

# Proyecto Constructivo de la Subestación Eléctrica de Tracción de Gernika

## Anejo 10. Cálculo de sistemas eléctricos de potencia

TTE-IS-24001-PWS-SBS-ANX-0010



**We Make  
Your Way Easier**

Preparado para:



Nombre: Euskal Trenbide Sarea  
Dirección: San Vicente 8, Edificio  
Albia I. Planta 14. Bilbao.  
CP: 48001

Preparado por:



Nombre: CAF Turnkey  
& Engineering  
Dirección: Laida Bidea,  
Edificio 205,Zamudio  
CP: 48170

# **Proyecto Constructivo de la Subestación Eléctrica de Tracción de Gernika**

## **Anejo 10. Cálculo de sistemas eléctricos de potencia**

**TTE-IS-24001-PWS-SBS-ANX-0010**

# Índice de Contenidos

|                                                                                                                |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Datos de partida.....</b>                                                                                | <b>5</b>  |
| 1.1. Acometida Eléctrica.....                                                                                  | 5         |
| 1.2. Transformador de Grupo.....                                                                               | 5         |
| 1.3. Transformador de Servicios Auxiliares.....                                                                | 5         |
| <b>2. Cálculos de potencias e intensidades de cortocircuito .....</b>                                          | <b>5</b>  |
| 2.1. Consideraciones iniciales.....                                                                            | 5         |
| 2.2. Selección de celdas de 30kV.....                                                                          | 5         |
| 2.3. Transformador grupo 1500Vcc.....                                                                          | 6         |
| 2.4. Transformador servicios auxiliares 400Vac.....                                                            | 6         |
| <b>3. Dimensionamiento de cable de acometida 30kV a celda de llegada</b>                                       | <b>7</b>  |
| 3.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible.....                                                    | 7         |
| 3.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible .....                                                  | 7         |
| 3.3. Cálculo por caída de tensión.....                                                                         | 8         |
| 3.4. Elección del conductor .....                                                                              | 8         |
| <b>4. Dimensionamiento de cable de 30kV a transformadores .....</b>                                            | <b>9</b>  |
| 4.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible.....                                                    | 9         |
| 4.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible .....                                                  | 9         |
| 4.3. Cálculo por caída de tensión.....                                                                         | 10        |
| 4.4. Elección del conductor .....                                                                              | 10        |
| <b>5. Dimensionamiento de cable de 1303Vcc a rectificadores.....</b>                                           | <b>10</b> |
| 5.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible.....                                                    | 10        |
| 5.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible .....                                                  | 10        |
| 5.3. Cálculo por caída de tensión.....                                                                         | 11        |
| 5.4. Elección del conductor .....                                                                              | 11        |
| <b>6. Dimensionamiento de cable de 1.650Vcc a rectificadores.....</b>                                          | <b>11</b> |
| 6.1. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible .....                                                  | 11        |
| 6.2. Cálculo por caída de tensión.....                                                                         | 12        |
| 6.3. Elección del conductor .....                                                                              | 12        |
| <b>7. Dimensionamiento de cables de 1.650Vcc de salida de pórtico interno de feeders y seccionadores .....</b> | <b>13</b> |
| 7.1. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible .....                                                  | 13        |
| 7.2. Cálculo por caída de tensión.....                                                                         | 14        |
| 7.3. Elección del conductor .....                                                                              | 14        |
| 7.4. Elección del conductor de feeder .....                                                                    | 14        |
| 7.5. Elección del conductor de retorno.....                                                                    | 14        |

|                                                                                  |           |
|----------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>8. Cables de alimentación al cuadro de servicios auxiliares .....</b>         | <b>14</b> |
| 8.1. Cálculo por intensidad permanente admisible .....                           | 15        |
| 8.2. Cálculo por caída de tensión .....                                          | 15        |
| 8.3. Elección del conductor .....                                                | 16        |
| 8.4. Cables de baja tensión .....                                                | 16        |
| <b>9. Cálculo de la red de tierras .....</b>                                     | <b>17</b> |
| 9.1. Datos de partida .....                                                      | 17        |
| 9.2. Tabla de datos y resultados .....                                           | 18        |
| 9.3. Distancia entre sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio ... | 18        |
| 9.4. Pozo de negativos .....                                                     | 19        |
| 9.5. Tierra del pararrayos .....                                                 | 19        |
| <b>10. Dimensionamiento de los filtros armónicos .....</b>                       | <b>19</b> |
| <b>11. Dimensionado de las bobinas de aislamiento .....</b>                      | <b>21</b> |

# 1. Datos de partida

## 1.1. Acometida Eléctrica

- Acometida Eléctrica – Datos de Compañía Eléctrica: Punto de conexión: CTC EUSKOTREN GERNIKA (5447):
- Tensión de suministro: 30 kV
- Intensidad de cortocircuito trifásico: 20 kA (mínima de diseño)
- Intensidad de cortocircuito monofásico ( $I'_{1f}$ ): 9 kA
- Tiempo de actuación de las protecciones:  $t = 2200/I'_{1f} \rightarrow 2200/9000 = 0,24$  s
- Extensión de red: LSAT doble circuito con cable HEPRZ1 240mm<sup>2</sup>
- Datos de la instalación:
- Potencia instalada final: 4.660 kVA

## 1.2. Transformador de Grupo

- Número: 2
- Potencia: 2.250KVA
- Relación de transformación: 30/1,303/1,303kV
- Tensión de cortocircuito: 9%

## 1.3. Transformador de Servicios Auxiliares

- Número: 1
- Potencia: 160 kVA
- Relación de transformación: 30/0,42 kV
- Tensión de cortocircuito: 6%

# 2. Cálculos de potencias e intensidades de cortocircuito

## 2.1. Consideraciones iniciales

Los cálculos se han realizado considerando una intensidad de cortocircuito en la red de 30kV igual a 20kA, según los datos facilitados por IBERDROLA.

En cuanto a la intensidad máxima de defecto a tierra e impedancia equivalente para el nivel de tensión de 30K es de 9KA en el punto de conexión por lo que el despeje de la falta para dicha intensidad debe ser:

$$t = 2200/I'_{1f} \rightarrow 2200/9000 = 0,24 \text{ s}$$

Dado que las tablas normativas se suelen considerar 0,5s, se va a considerar una intensidad de cortocircuito monofásica de:

$$[I'_{1f} \sqrt{t}](0,5 \text{ sec}) = [I'_{1f} \sqrt{t}](0,24 \text{ sec}) \rightarrow I'_{1f} \sqrt{0,5} = 9.000 \sqrt{0,24}$$

$I'_{1f} = 6,26$  kA, para un tiempo de despeje de falta de 0,5 s.

## 2.2. Selección de celdas de 30kV

Tanto las barras como los interruptores automáticos se diseñan para una intensidad trifásica de 20 kA.

- Tensión de servicio: 30 kV
- Intensidad de cortocircuito: 20 kA
- Intensidad de cortocircuito dinámica: 63 kA

## 2.3. Transformador grupo 1500Vcc

La potencia de cortocircuito trifásico se obtiene con la expresión:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{S_{CCP}} + \frac{1}{S_{CCT}}}$$

Donde:

$$S_{CCP} = 1.040 \text{ MVA (Dato Iberdrola)}$$

$$S_{CCT} = \frac{S_T}{Z_{cc}} = \frac{2250 \text{ kVA}}{0,09} = 25 \text{ MVA}$$

Por lo que:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{1040} + \frac{1}{25}} = 24,41 \text{ MVA}$$

El valor eficaz de la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico se obtiene de la expresión:

$$I_{cc} = \frac{1,1 \cdot S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

En consecuencia, la intensidad de cortocircuito trifásica en las bornas del bobinado secundario del transformador de grupo será:

$$I_{cc} = \frac{1,1 \cdot 24,41 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 1,295 \text{ kV}} = 11,90 \text{ kA}$$

## 2.4. Transformador servicios auxiliares 400Vac

Análogamente, la potencia de cortocircuito trifásico se obtiene de:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{S_{CCP}} + \frac{1}{S_{CCT}}}$$

Donde:

$$S_{CCP} = 110,3 \text{ MVA}$$

$$S_{CCT} = \frac{S_T}{Z_{cc}} = \frac{160 \text{ kVA}}{0,06} = 2,67 \text{ MVA}$$

Por lo tanto:

$$S_{CCS} = \frac{1}{\frac{1}{1040 \text{ MVA}} + \frac{1}{2,67 \text{ MVA}}} = 2,66 \text{ MVA}$$

Así pues, el valor eficaz de la corriente inicial simétrica de cortocircuito trifásico será:

$$I_{cc} = \frac{1,1 * S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n}$$

$$I_{ccs} = \frac{1,1 * 2,66 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 0,4 \text{ kV}} = 4,22 \text{ kA}$$

### 3. Dimensionamiento de cable de acometida 30kV a celda de llegada

Se trata del cable correspondiente a las dos acometidas que unen el centro de seccionamiento de Iberdrola con las celdas de llegada de 30kV de dentro de la SET.

#### 3.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 20 KA

Según UNE-211435-2:2021 tabla B3-Intensidad máxima de cortocircuito-, para una intensidad de cortocircuito de 20.000 A, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 seg es de 120 mm<sup>2</sup> en cobre y de 185 mm<sup>2</sup> en aluminio.

La sección propuesta 1 x 240 mm<sup>2</sup> Al es válida para la intensidad de cortocircuito considerada La sección propuesta de 240 mm<sup>2</sup> Al (se justifica en el siguiente apartado, por intensidad máxima admisible), en base a la tabla de la norma ya mencionada, admite una intensidad de cortocircuito de 30,5 kA durante 0,5 segundos, por lo que es válida para la intensidad de cortocircuito considerada de 20 kA durante 0,5 segundos.

Este cable tiene una pantalla de 25 mm<sup>2</sup> de Cu, que soporta una intensidad de cortocircuito de 4,49 kA, de acuerdo a UNE-211435-2:2021 tabla B5 -Intensidad máxima de cortocircuito en pantallas de alambres de cobre.

Debe tenerse en cuenta, como se ha indicado anteriormente, que los 6,26 kA de falta considerados en el Centro de Seccionamiento se repartirán entre las pantallas de los cables conectados a éste y la red de puesta a tierra de la subestación, por lo que las pantallas de 25 mm<sup>2</sup> Cu son válidas.

#### 3.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible

Los cables de acometida a la subestación multitensión serán dimensionados para la potencia de consumo más desfavorable, de acuerdo con el presente proyecto:

- Grupo transformadores de 30 kV: 2x2.250 KVA=4.500KVA
- Grupo de Transformadores Auxiliares: 160 KVA

TOTAL: 4.600 KVA

La intensidad máxima para soportar por las líneas de alimentación a la subestación será:

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{4660 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 89,68 \text{ A}$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435-2:2021 son:

- Por agrupamiento de cables desde 3,6/6kV hasta 18/30kV en tubulares soterradas:
  - Circuitos agrupados: 2
  - Distancia entre tubos: 0,82
  - Coeficiente de corrección: 0,83 ( $C_1$ )
- Por distintas profundidades de tubulares soterradas:
  - Profundidad: 1,50m
  - Coeficiente de corrección: 0,96 ( $C_2$ )
- Por variación de la temperatura del aire ambiente y del terreno. Supondremos una temperatura del aire ambiente de 40°C y del terreno, en cables soterrados de 25°C, por lo que el coeficiente será 1. ( $C_3$ )
- Por variación de la resistividad térmica del terreno. Supondremos una resistividad de 1,5 K x m/W, por lo que el coeficiente será 1( $C_4$ ).

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \cdot C_2} = \frac{89,68}{0,83 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1} = 112,55 \text{ A}$$

Dado que estamos considerando la posibilidad de una sobre carga de los transformadores de hasta un 150% durante 2 horas, consideramos también este incremento en la intensidad (se considera que aunque puedan tener sobrecarga, en base a clase de servicio VI, de un 200%, durante 1 minuto, esta es muy difícil que se solape al mismo tiempo en todos los transformadores), que pasaría a ser:

$$I_c = 112,55 \cdot 1,5 = 168,82 \text{ A}$$

La sección mínima necesaria en función de la intensidad de cortocircuito calculada en el punto anterior era de 150 mm<sup>2</sup> Cu o 240 mm<sup>2</sup> Al. La intensidad admisible en régimen permanente para esa sección y tipo de cable, según UNE-211435-2:2021, es 330 A para el cable de cobre y 345 A para el de aluminio, ambos superiores a los 168,82 A requeridos.

### 3.3. Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables a calcular, la caída de tensión a plena carga es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

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

### 3.4. Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para cada uno de los 2 circuitos de acometida desde el Centro de Seccionamiento será:

3 x (1 x 240 mm<sup>2</sup>) Al, HEPRZ1 18/30 kV

## 4. Dimensionamiento de cable de 30kV a transformadores

Se trata de los conductores que salen de las celdas de 30kV hasta los terminales de alta tensión de los transformadores de grupo como el de servicios auxiliares.

### 4.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Aluminio
- Aislamiento: Etileno propileno de alto módulo (HEPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 20 kA

Según UNE-211435-2:2021 tabla B3 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de HEPR-, para una intensidad de cortocircuito de 20 kA, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 120 mm<sup>2</sup> Cu y de 185mm<sup>2</sup> en aluminio.

Este cable tiene una pantalla de 25 mm<sup>2</sup> de Cu, que soporta una intensidad de cortocircuito de 4,49 kA, de acuerdo a UNE-211435-2:2021 tabla B5 -Intensidad máxima de cortocircuito en pantallas de alambres de cobre.

Debe tenerse en cuenta, como se ha indicado anteriormente, que los 6,26 kA de falta considerados en el Centro de Seccionamiento se repartirán entre las pantallas de los cables conectados a éste y la red de puesta a tierra de la Subestación, por lo que las pantallas de 25 mm<sup>2</sup> Cu son válidas.

### 4.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible

La intensidad máxima a soportar por cualquiera de las líneas de 30 kV de alimentación a transformadores vendrá determinada por la potencia del mayor de dichos transformadores (2.250 kVA). Así pues, la intensidad máxima en régimen permanente será:

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

$$I = \frac{2.250kVA}{\sqrt{3} \times 30kV} = 43,30A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435-2:2021 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
  - Número máximo de bandejas: 3
  - Número máximo de ternas o cables: 5
  - Coeficiente de corrección:  $C_1 = 0,79$
- Por variación de temperatura:
  - Temperatura máxima: 40°C
  - Coeficiente de corrección:  $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{43,30A}{0,79 \times 1} = 54,81A$$

Dado que estamos considerando la posibilidad de una sobrecarga de los transformadores de hasta un 200% durante 1 minuto, consideramos también este incremento en la intensidad, que pasaría a ser:

$$I_c = 54,81A \times 2 \cong 109,6A$$

Considerando que la sección mínima necesaria en función de la intensidad de cortocircuito es 120 mm<sup>2</sup> Cu, la intensidad admisible en régimen permanente para esa sección y tipo de cable, según UNE-211435-2:2021 tabla A.5.1, es 245 A, superior a lo requerido.

### 4.3. Cálculo por caída de tensión

Debido a la corta longitud de los cables, la caída de tensión es tan reducida que no condiciona su dimensionado.

### 4.4. Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para la alimentación a cada uno de los 3 transformadores desde las celdas de 30 kV será:

3 x (1 x 120 mm<sup>2</sup>) Cu, HEPRZ1 18/30 kV

## 5. Dimensionamiento de cable de 1303Vcc a rectificadores

### 5.1. Cálculo por intensidad de cortocircuito admisible

Se trata del cableado interior que une los secundarios de los transformadores con las celdas rectificadoras. El cableado transcurrirá por bandejas instaladas en suelo técnico.

Los datos de partida utilizados para el cálculo son:

- Conductor: Cobre
- Aislamiento: Etileno propileno (EPR)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 11,90 kA, calculado anteriormente.

Según UNE-211435-2:2021 tabla B2 -Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de EPR-, para la intensidad de cortocircuito calculada, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 70 mm<sup>2</sup> Cu (capaz de soportar hasta 14,4 kA).

### 5.2. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible

Se considera como régimen de permanencia máxima de cara a los cálculos eléctricos de cables un 150% de la potencia nominal del equipo.

Por lo que la intensidad máxima a soportar en régimen permanente quedará tal que:

$$I = 1,5 * \left( \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \right)$$

$$I = 1,5 * \left( \frac{1.125kVA}{\sqrt{3} * 1.303kV} \right) = 748A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435-2:2021 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
  - Número máximo de bandejas: 3
  - Número máximo de ternas o cables: 6
  - Coeficiente de corrección:  $C_1 = 0,89$
- Por variación de temperatura:
  - Temperatura máxima: 40°C
  - Coeficiente de corrección:  $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{748A}{0,89 \times 1} = 840A$$

La sección de cobre mínima de cable necesaria para la circulación de esta intensidad, según UNE-211435-2:2021, es 3x2x(1 x 150 mm<sup>2</sup>).

### 5.3. Cálculo por caída de tensión

Dado que la distancia hasta la celda rectificadora es muy corta, esta variable no afecta al dimensionamiento del conductor.

### 5.4. Elección del conductor

Por lo que atendiendo a los cálculos realizados, el conductor elegido para la salida de cada secundario hacia las celdas de grupo será:

$$3 \times (2 \times (1 \times 150 \text{ mm}^2)) \text{ Cu, DHZ1 1,8/3 kV}$$

## 6. Dimensionamiento de cable de 1.650Vcc a rectificadores

Se trata del cableado interior que une los rectificadores-seccionadores con las bobinas de alisamiento. El cual transcurrirá en bandeja metálica en el suelo técnico.

Los cables que sean para corriente continua no dispondrán de pantalla.

### 6.1. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible

El rectificador de grupo puede llegar a trabajar al 300% de su capacidad durante 1 minuto. En cualquier caso, según instalaciones previas de ETS y en base a la experiencia, se considera como régimen permanente máximo mantenible a nivel de cálculos eléctricos un 150% de la potencia nominal.

La intensidad máxima a soportar en régimen permanente será:

$$I = 1,5 * \left( \frac{P_n}{U_n} \right)$$

$$I = 1,5 * \left( \frac{2.000kW}{1,65kV} \right) = 1.818,19A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435-2:2021 y UNE-21144-3-1:20183 son:

- Por disposición de los cables en las bandejas:
  - Número máximo de bandejas: 3
  - Número máximo de ternas o cables: 3
  - Coeficiente de corrección:  $C_1 = 0,92$
- Por variación de temperatura:
  - Temperatura máxima: 40°C
  - Coeficiente de corrección:  $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 \times C_2} = \frac{1.818,19A}{0,92 \times 1} = 1.976,29A$$

La sección mínima de cable necesaria para la circulación de esta intensidad, según UNE-211435-2:2021, es 4x300mm<sup>2</sup> Cu, con una capacidad de 2.400A.

Esta sección, además, es capaz de soportar 306,6kA de corriente de falta durante 0,5segundos, por lo que también es válida desde el punto de vista de cortocircuito.

## 6.2. Cálculo por caída de tensión

Al igual que el caso anterior, la distancia debido a la corta longitud, no va a afectar a la elección del conductor.

## 6.3. Elección del conductor

De acuerdo con los cálculos realizados, el cable elegido entre cada grupo rectificador-seccionador y su correspondiente bobina de alisamiento será:

$$2 \times (8 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2)) \text{ Cu, RHZ1 1,8/3kV}$$

## 7. Dimensionamiento de cables de 1.650Vcc de salida de pórtico interno de feeders y seccionadores

La salida de feeders de la subestación a los seccionadores de punta de feeder transcurrirán de forma soterrada y aérea. Desde la salida de la subestación hasta el poste más cercano a la misma, se realizará mediante canalización nueva soterrada. Los conductores subirán por el poste y se conectarán a la catenaria existente.

Estos feeders serán de tipo aislado. Se han contemplado las habituales dos salidas de feeders y dos reservas futuras por si se desdoblara la vía.

### 7.1. Cálculo por intensidad máxima permanente admisible

Como se ha indicado en el apartado anterior, a pesar de que los rectificadores pueden trabajar al 300% de su capacidad durante 1 minuto, se va a tomar como potencia del régimen permanente de carga 1,5 veces la potencia nominal de dicho rectificador.

Se considera que un grupo estará 150% de su carga nominal y el segundo a su carga nominal.

La intensidad máxima en régimen permanente será para cada salida de feeder (suponiendo 4 salidas de feeder):

$$I = \frac{1 * 1,5 + 1}{4} * \left( \frac{S_n}{U_n} \right)$$

$$I = 0,625 * \left( \frac{2.000kW}{1,65kV} \right) = 757.57A$$

Los factores de corrección utilizados según UNE-211435-2:2021 y UNE 21133-3-1:2018 son:

- Por disposición de los cables en bandejas:
  - Número máximo de bandejas: 1
  - Número máximo de ternas o cables: 2
  - Coeficiente de corrección:  $C_1 = 0,90$
- Por variación de temperatura:
  - Temperatura máxima: 40°C
  - Coeficiente de corrección:  $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 * C_2} = \frac{757,57 A}{0,90 * 1} = 841,75A$$

Instalando 2 cables de 240mm<sup>2</sup> de cobre con aislamiento de 1,8/3kV, se cubre la necesidad de 841,75A calculados.

## 7.2. Cálculo por caída de tensión

Puesto que la longitud es muy corta, este factor no va a afectar a la elección del tipo de conductor.

## 7.3. Elección del conductor

De acuerdo con los calculo realizados, se concluye que el cable a instalar para cada salida de feeder será:

$$2 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, RHZ1 1,8/3 kV}$$

Este será el conductor que conectará cada celda de disyuntor extrarápido de corriente continua hasta la pala fija de cada uno de los seccionadores de punta de feeder interior.

## 7.4. Elección del conductor de feeder

Este conductor es el que irá conectado a la parte móvil del seccionador del pórtico de interior hasta la conexión con el sustentador de la catenaria. La salida de este feeder se realizará de forma subterránea mediante canalización nueva hasta el poste más cercano, donde se conectará con la catenaria.

Teniendo en cuenta que el cable de cobre es aislado y una temperatura máxima de 40°C, se puede admitir el mismo cálculo realizado en el apartado 7.1.

Por lo que se considera que la sección de conductor para cada uno de los feeders será:

$$2 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, RHZ1 1,8/3 kV}$$

## 7.5. Elección del conductor de retorno

De acuerdo a la norma EN 50122:2011, el retorno se debe realizar con al menos dos cables siendo cada uno de ellos suficiente para la máxima corriente de carga para que en caso de fallo de uno de los cables, no suponga ningún inconveniente.

Por otro lado, se considera la vuelta de la corriente doble que por feeder. Por tanto, para cada vía se plantea una configuración de 2 cables de cobre de 240mm<sup>2</sup> cada uno con aislamiento 0,6/1kV.

Por tanto, se enlazarán cuatro cables para el retorno, que irán desde la celda de retornos hasta las conexiones en vía pasando por el pozo de negativos:

$$4 \times (1 \times 240 \text{ mm}^2) \text{ Cu, XLPE 0,6/1 kV}$$

## 8. Cables de alimentación al cuadro de servicios auxiliares

Los datos de partida son:

- Conductor: Cobre
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Tiempo de duración de falta: 0,5 segundos
- Intensidad de cortocircuito trifásica: 4,22 kA

Según UNE-211435-2:2021 tabla B2-Intensidad máxima de cortocircuito en aislamientos de XLPE-, para la intensidad de cortocircuito calculada, la sección mínima del cable para un tiempo de despeje de 0,5 s es de 25 mm<sup>2</sup> Cu (que soporta 5,2 kA).

## 8.1. Cálculo por intensidad permanente admisible

La intensidad máxima en régimen permanente, dada la capacidad y la carga a la que se va a someter el transformador de servicios auxiliares, se considera la propia nominal del equipo por lo que la intensidad en la línea de alimentación al cuadro de servicios auxiliares será:

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

$$I = \frac{160kVA}{\sqrt{3} * 0,4kV} = 231A$$

Los factores de corrección utilizados según el RBT ITC-07, UNE-211435-2:2021 y UNE 21133-3-1:2018 son:

- Por disposición de los cables en bandejas:
  - Número máximo de bandejas: 3
  - Número máximo de ternas o cables: 2
  - Coeficiente de corrección:  $C_1 = 0,65$
- Por variación de temperatura:
  - Temperatura máxima: 40°C
  - Coeficiente de corrección:  $C_2 = 1$

En base a estos coeficientes, la intensidad corregida será:

$$I_c = \frac{I}{C_1 * C_2} = \frac{231 A}{0,65 * 1} = 355,38A$$

Teniendo en cuenta la intensidad final de 355,38A, de acuerdo a la ITC-BT-07 tabla 12, el cable idóneo es 1x150mm<sup>2</sup> que tiene una capacidad de 385A. Para el conductor neutro, en base a la tabla 1 de la ya citada ITC-BT-07, asumiendo que el sistema tiene unas cargas relativamente equilibradas, el conductor de neutro como mínimo será de 70mm<sup>2</sup>

## 8.2. Cálculo por caída de tensión

Los datos de partida considerados son:

- Temperatura ambiente: 40°C
- Longitud 30m
- Intensidad 356 A
- Coseno de  $\varphi$ : 0,8
- Línea:
  - Composición: 3x(1x150mm<sup>2</sup>)+(1x70mm<sup>2</sup>)
  - Tipo: LXPE
  - Tensión: 0,6/1kV
- Temperatura máxima del conductor: 90°C
- Límite caída de tensión: 1,5%

De acuerdo con la siguiente tabla extraída del catálogo de un fabricante de cables de primera marca, la caída de tensión con las consideraciones marcadas en los puntos anteriores, da lugar a una caída de tensión de 0,31V amperio y kilómetro para una sección de 150mm<sup>2</sup>

| Número de conductores x sección<br>(mm <sup>2</sup> ) | Diámetro nominal exterior<br>(mm) (1) | Peso nominal<br>(kg/km) (1) | Radio mínimo de curvatura<br>(mm) | Resistencia del conductor a 20 °C<br>(Ω/km) | Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C)<br>(2) A | Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C)<br>(3) A | Intensidad admisible enterrado<br>(4) A | Caída de tensión<br>V/(A·km) |                  |
|-------------------------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------|------------------|
|                                                       |                                       |                             |                                   |                                             |                                                         |                                                                           |                                         | cos $\Phi$ = 1               | cos $\Phi$ = 0,8 |
| 1x1,5 *                                               | 6,6                                   | 61                          | 27                                | 13,3                                        | 21                                                      | 18                                                                        | 21                                      | 26,5                         | 21,36            |
| 1x2,5 *                                               | 7,0                                   | 74                          | 29                                | 7,98                                        | 30                                                      | 25                                                                        | 27                                      | 15,92                        | 12,88            |
| 1x4 *                                                 | 8,0                                   | 99                          | 32                                | 4,95                                        | 40                                                      | 35                                                                        | 35                                      | 9,96                         | 8,1              |
| 1x6 *                                                 | 8,5                                   | 125                         | 34                                | 3,3                                         | 52                                                      | 44                                                                        | 44                                      | 6,74                         | 5,51             |
| 1x10 *                                                | 9,5                                   | 170                         | 38                                | 1,91                                        | 72                                                      | 60                                                                        | 58                                      | 4                            | 3,31             |
| 1x16 *                                                | 10,1                                  | 220                         | 41                                | 1,21                                        | 97                                                      | 80                                                                        | 75                                      | 2,51                         | 2,12             |
| 1x25 *                                                | 11,7                                  | 315                         | 47                                | 0,78                                        | 123                                                     | 106                                                                       | 96                                      | 1,59                         | 1,37             |
| 1x35 *                                                | 12,8                                  | 410                         | 52                                | 0,55                                        | 154                                                     | 131                                                                       | 117                                     | 1,15                         | 1,01             |
| 1x50 *                                                | 14,3                                  | 550                         | 58                                | 0,38                                        | 195                                                     | 159                                                                       | 138                                     | 0,85                         | 0,77             |
| 1x70 *                                                | 16,4                                  | 750                         | 66                                | 0,27                                        | 244                                                     | 202                                                                       | 170                                     | 0,59                         | 0,56             |
| 1x95 *                                                | 17,8                                  | 945                         | 72                                | 0,20                                        | 298                                                     | 245                                                                       | 202                                     | 0,42                         | 0,43             |
| 1x120 *                                               | 19,8                                  | 1190                        | 80                                | 0,16                                        | 349                                                     | 284                                                                       | 230                                     | 0,34                         | 0,36             |
| 1x150 *                                               | 21,8                                  | 1470                        | 88                                | 0,12                                        | 404                                                     | 311                                                                       | 260                                     | 0,27                         | 0,31             |

Por lo tanto, para una intensidad nominal de 356A y una longitud de circuito desde el secundario del transformador de servicios auxiliares hasta la protección general situada en el cuadro general de baja tensión sería de:

0,030 Km x 356A x 0,31V/(A.Km)=3,310V lo que en 400V representa un 0,82% a plena carga y puesto que el límite son 1,5% el cable cumple.

### 8.3. Elección del conductor

En consecuencia, con los cálculos realizados, el cable elegido para la acometida al cuadro general de baja tensión desde el transformador de servicios auxiliares, será:

$$3 (1 \times 150 \text{ mm}^2) + (1 \times 70 \text{ mm}^2) \text{ Cu XLPE } 0,6/1 \text{ kV}$$

### 8.4. Cables de baja tensión

En el Anejo N°12, cálculo de instalaciones auxiliares, se incluyen los cálculos de baja tensión, llevados a cabo con el software Caneco BT.

## 9. Cálculo de la red de tierras

### 9.1. Datos de partida

Se considera la siguiente normativa:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión. En particular, la Instrucción Técnica Complementaria ITC-RAT-13 “Instalaciones de puesta a tierra”.
- Norma IEEE 80-2000 “Guide for Safety in AC Substation Grounding”.

Y los siguientes datos:

- Tensión:  $V = 30.000 \text{ V}$
- Intensidad de falta trifásica:  $I3F = 20 \text{ kA}$
- Intensidad de falta monofásica a tierra:  $I1F = 9 \text{ kA}$  (Nota 1)
- Tiempo de duración de la falta:  $t = 0,5 \text{ s}$
- Resistividad media del terreno:  $\rho = 45,8 \Omega \times \text{m}$  (Nota 2)
- Resistividad superficial con capa de hormigón:  $\rho_s = 2.500 \Omega \times \text{m}$
- Dimensiones de la red de tierras:  $30 \times 15 \text{ m}$  (cobre desnudo de  $120 \text{ mm}^2$ )
- Superficie cubierta por la malla:  $450 \text{ m}^2$
- Paso medio de la cuadrícula:  $2 \text{ m} \times 2 \text{ m}$
- Cantidad y longitud de picas: 46 de  $8 \text{ m}$  de longitud (cobre,  $1,4 \text{ cm}$  diámetro).
- Longitud aproximada de la malla (considerando las picas):  $L = 2 \text{ m}$
- Profundidad de enterramiento de la malla:  $0,8 \text{ m}$

(Nota 1)  $9 \text{ kA}$  es la intensidad máxima de falta monofásica y una fracción de esa corriente derivará hacia la red de tierras de la Subestación. No obstante, se realizará un cálculo de la red de tierras de la Subestación conservador, considerando que toda la intensidad de defecto deriva hacia tierra.

(Nota 2) Para el cálculo se ha considerado los datos reflejados en el estudio geotécnico. No obstante, antes del comienzo de la ejecución de la red de tierras, se debe de chequear esta medida.

## 9.2. Tabla de datos y resultados

|                                  |      |       |
|----------------------------------|------|-------|
| <b>VALORES DE PARTIDA</b>        |      |       |
| Intensidad de defecto a tierra   | 9000 | A     |
| Resistividad terreno             | 45,8 | Ohm.m |
| Resistividad superficial terreno | 2500 | Ohm.m |
| Espesor capa superficial         | 0,06 | m     |

|                                 |             |  |
|---------------------------------|-------------|--|
| <b>DIMENSIONES MALLA</b>        |             |  |
| nt de cables "x"                | 15          |  |
| Longitud cables "x"             | 30          |  |
| nt de cables "y"                | 8           |  |
| Longitud cables "y"             | 15          |  |
| Distancia entre conductores "x" | 1,071428571 |  |
| Distancia entre conductores "y" | 4,29        |  |
| nt de plicas                    | 46          |  |
| Long. plicas                    | 8           |  |
| Long. Total cable               | 570         |  |
| Area Malla                      | 450         |  |
| Profundidad malla               | 0,8         |  |
| Perimetro malla                 | 90          |  |

|                                 |     |       |
|---------------------------------|-----|-------|
| Intensidad defecto a tierra     | Id= | 9000  |
| Sección mínima conductor tierra | S=  | 56,25 |
| Sección estándar escogida       | St= | 120   |

|                                            |     |            |
|--------------------------------------------|-----|------------|
| <b>Cálculo de la Resistencia de tierra</b> |     |            |
| Resistividad terreno                       | ps= | 45,8 Ohm.m |
| Longitud cable                             | L=  | 570 mts    |
| Profundidad                                | hs= | 0,8 mts    |
| Area malla                                 | A=  | 450 m2     |
| Resistencia                                | R=  | 0,10 ohm   |

|                                              |       |            |
|----------------------------------------------|-------|------------|
| <b>Tensiones admisibles según MIE-RAT 13</b> |       |            |
| <b>Tensión de paso máxima</b>                |       |            |
| Resistividad superficial terreno             | ps=   | 2500 Ohm.m |
| k                                            | ks=   | 72         |
| tiempo falta                                 | ts=   | 0,5 seg.   |
| n                                            | ns=   | 1          |
| Tensión de paso máxima                       | Vpms= | 23040 V    |
| <b>Tensión de cto. Máxima</b>                |       |            |
| Resistividad superficial terreno             | ps=   | 2500 Ohm.m |
| k                                            | ks=   | 72         |
| tiempo falta                                 | ts=   | 0,5 seg.   |
| n                                            | ns=   | 1          |
| Tensión de cto máxima                        | Vcms= | 684,00 V   |

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Resultados tipo: No cumple, Verde: Cumple</b> |           |
| Sección mínima conductor                         | 56,25 mm2 |
| Sección estándar escogida                        | 120 mm2   |
| Resistencia                                      | 0,10 ohm  |
| Tensión de cto. Máxima RAT13                     | 684 V     |
| Tensión de cto. Máxima IEEE 80                   | 520 V     |
| Tensión de cto. Calculada                        | 483 V     |
| Tensión de pso. Máxima RAT13                     | 23040 V   |
| Tensión de pso. Máxima IEEE 80                   | 1589 V    |
| Tensión de pso. Calculada                        | 587 V     |

|                               |                                 |
|-------------------------------|---------------------------------|
| <b>Tabla 2</b>                |                                 |
| <b>Naturaleza del terreno</b> | <b>Resistividad en ohmios.m</b> |
| Terrenos pantanosos           | de algunas unidades a 30        |
| Limo                          | 20 a 100                        |
| Humus                         | 10 a 150                        |
| Turba húmeda                  | 5 a 100                         |
| Arcilla plástica              | 50                              |
| Margas y arcillas compactas   | 100 a 200                       |
| Margas del jurásico           | 30 a 40                         |
| Areña arcillosa               | 50 a 500                        |

|                                           |                                 |
|-------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>Naturaleza del terreno</b>             | <b>Resistividad en ohmios.m</b> |
| Areña silíceas                            | 200 a 3000                      |
| Suelo pedregoso cubierto de césped        | 300 a 500                       |
| Suelo pedregoso desnudo                   | 1500 a 3000                     |
| Calizas blandas                           | 100 a 300                       |
| Calizas compactas                         | 1000 a 3000                     |
| Calizas agrietadas                        | 500 a 1000                      |
| Pizomas                                   | 50 a 300                        |
| Rocas de mica y cuarzo                    | 800                             |
| Granitos y gres procedentes de alteración | 1500 a 10000                    |
| Granitos y gres muy alterados             | 100 a 600                       |
| Hormigón                                  | 2000 a 3000                     |
| Resultado a grava                         | 3000 a 5000                     |

$$R_1 = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] = 0,36 \text{ ohm}$$

$$E_p = \left( \frac{10 \times K}{t^n} \right) \times \left( 1 + \frac{6 \times \rho_s}{1000} \right)$$

$$K = 72 \text{ y } n = 1 \text{ para } t < 0,9 \text{ s}$$

$$K = 78,5 \text{ y } n = 0,18 \text{ para } 0,9 \text{ s} < t < 3 \text{ s}$$

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

$$K = 72 \text{ y } n = 1 \text{ para } t < 0,9 \text{ s}$$

$$K = 78,5 \text{ y } n = 0,18 \text{ para } 0,9 \text{ s} < t < 3 \text{ s}$$

|                                           |       |            |
|-------------------------------------------|-------|------------|
| <b>Tensiones admisibles según IEEE 80</b> |       |            |
| <b>Tensión de paso máxima</b>             |       |            |
| Resistividad superficial terreno          | ps=   | 2500 Ohm.m |
| k                                         | ks=   | 0,116      |
| tiempo falta                              | ts=   | 0,5 seg.   |
| Capa superficial                          | hs=   | 0,06       |
| Factor de resucción                       | Cs=   | 0,57928    |
| Tensión de paso máxima                    | Vpms= | 1589,50 V  |
| <b>Tensión de cto. Máxima</b>             |       |            |
| Resistividad superficial terreno          | ps=   | 2500 Ohm.m |
| k                                         | ks=   | 0,116      |
| tiempo falta                              | ts=   | 0,5 seg.   |
| Capa superficial                          | hs=   | 0,06       |
| Factor de resucción                       | Cs=   | 0,57928    |
| Tensión de cto máxima                     | Vcms= | 520,41 V   |

## 9.3. Distancia entre sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio (neutro) no alcance tensiones elevadas que puedan afectar a las instalaciones de los usuarios, en el momento en que se esté disipando un defecto por el sistema de protección de tierra (malla de tierra), debe establecerse una separación mínima entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, que será función de la resistividad del terreno ( $\rho = \Omega \times m$ ) y de la intensidad de defecto ( $I_g$  o  $I_d$ ).

De acuerdo con la ITC-BT 18 "Instalaciones de puesta a tierra" en su apartado 11, deberá verificarse que las masas puestas 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 centro de transformación, 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:

$$D = \frac{\rho \times I_E}{2 \times \pi \times U}$$

Siendo:

- D es la distancia entre electrodos, en metros
- $\rho$  es la resistividad media del terreno, en ohmios.metro
- IE es el valor de la corriente de falta a tierra que circula por el electrodo, en amperios
- U, 1200 V para sistemas de distribución TT, siempre que el tiempo de eliminación del defecto en la instalación de alta tensión sea menor o igual a 5 segundos.

$$D = \frac{45,80 \times 9000}{2 \times \pi \times 1200} = 54,67 \text{ m}$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7, como mínimo, contra daños metálicos.

## 9.4. Pozo de negativos

Se trata de un sistema de electrificación con régimen de carril a tierra, por tanto, existirá un conexionado fijo y permanente de los carriles de vía, así como la barra de negativo de los rectificadores a un pozo de negativos.

El pozo de negativos se localizará frente a la subestación y próximo a la vía.

La tierra de este pozo interesa que se realice con un electrodo robusto, ya que, en caso de conexión con el mismo, las intensidades que existirían, pueden alcanzar valores tales que degradaría dicho electrodo con rapidez. Es por esto que se recomiendan dos electrodos formados por carriles de vía de acero tipo UIC-54 o similar que, para esta misión, podrían ser de segundo uso. Se describe en planos la forma y configuración de este pozo de negativos.

## 9.5. Tierra del pararrayos

El pararrayos definido, tendrá su propia puesta a tierra, formada por 3 picas iguales a las definidas en la tierra de protección general unidas mediante grapas a cable de cobre desnudo de cobre de 50 mm<sup>2</sup>.

Una de las tres picas será registrable con el objeto de poder realizar mediciones periódicas de la misma.

## 10. Dimensionamiento de los filtros armónicos

La tensión de corriente continua generada por un rectificador dodecafásico contiene armónicos de orden 12q (q = 1, 2,3, ...n). Para eliminarlos, se utilizarán filtros constituidos por condensadores y bobinas con núcleos de aire resonantes a las frecuencias de 600 y 1.200 Hz. Para otras frecuencias de orden 12q mayores de 1.200 Hz no se instalarán filtros debido a su reducida magnitud:

/ Filtros de 600 Hz

$$L_{600} \cdot W_{600} = \frac{1}{C_{600} \cdot W_{600}}$$

Si consideramos  $C_{600}=40\mu\text{F}$ , resultará:

$$W_{600} = 2 \cdot \pi \cdot 600 = 3.770 \text{ rad/seg}$$

$$L_{600} = \frac{1}{C_{600} \cdot W_{600}^2} = \frac{1}{40 \cdot 10^{-6} \cdot 3.770^2} = 1.76 \text{ mH}$$

/ Filtros de 1.200 Hz

$$L_{1200} \cdot W_{1200} = \frac{1}{C_{1200} \cdot W_{1200}}$$

Si consideramos  $C_{600} = 20 \mu F$ , resultará:

$$W_{600} = 2 \cdot \pi \cdot 1.200 = 7.540 \text{ rad/seg}$$

$$L_{1200} = \frac{1}{C_{1200} \cdot W_{1200}^2} = \frac{1}{20 \cdot 10^{-6} \cdot 7.540^2} = 0,88 \text{ mH}$$

Para el fusible de protección, se considerará la intensidad cresta:

$$I_{c600} = \frac{V_{cc}}{2 \cdot \sqrt{\frac{L_{600}}{W_{600}}}} = \frac{1.650}{2 \cdot \sqrt{\frac{1,76 \cdot 10^{-3}}{40 \cdot 10^{-6}}}} = 125 \text{ A}$$

$$I_{c1200} = \frac{V_{cc}}{2 \cdot \sqrt{\frac{L_{1200}}{W_{1200}}}} = \frac{1.650}{2 \cdot \sqrt{\frac{0,88 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 10^{-6}}}} = 125 \text{ A}$$

$$I_{cTotal} = 125 + 125 = 250 \text{ A}$$

/ Resistencia de descarga

Los condensadores de potencia almacenan cargas eléctricas que, tras su desconexión, pueden resultar peligrosas para las personas durante operaciones de inspección o mantenimiento.

Para reducir estas tensiones a valores seguros, se deben emplear resistencias de descarga. La norma CEI 831 establece que la tensión en bornes de un condensador no debe exceder de 75 V transcurridos 3 minutos desde su desconexión.

Pese a todo, y desde un punto de vista conservador, se va a considerar que se da una descarga total de los condensadores en menos de 10 segundos.

Se va a considerar el siguiente criterio:

- / Que la tensión residual en el condensador no supere el 4% de la nominal, con lo cual esta tensión se quedará por debajo de los 75 V definidos.
- / Que el periodo de descarga hasta esta tensión sea inferior a 10 segundos.
- / Cálculo de resistencias de descarga

La descarga de un condensador viene dada por una ley de tipo exponencial. El cálculo del valor de la resistencia se efectúa mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{t}{C * \ln\left(\frac{U_N}{U_R \sqrt{2}}\right)} = \frac{8}{60 * 4,95} = 0,027 \text{ Mohm} = 27 \text{ kohm}$$

Donde:

- t = tiempo de descarga desde UN hasta UR en segundos (se suponen 8 segundos)
- R = valor de la resistencia de descarga (MΩ)
- C = capacidad por fase (μF). Se puede suponer sin cometer gran error que las capacidades de 20 y 40 μF está en paralelo, por lo que en su conjunto la capacidad total sería la resultante de su suma, es decir 60 μF.
- UN = tensión nominal del condensador (V)
- UR = tensión residual permisible (se supone un 1% de la UN)

## 11. Dimensionado de las bobinas de aislamiento

Se trata de definir cada una de las dos bobinas de aislamiento a instalar (una por cada grupo, aunque se considerará también espacio de reserva para una tercera bobina, correspondiente al tercer grupo de reserva).

Para su definición se considera que la rectificación parte de un puente doble de diodos.

En un rectificador de doble puente de diodos (de doce pulsos) atacan dos circuitos trifásicos decalados 30°. La tensión rectificadora en continua tiene un valor 1,398 veces la tensión compuesta de alterna de entrada al citado rectificador no controlado.

Por tanto, con una tensión compuesta de alterna de entrada de 1303 V, se obtendrá una tensión en vacío a la salida del rectificador de 1820 V aproximadamente, siendo este valor admisible para la línea, dentro de lo marcado como tolerancias de tensión para una alimentación de línea aérea de contacto nominal de 1500 V. Además, se ha de considerar que es posible cierta regulación a través de los puntos de regulación del primario de los transformadores de grupo.

El valor mínimo de la inducción de la bobina viene representado por la siguiente expresión:

$$L = 0,013 \times U / (w \times Id), \text{ siendo:}$$

- L, la inducción de la bobina en Henrios
- U, la tensión compuesta de alimentación al rectificador (en alterna y en voltios)
- W = 2 x pi x 50
- Id, es la intensidad a considerar a partir de la cual, la continuidad de la corriente, sea prácticamente constante y sin rizado.

Por tanto, y para una intensidad de 100 A (aproximadamente podría ser el consumo de auxiliares de dos trenes) a partir de la cual se considere un rizado prácticamente nulo de la tensión – intensidad, se obtiene una inducción de 0,6 mH aproximadamente.

La intensidad nominal para la que habrá de estar preparada esta bobina se corresponde con el régimen de sobrecargas ya comentado, es decir, de un 150% de la nominal durante 2 horas y un 300% de la nominal durante un minuto. La intensidad nominal es de 2000 A.