente uso granulométrico según lo indicado en la norma UNE-EN 933-1:

Tabla 3. Uso granulométrico, elaboración propia (Fuente datos: UNE-EN 933-1).

TAMICES UNE	CERNIDO PONDERAL ACUMULADO (%)
40	80-100
25	65.85
20	60-80
8	50-75
4	45-65
2	35-55
0,500	20-40
0,250	10-25
0,063	0-15

2.2.2.3. EQUIPO NECESARIO

La subbase se deberá transportar al lugar de empleo en camiones de caja abierta, lisa y estanca, completamente limpia. Durante su transporte se tendrán que disponer lonas o cobertores adecuados con el objetivo de proteger el material y por motivos de seguridad vial.

EL Director de Obra tendrá que fijar y aprobar los equipos para la extensión de la subbase. Estos equipos deberán garantizar un reparto homogéneo y uniforme del material.

El Director de Obra también deberá fijar las anchuras máximas y mínimas de extensión de la subbase.

El Director de Obra deberá aprobar el equipo de compactación a emplear, su composición y las características de cada uno de los aparatos. Estos elementos serán los necesarios para conseguir una compacidad y homogeneidad adecuada de la subbase en todo su espesor, sin provocar roturas del material granular ni arrollamientos.

Todos los compactadores serán autopropulsados y dispondrán de inversores del sentido de la marcha, de acción suave. Como mínimo, el equipo de

compactación estará compuestos por un compactador vibratorio de rodillos metálicos. Estos compactadores no tendrán surcos ni irregularidades en ellos.

En los lugares inaccesibles para los equipos de compactación convencionales, se usarán otros equipos de tamaño y diseño adecuados para dichas necesidades.

2.2.2.4. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

Se deberá comprobar la regularidad y estado de la superficie sobre la que se va a implantar la subbase. Será función del Director de Obra establecer las medidas encaminadas a restablecer la regularidad superficial adecuada y, cuando corresponda, las medidas para reparar las zonas deficientes.

Tras ser aceptada la superficie sobre la que se asentará la subbase, se realizará la extensión de esta, en tongadas de espesor no superior a 40 cm, teniendo en cuentas las precauciones necesarias para evitar segregaciones y contaminaciones. Todas las aportaciones de agua deberán realizarse antes del comienzo de la compactación. Posteriormente, la única aportación de agua admisible será la destinada a lograr la humedad superficial necesaria para la ejecución de la siguiente tongada.

La compactación se llevará a cabo de manera continua y sistemática. Cuando la extensión de la subbase se realice por franjas, al compactar una de las franjas se incrementará la zona de compactación para que incluya 15 cm de la anterior.

En las zonas que por sus características no permitan el uso del equipo normalmente utilizado, se deberá compactar por otros medios obteniendo densidades no inferiores a las exigidas en el resto de la tongada.

2.2.2.5. ESPECIFICACIONES DE LA UNIDAD TERMINADA

La compactación de la subbase tendrá que obtener una densidad no inferior a la correspondiente al 98% de la máxima de referencia, obtenida en el ensayo Proctor modificado en base a la norma UNE 103501.

2.2.2.6. LÍMITES DE EJECUCIÓN

Las subbases se podrán instalar en obra siempre que las condiciones meteorológicas no produzcan alteraciones significativas en la humedad del material.

Durante la ejecución de las obras se procurará distribuir de manera uniforme el tráfico de obra por la anchura de la traza.

2.2.2.7. CONTROL DE CALIDAD

2.2.2.7.1. CONTROL DE PROCEDENCIA

En caso de que a juicio del Director de Obra el material utilizado se encuentre sancionado por la práctica o si con dicho material se aportara un certificado acreditativo del cumplimiento de las especificaciones técnicas obligatorias de este artículo o tuviese una marca, sello o distintivo de calidad homologado, los criterios que se van a describir a continuación para realizar el control de procedencia del material no tendrán que ser de aplicación obligatoria. Esto no deberá suponer la aceptación del material ni la unidad de obra finalizada, cosas que no se producirán hasta que no se hayan estudiado los ensayos de recepción de puesta en obra.

Previo al inicio de la producción, se deberá reconocer cada acopio, préstamo o procedencia, determinando su aptitud, en función del resultado de los ensayos. El reconocimiento se deberá realizar de la manera más representativa posible para

cada tipo de material, realizando la toma de muestras en acopios o mediante sondeos, calicatas y otros métodos de toma de muestras.

En el caso de cualquier volumen de producción, se deberán ensayar un mínimo de dos muestras, incluyéndose una muestra más por cada 20.000 m³ de exceso sobre 100.000 m³.

Sobre dichas muestras se deberán realizar los siguientes ensayos:

- Granulometría por tamizado, en base a la norma UNE-EN 933-1.
- Límite líquido e índice de plasticidad, en base a las normas UNE 103103 y UNE 103104, respectivamente.
- Equivalente de arena, en base a la norma UNE-EN 933-8.

Además, el Director de Obra deberá comprobar la retirada de la eventual montera en la extracción de la base y la exclusión de vetas no utilizables.

2.2.2.7.2. CONTROL DE EJECUCIÓN

Previo al vertido de la subbase, se deberá comprobar su aspecto en cada elemento de transporte y se deberán rechazar todos los materiales segregados. Se comprobarán frecuentemente los siguientes aspectos:

- El espesor extendido, a través de un punzón graduado u otro procedimiento que el Director de Obra haya aprobado.
- La composición y forma de actuación del equipo de puesta en obra y compactación, verificando lo siguiente:
 - Que el número y tipo de compactadores sea el aprobado.
 - Que el número de pasadas de cada compactador sea el correcto.

2.2.2.7.3. CONTROL DE RECEPCIÓN DE LA UNIDAD TERMINADA

Se deberá considerar como lote, el cual se aceptará o rechazará en bloque, salvo que se deba aplicar alguno de los dos siguientes criterios a una sola tongada de subbase:

- Longitud de calzada de 100 m.
- Superficie de calzada de 7.000 m².

Los ensayos in situ y la toma de muestras se deberán realizar en puntos seleccionados con anterioridad mediante muestreo aleatorio, en sentido longitudinal y transversal, de forma que haya por lo menos una toma o ensayo cada 250 metros.

Si durante la construcción se encuentran defectos localizados, se deberán corregir antes de comenzar con el muestreo.

Se deberán realizar comprobaciones de humedad y densidad en emplazamientos aleatorios, con una frecuencia de siete por cada lote, como mínimo.

La densidad media no deberá ser inferior a la que corresponda al 98% de la máxima de referencia que se obtiene aplicando el ensayo Proctor modificado en base a la norma UNE 103501. No se permitirá que más de dos individuos de la muestra arrojen resultados de hasta tres puntos porcentuales por debajo de la densidad específica. En caso de no alcanzar los resultados solicitados, el lote se deberá volver a compactar hasta conseguir la densidad especificada.

2.2.3. EXPLANACIONES

2.2.3.1. DESCRIPCIÓN

Consiste en desmontes y terraplenes para dar al terreno la rasante de explanación. No se tienen en cuenta en este grupo los terrenos rocosos que necesiten de explosivos o los muy blandos.

2.2.3.2. COMPONENTES

Los componentes consisten en aportaciones de tierras para rellenos.

2.2.3.3. CONDICIONES PREVIAS

Las condiciones previas necesarias para las explanaciones son las listadas a continuación:

- Plantas, secciones y pendientes naturales acotadas de la explanación.
- Servidumbres que puedan ser afectadas por la explanación.
- Plano topográfico con las curvas de nivel de la zona de la explanación, con la indicación de los accidentes más notables.
- Cota del nivel freático y corrientes de agua subterránea en la zona de excavación.
- Desbroce y limpieza superficial de la zona de la explanación.
- Replanteo de la zona de excavación.

- Se deberá prestar especial atención a la posible existencia de instalaciones y servicios que se puedan ver afectados por la explanación, debiendo tomarse las medidas de conservación y protección necesarias.

2.2.3.4. EJECUCIÓN

Se deberán evitar los deslizamientos por descalces, erosiones y filtraciones, tomando las medidas necesarias para no alterar la resistencia del terreno sin excavar.

Se situarán puntos fijos de referencia exteriores al perímetro de la explanación, obteniendo las cotas de nivel y desplazamiento, horizontal y verticalmente.

Se deberá solicitar a las compañías suministradoras información sobre las instalaciones que puedan verse afectadas por la explanación.

La Dirección Facultativa tomará las decisiones necesarias en cuanto a los siguientes aspectos.

- Construcciones que rebasen los límites de la explanación.
- Terrenos en los que aparezca roca.
- Bordes junto a construcciones ya establecidas.
- Zonas en la que aparezcan cursos naturales de aguas superficiales o profundas.
- Taludes y paredes en los que se necesite colocar un entibamiento o refuerzo.
- Apertura de los préstamos que puedan ser necesarios.
- Debido a circunstancias imprevistas, anomalías o urgencias.

Tras haber llovido, no se deberá extender una nueva tongada de relleno o terraplén hasta que se haya secado. También se podrá escarificar añadiendo la siguiente tongada más seca, consiguiendo que la humedad final sea la adecuada.

En caso de que por motivos de sequedad hiciese falta humedecer la tongada, se deberá humedecer sin generar encharcamientos.

Se deberán detener los trabajos de terraplenado en caso de que la temperatura descienda de 2°C.

Se deberá intentar evitar el tráfico de vehículos y máquinas sobre tongadas ya compactadas.

Los trabajos de protección contra la erosión de taludes permanentes se deberán realizar inmediatamente después de la realización del talud.

En los casos que se usen rodillos vibrantes para compactar, se deberán aplicar al final unas pasadas sin aplicar vibración.

La transición entre taludes de desmonte y terraplenes se hará suavizando al máximo la intersección.

La tierra vegetal se deberá separar del resto de productos explanados, permitiendo su uso posterior solamente para protección de taludes.

Las zanjas de préstamo deberán quedar a una distancia mínima de 4 metros de la base del terraplén.

2.2.3.5. CONTROL

2.2.3.5.1. DESMONTES

Se realizará un control de replanteo cada 50 metros de perímetro, y no menos de uno por desmonte. No se aceptarán errores superiores al 2,5% y/o variaciones de más de 10 cm.

Se realizará un control de la altura de la franja excavada cada 2.000 m³, y no menos de uno al descender 3,00 metros. No se aceptará, cuando la altura sea mayor de 1,65 metros, la ejecución por medios manuales.

Se realizará un control del nivelado de la explanada cada 1.000 m², y no menos de tres por explanada. No se aceptarán variaciones no acumulativas entre lecturas de 50 mm en general y de 30 mm en viales.

Se realizará un control del borde con talud permanente al descender 300 metros, y no menos de uno por talud. No se aceptará una variación del ángulo del talud superior a 2°.

2.2.3.5.2. BASE DEL TERRAPLÉN

Se realizará un control de las dimensiones del replanteo de la misma forma que en el desmonte.

Se realizará un control de excavación de la base del terraplén cada 1.000 m² en proyección, y no menos de uno por explanada. No se aceptará que no se excave la capa vegetal y si su profundidad es inferior a 15 cm. Tampoco se aceptará que no se realicen bermas y en pendientes superiores a 1:5 y que las mesetas no tengan las pendientes especificadas.

2.2.3.5.3. TERRAPLÉN

Se realizará un control de densidad in situ del relleno del núcleo cada 1.000 m³, y no menos de tres por explanada. No se aceptarán que la densidad sea inferior al 92% del Proctor ni a 1,45 kg/dm³.

Se realizará un control de densidad in situ del relleno de coronación cada 1.000 m³, y no menos de tres por explanación. No se aceptará que la densidad sea inferior al 95% del Proctor ni a 1,75 kg/dm³.

Se realizará un control del nivelado de la explanada de la misma forma que en el desmonte.

Se realizará un control de borde con talud permanente de la misma forma que en el desmonte.

2.2.3.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES

Las normativas y especificaciones a considerar son las listadas a continuación:

- NTE-ADE/1997.
- PCT-DGA/1960.
- PG-4/1988.
- UNE 7377-76 y UNE 7378-75.
- NLT 11, NLT 107, NLT117 y NLT 152.
- ESP-E/ING-OCV-00001, Catálogo para diseño y ejecución de secciones de firme.
- ESP-E/ING-OCV-00007, Superficies a ocupar en la construcción de plantas eólicas y líneas aéreas de evacuación.

2.2.3.7. SEGURIDAD Y SALUD

La maquinaria empleada deberá mantener la distancia de seguridad a las líneas aéreas de energía eléctrica.

El ancho de las rampas provisionales para el movimiento de maquinaria deberá ser como mínimo de 4,50 m.

Siempre que una máquina comience un movimiento o marcha atrás, lo deberá hacer con una señal acústica.

Antes del comienzo de cada jornada, se deberá comprobar los frenos y mecanismos de seguridad de los vehículos y la maquinaria.

La excavación del terreno "a tumbo" estará prohibida.

No se deberá acumular el terreno de la excavación, ni ningún otro material, junto a bordes de coronación de taludes.

En los casos que el terreno excavado pueda transmitir enfermedades contagiosas, se deberá desinfectar antes de su transporte, estando prohibido su uso como préstamo. El personal que lo manipule deberá estar provisto con un equipo adecuado de protección.

Se deberá evitar la formación de polvo mediante el riego. Además, el personal deberá llevar mascarilla y otro material adecuado.

El refino de las paredes ataluzadas se deberá realizar para profundidades no superiores a 3,00 m.

Se deberán cumplir todas las disposiciones sobre Seguridad y Salud en el trabajo que existan y todas las Ordenanzas Municipales que sean de aplicación.

2.2.3.8. MEDICIÓN

En el caso de desmontes, se realizará la medición por m³ de cubicación del volumen excavado sobre perfiles, incluyendo desbroce, replanteo y refinado, pero sin considerar el esponjamiento. Se medirán aparte la carga y transporte a vertedero.

En el caso de terraplenes, se realizará la medición por m³ del volumen sobre perfiles, incluyendo el transporte interior, pero midiendo por separado el exterior procedente de préstamos.

Todas las variaciones en exceso que se produzcan por negligencia de la Contrata, por conveniencia o erosión, no serán abonadas.

2.2.3.9. MANTENIMIENTO

Se deberán mantener protegidos contra la erosión los bordes ataluzados, prestando atención a que la vegetación plantada no se seque.

Los bordes ataluzados en su coronación se deberán mantener protegidos contra la acumulación de aguas, limpiando los desagües y canaletas cuando estén obstruidos y cortando el agua junto a un talud cuando se produzca una fuga.

No se deberán concentrar cargas superiores a 200 kg/m² junto a la parte superior de los bordes de taludes, ni se deberá socavar en su pie o coronación.

Si aparecieran grietas paralelas al bode del talud se deberá consultar a la Dirección de Obra.

2.2.4. EXCAVACIONES EN ZANJAS

2.2.4.1. DESCRIPCIÓN

Las excavaciones en zanjas consisten en excavaciones estrechas y largas que se realizan en el terreno para instalar una conducción subterránea.

2.2.4.2. COMPONENTES

Los componentes a emplear en esta unidad de obra serán, cuando sean necesario, madera para entibaciones, apeos y apuntalamientos.

2.2.4.3. CONDICIONES PREVIAS

Previo al inicio de la excavación de la zanja, el Director de Obra deberá comprobar el replanteo.

Se tendrá que disponer de plantas y secciones acotadas.

Se tendrán que haber investigado los servicios existentes que puedan verse afectados, como por ejemplo redes de agua potable, saneamiento, fosas sépticas, redes de electricidad, iluminación, fibra óptica, telefonía, calefacción, etc.

Se analizará el corte estratigráfico y las características del terreno a excavar tales como tipo de terreno, humedad y consistencia.

Se deberá disponer de información sobre el tipo, situación, profundidad y dimensiones de las cimentaciones próximas que estén a una distancia de la pared de corte no superior a 2 veces la profundidad de la zanja o pozo.

Se deberá contar con una evaluación de la tensión a compresión que transmitan al terreno las cimentaciones cercanas.

Las zonas que se deban acotar en el trabajo de zanjas no deberán ser menores de 1 metro para el tránsito de peatones y de 2 metros para el de vehículos, medidos desde el borde de corte.

2.2.4.4. EJECUCIÓN

El replanteo se deberá realizar de manera que existan puntos fijos de referencia, de cotas y de nivel, siempre en el exterior del área de excavación.

Se deberá realizar en obra un control detallado de las mediciones de la excavación de las zanjas.

El inicio de la excavación de zanjas se deberá hacer cuando existan todos los elementos necesarios para su excavación, incluyendo la madera por si es necesaria una entibación.

La Dirección de Obra deberá indicar siempre la profundidad de los fondos de la excavación de la zanja, teniendo que ser su acabado limpio.

La Contrata tendrá que asegurar la estabilidad de los taludes y paredes verticales de las excavaciones que realice, usando los medios de entibación, apuntalamiento, apeo y protección superficial del terreno, que estime necesario, con el objetivo de impedir desprendimientos, derrumbamientos y deslizamientos que pudieran generar daños a personas o a las propias obras, incluso cuando tales medios no estuvieran considerados en el proyecto o no hubiesen sido pedidos por la Dirección de Obra.

La Dirección de Obra será capaz de ordenar, en cualquier momento, el emplazamiento de entibaciones, apuntalamientos, apeos y protecciones superficiales del terreno.

Se deberán tomar por parte de la Contrata todas las medidas necesarias para evitar la entrada del agua, manteniendo la zona de excavación libre de esta mediante el uso de ataguías, drenajes, protecciones, canaletas, cunetas y conductos de desagüe que sean necesarios.

Las aguas superficiales tendrán que ser desviadas por la Contrata y canalizadas antes de llegar a los taludes, paredes y fondos de la excavación de la zanja.

El fondo de la zanja tendrá que quedar libre de tierra, fragmentos de roca, roca alterada, capas de terreno inadecuado o cualquier tipo de elemento extraño que pueda causar un debilitamiento de su resistencia. Se deberán limpiar las grietas y hendiduras mediante el rellenado con material compactado.

La separación entre el tajo de la máquina y la entibación no podrá ser superior a 1,5 veces la profundidad de la zanja en ese punto.

Cuando el terreno sea meteorizable o erosionable por la acción del viento o la lluvia, no deberán permanecer abiertas las zanjas más de ocho días sin ser protegidas o finalizados los trabajos.

Cuando se haya alcanzado la cota inferior de la excavación de la zanja, se deberá realizar una revisión general de las edificaciones medianeras, para

comprobar si se han producido desperfectos y tomar las medidas correctoras necesarias.

Durante la consolidación definitiva de las paredes y fondos de zanja, se deberán conservar las entibaciones, apuntalamientos y apeos que se hayan utilizado, así como las vallas, cerramientos y resto de medidas de protección.

Los productos de la excavación de las zanjas, que sean aprovechables para el posterior relleno de la misma, se podrán almacenar en montones situados a un solo lado de la zanja y con una separación del borde de 0,60 metros como mínimo. Estos depósitos deberán dejar libres caminos, aceras, cunetas, acequias y resto de pasos y servicios existentes.

2.2.4.5. CONTROL

Cada 20 metros o fracción, se deberá realizar un control de dimensiones del replanteo. No se aceptarán errores de más del 2,5% y variaciones superiores a 10 cm, en relación a distancias entre ejes.

Una vez terminada la zanja, el fondo y paredes deberán tener las formas y dimensiones exigidas por la Dirección de Obra, debiendo refinarse hasta obtener unas diferencias máximas de 5 cm respecto a las superficies teóricas.

Se deberá rechazar el borde exterior del vaciado en caso de que existan lentejones o restos de edificaciones.

Se deberá comprobar la capacidad portante del terreno y su naturaleza con respecto a lo indicado en el Proyecto, dejando constancia de los resultados en el Libro de Ordenes.

2.2.4.6. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES

Las normativas y especificaciones a considerar son:

- NTE-ADZ/1976.
- PG-4/1988.
- PT-DGA/1960.
- Normas UNE 56501, 56505, 56507, 56508, 56509, 56510, 56520, 56521, 56525, 56526, 56527, 56529, 56535, 56537, 56539, 7183 y 37501.

2.2.4.7. SEGURIDAD Y SALUD

Se deberá acotar una zona, no inferior de 1 metro para el tránsito de peatones ni menor de 2 metros para el paso de vehículos, medidos a partir del borde vertical de corte.

Cuando se prevea el paso de peatones o vehículos junto al borde del corte de la zanja, se deberá disponer de vallas móviles iluminadas cada 10 metros con puntos de luz portátiles y con grado de protección no inferior de IP44.

El acopio de materiales y tierras, en zanjas con profundidades superiores a 1,30 metros, se deberá realizar a una distancia no inferior a 2 metros del borde del corte de la zanja.

Deberá existir un operario fuera de la zanja cuando la profundidad de esta sea superior de 1,30 metros y haya alguien trabajando en ella, con el fin de ayudar en el trabajo y pedir auxilio en caso de emergencia.

Cuando la profundidad de la zanja sea superior a 1,30 metros y lo especifique la Dirección de Obra, deberá ser obligatoria la utilización de entibaciones, sobresaliendo como mínimo 20 cm del nivel superficial del terreno.

A diario, y previo al inicio de los trabajos, se deberán comprobar las entibaciones, tensando los codales que estén flojos, extremando estas precauciones en caso de lluvia, heladas o cuando se interrumpa el trabajo más de un día.

Se deberá intentar no dar golpes a las entibaciones durante los trabajos.

No se deberán utilizar las entibaciones como escaleras, ni se podrán utilizar los codales como elementos de carga.

En los trabajos de entibación, se deberán tener en cuenta las distancias entre los operarios, en función de las herramientas que usen.

Cuando haya que desentibar las tablas se deberán retirar de una en una, alcanzado como máximo 1 metro de altura, tapando a continuación el tramo desentibado con el fin de evitar el desplome del terreno. El desentibado se comenzará siempre por la parte inferior de la zanja.

Cuando las zanjas superen la profundidad de 1,30 metros, se tendrán que usar escaleras para entrada y salida de dichas zanjas de manera que ningún operario se encuentra a una distancia superior de 30 metros de una de ellas, estando situadas desde el fondo de la excavación hasta 1 metro por encima de la rasante, estando debidamente arriostrada en sentido transversal.

En los casos que el terreno excavado pueda transmitir enfermedades contagiosas, se deberá desinfectar antes de su transporte, estando prohibido su uso como préstamo. El personal que lo manipule deberá estar provisto con un equipo adecuado de protección.

Se deberá disponer en la obra con una provisión de palancas, cuñas, barras, tablones, puntales, etc., reservadas para caso de emergencia, por lo que no se podrán utilizar para la entibación.

Se deberán cumplir todas las disposiciones sobre Seguridad e Higiene en el trabajo que existan y todas las Ordenanzas Municipales que sean de aplicación.

2.2.4.8. MEDICIONES Y VALORACIÓN

Las excavaciones de zanjas se medirán en m³ sobre los perfiles reales del terreno y previo al rellenado. No se considerarán los desmoronamientos ni los excesos producidos por desplomes o errores.

El Contratista tendrá la posibilidad de presentar a la Dirección de Obra, con el objetivo de obtener su aprobación, el presupuesto concreto de las medidas a tomar para evitar desmoronamientos cuando en el comienzo de las obras las condiciones del terreno no sean las previstas en el Proyecto.

2.3. ESTRUCTURAS DE HORMIGÓN ARMADO

2.3.1. DESCRIPCIÓN

Se trata de las unidades de obra realizadas con hormigón y armadura de barras de acero con el objetivo de conseguir la resistencia solicitada.

2.3.2. COMPONENTES

Los componentes necesarios son:

- Cemento.
- Áridos.
- Agua.
- Ferralla.
- Aditivos necesarios.
- Hormigón de central, con sello INCE.

2.3.3. CONDICIONES PREVIAS

Las condiciones previas necesarias para la presente unidad de obra son:

- Fabricación y montaje de los encofrados.
- Definición de las características del hormigón.
- Replanteo.
- Fabricación de las armaduras.
- Conformidad de la Dirección de Obra con la implantación y montaje de los elementos descritos.

2.3.4. EJECUCIÓN

2.3.4.1. PREVIO AL HORMIGONADO

Antes del hormigonado se deberán realizar las siguientes operaciones:

- Replanteo de ejes, cotas de acabado, etc.
- Colocación de armaduras.
- Limpieza y humedecido de los encofrados.

2.3.4.2. DURANTE EL HORMIGONADO

El vertido se deberá realizar desde una altura no superior a 1 metro, excepto que se utilicen métodos de bombeo a distancia que impidan la segregación del hormigón. Se deberá ejecutar por tongadas de 30 cm. Se realizará el vibrado sin que las armaduras ni los encofrados sufran movimientos bruscos o sacudidas, cuidando que no queden coqueas y se mantenga el recubrimiento adecuado.

Cuando la temperatura descienda de 0°C o se espere que lo haga en las siguientes 48 horas, se deberá suspender el hormigonado. Existirá la posibilidad de

utilizar medios especiales para estas condiciones siempre y cuando lo autorice la Dirección de Obra.

No se podrán dejar juntas horizontales, pero en caso de que no se pudiese evitar su aparición, se deberán limpiar, rascar o picar las superficies de contacto, vertiendo posteriormente mortero rico en cemento y hormigón seguidamente. En caso de haber pasado más de 48 horas desde la aparición de las juntas, se tratarán las mismas con resinas epoxi.

No se podrá mezclar hormigones de distintos tipos de cemento.

2.3.4.3. DESPUÉS DEL HORMIGONADO

El curado se deberá realizar manteniendo húmedas las superficies de las piezas hasta alcanzar un 70% de su resistencia.

El desencofrado de las superficies verticales se realizará pasados 7 días, y pasados 21 días en el caso de las superficies horizontales. Todo ello en base a las indicaciones de la Dirección de Obra.

2.3.5. NORMATIVA Y ESPECIFICACIONES

Las normativas y especificaciones a considerar son:

- EHE-2008.
- NTE-EH. Estructura, hormigón.
- Normas UNE 83301-91, 83302-84, 83304-84 y 83313-90.
- Sello INCE para el hormigón pretensado
- Homologación sello CIETSID.
- TCSP-EU_TSE&C-GEN-00025 para Especificación Obra Civil.

2.3.6. CONTROL

Se deberá comprobar el replanteo, dimensiones, nivelación y aplomado de las piezas, la separación y espesor de las juntas y la disposición de la armadura, tipo de acero, armado y realización de la armadura.

Se deberá ensayar la consistencia y resistencia del hormigón en base a la EHE y las indicaciones de la Dirección de Obra, además de la armadura de acero.

Se rechazarán las piezas que tengan las siguientes deficiencias:

- Resultados de los ensayos inferiores a los especificados.
- Suministro del hormigón con indicios de fraguado.
- Disposición deficiente de los encofrados, armaduras y apeos.
- Hormigonado a temperatura inadecuada.
- Creación de coqueras con mayor tamaño que el tamaño máximo del árido, disgregaciones y fisuras de más de 0,2 mm.
- Flechas o contraflechas mayores del 1/1000 de la longitud característica.
- Desplomes superiores a 5 mm.
- Espesores de juntas mayores de lo especificado en el proyecto o con variaciones mayores de 5 mm.

2.3.7. SEGURIDAD

Los riesgos más frecuentes serán:

- Atrapamiento por la hormigonera.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.

- Golpes debido a la maquinaria empleada.

Las protecciones personales mínimas a emplear deberán ser cascos, guantes, calzado adecuado y cremas protectoras.

Las protecciones colectivas serán:

- Todas las máquinas empleadas deberán contar con una toma de tierra, y su conexión se hará mediante clavija.
- No se permitirá aproximarse a la zona de hormigonado mediante el uso de un vallado y señalización conveniente.
- En todos los casos se tendrán que seguir las indicaciones del Estudio de Seguridad.

2.3.8. MEDICIÓN

Como medida general se utilizará el m³ de volumen ejecutado, incluyendo parte proporcional de encofrado y medios auxiliares.

2.3.9. MANTENIMIENTO

El Contratista deberá proporcionar la documentación que recoja las cargas admisibles de los elementos estructurales.

3. CONDICIONES ECONÓMICAS Y PLAZOS

3.1. PLAZO DE REPLANTEO

El plazo de replanteo se definirá en el contrato y comenzará a contar a partir del primer día hábil tras la firma del mismo.

3.2. PLAZO DE EJECUCIÓN

Los plazos de ejecución, tanto totales como parciales, indicados en el Contrato, se comenzarán a contar a partir de la fecha de replanteo. El Contratista estará obligado a cumplir estos plazos, sin capacidad de prorrogarlos.

Pese a ello, los plazos podrán ser modificados cuando el Director de Obra determine cambios debido a exigencias de la realización de las obras y siempre que dichos cambios afecten realmente a los plazos señalados en el Contrato.

Si por causa ajena al Contratista no fuera posible comenzar los trabajos en la fecha prevista o se tuvieran que suspender, se podrá conceder por parte del Director de Obra la prórroga estrictamente necesaria.

3.3. RECEPCIÓN PROVISIONAL

Tras la finalización de las obras, y en los próximos 15 días a la petición del Contratista, se realizará la Recepción Provisional de las obras por parte de la Propiedad, siendo necesario para ello la presencia del Director de Obra y del Representante del Contratista, debiéndose levantar el acta correspondiente en la que deberá constar la conformidad con los trabajos realizados, en caso de que se tome esa decisión.

El acta mencionada deberá ser firmada por ambas partes, dando así por recibida la obra, y comenzando en ese momento el periodo de garantía.

En caso de que la obra no se encuentre en estado de ser recibida, deberá constar así en acta, y se proporcionarán al Contratista las instrucciones necesarias para remediar los defectos observados, marcando un plazo de ejecución de las reparaciones. Finalizado dicho plazo, se realizará otro reconocimiento.

Las obras de reparación serán por cuenta del Contratista. En caso de no cumplir dichas prescripciones, se podrá declarar rescindido con contrato, con la consecuente pérdida de la fianza.

3.4. PLAZO DE GARANTÍA

El plazo de garantía será el indicado en el Contrato y comenzará a contar a partir de la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Durante el periodo de garantía, los gastos de conservación, manutención y limpieza de las obras realizadas corresponderán al Contratista, hasta la firma del Acta de Recepción Definitiva. No serán cuenta del Contratista los costes energéticos (alumbrado, etc.).

3.5. RECEPCIÓN DEFINITIVA

Al finalizar el periodo de garantía, se procederá a la recepción definitiva de las obras, debiéndose levantar el Acta de Recepción Definitiva de las obras.

3.6. GASTOS DE REPLANTEO Y LIQUIDACIÓN

Todos los gastos que se puedan originar, como son los gastos de replanteo y liquidación de las obras, correrán a cargo del Contratista.

3.7. MEDICIÓN Y ABONO DE LAS OBRAS

La medición y abono de las diferentes unidades de obra se realizarán con arreglo a las unidades realmente ejecutadas, de acuerdo a las características del proyecto y aplicando los precios establecidos en el mismo o los precios contradictorios aceptados por la Dirección de Obra.

Los excesos de unidades de obra no justificados según las especificaciones del proyecto, no se abonarán al Contratista.

Las certificaciones parciales se deberán realizar con la frecuencia que marque la Dirección de Obra, con un mínimo de una por mes.

Las mediciones parciales se podrán realizar por el Contratista en presencia de la Dirección de Obra.

El Director de Obra emitirá las certificaciones de las obras ejecutadas, las cuales tendrán carácter de documentación provisional, rectificable por la liquidación definitiva de las obras o por cualquier certificación posterior. Las certificaciones no supondrán la aprobación ni recepción de las obras ejecutadas que certifiquen.

DOCUMENTO 6

MEDICIONES

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1
2. APARAMENTA 400 KV	1
3. APARAMENTA 30 KV	1
4. CABLEADOS Y EMBARRADOS.....	3
5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS	3
6. RED DE TIERRAS	3
7. SERVICIOS AUXILIARES.....	3
8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA.....	4
9. VARIOS.....	4
10. OBRA CIVIL	4
11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	5
12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	5
13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL	5
14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS.....	5
15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	5

1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
1.1	Transformador trifásico 400/30 kV de 50 MVA.	u	1,00

2. APARAMENTA 400 KV

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
2.1.	Interruptor unipolar, corte en SF ₆ , 420 kV, 2.000 A, poder de corte de 50 kA, motorizado.	u	3,00
2.2.	Seccionador unipolar giratorio de tres columnas, 420 kV, 3.150 A, poder de corte de 50 kA, con cuchillas de puesta a tierra y motorizado.	u	3,00
2.3.	Transformado de intensidad, 420 kV, cinco secundarios para medida y protección.	u	3,00
2.4.	Transformado de tensión inductivo, 420 kV, cuádruple secundario para medida y protección	u	3,00
2.5.	Autoválvula, 360 kV, corriente de descarga 20 kA, clase 4.	u	6,00
2.6.	Aisladores 420 kV de tensión asignada.	u	3,00

3. APARAMENTA 30 KV

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
3.1.	Celda blindada de transformador de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	u	1,00

3.2.	Celda blindada de línea colectora de parque de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	u	2,00
3.3.	Celda blindada de protección de transformador de servicios auxiliares de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	u	1,00
3.4.	Celda blindada de protección de batería de condensadores de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	u	1,00
3.5.	Transformador de servicios auxiliares 30/0,42 kV de 160 kVA.	u	1,00
3.6.	Reactancia de puesta a tierra 30 kV - 500 A con su material asociado.	u	1,00
3.7.	Batería de condensadores de 30 kV y 3 MVAR, en cabina metálica blindada, tipo exterior, conectados en doble estrella y con protección contra sobretensiones y sobreintensidades.	u	1,00
3.8.	Pararrayos autovalvular unipolar U _c =29 kV, U _r =36 kV, intensidad de descarga 10 kA, clase 2, con contador de descargas.	u	3,00
3.9.	Aisladores de apoyo de barra de salida de transformador de potencia, 36 kV.	u	6,00
3.10.	Transformador de intensidad toroidal de la puesta a tierra de la reactancia, 0,6/1 kV, 500/5 A, clase 5P20.	u	4,00
3.11.	Seccionador unipolar desconexión reactancia, 36 kV, 630 A, 25 kA, accionamiento manual.	u	3,00

4. CABLEADOS Y EMBARRADOS

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
4.1.	Cable 147-AL1/34-ST1A.	m	150,00
4.2.	Cable RH5Z1 18/30 400 mm ² aluminio.	m	210,00
4.3.	Cable RH5Z1 18/30 95 mm ² aluminio.	m	120,00
4.4.	Tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro con paredes de 4 mm de espesor para 30 kV.	m	40,00
4.5.	Piezas de conexión y pequeño material.	P.A.	N/A

5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
5.1.	Estructura metálica para soporte de aparamenta y pórticos.	kg	40.000,00

6. RED DE TIERRAS

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
6.1.	Cable de cobre desnudo, piezas de conexión a soportes y soldaduras aluminotérmicas.	P.A.	N/A

7. SERVICIOS AUXILIARES

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
7.1.	Armario servicios auxiliares corriente alterna.	u	2,00
7.2	Armario servicios auxiliares corriente continua.	u	2,00
7.3	Equipo rectificador-cargador de baterías de 125 Vcc.	u	2,00

7.4.	Equipo rectificador-cargador de baterías de 48 Vcc.	u	1,00
7.5.	Grupo electrógeno 100 kVA	u	1,00

8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
8.1.	Armario de control y protección con cableado	u	1,00
8.2.	Medida de exportación principal y redundante para instalaciones tipo 1, activa 0,2s, reactiva 0,2	u	1,00
8.3.	Telecontrol	u	1,00

9. VARIOS

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
9.1.	Punta Franklin de radio de acción de 50 metros con mástil autoportante de 20 metros	u	1,00
9.2.	Punta Franklin de radio de acción de 50 metros	u	2,00
9.3.	Alumbrado del parque, vallado y acabado en general	P.A.	N/A
9.4.	Sistema de teledisparo	u	1,00

10. OBRA CIVIL

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
10.1	Obra civil del parque intemperie y acceso a la subestación eléctrica	P.A.	N/A
10.2	Edificio de celdas, control y operación	m ²	227,50

10.3	Edificio de residuos	m ²	24,00
------	----------------------	----------------	-------

11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
11.1	Montaje electromecánico	P.A.	N/A

12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
12.1	Pruebas y puesta en servicio	P.A.	N/A

13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
13.1	Seguridad y salud laboral	P.A.	N/A

14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
14.1	Gestión de los residuos generados en la subestación eléctrica.	P.A.	N/A

15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Código	Resumen	Unidad	Cantidad
15.1	Desmantelamiento de la subestación eléctrica	P.A.	N/A

DOCUMENTO 7

PRESUPUESTO

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	PRESUPUESTOS PARCIALES.....	1
1.1.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	1
1.2.	APARAMENTA 400 KV.....	1
1.3.	APARAMENTA 30 KV	2
1.4.	CABLEADOS Y EMBARRADOS	3
1.5.	SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS.....	4
1.6.	RED DE TIERRAS.....	4
1.7.	SERVICIOS AUXILIARES	4
1.8.	CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA	5
1.9.	VARIOS	5
1.10.	OBRA CIVIL.....	5
1.11.	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO.....	6
1.12.	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	6
1.13.	SEGURIDAD Y SALUD LABORAL.....	6
1.14.	PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS	6
1.15.	DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	7
2.	PRESUPUESTO GENERAL.....	8

1. PRESUPUESTOS PARCIALES

1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
1.1	Transformador trifásico 400/30 kV de 50 MVA.	1,00	1.500.000,00	1.500.000,00
Total Transformador de Potencia (euros)				1.500.000,00

1.2. APARAMENTA 400 KV

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
2.1.	Interruptor unipolar, corte en SF ₆ , 420 kV, 2.000 A, poder de corte de 50 kA, motorizado.	3,00	25.000,00	75.000,00
2.2.	Seccionador unipolar giratorio de tres columnas, 420 kV, 3.150 A, poder de corte de 50 kA, con cuillas de puesta a tierra y motorizado.	3,00	17.750,00	53.250,00
2.3.	Transformado de intensidad, 420 kV, cinco secundarios para medida y protección.	3,00	18.500,00	55.500,00
2.4.	Transformado de tensión inductivo, 420 kV, cuádruple secundario para medida y protección	3,00	21.725,00	65.175,00
2.5.	Autoválvula, 360 kV, corriente de descarga 20 kA, clase 4.	6,00	6.500,00	39.000,00
2.6.	Aisladores 420 kV de tensión asignada.	3,00	6.250,00	18.750,00
Total Aparamenta de 400 kV (euros)				306.675,00

1.3. APARAMENTA 30 KV

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
3.1.	Celda blindada de transformador de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	1,00	29.500,00	29.500,00
3.2.	Celda blindada de línea colectora de parque de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	2,00	26.575,00	53.150,00
3.3.	Celda blindada de protección de transformador de servicios auxiliares de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	1,00	26.575,00	26.575,00
3.4.	Celda blindada de protección de batería de condensadores de 36 kV, aislamiento en SF ₆ , en armario metálico prefabricado, normalizado y homogéneo.	1,00	26.575,00	26.575,00
3.5.	Transformador de servicios auxiliares 30/0,42 kV de 160 kVA.	1,00	12.000,00	12.000,00
3.6.	Reactancia de puesta a tierra 30 kV - 500 A con su material asociado.	1,00	23.000,00	23.000,00
3.7.	Batería de condensadores de 30 kV y 3 MVA _r , en cabina metálica blindada, tipo exterior, conectados en doble estrella y con protección contra sobretensiones y sobreintensidades.	1,00	19.000,00	19.000,00

3.8.	Pararrayos autovalvular unipolar Uc=29 kV, Ur=36 kV, intensidad de descarga 10 kA, clase 2, con contador de descargas.	3,00	975,00	2.925,00
3.9.	Aisladores de apoyo de barra de salida de transformador de potencia, 36 kV.	6,00	400,00	2.400,00
3.10.	Transformador de intensidad toroidal de la puesta a tierra de la reactancia, 0,6/1 kV, 500/5 A, clase 5P20.	4,00	250,00	1.000,00
3.11.	Seccionador unipolar desconexión reactancia, 36 kV, 630 A, 25 kA, accionamiento manual.	3,00	450,00	1.350,00
Total Aparamenta de 30 kV (euros)				197.475,00

1.4. CABLEADOS Y EMBARRADOS

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
4.1.	Cable 147-AL1/34-ST1A.	150,00	40,00	6.000,00
4.2.	Cable RH5Z1 18/30 400 mm ² aluminio.	210,00	76,00	15.960,00
4.3.	Cable RH5Z1 18/30 95 mm ² aluminio.	120,00	52,00	6.240,00
4.4.	Tubo hueco de cobre de 40 mm de diámetro con paredes de 4 mm de espesor para 30 kV.	40,00	50,00	2.000,00
4.5.	Piezas de conexión y pequeño material.	P.A.	6.000,00	6.000,00
Total Cableados y Embarrados (euros)				36.200,00

1.5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
5.1.	Estructura metálica para soporte de aparamenta y pórticos.	40.000,00	2,80	112.000,00
Total Soportes y Estructuras Metálicas (euros)				112.000,00

1.6. RED DE TIERRAS

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
6.1.	Cable de cobre desnudo, piezas de conexión a soportes y soldaduras aluminotérmicas.	P.A.	24.000,00	24.000,00
Total Red de tierras (euros)				24.000,00

1.7. SERVICIOS AUXILIARES

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
7.1.	Armario servicios auxiliares corriente alterna.	2,00	28.750,00	57.500,00
7.2.	Armario servicios auxiliares corriente continua.	2,00	13.100,00	26.200,00
7.3.	Equipo rectificador-cargador de baterías de 125 Vcc.	2,00	11.250,00	22.500,00
7.4.	Equipo rectificador-cargador de baterías de 48 Vcc.	1,00	6.500,00	6.500,00
7.5.	Grupo electrógeno 100 kVA	1,00	9.000,00	9.000,00
Total Servicios Auxiliares (euros)				121.700,00

1.8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
8.1.	Armario de control y protección con cableado	1,00	32.550,00	32.550,00
8.2.	Medida de exportación principal y redundante para instalaciones tipo 1, activa 0,2s, reactiva 0,2	1,00	15.000,00	15.000,00
8.3.	Telecontrol	1,00	30.000,00	30.000,00
Total Control, Protección y Medida (euros)				77.550,00

1.9. VARIOS

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
9.1.	Punta Franklin de radio de acción de 50 metros con mástil autoportante de 20 metros	1,00	6.500,00	6.500,00
9.2.	Punta Franklin de radio de acción de 50 metros	2,00	1.500,00	3.000,00
9.3.	Alumbrado del parque, vallado y acabado en general	P.A.	8.000,00	8.000,00
9.4.	Sistema de teledisparo	1,00	12.000,00	12.000,00
Total Varios (euros)				29.500,00

1.10. OBRA CIVIL

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
10.1	Obra civil del parque intemperie y acceso a la subestación eléctrica	P.A.	100.000,00	100.000,00
10.2	Edificio de celdas, control y operación	227,50	950,00	216.125,00

10.3	Edificio de residuos	24,00	950,00	22.800,00
	Total Obra Civil (euros)			338.925,00

1.11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
11.1	Montaje electromecánico	P.A.	36.000,00	36.000,00
	Total Montaje Electromecánico (euros)			36.000,00

1.12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
12.1	Pruebas y puesta en servicio	P.A.	18.000,00	18.000,00
	Total Pruebas y Puesta en Servicio (euros)			18.000,00

1.13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
13.1	Seguridad y salud laboral	P.A.	5.000,00	5.000,00
	Total Seguridad y Salud Laboral (euros)			5.000,00

1.14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
14.1	Gestión de los residuos generados en la subestación eléctrica.	P.A.	2.600,00	2.600,00
	Total Producción y Gestión de los Residuos (euros)			2.600,00

1.15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Código	Resumen	Cantidad	Precio unitario	Total (euros)
15.1	Desmantelamiento de la subestación eléctrica	P.A.	20.000,00	20.000,00
Total Desmantelamiento Subestación Eléctrica (euros)				20.000,00

2. PRESUPUESTO GENERAL

CAPÍTULO	EUROS	%
1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1.500.000,00 €	53,09%
2. APARAMENTA 400 KV	306.675,00 €	10,85%
3. APARAMENTA 30 KV	197.475,00 €	6,99%
4. CABLEADOS Y EMBARRADOS	36.200,00 €	1,28%
5. SOPORTES Y ESTRUCTURAS METÁLICAS	112.000,00 €	3,96%
6. RED DE TIERRAS	24.000,00 €	0,85%
7. SERVICIOS AUXILIARES	121.700,00 €	4,31%
8. CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDIDA	77.550,00 €	2,74%
9. VARIOS	29.500,00 €	1,04%
10. OBRA CIVIL	338.925,00 €	11,99%
11. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	36.000,00 €	1,27%
12. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	18.000,00 €	0,64%
13. SEGURIDAD Y SALUD LABORAL	5.000,00 €	0,18%
14. PRODUCCIÓN Y GESTIÓN DE RESIDUOS	2.600,00 €	0,09%
15. DESMANTELAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	20.000,00 €	0,71%
TOTAL PRESUPUESTO EJECICIÓN MATERIAL	2.825.625,00 €	
15,00% Gastos generales	423.843,75 €	
6,00% Beneficio industrial	169.537,50 €	
Suma de G.G. y B.I.	593.381,25 €	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	3.419.006,25 €	
21% I.V.A	717.991,31 €	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	4.136.997,56 €	

El presupuesto general del proyecto Subestación 400/30 kV La Parte es de **CUATRO MILLONES CIENTO TREINTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SIETE EUROS CON CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS (4.136.997,56 €)**.