



TRABAJO FIN DE MASTER

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL TÚNEL DE URDINBIDE.

“MEMORIA”

Alumno: *Russo Urrutia, David*

Fecha: *Marzo, 2018*

Director: *Buigues Beraza, Garikoitz*

Curso académico: *2017-2018*

Índice

1. Introducción.	2
2. Objetivo y alcance.	6
3. Beneficios e inconvenientes.	8
4. Estado del arte.	10
4.1. Análisis de alternativas.	10
4.2. Descripción general de la solución adoptada.	13
4.3. Demanda de energía.	18
4.3.1. Sistema de codificación de equipos.	18
4.3.2. Balance de cargas.	19
4.4. Dimensionamiento de equipos.	21
4.4.1. Edificios técnicos.	21
4.4.2. Acometidas eléctricas.	22
4.4.3. Centros de transformación.	32
4.4.4. Baja tensión.	42
4.4.5. Alumbrado.	54
4.5. Análisis de riesgos.	58
5. Metodología: Descripción de tareas, fases, equipos o procedimientos.	59
5.1 Lista de actividades.	59
5.2. Descripción de las tareas.	60
5.2.1 Planificación de la obra.	60
5.2.2. Ingeniería, fabricación y acopios.	60
5.2.3. Instalaciones eléctricas.	61
5.2.4. Pruebas y puesta en servicio.	61
5.3. Programa de trabajos.	62
6. Cálculos justificativos.	65
6.1 Dimensionamiento de las acometidas.	65
6.1.1 Calculo eléctrico tendido subterráneo del CTN.	65
6.1.2 Cálculo eléctrico tendido aéreo del CTS.	70
6.2 Dimensionamiento transformador de potencia.	72
6.3 Dimensionamiento grupo electrógeno.	73
6.4 Dimensionamiento SAIs.	74

6.5 Dimensionamiento baterías de condensadores.	77
6.6 Tubos y canalizaciones.	78
6.7 Dimensionamiento instalaciones de BT.	80
6.7.1 Cálculo de la acometida de BT.	80
6.7.2 Cálculo de la sección de los conductores de los circuitos y líneas.	80
6.8 Red de tierras.	86
6.8.1 Tierra de protección.	86
6.8.2 Tierra de servicio.	92
6.8.3 Separación entre tierra de protección y tierra de servicio.	93
7. Presupuesto.	95
8. Conclusiones.	98
Bibliografía.	99

Listado de figuras:

<i>Fig. 1: Tramo Amorebieta-Muxica.....</i>	<i>2</i>
<i>Fig. 2: Sección del túnel.....</i>	<i>3</i>
<i>Fig. 3: Clasificación de túneles.....</i>	<i>4</i>
<i>Fig. 4: Croquis del edificio técnico Norte.....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 5: Acometida a los CTs.....</i>	<i>23</i>
<i>Fig. 6: Cable HEPRZ-1.....</i>	<i>24</i>
<i>Fig. 7: Canalización acometida CTN.....</i>	<i>26</i>
<i>Fig. 8: Cruceta tipo RC2-15-T.....</i>	<i>29</i>
<i>Fig. 9: Celdas de media tensión.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig. 10: Diagrama celda de línea.....</i>	<i>35</i>
<i>Fig. 11: Diagrama celda de protección con interruptor automático.....</i>	<i>36</i>
<i>Fig. 12: Diagrama celda de medida.....</i>	<i>37</i>
<i>Fig. 13: Instalación de puesta a tierra CTN.....</i>	<i>40</i>
<i>Fig. 14: Estructura de las SAIs.....</i>	<i>50</i>
<i>Fig. 15: Diagrama de Gantt.....</i>	<i>64</i>
<i>Fig. 16: Distancias apoyo línea aérea.....</i>	<i>71</i>
<i>Fig. 17: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca.....</i>	<i>91</i>

Listado de Tablas

Tabla 1: Estudio del tráfico en el sector.	8
Tabla 2: Comparativo de tipos de transformadores.	10
Tabla 3: Comparación tipo de conexión en transformadores.....	11
Tabla 4: Medidas del túnel.....	14
Tabla 5: Balance de potencia del CTN.	20
Tabla 6: Balance de potencia CTS.....	21
Tabla 7: Características del conductor HEPRZ-1.....	25
Tabla 8: Características del conductor LA-175.....	27
Tabla 9: Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.....	31
Tabla 10: Valores máximos de la resistencia a tierra en centros de transformación....	40
Tabla 11: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.	51
Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.	52
Tabla 13: Resumen de tipo de cable para cada circuito.....	52
Tabla 14: Características cable subterráneo.....	65
Tabla 15: Característica de los cables de aislamiento.	65
Tabla 16: Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor.	66
Tabla 17: Intensidades máximas admisibles, en A, en servicio permanente y con corriente alterna, de los cables con conductores de Al con aislamiento seco (HEPR). 66	
Tabla 18: Intensidades de cortocircuito admisible en conductores de tensión nominal 18/30 kV, en kA.....	67
Tabla 19: Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA.....	67
Tabla 20: Calculo de la reactancia X de la línea.	71
Tabla 21: Potencia cubierta por Transformador CTN.	72
Tabla 22: Potencia cubierta por Transformador CTS.....	73
Tabla 23: Potencia cubierta por Grupo Electrónico CTN.....	73
Tabla 24: Potencia cubierta por Grupo Electrónico CTS	74
Tabla 25: Balance de potencia SAI (CTN).....	75
Tabla 26: Balance de potencia SAI (CTS)	76
Tabla 27: Batería de Condensadores (CTN).....	77
Tabla 28: Batería de Condensadores (CTS)	77
Tabla 29: Diámetros exteriores mínimo de los tubos en función del número y sección de los conductores o cables a conducir.....	78
Tabla 30: Resumen presupuesto total.	95
Tabla 31: Presupuesto energía eléctrica.	95
Tabla 32: Instalaciones eléctricas MT.	96
Tabla 33: Instalaciones eléctricas de BT	96
Tabla 34: Ingeniería, documentación y puesta en marcha.	96
Tabla 35: Presupuesto del alumbrado.	97
Tabla 36: Presupuesto del cableado y canalizaciones.....	97
Tabla 37: Desglose presupuesto.	97

Resumen:

Para el suministro de energía eléctrica a los servicios previstos en el túnel de Urdinbide y en sus accesos, se proyecta la instalación de dos Centros de transformación situados en sendas bocas de acceso al túnel (CTN y CTS). Cada uno de los CTs alimentará los equipos y servicios a cielo abierto ubicados en sus inmediaciones y aproximadamente la mitad de los equipos y servicios del túnel. Por otro lado, la acometida de ambos túneles se realizará en doble circuito desde la red de distribución de Media Tensión a 30 kV que la compañía eléctrica (Iberdrola Distribución) dispone en la zona. Cada uno de los edificios que alberga el Centro de Transformación contará, además, con los siguientes elementos principales: un grupo electrógeno, un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI), una batería de condensadores y los cuadros eléctricos necesarios para la protección y control de todos los circuitos en Baja tensión. Todas estas instalaciones, además de las instalaciones de alumbrado serán objeto de este proyecto.

Abstract:

In order to guarantee the power supply to the services provided by the Urdinbide tunnel and its accesses, it is planned to install two transformations centers in both tunnel mouths (NT & ST). Each transformer will feed the electricity into all the outside equipment and services of the tunnel and about half of the inner ones. The power supply will consist of a double circuit connected to a 30 kV Medium Voltage distribution system (Iberdrola Distribución) located in the area. Each building containing a transformer, will also include: a diesel generator, an uninterruptible power supply (UPS), a condenser battery and the distribution panels needed for the protection and control of all the Low Voltage circuits. These installations, in addition to the lighting installations, will be studied in this project.

Laburpena:

Urdinbideko tunelean eta bere sarbideetan aurreikusitako zerbitzuen energia elektrikoaren hornikuntzarako, tunelaren sarbide bakoitzean kokatzen diren bi transformazio Zentroen instalazioa proiektatzen da (CTN eta CTS). Transformazio zentro bakoitzak bere alderrietan kokatutako zerbitzu eta tresneria elikatzeaz gain, tunelaren zerbitzu eta tresneriaren erdia inguru elikatuko ditu. Beste aldetik, bi tunelen ekimena Konpainia elektrikoa (Iberdrola Distribuzioa) duen 30kV-tarako Erdi Tentsioko banaketa-saretik zirkuitu bakoitzean egingo da. Transformazio Zentroak barne hartzen dituen eraikin bakoitzak elementu nagusi hauek izango ditu: talde elektrogeno bat, etengabeko elikatze-sistema bat (SAI), kondentsadoreen bateria bat eta Behe-tentsioko zirkuitu guztien kontrola eta babeserako beharrezkoak diren koadro elektrikoak. Instalazio guzti hauek, argiztapen-instalazioez gain, proiektuaren helburu izango dira.

1. Introducción.

Este documento incluye el Trabajo Fin de Master del alumno David Russo Urrutia, estudiante de la Universidad del País Vasco (UPV), graduado en Ingeniería Técnica Industrial. Con este trabajo se recogerán todos los conocimientos obtenidos a lo largo de dos años, dando así por terminado el Máster en Ingeniería Industrial, siendo su especialidad la ingeniería eléctrica.

Dentro de este proyecto se trabaja la necesidad de modificar el tramo de carretera que lleva desde Amorebieta-Etxano hasta Muxica. Para ello, se proyecta la realización de un nuevo corredor, en el cual el elemento fundamental será el túnel de Urdinbide. Este túnel, como toda instalación, necesitara suministro eléctrico para poder cumplir con todas sus funciones y usos. Por lo tanto este proyecto se encargara básicamente del diseño de la instalación eléctrica y también de las instalaciones de alumbrado del túnel de Urdinbide.

El futuro corredor es una mejora del tramo de carretera BI-635 (a la que sustituye) desde Amorebieta hasta la bajada del alto de Autzagane de dicha carretera y circula por los términos municipales de Amorebieta-Etxano y Muxika, alcanzando una longitud total próxima a los 3500 m.

El trazado se inicia en Amorebieta, con una glorieta que recoge los movimientos actuales y los futuros del nuevo corredor, y el final del tramo se realiza una vez sobrepasado el túnel de Urdinbide en sentido Gernika, cerrando el carril izquierdo de la calzada derecha y adoptando la nueva plataforma de dos carriles en cada sentido a la existente en esa zona.

El recorrido se apoya en el corredor de la actual BI-635 en una longitud de 1,5 km hasta el enlace de la zona de Katea, abandonándolo para suprimir el actual paso por el alto de Autzagane mediante un túnel de 695 m de longitud (túnel de Urdinbide) como se puede observar en la figura 1:

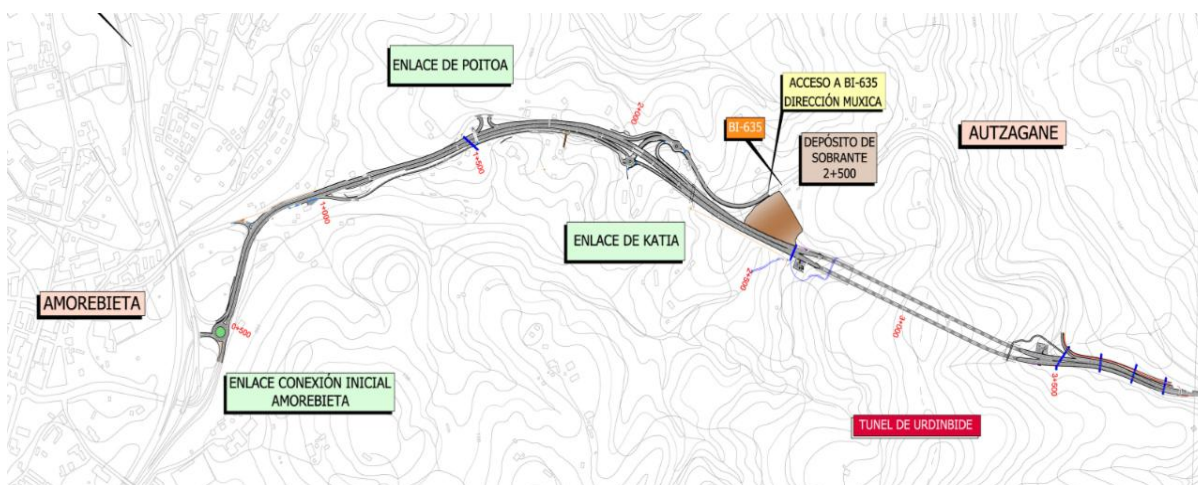


Fig. 1: Tramo Amorebieta-Muxica

En el entorno de Katea se incluyen dos nuevas glorietas que permiten los movimientos de salida e incorporación al nuevo corredor, recogiendo en ellos los viales de servicio

y algunos caminos existentes próximos de caseríos de la zona. De esta forma, se limitan los accesos a la nueva variante.

Tras el túnel de Urdinbide, el trazado se apoya de nuevo en la carretera existente, donde finaliza el tramo.

El túnel de Urdinbide, el elemento más singular del corredor y base del presente proyecto, está formado por dos tubos, de manera que el tráfico en su interior sea unidireccional. Su sección es circular de radio único interior de 6,52 m, con una altura del centro de 1,61 m sobre el eje con el firme; consiguiendo así un gálibo de 5 m sobre bordes de plataforma. La **sección transversal** de ambos tubos se distribuye de la siguiente manera

- Calzada: Acera (0,75 m), arcén izquierdo (1 m), dos carriles de circulación (2 x 3,5 m), arcén derecho (2,5 m) y acera (0,75 m).
- El túnel dispondrá de pasos de mediana en las bocas.

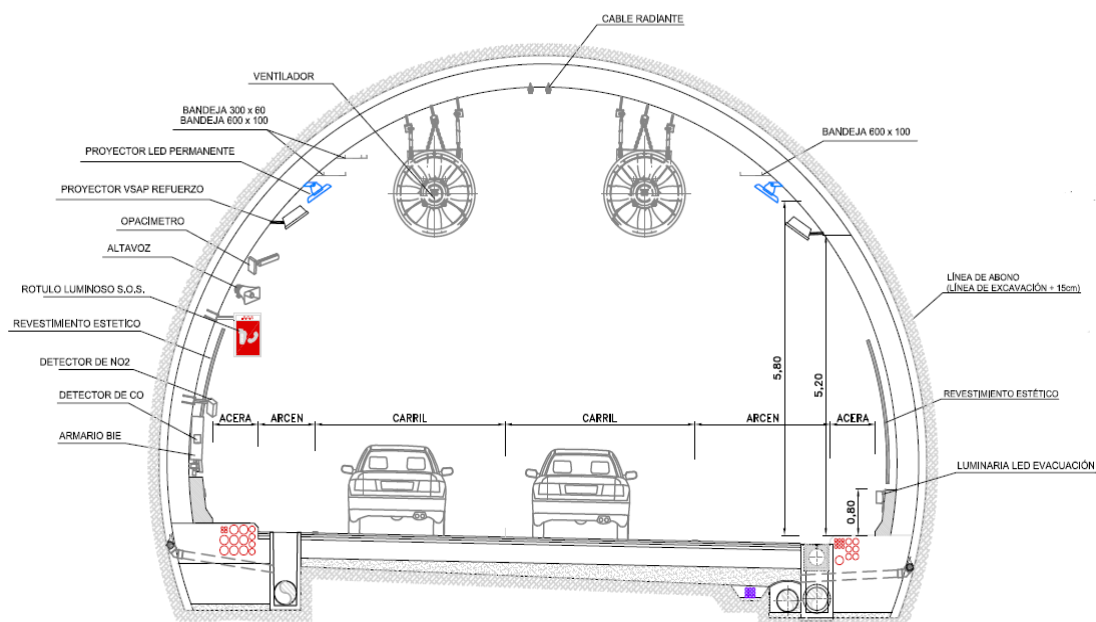


Fig. 2: Sección del túnel.

La velocidad de circulación máxima en el túnel será de 80 km/h, pero en caso de accidente uno de los tubos se constituye en galería de evacuación del otro tubo. Por tanto, se dispondrán 2 galerías peatonales que unirán ambos túneles.

Atendiendo a su nivel de riesgo, el Decreto Foral de Seguridad de Túneles 138/2006 clasifica los túneles en tres tipos: I, II y III, siendo los de clase I los de mayor riesgo. Los criterios de clasificación para túneles nuevos se muestran en la siguiente figura:

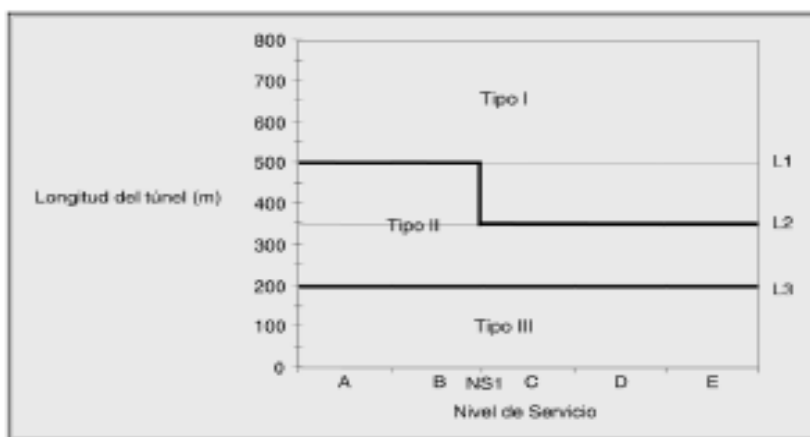


Fig. 3: Clasificación de túneles.

Con lo cual, según la Fig. 3 el túnel de Urdinbide al tener una longitud de 695 m con dos tubos y dos carriles en cada uno de ellos, se clasificara como túnel de nivel I, lo que influirá en la instalación eléctrica a realizar.

Dado el Decreto Foral 91/2012 (decreto sobre el cual se basa gran parte del presente proyecto), al ser el túnel de tipo I, las acometidas para la instalación eléctrica desde las líneas de distribución en MT de la compañía suministradora, deberán ser en dos líneas de doble circuito. Por lo que, en caso de fallo cada CT será capaz de suministrar la alimentación al 100% de la instalación y en circunstancias operacionales normales trabajarán simultáneamente alimentado cada uno de ellos al 50% de la instalación. En el caso del CTN su acometida será a partir de una línea subterránea, y en cambio para el CTS la acometida será en su mayor recorrido una línea aérea, finalizando como línea subterránea también.

Por lo tanto, para el suministro de la energía eléctrica, se proyecta la instalación de dos CTs uno en cada boca del túnel (CTN y CTS), ambos CT estarán instalados en su respectivo edificio técnico con todo lo necesario para su adecuado funcionamiento.

La demanda del túnel será principalmente para el alumbrado de este, así como para su ventilación, señalización y el resto de instalaciones auxiliares.

Dentro de las instalaciones eléctricas, habrá dos tipos, instalaciones de Media Tensión (MT) y de Baja Tensión (BT). La instalación de MT irá desde las líneas de acometida hasta sus respectivos transformadores, y la instalación de BT saldrá a partir del secundario de los transformadores y llegara hasta todos los equipos del túnel.

Como para el túnel de Urdinbide es imposible contar con dos líneas de MT que provengan de distintas subestaciones, para cumplir con la redundancia del Decreto Foral, se proyectara la instalación de un grupo electrógeno en cada uno de los edificios técnicos para que entre en funcionamiento cuando se produzca un fallo en la línea de distribución o en el propio transformador del CT.

Dado que dichos grupos electrógenos tardaran en arrancar en caso de fallo, también se instalaran un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) en cada edificio técnico, con la función de alimentar a las cargas esenciales hasta el funcionamiento del grupo electrógeno.

También, se contara con una batería de condensadores con la función de acercar lo máximo posible el factor de potencia a la unidad y de esta manera mejorar la eficiencia del suministro eléctrico lo máximo posible.

Una vez superado los CTs, comienzan las instalaciones de BT. Estas están compuestas de multitud de cuadros eléctricos en BT y cables, de distintas secciones y longitudes, que irán distribuyendo y abasteciendo la energía a todas las cargas. Todos estos cables, estarán instalados con sus respectivos interruptores o diferenciales que aseguraran su protección ante cualquier tipo de fallo.

Por otro lado, otro punto importante dentro del proyecto del túnel, será el análisis de su alumbrado, tanto interior como exterior. Con el alumbrado exterior se asegurara que los conductores puedan ver con suficiente tiempo tanto la entrada como la salida del túnel ya sea de día o de noche, en cambio, con el alumbrado interior se buscara obtener una iluminación adecuada para los conductores a lo largo de todo el recorrido del túnel. En cualquier tipo de situación, ya sea en el funcionamiento normal, en caso de emergencia e incluso en caso de evacuación debido a un incendio. Los distintos tipos de alumbrado y las opciones más adecuadas vienen también recogidas en el Decreto Foral 91/2012.

Y ya con el alumbrado se concluyen todos los equipos que se diseñaran, describirán y analizaran a lo largo del presente proyecto, con el fin de poder hacer del túnel de Urdinbide, un túnel útil, funcional y seguro para todos los usuarios y responsables de él.

2. Objetivo y alcance.

La realización completa del nuevo corredor en la carretera BI-635 que une los municipios de Amorebieta-Etxano con Muxica, es una obra compleja que conlleva la ejecución de muchos proyectos simultáneamente, como pueden ser el estudio y tratamiento del terreno, el impacto natural, la obra civil para la construcción de la nueva infraestructura, el diseño y desarrollo de la carretera, etc etc.

Pero la parte principal de dicho corredor será el túnel de Urdinbide, el cual aglomerara las mayores dificultades tanto en el diseño como en la ejecución de la obra. A su vez como todo túnel este también cuenta con numerosos proyectos simultáneos para su correcta ejecución, siendo el presente proyecto uno de ellos.

Dentro de todos los puntos importantes a trabajar en la construcción del túnel de Urdinbide, este proyecto se centrara fundamentalmente en la parte del suministro eléctrico, es decir, se encargara de diseñar las instalaciones eléctricas necesarias para que el túnel de Urdinbide esté totalmente abastecido a partir de las líneas eléctricas de la compañía distribuidora de la zona. Además, otro de los puntos importantes que se trabajara, será como con esa electricidad se consigue iluminar, de la manera más adecuada, el recorrido completo del túnel, es decir, las instalaciones de alumbrado del túnel de Urdinbide.

Por lo tanto, el objeto principal del proyecto en cuestión, es el diseño de los sistemas eléctricos y de iluminación del túnel de Urdinbide, perteneciente al tramo de Amorebieta-Muxica. Con ello se pretende conseguir un suministro eléctrico de calidad y seguro para el túnel, haciendo posible el alumbrado de todo su recorrido y de sus alrededores tanto durante el día como durante la noche, y de esta manera permitir la correcta circulación a lo largo del nuevo corredor, y evitar así la mayor cantidad de accidentes posibles.

De manera más precisa, el **objetivo principal** del presente proyecto está formado por las instalaciones y obras siguientes en el túnel de Urdinbide:

- Instalaciones eléctricas tanto en MT como en BT.
- Instalaciones de alumbrado.

Por otro lado, un objetivo secundario, pero no menos importante, que persigue este proyecto es el continuo aprendizaje del alumno, en muchos aspectos que le ayudaran para su futura carrera profesional. Dentro de los que cabe destacar, el obtener conocimientos acerca de distintos equipos eléctricos (transformadores, grupos electrógenos, SAIs, baterías de condensadores, tipos de cableado, canalizaciones, instalaciones de BT...), incluyendo todo tipo de cálculos con este tipo de instalaciones, además, el aprender a moverse y entender todo tipo de normativas, ya sean Decretos Forales, normas UNE, o normas de la propia compañía suministradora, e incluso aprender a realizar un trabajo de estas dimensiones y características que le ayudara a saber qué aspectos se han de tener en cuenta a la hora de realizar futuros proyectos de este estilo y envergadura.

Por lo que se refiere al **alcance** de este proyecto se incluirá dentro de cada una de las instalaciones de estudio los siguientes sistemas:

- Instalaciones de MT:

- Adecuación de acometidas eléctricas ejecutadas en Alta Tensión (AT) hasta los CTs definitivos.
- Los Centros de Transformación.
- Cableado eléctrico de MT.
- Instalaciones de Baja Tensión:
 - Grupos electrógenos.
 - SAIs.
 - Cuadros eléctricos en BT.
 - Baterías de condensadores.
 - Líneas de alimentación eléctricas a servicios.
 - Redes de tierras.
 - Tomas de fuerza.

Estas instalaciones estarán duplicadas, una para cada boca del túnel de Urdinbide, boca Norte y boca Sur, para de esta manera poder dar servicio a la demanda total del túnel.

Por otro lado, en lo que se refiere al alumbrado, sus objetivos de diseño son, en primer lugar, el poder seguir el trazado de la vía, percibiendo los obstáculos fijos o móviles con tiempo suficiente y así garantizar la seguridad funcional del túnel, y en segundo lugar, el garantizar a los conductores una visibilidad adecuada de día y de noche en la entrada del túnel, en las zonas de transición y en la parte central. Y garantizar la iluminación en caso de emergencia, facilitando la evacuación del mismo en caso de accidente.

En lo que se refiere al alcance de las instalaciones de alumbrado, se centrará en la descripción de la solución adoptada para cada uno de los tipos de alumbrado tanto interior como exterior del túnel. En el alumbrado interior se analizarán la iluminación necesaria para cada una de las posibles situaciones que se podrían dar dentro del túnel, ya sea situación normal, de emergencia e incluso evacuación. Y en el alumbrado exterior se describirán los elementos necesarios para su instalación así como el tipo de luminaria utilizada para evitar cualquier tipo de deslumbramiento en los conductores a la hora de entrar o salir del túnel de Urdinbide.

3. Beneficios e inconvenientes.

El nuevo corredor proyectado en la carretera BI-635, se realiza con la intención de mejorar de manera notoria la conexión entre los municipios de Amorebieta-Etxano y Muxica. En la actualidad, para ir de un municipio a otro hay que circular por esta carretera atravesando el puerto de Autzagane de 228 m de altitud y numerosas curvas peligrosas para la circulación de vehículos, tratándose de un punto negro en lo que accidentes se refiere.

Dentro de este nuevo corredor el elemento principal será, como ya se comento anteriormente, el túnel de Urdinbide, eje principal también de este proyecto. Con él se obtendrán numerosas ventajas que a continuación se explicaran.

En primer lugar, la mayor de las ventajas será la reducción de la tasa de accidentes en la carretera BI-635 a la altura del puerto de Autzagane, ya que con dicho túnel se podrá atravesar todo el puerto por debajo de forma lineal y segura. De esta manera, se conseguirá eliminar dicho punto negro de la circulación.

Pero la seguridad no es el único beneficio del túnel de Urdinbide, otro importante factor a favor del túnel y del corredor en general, es que con este cambio se podrá reducir el tiempo del trayecto que une Amorebieta con Gernika en 13 minutos. Este trayecto conecta dos pueblos importantes de Vizcaya, por los que circulan a diario miles de personas que se verán beneficiadas por este nuevo proyecto.

Debido a esta reducción de tiempo en el recorrido y a la mejora del tramo, se prevé un aumento en la densidad de tráfico de la zona, que con el nuevo corredor se podrá similar de forma satisfactoria tal y como se puede ver en el estudio de trafico realizado a continuación. En él, se analizan la cantidad de vehículos que podrán circular en el futuro, sin el corredor y con el corredor proyectado.

Tabla 1: Estudio del tráfico en el sector.

Año	Sin Corredor	Con Corredor
2017	19.873	20.487
2020	20.653	22.252
2030	24.894	26.821
2040	29.031	31.278
2050	33.375	35.959

De este estudio, se desprende que debido a la mejora introducida en el eje Amorebieta-Muxica, se inducirá al tráfico base de la zona, un aumento del 8,5%. Pero este aumento, que se aplica sobre el tráfico de ligeros, es de esperar que no se presente entero el primer año, por lo que se ha laminado su aparición en los tres primeros años desde su finalización. Así el primer año será un 40% del total, el segundo año un 60% y el tercer año el 100%.

Pero para obtener todos estos beneficios acerca del corredor, es básico que se realice correctamente el proyecto del presente documento. Con el cual el túnel de Urdinbide podrá contar con una instalación eléctrica adecuada que le proporcione de forma segura y continua suministro eléctrico de calidad. De tal forma que gracias a ella el túnel

pueda cumplir con todas sus funciones (principalmente de alumbrado y ventilación), dotando al corredor de su elemento central para conseguir todos los beneficios mencionados.

Sin embargo, no todo son beneficios, el llevar a cabo el túnel de Urdinbide puede provocar ciertos inconvenientes. En primer lugar, el principal defecto es el impacto medioambiental que produce un túnel que atraviesa por completo un monte, no solo por el impacto visual que este puede provocar sino que también el realizar una excavación del tamaño que necesita el túnel de Urdinbide, con sus dos tubos, podría provocar deterioros en la naturaleza y alguna anomalía sísmica en la zona.

Por otro lado, el túnel de Urdinbide sustituirá el tramo de carretera que sube al alto de Autzagane, por lo tanto, el poco comercio que existe en dicha zona cercano al trazado de la BI-635, tales como bares o hostales, verán reducidos por completo la circulación y el paso de vehículos con potenciales clientes para sus negocios, provocando una reducción en sus futuras ventas, lo que tal vez les llevara a tener que trasladarse a otros lugares.

En conclusión, la realización de este proyecto conllevará consigo especialmente grandes beneficios y algún que otro inconveniente que también se ha de tener en cuenta. Pero su ejecución será aprovechada por todos los usuarios de este tramo de carretera, dotando a la zona de un nuevo corredor, incluido el túnel de Urdinbide, más efectivo y seguro para todos.

4. Estado del arte.

4.1. Análisis de alternativas.

Antes de pasar a describir la solución final adoptada para realizar la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide, en este apartado se analizarán algunas de las numerosas alternativas que pueden existir en los distintos aspectos de este proyecto.

Concretamente, se estudiarán tres de ellas, dos relacionadas con el tipo de transformador de potencia a instalar en los distintos Centros de transformación de la instalación, y una tercera que hace referencia al tipo de alumbrado a instalar en el túnel.

En primer lugar, por lo que respecta a los transformadores de potencia el primer factor a destacar, es que existen dos tipos constructivos en función de su aislamiento: en seco ó en baño de aceite. Cada uno de ellos tendrá sus propias ventajas y desventajas que se analizarán más adelante.

Por otro lado, el otro factor de diseño a considerar en transformadores será el tipo de conexión de los mismos, ofreciendo cada uno de ellos distintas características técnicas que pueden o no adecuarse a las necesidades del proyecto. Cada grupo de conexión se identifica con un índice de conexión o índice horario, que multiplicado por 30° da el ángulo de desfase δ .

Finalmente, existen muchas otras características técnicas a elegir en función de la configuración escogida pero que no se tendrán en cuenta en este apartado, como pueden ser: regulación de carga, número de posiciones, nivel de aislamiento, protecciones propias...

Centrándose ahora en el primero de los aspectos que se tendrá en cuenta, el tipo de transformador según su aislamiento, se presenta a continuación una tabla comparativa de los dos tipos de transformadores de potencia existentes en función de sus características. En ella aparecerán numerosos criterios a tener en cuenta para el transformador y se compararán ambos tipos de transformadores, señalando con “√” aquel que resulte adecuado y con “x” aquel que resulta inadecuado para cada criterio estudiado.

Tabla 2: Comparativo de tipos de transformadores.

Criterio/Alternativa	Transformador en baño de aceite	Transformador en seco
Resistencia a sobretensiones o sobrecargas prolongadas	√	x
No pérdidas en vacío	√	x
Soportan atmósferas contaminadas o intemperie	√	x
No riesgo de incendio	x	√
No ruidos	√	x
Control de funcionamiento	√	x
No mantenimiento	x	√
Coste económico	√	x

Al tratarse de un centro de transformación, que va a dar servicio a un túnel, se selecciona el tipo de transformador en baño de aceite, pues en lo único que sale perdiendo con respecto al transformador en seco es en el riesgo de incendio, y al dar servicio a un túnel este criterio no es crítico como lo podría ser en un edificio de viviendas o en cualquier otro tipo de instalación en el que la posibilidad de incendio conlleve un riesgo importante para las personas.

Un criterio fundamental a tener en cuenta es la estabilidad y garantía de suministro del túnel de Urdinbide, por ello aquél que presenta mejores características técnicas al no presentar pérdidas en vacío y ofrecer una mayor resistencia a sobretensiones o sobrecargas prolongadas también sería el bañado en aceite. Además, produce menor nivel de ruidos y su coste económico resulta menor, por lo tanto la elección resulta clara. Para cada uno de los centros de transformación del túnel se utilizara un transformador en baño de aceite de características apropiadas para su función.

Pasando ya a la segunda de las alternativas a estudiar, el tipo de conexión del mismo transformador, se va a realizar, a continuación, otra tabla comparativa para ver que aporta cada una de las cuatro opciones en este campo.

Tabla 3: Comparación tipo de conexión en transformadores.

	Potencias	Elimina armónicos	Sistema equilibrado	Coste económico	Neutro	Utilización
Yy	Pequeñas	NO	NO	Bajo	SI	En BT
Dy	Elevadas	SI	SI	Alto	SI	Elevador o distribución MT
Yd	Intermedias	SI	SI	Medio	SI	Reductor
Dd	Muy pequeñas	NO	NO	Medio-Bajo	NO	En BT

Siendo criterio básico y fundamental la eliminación de armónicos y que el sistema se mantenga equilibrado, descartamos las alternativas Yy y Dd puesto que tal y como se observa en la tabla 3, no cumplen con ese criterio.

Por lo que respecta al transformador Yd, es el más común entre los transformadores reductores de tensión, como en el caso del presente proyecto, debido a sus buenas cualidades. Cabe destacar entre ellas, que en la estrella del primario se obtiene una tensión $\sqrt{3}$ veces mayor y en el triángulo del arrollamiento secundario se eliminan los armónicos, con lo cual el flujo de salida no se verá afectado por ellos y no se darán desequilibrio. Todo ello con un coste intermedio. Sin embargo no permite la conexión del neutro al secundario para evitar sobretensiones y despejar las faltas a tierra, y es por este último detalle que también queda descartado.

Por consiguiente, para el túnel de Urdinbide, se opta por el grupo de conexión Dy (Dyn11, es decir, conectando un neutro al secundario de 0,42 kV y presentando un desfase entre fases de -30°), el más óptimo para la distribución en MT, pero también para el caso de estudio en este proyecto.

Igualmente, como se ha mencionado anteriormente, gracias a la presencia del neutro en el secundario permite despejar las faltas que se puedan dar en la demanda del túnel y evita sobretensiones en el sistema manteniendo la estabilidad del mismo. A su vez

protege al transformador de choques eléctricos que puedan dañarlo e incluso inutilizarlo, dejando así al túnel de Urdinbide sin suministro hasta el arranque de los grupos electrógenos. Además son más aptos para grandes potencias y presentan las mismas características en la estrella que en el caso Yd. Otra característica a destacar es que no necesitan un devanado terciario de compensación, por lo que resumiendo se trata de la mejor opción para los transformadores a utilizar en este proyecto.

Pasando ya a la última de las alternativas a analizar en este apartado, a continuación se describirán los dos tipos de alumbrados que existen dentro de los túneles, describiendo sus principales características y resolviendo cuál de ellas es la mejor opción para el túnel proyectado.

Los sistemas de alumbrado de túneles pueden dividirse en dos familias: simétrico y asimétrico, que a su vez comprende el sistema de alumbrado de flujo contrario al sentido de circulación, también denominado a “contraflujo” y el sistema de alumbrado a favor de flujo que carece de utilidad práctica. El alumbrado de los túneles se caracteriza por el parámetro de calidad de contraste P, también conocido como coeficiente de revelado de contraste q_c , cuya expresión es la siguiente:

$$P = q_c = \frac{L}{E_V}$$

Donde:

- L: Luminancia de la calzada (en cd/m^2)
- E_V : Iluminancia vertical del obstáculo (en lux) a nivel de calzada en la dirección de la circulación de vehículos, es decir, iluminancia medida sobre una superficie vertical perpendicular al eje del túnel y, orientada hacia la entrada.

El sistema de alumbrado simétrico es un sistema en el que las luminarias tienen una distribución de la intensidad luminosa simétrica en relación al plano perpendicular al eje del túnel, donde los contrastes de los obstáculos pueden ser positivos o negativos, dependiendo de las propiedades de reflexión de la superficie de los mismos. No obstante, con este sistema se pretende asegurar una visión en contraste positivo, es decir, que los obstáculos se destaquen claros sobre fondo oscuro de la calzada y paredes del túnel. Este sistema se utiliza en todos los casos en la zona interior de los túneles, pudiéndose utilizar también en la zona de entrada de aquellos que tengan establecida una limitación de velocidad de aproximación de los vehículos baja, siendo aconsejable fotométricamente que el pavimento de la calzada y paredes del túnel sean superficies difusoras y claras.

Esta visión en contraste negativo se logra reduciendo la luminancia del obstáculo, limitando sensiblemente la iluminancia vertical del mismo (E_V), y aumentando la luminancia de la carretera (L), siendo aconsejable fotométricamente que el pavimento de la calzada del túnel sea especular y claro. Además debe limitarse en las paredes del túnel, al menos hasta el nivel de 1 m, una elevada luminancia, con el fin de reducir la iluminancia vertical de los obstáculos (E_V). Las **limitaciones y desventajas** de este sistema son las siguientes:

- Por la propia concepción de este sistema, debe evitarse su utilización en túneles bidireccionales.

- Puede producir un aumento del efecto “agujero negro” reduciendo el confort visual del conductor.
- No es apropiado en túneles con penetración muy alta de luz diurna.
- Resulta menos efectivo cuando las intensidades de tráfico son muy elevadas o se prevé un elevado porcentaje de vehículos pesados.

Por lo que respecta al sistema de alumbrado a contraflujo, es un sistema en el que las luminarias tienen una distribución de la intensidad luminosa asimétrica, dirigida contra el sentido de circulación del tráfico de los vehículos. Este sistema favorece la visión en contraste negativo, es decir, que los obstáculos se destaquen oscuros sobre fondo claro de la calzada y paredes del túnel, debido a que la iluminancia vertical en los planos que están mirando a los conductores que se aproximan es baja.

Según el Decreto Foral 91/2012, el dimensionamiento del alumbrado mediante sistema simétrico en la zona de entrada, conduce a niveles de iluminación difíciles de conseguir para velocidad de aproximación de vehículos superiores a 90 km/h con luminancias de velo débiles o medias, o mayores de 70 km/h con luminancias de velo fuertes, siendo la luminancia de velo aquella que deriva de la mala ubicación de las fuentes de luz con respecto al plano de trabajo, reduciendo la capacidad de percibir los contrastes que definen con precisión el objeto visualizado. Cuando se pretende alcanzar niveles superiores a 200 Cd/m², muy complicados de lograr en la práctica con el sistema simétrico, resulta necesario buscar otras alternativas, bien de limitación de velocidad, o bien de implantación del sistema de alumbrado a contraflujo en la zona de entrada.

Dadas las características del túnel objeto del proyecto, donde se tiene una velocidad de circulación permitida de 80 km/h, con requerimiento de luminancias inferiores a 200 cd/m² en los tramos umbrales, parece más adecuado decantarse, en la solución tomada, por un sistema de alumbrado simétrico.

De esta manera se termina de analizar las tres alternativas que se iban a trabajar, cerrando con que en el túnel de Urdinbide se utilizaran transformadores tipo Dy11, bañados en aceite y que el tipo de iluminación en todo el túnel será un alumbrado de tipo simétrico. A continuación ya se podrá pasar a describir la solución completa tomada en el túnel.

4.2. Descripción general de la solución adoptada.

El Túnel de Urdinbide tiene una longitud de 693/695 m, la cual incluye los 116 m y 56 m de falso túnel en la boca sur y norte respectivamente. La pendiente alcanzada es variable oscilando del 0,6 al 3,78%.

El túnel dispone de dos tubos, de manera que el tráfico en su interior sea unidireccional. El túnel dispondrá de paso de mediana en las bocas.

Como ya se comentó anteriormente, la velocidad de circulación máxima en el túnel será de 80 km/h y las **principales características** del túnel son las siguientes:

- Nº tubos: 2 (1 por sentido de circulación).
- Tipología: Unidireccional no urbano; clase I según Decreto Foral.
- Calzada: Acera (0,75 m), arcén izquierdo (1 m), dos carriles de circulación (2 x 3,5 m), arcén derecho (2,5 m) y acera (0,75 m).
- Gálibo: 5 m.

Se trata de un túnel bidireccional bitubo con las longitudes, que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4: Medidas del túnel.

	LONG. (m)	PDTE. (%)	S(m ²)	Nº CARRILES
Tubo Oeste	693	0,61	82,88/ 81,83	2
Tubo Este	695	-0,61	82,88/81,83	2

Será necesario prever dentro de la instalación, elementos de evacuación y seguridad en caso de accidente, en el caso de Urdinbide, se ha previsto la construcción de 2 galerías de emergencia para peatones, ubicadas una en la zona norte y otra en la zona sur.

Para describir la solución adoptada en este proyecto acerca del suministro eléctrico y el alumbrado del túnel de Urdinbide, se dividirá este en dos. En primer lugar se detallaran los elementos principales acerca de la instalación eléctrica del túnel (parte central del proyecto) y luego, en segundo lugar, se analizara el alumbrado proyectado para dicho túnel.

Por lo tanto, empezando por la realización de la instalación eléctrica que suministre la demanda necesaria para el túnel, en cada boca de acceso a él, se construirá un edificio técnico que contará con todos los equipamientos e instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento del Túnel de Urdinbide y de sus accesos.

Cada **edificio técnico** contará con:

- Local de Media Tensión (Centro de Transformación).
- Local de Grupo Electrónico.
- Local de Baja Tensión.
- Local de Comunicaciones.

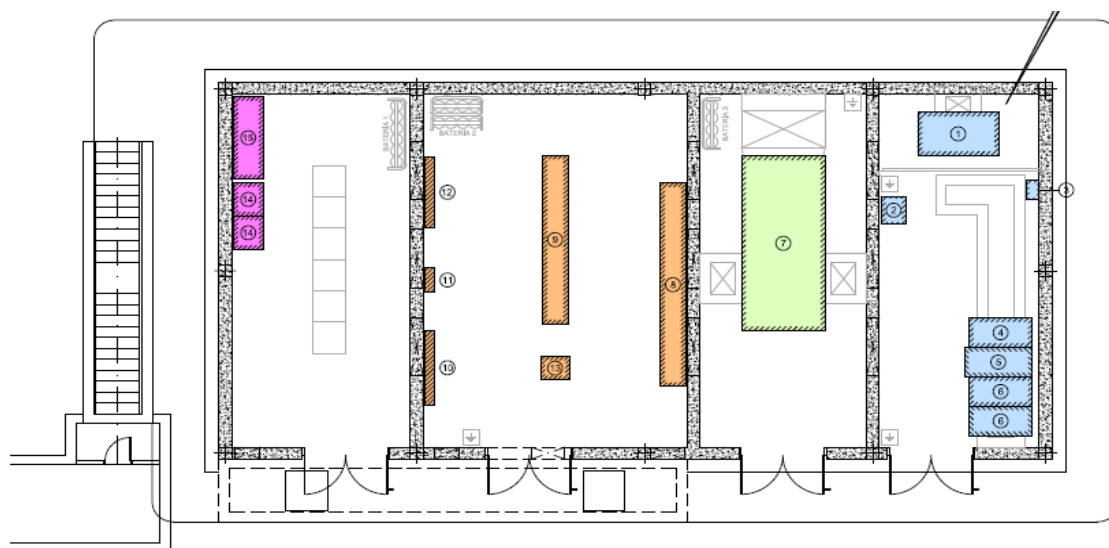


Fig. 4: Croquis del edificio técnico Norte.

Cada CT albergará los siguientes elementos principales:

- Celdas de media tensión, para entrada de las acometidas eléctricas y su conmutación, protección de la instalación y medida de energía.
- Transformador de potencia.
- Armario del interruptor general de baja tensión de salida del transformador.
- Armario de medida, que albergará el contador y el resto de elementos necesarios para la lectura local y remota de la energía consumida por la instalación.

Tanto el CTN como el CTS constituyen un CT de abonado de tipo interior cuyo esquema funcional es 2L + P + M, esto es, 2 celdas de entrada de línea, una celda de protección y una celda de medida.

La acometida al mismo será subterránea en doble circuito, conectándose cada circuito en una celda de entrada de línea.

Las celdas de entrada de línea contarán con un dispositivo de conmutación automática de tal manera que, en situación normal de explotación, el Centro de Transformación esté alimentado desde un solo circuito. En caso de que este circuito no esté disponible, por fallo o mantenimiento, la conmutación automática de líneas permitirá que el CT se alimente desde el segundo circuito, en el que se encontrara un grupo electrógeno.

Por otro lado, en lo que se refiere a los grupos electrógenos se proyecta la instalación de uno de ellos en la boca norte y otro de las mismas características en el edificio técnico de la boca sur, de tal manera que el suministro eléctrico a las cargas preferentes queda garantizado en caso de fallo de la acometida principal.

Los servicios alimentados desde **grupo electrógeno** en caso de fallo de la alimentación desde el transformador serán los siguientes:

- Alumbrado de accesos al túnel.
- Ventilación longitudinal del túnel.
- Grupo de bombeo para protección contra incendios.
- Tomas de corriente de los nichos SOS y de las galerías de evacuación del túnel.
- Fuerza de los locales técnicos del edificio (tomas de corriente, ventilación y climatización)
- Alumbrado exterior de los edificios técnicos.
- Sistema de alimentación ininterrumpida y servicios esenciales.

En cuanto a este último, el SAI, proporcionará alimentación segura a las cargas críticas durante al menos una hora.

Se trata de un sistema que asegura una alimentación eléctrica continua y de calidad para aquellos servicios en los que la interrupción del suministro no es tolerable, por lo que entrará en funcionamiento durante el tiempo de arranque del grupo electrógeno y durante el tiempo de conmutación automática de líneas de media tensión.

La salida del **SAI** estará conectada al Cuadro de Servicios Esenciales (CSE), del que se alimentan las siguientes cargas:

- Alumbrado de los locales técnicos.
- La mitad del alumbrado permanente del túnel.
- Alumbrado de emergencia del túnel.

- Alumbrado de evacuación y de las galerías del túnel.
- Sistema de presurización de las galerías del túnel.
- Equipos de vigilancia y control a cielo abierto y en el interior del túnel.
- Racks del local de comunicaciones (control, megafonía, radio, PCI).
- Centralitas de extinción de incendios.

Por otro lado, se proyecta la instalación de una **batería de condensadores** en el local de baja tensión de cada edificio para mejorar el factor de potencia de la instalación hasta un valor cercano a la unidad.

Además, en el local de baja tensión de cada edificio se instalarán los **cuadros de baja tensión**, que albergaran los elementos de mando y protección de los circuitos que alimentan a todos los receptores:

- Cuadro general de Baja Tensión (CGBT), con embarrado de transformador y embarrado de grupo electrógeno.
- Cuadros de Mando de Alumbrado (CMA.R + CMA.G).
- Cuadro de Control de Motores (CCM).
- Cuadro de Servicios Auxiliares (CSA).
- Cuadro de Servicios Esenciales (CSE).

Con estas instalaciones habrá tomas de corriente monofásica y trifásica en los locales técnicos, así como cofrets de tomas de corriente en el interior del túnel (uno en cada nicho de emergencia del túnel y uno en cada galería).

En lo que se refiere a la **red de tierras**, para cada Centro de Transformación se instalaran las siguientes:

- Sistema de puesta a tierra de protección, constituido por las líneas de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidas normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- Sistema de puesta a tierra de servicio, constituido por la línea de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra los neutros de baja tensión (neutro del transformador y neutro del grupo electrógeno).

Por finalizar con la instalación eléctrica y posibilitar su realización, se proyecta la construcción de canalizaciones subterráneas entubadas tanto en el exterior del túnel como a lo largo del interior del túnel. En el interior, además se proyecta la instalación de bandejas tanto horizontales como verticales que más adelante se describirán.

Una vez terminada la descripción de la instalación eléctrica, se pasara a analizar el alumbrado del proyecto. La solución de alumbrado se ha diseñado de acuerdo a la **normativa vigente**, de manera que se adoptarán los siguientes criterios:

- Para el alumbrado en el interior del túnel, se ha seguido el Decreto Foral 91/2012, así como el RD 1890/2008 de eficiencia energética que establece como

requerimiento no superar en más de un 20% los niveles medios de referencia establecidos en su Instrucción Técnica Complementaria EA-02.

- Para el alumbrado exterior, la normativa de referencia es el RD 1890/2008 Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior.

Por lo que se refiere al **alumbrado interior**, para el túnel se preverá una iluminación normal, de emergencia y de evacuación en caso de incendio, tal que:

- La iluminación normal asegurará a los conductores una visibilidad adecuada de día y de noche en la entrada del túnel, en las zonas de transición y en la parte central.
- La iluminación de emergencia asegurará una visibilidad mínima para que los usuarios del túnel puedan evacuarlo en sus vehículos en caso de avería del suministro eléctrico, de al menos 10 lux de iluminancia media, siendo 2 lux el nivel mínimo en cualquier punto del túnel.
- La iluminación de evacuación, estará a una altura no superior a 1,5 m, con una separación máxima de 50 m, y con una iluminancia horizontal mínima de 2 lux.

En este proyecto, la solución adoptada para el alumbrado normal del túnel, como bien se vio en las alternativas, está basada en un sistema de alumbrado simétrico pareado en los hastiales, consistente en el empleo de luminarias de tecnología LED colocadas a 5,8 m de altura. Con este sistema de iluminación, la percepción de los objetos se realiza por contraste positivo, es decir, el objeto claro sobre el fondo oscuro. Los distintos tramos de refuerzo del túnel, se han diseñado colocando proyectores de vapor de sodio de alta presión (VSAP), en disposición pareada sobre ambos hastiales a 5,2 m de altura, con el fin de alcanzar los niveles necesarios de cada zona.

El alumbrado de emergencia previsto, garantiza los niveles de seguridad indicados en el Decreto Foral, debido a que todas las luminarias de alumbrado permanente, constituyen también el alumbrado de emergencia, ya que se ha previsto la alimentación de todas ellas desde SAI.

El alumbrado de evacuación del túnel, prevé luminarias con tubo LED estancas alimentadas desde SAI, colocadas en el hastial de evacuación cada 20 m a 0,8 m de altura, garantizando una iluminancia media de 2 lux. Adicionalmente, se prevén captafaros instalados cada 4 metros, en ambas paredes para mejorar el guiado de los vehículos durante el funcionamiento normal del túnel. La alimentación eléctrica del alumbrado de evacuación se sectorizará cada menos de 350 m, con el objetivo de que cualquier defecto eléctrico en la instalación afecte al menor número posible de luminarias.

Por otro lado, en el presente proyecto, se iluminarán a cielo abierto los accesos al túnel en ambas bocas, lo cual se considerara el alumbrado exterior.

Este **alumbrado exterior**, en términos generales, deberá permitir:

- Poder seguir el trazado de la vía, es decir, tener un guiado visual adecuado, lo que implica que la vía sea visible a distancia por el conductor.
- Percibir los obstáculos fijos o móviles con tiempo suficiente para que el conductor pueda efectuar la maniobra oportuna, lo que requiere unas

prestaciones luminotécnicas (nivel, uniformidad, deslumbramiento) adecuadas en la instalación.

- Garantizar su seguridad funcional, tanto la de sus distintos componentes: luminosos, eléctricos y mecánicos, como de las personas, animales y otros, mediante la dotación de las protecciones necesarias y la utilización de los materiales precisos de acuerdo con las condiciones de trabajo y las prestaciones exigidas.

En resumen, el alumbrado del túnel se dividirá en dos, alumbrado interior y alumbrado exterior. Cada uno de ellos estará diseñado según su respectiva función, y ambos serán, junto a la ventilación, la parte principal de la demanda de electricidad de la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide.

4.3. Demanda de energía.

En este apartado, se realizara el cálculo de la energía necesaria para que las instalaciones del túnel de Urdinbide funcionen correctamente, en cualquier tipo de situación, permitiendo en todo momento un satisfactorio uso por parte de los usuarios. Antes de realizar el balance, se explica el sistema de codificación de todos los equipos que forman parte del proyecto, para de esta manera facilitar el entendimiento del balance posterior.

4.3.1. Sistema de codificación de equipos.

El presente apartado tiene por objeto definir el sistema de codificación de equipos de la instalación. Este sistema tiene como objetivo permitir la codificación de los diferentes equipos a implementar, de manera que se facilite el montaje inicial, la gestión y el mantenimiento posterior a los mismos.

El **sistema de codificación** de equipos a emplear debe reunir los siguientes requisitos:

- Unicidad: No debe ser posible la existencia de duplicidades en la codificación de dos equipos distintos.
- Precisión: La codificación debe ser suficientemente aproximada para que la localización de las alarmas (en caso de emergencia) sea eficaz.
- Sencillez: Se deben evitar complicaciones innecesarias, y el sistema debe ser fácilmente utilizable por el personal.
- Facilidad de tratamiento vía bases de datos: Tanto en lo relativo a búsquedas como a minimización de errores en la introducción de los datos.
- Escalabilidad: Posibilidad de ampliación a futuras fases.

Para la definición del sistema propuesto se ha tomado como base el utilizado en los últimos túneles de Vizcaya construidos y/o en construcción.

Por lo tanto, el sistema de codificación de equipos que se propone tiene el siguiente esquema general:

TP-DZZ-QQN-A

Donde:

- La clave TP identifica el vial o túnel en el que se encuentra el equipo a localizar (URD en el túnel de Urdinbide).

- La clave DZZ identifica el tipo de equipo de que se trate.
- La clave QQN es un ordinal que discrimina los diferentes equipos de un mismo tipo situados en un mismo vial o túnel.
- La clave A indica el sentido del vial o túnel en el que se encuentra el equipo:
 - Sentido Ascendente: A
 - Sentido Descendente: D

Así por ejemplo, el equipo denominado URD-SOL-CMN.1, se trataría de la primera luminaria del alumbrado soleado, que alimenta el Centro de transformación Norte del túnel de Urdinbide.

En el Anexo 1, “Sistema de codificación de equipos” se describe con mayor profundidad el sistema de codificación empleado, incluyendo las excepciones y casos particulares de los equipos que se pueden ver en los planos del proyecto, adjuntados en el Anexo 2.

4.3.2. Balance de cargas.

Para poder dimensionar la potencia de los transformadores, de los grupos electrógenos y de los SAIs se debe efectuar, en primer lugar, la previsión de cargas y consumos de las instalaciones y circuitos que son alimentados desde cada centro de transformación. La carga correspondiente a cada CT se calcula a partir de la previsión de consumos y cargas, aplicando una reserva del 25% por criterios de seguridad de servicio y de reserva para futuras ampliaciones en las instalaciones. Para el dimensionamiento de los SAI se considera una reserva del 50%, tal y como lo exige el Decreto Foral 91/2012 en su apartado 4.4.

En el **balance de potencias** se tienen en cuenta las cargas que pueden funcionar de manera simultánea, por lo que se han aplicado las siguientes consideraciones:

- El CTN alimenta a 10 ventiladores de túnel, siendo la situación más desfavorable la correspondiente a 8 ventiladores funcionando de manera simultánea.
- El CTS alimenta a 7 ventiladores de túnel, siendo la situación más desfavorable la correspondiente a 6 ventiladores funcionando de manera simultánea.
- Se considera un factor de arranque para los motores de 1,25. El arranque de los ventiladores de túnel se realizara de forma individual y con una temporización entre equipos, de manera que la punta de demanda simultánea se dará durante el arranque del último ventilador.
- Las resistencias de caldeo de los ventiladores, que están diseñadas para garantizar una temperatura de funcionamiento óptima, no se suman dado que funcionan únicamente cuando los ventiladores están apagados.
- Para las tomas de corriente se ha considerado un factor de consumo del 20%, dado que no es probable que se conecten cargas simultáneamente en todas las tomas.
- Las galerías de evacuación cuentan, cada una de ellas, con 2 ventiladores para la presurización de la misma y con 4 compuertas cortafuego. De los cuales solamente funcionarán al mismo tiempo 2 compuertas cortafuego y un ventilador.

En el balance de potencia se detalla el consumo de potencia aparente (VA) previsto por las instalaciones alimentadas por cada uno de los centros de transformación.

El cálculo de la potencia aparente demandada por los equipos e instalaciones se realiza a partir de su potencia consumida en vatios (W) y el factor de potencia ($\cos\phi$), que se considera 0,85 de manera general y 0,9 para las cargas de iluminación.

Tal y como se indica en el REBT (ITC-BT-09), se deberá introducir un factor de corrección de 1,8 veces la potencia de las lámparas de descarga, salvo que se conozcan las cargas asociadas a las corrientes armónicas, arranques y desequilibrios de fases, en dicho caso se aplicará el coeficiente corrector calculado con estos valores. En el caso de la iluminación Led dicho factor corrector no es de aplicación.

Por lo tanto, el balance de potencias de ambos Centros de Transformación es el mostrado en las siguientes tablas:

Balance de potencia CTN

Tabla 5: Balance de potencia del CTN.

TÚNEL URDINBIDE- CT NORTE				
Cuadro/Circuito	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CGBT	Embarrado Transformador	634623	25%	793
CMA.R	Alumbrado de Red	72267		
CMA.G	Alumbrado de Grupo	8889		
CCM	Cuadro de Control de Motores	436765		
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21021		
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	75381	50%	113
T.C-3	Tomas de corriente de túnel-Circuito 3	8700		
T.C-4	Tomas de corriente de túnel-Circuito 4	11600		
CGBT	Embarrado Grupo Electrónico	562345	25%	703
BAT.COND	Bateria Condensadores.	150 kVAr		

Analizando la tabla 5, podemos comprobar cómo la demanda para el embarrado del transformador, es decir, el embarrado principal, será de unos 793 kVA, incluyendo una reserva del 25% para futuras ampliaciones, por lo tanto el transformador a utilizar en el CTN del túnel de Urdinbide, tendrá que tener al menos dicha capacidad. Además, se puede comprobar cómo la demanda para el grupo electrónico es menor dado que solo debe satisfacer a las cargas preferentes, por lo tanto la potencia mínima que deberá abastecer dicho grupo electrónico será de 703 kVA, incluyendo también un 25% de reserva. Por otro lado, para garantizar un adecuado factor de potencia en la instalación se proyecta una batería de condensadores de 150 kVAr, que se justificaran más adelante en el apartado de cálculos de este documento.

Balance de potencia CTS

En lo que se refiere al CTS, observando la tabla 6, se ve que la suma de todos los circuitos conectados al embarrado principal del transformador, da una cantidad de 597 kVA, aplicándole el 25% de reserva tanto por seguridad como por posibles ampliaciones da un valor de 747 kVA de capacidad, que deberá tener el transformador del CTS. Por otro lado, al igual que en el CTN, se observa que al embarrado del grupo electrónico se conecta una cantidad menor de cargas, en este caso dando un total de 675

kVA, que deberá satisfacer el grupo electrógeno instalado. Por el contrario, el valor de la batería de condensadores se mantiene igual (150 kVAr), con los cuales se buscara acercar lo mayor posible a la unidad el f.d.p correspondiente.

Tabla 6: Balance de potencia CTS.

TÚNEL URDINBIDE- CT SUR				
Cuadro/Circuito	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CGBT	Embarrado Transformador	597311	25%	747
CMA.R	Alumbrado de Red	57200		
CMA.G	Alumbrado de Grupo	7778		
CCM	Cuadro de Control de Motores	330882		
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21010		
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	72214	50%	108
CSAB	Cuadro SSAA Edificio Bombeo	10669		
BOM-001	Bomba principal PCI	80882		
BOM-JOCKEY	Bomba Jockey PCI	2176		
T.C-1	Tomas de corriente de túnel-Circuito 1	8700		
T.C-2	Tomas de corriente de túnel-Circuito 2	5800		
CGBT	Embarrado Grupo Electrónico	540112	25%	675
BAT.COND	Bateria Condensadores.	150 kVAr		

Una vez analizadas y calculadas todas las potencias necesarias para el correcto funcionamiento del túnel de Urdinbide, se pasara a realizar el dimensionamiento de la solución adoptada y de los equipos para realizar dicho suministro de potencia.

4.4. Dimensionamiento de equipos.

A continuación, se describirá minuciosamente la solución adoptada en este proyecto detallando de forma precisa todas las características tanto funcionales como técnicas de la totalidad de equipos necesarios en la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide. En cada sub-apartado se explicara una parte en concreto de la instalación, siendo todas ellas fundamentales para poder hacer la correspondiente instalación eléctrica.

4.4.1. Edificios técnicos.

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica del proyecto del túnel de Urdinbide, en cada boca de acceso al túnel se construirá un edificio técnico que contará con todos los equipamientos e instalaciones necesarias para asegurar el buen funcionamiento de este.

A continuación, se describe la distribución de cuartos técnicos en el interior del edificio y los elementos principales que alberga cada uno de ellos, y que serán desarrollados en apartados posteriores.

Cada **edificio técnico** contará con:

- Local de Media Tensión (Centro de Transformación)
- Local de Grupo Electrónico.
- Local de Baja Tensión.
- Local de Comunicaciones.

El **CT** albergará los siguientes elementos principales:

- Celdas de media tensión, para entrada de las acometidas eléctricas y su conmutación, protección de la instalación y medida de energía.
- Transformador de potencia, con capacidad suficiente para alimentar las cargas previstas según balance de potencias que se detalla en el apartado de balance de potencias del presente documento.
- Armario del interruptor general de baja tensión de salida del transformador.
- Armario de medida, que albergará el contador y el resto de elementos necesarios para la lectura local y remota de la energía consumida por la instalación.

Por otro lado, el local de **grupo electrógeno** albergará los siguientes elementos principales:

- Grupo electrógeno, para asegurar el suministro de energía eléctrica a los servicios que lo requieran según balance de potencias que se detalla en el apartado de balance de potencias del presente documento. Este contará con una autonomía mínima de 4 horas.
- Armario de control del grupo electrógeno.

Además, el local de **baja tensión** albergará los siguientes elementos principales:

- Cuadros eléctricos de baja tensión necesarios para la protección y control de todos los circuitos en Baja Tensión: cuadro general de baja tensión (CGBT), cuadro de control de motores, cuadro de mando de alumbrado, cuadros auxiliares, etc.
- Batería de condensadores conectada al CGBT, para mejorar el factor de potencia de la instalación.

Y por último, el local de **comunicaciones** albergará los siguientes elementos principales:

- Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), con autonomía mínima de 1 hora, de manera que el suministro eléctrico a los servicios esenciales quede garantizado durante un fallo o mantenimiento en las acometidas principales.
- Rack de comunicaciones. (No forman parte de este proyecto)

Estos cuatro locales son los que formaran cada edificio técnico en ambas bocas del túnel, y son los que darán mayor soporte a la instalación eléctrica del túnel.

4.4.2. Acometidas eléctricas.

Este apartado tendrá como objeto la definición de la acometida desde la red de distribución de la empresa suministradora a 30 kV a cada uno de los CTs del túnel.

Para su realización se tiene en cuenta la legislación vigente en materia eléctrica contemplada en leyes y reglamentos, así como las normas particulares de la empresa suministradora de energía eléctrica, en este caso Iberdrola Distribución S.A.

El Decreto Foral 91/2012 recoge los mínimos requeridos en lo referente a la alimentación eléctrica, de forma que quede garantizado el suministro eléctrico a la instalación.

Como se menciona anteriormente, por regla general para túneles de tipo I, se dispondrá de dos alimentaciones basadas en dos líneas de doble circuito, procedentes de dos subestaciones diferentes, que alimentarán a los CTs del túnel requerido, como se puede apreciar en la siguiente figura:

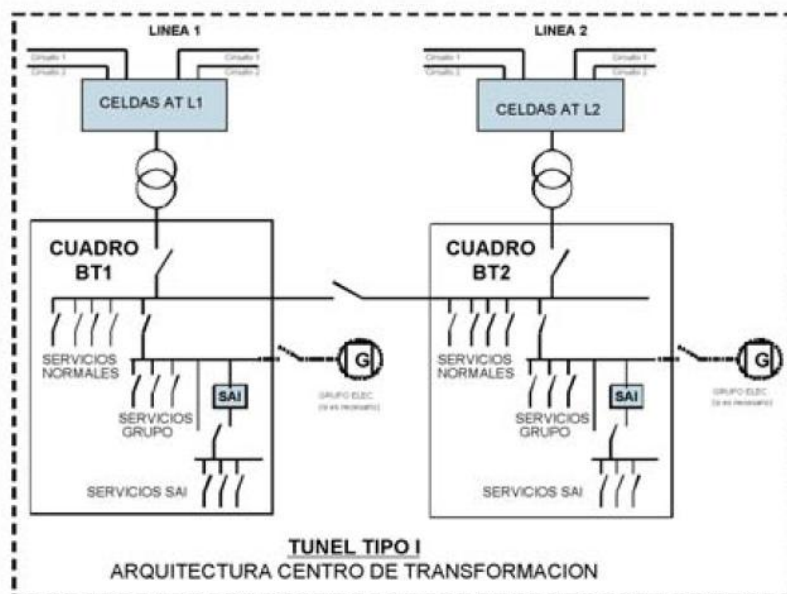


Fig. 5: Acometida a los CTs.

Pero debido a que en el caso del túnel de Urdinbide no es posible disponer de doble acometida en Media Tensión desde subestaciones diferentes se opta por la solución recogida en el Decreto Foral como doble acometida en Media Tensión suministrada por una misma subestación, pero dotando a ambos centros de transformación de grupos electrógenos para respaldo de los servicios necesarios.

En este proyecto, la acometida se realizara a partir de la línea de distribución de 30 kV, llamada Mungia Euba 1 y 2, propiedad de Iberdrola, en el término de Muxica, territorio histórico de Vizcaya.

Esta línea eléctrica aérea desde la que se acometerá, discurre por apoyos con disposición de doble circuito. Se trata de una línea radial alimentada desde la subestación eléctrica de Euba. La línea aérea se encuentra completamente ejecutada.

La línea de alimentación de la red de distribución es trifásica con una tensión nominal de 30 kV, doble circuito y una frecuencia de 50 Hz. La tensión de aislamiento para el material es 36 kV.

En el túnel de Urdinbide, la acometida a cada Centro de Transformación es diferente. Por un lado, la acometida al CTN es una línea totalmente subterránea, y en cambio, la acometida al CTS es una línea aéreo-subterránea siendo la gran mayoría del tramo aéreo. Los detalles de cada una de estas acometidas se explicaran a continuación.

4.4.2.1 Acometida CTN.

Motivados por las obras del nuevo corredor, se proyecta la ejecución de una línea subterránea en doble circuito a 30 kV de acometida al futuro CT de la boca Norte del túnel de Urdinbide, en derivación desde la línea aérea Mungia-Euba 1 y 2.

Los elementos constitutivos de la red subterránea de Alta Tensión son los siguientes:

Línea

Las **principales características** de la línea son:

- Clase de Corriente: Alterna Trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal: 30 kV.
- Tensión más elevada para el material: 36 kV.
- Categoría de la red: Según UNE 211435, Categoría A.

Por otro lado, la longitud de canalización subterránea para el doble circuito de 30 kV tendrá aproximadamente una longitud de 378 m.

Conductor

Como conductor de esta instalación se utilizará cable HEPRZ-1 de Aluminio de $3(1 \times 150) \text{ mm}^2$ de sección. Cuyas características esenciales se observan en la figura 6, obtenida del fabricante suministrador:

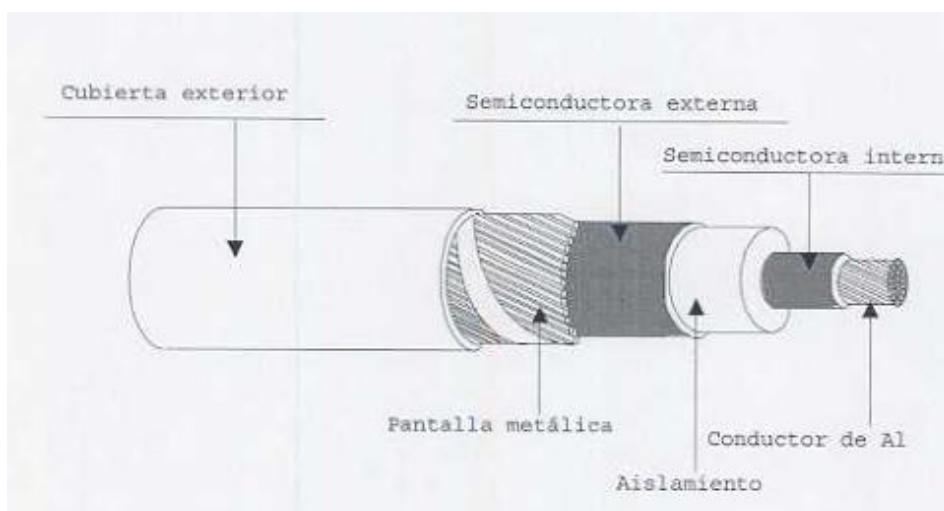


Fig. 6: Cable HEPRZ-1.

El doble circuito subterráneo a 30 kV está proyectado con cable unipolar, cumpliendo con la norma UNE 21123. Sus **características principales** son:

- Tipo: HEPRZ1- Aluminio.
- Sección: 150 mm^2 .
- Tensión nominal: 18/30 kV.
- Tensión más elevada: 36 kV.
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 170 kV.
- Tensión soportada nominal de corta duración a 50 Hz: 70 kV.
- Temperatura máxima en servicio permanente: 105 °C.
- Temperatura máxima en cortocircuito <5s: 250°C.

Además, en la siguiente tabla se recogen más características importantes del conductor:

Tabla 7: Características del conductor HEPRZ-1.

Tipo Constructivo	Sección (mm ²)	Sección pantalla (mm ²)	Tensión Nominal (kV)	Resistencia R _{máx.} a 105°C (Ω/km)	Reactancia X por fase (Ω/km)	Capacidad (μF/km)
HEPRZ-1	150	25	18/30	0,277	0,118	0,250

Los cables irán alojados en todo su recorrido bajo una canalización de 4 tubos de polietileno corrugado (PEC) de Ø200 mm (en cada uno de los tubos se instalará un único circuito eléctrico) y cada circuito de la línea subterránea se conectará a una celda de entrada del CTN. Estos tubos irán embebidos en un macizo de hormigón en masa.

Instalación de puesta a tierra

PUESTA A TIERRA DE CUBIERTAS METALICAS

Se conectarán a tierra las pantallas y armaduras de todas las fases en cada uno de los extremos y en puntos intermedios. Esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

PANTALLAS

Tanto en el caso de pantallas de cables unipolares como de cables bipolares se conectarán las pantallas a tierra en ambos extremos.

ARMADURAS

Se conectarán a tierra en los dos extremos, con el fin de evitar que una tensión pueda provocar una perforación entre armadura y tierra, bandejas y soportes o entre armadura y pantalla con posible corrosión de alguna de ellas. Desde el punto de vista de seguridad, ante un posible contacto con el cable, la conexión a tierra en los dos extremos es la mejor solución.

Canalizaciones

CANALIZACION ENTUBADA

En las canalizaciones de la red de alta tensión el cable irá entubado en todo su trazado. Las canalizaciones estarán constituidas por tubos termoplásticos, hormigonados y debidamente enterrados en zanja.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde se produzcan, se dispondrán arquetas registrables o cerradas, para facilitar la manipulación.

Las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas por sus extremos, a la entrada de la arqueta. La zanja tendrá una anchura mínima de 0,45 m para la colocación de un tubo recto de 200 mm de diámetro, aumentando la anchura en función

del número de tubos a instalar. En el caso del túnel de Urdinbide al ser 4 tubos, la anchura será de 0,6 m.

Los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos y con una separación entre ellos de 2 cm, tanto en su proyección vertical como horizontal, la separación entre tubos y paredes de zanja será de 5 cm.

La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad de 80 cm, tomada desde la rasante del terreno a la parte superior del tubo.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 5 cm de espesor de hormigón H 175, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de hormigón H 175 con un espesor de 10 cm por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará también H 175, evitando que se produzca discontinuidad del cimiento debido a la colocación de las piedras. En la siguiente figura, se puede observar una posible canalización de dos de los tubos:

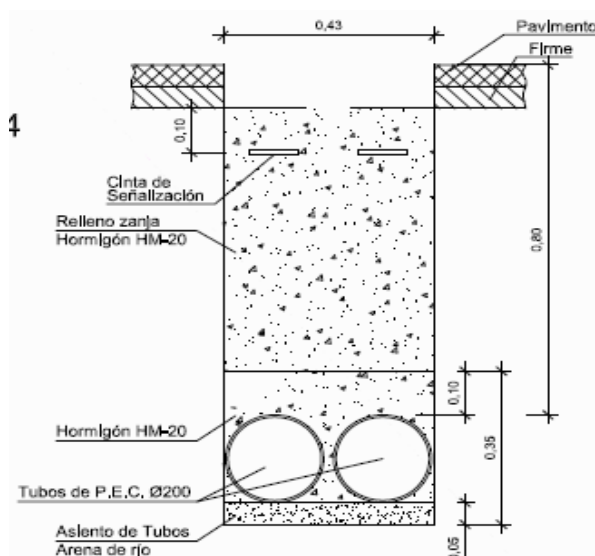


Fig. 7: Canalización acometida CTN.

4.4.2.2 Acometida CTS.

En el caso de la acometida al CTS del túnel de Urdinbide, se realizara una línea aéreo-subterránea que discurre en aéreo desde el apoyo AP-01 de derivación y entronque hasta el apoyo de transición aéreo-subterráneo AP-05, a partir del cual, la línea continua en tramo subterráneo hasta llegar al CT de la boca sur del túnel de Urdinbide, mediante canalización con 4 tubos de PEC de Ø200 mm (en cada uno de los tubos se instalará un único circuito eléctrico) y cada circuito de la línea subterránea se conectará a una celda de entrada del CTS.

La línea aérea total consta de 5 vanos y una longitud total de 625 m, la cual se tendera con un conductor de tipo aluminio-acero (Al-Ac) LA-175 (Orstrich). Estará constituida por los siguientes elementos:

Línea

La línea aérea proyectada tiene las siguientes **características principales**:

- Frecuencia: 50 Hz
- Tensión nominal: 30 kV
- Tensión más elevada de la red: 36 kV
- N° de circuitos: 2
- Disposición: Hexagonal
- N° de conductores por fase (n): 1

Conductor

Los conductores que contempla este proyecto para la línea aérea de acometida al CTS, son de aluminio-acero galvanizado tipo LA-175, según NI 54.63.01 y cuyas características principales son:

Tabla 8: Características del conductor LA-175

Designación	LA-175
<i>Sección de aluminio, (mm²)</i>	15,2
<i>Sección total, (mm²)</i>	24,7
<i>Equivalencia en cobre, (mm²)</i>	176,7
<i>Composición</i>	26+7
<i>Diámetro de los alambres, (mm)</i>	2,73
<i>Diámetro aparente, (mm)</i>	17,28
<i>Carga mínima de rotura, (daN)</i>	5500
<i>Módulo de elasticidad, (daN/mm²)</i>	7500
<i>Coefficiente de dilatación lineal, (°C -1)</i>	0,0000189
<i>Masa aproximada, (kg/km)</i>	613
<i>Resistencia eléctrica a 20° C, (Ω/km)</i>	0,19
<i>Densidad de corriente, (A/mm²)</i>	2,452

La temperatura máxima de servicio, bajo carga normal de la línea, no sobrepasará los 50° C.

La tracción máxima en el conductor, no sobrepasará, en ningún caso, el tercio de la carga de rotura del mismo. La tracción en el conductor a 15°C y sin sobrecarga, no sobrepasará el 15% de la carga de rotura del mismo.

El recubrimiento de zinc y el de aluminio, de los hilos de acero, cumplen con los requisitos especificados en la Normas UNE-EN 50189.

Apovos

Se trata de ejecutar 5 vanos en tendido aéreo con cable desnudo como parte de la acometida al CTS del túnel de Urdinbide entre los apoyos a colocar AP-01 y AP-05, realizándose una transición aéreo-subterránea en el AP-05.

La zona a tener en cuenta en los cálculos es la Zona A (menos de 500 m de altura). Los apoyos considerados, cinco apoyos de celosía de 3000 daN de esfuerzo nominal,

cumplen ampliamente con el esfuerzo requerido para sustentar los conductores, pararrayos, herrajes y el resto de elementos necesarios.

Los apoyos a colocar se tratan de apoyos de celosía metálica, el último tendrá función fin de línea donde se realizan el paso aéreo-subterráneo del doble circuito de acometida en su tramo aéreo. Los apoyos metálicos de celosía cumplirán la norma NI 52.10.01 de la compañía suministradora, y el esfuerzo de dichos apoyos debe ser calculado para garantizar claramente la estabilidad de la línea, pero su cálculo no forma parte de este proyecto.

Aislamiento

Se proyectan los niveles de aislamiento mínimo correspondiente a la tensión más elevada de la línea, 36 kV, así como los elementos que integran las cadenas de aisladores que en este caso estarán formados por elementos aislantes compuestos.

Debido a la zona por la que discurre la línea, se establece el nivel mínimo de aislamiento II “**nivel de polución medio**” correspondiente según UNE-IEC 60815 a:

- Zonas con industrias que no produzcan humos especialmente contaminantes y/o con una densidad media de viviendas equipadas con calefacción.
- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o de industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias.
- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa cercanas al mar (al menos distantes bastantes kilómetros).

Se instalarán aisladores de composite según UNE-EN, 61466-1 y UNE-EN 61466-2, estos aisladores serán de nivel II, con una línea de fuga requerida de 20 mm/kV según la tabla 14 de la ITC-LAT-07. Los aisladores cumplirán con la norma NI 48.08.01 siendo del tipo U70AB30.

Las características de los **elementos aislantes** tipo U70AB30 empleados serán (norma NI 48.48.01):

- | | |
|--------------------------------------------------------------|----------------|
| • Material: | Composite |
| • Carga de rotura: | 7000 daN |
| • Línea de fuga: | 480 mm |
| • Tensión de contorno bajo lluvia a 50 Hz durante un minuto: | 95 kV eficaces |
| • Tensión a impulso tipo rayo, valor de cresta: | 215 kV |
| • Formación de cadenas. | |

Crucetas

Las crucetas a utilizar serán metálicas, de 1,5 m de envergadura, separadas verticalmente 1,2 y 1,8 m, según la norma NI 52.31.02 de la Compañía Distribuidora. Su diseño responde a las nuevas exigencias de distancias entre conductores y accesorios en tensión a apoyos y elementos metálicos.

Las crucetas estarán preparadas para, además de dar la separación adecuada a los conductores, soportar las cargas verticales, longitudinales y transversales de los mismos en las hipótesis reglamentarias.

En el caso de esta línea aérea, se utilizarán las crucetas de tipo RC2-15-T, siendo una cruceta de tipo recto para apoyos de celosía, con tirante, y que soporta una vertical de 650 daN. Estas crucetas son tal y como se muestra en la siguiente imagen:

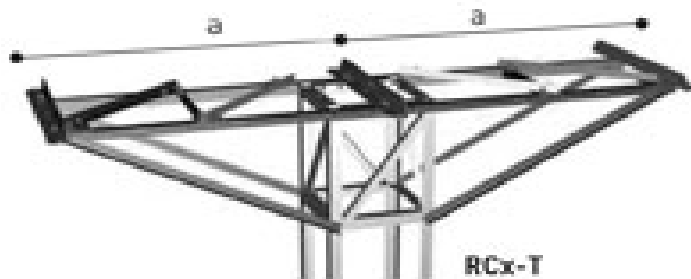


Fig. 8: Cruceta tipo RC2-15-T.

Puesta a tierra de apoyos

Las puestas a tierra de los apoyos se realizarán con electrodos de picas bimetálicas de acero-cobre y anillos de cable de cobre, cuyo diseño, en base a la zona de ubicación del apoyo y las características del terreno, tipo de suelo y resistividad se recogen en el M.T. 2.22.05 “Diseño de puestas a tierra en apoyos de líneas aéreas de alta tensión de tensión nominal 30, 45 y 66 kV sin hilo de tierra” de la Compañía Suministradora.

El principio básico de la **puesta a tierra**, según establece el RLAT en su apartado 7 de la ITC-LAT-07, es conseguir los siguientes requisitos:

- Que resista los esfuerzos mecánicos y la corrosión.
- Que resista, desde un punto de vista térmico, la corriente de falta más elevada determinada en el cálculo.
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra en los sistemas de puesta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea.

Además de cumplir lo anterior, en los apoyos ubicados en zonas frecuentadas; en las zonas de pública concurrencia es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo cerrado enterrado alrededor del empotramiento del apoyo. El mismo tratamiento que para las zonas de pública concurrencia deberá tenerse para los apoyos que soporten interruptores, seccionadores u otros aparatos de maniobra.

Por lo tanto, para la realización de los anillos se empleará cable de cobre de 50 mm². Las picas serán cilíndricas de acero-cobre de 14 mm de diámetro y 1,5 m de longitud. Las grapas de conexión serán de cobre.

Para garantizar la seguridad de las personas, la puesta a tierra de los apoyos definidos anteriormente deberá evitar la aparición de tensiones de contacto peligrosas.

De esta manera, por la importancia que ofrece, desde el punto de vista de la seguridad, toda instalación de puesta a tierra deberá ser comprobada en el momento de su establecimiento y revisada, al menos, una vez cada 6 años.

Esta vigilancia periódica de las líneas aéreas permitirá detectar modificaciones sustanciales de sus condiciones de diseño que justifiquen la verificación de la medida de la tensión de contacto aplicada. Por ejemplo, cuando un apoyo no frecuentado adquiera la condición de frecuentado debido a desarrollos urbanísticos o nuevas infraestructuras, o aquellos casos en los que el terreno donde se sitúa un apoyo frecuentado cambia sustancialmente su resistividad, debido por ejemplo a su asfaltado o ajardinamiento.

Durante la vigilancia periódica se deberá comprobar el estado general de la puesta a tierra, su valor y los posibles cambios de resistividad del terreno o del tipo de apoyo que justifiquen que la verificación incluya de nuevo medidas de la tensión de contacto aplicada.

Entronque aéreo-subterráneo

En la unión del cable subterráneo con la línea aérea se tiene en cuenta las siguientes dos consideraciones.

En primer lugar, se instala un sistema de protección contra sobretensiones de origen atmosférico a base de pararrayos de óxido metálico. Estos pararrayos se conectan directamente a las pantallas metálicas de los cables y entre sí, la conexión será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas.

Y en segundo lugar, el cable subterráneo, en la subida a la red aérea, va protegido por un tubo de acero galvanizado, que se empotra en la cimentación del apoyo, sobresaliendo por encima del nivel del terreno un mínimo de 2,5 m. En el tubo se alojan las tres fases y su diámetro interior será 1,5 veces el de la terna de cables, con un mínimo de 15 cm.

Distancias de seguridad

De acuerdo con el apartado 5 de la ITC-LAT-07, las separaciones entre conductores, las separaciones entre los conductores y los apoyos, así como las distancias respecto al terreno y obstáculos a tener en cuenta en este proyecto, son las que se indican a continuación.

De la tabla 9 mostrada a continuación, obtenida de la ITC-LAT-07, se toman los valores correspondientes a una U_s de 36 kV de tensión de este proyecto, de tal forma que la distancia eléctrica que previene las descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra (en condiciones normales de la red) es $D_{el} = 0,35$ y la distancia eléctrica que previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos es $D_{pp} = 0,4$.

Tabla 9: Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

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

Con estos valores ya se pueden obtener las siguientes distancias.

DISTANCIAS DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07, la mínima distancia de los conductores en su posición de máxima flecha, a cualquier punto del terreno, es:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ en m, con un mínimo de 6 m.}$$

En el presente proyecto, al pasar por explotaciones ganaderas y agrícolas, tal y como pone en la ITC, la distancia mínima al terreno a mantener es de 7 m.

SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

De acuerdo con el punto 5.4.1 de la ITC-LAT-07, la separación mínima entre conductores viene dada por la fórmula:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

En la cual:

- D= Separación entre conductores en m.
- K= Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, según tabla 16 de la ITC-LAT-07. (Para este proyecto se toma K=0,65).
- F= Flecha máxima en m de cada vano calculado por el método de la parábola.
- L= Longitud en metros de la cadena de suspensión (para amarres L=0).
- K'= Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea, en el caso de estudio al ser U=30 kV, K' será 0,75.

Sustituyendo en los diferentes vanos de la línea aérea de estudio queda:

$$D = 0,65 * \sqrt{0,089 + 0} + 0,75 * 0,4 = 0,49 \text{ m (vano 1)}$$

$$D = 0,65 * \sqrt{1,01 + 0} + 0,75 * 0,4 = 0,95 \text{ m (vano 2)}$$

$$D = 0,65 * \sqrt{1,51 + 0} + 0,75 * 0,4 = 1,09 \text{ m (vano 3)}$$

$$D = 0,65 * \sqrt{1,61 + 0} + 0,75 * 0,4 = 1,12 \text{ m (vano 4)}$$

$$D = 0,65 * \sqrt{0,74 + 0} + 0,75 * 0,4 = 0,86 \text{ m (vano 5)}$$

Se puede observar que la máxima distancia se da en el vano 4, de 1,12 m de distancia entre conductores, por lo tanto con las crucetas descritas anteriormente, cuya separación entre conductores es de 1,5 m, se cumple ampliamente esta condición.

DISTANCIA MÍNIMA ENTRE LOS CONDUCTORES Y SUS ACCESORIOS EN TENSIÓN Y EL APOYO

De acuerdo con el punto 5.4.2 de la ITC-LAT-07 esta distancia no será inferior al D_{el} con un mínimo de 0,2 m. Para este proyecto se tomará una distancia de 0,4 m, como medida de seguridad adicional.

DISTANCIAS DE LOS CONDUCTORES A CARRETERAS Y CAMINOS

De acuerdo con el apartado 5.7.1 de la ITC-LAT-07, la mínima distancia de los conductores en su posición de máxima flecha, a cualquier punto del terreno, es:

$$D_{add} + D_{el} = 6,3 + D_{el} \text{ en m, con un mínimo de 7 m.}$$

CRUZAMIENTOS CON OTRAS LÍNEAS AÉREAS

De acuerdo con el apartado 5.6 de la ITC-LAT-07, en este proyecto, se ha mantenido una distancia mínima entre los conductores en su posición de máxima flecha de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior de:

$$D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el} \text{ en m, con un mínimo de 2 m.}$$

Una vez tenidas todas estas distancias en cuenta y alcanzado el apoyo AP-05 de la línea aérea, se pasara al tramo subterráneo, que utilizara el mismo conductor que la acometida al CTN, de tal forma que llegara al Centro de transformación sur por una acometida subterránea de doble circuito, como ocurre en el caso Norte.

4.4.3. Centros de transformación.

Cada CT del Túnel de Urdinbide constituye un Centro de Transformación de abonado de tipo interior cuyo esquema funcional es 2L + P + M, esto es, 2 celdas de entrada de línea, una celda de protección y una celda de medida.

La acometida al mismo será subterránea en doble circuito, como se vio en el apartado anterior, conectándose cada circuito en una celda de entrada de línea.

Las celdas de entrada de línea contarán con un dispositivo de **conmutación automática** de tal manera que, en situación normal de explotación, el Centro de Transformación esté alimentado desde un solo circuito. En caso de que este circuito no esté disponible, por fallo o mantenimiento, la conmutación automática de líneas permitirá que el Centro de Transformación se alimente desde el segundo circuito.

Por otro lado, en lo que se refiere a las celdas que constituyen el centro de transformación se explicarán a continuación.

4.4.3.1 Celdas de media tensión.

En los centros de transformación cerrados, lo más usual es disponer de los distintos elementos tanto de media como de baja tensión, en módulos independientes cubiertos de paredes ignífugas. Estos módulos reciben el nombre de celdas modulares. Existe una gran diversidad de celdas en el mercado dependiendo de la función que desempeñen dentro de la instalación o de su forma constructiva. El uso de estos elementos supone una gran comodidad tanto a la hora de ejecutar la instalación como a la hora de desarrollar posibles ampliaciones o modificaciones e incluso a la hora de realizar maniobras o revisiones, esto se debe a su capacidad para interconectarse libremente unas con otras y al reducido espacio físico que ocupan. La instrumentación de media tensión deberá estar dimensionada de acuerdo a las características eléctricas de la red de distribución a la que está conectada.

Para dar cumplimiento a los requerimientos expuestos, se proyecta un conjunto de celdas de media tensión con las características que se detallan a continuación:

Características constructivas

Se proyecta la instalación de un conjunto de celdas modulares de media tensión, con aislamiento y corte en SF6 (interruptor automático con corte en vacío), compuesto por:



Fig. 9: Celdas de media tensión.

BASE Y FRENTE

Básicamente se trata de la parte inferior y la parte delantera de la celda. La altura y diseño de esta base permitirá el paso de cables entre celdas sin necesidad de foso (no obstante, se prevé un foso bajo las celdas para facilitar la acometida a las celdas de entrada, acometida al transformador y cableado al armario de medida), y presenta el esquema unifilar del circuito principal y ejes de accionamiento de la aparatada a la altura idónea para su operación. Igualmente, la altura de esta base facilita la conexión de los cables frontales de acometida. La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y el panel de acceso a los cables y fusibles (en caso de celda de protección con fusibles). En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

CUBA

La cuba, estanca y aislada con gas SF₆, está fabricada en acero inoxidable y contiene el embarrado así como los dispositivos de corte y conexión. El dieléctrico utilizado actúa como medio de aislamiento y de extinción. La cuba está equipada con una membrana que dirige de forma segura la salida de gases en caso de arco interno, así como con un manómetro para controlar la presión del gas aislante.

INTERCONEXIÓN

Se trata de las clavijas que permiten la interconexión entre celdas, las cuales se sitúan en la parte lateral de la celda. Este elemento está compuesto por tres adaptadores elastoméricos que permiten una cómoda conexión de las celdas entre sí sin necesidad de reponer el elemento extintor. Una vez conectadas las celdas mediante este sistema, tan solo es necesario dar continuidad al sistema de tierras y afianzar la unión mecánica mediante tornillos y otros elementos.

INTERRUPTOR/SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA

El interruptor tiene tres posiciones: conectado, seccionado y puesto a tierra. La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

MANDO

Los mandos de actuación son accesibles desde la parte superior frontal, se dispone de un esquema sinóptico del circuito principal, desde donde, se pueden realizar las maniobras básicas de conexión, desconexión, medida, etc. de la propia celda tanto de forma manual o motorizada, así como comprobar su correcto funcionamiento mediante la visualización de señalizadores visuales.

FUSIBLES

En las celdas de protección mediante fusibles, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos porta fusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos porta fusibles se eleve debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de estos.

CONEXIÓN DE LOS CABLES

La conexión de cables se realiza por la parte frontal, mediante unos pasa-tapas estándar.

ENCLAVAMIENTOS

Los **enclavamientos** incluidos en todas las celdas pretenden que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado y, recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.

- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto y, a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal haya sido extraída.

Características eléctricas

Las **características generales** de las celdas de ambos CTs son las siguientes:

- Tensión asignada: 36 kV.
- Frecuencia asignada: 50 Hz.
- Corriente asignada: 630 A
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial 1 min, valor eficaz: 70 kV (a tierra y entre fases); 80 kV (a distancia de seccionamiento).
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo, valor cresta: 170 kV (a tierra y entre fases); 195 kV (a distancia de seccionamiento).
- Corriente admisible de corta duración: 20 kA.

Celda de línea

Este tipo de celdas puede ser de entrada o de salida, en este caso se trata de una celda de entrada constituida por un módulo metálico, con aislamiento y corte en SF₆, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida interior-frontal mediante bornas enchufables. Mando motorizado. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida.

Los CTs contarán con 2 celdas de línea que permitirán la transferencia automática de líneas. Esto se lleva a cabo mediante una unidad de transferencia que incluye: un controlador de celdas programable, 2 unidades de detección/ausencia de tensión, cajón de control y batería auxiliar.



Fig. 10: Diagrama celda de línea.

Celda de protección

Este tipo de celdas se suele ubicar justo a continuación de la celda de entrada y su misión es la de proteger el resto de la instalación de posibles anomalías. Esta función la

puede realizar de dos maneras, mediante fusibles o utilizando un interruptor automático, como es el caso de este proyecto. Además, se trata de una celda constituida por un módulo metálico, con aislamiento integral en SF6, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables, e interruptor automático con corte en vacío y mando motorizado. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida, sensores de intensidad y relé de protección comunicable (funciones 50-51/50N-51N).



Fig. 11: Diagrama celda de protección con interruptor automático.

Celda de medida

Celda constituida por un módulo metálico, con aislamiento en aire, que incorpora en su interior los transformadores de medida (3 transformadores de tensión y 3 transformadores de intensidad) necesarios para la medida de energía eléctrica circulante y su posterior facturación. Este tipo de celdas se utilizan debido a que los valores de media tensión no son aptos para el uso en equipos de medida. La tapa de la celda cuenta con dispositivos que permiten el sellado de la misma, para garantizar la no manipulación de las conexiones.

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Transformador de aislamiento seco y construido según las correspondientes Normas UNE y CEI, con las siguientes **características**:

- Relación de transformación: 25-50/5.
- Potencia: 10VA.
- Clase de precisión: $\leq 0,5$

TRANSFORMACIÓN DE TENSIÓN

Transformador de aislamiento seco y construido según las correspondientes Normas UNE y CEI, con las siguientes **características**:

- Relación de transformación: $30000/\sqrt{3}:110//\sqrt{3}$.
- Potencia: 10 VA.
- Clase de precisión: $\leq 0,5$.



Fig. 12: Diagrama celda de medida.

4.4.3.2 Interconexión celdas-transformador.

Se interconectará la salida de la celda de medida con las bornas del primario del transformador.

La conexión eléctrica entre la celda de medida y el transformador se realizará mediante cable unipolar tipo HEPRZ1 18/30 kV de 150 mm² de sección de aluminio. Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales enchufables rectos o acodados de conexión sencilla, de 36 kV y 400 A.

4.4.3.3 Transformador de potencia.

El transformador de potencia es el elemento fundamental del Centro de Transformación, el cual es el encargado de transformar la energía eléctrica suministrada, con tensión y corriente alterna, desde las líneas de entrada de 30 kV a un nivel distinto de tensión de 0,42 kV, también alterna y a la misma frecuencia, que es el que llega a todos los elementos de demanda del túnel de Urdinbide. Luego ya es conocida su relación de transformación, 30/0,42 kV, y que al trabajar en alterna se trata de un transformador trifásico.

Por lo general, todos los transformadores trifásicos utilizados en los CT reúnen una serie de características comunes independientemente del tipo de transformador que sea. En este caso, teniendo en cuenta el balance de potencia realizado anteriormente, se proyecta la instalación de un transformador de 800 kVA 30/0,42 kV en cada CT.

Se trata de Transformadores de potencia trifásicos, tipo sumergido en éster vegetal, tensión nominal en vacío 30/0,42 kV, frecuencia 50 Hz, regulación de tensión en vacío +2,5/+5/+7,5/+10% en el primario, grupo de conexión Dyn11 con neutro accesible, nivel de aislamiento 36/70/170 kV y dimensiones aproximadas 1834 mm de largo, 1234 mm de ancho y 1973 mm de altura.

Según el balance de potencias detallado, la capacidad del transformador cubre la demanda de potencia de los receptores instalados más un porcentaje de potencia de reserva adicional.

Se ejecutara en el proyecto un cubeto de hormigón dimensionado para albergar hasta 1000 l de éster vegetal.

Para proteger el acceso a las bornas de baja tensión del transformador se colocará una defensa constituida por un enrejado metálico, que será consistente y tendrá como

mínimo un grado de protección IP1x, según la Norma UNE 20324. El enrejado estará separado como mínimo 10 cm del transformador y contará con una cerradura enclavada con la celda de protección correspondiente.

4.4.3.4 Interconexión transformador – cuadro general de baja tensión (CGBT).

La conexión eléctrica entre el transformador y el cuadro general de baja tensión se realizará mediante cable unipolar tipo SZ1-K 0,6/1 kV de 240 mm² de sección de cobre. El número de cables será de 3 por fase y 3 para el neutro.

Debido a que el transformador y el CGBT se ubican en estancias separadas, se instalará un elemento de corte a la salida del transformador, para poder aislarlo desde el propio centro de transformación.

4.4.3.5 Material de seguridad.

Como todo centro de transformación este tendrá que disponer de todos los instrumentos necesarios para asegurar la seguridad en él. Entre ellos se podría destacar los esquemas unifilares plastificados con enclavamientos, letreros de seguridad y riesgo eléctrico, guantes aislantes, extintor adecuado y carteles de identificación y rotulado de CT y sus elementos de maniobra y protección.

4.4.3.6 Interconexión transformadores de medida- armario de medida.

Se proyecta la instalación de un armario de medida situado a una altura comprendida entre 0,7 y 1,8 m. Los cables de interconexión entre los secundarios de los transformadores de medida (tanto de tensión como de intensidad) y las bornas dispuestas en el armario de medida serán apantalladas, con la pantalla conectada a tierra en el extremo de los transformadores y en el extremo del armario se dejara aislada.

En ningún caso serán dichos cables de sección inferior a 6 mm². Se realizarán con mangueras de dos conductores por cada transformador de medida o cables unipolares, empleando 6 conductores para los circuitos de intensidad y 6 conductores para los circuitos de tensión. Serán de tensión de aislamiento 0,6/1 kV e ignífugos. Las mangueras o cables unipolares estarán bajo tubo flexible o rígido fácilmente identificables del resto de conducciones.

4.4.3.7 Puesta a tierra.

En todo centro de transformación cabe distinguir dos **sistemas de puesta a tierra**:

- Sistema de puesta a tierra de protección, constituido por las líneas de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- Sistema de puesta a tierra de servicio, constituido por la línea de tierra y los correspondientes electrodos de puesta a tierra que conexionan directamente a tierra los neutros de baja tensión (neutro del transformador y neutro del grupo eléctrico).

Los sistemas de puesta a tierra deben cumplir los siguientes **requisitos**:

- Resistir los esfuerzos mecánicos y la corrosión.

- Resistir, desde un punto de vista térmico, la corriente de falta más elevada determinada en el cálculo.
- Garantizar la seguridad de las personas con respecto a las tensiones que aparezcan durante una falta a tierra en los sistemas de puesta a tierra.
- Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad del Centro de Transformación.

El **diseño de los sistemas de puesta a tierra** para el cumplimiento de dichos requisitos depende fundamentalmente de:

- Método de puesta a tierra del neutro de la red de Iberdrola. Para el presente proyecto se considera lo especificado en el MT 2.11.33 “Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal ≤ 30 kV”, la cual es una normativa particular para instalaciones de clientes en AT.
- Conexión del sistema de puesta a tierra a través de las pantallas de cables. A los Centros de Transformación objeto del presente proyecto se conecta al menos una línea subterránea cuyas pantallas están conectadas a tierra en el otro extremo (otro CT o apoyo con puesta a tierra).

Las redes de tierra que a continuación se describen y que se justifican en el apartado de cálculos, consideran una resistividad del terreno de acuerdo a la naturaleza de los materiales, no obtenida por medición.

4.4.3.7.1 Tierra de protección

El electrodo correspondiente al sistema de puesta a tierra de protección consistirá en un anillo, formando un bucle perimetral a una distancia mínima de 1 m alrededor de la envolvente del edificio, formado por conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección, enterrado como mínimo a 0,5 m de profundidad, al que se conectarán en sus vértices y en el centro de cada lado, ocho picas de acero cobrizado de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro.

Las conexiones entre el electrodo de puesta a tierra de protección y las cajas de seccionamiento del edificio se efectuarán con cable de cobre aislado 0,6/1 kV de 50 mm^2 de sección.

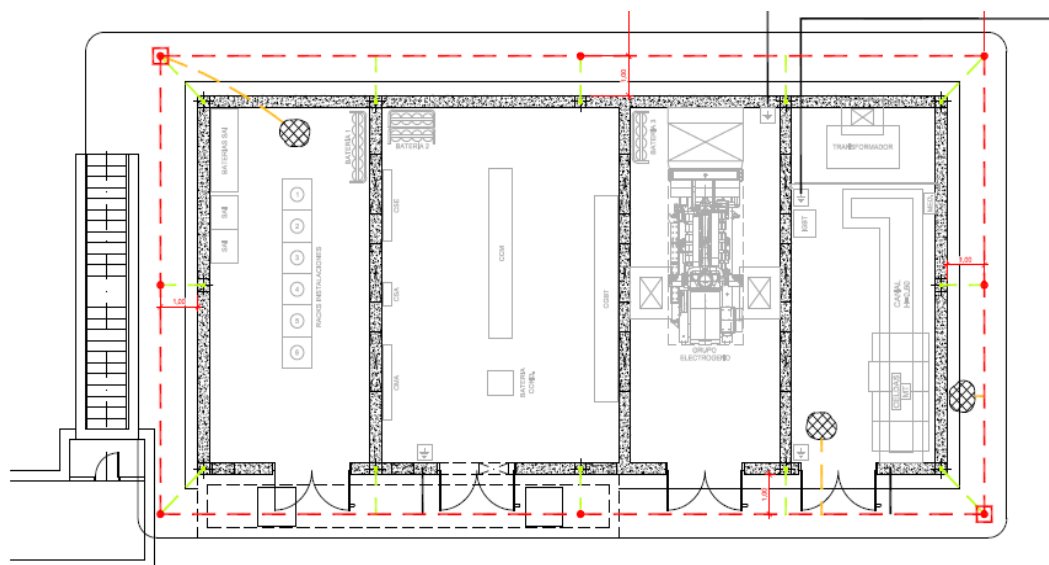


Fig. 13: Instalación de puesta a tierra CTN.

Con objeto de evitar el riesgo por tensión de contacto en el exterior, se emplazará una acera perimetral de hormigón de 1,2 m, mínimo, de las paredes del edificio. Concentrado en el interior de dicho hormigón se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m, a una profundidad de al menos 0,1 m. Este mallazo se conectará a un punto de la puesta a tierra de protección del edificio mediante soldadura por fusión.

Con objeto de evitar el riesgo por tensión en contacto en el interior, en el piso del edificio se instalará un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos, preferentemente opuestos, a la puesta a tierra de protección del edificio.

El suelo técnico elevado sobre la base del edificio deberá ser una superficie aislante o bien estar equipotenciada y conectada a la puesta a tierra de protección.

Todas las armaduras de losas, zapatas, pilares, columnas, etc. se conectarán a la puesta a tierra de protección. Así mismo, se asegurará la continuidad eléctrica entre los forjados de los pilares y los de las losas.

La resistencia de puesta a tierra presentada por el electrodo en ningún caso debe ser superior a los valores indicados en la siguiente tabla, especificada en el MT 2.11.33 de “Iberdrola Distribución Eléctrica”:

Tabla 10: Valores máximos de la resistencia a tierra en centros de transformación.

Tensión nominal de la red Un (kV)	Conexión de las pantallas	Máximo valor de la resistencia de puesta a tierra (Ω)
≤ 20 kV	Desconectado	50
	Conectado	100
30 kV	Desconectado	30
	Conectado	60

Si fuera necesario, para cumplir con la resistencia de puesta a tierra o con los requisitos de tensión de paso, se conectarán al anillo picas en hilera separadas 3 m entre sí.

Todos los **elementos metálicos** del edificio deberán ser eficazmente puestos a la tierra de protección del edificio:

- Tapas, puertas y rejillas.
- Envolventes de armarios eléctricos y celdas de media tensión.
- Cuba del transformador en dos puntos opuestos.
- Guías de las ruedas del transformador.
- Bastidores de armarios eléctricos y equipos.
- Bandejas y conductos
- Etc.

La conexión de los elementos metálicos a la red de tierra de protección del edificio se realizará mediante latiguillos de cobre desnudo de 50 mm², que se atornillarán a la pletina de cobre más cercana.

Se tenderá un conductor desnudo de cobre de 50 mm² fijado a la pared, que unirá las pletinas de cobre entre sí y éstas con la correspondiente caja de seccionamiento de tierra de protección.

En las uniones entre conductores, tuberías, bandejas, etc. que lo requieran se establecerá la continuidad eléctrica mediante puentes de las mismas características que el conductor de protección correspondiente a la estructura metálica.

4.4.3.7.2 Tierra de servicio.

El electrodo correspondiente al sistema de puesta a tierra de servicio del **transformador** consistirá en una hilera de cobre desnudo de 50 mm² de sección, enterrado como mínimo a 0,5 m de profundidad, a la que se conectarán en sus extremos y en el centro tres picas de acero cobrizado de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro, separadas 3 m entre sí.

El electrodo correspondiente al sistema de puesta a tierra de servicio del **grupo electrógeno** consistirá, al igual que el correspondiente al transformador, en una hilera de cobre desnudo de 50 mm² de sección, enterrado como mínimo a 0,5 m de profundidad, a la que se conectarán en sus extremos y en el centro tres picas de acero cobrizado de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro, separadas 3 m entre sí.

4.4.3.7.3 Cajas de seccionamiento.

Se prevé la instalación de una caja de seccionamiento para cada uno de los sistemas de puesta a tierra de servicio, así como de dos cajas de seccionamiento (en el local del CT y en el local de BT) para el sistema de puesta a tierra de protección.

Las cajas de seccionamiento de tierras de servicio y tierras de protección se componen de una envolvente y contienen en su interior un puente de tierras fabricado con pletinas de cobre de 20 x 3 mm. Las cajas dispondrán de una pletina seccionable accionada por dos tornillos. El citado puente de tierra descansará en un zócalo aislante de poliéster con fibra de vidrio. La tapa será transparente. El conjunto deberá poseer un grado de protección IP 54, según la norma UNE 20324, esto quiere decir que contra contactos eléctricos directos y contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, las cajas tendrán

un nivel 5 de 6 posibles y además tendrá una protección contra el agua de nivel 4. Por otro lado, según la norma UNE-EN 50102, contra los impactos mecánicos externos se tendrá un grado de protección de IK 08 lo que equivale a 5 J de energía de impacto. Además, deberá soportar el siguiente ensayo:

- **Nivel de aislamiento:** 20 kV cresta a onda de impulso tipo rayo y 10 kV eficaces en ensayo de corta duración a frecuencia industrial, en posición de montaje.

La caja de seccionamiento de tierra de protección se colocará de tal forma que el recorrido de la línea de tierra desde la caja de seccionamiento al electrodo de puesta a tierra sea lo más corta posible.

4.4.3.8 Seguridad de maniobras de mantenimiento en CTs.

De acuerdo al punto 4.1.1.4 “Centros de transformación” de la IT II del DF 91/2012 se describen en este apartado las maniobras seguras para el mantenimiento de los equipos asociados a los centros de transformación.

A continuación se describe la **secuencia de maniobras** para quitar servicio a los transformadores de forma segura:

1. Abrir interruptor del cuadro de salida del transformador (o del CGBT en caso de inexistencia del cuadro de salida del transformador).
2. Extraer llave de enclavamiento (llave anillada con llave de celda) del cuadro anterior.
3. Abrir interruptor celda de interruptor automático (o de interruptor-seccionador en su caso).
4. Introducir llave de enclavamiento de puesta a tierra (PAT) en abierto.
5. Maniobrar seccionador de puesta a tierra (PAT) y pasarlo a cerrado.
6. Extraer llave PAT en cerrado.
7. Con llave PAT extraída que estará anillada a llave de puerta de acceso a transformador se podrá acceder a éste.

La secuencia de maniobras para la puesta en servicio de los transformadores sería idéntica a la descrita pero a la inversa.

4.4.4. Baja tensión.

En este capítulo se especifican las características de la instalación eléctrica de baja tensión asociada al túnel de Urdinbide y a sus accesos.

Tal y como se ha indicado con anterioridad, el túnel de Urdinbide lleva asociados dos edificios técnicos, cada uno de los cuales dispone de un local destinado a las instalaciones de baja tensión, que dispondrán de los siguientes equipos.

4.4.4.1 Grupo electrógeno.

Dado que las acometidas de media tensión desde la compañía eléctrica no provienen de subestaciones diferentes, se proyecta la instalación de un grupo electrógeno en cada edificio técnico de boca de túnel para dar cumplimiento a los requerimientos de redundancia requeridos por el Decreto Foral 91/2012.

Se proyecta la instalación de un grupo electrógeno automático de 800 kVA en cada edificio técnico, de tal manera que el suministro eléctrico a las cargas preferentes queda garantizado en caso de fallo de la acometida principal.

Las **condiciones** bajo las cuales se prevé el arranque del grupo electrógeno son las siguientes:

- Fallo total del suministro de la compañía eléctrica.
- Descenso de la tensión de red por debajo del 70 % de su valor nominal.
- Fallo de una fase de red.
- Desequilibrio de tensión entre fases de red.

Cuando ocurre algunos de los eventos mencionados, y que son detectados por el equipo analizador de redes y el control de comunicación instalados en el CGBT, el cuadro de control del grupo electrógeno recibe una señal de arranque. Una vez se normalice el suministro de red, el sistema retornará a la situación normal de alimentación desde la red de la compañía.

La combinación del cuadro de arranque automático del grupo y el equipo de control de comunicación permitirá realizar transferencias de carga sin corte, no solo de grupo a red a la vuelta de la red, sino también de red a grupo mediante una transferencia de carga en rampa. Esta prestación permite probar el grupo electrógeno con la carga real siempre que se desee sin ningún corte a la instalación.

Así mismo, el cuadro de control del grupo electrógeno llevará instalado un software de control que permitirá controlar y gestionar a distancia el grupo mediante un ordenador conectado en forma local o remota.

Los **servicios conectados** al embarrado “grupo” serán los siguientes:

- Alumbrado de accesos a túnel.
- Ventilación longitudinal del túnel.
- Grupo de bombeo para protección contra incendios.
- Tomas de corriente de los nichos SOS y de las galerías de evacuación del túnel.
- Fuerza de los locales técnicos del edificio (tomas de corriente, ventilación y climatización).
- Alumbrado exterior de los edificios técnicos.
- Sistema de alimentación ininterrumpida y servicios esenciales.

Las características básicas del **motor diesel** son las siguientes

- 673 kW a 1500 rpm, con regulación electrónica de velocidad.
- Lubricación con circulación forzada de aceite con filtro desmontable y cartucho.
- Refrigeración por agua con radiador.
- Arranque eléctrico. Incluye baterías con cables, terminales, soportes y desconectador.
- Generador de carga de las baterías.
- Batería con desconectador, protección anti-contacto y anti-explosión.
- Regulador electrónico de velocidad.

Las características básicas del **alternador** son las siguientes:

- 800 kVA, 400/230 V, 50Hz.

- Sin escobillas.
- Devanados con aislamiento clase H.
- Protección tipo IP-23.
- Con regulación electrónica de tensión.
- Capacidad de cortocircuito 3 veces la intensidad nominal durante 10 segundos.

Los grupos electrógenos proyectados cuentan con un depósito de combustible integrado en la bancada de 990 litros de capacidad. Teniendo en cuenta que el consumo específico de combustible es de 0.26 l/kWh:

Grupo electrógeno de 800 kVA (652 kW): El consumo de combustible al 100% de carga (652 kW) resulta 169,52 l/h, dicha capacidad dota a la instalación de una autonomía aproximada de 5,84 horas, superior a las 4 horas exigidas por el Decreto 91/2012.

En previsión de un posible derrame o fuga accidental de combustible, se instalara una bañera de chapa de acero con capacidad para recoger al menos el 10% de la capacidad del depósito, esto es, 99 litros como mínimo.

El cuadro de control del grupo electrógeno cuenta con una pantalla que muestra el estado de funcionamiento del grupo, mediciones eléctricas y del motor diesel, las alarmas, los eventos ocurridos y el análisis de armónicos, todo ello para garantizar el correcto funcionamiento de este y su adecuada protección.

Para ello, las mediciones del equipo, las alarmas preventivas y las protecciones de paro principal del grupo electrógeno consideradas se recogen a continuación.

En primer lugar, las **mediciones** necesarias se dividen en tres, las medidas del motor diesel, las mediciones eléctricas y otras mediciones de utilidad para el correcto mantenimiento del grupo.

Mediciones del **motor diesel**:

- Contador de horas de funcionamiento.
- Temperatura del líquido refrigerante.
- Nivel de gasóleo.
- Tensión de la batería.
- Intensidad cargador electrónico.
- Presión de aceite.
- Velocidad de giro.

Mediciones **eléctricas**, tanto globales como para cada una de las 3 fases:

- Frecuencia.
- Potencia activa, reactiva y aparente.
- Factor de potencia.
- Tensiones simples y compuestas.
- Intensidades.
- Energía activa y reactiva.

Otras mediciones:

- Horas de funcionamiento.
- Número de arranques.
- Número de conexiones de carga.
- Carga media.
- Autonomía de combustible.

Por otro lado, en lo que se refiere a las **alarmas preventivas**, utilizadas para avisar en caso de fallo en el grupo electrógeno, se utilizarán:

- Pre-alarma de presión de aceite.
- Pre-alarma de temperatura del líquido refrigerante.
- Avería del alternador de carga de baterías.
- Avería del cargador electrónico de baterías.
- Baja o alta tensión de baterías.
- Bajo nivel de gasóleo.
- Bajo precalentamiento del motor.
- Mantenimiento preventivo.

Y por último, se instalarán las siguientes **protecciones de paro**, con la función de parar y proteger el grupo ante estos eventos inadecuados para él:

- Baja presión de aceite.
- Fallo sensor de aceite.
- Alta temperatura del líquido refrigerante.
- Fallo sensor temperatura.
- Baja o alta velocidad del motor.
- Tensión alta o baja del alternador.
- Sobre-intensidad del alternador.
- Sobre-potencia del motor.
- Escalón de carga excesivo.
- Fallo de arranque.
- Cortocircuito en las líneas de consumo.
- Bajo nivel de gasóleo o de refrigerante.
- Paro de emergencia.

De esta forma, queda dimensionado por completo los grupos electrógenos del proyecto (tanto el instalado en el CTS como en el CTN), con la función principal de dar suministro a las cargas preferentes del túnel de Urdinbide, en caso de fallo de la acometida principal a los CTs.

4.4.4.2 Cuadro de baja tensión.

En el local de baja tensión se instalarán los **cuadros de baja tensión**, que albergarán los elementos de mando y protección de los circuitos que alimentan a todos los receptores del proyecto, y son los siguientes:

- Cuadro general de Baja Tensión (CGBT).
- Cuadros de Mando de Alumbrado (CMA.R + CMA.G)
- Cuadro de Control de Motores (CCM).

- Cuadro de Servicios Auxiliares (CSA).
- Cuadro de Servicios Esenciales (CSE).

Cuadro General de Baja Tensión (CGBT)

El CGBT estará formado por **2 embarrados** diferenciados:

- Embarrado “No Preferente”: Está conectado al secundario del transformador y a él se conectarán todos aquellos circuitos que no son esenciales, esto es, aquellos servicios de los que se puede prescindir en caso de fallo de la acometida proveniente de la red de distribución de Iberdrola o en caso de fallo del transformador.
- Embarrado “Grupo”: Está conectado a la salida del Grupo Electrónico y a él se conectarán todos aquellos circuitos que deban permanecer en servicio en caso de fallo de la acometida proveniente de la red de distribución de Iberdrola o en caso de fallo del transformador.

Los embarrados estarán interconectados mediante un interruptor, el cual se encontrará normalmente cerrado y tanto el embarrado “No preferente” como el embarrado “Grupo” estarán normalmente alimentados desde el transformador principal de cada CT.

En caso de pérdida de la acometida proveniente del transformador, un sistema de enclavamiento provocará la apertura del interruptor de interconexión de embarrados y las cargas no preferentes dejarán de tener suministro mientras que las cargas preferentes continuarán en servicio alimentadas desde el grupo electrónico. Esto se realizará gracias a un sistema de **transferencia automática**.

Ante un fallo del transformador, el control interno del Cuadro, por medio de las señales de los relés de mínima tensión (27) según los esquemas de mando, abrirá automáticamente los interruptores de acometida de ese transformador y cerrará el de acoplamiento de las dos barras al entrar el grupo electrónico. Al volver la red, la operación inversa de vuelta a la normalidad se realizará de forma manual bien localmente bien remotamente desde la Sala de Control (abriendo el de acoplamiento y cerrando la acometida que antes estaba en fallo). Las transferencias se realizarán siempre sin acoplamiento de redes.

Los servicios conectados al embarrado “**No Preferente**” serán los alimentados por el CMA.R y son los siguientes:

- Alumbrado exterior.
- Alumbrado de refuerzo soleado del túnel.
- La mitad del alumbrado de refuerzo nublado del túnel.

Los servicios conectados al embarrado “**Grupo**” serán los siguientes:

- Alumbrado de accesos al túnel.
- Ventilación longitudinal del túnel.
- Grupo de bombeo para protección contra incendios.
- Tomas de corriente de los nichos SOS y de las galerías de evacuación del túnel.
- Alumbrado exterior de los edificios técnicos.
- Sistema de alimentación ininterrumpida y servicios esenciales.

Cuadros de Mando de Alumbrado (CMA.R + CMA.G)

Estos cuadros, en el local de Baja Tensión se situaran contiguos, para tener fácil accesos a los mismos, el CMA.R y el CMA.G.

El **CMA.R** alimenta a los circuitos de alumbrado no preferente, es decir:

- Alumbrado exterior.
- Alumbrado de refuerzo soleado del túnel.
- La mitad del alumbrado de refuerzo nublado del túnel.

El **CMA.G** alimenta los circuitos de alumbrado preferente no esencial:

- Alumbrado de accesos al túnel.

Tanto los circuitos de alumbrado exterior como los de accesos al túnel (que también son de exterior) contarán con **regulador de flujo** en cabecera.

Estos reguladores son equipos centralizados que se instalan junto a los cuadros eléctricos que suministran a alumbrado con el objetivo de cumplir dos funciones. Por un lado, el estabilizar la tensión de alimentación a las lámparas y los equipos auxiliares en el valor nominal de consigna, en este proyecto 400 V. Y por otro lado, regulan el flujo luminoso de todas las lámparas conectadas a cada armario de control, permitiendo reducirlo el 50% durante períodos preseleccionados (haciendo descender la tensión de alimentación de las lámparas hasta 175-195 V).

Cuadro de Control de Motores (CCM)

Desde el CCM se alimentarán los equipos de ventilación longitudinal del túnel. Cada circuito de alimentación contara con un **arrancador suave** en cabecera y las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema de ventilación. Los arrancadores suaves se colocaran para el control de la aceleración y deceleración de los ventiladores de 45 kW. Sus características vienen recogidas en el Anexo 3 “Pliego de condiciones”.

El CCM del edificio técnico de la boca norte alimentará 10 ventiladores y el CCM del edificio técnico de la boca sur alimentará 7 ventiladores.

Cuadro de Servicios Auxiliares (CSA)

El **CSA** alimentará los siguientes servicios:

- Tomas de corriente de locales técnicos.
- Alumbrado exterior de edificios técnicos.
- Ventilación y climatización de locales técnicos.

Cuadro de Servicios Esenciales (CSE)

El **CSE** estará alimentando desde el embarrado “Grupo”, pasando por un Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

Los servicios alimentados desde el **CSE**, y por tanto alimentados también desde el SAI, son los siguientes:

- Alumbrado de los locales técnicos.
- Alumbrado permanente del túnel.
- La mitad del alumbrado nublado del túnel.
- Alumbrado de evacuación y de las galerías del túnel.
- Sistema de presurización de las galerías de evacuación del túnel.
- Equipos de vigilancia y control a cielo abierto.
- Equipos de vigilancia y control en el interior del túnel.
- Racks del local de comunicaciones.
- Centralitas de extinción de incendios.

Desde este cuadro se alimentan muchos otros sub-cuadros que a su vez van al resto de cargas finales, en cada uno de los respectivos Centros de transformación.

Unas pocas de estas cargas, son unos ventiladores, que cuentan con un **variador de frecuencia** cada una. Con ellos se busca el control de la velocidad rotacional de su motor de corriente alterna (AC) por medio del control de la frecuencia de alimentación suministrada al motor.

4.4.4.3 Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI).

El Sistema de Alimentación Ininterrumpida, más conocido como SAI, proporcionará alimentación segura (respaldada por baterías ante un fallo de la red normal) y estable (margen de tensión en la salida de $\pm 1\%$) a las cargas críticas durante al menos una hora.

Se trata de un sistema que asegura una alimentación eléctrica continua y de calidad para aquellos servicios en los que la interrupción del suministro no es tolerable, por lo que entrará en funcionamiento durante el tiempo de arranque del grupo electrógeno y durante el tiempo de conmutación automática de líneas de media tensión.

Para este proyecto, dado que los SAIs alimentarán al Cuadro de Servicios Esenciales (CSE), tanto del CTN como del CTS, con una carga de 113 kVA y 108 kVA respectivamente (tal y como se ve en las Tablas 5 y 6), se ha optado por la instalación de dos SAIs, en forma modular, (principal y redundante) de 100 kVA cada modulo de SAI, en cada uno de los edificios técnicos del túnel de Urdinbide. En ambos casos se conectarán en paralelo. De esta forma, el control de la tensión de salida, las transferencias a Bypass, las desconexiones, etc... es gobernado por el equipo principal, y transmitido al equipo redundante a través de los buses de gestión del sistema paralelo.

La **conexión en paralelo** de varios equipos añade una serie de ventajas a las que ofrece un solo equipo, entre las que pueden destacar:

- La **redundancia de equipos**: En caso de que uno de los SAIs tenga alguna avería, éste se desconecta del conjunto paralelo, y el resto de SAI asumen el reparto de carga.
- El **aumento de la capacidad y autonomía**: Al tener dos SAIs en paralelo, la carga máxima nominal será la de 1 equipo, es decir, 100 kVA, pero puntualmente el sistema podrá aceptar la carga de 2 equipos, 200 kVA. Por lo que aumenta la autonomía del sistema.
- La **modularidad**: Si al cabo de cierto tiempo, en la instalación del túnel se detecta que la capacidad de este sistema es insuficiente, se puede optar por añadir un tercer equipo al conjunto, sin necesidad de sustituir los 2 equipos originales.

El SAI es un sistema de doble conversión AC/DC con batería en tampón, esta estructura clásica es la que proporciona mayor fiabilidad y protección en el suministro de salida.

La tensión AC de la entrada es convertida a DC a través de un rectificador controlado en puente de seis pulsos. La salida del rectificador regulada y filtrada se conecta a un bus DC que es compartido por el inversor y el grupo de baterías.

Las baterías son fundamentales para el sistema SAI. El grupo de baterías está permanentemente conectado al bus DC, en condiciones normales toma la energía necesaria para mantener el estado de carga óptimo y en caso de fallo de red suministrar la energía requerida por el inversor. Las baterías serán de plomo estanco de 1h de autonomía y 10 años de vida media garantizados.

El inversor se encarga de transformar la tensión del bus DC y realizar la conversión AC proporcionando una salida senoidal, alterna, estabilizada en tensión y frecuencia apta para alimentar las cargas conectadas en la salida.

Esta estructura básica de doble conversión se complementa con dos nuevos bloques funcionales, el conmutador de By-pass estático y el conmutador de By-pass manual.

Para labores de mantenimiento o fallos del by-pass estático, cada unidad poseerá un seccionador de by-pass manual. El by-pass manual permite seleccionar la alimentación de la carga de cualquiera de las dos fuentes existentes: red inversor, red auxiliar. Estará diseñado para poder manipular dentro del SAI sin tensión. Una vez ejecutada la maniobra el equipo se encontrará totalmente desconectado, pero siempre sin cortar el suministro a la red de salida. De esta manera se pueden realizar labores de mantenimiento con el máximo nivel de seguridad.

Además conjuntamente con los SAIs, se encuentran 3 transformadores de aislamiento galvánico.

El primero de ellos se encuentra a la entrada del rectificador, el segundo en la salida del inversor, el cual convierte la tensión proveniente del módulo de potencia IGBT en la requerida por la carga, obteniéndose un aislamiento total entre la utilización (salida) y el SAI. Y el tercero, en el By-pass estático con el fin de proteger los equipos ante posibles alteraciones de la red. Estos transformadores de aislamiento son trifásico/trifásico con una relación de transformación 1:1 y una potencia de 100 kVA cada uno.

Todos los transformadores de aislamiento interno, tendrán el neutro del secundario conectados entre sí y a tierra, de manera que se garantice la misma configuración de neutro que en la red (TN-S).

Cada SAI completo (rectificador + inversor + by-pass estático+ by-pass manual) irá instalado en un armario independiente. Las SAIs contarán con un armario de baterías externo que garantice la autonomía del sistema durante al menos una hora.

Las entradas y salidas a cada cuadro se efectuarán por la parte inferior del mismo. Cada cuadro se diseñara de modo que sea totalmente accesible por la parte delantera para todas las operaciones de mantenimiento. Además, la parte frontal llevará marco fijo y puerta plana con cerradura de llave. El grado de protección de la envolvente exterior no será inferior a IP42, IK10.

En la figura 14, se puede observar toda la estructura descrita acerca de los SAIs, incluyendo los siguientes **interruptores de protección**:

- (M1): Interruptor magnetotérmico de entrada.
- (M2): Interruptor magnetotérmico de baterías del SAI.
- (M4): Interruptor magnetotérmico de salida.
- (M9): Interruptor magnetotérmico Bypass Manual.
- (M10): Seccionador neutro de salida del inversor, de uso exclusivo para el S.S.T (Servicios y soportes técnicos)

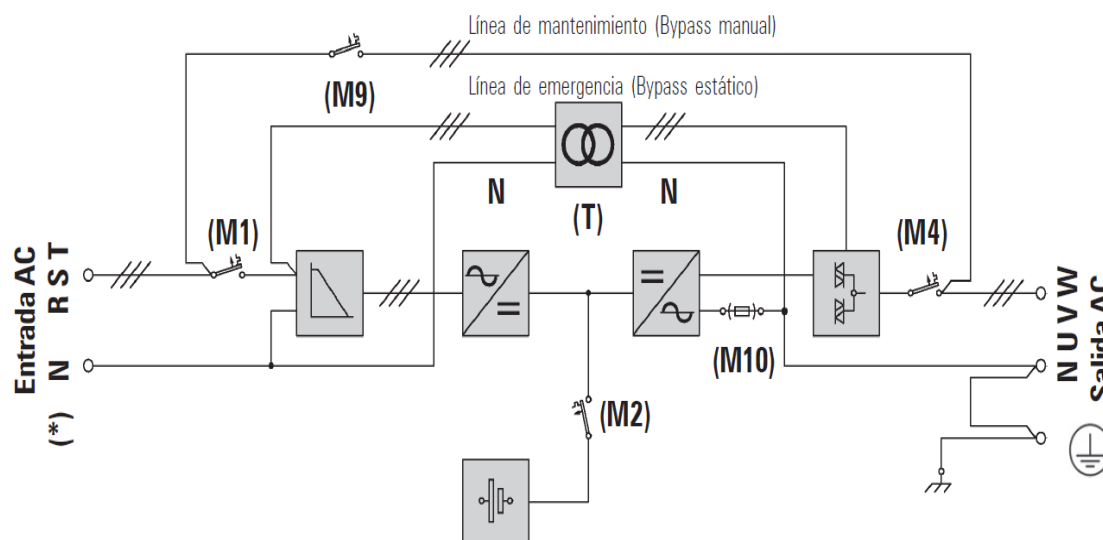


Fig. 14: Estructura de las SAIs.

4.4.4.4 Batería de condensadores.

Se proyecta la instalación de una batería de condensadores de 150 kVAr en el local de baja tensión de cada edificio para mejorar el factor de potencia de la instalación hasta un valor cercano a la unidad, siendo como mínimo de 0,95. En el apartado de cálculos justificativos se comprobó que los 150 kVAr son suficientes para la instalación de ambos centros de transformación del túnel.

La conexión y desconexión de los condensadores estarán gobernadas automáticamente por medio de un regulador varimétrico, que controla el factor de potencia de la instalación y aporta energía capacitiva para mantener el factor de potencia deseado (lo más cercano posible de la unidad).

Los condensadores llevarán integrados resistencias de descarga y serán conectadas y desconectadas mediante contactores del tipo y calibre adecuados al mando de condensadores. Irán protegidos por fusibles de alto poder de corte.

Los condensadores serán de tipo seco (sin impregnante) auto-cicatrizante compatible con todos los ambientes, con dieléctrico a base de propileno metalizado.

El regulador de la batería dispondrá de un sistema automático de desconexión de los condensadores en caso de ausencia de tensión en la red.

4.4.4.5 Cableado.

Todas las líneas de distribución de fuerza y alumbrado en el interior del túnel serán de cobre, nivel de aislamiento XLPE, libres de halógenos y no propagadores de la llama ni del incendio (RZ1-K).

Algunos circuitos, en función de los equipos o servicios que alimentan y del tipo de instalación (no enterrados en todo su circuito), serán además resistentes al incendio. En particular, aquellos circuitos que alimentan a equipos de túnel que no vayan bajo canalización enterrada en todo su recorrido deberán ser del tipo SZ1-K.

Los cables de control y señales, en interior del túnel, de servicios esenciales de tensión inferior a 110 V, serán del tipo SOZ1-K (AS+) resistentes al incendio 842°C durante 90 minutos. Para el resto serán del tipo RC4Z1-K, llevando las protecciones necesarias y pantallas que precisen según su utilización.

Los cableados interiores de los cuadros serán del tipo H07ZK de cobre (Cu), no propagador de la llama y del incendio, libre de halógenos, reducida emisión de gases tóxicos, baja emisión de humos opacos y muy baja emisión de gases corrosivos.

Las líneas de alimentación a los circuitos de alumbrado exterior serán de cobre, aislamiento de PVC, y cumplirán lo especificado en la ITC-BT-09, “Instalaciones de alumbrado exterior”. En particular, esta ITC establece los siguientes **requisitos** en cuanto a **las secciones** de los conductores:

- El conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase.
- La sección mínima en redes subterráneas será de 6 mm² y en redes aéreas de 4 mm².
- La sección mínima de alimentación a las luminarias en el interior de los soportes será de 2,5 mm².

Para el resto de circuitos pertenecientes a redes subterráneas se cumplirá lo especificado en la ITC-BT-07 (“Redes subterráneas para distribución en baja tensión”), que establece que la sección de los conductores de cobre no será inferior a 6 mm² y, dependiendo del número de conductores con que se haga la distribución, la **sección mínima** del conductor neutro será:

- Con dos o tres conductores, igual a la sección de los conductores de fase.
- Con cuatro conductores, como mínimo según la siguiente tabla:

Tabla 11: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.

Fase (mm²)	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
Neutro (mm²)	6	10	10	16	16	25	35	50	70	70	95	120	150	185

Así mismo, los conductores de protección tendrán la sección mínima indicada en la siguiente tabla, cumpliendo con lo especificado en la ITC-BT-18 (“Instalaciones de puesta a tierra”):

Tabla 12: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

Conductor fase (mm ²)	Conductor protección (mm ²)
S≤16	S
16<S≤35	16
S>35	S/2

Los cables que vayan tendidos en canalizaciones entubadas y enterradas serán resistentes a la humedad y a la acción de los roedores.

En la siguiente tabla se recoge a modo de resumen el tipo de cable a instalar para cada circuito en función de los equipos o servicios que estos alimentan, de acuerdo al Decreto Foral 91/2012:

Tabla 13: Resumen de tipo de cable para cada circuito.

Circuitos eléctricos y de control	Tipo de cable		
	SZ1-K	RZ1-K	RV-K
Cableado de fuerza e iluminación			
Electricidad			
Acometida Transformador a cuadro CGBT	X		
Acometida Grupo a cuadro CGBT	X		
Acometida SAI (Entrada/ Salida)	X		
Acometidas a sub-cuadros con servicios de emerg/esenciales	X		
Acometidas a sub-cuadros sin servicios de emerg/esenciales		X	
Alumbrado			
Acometidas y líneas alumbrado refuerzo (nublado, soleado)		X	
Acometidas y líneas alumbrado permanente (emergencia)	X		
Acometidas y líneas alumbrado evacuación	X		
Acometida a líneas de elementos de señalización evacuación	X		
Acometida a alumbrado exterior (recorrido exterior de túnel)			X
Líneas de alumbrado exterior (canalización entubada)			X
Alumbrado en cada una de las bocas			X
Ventilación			
Acometidas a ventiladores control de humos	X		
Acometidas a ventiladores presurización de galerías	X		
Acometidas a motores	X		
Alimentación a detectores	X		
Grupo de bombeo			
Acometida a central de incendios y subcentrales distribuidas	X		
Acometidas a bombas y grupos de presión	X		
Acometidas a elementos de maniobra de valvulería en túnel	X		
Servicios extras			
Acometida a central megafonía	X		
Acometida a central de cámaras de seguridad	X		
Acometida a central DAI	X		

Acometidas de cuadros secundarios a postes SOS	X		
Acometidas de cuadros secundarios a cámaras de seguridad	X		
Barreras		X	
Semáforos boca		X	
Paneles informativos exteriores		X	
Paneles informativos interiores		X	
Cableado de control y comunicaciones			
Ventilación			
Cables de control de ventiladores	X		
Cables señal instrumentación	X		
Grupo de bombeo			
Líneas de detectores		X	
Lazos de comunicaciones centrales	X		
Servicios extras			
Cables comunicación postes SOS	X		
Cables vídeo de cámaras	X		
Cables altavoces megafonía	X		
Comunicaciones (buses en cobre y F.O)			
Todos	X		

4.4.4.6 Bandejas y canalizaciones.

Para el túnel de Urdinbide, una vez definidos los tipos de cables para cada circuito, el siguiente paso es proyectar la construcción de canalizaciones subterráneas entubadas tanto en el exterior del túnel como a lo largo del interior de él.

Las canalizaciones de baja tensión serán enterradas, con tubos enfrascados en dados de hormigón, y con arquetas separadas una distancia máxima de 50 m.

Las arquetas llevarán tapas ajustadas y selladas en las conexiones de las canalizaciones con las mismas, con el fin de evitar la entrada de roedores, líquido u otros materiales.

Los tubos serán de polietileno y tendrán la sección necesaria en función del número y sección de los circuitos que vayan a albergar, cumpliendo en todo su trazado lo especificado en la ITC-BT-21 sobre tubos y canales protectores de baja tensión. El número y sección de los tubos proyectados se obtendrá posteriormente en el apartado de cálculos.

Deberá garantizarse que por las canalizaciones no se pueda propagar un incendio o pasar el humo, sellando adecuadamente los elementos que lo requieran (salidas de arqueta, tubos en el interior de arquetas, tapas de arquetas, etc.).

Por otro lado, en el interior del túnel se proyecta, además, la instalación de bandejas tanto horizontales como verticales.

Las bandejas horizontales dependiendo de su función serán de un tipo u de otro. En el caso de que sólo estén destinadas a soportar cables y no a aguantar daños mecánicos, las bandejas podrán ser de material aislante ausente de halógenos y gases tóxicos no propagadores del incendio y de la llama al igual que sus soportes y accesorios de montaje. En cambio, cuando las bandejas pueden estar expuestas a daños mecánicos o se destinen además de la canalización de los cables al soportado de luminarias y cajas de derivación, dichas bandejas serán metálicas galvanizadas al fuego por inmersión

después de ser construidas, al igual que todos los accesorios, herrajes y tornillería utilizada. En todas las bandejas el espesor mínimo a utilizar será de 1,5 mm.

Por lo que se refiere a los tramos verticales, que enlazan entre las canalizaciones enterradas y las que discurren por la parte alta del túnel, las bandejas serán metálicas y con tapa galvanizada al fuego con un espesor que oscila entre las 70 y 120 micras.

En cuanto a los edificios técnicos, se proyectan bandejas tendidas en el suelo técnico de los locales que disponen de él y canalizaciones entubadas bajo aquellos locales que no dispongan de suelo técnico.

4.4.4.7 Redes de tierra.

En apartados anteriores se han descrito, para cada edificio técnico, las siguientes **redes de tierra**:

- Red de tierra de servicio (neutro) del transformador.
- Red de tierra de servicio (neutro) del grupo electrógeno.
- Red de tierra de protección (masas) del edificio técnico.

En el túnel de Urdinbide el régimen de neutro proyectado es TN-S y, por tanto, las masas de las instalaciones receptoras están conectadas a la toma de tierra de la alimentación mediante el conductor de protección. Es decir, no existe una red de tierra enterrada a lo largo del túnel y separada de la red de tierra enterrada de los edificios técnicos.

No obstante, sí se prevé el tendido de un conductor de cobre desnudo de 35 mm² a lo largo de las bandejas del túnel y de los edificios técnicos, con el objetivo de realizar la puesta a tierra de protección de las propias bandejas, metálicas, y que se conectará en ambas bocas del túnel (boca norte y boca sur) a la red de tierra general enterrada.

4.4.5. Alumbrado.

En este apartado se describirá más detalladamente la solución tomada para el alumbrado del túnel. Como bien se comentó anteriormente, la iluminación del túnel de Urdinbide está dividida en alumbrado interior y alumbrado exterior.

4.4.5.1 Alumbrado interior del túnel de Urdinbide.

Tal y como se dijo en las alternativas, dadas las características del túnel y su velocidad permitida (80 km/h), el alumbrado interior del túnel será de carácter simétrico.

Por otro lado, habrá tres tipos de iluminaciones, dependiendo de la situación en la que se encuentre el túnel:

Iluminación Normal

Las **zonas consideradas** en el túnel siguiendo las indicaciones del Decreto Foral 91/2012 son las siguientes:

ZONA UMBRAL (TRAMO ENTRADA)

Situada justo a la entrada del túnel, con una longitud aproximadamente igual a la distancia de seguridad, el alumbrado durante el día debe dimensionarse de forma que asegure una visión suficiente de eventuales obstáculos sobre la calzada, aunque se produzca una primera reducción brusca de los niveles de iluminación existentes en el

exterior, pero que resulte aceptable. En la segunda parte de la zona de umbral se disminuyen progresivamente los niveles de iluminación.

ZONA DE TRANSICIÓN

También de longitud variable, según la velocidad de circulación del vehículo, comprende niveles escalonados descendentes en la entrada, permitiendo que la visión del conductor se adapte desde los altos niveles de la zona umbral a los bajos de la zona central.

ZONA INTERIOR DEL TÚNEL

Es la zona más extensa del túnel y en esta zona el nivel de iluminación es constante hasta el tramo de salida.

ZONA DE SALIDA

La zona de salida es la parte del túnel en la que, durante el día, la visión del conductor está influida predominantemente por la elevada luminancia exterior del túnel. Su longitud es aproximadamente igual a la distancia de seguridad. El alumbrado debe reforzarse de forma progresiva, elevando los niveles de iluminación, de manera que se facilite a los conductores la adaptación a las condiciones luminosas exteriores.

El cableado que alimenta los circuitos de alumbrado permanente será tipo SZ1-K (AS+) 0,6/1 kV y el cableado que alimenta los circuitos de alumbrado de refuerzo será libre de halógenos tipo RZ1-K 0,6/1 kV.

Iluminación de Emergencia

Cuando exista un fallo en la alimentación de corriente eléctrica, se requiere un sistema de alumbrado de seguridad que asegure que una parte del alumbrado permanezca en funcionamiento, al **objeto** de:

- Minimizar, en el momento del fluido eléctrico, la reacción instintiva de los conductores de frenar rápidamente (lo que podría producir colisiones).
- Dotar de unos niveles de iluminación razonablemente adecuados para el tráfico de vehículos, una vez se haya impuesto una restricción a la velocidad de los mismos.
- Ayudar y proteger el trabajo de los servicios de emergencia que puedan necesitar intervenir en el interior del túnel en caso de accidente o avería.

El DF 91/2012 requiere niveles de luminancia de seguridad como mínimo del 10% de la luminancia de la zona interior del túnel ($0,1 L_{in}$) ó de $0,2 \text{ cd/m}^2$, debiéndose adoptar el valor mayor de los dos, y como mínimo de 10 lux, y 2 lux como mínimo en cualquier punto. Esto se conseguirá alimentando parte del alumbrado interior del túnel desde SAI y con equipos cada 50 m como máximo.

El diseño del sistema de iluminación se ha realizado garantizando en todo momento un nivel mínimo de iluminación, incluso en condiciones de fallo del suministro eléctrico. Si no se adoptan las debidas precauciones, un fallo del suministro eléctrico (causado por una tormenta, un fallo en la red u otro motivo) puede generar una falta de energía en los circuitos de iluminación, provocando un apagón completo en el túnel.

Para solventar esta situación, toda la iluminación permanente en cada uno de sus tubos será alimentada a través del SAI, garantizando el valor más restrictivo de entre $0,1 \cdot L_{in}$ cd/m^2 , $0,2 \text{ cd/m}^2$, o 10 lux, con valores mínimos de 2 lux en cualquier punto de la calzada.

Con ello, un corte del fluido eléctrico (salvo en caso de avería del SAI o similar), nunca podrá causar una pérdida completa de iluminación en el interior del túnel. De esta manera, se dota al túnel de un alumbrado de emergencia de modo que hasta el arranque del grupo electrógeno y la consecución de un régimen de servicio estable, la iluminación en el interior del túnel estaría garantizada. Incluso en caso de un hipotético fallo del grupo electrógeno, la iluminación en el interior del túnel se mantendría durante un tiempo suficiente para posibilitar la acción de los equipos de mantenimiento restableciendo el suministro eléctrico o en un caso extremo, si fuera necesario, actuar desde el centro de control cerrando ordenadamente el túnel.

Para cumplir con el requerimiento, el 100% de las luminarias LED pertenecientes al alumbrado permanente, están conectadas al SAI, alimentadas mediante cableado SZ1-k y con cajas de alumbrado resistentes al fuego, y permanentemente encendidos.

En las salidas de las galerías peatonales de emergencia se dispone adicionalmente de luminarias con lámpara de LED de 31 W y de 40 W para visualizar mejor la zona de entronque del tubo con la galería, conectadas igualmente al SAI.

Además, el 50% de los circuitos de iluminación correspondientes al alumbrado nublado, son alimentados igualmente desde SAI. El motivo de alimentar estos circuitos desde SAI y no desde grupo electrógeno es el paso por cero de la tensión en caso de apagón, lo que implicaría que las luminarias de descarga que se utilizan en el refuerzo, tardarían un tiempo en encenderse hasta llegar a su régimen nominal. Este problema queda totalmente solventado con su alimentación desde SAI.

La filosofía es que ante incidentes por avería energética, se reduzca la velocidad máxima de circulación por precaución, pasando de 80 a 60 o 50 km/h, con lo cual a dicha velocidad la distancia de parada también es inferior (50 y 40 m respectivamente), distancias con luminarias cubiertas bajo SAI, y el requerimiento lumínico también se reduce, suponiendo que con el régimen nublado es suficiente para una situación degradada.

Iluminación de Evacuación en caso de Incendio

El DF 91/2012 requiere este tipo de alumbrado garantizando al menos una iluminancia horizontal mínima de 2 lux a 0,5 m de la acera, con luminarias colocadas cada 50 m como máximo, a una altura no superior a 1,5 m por encima de la superficie de la calzada. El alumbrado de evacuación estará conectado al SAI y/o contará con baterías autónomas.

La solución propuesta prevé una iluminación complementaria con luminarias estancas conectadas al SAI colocadas cada 20 m en el hastial izquierdo, con lámpara LED de 24 W, grado de protección mínimo IP 65, garantizando una iluminancia horizontal media superior a 2 lux, cumpliendo con los niveles mínimos recomendados por las normativa y cumpliendo con el criterio de uniformidad del REBT. El cableado que alimenta los circuitos de alumbrado de evacuación será tipo SZ1-K(AS+) 0,6/1 k V. Durante la

realización de la obra del proyecto, se comprobará que las luminarias seleccionadas, no provoquen deslumbramiento.

Adicionalmente se prevé elementos de balizamiento mediante captafaros de new jersey a una cara (color amarillo) instalados sobre la carretera cada 4 m en ambos hastiales para mejorar el guiado de los vehículos durante el funcionamiento normal del túnel.

4.4.5.2 Alumbrado exterior del túnel de Urdinbide.

Se describe brevemente a continuación las características de la instalación proyectada para el alumbrado exterior del túnel de Urdinbide.

La instalación de alumbrado exterior proyectado, será íntegramente alimentada desde los centros de mando de alumbrado instalados en el interior de los edificios técnicos Norte y Sur. Todo el alumbrado exterior contemplado en el presente proyecto, ha sido considerado como alumbrado de accesos al túnel, por lo que será alimentado desde los CTs, para garantizar su suministro eléctrico.

El suministro eléctrico a los cuadros de alumbrado público se hace en baja tensión (400/230 V).

La **protección y mando** de los cuadros de alumbrado está formada por:

- Interruptor magnetotérmico tetrapolar en cabecera del cuadro del mando y protección.
- Contactor general de mando.
- Interruptor magnetotérmico omipolar para cada una de las fases de los circuitos.
- Relé diferencial con rearme automático con ajuste de sensibilidad amperimétrica y cronométrica.
- Contactor tetrapolar para apertura de circuito por medio del relé diferencial.
- Estabilizador-reductor de tensión.
- Transformador de aislamiento para circuito de mando.
- Interruptor magnetotérmico unipolar para cada señal del circuito de control.
- Interruptor horario astronómico.
- Célula fotoeléctrica.
- Contador de horas, resistencia, termostato, lámpara.

En todos estos casos se tendrá en cuenta la corriente nominal y la intensidad de cortocircuito en la elección de los interruptores; todos ellos dispondrán de indicativo de disparo.

Los circuitos eléctricos de alimentación a luminarias se realizan en tendido subterráneo sin empalmes, en el interior de las canalizaciones y arquetas preparadas para el efecto. La sección mínima de los conductores es de 6 mm², y serán conductores de Cobre Clase 5, según UNE-EN 21022, el aislamiento compuesto por una capa de etileno propileno y la cubierta exterior de neopreno, resistente a la humedad y agentes químicos.

El cable que cumple con todas estas especificaciones es el DN Cu 0,6/1 kV, o equivalente en calidad y prestaciones.

Las luminarias utilizadas en el alumbrado exterior serán conformes a la norma UNE-EN 60598. Se utilizarán dos tipos de lámparas de VSAP de 250 W.

Las columnas, independientemente de su altura, serán troncocónicas, de una sola pieza de acero galvanizado y de espesor 4 mm. Los soportes de las luminarias de alumbrado exterior, serán de materiales resistentes a las acciones de la intemperie o estarán debidamente protegidas contra estas, no debiendo permitir la entrada de agua de lluvia ni la acumulación del agua de condensación.

Se deberán poner a tierra todos los equipos, tales como las luminarias, columnas y cuadros de mando. Cumplirán todo lo dispuesto al respecto por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones Complementarias.

Las picas cumplirán la norma UNE 21056. Serán de alma de acero con una capa de 300 μm de cobre electrolítico. La unión del cable desnudo a la pica será realizada mediante soldadura aluminotérmica. La longitud de las picas será la adecuada de acuerdo a las características del terreno. Se colocará una pica en cada arqueta de derivación a luminaria. El conductor de la red de tierras que une las picas será desnudo, de 35 mm² de sección, de acuerdo a la ITC-BT-09.

4.5. Análisis de riesgos.

En primer lugar, lo que hay que recalcar es que este proyecto es primordialmente de diseño, diseño de la solución más adecuada para el túnel de Urdinbide, por lo cual no conlleva ningún riesgo significativo su realización. En cambio, su ejecución, es decir, la construcción del nuevo corredor en el tramo Amorebieta-Muxica, incluyendo dicho túnel, sí que provocaría una gran cantidad de riesgos de distintos tipos como podrían ser riesgos de seguridad en la obra, riesgos económicos, naturales e incluso sociales.

Por lo que respecta a los riesgos de seguridad en la obra, todos ellos se deben recoger en un Estudio de Seguridad y Salud del proyecto, en el cual se recopilen todos los posibles peligros que puedan producirse y junto con ellos todas las medidas necesarias que se podrían tomar para reducir al máximo dichos riesgos. El Estudio de Seguridad y Salud no forma parte del presente proyecto, pero este debería centrarse en los riesgos que se podrían producir en las instalaciones eléctricas tanto de AT como de BT, y en los Centros de Transformación del túnel de Urdinbide proyectados. En cada uno de ellos se debe analizar tanto los riesgos detectables en cada caso, como las medidas preventivas a tomar, las protecciones colectivas y las prendas de protección personal.

En lo que se refiere a los riesgos económicos, como en toda gran obra de importantes presupuestos, existe un factor económico a cuidar, el cual si no se tiene en cuenta podría producir un despilfarro del dinero disponible, superando el presupuesto estimado y provocando de esta manera la detención de la obra o pérdidas en la empresa.

Por otro lado, los riesgos tanto naturales como sociales que se podrían producir debidos al túnel de Urdinbide, son los que ya se comentaron dentro de los inconvenientes del presente proyecto, con lo cual hay que estar atentos a ellos para evitarlos en la mayor medida posible.

5. Metodología: Descripción de tareas, fases, equipos o procedimientos.

Este apartado tiene por objeto definir la programación de los trabajos, con el fin de proponer el plazo para la ejecución de las obras. Como parte integrante del mismo se incluye un diagrama de Gantt, al final de él, en el que de forma detallada se expresa el Plan de Obra previsto.

Se presenta un programa de trabajos integrado, con una duración total de 10 meses, que se corresponden con las obras necesarias para la instalación y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas del túnel de Urdinbide.

5.1 Lista de actividades.

Con anterioridad al inicio de la fabricación de los equipos y del resto de actividades propias del proceso constructivo de las obras contenidas en el proyecto se realizará, un detenido estudio del mismo, con objeto de conocer su consistencia y los objetivos que se persiguen así como elaborar una lista de consultas, celebrar los primeros contactos con el Director de Obra y fijar las fechas de los primeros replanteos. Terminados los replanteos y aclarados las posibles dudas se procederá a la firma del acta de comprobación del replanteo, hito importante para proceder con el inicio de la obra.

Junto con el Director de Obra, se deberá rehacer el Plan de Obra para adaptarlo a los medios materiales y humanos que se tenga a disposición. Este nuevo Plan de Obra deberá mantener o mejorar el plazo de ejecución total.

A continuación se detallan **las tareas** que se ejecutarán a lo largo del desarrollo de la obra:

- Firma del contrato de obra.
- Planificación de la Obra.
 - Plan de seguridad y salud.
 - Plan de calidad.
 - Plan de medioambiente.
 - Replanteo de instalaciones.
- Ingeniería, fabricación y acopios.
- Instalaciones eléctricas (para cada centro de transformación).
 - Ingeniería de desarrollo.
 - Obra civil (acometidas, edificios técnicos...).
 - Cables y empalmes.
 - Instalación de elementos en campo, cuadros eléctricos, celdas y transformadores.
 - Conexionado de elementos de campo y equipos eléctricos.
- Pruebas y puesta en servicio (para cada CT).
 - Pruebas en fábrica.
 - Puesta en servicio.
 - Documentación As-built.
 - Formación.

Para la elaboración del plan de obra se han determinado una serie de hitos externos, que condicionan el avance de los trabajos. En caso que se produzcan demoras en la

consecución de los mismos, se podría modificar la estimación presentada en el presente plan de trabajo.

5.2. Descripción de las tareas.

En este apartado se explicara cada una de las tareas listadas anteriormente.

5.2.1 Planificación de la obra.

El objetivo de esta tarea consiste en definir, en coordinación con los responsables de los correspondientes departamentos de la empresa constructora (Ingeniería, fabricación, planificación...) las características específicas de la obra, de modo que sea posible establecer una programación de actividades que permita poner en servicio la obra cumpliendo los plazos previstos.

Plan de Seguridad y Salud

Una vez aprobado el Plan de seguridad y salud se podrán iniciar las obras de construcción. Es de vital importancia, la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan de seguridad, desde el inicio de las obras hasta la recepción provisional de las mismas.

Asimismo, no se podrá dar comienzo a ninguna actividad diferente de las recogidas en el Plan de Seguridad y Salud o que suponga un cambio de los métodos de trabajo previstos sin evaluar los nuevos riesgos y definir las nuevas medidas preventivas para controlarlos.

Plan de Calidad

En este plan se determinaran todos los criterios de calidad que se deberán de cumplir a lo largo de la obra, ya sean a nivel técnico o nivel constructivo.

Plan de Medioambiente

En esta etapa se marcaran los distintos métodos o técnicas para cuidar el medioambiente durante la obra, evitando así los riesgos en este ámbito, centrándose principalmente en el tratamiento de los residuos producidos a lo largo de ella.

Replanteo de instalaciones

Esta tarea consiste en la visita del Jefe de Obra al lugar donde se desarrollarán las distintas actividades contempladas en el proyecto. El objetivo de esta labor consiste en verificar que se cumplen las condiciones necesarias para comenzar los trabajos.

Del mismo modo, el replanteo sirve de base para poder diseñar los correspondientes planos de la ingeniería de la instalación.

5.2.2. Ingeniería, fabricación y acopios.

La fabricación y adquisición de equipos comenzará en el mismo momento del inicio del contrato, y se extenderá durante un tiempo que incluirá el período de fabricación, durante el cual se realizarán las **siguientes tareas**:

- Peticiones y gestiones de compra.
- Realización y seguimiento de pedidos.
- Gestión de almacenes generales de fábrica.

- Envíos a obra.
- Programación del transporte de material según las necesidades de cada trabajo.

5.2.3. Instalaciones eléctricas.

Este periodo será el tramo principal de la obra, en el que se llevarán a cabo todos los trabajos e instalaciones relacionadas con el proyecto como tal, es decir, se realizara todo lo necesario para construir la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide proyectada y se dividirá en las siguientes etapas:

Ingeniería de desarrollo

Esta tarea se compone a su vez de varias sub-tareas que tienen como objetivo revisar los esquemas unifilares eléctricos que dan servicio a todas las luminarias y equipos de demanda, también se revisan los planos acerca de las acometidas a ambos CTs, así como la distribución de los edificios técnicos y todos los equipos que hay en su interior.

Obra civil

Esta tarea comprende la realización de canalizaciones y zanjas adecuadas para el posterior tendido de los cables necesarios para dar servicio a los elementos de campo que se deberán instalar, ya sea las acometidas a los CTs o incluso las canalizaciones de los tubos por los que circula la instalación de BT.

Cables y empalmes

Una vez finalizadas las canalizaciones, se procederá al tendido de los cables necesarios para alimentar a los elementos necesarios para la correcta explotación de la instalación del túnel de Urdinbide.

Instalación de cuadros eléctricos, celdas de MT y transformadores

Esta etapa consiste en instalar los cuadros eléctricos de todas las instalaciones, transformadores, grupos electrógenos, SAIs, cuadros de BT, etc. así como el posterior conexionado de todos los armarios entre sí por un lado y de los cables tendidos provenientes de campo por otro.

Montaje y conexionado de elementos de campo

Por último, en esta tarea se incluye la instalación de todos los elementos de campo que sean necesarios para cumplir con las especificaciones de calidad señaladas en el correspondiente programa de explotación de la instalación. Una vez instalados en la ubicación definida en el citado documento, se deben conectar, teniendo en cuenta los planos diseñados por la Ingeniería del proyecto.

5.2.4. Pruebas y puesta en servicio.

En esta etapa se describe las comprobaciones previas a la puesta en servicio que se realizan para verificar el correcto montaje y conexionado de todos los elementos que constituyen la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide.

Pruebas en fábrica

Estas pruebas se desarrollan en fábrica y permiten al cliente verificar el correcto montaje de todos los aparatos tanto eléctricos como no eléctricos de la instalación, ya sean celdas, transformadores o incluso las luminarias.

Puesta en servicio

Una vez realizadas todas las pruebas previas, se programarán las actuaciones necesarias para la Puesta en Servicio de la instalación del túnel de Urdinbide, la cual se desarrollará según una planificación acordada previamente entre la Dirección de Obra y el jefe de obra, permitiendo así establecer unas pautas que aseguren el correcto funcionamiento de la instalación.

Documentación As-built

Durante la ejecución de los trabajos y a la finalización de los mismos se llevará un control sobre todas las instalaciones realizadas. Corrigiendo y completando los planos incluidos en el presente proyecto de forma que queden representadas todas las instalaciones realizadas con el grado de detalle necesario para la descripción completa del proyecto de la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide.

Formación

Por último, para dar por terminado el proyecto, se deberá formar al personal de mantenimiento del funcionamiento de los equipos instalados en el túnel para su correcta revisión y seguridad.

5.3. Programa de trabajos.

El plan de obra o programa general de trabajos, deberá ser presentado al inicio de las mismas, y estará contenido en un diagrama de barras, en el cual se indiquen todas las tareas con el nivel de detalle suficiente y se especifiquen claramente los intervalos de tiempos, así como la relación entre los mismos, para la realización de las distintas operaciones necesarias para la consecución de las obras o instalaciones objeto de este proyecto.

El Plan de Obra deberá ser validado, no admitiéndose variación en los objetivos de plazos finales. La programación se efectuará de forma general sobre la base de trabajar cinco días por semana y en horario laboral. En aquellos trabajos que puedan afectar al servicio de tráfico de la carretera BI-635, por proximidad a la vía, se considerarán trabajos nocturnos.

En el presente proyecto se presentan una serie de **hitos** a lograr que se corresponden, en gran parte, con la clasificación de las fases de la planificación del proyecto, estos son:

- Hito 1: Inicio del proyecto con la firma del contrato de obra.
- Hito 2: Ejecución de la planificación de la obra.
- Hito 3: Ejecución de la ingeniería y acopiamiento de los equipos del proyecto.
- Hito 4: Ejecución de la construcción de la obra civil.
- Hito 5: Ejecución de la instalación y conexión de todos los elementos del proyecto.

- Hito 6: Ejecución con éxito de todas las pruebas de funcionamiento del sistema eléctrico, equipos y de las protecciones, además de su correspondiente documentación As-built correctamente realizada.
- Hito 7: Fin del proyecto.

Todos estos hitos y tareas vienen recogidos, en el diagrama de Gantt que se presenta a continuación:

Instalaciones Eléctricas del túnel de Urdinbide

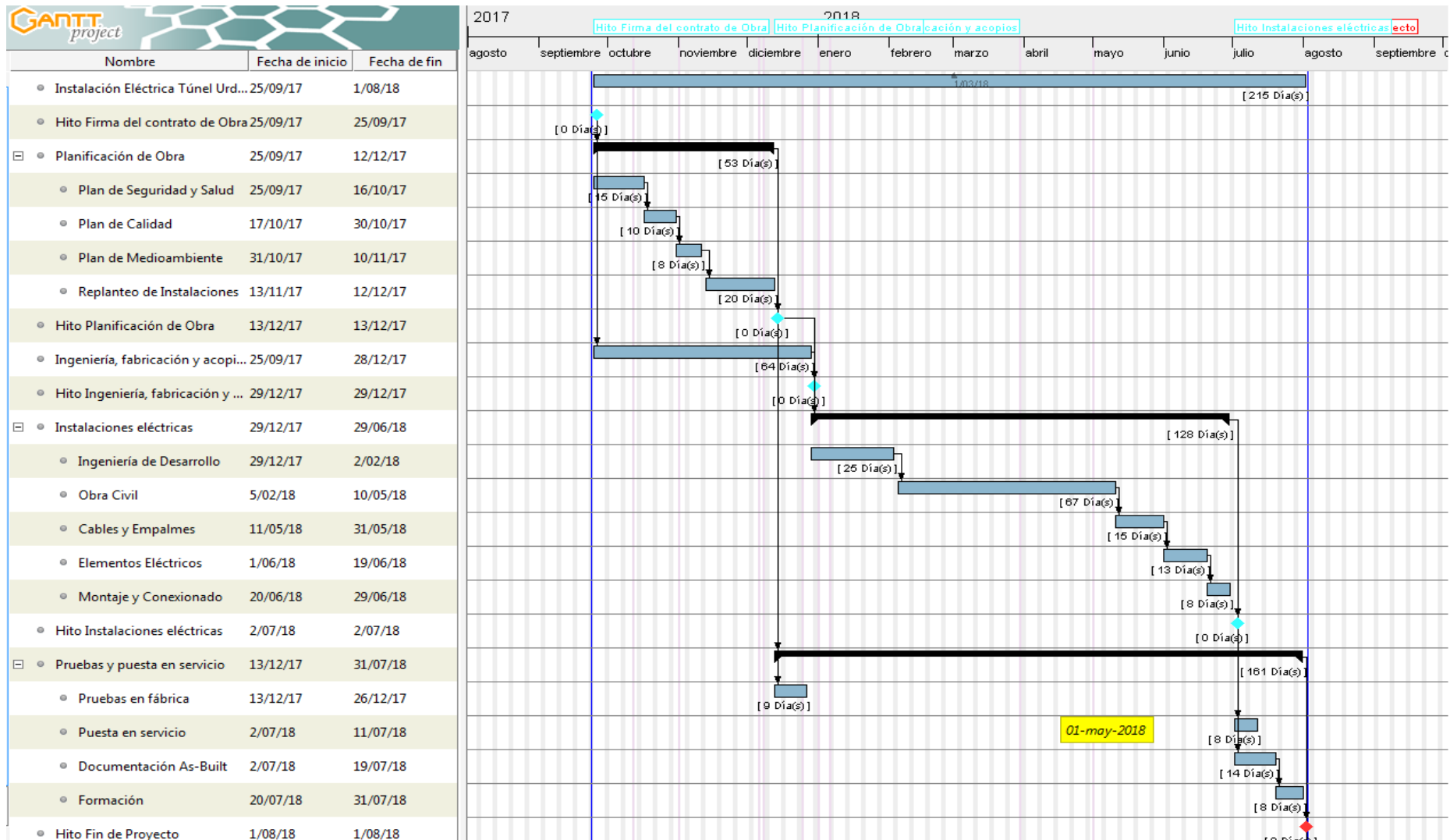


Fig. 15: Diagrama de Gantt.

6. Cálculos justificativos.

En este apartado, se realizarán los cálculos necesarios para justificar la solución adoptada y los equipos dimensionados en ella. Se harán cálculos acerca de todos los equipos e instalaciones necesarias para el túnel de Urdinbide. Empezando por el dimensionamiento de las acometidas y llegando hasta las redes de tierra de la instalación, pasando por el cálculo de equipos como el transformador, grupo electrógeno, SAIs, batería de condensadores e incluso la instalación de BT con el cálculo de todas las secciones de las líneas.

6.1 Dimensionamiento de las acometidas.

Este apartado tiene por objeto presentar los cálculos eléctricos de ambas líneas de acometidas a los CTs del túnel de Urdinbide. Se empezará por la línea subterránea que llega al CTN y se continuará con la línea aérea del CTS. Los cálculos mecánicos de ambas acometidas no forman parte del presente proyecto.

6.1.1 Cálculo eléctrico tendido subterráneo del CTN.

Las principales características del cable seleccionado en AT son:

Tabla 14: Características cable subterráneo.

Características:	
-Tensión nominal.	18/30 kV
-Tensión más elevada.	36 kV
-Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo.	170 kV

Las características de los cables de aislamiento de dieléctrico seco, quedan recogidas en la NI 56.43.01 “Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1) para redes de AT hasta 30 kV”, y son las siguientes:

Tabla 15: Característica de los cables de aislamiento.

Conductor:	Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21022
Pantalla sobre conductor:	Capa de mezcla semiconductor aplicada por extrusión
Aislamiento:	Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Pantalla sobre aislamiento:	Una capa de mezcla semiconductor pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
Cubierta:	Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.
Tipo seleccionado:	HEPRZ1, sección 150 mm ²

Otras **características** también importantes son:

- Temperatura máxima en servicio permanente 90°C.
- Temperatura máxima en cortocircuito t<5s 250°C.

A partir de estas características se realiza el siguiente proceso de cálculo. En primer lugar, se tomarán las intensidades máximas admisibles dadas por el fabricante del cable, en este proyecto, será TopCable, y por la norma NI 56.43.01 de la Compañía Suministradora (Iberdrola S.A).

Las tablas de **intensidades máximas admisibles** estarán preparadas en función de las condiciones siguientes:

- Si los cables son unipolares irán dispuestos en haz.
- Enterrados a una profundidad de 1,20 m en terrenos de resistencia térmica media.
- Temperatura máxima del conductor 70°C, 80°C, ó 90°C, según aislamiento y tensión.
- Temperatura del terreno 25°C.

A continuación se analizarán dichas intensidades:

Intensidades admisibles

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para cada tipo de aislamiento, se especifican en la tabla siguiente:

Tabla 16: Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor.

Tipo de aislamiento	Tipo de condiciones	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Etileno propileno de alto módulo (HEPR)	105	>250

Las condiciones del tipo de instalaciones y la disposición de los conductores, influyen en las intensidades máximas admisibles.

En la tabla 17, de a continuación, se indican las intensidades máximas permanentes admisibles de los cables con conductores de aluminio con aislamiento seco (HEPR), para las diferentes secciones de este:

Tabla 17: Intensidades máximas admisibles, en A, en servicio permanente y con corriente alterna, de los cables con conductores de Al con aislamiento seco (HEPR)

Tensión nominal U_0/U kV	Sección (mm ²)	Intensidad (A)
		3 Unipolares
18/30	50	135
	150	255
	240	345

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores

En la siguiente tabla, se indica la densidad de corriente de cortocircuito admisible en los conductores de aluminio, de los cables aislados con diferentes materiales, en función de los segundos de duración del cortocircuito.

Tabla 18: Intensidades de cortocircuito admisible en conductores de tensión nominal 18/30 kV, en kA.

Tipo de aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito t en s.									
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3	-
HEPR	50	22,5	15,1	14,5	10	7	5,6	5	4,1	3,8	-
	150	44,7	31,6	25,8	19,9	14,1	11,5	9,9	8,8	8,1	-
	240	71,5	50,6	41,2	31,9	22,5	18,4	15,8	14,1	12,9	-

Estas densidades se han calculado de acuerdo con las temperaturas específicas en las tablas, considerando como temperatura inicial la de servicio permanente (90°C) y como temperatura final la de cortocircuito (250°C). La diferencia entre ambas temperaturas es 160°C. En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta, proceso adiabático.

Intensidades de cortocircuito admisibles en las pantallas

Este cálculo será realizado siguiendo la norma UNE 211003, para cables de aislamiento seco. En la siguiente tabla se indican las intensidades admisibles en las pantallas metálicas en función del tiempo de duración del cortocircuito en kA. Corresponde a pantallas constituidas por una corona de alambres de cobre recocido, cuyo diámetro no excede de 1 mm, aplicados en hélice de paso largo y distribuidos uniformemente y de manera que la sección total no sea inferior a la que corresponde.

Estas intensidades se han calculado para una temperatura inicial de la pantalla de 10°C por debajo de la temperatura de servicio permanente del conductor del cable (90°C), salto térmico entre conductor y pantalla, y una temperatura final de la pantalla igual a la temperatura máxima de cortocircuito admisible por el aislamiento del cable (250°C). Debido a que la superficie de disipación es considerable comparada con la masa del metal, el cálculo en este caso, se ha desarrollado considerando la disipación del calor durante el fenómeno, como proceso no adiabático.

Tabla 19: Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA.

Tipo de aislamiento	Sección pantalla (mm ²)	Duración del cortocircuito t en s.									
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3	-
HEPR	16	7,75	5,64	4,70	3,77	2,84	2,44	2,20	2,04	1,92	-
	25	11,97	8,69	7,25	5,80	4,35	3,72	3,34	3,09	2,90	-

Una vez analizadas las distintas intensidades admisibles por el cable, para determinar la **sección de los conductores** se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Intensidad máxima admisible por cable, que se determinara con la fórmula:

$$I = W/\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi$$

- b) Caída de tensión, la sección se determinara mediante la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L(R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

En ambos apartados, se considerara un factor de potencia de $\cos\varphi = 0,9$.

- c) Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito. Para el cálculo de la sección mínima necesaria por intensidad de cortocircuito será necesario conocer la potencia de cortocircuito P_{cc} existente en el punto de la red donde ha de alimentar el cable subterráneo para obtener a su vez la intensidad de cortocircuito que será igual a: $I_{cc}=P_{cc} / U\sqrt{3}$.
- d) La elección de la sección en función de la intensidad máxima admisible, se calculará partiendo de la potencia que ha de transportar el cable, siendo en el CTN una potencia de 881 kW, calculando la intensidad correspondiente y eligiendo el cable adecuado de acuerdo con los valores de intensidades máximas que figuran en las características de los materiales y en los datos suministrados por el fabricante.

6.1.1.1. Intensidad de servicio

La fórmula de este método es:

$$I = W/\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi$$

Y su cálculo por tanto será:

$$I_{serv} = \frac{881}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,9} = 18,84 \text{ A}$$

En este caso, para dos líneas con un terno de cables unipolares por el mismo tubo se utilizarán los valores de intensidades indicados en la tabla 17 de este documento, (“Intensidades máximas admisibles, en A, en servicio permanente y con corriente alterna, de los cables con conductores de Al con aislamiento seco (HEPR)”) calculadas para una resistividad térmica del tubo de 3,5 K.m/W y para un diámetro interior del tubo superior a 1,5 veces el diámetro equivalente de la terna de cables unipolares.

Los cálculos eléctricos según la ITC-LAT-06, indican la necesidad de aplicar los coeficientes de corrección de intensidad, ya que la canalización proyectada es más larga de 15 m, y por lo tanto se considera como tubos de gran longitud. Estos factores de corrección son:

Por temperatura del terreno

Se supone que el terreno está a una temperatura de 25°C y no varía prácticamente esta temperatura durante todo el año por lo que este factor de corrección no hay que aplicarlo, ya que según la tabla 7 de la ITC-LAT 06 es 1,00.

Por resistividad térmica del terreno

El tipo de terreno en el que se proyecta la instalación es de tipo seco, por lo que según la tabla 8 de la ITC-LAT 06 se adoptará una resistividad térmica del terreno de 1,5 K.m/W (Arenoso muy seco), siendo de este el modo el factor de corrección a aplicar de 1,00.

Por distancia entre ternos de cables unipolares agrupados

El terno instalado junto a los otros tres circuitos en los cuatro tubos se encuentran separados unos 0,2 m unos con otros, por lo que el factor de corrección a aplicar según la tabla 10 de la ITC-LAT 06 para este caso, es de 0,70.

Por profundidad de los cables en la zanja

Los cables estarán instalados bajo tubo a una profundidad de 0,8 m por lo que el factor de corrección obtenido de la tabla 11 de la ITC-LAT 06 será de 1,03.

En resumen, obtenidos todos los factores de corrección, se calcula la intensidad máxima admisible, en servicio permanente y con corriente alterna:

$$I_{max} = 255 A \times 1 \times 1 \times 0,70 \times 1,03 = 184 A$$

Por lo tanto la intensidad admisible del cable seleccionado es superior a la intensidad de servicio del mismo:

$$I_{max} = 184 A > I_{serv} = 18,84 A$$

6.1.1.2. Caída de tensión.

La caída de tensión en cada línea del doble circuito de 30 kV es la siguiente:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L(R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 18,84 \cdot 0,378 \cdot (0,277 \times 0,9 + 0,118 \times 0,44) = 3,72 V$$

$$\Delta U (\%) = \frac{3,72}{30000} = 0,000124 \%$$

La caída de tensión en el tramo subterráneo de la línea de acometida desde la red de 30 kV es considerablemente menor que los valores admitidos:

$$\Delta U(\%) = 0,000124\% < \Delta U_{m\acute{a}x} = 5\%$$

6.1.1.3. Intensidad de cortocircuito.

En el punto de suministro del túnel de Urdinbide, la intensidad de cortocircuito trifásica facilitada por la Compañía Suministradora es:

$$I_{CC \text{ trif}} = 10,38 \text{ kA}$$

La intensidad de cortocircuito admisible para el cable seleccionado en un cortocircuito de 0,5 s es de 19,9 kA como se observo en la tabla 18 del documento ($I_{CC \text{ adm}} = 19,9 \text{ kA}$).

Por lo tanto, la intensidad de cortocircuito de la red es inferior a la admitida por el cable seleccionado:

$$I_{cc} = 10,38 \text{ kA} < I_{cc \text{ máx admisible}} = 19,9 \text{ kA}$$

6.1.2 Cálculo eléctrico tendido aéreo del CTS.

Para los cálculos eléctricos de cables de alta tensión desnudos de aluminio-acero, que se utilizarán para la acometida al CTS del túnel de Urdinbide, se tendrá en cuenta la instrucción técnica ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, Real Decreto 223/2008. A partir de él se puede obtener:

6.1.2.1. Densidad máxima de corriente admisible.

La densidad máxima de corriente admisible en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz se deduce del apartado 4.2 de la ITC-LAT 07.

De la tabla 11 (ITC-LAT 07) del apartado indicado, interpolando entre la sección inferior y superior a la del conductor en estudio y multiplicando por 0,937 debido a la composición 26+7 del cable proyectado, se tiene que para conductores de aluminio, la densidad de corriente será de:

$$\sigma_{Al} = 2,452 \text{ A/mm}^2$$

Por lo tanto, la intensidad máxima admisible es:

$$I_{max} = \sigma_{Al-c} \times S = 2,452 \times 24,7 = 60,56 \text{ A}$$

La sección del conductor empleado cumple ampliamente lo exigido por el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión en lo que se refiere a pérdidas de potencia y a las densidades de corriente admisibles.

6.1.2.2. Reactancia aparente.

La reactancia kilométrica de la línea, se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \text{ [\Omega/km]}$$

Y sustituyendo L (coeficiente de autoinducción), por la expresión:

$$L = \left[\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4,6 \cdot \log \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$$

Siendo $\mu = 1$ para el material empleado, y $n=1$ un conductor por fase:

$$L = \left(0,5 + 4,6 \log \frac{D_e}{r_e} \right) \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$$

Se obtiene:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(0,5 + 4,6 \log \frac{D_e}{r_e} \right) \cdot 10^{-4} \text{ \Omega/km}$$

Donde:

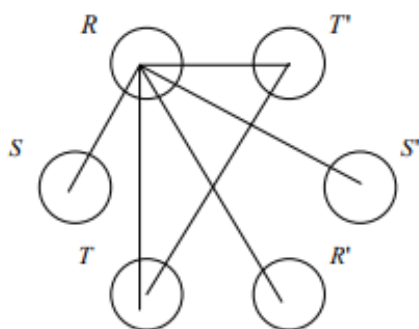
- X= Reactancia aparente en ohmios por kilómetro.
- F= Frecuencia de la red en Hercios (50 Hz).
- D_e= Separación media geométrica entre conductores en milímetros.

➤ r_e = Radio del conductor en milímetros.

El valor de r_e al ser un solo conductor por fase, coincide con el radio de dicha fase, es decir $r_e = r_c = 24,7/2 = 12,35$ mm.

Por otro lado, en cuanto al valor de D_e , hay que tener en cuenta que la línea son dos circuitos y dispuestos hexagonalmente. Luego las formulas a utilizar son:

• Para 2 circuitos:



$$D_e = \sqrt[3]{d_R \cdot d_S \cdot d_T} \quad [m]$$

$$d_R = \frac{\sqrt[2]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'}}}{d_{RR'}}$$

$$d_S = \frac{\sqrt[2]{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{SR'} \cdot d_{ST'}}}{d_{SS'}}$$

$$d_T = \frac{\sqrt[2]{d_{TR} \cdot d_{TS} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'}}}{d_{TT'}}$$

Los valores de las distancias y el valor correspondiente a la reactancia X, se indica en la tabla siguiente y figura siguiente:

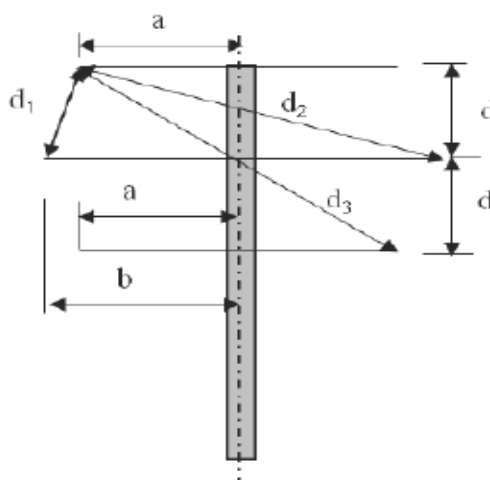


Fig. 16: Distancias apoyo línea aérea.

Tabla 20: Calculo de la reactancia X de la línea.

D_e (mm)	a (mm)	b (mm)	d (mm)	d_1 (mm)	d_2 (mm)	d_3 (mm)	L (H/km)	X (Ω /km)
1772,77	1250	1500	1800	1817,28	3286,72	4382,92	0,00104	0,3277
2196,23	1250	1500	2400	2412,99	3650	5412,02	0,00108	0,3408
2609,2	1250	1500	3000	3010,4	4069,71	6500	0,00119	0,3516

A efectos de simplificación y por ser valores muy próximos se empleará el valor medio:

$$X = 0,34 \Omega/km$$

6.1.2.3. Caída de tensión.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \times (R \cos\varphi + X \operatorname{sen}\varphi) \cdot L$$

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \operatorname{Cos}\varphi}$$

Donde:

- P= Potencia transportada en kW.
- U= Tensión compuesta de la línea en kV.

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta es:

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \operatorname{Cos}\varphi} (R \cdot \operatorname{Cos}\varphi + X \cdot \operatorname{Tg}\varphi) = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2} (R + X \cdot \operatorname{Tg}\varphi)$$

$$\Delta U(\%) = \frac{672,3 \times 0,625}{10 \times 30^2} (0,19 + 0,34 \times 0,484) = 0,016 \%$$

Valor más que admisible en la línea aérea proyectada para el Centro de Transformación Sur del túnel de Urdinbide.

6.2 Dimensionamiento transformador de potencia.

Los transformadores de potencia utilizados en los CTs son de 800 kVA, esto se debe principalmente a la demanda de potencia que debe cubrir cada transformador. Por lo tanto, aparte de conocer la relación de transformación (30/0.42 kV) impuesta por las tensiones de la instalación, el principal calculo a realizar será el balance de potencias aguas abajo del trafo.

En primer lugar, para el caso del CTN, la potencia a cubrir será la que muestra la siguiente tabla 21:

Tabla 21: Potencia cubierta por Transformador CTN.

CT NORTE				
Cuadro/Circuito	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CMA.R	Alumbrado de Red	72267		72,267
CMA.G	Alumbrado de Grupo	8889		8,889
CCM	Cuadro de Control de Motores	436765		436,765
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21010		21,01
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	75381	50%	113,0715
T.C-3	Tomas de corriente de túnel-Circuito	8700		8,7
T.C-4	Tomas de corriente de túnel-Circuito	11600		11,6
Suma Total:				672,3025
CGBT	Embarrado Transformador	634612	25%	793

Y en segundo lugar, para el CTS:

Tabla 22: Potencia cubierta por Transformador CTS

CT SUR				
Cuadro/Circu	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CMA.R	Alumbrado de Red	57200		57,2
CMA.G	Alumbrado de Grupo	7778		7,8
CCM	Cuadro de Control de Motores	330882		330,9
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21010		21,0
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	72214	50%	108,3
CSAB	Cuadro de Servicios Esenciales	10669		10,7
BOM-001	Cuadro de Servicios Esenciales	80882		80,9
BOM-JOCKEY	Cuadro de Servicios Esenciales	2176		2,2
T.C-1	Tomas de corriente de túnel-Circuito 3	8700		8,7
T.C-2	Tomas de corriente de túnel-Circuito 4	5800		5,8
Suma Total:				633,42
CGBT	Embarrado Transformador	597311	25%	747

A pesar de que en ambas tablas marca un 25% de reserva en el CGBT, en realidad con los transformadores de potencia seleccionados de 800 kVA, se cubrirá en ambos casos un mayor porcentaje de reserva para la instalación. Esto se realiza debido a que en un túnel es importante que el servicio sea permanente, por lo tanto aunque haya algún tipo de fallo en uno de los dos CT, el transformador de potencia estará capacitado para poder cubrir todo el servicio que estaba dando y además, también suministrar a gran parte del servicio de la carga del transformador averiado dando a la instalación un alto grado de seguridad en caso de avería prolongada más allá del tiempo útil de los grupos electrógenos.

6.3 Dimensionamiento grupo electrógeno.

Por lo que se refiere a los grupos electrógenos el cálculo será parecido al de los transformadores, ya que el dato principal que marca el equipo a instalar es la potencia a la que debe dar servicio en caso de avería de la red o del transformador.

Al único circuito de la instalación que no se dará servicio desde los grupos electrógenos será al CMA.R de ambos CTs, por lo tanto restando dicha carga de las tablas anteriores se obtiene:

Tabla 23: Potencia cubierta por Grupo Electrónico CTN

CT NORTE				
Cuadro/Circuito	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CMA.G	Alumbrado de Grupo	8889		8,889
CCM	Cuadro de Control de Motores	436765		436,765
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21010		21,01
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	75381	50%	113,0715
T.C-3	Tomas de corriente de túnel-Circuito	8700		8,7
T.C-4	Tomas de corriente de túnel-Circuito	11600		11,6
Suma Total:				600,0355
CGBT	Embarrado Grupo Electrónico	562345	25%	703

Tabla 24: Potencia cubierta por Grupo Electrónico CTS

CT SUR				
Cuadro/Circu	Descripción	Carga (VA)	Reserva	Capacidad (kVA)
CMA.G	Alumbrado de Grupo	7778		7,8
CCM	Cuadro de Control de Motores	330882		330,9
CSA	Cuadro de Servicios Auxiliares	21010		21,0
CSE	Cuadro de Servicios Esenciales	72214	50%	108,3
CSAB	Cuadro de Servicios Esenciales	10669		10,7
BOM-001	Cuadro de Servicios Esenciales	80882		80,9
BOM-JOCKEY	Cuadro de Servicios Esenciales	2176		2,2
T.C-1	Tomas de corriente de túnel-Circuito 3	8700		8,7
T.C-2	Tomas de corriente de túnel-Circuito 4	5800		5,8
Suma Total:				576,22
CGBT	Embarrado Transformador	540111	25%	675

Por lo tanto, la elección de un grupo electrónico de 800 kVA de capacidad para cada uno de los CTs está correctamente justificada, dado que cubren tanto los 703 kVA del CTN y los 675 kVA del CTS, las cuales incluyen ya un 25% de reserva.

6.4 Dimensionamiento SAIs.

A la hora de dimensionar los equipos SAIs que se utilizarán en el túnel de Urdinbide, lo primero que hay que tener claro, es a que partes de la instalación es necesario que abastezca este equipo.

Como ya se comentó anteriormente, y tal como se ven en los planos del Anexo 2, los SAIs darán servicio al Circuito de Servicios Esenciales (CSE) tanto en el CTN como en el CTS. Estos dos circuitos llegarán hasta todos los equipos que se ven en las tablas 25 y 26 respectivamente para cada CT, llegando a necesitar una potencia de 75381 VA para el SAI del CTN, y 72214 VA para el del CTS.

Instalaciones Eléctricas del túnel de Urdinbide

Tabla 25: Balance de potencia SAI (CTN)

CSE (CTN)					
Equipo/Circuito	Descripción	Potencia Instalada (W)	Fc	cos(φ)	Potencia cálculo (VA)
A-CT	Alumbrado Local CT	299	1,2	0,9	399
A-GE	Alumbrado Local GE	587	1,2	0,9	783
A-BT	Alumbrado Local BT	587	1,2	0,9	783
A-COMS	Alumbrado Local COMS	587	1,2	0,9	783
A-GAL	Alumbrado Galería	897	1	0,9	997
URD-PER-CMN.1	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMN.2	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMN.3	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMN.4	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-NUB-CMN.2	Alumbrado nublado	4800	1,2	0,9	6400
URD-NUB-CMN.4	Alumbrado nublado	4700	1,2	0,9	6267
URD-NUB-CMN.6	Alumbrado nublado	4800	1,2	0,9	6400
URD-NUB-CMN.8	Alumbrado nublado	4700	1,2	0,9	6267
APL07I	APL nicho 07	427	1	0,85	502
APL08I	APL nicho 08	307	1	0,85	361
APL09I	APL nicho 09	1602	1	0,85	1885
APL10I	APL en local CTN	4034	1	0,85	4746
APL11I	APL nicho 11	1687	1	0,85	1985
APL12I	APL nicho 12	256	1	0,85	301
APL13I	APL nicho 13	1098	1	0,85	1292
APL02G	APL galería 02	5462	1	0,85	6426
RACK-01	Rack Comunicaciones	2000	1	0,85	2353
RACK-02	Rack CCTV / DAI	2000	1	0,85	2353
RACK-03	Rack Control	2000	1	0,85	2353
RACK-04	Rack Tetra	2000	1	0,85	2353
RACK-05	Rack Megafonía	2000	1	0,85	2353
RACK-06	Rack PCI	2000	1	0,85	2353
EXTINC-BT	Centralita extinción Sala BT	500	1	0,85	588
EXTINC-COMS	Centralita extinción Sala Coms	500	1	0,85	588
MANDO-CT	Maniobra tensiones auxiliares CT	1000	1	0,85	1176
MANDO-BT	Maniobra cuadros BT	1000	1	0,85	1176
	Simultaneidad	1			1
	SUMA	61874			75381

Tabla 26: Balance de potencia SAI (CTS)

CSE (CTS)					
Equipo/Circuito	Descripción	Potencia Instalada	Fc	cos(φ)	Potencia cálculo (VA)
A-CT	Alumbrado Local CT	299	1,2	0,9	399
A-GE	Alumbrado Local GE	587	1,2	0,9	783
A-BT	Alumbrado Local BT	587	1,2	0,9	783
A-COSM	Alumbrado Local Coms	587	1,2	0,9	783
A-GAL	Alumbrado Galería	897	1	0,9	997
URD-PER-CMS.1	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMS.2	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMS.3	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-PER-CMS.4	Alumbrado Permanente Túnel	2511	1	0,9	2790
URD-NUB-CMS.2	Alumbrado Nublado	6700	1,2	0,9	8933
URD-NUB-CMS.4	Alumbrado Nublado	6700	1,2	0,9	8933
AFA001	AFA exterior 1	140	1	0,85	165
AFA002	AFA exterior 2	2240	1	0,85	2635
AFA003	AFA exterior 3	3280	1	0,85	3859
APL04L	APL en local CTS	4945	1	0,85	5818
APL05I	APL nicho 05	508	1	0,85	598
APL06I	APL nicho 06	967	1	0,85	1138
APL14I	APL nicho 14	222	1	0,85	261
APL15I	APL nicho 15	571	1	0,85	672
APL01G	APL galería 01	5654	1	0,85	6652
RACK-01	Rack Comunicaciones	2000	1	0,85	2353
RACK-02	Rack CCTV / DAI	2000	1	0,85	2353
RACK-03	Rack Control	2000	1	0,85	2353
RACK-04	Rack Tetra	2000	1	0,85	2353
RACK-05	Rack Megafonía	2000	1	0,85	2353
RACK-06	Rack PCI	2000	1	0,85	2353
EXTINC-BT	Centralita extinción Sala BT	500	1	0,85	588
EXTINC-COMS	Centralita extinción Sala Coms	500	1	0,85	588
MANDO-CT	Maniobras tensiones auxiliares CT	1000	1	0,85	1176
MANDO-BT	Maniobra cuadros BT	1000	1	0,85	1176
	Simultaneidad	1			1
	SUMA	59928			72214

Pero como bien se dice en el Decreto Foral 91/2012, para dimensionar los SAIs hay que considerar un 50% extra de la carga a cubrir, por lo tanto la potencia con la cual se dimensionaran los SAIs será, 113 kVA para el CTN y 108 kVA para el CTS, como se observa en las tablas 5 y 6 de la actual memoria en el apartado de “Balance de Cargas”.

Tomando un SAI con un rendimiento a plena carga del 90%, y teniendo en cuenta que se pondrán 2 SAIs de forma modular en cada centro de transformación, la potencia de los equipos a instalar será de:

$$P_{SAI} = P_{Carga} \times \eta_{SAI} = 113 \times 0,9 = 101,7 \text{ kVA (CTN)}$$

$$P_{SAI} = P_{Carga} \times \eta_{SAI} = 108 \times 0,9 = 97,2 \text{ kVA (CTS)}$$

Viendo los resultados y teniendo en cuenta que habrá dos SAIs por centro de transformación en paralelo, se concluye que con equipos de 100 kVA cada uno se cubrirá perfectamente los circuitos esenciales a cubrir en caso de corte de la red de alimentación.

6.5 Dimensionamiento baterías de condensadores.

Para obtener la carga necesaria a instalar en las baterías de condensadores de ambos centros de transformación, en primer lugar, hay que obtener la potencia inicial activa, reactiva y el factor de potencia inicial de todos los equipos y circuitos de la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide.

Las baterías de condensadores se instalarán con el objetivo de obtener un factor de potencia de 0,95 en toda la instalación, para de esta manera igualar lo máximo posible, la potencia aparente con la potencia activa de los equipos. Por lo tanto, una vez obtenidos los valores iniciales, se calculará para el valor del factor de potencia deseado, la potencia reactiva final de cada circuito, que evidentemente será menor que la inicial. Y así, restando la inicial menos la final se obtendrá la potencia reactiva que deberá cubrir las baterías de condensadores. Estos cálculos se pueden ver resumidos por separado para cada centro de transformación en las siguientes tablas:

Tabla 27: Batería de Condensadores (CTN)

Batería de Condensadores (CTN)						
Circuito	P (W)	Cos(φ_i)	Q _i (VAr)	Cos(φ_f)	Q _f (VAr)	Q _{BAT} (VAr)
CMA.R	54200	0,9	26248	0,95	17810	8438
CMA.G	8000	0,9	3874	0,95	2629	1245
CCM	4E+05	0,85	223035	0,95	118292	104743
CSA	17870	0,85	11071	0,95	5872	5199
CSE	61874	0,85	38334	0,95	20331	18002
T.C-3	7395	0,85	4582	0,95	2430	2152
T.C-4	9860	0,85	6109	0,95	3240	2869
					Suma Total (VAr):	142649
					Suma Total (kVAr):	143

Tabla 28: Batería de Condensadores (CTS)

Batería de Condensadores (CTS)						
Circuito	P (W)	Cos(φ_i)	Q _i (VAr)	Cos(φ_f)	Q _f (VAr)	Q _{BAT} (VAr)
CMA.R	42900	0,9	20775	0,95	14096	6679
CMA.G	7000	0,9	3390	0,95	2300	1090
CCM	3E+05	0,85	167276	0,95	88719	78557
CSA	17870	0,85	11071	0,95	5872	5199
CSE (1)	26401	0,9	12785	0,95	8675	4110
CSE (2)	33527	0,85	20771	0,95	11017	9755
CSAB	9092	0,85	5633	0,95	2988	2645
BOM-001	55000	0,85	34075	0,95	18072	16002
BOM-JOCKEY	1850	0,85	1146	0,95	608	538
T.C-1	7395	0,85	4582	0,95	2430	2152
T.C-2	4930	0,85	3054	0,95	1620	1434
					Suma Total (VAr):	128162
					Suma Total (kVAr):	128

Como se puede observar, para el CTN hará falta una batería de condensadores de cómo mínimo 143 kVAr, y para el CTS una de 128 kVAr, por lo tanto queda correctamente justificada y comprobada la proyección de dos baterías de condensadores de 150 kVAr para la instalación del túnel de Urdinbide, una para cada centro de transformación, con las cuales se obtendrá un factor de potencia de cómo mínimo 0,95.

6.6 Tubos y canalizaciones.

En el presente apartado se justifica el número y diámetro de los tubos a instalar en las canalizaciones subterráneas proyectadas en el túnel de Urdinbide.

El número y diámetro mínimos de los tubos dependen del número y la sección de los conductores o cables a conducir, debiéndose cumplir lo especificado en la ITC-BT-21 (“Instalaciones interiores o receptoras”) que, para tubos en canalizaciones enterradas, viene determinado a partir de la siguiente tabla:

Tabla 29: Diámetros exteriores mínimo de los tubos en función del número y sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	—

Para más de 10 conductores por tubo o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

En el presente proyecto existen gran cantidad de secciones diferentes de canalizaciones, por lo que a continuación se justifican únicamente aquellas principales y/o críticas.

En relación al sistema de **ventilación del túnel** se ha ejecutado una canalización subterránea con 8 tubos de diámetro 160 mm bajo el arcén del carril rápido en cada sentido del túnel y por ella se prevé el tendido de los siguientes circuitos:

- CTN alimenta en el tubo sentido descendente (de boca sur a boca norte):
 - 4 circuitos de $3 \times 1 \times 70 + PEx35 \text{ mm}^2 \rightarrow 2T\emptyset 160$.
 - 2 circuitos de $3 \times 1 \times 95 + PEx50 \text{ mm}^2 \rightarrow 1T\emptyset 160$.
- CTN alimenta en el tubo sentido ascendente (de boca norte a boca sur):

- 4 circuitos de $3 \times 1 \times 70 + PEx35 \text{ mm}^2 \rightarrow 2T\emptyset 160$.
- CTS alimenta en el tubo sentido descendente (de boca sur a boca norte):
 - 4 circuitos de $3 \times 1 \times 70 + PEx35 \text{ mm}^2 \rightarrow 2T\emptyset 160$.
- CTS alimenta en el tubo sentido ascendente (de boca norte a boca sur):
 - 3 circuitos de $3 \times 1 \times 70 + PEx35 \text{ mm}^2 \rightarrow 2T\emptyset 160$.

De acuerdo a lo anterior, en el tubo sentido descendente se necesitan 3 tubos de $\emptyset 160$ mm y en el tubo ascendente se necesitan 2 tubos de $\emptyset 160$ mm.

Por tanto, los 8 tubos de $\emptyset 160$ mm instalados a lo largo de todo el trazado en cada sentido del túnel resultan suficientes en número y sección para albergar los circuitos asociados a la ventilación del túnel.

En cuanto a los **nichos de túnel, armario en galería y tomas de corriente de túnel**, se ha ejecutado una canalización subterránea con 4 tubos de $\emptyset 110$ mm bajo el arcén del carril rápido y otra con 6 tubos de $\emptyset 110$ mm bajo el arcén del carril lento en ambos sentidos del túnel y por ellas se prevé el tendido de los siguientes circuitos:

- CTN alimenta en el tubo sentido descendente (de boca sur a boca norte):
 - 3 circuitos de 5G10 para APL de nicho $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para tomas de corriente en dichos nichos $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
- CTN alimenta en el tubo sentido ascendente (de boca norte a boca sur):
 - 3 circuitos de 5G10 para APL de nicho $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para APL de galería $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para tomas de corriente en dichos nichos/galerías $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
- CTS alimenta en el tubo sentido descendente (de boca sur a boca norte):
 - 2 circuitos de 5G10 para APL de nicho $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para APL de galería $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para tomas de corriente en dichos nichos/galerías $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
- CTN alimenta en el tubo sentido ascendente (de boca norte a boca sur):
 - 2 circuitos de 5G10 para APL de nicho $\rightarrow 1T\emptyset 110$.
 - 1 circuito de 5G16 para tomas de corriente en dichos nichos $\rightarrow 1T\emptyset 110$.

Teniendo en cuenta que la sección interior del tubo debe ser como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores, se tiene que:

Un tubo corrugado de doble pared de diámetro exterior nominal 110 mm, tiene un diámetro interior mínimo de 82 mm, resultando una sección interior del tubo de 5281 mm^2 . Por lo tanto, la **sección ocupada** por los conductores en dicho tubo no deberá superar los 1320 mm^2 .

- El cable 5G10 tiene un diámetro exterior de 17,1 mm $\rightarrow 232 \text{ mm}^2$.
- 3 circuitos de 5G10 ocupan una sección total de $696 \text{ mm}^2 (<1320 \text{ mm}^2)$, por lo que se pueden tender con holgura por $1T\emptyset 110$.
- El cable 5G16 tiene un diámetro exterior de 20 mm $\rightarrow 314 \text{ mm}^2 (<1320 \text{ mm}^2)$, $1T\emptyset 110$.

6.7 Dimensionamiento instalaciones de BT.

6.7.1 Cálculo de la acometida de BT.

En un sistema trifásico la intensidad secundaria I_s viene determinada por la expresión:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

- S = Potencia del transformador en kVA, en este caso 800 kVA
- W_{fe} = Pérdidas en el hierro en kW, en este caso 1,49 kW
- W_{cu} = Pérdidas en los arrollamientos, en este caso 8,8 kW
- U = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios, en este caso 0.4 kV.
- I_s = Intensidad secundaria en Amperios.

Sustituyendo los valores anteriormente dados en la fórmula, se obtiene un valor de I_s de 1139,848 A.

Teniendo en cuenta el valor de la intensidad calculado y el tipo de canalización, que en este caso será enterrado bajo tubo, se eligen conductores unipolares 3x240 mm² Cu designación UNE RZ1-K con nivel de aislamiento 0,6/1 kV y tipo de aislamiento XLPE.

6.7.2 Cálculo de la sección de los conductores de los circuitos y líneas.

Llegados a este punto, en este apartado, se calcularán las secciones de todos los conductores utilizados en la instalación del túnel de Urdinbide. Para ello, se realizarán tres métodos diferentes (criterio térmico, caída de tensión e intensidad de cortocircuito) con los cuales poder comprobar que dichas secciones cumplan con todos los requisitos necesarios para su correcta utilización.

6.7.2.1 Criterio térmico.

En este primer método de criterio térmico, se calculará la máxima intensidad que puede atravesar un conductor para evitar calentamientos excesivos que puedan deteriorar el aislante. En Instalaciones interiores, tal y como se considera la instalación del túnel de Urdinbide, la sección se fija según la instrucción ITC-BT-19 y la Norma UNE 60364-5-52:2014 cuyas tablas indican las intensidades admisibles en conductores aislados con termoplásticos (PVC y similares) o termoestables (XLPE, EPR y similares), para una tensión de aislamiento hasta 1 kV y a la temperatura ambiente de 40°C que considera el reglamento.

Las consideraciones generales que se han tomado en este caso son las siguientes:

- La sección mínima de los conductores, en toda la instalación, será de 2,5 mm².
- La temperatura ambiente máxima de la instalación es de 40°C.
- Los circuitos con canalización en bandeja estarán dispuestos en una única capa.
- Todos los conductores con aislante libre de halógenos (XLPE).

Para llevar a cabo los cálculos de sección por criterio térmico se utilizarán las siguientes fórmulas:

Para circuitos monofásicos:

$$I = \frac{P}{U * \text{Cos } \varphi}$$

Para circuitos trifásicos:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \text{Cos } \varphi}$$

Donde:

- I: Intensidad calculada en Amperios.
- P: Potencia demandada en Watios.
- U: Tensión de servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica)
- Cos ϕ : Factor de Potencia.

Los resultados y cálculos realizados con este método para la obtención de las secciones, se encuentran en las tablas mostradas en el Anexo 4 denominado “Cálculos Justificativos”.

6.7.2.2 Criterio de caídas de tensión.

En el segundo de los métodos, se tendrá en cuenta que de acuerdo con la ITC BT 19 del vigente REBT, la máxima caída de tensión admisible entre el origen de la instalación (secundario del transformador) y el punto final de utilización, será del 4.5% para los consumos de alumbrado y del 6.5% para los consumos de fuerza al tener un centro de transformación tipo abonado.

Estas caídas, tendrán que ser máximas desde el transformador hasta la última carga, por lo tanto, para su comprobación se irá calculando cada caída de tensión que se produce en cada conductor del cable desde el transformador hacia aguas abajo, considerando la sección obtenida por criterio térmico. Pero esta sección podría cambiarse en caso de no cumplir con el porcentaje máximo de caída de tensión en alguno de los casos.

Dado que la reactancia inductiva es despreciable frente a la resistencia y teniendo en cuenta, que ésta depende de la sección del conductor, para el cálculo de la caída de tensión se utilizarán las siguientes fórmulas:

Para circuitos monofásicos:

$$e = \frac{2 * \rho_{Cu} * L * I * \text{Cos } \varphi}{S}$$

$$c. d. t = \frac{e}{U} * 100$$

Para circuitos trifásicos:

$$e = \frac{\sqrt{3} * \rho_{Cu} * L * I * \text{Cos } \varphi}{S}$$

$$c. d. t = \frac{e}{U} * 100$$

Donde:

- e: Caída de tensión en Voltios.
- ρ_{Cu} : Resistividad del conductor (Cobre: $0,018 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$)
- L: Longitud del conductor en metros.
- I: Intensidad demandada en Amperios.
- $\cos \varphi$: Factor de Potencia.
- S: Sección del conductor en mm^2 .
- U: Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica o Monofásica).
- C.d.t: Caída de tensión en porcentaje.

Para el cálculo de las secciones de las líneas se tendrá en cuenta ambos criterios anteriormente descritos, tanto el calentamiento de los conductores y como la caída de tensión máxima admisible. De los resultados obtenidos en cada uno de ellos, se elegirá la sección más restrictiva, es decir, la mayor de las dos.

Estos cálculos y resultados obtenidos con este método, también se encuentran en las tablas del Anexo 4, “Cálculos Justificativos”.

6.7.2.3 Criterio de intensidades de cortocircuito.

Con el fin de proteger la instalación eléctrica de estudio contra los cortocircuitos, en este tercer método, se calcula las corrientes de cortocircuito en cada punto que se presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre con un cambio de sección de los conductores. La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto.

Mediante la corriente máxima de cortocircuito se determinará el poder de corte (PdC) de los interruptores automáticos mientras que con la corriente mínima de cortocircuito se elegirá la curva de disparo de los interruptores automáticos.

Para realizar dichos cálculos se utilizarán las siguientes expresiones para la obtención de las impedancias de los diferentes elementos:

6.7.2.3.1 Red de alimentación.

En primer lugar, para el cálculo de la impedancia de la red de alimentación, se utilizaran las siguientes expresiones:

$$Z_{AT} = \frac{c_{max} * U_{nq}^2}{S_{kq}} = \frac{1,1 * 30000^2}{433 * 10^6} = 2,28 \Omega$$

$$X_{AT} = 0,995 * Z_{AT} = 2,27 \Omega$$

$$R_{AT} = 0,1 * X_{AT} = 0,227 \Omega$$

Donde:

- c_{max} : Coeficiente de tensión, en este caso 1,1.
- U_{nq} : Tensión nominal de la red de alta tensión en kV, en este caso 30 kV.

- S_{kq} : Potencia de cortocircuito de la red en MVA, en el túnel de Urdinbide, 433MVA.
- Z_{AT} : Impedancia de la red referida a la parte de alta tensión en Ω .
- X_{AT} : Reactancia de la red referida a la parte de alta tensión en Ω .
- R_{AT} : Resistencia de la red referida a la parte de alta tensión en Ω .

Para referir tanto la resistencia como la reactancia de la red a la parte de Baja Tensión se utilizarán las siguientes expresiones:

$$X_{BT} = X_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 0,40 \text{ m}\Omega \qquad R_{BT} = R_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 0,04 \text{ m}\Omega$$

Donde:

- X_{BT} : Reactancia de la red referida a la parte de baja tensión en $\text{m}\Omega$.
- R_{BT} : Resistencia de la red referida a la parte de baja tensión en $\text{m}\Omega$.
- U_{BT} : Tensión de la red en Baja Tensión en V, en este caso 400 V.
- U_{AT} : Tensión de la red en Alta Tensión en V, en este caso 30.000 V.

Por lo tanto el valor de la impedancia de la red de alimentación en BT es:

$$Z_{BT} = 0,04 + 0,4j \text{ m}\Omega.$$

6.7.2.3.2 Cables Acometidas CTN y CTS.

Para el cálculo de las impedancias de los cables de las acometidas de ambos CT, tanto el Norte como el Sur, lo más importante es conocer los valores de la resistencia y de la reactancia por km de cable, dados por los fabricantes de cada tipo de cable. Una vez obtenidos ellos solamente es multiplicar por la longitud proyectada de cada cable para obtener las impedancias en AT, y estas se pasaran a BT como en el caso de la Red de alimentación. Todo esto se realizara a continuación.

En primer lugar, en el caso del CTN, los valores necesarios del cable enterrado de tipo HEPRZ-1, son los siguientes:

$$r_L = 0,277 \text{ }\Omega/\text{km} \qquad x_L = 0,118 \text{ }\Omega/\text{km}$$

Con los cuales, sabiendo que la longitud en este caso es de $L= 378 \text{ m}$, se obtiene:

$$R_{AT} = r_L * L = 0,277 * 0,378 = 0,104 \text{ }\Omega$$

$$X_{AT} = x_L * L = 0,118 * 0,378 = 0,044 \text{ }\Omega$$

Pasando estos valores a BT, queda el siguiente valor de la impedancia:

$$R_{BT} = R_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 1,84 \times 10^{-5} \text{ }\Omega \qquad X_{BT} = X_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 7,92 \times 10^{-6} \text{ }\Omega$$

$$Z_{CTN_BT} = 0,019 + 0,008j \text{ m}\Omega$$

Realizando el mismo proceso con la línea aérea del CTS, cuya longitud es de $L= 625 \text{ m}$, se obtiene lo siguiente:

$$r_L = 0,19 \Omega/km \qquad x_L = 0,34 \Omega/km$$

$$R_{AT} = r_L * L = 0,19 * 0,625 = 0,118 \Omega$$

$$X_{AT} = x_L * L = 0,34 * 0,625 = 0,212 \Omega$$

Pasando a BT:

$$R_{BT} = R_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 2,11x10^{-5} \Omega \qquad X_{BT} = X_{AT} * \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}}\right)^2 = 3,77x10^{-5} \Omega$$

$$Z_{CTS_BT} = 0,021 + 0,038j m\Omega$$

6.7.2.3.3 Transformadores.

Dado que los dos transformadores utilizados en el túnel de Urdinbide tienen las mismas características, sus impedancias de cortocircuito serán las mismas, y tendrán el valor calculado a continuación, a partir de las siguientes formulas:

$$Z_{Tr} = \frac{u_{kr} * U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

$$R_{Tr} = \frac{u_{Rr} * U_{rT}^2}{S_{rT} * 100}$$

$$X_{Tr} = \sqrt{Z_{Tr}^2 - R_{Tr}^2}$$

Donde:

- u_{kr} : Tensión de cortocircuito asignada (%), en este caso, 6%.
- U_{rT} : Tensión nominal en el secundario del transformador, 400 V.
- S_{rT} : Potencia nominal del transformador, 800 kVA.
- u_{Rr} : Tensión de cortocircuito asignada, 1,05%.
- Z_{Tr} : Impedancia del transformador, sustituyendo los valores, 12 mΩ.
- R_{Tr} : Resistencia del transformador, sustituyendo los valores, 2,1 mΩ.
- X_{Tr} : Reactancia del transformador, cuyo valor obtenido es, 11,8 mΩ.

El factor de corrección del transformador de potencia, tiene un valor de $K_T = 1,009$, el cual multiplicándolo por la Z del transformador anterior, queda que la impedancia definitiva del transformador es:

$$Z_{Tr} = 2,1 + 11,9j m\Omega$$

6.7.2.3.4 Generadores.

En cuanto a los generadores de cada CT, ambos tienen también las mismas características, por lo que ocurrirá lo mismo que con los transformadores. Pero en este caso, la componente resistiva de la impedancia se desprecia y su factor de corrección también, teniendo en cuenta únicamente la reactancia de la siguiente manera:

$$Z_G = X_d'' = \frac{x_d''}{100} * \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = \frac{32}{100} * \frac{400^2}{800x10^3} = 0,064 \Omega$$

Donde:

- Z_G : Impedancia del generador.
- X_d'' : Reactancia sub-síncrona.
- x_d'' : Reactancia relativa sub-transitoria, 32% para el caso del túnel.

- U_{rG} : Tensión nominal del generador 400 V.
- S_{rG} : Potencia nominal del generador 800 kVA.

6.7.2.3.5 Circuitos y líneas.

Por último, con este método se calcularán en todas las líneas y circuitos las siguientes dos magnitudes, una al principio de la línea que será la intensidad máxima de cortocircuito trifásico (I''_{k3}), y en segundo lugar la intensidad mínima de cortocircuito monofásico al final de cada una de las líneas (I''_{k1}). Esto se realizará de la siguiente manera:

$$I''_{k3} = \frac{c_{max} * U}{\sqrt{3} * Z_T}$$

Donde:

- I''_{k3} : Intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en kA.
- c_{max} : Coeficiente de tensión máximo, 1,1.
- U : Tensión trifásica en V.
- Z_T : Impedancia total en mΩ aguas arriba del punto de c.c. (Sin incluir la línea o circuito en estudio).

En segundo lugar:

$$I''_{k1} = \frac{c_{min} * U}{2 * Z_T}$$

Donde:

- I''_{k1} : Intensidad monofásica de c.c. en el final de línea en kA.
- c_{min} : Coeficiente de tensión mínimo, 0,95.
- U : Tensión trifásica en V.
- Z_T : Impedancia total en mΩ, incluyendo la propia de la línea o circuito, es decir, es igual a la impedancia en origen del conductor más la propia de la línea.

La impedancia total hasta el punto de cortocircuito será:

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$$

Siendo:

- R_T : Suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c. ($R_1+R_2+\dots+R_n$).
- X_T : Suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c. ($R_1+R_2+\dots+R_n$).

Cada una de estas resistencias y reactancias se calcularán con las siguientes formulas:

$$R = \frac{L * 1000 * \rho}{s} \qquad X = \frac{X_u * L}{n}$$

Donde:

- R: Resistencia de la línea en $m\Omega$.
- X: Reactancia de la línea en $m\Omega$.
- L: Longitud de la línea en m.
- ρ : Resistividad del metal.
- S: Sección de la línea en mm^2 .
- Xu: Reactancia de la línea, en $m\Omega$ por metro.
- n: n° de conductores por fase

En el caso del túnel de Urdinbide, al tener un grupo electrógeno en cada Centro de Transformación, para que funcione en caso de emergencia, habrá que realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito en dos situaciones diferentes para cada CT. El primer caso será con el uso normal con la entrada de suministro desde la línea de distribución, y el segundo caso se realizara en caso de emergencia con el funcionamiento únicamente del Grupo. Todos los resultados de este método aplicados a las cargas del túnel de Urdinbide en ambas situaciones, vienen al igual que los dos anteriores métodos, recogidos en el Anexo 4 de “Cálculos Justificativos”.

6.8 Red de tierras.

En este apartado se obtendrán todos los cálculos relacionados con el diseño de la red de tierra del túnel de Urdinbide. Los cálculos que a continuación se desarrollan consideran una resistividad del terreno de acuerdo a la naturaleza de los materiales, no obtenida por medición en campo.

Por lo tanto, deberán reestudiarse las redes de tierra una vez se mida en obra la resistividad del terreno y se ratifique por parte de Iberdrola los valores de intensidades de falta en el punto de conexión. Pero esto último ya no forma parte de este proyecto.

En este apartado, se realizaran primero los cálculos sobre la tierra de protección y en segundo lugar sobre la tierra de servicio.

6.8.1 Tierra de protección.

Tomamos el CT más desfavorable del proyecto, y los **datos** desde los que se parten son:

- Tensión de servicio: 30 kV.
- Intensidad de cortocircuito simétrica trifásica (I_{cc3f}): 6753 A.
- Intensidad de cortocircuito fase/tierra (I_{cc1f}): 2755 A.
- Tiempo de desconexión: 1 s.

A continuación se justifica el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra de protección del CTN con respecto a la seguridad de las personas y del material.

Este sistema de puesta a tierra está constituido por un anillo formando un bucle perimetral a una distancia mínima de 1 m alrededor de la envolvente del edificio norte, formado por conductor de cobre desnudo de $50 mm^2$ de sección, enterrado como mínimo a 0,5 m de profundidad, al que se conectarán en sus vértices y en el centro de cada lado, 8 picas de acero cobrizado de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro.

Para ello se tendrán en cuenta las prescripciones definidas en las siguientes **referencias**:

- ITC-RAT-13 sobre puesta a tierra en instalaciones de alta tensión.

- Manual técnico de Iberdrola MT 2.11.33 “Diseño de puestas a tierra para centros de transformación de tensión nominal ≤ 30 k V”.

Y a partir de ellas se realizarán los diferentes pasos para el cálculo justificativo de la puesta a tierra.

Cumplimiento de la resistencia de puesta a tierra

En primer lugar se debe verificar que la configuración de puesta a tierra proyectada ofrece una resistencia de puesta a tierra inferior a la máxima permitida, la cual, para una tensión nominal de la red de 30 kV y considerando las pantallas de los cables conectadas, es de 60 Ω , según como se vio en la tabla 10 del presente proyecto.

El electrodo enterrado proyectado tiene unas dimensiones de 20,70 x 10,31 m, dimensiones superiores a los electrodos normalizados contemplados en el MT 2.11.33 y, por tanto, el valor de la resistencia de puesta a tierra correspondiente a la configuración proyectada (R_T) puede estimarse según se indica en la ITC-RAT 13 “Instalaciones de puesta a tierra”, al utilizar la siguiente fórmula:

$$R_T = \frac{\rho}{n \times L_{pica} + \frac{L_{conductor}}{2}}$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno, en $\Omega \cdot m$.
- n es el número de picas.
- L_{pica} es la longitud de la pica enterrada, en m.
- $L_{conductor}$ es la longitud del electrodo enterrado, en m.

De la investigación previa de la naturaleza del terreno donde se instalará el CTN puede considerarse una resistividad media del terreno de 200 $\Omega \cdot m$, resultando:

$$R_T = \frac{200}{8 \times 2 + \frac{62,02}{2}} = 4,25 \Omega$$

Valor muy inferior a los 60 Ω máximos permitidos en caso de pantallas conectadas e, incluso, a los 30 Ω máximos permitidos en caso de pantallas desconectadas.

Cumplimiento de las tensiones de paso y contacto

Cuando se produce una falta a tierra pueden ponerse en tensión algunas partes de la instalación y, en el caso de que una persona estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa.

Por tanto, se debe verificar que la configuración de puesta a tierra proyectada garantiza unos valores máximos de tensión de paso y contacto dentro de los valores admisibles a los que puede estar sometido el cuerpo.

Por un lado se considera una tensión de paso, entre los dos pies de una persona, siendo la situación más desfavorable aquella en la que un pie pueda estar al potencial del electrodo y el otro pie a potencial cero. Y por otro lado, se considera la tensión de contacto entre las manos y los pies.

Cumplimiento del requisito correspondiente a la tensión de contacto

Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y el pie (considerando un metro) o entre ambas manos. La tensión de contacto aplicada es la parte de la tensión que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 Ohmios.

La tensión de contacto máxima admisible para una persona se calcula en función del tiempo de despeje de la falta de acuerdo a la siguiente expresión, que se encuentra en la ITC-RAT-13:

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000}\right)$$

Donde:

- V_c = tensión de contacto aplicada (V).
- t = tiempo de despeje de la falta (s).
- ρ_s = resistividad de la capa superficial, 3000 para hormigón y 10.000 para asfalto (Ω/m).
- K y n son constantes en función del tiempo necesario para el despeje de la falta.

En el caso de que t sea $\leq 0,9$ s los valores serán, $K=72$ y $n=1$, en cambio si t está entre 0,9 s y 3 s, los valores serán $K=78,5$ y $n=0,18$.

Por lo tanto, si por ejemplo t son 500 ms, en una superficie de hormigón, el valor de V_c será 792 V.

Para analizar las tensiones de paso y de contacto que se producen en caso de falta a tierra deben tomarse única y exclusivamente las intensidades de falta a tierra que retornan por el terreno buscando el neutro del transformador que las alimenta y por lo tanto las únicas que producen diferencias de potencial que dan lugar a las tensiones de paso y contacto.

Para ello se partirá de los datos de las condiciones técnicas de suministro facilitadas por Iberdrola en el punto de entrega de su red de 30 kV, se calculará la intensidad de falta corregida según el siguiente procedimiento:

CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIDAS DE RED

$$X_1 = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{CC3F}}$$

$$Z_0 = 3 \cdot \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{CC1F}}$$

$$R_0 = \sqrt{Z_0^2 - (X_1 + X_2)^2}$$

Donde:

- $U= 30.000$ V
- $I_{cc3f}= 6.753$ A

➤ $I_{cc1f}=2.755 \text{ A}$

Se obtiene considerando $X_1=X_2$:

➤ $X_1= 2,565 \Omega$

➤ $Z_0= 18,86 \Omega$

➤ $R_0= 18,15 \Omega$

CÁLCULO DE FALTA CORREGIDA

Sustituyendo los respectivos valores se obtiene $I_f=2.198,7 \text{ A}$.

Cumplimiento del requisito correspondiente a la tensión de paso

Al ser el piso del edificio de hormigón, con mallazo equipotencial unido al sistema de puesta a tierra de protección, y el piso de la zona exterior también de hormigón, al acceder una persona al edificio aparecerá una tensión de paso entre sus pies. La máxima tensión de paso se dará al estar un pie al potencial del electrodo y el otro pie a potencial cero.

El valor máximo de la tensión de paso que aparece en la instalación para la configuración de electrodo establecida se puede obtener multiplicando la resistencia de puesta a tierra (R_T) por el valor de la intensidad de defecto a tierra que circule por el electrodo (I_E):

$$U_p=R_T \times I_E$$

I_E es el valor de la corriente de falta a tierra que circula por el electrodo, cuyo valor es:

$$I_E= I_{1F} \times r_E$$

Donde:

- I_{1F} es la intensidad de la corriente de defecto a tierra, en amperios.
- r_E es la relación entre la corriente que circula por el electrodo y la corriente de defecto a tierra. $r_E= R_{TOT}/R_T$.
- U_n es la tensión nominal de la línea (30.000 V).

Para obtener r_E , R_{TOT} será el paralelo de las resistencias del CT y del resto de CTs (o apoyo) conectados a través de las pantallas de los cables:

$$R_{TOT} = \frac{R_T \times R_{pant}}{R_T + R_{pant}}$$

Se considera como caso más desfavorable cuando no existe continuidad entre las pantallas de los cables y la malla de la subestación, por lo que no se tiene en cuenta la parte de la corriente que retorna por las pantallas de los cables hasta la malla de la subestación.

R_{pant} es la resistencia equivalente de las pantallas de los cables subterráneos de Media Tensión y de sus puestas a tierras y puede calcularse como:

$$R_{pant} = \frac{\rho \times K_r}{N}$$

En el caso de la acometida en Media Tensión al CT, R_{pant} es la resistencia de puesta a tierra de la línea aéreo-subterránea conectado a través de las pantallas:

$$R_{pant} = \frac{200 \times 0,128}{1} = 25,6 \Omega$$

Por tanto, sustituyendo los valores obtenidos en la expresión de R_{TOT} se obtiene que:

$$R_{TOT} = \frac{4,25 \times 25,6}{4,25 + 25,6} = 1,82 \Omega$$

Por lo que r_E será:

$$r_E = \frac{1,82}{4,25} = 0,43$$

Y la corriente de falta a tierra que circula por el electrodo valdrá:

$$I_E = I_{IF} \times r_E = 2.198,70 \times 0,43 = 941,56 \text{ A}$$

El valor máximo de la tensión de paso que aparece en la instalación resulta:

$$U_p = R_T \times I_E = 4,25 \times 941,56 = 4001,63 \text{ V}$$

La tensión máxima aplicada a la persona se calcula a partir de este último valor obtenido y viene dada por la expresión:

$$U_{pa} = \frac{U_p}{1 + \frac{6 \times \rho_s}{Z_B}}$$

Donde:

- ρ_s , es la resistividad de la capa superficial del suelo. El valor considerado para el hormigón es de $3000 \Omega \cdot \text{m}$.
- Z_B , es la impedancia del cuerpo humano. Se considera un valor de 1000Ω .

Por lo tanto,

$$U_{pa} = \frac{4001,63}{1 + \frac{6 \times 3000}{1000}} = 210,61 \text{ V}$$

Los valores admisibles de la tensión de paso aplicada entre los dos pies de una persona, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado, se define como diez veces el valor admisibles de la tensión de contacto aplicada, ($U_{pa} = 10 U_{ca}$).

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, U_{ca} , a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, se dan en la siguiente grafica, obtenida de la ITC-RAT-13:

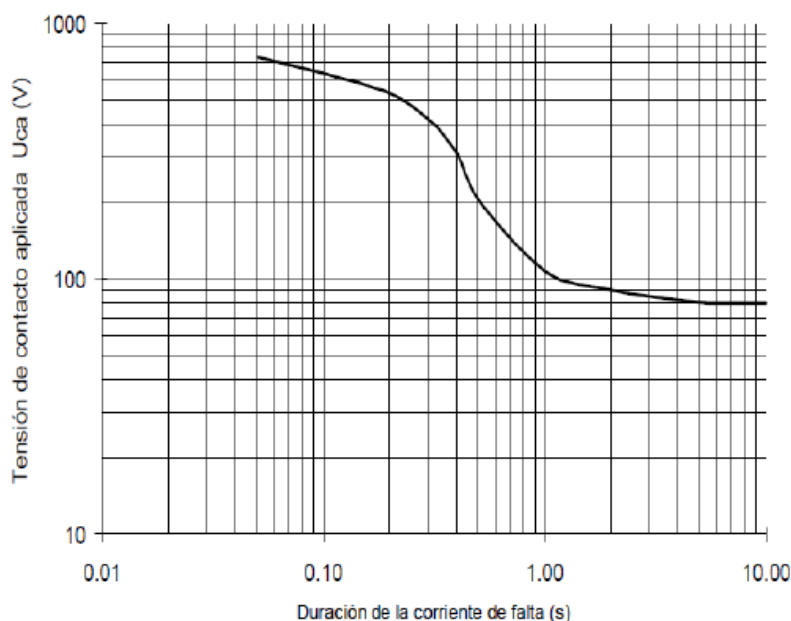


Fig. 17: Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada Uca.

Por tanto, para el valor de tensión de paso aplicada calculado, $U_{pa} = 210,65 \text{ V}$, resulta una tensión de contacto aplicada de $U_{ca} = 21 \text{ V}$.

De acuerdo a la gráfica mostrada, el cuerpo humano puede estar sometido a esa tensión de contacto durante algo más de 4 segundos.

Dado este tiempo, las protecciones a instalar en todo el proyecto deben garantizar el despeje de la falta en un tiempo inferior a los 4 s.

La característica de actuación de las protecciones viene dada por la expresión:

$$t = \frac{2200}{I_{1F}} (s), \text{ para } U_n = 30 \text{ kV}$$

$$t = \frac{2200}{2198,7} = 1 \text{ s} \rightarrow \text{Inferior a los 4 s que debe cumplir.}$$

Cumplimiento del requisito correspondiente a la tensión de contacto interior y exterior del propio centro de transformación

A continuación se describirán las medidas resolutivas tomadas para controlar tanto la tensión de paso como la de contacto, en el interior y el exterior de los CT (de aplicación tanto al CTN como al CTS).

En primer lugar, con objeto de evitar el riesgo de tensión de contacto en el exterior, se emplazará una acera perimetral de hormigón a 1,2 m, mínimo, de las paredes del edificio. En el interior de dicho hormigón se instalará un mallazo electrosoldado con redondeos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,3 x 0,3 m, a una profundidad de al menos 0,1 m. Este mallazo se conectará a un punto de la puesta a tierra de protección del edificio mediante soldadura por fusión aluminotérmica.

En segundo lugar, con objeto de evitar el riesgo por tensión de paso y contacto en el interior, en el piso del edificio se instalará otro mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m, al igual que la anterior. Este mallazo se conectará a la puesta a tierra de protección del edificio, como mínimo en dos puntos, preferentemente opuestos.

Cumplimiento respecto a la protección del material

Por recomendación de UNESA, se considera una tensión de aislamiento del material de Baja Tensión, a frecuencia industrial, igual a 10 kV.

En el caso de estudio, la máxima tensión que aparece en la instalación se calcula como:

$U = I_{IF} \times R_{TOT} = 2198,70 \times 1,82 = 4001,63 \text{ V} < 10.000 \text{ V}$, por lo que cumple con dicha recomendación.

6.8.2 Tierra de servicio.

El electrodo correspondiente al sistema de puesta a tierra de servicio tanto del transformador como del grupo electrógeno consistirá en una hilera de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección, enterrado como mínimo a 0,5 m de profundidad, a la que se conectarán en sus extremos y en el centro tres picas de acero cobrizado de 2 m de longitud y de 14 mm de diámetro, separadas 3 m entre sí.

El valor de la resistencia de puesta a tierra correspondiente a la configuración proyectada (R_T) puede estimarse según se indica en la ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”:

$$R_T = \frac{\rho}{n \times L_{pica} + \frac{L_{conductor}}{2}}$$

Donde:

- ρ , como se comentó antes, es la resistividad del terreno, en $\Omega \cdot \text{m}$.
- n , es el número de picas.
- L_{pica} , es la longitud de la pica enterrada, en metros.
- $L_{conductor}$, es la longitud del electrodo enterrado, en metros.

Puede considerarse una resistividad media del terreno de $200 \Omega \cdot \text{m}$, resultando:

$$R_T = \frac{200}{3 \times 2 + \frac{6}{2}} = 22,2 \Omega$$

Valor inferior a los 24Ω máximos admisibles, según se justifica a continuación.

La tensión límite convencional a la que puede estar sometido el cuerpo humano es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales. En ciertas condiciones pueden especificarse valores más restrictivos, como por ejemplo 24 V para las instalaciones de alumbrado público contempladas en la ITC-BT-09, apartado 10.

Por otro lado, el ajuste de los diferenciales previstos puede encontrarse entre 30 mA y 1 A dependiendo del circuito.

Por lo tanto, considerando la combinación de valores más desfavorable tanto de tensión límite como de ajuste de los diferenciales, se obtiene una resistencia máxima de puesta a tierra para el neutro de la instalación de:

$$R_{m\acute{a}x} = \frac{24 V}{1 A} = 24 \Omega$$

6.8.3 Separación entre tierra de protección y tierra de servicio.

De acuerdo con la ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra” en su apartado 11, deberá verificarse que las masas de puesta a tierra en una instalación de utilización, así como los conductores de protección asociados a estas masas o a los relés de protección de masa, no están unidas a la toma de tierra de las masas de un centro de transformación para evitar que, durante la evacuación de un defecto a tierra en el CT, las masas de la instalación de utilización puedan quedar sometidas a tensiones de contacto peligrosas.

Puede considerarse independiente una toma de tierra respecto a otra cuando una de las tomas de tierra no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

Si no se hace este control de independencia, debe garantizarse que la distancia (D) entre la red de neutro y la red de protección sea como mínimo de:

$$D = \frac{\rho \times I_E}{2 \times \pi \times U}$$

Siendo:

- D, es la distancia entre electrodos (m).
- ρ , es la resistividad media del terreno ($\Omega \cdot m$).
- I_E , es el valor de la corriente de falta a tierra que circula por el electrodo (A).
- U, para redes TN como la de este proyecto, será inferior a dos veces la tensión de contacto máxima admisible de la instalación.

Tal y como se ha calculado anteriormente, para una intensidad de falta $I_E = 941,56 A$, el tiempo de despeje de la falta por las protecciones será de 1 segundo.

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}), a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, como se vio anteriormente se obtiene de la grafica de la figura 17, en este caso para un tiempo de 1 s resulta una $U_{ca} = 78,50 V$.

El valor de la tensión de contacto máxima admisible de la instalación (U_c) en función de la tensión de contacto aplicada admisible (U_{ca}) viene dada por la expresión:

$$U_c = U_{ca} \times \left(1 + \frac{R_{a1} + 3 \times \rho_s}{2 \times Z_B} \right)$$

Donde:

- R_{a1} , es la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000Ω . Se consideraría nula esta resistencia cuando las personas puedan estar descalzas, en instalaciones situadas en lugares tales

como jardines, piscinas, campings y áreas recreativas, en este caso en el túnel de Urdinbide, se considerarán los 2000 Ω .

- ρ_s , es la resistividad de la capa superficial del suelo. Para el hormigón valdrá 3000 Ω .
- Z_B , es la impedancia del cuerpo humano. Se considera, en general, un valor de 1000 Ω .

Sustituyendo valores:

$$U_c = 78,50 \times \left(1 + \frac{2000 + 3 \times 3000}{2 \times 1000} \right) = 510,25 \text{ V}$$

$$U = 2 \times U_c = 1020,5 \text{ V}$$

Por lo tanto la distancia (D) entre la red de neutro y la red de protección deberá ser como mínimo de:

$$D = \frac{200 \times 941,56}{2 \times \pi \times 1020,5} = 29,36 \text{ m}$$

7. Presupuesto.

Como en todo proyecto hace falta un presupuesto para su realización, en el caso de la instalación eléctrica del túnel de Urdinbide se describe a continuación.

En la tabla 30 se ve el desglose del presupuesto completo, dando un coste total del proyecto de 2.399.892,32 €.

Tabla 30: Resumen presupuesto total.

Instalación eléctrica del Túnel Urdinbide:	2.399.892,32 €
Energía eléctrica:	843.485,49 €
Alumbrado:	486.222,43 €
Cableado y canalizaciones:	967.259,87 €
Varios:	19.313,80 €
Pruebas, formación y documentación:	22.250,00 €
Gestión de residuos:	4.961,53 €
Seguridad y salud:	56.399,20 €

Este precio total, tal y como se ve en la tabla 30, es la suma total del resto de campos presupuestados, en ellos se tiene en cuenta tanto el coste de los materiales y equipos a instalar como de las horas de trabajo de la mano de obra tanto de obreros como de ingenieros en el proyecto. En la tabla se puede apreciar que las mayores partidas del presupuesto del proyecto van a parar a la energía eléctrica con 843.485,49 € y al cableado y las canalizaciones con 967.256,87€, esto tiene lógica ya que estos campos son los que abarcan principalmente el total del proyecto. A continuación, se irá analizando cada una de estas partidas por separado.

En primer lugar se encuentra la energía eléctrica, lo que ella incluye se observa en la tabla 31:

Tabla 31: Presupuesto energía eléctrica.

Energía eléctrica:	843.485,49 €
Instalaciones eléctricas MT:	120.861,06 €
Instalaciones eléctricas BT:	633.824,15 €
Ingeniería, documentación y puesta en marcha:	88.800,28 €

Y más detalladamente:

Instalaciones Eléctricas del túnel de Urdinbide

Tabla 32: Instalaciones eléctricas MT.

Instalaciones eléctricas MT:		120.861,06 €		
CTN		60.430,53 €	Uds	Precio Unitario Precio total
	Celda de línea 36 kV		2	7.222,40 € 14.444,80 €
	Celda de protección con IA 36 k V		1	14.554,41 € 14.554,41 €
	Celda de medida 36 k V		1	6.525,67 € 6.525,67 €
	Transformador de potencia 30/0,42 k V 1250 k VA		1	23.265,38 € 23.265,38 €
	Elementos de seguridad		1	1.640,27 € 1.640,27 €
CTS		60.430,53 €	Uds	Precio Unitario Precio total
	Celda de línea 36 kV		2	7.222,40 € 14.444,80 €
	Celda de protección con IA 36 k V		1	14.554,41 € 14.554,41 €
	Celda de medida 36 k V		1	6.525,67 € 6.525,67 €
	Transformador de potencia 30/0,42 k V 1250 k VA		1	23.265,38 € 23.265,38 €
	Elementos de seguridad		1	1.640,27 € 1.640,27 €

Tabla 33: Instalaciones eléctricas de BT

Instalaciones eléctricas B		633.824,15 €		
Grupos electrógenos		37.185,54 €	Uds	Precio Unitario Precio total
	Grupo electrógeno de 780 k VA		2	18.592,77 € 37.185,54 €
SAIs		128.409,22 €		
	SAI de 100 k VA		2	64.204,61 € 128.409,22 €
Bateria de condensadores:		7.761,14 €		
	Bateria condensadores automatica 150 kVA r c		2	3.880,57 € 7.761,14 €
Cuadros eléctricos		447.487,57 €		
	Armario medida		2	3.432,00 € 6.864,00 €
	CBT salida de transformador 1250 k VA		2	12.044,95 € 24.089,90 €
	CGBT Norte		1	71.107,25 € 71.107,25 €
	CGBT Sur		1	71.107,25 € 71.107,25 €
	CTN-CCM (10 Motores)		1	61.878,43 € 61.878,43 €
	CTS-CCM (7 Motores)		1	43.314,90 € 43.314,90 €
	CSE Norte		1	34.286,18 € 34.286,18 €
	CSE Sur		1	30.329,96 € 30.329,96 €
	CSA Norte		1	6.121,30 € 6.121,30 €
	CSA Sur		1	6.121,30 € 6.121,30 €
	CMA Norte		1	12.717,38 € 12.717,38 €
	CMA Sur		1	12.717,38 € 12.717,38 €
	Armario de nichos SOS		10	4.705,33 € 47.053,30 €
	Armario de galería		2	9.889,52 € 19.779,04 €
Redes de puesta a tierra		7.250,63 €		
	Red de tierra de protección enterrada CTN		1	746,32 € 746,32 €
	Red de tierra de protección enterrada CTS		1	700,09 € 700,09 €
	Red de tierra de protección aerea CTN		1	1.280,09 € 1.280,09 €
	Red de tierra de protección aerea CTS		1	1.148,53 € 1.148,53 €
	Red de tierra de servicio		4	843,90 € 3.375,60 €
Tomas de fuerza		5.730,05 €		
	Toma de enchufe trifasica 25 A		5	57,59 € 287,95 €
	Toma de enchufe monofasica 16 A		22	48,85 € 1.074,70 €
	Cofret de tomas de corriente		12	363,95 € 4.367,40 €

Tabla 34: Ingeniería, documentación y puesta en marcha.

Ingeniería, documentación y puesta en marcha:		88.800,28 €		
	Medición de tensión de paso y de contacto		2	2.500,04 € 5.000,08 €
	Ensayo de calentamiento en transformador		2	1.400,03 € 2.800,06 €
	Legalización de CT de AT		2	1.250,04 € 2.500,08 €
	Legalización de instalaciones de BT dependientes de un CT		2	1.750,03 € 3.500,06 €
	Derecho de acceso a la red de distribución		1	75.000,00 € 75.000,00 €

En segundo lugar, el alumbrado se compone de:

Tabla 35: Presupuesto del alumbrado.

Alumbrado:	486.222,43 €
Alumbrado interior del túnel:	406.516,80 €
Alumbrado exterior:	53.663,40 €
Alumbrado cuartos técnicos:	26.042,23 €

Por otro lado, en cuanto al cableado y las canalizaciones, el total de 967.259,87€ se divide en:

Tabla 36: Presupuesto del cableado y canalizaciones.

Cableado y canalizaciones:	967.259,87 €
Cableado eléctricos:	420.479,52 €
Bandejas y tubos:	423.459,19 €
Cajas de derivación:	123.321,16 €

Y ya por último, los últimos cuatro factores del presupuesto total, se resumen en la tabla 37, el apartado de varios se reserva únicamente al suelo especial que necesitan los edificios técnicos de ambos CTs.

Tabla 37: Desglose presupuesto.

Varios:	19.313,80 €	m2	Precio Unitario	Precio total
Suelo técnico para edificios:		118,12	163,51 €	19.313,80 €
Pruebas, formación y documentación:	22.250,00 €	Ud	Precio Unitario	Precio total
Pruebas de conjunto		1	5.000,00 €	5.000,00 €
Documentación fin de obra		1	5.000,00 €	5.000,00 €
Resto actividades hasta autorización puesta en servicio		1	7.500,00 €	7.500,00 €
Formación		1	4.750,00 €	4.750,00 €
Gestión de residuos:	4.961,53 €			
Seguridad y salud:	56.399,20 €			
Protecciones colectivas				36.134,02 €
Extinción de incendios				336,48 €
Protección de instalaciones eléctricas				3.000,30 €
Primeros auxilios y medición preventiva				338,90 €
Formación y reuniones				16.589,50 €

En resumen, para llevar a cabo el proyecto sobre las instalaciones eléctricas del túnel de Urdinbide, haría falta un alto presupuesto para poder cubrir todas las partidas vistas en este presupuesto, llegando al total mencionado anteriormente de 2.399.892,32 €.

8. Conclusiones.

La realización del nuevo corredor que une Amorebieta-Etxano con el municipio de Muxica, tiene una gran complejidad, siendo el elemento más completo y principal el túnel de Urdinbide, objeto de este documento. Con este proyecto se ha obtenido la solución más práctica e ideal para satisfacer eléctricamente dicha instalación, realizando a partir de la red de distribución el diseño de todos los equipos eléctricos que forman tanto la acometida, los centros de transformación así como las instalaciones de Baja Tensión, todos ellos necesarios para cumplir con dicho objetivo.

Una vez realizado todo el proyecto, una de las conclusiones que se obtiene es que en toda instalación eléctrica, independientemente de su tamaño, uso, función o voltaje, necesitan de un importante estudio y trabajo previo a su realización. Es necesario diseñar, dimensionar y calcular de la manera más efectiva posible todos los equipos necesarios para cada situación diferente de estudio y para cada carga o potencia que deba cubrir cada uno de estos equipos. Pero siempre teniendo en cuenta que lo más importante, es la seguridad de las personas en este tipo de instalaciones.

En el caso del túnel de Urdinbide, la mayor dificultad a la hora de su realización estuvo centrada en los cálculos, principalmente, en el cálculo de las secciones de todas las líneas de BT, debido a la gran cantidad de cargas en el túnel y a la diversidad de estas. Pero gracias al esfuerzo y la insistencia del alumno en su realización, se consiguió un resultado satisfactorio en todo el proyecto.

Bibliografía.

Para la redacción del proyecto “Instalaciones eléctricas del túnel de Urdinbide”, ha sido necesario el manejo de documentación proveniente de Estudios, Normas, Documentos y Reglamentos de los que cabe destacar:

- Real Decreto Foral 91/2012, de 24 de Abril, Instrucciones Técnicas de Seguridad y Explotación en Túneles de Carreteras, de la Diputación Foral de Vizcaya, Departamento de Obras Públicas y Transportes.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), Ministerio de Ciencia y Tecnología, AENOR.
- Cálculo de líneas y redes eléctricas, Septiembre de 2002, Ramón M. Mujal, CPET (Centre de Publicacions del Campus Nord).
- ITC-LAT 06, Octubre 2013, Líneas Subterráneas con Cables Aislados, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- ITC-LAT 07, Octubre 2013, Líneas Aéreas con Conductores Desnudos, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- ITC-EA 02, Mayo 2013, Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior (Niveles de Iluminación), Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Norma UNE 211435, Mayo 2011, Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica, AENOR.
- Norma UNE 21123-4, Junio 2014, Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV, AENOR.
- Norma UNE-EN 50189, Noviembre 2000, Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres de acero galvanizado, AENOR.
- Norma UNE-EN 61466-1, Diciembre 2016, Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V. Parte 1: Clases mecánicas y acoplamientos de extremos normalizados, AENOR.
- Norma UNE-EN 61466-2, Octubre 1999, Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1000 V. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas, AENOR.
- Norma UNE 20324, Febrero 2014, Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP), AENOR.
- Norma UNE-EN 50102, Diciembre 2002, Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (Código IK), AENOR.
- Norma UNE-EN 60598, Septiembre 2016, Luminarias, AENOR.
- Norma UNE 21056, Septiembre 2000, Electrodo de puesta a tierra. Picas cilíndricas acoplables de acero-cobre, AENOR.
- Norma UNE 211003, Julio 2001, Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ($U_m=1,2$ kV) a 3 kV ($U_m=3,6$ kV), AENOR.
- Norma UNE-IEC/TS 60815, Abril 2013, Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados para su utilización en condiciones de contaminación, AENOR.

- Manual Técnico de Distribución MT 2.11.33, Septiembre 2013, Diseño de puestas a tierra para centros de transformación, de tensión nominal ≤ 30 kV, Edición 0A, Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Manual Técnico de Distribución MT 2.21.54, Febrero 2014, Línea Aérea de 30 kV, Doble circuito con conductor LA/LARL 175 y apoyos metálicos de celosía, Edición 3, Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Manual Técnico de Distribución MT 2.22.05, Septiembre 2013, Diseño de Puestas a Tierra en apoyos de líneas aéreas de AT de tensión nominal 30, 45 y 66 kV sin hilo de tierra, Edición 1A, Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Norma Iberdrola NI 54.63.01, Enero 1999, Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, Edición 6, Iberdrola.
- Norma Iberdrola NI 52.10.01, Marzo 2004, Apoyos de perfiles metálicos para líneas aéreas hasta 30 kV, Edición 5, Iberdrola.
- Norma Iberdrola NI 48.08.01, Febrero 2014, Aisladores compuestos para cadenas de líneas eléctricas de alta tensión, Edición 7, Iberdrola Distribución Eléctrica.
- Norma Iberdrola NI 52.31.02, Marzo 2010, Crucetas rectas y semicrucetas para líneas aéreas de tensión nominal hasta 20 kV, Edición 3, Iberdrola.
- Norma Iberdrola NI 56.43.01, Marzo 2004, Cables unipolares con aislamiento seco de etileno propileno de alto módulo y cubierta de poliolefina (HEPRZ1) para redes de AT hasta 30 kV, Edición 2, Iberdrola.