



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

ANEXO I - CÁLCULO DE INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN



ÍNDICE

1. ACOMETIDA 25 KV EN LA SUBESTACIÓN DE MALLABIA.....	3
1.1. POTENCIA A CONTRATAR Y POTENCIA MÁXIMA	3
1.2. TENSIÓN NOMINAL DEL CABLE.....	3
1.3. DIMENSIONAMIENTO DE LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN	3
1.3.1. <i>Máxima corriente de cortocircuito en la instalación</i>	<i>4</i>
1.3.2. <i>Corriente máxima admisible en el conductor</i>	<i>4</i>
1.3.3. <i>Máxima caída de tensión en la conexión de servicio en la subestación.....</i>	<i>5</i>
1.3.4. <i>Dimensionamiento del apantallado de los cables de la conexión de servicio.....</i>	<i>5</i>
2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES ENTRE CELDAS DE 25 KV Y PRIMARIOS DE TRANSFORMADORES	6
2.1. MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA INSTALACIÓN	6
2.2. MÁXIMA CORRIENTE ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR.....	6
3. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES ENTRE SECUNDARIO DE TRANSFORMADOR DE TRACCIÓN Y SU PROPIO RECTIFICADOR.....	7
3.1. MÁXIMA CORRIENTE ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR.....	7
3.2. MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA INSTALACIÓN	7
4. CÁLCULO DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE DE LOS CABLES DE SALIDA DEL EXTRARRÁPIDO (FEEDER)	9
4.1. MÁXIMA CORRIENTE ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR.....	9
4.2. MÁXIMA CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO EN LA INSTALACIÓN	9
5. DIMENSIONAMIENTO DE LA RED DE PUESTA A TIERRA.....	10
5.1. CONSIDERACIONES PREVIAS	10
5.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN	11
5.3. DIMENSIONAMIENTO DEL ELECTRODO	11
5.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE DIFUSIÓN.....	13
5.5. CÁLCULO DE LAS TENSIONES RESULTANTES	13
5.5.1. <i>Elevación de tensión de la red de tierras</i>	<i>13</i>
5.5.2. <i>Tensión de contacto resultante</i>	<i>14</i>
5.5.3. <i>Tensión de paso resultante</i>	<i>14</i>
5.6. MEDIDAS EMPÍRICAS EN FASE DE OBRA	15
5.7. DIMENSIONADO DEL CABLE DE PUESTA A TIERRA GENERAL AÉREO	15
5.8. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLE DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DE TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES..	16
5.9. DIMENSIONADO CABLE PARA LA RED DE TIERRAS DEL CARRIL DE RETORNO (TRACCIÓN)	17



6.	APENDICE I: CÁLCULO DE LA CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO EN LA RED DE CORRIENTE CONTINUA DEL SISTEMA DE TRACCIÓN.....	18
6.1.	GENERALIDADES.....	18
6.2.	CONSIDERACIONES PREVIAS	18
6.3.	MODELO EQUIVALENTE	18
6.4.	DETERMINACIÓN DE LAS IMPEDANCIAS DEL CIRCUITO EQUIVALENTE.....	20
6.4.1.	<i>Impedancias lado de corriente alterna.....</i>	<i>20</i>
6.4.2.	<i>Impedancias lado de corriente continua.....</i>	<i>21</i>
6.5.	DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS QUE DEFINEN EL CORTOCIRCUITO EN CORRIENTE CONTINUA.....	22
6.5.1.	<i>Valor de la corriente de cortocircuito semi-estacionaria I_{KD}.....</i>	<i>22</i>
6.5.2.	<i>Valor de la intensidad pico de cortocircuito i_{pD}</i>	<i>23</i>
6.5.3.	<i>Tiempo en alcanzar el valor pico t_{pD}.....</i>	<i>23</i>
6.5.4.	<i>Valor de la constante de tiempo de crecimiento τ_{1D}.....</i>	<i>24</i>
6.5.5.	<i>Valor de la constante de tiempo de decaimiento τ_{2D}.....</i>	<i>24</i>
6.5.6.	<i>Curva de evolución del cortocircuito.....</i>	<i>25</i>



1. ACOMETIDA 25 KV EN LA SUBESTACIÓN DE MALLABIA

1.1. Potencia a contratar y potencia máxima

La potencia eléctrica instalada en la subestación corresponde a la potencia instalada en por los transformadores de potencia, y son:

- Transformadores Tracción 2.250 kVA: $2 \times 2.250 \text{ kVA} = 4.500 \text{ kVA}$
- Transformador de servicios auxiliares 100 kVA: $2 \times 100 \text{ kVA} = 200 \text{ kVA}$

La potencia total instalada en los transformadores resulta ser de 4.700 kVA.

Se debe tener en cuenta que los grupos transformadores-rectificadores pueden soportar 1,5 veces la carga nominal durante 2 horas, y tres veces la corriente nominal durante un minuto.

En lo que se refiere a la potencia máxima puntual pedida para la subestación de tracción, se considerará que en situaciones degradadas, el régimen de trabajo más crítico de la subestación implicará tener dos transformadores trabajando al 100% de su capacidad.

1.2. Tensión nominal del cable

La tensión de servicio de la nueva instalación es de 25 kV, en consecuencia el aislamiento del cable será de 18/30 kV, por razones de seguridad y fiabilidad del suministro. El aislamiento del cable será de etileno- propileno (denominación comercial EPR), por su mejor adaptación a trazados sinuosos. El cable tendrá apantallamiento de cobre.

Hay que tener en cuenta que la línea de llegada a la subestación será aérea y que solamente estará enterrada a partir de la torre de conversión aérea – enterrada.

1.3. Dimensionamiento de la línea de alimentación

El cálculo de la línea se realizará mediante los criterios de cortocircuito, máxima caída de tensión y máxima corriente admisible en el conductor, teniendo en cuenta el tipo de cable, formado por un conductor de aluminio, aislamiento de etileno-propileno y pantalla de cobre. Se elegirá la sección de cable que pueda soportar ambos criterios.



1.3.1. Máxima corriente de cortocircuito en la instalación

Se considera el suministro de media tensión a partir de la red de la compañía suministradora, con los siguientes datos de partida:

- Tensión de suministro: $U = 25 \text{ kV}$
- Potencia de cortocircuito: $S_{cc} = 910 \text{ MVA}$
- Tiempo máximo de desconexión en el caso de cortocircuito: $0,5 \text{ s}$

Partiendo de los datos anteriores, se obtiene como intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{910 \text{ MVA}}{25 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 21,015 \text{ kA}$$

Para verificar si la sección escogida puede soportar esta corriente de cortocircuito, se efectúa la siguiente comprobación, suponiendo que la temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C y la temperatura máxima admisible en cortocircuito es de 250°C :

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$
$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{21015,55 \cdot \sqrt{0,5}}{93} = 159,79 \text{ mm}^2$$

Se elige la sección normalizada inmediatamente superior de 185 mm^2

1.3.2. Corriente máxima admisible en el conductor

En previsión de que los transformadores pueden trabajar con un coeficiente de simultaneidad mayor al previsto anteriormente se tiene en cuenta una potencia máxima de 4.000 kW :

$$I = \frac{P_n}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi} = \frac{4000 \text{ kW}}{25 \text{ kV} \cdot \sqrt{3} \cdot 0,9} = 102,64 \text{ A}$$

Si consideramos que los transformadores pueden soportar 1,5 veces la carga nominal durante 2 horas, y que la mitad de los transformadores pueden estar en esta condición, mientras que el resto están al 100 % de su capacidad, obtenemos:



$$I = \frac{S_n}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{(1,5 \cdot 2250 + 2250) + 2 \cdot 100kVA}{25kV \cdot \sqrt{3}} = 134,52A$$

La sección de 150 mm² Al puede soportar esta intensidad. La disposición del cableado para cada acometida de la línea será de 3x1x150 mm² Al.

1.3.3. Máxima caída de tensión en la conexión de servicio en la subestación

La caída de tensión prevista, para una longitud aproximada de 8.000 m desde la subestación de compañía más cercana considerando tanto el trazado aéreo como el enterrado, sería:

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

$$V = \sqrt{3} \cdot 8(km) \cdot 134,52 \cdot (0,195 \cdot 0,8 + 0,125 \cdot 0,6) = 429,4 V$$

En el peor de los casos será inferior al 1,72 % (429,4 V de caída de tensión), siendo perfectamente admisible.

1.3.4. Dimensionamiento del apantallado de los cables de la conexión de servicio

Suponiendo que la red de distribución de la compañía suministradora dispone de una impedancia de puesta a tierra de valor 25 Ω, la corriente máxima de defecto a tierra previsto en la instalación será de:

$$I_d = \frac{U/\sqrt{3}}{\sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} = \frac{25000/\sqrt{3}}{\sqrt{(0)^2 + 25^2}} = 577,35A$$

El apantallado de los cables de 18/30 kV tendrán como mínimo una sección de 16 mm² formado por una corona de cintas de cobre, con una capacidad térmica de 2 kA (en medio segundo), estando sobradamente dimensionada:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

$$I_{cc} \geq \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{142(Cu) \cdot 16mm^2}{\sqrt{0,5}} = 3213,09 A$$



2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES ENTRE CELDAS DE 25 KV Y PRIMARIOS DE TRANSFORMADORES

El dimensionamiento de estos cables de alimentación a los transformadores, se hará a partir de la máxima corriente de cortocircuito prevista en la instalación, y después se comprobará, en el caso de los transformadores de tracción, que pueden soportar la corriente máxima admisible en el conductor. Hace falta tener en cuenta que el tipo de cable tendrá, tres conductores de cobre agrupados, aislamiento de etileno-propileno y con pantalla de cobre.

2.1. Máxima corriente de cortocircuito en la instalación

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$
$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{21015,55 \cdot \sqrt{0.5}}{142} = 104,65 \text{ mm}^2$$

La sección mínima conductora de los cables será de 3x 1 x 120 mm².

2.2. Máxima corriente admisible en el conductor

En el caso de los transformadores de tracción, hace falta tener en cuenta que pueden llegar a funcionar, durante 2 horas, a 1,5 veces su potencia nominal, y durante 1 minuto, a 3 veces su potencia nominal, con lo que:

$$I = \frac{S_n}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{3 \cdot 2250 \text{ kVA}}{25 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 155,9 \text{ A}$$

Esta intensidad es perfectamente admisible para tres cables unipolar de sección 95 mm² Cu, aislamiento etileno-propileno ($\approx 300 \text{ A}$).

La sección de la pantalla (16 mm²), también será suficiente para absorber un eventual defecto a tierra en el cable, tal como queda demostrado en el apartado 1.3.4 anterior.



3. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES ENTRE SECUNDARIO DE TRANSFORMADOR DE TRACCIÓN Y SU PROPIO RECTIFICADOR

3.1. Máxima corriente admisible en el conductor

Las principales características de los transformadores de tracción se resumen a continuación:

- Potencia nominal de los dos secundarios: 2x1.125 kVA
- Tensión nominal primaria: 25 kV \pm 3x2,5 %
- Tensión nominal primer secundario: 1,303 kV
- Tensión nominal segundo secundario: 1,303 kV
- Tipo de carga: 100 % régimen permanente
150 % durante 2 horas
300 % durante 1 minuto
- Intensidad nominal primario: 44 A
- Intensidad nominal primer secundario: 500 A
- Intensidad nominal segundo secundario: 500 A
- Tensión de cortocircuito: 10 %

Si consideramos la característica de carga de 1,5 veces la corriente nominal durante 2 horas, se tiene:

$$I = 1,5 \times 500 = 750 \text{ A}$$

Cogiendo como valor de dimensionamiento éste último, la sección del cable de cobre, sería de 3x2x1x300 mm², configuración que tendría una capacidad de transporte de unos 1.054 A, considerando un coeficiente reductor por agrupamiento de cables de 0,85.

3.2. Máxima corriente de cortocircuito en la instalación

La intensidad secundaria de cortocircuito, suponiendo una tensión de cortocircuito del transformador del 10 %, será:

$$I_{cc2} = \left(\frac{S_n}{S_{cc}} + \varepsilon_{cc} \right) \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} = 104,30 \text{ kA}$$



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

El cable propuesto soportará un cortocircuito a nivel de 1.303 V (secundario transformador de tracción, considerando un tiempo de actuación de las protecciones de 0,5 s), pues:

$$I_{cc} \leq \frac{k(Cu) \cdot S}{\sqrt{t}} = 120,5 kA$$



4. CÁLCULO DE LA INTENSIDAD ADMISIBLE DE LOS CABLES DE SALIDA DEL EXTRARRÁPIDO (FEEDER)

4.1. Máxima corriente admisible en el conductor

La intensidad máxima vendrá dada en función de la intensidad suministrada por los rectificadores:

Intensidad nominal rectificada:

$$I_n = \frac{P_n}{V_n} = \frac{2.000 kW}{1,650 kV} = 1.212 A$$

Intensidad en condiciones de sobrecarga (1,5 veces la nominal) durante 2 horas:

$$I_{sobrecarga} = 1,5 \cdot \frac{P_n}{V_n} = 1,5 \times 1.212 = 1.818 A$$

Se necesita una sección mínima de 3x1x300 mm² Cu por feeder, que permite una capacidad de transporte de 1.830 A (con un coeficiente reductor de 0,85 por agrupamiento de cables), el que permite garantizar el servicio en condiciones normales.

4.2. Máxima corriente en cortocircuito en la instalación

Según se especifica en el Apéndice I: “Cálculo de la corriente de cortocircuito en la red de corriente continua de tracción”, la máxima corriente de cortocircuito previsto en la instalación, suponiendo tres grupos transformadores-rectificadores trabajando en paralelo, es de 38 kA.

Las secciones propuestas para la alimentación de los disyuntores extrarrápidos (feeders), soportan una corriente de cortocircuito de:

$$I_{cc} \leq \frac{k(Cu) \cdot S}{\sqrt{t}} = \frac{142 \cdot 900}{\sqrt{0,25}} = 255 kA$$

Cumpliendo sobradamente con la máxima corriente de cortocircuito prevista en la instalación de tracción.



5. DIMENSIONAMIENTO DE LA RED DE PUESTA A TIERRA

El cálculo de la red de tierra se realiza en virtud de lo especificado en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 13 del reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

5.1. Consideraciones previas

La Subestación estará provista de tres sistemas de puesta a tierra independientes:

- Red de puesta a tierra general (compuesta por una red enterrada y una aérea): la red enterrada servirá para difundir, de una forma eficaz, la corriente de defecto a tierra de la red aérea general.

La red enterrada estará compuesta por una malla de conductores de cobre electrolíticos desnudos y picas distribuidas estratégicamente de forma perimetral por toda la subestación. Existirán picas registrables en todas las esquinas de la subestación.

A la red aérea general se le unirán todos los equipos eléctricos, bandejas, tubos, conductos y el resto de masas metálicas a excepción de las asociadas al sistema cortocircuitador de retorno.

- Red de puesta a tierra para el sistema cortocircuitador para la puesta a tierra de los carriles de retorno. A la red se unirán todos los equipos eléctricos de corriente continua, las partes metálicas de los elementos de corriente continua y el carril de retorno.

Esta red irá unida a un pozo de tierra que se compondrá de una pletina de cobre y redondos de acero inoxidable.

- Red de puesta a tierra del neutro del transformador de servicios auxiliares. A la red se le unirá el neutro del transformador de servicios auxiliares.

Esta red irá unida a picas de cobre distribuidas estratégicamente. Todas las picas serán registrables.

El sistema de puesta a tierra general se diseña para cumplir los requerimientos especificados en la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 13 del reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y estará formado por una malla de conductor de cobre electrolítico desnudo, enterrada a 0,8 m de profundidad y que cubrirá la totalidad de superficie ocupada por la Subestación y sobresaliendo un metro aproximadamente. Dicha malla se reforzará con una serie de picas de puesta a tierra.



El sistema de puesta a tierra para el sistema cortocircuitador se utilizará exclusivamente para la puesta a tierra del carril de retorno.

Para el cálculo de la puesta a tierra se ha estimado un valor de resistividad del terreno en función de las características geológicas de la zona. En fase de obra, el Director de Obra deberá calcular empíricamente y con los medios oportunos la resistividad real del terreno, así como revisar los cálculos que a continuación se presentan en caso de que la resistividad calculada resultara mayor a la estimada.

Por otro lado, también se deberá comprobar que las potencias de cortocircuito y tiempos de despeje de faltas monofásicas a tierra de la Compañía sean, en período de obras, iguales a las que se han tomado como valores de diseño. Si resultaran superiores, será responsabilidad del Director de Obra el rehacer los cálculos expuestos a continuación.

5.2. Cálculo de la sección

La corriente máxima de cortocircuito fase - tierra que podrá circular por la malla de puesta a tierra es la derivada de una falta en el lado de 25 kV, se obtiene a partir del valor proporcionado por compañía suministradora en el punto de conexión:

$$I_{dMAX} = 7813A$$

La sección mínima de conductor de cobre, considerando una densidad máxima de corriente de 160 A/mm² durante 1 segundo, tal como establece el MIE-RAT 13 es:

$$S_{min} = \frac{I_{1pmax}}{\delta_{max}} = \frac{7813}{160} = 48,83mm^2$$

Se utilizará conductor de cobre de 95 mm² de sección.

5.3. Dimensionamiento del electrodo

La geometría del electrodo deberá ser tal que la corriente de difusión más elevada no genere tensiones de paso y de contacto superiores a las admisibles según la instrucción técnica MIE-RAT 13.

Suponiendo un tiempo máximo de despeje de falta monofásica de 0,5 s, la tensión máxima de contacto aplicada será:



$$V_{ca} = \frac{K}{t^n} = \frac{72}{0,5} = 360V$$

Para el cálculo de tensiones máximas admisibles se deben tener en cuenta la resistividad del terreno:

- Resistividad del terreno: 30 $\Omega \cdot m$ (limos)
- Resistividad superficial: 3000 $\Omega \cdot m$ (hormigón)

Tensión de paso máxima:

En el exterior:

$$E_p = \left(\frac{10 \cdot K}{t^n} \right) \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) = \left(\frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \right) \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 30}{1000} \right) = 1.699,2V$$

En el interior:

$$E_p = \left(\frac{10 \cdot K}{t^n} \right) \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) = \left(\frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \right) \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 3000}{1000} \right) = 27.360V$$

Tensión de contacto máxima:

En el exterior:

$$E_p = \left(\frac{K}{t^n} \right) \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right) = \left(\frac{72}{0,5^1} \right) \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot 30}{1000} \right) = 150,48V$$

En el interior:

$$E_p = \left(\frac{K}{t^n} \right) \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right) = \left(\frac{72}{0,5^1} \right) \cdot \left(1 + \frac{1,5 \cdot 3000}{1000} \right) = 792V$$

Donde:

- t = Duración de la falta a tierra.
- $K = 72$ y $n = 1$ para $t < 0.9$ s
- $K = 78.5$ y $n = 0.18$ para 0.9 s $< t < 3$ s



- ρ_s = Resistividad superficial del terreno.

Se propone una malla de dimensiones aproximadas totales de 684 m², de retícula cuadrada y luz 4 m, enterrada a una profundidad de 0,8 m.

A fin y efecto de reforzar la malla anteriormente propuesta, se instalarán un total de 100 picas perimetrales, enterradas verticalmente a 0,8 metros de profundidad, de 4 m de longitud y 14 mm de diámetro. Además se instalarán picas visitables mediante arqueta de registro en los vértices de la Subestación.

La longitud conductora total será de:

- Cable de 95 mm 900 m
- Picas de 4 m: 400 m
- Longitud total 1300 m

La superficie ocupada por la malla es de 684 m²

5.4. Cálculo de la resistencia de difusión

La resistencia que ofrece el electrodo a la difusión de corriente al terreno se puede calcular según la expresión de IEEE 80-2000:

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} = 0,5317 \Omega$$

Donde:

- ρ = Resistividad del terreno.
- L = Longitud total de conductor enterrado.
- r = radio de la placa circular equivalente.
- L = Longitud del electrodo.

5.5. Cálculo de las tensiones resultantes

5.5.1. Elevación de tensión de la red de tierras

El paso de la máxima corriente de difusión al terreno produce una elevación de la tensión:



$$\Delta U = R_d \cdot I_d = 0,5317 \cdot 7813 = 4154,17V$$

5.5.2. Tensión de contacto resultante

La ecuación para calcular la máxima tensión de contacto previsible es la siguiente:

$$E_p = K_m \cdot K_i \cdot \rho \cdot \frac{I_d}{L_s} = 0,258 \cdot 3,23 \cdot 30 \cdot \frac{7813}{1300} = 150,25V$$

Donde:

- I_d = Corriente de difusión a tierra a través de la malla
- L = Longitud de conductor enterrado
- ρ = Resistividad del terreno
- K_m = Coeficiente que depende de la profundidad de la malla, la separación entre conductores y el número de éstos en una dirección.
- K_i = Coeficiente de irregularidad que tiene en cuenta la desigual repartición de la corriente que fluye de la malla al terreno.

5.5.3. Tensión de paso resultante

La ecuación para calcular la máxima tensión de paso previsible es la siguiente:

$$E_c = K_s \cdot K_i \cdot \rho \cdot \frac{I_d}{L} = 0,67 \cdot 3,23 \cdot 30 \cdot \frac{7813}{1300} = 390,18V$$

Donde:

- I_d = corriente disipada a tierra a través de la malla
- L = longitud total de conductor enterrado
- ρ = resistividad del terreno
- K_s = coeficiente que depende del diámetro del conductor, la profundidad de la malla, la separación entre conductores y el número de éstos en una dirección
- K_i = coeficiente de irregularidad que tiene en cuenta la desigual repartición de la corriente que fluye de la malla al terreno



CUADRO – RESUMEN

	Calculada	Máxima admisible (MIE-RAT 13)
Tensión de paso	390,18 V	1.742 V
Tensión de contacto	150,25 V	152 V

5.6. Medidas empíricas en fase de obra

En fase de obra, será responsabilidad del Director de Obra la validación de la puesta a tierra proyectada. Para ello deberá medir “in situ”, con los medios oportunos y siguiendo las prescripciones dadas por el MIE-RAT 13, la resistencia de difusión y las tensiones resultantes.

En caso de no cumplir con los valores máximos admisibles por el Reglamento, el Director de Obra deberá proponer una solución constructiva para corregir el diseño, tal como añadir más picas o instalar un electrodo con mayor densidad de malla.

5.7. Dimensionado del cable de puesta a tierra general aéreo

Tal y como se ha especificado en el apartado, la corriente máxima de defecto a tierra en la red de 25 kV será de unos 7443 A. Por esta corriente de defecto, la sección mínima del conductor de puesta a tierra debería de ser:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{7813 \cdot \sqrt{0,5}}{142} = 38,90 \text{ mm}^2$$

La sección mínima propuesta es de 95 mm².



5.8. Dimensionamiento del cable de puesta a tierra del neutro de transformadores de servicios auxiliares

El neutro de los devanados de los transformadores de servicios auxiliares, se encuentra conectado de forma independiente a la red general de la subestación. La puesta a tierra se realizará mediante un pozo de tierra compuesto por picas de cobre en disposición de estrella. Entre el neutro del transformador de servicios auxiliares y el pozo de puesta a tierra se ubicará una caja de seccionadores.

La intensidad secundaria de cortocircuito, suponiendo una tensión de cortocircuito del transformador del 4 %, será:

$$I_{cc} = \frac{1}{U_{cc}} \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{0,04} \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3.608 A$$

Por esta corriente de defecto, la sección mínima del conductor de puesta a tierra debería de ser:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{3.608 \cdot \sqrt{0,25}}{142} = 12,70 mm^2$$

Considerando un tiempo de desconexión de 250 ms.

La sección mínima propuesta será de 95 mm² Cu.

$$S_{\min} = \frac{I_{1p\max}}{\delta_{\max}} = \frac{6270}{160} = 40 mm^2$$

La sección del cable de cobre desnudo de la red de puesta a tierra del neutro del transformador de servicios auxiliares será de 95 mm².

La distancia entre la tierra enterrada general y la red de tierra del neutro del transformador de servicios auxiliares será de:

$$D = \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{35 \cdot 7813}{2 \cdot \pi \cdot 1200} = 36,26 m$$



5.9. Dimensionado cable para la red de tierras del carril de retorno (tracción)

En condiciones normales, el sistema de tracción permanecerá aislado de tierra, (tanto a nivel de +1650 Vcc como a 0 Vcc), con lo que un primer defecto de tierra no implicará ningún paso hacia la red de tierras, pero en caso de que aparezca un doble contacto a tierra, la corriente de defecto a tierra corresponderá con un cortocircuito a la salida del rectificador, siendo esta la corriente de diseño para calcular la red de tierras del sistema de corriente continua.

Del apéndice número I, considerando el peor de los casos, la máxima corriente de cortocircuito previsto en la instalación es de 43,7 kA.

Considerando un tiempo de 0,5 segundo como tiempo máximo de actuación de las protecciones, tendremos:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{43,697,04 \cdot \sqrt{0.5}}{142} = 217,59 \text{ mm}^2$$

El cable de la red de tierras del sistema de corriente continua tendrá una sección mínima de 300 mm².



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

6. APENDICE I: CÁLCULO DE LA CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO EN LA RED DE CORRIENTE CONTINUA DEL SISTEMA DE TRACCIÓN

6.1. Generalidades

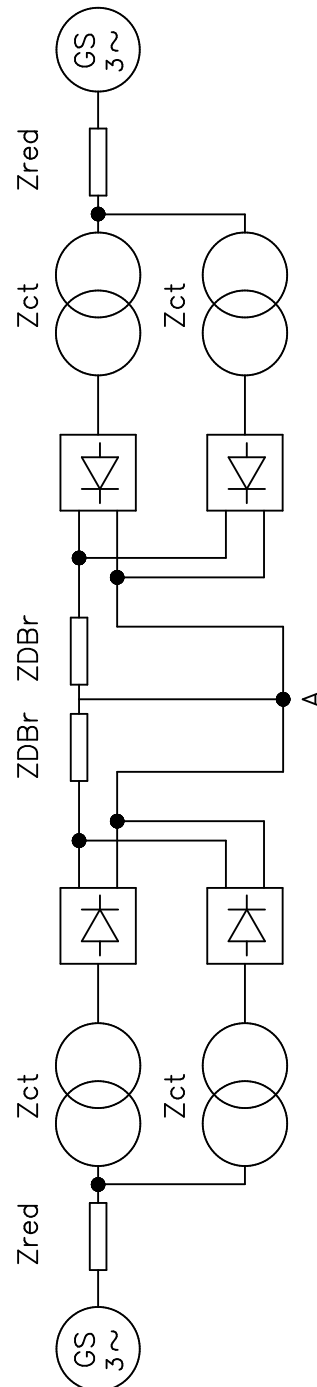
Los cálculos contenidos en los apartados siguientes están basados en el estándar IEC1660-1 *“Short-Circuit currents in DC auxiliary installations power plants and substations - Part 1: Calculation of short-circuit currents”*.

6.2. Consideraciones previas

- a) El estudio de cortocircuito en la red de tracción de corriente continua de la línea se ha realizado entre dos hipotéticas subestaciones
- b) Se ha considerado el tramo sin tráfico de trenes.
- c) Se han considerado las subestaciones conectadas en paralelo (pi), con unas distancias al punto de defecto de 100 y 5000 m, con el objeto de analizar las corrientes de cortocircuito cercanas a una de las dos subestaciones.

6.3. Modelo equivalente

La figura muestra el esquema equivalente utilizado para la determinación de las corrientes de cortocircuito.



Esquema equivalente de las subestación conectadas en pi

La corriente total de cortocircuito en el punto de defecto (nudo A) se determina por la suma de las corrientes de cortocircuito aportadas por cada uno de los rectificadores conectados al sistema.



6.4. Determinación de las impedancias del circuito equivalente

6.4.1. Impedancias lado de corriente alterna

La impedancia del lado de alterna en cada uno de los rectificadores, se calcula mediante la suma de la impedancia de la red de A.T. y la impedancia de cortocircuito del transformador, ambas referidas al lado secundario del transformador.

La impedancia de la red exterior de A.T. se determina mediante la siguiente expresión:

$$Z_{red} = \frac{U_{red}^2}{P_{cc}} = \frac{25000^2 V}{910 MVA} = 0,69 \Omega$$

Tomando como valor típico de $X/R=10$, tenemos que:

$$R_{red} = 0,068 \Omega$$

$$X_{red} = 0,683 \Omega$$

$$Z_{red} = 0,068 + j0,683 \Omega$$

Las magnitudes base del transformador en el lado primario son:

$$S_{b1} = 2250 \text{ kVA}$$

$$U_{b1} = 25 \text{ kV}$$

$$I_{b1} = \frac{S_{b1}/3}{U_{b1}/\sqrt{3}} = 51,96 \text{ A}$$

$$U_{b1} = \frac{U_{b1}/\sqrt{3}}{I_{b1}} = 277,78 \Omega$$

Y las del secundario:

$$S_{b2} = 2250 \text{ kVA}$$

$$U_{b2} = 1,28 \text{ kV}$$

$$I_{b2} = \frac{S_{b2}/3}{U_{b2}/\sqrt{3}} = 1014,87 \text{ A}$$

$$U_{b2} = \frac{U_{b2}/\sqrt{3}}{I_{b2}} = 0,72 \Omega$$



Refiriendo la impedancia de la red al lado secundario tenemos:

$$R_{red} = R_{red} \cdot \left(\frac{Z_{b2}}{Z_{b1}} \right) \rightarrow R_{red} = 1,79 \cdot 10^{-4} \Omega$$

$$X_{red} = X_{red} \cdot \left(\frac{Z_{b2}}{Z_{b1}} \right) \rightarrow X_{red} = 1,79 \cdot 10^{-3} \Omega$$

La impedancia de cortocircuito del transformador referida al lado de baja será:

$$U_{cc} = 9 \%$$

$$P_{cc} = 15000 \text{ W} = I_{b2}^2 \cdot R_{ct} \rightarrow R_{ct} = 15,05 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{ct} = \sqrt{(Z_{b2} \cdot U_{cc})^2 - (R_{ct})^2} \rightarrow X_{ct} = 71,2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Sumando las impedancias de la red exterior y de cortocircuito del transformador, tenemos la impedancia total del lado de alterna:

$$R_n = R_{red} + \frac{R_{ct}}{2} = 0,068 + \frac{15,05 \cdot 10^{-3}}{2} = 7,7 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_n = X_{red} + \frac{X_{ct}}{2} = 0,683 + \frac{71,2 \cdot 10^{-3}}{2} = 3,74 \cdot 10^{-2} \Omega$$

$$Z_n = 3,82 \cdot 10^{-2} \Omega$$

6.4.2. Impedancias lado de corriente continua

Para la determinación de la impedancia del lado de continua, se va a considerar como valores típicos $R = 25 \text{ m}\Omega/\text{km}$ y $X = 1 \text{ mH}/\text{km}$ referido a 50 Hz.

De este modo, la impedancia del lado de corriente continua vista por la subestación será ($l \approx 100\text{m}$):

$$R_{DBr1} = 2,5 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{DBr1} = 3,14 \cdot 10^{-2} \Omega$$



Y la impedancia del lado de corriente continua vista por otra subestación ($l \approx 5000\text{m}$):

$$R_{Dbr2} = 1,25 \cdot 10^{-1} \Omega$$

$$X_{Dbr2} = 1,57 \Omega$$

6.5. Determinación de los parámetros que definen el cortocircuito en corriente continua

Una vez determinadas las impedancias del circuito equivalente, se pueden determinar los diferentes parámetros que definen el cortocircuito de acuerdo con la recomendación IEC1660-1.

6.5.1. Valor de la corriente de cortocircuito semi-estacionaria IKD

$$I_{kD} = \lambda_D \cdot \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{U_{red}}{\sqrt{3} \cdot Z_{red}} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}}$$

Donde el valor de λ_D se obtiene de la figura 7 de la recomendación IEC 1660-1 o de la ecuación a continuación:

$$\lambda_{D1} = \frac{\sqrt{1 + \left(\frac{R_n}{X_n}\right)^2}}{\sqrt{\left[\left(1 + \frac{R_n^2}{X_n^2}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{dbr1}}{3R_n}\right)\right]^2}}$$

$$\lambda_{D2} = \frac{\sqrt{1 + \left(\frac{R_n}{X_n}\right)^2}}{\sqrt{\left[\left(1 + \frac{R_n^2}{X_n^2}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{dbr2}}{3R_n}\right)\right]^2}}$$

$$\lambda_{D1} = 0,99$$

$$\lambda_{D2} = 0,388$$

De este modo, para la subestación 1 se obtiene un valor de corriente semi-estacionaria, correspondiente a dos rectificadores conectados, de:

$$I_{kD1} = 0,99 \cdot \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 7,7 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{1280}{25000} = 25866,85 \text{ A}$$

Y para la subestación 2:

$$I_{kD2} = 0,388 \cdot \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 7,7 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{1280}{25000} = 10136,42 \text{ A}$$

6.5.2. Valor de la intensidad pico de cortocircuito i_{pD}

Viene dado por la ecuación:

$$i_{pD} = \kappa_D \cdot I_{kD}$$

Donde el valor de κ_D se obtiene de la figura 8 de la recomendación IEC 1660-1.

De este modo, para la subestación 1 se obtiene un valor de la intensidad pico, correspondiente a dos rectificadores conectados, de:

$$I_{pD1} = 1,29 \cdot I_{kD1} = 33.558,83 \text{ A}$$

La intensidad pico de la subestación 2 coincide con la corriente semi-estacionaria, al ser una curva de crecimiento amortiguada-estable ($\kappa_D = 1$). Por tanto:

$$I_{pD2} = 1 \cdot I_{kD2} = 10.136,42 \text{ A}$$

Por lo que la intensidad pico de cortocircuito será:

$$I_{pD1} + I_{pD2} = 43,7 \text{ kA}$$

6.5.3. Tiempo en alcanzar el valor pico t_{pD}

$$t_{pD} = (3 \cdot \kappa_D + 6) \text{ ms} \quad \text{cuando} \quad \frac{L_{DBr}}{L_N} \leq 1$$

$$t_{pD} = \left[(3 \cdot \kappa_D + 6) + 4 \left(\frac{L_{DBr}}{L_N} - 1 \right) \right] \text{ ms} \quad \text{cuando} \quad \frac{L_{DBr}}{L_N} \geq 1$$

Tanto para la subestación 1 como la 2 se han de utilizar la segunda expresión ($L_{DBr}/L_N > 1$), con lo que se obtiene un valor de tiempo de:

$$t_{pD1} = 9,51 \text{ ms}$$

$$t_{pD2} = 191,52 \text{ ms}$$

6.5.4. Valor de la constante de tiempo de crecimiento τ_{1D}

$$i_1(t) = i_p \frac{1 - e^{-t/\tau_1}}{1 - e^{-t_p/\tau_1}} \text{ ms} \quad \text{para} \quad 0 \leq t \leq t_p$$

$$i_2(t) = i_p \left[(1 - p) \cdot e^{-(t-t_p)/\tau_2} + p \right] \text{ ms} \quad \text{para} \quad t > t_p$$

$$p = \frac{I_K}{i_p}$$

$$\tau_{2D} = \frac{2}{\frac{R_{red}}{X_{red}} \left(0,6 + 0,9 \cdot \frac{R_{BDBr}}{R_{red}} \right)} \text{ ms}$$

$$\tau_{1D} = \left[2 + (\kappa_D - 0,9) \left(2,5 + 9 \frac{L_{DBr}}{L_N} \right) \right] \text{ ms} \quad \text{cuando} \quad \kappa_D \geq 1,05$$

$$\tau_{1D} = \left[0,7 + \left[7 - \frac{R_{red}}{X_{red}} \left(1 + \frac{2 \cdot L_{DBr}}{3 \cdot L_N} \right) \right] \left(0,1 + 0,2 \frac{L_{DBr}}{L_N} \right) \right] \text{ ms} \quad \text{cuando} \quad \kappa_D \leq 1,05$$

En el caso de la subestación 1 se ha de utilizarse la primera expresión ($\kappa_D = 1.29$), con lo que se obtiene un valor de la constante de tiempo de:

$$\tau_{1D1} = 5,99 \text{ ms}$$

Mientras que en el caso de la subestación 2 ha de emplearse la segunda expresión ($\kappa_D = 1$) con lo que:

$$\tau_{1D2} = 1,56 \text{ ms}$$

6.5.5. Valor de la constante de tiempo de decaimiento τ_{2D}

$$\tau_{2D} = \frac{2}{\frac{R_{red}}{X_{red}} \left(0,6 + 0,9 \cdot \frac{R_{BDBr}}{R_{red}} \right)} \text{ ms}$$



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

De este modo, para la subestación 1 se obtiene un valor de la constante de tiempo de decaimiento de:

$$\tau_{2D1} = 0,64 \text{ ms}$$

Y en el caso de la subestación 2:

$$\tau_{2D2} = 10,89 \text{ ms}$$

6.5.6. Curva de evolución del cortocircuito

Según la norma IEC61600-1, las funciones temporales que aproximen la curva de evolución de la corriente de cortocircuito son:

$$i_1(t) = i_p \cdot \frac{1 - e^{-t/\tau_1}}{1 - e^{-t_p/\tau_1}} \text{ ms} \quad \text{para} \quad 0 \leq t \leq t_p$$

$$i_2(t) = i_p \cdot \left[(1 - p) \cdot e^{-(t-t_p)/\tau_2} + p \right] \text{ ms} \quad \text{para} \quad t > t_p$$

$$p = \frac{I_K}{i_p}$$

Donde:

i_p es la corriente de pico

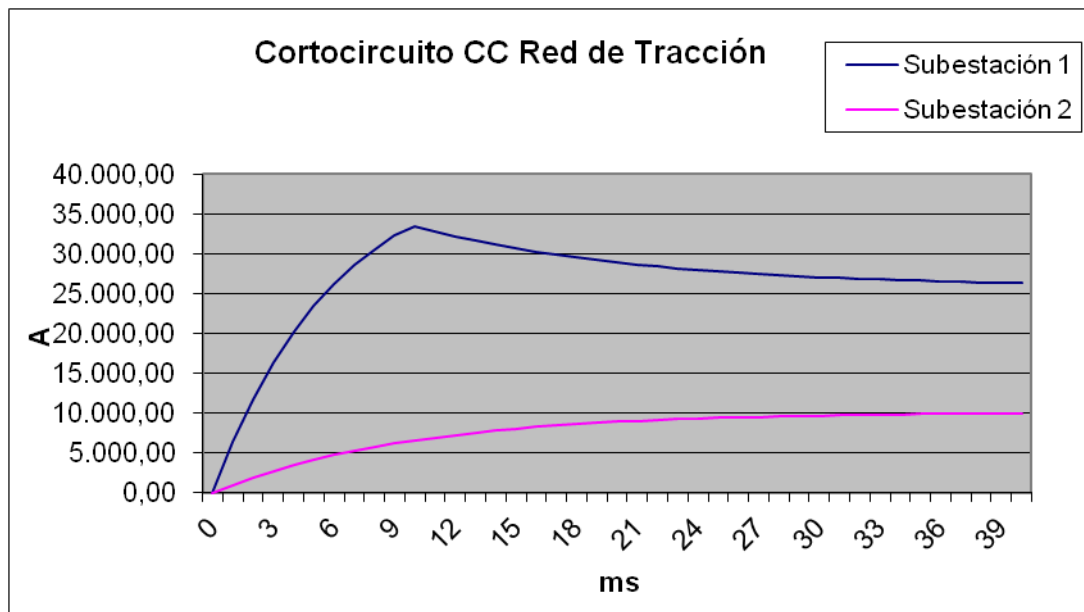
I_K es la corriente de cortocircuito casi permanente

t_p es el tiempo hasta llegar al pico

τ_1 es la constante de tiempo de crecimiento

τ_2 es la constante de decrecimiento

En las siguientes gráficas se puede observar la evolución de las corrientes de cortocircuito:
Gráfica número 1: Corrientes de cortocircuito en Subestación de Tracción 1 y 2, con escala temporal de 0 a 40 ms:



Gráfica número 2: Corrientes de cortocircuito en Subestación de Tracción 1 y 2, con escala temporal de 0 a 600 ms:

