



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO DE  
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/45KV EN  
BONILLA DE LA SIERRA

**Autor: Arroyo de Lagasca Encinas, Iñigo.**

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Madrid

AGOSTO DE 2025



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Proyecto técnico-administrativo de subestación transformadora 132/45kV en Bonilla de la Sierra** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2024/2025** es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Iñigo Arroyo de Lagasca Encinas

Fecha: 27/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Matías Juan Sánchez Mingarro



Fecha: 27/ 08/ 2025



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

El autor D. Iñigo Arroyo de Lagasca Encinas.

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Proyecto técnico-administrativo de subestación transformadora 132/45kV en Bonilla de la Sierra, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### ***3º. Condiciones de la cesión y acceso***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### ***4º. Derechos del autor.***

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### ***5º. Deberes del autor.***

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 20 de agosto de 2025

ACEPTA



Fdo. Iñigo Arroyo de Lagasca Encinas





ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO DE  
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/45 KV EN  
BONILLA DE LA SIERRA

**Autor: Arroyo de Lagasca Encinas, Iñigo.**

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Madrid

AGOSTO DE 2025



## **PROYECTO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO DE SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/45KV EN BONILLA DE LA SIERRA**

**Autor: Arroyo de Lagasca Encinas, Iñigo.**

Director: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

### **RESUMEN DEL PROYECTO**

En este documento se presenta la propuesta para el diseño y la implementación de una subestación eléctrica transformadora 132/45kV en la Red de Transporte Española.

El proyecto se alinea con lo establecido en la *Ley 54/1997*, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el *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 y el *Real Decreto 337/2014*, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias *ITC-RAT 01 a 23*.

El objetivo es llevar a cabo la autorización administrativa y la tramitación oficial del proyecto mediante la obtención de los permisos necesarios, presentando y justificando las decisiones tomadas para el diseño de la instalación.

Concretamente estará ubicada en el municipio de Bonilla de la Sierra, provincia de Ávila, esta localización tiene como objetivo reforzar la red de transporte de la región, enlazándose y sirviendo como apoyo a la evacuación de energía renovable solar y fotovoltaica de los Parques de Cabeza Mesá, El Rincón y Colladillo, así como la hidroeléctrica del Embalse de Santa Teresa. La subestación estará conectada también a dos pequeñas subestaciones de distribución de Piedrahíta y Muñana.

Debido a su cercanía a entornos protegidos por la Red Natura 2000 y Parques Regionales se ha realizado un estudio de impacto ambiental que evalúa la afección sobre la biodiversidad y la integración de la subestación sobre el territorio.

La instalación no presentará una amenaza significativa para su entorno al comprobarse que no se producirían efectos irreversibles sobre los hábitats protegidos, ya que se han implementado medidas de prevención como la conectividad mediante corredores de fauna, el respeto de los periodos de reproducción y cría, la retención de sedimentos y la recogida de residuos. Estas medidas se refuerzan mediante los Planes de gestión y conservación de los valores Red Natura 2000 fomentados por la junta de Castilla y León, que establecen las pautas para la conservación de la naturaleza.

El complejo está formado por dos parques, contando con un total de ocho (8) posiciones de líneas: el parque de alta tensión a 132kV tiene tres (3) líneas para la entrada y salida de la conexión a la red de transporte y una (1) posición de reserva para futuras ampliaciones y necesidades, para el nivel de distribución de 45kV se emplean cuatro (4) líneas. Además, hay dos (2) posiciones para los transformadores de potencia.

La configuración de ambos parques de la subestación será en doble barra, este modelo presenta una alta fiabilidad y adaptabilidad, permitiendo una conexión flexible de los circuitos al poder operar las dos barras colectoras de manera independiente.

En cuanto a la tecnología de aislamiento utilizada, esta es de tipo AIS (Air Insulated Switchgear), esta cuenta coste de inversión inicial moderado y un mantenimiento sencillo y económico, siendo ideal para entornos rurales sin restricciones de espacio.

El edificio principal de la instalación está equipado con distintas salas dedicadas al control y mando, las comunicaciones y los servicios auxiliares, estos últimos están alimentados mediante un transformador de servicios auxiliares y un grupo electrógeno que mantienen la operación en caso de corte de suministro.

Los sistemas de protección incluyen las protecciones para las barras, los interruptores y las líneas, y los de seguridad incluyen sistemas de vigilancia anti-intrusión y antiincendios.

Finalmente, se ha elaborado un estudio económico presupuestario que incluye todos los gastos derivados de la construcción y operación de la subestación, con el fin de estudiar la viabilidad económica del proyecto, reflejando una inversión inicial de 5.461.988€.

En esta tabla se presentan los principales parámetros de la subestación:

Parámetro	Valor		Unidad
$U_n$ : Tensión nominal	132	45	kV
$U_{max}$ : Tensión más elevada	145	52	kV
$F_n$ : Frecuencia nominal	50	50	Hz
$I_{cc1\phi}$ : Intensidad de cortocircuito monofásico	15	15	kA
$I_{cc3\phi}$ : Intensidad de cortocircuito trifásico	18	20	kA
$I_{max}$ : Intensidad máxima admisible	31,5	25	kA
$I_k$ : Intensidad de pico máxima	81	65	kA

Tabla 1-0: Parámetros de diseño de la subestación

En cuanto a la aparataje seleccionada para cada nivel de tensión, se han tenido en cuenta los requerimientos técnicos del sistema para definir un conjunto específico de equipos y sus correspondientes modelos, basándose en aspectos como la fiabilidad, la compatibilidad con el resto de la infraestructura y los requisitos de mantenimiento.

-Parque de 132kV:

Posición de línea:

- Cuatro (4) Interruptores de potencia trifásicos.....Siemens 3AP1-F6
- Ocho (8) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas).....Siemens 3DN1
- Cuatro (4) Seccionadores de línea trifásicos (de columnas).....Siemens 3DN1
- Doce (12) Transformadores de intensidad monofásicos.....Hitachi PA145a
- Doce (12) Transformadores de tensión monofásicos.....Hitachi EMF-F145
- Doce (12) Autoválvulas monofásicas.....Hitachi EXLIM P144-ZV145

Posición de acoplamiento:

- Un (1) Interruptor de potencia trifásico.....Siemens 3AP1-F6
- Dos (2) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas).....Siemens 3DN1
- Tres (3) Transformadores de intensidad monofásicos.....Hitachi PA145a
- 

Posición de transformación:

- Dos (2) Interruptores de potencia trifásicos.....Siemens 3AP1-F6

- Cuatro (4) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas).....Siemens 3DN1
- Seis (6) Transformadores de intensidad monofásicos.....Hitachi PA145a
- Seis (6) Transformadores de tensión monofásicos.....Hitachi EMF-F145
- Seis (6) Autoválvulas monofásicas.....Hitachi EXLIM P144-ZV145

-Parque de 45kV:

Posición de línea:

- Cuatro (4) Interruptores de potencia trifásicos.....Hitachi EDF-5K
- Ocho (8) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas).....Mesa SGC/SGCP
- Cuatro (4) Seccionadores de línea trifásicos (de columnas)..... Mesa SGC/SGCP
- Doce (12) Transformadores de intensidad monofásicos.....Arteche CA-52
- Doce (12) Transformadores de tensión monofásicos.....Hitachi EMF-E052
- Doce (12) Autoválvulas monofásicas.....Hitachi EXLIM P054-ZV02

Posición de acoplamiento:

- Un (1) Interruptor de potencia trifásico..... Hitachi EDF-5K
- Dos (2) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas).....Mesa SGC/SGCP
- Tres (3) Transformadores de intensidad monofásicos.....Arteche CA-52

Posición de transformación:

- Dos (2) Interruptores de potencia trifásicos..... Hitachi EDF-5K
- Cuatro (4) Seccionadores de barras trifásicos (de columnas)..... Mesa SGC/SGCP
- Seis (6) Transformadores de intensidad monofásicos.....Arteche CA-52
- Seis (6) Transformadores de tensión monofásicos.....Hitachi EMF-E052
- Seis (6) Autoválvulas monofásicas.....Hitachi EXLIM P054-ZV02

# **TECHNICAL & ADMINISTRATIVE PROJECT FOR A TRANSFORMER SUBSTATION 132/45KV IN BONILLA DE LA SIERRA**

**Author: Arroyo de Lagasca Encinas, Iñigo.**

Supervisor: Sánchez Mingarro, Matías Juan.

Colaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## **ABSTRACT**

This document presents the proposed design and implementation of a 132 to 45 kV electrical transformation substation in the Spanish Transmission Grid.

The project is aligned with the provisions of Law 54/1997, of November 27, on the Electricity Sector; Royal Decree 1955/2000, of December 1, regulating the activities of transmission, distribution, marketing, supply, and authorization procedures for electrical energy installations; and Royal Decree 337/2014, of May 9, approving the Regulation on technical conditions and safety guarantees in high-voltage installations and its Complementary Technical Instructions ITC-RAT 01 to 23.

The objective is to obtain the necessary permits for its administrative authorization and official processing by presenting and justifying the construction aspects of the installation.

Specifically, it will be located in the municipality of Bonilla de la Sierra, province of Ávila. This location aims to strengthen the region's transmission network, connecting to and supporting the evacuation of renewable solar and photovoltaic energy from the Cabeza Mesá, El Rincón, and Colladillo power plants, as well as the Santa Teresa Reservoir hydroelectric plant. The substation will also be connected to two small distribution substations in Piedrahíta and Muñana.

Due to its proximity to environments protected by the Natura 2000 Network and Regional Parks, an environmental impact study has been conducted to assess the impact on biodiversity and the integration of the substation into its surroundings.

The facility will not pose a significant threat, as it has been confirmed that there would be no irreversible effects on protected habitats due to preventive measures such as connectivity through wildlife corridors, respect for breeding and reproduction periods, sediment retention, and waste collection. These measures will be reinforced through the implementation of the Natura 2000 Network Management and Conservation Plans promoted by the regional government of Castile and León, which establish guidelines for nature conservation.

The complex consists of two farms, with a total of eight (8) line positions: the 132 kV high-voltage farm has three (3) lines for the input and output of the transmission grid connection and one (1) reserve position for future expansions and needs; four (4) lines are used for the 45 kV distribution level. In addition, there are two (2) positions for power transformers.

The substation will be configured with a double busbar for both the 132 and 45kV equipment.. This model offers high reliability and adaptability, allowing flexible circuit connection by operating the two busbars independently.

The insulation technology used is AIS (Air Insulated Switchgear). This technology offers moderate initial investment cost and simple, cost-effective maintenance, making it ideal for rural environments without space restrictions.

The facility's main building is equipped with various rooms dedicated to control and command, communications, and auxiliary services. The latter are powered by an auxiliary services transformer and a generator that maintains operation in the event of a power outage.

The protection systems include protection for the busbars, switches, and lines, and the security systems include anti-intrusion and fire surveillance systems.

Finally, an economic and budget study was prepared, including all expenses arising from the construction and operation of the substation, to assess the project's economic viability. The initial investment is €5,461,988.

This table presents the main parameters of the substation:

Parameter	Value		Units
$U_n$ : Rated Voltage	132	45	<i>kV</i>
$U_{max}$ : Highest Voltage	145	52	<i>kV</i>
$F_n$ : Rated Frequency	50	50	<i>Hz</i>
$I_{cc_{1\phi}}$ : Single-phase short-circuit current	15	15	<i>kA</i>
$I_{cc_{3\phi}}$ : Three-phase short-circuit current	18	20	<i>kA</i>
$I_{max}$ : Maximum allowable current	31,5	25	<i>kA</i>
$I_k$ : Maximum peak current	81	65	<i>kA</i>

Regarding the switchgear selected for each voltage level, the technical requirements of the system were considered to define a specific set of equipment and its corresponding models, based on aspects such as reliability, compatibility with the rest of the infrastructure, and maintenance requirements.

-132kV Equipment:

Line position:

- Four (4) three-phase power circuit breakers..... Siemens 3AP1-F6
- Eight (8) three-phase busbar disconnectors (column-type).....Siemens 3DN1
- Four (4) three-phase line disconnectors (column-type).....Siemens 3DN1
- Twelve (12) single-phase current transformers.....Hitachi PA145a
- Twelve (12) single-phase voltage transformers.....Hitachi EMF-F145
- Twelve (12) single-phase autovalves.....Hitachi EXLIM P144-ZV145

Coupling position:

- One (1) three-phase circuit breaker.....Siemens 3AP1-F6
- Two (2) three-phase busbar disconnectors (column-type).....Siemens 3DN1
- Three (3) single-phase current transformers.....Hitachi PA145a

Transformation position:

- Two (2) three-phase circuit breakers.....Siemens 3AP1-F6
- Four (4) three-phase busbar disconnectors (column-type).....Siemens 3DN1
- Six (6) single-phase current transformers.....Hitachi PA145a

- Six (6) single-phase voltage transformers.....Hitachi EMF-F145
- Six (6) single-phase pressure regulators.....Hitachi EXLIM P144-ZV145

-45kV Equipment:

Line position:

- Four (4) three-phase circuit breakers.....Hitachi EDF-5K
- Eight (8) three-phase busbar disconnectors (column-type).....Mesa SGC/SGCP
- Four (4) three-phase line disconnectors (column-type).....Mesa SGC/SGCP
- Twelve (12) single-phase current transformers.....Arteche CA-52
- Twelve (12) single-phase voltage transformers.....Hitachi EMF-E052
- Twelve (12) single-phase automatic valves.....Hitachi EXLIM P054-ZV02

Coupling position:

- One (1) three-phase circuit breaker..... Hitachi EDF-5K
- Two (2) three-phase busbar disconnectors (column-type).....Mesa SGC/SGCP
- Three (3) single-phase current transformers.....Arteche CA-52

Transformation position:

- Two (2) three-phase power circuit breakers..... Hitachi EDF-5K
- Four (4) three-phase busbar disconnectors (column-type)..... Mesa SGC/SGCP
- Six (6) single-phase current transformers.....Arteche CA-52
- Six (6) single-phase voltage transformers.....Hitachi EMF-E052
- Six (6) single-phase autovalves.....Hitachi EXLIM P054-ZV02



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL .....	17
ÍNDICE DE FIGURAS .....	20
ÍNDICE DE TABLAS .....	21
DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA .....	23
ÍNDICE .....	24
ÍNDICE CAPÍTULO 1 .....	26
CAPÍTULO 1: MEMORIA .....	29
<b>1.1. Disposición general</b> .....	<b>29</b>
<b>1.1.1. Emplazamiento</b> .....	<b>29</b>
<b>1.1.2. Condiciones ambientales</b> .....	<b>30</b>
<b>1.2. Antecedentes y estado del arte:</b> .....	<b>31</b>
<b>1.3. Objeto</b> .....	<b>33</b>
<b>1.4. Alcance</b> .....	<b>33</b>
<b>1.5. Normativa aplicable</b> .....	<b>34</b>
<b>1.6. Parámetros básicos de diseño</b> .....	<b>36</b>
<b>1.7. Niveles de aislamiento y distancias de seguridad</b> .....	<b>37</b>
<b>1.8. Descripción de las instalaciones y equipos</b> .....	<b>38</b>
<b>1.9. Características de la apartamenta</b> .....	<b>42</b>
<b>1.10. Servicios generales de la subestación</b> .....	<b>50</b>
<b>1.11. Obra civil</b> .....	<b>55</b>
<b>1.12. Red de tierras</b> .....	<b>59</b>
<b>1.13. Impacto Social y Ambiental</b> .....	<b>60</b>
ÍNDICE CAPÍTULO 2 .....	64
CAPÍTULO 2: CÁLCULOS .....	67
<b>2.1. Objeto</b> .....	<b>67</b>
<b>2.2. Niveles de aislamiento</b> .....	<b>67</b>
<b>2.3. Determinación de distancias mínimas</b> .....	<b>68</b>
<b>2.4. Embarrados</b> .....	<b>70</b>
<b>2.5. Efecto corona</b> .....	<b>98</b>
<b>2.6. Distancias entre embarrados tendidos</b> .....	<b>100</b>
<b>2.7. Cálculo de la red de tierra</b> .....	<b>108</b>
<b>2.7.9. Conclusiones</b> .....	<b>115</b>
<b>2.8. Selección de auto válvulas</b> .....	<b>117</b>

ÍNDICE CAPÍTULO 3 .....	119
CAPÍTULO 3: ESTUDIO ECONÓMICO .....	121
<b>3.1. Objeto .....</b>	<b>121</b>
<b>3.2. Estimaciones.....</b>	<b>121</b>
<b>3.3. Rentabilidad económica .....</b>	<b>122</b>
ÍNDICE CAPÍTULO 4 .....	124
CAPÍTULO 4: ANEJOS .....	126
<b>4.1. Estudio de impacto Ambiental .....</b>	<b>126</b>
<b>4.2. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....</b>	<b>129</b>
<b>4.3. Catálogos de aparamenta.....</b>	<b>130</b>
DOCUMENTO N°2: PLANOS .....	146
ÍNDICE.....	147
CAPÍTULO 1: LISTADO DE PLANOS .....	149
INDICE CAPÍTULO 2 .....	151
<b>2.1. Plano parcelario .....</b>	<b>152</b>
<b>2.2. Plano sistema eléctrico existente y la subestación proyectada .....</b>	<b>153</b>
<b>2.3. Plano implementación .....</b>	<b>154</b>
<b>2.4. Plano Unifilar Simplificado .....</b>	<b>155</b>
<b>2.5. Plano en planta .....</b>	<b>156</b>
<b>2.6. Plano en planta detalle 132kV .....</b>	<b>157</b>
<b>2.7. Plano en planta detalle 45kV .....</b>	<b>158</b>
<b>2.8. Plano alzado posición líneas 132kV .....</b>	<b>159</b>
<b>2.9. Plano alzado posición líneas y transformador 45kV .....</b>	<b>160</b>
<b>2.10. Plano en planta edificio de control.....</b>	<b>161</b>
<b>2.11. Plano de la malla de tierras .....</b>	<b>162</b>
DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES .....	164
ÍNDICE.....	166
INDICE CAPÍTULO 1 .....	168
CAPÍTULO 1: GENERALES Y ECONÓMICAS .....	171
<b>1.1. Objeto .....</b>	<b>171</b>
<b>1.2. Normativa aplicable .....</b>	<b>172</b>
<b>1.3. Gestión de calidad.....</b>	<b>177</b>
<b>1.4. Gestión medioambiental .....</b>	<b>177</b>
<b>1.5. Seguridad en el trabajo .....</b>	<b>177</b>
<b>1.6. Verificación y validación .....</b>	<b>178</b>

1.7.	<b>Estudio de seguridad y salud .....</b>	<b>178</b>
1.8.	<b>Plan de seguridad .....</b>	<b>187</b>
1.9.	<b>Normativa legal de aplicación .....</b>	<b>188</b>
1.10.	<b>Normativa interna de red eléctrica .....</b>	<b>188</b>
	ÍNDICE CAPÍTULO 2 .....	190
	CAPÍTULO 2: TÉCNICAS Y PARTICULARES .....	192
2.1.	<b>Ámbito de aplicación .....</b>	<b>192</b>
2.2.	<b>Requisitos de carácter general.....</b>	<b>192</b>
2.3.	<b>Requisitos específicos para los movimientos de tierras.....</b>	<b>194</b>
2.4.	<b>Requisitos específicos para la obra civil .....</b>	<b>196</b>
2.5.	<b>Requisitos específicos para el montaje electromecánico .....</b>	<b>196</b>
2.6.	<b>Acondicionamiento final de la obra .....</b>	<b>196</b>
	DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO .....	199
	ÍNDICE.....	200
	INDICE CAPÍTULO 1 .....	202
	CAPÍTULO 1: MEDICIONES .....	204
1.1.	<b>Parque de 132kV .....</b>	<b>204</b>
1.2.	<b>Parque de 45kV.....</b>	<b>206</b>
	INDICE CAPÍTULO 2 .....	208
	CAPÍTULO 2: PRECIOS UNITARIOS .....	210
2.1.	<b>Parque de 132kV.....</b>	<b>210</b>
2.2.	<b>Parque de 45kV.....</b>	<b>213</b>
	INDICE CAPÍTULO 3 .....	216
	CAPÍTULO 3: SUMAS PARCIALES .....	218
3.1.	<b>Parque de 132kV.....</b>	<b>218</b>
3.2.	<b>Parque de 45kV.....</b>	<b>221</b>
	INDICE CAPÍTULO 4 .....	224
	CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO GENERAL .....	226
	DOCUMENTO N°5: BIBLIOGRAFÍA .....	228
	ÍNDICE.....	229
	CAPÍTULO 1: BIBLIOGRAFÍA .....	231

## ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1: Diagrama de Gantt con la planificación del proyecto ..... 58

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-0: Parámetros de diseño de la subestación .....	11
Tabla 2-1: Datos meteorológicos en el municipio de Bonilla de la Sierra .....	30
Tabla 3-1: Parámetros de diseño de los parques .....	36
Tabla 4-1: Distancias mínimas de aislamiento .....	37
Tabla 5-1: Características de los transformadores de potencia.....	40
Tabla 6-1: Características de los interruptores de potencia del parque de 132kV.....	42
Tabla 7-1: Características de los interruptores de potencia del parque de 45kV.....	43
Tabla 8-1: Características de los seccionadores de columnas del parque de 132kV.....	44
Tabla 9-1: Características de los seccionadores de columnas del parque de 45kV.....	44
Tabla 10-1: Características de los transformadores de intensidad del parque de 132kV.....	45
Tabla 11-1: Características de los transformadores de tensión del parque de 132kV.....	45
Tabla 12-1: Características de los transformadores de intensidad del parque de 45kV.....	45
Tabla 13-1: Características de los transformadores de tensión del parque de 45kV.....	46
Tabla 14-1: Características de los pararrayos del parque de 132kV.....	46
Tabla 15-1: Características de los pararrayos del parque de 45kV.....	47
Tabla 16-1: Características de los cables rígidos del embarrado de 132KV.....	47
Tabla 17-1: Características de los cables rígidos del embarrado de 45kV.....	48
Tabla 18-1: Características de los cables flexibles de los embarrados de 132 y 45KV.....	48
Tabla 19-1: Características de los aisladores de soporte del parque de 132kV.....	49
Tabla 20-1: Características de los aisladores de soporte del parque de 45kV.....	49
Tabla 21-1: Características de diseño de la red de tierras inferior.....	59
Tabla 22-2: Datos de partida para los cálculos .....	67
Tabla 23-1: Niveles de aislamiento de los parques.....	67
Tabla 24-2: Características de los cables rígidos del embarrado de 132KV.....	72
Tabla 25-2: Características de los cables flexibles del embarrados de 132kV.....	72
Tabla 26-2: Características de los aisladores del parque de 132kV.....	73
Tabla 27-2: Características de los cables rígidos del embarrado de 45KV.....	85
Tabla 28-2: Características de los cables flexibles del embarrado de 45KV.....	85
Tabla 29-2: Características de los aisladores del parque de 45kV.....	86
Tabla 30-2: Características del cable del embarrado flexible tendido.....	100
Tabla 31-2: Características de los vanos de ambos parques.....	100
Tabla 32-2: Hipótesis de diseño de la red de tierras inferior.....	108
Tabla 33-2: Densidades mínimas de los elementos conductores.....	108
Tabla 34-2: Resistividad del terreno en función de su naturaleza.....	110
Tabla 35-2: Valores de tensión de contacto en función de la duración de la corriente de falta.....	111
Tabla 36-2: Parámetros del dimensionado de la malla de tierra.....	112
Tabla 37-2: Parámetros de diseño de los pararrayos.....	117



## **DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA**

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: MEMORIA.....</b>	<b>29</b>
<b>CAPÍTULO 2: CÁLCULOS .....</b>	<b>67</b>
<b>CAPÍTULO 3: ESTUDIO ECONÓMICO .....</b>	<b>121</b>
<b>CAPÍTULO 4: ANEJOS.....</b>	<b>126</b>



## ÍNDICE CAPÍTULO 1

ÍNDICE GENERAL .....	17
ÍNDICE DE FIGURAS .....	20
ÍNDICE DE TABLAS .....	21
DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA .....	23
ÍNDICE .....	24
ÍNDICE CAPÍTULO 1 .....	26
CAPÍTULO 1: MEMORIA .....	29
<b>1.1. Disposición general</b> .....	<b>29</b>
<b>1.1.1. Emplazamiento</b> .....	<b>29</b>
<b>1.1.2. Condiciones ambientales</b> .....	<b>30</b>
<b>1.2. Antecedentes y estado del arte:</b> .....	<b>31</b>
<b>1.3. Objeto</b> .....	<b>33</b>
<b>1.4. Alcance</b> .....	<b>33</b>
<b>1.5. Normativa aplicable</b> .....	<b>34</b>
<b>1.6. Parámetros básicos de diseño</b> .....	<b>36</b>
<b>1.7. Niveles de aislamiento y distancias de seguridad</b> .....	<b>37</b>
<b>1.8. Descripción de las instalaciones y equipos</b> .....	<b>38</b>
1.8.1. Sistema de 132KV .....	39
1.8.2. Sistema de 45KV .....	39
1.8.3. Transformadores de potencia 132/45KV .....	40
<b>1.9. Características de la aparamenta</b> .....	<b>42</b>
1.9.1. Interruptores de potencia .....	42
1.9.2. Seccionadores trifásicos .....	43
1.9.3. Transformadores de intensidad y de tensión .....	44
1.9.4. Pararrayos (Autoválvulas) .....	46
1.9.5. Embarrados .....	47
1.9.6. Aisladores de soporte .....	49
<b>1.10. Servicios generales de la subestación</b> .....	<b>50</b>
1.10.1. Servicios Auxiliares (SSAA) .....	50
1.10.2. Sistema de control, mando y comunicaciones .....	51
1.10.3. Equipos de medida .....	52
1.10.4. Sistema de alumbrado .....	52
1.10.5. Sistema de protección .....	53

1.10.6.	Sistema de seguridad .....	53
<b>1.11.</b>	<b>Obra civil.....</b>	<b>55</b>
1.11.1.	Movimiento de tierras.....	55
1.11.2.	Sistema de drenaje, alcantarillado y canalizaciones.....	55
1.11.3.	Cimentaciones y Apoyos eléctricos: postes, pórticos y estructuras metálicas	55
1.11.4.	Vallado .....	56
1.11.5.	Protección ante la corrosión .....	56
1.11.6.	Accesos.....	57
1.11.7.	Edificaciones .....	57
1.11.8.	Casetas de relés y centro de transformación.....	57
1.11.9.	Planificación de la construcción .....	58
<b>1.12.</b>	<b>Red de tierras .....</b>	<b>59</b>
1.12.1.	Red de tierras inferiores y superiores .....	59
<b>1.13.</b>	<b>Impacto Social y Ambiental.....</b>	<b>60</b>
1.13.1.	Ruidos.....	60
1.13.2.	Incendios.....	60
1.13.3.	Campos electromagnéticos .....	61
1.13.4.	Integración con el entorno .....	62



## CAPÍTULO 1: MEMORIA

### 1.1. Disposición general

#### 1.1.1. Emplazamiento

La parcela en la que se proyecta esta instalación está ubicada en el término municipal de Bonilla de la Sierra, Ávila.

El terreno tiene como referencia catastral *05038A007000100000QU*, concretamente en las coordenadas  $40^{\circ} 30' 18''N$  y  $5^{\circ} 15' 07'' W$ . El perímetro exterior es de unos  $1662m$ , y cuenta con una superficie aproximada de  $123.705m^2$ .

La cercanía a la carretera Nacional N-110 permite que los accesos para los equipos, maquinaria y materiales necesarios para la fase de construcción, y sus posteriores labores de operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil se puedan ejecutar de manera correcta.

### 1.1.2. Condiciones ambientales

Bonilla de la Sierra es una pequeña localidad enclavada en el Valle del Corneja, al norte de la Sierra de Gredos, haciéndola así parte del Sistema Central. Cuenta con una altitud sobre el nivel del mar considerable, de aproximadamente 1080 metros.

Esta región tiene la categoría de climatología continental, contando con rasgos típicos de un ecosistema montañoso, destacado por tener inviernos fríos y veranos cálidos pero secos, lo que presenta una amplitud térmica considerable.

En la siguiente gráfica se recogen los datos meteorológicos históricos relevantes:

	Valor Promedio	Unidad
Temperatura Máx.	28	° C
Temperatura Mín.	-1	° C
Precipitaciones	22,68	mm
Nubosidad	44,3	%
Velocidad del viento	12,39	km/h
Humedad relativa	59,3	%
Aceleración básica (Coef. sísmico)	0,03	g

Tabla 2-1: Datos meteorológicos en el municipio de Bonilla de la Sierra

Estas condiciones han sido tenidas en cuenta para el diseño y los cálculos de la infraestructura debido a su efecto en la operación de los equipos, siguiendo las consideraciones establecidas para la aparamenta de alta tensión en la norma *IEC 62271*.

El rango de temperatura de funcionamiento para subestaciones de intemperie está establecido para -25°C a 40°C, por lo que en ningún momento se superan estos valores.

En los meses de noviembre a marzo son comunes las heladas, estimándose una media de entre 60 a 80 días de heladas al año. Así mismo, durante el invierno se pueden llegar a dar precipitaciones en forma de nieve, las cuales, si bien se localizan en cotas de alta montaña, podrían suponer acumulaciones de hasta 10cm de nieve.

Por tanto, se han dimensionado las estructuras para que soporten las cargas por acumulación de nieve y formación de hielo, y se han implementado calefactores en los equipos de maniobra como interruptores y seccionadores.

Los sistemas de drenaje se han sobredimensionado en puntos en los que es más probable la acumulación de agua y formación de barro, elevándose los soportes de la aparamenta sobre el suelo para evitar su contacto.

Por último, en base a la norma NCSR-02, se deberán tener en cuenta consideraciones sísmicas para un coeficiente de aceleración sísmica básica entre a 0,04g y 0,08g, por lo que no ha sido tenida en cuenta para esta instalación.

## 1.2. Antecedentes y estado del arte:

Las subestaciones son componentes esenciales de la red de energía, actuando como nodos donde convergen distintos elementos de la red. En estas instalaciones se conectan, dependiendo de su propósito, generación, transporte y distribución de electricidad.

El consumo eléctrico en las zonas rurales está aumentando cada año a la par que el crecimiento industrial y urbanístico, provocando que se tengan que denegar muchas solicitudes de conexión a la red por no disponer de suficiente capacidad de acceso en las subestaciones, necesaria para conectar a los consumidores a la red.

Para suplir este aumento de demanda se está apostando por una transición hacia fuentes de generación basadas en energías renovables, pero, como se ha comentado antes, toda esta nueva generación tiene que ser integrada a la red, ya sea mediante la construcción de nuevas instalaciones o ampliando la infraestructura existente.

En el año 2023, la generación mediante tecnología eólica fue responsable de más del 88,7% de toda la producción de energía generada en la provincia de Castilla y León, situándola como líder en este tipo de infraestructura. Se proyecta que esta tendencia continúe al alza y es por ese motivo que proyectos como el presentado adquieran una relevancia estratégica en cuando a la derivación de la generación a la red de transporte y mallado del sistema.

A finales del año 2023 y mediados del año 2024, quedaron recogidas tres propuestas administrativas para la tramitación de hibridación de los Parques Eólicos de Cabeza Mesá (28,6MW de potencia instalada), Colladillo (30,6MW de potencia instalada) y el Rincón (8MW de potencia instalada) con sus respectivos Parques Solares Fotovoltaicos de mismo nombre y potencia instalada de 27,3MW, 22,5MW y 6MW respectivamente. Toda esta nueva generación será recogida mediante una línea subterránea de 30KV hasta evacuar en una nueva subestación elevadora 30/132KV ubicada en el término municipal de Padiernos (Ávila) de la cual saldrá una línea aérea de 132KV. Además, se proyectará una segunda línea de 132KV hacia la subestación de Cárcabas.

Se propone en este contexto la construcción de una subestación de transporte 132/45KV en el municipio de Bonilla de la Sierra, localidad situada a 30Km del complejo mencionado, de manera que esta sirva de apoyo para la evacuación de la energía generada, reforzando el sistema existente y abriendo una nueva puerta hacia el desarrollo industrial, agrícola y sostenible de la región.

Además de la conexión a los parques eólico y solar, al oeste del emplazamiento se encuentra el embalse de Santa Teresa (potencia instalada de 21MW y capacidad de 496hm<sup>3</sup>), a estas dos subestaciones se les solicitará la conexión a las posiciones de 132KV para alimentar a la subestación, de la cuál saldrán las líneas de 45KV dedicadas a la distribución.

Este proyecto se enmarca en el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026, el cual contempla tanto la ampliación de subestaciones como la construcción de nuevas subestaciones y líneas. Con una inversión de 7.543 millones de euros, el plan supondrá un ahorro de 1.600 millones de euros cuando esté vigente, esto se

conseguirá integrando la energía renovable en el mix energético hasta representar un 67% pudiendo reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> un 66% respecto a los valores de 2019.

La aparamenta eléctrica se puede disponer utilizando distintos tipos de aislante entre sus componentes, el tipo de corte de carga mediante aire (AIS) es la forma más clásica y fácil de mantener, pero es muy voluminosa, por otro lado, encontramos el corte mediante el gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), el cual permite compactar los módulos reduciendo el tamaño de manera muy considerable respecto al aire, siendo ideal para espacios reducidos como ciudades.

Pese a tener excelentes propiedades aislantes, el SF<sub>6</sub>, es un potente gas de efecto invernadero y se le están imponiendo restricciones regulatorias por parte de la Unión Europea. Como alternativa están apareciendo nuevos gases como el C<sub>4</sub>-FN combinado con CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub> y el C<sub>5</sub>-FK, los cuales reducen las emisiones de efecto invernadero en más del 95% pero de momento solo se implementan en aparamenta de baja tensión.

La aparamenta de tipo AIS es el tipo de tecnología más extendida en cuanto a infraestructura eléctrica a nivel mundial, siendo utilizada de manera predominante en subestaciones de alta y media tensión, demostrando ser una solución fiable, con bajo coste y fácil mantenimiento. Su diseño abierto y accesible facilita las labores de inspección y operación, lo que la posiciona en la opción ideal para instalaciones exteriores.

Aunque la tecnología sea tradicional, la aparamenta de tipo AIS está en constante evolución para responder a los desafíos del sistema eléctrico moderno. Uno de los principales avances se encuentra en la digitalización de los componentes que, mediante la integración de sensores inteligentes, permiten realizar mediciones de corriente, tensión, temperatura o vibraciones en tiempo real, de manera que se pueda hacer una detección predictiva de los fallos mediante el análisis de estas magnitudes.

Para que las subestaciones puedan ser operadas de manera remota y autónoma se están integrando plataformas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que permiten emplear los mínimos recursos humanos posibles, de esta forma no solo se optimizan estos recursos, sino que también se fomenta la seguridad operativa de la instalación.

En cuanto a las nuevas generaciones de equipos de aparamenta, su diseño está evolucionando hacia ser más compactos y modulares, lo que facilita enormemente el transporte y montaje, reduciendo así los tiempos de instalación y puesta en marcha. Además, se están desarrollando nuevas formas constructivas para los materiales, los perfiles de los pórticos se están optimizando para reducir su espacio y aumentar las cargas que pueden llegar a soportar, y sus revestimientos en acero galvanizado hacen que mejoren su resistencia a la corrosión.

Por otro lado, se está haciendo una principal consideración a la sostenibilidad ambiental, ya que, si bien el aislamiento en aire utiliza el gas SF<sub>6</sub> en pequeñas dosis y en equipos muy específicos, la tendencia global lleva a una transición de diseños híbridos que reduzcan a cantidades mínimas la presencia del gas, buscando siempre minimizar el impacto.

### 1.3. Objeto

El objeto de este documento es presentar el proyecto "Proyecto Técnico Administrativo de Subestación Transformadora 132/35KV en Bonilla de la Sierra".

Se pretende que este informe sirva como base para realizar la tramitación oficial del proyecto, con la finalidad de obtener los permisos y autorizaciones administrativas y ambientales que permitan llevar a cabo la construcción de la subestación.

Se detallarán las condiciones técnicas de ejecución mediante el diseño y elección de equipos y aparellaje, garantizando el cumplimiento de los requisitos de seguridad establecidos por la normativa vigente, conforme al R.D 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 y el R.D 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* y las ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

### 1.4. Alcance

El diseño de este proyecto permite abordar los problemas de capacidad de acceso a la red en la región, favoreciendo la integración de nuevos desarrollos de generación renovable, promoviendo así el fortalecimiento del sistema eléctrico. De esta manera no solo se impulsa la optimización operativa de la red, sino que se contribuye al desarrollo sostenible y la transición energética.

La elección del emplazamiento se ha realizado considerando tanto la proximidad a infraestructuras existentes, mallando las redes de distribución y transporte actuales y ofreciendo mayor conectividad a los nuevos usuarios, como las restricciones de seguridad, ambientales y operativas reflejadas por los estudios previos realizados.

En cuanto a la obra civil, se planifican los trabajos de movimiento de tierras, creando las cimentaciones y los viales de acceso por carretera de las edificaciones, que incluyen el edificio de control principal, las casetas de relés y el centro de transformación.

Se define la tecnología de aislamiento y la configuración para los dos parques de la subestación de manera que se optimicen el diseño y la operabilidad, eligiendo los equipos con los parámetros y requerimientos técnicos específicos para cada uno, estando justificados mediante sus cálculos correspondientes.

Toda esta infraestructura quedará reflejada en los planos, los cuales recogen los esquemas unifilares de la subestación, el plano en planta de los parques y edificios de control y el plano de implementación sobre el terreno.

Por último, se presenta un presupuesto detallado de los costes de la instalación y se plantea la rentabilidad del proyecto.

## 1.5. Normativa aplicable

Para el diseño de la subestación se han tenido en cuenta las siguientes normas y reglamentos como referencia:

### **Técnica:**

- 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- 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 e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 1371/2007, de 19 de octubre, por el que se aprueba el documento básico «DB-HR Protección frente al ruido» del Código Técnico de la Edificación y se modifica el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 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.
- Normativa UNE

### **Legal y administrativa:**

- Ley24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- RealDecreto1955/2000, 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.

### **Ambiental y urbanística:**

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Real Decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Carreteras.
- Red Natura 2000.
- Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.

### **Seguridad y prevención de riesgos:**

- Ley 31/1995, de Prevención de Riesgos Laborales
- Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 2267/2004: Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud de las obras de construcción.
- 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 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- 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 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 dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

## 1.6. Parámetros básicos de diseño

El primero de los aspectos clave en el diseño de una subestación es su configuración, para su elección, hay que atender a características como la versatilidad, seguridad, fiabilidad, capacidad de ampliación, criticidad, coste comparativo y la funcionalidad del sistema eléctrico, que se utiliza como punto de partida.

Recogiendo lo anterior, la configuración elegida es la doble barra, tanto para el parque de 132kV como para el de 45kV, este modelo cuenta con dos barras dispuestas de manera paralela y una posición de acoplamiento que las interconecta a través de un grupo de seccionadores y un interruptor. Una configuración en doble barra otorga una mayor flexibilidad en la operación, ya que el acoplamiento permite transferir la alimentación entre las barras, separando y aislando los circuitos cuando sea necesario, ya sea en trabajos de mantenimiento o situaciones de falta. En este caso, cada una de las barras actuaría de manera totalmente independiente y utilizarían las posiciones de líneas o de transformador que necesiten.

El segundo de los parámetros es la tecnología de aislamiento, en este caso la instalación es de tipo AIS (Air Insulated Switchgear), que utiliza el aire como medio dieléctrico para asilar los componentes dentro de la subestación. Este tipo de tecnología es ampliamente implementado en redes de alta y media tensión debido a que permite optimizar un equilibrio entre fiabilidad operativa, facilidad de mantenimiento y coste de aparamenta, siendo ideal para entornos rurales.

En la instrucción técnica complementaria *ITC-RAT 04* se incluye una clasificación de las instalaciones de alta tensión basado en las condiciones técnicas y garantías de seguridad atendiendo a la tensión nominal.

La subestación objeto de diseño en este documento entra en la primera categoría en su parque de alta tensión de 132kV y de segunda categoría para el nivel de 45kV. Al tener dos circuitos a distintos niveles de tensión, a nivel administrativo, se decidirá la categoría basándose en su mayor nivel de tensión nominal, siendo por tanto primera categoría.

En base a esto se recoge en la siguiente tabla los valores de los principales parámetros de diseño:

Parámetro	Nivel de tensión		Unidades
Tensión Nominal	132	45	kV
Tensión más elevada	145	52	kV
Tensión soportada frente a falta tipo rayo	650	250	kV
Conexión a neutro	Rígido a tierra	Rígido a tierra	—
Potencia nominal transformadores	75	75	MVA
Intensidad de corta duración (1s)	31,5	25	kA
Duración de defecto trifásico	0,5	0,5	s

Tabla 3-1: Parámetros de diseño de los parques

## 1.7. Niveles de aislamiento y distancias de seguridad

Según 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*, aprobada en el Real Decreto 337/2014, el grupo al que pertenece esta subestación es el grupo B, tensión más elevada del material mayor de 36KV y menor o igual a 245KV.

Las distancias mínimas que deberán tenerse en cuenta en el dimensionado de los conductores y equipos se incluyen a continuación:

Distancias mínimas	132KV	45KV	Unidades
Fase-tierra	1100	480	<i>mm</i>
Fase-fase	1300	480	
Altura mínima sobre pasillos de elementos en tensión no protegidos	4600	4600	<i>mm</i>
Distancia en pasillos de servicios y zona de protección	700	700	<i>mm</i>
Pasillo de maniobra con tensión a un solo lado	1500	1500	<i>mm</i>
Pasillo de maniobra con tensión a ambos lados	2000	2000	<i>mm</i>
Pasillo de inspección con tensión a un solo lado	800	800	<i>mm</i>
Pasillo de inspección con tensión a ambos lados	1000	1000	<i>mm</i>

Tabla 4-1: Distancias mínimas de aislamiento

Todos estos valores se usarán como referencia a la hora de diseñar los planos de la instalación, por razones de seguridad, cuando sea posible, se aplicará un factor de seguridad de al menos un 25% con el fin de evitar contactos accidentales y velar así por la seguridad de los operarios.

## 1.8. Descripción de las instalaciones y equipos

La instalación estará compuesta por dos parques, ambos de intemperie, que permiten realizar una transformación de energía de 132kV a 45kV. Esta transformación nos permite ofrecer tanto suministro a otras subestaciones que puedan transformar la tensión de 45kV a la adecuada para los consumidores, como un punto de nodo de las líneas de 132kV.

Los dos niveles de tensión estarán conectados mediante transformadores de potencia de 75 MVA.

La energía será suministrada por la compañía Eólica Sierra de Ávila S.L a una tensión de 132kV y 50Hz, conectando la subestación con la línea proveniente de los parques eólicos de Cabeza Mesá, El Rincón y Colladillo y la del Embalse de Santa Teresa.

La subestación dispondrá de un total de ocho (8) posiciones de líneas:

- Cuatro (4) para las líneas de la zona de 45kV destinadas a la conexión con subestaciones menores de distribución y líneas reservadas para medianos consumidores.
- Dos (2) posiciones para las líneas de transporte provenientes de la generación más una (1) posición disponible para la línea de transporte saliente de la zona de 132kV.

Además, se destinarán una (1) posiciones de reserva en el parque de 132kV para futuras conexiones a desarrollos de generación renovable en la región.

Cada posición de línea se conecta a una barra principal, permitiendo la transferencia de energía, mantenimiento y operación flexible. A continuación, se presenta un desglose de los equipos necesarios para las posiciones de línea:

- Interruptor de potencia.....Un (1) conjunto trifásico
- Seccionador de línea.....Un (1) conjunto trifásico
- Seccionadores de barras.....Dos (2) conjuntos trifásicos
- Transformadores de corriente (CT).....Tres (3) monofásicos
- Transformadores de tensión (VT).....Tres (3) conjuntos en línea
- Pararrayos.....Tres (3) monofásicos
- Seccionadores de puesta a tierra.....Uno o dos (1 o 2) (no indispensables)

Cada transformador conecta la barra de 132kV con la de 45kV. Las posiciones del transformador requieren elementos en ambos niveles de tensión, cada una de estas posiciones deben permitir proteger, medir y aislar en ambos lados del transformador.

A continuación, se presenta un desglose de los equipos necesarios para las posiciones de transformador:

- Interruptor de potencia.....Un (1) conjunto trifásico
- Seccionadores de barras.....Dos (2) conjuntos trifásicos
- Transformadores de corriente (CT).....Tres (3) monofásicos
- Transformadores de tensión (VT).....Tres (3) conjuntos en línea
- Pararrayos.....Tres (3) monofásicos

Para la posición de acoplamiento de las barras se necesitarán los siguientes equipos:

- Interruptor de potencia.....Un (1) conjunto trifásico
- Seccionadores de barras.....Dos (2) conjuntos trifásicos
- Transformadores de corriente (CT).....Tres (3) monofásicos

### 1.8.1. Sistema de 132KV

El sistema en alta tensión opera a una tensión nominal de 132kV y una frecuencia nominal de 50Hz, está formado por un parque de intemperie con cuatro (4) posiciones de líneas y dos (2) de transformación, la configuración de las barras colectaras está dispuesta en doble barra.

En la normativa *IEC60071* podemos encontrar las características de aislamiento correspondientes exigidas para este nivel de tensión, siendo la tensión de frecuencia industrial soportada de 275kV, mientras que la tensión soportada frente a impulso atmosférico es de 650kV. Estos dos parámetros han sido tenidos en cuenta para calcular los esfuerzos de sobretensiones

Las posiciones de línea de este sistema están compuestas por interruptores de potencia, seccionadores de barras y de línea, transformadores de corriente y de tensión, pararrayos, aisladores, estructuras metálicas de apoyo y conductores desnudos de tipo ACSR.

En cuanto al embarrado, este será de tubo de aluminio montado sobre estructuras tipo pórtico a una altura de 6,5 metros, se dispone de tanto embarrado rígido como flexible en tubos de aluminio, además de un embarrado tendido.

Los aisladores de apoyo serán fabricados en porcelana vitrificada, este compuesto es implementado en subestaciones de intemperie debido a su alta resistencia mecánica y por ofrecer un excelente comportamiento frente a fenómenos climáticos adversos. Estarán dispuestos en una configuración horizontal, contando con doble apoyo por fase, de esta manera se facilita su mantenimiento y se mejorar la seguridad.

### 1.8.2. Sistema de 45KV

El sistema de 45kV representa el nivel de tensión nominal de 45kV y frecuencia de 50Hz, de la misma manera cuenta con cuatro (4) posiciones de líneas y dos (2) de transformación en parque de intemperie y configuración de doble barra colectora.

Este diseño debe cumplir de igual manera los principios de seguridad eléctrica, teniendo un nivel de aislamiento estándar de entre 95-100kV para frecuencia industrial y 250kV para impulsos atmosféricos, estando ambos valores adaptados para una operación segura.

Cada posición de línea estará equipada con interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de medida y protección, pararrayos y otros equipos auxiliares. Las estructuras son más compactas para este nivel de tensión, pudiendo alternar los

conductores entre rígidos o flexibles ya que la instalación en general requiere menor espacio físico.

Los embarrados de 45kV se disponen a una altura de 5,0 metros y se instalan sobre estructuras metálicas menores a las de 132kV, siendo la distancia entre las fases también menores al operar con una tensión significativa reducida.

Se utilizan aisladores compuestos que ofrecen un mejor rendimiento frente al frío, el hielo y la exposición a elementos naturales al encontrarse en un entorno de montaña.

### 1.8.3. Transformadores de potencia 132/45KV

Los transformadores de potencia son los equipos que se encargan de adaptar los niveles de tensión entre los dos parques de la subestación

A continuación, se hace un desglose de las características técnicas principales del transformador:

Parámetro	Valor	Unidades
Potencia nominal	75	MVA
Tensión lado AT (Primario)	132 ± 10%	kV
Tensión lado BT (Secundario)	45	kV
Conexión	YNd11 (Estrella neutro AT – Triángulo BT)	
Tipo de refrigeración	ONAN (aceite natural, aire forzado)	
Nivel de aislamiento AT	650 BIL/275 eficaz	kV
Nivel de aislamiento BT	250 BIL/95 eficaz	kV
Toma de regulación	OLTC (conmutador en carga)	
Pérdidas en vacío	20 – 30	kW
Pérdidas en carga	300 – 400	kW
Impedancia	10 – 14	%

Tabla 5-1: Características de los transformadores de potencia

Al contar con una conexión YNd11, el lado secundario (45kV) está configurado con una disposición en triángulo, esto hace que no haya un neutro accesible en los bores del transformador. Para poder referenciar a tierra el lado de baja del transformador se instala una resistencia de puesta a tierra en zigzag, creando así un neutro artificial que puede conectarse directamente a tierra.

El uso de esta configuración hace que se cuente con un neutro puesto rígidamente a tierra en el devanado secundario del transformador que permite derivar a tierras las faltas que detecte, aportando así una mayor estabilidad al sistema.

La presencia de un campo magnético en el transformador hace que se produzcan pérdidas por histéresis y por la inducción de corrientes parásitas, para reducir estas pérdidas se ha

construido un núcleo magnético con una aleación de acero al silicio y bobinados dispuestos de manera concéntrica, esto hace que se mejoren las propiedades magnéticas y eleva la resistividad del material.

Para la protección del transformador, se incluyen relés Buchholz que detectan la acumulación de los gases y mide los flujos de aceite, junto con indicadores de temperatura y nivel de aceite, así como sondas de telemetría que mida en tiempo real las oscilaciones. En la posición de transformador se cuenta además con dos conjuntos de pararrayos, seccionadores, interruptores y transformadores de medida a ambos niveles de tensión.

Al estar la subestación ubicada en un entorno con condiciones exigentes, los transformadores se han diseñado para ofrecer una alta resistencia a las inclemencias ambientales y las oscilaciones térmicas. Se les instalará un sistema de refrigeración ONAN natural, que refuerza la disipación térmica mediante aletas sin la necesidad de utilizar ventiladores y garantiza un adecuado funcionamiento para todo su rango de carga. Además, el recubrimiento exterior incluye la aplicación de una pintura anticorrosiva de tipo C4 que refuerza la durabilidad frente lluvias y nevadas.

Durante las fases de operación, los transformadores son equipos que pueden producir un alto nivel de ruido, para asegurarse que no se respetan los niveles de emisión sonora permitidos, se han instalado soportes anti vibratorios y se han instalado pantallas acústicas alrededor de los equipos.

Por último, como medida preventiva, con el fin de evitar residuos y derrames, los transformadores han sido equipados con unas mallas de recogida de aceite y válvulas de alivio que liberen la presión para minimizar el impacto en caso de fugas.

El encargado de suministrar los transformadores de potencia es la empresa ABB, que a partir de las especificaciones técnicas descritas con anterioridad podrá desarrollar los modelos necesarios

## 1.9. Características de la aparamenta

En este apartado se detallan las características de los distintos equipos que componen la aparamenta de la subestación en base a los criterios establecidos en el reglamento técnico complementario *ITC-RAT 06* y las características de la subestación.

### 1.9.1. Interruptores de potencia

Los interruptores son los equipos encargados de la maniobra, es decir, permitir la apertura o el cierre del circuito de las líneas en condiciones nominales de funcionamiento ( y en condiciones de falta o mantenimiento en la que sean necesarios para aislar circuitos) teniendo la capacidad de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito.

El código ANSI (American National Standards Institute) para un interruptor es el 52.

#### - Parque de 132kV:

El interruptor elegido para este nivel de tensión ha sido el modelo 3AP1 FG de Siemens, cuenta con la denominación 3AP por tratarse de un interruptor de tanque vivo, es decir, que sus cámaras de corte están encapsuladas en vez de ir conectadas a tierra.

Se ha elegido el tanque vivo debido a que es más compacto, tiene un menor consumo de gas SF6 y es más económico que su homólogo de tanque muerto.

En la siguiente tabla se recogen las principales características del interruptor:

Característica	Siemens 3AP1 FG	Unidades
Tensión nominal	145	<i>kV</i>
N.º de cámaras de extinción por polo	1	
Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1min	275	<i>kV</i>
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50µs)	650	<i>kV</i>
Tensión de prueba de impulso de maniobra	-	-
Corriente nominal, hasta	4000	<i>A</i>
Corriente nominal de corta duración, hasta	40	<i>kA</i>
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	40	<i>kA</i>
Rango de Tª	±55	ºC
Frecuencia	50	<i>Hz</i>
Tiempo de apertura	60	<i>ms</i>
Ciclo nominal de operación	<i>0 – 0,3 s – CO – 3 min – CO o CO – 15 s – CO</i>	
Tiempo de ruptura	3 ciclos	

Tabla 6-1: Características de los interruptores de potencia del parque de 132kV

-Parque de 45kV:

En este caso el interruptor elegido ha sido el modelo EDF-5K de HITACHI, también de tanque vivo.

Se ha elegido este modelo por su buena relación entre coste de adquisición y operación-mantenimiento, además de que es fácil de transportar y montar gracias a su diseño compacto.

La siguiente tabla recoge sus principales características:

Característica	HITACHI EDF-5K	Unidades
Tensión nominal	52	kV
Tensión de resistencia a impulsos rayo	250	kV
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50µs)	650	kV
Corriente nominal	2500	A
Corriente nominal de interrupción de cortocircuito	31,5	kA
Rango de T <sup>a</sup>	±40	°C
Frecuencia	50	Hz
Tiempo de apertura	60	ms

Tabla 7-1: Características de los interruptores de potencia del parque de 45kV

### 1.9.2. Seccionadores trifásicos

Los seccionadores son también equipos de maniobra que sirven para aislar ciertas partes de los circuitos de las líneas de tal forma que se pueda ver a simple vista si está cerrado o abierto, los seccionadores deben siempre maniobrar en vacío (sin corriente). La principal diferencia respecto los interruptores es que los seccionadores no interrumpen corriente de carga ni de cortocircuito.

Los seccionadores elegidos son seccionadores de columnas giratorias, están formados por columnas de aislamiento que soportan unos brazos en su parte superior que al rotar cierran o abren el circuito. Son los más utilizados en subestaciones de intemperie debido a su facilidad de instalación en distintas disposiciones y por ofrecer un amplio rango de tensiones de operación.

El código ANSI (American National Standards Institute) para un seccionador es el 89.

En instalaciones con niveles de tensión inferiores a 220kV el uso de seccionadores pantógrafos no está justificado desde el punto de vista económico y técnico, ya que, si bien ofrecen las ventajas como la operación en espacios reducidos y una mayor rigidez mecánica, su coste elevado no compensa. Es por esto por lo que, se ha optado por equipar solo seccionadores de columnas para ambos parques.

-Parque de 132:

Para el seccionador de columnas se ha elegido el modelo 3DN1 de Siemens con las siguientes características:

Característica	Siemens 3DN1	Unidades
Tensión nominal	145	kV
Corriente nominal, hasta	4000	A
Corriente nominal de corta duración, hasta	160	kA
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	63 – 3	kA – s
Rango de T <sup>a</sup>	±55	°C

Tabla 8-1: Características de los seccionadores de columnas del parque de 132kV

-Parque de 45kV:

Para el seccionador de columnas se ha elegido el modelo SGC/SGCP de Mesa con las siguientes características

Característica	Mesa SGC/SGCP	Unidades
Tensión nominal	52	kV
Corriente nominal, hasta	1250	A
Corriente nominal de corta duración, hasta	95	kA
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	31,5 – 3	kA – s
Rango de T <sup>a</sup>	±55	°C

Tabla 9-1: Características de los seccionadores de columnas del parque de 45kV

### 1.9.3. Transformadores de intensidad y de tensión

El objetivo de estos transformadores es reducir el valor de sus respectivas magnitudes (corriente y tensión) que entran por su devanado primario a un nivel inferior normalizado en su devanado secundario, de manera que los aparatos de protección, medida y control puedan tomarlas como referencia para hacer sus cálculos. Este funcionamiento hace que se evite tener que conectarlos a niveles con una tensión elevada que sería peligrosa para las personas y equipos, y precisaría de unas adaptaciones de seguridad especiales

La diferencia entre la conexión de los transformadores es que los de intensidad están conectados en serie, midiendo la intensidad que circula por el devanado primario y reduciéndola al secundario, mientras que los de tensión se conectan en paralelo para medir una diferencia de potencia entre los puntos de sus bornas y de igual manera entregar una tensión proporcional en el lado de baja.

El diseño de estos equipos se ha realizado siguiendo la instrucción *ITC-RAT 08* sobre Transformadores de Medida y Protección.

-Parque de 132kV:

El modelo elegido para el transformador de intensidad es el PA145a de Hitachi, cuyas características se incluyen a continuación:

Característica	HITACHI PA145a	Unidades
Tensión nominal	145	kV
Tensión soportada de frecuencia de potencia nominal a 50 Hz	275 – 60	kV – s
Tensión soportada a impulso por rayo (1,2 x 50µs)	650	kV
Intensidad nominal	50 – 5000	A
Rango de T <sup>a</sup>	±40	°C
Frecuencia	50	Hz

Tabla 10-1: Características de los transformadores de intensidad del parque de 132kV

En cuanto al transformador de tensión se ha elegido el transformador potencial inductivo EMF-E145 de Hitachi, con las siguientes características:

Característica	HITACHI EMF-E145	Unidades
Tensión nominal	145	kV
Tensión soportada de frecuencia de potencia nominal a 50 Hz	275	kV
Tensión soportada a impulso por rayo (1,2 x 50µs)	650	kV
Potencia térmica	4000	VA
Frecuencia	50	Hz

Tabla 11-1: Características de los transformadores de tensión del parque de 132kV

-Parque de 45kV:

El modelo elegido para el transformador de intensidad es el CA-52 de Artech, cuyas características se incluyen a continuación:

Característica	Artech CA-52	Unidades
Tensión nominal	52	kV
Tensión soportada de frecuencia de potencia nominal a 50 Hz	95	kV – s
Tensión soportada a impulso por rayo (1,2 x 50µs)	250	kV
Rango de T <sup>a</sup>	±40	°C
Frecuencia	50	Hz

Tabla 12-1: Características de los transformadores de intensidad del parque de 45kV

En cuanto al transformador de tensión, se ha elegido el transformador potencial inductivo EMF-E052 de Hitachi, con las siguientes características:

Característica	HITACHI EMF-E052	Unidades
Tensión nominal	52	<i>kV</i>
Tensión soportada de frecuencia de potencia nominal a 50 Hz	95	<i>kV</i>
Tensión soportada a impulso por rayo (1,2 x 50µs)	250	<i>kV</i>
Potencia térmica	2000	<i>VA</i>
Frecuencia	50	<i>Hz</i>

Tabla 13-1: Características de los transformadores de tensión del parque de 45kV

#### 1.9.4. Pararrayos (Autoválvulas)

La principal función que tienen los pararrayos es la de derivar las sobretensiones de alta frecuencia transitorias que son producidas por descargas atmosféricas o maniobras de conmutación de apertura y cierre de interruptores, absorbiéndolas, con el fin de que el resto de los equipos queden protegidos frente a este tipo de descargas, evitando así desperfectos y su deterioro.

Se diseñan de forma que actúen antes de que el valor de las sobretensiones de falta alcancen los niveles máximos de tensión del aislamiento de los equipos que están protegiendo, ya que sino quedarían inutilizados.

Encontramos un conjunto estos equipos al principio de las posiciones de las líneas, conectados entre cada fase y tierra, actuando como derivadores de las faltas hacia tierra, además, cada posición de transformación cuenta con un conjunto tanto para el nivel de alta como el de baja tensión.

.-Parque de 132kV:

El modelo elegido es el PEXLIM P144-ZV145 de HITACHI con las siguientes características:

Característica	HITACHI EXLIM P144-ZV145	Unidades
$U_s$ : Tensión máxima	145	<i>kV<sub>rms</sub></i>
$U_r$ : Tensión nominal	145	<i>kV<sub>rms</sub></i>
$U_c$ : Tensión continua máxima	92	<i>kV<sub>rms</sub></i>
Corriente nominal de descarga	20	<i>kA<sub>pico</sub></i>
$F_n$ : Frecuencia nominal	15 – 62	<i>Hz</i>
Capacidad TOV (Temporary Overvoltage)		
1s	158	<i>kV<sub>rms</sub></i>
10s	150	<i>kV<sub>rms</sub></i>

Tabla 14-1: Características de los pararrayos del parque de 132kV

- Parque de 45kV:

El modelo elegido es el PEXLIM P054-ZV052 de HITACHI con las siguientes características:

Característica	HITACHI EXLIM P054-ZV052	Unidades
$U_s$ : Tensión máxima	52	$kV_{rms}$
$U_r$ : Tensión nominal	54	$kV_{rms}$
$U_c$ : Tensión continua máxima	43	$kV_{rms}$
Corriente nominal de descarga	20	$kA_{pico}$
$F_n$ : Frecuencia nominal	15 – 62	Hz
Capacidad TOV (Temporary Overvoltage)		
1s	59,6	$kV_{rms}$
10s	56,6	$kV_{rms}$

Tabla 15-1: Características de los pararrayos del parque de 45kV

**1.9.5. Embarrados**

Los embarrados son el conjunto de conductores (de cobre, aluminio o acero), que se sirven para interconectar los diferentes equipos de la instalación, facilitando el flujo de corriente entre ellos.

Un embarrado está formado por los conductores eléctricos, aisladores de apoyo, una estructura metálica de soporte y las bornas de conexión, y se pueden dividir en varios grupos, habiendo embarrado rígidos primario y secundario, y embarrado de tendido alto flexible.

-Parque de 132kV:

Parámetro	Tipo de Cable		Unidades
	120/100 $\emptyset$	80/70 $\emptyset$	
Aleación	6101 T6 (Al – Mg – Si)		–
Sección	3456	1178	$mm^2$
Peso	9331	3181	$g/m$
Espesor	10	5	$mm$
Intensidad máxima a 65°C	3100	1550	A
Momento de inercia	537	84,80	$cm^4$
Momento de elasticidad	89,5	21,20	$cm^3$
Módulo de Young	70000	70000	$N/mm^2$
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0308		$\mu\Omega \cdot m$
Coefficiente de dilatación lineal	0,023		$mm/m^{\circ}C$
Límite de frecuencia mínimo del material	160		$N/mm^2$

Tabla 16-1. Características de los cables rígidos del embarrado de 132KV

-Parque de 45kV:

Parámetro	Tipo de Cable		Unidades
	80/70 $\emptyset$	50/40 $\emptyset$	
Aleación	6063 T6 (Al – Mg – Si)		–
Sección	1178	707	mm <sup>2</sup>
Peso	3181	1909	g/m
Espesor	5	5	mm
Intensidad máxima a 65°C	1550	1014	A
Momento de inercia	84,80	18,50	cm <sup>4</sup>
Momento de elasticidad	21,20	7,40	cm <sup>3</sup>
Módulo de Young	70000	70000	N/mm <sup>2</sup>
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0308		$\mu\Omega \cdot m$
Coefficiente de dilatación lineal	0,023		mm/m°C
Límite de frecuencia mínimo del material	160		N/mm <sup>2</sup>

Tabla 17-1. Características de los cables rígidos del embarrado de 45kV

-Parques de 132 y 45kV:

Tipo de cable: LA-510 RAIL		
Parámetro	Valor	Unidades
Aleación	ACSR (Steel-reinforced aluminium conductor)	–
Sección del aluminio	483,8	mm <sup>2</sup>
Sección del acero	33,5	mm <sup>2</sup>
Sección total	518,0	mm <sup>2</sup>
N.º de alambres de aluminio	54	–
N.º de alambres de acero	7	–
$\emptyset$ del conductor	29,6	mm
Peso	1600	g/m
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0599	$\Omega$ /km
Resistencia a la tracción	115,80	kN
Intensidad máxima	890	A

Tabla 18-1. Características de los cables flexibles de los embarrados de 132 y 45KV

### 1.9.6. Aisladores de soporte

Los aisladores son los encargados de ofrecer soporte mecánico a los embarrados, fijándolos a la estructura metálica a la vez que proporcionan aislamiento, por tanto, se han dimensionado para sostener el peso de los conductores, resistir esfuerzos por dilatación térmica y condiciones climáticas como los efectos de viento y hielo, y cortocircuitos, de esta manera se garantiza que los embarrados mantengan su geometría y una separación que permita la operación y maniobra de forma segura.

#### - Parque de 132kV:

Se ha elegido el modelo C8-650 de POINSA para ambos embarrados, estos tienen las siguientes características:

Parámetro	Valor	Unidades
Mínima carga de rotura a Flexión	8000	<i>N</i>
Mínima carga de rotura a Torsión	4000	<i>N</i>
Altura del aislador montado	1500	<i>mm</i>
Altura del aislador sobre el suelo	2500	<i>mm</i>
Ø máximo de la parte aislante	350	<i>mm</i>

Tabla 19-1: Características de los aisladores de soporte del parque de 132kV

#### -Parque de 45kV:

Se ha elegido el modelo C6-200 de POINSA para ambos embarrados, estos tienen las siguientes características:

Parámetro	Valor	Unidades
Mínima carga de rotura a Flexión	6000	<i>N</i>
Mínima carga de rotura a Torsión	2000	<i>N</i>
Altura del aislador montado	560	<i>mm</i>
Altura del aislador sobre el suelo	2000	<i>mm</i>
Ø máximo de la parte aislante	215	<i>mm</i>

Tabla 20-1: Características de los aisladores de soporte del parque de 45kV

## 1.10. Servicios generales de la subestación

### 1.10.1. Servicios Auxiliares (SSAA)

El sistema de servicios auxiliares se encarga de la alimentación de los servicios generales de la subestación, su instalación hace posible que los equipos funcionen tanto en las condiciones de operación normales como en el caso de un corte de suministro.

El grado de criticidad por pérdida de suministro eléctrico en un equipo hace que requiera un tipo u otro de alimentación, en este sentido, los servicios auxiliares pueden dividirse en dos grupos diferenciados: servicios auxiliares en corriente alterna (CA) y servicios auxiliares en corriente continua (CC).

#### Servicios auxiliares de corriente alterna

Alimentan a los sistemas de alumbrado interior y exterior, los sistemas de climatización y ventilación, el sistema de fuerza y de los equipos rectificadores de c.a/c.c. Están configurados en una simple barra partida con dos partidas de alimentación:

- Transformador de servicios auxiliares: Del devanado secundario del transformador de potencia sale una línea de media tensión 45kV hasta un centro de transformación prefabricado monobloque Ormazabal, este centro reduce la tensión hasta 400 Vac de los que se alimentan las barras.  
Esta conexión se realiza mediante un cable subterráneo hasta el centro de transformación que se ubica en la sala de servicios auxiliares del edificio principal.
- Grupo electrógeno: Estos equipos son los encargados de mantener operativos los servicios críticos, arrancando de manera independiente cuando se produce un corte de suministro prolongado.  
Se cuenta con un grupo de la marca Caterpillar C18 de 250kVA, con unas tensiones de salida de 400/230 Vac a 50Hz, este cuenta con un depósito de combustible que tiene una capacidad para 48h de autonomía.

Estos dos equipos aseguran la redundancia de los SSAA suministrando energía a:

- Cuadro general de corriente alterna de la sala de servicios auxiliares del edificio principal
- Cuadro de distribución del edificio de control, que integra las cargas que reciben alimentación del cuadro principal con el sistema de alumbrado y fuerza.
- Cuadro de distribución de las casetas de relés.

#### Servicios auxiliares de corriente continua

Estos se conectan a las barras de corriente alterna por medio de rectificadores, y se encargan de garantizar la continuidad operativa cuando se produce una pérdida total de suministro, incluso de la alimentación de corriente alterna. Se encargan de la alimentación de los elementos más críticos dos sistemas.

- Sistema de 125Vcc: Suministra la energía a los sistemas de control, mando y protección, los sistemas de comunicaciones, el alumbrado de emergencia y

señalización de alarmas y los motores de accionamiento de interruptores y seccionadores.

Está formado por unos sistemas de rectificador-batería, alimentados desde el cuadro general de servicios auxiliares con entrada a 400Vca y salida a 125Vca. Las baterías tienen una autonomía de 8h, de manera que puedan aportar el suministro eléctrico a los equipos en caso de falta de conexión.

- Sistema de 48Vcc: Está destinado a la alimentación de los sistemas de telecomunicaciones y telecontrol, formados también por un grupo rectificador-batería que se alimentan de la entrada a 400Vca.

El sistema de 125Vcc está configurado en una simple barra partida, mientras que el sistema de 48Vcc está configurado en dos barras independientes.

### **1.10.2. Sistema de control, mando y comunicaciones**

Se ha optado por implementar un sistema de telecontrol que permita controlar la subestación de manera remota, para ello, en el ordenador de la unidad central se ha instalado un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que supervisa en tiempo real las redes de la instalación y manda las órdenes de maniobra.

En cuanto a la red de comunicaciones, unos cables ethernet de fibra óptica conectarán los SCADA con unas unidades de control IED (Intelligent Electronic Device), que recogen las señales de los equipos y se las mandan a la unidad central, automatizando así las operaciones de mando.

Los armarios para las comunicaciones, control y mando se ubican en el edificio de control, en sus salas correspondientes, y están alimentados a través del cuadro de servicios auxiliares de corriente continua.

En las comunicaciones se ha implementado un protocolo PRP (Parallel Redundancy Protocol) que sirve para asegurar la redundancia del sistema y que actúen de manera independiente en caso de caída de suministro al disponer de dos canales independientes, y para que las redes estén sincronizadas y manden las señales en tiempo real se aplicará un protocolo PTP (Precision Time Protocol)

Los protocolos para la conexión de los equipos de control, protección y comunicaciones de la subestación en un mando único se han diseñado siguiendo lo establecido en la norma *IEC 61850*.

### 1.10.3. Equipos de medida

Estos equipos se encargan de supervisar los valores de distintas magnitudes como la tensión, intensidad, las potencias activa y reactiva, la frecuencia, y en general todas las magnitudes compuestas que se derivan de las anteriores.

Al realizar un control en tiempo real son capaces de detectar y predecir anomalías en los procedimientos de operación y generar una respuesta de manera consecuyente.

Los equipos de medida que se han instalado en la subestación son:

- Transformadores de tensión e intensidad: Se encuentran ubicados en cada posición de líneas y en las de transformadores de potencia. Controlan los valores de la tensión e intensidad que los atraviesan en su devanado primario y las reducen a un valor medible no peligroso en el devanado secundario. Se pueden calibrar con distintas clases de presión que expresan el error en la medida en relación con el valor nominal, estas varían dependiendo de las necesidades, estando los transformadores calibrados con precisión 0.2, con el fin de obtener una alta precisión en la medida.
- Contadores: Están orientados a la medición de los consumos de potencia activa y reactiva para controlar los consumos.
- Analizadores de red: Sirven para detectar parámetros más específicos como pueden ser las distorsiones armónicas de las señales.

### 1.10.4. Sistema de alumbrado

La instalación del alumbrado se divide en tres bloques:

#### Alumbrado Interior:

Aporta la iluminación a las salas del edificio de control y los pasillos. Esta instalación se realizará mediante paneles de luces LED que cuentan con sensores de movimiento, evitando así posibles zonas que queden a oscuras, por este motivo, se contará con una instalación de respaldo de emergencia en caso de corte de suministro.

#### Alumbrado Exterior:

Este sistema se enfoca en las zonas de operación (embarrados, pasillos de maniobra, calles, vallado perimetral), la instalación, basada en focos bidireccionales, se localiza sobre los pórticos y otras estructuras elevadas, contando con una protección IP66 a agua, polvo y otros elementos ambientales por su exposición.

#### Alumbrado de Emergencia:

Actúa como sistema de respaldo manteniendo una iluminación mínima de los equipos críticos antes situaciones de corte de suministro, de manera que se puedan realizar los protocolos de evacuación de personal y la recuperación de la energía. Están alimentados por las baterías de los servicios auxiliares a 48Vcc.

### 1.10.5. Sistema de protección

El sistema de protecciones se encarga de la vigilancia de las magnitudes registradas a través de los transformadores de medida y, cuando detectan un valor que esté fuera de su rango, mandan una orden de disparo hacia los relés de protección.

Según su situación, se han dispuesto las siguientes protecciones:

#### Protección de barras:

- Relé de protección diferencial de barras.....87B

#### Protección de líneas:

- Relé de protección de distancia.....21
- Relé de sobrecorriente instantánea y temporizada.....50/51
- Relé de sobrecorriente direccional.....67
- Relé de reenganche.....79

#### Protección de interruptores:

- Relé de fallo de interruptor.....50BF
- Relé de tensión mínima.....27

#### Protección de transformadores:

Los transformadores de corriente y de tensión cuentan con una clase de precisión distinta a los equipos de medida, se ha usado la clase de precisión estándar 5P20, que representa un error compuesto máximo de un 5% para un valor de 20 veces la corriente nominal. Esta configuración asegura que las señales que reciben tengan la suficiente fiabilidad.

En el caso de las protecciones que cuentan con elementos críticos, estas están duplicadas para asegurar la redundancia (entendida como la existencia de dos o más equipos independientes que cubren una misma función, de manera que si uno falla el otro actúa como respaldo). Esta redundancia es esencial para garantizar la seguridad ante fallos.

Sin embargo, no basta solo con duplicar todos los equipos, la lógica de disparo incluye la selectividad entre protecciones para evitar dobles disparos innecesarios.

Las protecciones se alimentan desde el cuadro de corriente continua a 125Vcc, de esta manera se ofrece al sistema un suministro continuo que garantiza su funcionamiento en caso de corte de suministro.

### 1.10.6. Sistema de seguridad

#### Sistema Anti-Intrusismo:

La instalación cuenta con un sistema de seguridad que evita los accesos no autorizados ajenos a la subestación:

El recinto dispone de un cierre perimetral formado por un vallado metálico equipado con sensores de contacto y vibraciones que se activarán ante intentos de manipulación

A lo largo del perímetro hay distribuidas cámaras de videovigilancia de alta resolución, que están gestionadas por un sistema de monitorización en la sala de control, este realiza un seguimiento en tiempo de real de las inmediaciones del recinto.

Además, los empleados cuentan con tarjetas de identificación para el control de los accesos y, en el caso de las salas más críticas, se han dispuesto controles de códigos PIN y biometría para aumentar la seguridad.

#### Sistema Anti-Incendios:

Este sistema se ha diseñado para realizar un protección predictiva que está basada en una detección temprana, una respuesta rápida y una evacuación segura.

En la Instrucción Técnica Complementaria *ITC-RAT 14 e ITC-RAT 15*, se establecen en detalle la normativa que deben cumplir las instalaciones interiores y exteriores, en base a lo recogido en esos apartados se dispondrán los equipos descritos a continuación:

Las salas del edificio de control cuentan con detectores de humos conectados a una centralita de alarma independiente, que gestionan en tiempo real las señales mandadas por los detectores y mandan la orden de disparo si detectan anomalías. Como refuerzo, se han instalado sistemas de extinción automática mediante rociadores de agua y extintores.

En caso de incendio, una serie de balizas y sirenas situadas a lo largo del complejo emitirán alertas visuales y acústicas. Las zonas de riesgo, rutas de evacuación, puntos de emergencia y contactos de seguridad están correctamente señalizados mediante avisos visuales mediante cartelería y señales luminosas

## **1.11. Obra civil**

Los requisitos que deben cumplir las instalaciones de alta tensión de intemperie están recogidos en la Instrucción Técnica Complementaria *ITC-RAT 15*.

### **1.11.1. Movimiento de tierras**

Las altas cargas estructurales que tienen que ser soportadas por la instalación hacen que la superficie sobre la que se construye tenga que ser estable y compacta, para ello, previo al inicio del resto de trabajos se realizará una preparación del terreno.

Se preparará una plataforma explanada con una dimensión suficiente para que pueda albergar los parques de 132/45 KV y el resto de las edificaciones, esto implica dejar libre de obstáculos la superficie de trabajo, eliminando vegetaciones y malezas que puedan interferir con las labores de obra.

Seguidamente se procede con las tareas de excavación y retirada de tierra, durante estas obras se instalará también la malla de la red de tierras a una profundidad de 0,85 metros.

Para afianzar el terreno, se dispone de una capa superficial de grava de unos 10-15cm de espesor, esta servirá para mejorar el drenaje, limitar el paso de corrientes por la superficie y sumar al aumento de la resistividad superficial. Esta capa actúa además como una barrera ante las corrientes de paso y de contacto en caso de faltas a tierra, aumentando a la seguridad de la instalación.

### **1.11.2. Sistema de drenaje, alcantarillado y canalizaciones**

Las altas precipitaciones de la zona hacen necesario disponer de un correcto sistema de tubos de drenaje para evacuar las aguas, con el fin de evitar la acumulación del agua y la formación de charcos que puedan afectar al aislamiento y la seguridad.

La subestación contará con un sistema de drenaje superficial de pendientes, cunetas y rejillas que evacuen el agua de lluvia, junto con un sistema de recogida de aguas pluviales formado por arquetas y canaletas que conectan con un pozo de infiltración.

### **1.11.3. Cimentaciones y Apoyos eléctricos: postes, pórticos y estructuras metálicas**

Los parámetros de diseños usados para definir las cimentaciones se han obtenido en base a un estudio geotécnico realizado con anterioridad al inicio del proyecto, este estudio ha reflejado aspectos relevantes como la capacidad portante del terreno, la estratigrafía del suelo, necesaria para calcular las cargas en los apoyos y el nivel freático, que determina la profundidad máxima para de las cimentaciones.

Las cimentaciones para el edificio de control se realizarán en hormigón armado para poder soportar las altas cargas estructurales.

En cuanto a los apoyos eléctricos, estos son las estructuras que dan soporte físico a los elementos de la aparamenta. En función de las aplicaciones y las cargas a los que se ven sometidos, se han dispuesto distintos tipos de apoyos:

Los pararrayos y transformadores se han subido sobre postes de acero, colocándose distintos tipos de tamaño de postes para las dimensiones de los dos parques, y se han diseñado para soportar agentes climáticos como cargas por hielo y viento.

Los pórticos están conformados por columnas verticales de acero unidas en su parte superior por una viga dándoles su distintiva estructura en forma de “H”. Están diseñados para soportar las líneas y aparamenta en paralelo, facilitando que las fases circulen a través de ellos de manera compacta.

Los equipos de aparamenta más pesados como interruptores y seccionadores utilizan otro tipo de estructuras metálicas, que siguen el mismo concepto que los postes, pero estando compuestos de varias capas de acero soldadas para poder soportar un peso mayor, esto provoca que su costo aumente tanto en material como en montaje.

Los postes se anclarán al suelo mediante cimentaciones de hormigón armado, mientras que los pórticos y estructuras metálicas con zapatas de pata de elefante.

Como se ha ido comentando, todos estos apoyos deben ser capaces de soportar altas cargas debido a viento, hielo, pesos propios de los equipos y esfuerzos eléctricos. Los cálculos para estos esfuerzos se detallan el apartado de cálculos de este documento.

Además, los apoyos irán conectados al sistema de puesta a tierra mediante conductores o picas para asegurar que las tensiones de falta se deriven a tierra de forma correcta.

#### **1.11.4. Vallado**

Se levantará un vallado alrededor del perímetro del recinto para protegerlo contra accesos no autorizados, velando así por la seguridad de la instalación, este discurrirá de manera ininterrumpida mediante una valla de altura mínima de 2,2 metros.

El material elegido es una malla metálica galvanizada con unas cimentaciones de zapatas de hormigón armado, este material es no conductor y se ha puesto a tierra al contener elementos metálicos. El vallado incluye puertas con cierre de bloqueo y señalización de peligro eléctrico para disuadir a terceras personas.

#### **1.11.5. Protección ante la corrosión**

Los elementos metálicos de la obra como canalizaciones, estructuras y soportes tienen que estar correctamente protegidos contra la corrosión, especialmente al tratarse de un ambiente húmedo con altas precipitaciones.

Para contrarrestar este efecto se recubrirán los equipos con un aislante galvanizado, pintura epóxica antioxidante y se utilizarán aceros inoxidable o aleaciones resistentes cuando sea necesario.

#### **1.11.6. Accesos**

Los accesos a la instalación se harán mediante un carretera que parte desde la N-110, se cuenta con accesos destinados tanto a peatones como a vehículos mediante un pavimento asfaltado de una anchura suficiente para que puedan transitar por él la maquinaria y camiones de mayores dimensiones.

Estos accesos están representados en el plano en planta general de la subestación.

#### **1.11.7. Edificaciones**

El edificio general de control se ubicará dentro del recinto de la subestación, en cuanto a su distribución interior, se encuentran la sala de la unidad central de mando, en la que están instaladas las celdas de control y los sistemas SCADA, la sala de comunicaciones, una sala para el cuadro de servicios auxiliares, un aseo de uso para el personal y un almacén.

Enterrado debajo del edificio se instalará el depósito de recogida de agua de lluvia que sirve como refuerzo para el suministro de agua al edificio.

Por último, se contará con un sistema de calefacción y ventilación para contrarrestar las variaciones de temperatura a lo largo del año, un sistema de iluminación con alumbrado de emergencia, y sistemas antiincendios y anti-intrusismo.

Características del edificio principal:

Dimensiones.....4m x 25m x 12m (alto x largo x ancho)

#### **1.11.8. Casetas de relés y centro de transformación**

Las casetas de relés tienen como función ofrecer un entorno controlado en el que alojar en su interior a los relés de protección, los armarios para las comunicaciones y los cuadros de servicios auxiliares para su alimentación. Además, cuentan con un sistema de ventilación y calefacción, y con un alumbrado de emergencia. Se instalan dos casetas prefabricadas en hormigón armado en cada parque, suministradas por la empresa Forpol.

El centro de transformación reduce la tensión desde los transformadores de potencia hacia un centro prefabricado monobloque de la marca Ormazabal desde el cuál se alimentan los servicios auxiliares. Junto a él, se dispone un grupo electrógeno Caterpillar C18 que sirve como alimentación de refuerzo en caso de pérdida de suministro.

**1.11.9. Planificación de la construcción**

A continuación, se incluye una planificación estimada del proyecto y el propósito de cada fase:

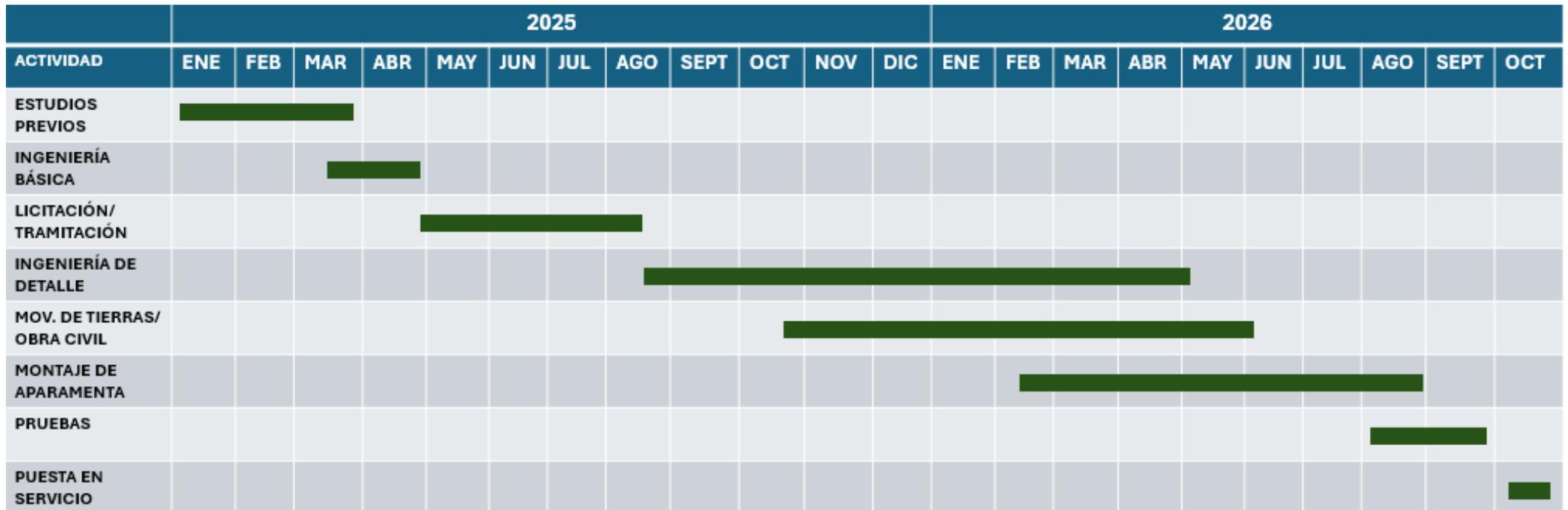


Ilustración 1: Diagrama de Gantt con la planificación del proyecto

## 1.12. Red de tierras

El diseño de las instalaciones de puesta a tierra se ha hecho de acuerdo con los reglamentos establecidos en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT 13.

### 1.12.1. Red de tierras inferiores y superiores

#### Red de tierras inferior (subterránea):

La red de tierras inferior tiene como objetivo disipar a tierra de forma segura las corrientes de defecto y sobretensiones (descargas atmosféricas o fallos eléctricos), garantizando así que las tensiones de paso, contacto y transferencia estén por debajo de los límites de seguridad. Esta red interconecta los elementos metálicos como pórticos, las carcasas de los transformadores, los pararrayos y los embarrados.

A continuación, se presentan los datos para el diseño preliminar de la red:

Parámetros	Valor	Unidades
$\rho$ : Resistividad del terreno	200	$\Omega \cdot m$
$\rho^*$ : Resistividad de la capa superficial	3000	$\Omega \cdot m$
$R_g$ : Resistencia máxima de tierra	$\leq 1$	$\Omega$
Dimensiones del recinto	210x160	$m^2$
Distancia entre conductores de malla	10	$m$
Profundidad del conductor	0.85	$m$
Diámetro del conductor (Cu desnudo)	110	$mm^2$
$t$ : Tiempo de despeje de falta	0,5	$s$
N.º de varillas	1 cada 50 m	

Tabla 21-1: Características de diseño de la red de tierras inferior

#### Red de tierras superior:

La red de tierras superior tiene como objetivo establecer un equipotencial entre estructuras metálicas aéreas, proporcionando protección principalmente ante descargas atmosféricas, desviando la corriente de rayo hacia la red subterránea, esta protección se realiza mediante hilos de guarda y pararrayos.

Los hilos de guarda están formados por un cable de acero galvanizado ACSR, y están montados en la parte alta de los pórticos de entrada a las líneas. Las uniones de las conexiones estarán soldadas y se conectan a la red de tierras inferiores a través de bajantes de tierra, que conducen las corrientes de defecto hacia el sistema enterrado. La conexión entre los hilos de guarda y los pararrayos se realiza mediante uniones equipotenciales, que interconectan entre sí a las estructuras metálicas.

## **1.13. Impacto Social y Ambiental**

### **1.13.1. Ruidos**

Para analizar los ruidos generados por la instalación hay que diferenciar entre las fases en las que se pueden producir, por un lado, durante la fase de movimiento de tierras y la obra civil las principales fuentes sonoras derivan del transporte de materiales mediante camiones, el tránsito de maquinaria pesada como grúas y excavadoras, los trabajos de cimentación y el montaje de estructuras metálicas. Mientras que, en la operación se generan ruidos provenientes de los transformadores de potencia, el efecto corona en las líneas de alta tensión y la conmutación en la maniobra de interruptores y seccionadores.

Las medidas para la reducción de ruido se orientan en torno a estas dos fases, en primer lugar, se ha contactado con el ayuntamiento de Bonilla para presentar los planes de trabajo y coordinar los horarios de obra. En concreto, el terreno de la subestación se encuentra lo suficientemente alejado de los núcleos urbanos como para no perturbar las horas de descanso, sin embargo, se instalarán barreras acústicas temporales como sistema preventivo.

Para las maniobras de operación, se instalarán pantallas de aislamiento entre los transformadores de potencia que reduzcan la propagación del sonido y la propia distribución de los equipos se ha diseñado de manera que se favorezca a la contención del ruido. La elección de equipos modernos también contribuye a la disminución del ruido al contar con tecnología mejor adaptada.

En el perímetro exterior del recinto se dispondrán elementos paisajísticos como barreras de árboles y taludes que actúen como filtros acústicos y a su vez, ayuden a la integración con el entorno.

### **1.13.2. Incendios**

La prevención de los incendios es un aspecto fundamental debido al impacto devastador que tienen sobre las subestaciones: altos costes de reparación, pérdida del suministro, indemnizaciones y sanciones.

Los aceites presentes en los transformadores y los aislantes orgánicos que recubren los cables son algunos de los elementos más propensos a incendiarse, por otro lado, el tipo de incidencias más habitual son las descargas atmosféricas (rayos), arcos eléctricos producidos por sobretensiones y calentamiento en las uniones debido a cortocircuitos y sobrecargas.

Para minimizar su impacto, se enumeran una serie de medidas de prevención que se han implementado:

### Protecciones pasivas:

Son las protecciones que sirven para prevenir la aparición de los incendios, intentar frenar su propagación y como fin último ayudar a su extinción. No están directamente relacionadas con la intervención humana, sino más bien soluciones constructivas.

Se han utilizado materiales ignífugos para las estructuras de los edificios y los aislantes, las malezas y arbustos que puedan suponer una fuente de propagación en caso de incendio se han eliminado en todo el recinto y se han implementado cortafuegos entre los transformadores mediante fosos colectores de aceite en caso de derrame.

### Protecciones activas:

Como dispositivos empleados específicamente para la extinción de incendios, se contará con una centralita de alarma que alerte mediante señales acústicas y visuales cuando se detecte un incendio y con aspersores y extintores en las distintas salas del edificio de control para una extinción manual.

### **1.13.3. Campos electromagnéticos**

En las instalaciones eléctricas se pueden generar tanto campos magnéticos como campos eléctricos derivados de la presencia de elementos en tensión como barras colectoras, interruptores de potencia y líneas de alta tensión cuando se crean diferencias de potencial entre ellos o entre estos y las tomas de tierra, y a los flujos de corriente eléctrica entre los equipos.

Si bien estos campos son inherentes a la subestación, sus niveles varían en función de los valores de las magnitudes, la propia disposición de los equipos y la distancia a la fuente del campo.

Los efectos derivados a su exposición van desde descargas eléctricas y sensación de cosquilleo al entrar en contacto con elementos en tensión, hasta contracciones musculares y fibrilación ventricular. Sin embargo, los aspectos más nocivos solo se dan cuando se produce una exposición prolongada y a altas densidades de corriente.

Para minimizar los efectos derivados sobre las personas y animales, se han implementado una serie de medidas preventivas siguiendo las indicaciones de la ICNIRP (Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación No Ionizante):

La distancia entre las barras colectoras y conductores se ha reducido al máximo admisible, haciendo así que los campos magnéticos se cancelen entre ellos parcialmente, además, las propias barras se han elevado para aumentar la distancia respecto al suelo, reduciendo así la exposición del personal.

El terreno elegido para la instalación se encuentra alejado de los principales núcleos urbanos de la región, asegurándose así de respetar la distancia de seguridad, sin embargo, con el fin de reforzar la seguridad se han implementado barreras naturales rodeando el recinto de manera que contribuyan al apantallamiento.

#### **1.13.4. Integración con el entorno**

La subestación se encuentra en una ubicación cercana a la Sierra de Gredos (con categoría de Parque Regional) y de la Sierra de la Panamera y Serrota (incluida en el plan Red Natura 2000), la normativa ambiental en estas situaciones obliga a que las instalaciones construidas en la zona se diseñen de manera que reduzcan lo máximo posible el impacto ambiental.

El terreno elegido para la instalación está clasificado como terreno rural no urbanizable, por lo que se dispone de una subestación convencional de intemperie, en este sentido, para su integración se implementarán pantallas vegetales naturales, zonas arboladas, se utilizarán desniveles naturales que la oculten a la vista y se pintarán los equipos en tonos verdosos para que se mimeticen con el paisaje.

En el exterior del recinto, un vallado perimetral impedirá el acceso de la fauna y como protección adicional, los equipos con elementos a tensión han sido elevados para evitar contactos accidentales, se ha evitado que las luces exteriores apunten a zonas frecuentadas por mamíferos y aves y se ha reducido la altura de los pórticos para liberar el espacio.

Algunos animales son sensibles a frecuencias no audibles por lo humanos, por lo que los elementos más sonoros como los transformadores de potencia han sido recubiertos por pantallas acústicas y montados en bases antivibración para limitar el impacto sonoro.



## ÍNDICE CAPÍTULO 2

ÍNDICE CAPÍTULO 2 .....	64
CAPÍTULO 2: CÁLCULOS .....	67
<b>2.1. Objeto</b> .....	<b>67</b>
<b>2.2. Niveles de aislamiento</b> .....	<b>67</b>
<b>2.3. Determinación de distancias mínimas</b> .....	<b>68</b>
2.3.1. Distancias fase-tierra y fase-fase .....	68
2.3.2. Distancias en pasillos de servicio y zonas de protección .....	68
2.3.3. Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales .....	69
<b>2.4. Embarrados</b> .....	<b>70</b>
2.4.1. Hipótesis de diseño.....	70
2.4.2. Consideraciones de diseño.....	71
2.4.3. Embarrados para el nivel de 132kV .....	72
2.4.3.1. Cálculos mecánicos del embarrado principal de 132kV .....	73
1. Corriente de pico admisible.....	73
2. Tensiones en el tubo .....	73
3. Reacciones sobre los aisladores de soporte .....	76
4. Flecha del tubo .....	77
5. Elongación del embarrado .....	77
6. Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	78
7. Intensidad nominal de las barras .....	78
2.4.3.2. Cálculos mecánicos del embarrado secundario de 132kV .....	79
1. Corriente de pico admisible.....	79
2. Tensiones en el tubo .....	79
3. Reacciones sobre los aisladores de soporte .....	82
4. Flecha del tubo .....	83
5. Elongación del embarrado .....	83
6. Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	83
7. Intensidad nominal de las barras .....	84
2.4.4. Embarrados para el nivel de 45kV .....	85
2.4.4.1. Cálculos mecánicos del embarrado principal de 45kV .....	86
1. Corriente de pico admisible.....	86
2. Tensiones en el tubo .....	86
3. Reacciones sobre los aisladores de soporte .....	89

4.	Flecha del tubo .....	90
5.	Elongación del embarrado .....	90
6.	Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	91
7.	Intensidad nominal de las barras .....	91
2.4.4.2.	Cálculos mecánicos del embarrado secundario de 45kV .....	92
1.	Corriente de pico admisible.....	92
2.	Tensiones en el tubo .....	92
3.	Reacciones sobre los aisladores de soporte .....	95
4.	Flecha del tubo .....	96
5.	Elongación del embarrado .....	96
6.	Esfuerzo térmico en cortocircuito.....	96
7.	Intensidad nominal de las barras .....	97
<b>2.5.</b>	<b>Efecto corona.....</b>	<b>98</b>
2.5.1.	Tensión disruptiva crítica.....	98
<b>2.6.</b>	<b>Distancias entre embarrados tendidos.....</b>	<b>100</b>
2.6.1.	Hipótesis de diseño .....	100
2.6.2.	Desplazamiento debido a efectos del viento.....	100
2.6.3.	Efectos debidos a la corriente de cortocircuito.....	101
2.6.4.	Fuerza de tensión por oscilación .....	105
2.6.5.	Aproximación de los conductores .....	106
2.6.6.	Distancia mínima entre conductores.....	107
<b>2.7.</b>	<b>Cálculo de la red de tierra .....</b>	<b>108</b>
	Red de tierras inferiores.....	108
2.7.1.	Hipótesis de diseño .....	108
2.7.2.	Conductor de la malla de tierra.....	108
2.7.3.	Resistividad del terreno .....	109
2.7.4.	Tensiones de paso y de contacto máximas admisibles .....	110
2.7.5.	Dimensionado de la malla de tierra .....	112
2.7.6.	Resistencia de puesta a tierra.....	112
2.7.7.	Intensidad de defecto y elevación de potencial de la malla.....	113
2.7.8.	Tensiones reales de paso y de contacto .....	114
<b>2.7.9.</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>115</b>
	Red de tierras superiores.....	116
<b>2.8.</b>	<b>Selección de auto válvulas.....</b>	<b>117</b>



## CAPÍTULO 2: CÁLCULOS

### 2.1. Objeto

El objetivo de este capítulo es justificar claramente las decisiones adoptadas y establecer con claridad los criterios técnicos considerados durante el proceso de diseño de la instalación y la elección de los equipos, presentando el detalle de los cálculos realizados.

Para la subestación diseñada de 132/45kV, se tienen las siguientes características:

Parámetro	Valor		Unidad
$U_n$ : Tensión nominal	132	45	kV
$U_{max}$ : Tensión más elevada	145	52	kV
$F_n$ : Frecuencia nominal	50	50	Hz
$I_{cc_{1\phi}}$ : Intensidad de cortocircuito monofásico	15	16	kA
$I_{cc_{3\phi}}$ : Intensidad de cortocircuito trifásico	18	20	kA
$I_{max}$ : Intensidad máxima admisible	31,5	25	kA
$I_k$ : Intensidad de pico máxima admisible	79	63	kA

Tabla 22-2: Datos de partida para los cálculos

### 2.2. Niveles de aislamiento

En la Instrucción Técnica Complementaria *ITC-RAT 12* se establecen los valores normalizados de aislamiento, basándose en las tensiones soportadas nominales, teniendo este criterio en cuenta, se han realizado unos niveles de aislamiento que correspondería con el Grupo B: Tensión más elevada del material mayor a 36kV y menor a 245kV.

Para este nivel de tensiones, la elección del aislamiento se hace en función de las sobretensiones soportadas de tipo rayo. En la siguiente tabla se especifican los niveles de aislamiento:

Parámetro	Valor		Unidades
$U_m$ : Tensión más elevada del material	52	145	$kV_{eficaces}$
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial	95	275	$kV_{eficaces}$
Tensión soportada nominal a impulsos tipo rayo	250	650	$kV_{cresta}$
Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)	480	1300	mm

Tabla 23-1: Niveles de aislamiento de los parques

## 2.3. Determinación de distancias mínimas

La instalación deben garantizar que las tensiones soportadas tanto entre los elementos en tensión, como entre estos y tierra, deben ser como mínimo iguales a las tensiones nominales descritas en el apartado 2.2. *Niveles de aislamiento*.

Estas distancias se han determinado en base a criterios puramente eléctricos, sin embargo, han determinadas situaciones de funcionamiento que incrementan las distancias para tener en cuenta factores como esfuerzos mecánicos derivados de corrientes de cortocircuito, efectos climáticos como viento o hielo, y otros requisitos de seguridad

En concreto, en la instrucción se establece que esos valores son aplicables para instalaciones ubicadas a una altitud igual o inferior a los 1000 metros sobre el nivel del mar. En el caso de instalación diseñada, su altitud aproximada es de 1100 metros, por lo que se ha aplicado un factor de incremento a la distancia de un 1,4% por cada 100 metros que sobrepasen sobre los 1000 metros, a razón de compensar la rigidez dieléctrica.

### 2.3.1. Distancias fase-tierra y fase-fase

De acuerdo con los niveles de aislamiento y según lo indicado en la instrucción *ITC-RAT 12*, las distancias mínimas entre fase-fase y fase tierra en 132 y 45kV son de 132 y 49 cm respectivamente (Una vez aplicado el factor de corrección de 1,4%).

Se ha decidido que las distancias efectivas entre fase-fase y fase-tierra en 132 y 45kV sean 250cm y 150cm respectivamente.

### 2.3.2. Distancias en pasillos de servicio y zonas de protección

En la instrucción *ITC-RAT 14*, se establece que la anchura de los pasillos de servicio debe ser suficiente para permitir una fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento de personas y el transporte de aparatos en operaciones de montaje o revisión.

La anchura mínima de los pasillos se establece como:

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

Según la instrucción *ITC-RAT 15*, los elementos en tensión no protegidos que se sitúan sobre pasillos, deberán estar a una altura mínima “H” sobre el suelo, medida como:

$$H = 250 + d$$

- $d$  : distancia mínima de aislamiento fase-tierra en cm

$$H_{min-132kV} = 250 + 132 = 382 \text{ cm} = 3,82 \text{ m}$$

$$H_{min-45kV} = 250 + 49 = 299 \text{ cm} \approx 3,00 \text{ m}$$

Como complemento a estas dimensiones, se ha determinado que la altura mínima que deben tener los equipos se ubiquen en pasillos de servicio sea de 250 cm sobre el nivel del suelo.

### 2.3.3. Distancias en zonas de protección contra contactos accidentales

Con el objetivo de evitar contactos accidentales que se produzcan desde el exterior de la instalación con elementos en tensión, se establecen una serie de distancias de seguridad mínimas entre estos y el vallado, medidas en horizontal, que se indican a continuación:

(Es necesario recalcar que no se podrá disponer de pasillos de servicio en zonas en las que la altura al suelo de la parte más baja de un elemento a tensión sea inferior a 220 cm).

Para elementos en tensión, la altura de estos al cierre debe ser superior a :

$$G = 150 + d$$

- $d$  : distancia mínima de aislamiento fase-tierra en cm

$$G_{min-130kV} = 150 + 132 = 282 \text{ cm} = 2,82 \text{ m}$$

$$G_{min-45kV} = 150 + 49 = 199 \text{ cm} \approx 2,00 \text{ m}$$

En el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, más concretamente en el *ITC-LAT 07*, se establecen las distancias al terreno de los conductores desnudos, debiendo situarse a una altura de:

$$H = D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

- $D_{el}$  : distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir descargas disruptivas de conductores de fase en sobretensiones

$$H_{min-130kV} = 5,3 + 1,20 = 650 \text{ cm} = 6,5 \text{ m}$$

$$H_{min-45kV} = 5,3 + 0,6 = 590 \text{ cm} = 5,9 \text{ m}$$

## 2.4. Embarrados

En este diseño, se ha elegido una configuración de doble barra.

En consecuencia, los embarrados se proyectan para que sean aplicables para ambas barras, correspondiendo a su vez cada par de barras a cada nivel de tensión (132kV y 45kV).

### 2.4.1. Hipótesis de diseño

La potencia de cortocircuito trifásica se ha estimado basándose en el “*Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2023*”, y tomando como referencia el nudo LASTRAS 400, se presentan los siguientes parámetros:

a) Parque de 132kV:

- $I_{max-3\phi}$  .....31,5 kA
- Relación R/X.....0,07
- Duración de defecto trifásico.....0,5s

Para el embarrado principal se ha seleccionado un tubo de aleación de aluminio de 120/100mmØ, con una luz entre aisladores de 15m y una distancia entre fases de 2,5m.

En el embarrado secundario rígido se empleará un tubo de aleación de aluminio de 80/70mmØ, con una luz entre aisladores de 10m y una distancia entre fases de 2,5m. Por su parte, el embarrado secundario flexible estará construido en cable de tipo LA-510 RAIL.

b) Parque de 45kV:

- $I_{max-3\phi}$  .....25 kA
- Relación R/X.....0,07
- Duración de defecto trifásico.....0,5s

El embarrado principal se realizará en tubo de aleación de aluminio de 80/70mmØ, con una luz entre aisladores de 7m y distancia entre fases de 1,5m.

En cuanto al embarrado secundario rígido, este estará compuesto por tubo de aluminio de 40/30mmØ, con una luz entre aisladores de 5m y una distancia entre fases de 1,5m. El embarrado secundario flexible estará formado por conductor LA-510 RAIL.

### 2.4.2. Consideraciones de diseño

Según la instrucción *ITC-LAT 07*, la zona en la que se sitúa la subestación entra en la Zona C de sobrecargas motivadas por las condiciones climáticas, al posicionarse a una altura superior a los 1000m sobre el nivel del mar.

Para las sobrecargas motivadas de un manguito de hielo se considerará que los conductores y cables de tierra son sometidos a un valor de:

$$0,36 \cdot \sqrt{d} \text{ daN por metro lineal}$$

- $d$  : diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

En cuanto a las fuerzas provocadas por la acción del viento sobre los conductores, la presión del viento ocasiona una fuerza transversal a la dirección de la línea, a la vez que provoca un aumento de tensión en los conductores. La fuerza del viento sobre un apoyo será:

$$F_c = q \cdot d \cdot \frac{a_1 + a_2}{2} \text{ daN}$$

- $d$  : Diámetro del conductor en metros.
- $a_1, a_2$  : longitudes de los vanos adyacentes en metros.
- $q$  : presión del viento.

Para conductores con un diámetro superior a 16mm, la ecuación resultante queda como:

$$F_c = 50 \cdot \left(\frac{V_v}{120}\right)^2$$

Teniendo en cuenta que las rachas de viento pueden alcanzar una velocidad máxima de  $V_v = 90\text{km/h}$ , la presión del viento equivalente se podría estimar en:

$$F_c = 50 \cdot \left(\frac{90}{120}\right)^2 = 28,125 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

Mientras que la fuerza del viento sobre las caderas de aisladores se podría calcular como:

$$F_c = 70 \cdot \left(\frac{90}{120}\right)^2 = 39,375 \frac{\text{daN}}{\text{m}^2}$$

### 2.4.3. Embarrados para el nivel de 132kV

Las características de los cables rígidos se exponen a continuación:

Parámetro	Tipo de Cable		Unidades
	120/100 $\phi$	80/70 $\phi$	
Aleación	6101 T6 (Al – Mg – Si)		–
Sección	3456	1178	mm <sup>2</sup>
Peso	9331	3181	g/m
Espesor	10	5	mm
Intensidad máxima a 65°C	3100	1550	A
Momento de inercia	537	84,80	cm <sup>4</sup>
Momento de elasticidad	89,5	21,20	cm <sup>3</sup>
Módulo de Young	70000	70000	N/mm <sup>2</sup>
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0308		$\mu\Omega \cdot m$
Coefficiente de dilatación lineal	0,023		mm/m°C
Límite de frecuencia mínimo del material	160		N/mm <sup>2</sup>

Tabla 24-2: Características de los cables rígidos del embarrado de 132KV

En cuanto a las características del cable flexible:

Tipo de cable: LA-510 RAIL		
Parámetro	Valor	Unidades
Aleación	ACSR (Steel-reinforced aluminium conductor)	–
Sección del aluminio	483,8	mm <sup>2</sup>
Sección del acero	33,5	mm <sup>2</sup>
Sección total	518,0	mm <sup>2</sup>
N.º de alambres de aluminio	54	–
N.º de alambres de acero	7	–
$\phi$ del conductor	29,6	mm
Peso	1600	g/m
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0599	$\Omega$ /km
Resistencia a la tracción	115,80	kN
Intensidad máxima	890	A

Tabla 25-2: Características de los cables flexibles del embarrados de 132kV

Por último, los cables se mantienen en su posición en los embarrados gracias a los aisladores de soporte que evitan que la corriente eléctrica se transfiera a la estructura metálica o a tierra. Concretamente, se ha elegido el modelo C8-650 de POINSA para ambos embarrados, estos tienen las siguientes características:

Parámetro	Valor	Unidades
Mínima carga de rotura a Flexión	8000	N
Mínima carga de rotura a Torsión	4000	N
Altura del aislador montado	1500	mm
Altura del aislador sobre el suelo	2500	mm
Ø máximo de la parte aislante	350	mm

Tabla 26-2: Características de los aisladores del parque de 132kV

### 2.4.3.1. Cálculos mecánicos del embarrado principal de 132kV

- 1. Corriente de pico admisible:** Representa la máxima corriente instantánea que un equipo puede soportar durante una condición de falta.

$$I_k = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{max-3\phi} = 80,809 \text{ kA} \approx 81 \text{ kA}$$

- $k$  : Factor de relación R/X del sistema
- $I_{max-3\phi}$  : Corriente de cortocircuito trifásico máxima

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \approx 1,814$$

- 2. Tensiones en el tubo:** En este apartado se realizan los cálculos que determinarán si el tubo de las barras resistirá a las tensiones provocadas por esfuerzos del viento y el hielo, el efecto del propio peso del tubo y los esfuerzos por cortocircuitos.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot 0,12 \text{ m} = 45,96 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $P_v$  : Presión del viento a 90 km/h.
- $d$  : Diámetro exterior del tubo en metros.

- b) Esfuerzos por el peso del cable:

$$F_{peso-total} = F_{peso-tubo} = P_{tubo} \cdot g = 9,331 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 91,53 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

A este valor hay que añadirle el peso del cable amortiguador, que en el caso del cable LA-510 sería:  $1,6 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot \frac{4}{3} = 20,928 \frac{\text{N}}{\text{m}}$

- $P_{tubo}$  : Peso del tubo.

- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- c) Esfuerzos por hielo:

$$F_h = 0,36 \cdot \sqrt{d} \cdot g \cdot \rho_{hielo} \cdot e = 0,36 \cdot \sqrt{0,12} \text{ m} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,01 \text{ m} = 11,01 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $d$  : Diámetro exterior del cable en metros.
- $\rho_{hielo}$  : Densidad del del hielo.
- $e$  : Espesor de una capa de hielo.

- d) Esfuerzos por cortocircuito:

Miden la fuerza total que actúa sobre los conductores de fase en cualquier instante, se obtiene como la suma de la fuerza de tracción estática y la fuerza dinámica.

Todos los cálculos se han realizado siguiendo las indicaciones de la norma IEC 865-1 "Cálculo de los efectos de cortocircuito" conocida ahora como IEC 62271-207.

- I. Esfuerzos estáticos:

$$F_{est} = 0,886 \cdot \frac{\mu_o \cdot I_k^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,886 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}} \cdot (81 \cdot 10^3 \text{ kA})^2}{2 \cdot \pi \cdot 2,5 \text{ m}} = 465,0438 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.

- II. Esfuerzos dinámicos: están relacionados con la frecuencia de vibración del tubo, a partir de esta frecuencia se pueden calcular los coeficientes de los esfuerzos debidos a cortocircuitos:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{1,57}{15^2 \text{ m}^2} \cdot \sqrt{\frac{70000 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \cdot 537 \text{ cm}^4}{\frac{112,45 \frac{\text{N}}{\text{m}}}{9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}}}} = 1,26 \text{ Hz}$$

- $J$  : Momento de inercia de la sección.
- $m$  : Masa del tubo + amortiguador.
- $E$  : Módulo de Young.
- $\gamma$  : Factor de corrección para vigas de un solo vano.
- $l$  : Longitud del vano.

Los coeficientes de los esfuerzos son:

- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,198$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log\left(\frac{fc}{f}\right) = 1,98$$

- $k$  : Coeficiente de relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal.
- $f$  : Frecuencia nominal.
- Adjuntar gráficas

La tensión soportado por el tubo bajo carga debido al esfuerzo dinámico es:

$$\sigma_m = V_r \cdot V_\sigma \cdot \beta \cdot \frac{F_{est} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 0,198 \cdot 1,98 \cdot \frac{465,04 \frac{N}{m} \cdot 15^2 m^2}{8 \cdot 89,5 cm^3} = 57,29 \frac{N}{mm^2}$$

- $\beta$  : 1
- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $F_{est}$  : Fuerza estática por unidad de longitud.
- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

La tensión total del tubo se calcula como la suma geométrica de las distintas cargas, siguiendo la ecuación:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W}$$

- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $P$  : Distribución de la carga que produce el esfuerzo

Esfuerzos por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{45,96 \frac{N}{m} \cdot 15^2 m^2}{81,95 cm^4} = 15,77 \frac{N}{mm^2}$$

Esfuerzos por peso:

$$\sigma_p = \frac{1}{8} \cdot \frac{112,45 \frac{N}{m} \cdot 15^2 m^2}{81,95 cm^4} = 38,59 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos por hielo:

$$\sigma_h = \frac{1}{8} \cdot \frac{11,01 \frac{N}{m} \cdot 15^2 m^2}{81,95 cm^4} = 3,77 \frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{max} = \sqrt{(\sigma_m + \sigma_v)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2} = 84,45 \frac{N}{mm^2}$$

Hay que aplicar el coeficiente de seguridad:

$$C = \frac{R_{p0,2}}{\sigma_{max}} = \frac{160}{89,27} = 1,79$$

Según la norma CEI 865 el tubo debe soportar como mínimo:

$$\sigma_{max} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

$$84,45 \leq 1,49 \cdot 160 = 238,52 \frac{N}{mm^2}$$

- $q$  : Factor de resistencia del conductor.

$$q = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4}$$

- $d$ : Diámetro exterior del conductor.
- $t$  : Diferencia entre diámetro exterior e interior del conductor.
- $R_{p0,2}$  : Límite de frecuencia mínimo del material.

Como resultado de todos los cálculos realizados en este apartado, se puede concluir que se cumple correctamente con los criterios relativos a los embarrados tubulares, siendo la máxima tensión soportada por el mismo mayor a los esfuerzos sobre el tubo.

**3. Reacciones sobre los aisladores de soporte:** De acuerdo con lo establecido en la norma *IEC 865-1*, se asume que es en aisladores intermedios son sobre los que recae el esfuerzo máximo, debiendo aplicar un coeficiente de reparto para hacer una superposición de las fuerzas.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{N}{m^2} \cdot 0,12 m = 45,96 \frac{N}{m}$$

- b) Esfuerzos por cortocircuito:

$$F_{cc} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \cdot \frac{\mu_o \cdot I_{max}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,866 \cdot 0,1190 \cdot 1,98 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot (81 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 2,5}$$

$$= 107,1 \frac{N}{m}$$

$$V_f = 0,839 + 3,52 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,6 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,1190$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

- $V_f$  : Factor de carga dependiente.

La suma de todos los esfuerzos sobre el soporte será:

$$F_t = 2 \cdot (F_V + F_{cc}) \cdot l \cdot \alpha = 2 \cdot (45,96 + 107,1) \frac{N}{m} \cdot 15 \text{ m} \cdot 0,5 = 2295,9 \text{ N}$$

- $l$  : Longitud del vano.
- $\alpha$  : Coeficiente de reparto.

Este valor es el que se obtiene para el esfuerzo producido en el eje del tubo situado a 1500mm encima de la cabeza del aislador, cuya altura sobre el suelo son 2,5m.

$$F_t = 2295,9 \cdot \frac{(2500 + 1500)}{2500} = 3673,44 \text{ N}$$

El aislador actúa por tanto con un coeficiente de seguridad de valor:

$$C_s = \frac{F_{max}}{F_t} = \frac{8000 \text{ N}}{3673,44 \text{ N}} = 2,17$$

La normativa estipula que los aisladores deben cumplir con un coeficiente de seguridad mínimo de 1,5, por lo que el dimensionamiento de los aisladores es el correcto.

- 4. Flecha del tubo:** La flecha máxima es la distancia vertical entre la línea recta que une los dos soportes del tubo y el punto más bajo de la flexión provocada por las cargas aplicadas, este valor se obtiene como:

$$f = \frac{P_v \cdot l^4}{185 \cdot E \cdot J} = \frac{112,45 \frac{N}{m} \cdot 15^4 \text{ l}^4}{185 \cdot 70000 \frac{N}{\text{mm}^2} \cdot 537 \text{ cm}^4} = 0,081 \text{ m} = 8,1 \text{ cm}$$

- $P_v$  : Carga vertical distribuida debida al peso,
- $l$  : Longitud del vano.
- $E$  : Módulo de Young.
- $J$  : Momento de inercia.

- 5. Elongación del embarrado:** Representa la dilatación en el conductor debido a los cambios en la temperatura generados por la corriente eléctrica durante la operación de los equipos.

$$\Delta_l = l_o \cdot \alpha \cdot \Delta_\theta = 15\text{m} \cdot 0,023 \text{ mm/m}^\circ\text{C} \cdot (80 - 35) \text{ }^\circ\text{C} = 15,525 \text{ mm}$$

- $l_o$  : Longitud inicial del tubo.
- $\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta_\theta$  : Variación en la temperatura entre las condiciones de servicio y las de montaje.

- 6. Esfuerzo térmico en cortocircuito:** Hace referencia al esfuerzo térmico debido al estrés térmico que experimenta un conductor cuando circula por él una corriente de cortocircuito durante un corto periodo de tiempo.

La intensidad térmica en cortocircuito se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{\theta} = I_{cc} \cdot \sqrt{(m + n)} = 31,5 \text{ kA} \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = 29,12 \text{ kA}$$

- $m, n$  : Coeficientes térmicos de disipación.
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_{cc}$  : Intensidad de cortocircuito trifásico

Esta intensidad debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, calculada como:

$$A \cdot \rho = 3456 \text{ mm}^2 \cdot 120 \text{ A/mm}^2 = 414,72 \text{ kA}$$

- $A$  : Sección del tubo.
- $\rho$  : Densidad de corriente en cortocircuito del aluminio.

Se cumple por tanto que  $I_{\theta} \leq A \cdot \rho$ .

- 7. Intensidad nominal de las barras:** Este apartado sirve para calcular la intensidad nominal máxima en las barras para compararla con los valores nominales calculados a partir de los valores de la potencia nominal de las líneas.

Se ha decidido utilizar una potencia estimada en las posiciones de  $S_{T1} = 150 \text{ MVA}$  (esta potencia corresponde a cada una de las posiciones de líneas de la posición de 132kV).

El cálculo de la corriente nominal sería:

$$I_{132kV} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}} = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV}} = 656,07 \text{ A}$$

Según el fabricante, la intensidad nominal del tubo es de máximo 4200A bajo una temperatura de trabajo de 65°C.

Siguiendo la norma *DIN 43670*, el valor de la intensidad nominal debe ser corregido siguiendo factores como la composición del tubo, la temperatura de operación, la geometría del conductor y la altura de la instalación sobre el nivel del mar.

- $k_i = 0,925$  al tratarse de una aleación de aluminio.
- $k_t = 1,25$  para una temperatura de maniobra de 80°C.
- $k_g = 1$  para perfiles tubulares.
- $k_h = 0,95$  por estar a una altitud de 1100m sobre el nivel del mar.

$$I_{max} = I_n \cdot k_i \cdot k_t \cdot k_g \cdot k_h = 4200 \cdot 0,925 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 0,95 = 4613,43 \text{ A}$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U_{nom} = \sqrt{3} \cdot 4,61 \text{ kA} \cdot 132 \text{ kV} = 1054,77 \text{ MVA}$$

Ambos valores son ampliamente superiores a los nominales.

### 2.4.3.2. Cálculos mecánicos del embarrado secundario de 132kV

- 1. Corriente de pico admisible:** Representa la máxima corriente instantánea que un equipo puede soportar durante una condición de falta.

$$I_k = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{max-3\phi} = 80,809 \text{ kA} \approx 81 \text{ kA}$$

- $k$  : Factor de relación R/X del sistema
- $I_{max-3\phi}$  : Corriente de cortocircuito trifásico máxima

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \approx 1,814$$

- 2. Tensiones en el tubo:** En este apartado se realizan los cálculos que determinarán si el tubo de las barras resistirá a las tensiones provocadas por esfuerzos del viento y el hielo, el efecto del propio peso del tubo y los esfuerzos por cortocircuitos.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot 0,08 \text{ m} = 30,64 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $P_v$  : Presión del viento a 90 km/h.
- $d$  : Diámetro exterior del tubo en metros.

- b) Esfuerzos por el peso del cable:

$$\begin{aligned} F_{\text{peso-total}} &= F_{\text{peso-tubo}} + F_{\text{peso-am}} = P_{\text{tubo}} \cdot g + P_{\text{amortiguador}} \cdot g \cdot \frac{4}{3} = \\ &= 3,181 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} + \frac{4}{3} \cdot 1,6 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 52,13 \frac{\text{N}}{\text{m}} \end{aligned}$$

- $P_{\text{tubo}}$  : Peso del tubo.
- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- $P_{\text{am}}$  : Peso del amortiguador

- c) Esfuerzos por hielo:

$$F_h = 0,36 \cdot \sqrt{d} \cdot g \cdot \rho_{\text{hielo}} \cdot e = 0,36 \cdot \sqrt{0,08} \text{ m} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,01 \text{ m} = 8,98 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $d$  : Diámetro exterior del cable en metros.
- $\rho_{\text{hielo}}$  : Densidad del del hielo.
- $e$  : Espesor de una capa de hielo.
- 

- d) Esfuerzos por cortocircuito:

Miden la fuerza total que actúa sobre los conductores de fase en cualquier instante, se obtiene como la suma de la fuerza de tracción estática y la fuerza dinámica.

Todos los cálculos se han realizado siguiendo las indicaciones de la norma *IEC 865-1* "Cálculo de los efectos de cortocircuito" conocida ahora como *IEC 62271-207*.

I. Esfuerzos estáticos:

$$F_{est} = 0,886 \cdot \frac{\mu_o \cdot I_k^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,886 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{H}{m} \cdot (81 \cdot 10^3 \text{ kA})^2}{2 \cdot \pi \cdot 2,5 \text{ m}} = 465,0438 \frac{N}{m}$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10e-7$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.

II. Esfuerzos dinámicos: están relacionados con la frecuencia de vibración del tubo, a partir de esta frecuencia se pueden calcular los coeficientes de los esfuerzos debidos a cortocircuitos:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{1,57}{10^2 \text{ m}^2} \cdot \sqrt{\frac{70000 \frac{N}{mm^2} \cdot 84,80 \text{ cm}^4}{\frac{52,13 \frac{N}{m}}{9,81 \frac{m}{s^2}}}} = 1,65 \text{ Hz}$$

- $J$  : Momento de inercia de la sección.
- $m$  : Masa del tubo.
- $E$  : Módulo de Young.
- $\gamma$  : Factor de corrección para vigas de un solo vano.
- $l$  : Longitud del vano.

Los coeficientes de los esfuerzos son:

- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,26$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 1,91$$

- $k$  : Coeficiente de relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal.
- $f$  : Frecuencia nominal.
- Adjuntar gráficas

La tensión soportado por el tubo bajo carga debido al esfuerzo dinámico es:

$$\sigma_m = V_r \cdot V_\sigma \cdot \beta \cdot \frac{F_{est} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 0,26 \cdot 1,91 \cdot \frac{465,04 \frac{N}{m} \cdot 10^2 \text{ m}^2}{8 \cdot 21,20 \text{ cm}^3} = 136,16 \frac{N}{mm^2}$$

- $\beta$  : 1

- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $F_{est}$  : Fuerza estática por unidad de longitud.
- $V_{\sigma}$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

La tensión total del tubo se calcula como la suma geométrica de las distintas cargas, siguiendo la ecuación:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W}$$

- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $P$  : Distribución de la carga que produce el esfuerzo

Esfuerzos por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{30,64 \frac{N}{m} \cdot 10^2 m^2}{21,20 cm^4} = 18,06 \frac{N}{mm^2}$$

Esfuerzos por peso:

$$\sigma_p = \frac{1}{8} \cdot \frac{52,13 \frac{N}{m} \cdot 10^2 m^2}{21,20 cm^4} = 30,73 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos por hielo:

$$\sigma_h = \frac{1}{8} \cdot \frac{8,98 \frac{N}{m} \cdot 10^2 m^2}{21,20 cm^4} = 5,29 \frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{max} = \sqrt{(\sigma_m + \sigma_v)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2} = 158,37 \frac{N}{mm^2}$$

Hay que aplicar el coeficiente de seguridad:

$$C = \frac{R_{p0,2}}{\sigma_{max}} = \frac{160}{158,37} = 1,01$$

Según la norma CEI 865 el tubo debe soportar como mínimo:

$$\sigma_{max} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

$$158,37 \leq 1,43 \cdot 160 = 230,03 \frac{N}{mm^2}$$

- $q$  : Factor de resistencia del conductor.  

$$q = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4}$$
- $d$ : Diámetro exterior del conductor.
- $t$  : Diferencia entre diámetro exterior e interior del conductor.
- $R_{p0,2}$  : Límite de frecuencia mínimo del material.

Como resultado de todos los cálculos realizados en este apartado, se puede concluir que se cumple correctamente con los criterios relativos a los embarrados tubulares, siendo la máxima tensión soportada por el mismo mayor a los esfuerzos sobre el tubo.

- 3. Reacciones sobre los aisladores de soporte:** De acuerdo con lo establecido en la norma *IEC 865-1*, se asume que es en aisladores intermedios son sobre los que recae el esfuerzo máximo, debiendo aplicar un coeficiente de reparto para hacer una superposición de las fuerzas.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{N}{m^2} \cdot 0,08 m = 30,64 \frac{N}{m}$$

- b) Esfuerzos por cortocircuito:

$$F_{cc} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \cdot \frac{\mu_o \cdot I_{max}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,866 \cdot 0,19 \cdot 1,91 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot (81 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 2,5}$$

$$= 164,95 \frac{N}{m}$$

$$V_f = 0,839 + 3,52 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,6 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,19$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10e-7$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.
- $V_r$  : Factor de reenganche.
- $V_f$  : Factor de carga dependiente.

La suma de todos los esfuerzos sobre el soporte será:

$$F_t = 2 \cdot (F_v + F_{cc}) \cdot l \cdot \alpha = 2 \cdot (30,64 + 164,95) \frac{N}{m} \cdot 10 m \cdot 0,5 = 1955,9 N$$

- $l$  : Longitud del vano.
- $\alpha$  : Coeficiente de reparto.

Este valor es el que se obtiene para el esfuerzo producido en el eje del tubo situado a 1500mm encima de la cabeza del aislador, cuya altura sobre el suelo son 2,5m.

$$F_t = 1955,9 \cdot \frac{(2500 + 1500)}{2500} = 3129,44 \text{ N}$$

El aislador actúa por tanto con un coeficiente de seguridad de valor:

$$C_s = \frac{F_{max}}{F_t} = \frac{8000 \text{ N}}{3129,44 \text{ N}} = 2,55$$

La normativa estipula que los aisladores deben cumplir con un coeficiente de seguridad mínimo de 1,5, por lo que el dimensionamiento de los aisladores es el correcto.

- 4. Flecha del tubo:** La flecha máxima es la distancia vertical entre la línea recta que une los dos soportes del tubo y el punto más bajo de la flexión provocada por las cargas aplicadas, este valor se obtiene como:

$$f = \frac{P_v \cdot l^4}{185 \cdot E \cdot J} = \frac{52,13 \frac{\text{N}}{\text{m}} \cdot 10^4 \text{ l}^4}{185 \cdot 70000 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \cdot 84,80 \text{ cm}^4} = 0,047 \text{ m} = 4,7 \text{ cm}$$

- $P_v$  : Carga vertical distribuida debida al peso,
- $l$  : Longitud del vano.
- $E$  : Módulo de Young.
- $J$  : Momento de inercia.

- 5. Elongación del embarrado:** Representa la dilatación en el conductor debido a los cambios en la temperatura generados por la corriente eléctrica durante la operación de los equipos.

$$\Delta l = l_o \cdot \alpha \cdot \Delta \theta = 10\text{m} \cdot 0,023 \text{ mm/m}^\circ\text{C} \cdot (80 - 35) ^\circ\text{C} = 10,35 \text{ mm}$$

- $l_o$  : Longitud inicial del tubo.
- $\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta \theta$  : Variación en la temperatura entre las condiciones de servicio y las de montaje.

- 6. Esfuerzo térmico en cortocircuito:** Hace referencia al esfuerzo térmico debido al estrés térmico que experimenta un conductor cuando circula por él una corriente de cortocircuito durante un corto periodo de tiempo.

La intensidad térmica en cortocircuito se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_\theta = I_{cc} \cdot \sqrt{(m + n)} = 31,5 \text{ kA} \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = 29,12 \text{ kA}$$

- $m, n$  : Coeficientes térmicos de disipación.

- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_{cc}$  : Intensidad de cortocircuito trifásico

Esta intensidad debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, calculada como:

$$A \cdot \rho = 1178 \text{ mm}^2 \cdot 120 \text{ A/mm}^2 = 141,36 \text{ kA}$$

- $A$  : Sección del tubo.
- $\rho$  : Densidad de corriente en cortocircuito del aluminio.

Se cumple por tanto que  $I_{\theta} \leq A \cdot \rho$ .

**7. Intensidad nominal de las barras:** Este apartado sirve para calcular la intensidad nominal máxima en las barras para compararla con los valores nominales calculados a partir de los valores de la potencia nominal de las líneas.

Se ha decidido utilizar una potencia estimada en las posiciones de  $S_{T1} = 150 \text{ MVA}$  (esta potencia corresponde a cada una de las posiciones de líneas de la posición de 132kV).

El cálculo de la corriente nominal sería:

$$I_{132kV} = \frac{S_{T1}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}} = \frac{150 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV}} = 656,07 \text{ A}$$

Según el fabricante, la intensidad nominal del tubo es de máximo 1550A bajo una temperatura de trabajo de 65°C.

Siguiendo la norma *DIN 43670*, el valor de la intensidad nominal debe ser corregido siguiendo factores como la composición del tubo, la temperatura de operación, la geometría del conductor y la altura de la instalación sobre el nivel del mar.

- $k_i = 0,925$  al tratarse de una aleación de aluminio.
- $k_t = 1,25$  para una temperatura de maniobra de 80°C.
- $k_g = 1$  para perfiles tubulares.
- $k_h = 0,95$  por estar a una altitud de 1100m sobre el nivel del mar.

$$I_{max} = I_n \cdot k_i \cdot k_t \cdot k_g \cdot k_h = 1550 \cdot 0,925 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 0,95 = 1702,57 \text{ A}$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U_{nom} = \sqrt{3} \cdot 1,702 \text{ kA} \cdot 132 \text{ kV} = 389,26 \text{ MVA}$$

Ambos valores son ampliamente superiores a los nominales.

#### 2.4.4. Embarrados para el nivel de 45kV

Las características de los cables rígidos se exponen a continuación:

Parámetro	Tipo de Cable		Unidades
	80/70 $\phi$	50/40 $\phi$	
Aleación	6063 T6 (Al – Mg – Si)		–
Sección	1178	707	mm <sup>2</sup>
Peso	3181	1909	g/m
Espesor	5	5	mm
Intensidad máxima a 65°C	1550	1014	A
Momento de inercia	84,80	18,50	cm <sup>4</sup>
Momento de elasticidad	21,20	7,40	cm <sup>3</sup>
Módulo de Young	70000	70000	N/mm <sup>2</sup>
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0308		$\mu\Omega \cdot m$
Coefficiente de dilatación lineal	0,023		mm/m°C
Límite de frecuencia mínimo del material	160		N/mm <sup>2</sup>

Tabla 27-2: Características de los cables rígidos del embarrado de 45KV

En cuanto a las características del cable flexible:

Tipo de cable: LA-510 RAIL		
Parámetro	Valor	Unidades
Aleación	ACSR (Steel-reinforced aluminium conductor)	–
Sección del aluminio	483,8	mm <sup>2</sup>
Sección del acero	33,5	mm <sup>2</sup>
Sección total	518,0	mm <sup>2</sup>
N.º de alambres de aluminio	54	–
N.º de alambres de acero	7	–
$\phi$ del conductor	29,6	mm
Peso	1600	g/m
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0599	$\Omega$ /km
Resistencia a la tracción	115,80	kN
Intensidad máxima	890	A

Tabla 28-2: Características de los cables flexibles del embarrado de 45KV

Por último, los cables se mantienen en su posición en los embarrados gracias a los aisladores de soporte que evitan que la corriente eléctrica se transfiera a la estructura metálica o a tierra. Concretamente, se ha elegido el modelo C6-200 de POINSA para ambos embarrados, estos tienen las siguientes características:

Parámetro	Valor	Unidades
Mínima carga de rotura a Flexión	6000	N
Mínima carga de rotura a Torsión	2000	N
Altura del aislador montado	560	mm
Altura del aislador sobre el suelo	2000	mm
Ø máximo de la parte aislante	215	mm

Tabla 29-2: Características de los aisladores del parque de 45kV

#### 2.4.4.1. Cálculos mecánicos del embarrado principal de 45kV

- 1. Corriente de pico admisible:** Representa la máxima corriente instantánea que un equipo puede soportar durante una condición de falta.

$$I_k = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{max-3\phi} = 64,13 \text{ kA} \approx 65 \text{ kA}$$

- $k$  : Factor de relación R/X del sistema
- $I_{max-3\phi}$  : Corriente de cortocircuito trifásico máxima

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \approx 1,814$$

- 2. Tensiones en el tubo:** En este apartado se realizan los cálculos que determinarán si el tubo de las barras resistirá a las tensiones provocadas por esfuerzos del viento y el hielo, el efecto del propio peso del tubo y los esfuerzos por cortocircuitos.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{\text{N}}{\text{m}^2} \cdot 0,08 \text{ m} = 30,64 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $P_v$  : Presión del viento a 90 km/h.
- $d$  : Diámetro exterior del tubo en metros.

- b) Esfuerzos por el peso del cable:

$$\begin{aligned} F_{\text{peso-total}} &= F_{\text{peso-tubo}} + F_{\text{peso-am}} = P_{\text{tubo}} \cdot g + P_{\text{amortiguador}} \cdot g \cdot \frac{4}{3} = \\ &= 3,181 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} + \frac{4}{3} \cdot 1,6 \frac{\text{kg}}{\text{m}} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} = 52,13 \frac{\text{N}}{\text{m}} \end{aligned}$$

- $P_{\text{tubo}}$  : Peso del tubo.

- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- $P_{am}$  : Peso del amortiguador

c) Esfuerzos por hielo:

$$F_h = 0,36 \cdot \sqrt{d} \cdot g \cdot \rho_{hielo} \cdot e = 0,36 \cdot \sqrt{0,08} \text{ m} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,01 \text{ m} = 8,98 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $d$  : Diámetro exterior del cable en metros.
- $\rho_{hielo}$  : Densidad del del hielo.
- $e$  : Espesor de una capa de hielo.

d) Esfuerzos por cortocircuito:

Miden la fuerza total que actúa sobre los conductores de fase en cualquier instante, se obtiene como la suma de la fuerza de tracción estática y la fuerza dinámica.

Todos los cálculos se han realizado siguiendo las indicaciones de la norma IEC 865-1 "Cálculo de los efectos de cortocircuito" conocida ahora como IEC 62271-207.

I. Esfuerzos estáticos:

$$F_{est} = 0,886 \cdot \frac{\mu_o \cdot I_k^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,886 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}} \cdot (65 \cdot 10^3 \text{ kA})^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,5 \text{ m}} = 499,113 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.

II. Esfuerzos dinámicos: están relacionados con la frecuencia de vibración del tubo, a partir de esta frecuencia se pueden calcular los coeficientes de los esfuerzos debidos a cortocircuitos:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{1,57}{7^2 \text{ m}^2} \cdot \sqrt{\frac{70000 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \cdot 84,80 \text{ cm}^4}{\frac{52,13 \frac{\text{N}}{\text{m}}}{9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}}}} = 3.38 \text{ Hz}$$

- $J$  : Momento de inercia de la sección.
- $m$  : Masa del tubo.
- $E$  : Módulo de Young.
- $\gamma$  : Factor de corrección para vigas de un solo vano.
- $l$  : Longitud del vano.

Los coeficientes de los esfuerzos son:

- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

$$V_{\sigma} = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log\left(\frac{fc}{f}\right) = 0,429$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log\left(\frac{fc}{f}\right) = 1,71$$

- $k$  : Coeficiente de relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal.
- $f$  : Frecuencia nominal.
- Adjuntar gráficas

La tensión soportado por el tubo najo carga debido al esfuerzo dinámico es:

$$\sigma_m = V_r \cdot V_{\sigma} \cdot \beta \cdot \frac{F_{est} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 0,429 \cdot 1,71 \cdot \frac{499,113 \frac{N}{m} \cdot 7^2 m^2}{8 \cdot 21,10 cm^3} = 106,28 \frac{N}{mm^2}$$

- $\beta$  : 1
- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $F_{est}$  : Fuerza estática por unidad de longitud.
- $V_{\sigma}$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

La tensión total del tubo se calcula como la suma geométrica de las distintas cargas, siguiendo la ecuación:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W}$$

- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $P$  : Distribución de la carga que produce el esfuerzo

Esfuerzos por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{30,64 \frac{N}{m} \cdot 7^2 m^2}{21,20 cm^4} = 8,85 \frac{N}{mm^2}$$

Esfuerzos por peso:

$$\sigma_p = \frac{1}{8} \cdot \frac{52,13 \frac{N}{m} \cdot 7^2 m^2}{21,20 cm^4} = 15,06 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos por hielo:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{8,98 \frac{N}{m} \cdot 7^2 m^2}{21,20 cm^4} = 2,59 \frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{max} = \sqrt{(\sigma_m + \sigma_v)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2} = 116,47 \frac{N}{mm^2}$$

Hay que aplicar el coeficiente de seguridad:

$$C = \frac{R_{p0,2}}{\sigma_{max}} = \frac{160}{116,47} = 1,37$$

Según la norma CEI 865 el tubo debe soportar como mínimo:

$$\sigma_{max} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

$$116,47 \leq 1,437 \cdot 160 = 230,03 \frac{N}{mm^2}$$

- $q$  : Factor de resistencia del conductor.

$$q = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4}$$

- $d$ : Diámetro exterior del conductor.
- $t$  : Diferencia entre diámetro exterior e interior del conductor.
- $R_{p0,2}$  : Límite de frecuencia mínimo del material.

Como resultado de todos los cálculos realizados en este apartado, se puede concluir que se cumple correctamente con los criterios relativos a los embarrados tubulares, siendo la máxima tensión soportada por el mismo mayor a los esfuerzos sobre el tubo.

**3. Reacciones sobre los aisladores de soporte:** De acuerdo con lo establecido en la norma *IEC 865-1*, se asume que es en aisladores intermedios son sobre los que recae el esfuerzo máximo, debiendo aplicar un coeficiente de reparto para hacer una superposición de las fuerzas.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{N}{m^2} \cdot 0,08 m = 30,64 \frac{N}{m}$$

- b) Esfuerzos por cortocircuito:

$$F_{cc} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \cdot \frac{\mu_o \cdot I_{max}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,866 \cdot 0,376 \cdot 1,71 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot (65 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,5}$$

$$= 313,66 \frac{N}{m}$$

$$V_f = 0,839 + 3,52 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,6 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,376$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10e-7$ ).

- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.
- $V_r$  : Factor de reenganche.
- $V_f$  : Factor de carga dependiente.

La suma de todos los esfuerzos sobre el soporte será:

$$F_t = 2 \cdot (F_V + F_{cc}) \cdot l \cdot \alpha = 2 \cdot (30,64 + 313,66) \frac{N}{m} \cdot 7 \text{ m} \cdot 0,5 = 2410,1 \text{ N}$$

- $l$  : Longitud del vano.
- $\alpha$  : Coeficiente de reparto.

Este valor es el que se obtiene para el esfuerzo producido en el eje del tubo situado a 1500mm encima de la cabeza del aislador, cuya altura sobre el suelo son 2,5m.

$$F_t = 2410,1 \cdot \frac{(2000 + 560)}{2000} = 3084,928 \text{ N}$$

El aislador actúa por tanto con un coeficiente de seguridad de valor:

$$C_s = \frac{F_{max}}{F_t} = \frac{6000 \text{ N}}{3084,928 \text{ N}} = 1,727$$

La normativa estipula que los aisladores deben cumplir con un coeficiente de seguridad mínimo de 1,5, por lo que el dimensionamiento de los aisladores es el correcto.

- 4. Flecha del tubo:** La flecha máxima es la distancia vertical entre la línea recta que une los dos soportes del tubo y el punto más bajo de la flexión provocada por las cargas aplicadas, este valor se obtiene como:

$$f = \frac{P_v \cdot l^4}{185 \cdot E \cdot J} = \frac{52,13 \frac{N}{m} \cdot 7^4 \text{ l}^4}{185 \cdot 70000 \frac{N}{\text{mm}^2} \cdot 84,80 \text{ cm}^4} = 0,0113 \text{ m} = 1,13 \text{ cm}$$

- $P_v$  : Carga vertical distribuida debida al peso,
- $l$  : Longitud del vano.
- $E$  : Módulo de Young.
- $J$  : Momento de inercia.

- 5. Elongación del embarrado:** Representa la dilatación en el conductor debido a los cambios en la temperatura generados por la corriente eléctrica durante la operación de los equipos.

$$\Delta_l = l_o \cdot \alpha \cdot \Delta_\theta = 7 \text{ m} \cdot 0,023 \text{ mm/m}^\circ\text{C} \cdot (80 - 35) \text{ }^\circ\text{C} = 7,245 \text{ mm}$$

- $l_o$  : Longitud inicial del tubo.
- $\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta_\theta$  : Variación en la temperatura entre las condiciones de servicio y las de montaje.

- 6. Esfuerzo térmico en cortocircuito:** Hace referencia al esfuerzo debido al estrés térmico que experimenta un conductor cuando circula por él una corriente de cortocircuito durante un corto periodo de tiempo.

La intensidad térmica en cortocircuito se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_{\theta} = I_{cc} \cdot \sqrt{(m+n)} = 25 \text{ kA} \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = 23,11 \text{ kA}$$

- $m, n$  : Coeficientes térmicos de disipación.
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_{cc}$  : Intensidad de cortocircuito trifásico

Esta intensidad debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, calculada como:

$$A \cdot \rho = 1178 \text{ mm}^2 \cdot 120 \text{ A/mm}^2 = 141,36 \text{ kA}$$

- $A$  : Sección del tubo.
- $\rho$  : Densidad de corriente en cortocircuito del aluminio.

Se cumple por tanto que  $I_{\theta} \leq A \cdot \rho$ .

- 7. Intensidad nominal de las barras:** Este apartado sirve para calcular la intensidad nominal máxima en las barras para compararla con los valores nominales calculados a partir de los valores de la potencia nominal de las líneas.

Se ha decidido utilizar una potencia estimada en las posiciones de  $S_{T2} = 50 \text{ MVA}$  (esta potencia corresponde a cada una de las posiciones de líneas de la posición de 45kV).

El cálculo de la corriente nominal sería:

$$I_{45kV} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 45 \text{ kV}} = 641,50 \text{ A}$$

Según el fabricante, la intensidad nominal del tubo es de máximo 1550A bajo una temperatura de trabajo de 65°C.

Siguiendo la norma *DIN 43670*, el valor de la intensidad nominal debe ser corregido siguiendo factores como la composición del tubo, la temperatura de operación, la geometría del conductor y la altura de la instalación sobre el nivel del mar.

- $k_i = 0,925$  al tratarse de una aleación de aluminio.
- $k_t = 1,25$  para una temperatura de maniobra de 80°C.
- $k_g = 1$  para perfiles tubulares.
- $k_h = 0,95$  por estar a una altitud de 1100m sobre el nivel del mar.

$$I_{max} = I_n \cdot k_i \cdot k_t \cdot k_g \cdot k_h = 1550 \cdot 0,925 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 0,95 = 1702,57 \text{ A}$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U_{nom} = \sqrt{3} \cdot 1,70 \text{ kA} \cdot 45 \text{ kV} = 132,70 \text{ MVA}$$

Ambos valores son ampliamente superiores a los nominales.

### 2.4.4.2. Cálculos mecánicos del embarrado secundario de 45kV

1. **Corriente de pico admisible:** Representa la máxima corriente instantánea que un equipo puede soportar durante una condición de falta.

$$I_k = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{max-3\phi} = 64,13 \text{ kA} \approx 65 \text{ kA}$$

- $k$  : Factor de relación R/X del sistema
- $I_{max-3\phi}$  : Corriente de cortocircuito trifásico máxima

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \approx 1,814$$

2. **Tensiones en el tubo:** En este apartado se realizan los cálculos que determinarán si el tubo de las barras resistirá a las tensiones provocadas por esfuerzos del viento y el hielo, el efecto del propio peso del tubo y los esfuerzos por cortocircuitos.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{N}{m^2} \cdot 0,03 \text{ m} = 19,15 \frac{N}{m}$$

- $P_v$  : Presión del viento a 90 km/h.
- $d$  : Diámetro exterior del tubo en metros.

- b) Esfuerzos por el peso del cable:

$$\begin{aligned} F_{\text{peso-total}} &= F_{\text{peso-tubo}} + F_{\text{peso-am}} = P_{\text{tubo}} \cdot g + P_{\text{amortiguador}} \cdot g \cdot \frac{4}{3} = \\ &= 1,909 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} + \frac{4}{3} \cdot 1,6 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} = 39,65 \frac{N}{m} \end{aligned}$$

- $P_{\text{tubo}}$  : Peso del tubo.
- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- $P_{\text{am}}$  : Peso del amortiguador

- c) Esfuerzos por hielo:

$$F_h = 0,36 \cdot \sqrt{d} \cdot g \cdot \rho_{\text{hielo}} \cdot e = 0,36 \cdot \sqrt{0,05} \text{ m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 900 \frac{kg}{m^3} \cdot 0,01 \text{ m} = 7,10 \frac{N}{m}$$

- $d$  : Diámetro exterior del cable en metros.
- $\rho_{\text{hielo}}$  : Densidad del del hielo.
- $e$  : Espesor de una capa de hielo.

## d) Esfuerzos por cortocircuito:

Miden la fuerza total que actúa sobre los conductores de fase en cualquier instante, se obtiene como la suma de la fuerza de tracción estática y la fuerza dinámica.

Todos los cálculos se han realizado siguiendo las indicaciones de la norma *IEC 865-1* "Cálculo de los efectos de cortocircuito" conocida ahora como *IEC 62271-207*.

## I. Esfuerzos estáticos:

$$F_{est} = 0,886 \cdot \frac{\mu_o \cdot I_k^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,886 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{H}{m} \cdot (65 \cdot 10^3 \text{ kA})^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,5 \text{ m}} = 499,113 \frac{N}{m}$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.

## II. Esfuerzos dinámicos: están relacionados con la frecuencia de vibración del tubo, a partir de esta frecuencia se pueden calcular los coeficientes de los esfuerzos debidos a cortocircuitos:

$$f_c = \frac{\gamma}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} = \frac{1,57}{5^2 \text{ m}^2} \cdot \sqrt{\frac{70000 \frac{N}{\text{mm}^2} \cdot 18,50 \text{ cm}^4}{\frac{39,65 \frac{N}{m}}{9,81 \frac{m}{s^2}}}} = 3,55 \text{ Hz}$$

- $J$  : Momento de inercia de la sección.
- $m$  : Masa del tubo.
- $E$  : Módulo de Young.
- $\gamma$  : Factor de corrección para vigas de un solo vano.
- $l$  : Longitud del vano.

Los coeficientes de los esfuerzos son:

- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

$$V_\sigma = 0,756 + 4,49 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,54 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,44$$

$$V_r = 1 - 0,615 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 1,70$$

- $k$  : Coeficiente de relación entre la frecuencia de vibración y la frecuencia nominal.
- $f$  : Frecuencia nominal.
- Adjuntar gráficas

La tensión soportado por el tubo bajo carga debido al esfuerzo dinámico es:

$$\sigma_m = V_r \cdot V_\sigma \cdot \beta \cdot \frac{F_{est} \cdot l^2}{8 \cdot W} = 0,44 \cdot 1,70 \cdot \frac{499,113 \frac{N}{m} \cdot 5^2 m^2}{8 \cdot 7,40 cm^3} = 157,65 \frac{N}{mm^2}$$

- $\beta$  : 1
- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $F_{est}$  : Fuerza estática por unidad de longitud.
- $V_\sigma$  : Factor de efecto dinámico.
- $V_r$  : Factor de reenganche.

La tensión total del tubo se calcula como la suma geométrica de las distintas cargas, siguiendo la ecuación:

$$\sigma_i = \frac{1}{8} \cdot \frac{P \cdot l^2}{W}$$

- $W$  : Módulo de elasticidad.
- $l$  : Longitud del vano
- $P$  : Distribución de la carga que produce el esfuerzo

Esfuerzos por viento:

$$\sigma_v = \frac{1}{8} \cdot \frac{19,15 \frac{N}{m} \cdot 5^2 m^2}{7,40 cm^4} = 8,08 \frac{N}{mm^2}$$

Esfuerzos por peso:

$$\sigma_p = \frac{1}{8} \cdot \frac{39,65 \frac{N}{m} \cdot 5^2 m^2}{7,40 cm^4} = 16,74 \frac{N}{m}$$

Esfuerzos por hielo:

$$\sigma_h = \frac{1}{8} \cdot \frac{7,10 \frac{N}{m} \cdot 5^2 m^2}{7,40 cm^4} = 2,99 \frac{N}{mm^2}$$

$$\sigma_{max} = \sqrt{(\sigma_m + \sigma_v)^2 + (\sigma_p + \sigma_h)^2} = 166,9 \frac{N}{mm^2}$$

Hay que aplicar el coeficiente de seguridad:

$$C = \frac{R_{p0,2}}{\sigma_{max}} = \frac{160}{166,9} = 0,95$$

Según la norma CEI 865 el tubo debe soportar como mínimo:

$$\sigma_{max} \leq q \cdot R_{p0,2}$$

$$166,9 \leq 1,53 \cdot 160 = 244,8 \frac{N}{mm^2}$$

- $q$  : Factor de resistencia del conductor.

$$q = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^3}{1 - \left(1 - 2 \cdot \frac{t}{d}\right)^4}$$

- $d$ : Diámetro exterior del conductor.
- $t$  : Diferencia entre diámetro exterior e interior del conductor.
- $R_{p0,2}$  : Límite de frecuencia mínimo del material.

Como resultado de todos los cálculos realizados en este apartado, se puede concluir que se cumple correctamente con los criterios relativos a los embarrados tubulares, siendo la máxima tensión soportada por el mismo mayor a los esfuerzos sobre el tubo.

**3. Reacciones sobre los aisladores de soporte:** De acuerdo con lo establecido en la norma *IEC 865-1*, se asume que es en aisladores intermedios son sobre los que recae el esfuerzo máximo, debiendo aplicar un coeficiente de reparto para hacer una superposición de las fuerzas.

- a) Esfuerzos por viento:

$$F_v = P_v \cdot d = 383 \frac{N}{m^2} \cdot 0,05 m = 19,15 \frac{N}{m}$$

- b) Esfuerzos por cortocircuito:

$$F_{cc} = 0,866 \cdot V_f \cdot V_r \cdot \frac{\mu_o \cdot I_{max}^2}{2 \cdot \pi \cdot a} = 0,866 \cdot 0,376 \cdot 1,7 \cdot \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \cdot (65 \cdot 10^3)^2}{2 \cdot \pi \cdot 1,5}$$

$$= 311,83 \frac{N}{m}$$

$$V_f = 0,839 + 3,52 \cdot e^{-1,68 \cdot k} + 0,6 \cdot \log\left(\frac{f_c}{f}\right) = 0,376$$

- $\mu_o$  : Permeabilidad magnética en el vacío ( $4\pi \cdot 10e-7$ ).
- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_k$  : Corriente de pico admisible.
- $V_r$  : Factor de reenganche.
- $V_f$  : Factor de carga dependiente.

La suma de todos los esfuerzos sobre el soporte será:

$$F_t = 2 \cdot (F_v + F_{cc}) \cdot l \cdot \alpha = 2 \cdot (28,53 + 311,83) \frac{N}{m} \cdot 5 m \cdot 0,5 = 1701,8 N$$

- $l$  : Longitud del vano.

- $\alpha$  : Coeficiente de reparto.

Este valor es el que se obtiene para el esfuerzo producido en el eje del tubo situado a 1500mm encima de la cabeza del aislador, cuya altura sobre el suelo son 2,5m.

$$F_t = 1701,8 \cdot \frac{(2000 + 560)}{2000} = 1370,88 \text{ N}$$

El aislador actúa por tanto con un coeficiente de seguridad de valor:

$$C_s = \frac{F_{max}}{F_t} = \frac{6000 \text{ N}}{1370,88 \text{ N}} = 4,37$$

La normativa estipula que los aisladores deben cumplir con un coeficiente de seguridad mínimo de 1,5, por lo que el dimensionamiento de los aisladores es el correcto.

- 4. Flecha del tubo:** La flecha máxima es la distancia vertical entre la línea recta que une los dos soportes del tubo y el punto más bajo de la flexión provocada por las cargas aplicadas, este valor se obtiene como:

$$f = \frac{P_v \cdot l^4}{185 \cdot E \cdot J} = \frac{39,65 \frac{\text{N}}{\text{m}} \cdot 5^4 \text{ l}^4}{185 \cdot 70000 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \cdot 18,50 \text{ cm}^4} = 0,0103 \text{ m} = 1,03 \text{ cm}$$

- $P_v$  : Carga vertical distribuida debida al peso,
- $l$  : Longitud del vano.
- $E$  : Módulo de Young.
- $J$  : Momento de inercia.

- 5. Elongación del embarrado:** Representa la dilatación en el conductor debido a los cambios en la temperatura generados por la corriente eléctrica durante la operación de los equipos.

$$\Delta_l = l_o \cdot \alpha \cdot \Delta_\theta = 5\text{m} \cdot 0,023 \text{ mm/m}^\circ\text{C} \cdot (80 - 35)^\circ\text{C} = 5,175 \text{ mm}$$

- $l_o$  : Longitud inicial del tubo.
- $\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal del tubo.
- $\Delta_\theta$  : Variación en la temperatura entre las condiciones de servicio y las de montaje.

- 6. Esfuerzo térmico en cortocircuito:** Hace referencia al esfuerzo debido al estrés térmico que experimenta un conductor cuando circula por él una corriente de cortocircuito durante un corto periodo de tiempo.

La intensidad térmica en cortocircuito se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$I_\theta = I_{cc} \cdot \sqrt{(m + n)} = 25 \text{ kA} \cdot \sqrt{(0,097 + 0,758)} = 23,11 \text{ kA}$$

- $m, n$  : Coeficientes térmicos de disipación.

- $a$  : Distancia media entre los conductores de cada fase.
- $I_{cc}$  : Intensidad de cortocircuito trifásico

Esta intensidad debe ser menor que la capacidad térmica del tubo, calculada como:

$$A \cdot \rho = 707 \text{ mm}^2 \cdot 120 \text{ A/mm}^2 = 84,80 \text{ kA}$$

- $A$  : Sección del tubo.
- $\rho$  : Densidad de corriente en cortocircuito del aluminio.

Se cumple por tanto que  $I_{\theta} \leq A \cdot \rho$ .

**7. Intensidad nominal de las barras:** Este apartado sirve para calcular la intensidad nominal máxima en las barras, para compararla con los valores nominales calculados a partir de los valores de la potencia nominal de las líneas.

Se ha decidido utilizar una potencia estimada en las posiciones de  $S_{T2} = 50 \text{ MVA}$  (esta potencia corresponde a cada una de las posiciones de líneas de la posición de 45kV).

El cálculo de la corriente nominal sería:

$$I_{45kV} = \frac{S_{T2}}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}} = \frac{50 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 45 \text{ kV}} = 641,50 \text{ A}$$

Según el fabricante, la intensidad nominal del tubo es de máximo 1014A bajo una temperatura de trabajo de 65°C.

Siguiendo la norma *DIN 43670*, el valor de la intensidad nominal debe ser corregido siguiendo factores como la composición del tubo, la temperatura de operación, la geometría del conductor y la altura de la instalación sobre el nivel del mar.

- $k_i = 0,925$  al tratarse de una aleación de aluminio.
- $k_t = 1,25$  para una temperatura de maniobra de 80°C.
- $k_g = 1$  para perfiles tubulares.
- $k_h = 0,95$  por estar a una altitud de 1100m sobre el nivel del mar.

$$I_{max} = I_n \cdot k_i \cdot k_t \cdot k_g \cdot k_h = 1014 \cdot 0,925 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 0,95 = 1113,81 \text{ A}$$

$$S_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U_{nom} = \sqrt{3} \cdot 1,113 \text{ kA} \cdot 45 \text{ kV} = 86,81 \text{ MVA}$$

Ambos valores son ampliamente superiores a los nominales.

## 2.5. Efecto corona

Este fenómeno se hace presente cuando la tensión en un conductor supera un valor crítico y el campo eléctrico en su alrededor se hace lo suficientemente intenso como para ionizar el aire que lo rodea rompiendo su rigidez dieléctrica. El efecto resultante es una pequeña descarga con un brillo azulado, seguida de un zumbido.

### 2.5.1. Tensión disruptiva crítica

El efecto corona empieza a manifestarse a partir de niveles de tensión de 100kV, por lo que es necesario estudiar su efecto para el parque de 132kV de la subestación.

Para ello, usaremos la fórmula de Peek para calcular la tensión disruptiva crítica:

$$V_c = k_r \cdot k_m \cdot g \cdot r \cdot \ln\left(\frac{DMG}{r}\right)$$

- $g$  : Gradiente disruptivo corregido.

$$g = 30 \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r \cdot \delta}}\right)$$

- $\delta$  : Factor de la densidad del aire.

$$\delta = \left(\frac{273 + 20}{273 + T}\right) \cdot \frac{P}{760} = \left(\frac{273 + 20}{273 + 35}\right) \cdot \frac{670}{760} = 0,83$$

- $T$  : Temperatura del aire en grados Celsius.
- $P$  : Presión de aire en milímetros de mercurio a 1100m sobre el nivel del mar.
- $r$  : Radio del conductor en centímetros.
- $DMG$  : Distancia media geométrica entre las fases.

$$D = a \cdot \sqrt[3]{2}$$

- $a$  : Distancia entre las fases.
- $k_r$  : Coeficiente de rugosidad del conductor.
- $k_m$  : Coeficiente medioambiental.

Embarrado principal de 132kV:

$$V_c = 1 \cdot 1 \cdot \left(30 \cdot 0,83 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{6 \cdot 0,83}}\right)\right) \cdot 6 \cdot \ln\left(\frac{2,5 \cdot \sqrt[3]{2}}{6}\right) = 671,55 \text{ kV}$$

Embarrado secundario de 132kV

$$V_c = 1 \cdot 1 \cdot \left(30 \cdot 0,83 \cdot \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{4 \cdot 0,83}}\right)\right) \cdot 4 \cdot \ln\left(\frac{2,5 \cdot \sqrt[3]{2}}{4}\right) = 506,71 \text{ kV}$$

Además, se hará una consideración especial para condiciones climáticas desfavorables que hacen que el coeficiente ambiental pase de un valor de 1 a 0,8:

Embarrado principal de 132kV (condiciones adversas):

$$V_c = 1 \cdot 0,8 \cdot \left( 30 \cdot 0,83 \cdot \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{6 \cdot 0,83}} \right) \right) \cdot 6 \cdot \ln \left( \frac{2,5 \cdot \sqrt[3]{2}}{6} \right) = 537,24 \text{ kV}$$

Embarrado secundario de 132kV (condiciones adversas):

$$V_c = 1 \cdot 0,8 \cdot \left( 30 \cdot 0,83 \cdot \left( 1 + \frac{0,301}{\sqrt{4 \cdot 0,83}} \right) \right) \cdot 4 \cdot \ln \left( \frac{2,5 \cdot \sqrt[3]{2}}{4} \right) = 405,37 \text{ kV}$$

La tensión nominal de los embarrados es de 132kV, si tomamos en cuenta la tensión nominal entre fase-tierra ( se suele utilizar esta tensión ya que el potencial de referencia de la ionización del aire se hace sobre la tierra) obtenemos:

$$V_{\text{fase-tierra}} = \frac{132 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \approx 76,2 \text{ kV}$$

Al comparar este valor con la situación más desfavorable del cálculo de la tensión disruptiva crítica del efecto corona, también referencia al potencial de tierra:

$$76,2 \text{ kV} \leq \frac{405,37 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \leq 234,05 \text{ kV}$$

Esto implica que no se produciría efecto corona en condiciones adversas de funcionamiento, al estar la tensión de servicio muy por debajo de la tensión crítica según Peek.

## 2.6. Distancias entre embarrados tendidos

### 2.6.1. Hipótesis de diseño

Los embarrados tendidos hacen referencia al embarrado flexible que se ha elegido para el embarrado secundario, este está conformado por cable LA-510 RAIL con las siguientes características:

Tipo de cable: LA-510 RAIL		
Parámetro	Valor	Unidades
Aleación	ACSR (Steel-reinforced aluminium conductor)	–
Sección total	518	mm <sup>2</sup>
Ø del conductor	29,6	mm
Peso	1600	g/m
Resistividad eléctrica a 20°C	0,0599	Ω/km
Resistencia a la tracción	115,8	kN
Intensidad máxima	890	A
Módulo de elasticidad	66000	N/mm <sup>2</sup>
Tensión máxima soportada a 50°C	900 (como valor desfavorable rango 750-1000 kg)	kg
Rigidez de los soportes	800	N/m

Tabla 30-2: Características del cable del embarrado flexible tendido

En cuanto a las características de un vano:

Parámetro	Valor		Unidades
Nivel de tensión	132	45	kV
Longitud total	40	20	m
Flecha máx. (3%)	1,2	0,6	m
Distancia entre fases	2,5	1,5	m
Separación entre conductores de la misma fase	0,4	0,4	m
Longitud de las cadenas de aisladores	4,5	1,5	m
Tiempo de despeje de defecto	0,5	0,5	s
Intensidad de cortocircuito máxima	31,5	25	kA

Tabla 31-2: Características de los vanos de ambos parques

### 2.6.2. Desplazamiento debido a efectos del viento

Según la instrucción *ITC-LAT 07*, se tendrá en cuenta el valor más desfavorable para el dimensionado de la esfuerzos del viento, calculados de acuerdo con:

$$F_v = q \cdot \phi_c = 17,4 \frac{kg}{m^2} \cdot 0,0296 m = 0,51 \frac{kg}{m}$$

- $q$  : Presión del viento para 60 km/h.

- $\varnothing_c$  : Diámetro del conductor.

El desplazamiento máximo del conductor se calcula como:

$$\theta_v = \arctg\left(\frac{F_v}{P}\right) = \arctg\left(\frac{0,51}{1,6}\right) = 17,67^\circ$$

- $F_v$  : Fuerza del viento sobre el conductor.
- $P$  : Peso lineal del conductor.

$$d_{max-132} = f_{max} \cdot \text{sen}(\theta) = 0,36m$$

$$d_{max-45} = f_{max} \cdot \text{sen}(\theta) = 0,18 m$$

-  $f_{max}$  : Flecha máxima.

Las distancia mínimas que debe haber entre las fases son:

$$D_{min} = D_{minf-f} + 2 \cdot d_{max} + d_{m-f}$$

$$D_{min-132} = D_{minf-f} + 2 \cdot d_{max} + d_{m-f} = 1,32 m + 2 \cdot 0,36 m + 0,4 m = 2,44 m$$

$$D_{min-45} = D_{minf-f} + 2 \cdot d_{max} + d_{m-f} = 0,49 m + 2 \cdot 0,116 m + 0,4 m = 1,25 m$$

- $D_{minf-f}$  : Distancia mínima entre fases según la *ITC-RAT 12*.
- $d_{max}$  : Desplazamiento máximo debido a la acción del viento.
- $d_{m-f}$  : Distancia mínima entre conductores de la misma fase.

Se comprueba por tanto que los valores elegidos para las distancias entre fases de 2,5m y 1,5m para los parques de 132kV y 45 kV respectivamente, son adecuados al cumplir:

$$a \leq D_{min}$$

- $a$  : Distancia entre las fases.
- $D_{min}$  : Distancia mínima entre las fases

### 2.6.3. Efectos debidos a la corriente de cortocircuito

Para los cálculos de este apartado se tendrá en cuenta lo dispuesto en la norma *CEI 865-1*.

Se calcula la fuerza provocada por un defecto bifásico como:

$$F' = \frac{\mu_o}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{I_{cc-3\phi}^2}{a} \cdot \frac{l_c}{l}$$

- $I_{cc-3\phi}^2$  : Intensidad de cortocircuito trifásica máxima.
- $l_c$  : Longitud del vano sin cadenas.

- $l$  : Longitud del vano.
- $a$  : Distancia entre las fases.
- $\mu_0$  : Permeabilidad magnética del vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ ).

$$F'_{132} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{H}{m}}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{31,5^2 \text{ kA}}{2,5 \text{ m}} \cdot \frac{(40 - 4,5) \text{ m}}{40 \text{ m}} = 52,83 \frac{N}{m}$$

$$F'_{45} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7} \frac{H}{m}}{2\pi} \cdot 0,75 \cdot \frac{25^2 \text{ kA}}{1,5 \text{ m}} \cdot \frac{(20 - 1,5) \text{ m}}{20 \text{ m}} = 57,81 \frac{N}{m}$$

La relación entre la fuerza de cortocircuito y el peso del conductor:

$$r = \frac{F'}{n \cdot m \cdot g}$$

- $F'$  : Fuerza de defecto bifásico.
- $n$  : Número de conductores por fase.
- $m$  : Peso del conductor.
- $g$  : Aceleración de la gravedad.

$$r_{132} = \frac{F'}{m \cdot g} = \frac{52,83 \frac{N}{m}}{2 \cdot 1,6 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2}} = 1,68$$

$$r_{145} = \frac{F'}{m \cdot g} = \frac{57,81 \frac{N}{m}}{2 \cdot 1,520 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2}} = 1,93$$

A partir de estos valores podemos conocer la dirección resultante de la fuerza:

$$\delta i_{132} = \arctg(r_{132}) = 59,23^\circ$$

$$\delta i_{45} = \arctg(r_{45}) = 62,60^\circ$$

Para el cálculo de la flecha se usa la expresión:

$$f_c = \frac{n \cdot m \cdot g \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}}$$

- $F_{st}$  : Fuerza de tracción máxima soportada en las condiciones más desfavorables a 50°C.
- $m$  : Masa del conductor.
- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- $l$  : Longitud del vano.

$$f_{c-132} = \frac{n \cdot m \cdot g \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} = \frac{2 \cdot 1,60 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 40^2 m^2}{8 \cdot (900 kg \cdot 9,81 \frac{m}{s^2})} = 0,71 m$$

$$f_{c-132} = \frac{n \cdot m \cdot g \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} = \frac{2 \cdot 1,60 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 20^2 m^2}{8 \cdot (900 kg \cdot 9,81 \frac{m}{s^2})} = 0,17 m$$

El periodo de oscilación en caso de cortocircuito:

$$T = \frac{2\pi \cdot \sqrt{0,8 \cdot \frac{f_c}{g}}}{\sqrt[4]{1+r^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left(\frac{66,86}{90}\right)^2\right]}$$

- $f_c$  : Flecha debida a cortocircuito.
- $g$  : Aceleración de la gravedad.
- $\delta$  : Dirección resultante de la fuerza.
- $r$  : fuerza de cortocircuito y el peso del conductor.

$$T_{res-132} = \frac{2\pi \cdot \sqrt{0,8 \cdot \frac{f_c}{g}}}{\sqrt[4]{1+r^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left(\frac{\delta i}{90}\right)^2\right]} = \frac{2\pi \cdot \sqrt{0,8 \cdot \frac{0,71 m}{9,81 \frac{m}{s^2}}}}{\sqrt[4]{1+1,68^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left(\frac{59,22}{90}\right)^2\right]} = 1,15 s$$

$$T_{res-45} = \frac{2\pi \cdot \sqrt{0,8 \cdot \frac{f_c}{g}}}{\sqrt[4]{1+r^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left(\frac{\delta i}{90}\right)^2\right]} = \frac{2\pi \cdot \sqrt{0,8 \cdot \frac{0,17 m}{9,81 \frac{m}{s^2}}}}{\sqrt[4]{1+1,93^2} \cdot \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \cdot \left(\frac{62,60}{90}\right)^2\right]} = 0,52 s$$

Ahora calcularemos el módulo de Young real en base a la carga límite del conductor:

$$E_{real} = E \cdot \left[0,3 + 0,7 \cdot \operatorname{sen}\left(90 \cdot \frac{F'}{n \cdot A_s \cdot \sigma_{fin}}\right)\right] \text{ si } \frac{F'}{n \cdot A_s} \leq \sigma_{fin}$$

$$E_{real} = E \text{ si } \frac{F'}{n \cdot A_s} > \sigma_{fin}$$

- $\sigma_{fin}$  : Mínimo valor de tensión mecánica del conductor para módulo de Young constante.
- $A_s$  : Sección del conductor.
- $F'$  : Fuerza de defecto bifásico.
- $n$  : Número de conductores por fase.
-

$$E_{real-132} = 66000 \frac{N}{mm^2} \cdot \left[ 0,3 + 0,7 \cdot \text{sen} \left( 90 \cdot \frac{52,83 \frac{N}{m}}{518 mm^2 \cdot 5 \cdot 10^7 \frac{N}{m^2}} \right) \right]$$

$$= 2 \cdot 10^{10} \frac{N}{m}$$

$$E_{real-132} = 66000 \frac{N}{mm^2} \cdot \left[ 0,3 + 0,7 \cdot \text{sen} \left( 90 \cdot \frac{57,81 \frac{N}{m}}{454,5 mm^2 \cdot 5 \cdot 10^7 \frac{N}{m^2}} \right) \right]$$

$$= 2,0 \cdot 10^{10} \frac{N}{m}$$

Con un factor de carga de conductor de valor:

$$\xi = \frac{(n \cdot m \cdot g \cdot l)^2}{24 \cdot F_{st}^3 \cdot N}$$

- $N$  : Rigidez del sistema mecánico.

$$N = \frac{1}{S \cdot l} + \frac{1}{n \cdot E_{real} \cdot A_s}$$

- $S$  : Rigidez de los soportes.
- $l$  : Longitud del vano.
- $n$  : Número de conductores por fase.
- $E_{real}$  : Módulo de Young.
- $A_s$  : Sección del conductor.

$$\xi_{132} = \frac{\left( 2 \cdot 1,60 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 40 m \right)^2}{24 \cdot 8829^3 \frac{N^3}{m} \cdot \left( \frac{1}{7,5 \cdot 10^4 \frac{N}{m} \cdot 40} + \frac{1}{2 \cdot 2,0 \cdot 10^{10} \frac{N}{m} \cdot 518 mm^2} \right)} = 0,25$$

$$\xi_{132} = \frac{\left( 2 \cdot 1,60 \frac{kg}{m} \cdot 9,81 \frac{m}{s^2} \cdot 20 m \right)^2}{24 \cdot 8829^3 \frac{N^3}{m} \cdot \left( \frac{1}{7,5 \cdot 10^4 \frac{N}{m} \cdot 20} + \frac{1}{2 \cdot 2,0 \cdot 10^{10} \frac{N}{m} \cdot 518 mm^2} \right)} = 0,033$$

Durante el paso de la corriente de cortocircuito se produce un ángulo de oscilación en el vano de:

$$\delta_k = \delta_i \cdot \left( 1 - \cos \left( 360 \cdot \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right) \right) \text{ si } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5$$

$$\delta_k = 2 \cdot \delta_i \text{ si } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5$$

- $T_{k1}$  : Tiempo de despeje de defecto.
- $T_{res}$  : Periodo de oscilación en caso de defecto.

En nuestro caso, el factor  $\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,43$  y  $\frac{T_{k1}}{T_{res}} = 0,96$ , para los parques de 132 y 45kV respectivamente.

$$\delta_{k-132} = 59,22 \cdot \left(1 - \cos\left(360 \cdot \frac{0,5}{1,15}\right)\right) = 74,22 \cdot 2 = 112,8^{\circ}$$

$$\delta_{k-45} = \delta_i \cdot 2 = 62,60 \cdot 2 = 125,2^{\circ}$$

Partiendo de estos datos, el ángulo máximo de oscilación que se pueda dar cuando se produce un cortocircuito es igual o inferior al tiempo de despeje de defecto, calculado como:

$$\delta_m = 1,25 \cdot \arccos(\chi) \text{ si } 0,766 \leq \chi \leq 1$$

$$\delta_m = 10^{\circ} + \arccos(\chi) \text{ si } -0,985 \leq \chi \leq 0,766$$

$$\delta_m = 180^{\circ} \text{ si } \chi \leq -0,985$$

con

$$\chi = 1 - r \cdot \sin(\delta_k) \text{ si } 0 \leq \delta_k \leq 90^{\circ}$$

$$\chi = 1 - r \text{ si } \delta_k > 90^{\circ}$$

De esta manera que para el parque de 132kV,  $\chi = -0,68$  y para el de 45kV,  $\chi = -0,93$ , obteniendo unos ángulos de oscilación máximo de:

$$\delta_{m-132} = 10^{\circ} + \arccos(-0,68) = 142,84^{\circ}$$

$$\delta_{m-45} = 10^{\circ} + \arccos(-0,93) = 168,43^{\circ}$$

#### 2.6.4. Fuerza de tensión por oscilación

Para conductores compuestos, la fuerza de tensión en cortocircuito es:

$$F_t = 1,1 \cdot F' \cdot (1 + \psi \cdot \varphi)$$

- $F'$  : Fuerza de defecto bifásico.
- $\varphi$  : Parámetro de carga.

$$\varphi = 3 \cdot \left(\sqrt{1 + r^2} - 1\right) \text{ si } T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4}$$

$$\varphi = 3 \cdot (r \cdot \operatorname{sen}(\delta_k) + \cos(\delta_k) - 1) \text{ si } T_{ki} > \frac{T_{res}}{4}$$

- $\psi$  : Factor de carga de los parámetros  $\varphi$  y  $\xi$ . Este valor está tabulado en la norma CEI 865-1.

$$\varphi_{132} = 3 \cdot (\sqrt{1 + r^2} - 1) = 3 \cdot (\sqrt{1 + 1,68^2} - 1) = 2,86$$

$$\varphi_{45} = 3 \cdot (\sqrt{1 + r^2} - 1) = 3 \cdot (\sqrt{1 + 3,87^2} - 1) = 3,52$$

$$\psi = 0,5$$

$$F_{t-132} = 1,1 \cdot F_{st} \cdot (1 + \psi \cdot \varphi) = 1,1 \cdot 8829 \cdot (1 + 2,86 \cdot 0,5) = 23599,9 \text{ N}$$

$$F_{t-45} = 1,1 \cdot F_{st} \cdot (1 + \psi \cdot \varphi) = 1,1 \cdot 8829 \cdot (1 + 3,52 \cdot 0,5) = 26804,844 \text{ N}$$

### 2.6.5. Aproximación de los conductores

La oscilación por cortocircuito provoca una oscilación máxima de:

$$bh = CF \cdot CD \cdot bC \cdot \operatorname{sen}(\delta_1) \text{ si } \delta_m \geq \delta_1$$

$$bh = CF \cdot CD \cdot bC \cdot \operatorname{sen}(\delta_m) \text{ si } \delta_m < \delta_1$$

- $CF$  : Factor de vibraciones de equilibrio de un cable durante defecto.

$$CF = 1,05 \text{ si } r \leq 0,8$$

$$CF = 0,97 + 0,1 \cdot r \text{ si } 0,8 \leq r \leq 1,8$$

$$CF = 1,15 \text{ si } r \geq 1,8$$

Al tener unos valores de  $r_{132} = 1,68$  y  $r_{45} = 1,93$ , se obtienen unos valores de CF:

$$CF_{132} = 0,97 + 0,1 \cdot 1,68 = 1,13$$

$$CF_{45} = 0,97 + 0,1 \cdot 1,93 = 1,16$$

- $CD$  : Factor de elongación elástica y térmica.

$$CD = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \cdot \left(\frac{l}{f_c}\right)^2 \cdot (\varepsilon_{ela} \cdot \varepsilon_{th})}$$

- $\varepsilon_{ela}$  : Deformación elástica.

$$\varepsilon_{ela} = (F_t - F_{st}) \cdot N$$

$$\varepsilon_{ela-132} = (F_t - F_{st}) \cdot N = 56,3 \cdot 10^{-4} \text{ m}$$

$$\varepsilon_{ela-45} = (F_t - F_{st}) \cdot N = 105 \cdot 10^{-4} \text{ m}$$

- $\varepsilon_{th}$  : Deformación térmica.

$$\varepsilon_{th} = C_{th} \cdot \left( \frac{I_{k3}}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot \frac{T_{res}}{4} \quad \text{si } T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4}$$

$$\varepsilon_{th} = C_{th} \cdot \left( \frac{I_{k3}}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot \frac{T_{k1}}{4} \quad \text{si } T_{k1} < \frac{T_{res}}{4}$$

Al tener ambos niveles de tensión un valor de  $T_{k1} \geq T_{res}/4$ .

$$\varepsilon_{th} = C_{th} \cdot \left( \frac{I_{k3}}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot \frac{T_{res}}{4} = 5,31 \cdot 10^{-5} \text{ m}$$

$$\varepsilon_{th} = C_{th} \cdot \left( \frac{I_{k3}}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot \frac{T_{res}}{4} = 1,51 \cdot 10^{-5} \text{ m}$$

- $C_{th}$  : Factor de dilatación térmica ( $0,2 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2/\text{A}^2 \cdot \text{s}$ )

$$CD_{132} = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \cdot \left( \frac{40}{0,71} \right)^2 \cdot (56,3 \cdot 5,31 \cdot 10^{-5})} \approx 1$$

$$CD_{45} = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \cdot \left( \frac{20}{0,17} \right)^2 \cdot (105 \cdot 10^{-4} + 1,51 \cdot 10^{-5})} \approx 1$$

Pudiendo calcular finalmente el desplazamiento máximo por oscilación en cortocircuito como:

$$bh_{132} = CF \cdot CD \cdot f_{max} \cdot \text{sen}(\delta_1) = 1,13 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot \text{sen}(59,23) = 1,16$$

$$bh_{45} = CF \cdot CD \cdot f_{max} \cdot \text{sen}(\delta_1) = 1,156 \cdot 1 \cdot 0,6 \cdot \text{sen}(61,73) = 0,6$$

### 2.6.6. Distancia mínima entre conductores

Se debe por tanto respetar una distancia mínima para situación de falta de conductores en cortocircuito de:

$$D = 2 \cdot a - bh \cdot 2 - 0,4$$

- $a$  : Distancia entre fases.
- $bh$  : Desplazamiento máximo por oscilación.

$$D_{132} = a - bh \cdot 2 - 0,4 = 2 \cdot 2,5 - 1,16 \cdot 2 - 0,4 = 2,28$$

$$D_{132} = a - bh \cdot 2 - 0,4 = 2 \cdot 1,5 - 1,42 \cdot 2 - 0,4 = 1,4$$

Por tanto, se puede decir que es correcto un dimensionado de la calle de 20m y 10m y una separación entre conductores de 2,5m para 132kV y 1,5m para 45kV respectivamente.

## 2.7. Cálculo de la red de tierra

Para el diseño de la red de tierras se han seguido las indicaciones de la Instrucción Técnica Complementaria *ITC-RAT 13* y las recomendaciones de la *IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"*.

### Red de tierras inferiores

#### 2.7.1. Hipótesis de diseño

Los datos de partida se presentan a continuación:

Parámetro	Valor	Unidades
$U_o$ : Tensión nominal de la instalación	132	kV
$\rho$ : Resistividad del terreno	200	$\Omega \cdot m$
$\rho^*$ : Resistividad de la capa superficial	3000	$\Omega \cdot m$
$t$ : Tiempo de despeje de falta	0,5	s
$I_f$ : Intensidad de falta monofásica a tierra	15	kA
Dimensiones del recinto	210x160	m
$T_a$ : Temperatura ambiente de diseño	11	$^{\circ}C$

Tabla 32-2: Hipótesis de diseño de la red de tierras inferior

Dada la configuración constructiva de los dos parques, se ha optado por disponer dos mallas de tierras dispuestas en paralelo, dimensionadas de forma que cumplan los parámetros de diseño más exigentes con el fin de ofrecer la misma protección.

#### 2.7.2. Conductor de la malla de tierra

Se ha considerado una intensidad de falta en la subestación de  $I_F = 15\text{kA}$ .

En el apartado 3.1 del *ITC-RAT 13* se establecen las secciones mínimas de los conductores de la línea de tierras de manera que la máxima intensidad de falta no provoque un riesgo para la integridad del conductor, ya sea por acercarse a su punto de fusión o pongan en peligro sus conexiones.

El tiempo mínimo de duración de un defecto será de 1 segundo y las densidades máximas de corriente dependiendo del material del conductor son:

Cobre	Aluminio	Acero	Unidades
160	100	60	$A/mm^2$

Tabla 33-2: Densidades mínimas de los elementos conductores

Como resultado de lo anterior y se puede calcular la sección del conductor como:

$$A = \frac{I_F}{J_{cu}} = \frac{15 \text{ kA}}{160 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}} = 93,75 \text{ mm}^2$$

- $I_F$  : Intensidad de falta.
- $J_{cu}$  : Densidad de corriente máxima del cobre.

Si consideramos la norma IEEE 80-2000, se puede calcular la sección del conductor a partir de la expresión:

$$A = \frac{I_F \cdot \sqrt{T_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}}{\sqrt{C_p \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} = \frac{15 \cdot \text{kA} \cdot \sqrt{1 \text{ s} \cdot 0,00393 \text{ }^\circ\text{C}^{-1} \cdot 1,72 \mu\Omega \cdot \text{cm} \cdot 10^4}}{\sqrt{3,42 \frac{\text{J}}{\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C}} \cdot \ln\left(\frac{234,45 \text{ }^\circ\text{C} + 1083 \text{ }^\circ\text{C}}{234,45 \text{ }^\circ\text{C} + 11 \text{ }^\circ\text{C}}\right)}} = 51,44 \text{ mm}^2$$

- $I_F$  : Intensidad de falta.
- $T_c$  : Tiempo de despeje de la falta.
- $\alpha_r$  : Coeficiente térmico de resistividad a 20°C. (0,00393 °C-1)
- $\rho_r$  : Resistividad del conductor de tierra a 20°C. (1,72 μΩ·cm)
- $K_o$  : Temperatura de referencia.

$$K_o = \frac{1}{\alpha_r} - 20 = 234,45 \text{ }^\circ\text{C}$$

- $C_p$  : Factor de capacidad térmica del cobre. (3,42 J/(cm<sup>3</sup>·°C))
- $T_m$  : Temperatura máxima admisible del conductor.
- $T_a$  : Temperatura ambiente.

Por lo tanto, la sección del conductor estará correctamente dimensionada para el valor más alto obtenido de las dos formas de cálculo, siendo este finalmente de 95mm<sup>2</sup>.

### 2.7.3. Resistividad del terreno

La resistividad del terreno puede definirse como la cualidad que tiene el terreno para resistirse al flujo de corriente eléctrica. Sus unidades de medida son los ohmios-metro (Ω · m).

Si la intensidad de cortocircuito supera 1500A, es obligatorio hacer una investigación exhaustiva de las condiciones portantes del suelo con la finalidad de determinar el valor exacto de la resistividad, utilizando métodos como el de Wenner o el Schumberger.

Sin embargo, si la intensidad no supera los 1500A, esta investigación se sustituye por una inspección superficial, pudiéndose estimar la resistividad a partir de la siguiente tabla reflejada en la *ITC-RAT 13*:

En el caso de la subestación diseñada en este documento se ha decidido hacer una estimación de este valor, el terreno elegido entra en la clasificación de Arena silícea,

estando su resistividad entre 200 a 3000( $\Omega \cdot m$ ). En concreto, para realizar los cálculos, se elegirá el valor de 200 ( $\Omega \cdot m$ ).

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla 34-2: Resistividad del terreno en función de su naturaleza

#### 2.7.4. Tensiones de paso y de contacto máximas admisibles

En este apartado se calcularán las tensiones admisibles de paso y de contacto tanto para el exterior como el interior de la subestación, dejando el terreno exterior al natural y el interior recubierto de una capa de grava.

Se parte de los siguientes datos de diseño:

- Resistividad media del terreno.....200  $\Omega \cdot m$
- Resistividad de la grava superficial.....3000  $\Omega \cdot m$
- Espesor de la capa de grava.....0,10 m
- Profundidad de la malla.....0,85 m
- Tiempo de duración de falta.....0,5 s

Para el tiempo de duración de falta elegido, la tensión de contacto aplicada admisible se puede obtener a partir de la *Tabla 1 de la ITC-RAT 13*. Siendo este valor:  $U_{ca} = 204V$  y, en cuanto a la tensión de paso (entendida como la tensión entre los pies de una persona, considerando la propia resistencia del cuerpo humano), esta se puede definir como diez veces la tensión de contacto admisible:  $U_{pa} = 2040V$ .

A partir de estos niveles de tensión aplicada se podrá calcular los valores de tensión de contacto y paso máximas admisibles.

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

Tabla 35-2: Valores de tensión de contacto en función de la duración de la corriente de falta

Como el terreno interior de la subestación estará recubierto con una capa superficial de grava, hay que aplicar un coeficiente de reducción para aplicar al valor de la resistividad del terreno, utilizando la siguiente expresión:

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left( \frac{\left(1 - \frac{\rho}{\rho^*}\right)}{2 \cdot h_s + 0,106} \right) = 1 - 0,106 \cdot \left( \frac{\left(1 - \frac{200}{3000}\right)}{2 \cdot 0,1 + 0,106} \right) = 0,6766$$

- $C_s$  : Coeficiente reductor de resistividad de la capa superficial.
- $h_s$  : Espesor de la capa superficial en metros.
- $\rho$  : Resistividad natural del terreno.
- $\rho^*$  : Resistividad de la capa superficial.

Aplicando el factor de reducción, el valor de resistividad superficial es:

$$\rho_s = \rho^* \cdot C_s = 2030,06 \Omega \cdot m$$

### Tensiones de paso y de contacto en interior:

$$U_{paso} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \rho_s}{Z_B} \right) = 35047,93 V$$

$$U_{contacto} = U_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{\frac{R_{a1}}{2} + 1,5 \cdot \rho_s}{Z_B} \right) = 1029,19 V$$

- $U_{ca}$  : Tensión de contacto aplicada admisible.
- $U_{pa}$  : Tensión de paso aplicada admisible ( $U_{pa} = 10 \cdot U_{ca}$ ).
- $Z_b$  : Impedancia del cuerpo humano ( $\approx 1000 \Omega$ ).
- $R_{a1}$  : Resistencia equivalente del calzado ( $\approx 2000 \Omega$ ).
- $\rho_s$  : Resistividad superficial corregida.

### 2.7.5. Dimensionado de la malla de tierra

En la siguiente tabla se recogen los parámetros de los elementos que conformar la malla:

Parámetro	Valor	Unidades
Área de la malla	33600	$m^2$
Dimensiones de la malla	210x160	$m$
N.º de conductores en el eje x	21	–
N.º de conductores en el eje y	16	–
Distancia entre conductores	10	$m$
Profundidad de la malla	0,85	$m$
N.º de picas	26	–
Longitud de las picas de tierra	2	$m$
Longitud total de las picas	52	$m$
Longitud total del conductor enterrado	6970 (21 · 210 + 16 · 160)	$m$
Longitud total del conductor enterrado + picas	7022 (6970 + 52)	$m$

Tabla 36-2: Parámetros del dimensionado de la malla de tierra

### 2.7.6. Resistencia de puesta a tierra

Resistividad de la malla de tierra:

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} = \frac{200}{4 \cdot 103,41} + \frac{200}{6996} \approx 0,5 \Omega$$

- $L$  : Longitud total de conductor enterrado + picas.
- $r$  : Radio equivalente de la superficie de la subestación.
- $\rho$  : Resistividad del terreno.
- 

Las medidas del perímetro son:

$$A = 210m \quad B = 160m$$

$$S = A \cdot B = 210 \cdot 160 = 33600m^2$$

$$S_c = \pi \cdot r^2 = S = 33600 \rightarrow r = 103,41m$$

- $S$  : Superficie de la malla.
- $S_c$  : Superficie de la circunferencia.

$$L = n_x \cdot A + n_y \cdot B + L_{pica} = 21 \cdot 210 + 16 \cdot 160 + 26 = 6996 \text{ m}$$

- $A$  : Distancia lateral eje x.
- $B$  : Distancia lateral eje y.
- $n$  : N.º de conductores por eje

### 2.7.7. Intensidad de defecto y elevación de potencial de la malla

El apartado 5 de la ITC-RAT 13 recoge el procedimiento para dimensionar la intensidad de defecto debida a los defectos a tierra y la intensidad máxima en cada nivel de tensión.

De esta manera, la corriente de puesta a tierra se calcula como:

$$I_E = I_F \cdot r = 31,5 \text{ kA} \cdot 0,80 = 25,2 \text{ kA}$$

- $r$  : Factor de reducción caso más desfavorable.

La corriente que se considera para el cálculo de la tensión de aplicada de contacto o de paso será la corriente de puesta a tierra  $I_g$ , esta depende de la corriente de defecto a tierra ( $I_f$ ) y de distintos factores de corrección:

- Cuando la instalación cuente con un neutro puesto rígidamente a tierra, se deberá aplicar un factor de corrección adicional del 30%.
- Según la norma IEEE 80-2000, se aplicará a su vez un factor  $S_f$  que se calcula en base a la contribución remota de las líneas y transformadores y a la resistencia de puesta a tierra, dando un valor del 50%

Con todo esto, se puede calcular la corriente disipada por la malla de tierra como:

$$I_g = I_E \cdot 0,7 \cdot 0,35 \cdot 25,2 \text{ kA} \approx 8,8 \text{ kA}$$

Considerando que la impedancia entre el cable de tierra y tierra es prácticamente infinita se tiene que la impedancia a tierra será:

$$Z_E = \frac{1}{\frac{1}{R} + \frac{n}{Z_\infty}} = R = 0,5 \Omega$$

- $R$  : Resistividad de la malla de tierra.

Por lo tanto, la tensión de puesta a tierra será:

$$U_E = I_E \cdot Z_E = I_F \cdot R = 15 \text{ kA} \cdot 1\Omega = 15 \text{ kV}$$

### 2.7.8. Tensiones reales de paso y de contacto

Podemos calcular las tensiones reales de paso y de contacto a partir de las expresiones recogidas en la norma *IEEE 80-2000*:

#### Tensión de paso:

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_F}{L_e} = 264,48 \text{ V}$$

#### Tensión de contacto:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_F}{L_t} = 733,08 \text{ V}$$

- $\rho$  : Resistividad del terreno.
- $K_s$  : Factor de espaciado entre conductores.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \left( \frac{1 - 0,5^{n-2}}{D} \right) \right] = 0,23$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left( \frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right) \right] = 0,85$$

- $D$  : Distancia media entre conductores.
- $d$  : Diámetro del conductor. (0,0110m)
- $h$  : Profundidad de la malla.
- $K_i$  : Factor de defecto de irregularidad por densidad de corriente en los extremos.

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 0,644 + 0,148 \cdot 18,9 = 3,44$$

- $n$  : N.º de conductores.
- $I_F$  : Intensidad de falta.
- $L_e$  : Distancia efectiva de la malla.

$$L_e = 0,75 \cdot L_t = 0,75 \cdot 7022 = 5267 \text{ m}$$

- $L_t$  : Longitud del conductor enterrado + picas.

$$L_t = n_x \cdot L_a + n_y \cdot L_b + L_{pica} = 21 \cdot 210 + 16 \cdot 160 + 52 = 7022 \text{ m}$$

- $L_a, L_b$  : Distancias laterales en los ejes x e y.
- $K_{ii}$  : Factor de corrección sobre las esquinas de la malla.

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

- $n$  : N.º de conductores paralelos.

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 18,8 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 18,8$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 6970}{740} = 18,8$$

- $L_c$  : Longitud total del conductor enterrado.
- $L_p$  : Longitud del perímetro.

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{740}{4 \cdot \sqrt{33600}}} \approx 1$$

- $A$  : Área de la malla.

$$n_c = \left[ \frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} = \left[ \frac{210 \cdot 160}{33600} \right]^{\frac{0,7 \cdot 33600}{210 \cdot 160}} = 1$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} = \frac{\sqrt{210^2 + 210^2}}{\sqrt{160^2 + 160^2}} = 1$$

- $K_h$  : Factor de corrección de efectos de profundidad.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = \sqrt{1 + \frac{0,85}{1}} = 1,36$$

- $h$  : Profundidad de la malla.
- $h_o$  : Profundidad de referencia. (1m)

## 2.7.9. Conclusiones

Una vez realizados los cálculos de la malla de la tierra se han obtenido los siguientes resultados:

Tensión de paso admisible	35047,93 V
Tensión de paso real	264,48 V
Tensión de contacto admisible	1029,19 V
Tensión de contacto real	733,08 V

En vista a los resultados obtenidos, se determina que el dimensionado de la malla de tierra ha sido realizado correctamente.

### Red de tierras superiores

La malla aérea de tierra ( red de tierras superiores ) se diseña con el objetivo de proteger tanto a los equipos de la instalación como al personal frente a fallos eléctricos y descargas atmosféricas, redistribuyendo el potencial eléctrico hacia el terreno, minimizando así las tensiones de paso y de contacto que deberían soportar las personas y equipos involucrados.

La red está conformada por un sistema conductores metálicos horizontales, en concreto, de hilos de guarda y pararrayos conectados a través de los pórticos que, a su vez, están conectados con la red de tierras inferior.

Para diseñar este sistema de protección se ha adoptado el modelo electro-geométrico aceptado por la norma *IEC 62305* y las recomendaciones de *IEEE*, este valor permite determinar la zona de cobertura de la malla.

Los hilos de guarda y los pararrayos tienen que estar diseñados de manera que cualquier sobretensión generada por las descargas sea absorbida por las protecciones, aislando así los embarrados y aparamenta.

El radio crítico de los cables de guarda se calcula como:

$$r = 8 \cdot I^{0,65} = 8 \cdot (6,5 \text{ kA})^{0,65} = 27 \text{ m}$$

- $I$  : Corriente crítica.  $I = U \cdot \frac{N}{Z} = 650 \text{ kV} \cdot \frac{4}{400 \Omega} = 6,5 \text{ kA}$
- $U$  : Tensión soportada frente a falta tipo rayo.
- $n$  : Número de líneas conectadas al nivel de tensión.
- $Z$  : Impedancia característica de las líneas.

La zona de captura, centrada en los hilos de guarda, tendrá un radio crítico de 27m.

## 2.8. Selección de auto válvulas

Los parámetros de partida para el diseño de los pararrayos son:

Parámetro	Valor		Unidad
$U_n$ (Tensión nominal)	132	45	kV
$U_{max}$ (Tensión más elevada)	145	52	kV
Nivel de aislamiento	650	250	kV
Conexión de neutro	Rígido a tierra		

Tabla 37-2: Parámetros de diseño de los pararrayos

$$U_{control-132} = \frac{U_{max} \cdot 0,81}{T_c} = \frac{145kV \cdot 0,81}{1,2} = 97,875 kV \approx 98 kV$$

$$U_{control-52} = \frac{U_{max} \cdot 0,81}{T_c} = \frac{52kV \cdot 0,81}{1,2} = 35,1 kV \approx 36 kV$$

Margen de protección:

132kV)

- Tensión máx. al frente de onda (1,2/50 $\mu$ s):  $\frac{462 kV_{pico}}{1,2} = 385 kV$
- Tensión residual máxima (8/20 $\mu$ s – 10 kA): 325 kV

$$PM_{132} = \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) \cdot 100 = \left( \frac{650}{325} - 1 \right) \cdot 100 = 100\%$$

45kV)

- Tensión máx. al frente de onda (1,2/50 $\mu$ s):  $\frac{174 kV_{pico}}{1,2} = 145 kV$
- Tensión residual máxima (8/20 $\mu$ s – 10 kA): 122 kV

$$PM = \left( \frac{NA}{NP} - 1 \right) \cdot 100 = \left( \frac{250}{122} - 1 \right) \cdot 100 = 104,91\%$$

Ambos pararrayos superan el valor de 30% mínimo exigido para la protección por lo que están bien dimensionados.



## ÍNDICE CAPÍTULO 3

ÍNDICE CAPÍTULO 3 .....	119
CAPÍTULO 3: ESTUDIO ECONÓMICO .....	121
<b>3.1. Objeto .....</b>	<b>121</b>
<b>3.2. Estimaciones.....</b>	<b>121</b>
3.2.1. Precios unitarios .....	121
3.2.2. Transporte e instalación .....	121
3.2.3. Materiales conductores .....	121
3.2.4. Obra civil y montaje .....	122
3.2.5. Precisión .....	122
<b>3.3. Rentabilidad económica .....</b>	<b>122</b>



## CAPÍTULO 3: ESTUDIO ECONÓMICO

### 3.1. Objeto

Este capítulo tiene como objetivo estudiar la viabilidad económica del proyecto en términos de rentabilidad, para ello, se presenta un estudio que ofrece una visión de los recursos económicos utilizados durante la implementación de la infraestructura diseñada.

### 3.2. Estimaciones

#### 3.2.1. Precios unitarios

Los costes propios de los equipos se han calculado siguiendo la siguiente estructura, primeramente, se han consultado los catálogos y puesto en contacto con los comerciantes de aparataje para obtener un precio estimado, como contraste, estos costes se han comparado con los presupuesto para instalaciones con equipos e infraestructuras similares, por último, siendo conscientes de que los mercados evolucionan, los precios se han ajustado a los niveles de inflación del año 2025.

#### 3.2.2. Transporte e instalación

Para el transporte y la instalación de los equipos se han considerados los costes de logística derivados del transporte de cargas especiales, el precio de mano de obra cualificada para montajes electromecánicos ( $\approx 50 \text{ €/m}$ ) y el uso de maquinaria necesaria como elevadores, grúas, andamios, herramientas....

Los cálculos concretos dependen del tamaño y peso de los equipos y el precio unitario de los mismos, habiéndose usado un estándar de entre un 15 – 25% del coste del equipo.

#### 3.2.3. Materiales conductores

En cuanto al precio de los materiales conductores como cobre, aluminio y acero galvanizado, se han considerado los precios medios en los años 2024/2025, relativizados al mercado minorista, se añaden además los gastos relativos a su instalación y transporte:

- Cobre.....8,25 €/kg
- Aluminio.....2,15 €/kg
- Acero galvanizado..... 3,5 €/kg
- Instalación y transporte.....2,25 €/kg

### 3.2.4. Obra civil y montaje

En los proyectos de instalaciones eléctricas de alta y media tensión, los costes de la ingeniería están generalmente estandarizados, por lo que las mediciones utilizadas para los cálculos en este documento se han realizado en base a lo presentado en instalaciones similares, catálogos de obra pública y licitaciones.

### 3.2.5. Precisión

La estimación del presupuesto entra en el concepto de Ingeniería Conceptual, referenciado como Clase 4 en el contexto de la estimación de costes, esta partida hace referencia a la fase inicial de un proyecto donde se evalúan aspectos como la viabilidad económica y técnica.

Por este motivo, el presupuesto presentado esta propuesto como preliminar, aportando un margen de error de entorno al 15 – 20%, con el objetivo de poder realizar el estudio de rentabilidad.

## 3.3. Rentabilidad económica

En el marco normativo que regula los desarrollos de instalaciones eléctricas en España, es necesario mencionar la Orden *IET/2659/2015*, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

Esta orden sirve como punto de partida para la estimación de los valores de referencia de inversión por elemento para las instalaciones de transporte de energía eléctrica.

El coste de la inversión total inicial has sido calculados por un valor de 5.461.988€.

En cuanto a las subvenciones estatales a percibir, establecidas en el BOE del 12 de diciembre de 2025, por una subestación con parques de 132kV y 45kV, con 4 posiciones de líneas, se han tomado los siguientes valores unitarios:

- Posiciones convencionales 132kV.....3.523.276€
- Posiciones convencionales 45kV.....2.219.212€

El total de los ingresos por subvenciones asciende a 5.342.488€.

$$R = \frac{5.742.488 - 5.461.988}{5.461.988} = 5,14\%$$



## ÍNDICE CAPÍTULO 4

ÍNDICE CAPÍTULO 4 .....	124
CAPÍTULO 4: ANEJOS .....	126
<b>4.1. Estudio de impacto Ambiental .....</b>	<b>126</b>
4.1.1. Afección sobre la Red Natura 2000.....	126
4.1.2. Afección sobre la biodiversidad .....	126
4.1.3. Afección por vertido a cauces de ríos públicos o al litoral.....	127
4.1.4. Afección por generación de residuos.....	127
4.1.5. Afección al patrimonio cultural.....	127
4.1.6. Incidencia socioeconómica sobre el territorio .....	128
4.1.7. Afecciones sinérgicas con otros proyectos .....	128
<b>4.2. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....</b>	<b>129</b>
<b>4.3. Catálogos de aparamenta.....</b>	<b>130</b>
4.3.1. Interruptores de potencia .....	130
4.3.2. Seccionadores .....	133
4.3.3. Transformadores de tensión e intensidad .....	136
4.3.4. Autoválvulas.....	140
4.3.5. Aisladores .....	142
-Parque de 45kV: POINSA C6-200 .....	143
4.3.6. Conductor desnudo ACSR.....	144



## CAPÍTULO 4: ANEJOS

### 4.1. Estudio de impacto Ambiental

#### 4.1.1. Afección sobre la Red Natura 2000

La Red Natura 2000 es una entidad de protección a nivel de la Unión Europea que integra aquellas zonas naturales que cuenten con un alto valor ecológico, con el objetivo de garantizar la preservación de los hábitats y especies protegidas presentes en esas zonas.

La Red está compuesta de las Zonas Especiales de Conservaciones (ZEC) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).

El espacio protegido más cercano a la ubicación de la subestación es la Sierra de la Panamera y Serrota, que a su vez cuenta con la Ribera de los Afluentes del Tajo, estos dos espacios albergan un total de 18 hábitats y 13 especies protegidas.

Para mitigar los riesgos derivados de construcción de este proyecto, se aplicará el Plan de Gestión y Conservación de la ZEC Sierra de la Panamera y la Serrota, el cual ha sido desarrollado por la Junta de Castilla y León y aprobado por la Orden FYM/775/2015, de 15 de septiembre, por la que se aprueban los Planes Básicos de Gestión y Conservación de la Red Natura 2000.

#### 4.1.2. Afección sobre la biodiversidad

En cuanto a la fauna, destaca la existencia de la lagartija carpetana (*Iberolacerta cyreni*), la mariposa apolo (*Parnassius apollo*), el lepidóptero *Euphydryas aurinia*, mamíferos como el lince ibérico (*Lynx pardinus*), zorro (*Vulpes Vulpes*), el lobo ibérico (*Canis lupus*), el corzo (*Capreolus capreolus*), la nutria euroasiática (*Otter lutra lutra*), el murciélago de cueva (*Miniopterus schreibersii*) y el desmán de los pirineos (*Galemys pyrenaicus*) y aves como el milano real (*Milvus milvus*), el halcón peregrino (*Falco peregrinus*) y el autillo europeo (*Otus scops*).

El hábitat prioritario es el matorral mediterráneo, como las formaciones retamoides constituidas por piornos serranos (*Cytisus oromediterraneus*), representando un 70% de la superficie, encontrando también en menor representación los pastizales crioturados de *Festuca gredensis* y los cervunales, hábitats propios de ambientes higroturbosos, desprendimientos, y pendientes rocosas con vegetación casmofítica.

Previo a las obras de construcción y movimientos de tierras, se ha realizado un inventario con todas las especies identificadas que conforman la fauna y flora del entorno, estableciendo que se respetarán las épocas de cría y reproducción de las especies y se crearán corredores y pasos para la fauna.

#### **4.1.3. Afección por vertido a cauces de ríos públicos o al litoral**

Por el perímetro sur de la parcela se encuentra el cauce del río Corneja, un afluente del Tormes, su presencia sirve tanto para proveer de una fuente de riego a las tierras de la zona como para abrevadero para el ganado.

En él encontramos especies como el barbo común (*Luciobarbus comizo*), la bermejuela (*Achondrostoma arcasii*) y el calandino (*Squalius alburnoides*), además de otros peces, anfibios e insectos.

Para prevenir posibles incidentes se crearán barreras de retención de sedimentos en las paredes del río que respeten su cauce y se crearán unos almacenes temporales de residuos líquidos situados debajo del edificio de control. Además, se ha creado un plan de contingencia frente a derrames y fugas de aceites y combustibles que puedan infiltrarse en el terreno.

#### **4.1.4. Afección por generación de residuos**

Durante todo el desarrollo del proyecto se generarán residuos provenientes de diferentes actividades:

En el movimiento de tierras, la preparación del terreno implica la retirada de malezas y arbustos, además de escombros, rocas, piedras y tierra extraídos durante las excavaciones.

En la obra civil, las cimentaciones y hormigonados, los sistemas de drenaje y la creación de los accesos serán la principal fuente de residuos.

En cuanto al montaje electromecánico, se generará chatarra proveniente de pórticos, cables y apoyos para la aparamenta.

Todos estos factores pueden derivar en riesgos para la instalación si no son tratados a tiempos, se pueden producir incendios por la acumulación de elementos inflamables, contaminación del suelo por infiltración de aceites y riesgo para los operarios si no se almacenan de manera incorrecta.

Siguiendo la normativa presentada en la Ley 7/2022, de 8 de abril, se establecerán los protocolos para la gestión de los residuos, los cuales estarán basados en los principios de una economía circular mediante la separación en origen, etiquetado y reutilización siempre que sea posible, almacenándolos en vertederos de forma segura como última opción.

#### **4.1.5. Afección al patrimonio cultural**

El municipio de Bonilla de la Sierra está declarado como conjunto histórico-artístico debido a su valioso patrimonio cultural, contando con el Castillo de Bonilla, la Iglesia de San Martín y tramos de su antigua muralla medieval.

Con la supervisión de la Dirección General de Patrimonio de la Junta de Castilla y León y el Servicio Territorial de Cultura de Ávila se planificará un estudio arqueológico previo a las excavaciones, con el fin de registrar posibles yacimientos no catalogados dentro de la parcela elegida para la subestación, estableciendo protocolos de paralización de las obras en caso de encontrar restos arqueológicos.

#### **4.1.6. Incidencia socioeconómica sobre el territorio**

Las actividades relacionadas con el sector primario como la agricultura y la ganadería, junto con el turismo rural, son las principales fuentes de ingresos de la región, por lo que la implementación de un proyecto como este supondrá un impacto sobre las comunidades locales al expandir estas fuentes.

La creación de empleo tanto directo como indirecto es uno de los principales factores, desde los trabajos de construcción y obra hasta la posterior operación y el mantenimiento, todas estas labores supondrán un flujo de trabajadores que potencie los negocios locales en hostelería, transporte y construcción.

Sin embargo, también se debe tener en cuenta los potenciales impactos negativos, desde la pérdida de suelo agrario, el impacto visual y acústico, conflictos por el uso del terreno y deterioros temporales de caminos y carreteras por el tránsito de maquinaria pesada.

Con el fin de asegurar la compatibilidad de la instalación con el modelo de vida rural, se contactará con los ayuntamientos locales para poder contar la aceptación ciudadana en todas las etapas del desarrollo del proyecto, manteniéndoles informados de los avances y priorizando la contratación de mano de obra local.

#### **4.1.7. Afecciones sinérgicas con otros proyectos**

Para futuras conexiones se han dejado instaladas posiciones de líneas sin equipar, las cuales podrán ser utilizadas para servir como enlace con otros proyectos.

La previsión es que para los próximos años se creen nuevas instalaciones basadas en energías renovables, como pueden ser los desarrollos de parques fotovoltaicos en el municipio de Collado del Mirón y las hibridaciones de los parques eólicos y fotovoltaicos en Padiernos.

En este contexto, se propondrá establecer una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) en coordinación con los potenciales desarrolladores que permitan establecer una hoja de ruta común para la planificación territorial y la conexión entre infraestructuras cuando sea posible.

## 4.2. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

La relación de este proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) se puede entender mediante la consecución de las metas enumeradas a continuación:

- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. El proyecto incluirá el uso de tecnología avanzada que reduce el impacto ambiental y mejora la eficiencia. El refuerzo de la red asegura la capacidad de manejar los crecimientos de demanda.

Este proyecto está enmarcado en el desarrollo de infraestructura sostenible y transición energética, por lo tanto, se abordarán tanto los desafíos técnicos como los beneficios ambientales, sociales y económicos mediante la consecución de diferentes ODS, fortaleciendo el compromiso de España con el desarrollo sostenible global

## 4.3. Catálogos de aparataje

### 4.3.1. Interruptores de potencia

#### -Parque de 132kV: SIEMENS 3AP1-F6



3AP1 FG 145 kV



3AP2 FI 420 kV

## El interruptor de potencia de tanque vivo 3AP: el más vendido

### Para aplicaciones de 72,5 kV a 800 kV

En comparación con los interruptores de potencia tipo tanque muerto, la cámara de extinción de los interruptores de potencia tipo tanque vivo no está puesta a tierra sino se encuentra bajo alta tensión, por lo que estos interruptores de potencia se denominan tipo tanque vivo (3AP).

La familia 3AP se puede suministrar para niveles de tensión de 72,5 kV a 800 kV. Los interruptores 3AP1 hasta 300 kV están equipados con una cámara por polo, y los 3AP2 hasta 550 kV incluyen dos cámaras de extinción. Los interruptores de potencia se pueden equipar opcionalmente con resistores de preinserción (3AP3) para las aplicaciones de 362 kV hasta 550 kV. El 3AP4 incluye 4 cámaras de interrupción por polo y si lo desea también se puede suministrar con resistores de preinserción (3AP5).

Además, nuestros interruptores tanque vivo están equipados con un accionamiento tripolar y un bastidor común (FG), o con bastidor común y tres accionamientos monopolares (FE) o con un accionamiento monopolar y un bastidor por polo (FI).

De acuerdo con nuestro concepto modular todos los interruptores 3AP están equipados con nuestro mecanismo de accionamiento por resorte y nuestras cámaras de extinción de autocompresión.

#### Seguridad y disponibilidad en cualquier momento

Los interruptores 3AP maniobran de forma segura y resisten cargas mecánicas elevadas. Los aisladores de porcelana especialmente resistentes y su diseño optimizado, les otorgan una resistencia antisísmica muy alta durante el



Polo de un 3AP4 FI 800 kV

funcionamiento, permitiendo así un alto rendimiento durante toda la vida útil.

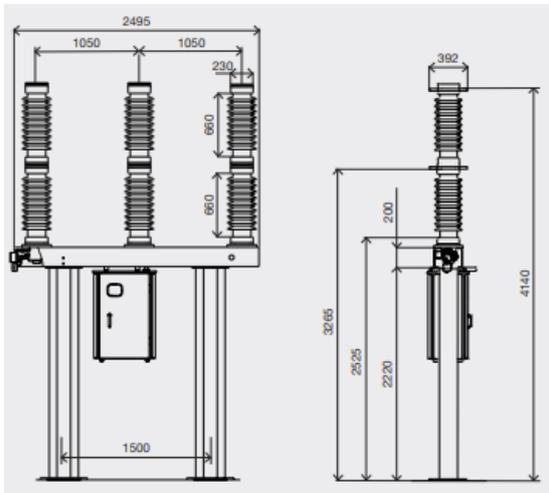
Nuestra experiencia de casi 100 años en la tecnología de alta tensión se hace visible en el diseño y la producción del interruptor de potencia 3AP y crea tendencias internacionales respecto a productos atractivos a precios competitivos.

## Características técnicas



Tipo		3AP1					3AP2/3		3AP4/5	
Tensión nominal	kV	72,5	123	145	170	245	300	420	550	800
Cantidad de cámaras de extinción por polo		1					2		4	
Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1 min	kV	140	230	275	325	460	460	610	800	830
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50 µs)	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100
Tensión de prueba de impulso de maniobra	kV	-					850	1050	1175	1425
Corriente nominal, hasta	A	2500	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Corriente nominal de corta duración, hasta	kA <sub>(ms)</sub>	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	kA	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63
Rango de temperatura	°C	-55 a +55								
Ciclo nominal de operación		O-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO								
Tiempo de ruptura		3 ciclos					2 ciclos			
Frecuencia	Hz	50 o 60								
Mantenimiento después de		25 años								

**-Parque de 45kV: HITACHI EDF-5K**



**Reliable spring operating mechanism, type FSA**

The circuit breaker is operated by a motor charged spring operating mechanism, which is tested for IP 55 class.

- High reliability and low maintenance
- Reliable and optimized latch system

**Options**

- Brown/gray porcelain insulators
- Polymer (composite) insulators

**Quality and sustainability**

To ensure consistent and high product quality all components are subjected to stringent quality tests prior to manufacturing. For sustainable and trouble-free functioning, comprehensive electrical and mechanical routine tests are carried out on the poles and operating mechanism after the product is fully assembled.

Performance data		EDF SK 1-1
Rated voltage	kV	72.5
Rated continuous current	A	2500*
Rated frequency	Hz	50/60
Rated short-circuit breaking current	kA	31.5
Rated short-time withstand current (3s)	kA	31.5
Type of operation		Three-pole
Design		Self-blast interrupter
Insulation		SF <sub>6</sub>
Applications		Line, transformers and capacitor switching
Controlled switching applications		Yes
Insulators		Porcelain or Polymeric
Operating mechanism		Spring-spring operated FSA1
Creepage distance	mm/kV	25 or 31*
Installation		Outdoor
Standards		IEC 62271-100
Service conditions:		
• Ambient temperature	°C	-30 to +40*
• Design altitude	m	1000*

\*Standard values as per IEC. Additional data on request.

### 4.3.2. Seccionadores

-Parque de 132kV:

Seccionador de columnas: SIEMENS 3DN1

	Design	<b>Center Break</b>								
	Rated voltage [kV]	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
	Rated normal current up to [A]	<b>4000</b>								
	Rated peak withstand current up to [kA]	<b>160</b>								
	Rated short-time withstand current up to [kA-s]	<b>63-3</b>								
	Ice coating class [mm]	<b>10 / 20</b>								
	Temperature range [°C]	<b>-55 / +55</b>								
	Operating mechanism type	<b>Motor or manual operation</b>								
	Control voltage	<b>Different variants of motor drives are available. Detailed information can be found in the respective product flyers.</b>								
	Motor voltage									
Maintenance period	<b>25 years</b>									

**Technical structure**

The total weight of our new center break disconnecter has been reduced considerably through the use of fewer steel parts, especially in the base frame, thus reducing installation effort and transport costs. At the same time, our 3DN1 is capable of withstanding very high terminal and mechanical loads and has supreme seismic capabilities. Corrosion-free components, such as hot-dip galvanized steel parts, ensure a particularly long service life. The 3DN1 is designed for ambient temperature limits from -55 up to +55°C and has a high short-circuit capability, and excellent ice breaking behavior. Like all Siemens disconnecters, the center break is delivered in completely routine tested and pre-adjusted assembly groups, thus reducing your assembly effort to a minimum.

**Main features:**

- Maintenance-free
- Easy set-up due to pre-adjusted delivery
- Short-circuit currents up to 63 kA 3 s
- Bus transfer current switching capability of 1600 A optional
- Designed according to IEC 62271-102 standard
- Exceeding the IEC and meeting GOST R and GB
- Available in various colors



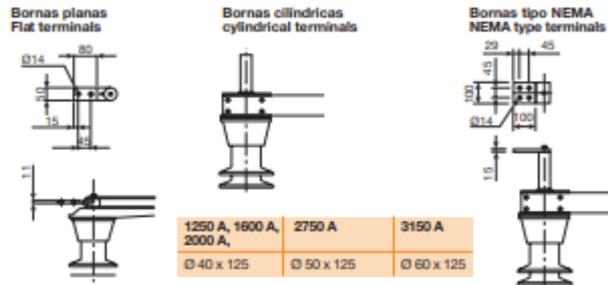
-Parque de 45kV:

Seccionador de columnas: MESA SGC/SGCP

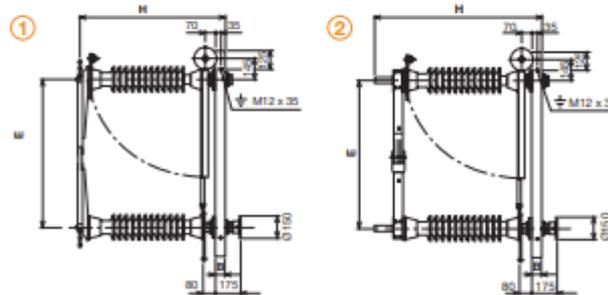
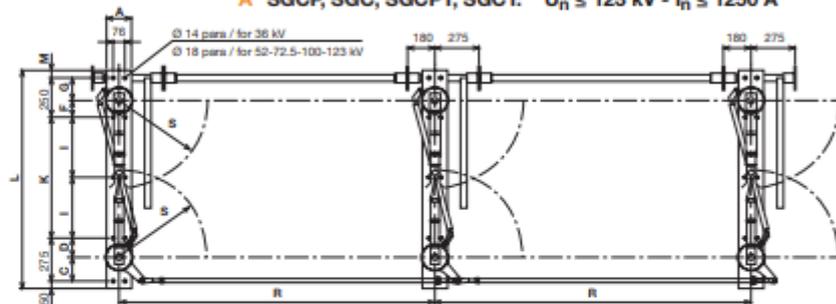
SGC / SGCP  
Presentación general  
General overview

### Características y dimensiones Characteristics and dimensions

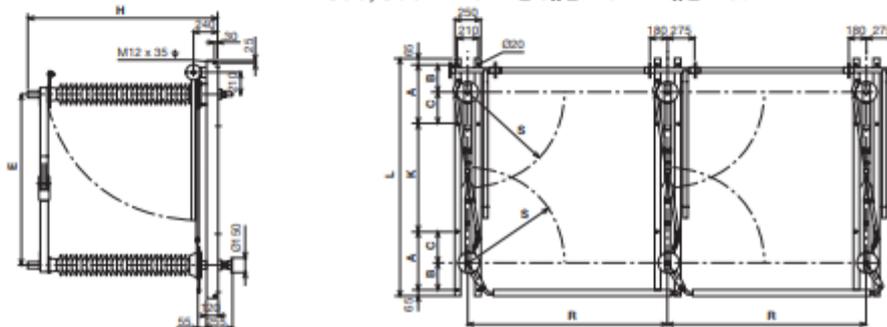
#### Terminales de conexión / Terminals



#### A SGC, SGC, SGCPT, SGCT: $U_n \leq 123 \text{ kV} - I_n \leq 1250 \text{ A}$



#### B SGC, SGCT: $123 \text{ kV} \leq U_n \leq 245 \text{ kV} - I_n \leq 2750 \text{ A}$



# Características y dimensiones Characteristics and dimensions

SGC / SGCP  
Presentación general  
General overview

## Características eléctricas Electrical characteristics

	Referencia Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current (1)	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) (1) kA	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current (1) kA	Tipo de aislador Insulator type
				A tierra y entre polos To earth and between poles		Sobre la distancia de secc. Across isolating distance				
				A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet kV	A impulso/ Impulse kV	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet kV	A impulso/ Impulse kV			
1	SGCP-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31.5	80	C4-170
	SGCP-52/1250	52	1250	95	250	110	290			
	SGCP-72/1250	72.5	1250	140	325	160	375			
	SGCP-100/1250	100	1250	185	450	210	520			
	SGCP-123/1250	123	1250	230	550	265	630			
A 2	SGC-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31.5	80	C4-170
	SGC-52/1600	52	1600	95	250	110	290	31.5	80	C4-170
	SGC-52/2000	52	2000	95	250	110	290	40	100	C4-250
	SGC-52/2750	52	2750	95	250	110	290	50	125	C4-250
	SGC-52/3150	52	3150	95	250	110	290	50	125	C4-250
	SGC-72/1600	72.5	1600	140	325	160	375	31.5	80	C4-325
	SGC-72/2000	72.5	2000	140	325	160	375	40	100	C4-325
	SGC-72/2750	72.5	2750	140	325	160	375	50	125	C4-325
	SGC-72/3150	72.5	3150	140	325	160	375	50	125	C4-325
	B	SGC-100/1600	100	1600	185	450	210	520	31.5	80
SGC-100/2000		100	2000	185	450	210	520	40	100	C4-450
SGC-100/2750		100	2750	185	450	210	520	50	125	C4-450
SGC-100/3150		100	3150	185	450	210	520	50	125	C4-450
SGC-123/1250		123	1250	230	550	265	630	31.5	80	C4-550
SGC-123/1600		123	1600	230	550	265	630	40	100	C4-550
SGC-123/2000		123	2000	230	550	265	630	50	125	C4-550
SGC-123/2750		123	2750	230	550	265	630	50	125	C4-550
SGC-123/3150		123	3150	230	550	265	630	50	125	C4-550
B		SGC-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31.5	80
	SGC-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	C4-650
	SGC-145/2000	145	2000	275	650	315	750	50	125	C4-650
	SGC-145/2750	145	2750	275	650	315	750	50	125	C4-650
	SGC-145/3150	145	3150	275	650	315	750	50	125	C4-650
	SGC-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31.5	80	C4-750
	SGC-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	C4-750
	SGC-170/2000	170	2000	325	750	375	860	50	125	C4-750
	SGC-170/2750	170	2750	325	750	375	860	50	125	C4-750
	SGC-170/3150	170	3150	325	750	375	860	50	125	C4-750
B	SGC-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31.5	80	C4-1050
	SGC-245/1600	245	1600	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
	SGC-245/2000	245	2000	460	1050	530	1200	50	125	C4-1050
	SGC-245/2750	245	2750	460	1050	530	1200	50	125	C4-1050
	SGC-245/3150	245	3150	460	1050	530	1200	50	125	C4-1050

## Dimensiones Dimensions

	Seccionador Disconnecter		Seccionador con puesta a tierra Disconnecter with earthing switch		Dimensiones Dimensions (mm)													
	Referencia Reference	Peso Weight Kg	Referencia Reference	Peso Weight Kg	A	B	C	D	E	F	G	H	I	K	L	M	R	S
1	SGCP-36/1250	207	SGCPT-36/1250	261	140	60	153	122	660	97	153	650	-	441	1066	50	1400	355
	SGCP-52/1250	369	SGCPT-52/1250	394	140	60	145	130	750	160	90	765	230	460	1140	105	1500	408
	SGCP-72/1250	369	SGCPT-72/1250	430	160	65	145	130	1000	105	145	980	382.5	765	1390	50	2000	525
	SGCP-100/1250	445	SGCPT-100/1250	510	160	65	145	130	1250	105	145	1230	507.5	1015	1640	50	2300	660
	SGCP-123/1250	506	SGCPT-123/1250	570	160	65	145	130	1550	105	145	1430	657.5	1315	1940	50	2500	800
A 2	SGC-36/1250	267	SGCT-36/1250	305	140	60	153	122	660	97	153	780	-	441	1066	50	1400	360
	SGC-52/1250	292	SGCT-52/1250	334	140	60	145	130	750	160	90	905	230	460	1140	105	1500	408
	SGC-52/1600	296	SGCT-52/1600	340	140	60	145	130	750	160	90	905	230	460	1140	105	1500	408
	SGC-52/2000	302	SGCT-52/2000	346	140	60	145	130	750	160	90	955	230	460	1140	105	1500	435
	SGC-52/2750	308	SGCT-52/2750	352	140	60	145	130	750	160	90	985	230	460	1140	105	1500	435
	SGC-52/3150	352	SGCT-52/3150	395	140	60	145	130	750	160	90	1000	230	460	1140	105	1500	435
	SGC-72/1250	372	SGCT-72/1250	417	160	65	145	130	1000	105	145	1110	382.5	765	1390	50	2000	560
	SGC-72/1600	376	SGCT-72/1600	423	160	65	145	130	1000	105	145	1130	382.5	765	1390	50	2000	560
	SGC-72/2000	382	SGCT-72/2000	429	160	65	145	130	1000	105	145	1130	382.5	765	1390	50	2000	560
	SGC-72/2750	388	SGCT-72/2750	435	160	65	145	130	1000	105	145	1160	382.5	765	1390	50	2000	560
B	SGC-72/3150	426	SGCT-72/3150	473	160	65	145	130	1000	105	145	1175	382.5	765	1390	50	2000	560
	SGC-100/1250	467	SGCT-100/1250	514	160	65	145	130	1250	105	145	1360	507.5	1015	1640	50	2300	685
	SGC-100/1600	471	SGCT-100/1600	520	160	65	145	130	1250	105	145	1360	507.5	1015	1640	50	2300	685
	SGC-100/2000	477	SGCT-100/2000	526	160	65	145	130	1250	105	145	1380	507.5	1015	1640	50	2300	685
	SGC-100/2750	503	SGCT-100/2750	532	160	65	145	130	1250	105	145	1410	507.5	1015	1640	50	2300	685
	SGC-100/3150	514	SGCT-100/3150	575	160	65	145	130	1250	105	145	1425	507.5	1015	1640	50	2300	685
	SGC-123/1250	552	SGCT-123/1250	603	160	65	145	130	1550	105	145	1560	657.5	1315	1940	50	2500	835
	SGC-123/1600	557	SGCT-123/1600	610	160	65	145	130	1550	105	145	1560	657.5	1315	1940	50	2500	835
	SGC-123/2000	564	SGCT-123/2000	617	160	65	145	130	1550	105	145	1580	657.5	1315	1940	50	2500	835
	SGC-123/2750	571	SGCT-123/2750	624	160	65	145	130	1550	105	145	1610	657.5	1315	1940	50	2500	835
B	SGC-145/1250	877	SGCT-145/1250	940	600	250	350	-	1800	-	-	1885	-	1100	2430	-	3000	960
	SGC-145/1600	886	SGCT-145/1600	949	600	250	350	-	1800	-	-	1885	-	1100	2430	-	3000	960
	SGC-145/2000	901	SGCT-145/2000	964	600	250	350	-	1800	-	-	1905	-	1100	2430	-	3000	960
	SGC-145/2750	910	SGCT-145/2750	974	600	250	350	-	1800	-	-	1935	-	1100	2430	-	3000	960
	SGC-145/3150	951	SGCT-145/3150	1014	600	250	350	-	1800	-	-	1950	-	1100	2430	-	3000	960
	SGC-170/1250	908	SGCT-170/1250	974	500	250	250	-	2100	-	-	2085	-	1600	2730	-	3200	1110
	SGC-170/1600	920	SGCT-170/1600	986	500	250	250	-	2100	-	-	2085	-	1600	2730	-	3200	1110
	SGC-170/2000	935	SGCT-170/2000	1001	500	250	250	-	2100	-	-	2105	-	1600	2730	-	3200	1110
	SGC-170/2750	945	SGCT-170/2750	1011	500	250	250	-	2100	-	-	2140	-	1600	2730	-	3200	1110
	SGC-170/3150	985	SGCT-170/3150	1051	500	250	250	-	2100	-	-	2165	-	1600	2730	-	3200	1110
B	SGC-245/1250	1332	SGCT-245/1250	1412	500	250	250	-	2700	-	-	2685	-	2200	3330	-	4500	1410
	SGC-245/1600	1350	SGCT-245/1600	1430	500	250	250	-	2700	-	-	2685	-	2200	3330	-	4500	1410
	SGC-245/2000	1368	SGCT-245/2000	1448	500	250	250	-	2700	-	-	2705	-	2200	3330	-	4500	1410
	SGC-245/2750	1375	SGCT-245/2750	1458	500	250	250	-	2700	-	-	2725	-	2200	3330	-	4500	1410
	SGC-245/3150	1418	SGCT-245/3150	1498	500	250	250	-	2700	-	-	2750	-	2200	3330	-	4500	1410

(1) Para valores distintos a los indicados, consultar. / Other different values available under request.  
 (2) R= Distancia entre polos normalizada de MESA. Otras distancias bajo demanda

### 4.3.3. Transformadores de tensión e intensidad

-Parque de 132kV:

Transformador de corriente: HITACHI P145a

#### Technical data

##### General data

Parameter	Value		
Type	PA72a	PA123a	PA145a
Compliance with standards	IEC 61869-2; PN-EN 61869-2		
Highest system voltage	72.5 kV	123 kV	145 kV
Rated power frequency withstand voltage at 50 Hz	140 kV	230 kV	275 kV
Rated lightning impulse withstand voltage at 1.2/50 µs	325 kV	550 kV	650 kV
Minimum creepage distance	16; 20; 25; 31 mm/kV		
Rated frequency	50 or 60 Hz		
Total weight	Up to 420 kg (360 kg with composite insulator)		

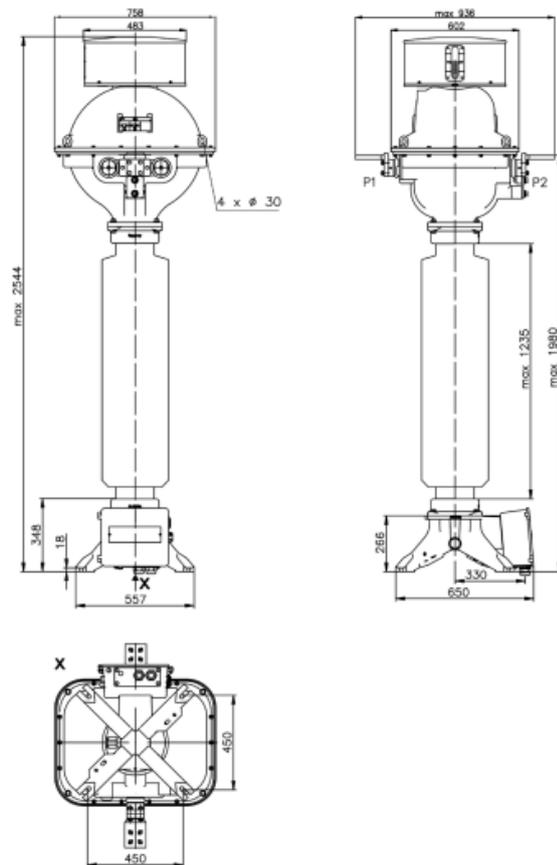
##### Current module

Rated current [A]	Rated 1 s thermal current [kA]	Rated dynamic current [kA]
50 - 5000	up to 63	up to 157

reconnectable 1:2 or 1:2.4

Parameter	Value
Rated secondary current	1 A; 5 A
Rated continuous thermal current	120%; 150%; 200%
Number of cores	1 - 6
<b>Measuring core parameters</b>	
Total rated output	1 - 200 VA
Accuracy classes	0.1; 0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5
<b>Protection core parameters</b>	
Total rated output	1 - 200 VA
Accuracy classes	5P, 10P, 5PR, 10PR, TPX, TPY, TPZ, PX, PXR

##### Dimension drawing



Note: The dimensions depend upon the insulator and the type of primary terminal.

**Transformador de tensión: HITACHI EMF-F145**

# EMF-E voltage transformer

## 52 - 145 kV

**Dependable accuracy**

Inductive voltage transformer EMF-E is a single phase design with distributed-gap low-loss core design for stable performance. The transformer has oil insulated shield-graded construction intended for outdoor installations

**Features**

- Designed and tested in accordance with IEC 61869-3
- Hermetically sealed with gas cushion or bellows expansion system
- Low core flux density with 190% overvoltage withstand capacity for 8 hours
- High accuracy and thermal burden
- Polymeric and porcelain insulators available

**Benefits**

- Easy installation and commissioning
- Maximum reliability and minimal maintenance
- Suitable for wide range of environmental conditions, including



- heavily polluted areas
- Good seismic performance
- Excellent application engineering support

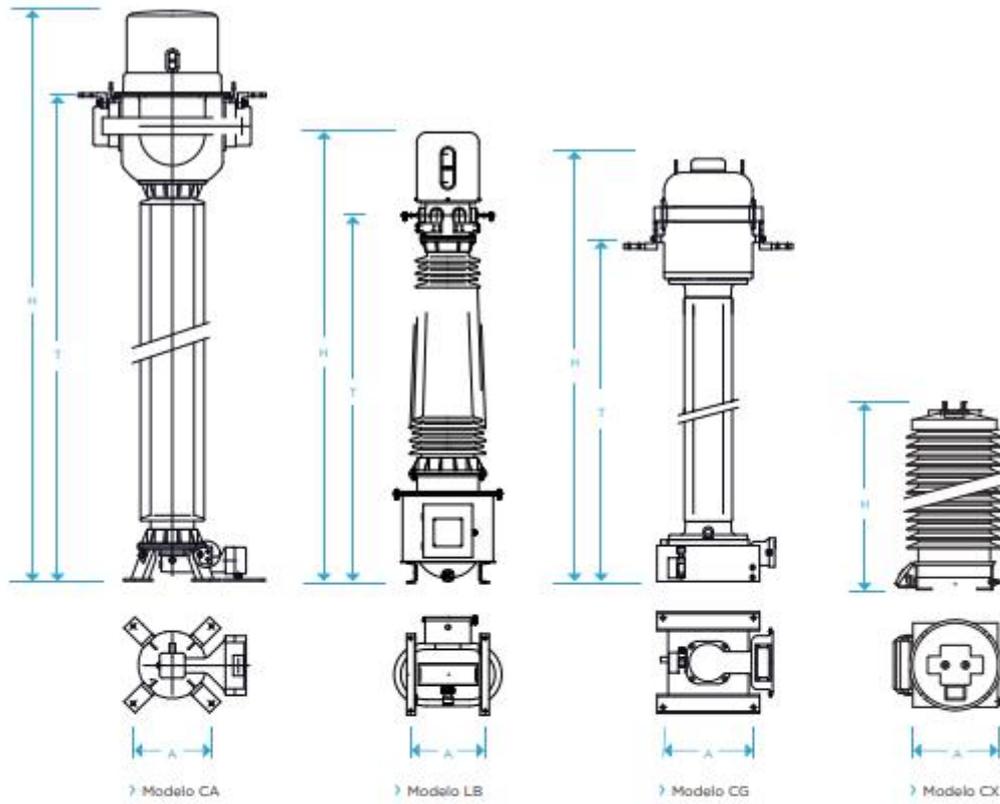
Technical data	Unit	EMF-E052	EMF-E072	EMF-E084	EMF-E123	EMF-E145
Highest voltage for equipment U <sub>m</sub>	kV(rms)	52	72.5	84	126	145
Rated power frequency withstand voltage	kV(rms)	95	140	150	230	275
Rated lightning impulse withstand voltage	kV(peak)	250	325	380	550	650
Rated frequency	Hz	50 or 60 Hz				
Rated secondary voltage	V	100/√3; 100/3; 100; 110/√3; 110/3; 110; 115/√3; 115/3; 115; others on request				
Voltage factor		Up to 1.9x for 8 hours				
Accuracy class		0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 3P; 6P (IEC) other standards on request				
Rated thermal rating output	VA	Up to 2000	Up to 2000	Up to 2000	Up to 4000	Up to 4000

\*Standard ratings shown here. Contact Hitachi Energy for any requirement not shown

**-Parque de 45kV:**

**Transformador de corriente: ARTECHE CA-52**

I. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Aislamiento papel-aceite, gas y seco



> Ensayo de tipo, CG  
 245 kV.  
 > Transformadores de  
 intensidad de 36 kV.  
 Fingrid, Kimy (Finlandia).



1. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Aislamiento papel-aceite, gas y seco

Aislamiento papel-aceite > Modelo CA

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CA-36	36	70	170	-	900	350	1.185	1.625	250
CA-52	52	95	250	-	1.300	350	1.185	1.625	260
CA-72	72,5	140	325	-	1.825	350	1.335	1.775	280
CA-100	100	185	450	-	2.500	350	1.335	1.775	290
CA-123	123	230	550	-	3.075	350	1.665	2.095	300
CA-145	145	275	650	-	3.625	350	1.665	2.095	310
CA-170	170	325	750	-	4.250	350	1.895	2.335	330
CA-245	245	460	1.050	-	6.125	450	2.755	3.055	560
		395	950						
CA-300	300	460	1.050	850	7.500	450	3.170	3.580	650
CA-362	362	510	1.175	950	9.050	600	3.875	4.355	870
		630	1.425	1.050	10.500	600	3.875	4.355	920
CA-420	420	575	1.300	1.050	10.500	600	3.875	4.355	920
CA-525	(525) 550	680	1.550	1.175	13.125	600	4.530	5.365	1.200
CA-550	(525) 550	800	1.800	1.175	13.750	600	5.205	5.960	1.700
CA-765	(765) 800	880	1.950	1.425	15.300	600	5.770	6.590	2.050
		975	2.100	1.550					

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar.

Intensidades primarias: desde 1 A hasta 5.000 A. Intensidades de cortocircuito: hasta 120 kA/1 s.

Aislamiento papel-aceite > Modelo LB

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)	Maniobra (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
LB-36	36	70	170	-	1.260	660x490	1.405	1.710	173
LB-72,5	72,5	140	325	-	2.250	775x650	1.360	1.810	470
LB-145	145	230	550	-	3.906	775x550	2.380	2.825	670
		275	650	-	4.495	775x550	2.450	2.895	690
LB-245	245	460	1.050	-	7.810	790x605	3.440	3.890	1.150
LB-362	362	510	1.175	950	11.260	910x750	3.550	4.100	1.380

Dimensiones y pesos aproximados. Para necesidades especiales, consultar.

Intensidades primarias: desde 1 A hasta 4.000 A. Intensidades de cortocircuito: hasta 50 kA/1 s.

#### 4.3.4. Autoválvulas

-Parque de 132kV: HITACHI PEXLIM P144-ZV145

# HITACHI

## High Voltage Products - Surge Arresters

Data schedule

### PEXLIM P144-ZV145

#### General Data

Parameter	Unit	Value
Neutral ground arrester		No
Family name		PEXLIM
Type designation		P144-ZV145
Design		MO, Gapless
Manufacturer country		Hitachi Energy, Sweden
Maximum system voltage (Us)	$kV_{rms}$	145
Arrester classification as per IEC 60099-4 Ed. 3.0	Class	Station; SH
Nominal discharge current	$kA_{peak}$	20
Rated voltage (Uir)	$kV_{rms}$	144
Maximum continuous voltage (Uc)	$kV_{rms}$	92
Frequency	Hz	15-62
TOV capability (after thermal energy rating Wth)		
1s	$kV_{rms}$	158
10s	$kV_{rms}$	150

DATE OF GENERATION: 2025-05-22 © Hitachi Energy 2022.

**-Parque de 45kV: HITACHI PEXLIM P054-ZV052**

# HITACHI

## High Voltage Products - Surge Arresters

### Data schedule

## PEXLIM P054-ZV052

### General Data

Parameter	Unit	Value
Neutral ground arrester		No
Family name		PEXLIM
Type designation		P054-ZV052
Design		MO, Gapless
Manufacturer country		Hitachi Energy, Sweden
Maximum system voltage (Us)	$kV_{rms}$	52
Arrester classification as per IEC 60099-4 Ed. 3.0	Class	Station; SH
Nominal discharge current	$kA_{peak}$	20
Rated voltage (Ur)	$kV_{rms}$	54
Maximum continuous voltage (Uc)	$kV_{rms}$	43
Frequency	Hz	15-62
TOV capability (after thermal energy rating Wth)		
1s	$kV_{rms}$	59,6
10s	$kV_{rms}$	56,6

DATE OF GENERATION: 2025-05-22 © Hitachi Energy 2022.

All rights to this document and its information are reserved. Any form of reproduction, use, or disclosure to third parties or unauthorised persons without our prior written consent is strictly forbidden.

ABB is a registered trademark of ABB AseaBrown Boveri Ltd. Manufactured by/for a Hitachi Energy company.

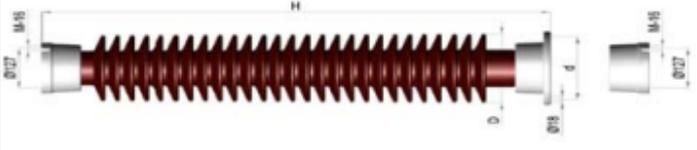
4.3.5. Aisladores

-Parque de 132kV: POINSA C8-650

**4.1.1 AISLADORES DE SOPORTE EXTERIOR CON HERRAJES EXTERNOS**  
**OUTDOOR POST INSULATORS WITH EXTERNAL METAL PARTS**

**TENSIÓN NOMINAL MÁXIMA DE 110 A 170 kV**  
**MAXIMUM NOMINAL VOLTAGE 110 A 170 kV**

Según CEI 60273. According to IEC 60273.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL SPECIFICATIONS									
Vidriado color marrón o gris <i>Brown or grey glazed</i>									
Herrajes: Fundición maleable galvanizada en caliente. <i>Fittings: Cast iron hot dip galvanized.</i>									
Montaje: Hasta 80 °C - cemento Sulfuroso <i>Cementing: Up to 80 °C - Sulphur cement</i> Montaje: Hasta 150 °C - cemento Portland <i>Cementing: Up to 150 °C - Portland cement</i>									
Ensayos según CEI 60168 <i>Tests according to IEC 60168</i>									
DESIGNACION / REFERENCE	C4-550	C6-550	C10-550	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C6-750	
Línea de fuga mínima según nivel de polución CEI 60815 (mm.) <i>Minimum creepage distance according to pollution level IEC 60815 (mm.)</i>	I	1968	1968	1968	2320	2320	2320	2320	2720
	II	2460	2460	2460	2900	2900	2900	2900	3400
	III	3075	3075	3075	3625	3625	3625	3625	4250
	IV	3813	3813	3813	4495	4495	4495	4495	5270
DIMENSIONES / DIMENSIONS									
Altura del aislador montado <i>Height of the post insulator once assembled</i>	H mm	1220	1220	1220	1500	1500	1500	1500	1700
Diámetro máximo parte aislante <i>Maximum diameter of insulating part</i>	D mm	300	300	350	350	350	350	400	350
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d1 mm	127	127	*	127	127	127	*	127
Diámetro Círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d mm	*	200	225	200	200	225	254	225
DATOS ELECTRICOS / ELECTRICAL VALUES									
Tensión nominal / máxima <i>Nominal voltage / maximum voltage</i>	- kV	110-123	110-123	110-123	132-145	132-145	132-145	132-145	170
Tensión soportada al choque <i>Lightning impulse withstand voltage</i>	- kV	550	550	550	650	650	650	650	750
Tensión soportada bajo lluvia a 50 Hz <i>Power frequency withstand voltage, wet 50Hz</i>	- kV	230	230	230	275	275	275	275	325
DATOS MECANICOS / MECHANICAL VALUES									
Mínima carga de rotura a Flexión <i>Minimum bending failing load</i>	- N	4000	6000	10000	4000	6000	8000	10000	6000
Mínima carga de rotura a la Torsión <i>Minimum bending failing load</i>	- N	3000	4000	4000	3000	3000	4000	4000	3000

\* Consulte con nuestro Departamento Comercial / Check with our Sales Department

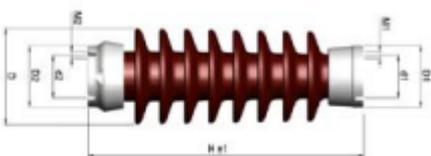


More than 30 years of experience

-Parque de 45kV: POINSA C6-200

**4.1.1 AISLADORES DE SOPORTE EXTERIOR CON HERRAJES EXTERNOS**  
**OUTDOOR POST INSULATORS WITH EXTERNAL METAL PARTS**  
**TENSIÓN NOMINAL MÁXIMA DE 38 A 52 kV**  
**MAXIMUM NOMINAL VOLTAGE 38 A 52 kV**

Según CEI 60273. According to IEC 60273.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS / TECHNICAL SPECIFICATIONS									
Vidriado color marrón o gris / Brown or grey glazed									
Herrajes: Fundición maleable galvanizada en caliente. / Fittings: Cast iron hot dip galvanized.									
Montaje: Hasta 80 °C - cemento Sulfuroso / Cementing: Up to 80 °C Sulphur cement									
Montaje: Hasta 150 °C - cemento Portland / Cementing: Up to 150 °C Portland cement									
Ensayos según CEI 60168 / Tests according to IEC 60168									
									
DESIGNACION / REFERENCE		C4-200	C6-200	C8-200	C10-200	C12,5-200	C4-250	C6-250	C8-250
Línea de fuga mínima según nivel de polución C.EI 60815 (mm.) <i>Minimum creepage distance according to pollution level IEC 60815 (mm.)</i>	I	720	720	720	720	720	832	832	832
	II	900	900	900	900	900	1040	1040	1040
	III	1125	1125	1125	1125	1125	1300	1300	1300
	IV	1395	1395	1395	1395	1395	1612	1612	1612
DIMENSIONES / DIMENSIONS									
Altura del aislador montado <i>Height of the post insulator once assembled</i>	H mm	475	475	475	475	475	560	560	560
Diámetro máximo parte aislante <i>Maximum diameter of insulating part</i>	D mm	210	210	220	220	245	215	215	220
Diámetro cara de apoyo del herraje <i>Maximal cap diameter</i>	D1 mm	108	108	108	108	162	108 / 162	108 / 162	162
Diámetro cara de apoyo del herraje <i>Maximal cap diameter</i>	D2 mm	108	108	108	108	162	108 / 162	108 / 162	162
Diámetro del círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d1 mm	76	76	76	76	127	76 / 127	76 / 127	127
Diámetro del círculo de fijación <i>Bolt circle</i>	d2 mm	76	76	76	76	127	76 / 127	76 / 127	127
Diámetro de la rosca <i>Tapped hole</i>	M1 mm	M12	M12	M12	M12	M16	M12/M16	M12/M16	M16
Diámetro de la rosca <i>Tapped hole</i>	M2 mm	M12	M12	M12	M12	M16	M12/M16	M12/M16	M16
DATOS ELECTRICOS / ELECTRICAL VALUES									
Tensión nominal / máxima <i>Nominal voltage / maximum voltage</i>	- kV	38-45	38-45	38-45	38-45	38-45	45-52	45-52	45-52
Tensión soportada al choque <i>Lightning impulse withstand voltage</i>	- kV	200	200	200	200	200	250	250	250
Tensión soportada bajo lluvia a 50 Hz <i>Power frequency withstand voltage, wet 50Hz</i>	- kV	80	80	80	80	80	95	95	95
DATOS MECANICOS / MECHANICAL VALUES									
Mínima carga de rotura a Flexión <i>Minimum bending failing load</i>	- N	4000	6000	8000	10000	12500	4000	6000	8000
Mínima carga de rotura a la Torsión <i>Minimum bending failing load</i>	- N	1200	1800	2000	2500	3000	1800	2000	2500

Consulte con nuestro Departamento Comercial / Check with our Sales Department

26 | Más de 30 años de experiencia


### 4.3.6. Conductor desnudo ACSR

Características dimensionales:

Designación		Sección del conductor			Nº hilos		Diámetro de los hilos		Diámetro del conductor	Peso del cable	Carga de rotura	Modulo elasticidade final	Resistencia eléctrica máxima a 20°C
		Al	Ac	Total	Al	Ac	Al	Ac					
Nueva	Antigua	mm <sup>2</sup>			mm		mm		mm	Kg/km	kN	N/mm <sup>2</sup>	Ω/km
27-ALJ/4-STIA	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	7,14	108	9,74	76000	1,0736
47-ALJ/8-STIA	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	9,45	189	16,29	76000	0,6129
67-ALJ/11-STIA	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	11,34	272	23,12	76000	0,4256
94-ALJ/22-STIA	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	14,00	433	43,17	80000	0,3067
107-ALJ/18-STIA	LA 125	107,2	17,87	147,1	6	1	4,77	4,77	14,31	411	34,0	80000	0,2530
119-ALJ/28-STIA	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	15,75	547	54,03	80000	0,2423
152-ALJ/25-STIA	LA 175 Ostrich	152,1	24,7	176,7	26	7	2,73	2,12	17,4	613	57,00	77000	0,1893
147-ALJ/34-STIA	LA 180	147,3	34,4	181,7	30	7	2,50	2,50	17,5	676	64,94	80000	0,1963
242-ALJ/39-STIA	LA 280	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	21,8	977	84,89	73000	0,1194
337-ALJ/44-STIA	LA 380 Gull	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	25,4	1275	107,18	70000	0,0857
402-ALJ/52-STIA	LA 455 Condor	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	27,7	1521	123,75	70000	0,0719
484-ALJ/34-STIA	LA 510 Rail	483,8	33,5	518,0	54	7	3,70	2,47	29,6	1600	115,80	66000	0,0599
485-ALJ/63-STIA	LA 545 Cardinal	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	30,4	1831	149,04	70000	0,0597
565-ALJ/72-STIA	LA 635 Finch	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	32,9	2123	174,14	70000	0,0512
804-ALJ/56-STIA	LA 860 Lapwing	804,2	55,6	860,0	45	7	4,77	3,18	38,16	2657	189,82	66000	0,0359



## **DOCUMENTO N°2: PLANOS**

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: LISTADO DE PLANOS.....</b>	<b>149</b>
<b>CAPÍTULO 2: PLANOS.....</b>	<b>151</b>



## **CAPÍTULO 1: LISTADO DE PLANOS**

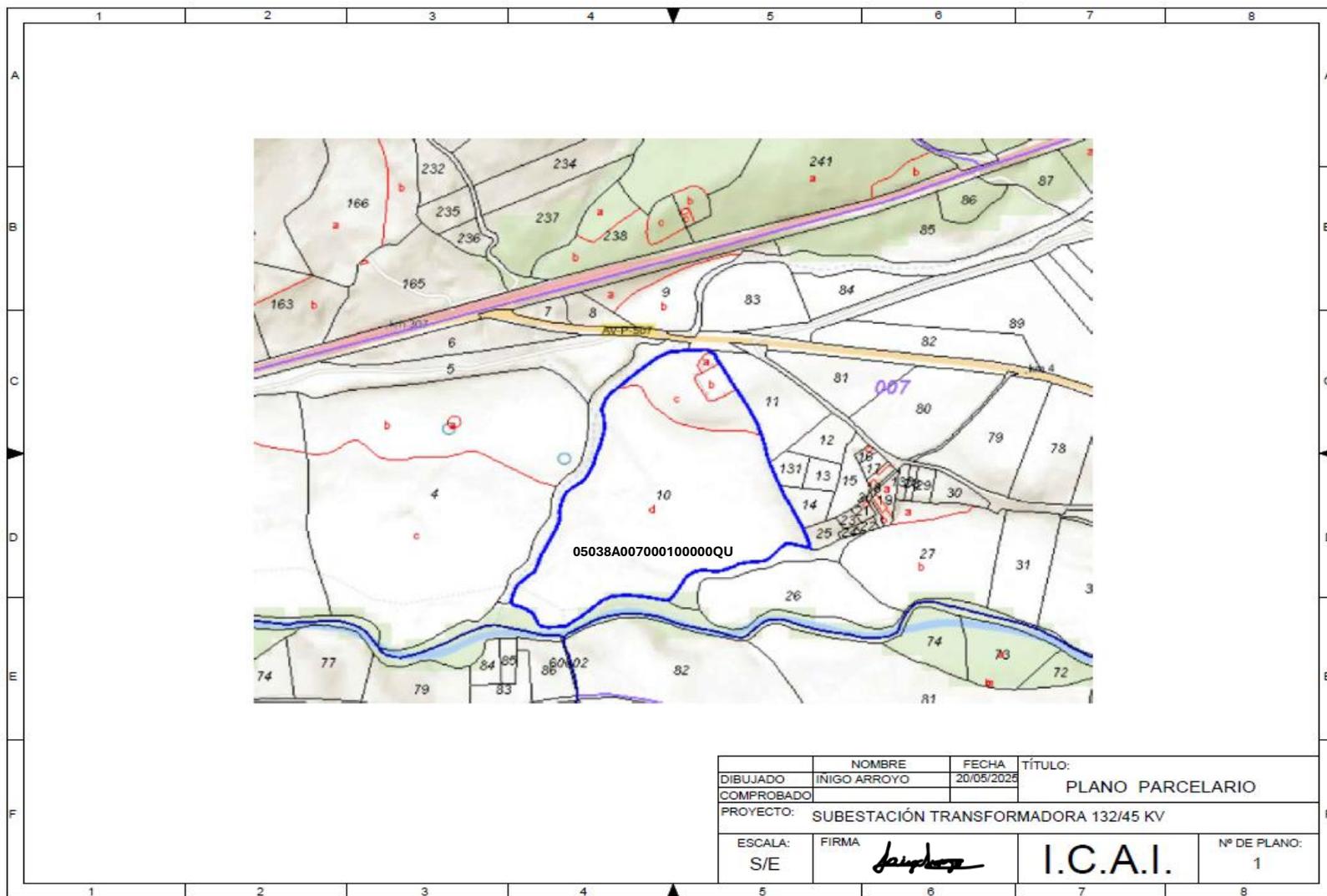
1. Plano Parcelario
2. Plano sistema eléctrico existente y subestación proyectada
3. Plano implementación
4. Plano Unifilar Simplificado
5. Plano en planta
6. Plano en planta detalle 132kV
7. Plano en planta detalle 45kV
8. Plano alzado posición líneas 132kV
9. Plano alzado posición líneas y transformador 45kV
10. Plano en planta edificio de control
11. Plano de la malla de tierras



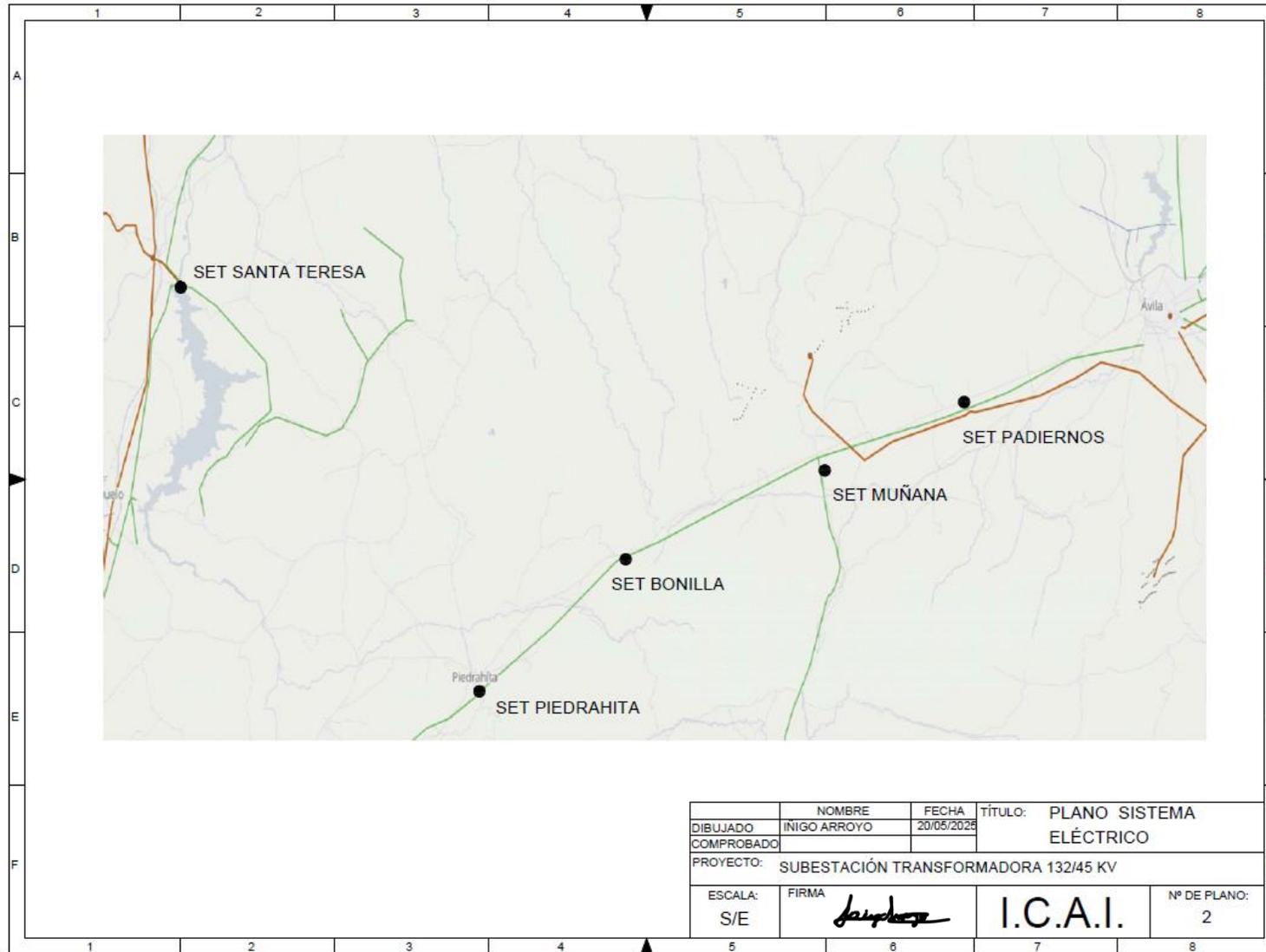
## INDICE CAPÍTULO 2

DOCUMENTO N°2: PLANOS.....	146
ÍNDICE.....	147
CAPÍTULO 1: LISTADO DE PLANOS.....	149
INDICE CAPÍTULO 2 .....	151
<b>2.1. Plano parcelario .....</b>	<b>152</b>
<b>2.2. Plano sistema eléctrico existente y la subestación proyectada.....</b>	<b>153</b>
<b>2.3. Plano implementación .....</b>	<b>154</b>
<b>2.4. Plano Unifilar Simplificado.....</b>	<b>155</b>
<b>2.5. Plano en planta .....</b>	<b>156</b>
<b>2.6. Plano en planta detalle 132kV .....</b>	<b>157</b>
<b>2.7. Plano en planta detalle 45kV .....</b>	<b>158</b>
<b>2.8. Plano alzado posición líneas 132kV .....</b>	<b>159</b>
<b>2.9. Plano alzado posición líneas y transformador 45kV.....</b>	<b>160</b>
<b>2.10. Plano en planta edificio de control.....</b>	<b>161</b>
<b>2.11. Plano de la malla de tierras .....</b>	<b>162</b>

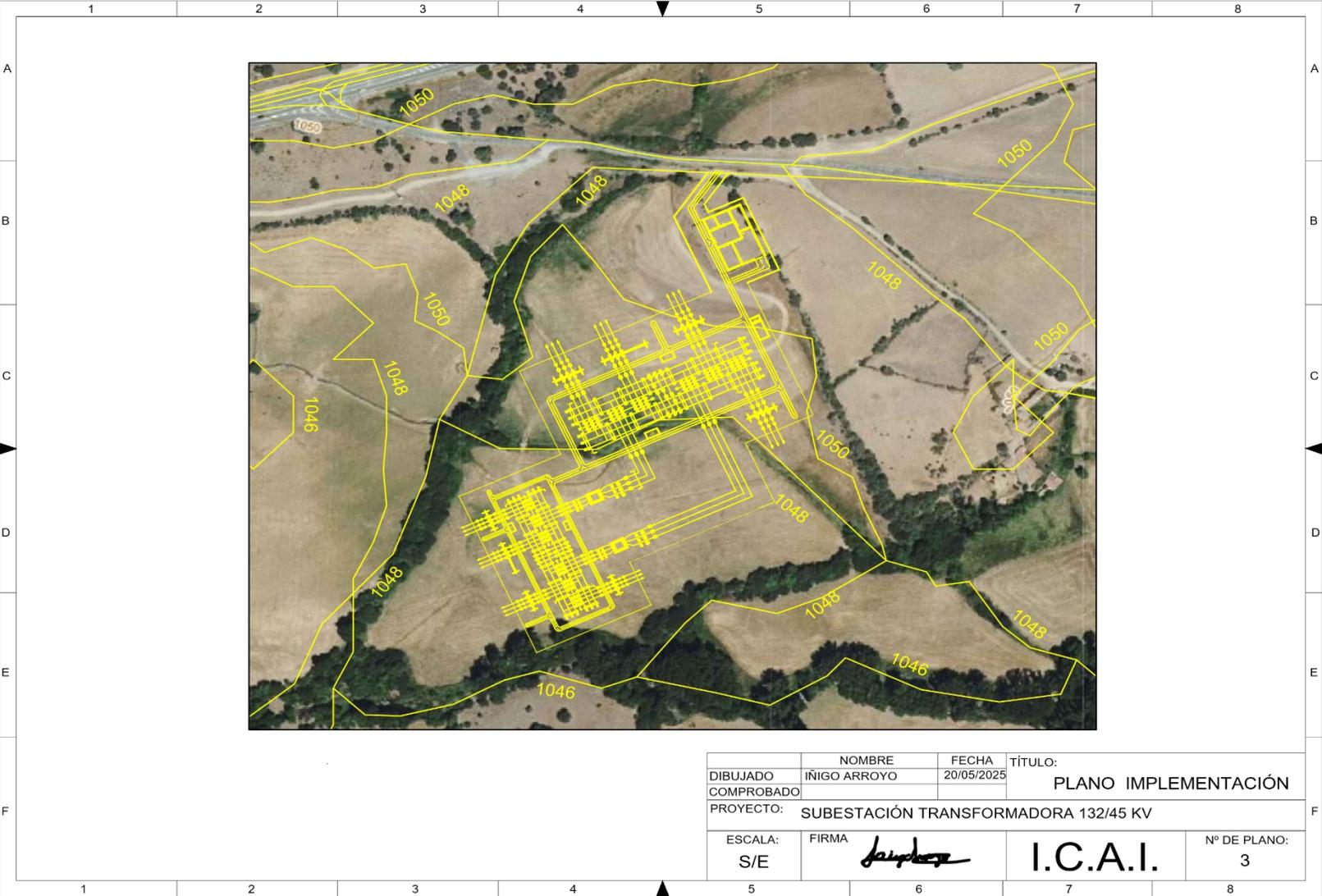
### 2.1. Plano parcelario



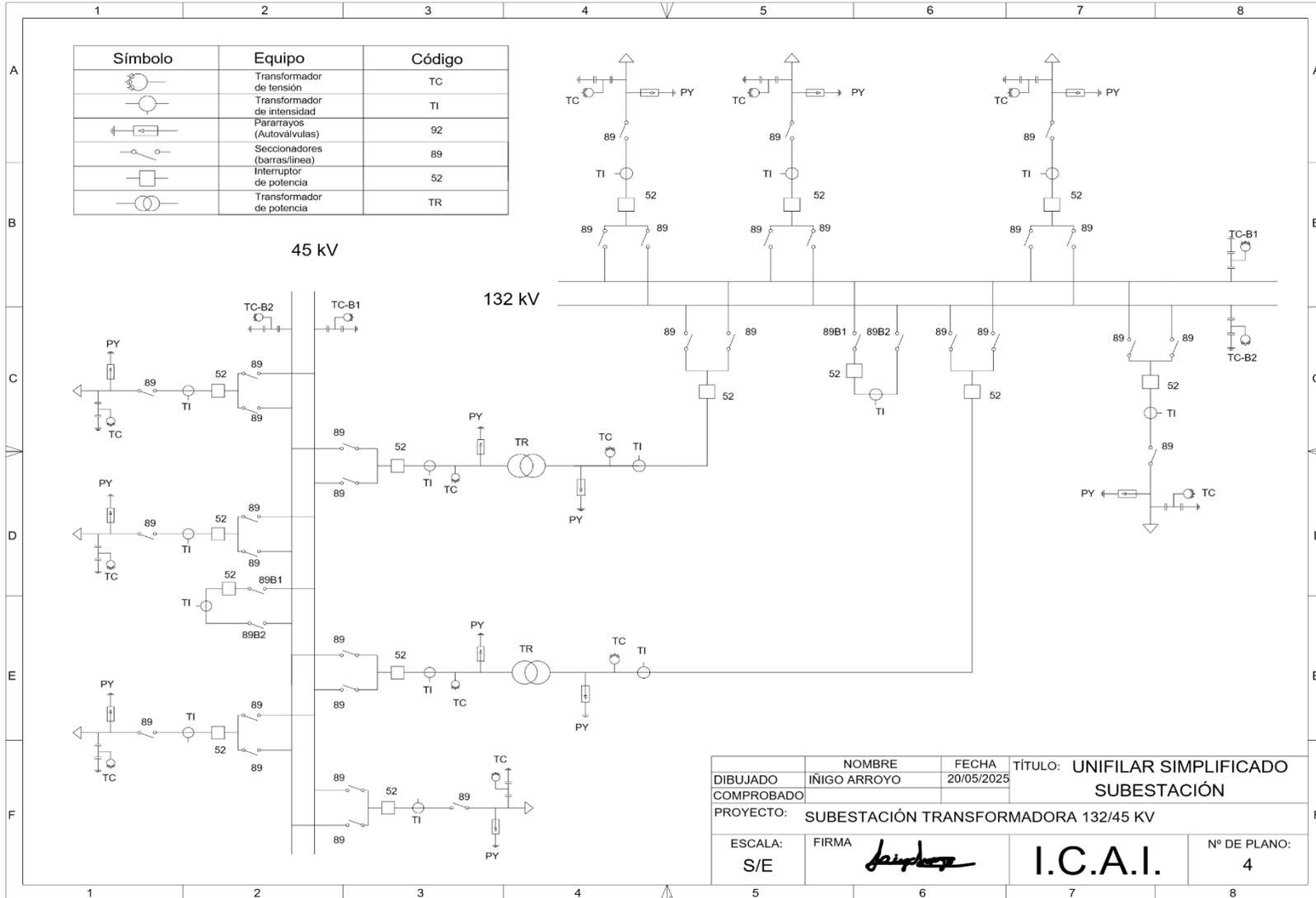
**2.2. Plano sistema eléctrico existente y la subestación proyectada**



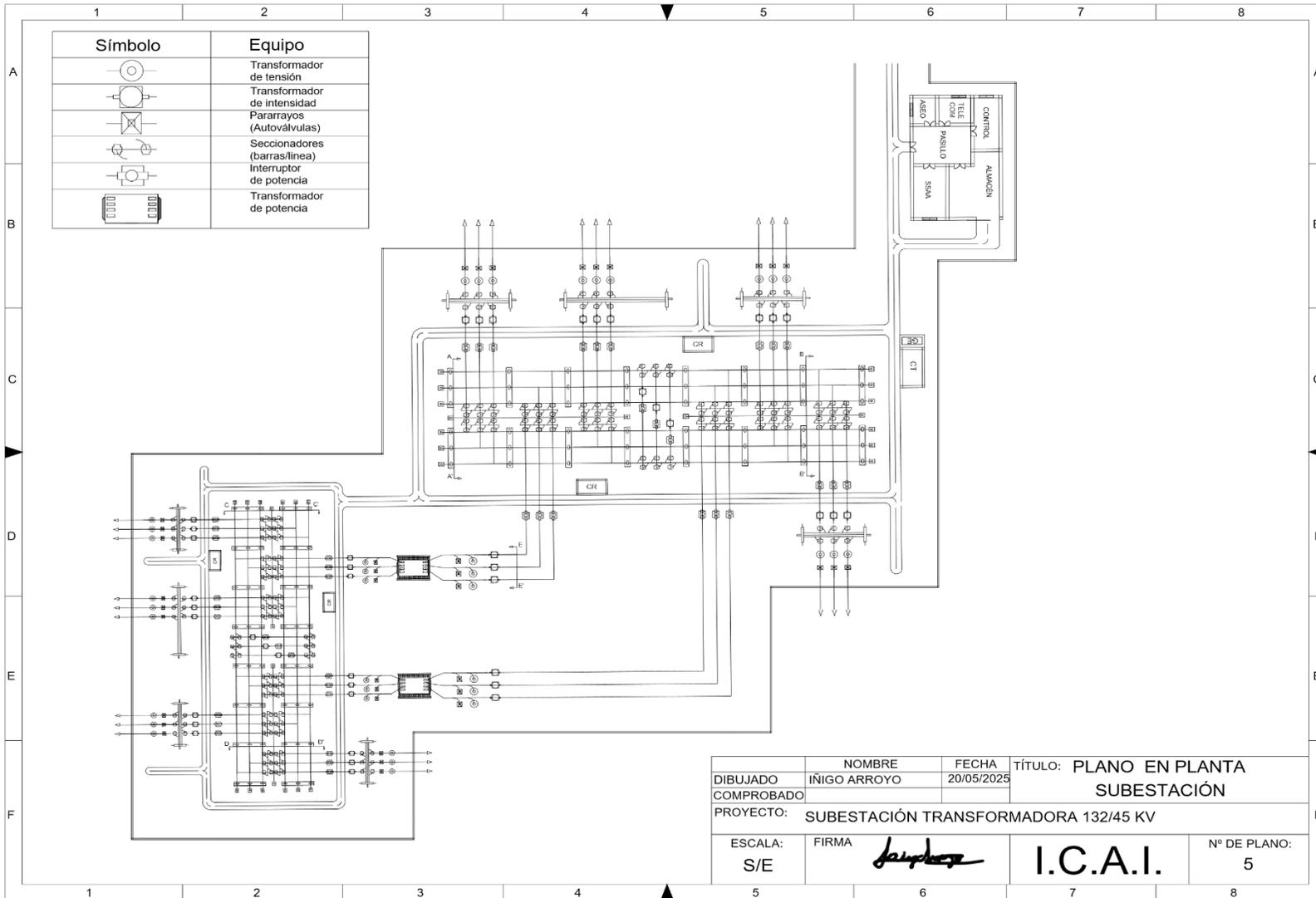
2.3. Plano implementación



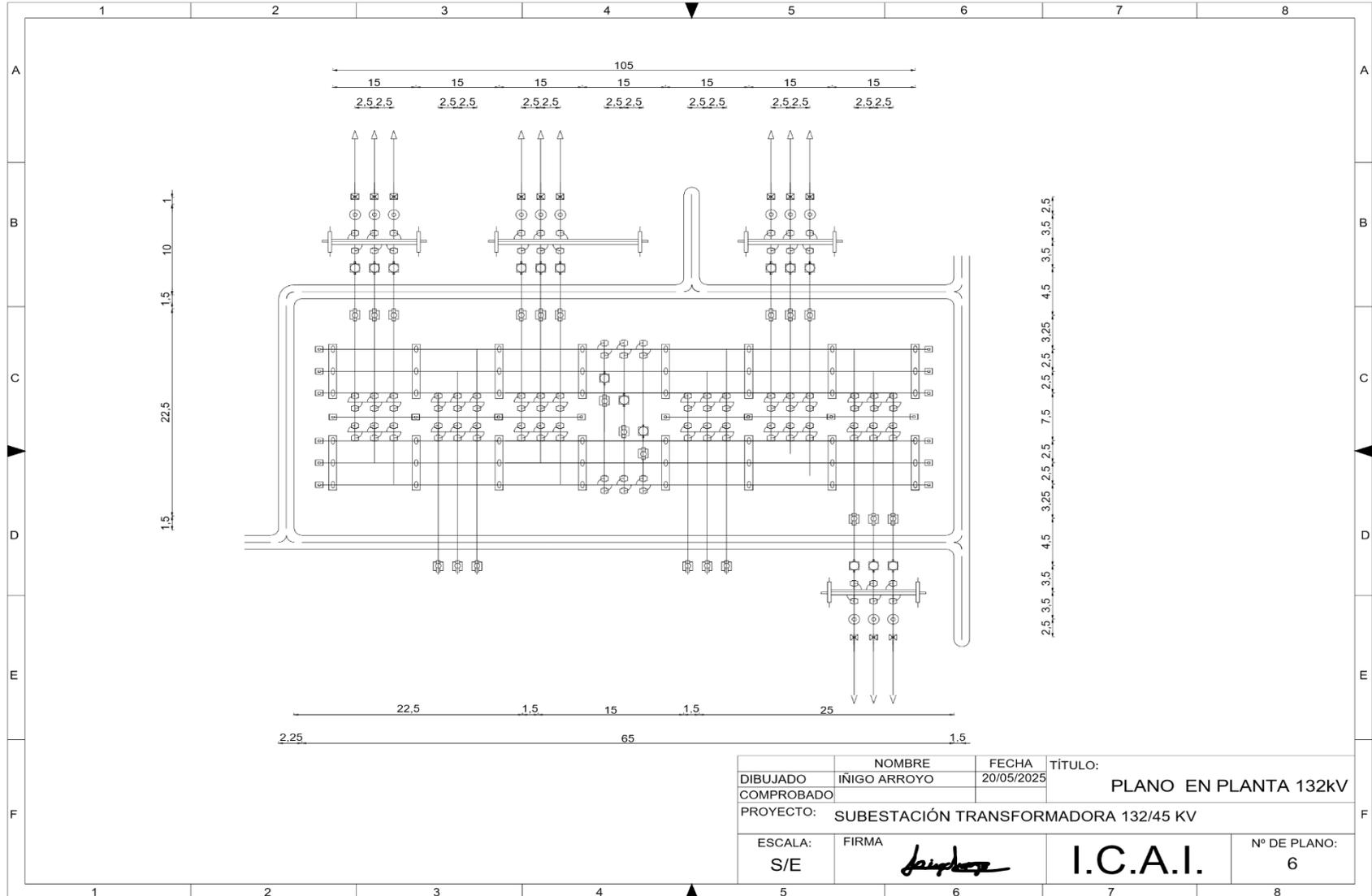
### 2.4. Plano Unifilar Simplificado



### 2.5. Plano en planta

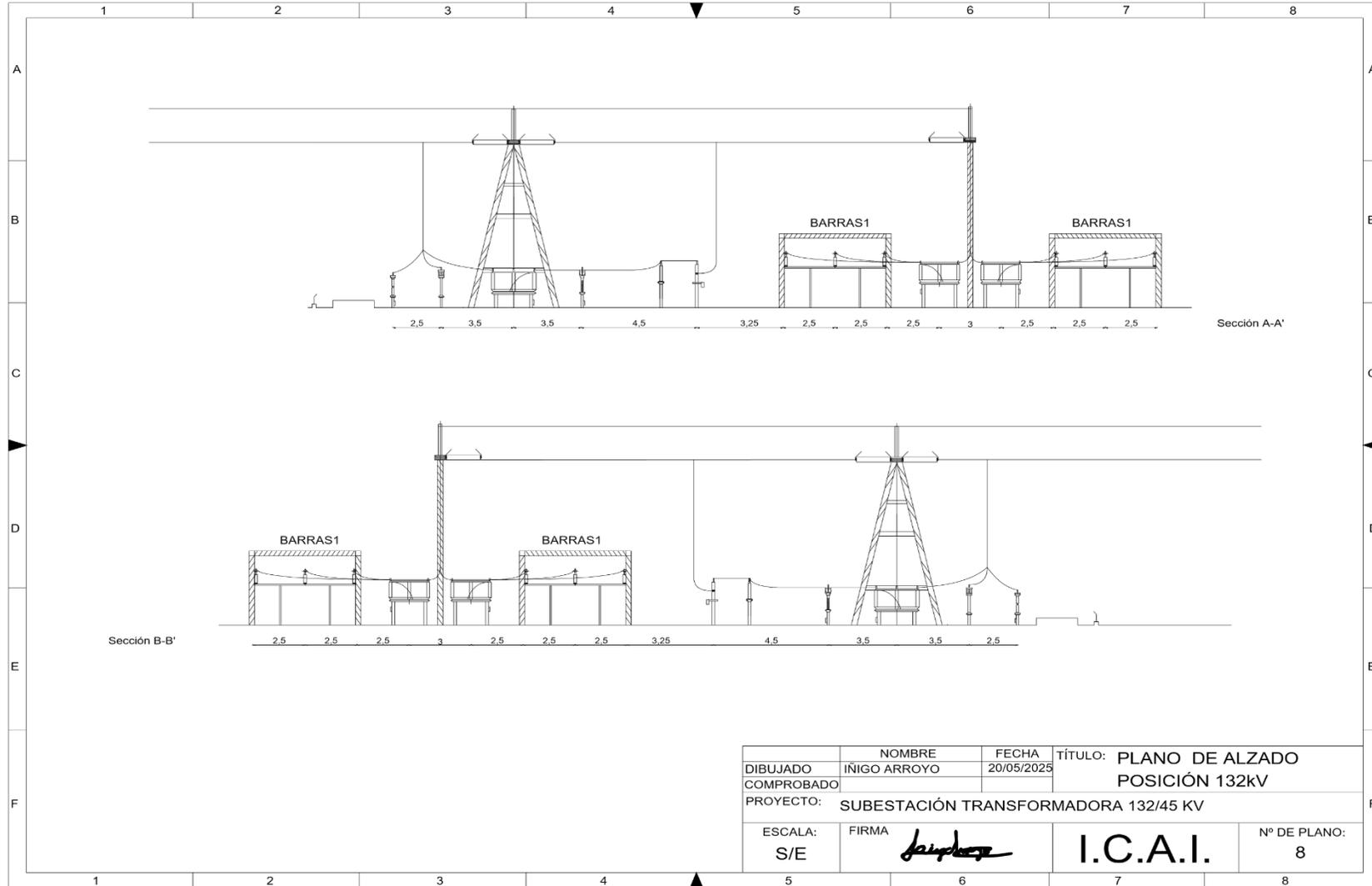


2.6. Plano en planta detalle 132kV



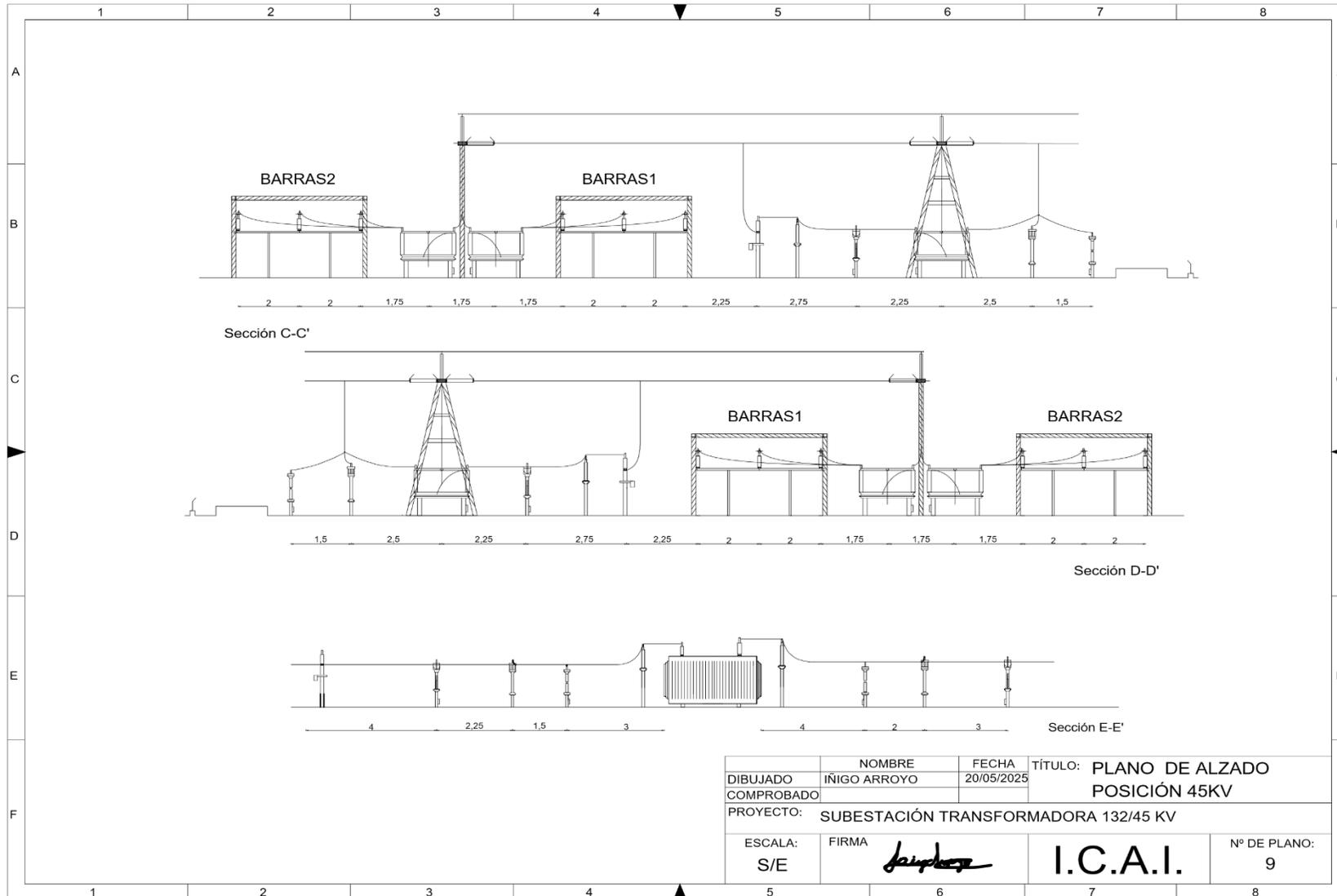


### 2.8. Plano alzado posición líneas 132kV

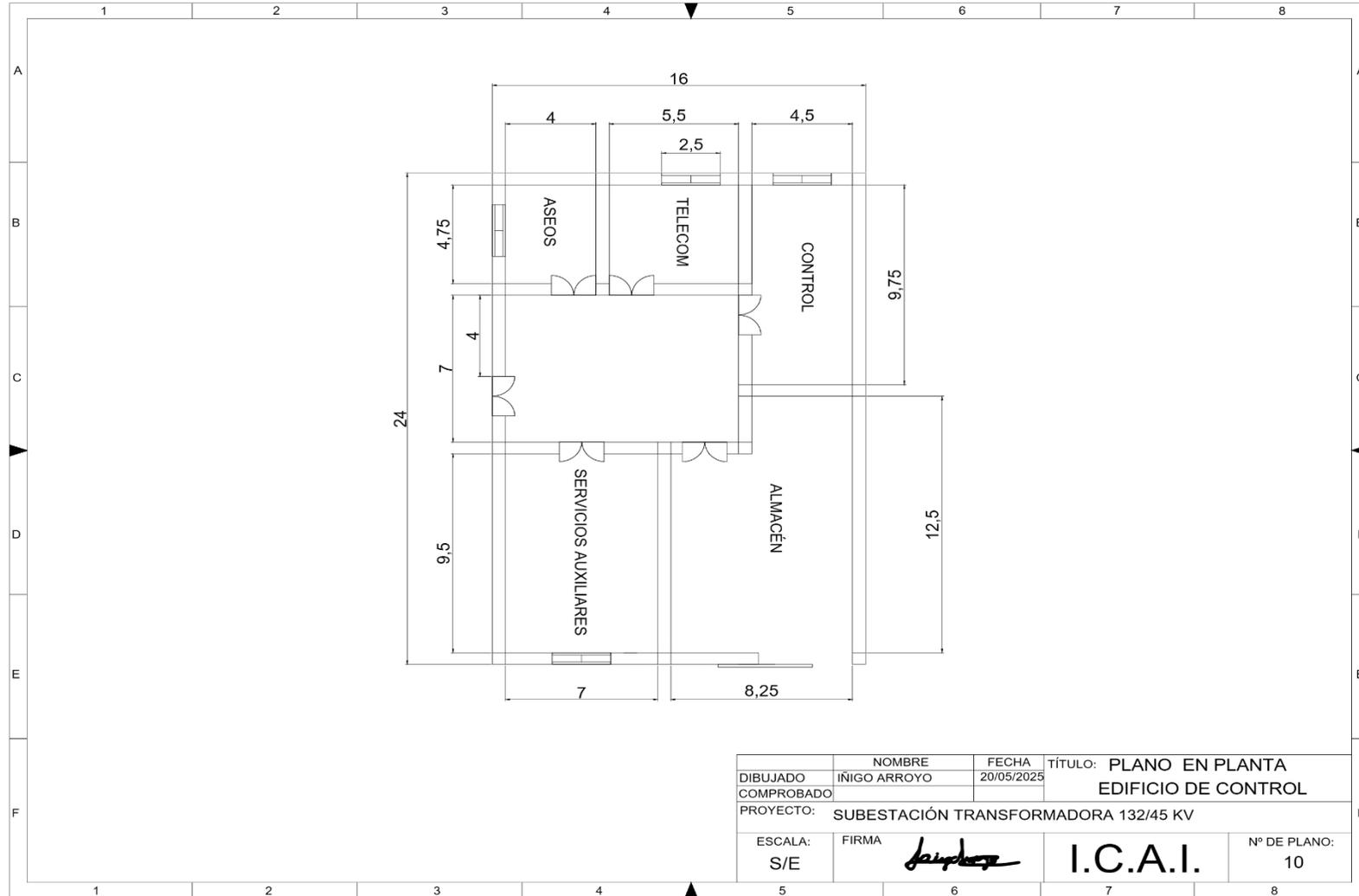


	NOMBRE	FECHA	TÍTULO: PLANO DE ALZADO	
DIBUJADO	INIGO ARROYO	20/05/2025	POSICIÓN 132KV	
COMPROBADO				
PROYECTO:	SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/45 KV			
ESCALA:	FIRMA		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
S/E	<i>[Signature]</i>			8

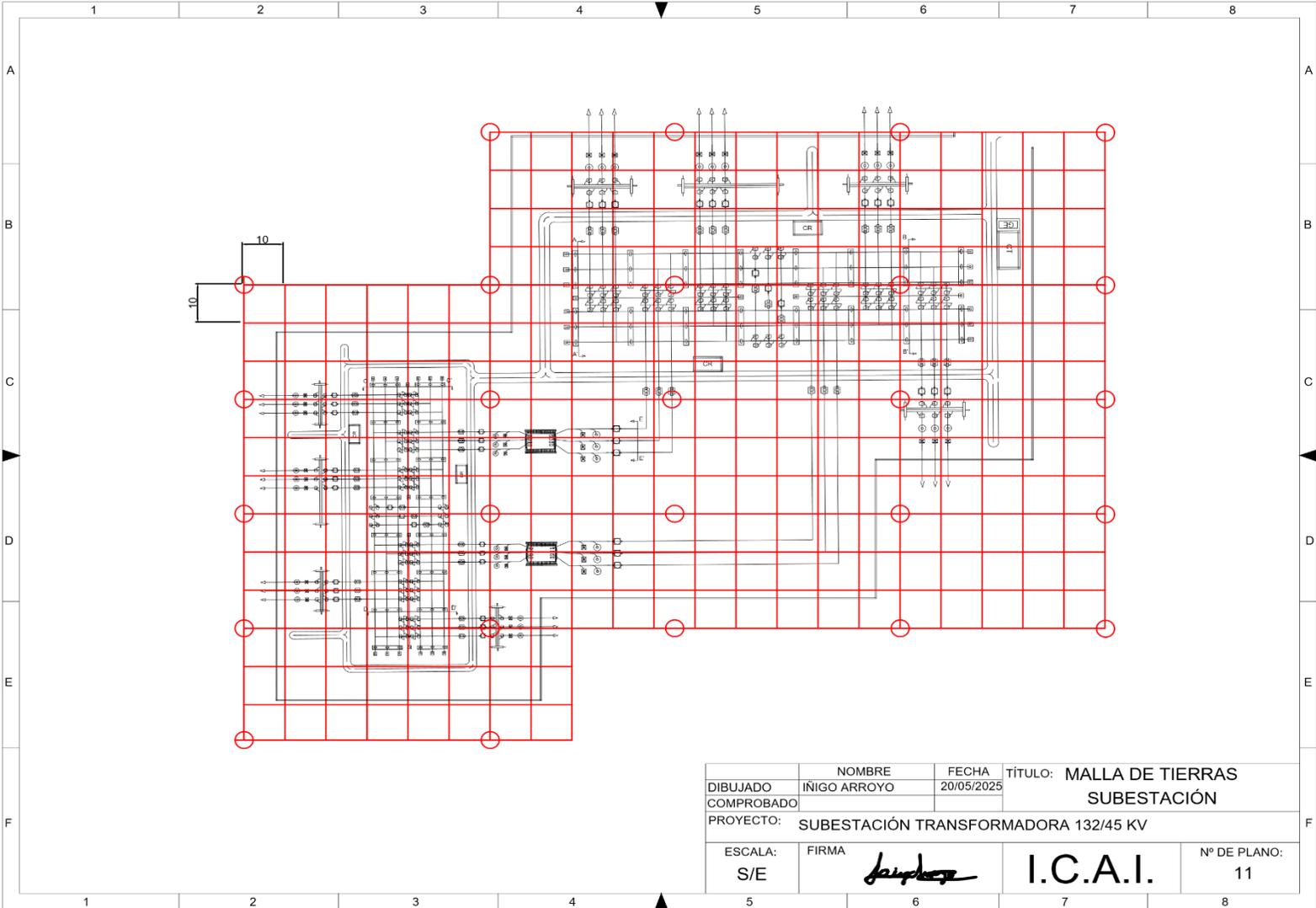
### 2.9. Plano alzado posición líneas y transformador 45kV



**2.10. Plano en planta edificio de control**



2.11. Plano de la malla de tierras





## **DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES**



## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: GENERALES Y ECONÓMICAS.....</b>	<b>168</b>
<b>CAPÍTULO 2: TÉCNICAS Y PARTICULARES.....</b>	<b>178</b>



## INDICE CAPÍTULO 1

INDICE CAPÍTULO 1 .....	168
CAPÍTULO 1: GENERALES Y ECONÓMICAS .....	171
<b>1.1. Objeto .....</b>	<b>171</b>
<b>1.2. Normativa aplicable .....</b>	<b>172</b>
1.2.1. Equipamiento y Montaje .....	172
1.3.1. Obra civil .....	174
1.3.2. Estructuras .....	174
1.3.3. Instalaciones .....	175
1.3.4. Protección .....	176
1.3.5. Varios .....	176
<b>1.3. Gestión de calidad.....</b>	<b>177</b>
<b>1.4. Gestión medioambiental .....</b>	<b>177</b>
<b>1.5. Seguridad en el trabajo .....</b>	<b>177</b>
<b>1.6. Verificación y validación .....</b>	<b>178</b>
<b>1.7. Estudio de seguridad y salud .....</b>	<b>178</b>
1.7.1. Objeto de este estudio .....	178
1.7.2. Situación y descripción de la obra .....	178
1.7.3. Control de accesos .....	179
1.7.4. Unidades constructivas .....	179
_1.7.4.1. Movimiento de tierras.....	179
_1.7.4.2. Obra civil .....	180
_1.7.4.3. Montaje de estructuras y equipos .....	180
1.7.5. Identificación de riegos .....	181
_1.7.5.1. Organización de la seguridad .....	183
_1.7.5.2. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra .....	183
_1.7.5.3. Formación.....	184
_1.7.5.4. Medicina preventiva .....	184
1.7.5.5. Medios de protección.....	184
1.7.6. Locales de descanso y servicios higiénicos .....	185
1.7.7. Disposiciones de emergencia.....	185
_1.7.7.1. Vías de evacuación .....	185
_1.7.7.2. Iluminación.....	185
_1.7.7.3. Instalaciones de suministro y reparto de energía.....	186

_1.7.7.4.	Ventilación .....	186
_1.7.7.5.	Ambientes nocivos y factores atmosféricos .....	186
_1.7.7.6.	Detención y lucha contra incendios.....	187
_1.7.7.7.	Primeros auxilios .....	187
<b>1.8.</b>	<b>Plan de seguridad .....</b>	<b>187</b>
<b>1.9.</b>	<b>Normativa legal de aplicación .....</b>	<b>188</b>
<b>1.10.</b>	<b>Normativa interna de red eléctrica .....</b>	<b>188</b>



## CAPÍTULO 1: GENERALES Y ECONÓMICAS

### 1.1. Objeto

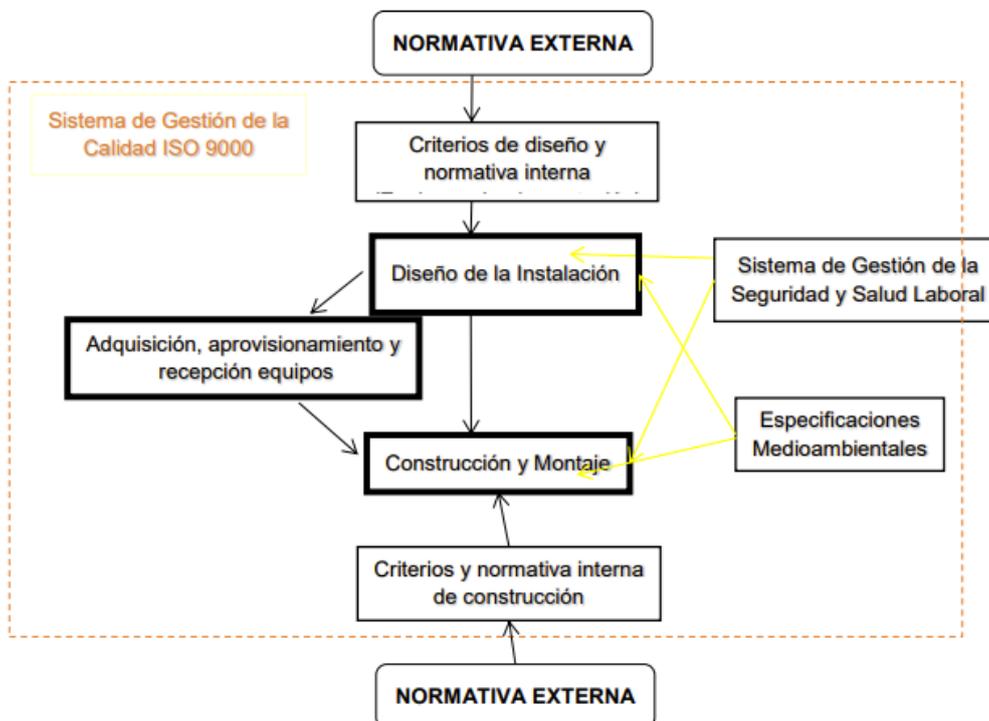
El objeto del presente Pliego de Condiciones es aportar la información necesaria para definir los materiales y equipos y su correcto montaje para lo que se han considerado los siguientes aspectos:

1º. Normativo: Los equipos y su montaje serán conformes a la normativa legal y de referencia.

2º. Gestión de calidad: En el plan de calidad se recogen las características técnicas de los equipos y su montaje. A demás, a través de la certificación ISO-9000 se asegura la calidad de la instalación construida.

3º. Gestión medioambiental: Con el objetivo de minimizar los impactos ambientales ocasionados de los trabajos de construcción y operación de la subestación.

4º. Seguridad laboral: Para asegurar que tanto el montaje como la explotación de los equipos de la instalación cumpla con las medidas de seguridad requeridas.



## 1.2. Normativa aplicable

Se aplicarán las siguientes normas por el orden en que se relacionan (cuando no existan contradicciones legales):

- Normativa de Red Eléctrica (DYES: Procedimientos Técnicos; y procedimientos).
- Normativa Europea EN.
- Normativa CENELEC.
- Normativa CEI.
- Normativa UNE.
- Otras normas y recomendaciones (IEEE, MF, ACI, CIGRE, ANSI, AISC, etc....)

### 1.2.1. Equipamiento y Montaje

El presente Proyecto ha sido redactado basándose en los Reglamentos y Normas descritos anteriormente, y más concretamente, en los de obligado cumplimiento que se enumeran a continuación:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y sus posteriores modificaciones , siendo la última la Orden Ministerial de 10/03/00.

En especial, las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del “Reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación”:

- ITC-RAT 09: “PROTECCIONES”.
- ITC-RAT 12: “AISLAMIENTO”.
- ITC-RAT 13: “INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA”.
- ITC-RAT 15: “INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE EXTERIOR”.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. "REBT". DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología B.O.E.: 18-SEPT-2002, e Instrucciones Técnicas Complementarias y sus modificaciones posteriores.
- Recomendaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT-T) que le afecten.

- Ley 31/95, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- R.D. 614/01, de 8 de junio, sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- R.D. 1215/97, de 18 de julio, sobre EQUIPOS DE TRABAJO.
- R.D. 486/97, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- R.D. 487/97, de 14 de abril, sobre Manipulación manual de cargas.
- R.D. 773/97, de 30 de mayo, sobre Utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, Reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.
- Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.
- Reglamento de instalaciones de protección contra incendios. REAL DECRETO 1942/1993, de 5-NOV, del Ministerio de Ind. y Energía B.O.E.: 14-DIC-93, y sus correcciones posteriores. Normas de procedimiento y desarrollo del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios y se revisa el anexo I y los apéndices del mismo ORDEN, de 16-ABR, del Ministerio de Industria y Energía B.O.E.: 28-ABR-98
- Reglamento de Seguridad contra incendios en los Establecimientos Industriales. REAL DECRETO 786/2001, de 6-JUL, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, B.O.E.: 30-JUL01, y sus correcciones posteriores.
- Código Técnico de la Edificación (CTE) R.D. 314/2006, de 17 de marzo, del Ministerio de la Vivienda. B.O.E.: 28 de marzo de 2006.
- Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE) tanto en cuanto a la ejecución de los trabajos, como en lo relativo a mediciones.
- Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

En el caso de discrepancias entre las diversas normas se seguirá siempre el criterio más restrictivo.

### 1.3.1. Obra civil

### 1.3.2. Estructuras

#### Acciones en la edificación:

Documento Básico de Seguridad Estructural SE-AE “Acciones en la Edificación” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

Norma de construcción sismo resistente: parte general y edificación (NCSR-02). REAL DECRETO 997/2002, de 27-septiembre, del Ministerio de Fomento B.O.E.: 11-OCT-02.

#### Acero:

Documento Básico de Seguridad Estructural SE-A “Acero” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

#### Fábrica de ladrillo:

Documento Básico de Seguridad Estructural SE-F “Fábrica” del Código Técnico de la Edificación . REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

#### Hormigón:

Instrucción de Hormigón Estructural "EHE-08". REAL DECRETO 1247/2008 de 18 de julio, del Ministerio de Fomento B.O.E.: 22-AGO-08.

#### Forjados:

Actualización de las fichas de autorización de uso de sistemas de forjados RESOLUCIÓN, de 30-ENE-97, del Ministerio de Fomento B.O.E.: 6-MAR-97.

Real Decreto 1247/2008, de 5 de julio, por el que se aprueba la " Instrucción para el proyecto y la ejecución de forjados unidireccionales de hormigón estructural realizados con elementos prefabricados (EFHE)".

### 1.3.3. Instalaciones

#### Calefacción, Climatización y Agua caliente sanitaria:

Documento Básico de Salubridad HS “Salubridad” del Código Técnico de la Edificación. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, del Ministerio de la Vivienda.

Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE) y se crea la Comisión Asesora para Instalaciones Térmicas de los Edificios. Real Decreto 1027/2007.

Real Decreto 140/03, de 7 de febrero, sobre Criterios Sanitarios de la Calidad del Agua de consumo humano. B.O.E, de 21 de febrero, de 2003.

#### Electricidad:

Reglamento electrotécnico para baja tensión “REBT” e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT01 a BT51.

REAL DECRETO 842/2002, de 2-AGOSTO, del Ministerio de Industria y Energía B.O.E.: 18-SEPT-2002.

Autorización para el empleo de sistemas de instalaciones con conductores aislados bajo canales de cables protectores de material plástico. RESOLUCIÓN, de 18-ENE-88, de la Dirección General de Innovación Industrial. B.O.E.: 19-FEB-88

#### Instalaciones de protección frente a incendios:

Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios. Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, del Ministerio de Industria y Energía. B.O.E.: 14 de diciembre de 1993. Corrección de errores: 7 de mayo de 1994.

Normas de Procedimiento y Desarrollo del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios y se revisa el anexo I y los Apéndices de este. Orden de 16 de abril de 1998, del Ministerio de Industria y Energía. B.O.E.: 28 de abril de 1998.

Reglamento de Seguridad contra incendios en los Establecimientos Industriales. REAL DECRETO 786/2001, de 6-JUL, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, B.O.E.: 30-JUL-01, y sus correcciones posteriores.

Documento Básico SI “Seguridad en caso de Incendio” del Código Técnico de la Edificación. Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, del Ministerio de la Vivienda.

### **1.3.4. Protección**

#### Aislamiento acústico:

Documento Básico HR “Protección frente al ruido” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 1371/2007 de 19-octubre, del Ministerio de la Vivienda.

#### Aislamiento térmico:

Documento Básico HE “Ahorro de energía” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

#### Protección contra incendios:

Documento Básico SI “Seguridad en caso de incendio” del Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

### **1.3.5. Varios**

Código Técnico de la Edificación. REAL DECRETO 314/2006, de 17-marzo, del Ministerio de la Vivienda.

Normas tecnológicas de la edificación. DECRETO del ministerio de la vivienda nº 3655/72, de 23-DIC B.O.E. 15-ENE-73.

Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. R. D. 3275/1982, de 12 de noviembre y sus modificaciones posteriores, la última por O. M. de 10/03/00.

Instrucciones Técnicas Complementarias en Subestaciones. DECRETO nº 842/02 de 2AGO en B.O.E.: 18-SEPT-02.

Recomendaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT-T) que le afecten. Ley 31/95, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

R.D. 614/01, de 8 de junio, sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

R.D. 1215/97, de 18 de julio, sobre EQUIPOS DE TRABAJO.

R.D. 486/97, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.

R.D. 487/97, de 14 de abril, sobre Manipulación manual de cargas.

R.D. 773/97, de 30 de mayo, sobre Utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Ley 32/2006, de 18 de octubre, Reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.

Prescripciones de seguridad para trabajos y maniobras en Instalaciones Eléctricas, de la Comisión Técnica Permanente de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA.

Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE) tanto en cuanto a la ejecución de los trabajos, como en lo relativo a mediciones.

Instrucciones técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos.

En el caso de discrepancias entre las diversas normas se seguirá siempre el criterio más restrictivo.

### **1.3. Gestión de calidad**

Afecta a los procesos: ingeniería, construcción, calificación de proveedores, compras, transferencia de instalaciones y gestión de proyectos y también a los recursos: cualificación de las personas, equipos de inspección, medida y ensayo y homologación de equipos. Sistema de calidad certificado que cumple con la normativa ISO 9000.

### **1.4. Gestión medioambiental**

Las obras del proyecto se ejecutan garantizando el cumplimiento de la legislación y reglamentación aplicable. En el Anexo “Especificaciones técnicas de carácter ambiental” de este documento se detallan los aspectos medioambientales que rigen la ejecución de este proyecto.

### **1.5. Seguridad en el trabajo**

Conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción, al amparo de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, se incluye en el presente proyecto, el Estudio de Seguridad y Salud correspondiente para su ejecución.

## **1.6. Verificación y validación**

De acuerdo con los sistemas de gestión certificados, se garantiza el correcto montaje verificado y validando la instalación y equipos mediante:

### Pruebas en Vacío:

Una vez finalizados los trabajos de obra civil y montaje electromecánico se procederá a la realización de las Pruebas en Vacío de la Instalación de acuerdo con las instrucciones técnicas correspondientes recogida en la normativa interna.

### Pruebas en Tensión:

Las Pruebas en Tensión tendrán por objeto comprobar la adecuación al uso de la instalación conforme a los criterios funcionales establecidos en el Proyecto.

Los protocolos de las pruebas a realizar, así como los criterios para su ejecución serán redactados conforme a lo especificado en la documentación técnica aplicable.

## **1.7. Estudio de seguridad y salud**

### **1.7.1. Objeto de este estudio**

En este Estudio de Seguridad y Salud se establecen los criterios de seguridad y las medidas preventivas aplicables a las distintas fases de explanación, obra civil y montaje electromecánico del proyecto de la subestación de Bonilla de la Sierra. Dichas medidas serán presentadas a través de la Dirección Facultativa para que sean aplicadas en conformidad al R.D 1627/97, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad en las obras de construcción.

El Estudio es de carácter obligatorio para todas las empresas que intervengan en la ejecución de la obra, independientemente de su naturaleza o especialidad.

Además, la Empresa Contratista estará encargada de la redacción de un Plan de Seguridad y Salud, en el que se analicen, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el presente Estudio, adaptándolas a su sistema específico de ejecución.

### **1.7.2. Situación y descripción de la obra**

La instalación está ubicada en el municipio de Bonilla de la Sierra, provincia de Ávila, Castilla y León. En la siguiente tabla se recogen las principales características meteorológicas de la zona.

Altitud del terreno	<b>1080 m</b>
Tipo de Zona	<i>Zona C</i>
Temperaturas extremas	$-5^{\circ}\text{C}/32^{\circ}\text{C}$
Velocidad máxima del viento	90 km/h
Contaminación ambiental	<i>Baja</i>
Nivel de niebla	<i>Media</i>
Pluviometría	<i>Alta</i>

### 1.7.3. Control de accesos

Debido a la localización remota de la instalación, estando alejada de los principales núcleos urbanos y zonas de paso, la presencia de personal ajeno a la obra es improbable, no obstante, se realizará un cierre perimetral tan pronto como sea posible.

Si bien la parcela ya cuenta con un cierre perimetral, este cuenta con características propias de vallado rurales, por lo que será necesario disponer de una valla adecuada, en cuanto al portón, se dispondrán señales informativas de riesgo disuasorias.

### 1.7.4. Unidades constructivas

#### 1.7.4.1. Movimiento de tierras

Consiste en la preparación del terreno para que cuente con las condiciones óptimas para ubicar los elementos que componen la subestación.

El movimiento de tierras abarcará la plataforma completa de los parques de 132kV y 45kV, así como el edificio y los accesos.

Se utilizará maquinaria pesada para los trabajos de explanación y retirada de tierras.

#### Acopio:

Los materiales y equipos que instalar, provenientes de los suministradores se descargarán con medios mecánicos.

Se almacenarán en la campa situada en la propia subestación, en ubicación estable, apartado de las posiciones en construcción y donde no interfiera en el desarrollo posterior de los trabajos.

#### Drenajes y saneamientos:

La red de drenajes cubrirá los dos parques, incluyendo las calles nuevas. Se realizará mediante tubo drenante en distribución que no produzca un efluente masivo.

### **1.7.4.2. Obra civil**

Consiste en la realización del edificio de control, muros cortafuegos y las casetas de relés, los cuales serán construidos sucesivamente.

Se dispondrá de compa de almacenaje de materiales de construcción en una zona que no interfiera con los restantes trabajos ni con las vías de circulación de vehículos.

La preparación de armaduras de encofrados se ubicará fuera de las zonas de paso.

#### Cimentaciones de soportes:

Las cimentaciones para soportar las estructuras de los pórticos y equipos estarán compuestas por zapatas aisladas de hormigón armado.

#### Casetas de relés:

Se instalarán cuatro casetas por parque, de planta rectangular y dimensiones de 4m x 6m (ancho x largo), estarán construidas mediante bloques de hormigón armado y panales sándwich. Contarán con equipos de ventilación, aire acondicionado y control de temperatura.

#### Edificio de control:

En un mismo edificio se encontrarán las salas de comunicaciones, control y servicios auxiliares, además, se contará con un lavabo y un almacén. Las especificaciones para la construcción se harán basándose en las normas de RED ELÉCTRICA.

### **1.7.4.3. Montaje de estructuras y equipos**

Durante esta fase se realizará la instalación de los pórticos, los embarrados, las estructuras de soporte de los equipos, la propia apartamenta y los embarrados de conexión.

Los trabajos de montaje a ejecutar estarán considerados de manera que no interfieran entre sí y se tendrá en cuenta que estos no afecten a las actividades de la Obra Civil que se estén llevando a cabo.

Las estructuras metálicas y soportes de los equipos se construirán utilizando perfiles normalizados de alma llena.

#### Trabajos de cableado y trabajos en b.t:

El tendido de cables de fuerza y control desde los equipos del parque hasta las casetas de relés se hará manualmente, siguiendo el trazado indicado por los canales.

La instalación de los equipos de Control, Protecciones, Comunicaciones y Medidas se llevará a cabo al mismo tiempo que los trabajos de cableado.

Puesta en Servicio:

Se espera que la puesta en servicio se realice en fases, conectando eléctricamente la nueva posición o instalación a la red eléctrica.

La calles y equipos que se pongan en servicio se delimitarán y aislarán para permitir la ejecución de las fases de trabajo posteriores

**1.7.5. Identificación de riesgos**

Las Empresa adjudicatarias de las obras han de considerar que la evaluación de los riesgos asociados a cada una de las actividades de construcción de Subestaciones supone el análisis previo de:

- Las condiciones generales del trabajo, a las máquinas y equipos que se manejen, a las instalaciones próximas existentes y a los agentes físicos, químicos y biológicos que puedan existir.
- Las características de organización y control del trabajo que cada Empresa tiene establecidas, lo que influye en la magnitud de los riesgos.
- La inadecuación de los puestos de trabajo a las características de los trabajadores especialmente sensibles a ciertos riesgos.

Por ello las Empresas Contratistas adjudicatarias de los trabajos deben disponer de una Evaluación de Riesgos genérica concerniente a sus trabajos.

No obstante, se prevé que los riesgos que se pueden presentar son:

Situaciones pormenorizadas de riesgo	
Caídas de personas al mismo nivel	Caída por deficiencias en el suelo, por pisar o tropezar con objetos, por existencia de vertidos o líquidos, por superficies en mal estado por condiciones atmosféricas (heladas, nieve, agua, etc.).
Caídas de personas a distinto nivel	Caída desde escaleras portátiles, desde andamios y plataformas temporales, desniveles, huecos, zanjas, taludes, desde estructuras pórticos.
Caídas de objetos	Caída por manipulación manual de objetos y herramientas o de elementos manipulados con aparatos elevadores.
Desprendimientos desplomes y derrumbes	Desprendimientos de elementos de montaje fijos, desplome de muros o hundimiento de zanjas o galerías
Choques y golpes	Choques contra objetos fijos, contra objetos móviles, golpes por herramientas manuales y eléctricas.

Situaciones pormenorizadas de riesgo	
Maquinaria automotriz y vehículos	Atropello a peatones, choques y golpes entre vehículos, vuelco de vehículos y caída de cargas
Atrapamientos por mecanismos en movimiento	Atrapamientos por herramientas manuales, portátiles eléctricos. Atrapamientos por mecanismos en movimiento
Cortes	Cortes por herramientas portátiles eléctricas o manuales y cortes por objetos superficiales o punzantes.
Proyecciones	Impacto por fragmentos, partículas sólidas o líquidas.
Contactos térmicos	Contactos con fluidos o sustancias calientes / fríos. Contacto con proyecciones.
Contactos químicos	Contacto con sustancias corrosivas, irritantes/ alergizantes u otras.
Contactos eléctricos	Contactos directos, indirectos o descargas eléctricas
Arcos eléctricos	Calor, proyecciones o radiaciones no ionizantes.
Sobreesfuerzos	Esfuerzos al empujar, tirar de objetos. Esfuerzos al levantar, sostener o manipular cargas.
Explosiones	Máquinas, equipos y botellas de gases.
Incendios	Acumulación de material combustible. Almacenamiento y trasvase de productos inflamables. Focos de ignición, proyecciones de chispas o partículas calientes.
Confinamiento	Golpes, choques, cortes o atrapamientos por espacio reducido. Dificultades para rescate.
Tráfico	Choques entre vehículos o contra objetos fijos Atropello de peatones o en situaciones de trabajo Vuelco de vehículos por accidente de tráfico.
Agresión de animales	Picadura de insectos, ataque de perros o agresión por otros animales.
Estrés térmico	Exposición prolongada al calor o al frío Cambios bruscos de temperatura.
Radiaciones no ionizantes	Exposición a radiación ultravioleta, infrarroja o visible.

Situaciones pormenorizadas de riesgo	
Carga física	Movimientos repetitivos. Carga estática o postural (espacios de trabajo) o dinámica (actividad física). Condiciones climáticas exteriores.
Carga mental	Distribución de tiempos. Horario de trabajo.

### 1.7.5.1. Organización de la seguridad

#### Coordinador en Materia de Seguridad y Salud:

Las tareas de Obra Civil y Montaje Electromecánico si bien estarán programadas en su mayor parte en periodos distintos, pueden que en algún momento interfieran entre sí, por lo que si así fuera sobre la base del Art. 3 del R.D. 1627, la Empresa Propietaria en su calidad de Promotor procederá a nombrar Coordinador en Materia de Seguridad.

#### Jefes de Trabajo de las Empresas Contratistas:

Las personas que ejerzan in situ las funciones de jefes, dirigiendo y planificando las actividades de los operarios garantizarán que los trabajadores conocen los principios de acción preventiva y velarán por su aplicación.

#### Vigilante de Seguridad de la Empresa Contratista:

La Empresa Contratista reflejará en el Plan de Seguridad el nombre de una persona de su organización que actuará como su Vigilante de Seguridad para los trabajos, bien a tiempo total o compartido, con formación en temas de Seguridad (cursillo, prueba, etc.) o con suficiente experiencia para desarrollar este cometido.

Quien actúe como jefe de Obra organizará la labor del Vigilante y pondrá a su disposición los medios precisos para que pueda desarrollar las funciones preventivas

### 1.7.5.2. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra

De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la obra y en particular:

- a) Garantizar que solo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada pueden acceder a las zonas de riesgo grave o específico.
- b) Dar las debidas instrucciones a los empleados.
- c) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- d) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.

- e) El mantenimiento de los medios y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra.
- f) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de trabajo.
- g) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- h) La adaptación, en función de la evolución de obra, del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- i) La cooperación entre RED ELÉCTRICA y el Contratista.

#### **1.7.5.3. Formación**

El personal de la Empresa Contratista que sea habitual en estos trabajos debe estar instruido en Seguridad. No obstante, en las fechas inmediatas a la incorporación recibirá información específica acorde al trabajo que va a realizar.

La empresa Contratista garantizará que el personal de sus Empresas Subcontratadas será informado del contenido del Plan de Seguridad.

Los operarios que realicen trabajos con riesgo eléctrico tendrán la categoría de “personal autorizado o cualificado” para las funciones que le asigna el R.D. 614/2001.

#### **1.7.5.4. Medicina preventiva**

La Empresa Contratista queda obligada a aportar a la obra trabajadores con reconocimiento médico realizado. Si como consecuencia de este reconocimiento fuera aconsejable el cambio de puesto de trabajo, la Empresa Contratista queda obligada a realizarlo.

En cualquier momento la Empresa Propietaria podrá solicitar certificados de estos reconocimientos.

#### **1.7.5.5. Medios de protección**

Antes del inicio de los trabajos todo el material de seguridad estará disponible en la obra, tanto el de asignación personal como el de utilización colectiva.

Así mismo, todos los equipos de protección individual se ajustarán a lo indicado en el R.D. 773/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

### **1.7.6. Locales de descanso y servicios higiénicos**

A tenor de lo establecido en el R.D. 486/1997 sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares de Trabajo y particularmente en su Anexo V, el Contratista dispondrá de los locales y servicios higiénicos necesarios.

Si se utilizasen instalaciones permanentes existentes en la instalación, no será preciso dotar a la Obra de instalaciones temporales. Esta circunstancia será reflejada en el Plan de Seguridad.

### **1.7.7. Disposiciones de emergencia**

#### **1.7.7.1. Vías de evacuación**

Dadas las características de la obra, trabajos en exterior, casetas y edificios de pequeñas dimensiones no es necesario la definición de vías o salidas de emergencia para una posible evacuación.

Si en la construcción del edificio de control estima la presencia de más de 20 trabajadores, se realizará un plano con las distintas vías de evacuación que serán definidas teniendo en cuenta el número de los posibles usuarios, que deberá instalarse en un lugar visible a la entrada 200 del edificio. Además, se instalará señalización indicando las diferentes vías de emergencia con la mayor prontitud posible.

Cuando sea necesario, la decisión de la evacuación del lugar trabajo será tomada por el Coordinador de Seguridad, y en el caso de que no esté presente, del supervisor. Siendo el punto de reunión el portón principal de entrada a la subestación.

Se considera necesario establecer Equipos de Evacuación ni realizar simulacros al respecto.

#### **1.7.7.2. Iluminación**

Al tratarse de trabajos que se realizarán a la intemperie y en horario diurno, no será necesaria la instalación de alumbrado.

En el caso, que se realicen trabajos en horario nocturno, se instalará un sistema de alumbrado adecuado al trabajo que se va a realizar y que incluirá las vías de acceso los puntos de trabajo. Complementando al sistema de alumbrado se dispondrá de una alternativa de emergencia de suficiente intensidad (linternas o cualquier otro sistema portátil o fijo).

### **1.7.7.3. Instalaciones de suministro y reparto de energía**

Se instalará un grupo electrógeno para el suministro de la energía eléctrica. Asimismo, el suministro eléctrico se tomará de la red existente.

Las instalaciones de suministro y reparto de energía en la obra deberán instalarse y utilizarse de manera que no entrañen peligro de incendio ni de explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas el acceso a las partes activas de las mismas quedará limitado a trabajadores autorizados o cualificados.

### **1.7.7.4. Ventilación**

No se considera necesario realizar controles de ventilación debido al tipo de obra.

En los trabajos en galerías, centros subterráneos, etc., antes de acceder al recinto y durante la permanencia en el mismo, se llevarán a cabo las mediciones higiénicas oportunas de la atmósfera confinada para determinar si los niveles de oxígeno son adecuados o si los contaminantes tóxicos o inflamables superan los límites permitidos.

En estos recintos, se deberá mantener en todo momento la vigilancia desde el exterior, con una comunicación constante entre los trabajadores dentro y fuera del espacio confinado. Se tomarán todas las precauciones necesarias para asegurar un auxilio rápido y efectivo en caso de emergencia.

Dado el riesgo de contaminantes inflamables, se utilizarán herramientas compatibles con dicho riesgo (herramientas antideflagrantes).

### **1.7.7.5. Ambientes nocivos y factores atmosféricos**

Dado que se trata de un trabajo a la intemperie, la planificación de tareas que requieran un consumo metabólico alto se planificará para que no coincidan con los periodos de temperatura extremos.

En caso de tormenta eléctrica se suspenderán los trabajos.

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros nocivos ni a factores externos nocivos (gases, vapores, polvo,...), sin la protección adecuada.

#### **1.7.7.6. Detención y lucha contra incendios.**

No se prevé en la obra la existencia de carga térmica elevada, para facilitar lo se mantendrán adecuadas condiciones de orden y limpieza.

La Obra dispondrá de extintores la cantidad suficiente. Los extintores deberán situarse en lugares de fácil acceso.

No existirán B.I.E. Al no disponer el recinto de acometida de aguas.

El sistema de detección de incendios en casetas y edificio se instalará en cuanto el avance de la Obra lo permita.

#### **1.7.7.7. Primeros auxilios**

Todo el personal debe conocer que el número de solicitud de ayuda de primeros auxilios es el 112. La Administración dispondrá ayuda técnica o sanitaria que se solicite en dicho número.

La Empresa Contratista dispondrá de un botiquín de obra para prestar primeros auxilios. Se podrá hacer uso de los medios de primeros auxilios (camilla, elementos de cura, etc.) que exista en la Subestación. Asimismo, deberá estar disponible en la obra un vehículo, para evacuar a un posible accidentado.

El Contratista expondrá, para conocimiento de todos sus trabajadores la dirección de los Centros de Asistencia más próximos.

### **1.8. Plan de seguridad**

El Plan de Seguridad que elabore la Empresa adjudicataria de los trabajos debe establecer su forma particular de ejecutarlos, debe ser un documento ajustado a las situaciones de riesgos previsibles en la Obra

El Plan de Seguridad una vez aprobado debe ser el documento aplicable en Obra, para lo cual debe permanecer en poder del jefe de Trabajo y del Coordinador de Seguridad.

## **1.9. Normativa legal de aplicación**

La ejecución de la obra, objeto del Estudio de Seguridad, estará regulada por la normativa que a continuación se cita, siendo de obligado cumplimiento para las partes implicadas.

Ley 31/95, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales Ley 54/03, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la Prevención de Riesgos Laborales.

R.D. 1627/97, de 24 de octubre, sobre Disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción

RD 171/04, de 30 enero, por el que desarrolla el Art. 24 de la Ley 31/95, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.

R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre Disposiciones mínimas para la Protección de la Salud y Seguridad de los trabajadores frente al Riesgo Eléctrico

R.D. 486/97, de 14 de abril, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares de Trabajo

R.D. 487/97, de 14 de abril, sobre Manipulación Manual de Cargas

R.D. 773/97, de 30 de mayo, sobre Utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual

O.M. de 18 de octubre de 1994. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

## **1.10. Normativa interna de red eléctrica**

RD 171/04, de 30 enero, por el que desarrolla el Art. 24 de la Ley 31/95, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.

R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre Disposiciones mínimas para la Protección de la Salud y Seguridad de los trabajadores frente al Riesgo Eléctrico

R.D. 486/97, de 14 de abril, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los Lugares de Trabajo

R.D. 487/97, de 14 de abril, sobre Manipulación Manual de Cargas

R.D. 773/97, de 30 de mayo, sobre Utilización por los trabajadores de Equipos de Protección Individual

O.M. de 18 de octubre de 1994. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.



## ÍNDICE CAPÍTULO 2

ÍNDICE CAPÍTULO 2 .....	190
CAPÍTULO 2: TÉCNICAS Y PARTICULARES .....	192
<b>2.1.   Ámbito de aplicación .....</b>	<b>192</b>
<b>2.2.   Requisitos de carácter general.....</b>	<b>192</b>
2.2.1.   Condiciones de los organismos de la administración .....	192
2.2.2.   Áreas de almacenamiento temporal o de trasiego de combustible...	192
2.2.3.   Cambios de aceites y grasas .....	193
2.2.4.   Campamento de obra .....	193
2.2.5.   Gestión de residuos.....	193
2.2.6.   Incidentes con consecuencias ambientales .....	194
<b>2.3.   Requisitos específicos para los movimientos de tierras.....</b>	<b>194</b>
2.3.1.   Zonificación de los trabajos.....	194
2.3.2.   Accesos .....	194
2.3.3.   Retirada de la cubierta vegetal.....	194
2.3.4.   Patrimonio cultural .....	195
2.3.5.   Movimientos de tierra para la explanación.....	195
<b>2.4.   Requisitos específicos para la obra civil .....</b>	<b>196</b>
<b>2.5.   Requisitos específicos para el montaje electromecánico .....</b>	<b>196</b>
2.5.1.   Llenado de equipos con aceite.....	196
2.5.2.   Llenado de equipos con SF6.....	196
<b>2.6.   Acondicionamiento final de la obra .....</b>	<b>196</b>



## **CAPÍTULO 2: TÉCNICAS Y PARTICULARES**

### **2.1. Ámbito de aplicación**

Este documento tiene por objeto establecer los requisitos de carácter ambiental que se deben cumplir en los trabajos de obra civil y montaje electromecánico que se van a realizar para la construcción de la subestación de 132/45kV de Bonilla de la Sierra, para minimizar los posibles impactos ambientales que puede conllevar el desarrollo de los trabajos de construcción.

El alcance de esta especificación comprende todos los trabajos de obra civil y montaje electromecánico de la subestación.

### **2.2. Requisitos de carácter general**

Se contemplará un estricto cumplimiento de los requisitos medioambientales legales que en cada momento establecidos en los distintos ámbitos: europeo, estatal, autonómico y municipal. Las Especificaciones Ambientales de Construcción de Subestaciones que regirán la ejecución de la obra indicarán todos los requisitos a cumplir con relación a los trabajos.

#### **2.2.1. Condiciones de los organismos de la administración**

Durante el proceso de Autorización Administrativa los organismos públicos y entidades que puedan ser afectadas por el desarrollo del proyecto emitirán los condicionados correspondientes que serán aplicados en el desarrollo de la ejecución de la obra

#### **2.2.2. Áreas de almacenamiento temporal o de trasiego de combustible**

Para evitar que las zonas de almacenamiento temporal o de trasiego de combustible se dispongan sobre suelo desnudo o sin mecanismos de retención 207 de posibles derrames, se contará con una bandeja metálica sobre la que se colocaran los recipientes que contengan combustible.

La bandeja será estanca, con un bordillo mínimo de 10 cm y con capacidad igual o mayor que la del mayor de los recipientes que se ubiquen en ella. Será necesario disponer de una lona para tapar la bandeja con el fin de evitar que en caso de lluvia se llene de agua, a no ser que el almacenamiento se realice bajo cubierta.

En el caso de que sea necesario disponer de grupos electrógenos, su tanque de almacenamiento principal deberá tener doble pared y todas las tuberías irán encamisadas. Si no es así se colocarán sobre bandeja estanca de las características anteriormente descritas.

### **2.2.3. Cambios de aceites y grasas**

No se verterán aceites y grasas al suelo, por lo que se tomarán todas las medidas preventivas necesarias. El cambio de aceites de la maquinaria se realizará en un taller autorizado. Si ello no fuera posible se efectuará sobre el terreno utilizando siempre los accesorios necesarios (recipiente de recogida de aceite y superficie impermeable) para evitar posibles vertidos al suelo.

### **2.2.4. Campamento de obra**

El campamento de obra dispondrá de los contenedores necesarios para los residuos sólidos urbanos que generen las personas que trabajan en la obra.

No serán utilizadas fosas sépticas/pozos filtrantes en la instalación sin autorización de la Confederación Hidrográfica correspondiente. Preferentemente se usarán depósitos estancos de acumulación o de wáter químico, que serán desmontados una vez hayan finalizados los trabajos. El mantenimiento de estos sistemas será el adecuado para evitar olores y molestias en el entorno de los trabajos.

### **2.2.5. Gestión de residuos**

La gestión de los residuos se realizará conforme a la legislación específica vigente. Será según lo establecido en los siguientes documentos:

- Estudio de gestión de residuos de construcción y demolición. Incluido como anexo al presente documento.
- Plan de gestión de residuos de construcción y demolición. Entregado por el contratista, aprobado por la dirección facultativa y aceptado por el Departamento de Medio Ambiente de la Empresa Propietaria.

### **2.2.6. Incidentes con consecuencias ambientales**

Se consideran incidencias medioambientales aquellas situaciones que por su posible afección al medio requieren actuaciones de emergencia.

Los principales incidentes que pueden tener lugar son incendios y fugas/derrames de material contaminante.

El riesgo de incendios viene asociado principalmente al almacenamiento y manipulación de productos inflamables. Se establecerán todas las medidas de prevención de incendios y se prestará especial atención para que los productos inflamables no entren en contacto con fuentes de calor: trabajo de soldaduras, recalentamiento de máquinas, cigarrillos etc. En el lugar de trabajo se contará con los extintores adecuados.

Además de las medidas de prevención de fugas y derrames (descritas en apartados anteriores) se contará en obra con los materiales necesarios para la actuación frente a derrames de sustancias potencialmente contaminantes.

## **2.3. Requisitos específicos para los movimientos de tierras**

### **2.3.1. Zonificación de los trabajos**

Antes de comenzar los trabajos se realizará una zonificación para ordenar el tránsito de la maquinaria y delimitar las zonas afectadas por las obras. Las zonas definidas se deben señalar de forma temporal mediante estacas o cintas de plástico de colores vistosos.

### **2.3.2. Accesos**

Sólo se utilizará el acceso definido, minimizando la afección a los terrenos colindantes.

El tratamiento superficial de los accesos auxiliares será mínimo, evitando realizar explanaciones de ningún tipo y usando maquinaria ligera, de forma que se posibilite una fácil regeneración natural o artificial.

Para reducir al mínimo las posibles alteraciones de la red de drenaje y con el fin de evitar la interrupción de las aguas de escorrentía, se procederá a entubar los drenajes afectados.

### **2.3.3. Retirada de la cubierta vegetal**

Se respetarán todos los ejemplares arbóreos que no sean incompatibles con el desarrollo del proyecto de la subestación. Para todas las labores de obra que afecten a arbolado se

obtendrán los permisos pertinentes, de los órganos ambientales competentes, atendiendo en todo momento a las instrucciones que dicten estos organismos.

#### **2.3.4. Patrimonio cultural**

Si durante la ejecución de las obras apareciesen restos arqueológicos y/o paleontológicos, se informará a las autoridades competentes y se pararán los trabajos hasta la adopción de las medidas oportunas.

#### **2.3.5. Movimientos de tierra para la explanación**

Al inicio de los trabajos se procederá a la retirada de la tierra vegetal, para su posterior reutilización, de forma que ésta no se mezcle con sustratos profundos o que quede sepultada por acumular sobre ella tierra de menor calidad.

La tierra vegetal se acumulará en zonas no afectadas por los movimientos de tierra hasta que se proceda a su disposición definitiva y se realizará de tal modo que no pierda sus características (altura máxima de los acopios de 2 metros).

Se evitará que en los movimientos de tierras se produzcan acumulaciones de materiales en los cauces y zonas de policía de estos, facilitando la continuidad de las aguas.

Se señalará adecuadamente la salida de camiones de las obras, procurando que se mantenga la limpieza de polvo y barro de las vías y carreteras aledañas para la seguridad de los usuarios.

Durante la realización de la explanación del parque, se evitará en lo posible la compactación de los suelos no afectados por ésta, limitando al máximo las zonas en las que vaya a entrar maquinaria pesada.

En los casos en que sea preciso el aporte de materiales de excavación ajenos a la zona de la subestación, se procurará evitar los vertidos de éstos sobre los suelos circundantes de la explanación.

## **2.4. Requisitos específicos para la obra civil**

### Limpieza de cubas de hormigonado:

Se delimitará y señalizará de forma clara una zona para la limpieza de las cubas de hormigonado para evitar vertidos de este tipo en las proximidades de la subestación. La zona será regenerada una vez finalizada la obra, llevándose los residuos a vertedero controlado y devolviéndola a su estado y forma inicial.

## **2.5. Requisitos específicos para el montaje electromecánico**

### **2.5.1. Llenado de equipos con aceite**

Cuando se llenan de aceite las máquinas de potencia se tomarán las máximas precauciones para evitar posibles accidentes con consecuencias medioambientales.

No se comenzará el llenado de equipos hasta que no estén operativos los fosos de recogida de aceite.

Como complemento y para evitar un accidente, debajo de todos los empalmes de tubos utilizados en la maniobra se deberán situar recipientes preparados para la recogida de posibles pérdidas, con el tamaño suficiente para evitar vertidos al suelo.

### **2.5.2. Llenado de equipos con SF6**

El llenado de equipos con SF6 se llevará a cabo por personal especializado, evitándose así fugas de gas a la atmósfera. Las botellas de SF6 (vacías y con SF6 que no se ha utilizado en el llenado) serán retiradas por el proveedor para garantizar la adecuada gestión de estas.

## **2.6. Acondicionamiento final de la obra**

Una vez finalizados todos los trabajos se realizará una revisión del estado de limpieza y conservación del entorno de la subestación, con el fin de proceder a la recogida de restos de todo tipo que pudieran haber quedado acumulados y gestionarlos adecuadamente.

Se procederá a la rehabilitación de todos los daños ocasionados sobre las propiedades derivados de la ejecución de los trabajos.

Se revisará la situación de todas las servidumbres previamente existentes y el cumplimiento de los acuerdos adoptados con particulares y administración, acometiendo las medidas correctoras que fueran precisas si se detectan carencias o incumplimientos.

Donde sea viable, se restituirá la forma y aspecto originales del terreno. De forma inmediata a la finalización de la obra y en el caso que sea necesario, se revegetarán las superficies desprovistas de vegetación que pudieran estar expuestas a procesos erosivos y si así se ha definido, se realizarán los trabajos de integración paisajística de la instalación.



## **DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO**

## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: MEDICIONES.....</b>	<b>204</b>
<b>CAPÍTULO 2: PRECIOS UNITARIOS.....</b>	<b>206</b>
<b>CAPÍTULO 3: SUMAS PARCIALES.....</b>	<b>216</b>
<b>CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO GENERAL.....</b>	<b>224</b>



## INDICE CAPÍTULO 1

INDICE CAPÍTULO 1 .....	202
CAPÍTULO 1: MEDICIONES .....	204
<b>1.1. Parque de 132kV .....</b>	<b>204</b>
1.1.1. Aparamenta.....	204
1.1.2. Embarrados .....	204
1.1.3. Red de tierras .....	204
1.1.4. Soportes y estructuras .....	204
1.1.5. Servicios generales .....	205
1.1.6. Protecciones.....	205
1.1.7. Obra civil .....	205
1.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación.....	205
<b>1.2. Parque de 45kV .....</b>	<b>206</b>
1.2.1. Aparamenta.....	206
1.2.2. Embarrados .....	206
1.2.3. Soportes y estructuras .....	206
1.2.4. Protecciones .....	206



## CAPÍTULO 1: MEDICIONES

### 1.1. Parque de 132kV

#### 1.1.1. Aparamenta

Equipo	Medición	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Siemens 3AP1-FG	<i>Cuatro</i> (4)	–
Seccionador de columnas trifásicos: Siemens 3DN1	<i>Doce</i> (12)	–
Transformadores de intensidad monofásicos: Hitachi PA145a	<i>Doce</i> (12)	–
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-F145	<i>Doce</i> (12)	–
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P144-ZV145	<i>Doce</i> (12)	–

#### 1.1.2. Embarrados

Equipo	Medición	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 120/100Ø	630	<i>m</i>
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 80 /70Ø	500	<i>m</i>
Aisladores soporte: C8-650 Poinsa	<i>Doce</i> (12)	–

#### 1.1.3. Red de tierras

Equipo	Medición	Unidades
Conductor: Hilo de cobre de 110Ø	7020	<i>m</i>
Puntas Franklin	<i>Veinticinco</i> (25)	–

#### 1.1.4. Soportes y estructuras

Equipo	Medición	Unidades
Estructura metálica	153.000	<i>kg</i>

**1.1.5. Servicios generales**

Equipo	Medición	Unidades
Sistema de protección	<i>Uno (1)</i>	–
Sistema de control	<i>Uno (1)</i>	–
Sistema de telecomunicaciones	<i>Uno (1)</i>	–
Servicios auxiliares	<i>Uno (1)</i>	–
Centro de transformación	<i>Uno (1)</i>	–
Grupo electrógeno	<i>Uno (1)</i>	–

**1.1.6. Protecciones**

Equipo	Medición	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB RED670	<i>Cuatro (4)</i>	–
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	<i>Cuatro (4)</i>	–
Protección de barras (87B): ABB REB670	<i>Dos (2)</i>	–

**1.1.7. Obra civil**

Concepto	Medición	Unidades
Movimiento de tierras	33600	<i>m3</i>
Cimentaciones	33600	<i>m3</i>
Vallado	1662	<i>m</i>
Casetas de relés	<i>Cuatro (4)</i>	–
Edificio de control	<i>Uno (1)</i>	–
Carretera de accesos	230	<i>m</i>
Sistema de drenajes	<i>Uno (1)</i>	–

**1.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación**

Concepto	Medición	Unidades
Montaje electromecánico	<i>Uno (1)</i>	–
Pruebas y puesta en servicio	<i>Uno (1)</i>	–
Otros servicios	<i>Uno (1)</i>	–
Inspecciones	<i>Uno (1)</i>	–
Control medioambiental	<i>Uno (1)</i>	–
Tasas	<i>Uno (1)</i>	–
Seguridad y salud laboral	<i>Uno (1)</i>	–

## 1.2. Parque de 45kV

### 1.2.1. Aparamenta

Equipo	Medición	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Hitachi EDF-5K	<i>Cuatro</i> (4)	–
Seccionador de columnas trifásicos: Mesa SGC/SGCP	<i>Doce</i> (12)	–
Transformadores de intensidad monofásicos: Arteche CA-52	<i>Doce</i> (12)	–
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-E052	<i>Doce</i> (12)	–
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P054-ZV02	<i>Doce</i> (12)	–
Transformador de potencia ABB 75MVA 132/45kV	<i>Dos</i> (2)	–

### 1.2.2. Embarrados

Equipo	Medición	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 80/70Ø	300	<i>m</i>
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 50 /40Ø	400	<i>m</i>
Aisladores soporte: C6-200 Poinsa	<i>Doce</i> (12)	–

### 1.2.3. Soportes y estructuras

Equipo	Medición	Unidades
Estructura metálica	91.800	<i>kg</i>

### 1.2.4. Protecciones

Equipo	Medición	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB REL650/615	<i>Cuatro</i> (4)	–
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	<i>Cuatro</i> (4)	–
Protección de barras (87B): ABB REB650	<i>Dos</i> (2)	–



## INDICE CAPÍTULO 2

INDICE CAPÍTULO 2 .....	208
CAPÍTULO 2: PRECIOS UNITARIOS .....	210
<b>2.1. Parque de 132kV .....</b>	<b>210</b>
2.1.1. Aparamenta.....	210
2.1.2. Embarrados .....	210
2.1.3. Red de tierras .....	211
2.1.4. Soportes y estructuras .....	211
2.1.5. Servicios generales .....	211
2.1.6. Protecciones.....	212
2.1.7. Obra civil .....	212
2.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación.....	212
<b>2.2. Parque de 45kV .....</b>	<b>213</b>
2.2.1. Aparamenta.....	213
2.2.2. Embarrados .....	213
2.2.3. Soportes y estructuras .....	214
2.2.4. Protecciones .....	214



## CAPÍTULO 2: PRECIOS UNITARIOS

### 2.1. Parque de 132kV

#### 2.1.1. Aparamenta

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Siemens 3AP1-FG	Precio unitario	25.000	€/ud
	Transporte + Instalación	5.000	
Seccionador de columnas trifásicos: Siemens 3DN1	Precio unitario	7.000	€/ud
	Transporte + Instalación	1.500	
Transformadores de intensidad monofásicos: Hitachi PA145a	Precio unitario	2.500	€/ud
	Transporte + Instalación	500	
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-F145	Precio unitario	2.000	€/ud
	Transporte + Instalación	400	
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P144-ZV145	Precio unitario	4.000	€/ud
	Transporte + Instalación	700	

#### 2.1.2. Embarrados

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 120/100Ø	Precio unitario	50	€/m
	Transporte + Instalación	4	
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 80 /70Ø	Precio unitario	25	€/m
	Transporte + Instalación	3	
Aisladores soporte: C8-650 Poinsa	Precio unitario	800	€/ud
	Transporte + Instalación	75	

**2.1.3. Red de tierras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Conductor: Hilo de cobre de 110Ø	Precio unitario	15	€/m
	Transporte + Instalación	0,5	
Puntas Franklin	Precio unitario	250	€
	Transporte + Instalación	400	

**2.1.4. Soportes y estructuras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Estructura metálica	Precio unitario	2	€/kg
	Transporte + Instalación	0,01	

**2.1.5. Servicios generales**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Sistema de protección	Precio unitario	25.000	€/ud
	Transporte + Instalación	2.000	
Sistema de control	Precio unitario	35.000	€/ud
	Transporte + Instalación	8.000	
Sistema de telecomunicaciones	Precio unitario	27.000	€/ud
	Transporte + Instalación	6.000	
Servicios auxiliares	Precio unitario	20.000	€/ud
	Transporte + Instalación	5.000	
Centro de transformación	Precio unitario	50.000	€/ud
	Transporte + Instalación	7.000	
Grupo electrógeno	Precio unitario	40.000	€/ud
	Transporte + Instalación	8.000	

**2.1.6. Protecciones**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB RED670	Precio unitario	8.5000	€/ud
	Transporte + Instalación	1.000	
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	Precio unitario	2.500	€/ud
	Transporte + Instalación	500	
Protección de barras (87B): ABB REB670	Precio unitario	12.000	€/ud
	Transporte + Instalación	1.500	

**2.1.7. Obra civil**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Movimiento de tierras	Precio unitario	7.5	€/m3
Cimentaciones	Precio unitario	10	€/m3
Vallado	Precio unitario	80	€/m
Casetas de relés	Precio unitario	45.000	€/ud
Edificio de control	Precio unitario	225.000	€
Carretera de accesos	Precio unitario	15	€/m
Sistema de drenajes	Precio unitario	20.000	€

**2.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Montaje electromecánico	Precio unitario	80.000	€
Pruebas y puesta en servicio	Precio unitario	250.000	€
Otros servicios	Precio unitario	20.000	€
Inspecciones	Precio unitario	250.000	€
Control medioambiental	Precio unitario	80.000	€
Tasas	Precio unitario	400.000	€
Seguridad y salud laboral	Precio unitario	70.000	€

## 2.2. Parque de 45kV

### 2.2.1. Aparamenta

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Hitachi EDF-5K	Precio unitario	17.000	€/ud
	Transporte + Instalación	3.000	
Seccionador de columnas trifásicos: Mesa SGC/SGCP	Precio unitario	5.000	€/ud
	Transporte + Instalación	800	
Transformadores de intensidad monofásicos: Arteche CA-52	Precio unitario	1.800	€/ud
	Transporte + Instalación	600	
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-E052	Precio unitario	1.600	€/ud
	Transporte + Instalación	600	
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P054-ZV02	Precio unitario	3.000	€/ud
	Transporte + Instalación	400	
Transformador de potencia ABB 75MVA 132/45KV	Precio Unitario	670.000	€/ud
	Transporte + Instalación	80.000	€/ud

### 2.2.2. Embarrados

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 80/70Ø	Precio unitario	25	€/m
	Transporte + Instalación	3.5	
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 50 /40Ø	Precio unitario	12.5	€/m
	Transporte + Instalación	3	
Aisladores soporte: C6-200 Poinsa	Precio unitario	600	€/ud
	Transporte + Instalación	100	

**2.2.3. Soportes y estructuras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Estructura metálica	Precio unitario	2	€/kg
	Transporte + Instalación	0,01	

**2.2.4. Protecciones**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB REL650/615	Precio unitario	7.000	€/ud
	Transporte + Instalación	750	
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	Precio unitario	2.500	€/ud
	Transporte + Instalación	500	
Protección de barras (87B): ABB REB650	Precio unitario	10.000	€/ud
	Transporte + Instalación	1.200	



## INDICE CAPÍTULO 3

INDICE CAPÍTULO 3 .....	216
CAPÍTULO 3: SUMAS PARCIALES .....	218
<b>3.1. Parque de 132kV.....</b>	<b>218</b>
3.1.1. Aparamenta.....	218
3.1.2. Embarrados.....	218
3.1.3. Red de tierras .....	219
3.1.4. Soportes y estructuras .....	219
3.1.5. Servicios generales .....	219
3.1.6. Protecciones.....	220
3.1.7. Obra civil.....	220
3.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación.....	220
<b>3.2. Parque de 45kV.....</b>	<b>221</b>
3.2.1. Aparamenta.....	221
3.2.2. Embarrados.....	221
3.2.3. Soportes y estructuras .....	222
3.2.4. Protecciones .....	222



## CAPÍTULO 3: SUMAS PARCIALES

### 3.1. Parque de 132kV

#### 3.1.1. Aparamenta

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Siemens 3AP1-FG	Precio unitario	100.000	€
	Transporte + Instalación	20.000	
Seccionador de columnas trifásicos: Siemens 3DN1	Precio unitario	84.000	€
	Transporte + Instalación	18.000	
Transformadores de intensidad monofásicos: Hitachi PA145a	Precio unitario	30.000	€
	Transporte + Instalación	6000	
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-F145	Precio unitario	24.000	€
	Transporte + Instalación	4800	
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P144-ZV145	Precio unitario	48.000	€
	Transporte + Instalación	8.400	

#### 3.1.2. Embarrados

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 120/100Ø	Precio unitario	31.500	€
	Transporte + Instalación	2.520	
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 80 /70Ø	Precio unitario	12.500	€
	Transporte + Instalación	1.500	
Aisladores soporte: C8-650 Poinsa	Precio unitario	9.600	€
	Transporte + Instalación	900	

**3.1.3. Red de tierras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Conductor: Hilo de cobre de 110Ø	Precio unitario	105.300	€
	Transporte + Instalación	3.510	
Puntas Franklin	Precio unitario	6.250	€
	Transporte + Instalación	10.000	

**3.1.4. Soportes y estructuras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Estructura metálica	Precio unitario	306.000	€
	Transporte + Instalación	1.530	

**3.1.5. Servicios generales**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Sistema de protección	Precio unitario	25.000	€
	Transporte + Instalación	2.000	
Sistema de control	Precio unitario	35.000	€
	Transporte + Instalación	8.000	
Sistema de telecomunicaciones	Precio unitario	27.000	€
	Transporte + Instalación	6.000	
Servicios auxiliares	Precio unitario	20.000	€
	Transporte + Instalación	5.000	
Centro de transformación	Precio unitario	50.000	€
	Transporte + Instalación	7.000	
Grupo electrógeno	Precio unitario	40.000	€
	Transporte + Instalación	8.000	

**3.1.6. Protecciones**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB RED670	Precio unitario	34.000	€
	Transporte + Instalación	4.000	
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	Precio unitario	10.000	€
	Transporte + Instalación	2.000	
Protección de barras (87B): ABB REB670	Precio unitario	24.000	€
	Transporte + Instalación	3.000	

**3.1.7. Obra civil**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Movimiento de tierras	Precio unitario	252.000	€
Cimentaciones	Precio unitario	336.000	€
Vallado	Precio unitario	132.960	€
Casetas de relés	Precio unitario	180.000	€
Edificio de control	Precio unitario	225.000	€
Carretera de accesos	Precio unitario	3.450	€
Sistema de drenajes	Precio unitario	20.000	€

**3.1.8. Montaje, pruebas y puesta en operación**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Montaje electromecánico	Precio unitario	80.000	€
Pruebas y puesta en servicio	Precio unitario	250.000	€
Otros servicios	Precio unitario	20.000	€
Inspecciones	Precio unitario	250.000	€
Control medioambiental	Precio unitario	80.000	€
Tasas	Precio unitario	400.000	€
Seguridad y salud laboral	Precio unitario	70.000	€

### 3.2. Parque de 45kV

#### 3.2.1. Aparamenta

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Interruptor de potencia trifásico: Hitachi EDF-5K	Precio unitario	68.000	€
	Transporte + Instalación	12.000	
Seccionador de columnas trifásicos: Mesa SGC/SGCP	Precio unitario	60.000	€
	Transporte + Instalación	9.600	
Transformadores de intensidad monofásicos: Arteche CA-52	Precio unitario	21.600	€
	Transporte + Instalación	7.200	
Transformadores de tensión monofásicos: Hitachi EMF-E052	Precio unitario	19.200	€
	Transporte + Instalación	7.200	
Autoválvulas monofásicas: Hitachi EXLIM P054-ZV02	Precio unitario	36.000	€
	Transporte + Instalación	4800	
Transformador de potencia ABB 75MVA 132/45KV	Precio Unitario	670.000	€/ud
	Transporte + Instalación	80.000	€/ud

#### 3.2.2. Embarrados

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Embarrado principal: Tubo de aluminio 80/70Ø	Precio unitario	7.500	€
	Transporte + Instalación	1.050	
Embarrado secundario: Tubo de aluminio 50 /40Ø	Precio unitario	5.000	€
	Transporte + Instalación	800	
Aisladores soporte: C6-200 Poinsa	Precio unitario	7.200	€
	Transporte + Instalación	1.200	

**3.2.3. Soportes y estructuras**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Estructura metálica	Precio unitario	183.600	€
	Transporte + Instalación	918	

**3.2.4. Protecciones**

Equipo	Concepto	Cantidad	Unidades
Protección diferencial de línea (87L): ABB REL650/615	Precio unitario	28.000	€
	Transporte + Instalación	3.000	
Protección de interruptor (50BF): ABB REX521	Precio unitario	10.000	€
	Transporte + Instalación	2.000	
Protección de barras (87B): ABB REB650	Precio unitario	20.000	€
	Transporte + Instalación	2.400	



## **INDICE CAPÍTULO 4**

INDICE CAPÍTULO 4 .....	224
CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO GENERAL .....	226



## CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO GENERAL

Aparamenta.....	588.800€
Embarrados.....	81.270€
Red de tierras.....	125.060€
Soportes y estructuras.....	492.048€
Servicios generales.....	233.000€
Protecciones.....	142.400€
Obra civil.....	1.149.410€
Montaje, pruebas y puesta en operación.....	1.150.000€
Transformadores de potencia.....	1.500.000€
<hr/>	
Total.....	5.461.988€



## **DOCUMENTO N°5: BIBLIOGRAFÍA**

## ÍNDICE

CAPÍTULO 1: BIBLIOGRAFÍA .....	231
--------------------------------	-----



## CAPÍTULO 1: BIBLIOGRAFÍA

*Diseño de una subestacion de intemperie 132 45 kv.* (s/f). SlideShare, de <https://es.slideshare.net/slideshow/diseo-de-una-subestacion-de-intermperie-132-45-kv/3423051>

*El clima en Bonilla de la Sierra, el tiempo por mes, temperatura promedio (España) - Weather Spark.* (s/f). Weatherspark.com. de <https://es.weatherspark.com/y/34446/Clima-promedio-en-Bonilla-de-la-Sierra-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Cuatrimestre, C. A. /. 2019-2020. (s/f). *Tecnología e Ingeniería Eléctrica*. Cartagena99.com, de <https://www.cartagena99.com/recursos/alumnos/temarios/Tema%204%20Aparamenta%20electrica%20de%20alta%20tension.pdf>

i-DE Redes Eléctricas Inteligentes. (2025, 25 de marzo). *Mapa de capacidad i-DE*. [https://www.i-de.es/documents/1951486/4922361/MapaDeCapacidad\\_iDE\\_25\\_Marzo\\_2025.pdf/b1ef0e1d-3f10-2a02-255a-28d93142e870?t=1742912976715](https://www.i-de.es/documents/1951486/4922361/MapaDeCapacidad_iDE_25_Marzo_2025.pdf/b1ef0e1d-3f10-2a02-255a-28d93142e870?t=1742912976715)

Red Eléctrica de España. (2023). *Informe PCC Península 2023 (v1)*. [https://www.ree.es/sites/default/files/12\\_CLIENTES/Documentos/AccesoRed/DDS.DFSE.24\\_2537\\_InformePcc\\_PENINSULA\\_2023\\_v1.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/AccesoRed/DDS.DFSE.24_2537_InformePcc_PENINSULA_2023_v1.pdf)

de Industria, M., núm., E. y. T., & De, de 09 de J. (s/f). *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*. Boe.es, de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2014/BOE-A-2014-6084-consolidado.pdf>

Ley, P. el Q. se D., De diciembre, de 16, Empleo, D., & De órganos, en M. (s/f). *MINISTERIO DE TRABAJO Y ASUNTOS SOCIALES*. Boe.es., de <https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/19/pdfs/A16436-16554.pdf>

*Directrices de ordenación de los recursos naturales.* (s/f). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado el 3 de junio de 2025, de [https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/conservacion-de-la-biodiversidad/conservacion-de-la-biodiversidad-en-espana/cb\\_esp\\_directrices\\_ordenacion\\_recursos\\_naturales.html](https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/conservacion-de-la-biodiversidad/conservacion-de-la-biodiversidad-en-espana/cb_esp_directrices_ordenacion_recursos_naturales.html)

Sainz Martín, M.T (2024). Proyecto Técnico y Administrativo de una subestación eléctrica de AT para la red de transporte en Briviesca [Trabajo de Fin de Grado]. Universidad Pontificia Comillas.

García-Patiño Gómez, P (2024). PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN PARA RED DE TRANSPORTE [Trabajo de Fin de Grado] Universidad Pontificia Comillas.

Conde Poole, A (2023). PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO DE UNA SUBESTACIÓN DE 400 KV PARA LA EVACUACIÓN DE GENERACIÓN [Trabajo de Fin de Grado] Universidad Pontificia Comillas.

Barrero Olea,A (2018). SUBESTACIÓN DE 132 kV Y AMPLIACIÓN DEL PARQUE DE 400 kV ADYACENTE PARA ALIMENTACIÓN A LA NUEVA INTERCONEXIÓN PENÍNSULA-CEUTA. [Trabajo de Fin de Grado] Universidad Pontificia Comillas.

Cortés Rengel, J. C. (2020, diciembre). Proyecto Técnico Administrativo: Subestación Colectora 132/30 kV Tan Energy [Informe técnico]. Tayan Investment 13, S.L.

Castilla y León, J. (s/f). *Red Natura 2000*. Jcyl.es. de <http://www.jcyl.es/Natura2000>

Biodiversity Information System for Europe (s/f). Europa.Eu., de <https://biodiversity.europa.eu/sites/natura2000/ES4110034>

Sánchez Mingarro, M. (s.f). Apuntes de Centrales y Subestaciones (Curso 2022-2023)