



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Grado

**Título del trabajo: “Estudio del sistema de protección de la instalación eléctrica de media tensión de una planta industrial”**

English tittle: “Study of the protection system of medium voltage’s electric installation in an industrial plant”

Autor/es:

Ana Amatriaín Ordóñez

Director/es:

Juan Bautista Arroyo García

## TFG RESUMEN

El objetivo de este proyecto consiste en el estudio del sistema de protección de una instalación de MT de una planta industrial centrado en protecciones de sobreintensidad. Para ello, se parte de una instalación que consta de una SET de 45/5,5 kV y de un Centro de Transformación en 5,5 kV. A partir de su aparamenta, de los elementos de la instalación y de las conexiones de red se determinará su circuito equivalente con todas las impedancias de las líneas y elementos que intervienen en la instalación. Como se verá durante el desarrollo de la memoria, los elementos que intervienen en el circuito equivalente se han calculado tanto en sus unidades correspondientes como en valores por unidad. Para transformar a valores por unidad se dividirá la instalación en dos zonas (una en el lado primario de los transformadores y otra en el secundario).

Una vez obtenido el circuito equivalente se pasará a la realización y análisis de los diferentes tipos de cortocircuito, concretamente se van a estudiar 4: cortocircuito tripolar (FFF), cortocircuito unipolar a tierra (FT), cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (FF) y cortocircuito bipolar con contacto a tierra (FFT). Durante el desarrollo de la memoria se explicará en que consiste cada tipo de cortocircuito y como se calculan sus tensiones e intensidades en cada nudo de la instalación.

Tras haber analizado el comportamiento de la instalación con el estudio de cada tipo de cortocircuito, se emplearán los resultados obtenidos para estudiar la viabilidad de las protecciones que se van a colocar. Dentro de las protecciones de sobreintensidad, que son en las que se va a centrar el proyecto, se van a estudiar las de tiempo diferido y las inmediatas o de tiempo definido.

Para realizar este análisis de forma más sencilla se va a trabajar con herramientas de cálculo como FreeMat y Excel.



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D<sup>a</sup>. Ana Amatriaín Ordóñez ,

con nº de DNI 44647911-N en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

Grado , (Título del Trabajo)

"Estudio del sistema de protección de la instalación eléctrica de media tensión

de una planta industrial."

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada  
debidamente.

Zaragoza, 29 de Agosto de 2017

Fdo: Ana Amatriaín Ordóñez

# ÍNDICE

- 1 Objeto y alcance del proyecto.**
- 2 Conceptos teóricos**
  - 2.1 Cálculo de cortocircuitos: método matricial.**
    - a) Método matricial
    - b) Cálculo cortocircuitos
  - 2.2 Protecciones. Protección de sobreintensidad.**
- 3 Instalación de estudio.**
  - 3.1 Descripción.**
  - 3.2 Cálculo de impedancias y de redes de secuencia.**
- 4 Análisis de faltas.**
- 5 Protecciones de sobreintensidad: ajustes.**
  - a) Protecciones de tiempo diferido
  - b) Protecciones de tiempo definido
- 6 Conclusiones.**
- 7 Bibliografía.**
- 8 Anexos**
  - 8.1 Anexo 1: Archivos FreeMat**
  - 8.2 Anexo 2: Excel con ajustes de protecciones de tiempo diferido**
  - 8.3 Anexo 3: Excel con ajustes de protecciones de tiempo definido**

## **1. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO**

El objeto del proyecto es el estudio de un sistema de protección de una instalación de MT de una planta industrial.

Dicho estudio se va a centrar en el análisis del comportamiento de la instalación ante los distintos tipos de cortocircuito y la determinación de la viabilidad de la protección de la instalación mediante protecciones de sobreintensidad.

Además, se va a realizar el ajuste de las protecciones de sobreintensidad cuya instalación resulta viable.

El alcance del proyecto consiste en el estudio del sistema de protección de la instalación de MT de una planta industrial que consta de una SET de 45 / 5,5 KV y de un centro de transformación en 5,5 kV centrado en el empleo de protecciones de sobreintensidad.

A partir de la aparamenta, los elementos de la instalación y las características de conexión a red se va a determinar el circuito equivalente de la instalación, con el que se van a analizar los diferentes tipos de cortocircuitos que se pueden dar, obteniendo las intensidades y las tensiones en los distintos puntos de la instalación.

## 2. CONCEPTOS TEÓRICOS

### 2.1 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS: MÉTODO MATRICIAL

#### a) Método matricial

Para llevar a cabo el análisis de las protecciones de sobreintensidad se debe realizar un estudio previo de diferentes ensayos de cortocircuitos. Los 4 tipos a estudiar son:

1. Cortocircuito tripolar (FFF)
2. Cortocircuito unipolar a tierra (FT)
3. Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (FF)
4. Cortocircuito bipolar con contacto a tierra (FFT)

Con el fin de hacer este estudio más inmediato se ha usado el programa FreeMat (que es una variante del programa Matlab) donde se ha aplicado el método de análisis por nudos con una estructura matricial para resolver los circuitos. En el anexo se puede ver el programa detallado, sin embargo a continuación se explicarán los pasos que se han seguido.

Antes de explicar los pasos, hay que destacar que el estudio se va a realizar con fuentes de intensidad. Por tanto, en lo que sigue cada fuente de tensión se va a transformar en fuentes de intensidad siguiendo la equivalencia que se muestra en la figura 1. Para que esta equivalencia sea real se debe cumplir las siguientes condiciones:

$$I_s = \frac{E_s}{Z_a}$$

$$Y_a = \frac{1}{Z_a}$$

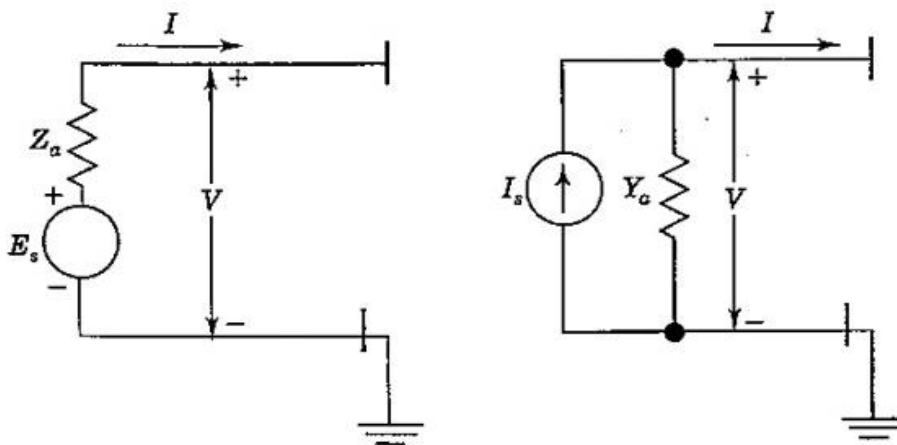


Figura 1. Circuitos que ilustran la equivalencia de fuentes cuando  $I_s = E_s/Z_a$  y  $Y_a = 1/Z_a$

En lo que sigue del estudio, todas las fuentes de intensidad transformadas se van a recoger en un vector llamado  $J_n$ , que será definido con más detalle en apartados posteriores.

Para simplificar la explicación se considerará un circuito ejemplo, que aparece en la figura 2, en el que se han convertido las fuentes reales de tensión en fuentes reales de intensidad y se ha tomado una referencia para las intensidades de cada dipolo (cuyo valor se mostrará en términos de admitancias).

Ahora sí, se procede a explicar los pasos a seguir durante el estudio. En primer lugar, se ha calculado la matriz de incidencia, que está formada por una fila correspondiente a cada rama y una columna para cada nodo con un elemento  $a_{ij}$  en la fila  $i$  y en la columna  $j$  en concordancia con la siguiente regla:

$$a_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{si la rama } i \text{ no está conectada al nodo} \\ 1 & \text{si la corriente en la rama } i \text{ se aleja del nodo} \\ -1 & \text{si la corriente en la rama } i \text{ se dirige hacia el nodo} \end{cases}$$

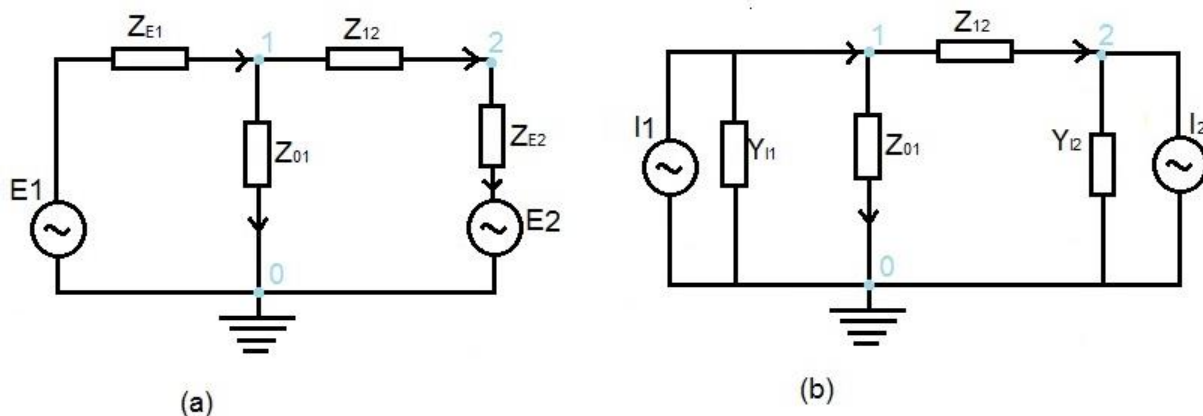


Figura 2(a). Circuito para calcular la matriz de incidencia con fuentes reales de tensión  
 Figura 2(b). Circuito para calcular la matriz de incidencia con fuentes reales de intensidad

Como ya se ha comentado, en la figura 2 se puede apreciar el circuito para el que se va a calcular la matriz de incidencia (A). Se ha escogido el nudo 0 (tierra) como nudo de referencia. Una vez escogido dicho nudo se definen el resto de nudos del circuito y las impedancias que intervienen. Tras haber definido todo, se tiene una matriz con 2 columnas, que corresponde a los 2 nudos sin contar el de referencia, y 4 filas, correspondientes a las 4 impedancias. Así, la matriz A queda:

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

El voltaje a través de cada rama ( $V_{pr}$ ) se puede expresar como la diferencia de los voltajes en cada terminal de barra medidos con respecto al terminal de referencia. Siendo A la matriz de incidencia y V las tensiones de nudo.

$$V_{pr} = A * V \rightarrow \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}$$

De la misma forma, pero hablando de intensidades en lugar de tensiones podemos llegar a la siguiente ecuación. En este caso,  $J_n$  corresponde al vector con las intensidades de las fuentes de intensidad ideales entrando en cada nudo, e  $I_{pr}$  a las intensidades en las ramas pasivas.

$$J_n = A^T * I_{pr} \rightarrow \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & -1 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_d \end{bmatrix}$$

La matriz A describe por completo la tipología de la red y es independiente de los parámetros de la rama. Por lo tanto, dos configuraciones diferentes de red que empleen las mismas ramas tendrán matrices A diferentes pero la misma Y<sub>pr</sub>, siendo Y<sub>pr</sub> la matriz de admitancia de ramas pasivas, que se calculará a continuación. Además, si ocurren cambios en los parámetros de la rama se altera Y<sub>pr</sub> pero no A.

Hay que destacar que Y<sub>pr</sub> es una matriz formada a partir de la admitancia de los elementos pasivos del circuito y que en el caso de que no existan acoplamientos Y<sub>pr</sub> será diagonal, donde los elementos de dicha diagonal van a corresponder a las admitancias de cada elemento pasivo situados en el mismo orden en que se ha definido la matriz de incidencia.

$$Y_{pr} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cc} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{dd} \end{bmatrix}$$

Siendo:

$$Y_{aa} = \frac{1}{Z_{E1}}$$

$$Y_{bb} = \frac{1}{Z_{12}}$$

$$Y_{cc} = \frac{1}{Z_{10}}$$

$$Y_{ee} = \frac{1}{Z_{E2}}$$

A partir de los cálculos de la matriz de incidencia, se puede calcular Y<sub>nudo</sub> (matriz de admitancias de nudo) y Z<sub>nudo</sub> (matriz de impedancias de nudo) aplicando las ecuaciones que se muestra a continuación:

$$[Y_{nudo}] = A^T * [Y_{pr}] * A$$

$$[Z_{nudo}] = \frac{1}{[Y_{nudo}]}$$

## b) Cálculo de cortocircuitos

Una vez explicado el método matricial de nudos y antes de pasar a explicar el esquema básico y el procedimiento de cada uno de los 4 tipos de ensayos de cortocircuitos que se van a



estudiar, se va a explicar en qué consisten las componentes simétricas y se van a definir unas variables que van a intervenir en cada uno de los tipos.

Suponiendo un conjunto arbitrario de tres fasores,  $\bar{I}_a$ ,  $\bar{I}_b$ ,  $\bar{I}_c$  (los dibujados con línea más gruesa en la figura 3). Se pretende representar este conjunto en términos de nueve componentes simétricas de manera que sea:

$$\bar{I}_a = \bar{I}_a^0 + \bar{I}_a^+ + \bar{I}_a^-$$

$$\bar{I}_b = \bar{I}_b^0 + \bar{I}_b^+ + \bar{I}_b^-$$

$$\bar{I}_c = \bar{I}_c^0 + \bar{I}_c^+ + \bar{I}_c^-$$

Dónde:

- Los fasores que tienen el superíndice 0 corresponden a un conjunto de fasores de secuencia cero u homopolar, es decir, tres fasores desfasados entre sí  $0^\circ$ .
- Los que tienen el superíndice + corresponden a un conjunto de fasores de secuencia positiva o directa, es decir, tres fasores de igual módulo y desfasados entre sí  $120^\circ$ , sucediéndose en el orden a-b-c.
- Los que tienen el superíndice - corresponden a un conjunto de fasores de secuencia negativa o inversa, es decir, tres fasores de igual módulo y desfasados entre sí  $120^\circ$ , sucediéndose en el orden a-c-b.

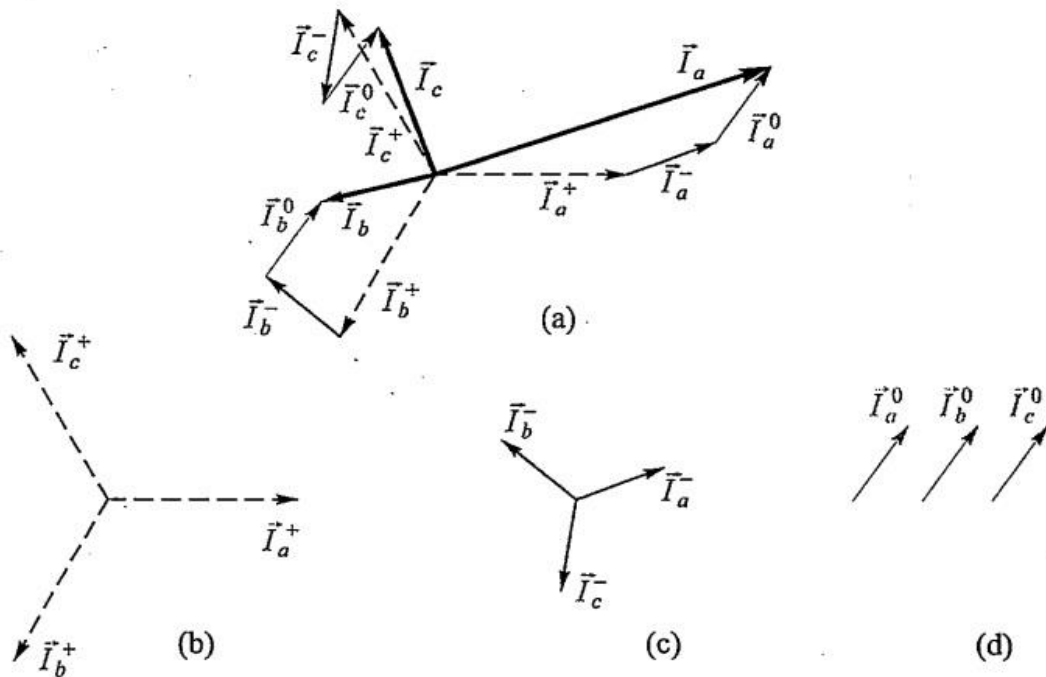


Figura 3. Conjunto de fasores trifásicos desequilibrados descompuestos en componentes simétricas

Es claro que solamente tres de las nueve componentes pueden tomarse independientemente. La práctica habitual es tomar  $\bar{I}_a^0, \bar{I}_a^+$  e  $\bar{I}_a^-$ , también llamadas  $I_0, I_1$  e  $I_2$ , como variables independientes y expresar el resto de variables en función de ellas. Así, se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

Siendo  $a = 1 \angle 120^\circ$ .

De la misma forma, se puede aplicar esto a las tensiones llegando a:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

Como los cortocircuitos que no son trifásicos no son equilibrados, se emplea el método de las componentes simétricas para resolverlos. Partiendo del circuito inicial, en el método de las componentes simétricas se define un circuito equivalente para cada secuencia.

Además, para realizar el análisis de cortocircuito es necesario tener en cuenta los vectores tensión ( $U_{rp}$ ) e intensidad ( $I_{rp}$ ) de las ramas pasivas que dependen de las fuentes de intensidad que intervienen en el circuito.

Así pues, en cada uno de los cortocircuitos se añaden las siguientes ecuaciones donde en primer lugar se pone a cero todas las fuentes de intensidad representadas mediante el vector  $J_n$ . Esto se hace para inicializar el programa y eliminar los datos de simulaciones pasadas. A continuación, se añade el valor de la intensidad calculado en el nudo de estudio al vector de las fuentes de intensidad del circuito. Cabe destacar que en el caso del primer nudo se añade también el valor de la intensidad en función de la impedancia de la línea ya que está en paralelo con la fuente de tensión del circuito.

$$[U_n]_{0,1,2} = [Z_{nudo}]_{0,1,2} * [J_n]_{0,1,2}$$

$$[U_{rp}]_{0,1,2} = A * [U_n]_{0,1,2}$$

$$[I_{rp}]_{0,1,2} = [Y_{rp}]_{0,1,2} * [U_{rp}]_{0,1,2}$$

En cuanto a la definición de las nuevas variables que se van a usar,  $U_g$  hace referencia a la fuente de tensión que alimenta el circuito. Por definición, las secuencias inversa y homopolar no tienen fuentes de tensión, por lo que ésta sólo se va a considerar en secuencia directa. Las impedancias  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$ , van a corresponder a las impedancias de cada secuencia vista desde el nudo  $k$ , siendo  $k$  el nudo en el que nos encontramos en cada momento del estudio.

Ahora sí, se procede a la explicación de cada tipo de cortocircuito:

## 1. Cortocircuito tripolar (FFF)

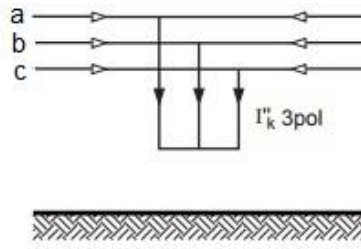


Figura 4. Cortocircuito tripolar (FFF)

Las tensiones en el punto de cortocircuito de las tres fases son nulas. Se cumple por tanto:

$$\overline{U}_a = \overline{U}_b = \overline{U}_c = 0$$

Aplicando componentes simétricas podemos decir que:

$$\begin{bmatrix} \overline{U}_a \\ \overline{U}_b \\ \overline{U}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \overline{U}_0 \\ \overline{U}_1 \\ \overline{U}_2 \end{bmatrix} \rightarrow \overline{U}_1 = \overline{U}_2 = \overline{U}_0 = 0$$

De los resultados anteriores se obtiene el siguiente circuito equivalente para la secuencia directa:

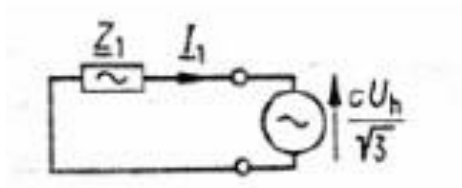


Figura 5. Esquema equivalente del cortocircuito tripolar (FFF)

Donde se cumple:

$$\overline{U}_1 = \overline{U}_g - \overline{I}_1 * \overline{Z}_1 = 0 \rightarrow \overline{I}_1 = \frac{\overline{U}_g}{\overline{Z}_1}$$

$$\overline{U}_2 = -\overline{I}_2 * \overline{Z}_2 = 0 \rightarrow \overline{I}_2 = 0$$

$$\overline{U}_0 = -\overline{I}_0 * \overline{Z}_0 = 0 \rightarrow \overline{I}_0 = 0$$

Siendo:  $U_g$  = tensión de la fuente de alimentación.

$Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  = impedancias del circuito en secuencia directa, inversa y homopolar respectivamente.

$I_1$ ,  $I_2$  y  $I_0$  = intensidades del circuito en secuencia directa, inversa y homopolar respectivamente.

Finalmente, para obtener las tensiones y corrientes de fase se vuelve a aplicar los siguientes sistemas de ecuaciones correspondientes a las componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

## 2. Cortocircuito unipolar a tierra (FT)

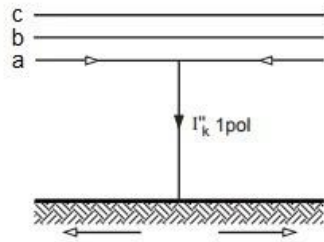


Figura 6. Cortocircuito unipolar a tierra (FT)

De la figura 6, se cumple:

$$\bar{U}_a = 0$$

$$\bar{I}_b = \bar{I}_c = 0$$

Por tanto, aplicando componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

llegamos a:

$$\bar{U}_1 = -\bar{U}_2 - \bar{U}_0$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$$

De las relaciones anteriores entre las componentes simétricas de tensión e intensidad se obtiene la conexión de las redes de secuencia tal y como se muestra en la figura 7:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_g}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0}$$

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_g - \bar{I}_1 * \bar{Z}_1$$

$$\bar{U}_2 = -\bar{I}_2 * \bar{Z}_2$$

$$\bar{U}_0 = -\bar{I}_0 * \bar{Z}_0$$

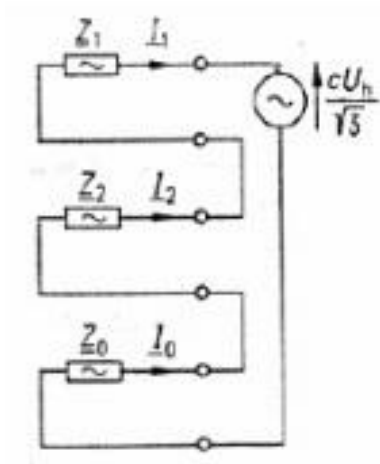


Figura 7. Esquema equivalente del cortocircuito fase-tierra (FT)

Finalmente, al igual que en el cortocircuito tripolar, para obtener las tensiones y corrientes de fase se vuelve a aplicar los siguientes sistemas de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

### 3. Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (FF)

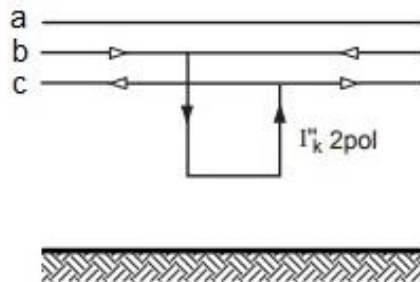


Figura 8. Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (FF)

De la figura 8, se cumple:

$$\bar{U}_b = \bar{U}_c = 0$$

$$\bar{I}_a = 0$$

$$\bar{I}_b = -\bar{I}_c$$

A partir de la aplicación de las componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

Se llega a:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_2$$

$$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$$

$$\bar{I}_0 = 0$$

De las relaciones anteriores entre las componentes simétricas de tensión e intensidad se obtiene la conexión de las redes de secuencia tal y como se muestra en la figura 9:

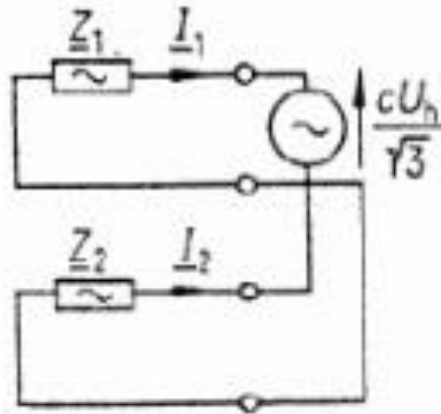


Figura 9. Esquema equivalente del cortocircuito bipolar sin contacto a tierra (FF)

las siguientes ecuaciones:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_g}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2}$$

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_g - \bar{I}_1 * \bar{Z}_1$$

$$\bar{U}_2 = -\bar{I}_2 * \bar{Z}_2$$

$$\bar{U}_0 = -\bar{I}_0 * \bar{Z}_0 = 0$$

Finalmente, para obtener las tensiones y corrientes de fase se vuelve a aplicar los siguientes sistemas:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

#### 4. Cortocircuito bipolar con contacto a tierra (FFT)

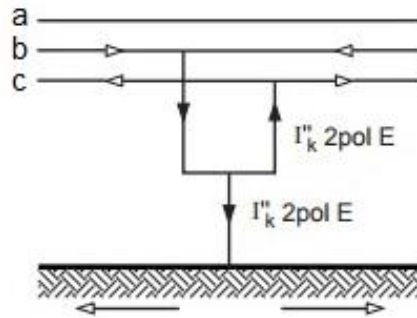


Figura 10. Cortocircuito bipolar con contacto a tierra (FFT)

De la figura 10, se cumple:

$$\bar{U}_b = \bar{U}_c = 0$$

$$\bar{I}_a = 0$$

Por tanto, a partir de estas ecuaciones y de aplicar las componentes simétricas se llega a:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_2 = \bar{U}_0$$

$$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2 - \bar{I}_0$$

De las relaciones anteriores entre las componentes simétricas de tensión e intensidad se obtiene la conexión de las redes de secuencia tal y como se muestra en la figura 11:

$$\bar{U}_1 = \bar{U}_g - \bar{I}_1 * \bar{Z}_1 = 0 \rightarrow \bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_g}{\bar{Z}_1}$$

$$\bar{U}_2 = -\bar{I}_2 * \bar{Z}_2 = 0 \rightarrow \bar{I}_2 = 0$$

$$\bar{U}_0 = -\bar{I}_0 * \bar{Z}_0 = 0 \rightarrow \bar{I}_0 = 0$$

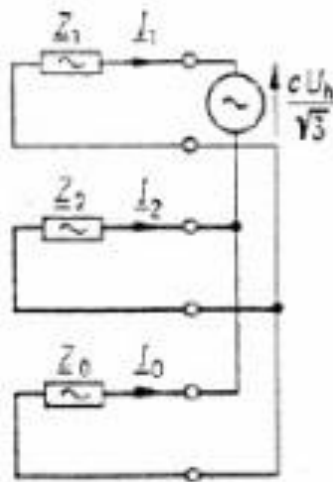


Figura 11. Esquema equivalente del cortocircito bipolar con contacto a tierra (FFT)

Finalmente, para obtener las tensiones y corrientes de fase se vuelve a aplicar los siguientes sistemas:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \\ U_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

## 2.2 PROTECCIONES. PROTECCIÓN DE SOBREENTENSIDAD.

Las protecciones de sobreintensidad son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobreintensidad que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado si la configuración cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de intensidad de referencia.

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobreintensidad se clasifican en:

1. Protecciones de sobreintensidad instantáneas o de tiempo definido
2. Protecciones de sobreintensidad de tiempo diferido
  - 2.1. De tiempo fijo
  - 2.2. De tiempo inverso

Las protecciones instantáneas o de tiempo definido son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo intencionado de retraso.

Las de tiempo diferido son aquellas que introducen un tiempo intencionado de retraso en su operación. Cuando este tiempo es independiente del valor de la intensidad de entrada recibe el nombre de protección de sobreintensidad de tiempo fijo. Cuando el tiempo de retraso es



función del valor de la intensidad de entrada se denominan protecciones de tiempo inverso. Cuanto mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido, y menor es el tiempo que la protección tarda en operar.

La figura siguiente muestra las curvas características correspondientes a los distintos tipos de protecciones. Hay que destacar que las correspondientes a tiempo inverso pueden ser normalmente inversa, muy inversa o extremadamente inversa. En este estudio nos vamos a centrar en las normalmente inversas y en las de tiempo fijo o tiempo definido.

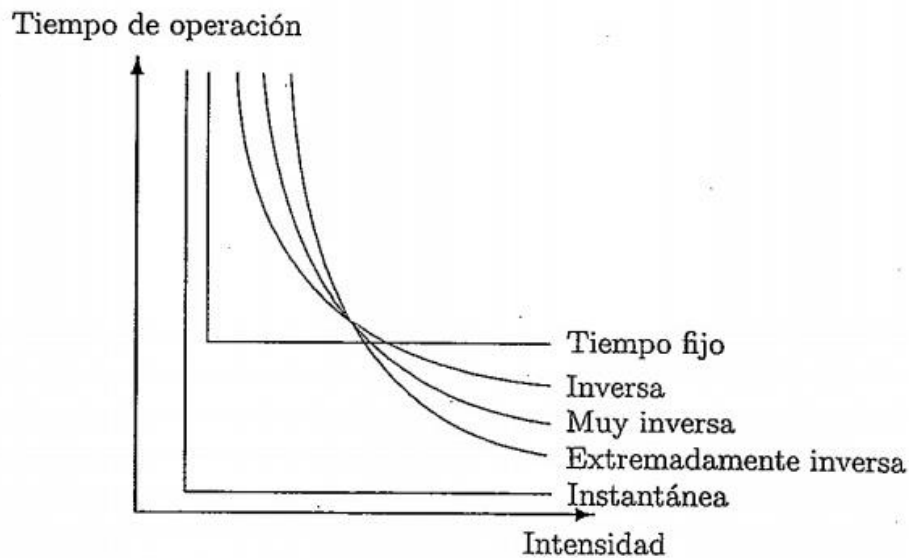


Figura 12. Tipos de protecciones de sobrecorriente

La principal desventaja de las protecciones de sobrecorriente es que individualmente son escasamente selectivas debido a que su respuesta es función únicamente del valor de la intensidad que vigilan, con independencia de la causa que la origina, de su sentido de circulación o del punto en que se ha producido la falta. Por esta razón, la selectividad de las protecciones se define a nivel de conjunto, es decir, coordinando adecuadamente la respuesta de todas ellas. Por todo ello, la fiabilidad del sistema de protección se ve afectada por un importante factor de riesgo.

La selectividad se denomina amperimétrica si la coordinación se realiza mediante el ajuste del valor de referencia de cada protección, es decir, del valor de intensidad a partir del cual opera. Cuando la selectividad se logra ajustando convenientemente los tiempos de operación de las protecciones recibe el nombre de selectividad cronométrica. Este tipo de selectividad se aplica a las protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido.

No obstante, estas desventajas se ven contrastadas con la infinidad de ventajas que poseen este tipo de protecciones, como por ejemplo su sencillez y su grado de confiabilidad para minimizar las faltas eléctricas cuando surjan.

Por último, hay que destacar que las protecciones de sobrecorriente se pueden aplicar en redes radiales o en redes malladas. Las redes radiales, que son en las que se basa principalmente el proyecto, son aquellas que siempre tienen el mismo sentido. Se dirigen siempre desde el extremo más cercano a la generación hacia el extremo más cercano a la

carga. En este tipo de redes se cuenta a priori con la información complementaria del sentido de circulación de la intensidad en cada línea. Este dato resulta fundamental a la hora de aplicar protecciones.

En el caso de las redes malladas, la corriente puede venir por dos o más lados diferentes. Esto ocurre en los nudos 3 y 5 de la instalación de estudio, cuando al trabajar con los dos transformadores en paralelo, la corriente puede entrar en dichos nudos por las dos líneas.

Debido a esto, hay que tener en cuenta el nudo que vamos a estudiar en cada momento y en casos que más problemáticos como pueden ser los nudos 3 y 5, aplicar soluciones como por ejemplo la direccionalidad.

### 3. INSTALACIÓN DE ESTUDIO

#### 3.1 DESCRIPCIÓN

A partir del esquema de la instalación de MT de una planta industrial que aparece a continuación se quiere obtener los circuitos de secuencia directa, secuencia inversa y secuencia homopolar.

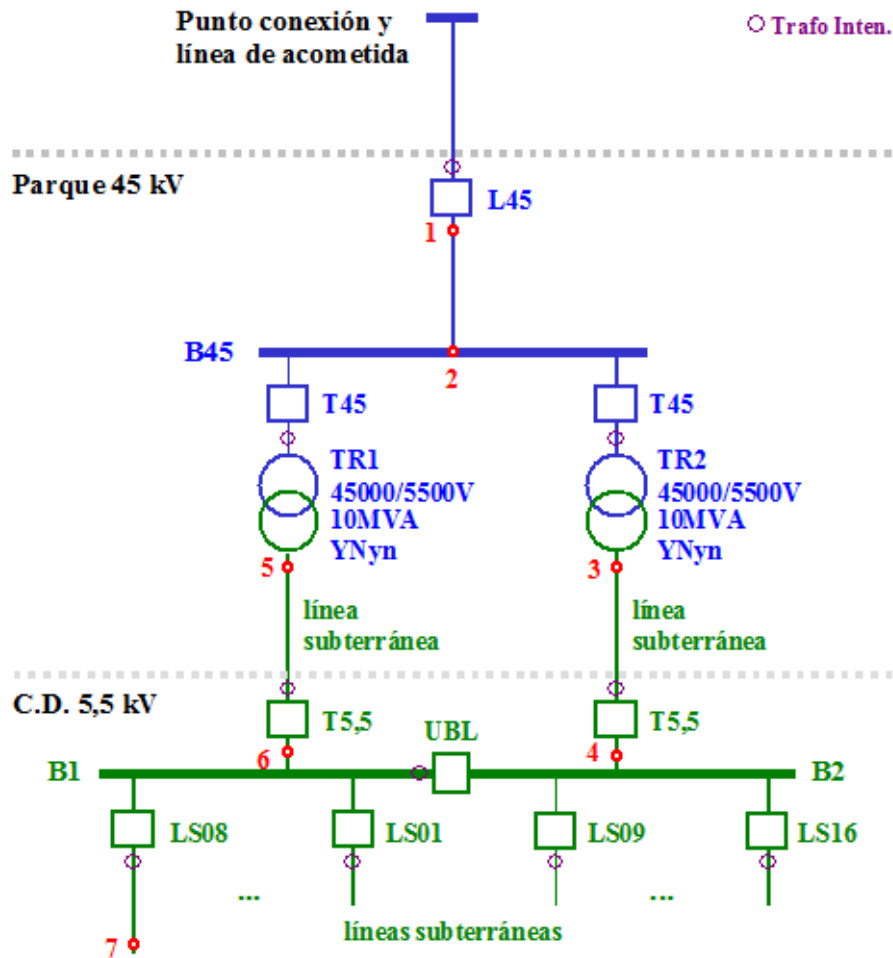


Figura 13. Instalación de estudio

En primer lugar, el punto de conexión a la SET de la compañía eléctrica está a una tensión nominal  $U_N=45$  kV y una potencia de cortocircuito  $S_{cc}=300$  MVA, y la línea de acometida es un conductor LA-180 cuya resistencia es  $R_1=0,197$   $\Omega$ /km y la longitud es de 6 km. El radio del conductor es de 8,75 mm con una cruceta tipo bóveda con las siguientes medidas entre conductores en mm y una resistividad del terreno de 100  $\Omega$ m.

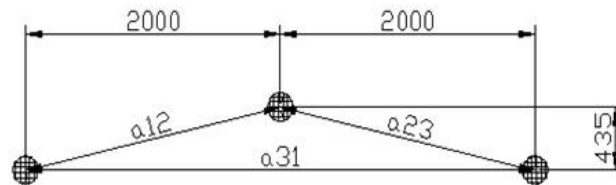


Figura 14. Valores de separación cruceta tipo bóveda

En cuanto al parque de intemperie se tiene un embarrado de 45 kV con conductores LA-180, una resistencia de  $R_1=0,197 \Omega/\text{km}$  y una longitud de 11 metros. El radio del conductor y la resistividad del terreno son igual que en la línea de acometida, es decir, de 8,75 mm y  $100\Omega\text{m}$  respectivamente, mientras que la cruceta en lugar de ser de tipo bóveda es recta con una separación entre conductores de 2 metros.

Al parque intemperie de 45 kV están conectados dos transformadores en paralelo cuya relación de transformación es de 45/5,5 kV y su potencia es de 10MVA para cada uno. Además, se conoce que  $\epsilon_{cc}=8,3\%$  y  $\epsilon_{xcc}=0,65\%$ .

Las líneas subterráneas de conexión del secundario de los transformadores al Centro de Distribución son de Aluminio, con un tipo de cable RHV y un tipo de aislamiento XLPE (polietileno reticulado). Su tensión nominal es de 6/10 kV, con 4 conductores por fase y  $300 \text{ mm}^2$  de sección. La longitud de cada una de ellas es de 100 metros.

El Centro de Distribución de 5,5 kV está formado por 24 cabinas, y cuenta además con una unión de barras que permite dividirlo en dos juegos de barras independientes, B1 y B2. De esta forma, la instalación puede funcionar de tres formas distintas: con los dos transformadores independientemente alimentando cada uno de ellos a sus salidas, con sólo uno de ellos (estando el otro fuera de servicio) o con los dos en paralelo con el fin de apoyar el aumento de la carga de uno de ellos si el otro no está sobrecargado. La impedancia total que presentan los dos juegos de barras se puede calcular a partir de la impedancia de las pletinas de cada cabina. Dichas pletinas son de cobre, con una sección rectangular de 8 cm de ancho y 1 cm de espesor y longitud de 0,8 m, con una separación entre ellas de 25 cm.

Por último, la salida de líneas subterráneas a cada uno de los 16 Centros de Transformación de la planta es de Aluminio, cuyo tipo de cable es RHV y el tipo de aislamiento XLPE. La tensión nominal es de 6/10 kV, con un conductor por fase y sección  $95 \text{ mm}^2$ . La longitud de dichas líneas es de 300m.

Ahora sí, partiendo de todos estos datos que se nos proporcionan se puede pasar al cálculo de las impedancias en secuencia directa, inversa y homopolar. Para ello, el procedimiento a seguir consiste en calcular las impedancias de los elementos que intervienen en la instalación en sus unidades correspondientes y a continuación transformarlas a valores por unidad para trabajar de forma más cómoda.

Para convertir a valores por unidad es necesario establecer unos valores base, que van a corresponder a valores de los transformadores ( $S_b = 10\text{MVA}$ ,  $U_b$  (zona1) = 45kV,  $U_b$  (zona2) =5,5kV). Hay que destacar que la zona 1 corresponde a la parte inicial del circuito hasta el primario de los transformadores, y la zona 2 corresponde a la zona que se encuentra entre el secundario de los transformadores y las líneas de distribución. La obtención de  $I_b$  y de  $Z_b$  se muestra en los siguientes cálculos:

$$S_b = \sqrt{3} * I_b * U_b \rightarrow I_b(\text{zona1}) = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{10\text{MVA}}{\sqrt{3} * 45\text{kV}} = 128,30 \text{ A}$$

$$S_b = \sqrt{3} * I_b * U_b \rightarrow I_b(\text{zona2}) = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b} = \frac{10\text{MVA}}{\sqrt{3} * 5,5\text{kV}} = 1049,73 \text{ A}$$

$$Z_b(\text{zona1}) = \frac{U_b}{\sqrt{3} * I_b} = \frac{U_b}{\sqrt{3} * \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b}} = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{(45\text{kV})^2}{10\text{MVA}} = 202,5 \Omega$$

$$Z_b(\text{zona2}) = \frac{U_b}{\sqrt{3} * I_b} = \frac{U_b}{\sqrt{3} * \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b}} = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{(5,5\text{kV})^2}{10\text{MVA}} = 3,025\Omega$$

Una vez obtenidos todos los valores base, únicamente hay que dividir cada impedancia calculada en ohmios por el valor de la impedancia base correspondiente en función de si se encuentra en la zona 1 o en la zona 2.

A continuación, antes de pasar a calcular cada una de las impedancias es necesario presentar el circuito mostrando los nudos y las impedancias que lo forman con la nomenclatura que se va a seguir a partir de ahora.

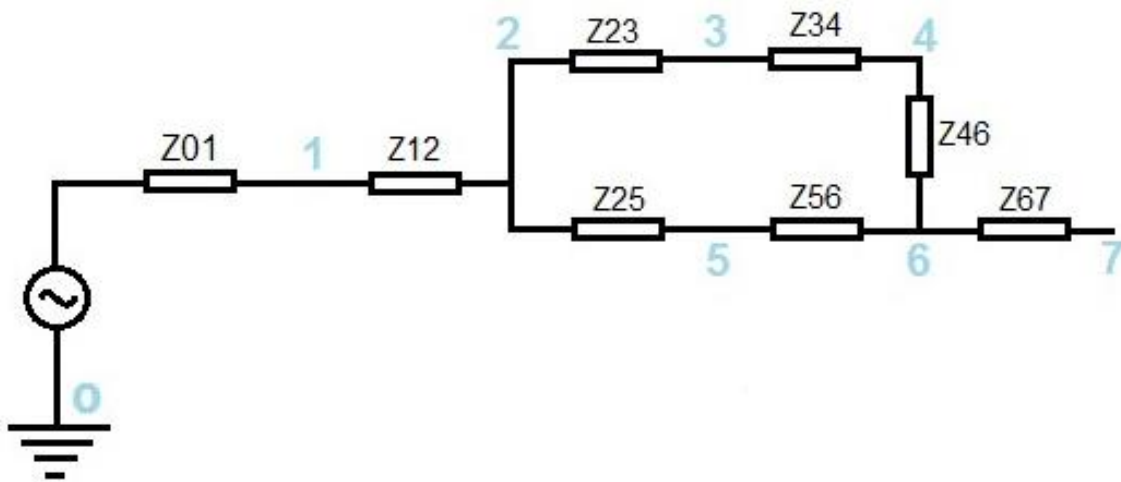


Figura 15. Circuito de estudio de secuencia directa

Dicho circuito está compuesto por 8 nudos y 8 impedancias. En primer lugar se tiene el *nudo 0* que corresponde al nudo de tierra y es el que se tomará como nudo de referencia en los próximos cálculos. A dicho nudo le sigue el nudo 1 que corresponde al parque de 45kV. Entre ambos nudos se va a tener la impedancia del equivalente Thévenin y la línea de acometida, que se conoce como *Z01* en el anterior esquema. Seguido del *nudo 1* va la impedancia *Z12* que corresponde a la línea aérea que conecta dicho nudo con el primario de los dos transformadores. El *nudo 2* es el encargado de conectar la salida del parque a 45kV con los 2 transformadores en paralelo cuya función es reducir la tensión hasta los 5,5 kV. Las impedancias *Z23* y *Z25* corresponden a dichos transformadores. El secundario de ambos transformadores se encuentra en los *nudos 3* y *5*, que a su vez se van a conectar mediante líneas subterráneas (impedancias *Z34* y *Z56*) a los *nudos 4* y *6*. Estos nudos se sitúan en la barra que conecta los Centros de Transformación con los Centros de Distribución mediante cabinas. Esta barra a su vez se puede dividir en 2 barras que pueden trabajar unidas mediante la impedancia *Z46*, que hace que los transformadores operen en paralelo, o separadas haciendo que cada transformador alimente por separado a los 8 Centros de Distribución que tiene conectados. Por último, la impedancia *Z67* es la que se conecta con el *nudo 7* que corresponde a uno de los 16 Centros de Distribución. Cabe destacar que solo se ha colocado el nudo 7 ya que se va a estudiar aquel Centro de Distribución que opera a mayor potencia nominal.

## 3.2 CÁLCULO DE IMPEDANCIAS Y DE REDES DE SECUENCIA

Una vez explicados todos los elementos que forman la instalación, se pasa a calcular los circuitos en secuencia directa, inversa y homopolar.

En primer lugar, para resolver la cuestión de por qué se calculan los circuitos en las tres secuencias mencionadas basta con explicar la diferencia entre ellas. La secuencia homopolar corresponde a aquellos sistemas cuyos tres vectores están en fase y no está alimentado por ninguna fuente de tensión. Su secuencia de fase se puede decir que es cero, ya que los tres vectores pulsas en un mismo tiempo. En cuanto a los sistemas de secuencia directa e inversa la principal diferencia es la aparición en el sistema directo de una fuente de tensión que no se observa en el inverso. A estos sistemas se les suele denominar con los superíndices 1 para secuencia directa o positiva y 2 para secuencia inversa o negativa.

A continuación se muestran los cálculos realizados para cada una de las tres secuencias tanto en sus unidades correspondientes como en valores por unidad.

### SECUENCIA DIRECTA

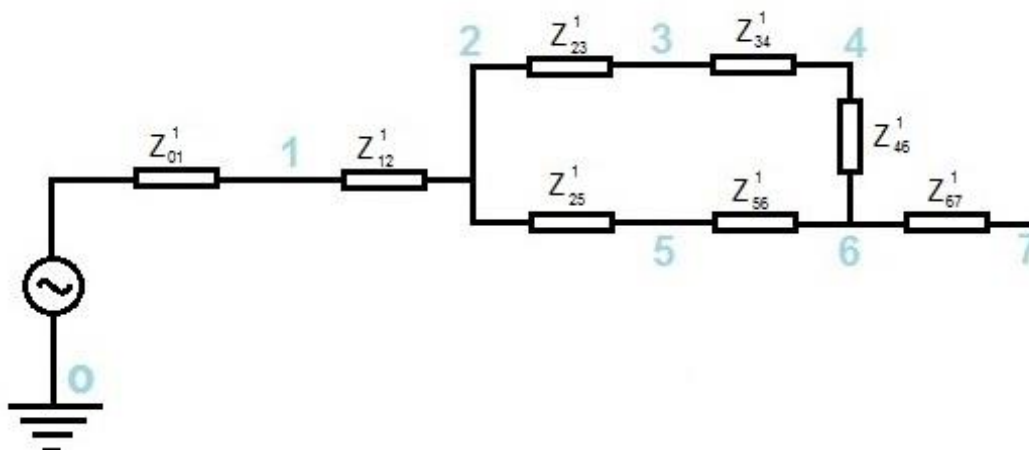


Figura 16. Circuito en secuencia directa

### 3.2.1 Impedancia de la línea de acometida con el equivalente Thévenin de la red

#### 3.2.1.1 Resistencia y reactancia del conductor.

La resistencia eléctrica del conductor varía según su temperatura. Sin embargo, se va a considerar  $R=0,197 \Omega/\text{km}$  tal y como se muestra en los datos de la instalación.

Para calcular la reactancia del conductor se va a usar la siguiente expresión:

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

Siendo:

X: Reactancia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

f: frecuencia de la red (Hz)

L: coeficiente de inducción entre conductores (H/km)

Para calcular el coeficiente de inducción, L:

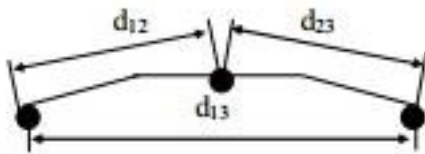
$$L = (0,5 + 4,605 * \log \left( \frac{D}{r} \right)) * 10^{-4} \text{ [H/km]}$$

Siendo:

D: separación media geométrica entre conductores (mm)

R: radio del conductor (mm)

Para hallar el valor de D dependerá del armado utilizado. En el caso que nos ocupa en este proyecto, la separación D se obtiene de la siguiente manera:



$$D = \sqrt[3]{d_{12} * d_{23} * d_{31}} \text{ [mm]}$$

Siendo  $d_{12}$ ,  $d_{23}$  y  $d_{31}$ : las separaciones entre los conductores (mm)

Figura 17. Cruceta tipo bóveda para postes

Una vez expuesta la metodología de cálculo para hallar el valor de la reactancia de la línea, utilizando las expresiones expuestas, se obtienen los siguientes resultados:

Cálculo X	
$d_{12}$ (mm)	2046,76
$d_{23}$ (mm)	2046,76
$d_{31}$ (mm)	4000
D (mm)	2558,97
L (H/km)	0,0012
X ( $\Omega$ /km)	0,3724

Tabla 1. Valores línea de acometida

Para obtener la impedancia por km, se aplica la siguiente expresión:

$$Z = R + j * X = 0,197 + j0,3724 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Debido a que la línea tiene 6km de longitud hay que multiplicar el valor obtenido por 6:

$$Z_{Th} = 1,182 + j * 2,2344 \text{ } \Omega/\text{línea}$$

### 3.2.1.2 Impedancia línea acometida, $Z_Q$ .

Para calcular la impedancia de la acometida se emplean las siguientes ecuaciones que aparecen en el libro de Roepfer, R. "Corrientes de cortocircuitos en líneas trifásicas" [1]. Por tanto:

$$Z_Q = \frac{U_N^2}{S_{cc}} = 6,75 \Omega/\text{línea}$$

$$X_Q = 0,995 * Z_Q = 6,716768 \Omega/\text{línea}$$

$$R_Q = 0,1 * X_Q = 0,675 \Omega/\text{línea}$$

### 3.2.1.3 Impedancia total, $Z_{01}$ .

Finalmente, para obtener la impedancia total de la línea 0-1 se deben sumar las impedancias correspondientes al equivalente Thévenin y a la línea de acometida:

$$Z_{01} = Z_{Th} + Z_Q = 1,182 + j2,2344 + 0,675 + j6,7162 = 1,857 + j8,951168 \Omega/km$$

### 3.2.2 Impedancia de la línea al pórtico de entrada, $Z_{12}$ .

#### 3.2.2.1 Resistencia y reactancia del conductor

La resistencia eléctrica del conductor varía según su temperatura. Sin embargo, se va a considerar  $R=0,197 \Omega/km$  tal y como se muestra en los datos de la instalación.

Para calcular la reactancia del conductor se va a usar la siguiente expresión:

$$X = 2 * \pi * f * L \quad [\Omega/km]$$

Siendo:

X: Reactancia del conductor ( $\Omega/km$ )

f: frecuencia de la red (Hz)

L: coeficiente de inducción entre conductores (H/km)

Para calcular el coeficiente de inducción, L:

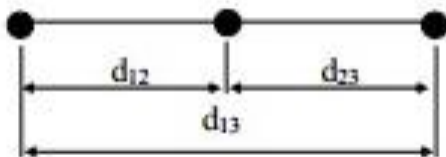
$$L = (0,5 + 4,605 * \log \left( \frac{D}{r} \right)) * 10^{-4} \quad [H/km]$$

Siendo:

D: separación media geométrica entre conductores (mm)

R: radio del conductor (mm)

Para hallar el valor de D dependerá del armado utilizado. En el caso que nos ocupa en este proyecto, la separación D se obtiene de la siguiente manera:



$$D = \sqrt[3]{d_{12} * d_{13} * d_{32}} \quad [mm]$$

Siendo  $d_{12}$ ,  $d_{23}$  y  $d_{31}$  las separaciones entre los conductores (mm)

Figura 18. Cruceta recta para apoyos de celosía

Una vez expuesta la metodología de cálculo para hallar el valor de la reactancia de la línea, utilizando las expresiones expuestas, se obtienen los siguientes resultados:

Cálculo X	
$d_{12}(mm)$	2000
$d_{13}(mm)$	2000
$d_{23}(mm)$	4000
D (mm)	2519,8
L (H/km)	0,0012
X ( $\Omega/km$ )	0,0037145

Tabla 2. Valores línea de entrada al pórtico



### 3.2.2.2 Impedancia total

A partir de los valores de resistencia y reactancia, la impedancia resultante es:

$$Z_{12} = R + j * X = 0,197 * 10^{-3} + j0,0037145 \Omega/km$$

Debido a que la línea tiene una longitud de 11 metros es necesario multiplicar la impedancia por dicha distancia para obtener la impedancia total de la línea:

$$Z_{12} = 0,002167 + j * 0,004086 \Omega/línea$$

### 3.2.3 Impedancia de los transformadores, $Z_{23}$ .

#### 3.2.3.1 Resistencia y reactancia del conductor

Para el cálculo de la impedancia de los transformadores se aplican las siguientes expresiones:

$$\cos\varphi = \frac{\varepsilon_{RCC}}{\varepsilon_{CC}}$$

$$\varepsilon_{xcc} = \varepsilon_{cc} * \text{sen}\varphi$$

$$I_{1N} = \frac{S_N}{U_{1N}}$$

$$Z_{CC} = \frac{U_{CC}}{I_{1N}} = \frac{\varepsilon_{CC} * U_{1N}}{I_{1N} * 100}$$

$$R_{CC} = Z_{CC} * \cos\varphi$$

$$X_{CC} = Z_{CC} * \text{sen}\varphi$$

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Calculo Zcc	
$\varepsilon_{RCC}$ (%)	8,3%
$\varepsilon_{CC}$ (%)	0,65%
$\phi$ (°)	85,5
$\varepsilon_{xcc}$ (%)	8,27%
$I_{1N}$ (A)	222,22
$Z_{CC}$ ( $\Omega$ )	16,8075
$R_{CC}$ ( $\Omega$ )	1,31625
$X_{CC}$ ( $\Omega$ )	16,75588

Tabla 3. Valores transformadores

#### 3.2.3.2 Impedancia total

A partir de la resistencia y la reactancia del transformador, se tiene:

$$Z_{23} = 1,31625 + j * 16,75588 \Omega/trafo$$

### 3.2.4 Impedancia de las líneas subterráneas de conexión del secundario del transformador al Centro de Distribución, $Z_{34}$ .

#### 3.2.4.1 Resistencia del conductor

La resistencia eléctrica del conductor varía según sea corriente continua o corriente alterna. Para obtenerla, hay que fijarse en una de las tablas que se muestran en el documento *ECN media tensión AI*, concretamente en la página 9, en la tabla de cables azotente MT unipolares 6/10kV con conductor de aluminio. El valor correspondiente es  $0,127 \Omega/km$ . Hay que destacar que dicho valor es por km, por tanto el valor de toda la línea será:

$$R = 0,127 \frac{\Omega}{km} * 0,1 km = 0,0127 \Omega/línea$$

#### 3.2.4.2 Reactancia del conductor

Para calcular la reactancia del conductor se va seguir el mismo procedimiento que para la resistencia eléctrica. En primer lugar se busca el valor de la reactancia en la tabla y a continuación se multiplica por la longitud de la línea. En la tabla hay que fijarse en la columna de reactancia por fase a 50Hz y en tresbolillo.

$$X = 0,091 \frac{\Omega}{km} * 0,1 km = 0,0091 \Omega/línea$$

#### 3.2.4.3 Impedancia total

$$Z_{1X300} = R + jX = 0,0127 + j0,0091 \Omega/línea$$

Esta impedancia corresponde a un solo cable, sin embargo en el enunciado se dice que hay cuatro cables en paralelo. Por tanto, la impedancia final de la línea será:

$$Z_{34} = \frac{Z_{1X300}}{4} = 3,175 * 10^{-3} + j2,275 * 10^{-3} \Omega/línea$$

### 3.2.5 Impedancia de las líneas subterráneas a cada Centro de Transformación de la planta, $Z_{67}$ .

Para poder realizar los ajustes de los relés de sobreintensidad es necesario conocer los ajustes de las protecciones de las cargas. Por ello se ha tomado una de las salidas del Centro de Distribución que corresponde a la máxima carga.

#### 3.2.5.1 Resistencia y reactancia del conductor

La resistencia eléctrica del conductor varía según si es de corriente continua o corriente alterna. Para obtenerla, hay que fijarse en una de las tablas que se muestran en el documento *ECN media tensión AI*, concretamente en la página 9, en la tabla de cables azotente MT unipolares 6/10kV con conductor de aluminio. El valor correspondiente es  $0,403 \Omega/km$ . Hay que destacar que dicho valor es por km, por tanto el valor de toda la línea será:

$$R = 0,403 \frac{\Omega}{km} * 0,3 km = 0,1209 \Omega/línea$$

Para calcular la reactancia del conductor se va seguir el mismo procedimiento que para la resistencia eléctrica. En primer lugar se busca el valor de la reactancia en la tabla y a continuación se multiplica por la longitud de la línea. En la tabla hay que fijarse en la columna de reactancia por fase a 50Hz y en tresbolillo.

$$X = 0,108 \frac{\Omega}{km} * 0,3 km = 0,0324 \Omega$$

### 3.2.5.2 Impedancia total

$$Z_{47} = R + jX = 0,1209 + j0,0324 \Omega/línea$$

## 3.2.6 Impedancia del Centro de Distribución, $Z_{46}$ .

### 3.2.6.1 Resistencia y reactancia de las pletinas

La resistencia eléctrica de las cabinas se calcula a partir de:

$$R = \rho \frac{l}{A}$$

Siendo:

$\rho$ : resistividad del cobre

$l$ : longitud

$A$ : sección pletinas

$$R = \rho \frac{l}{A} = 1,71 * 10^{-5} \Omega mm * \frac{800 mm}{(80 * 10) mm^2} = 1,71 * 10^{-5} \Omega$$

Para calcular la reactancia hay que fijarse en la figura 8.5 del libro de Richard Roeper "Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas"

$$X = 1,4 * 10^{-4} \frac{\Omega}{m}$$

### 3.2.6.2 Impedancia cabinas

La impedancia para una cabina es:

$$Z = R + jX = 1,71 * 10^{-5} + j1,4 * 10^{-4} \Omega/m$$

Como en el enunciado se dice que hay 24 cabinas, la impedancia total es:

$$\begin{aligned} Z_{46} &= 24 * (R + jX) = 24 * (1,71 * 10^{-5} + j1,4 * 10^{-4}) \\ &= 4,104 * 10^{-4} + j3,36 * 10^{-3} \Omega/línea \end{aligned}$$

## 3.2.7 Circuito final en secuencia directa

Tras haber realizado todos los cálculos, las impedancias finales para el circuito de secuencia directa son las siguientes:

$U_g^1$	45 kV	1 pu
$Z_{01}^1$	$1,857 + j8,951168 \Omega/\text{línea}$	$9,1703 * 10^{-3} + j0,0442 pu$
$Z_{12}^1$	$0,002167 + j0,0040867 \Omega/\text{línea}$	$1,07 * 10^{-4} + j2,01812 * 10^{-5} pu$
$Z_{trafos}^1 = Z_{23}^1 = Z_{25}^1$	$1,31625 + j16,75588 \Omega/\text{trafo}$	$0,0065 + j * 0,082745 pu$
$Z_{34}^1 = Z_{56}^1$	$3,175 * 10^{-3} + j2,27510^{-3} \Omega/\text{línea}$	$1,0496 * 10^{-3} + j7,52 * 10^{-4} pu$
$Z_{CdT}^1 = Z_{67}^1$	$0,1209 + j0,0324 \Omega/\text{línea}$	$0,04 + j0,0107 pu$
$Z_{46}^1$	$4,104 * 10^{-4} + j3,36 * 10^{-3} \Omega/\text{línea}$	$1,567 * 10^{-4} + j0,00111 pu$

Tabla 4. Valores circuito secuencia directa

## SECUENCIA INVERSA

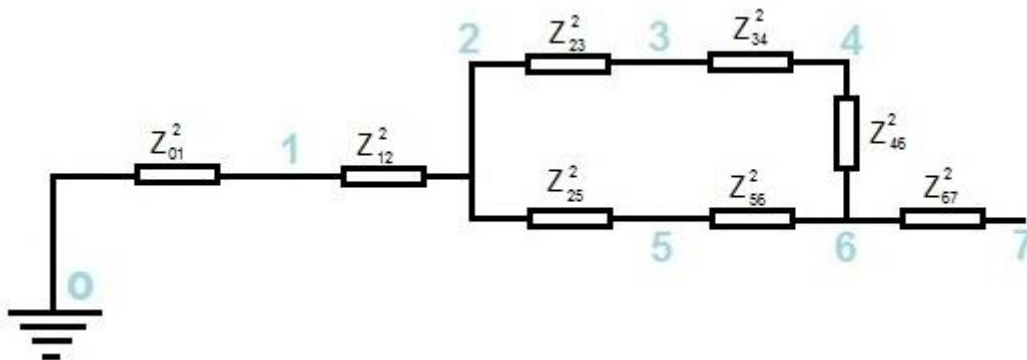


Figura 19. Circuito en secuencia inversa

Para el cálculo de las impedancias en secuencia inversa hay que tener en cuenta dos conceptos clave obtenidos en el capítulo 9, Componentes simétricas y cortocircuitos desequilibrados, de F. Barrero [9]:

Para las líneas de transmisión:

$$Z^1 = Z^2$$

Para los transformadores:

$$Z^1 = Z^2 \approx Z_{CC}$$

Por tanto, las impedancias que componen el circuito en secuencia inversa son:

$U_g^2$	0 kV	0 pu
$Z_{01}^2$	$1,857 + j8,951168 \Omega/\text{línea}$	$9,1703 * 10^{-3} + j0,0442 pu$
$Z_{12}^2$	$0,002167 + j0,0040867 \Omega/\text{línea}$	$1,07 * 10^{-4} + j2,01812 * 10^{-5} pu$
$Z_{trafos}^2 = Z_{23}^2 = Z_{25}^2$	$1,31625 + j16,75588 \Omega/\text{trafo}$	$0,0065 + j * 0,082745 pu$
$Z_{34}^2 = Z_{56}^2$	$3,175 * 10^{-3} + j2,27510^{-3} \Omega/\text{línea}$	$1,0496 * 10^{-3} + j7,52 * 10^{-4} pu$
$Z_{CdT}^2 = Z_{67}^2$	$0,1209 + j0,0324 \Omega/\text{línea}$	$0,04 + j0,0107 pu$
$Z_{46}^2$	$4,104 * 10^{-4} + j3,36 * 10^{-3} \Omega/\text{línea}$	$1,567 * 10^{-4} + j0,00111 pu$

Tabla 5. Valores circuito secuencia inversa

## SECUENCIA HOMOPOLAR

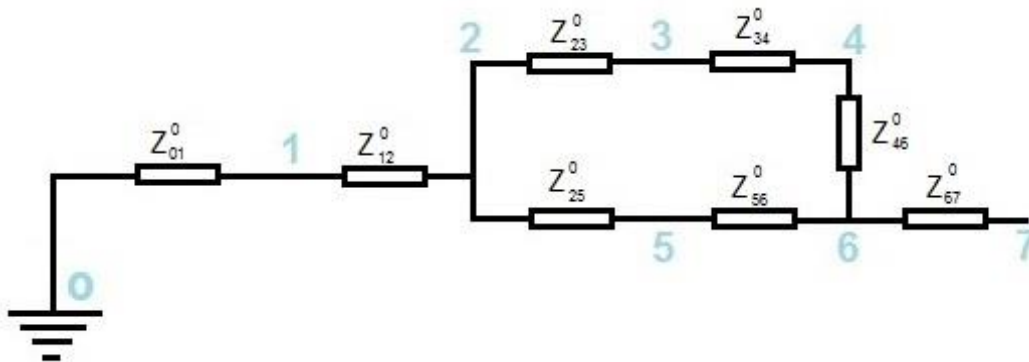


Figura 20. Circuito en secuencia homopolar

Como se ha dicho antes en secuencia homopolar al igual que en secuencia inversa, no aparecen fuentes de tensión en el circuito. Además, en este caso no se pueden considerar válidos los dos conceptos mencionados en el apartado anterior. Los conceptos a tener en cuenta ahora son:

Para las líneas de transmisión aéreas:

$$Z^0 = R_L + 3R_E + jw10^{-4} \left( 6 * \ln \frac{1650 \sqrt{\frac{\rho}{w}}}{\sqrt[3]{r * D^2}} + 0,5\mu_r \right)$$

Siendo:

$R_L$ : Resistencia del conductor

$R_E$ : Resistencia del terreno

$\rho$ : Resistividad del terreno

$w$ : pulsaciones ( $2\pi f$ )

$D$ : Separación media geométrica entre conductores

$\mu_r$ : Permeabilidad relativa

Para las líneas subterráneas:

$$Z^0 = 3Z^1$$

Para los transformadores Y-Y con ambos neutros a tierra:

$$Z^0 = Z^1 = Z^2$$

Cabe destacar, que la ecuación para las líneas de transmisión aéreas se ha obtenido del libro *Corrientes de cortocircuitos en redes trifásicas*, de R. Roepfer [1]. Las otras ecuaciones se han obtenido del capítulo 9, *Componentes simétricas y cortocircuitos desequilibrados*, de F. Barrero [9].

Así pues, las impedancias que componen el circuito en secuencia homopolar son:

$U_g^0$	0 kV	0 pu
$Z_{01}^0$	$2,74526 + j15,62 \Omega/\text{línea}$	$0,01356 + j0,0771 pu$
$Z_{12}^0$	$0,0037955 + j0,016345 \Omega/\text{línea}$	$1,874 * 10^{-5} + j8,0716 * 10^{-5} pu$
$Z_{trafos}^0 = Z_{23}^0 = Z_{25}^0$	$1,31625 + j16,75588 \Omega/\text{trafo}$	$0,0065 + j * 0,082745 pu$
$Z_{34}^0 = Z_{56}^0$	$9,525 * 10^{-3} + j6,825 * 10^{-3} \Omega/\text{línea}$	$3,149 * 10^{-3} + j2,25 * 10^{-3} pu$
$Z_{CdT}^0 = Z_{67}^0$	$0,3627 + j0,0972 \Omega/\text{línea}$	$0,12 + j0,0321 pu$
$Z_{46}^0$	$1,2312 * 10^{-3} + j0,01008 \Omega/\text{línea}$	$4,07 * 10^{-4} + j3,3322 * 10^{-3} pu$

Tabla 6. Valores circuito secuencia homopolar

Como se ha mencionado en el apartado 2, para realizar el análisis de la instalación es necesario obtener la matriz de incidencia del circuito de estudio, que es común para las tres secuencias. Tal y como se ha explicado, la matriz de incidencia correspondiente a la instalación de estudio es:

$$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

## 4 ANÁLISIS DE FALTAS.

Tras haber obtenido los resultados de las impedancias en por unidad en cada una de las tres secuencias estudiadas (directa, inversa y homopolar) se puede pasar a realizar en análisis de faltas en cada uno de los nudos que se han descrito.

Para ello, se va a emplear el programa FreeMat. Cabe destacar que aunque se va a realizar una breve descripción de los pasos seguidos para el análisis, en el anexo 1 se puede ver un estudio más detallado de todos los pasos llevados a cabo.

En primer lugar, se han introducido un archivo llamado “datos\_iniciales” con los valores pertinentes de partida recogidos en el apartado anterior. El orden que se ha seguido es el descrito en el apartado 2.1, es decir, primero se ha introducido la matriz de incidencia y se ha calculado su transpuesta. A continuación, se han introducido las impedancias calculadas en cada secuencia y las fórmulas que calculan las admitancias correspondientes. Una vez calculadas todas las admitancias se han construido las matrices de admitancias de las ramas pasivas y, a partir de ellas, se han obtenido las matrices de admitancias y las matrices de impedancias de cada secuencia usando fórmulas que se muestran a continuación. Cabe destacar que los subíndices 0, 1 y 2 hacen referencia a las secuencias homopolar, directa e inversa respectivamente.

$$[Ynudo]_{0,1,2} = A^T * [Ypr]_{0,1,2} * A$$

$$[Znudo]_{0,1,2} = \frac{1}{[Ynudo]_{0,1,2}}$$

Todo lo recogido en este archivo será común en cada uno de los ensayos de cortocircuito que se van a estudiar, con una única variante. Como ya se ha explicado en el estudio detallado de la instalación, esta puede trabajar de tres formas diferentes: con los dos transformadores alimentando cada uno de ellos a sus salidas, con sólo uno de ellos activado y el otro fuera de servicio, o con los dos en paralelo. Debido a esto, el estudio hay que realizarlo 3 veces introduciendo una variante en el archivo de FreeMat “datos\_iniciales” que se acaba de describir.

El caso más sencillo es aquel en que los dos transformadores están trabajando en paralelo. En este caso, todos los interruptores permanecen cerrados y las impedancias a introducir serán las calculadas en el apartado 3.2. En el caso de que cada transformador alimente a sus salidas es necesario abrir el interruptor UBL (unión de barras de línea). Para ello basta con poner las impedancias correspondientes a ese trozo de la instalación con un valor muy elevado, o lo que es lo mismo, las admitancias iguales a cero, es decir,  $Y_{46}=0$ . El último caso, es aquel en que un transformador está en activo y el otro fuera de servicio, en este caso las impedancias que hay que modificar son las que se encuentran entre los nudos 2 y 3, y los nudos 3 y 4. Para ello, se modificará el archivo “datos\_iniciales” poniendo  $Y_{23}=Y_{34}=0$ .

El siguiente paso es crear nuevos archivos para cada uno de los tipos de cortocircuito que se van a estudiar. Para hacer el estudio más sencillo, se va a definir una variable k que va a corresponder al nudo de estudio en cada momento. Así, con solo modificar el valor de dicha variable es posible estudiar los distintos nudos de la instalación. Estos archivos van a recoger

todas las fórmulas descritas en el apartado 2.1, y van a sacar por pantalla los valores de las intensidades de falta correspondiente en cada caso.

Realizando esto de forma iterativa para cada nudo y cada tipo de funcionamiento, se llega a una serie de valores de intensidad máximos y mínimos en amperios. Cabe destacar, que los valores que aparecen en el programa FreeMat están en por unidad, pues las impedancias introducidas son en por unidad con el fin de trabajar de forma más sencilla. Sin embargo, los valores con los que se va a trabajar en el Excel están multiplicados por los valores base y con ello convertidos a las unidades que nos interesan. Todos estos valores están referidos al secundario del transformador para que puedan ser comparados entre si.

En los anexos 2 y 3 aparecen dos archivos Excel que recogen los datos explicados hasta el momento, uno para el ajuste de protecciones de tiempo diferido y otro para el ajuste de protecciones inmediatas. Los valores finales que hay que tener en cuenta en cada archivo son los que aparecen en las pestañas intensidades máximas y mínimas, que salen de comparar aquellos valores máximos y mínimos de cada tipo de cortocircuito y de cada tipo de funcionamiento, obviando aquellos valores nulos para el caso de las intensidades mínimas. Además, en cada Excel recogido en los anexos 2 y 3 se puede observar el ajuste de cada trafo de intensidad siguiendo el procedimiento que se va a explicar en apartados posteriores.

No obstante, a continuación se van a mostrar de los resultados obtenidos, los más relevantes para el ajuste de las protecciones.

Las intensidades máximas y mínimas obtenidas en cada nudo referidas al lado de 5,5kV son las siguientes:

Nudo	Imin	Imax
1	23252,62	23252,70
2	23241,34	23241,38
3	0,00	12036,07
4	8079,12	12035,38
5	8205,26	12036,07
6	8149,32	12035,38
7	7017,23	9501,77

Tabla 7. Valores de intensidades máximas y mínimas en cada nudo

Estas intensidades se obtienen tras comparar los cuatro tipos de cortocircuito en los tres modos de operación obviando los valores nulos. Como ya se predecía, a medida que nos acercamos a la fuente de alimentación las intensidades van aumentando. Además, el valor nulo corresponde al nudo 3 en el momento en el que uno de los trafos está fuera de actividad.



## 5 PROTECCIONES DE SOBREINTENSIDAD: AJUSTES.

Una vez obtenidas las intensidades máximas y mínimas de falta que se va a tener en cada nudo de estudio de la instalación se procede al cálculo de las curvas de protección de sobreintensidad.

Para ello se van a tener en cuenta diferentes transformadores de intensidad (Ti) distribuidos de la siguiente forma:

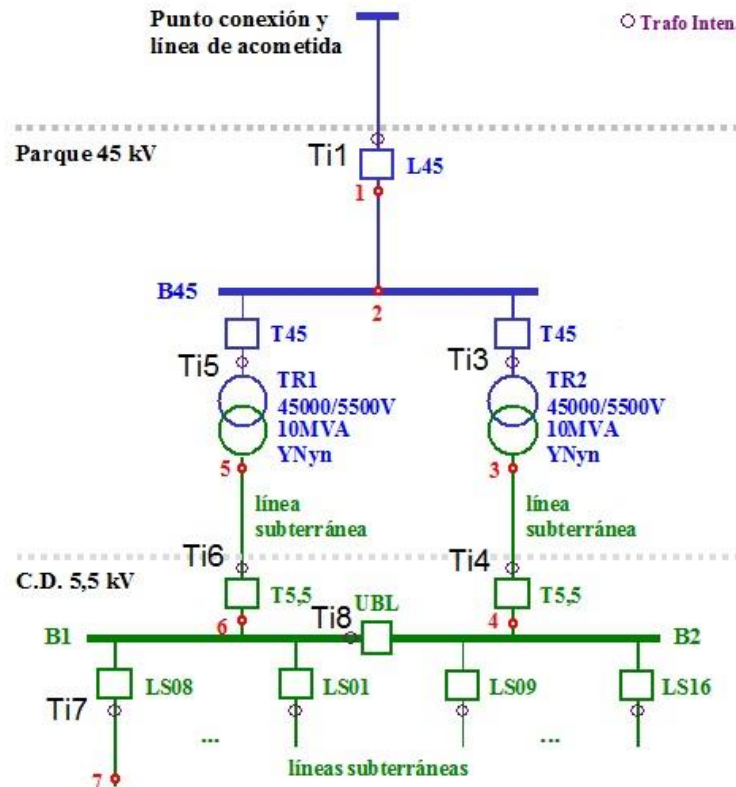


Figura 21. Esquema con transformadores de intensidad

### a) Protecciones de tiempo diferido

Como ya se ha comentado antes, nos encontramos principalmente ante una red radial (aunque en algunos momentos exista alguna excepción) por lo que el estudio se debe hacer desde la zona más lejana a la fuente de alimentación. En este caso, dicho punto corresponde a uno de los Centros de Transformación, concretamente el nudo 7 de la figura anterior. Debido a que todos ellos son iguales, únicamente se estudia uno, considerando la máxima potencia posible, es decir, 1,5 MVA.

Las curvas de ajuste de tiempo se van a emplear en el ajuste de las protecciones de sobreintensidad. El tiempo de disparo de la protección depende de la intensidad medida por la protección respecto de la intensidad de ajuste, y viene dado por la siguiente ecuación:

$$t = TMS \frac{k}{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^\alpha - 1}$$

y siguiendo el manual de instrucciones GEK-106163D de un sistema integrado de protección y control (DDS) del distribuidor General Electric para una curva de tiempo fijo o definido, conocidas como curva normalmente inversa, se tiene  $k=0,14$  y  $\alpha=0,02$ , Así pues:

$$t = TMS \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^{0,02} - 1}$$

Una vez conocida la fórmula que se va a emplear para obtener las curvas partimos del punto que se ha indicado antes y para un  $TMS=0,05$ , que es el valor inferior del rango que nos proporciona el fabricante en el mismo manual que se acaba de mencionar, obtenemos la curva para la protección del Centro de Transformación (PCT). Cabe destacar que se ha escogido este valor porque es el valor con el que más rápido se despejan las faltas de forma efectiva.

Además, hay que mencionar que la intensidad de ajuste va a ser diferente en cada una de las 3 zonas de estudio que se diferencian. En primer lugar tenemos la zona 1 desde la fuente de tensión hasta el punto donde se juntan la línea de acometida y los dos transformadores, estando éste nudo incluido en dicha zona. La zona 2 va desde el primario de los dos transformadores hasta la unión de barras. Por último, la zona 3 corresponde a las líneas que conectan la unión de barras con cada uno de los Centros de Transformación. Las intensidades de ajuste para cada zona son:

$$I_{ajuste,zona1} = \frac{20 \text{ MVA}}{45 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 256,6 \text{ A}$$

$$I_{ajuste,zona2} = \frac{10 \text{ MVA}}{5,5 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 1049,73 \text{ A}$$

$$I_{ajuste,zona3} = \frac{1,5 \text{ MVA}}{5,5 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 157,46 \text{ A}$$

Estas intensidades se calculan dividiendo la máxima potencia aparente que se puede tener en cada zona por el valor de la tensión en dicha zona.

Con el fin de evitar cualquier sobrecarga que pueda darse, es necesario dar un rango de amplitud. Por tanto a cada valor obtenido se le añade un 25% de margen. Además, el valor de ajuste que se emplea en la protección es el obtenido después de redondearlo al múltiplo de 5 superior más cercano. De esta forma, los valores finales de las intensidades de ajuste son:

$$I_{ajuste,zona1} = 256,6 * 1,25 = 320,75 \cong 325 \text{ A}$$

$$I_{ajuste,zona2} = 1049,73 * 1,25 = 1312,6 \cong 1315 \text{ A}$$

$$I_{ajuste,zona3} = 157,46 * 1,25 = 196,8 \cong 200 \text{ A}$$

Hay que destacar que todas estas intensidades de ajuste son vistas desde el secundario, es decir, desde el lado de 5,5kV.

A continuación, a partir de la primera curva obtenida se va a ir calculando el TMS para cada protección despejando de la fórmula e introduciendo un incremento de tiempo fijo debido al tiempo que tardan los interruptores en disparar y a otros efectos que pueden tener lugar. Como intensidad de ajuste se toma la correspondiente a la zona de la curva del transformador de intensidad anterior, y como I, la máxima intensidad posible también en el caso anterior. Así:

$$TMS = \frac{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^{0,02} - 1}{0,14 * (t + \Delta t)}$$

Tras obtener el valor del TMS, se va a seguir el mismo procedimiento que se ha explicado para la curva PCT. El orden a seguir es el siguiente:

1. PCT: protección Centro de Transformación
2. PLS: protección línea de salida
3. PUBL: protección unión barras
4. PST1: protección secundario trafo 1
5. PPT1: protección primario trafo 1
6. PST2: protección secundario trafo 2
7. PPT2: protección primario trafo 2
8. PL45: protección línea 45kV

A continuación se va a mostrar el ajuste realizado con valores numéricos, con el fin de que la explicación sea más sencilla. Los valores máximos y mínimos de cada protección son los recogidos en la tabla 8:

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1 y 2	PL45	23252,62	23252,70
Ti3	2 y 4	PPT2	23241,34	23241,38
Ti4	3 y 4	PST2	0,00	12036,07
Ti5	2 y 6	PPT1	8079,12	23241,38
Ti6	5 y 6	PST1	8205,26	12036,07
Ti7	6 y 7	PLS	8149,32	12035,38
Ti8	4 y 6	PUB	7017,23	12035,38

Tabla 8. Valores de intensidades máximas y mínimas

### *Ajuste de PCT (Centro de Transformación)*

Como se ha dicho antes, se parte de la protección más alejada a la fuente de alimentación, es decir, de PCT (protección Centro de Transformación). Debido a que esta protección está en la zona 3 hay que considerar Iajuste=200A. Además, se parte de un TMS=0.05, ya que es el valor más pequeño considerado por el fabricante. Con estos valores y la fórmula de t que se muestra a continuación se va dando valores arbitrarios a I para dibujar la curva PTC. El máximo valor de I que debemos considerar es el correspondiente a la intensidad máxima obtenida.

$$t = TMS \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^{0,02} - 1}$$

### Ajuste de PLS (línea de salida)

A continuación, se procede a dibujar la curva de PLS (protección línea de salida). En este caso sabemos que sigue perteneciendo a la zona 3 por lo que  $I_{ajuste}=200A$ . Sin embargo, el TMS es desconocido. Para calcularlo hay que aplicar la siguiente ecuación, que se obtiene despejando TMS de la ecuación anterior:

$$TMS = \frac{\left(\frac{I}{I_{ajuste}}\right)^{0,02} - 1}{0,14 * (t + \Delta t)}$$

Siendo  $I$  la máxima intensidad de la protección anterior, es decir, 12035,38A. Y considerando  $t$  como el máximo valor obtenido en la anterior protección, y  $\Delta t = 0,3$  tiempo de separación entre protecciones. El TMS obtenido es de 0,31. Ahora sí se puede obtener el tiempo de disparo para la máxima intensidad que ve esta protección, 12035,38 A, que es de 0,71 segundos.

### Ajuste de PUBL (unión de barras)

La siguiente protección a dibujar es la PUBL (protección de unión de barras). En este caso seguimos considerando la intensidad de ajuste de la zona 3, sin embargo, la máxima intensidad y el tiempo cambian. Ahora hay que considerar los referidos a la curva PLS, es decir,  $I_{max}=12035,38A$  y  $t=0,71$  segundos.

Los valores de la intensidad de ajuste y el TMS correspondientes a las protecciones siguientes se calculan de la misma forma y son los que se recogen en la tabla 9. Como la instalación en la parte de los transformadores es simétrica, tendrán que tener el mismo ajuste las protecciones PST1 y PST2, y las PPT1 y PPT2.

Protección	TMS	$I_{ajuste}$ (A)
PCT	0,05	200
PLS	0,31	200
PUBL	0,33	1315
PST1	0,49	1315
PPT1	0,65	1315
PST2	0,86	1315
PPT2	1,02	1315
PL45	1,23	325

Tabla 9. Valores de TMS y de intensidad de ajuste

A partir de estos valores es inmediata la obtención de las curvas correspondientes a las protecciones de tiempo diferido, que son las que se muestran en la figura 22.

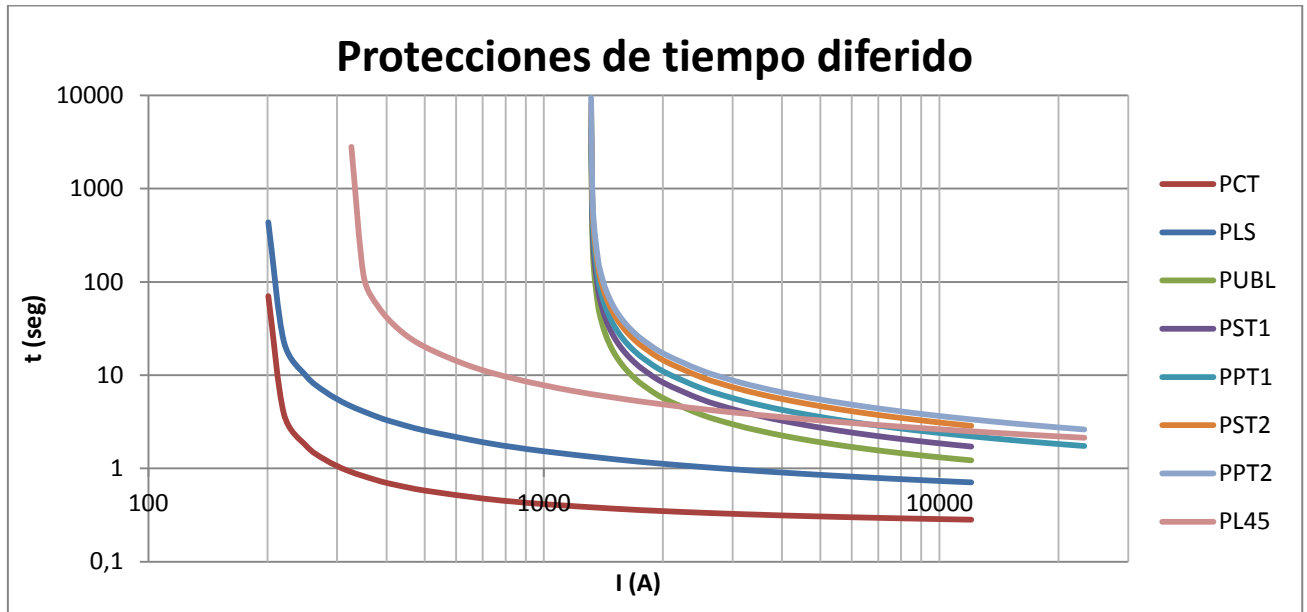


Figura 22. Curvas protecciones de tiempo diferido

### b) Protecciones de tiempo definido

Como se ha explicado en el apartado 2.2, cuando se ha hablado de los tipos de protecciones de sobrecorriente se ha mencionado que existen las de tiempo diferido, que son las que se acaban de explicar, y las de tiempo definido, también llamadas protecciones de tiempo fijo o protecciones inmediatas. Éstas últimas están previstas para despejar una posible falta en un tiempo mucho menor que las de tiempo diferido.

Para dibujar las curvas de protecciones de tiempo definido se procede de la misma forma que para las de tiempo diferido. Se comienza por el lado más alejado a la fuente de alimentación y su ajuste se basa en el valor máximo de la intensidad que aparece en el nudo opuesto al nudo en que se encuentra la protección.

Para asegurarnos el 100% de efectividad se comparan los valores máximos y mínimos de los nudos extremos de la protección y se coge el valor más elevado de todos ellos aplicándole un % por encima, para prevenir cualquier sobrecarga que pueda ocurrir.

Partimos de la protección PLS, que se sitúa entre los nudos 6 y 7, por lo que debemos comparar las intensidades correspondientes a dichos nudos. La máxima intensidad del nudo 7 se multiplica por 1,1, con el fin de aumentar en un 10% su valor y asegurarnos así que su funcionamiento es óptimo ante cualquier sobrecarga. Esto es:

$$I_{max} = 1,1 * 9501,77 = 10451,95 A$$

En la tabla 11 se muestra la intensidad máxima para cada protección y la intensidad final con el aumento del 10% sobre dicho valor, a partir del cual se aplica la protección inmediata. Los valores aparecen ordenados según se van a llevar a cabo los ajustes.

Protección	$I_{max}$ (A)	$I_{final} = I_{max} * 1,1$ (A)
PLS	9501,77	10451,95
PUBL	12035,38	13239,92
PST1	12035,38	13239,92
PPT1	12036,07	13239,7
PST2	12035,38	13239,92
PPT2	12036,07	13239,7
PL45	23241,38	25565,52

Tabla 11. Valores de intensidades máximas para ajustes de protecciones inmediatas

Una vez realizado el estudio completo se obtienen las siguientes curvas:

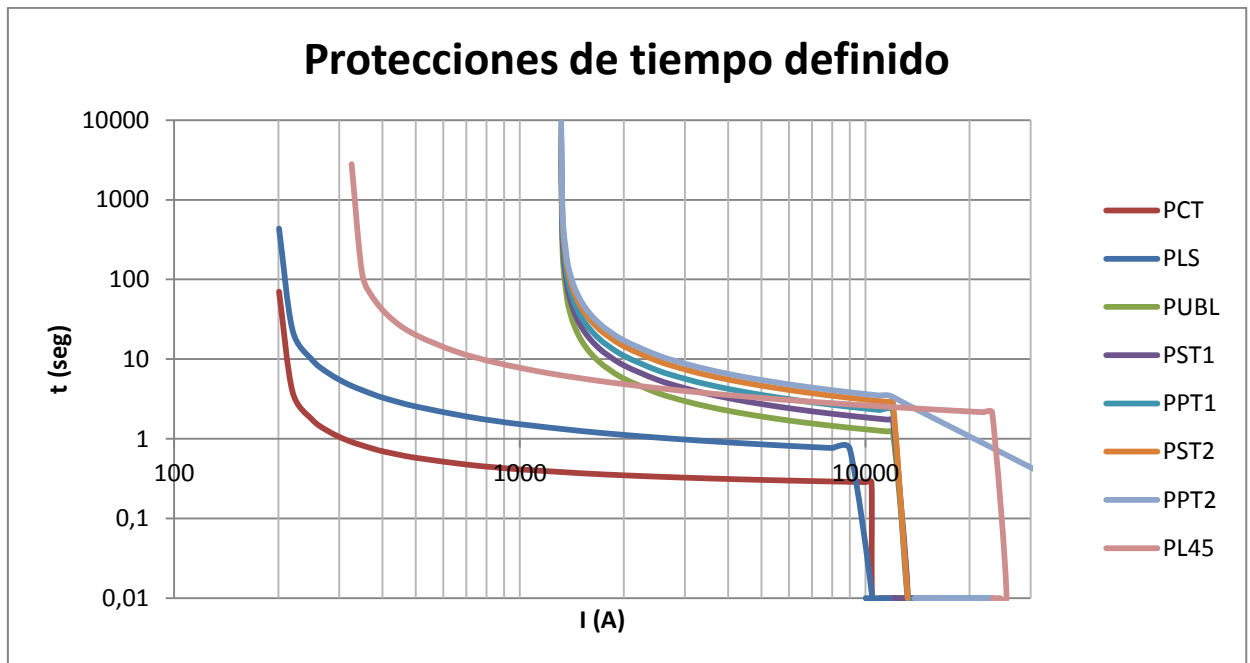


Figura 23. Curvas protecciones de tiempo definido

## 6 CONCLUSIONES.

Como se ha venido explicando durante todo el desarrollo de la memoria, el objeto de este TFG es la obtención de las curvas de protección de sobreintensidad de tiempo diferido y las curvas de protecciones inmediatas.

Para ello, se ha partido de calcular todas las impedancias que intervienen en el circuito, tanto en ohmios como en valores por unidad, así como la matriz de incidencia que nos va a facilitar los cálculos del proyecto. Con estos valores se han obtenido las matrices de admitancias de las ramas pasivas y a continuación la matriz de admitancia en cada secuencia. Estas últimas son las que nos dan inmediatamente los valores de las matrices de impedancias de los esquemas de funcionamiento de cada tipo de cortocircuito.

Con estas matrices ya se puede pasar a realizar el estudio de cada uno de los cuatro tipos de cortocircuitos con ayuda del FreeMat tal y como se ha explicado en apartados anteriores y mostrando el programa más detallado en el apartado de anexos. Además, se ha realizado esto tres veces distintas, una para cada tipo de funcionamiento que tiene la instalación.

Todos estos valores se han recogido en archivos Excel llegando a obtener los siguientes datos. Es importante destacar que todos estos valores están referidos al secundario del transformador con el fin de que puedan ser comparados entre sí.

1) Con todos los interruptores cerrados:

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1	PL45	<b>23252,62</b>	<b>23252,70</b>
TI3	2 y 3	PTP2	<b>23241,34</b>	<b>23241,38</b>
TI4	3 y 4	PTS2	<b>12036,01</b>	<b>12036,07</b>
TI5	2 y 5	PTP1	<b>12035,32</b>	<b>23241,38</b>
TI6	5 y 6	PTS1	<b>12036,01</b>	<b>12036,07</b>
TI7	6 y 7	PLS	<b>12035,32</b>	<b>12035,38</b>
TI8	4 y 6	PUB	<b>9501,68</b>	<b>12035,38</b>

Tabla 12. Valores de intensidades máximas y mínimas con todos los interruptores cerrados

2) Con UBL abierto:

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1	PL45	<b>23252,62</b>	<b>23252,70</b>
TI3	2 y 3	PTP2	<b>23241,34</b>	<b>23241,38</b>
TI4	3 y 4	PTS2	<b>8205,26</b>	<b>8205,36</b>
TI5	2 y 5	PTP1	<b>8149,32</b>	<b>23241,38</b>
TI6	5 y 6	PTS1	<b>8205,26</b>	<b>8205,36</b>
TI7	6 y 7	PLS	<b>8149,32</b>	<b>8149,36</b>
TI8	4 y 6	PUB	<b>7017,23</b>	<b>8149,36</b>

Tabla 13. Valores de intensidades máximas y mínimas con el interruptor UBL abierto

3) Con solo un trafo funcionando:

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1	PL45	<b>23252,62</b>	<b>23252,70</b>
Ti3	2 y 3	PTP2	<b>23241,34</b>	<b>23241,38</b>
Ti4	3 y 4	PTS2	<b>0,00</b>	<b>8079,21</b>
Ti5	2 y 5	PTP1	<b>8079,12</b>	<b>23241,38</b>
Ti6	5 y 6	PTS1	<b>8205,26</b>	<b>8205,36</b>
Ti7	6 y 7	PLS	<b>8149,32</b>	<b>8149,36</b>
Ti8	4 y 6	PUB	<b>7017,23</b>	<b>8149,36</b>

Tabla 14. Valores de intensidades máximas y mínimas con un trafo fuera de servicio

A partir de estos resultados se pueden observar varias conclusiones que a priori se podían prever. En primer lugar, debido a que el trafo de intensidad 1 se sitúa en la parte más cercana a la fuente de generación, en los tres casos se obtienen las mismas intensidades debido a que los cambios que se produzcan en los interruptores de las líneas que le siguen no influyen en este trafo.

Ocurre lo mismo para el primario de uno de los transformadores, concretamente el que se va a quedar fuera de servicio en uno de los casos. Esto se debe a la misma razón que se ha explicado para el trafo de intensidad 1, pues aunque en algunos momentos dicho transformador esté fuera de servicio, la alimentación de la línea al lado primario sigue siendo la misma.

Es normal que, a partir de que se comienza a abrir y cerrar interruptores, los valores de intensidades vayan cambiando. Esto se puede observar en el caso del secundario del transformador que se encuentra inhabilitado, ya que cuando éste se encuentre fuera de servicio la intensidad mínima será nula, como se puede observar en la tabla 14 en la fila del transformador de intensidad 4.

En el caso del primario del transformador 1 los valores también cambian, pues cuando se abre el interruptor que deja fuera de servicio el trafo 2 las intensidades que pasan por el trafo 1 no son iguales que cuando la instalación está como todos los interruptores cerrados, o cuando el único interruptor que está abierto es el de la unión de barras de línea.

Al igual que en el primario del trafo 1 ocurre en el secundario del mismo trafo. En este caso, los valores de intensidad cuando se encuentra solamente un trafo en funcionamiento, y cuando el interruptor UBL son iguales, pero diferentes a cuando toda la instalación trabaja con los dos transformadores en paralelo.

Por último, en el caso de las protecciones de las líneas de salida y la protección de la unión de barras, ocurre exactamente lo mismo que en el caso del secundario del primer transformador. Los valores de las intensidades que aparecen en las tablas 13 y 14 son iguales entre sí, pero distintos a los mostrados en la tabla 12.



Tras haber comentado en líneas generales los resultados obtenidos comparando cada uno de los modos de funcionamiento de la instalación queda comentar un problema relevante que se ha presentado durante el estudio.

Dicho problema tiene lugar en los nudos 3 y 5, que son los que se encuentran respectivamente en los secundarios de los transformadores 2 y 1. Este problema ocurre al trabajar con ambos en paralelo, es decir, las intensidades que llegan a dichos nudos pueden venir por los dos lados del mismo. Esto se considera un problema ya que la red deja de ser radial para convertirse en mallada, por lo que la propiedad de direccionalidad que poseen las redes radiales desaparece. Para solventar este problema se propone estudiar las intensidades cuando los dos transformadores trabajan en paralelo y cuando solamente uno de ellos permanece activo. Así, se va considerar el valor de intensidad más elevado para asegurarnos la efectividad al máximo posible.

Teniendo en cuenta este problema que se acaba de comentar, se han dibujado las curvas tal y como se ha explicado en el apartado anterior de ajuste de las protecciones, llegando a las figuras 24 y 25 que se muestran a continuación.

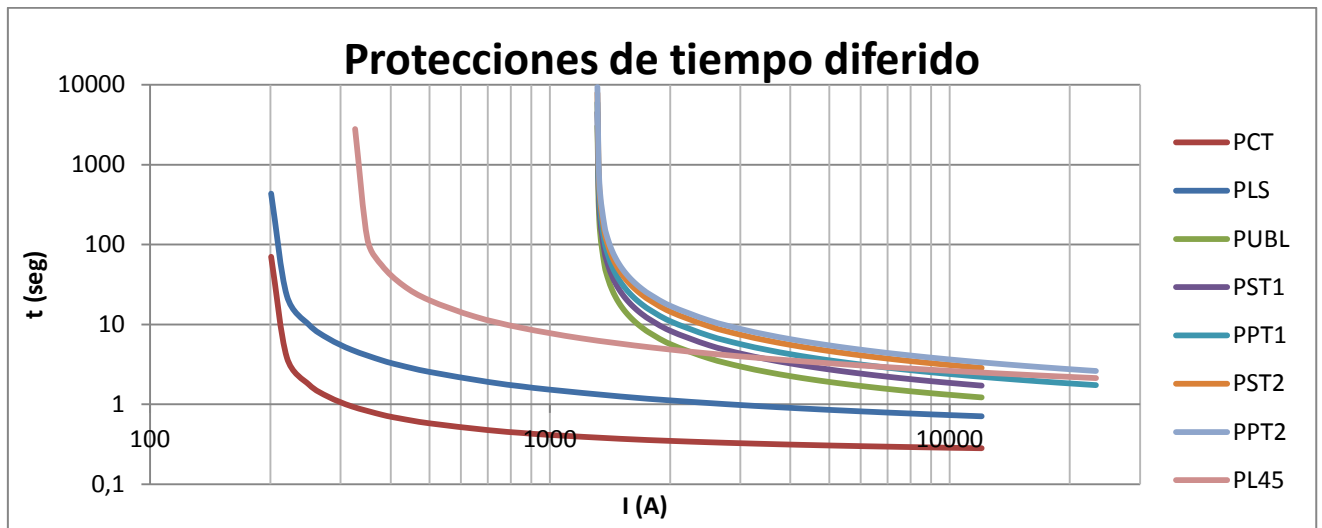


Figura 24. Curvas protecciones de tiempo diferido

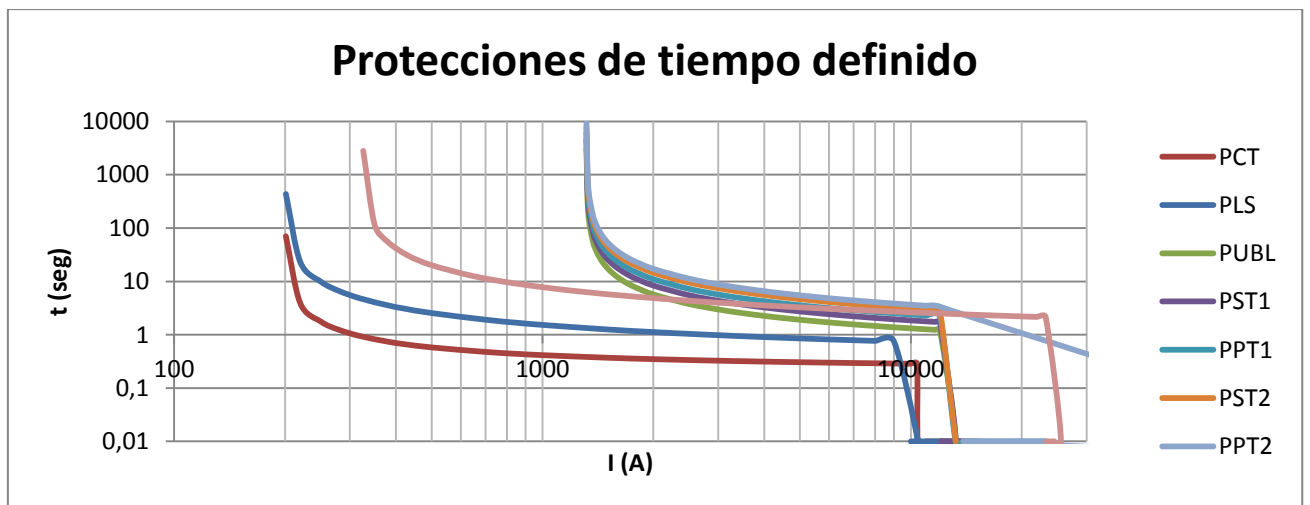


Figura 25. Curvas protecciones de tiempo definido

## 7 BIBLIOGRAFÍA.

1. Roeper, R. *Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas*. Ed. Marcombo. 1985
2. Paulino Montané. *Protecciones en las instalaciones eléctricas*. Ed. Marombo. 1999
3. J. Duncan Glover. *Power system analysis and Design*. Ed. Pacific Grove. 2002.
4. Grainger, Stevenson. *Análisis de sistemas de potencia*. Ed. McGraw-Hill, 1996.
5. *Media tensión AR*. Ed. ECN
6. Pirelli. *Cables y accesorios para media tensión*. Ed. Prysmian, 2014-2015.
7. *DDS Sistema Integrado de Protección y Control. Manual de Instrucciones GEK-106163D*. ED. GE Multilin, 2005.
8. *Chapter 9, Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults*. Network protection automation guide. Ed. Alstom. 2002.
9. Barrero, F. *Sistemas de energía eléctrica*. Ed. Thompson, 2004.
10. Gómez Expósito, A. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Ed. Mc Grax Hill. 2002.

## 8 ANEXOS

### 8.1 ARCHIVOS FREEMAT

*datos\_iniciales*

```
A = [-1 0 0 0 0 0;  
      1 -1 0 0 0 0;  
      0 1 -1 0 0 0;  
      0 1 0 0 -1 0 0;  
      0 0 1 -1 0 0 0;  
      0 0 0 0 1 -1 0;  
      0 0 0 0 0 1 -1;  
      0 0 0 1 0 -1 0]
```

Atransp=A'

Z01=(1.857+8.951168i)/202.5

Y01=1/Z01

Z12=(0.002167+0.0040867i)/202.5

Y12=1/Z12

Z23=(1.31625+16.75588i)/202.5

Y23=1/Z23

Z25=(1.31625+16.75588i)/202.5

Y25=1/Z25

Z34=(0.003175+0.002275i)/3.025

Y34=1/Z34

Z56=Z34

Y56=1/Z56

Z67=(0.1209+0.0324i)/3.025

Y67=1/Z67

Z46=(0.0004104+0.00336i)/3.025

Y46=1/Z46

```
Ypr1 = [Y01 0 0 0 0 0 0;  
        0 Y12 0 0 0 0 0;  
        0 0 Y23 0 0 0 0;  
        0 0 0 Y25 0 0 0;  
        0 0 0 0 Y34 0 0;  
        0 0 0 0 0 Y56 0 0;  
        0 0 0 0 0 0 Y67 0;  
        0 0 0 0 0 0 0 Y46]
```

Ypr2 = Ypr1;

Z010=(2.74526+15.62i)/202.5

Y010=1/Z010

Z120=(0.0037955+0.016345i)/202.5

Y120=1/Z120

Z230=(1.31625+16.75588i)/202.5

Y230= 1/Z230

Z250=(1.31625+16.75588i)/202.5

Y250=1/Z250

```

Z340=(0.009525+0.006825i)/3.025
Y340=1/Z340
Z560=Z340
Y560=1/Z560
Z670=(0.3627+0.0972i)/3.025
Y670=1/Z670
Z460=(0.0012312+0.01008i)/3.025
Y460=1/Z460
Ypr0 = [Y010 0 0 0 0 0 0 0;
         0 Y120 0 0 0 0 0 0;
         0 0 Y230 0 0 0 0 0;
         0 0 0 Y250 0 0 0 0;
         0 0 0 0 Y340 0 0 0;
         0 0 0 0 0 Y560 0 0;
         0 0 0 0 0 0 Y670 0;
         0 0 0 0 0 0 0 Y460]
Ynudo1=Atransp*Ypr1*A
Ynudo2=Atransp*Ypr2*A
Ynudo0=Atransp*Ypr0*A
Zbus1=inv(Ynudo1)
Zbus2=inv(Ynudo2)
Zbus0=inv(Ynudo0)

```

## FF

```

datos_iniciales
% Nudo del cortocircuito, k
k=5
Ug1 = 1;
Ug2 = 0;
Ug0 = 0;
I1 = Ug1/(Zbus1(k,k)+Zbus2(k,k))
I2 = -I1
I0 = 0
U1 = Ug1-I1*Zbus1(k,k)
U2 = -I2*Zbus2(k,k)
U0 = 0
a = 1*exp(120i*pi/180)
a2 = a*a
B = [1 1 1;1 a2 a;1 a a2]
I012 = [I0; I1; I2]
Iabc = B*I012
Ia = Iabc(1);
Ib = Iabc(2);
Ic = Iabc(3);
U012 = [U0; U1; U2]
Uabc = B*U012

```

```

Ua = Uabc(1);
Ub = Uabc(2);
Uc = Uabc(3);
Calculo_Irp

```

### *FFT*

```

datos_iniciales
% Nudo del cortocircuito, k
k=7
Ug1 = 1;
Ug2 = 0;
Ug0 = 0;
U1 =
Ug1*(Zbus0(k,k)*Zbus2(k,k))/(Zbus1(k,k)*Zbus2(k,k)+Zbus1(k,k)*Zbus0(k,k)+Zbus2
(k,k)*Zbus0(k,k))
U2 = U1
U0 = U1
I1 =
Ug1*(Zbus0(k,k)+Zbus2(k,k))/(Zbus1(k,k)*Zbus2(k,k)+Zbus1(k,k)*Zbus0(k,k)+Zbus2
(k,k)*Zbus0(k,k))
I2 = -
Ug1*Zbus0(k,k)/(Zbus1(k,k)*Zbus2(k,k)+Zbus1(k,k)*Zbus0(k,k)+Zbus2(k,k)*Zbus0(k
,k))
I0 = -
Ug1*Zbus2(k,k)/(Zbus1(k,k)*Zbus2(k,k)+Zbus1(k,k)*Zbus0(k,k)+Zbus2(k,k)*Zbus0(k
,k))
a = 1*exp(120i*pi/180)
a2 = a*a
B = [1 1 1;1 a2 a;1 a a2]
I012 = [I0; I1; I2]
Iabc = B*I012
Ia = Iabc(1)
Ib = Iabc(2)
Ic = Iabc(3)
U012 = [U0; U1; U2]
Uabc = B*U012
Ua = Uabc(1)
Ub = Uabc(2)
Uc = Uabc(3)
Calculo_Irp

```

### *FFF*

```

datos_iniciales
% Nudo del cortocircuito, k
k=7

```

```

Ug1 = 1;
Ug2 = 0;
Ug0 = 0;
I1 = Ug1/Zbus1(k,k)
I2 = 0
I0 = 0
U1 = 0
U2 = 0
U0 = 0
a = 1*exp(120i*pi/180)
a2 = a*a
B = [1 1 1;1 a2 a;1 a a2]
I012 = [I0; I1; I2]
Iabc = B*I012
Ia = Iabc(1);
Ib = Iabc(2);
Ic = Iabc(3);
U012 = [U0; U1; U2]
Uabc = B*U012
Ua = Uabc(1);
Ub = Uabc(2);
Uc = Uabc(3);
Calculo_Irp

```

### *FT*

```

datos_iniciales
% Nudo del cortocircuito, k
k=7
Ug1 = 1;
Ug2 = 0;
Ug0 = 0;
I1 = Ug1/(Zbus1(k,k)+Zbus2(k,k)+Zbus0(k,k))
I2 = I1
I0 = I1
U1 = Ug1-I1*Zbus1(k,k)
U2 = -I2*Zbus2(k,k)
U0 = -I0*Zbus0(k,k)
a = 1*exp(120i*pi/180)
a2 = a*a
B = [1 1 1;1 a2 a;1 a a2]
I012 = [I0; I1; I2]
Iabc = B*I012
Ia = Iabc(1);
Ib = Iabc(2);
Ic = Iabc(3);
U012 = [U0; U1; U2]

```

```

Uabc = B*U012
Ua = Uabc(1);
Ub = Uabc(2);
Uc = Uabc(3);
Calculo_Irp

```

### *Calculo\_Irp*

```

% Intensidades y tensiones en los elementos de la red.
% secuencia directa
Jn1 = zeros(7,1);
Jn1(k) = -I1;
Jn1(1) = Jn1(1) + 1/Z01
Un1 = Zbus1*Jn1;
Urp1 = A*Un1;
Irp1 = Ypr1*Urp1;
% secuencia inversa
Jn2 = zeros(7,1);
Jn2(k) = -I2;
Un2 = Zbus2*Jn2 ;
Urp2 = A*Un2;
Irp2 = Ypr2*Urp2;
% secuencia homopolar
Jn0 = zeros(7,1);
Jn0(k) = -I0;
Un0 = Zbus0*Jn0;
Urp0 = A*Un0;
Irp0 = Ypr0*Urp0;
Irp1_01 = Irp1(1) + 1/Z01
Irp1(1)= Irp1_01
Irpabc = B*[Irp0.'; Irp1.'; Irp2.'];
abs(Irpabc) %para calcular el módulo de las intensidades
angle(Irpabc)*180/pi %para pasar el argumento a grados

```

## 8.2 EXCEL AJUSTE PROTECCIONES DE TIEMPO DIFERIDO

Con todos los interruptores cerrados				
Tipo cc	FF (valores en pu)			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
2	0	-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
3	0	-9.8192-1.477i	9.8192+1.477i	1315
4	0	-9.8184-1.4787i	9.8184+1.4787i	1315
5	0	-9.8192-1.477i	9.8192+1.477i	1315
6	0	-9.8184-1.4787i	9.8184+1.4787i	1315
7	0	-6.8797-3.7575i	6.8797+3.7575i	200

Tipo cc	FFT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
2	0	-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
3	0	-10.4994+3.0032i	9.1391+5.9572i	1315
4	0	-10.5023+2.9996i	9.1345+5.957i	1315
5	0	-10.4994+3.0032i	9.1391+5.9572i	1315
6	0	-10.5023+2.9996i	9.1345+5.957i	1315
7	0	-8.7077-1.5273i	5.0516+5.9877i	200

Tipo cc	FT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	3.3669-17.4735i	0	0	325
2	3.3661-17.4601i	0	0	325
3	1.5135-10.0101i	0	0	1315
4	1.519-10.0073i	0	0	1315
5	1.5135-10.0101i	0	0	1315
6	1.519-10.0073i	0	0	1315
7	4.0762-5.7825i	0	0	200

Tipo cc	FFF			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	4.4996-21.6893i	-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
2	4.5005-21.6781i	-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
3	1.7055-11.3383i	-10.672+4.1922i	8.9665+7.1461i	1315
4	1.7075-11.3373i	-10.6722+4.1899i	8.9647+7.1474i	1315
5	1.7055-11.3383i	-10.672+4.1922i	8.9665+7.1461i	1315
6	1.7075-11.3373i	-10.6722+4.1899i	8.9647+7.1474i	1315
7	4.3388-7.9439i	-9.049+0.2145i	4.7103+7.7295i	200



Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7262563	0.00
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344283	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.53	9.93	8.55861452	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.52	9.93	8.56900714	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.53	9.93	8.55861452	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.52	9.93	8.56900714	0.00
0.00	#DIV/0!	7.84	-151.43	7.84	28.6566623	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7387919	0.00
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7380539	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.12	10.91	33.1145687	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.14	10.91	33.1268922	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.12	10.91	33.1145687	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.14	10.91	33.1268922	0.00
0.00	#DIV/0!	8.84	-170.14	7.83	49.8722007	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.44	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.41	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.44	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.41	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.07	-54.85	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414388	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7495655	22.14
11.47	-81.49	11.47	158.63	11.47	38.5736171	11.47
11.47	-81.48	11.47	158.65	11.47	38.5843093	11.47
11.47	-81.49	11.47	158.63	11.47	38.5736171	11.47
11.47	-81.48	11.47	158.65	11.47	38.5843093	11.47
9.05	-61.39	9.05	178.73	9.05	58.6719242	9.05

I <sub>max</sub> (pu)	I <sub>base</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)
19.18	1049.73	0.00	20137.34
19.17	1049.73	0.00	20127.65
9.93	1049.73	0.00	10423.47
9.93	1049.73	0.00	10422.90
9.93	1049.73	0.00	10423.47
9.93	1049.73	0.00	10422.90
7.84	1049.73	0.00	8228.78

Trafo intensidad	Nudos extremos
Ti1	1
Ti3	2 y 3
Ti4	3 y 4
Ti5	2 y 5
Ti6	5 y 6
Ti7	6 y 7
Ti8	4 y 6

I <sub>max</sub>	I <sub>base</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)
20.74	1049.73	0.00	21768.79
20.73	1049.73	0.00	21757.38
10.92	1049.73	0.00	11463.54
10.92	1049.73	0.00	11465.43
10.92	1049.73	0.00	11463.54
10.92	1049.73	0.00	11465.43
8.84	1049.73	0.00	9280.27

I <sub>max</sub>	I <sub>base</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)
17.79	1049.73	0.00	18679.86
17.78	1049.73	0.00	18665.89
10.12	1049.73	0.00	10627.33
10.12	1049.73	0.00	10625.29
10.12	1049.73	0.00	10627.33
10.12	1049.73	0.00	10625.29
7.07	1049.73	0.00	7426.62

I <sub>max</sub>	I <sub>base</sub> (A)	I <sub>min</sub> (A)	I <sub>max</sub> (A)
22.15	1049.73	23252.62	23252.70
22.14	1049.73	23241.34	23241.38
11.47	1049.73	12036.01	12036.07
11.47	1049.73	12035.32	12035.38
11.47	1049.73	12036.01	12036.07
11.47	1049.73	12035.32	12035.38
9.05	1049.73	9501.68	9501.77

Interruptor	Imin	Imax
PL45	<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
PTP2	<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
PTS2	<b>12036.01</b>	<b>12036.07</b>
PTP1	<b>12035.32</b>	<b>23241.38</b>
PTS1	<b>12036.01</b>	<b>12036.07</b>
PLS	<b>12035.32</b>	<b>12035.38</b>
PUB	<b>9501.68</b>	<b>12035.38</b>

ConUBL abierto				
Tipo cc	FF (valores en pu)			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
2	0	-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
3	0	-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
4	0	-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
5	0	-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
6	0	-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
7	0	-5.3573-2.1942i	5.3573+2.1942i	200

Tipo cc	FFT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
2	0	-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
3	0	-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
4	0	-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
5	0	-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
6	0	-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
7	0	-6.6581-0.1949i	4.0566+4.1935i	200

Tipo cc	FT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	3.3669-17.4735i	0	0	325
2	3.3661-17.4601i	0	0	325
3	0.8871-7.1379i	0	0	1315
4	0.9572-7.053i	0	0	1315
5	0.8871-7.1379i	0	0	1315
6	0.9572-7.053i	0	0	1315
7	2.6735-4.9111i	0	0	200

Tipo cc	FFF			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	4.4996-21.6893i	-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
2	4.5005-21.6781i	-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
3	0.9581-7.7576i	-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
4	1.0083-7.6975i	-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
5	0.9581-7.7576i	-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
6	1.0083-7.6975i	-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
7	2.5336-6.1861i	-6.6241+0.8988i	4.0905+5.2872i	200

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7262563	0.00
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344283	0.00
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04386584	0.00
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642355	0.00
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04386584	0.00
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642355	0.00
0.00	#DIV/0!	5.79	-157.81	5.79	22.2839287	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7387919	0.00
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7380539	0.00
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713066	0.00
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178288	0.00
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713066	0.00
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178288	0.00
0.00	#DIV/0!	6.66	-178.41	5.83	45.9739708	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
5.59	-61.47	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414388	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7495655	22.14
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.059474	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818466	7.76
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.059474	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818466	7.76
6.68	-67.76	6.68	172.36	6.68	52.2987937	6.68

Imax (pu)	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
19.18	1049.73	0.00	20137.34
19.17	1049.73	0.00	20127.65
6.77	1049.73	0.00	7105.98
6.72	1049.73	0.00	7057.49
6.77	1049.73	0.00	7105.98
6.72	1049.73	0.00	7057.49
5.79	1049.73	0.00	6077.13

Trafo intensidad	Nudos extremos
Ti1	1
Ti3	2 y 3
Ti4	3 y 4
Ti5	2 y 5
Ti6	5 y 6
Ti7	6 y 7
Ti8	4 y 6

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
20.74	1049.73	0.00	21768.79
20.73	1049.73	0.00	21757.38
7.55	1049.73	0.00	7923.94
7.51	1049.73	0.00	7881.71
7.55	1049.73	0.00	7923.94
7.51	1049.73	0.00	7881.71
6.66	1049.73	0.00	6992.20

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
17.79	1049.73	0.00	18679.86
17.78	1049.73	0.00	18665.89
7.19	1049.73	0.00	7550.51
7.12	1049.73	0.00	7471.62
7.19	1049.73	0.00	7550.51
7.12	1049.73	0.00	7471.62
5.59	1049.73	0.00	5869.72

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
22.15	1049.73	23252.62	23252.70
22.14	1049.73	23241.34	23241.38
7.82	1049.73	8205.26	8205.36
7.76	1049.73	8149.32	8149.36
7.82	1049.73	8205.26	8205.36
7.76	1049.73	8149.32	8149.36
6.68	1049.73	7017.23	7017.27

Interruptor	Imin	Imax
PL45	<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
PTP2	<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
PTS2	<b>8205.26</b>	<b>8205.36</b>
PTP1	<b>8149.32</b>	<b>23241.38</b>
PTS1	<b>8205.26</b>	<b>8205.36</b>
PLS	<b>8149.32</b>	<b>8149.36</b>
PUB	<b>7017.23</b>	<b>8149.36</b>

Con solo un trafo en funcionamiento	
Tipo cc	
Nodos	la
1	0
2	0
3	-0.00000000000032313-0.0000000000086686i
4	0
5	0
6	0
7	0

Tipo cc	
Nodos	la
1	0
2	0
3	-0.00000000000032316-0.0000000000086686i
4	0
5	0
6	0
7	0

Tipo cc	
Nodos	la
1	3.3669-17.4735i
2	3.3661-17.4601i
3	-0.00000000000032294-0.0000000000086651i
4	0.9435-6.9607i
5	0.8871-7.1379i
6	0.9572-7.053i
7	2.6735-4.9111i

Tipo cc	
Nodos	la
1	4.4996-21.6893i
2	4.5005-21.6781i
3	-0.00000000000032294-0.0000000000086651i
4	0.9991-7.6313i
5	0.9581-7.7576i
6	1.0083-7.6975i
7	2.5336-6.1861i



FF (valores en pu)		
lb	lc	lajuste (A)
-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
-0.00000000000058916+0.000000000007131i	0.0000000000091229+0.0000000000015377i	1315
-6.6089-0.8652i	6.6089+0.8652i	1315
-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
-5.3573-2.1942i	5.3573+2.1942i	200

FFT		
lb	lc	lajuste (A)
-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
-0.00000000000058924+0.0000000000071313i	0.0000000000091221+0.0000000000015374i	1315
-7.055+2.3339i	6.1628+4.0644i	1315
-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
-4.0566+4.1935i	4.0566+4.1935i	200

FT		
lb	lc	lajuste (A)
0	0	325
0	0	325
-0.00000000000058918+0.0000000000071324i	0.0000000000091227+0.0000000000015362i	1315
0	0	1315
0	0	1315
0	0	1315
0	0	200

FFF		
lb	lc	lajuste (A)
-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
-0.00000000000058895+0.0000000000071293i	0.0000000000091189+0.0000000000015358i	1315
-7.1084+2.9504i	6.1094+4.6809i	1315
-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
-6.6241+0.8988i	4.0905+5.2872i	200

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)	Imax (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7263	0.00	19.18
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344	0.00	19.17
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3502	0.00	0.00
0.00	#DIV/0!	6.67	-172.63	6.67	7.46221	0.00	6.67
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04387	0.00	6.77
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642	0.00	6.72
0.00	#DIV/0!	5.79	-157.81	5.79	22.2839	0.00	5.79

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7388	0.00	20.74
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7381	0.00	20.73
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3475	0.00	0.00
0.00	#DIV/0!	7.43	161.78	7.38	33.422	0.00	7.43
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713	0.00	7.55
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178	0.00	7.51
0.00	#DIV/0!	5.83	134.12	5.83	45.974	0.00	5.83

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.79
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.78
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3262	0.00	0.00
7.02	-82.32	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.02
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.19
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.12
5.59	-61.47	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	5.59

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414	22.15	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7496	22.14	22.14
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3301	0.00	0.00
7.70	-82.58	7.70	157.54	7.70	37.4776	7.70	7.70
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.0595	7.82	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818	7.76	7.76
6.68	-67.76	6.68	172.36	6.68	52.2988	6.68	6.68

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	20137.34
1049.73	0.00	20127.65
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	6996.76
1049.73	0.00	7105.98
1049.73	0.00	7057.49
1049.73	0.00	6077.13

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor
Ti1	1	PL45
Ti3	2 y 3	PTP2
Ti4	3 y 4	PTS2
Ti5	2 y 5	PTP1
Ti6	5 y 6	PTS1
Ti7	6 y 7	PLS
Ti8	4 y 6	PUB

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	21768.79
1049.73	0.00	21757.38
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	7800.57
1049.73	0.00	7923.94
1049.73	0.00	7881.71
1049.73	0.00	6124.65

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	18679.86
1049.73	0.00	18665.89
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	7373.67
1049.73	0.00	7550.51
1049.73	0.00	7471.62
1049.73	0.00	5869.72

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	23252.62	23252.70
1049.73	23241.34	23241.38
1049.73	0.00	0.00
1049.73	8079.12	8079.21
1049.73	8205.26	8205.36
1049.73	8149.32	8149.36
1049.73	7017.23	7017.27

lmin	lmax
23252.62	23252.70
23241.34	23241.38
0.00	8079.21
8079.12	23241.38
8205.26	8205.36
8149.32	8149.36
7017.23	8149.36

INTENSIDADES MÁXIMAS Y MÍNIMAS

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1	PL45	<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
Ti3	2 y 3	PPT2	<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
Ti4	3 y 4	PST2	<b>0.00</b>	<b>12036.07</b>
Ti5	2 y 5	PPT1	<b>8079.12</b>	<b>23241.38</b>
Ti6	5 y 6	PST1	<b>8205.26</b>	<b>12036.07</b>
Ti7	6 y 7	PLS	<b>8149.32</b>	<b>12035.38</b>
Ti8	4 y 6	PUB	<b>7017.23</b>	<b>12035.38</b>

Nudo	Imin	Imax
1	23252.62	23252.70
2	23241.34	23241.38
3	0.00	12036.07
4	8079.12	12035.38
5	8205.26	12036.07
6	8149.32	12035.38
7	7017.23	9501.77

## AJUSTE

k	0.14
alfa	0.02
Ia	<b>1315</b>
TMS	<b>0.33</b>
$\Delta t$	<b>0.1</b>
I	23241.38

t	0.781411343
t+Dt	<b>0.881411343</b>

tdisp	2.91527
TMS	1.231155791
Ia	10588.49432

Iaj9            200            PCT  
TMS9           0.05

I	td9	td9+tinterruptor
201	70.2713546	70.37135459
220	3.76872165	3.868721652
250	1.66499964	1.764999645
280	1.13670862	1.23670862
320	0.84118058	0.941180584
380	0.64180293	0.741802933
420	0.5682466	0.668246603
500	0.47848552	0.578485524
700	0.37589708	0.475897075
850	0.33841018	0.438410175
1000	0.313986	0.413986004
1500	0.27022914	0.370229137
2000	0.24852993	0.348529931
2500	0.23510334	0.335103338
3000	0.22577587	0.325775873
3500	0.21881691	0.318816911
4000	0.21336782	0.313367818
4500	0.20894945	0.308949452
5000	0.20527116	0.305271165
5500	0.20214529	0.302145288
6000	0.19944461	0.299444614
6500	0.1970795	0.297079497
7000	0.19498472	0.29498472
8000	0.19142279	0.291422794
9000	0.18848847	0.288488466
10000	0.18601341	0.286013412
10400	0.1851258	0.285125797
10800	0.18428817	0.284288173
11200	0.18349588	0.283495882
11600	0.18274486	0.282744858
12000	0.18203153	0.28203153
12035.38	0.18197014	0.281970142

laj7            200            PLS  
TMS9           0.31

l	td7	td7+tinterruptor
201	435.162398	435.2623984
220	22.8460742	22.94607425
250	9.8029978	9.902997796
280	6.52759344	6.627593442
320	4.69531962	4.795319622
380	3.45917818	3.559178182
420	3.00312894	3.10312894
500	2.44661025	2.546610247
700	1.81056187	1.910561868
850	1.57814309	1.678143086
1000	1.42671322	1.526713222
1500	1.15542065	1.255420651
2000	1.02088557	1.120885573
2500	0.9376407	1.037640698
3000	0.87981041	0.979810412
3500	0.83666485	0.936664848
4000	0.80288047	0.902880474
4500	0.7754866	0.8754866
5000	0.75268122	0.85268122
5500	0.73330079	0.833300786
6000	0.71655661	0.816556606
6500	0.70189288	0.801892882
7000	0.68890527	0.788905267
8000	0.66682132	0.766821321
9000	0.64862849	0.748628487
10000	0.63328316	0.733283155
10400	0.62777994	0.727779943
10800	0.62258667	0.722586671
11200	0.61767447	0.717674467
11600	0.61301812	0.713018118
12000	0.60859549	0.708595485
12035.38	0.60821488	0.708214881



laj8 1315 PUBL  
TMS8 0.33

l	td8	td8+tinterruptor
1316	3038.88175	3038.981754
1330	203.739717	203.8397175
1370	56.4540159	56.55401587
1400	36.9569071	37.05690709
1430	27.6301174	27.7301174
1460	22.1610866	22.26108661
1490	18.565865	18.66586503
1520	16.0218376	16.1218376
1550	14.1264466	14.22644661
1580	12.6594234	12.75942344
1610	11.4900993	11.59009928
1640	10.5360514	10.63605145
1670	9.74271771	9.842717709
1700	9.07254164	9.172541635
1730	8.49882595	8.598825947
1760	8.00207216	8.102072158
2000	5.5859761	5.685976105
2500	3.67253726	3.772537265
3000	2.87772524	2.977725236
3500	2.43670357	2.536703574
4000	2.15346911	2.253469114
4500	1.95467602	2.054676015
5000	1.80656097	1.906560974
5500	1.69136587	1.791365866
6000	1.5988334	1.698833399
6500	1.52261119	1.622611187
7000	1.45854698	1.558546978
7500	1.40380716	1.503807157
8000	1.3563887	1.456388697
8500	1.31483358	1.414833584
9000	1.27805388	1.378053878
9500	1.24522036	1.345220357
10600	1.18390344	1.283903442
10950	1.16694145	1.26694145
11300	1.15100167	1.251001672
11650	1.13598719	1.235987189
12000	1.1218133	1.221813297
12035.38	1.12042432	1.220424319

Iaj6            1315            PST1  
TMS6           0.49

I	td6	td6+tinterruptor
1316	4512.23048	4512.330483
1330	302.474126	302.574126
1370	83.7771751	83.87717507
1400	54.8269226	54.92692264
1430	40.9780531	41.07805311
1460	32.857371	32.95737103
1490	27.5190117	27.61901171
1520	23.7415164	23.84151644
1550	20.927148	21.02714799
1580	18.7488409	18.84884086
1610	17.0125717	17.11257166
1640	15.5959552	15.69595518
1670	14.4179748	14.51797478
1700	13.4228649	13.52286485
1730	12.570984	12.67098398
1760	11.8333799	11.93337987
2000	8.24584331	8.345843307
2500	5.40467654	5.504676545
3000	4.22450111	4.324501109
3500	3.56965076	3.669650762
4000	3.1490905	3.249090503
4500	2.85391287	2.953912871
5000	2.63398448	2.733984476
5500	2.4629372	2.562937195
6000	2.3255405	2.425540502
6500	2.21236207	2.312362065
7000	2.11723642	2.217236421
7500	2.03595608	2.135956081
8000	1.96554685	2.065546854
8500	1.90384381	2.003843806
9000	1.84923152	1.949231515
9500	1.80047871	1.900478712
10600	1.70943238	1.809432384
10950	1.6842464	1.784246396
11300	1.66057824	1.76057824
11650	1.63828401	1.738284008
12000	1.61723793	1.717237926
12036.07	1.6151354	1.715135396

Iaj5            1315            PPT1  
TMS5           0.65

I	td5	td5+tinterruptor
1316	5985.57921	5985.679212
1330	401.208534	401.3085344
1370	111.100334	111.2003343
1400	72.6969382	72.7969382
1430	54.3259888	54.42598882
1460	43.5536555	43.65365545
1490	36.4721584	36.57215839
1520	31.4611953	31.56119528
1550	27.7278494	27.82784938
1580	24.8382583	24.93825828
1610	22.535044	22.63504404
1640	20.6558589	20.75585891
1670	19.0932319	19.19323185
1700	17.7731881	17.87318807
1730	16.643142	16.74314202
1760	15.6646876	15.76468758
2000	10.9057105	11.00571051
2500	7.13681582	7.236815824
3000	5.57127698	5.671276981
3500	4.70259795	4.802597949
4000	4.14471189	4.244711892
4500	3.75314973	3.853149727
5000	3.46140798	3.561407979
5500	3.23450852	3.334508524
6000	3.0522476	3.152247604
6500	2.90211294	3.002112944
7000	2.77592587	2.875925865
8000	2.57470501	2.67470501
9000	2.42040915	2.520409153
10000	2.29756974	2.397569744
11000	2.19694759	2.296947589
12000	2.11266256	2.212662555
13000	2.04078209	2.140782088
14000	1.97856929	2.078569285
15000	1.92405605	2.024056053
16000	1.87578792	1.975787918
17500	1.81275954	1.912759536
19000	1.75864053	1.858640534
21000	1.69711292	1.797112918
22000	1.67000274	1.770002737
23000	1.64492159	1.744921587
23241.38	1.63914355	1.739143555

laj4            1315            PST2  
TMS4           0.86

l	td4	td4+tinterruptor
1316	7919.34942	7919.449419
1330	530.797446	530.8974456
1370	146.961981	147.0619807
1400	96.1513336	96.25133362
1430	71.8451544	71.94515444
1460	57.5925288	57.69252875
1490	48.2231634	48.32316341
1520	41.5932738	41.69327375
1550	36.6537699	36.75376995
1580	32.8306187	32.93061865
1610	29.783289	29.88328904
1640	27.2969826	27.39698256
1670	25.2295068	25.32950676
1700	23.4829873	23.58298729
1730	21.9878494	22.08784944
1760	20.693279	20.79327896
2000	14.3967862	14.49678621
2500	9.41024863	9.510248629
3000	7.33892031	7.438920313
3500	6.18959113	6.289591133
4000	5.45146496	5.551464965
4500	4.9333981	5.0333981
5000	4.54740133	4.647401326
5500	4.24719589	4.347195894
6000	4.00605068	4.106050677
6500	3.80741097	3.907410972
7000	3.64045576	3.74045576
7500	3.49780047	3.597800469
8000	3.37422509	3.47422509
8500	3.26592995	3.365929945
9000	3.1700798	3.270079802
9500	3.08451366	3.184513658
10600	2.92471806	3.024718062
10950	2.88051408	2.980514083
11300	2.83897405	2.938974054
11650	2.7998454	2.899845403
12000	2.76290738	2.862907381
12036.07	2.75921723	2.859217226

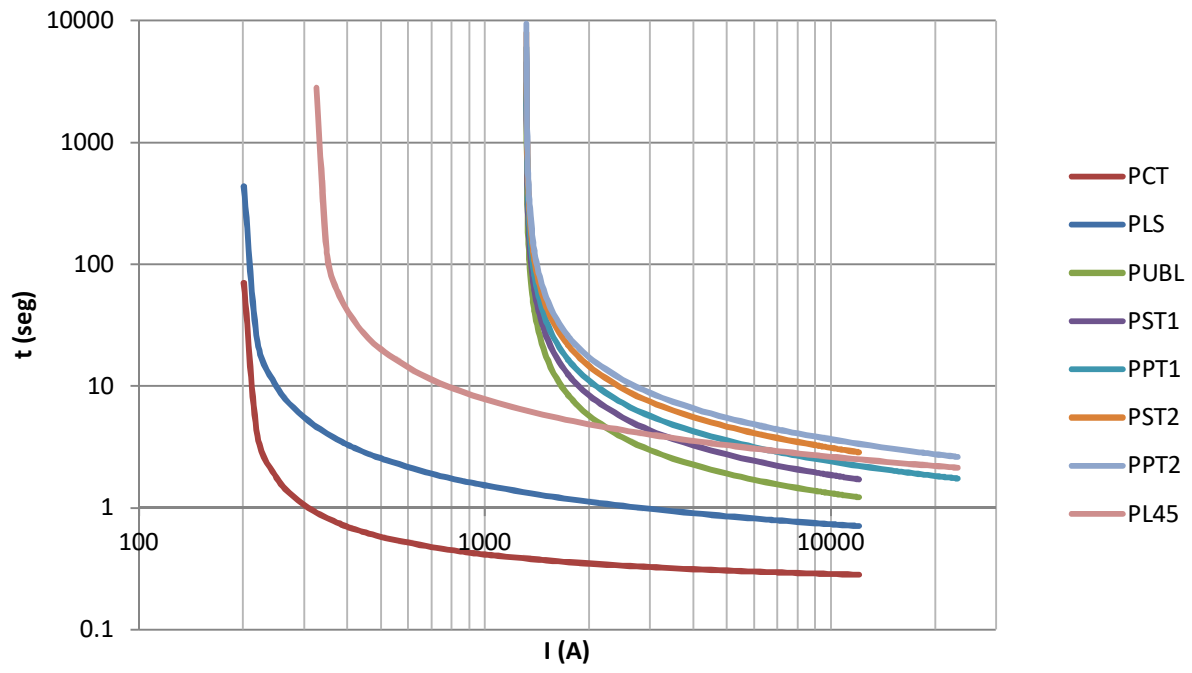
laj3 1315 PPT2  
TMS3 1.02

l	td3	td3+tinterruptor
1316	9392.69815	9392.798148
1330	629.531854	629.6318541
1370	174.28514	174.38514
1400	114.021349	114.1213492
1430	85.1930901	85.29309014
1460	68.2888132	68.38881317
1490	57.1763101	57.27631009
1520	49.3129526	49.41295259
1550	43.4544713	43.55447133
1580	38.9200361	39.02003608
1610	35.3057614	35.40576142
1640	32.3568863	32.45688629
1670	29.9047638	30.00476383
1700	27.8333105	27.93331051
1730	26.0600075	26.16000747
1760	24.5245867	24.62458667
2000	17.0566534	17.15665341
2500	11.1423879	11.24238791
3000	8.68569619	8.785696185
3500	7.32253832	7.42253832
4000	6.44708635	6.547086354
4500	5.83263496	5.932634956
5000	5.37482483	5.474824829
5500	5.01876722	5.118767223
6000	4.73275778	4.832757779
6500	4.49716185	4.59716185
7000	4.2991452	4.399145204
8000	3.98338325	4.083383246
9000	3.74125744	3.84125744
10000	3.54849406	3.64849406
11000	3.39059468	3.490594679
12000	3.25833201	3.35833201
13000	3.14553497	3.245534968
14000	3.04790872	3.147908725
15000	2.96236488	3.062364883
16000	2.88662104	2.986621041
17000	2.81895087	2.918950865
18000	2.75802234	2.85802234
19000	2.70278976	2.802789761
21000	2.60623873	2.706238732
23000	2.52433849	2.624338491
23241.38	2.51527142	2.615271424

laj1            325            PL45  
TMS1           1.23

I	td1	td1+tinterruptor
326	2802.5667	2802.666697
350	116.195754	116.2957537
380	55.084085	55.18408497
430	30.7683709	30.86837094
500	20.0008887	20.10088866
650	12.4357032	12.53570323
850	8.96976152	9.069761519
1200	6.60565411	6.705654106
1800	5.04442905	5.144429045
2600	4.15503155	4.25503155
3200	3.77918051	3.879180513
4000	3.44459256	3.544592562
5500	3.0585363	3.158536297
7000	2.8194872	2.919487199
8500	2.65270737	2.75270737
10000	2.52764032	2.627640325
11500	2.4292058	2.529205803
13000	2.34900073	2.449000727
14500	2.28192556	2.381925565
16000	2.22468287	2.324682865
17500	2.17503313	2.275033133
19000	2.13139466	2.23139466
20500	2.09261403	2.192614032
22000	2.05782748	2.157827483
23252.7	2.03135298	2.131352982

# Protecciones de tiempo diferido



## 8.3 EXCEL AJUSTE PROTECCIONES DE TIEMPO DEFINIDO

Con todos los interruptores cerrados				
Tipo cc	FF (valores en pu)			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
2	0	-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
3	0	-9.8192-1.477i	9.8192+1.477i	1315
4	0	-9.8184-1.4787i	9.8184+1.4787i	1315
5	0	-9.8192-1.477i	9.8192+1.477i	1315
6	0	-9.8184-1.4787i	9.8184+1.4787i	1315
7	0	-6.8797-3.7575i	6.8797+3.7575i	200

Tipo cc	FFT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
2	0	-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
3	0	-10.4994+3.0032i	9.1391+5.9572i	1315
4	0	-10.5023+2.9996i	9.1345+5.957i	1315
5	0	-10.4994+3.0032i	9.1391+5.9572i	1315
6	0	-10.5023+2.9996i	9.1345+5.957i	1315
7	0	-8.7077-1.5273i	5.0516+5.9877i	200

Tipo cc	FT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	3.3669-17.4735i	0	0	325
2	3.3661-17.4601i	0	0	325
3	1.5135-10.0101i	0	0	1315
4	1.519-10.0073i	0	0	1315
5	1.5135-10.0101i	0	0	1315
6	1.519-10.0073i	0	0	1315
7	4.0762-5.7825i	0	0	200

Tipo cc	FFF			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	4.4996-21.6893i	-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
2	4.5005-21.6781i	-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
3	1.7055-11.3383i	-10.672+4.1922i	8.9665+7.1461i	1315
4	1.7075-11.3373i	-10.6722+4.1899i	8.9647+7.1474i	1315
5	1.7055-11.3383i	-10.672+4.1922i	8.9665+7.1461i	1315
6	1.7075-11.3373i	-10.6722+4.1899i	8.9647+7.1474i	1315
7	4.3388-7.9439i	-9.049+0.2145i	4.7103+7.7295i	200



Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7262563	0.00
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344283	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.53	9.93	8.55861452	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.52	9.93	8.56900714	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.53	9.93	8.55861452	0.00
0.00	#DIV/0!	9.93	-171.52	9.93	8.56900714	0.00
0.00	#DIV/0!	7.84	-151.43	7.84	28.6566623	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7387919	0.00
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7380539	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.12	10.91	33.1145687	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.14	10.91	33.1268922	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.12	10.91	33.1145687	0.00
0.00	#DIV/0!	10.92	164.14	10.91	33.1268922	0.00
0.00	#DIV/0!	8.84	-170.14	7.83	49.8722007	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.44	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.41	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.44	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
10.12	-81.41	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00
7.07	-54.85	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414388	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7495655	22.14
11.47	-81.49	11.47	158.63	11.47	38.5736171	11.47
11.47	-81.48	11.47	158.65	11.47	38.5843093	11.47
11.47	-81.49	11.47	158.63	11.47	38.5736171	11.47
11.47	-81.48	11.47	158.65	11.47	38.5843093	11.47
9.05	-61.39	9.05	178.73	9.05	58.6719242	9.05

Imax (pu)	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
19.18	1049.73	0.00	20137.34
19.17	1049.73	0.00	20127.65
9.93	1049.73	0.00	10423.47
9.93	1049.73	0.00	10422.90
9.93	1049.73	0.00	10423.47
9.93	1049.73	0.00	10422.90
7.84	1049.73	0.00	8228.78

Trafo intensidad	Nudos extremos
Ti1	1
Ti3	2 y 3
Ti4	3 y 4
Ti5	2 y 5
Ti6	5 y 6
Ti7	6 y 7
Ti8	4 y 6

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
20.74	1049.73	0.00	21768.79
20.73	1049.73	0.00	21757.38
10.92	1049.73	0.00	11463.54
10.92	1049.73	0.00	11465.43
10.92	1049.73	0.00	11463.54
10.92	1049.73	0.00	11465.43
8.84	1049.73	0.00	9280.27

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
17.79	1049.73	0.00	18679.86
17.78	1049.73	0.00	18665.89
10.12	1049.73	0.00	10627.33
10.12	1049.73	0.00	10625.29
10.12	1049.73	0.00	10627.33
10.12	1049.73	0.00	10625.29
7.07	1049.73	0.00	7426.62

Imax	lbase (A)	Imin (A)	Imax(A)
22.15	1049.73	23252.62	23252.70
22.14	1049.73	23241.34	23241.38
11.47	1049.73	12036.01	12036.07
11.47	1049.73	12035.32	12035.38
11.47	1049.73	12036.01	12036.07
11.47	1049.73	12035.32	12035.38
9.05	1049.73	9501.68	9501.77

Interruptor	Imin	Imax
PL45	<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
PTP2	<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
PTS2	<b>12036.01</b>	<b>12036.07</b>
PTP1	<b>12035.32</b>	<b>23241.38</b>
PTS1	<b>12036.01</b>	<b>12036.07</b>
PLS	<b>12035.32</b>	<b>12035.38</b>
PUB	<b>9501.68</b>	<b>12035.38</b>

ConUBL abierto				
Tipo cc	FF (valores en pu)			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
2	0	-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
3	0	-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
4	0	-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
5	0	-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
6	0	-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
7	0	-5.3573-2.1942i	5.3573+2.1942i	200

Tipo cc	FFT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	0	-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
2	0	-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
3	0	-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
4	0	-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
5	0	-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
6	0	-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
7	0	-6.6581-0.1949i	4.0566+4.1935i	200

Tipo cc	FT			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	3.3669-17.4735i	0	0	325
2	3.3661-17.4601i	0	0	325
3	0.8871-7.1379i	0	0	1315
4	0.9572-7.053i	0	0	1315
5	0.8871-7.1379i	0	0	1315
6	0.9572-7.053i	0	0	1315
7	2.6735-4.9111i	0	0	200

Tipo cc	FFF			
Nudos	la	lb	lc	lajuste (A)
1	4.4996-21.6893i	-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
2	4.5005-21.6781i	-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
3	0.9581-7.7576i	-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
4	1.0083-7.6975i	-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
5	0.9581-7.7576i	-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
6	1.0083-7.6975i	-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
7	2.5336-6.1861i	-6.6241+0.8988i	4.0905+5.2872i	200

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)	Imax (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7262563	0.00	19.18
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344283	0.00	19.17
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04386584	0.00	6.77
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642355	0.00	6.72
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04386584	0.00	6.77
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642355	0.00	6.72
0.00	#DIV/0!	5.79	-157.81	5.79	22.2839287	0.00	5.79

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7387919	0.00	20.74
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7380539	0.00	20.73
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713066	0.00	7.55
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178288	0.00	7.51
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713066	0.00	7.55
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178288	0.00	7.51
0.00	#DIV/0!	6.66	-178.41	5.83	45.9739708	0.00	6.66

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.79
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.78
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.19
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.12
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.19
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.12
5.59	-61.47	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	5.59

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414388	22.15	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7495655	22.14	22.14
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.059474	7.82	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818466	7.76	7.76
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.059474	7.82	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818466	7.76	7.76
6.68	-67.76	6.68	172.36	6.68	52.2987937	6.68	6.68

Ibase (A)	Imin (A)	Imax(A)
1049.73	0.00	20137.34
1049.73	0.00	20127.65
1049.73	0.00	7105.98
1049.73	0.00	7057.49
1049.73	0.00	7105.98
1049.73	0.00	7057.49
1049.73	0.00	6077.13

Trafo intensidad	Nodos extremos	Interruptor
Ti1	1	PL45
Ti3	2 y 3	PTP2
Ti4	3 y 4	PTS2
Ti5	2 y 5	PTP1
Ti6	5 y 6	PTS1
Ti7	6 y 7	PLS
Ti8	4 y 6	PUB

Ibase (A)	Imin (A)	Imax(A)
1049.73	0.00	21768.79
1049.73	0.00	21757.38
1049.73	0.00	7923.94
1049.73	0.00	7881.71
1049.73	0.00	7923.94
1049.73	0.00	7881.71
1049.73	0.00	6992.20

Ibase (A)	Imin (A)	Imax(A)
1049.73	0.00	18679.86
1049.73	0.00	18665.89
1049.73	0.00	7550.51
1049.73	0.00	7471.62
1049.73	0.00	7550.51
1049.73	0.00	7471.62
1049.73	0.00	5869.72

Ibase (A)	Imin (A)	Imax(A)
1049.73	23252.62	23252.70
1049.73	23241.34	23241.38
1049.73	8205.26	8205.36
1049.73	8149.32	8149.36
1049.73	8205.26	8205.36
1049.73	8149.32	8149.36
1049.73	7017.23	7017.27

<b>lmin</b>	<b>lmax</b>
<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
<b>8205.26</b>	<b>8205.36</b>
<b>8149.32</b>	<b>23241.38</b>
<b>8205.26</b>	<b>8205.36</b>
<b>8149.32</b>	<b>8149.36</b>
<b>7017.23</b>	<b>8149.36</b>

Con solo un trafo en funcionamiento	
Tipo cc	
Nudos	la
1	0
2	0
3	-0.00000000000032313-0.0000000000086686i
4	0
5	0
6	0
7	0

Tipo cc	
Nudos	la
1	0
2	0
3	-0.00000000000032316-0.0000000000086686i
4	0
5	0
6	0
7	0

Tipo cc	
Nudos	la
1	3.3669-17.4735i
2	3.3661-17.4601i
3	-0.00000000000032294-0.0000000000086651i
4	0.9435-6.9607i
5	0.8871-7.1379i
6	0.9572-7.053i
7	2.6735-4.9111i

Tipo cc	
Nudos	la
1	4.4996-21.6893i
2	4.5005-21.6781i
3	-0.00000000000032294-0.0000000000086651i
4	0.9991-7.6313i
5	0.9581-7.7576i
6	1.0083-7.6975i
7	2.5336-6.1861i



FF (valores en pu)		
lb	lc	lajuste (A)
-18.7834-3.8968i	18.7834+3.8968i	325
-18.7738-3.8976i	18.7738+3.8976i	325
-0.00000000000058916+0.000000000007131i	0.0000000000091229+0.0000000000015377i	1315
-6.6089-0.8652i	6.6089+0.8652i	1315
-6.7183-0.8297i	6.7183+0.8297i	1315
-6.6662-0.8732i	6.6662+0.8732i	1315
-5.3573-2.1942i	5.3573+2.1942i	200

FFT		
lb	lc	lajuste (A)
-20.1204+3.4164i	17.4465+11.21i	325
-20.11+3.4088i	17.4375+11.2039i	325
-0.00000000000058924+0.0000000000071313i	0.0000000000091221+0.0000000000015374i	1315
-7.055+2.3339i	6.1628+4.0644i	1315
-7.1312+2.4752i	6.3054+4.1347i	1315
-7.1209+2.3807i	6.2116+4.1271i	1315
-4.0566+4.1935i	4.0566+4.1935i	200

FT		
lb	lc	lajuste (A)
0	0	325
0	0	325
-0.00000000000058918+0.0000000000071324i	0.0000000000091227+0.0000000000015362i	1315
0	0	1315
0	0	1315
0	0	1315
0	0	200

FFF		
lb	lc	lajuste (A)
-21.0333+6.9478i	16.5336+14.7414i	325
-21.024+6.9415i	16.5235+14.7366i	325
-0.00000000000058895+0.0000000000071293i	0.0000000000091189+0.0000000000015358i	1315
-7.1084+2.9504i	6.1094+4.6809i	1315
-7.1974+3.0491i	6.2393+4.7086i	1315
-7.1704+2.9755i	6.1621+4.722i	1315
-6.6241+0.8988i	4.0905+5.2872i	200

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin (pu)	Imax (pu)
0.00	#DIV/0!	19.18	-168.37	19.18	11.7262563	0.00	19.18
0.00	#DIV/0!	19.17	-168.36	19.17	11.7344283	0.00	19.17
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3501874	0.00	0.00
0.00	#DIV/0!	6.67	-172.63	6.67	7.46220816	0.00	6.67
0.00	#DIV/0!	6.77	-173.05	6.77	7.04386584	0.00	6.77
0.00	#DIV/0!	6.72	-172.62	6.72	7.46642355	0.00	6.72
0.00	#DIV/0!	5.79	-157.81	5.79	22.2839287	0.00	5.79

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
0.00	#DIV/0!	20.41	170.45	20.74	32.7387919	0.00	20.74
0.00	#DIV/0!	20.40	170.47	20.73	32.7380539	0.00	20.73
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3474851	0.00	0.00
0.00	#DIV/0!	7.43	161.78	7.38	33.4220112	0.00	7.43
0.00	#DIV/0!	7.55	160.94	7.54	33.2713066	0.00	7.55
0.00	#DIV/0!	7.51	161.60	7.46	33.6178288	0.00	7.51
0.00	#DIV/0!	5.83	134.12	5.83	45.9739708	0.00	5.83

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
17.79	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.79
17.78	-79.13	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	17.78
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3261827	0.00	0.00
7.02	-82.32	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.02
7.19	-82.96	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.19
7.12	-82.31	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	7.12
5.59	-61.47	0.00	#DIV/0!	0.00	#DIV/0!	0.00	5.59

Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Modulo	Argumento	Imin	Imax
22.15	-78.32	22.15	161.80	22.15	41.7414388	22.15	22.15
22.14	-78.31	22.14	161.81	22.14	41.7495655	22.14	22.14
0.00	-92.18	0.00	94.77	0.00	59.3301139	0.00	0.00
7.70	-82.58	7.70	157.54	7.70	37.4776128	7.70	7.70
7.82	-83.00	7.82	157.12	7.82	37.059474	7.82	7.82
7.76	-82.58	7.76	157.54	7.76	37.4818466	7.76	7.76
6.68	-67.76	6.68	172.36	6.68	52.2987937	6.68	6.68

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	20137.34
1049.73	0.00	20127.65
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	6996.76
1049.73	0.00	7105.98
1049.73	0.00	7057.49
1049.73	0.00	6077.13

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor
Ti1	1	PL45
Ti3	2 y 3	PTP2
Ti4	3 y 4	PTS2
Ti5	2 y 5	PTP1
Ti6	5 y 6	PTS1
Ti7	6 y 7	PLS
Ti8	4 y 6	PUB

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	21768.79
1049.73	0.00	21757.38
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	7800.57
1049.73	0.00	7923.94
1049.73	0.00	7881.71
1049.73	0.00	6124.65

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	0.00	18679.86
1049.73	0.00	18665.89
1049.73	0.00	0.00
1049.73	0.00	7373.67
1049.73	0.00	7550.51
1049.73	0.00	7471.62
1049.73	0.00	5869.72

lbase (A)	lmin (A)	lmax(A)
1049.73	23252.62	23252.70
1049.73	23241.34	23241.38
1049.73	0.00	0.00
1049.73	8079.12	8079.21
1049.73	8205.26	8205.36
1049.73	8149.32	8149.36
1049.73	7017.23	7017.27

<b>lmin</b>	<b>lmax</b>
<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
<b>0.00</b>	<b>8079.21</b>
<b>8079.12</b>	<b>23241.38</b>
<b>8205.26</b>	<b>8205.36</b>
<b>8149.32</b>	<b>8149.36</b>
<b>7017.23</b>	<b>8149.36</b>

INTENSIDADES MÁXIMAS Y MÍNIMAS

Trafo intensidad	Nudos extremos	Interruptor	Imin	Imax
Ti1	1	PL45	<b>23252.62</b>	<b>23252.70</b>
Ti3	2 y 3	PPT2	<b>23241.34</b>	<b>23241.38</b>
Ti4	3 y 4	PST2	<b>0.00</b>	<b>12036.07</b>
Ti5	2 y 5	PPT1	<b>8079.12</b>	<b>23241.38</b>
Ti6	5 y 6	PST1	<b>8205.26</b>	<b>12036.07</b>
Ti7	6 y 7	PLS	<b>8149.32</b>	<b>12035.38</b>
Ti8	4 y 6	PUB	<b>7017.23</b>	<b>12035.38</b>

Nudo	Imin	Imax
1	23252.62	23252.70
2	23241.34	23241.38
3	0.00	12036.07
4	8079.12	12035.38
5	8205.26	12036.07
6	8149.32	12035.38
7	7017.23	9501.77

## AJUSTE

k	0.14
alfa	0.02
Ia	<b>1315</b>
TMS	<b>0.33</b>
$\Delta t$	<b>0.1</b>
I	23241.38

t	0.78141134
t+Dt	<b>0.88141134</b>

tdisp	2.91527
TMS	1.23115579
Ia	10588.4943

Iaj9 200 PCT  
TMS9 0.05

I	td9	td9+tinterruptor
201	70.2713546	70.37135459
220	3.76872165	3.868721652
250	1.66499964	1.764999645
280	1.13670862	1.23670862
320	0.84118058	0.941180584
380	0.64180293	0.741802933
420	0.5682466	0.668246603
500	0.47848552	0.578485524
700	0.37589708	0.475897075
850	0.33841018	0.438410175
1000	0.313986	0.413986004
1500	0.27022914	0.370229137
2000	0.24852993	0.348529931
2500	0.23510334	0.335103338
3000	0.22577587	0.325775873
3500	0.21881691	0.318816911
4000	0.21336782	0.313367818
4500	0.20894945	0.308949452
5000	0.20527116	0.305271165
5500	0.20214529	0.302145288
6000	0.19944461	0.299444614
6500	0.1970795	0.297079497
7000	0.19498472	0.29498472
8000	0.19142279	0.291422794
9000	0.18848847	0.288488466
10000	0.18601341	0.286013412
10400	0.1851258	0.285125797
10451.95	0.01	0.01
11000	0.01	0.01
12000	0.01	0.01
13000	0.01	0.01
14000	0.01	0.01

Iaj7            200            PLS  
TMS9           0.31

I	td7	td7+tinterruptor
201	435.162398	435.2623984
220	22.8460742	22.94607425
250	9.8029978	9.902997796
280	6.52759344	6.627593442
320	4.69531962	4.795319622
380	3.45917818	3.559178182
420	3.00312894	3.10312894
500	2.44661025	2.546610247
700	1.81056187	1.910561868
850	1.57814309	1.678143086
1000	1.42671322	1.526713222
1500	1.15542065	1.255420651
2000	1.02088557	1.120885573
2500	0.9376407	1.037640698
3000	0.87981041	0.979810412
3500	0.83666485	0.936664848
4000	0.80288047	0.902880474
4500	0.7754866	0.8754866
5000	0.75268122	0.85268122
5500	0.73330079	0.833300786
6000	0.71655661	0.816556606
6500	0.70189288	0.801892882
7000	0.68890527	0.788905267
8000	0.66682132	0.766821321
9000	0.64862849	0.748628487
10451.95	0.01	0.01
10000	0.01	0.01
11000	0.01	0.01
12000	0.01	0.01
13000	0.01	0.01
14000	0.01	0.01
15000	0.01	0.01



laj8 1315 PUBL  
TMS8 0.33

l	td8	td8+tinterruptor
1316	3038.88175	3038.981754
1330	203.739717	203.8397175
1370	56.4540159	56.55401587
1400	36.9569071	37.05690709
1430	27.6301174	27.7301174
1460	22.1610866	22.26108661
1490	18.565865	18.66586503
1520	16.0218376	16.1218376
1550	14.1264466	14.22644661
1580	12.6594234	12.75942344
1610	11.4900993	11.59009928
1640	10.5360514	10.63605145
1670	9.74271771	9.842717709
1700	9.07254164	9.172541635
1730	8.49882595	8.598825947
1760	8.00207216	8.102072158
2000	5.5859761	5.685976105
2500	3.67253726	3.772537265
3000	2.87772524	2.977725236
3500	2.43670357	2.536703574
4000	2.15346911	2.253469114
4500	1.95467602	2.054676015
5000	1.80656097	1.906560974
5500	1.69136587	1.791365866
6000	1.5988334	1.698833399
6500	1.52261119	1.622611187
7000	1.45854698	1.558546978
7500	1.40380716	1.503807157
8000	1.3563887	1.456388697
8500	1.31483358	1.414833584
9000	1.27805388	1.378053878
9500	1.24522036	1.345220357
10600	1.18390344	1.283903442
10950	1.16694145	1.26694145
11300	1.15100167	1.251001672
11650	1.13598719	1.235987189
12000	1.1218133	1.221813297
13238.92	0.01	0.01
12100	0.01	0.01
12250	0.01	0.01
12400	0.01	0.01
12550	0.01	0.01

12700  
12850  
13000  
13150  
13300  
13450  
13600

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01

laj6            1315            PST1  
TMS6           0.49

l	td6	td6+tinterruptor
1316	4512.23048	4512.330483
1330	302.474126	302.574126
1370	83.7771751	83.87717507
1400	54.8269226	54.92692264
1430	40.9780531	41.07805311
1460	32.857371	32.95737103
1490	27.5190117	27.61901171
1520	23.7415164	23.84151644
1550	20.927148	21.02714799
1580	18.7488409	18.84884086
1610	17.0125717	17.11257166
1640	15.5959552	15.69595518
1670	14.4179748	14.51797478
1700	13.4228649	13.52286485
1730	12.570984	12.67098398
1760	11.8333799	11.93337987
2000	8.24584331	8.345843307
2500	5.40467654	5.504676545
3000	4.22450111	4.324501109
3500	3.56965076	3.669650762
4000	3.1490905	3.249090503
4500	2.85391287	2.953912871
5000	2.63398448	2.733984476
5500	2.4629372	2.562937195
6000	2.3255405	2.425540502
6500	2.21236207	2.312362065
7000	2.11723642	2.217236421
7500	2.03595608	2.135956081
8000	1.96554685	2.065546854
8500	1.90384381	2.003843806
9000	1.84923152	1.949231515
9500	1.80047871	1.900478712
10600	1.70943238	1.809432384
10950	1.6842464	1.784246396
11300	1.66057824	1.76057824
11650	1.63828401	1.738284008
12000	1.61723793	1.717237926
13239.92	0.01	0.01
12100	0.01	0.01
12250	0.01	0.01
12400	0.01	0.01
12550	0.01	0.01

12700  
12850  
13000  
13150  
13300  
13450  
13600

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01

laj5            1315            PPT1  
TMS5           0.65

l	td5	td5+tinterruptor
1316	5985.57921	5985.679212
1330	401.208534	401.3085344
1370	111.100334	111.2003343
1400	72.6969382	72.7969382
1430	54.3259888	54.42598882
1460	43.5536555	43.65365545
1490	36.4721584	36.57215839
1520	31.4611953	31.56119528
1550	27.7278494	27.82784938
1580	24.8382583	24.93825828
1610	22.535044	22.63504404
1640	20.6558589	20.75585891
1670	19.0932319	19.19323185
1700	17.7731881	17.87318807
1730	16.643142	16.74314202
1760	15.6646876	15.76468758
2000	10.9057105	11.00571051
2500	7.13681582	7.236815824
3000	5.57127698	5.671276981
3500	4.70259795	4.802597949
4000	4.14471189	4.244711892
4500	3.75314973	3.853149727
5000	3.46140798	3.561407979
5500	3.23450852	3.334508524
6000	3.0522476	3.152247604
6500	2.90211294	3.002112944
7000	2.77592587	2.875925865
8000	2.57470501	2.67470501
9000	2.42040915	2.520409153
10000	2.29756974	2.397569744
11000	2.19694759	2.296947589
12000	2.11266256	2.212662555
13239.7	0.01	0.01
14000	0.01	0.01
15000	0.01	0.01
16000	0.01	0.01
17000	0.01	0.01
18000	0.01	0.01
19000	0.01	0.01
20000	0.01	0.01
21000	0.01	0.01
22000	0.01	0.01

23000  
23241.38

0.01 0.01  
0.01 0.01

laj4 1315 PST2  
TMS4 0.86

l	td4	td4+tinterruptor
1316	7919.34942	7919.449419
1330	530.797446	530.8974456
1370	146.961981	147.0619807
1400	96.1513336	96.25133362
1430	71.8451544	71.94515444
1460	57.5925288	57.69252875
1490	48.2231634	48.32316341
1520	41.5932738	41.69327375
1550	36.6537699	36.75376995
1580	32.8306187	32.93061865
1610	29.783289	29.88328904
1640	27.2969826	27.39698256
1670	25.2295068	25.32950676
1700	23.4829873	23.58298729
1730	21.9878494	22.08784944
1760	20.693279	20.79327896
2000	14.3967862	14.49678621
2500	9.41024863	9.510248629
3000	7.33892031	7.438920313
3500	6.18959113	6.289591133
4000	5.45146496	5.551464965
4500	4.9333981	5.0333981
5000	4.54740133	4.647401326
5500	4.24719589	4.347195894
6000	4.00605068	4.106050677
6500	3.80741097	3.907410972
7000	3.64045576	3.74045576
7500	3.49780047	3.597800469
8000	3.37422509	3.47422509
8500	3.26592995	3.365929945
9000	3.1700798	3.270079802
9500	3.08451366	3.184513658
10600	2.92471806	3.024718062
10950	2.88051408	2.980514083
11300	2.83897405	2.938974054
11650	2.7998454	2.899845403
12000	2.76290738	2.862907381
13238.92	0.01	0.01
12100	0.01	0.01
12250	0.01	0.01
12400	0.01	0.01
12600	0.01	0.01

12800  
13000  
13200  
13400  
13600  
13800  
14000

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01

0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01  
0.01



laj3 1315 PPT2  
TMS3 1.02

l	td3	td3+tinterruptor
1316	9392.69815	9392.798148
1330	629.531854	629.6318541
1370	174.28514	174.38514
1400	114.021349	114.1213492
1430	85.1930901	85.29309014
1460	68.2888132	68.38881317
1490	57.1763101	57.27631009
1520	49.3129526	49.41295259
1550	43.4544713	43.55447133
1580	38.9200361	39.02003608
1610	35.3057614	35.40576142
1640	32.3568863	32.45688629
1670	29.9047638	30.00476383
1700	27.8333105	27.93331051
1730	26.0600075	26.16000747
1760	24.5245867	24.62458667
2000	17.0566534	17.15665341
2500	11.1423879	11.24238791
3000	8.68569619	8.785696185
3500	7.32253832	7.42253832
4000	6.44708635	6.547086354
4500	5.83263496	5.932634956
5000	5.37482483	5.474824829
5500	5.01876722	5.118767223
6000	4.73275778	4.832757779
6500	4.49716185	4.59716185
7000	4.2991452	4.399145204
8000	3.98338325	4.083383246
9000	3.74125744	3.84125744
10000	3.54849406	3.64849406
11000	3.39059468	3.490594679
12000	3.25833201	3.35833201
123239.7	0.01	0.01
14000	0.01	0.01
15000	0.01	0.01
16000	0.01	0.01
17000	0.01	0.01
18000	0.01	0.01
19000	0.01	0.01
20000	0.01	0.01
21000	0.01	0.01
22000	0.01	0.01

23000  
23241.38

0.01 0.01  
0.01 0.01

laj1 325 PL45  
TMS1 1.23

l	td1	td1+tinterruptor
326	2802.5667	2802.666697
350	116.195754	116.2957537
380	55.084085	55.18408497
430	30.7683709	30.86837094
500	20.0008887	20.10088866
650	12.4357032	12.53570323
850	8.96976152	9.069761519
1200	6.60565411	6.705654106
1800	5.04442905	5.144429045
2600	4.15503155	4.25503155
3200	3.77918051	3.879180513
4000	3.44459256	3.544592562
5500	3.0585363	3.158536297
7000	2.8194872	2.919487199
8500	2.65270737	2.75270737
10000	2.52764032	2.627640325
11500	2.4292058	2.529205803
13000	2.34900073	2.449000727
14500	2.28192556	2.381925565
16000	2.22468287	2.324682865
17500	2.17503313	2.275033133
19000	2.13139466	2.23139466
20500	2.09261403	2.192614032
22000	2.05782748	2.157827483
23241.38	2.03158278	2.131582777
25565.52	0.01	0.01
23350	0.01	0.01
23500	0.01	0.01
23650	0.01	0.01
23800	0.01	0.01
23950	0.01	0.01
24100	0.01	0.01
24250	0.01	0.01
24400	0.01	0.01
24550	0.01	0.01

