



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ICAI – MÁSTER EN SISTEMAS FERROVIARIOS
CURSO 2015 – 2016

**AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DE LAS ACOMETIDAS DE
ALTA TENSIÓN A UNA SUBESTACIÓN DE TRACIÓN DE
FERROCARRIL METROPOLITANO**

Autor:

RAFAEL MORLANES CASTAÑO

Director:

LUIS ROUCO RODRÍGUEZ

FICHA TÉCNICA

Autor: Rafael Morlanes Castaño

Director: Luis Rouco Rodríguez

Programa cursado: Máster en Sistemas Ferroviarios 2015/2016

Título del trabajo: Ajuste de las protecciones de las acometidas de alta tensión a una subestación de tracción de ferrocarril metropolitano.

Resumen:

Las subestaciones de tracción de los ferrocarriles metropolitanos tienen una o varias acometidas de alta tensión de la compañía distribuidora de energía eléctrica. Las posiciones de la compañía de ferrocarril metropolitano están protegidas con protecciones de sobreintensidad de fase y de neutro.

En el presente Trabajo Fin de Máster se proponen criterios de ajuste objetivos para las protecciones de unas instalaciones de ferrocarril metropolitano. Estos criterios se aplican a un caso real para, después, comparar los resultados obtenidos con los ajustes existentes.

Los criterios que se proponen son para las protecciones de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50) y para la sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51).



Firma del alumno:



Firma del director:



Índice de la memoria

Capítulo 1	Descripción.....	2
1.1	Introducción.....	2
1.2	Resumen	2
Capítulo 2	Objetivos	4
Capítulo 3	Tareas	5
Capítulo 4	Planificación	6
Capítulo 5	Desarrollo.....	7
5.1	Principios de ajuste de protecciones	7
5.1.1	Protección se sobreintensidad de fase de tiempo definido (50).....	7
5.1.2	Protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51).....	9
5.2	Arquitectura del caso de estudio	11
5.3	Datos del caso de estudio.....	13
5.3.1	Acometidas de compañía	13
5.3.2	Interconexión entre subestaciones	14
5.3.3	Servicios auxiliares de línea	14
5.3.4	Servicios auxiliares de subestación	15
5.3.5	Grupos transformador-rectificador.....	15
5.4	Programa de cálculo.....	15
5.5	Cálculos	17
5.5.1	Modo de funcionamiento normal	17
5.5.1.1	Líneas conectadas a barras 1	18
5.5.1.1.1	Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50).....	18
5.5.1.1.2	Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso (51)	20
5.5.1.2	Líneas conectadas a barras 2	24
5.5.1.2.1	Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50).....	24



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN SISTEMAS FERROVIARIOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA

5.5.1.2.2 Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso (51)	26
5.6 Comparación de resultados	32
<i>Capítulo 6 Conclusiones</i>	<i>39</i>
<i>Capítulo 7 Aportaciones.....</i>	<i>41</i>
<i>Bibliografía</i>	<i>42</i>



Índice de figuras

Figura 1. Protección de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)	8
Figura 2. Protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51).....	10
Figura 3. Esquema unifilar de la subestación (modo normal de funcionamiento).....	12
Figura 4. Muestra de la tabla Excel 1	16
Figura 5. Muestra tabla Excel 2	16
Figura 6. Muestra Excel 3.....	17
Figura 7. Líneas conectadas a barras 1 (modo normal de funcionamiento).....	18
Figura 8. Curvas de tiempo definido para las protecciones de las líneas conectadas a barras 1	20
Figura 9. Curvas de tiempo inverso para las protecciones de las líneas conectadas a barras 1	23
Figura 10. Líneas conectadas a barras 2 (modo de funcionamiento normal).....	24
Figura 11. Curvas de tiempo definido para las protecciones de las líneas conectadas a barras 2.....	26
Figura 12. Curva de tiempo inverso de las protecciones de los servicios auxiliares de línea	27
Figura 13. Curva de tiempo inverso para los grupos transformador-rectificador	28
Figura 14. Curvas de tiempo inverso para las protecciones de las líneas conectadas a barras 2	30
Figura 15. Curvas reales de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2.....	34
Figura 16. Curvas de tiempo inverso, propuesta y existente para la protección de interconexión entre subestaciones.....	36



Figura 17. Curvas de tiempo inverso propuesta y existente, para la protección de la línea de acometida 1 37



Índice de tablas

Tabla 1. Valores para a y b en función del tipo de característica	10
Tabla 2. Características de los transformadores de la línea de distribución	13
Tabla 3. Características de los cables de acometida	14
Tabla 4. Características del cable de interconexión entre subestaciones	14
Tabla 5. Características de los cables de los servicios auxiliares de línea ..	15
Tabla 6. Ajustes de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 1	31
Tabla 7. Ajustes de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2	31
Tabla 8. Ajustes de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 1	31
Tabla 9. Ajustes de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 2	32
Tabla 10. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 1	32
Tabla 11. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2	33
Tabla 12. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 1	35
Tabla 13. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 2	37



Capítulo 1 DESCRIPCIÓN

Este Trabajo Fin de Máster aborda el estudio de las protecciones de fase de tiempo definido (50) y de tiempo inverso (51). En el apartado 5.1 se estudia de forma teórica el ajuste de las protecciones. Posteriormente en los apartados 5.2 y 5.3 se presenta el caso de estudio y sus datos para a continuación presentar los ajustes propuestos en el apartado 5.5. Para finalizar en el apartado 5.6 se comparan los resultados.

1.1 INTRODUCCIÓN

Las subestaciones de tracción de los ferrocarriles metropolitanos tienen una o varias acometidas de alta tensión de la compañía distribuidora de energía eléctrica. Las instalaciones de la compañía de ferrocarril metropolitano están protegidas con protecciones de sobreintensidad de fase y de neutro. Este Trabajo Fin de Máster propone criterios de ajuste para de las protecciones de sobreintensidad de fase y posteriormente compara los resultados obtenidos teóricamente y con los valores de ajuste de protecciones de un caso real de un ferrocarril metropolitano. El ajuste de las protecciones de sobreintensidad de neutro no ha sido abordado por falta de información de la red de la compañía distribuidora de energía eléctrica.

1.2 RESUMEN

En este Trabajo Fin de Máster se ha analizado la configuración de una subestación de ferrocarril metropolitano desde el punto de vista de la arquitectura de redes eléctricas. Para que esto fuera posible el primer paso consistió en la recopilación de información de un caso práctico de unas instalaciones de un ferrocarril metropolitano. La información obtenida estaba compuesta de un esquema unifilar y de unas tablas de ajustes de protecciones de sobreintensidad de posiciones de línea y de transformador de rectificador. Estas tablas



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER EN SISTEMAS FERROVIARIOS

Descripción

contenían información sobre los parámetros de ajuste de las protecciones de fase y de homopolar.



Capítulo 2 OBJETIVOS

El presente Trabajo Fin de Máster tiene dos objetivos principales. El primero de ellos es un trabajo de ingeniería. Este objetivo consiste en proponer ajustes para las protecciones de un ferrocarril metropolitano y compararlos con los ajustes reales. No ha sido posible proponer ajustes para las protecciones de sobreintensidad de neutro ya que no se ha dispuesto de la información necesaria para llevar a cabo esta labor.

El segundo objetivo de este Trabajo Fin de Máster conllevaba una labor de investigación, en la cual, se estudian las protecciones necesarias para los rectificadores de corriente continua que incorporan las subestaciones de tracción de un ferrocarril metropolitano. También corresponde a esta labor de investigación el estudio de la coordinación entre las protecciones de corriente continua y corriente alterna de dicha subestación. Este objetivo no ha sido alcanzado por cuestiones de tiempo.

De los dos objetivos ya descritos se desprende un tercero. Éste último es la adquisición de conocimientos eléctricos: arquitectura eléctrica de subestaciones y de la red eléctrica española y ajuste de protecciones para instalaciones eléctricas. Este objetivo es de gran importancia puesto que cualquier industria necesita de la energía eléctrica para poder cumplir con su función de producción de bienes o transformación de los mismos.



Capítulo 3 TAREAS

Las tareas de las que se compone este Trabajo Fin de Máster son las que se exponen a continuación:

- Revisión de la configuración de las subestaciones de 15 kV de la empresa de ferrocarril metropolitano en relación con la arquitectura de redes eléctricas. En este apartado también se incluye la recopilación de información del caso práctico de estudio
- Estudio de los métodos de ajuste de las protecciones de líneas eléctricas de distribución.
- Determinación de ajustes teóricos para el caso práctico de estudio y comparación de dichos ajustes con los reales
- Elaboración de la memoria del Trabajo Fin de Máster



Capítulo 4 PLANIFICACIÓN

- 15/05/2016 – 21/05/2016. Revisión de la configuración de las subestaciones de 15 kV de ferrocarril metropolitano en relación con la arquitectura de redes eléctricas. Recopilación de información del caso práctico
- 21/05/2016 – 01/06/2016. Estudio de ajuste de protecciones de líneas de distribución
- 01/06/2016 – 15/06/2016. Determinación de ajustes teóricos. Comparación de los ajustes teóricos y los existentes
- 15/06/2016 – 01/07/2016. Elaboración de la memoria



Capítulo 5 DESARROLLO

En este apartado se explicará en profundidad el trabajo de ingeniería que se ha desarrollado en este Trabajo Fin de Máster. En primer lugar se describirá la arquitectura de red del caso práctico estudiado. Después se presentarán la teoría de ajustes de protecciones para instalaciones eléctricas para, en último lugar, concluir con los cálculos teóricos realizados y comparación de estos con los reales.

5.1 PRINCIPIOS DE AJUSTE DE PROTECCIONES

En este apartado se estudiarán los principios para los ajustes de las protecciones de corriente alterna (15 kV) [1].

5.1.1 PROTECCIÓN SE SOBREENSIDAD DE FASE DE TIEMPO DEFINIDO (50)

La protección de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50) se ajusta para proteger las instalaciones en caso de cortocircuito franco en la cabecera de la línea. En este caso, la falta es más severa que si se produjera al final de la línea porque el circuito equivalente no cuenta con tanta impedancia para reducir la intensidad del cortocircuito. Esta protección cuenta con dos ajustes: la intensidad de arranque ($I_{>>}$), que coincide con la del cortocircuito franco, y la temporización ($t(I_{>>})$). La intensidad de arranque debe introducirse como múltiplo de la corriente nominal pudiendo tomar valores entre 0,2 y 30 pu con escalones de 0,2. Una temporización usual para este ajuste es 200 milisegundos. La Figura 1 muestra la gráfica de la protección de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50).

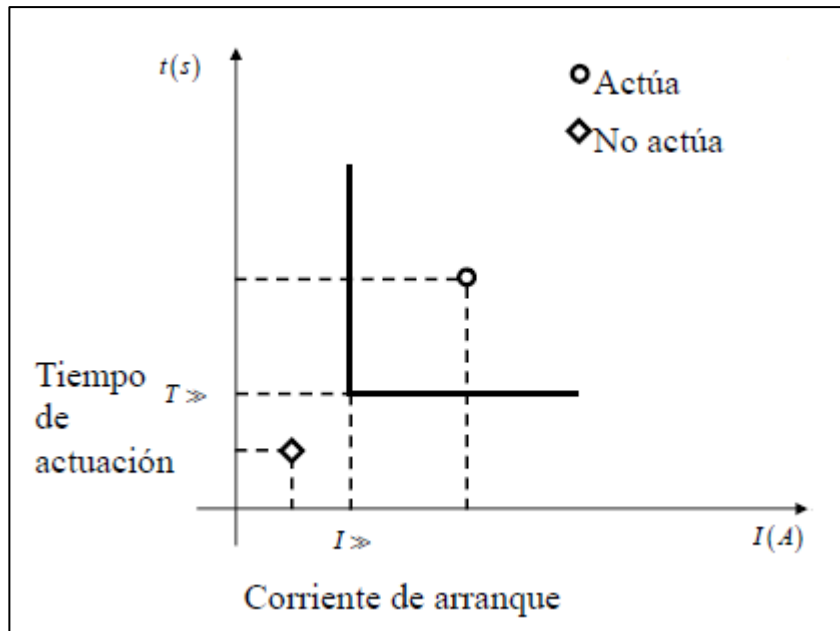


Figura 1. Protección de sobrecorriente de fase de tiempo definido (50)

Para calcular la intensidad cortocircuito será necesario conocer la impedancia del circuito equivalente aguas arriba de la protección. Esta impedancia, puede estar formada únicamente por la impedancia de cortocircuito del transformador o por la del transformador más la del cable de acometida (E. 1), dependiendo de si se ajusta la protección situada a la salida del transformador de distribución o la protección situada a la salida de las barras.

$$E. 1 \quad Z_T = Z_{cc} + Z_{c1} = j \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} + (R_{c1} + jX_{c1}) \cdot d_1$$

Dónde:

u_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador de distribución en tanto por ciento

U_{n2} es la tensión compuesta nominal en el secundario del transformador de distribución

S_n es la potencia nominal del transformador de distribución

R_{c1} y X_{c1} es la impedancia por unidad de longitud del cable de acometida

d_1 es la longitud del cable de acometida



Una vez calculada la impedancia se puede calcular la intensidad de cortocircuito con la E. 2.

$$E. 2 \quad I_{cc} = \frac{U_{n2}}{\sqrt{3} Z_T}$$

De aquí en adelante, la corriente de cortocircuito en la cabecera de la línea será I_{F0} y la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador de medida será I'_{F0} .

5.1.2 PROTECCIÓN DE SOBREENSIEDAD DE FASE DE TIEMPO INVERSO (51)

La misión de las protecciones de sobreenensiedad de fase de tiempo inverso (51) es la protección de las instalaciones en caso de faltas polifásicas.

La curva utilizada para este tipo de protecciones viene dada por la E. 3.

$$E. 3 \quad t = \frac{a \cdot T}{\left(\frac{I}{I >}\right)^b - 1}$$

Dónde:

t es el tiempo de actuación de la protección

I es la corriente de paso por la protección

$I >$ es la corriente de arranque

T es el dial de ajuste

a y b son parámetros que depende del tipo de característica (inversa, muy inversa o extremadamente inversa).

- El dial T se ajusta de tal manera que el tiempo de actuación t sea el especificado para un porcentaje de la corriente de falta al final de la línea. El dial T puede tomar valores entre 0,05 y 1,5 con escalones de 0,05. Esta es la forma habitual de introducir el dial en un relé de protección comercial.
- La corriente de arranque $I >$ debe introducirse como un múltiplo de la corriente nominal pudiendo tomar valores entre 0,2 y 30 pu con escalones de 0,2. Esta es la

forma habitual de introducir la corriente de arranque en un relé de protección comercial.

- Los parámetros a y b son constantes de diseño. La Tabla 1 muestra los valores estándar para estas constantes.

Inversa		Muy inversa		Extremadamente inversa	
a	b	a	b	a	b
0,14	0,02	13,5	1	80	2

Tabla 1. Valores para a y b en función del tipo de característica

La Figura 2 muestra la gráfica de la protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51).

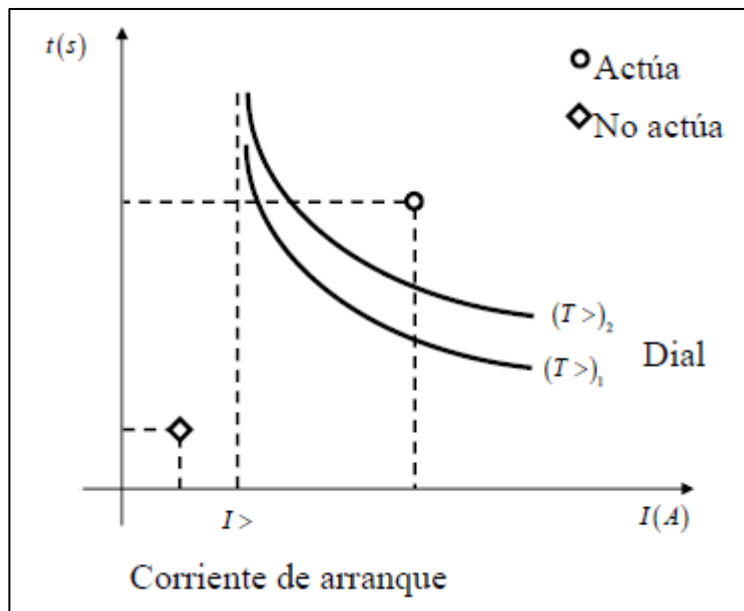


Figura 2. Protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)

Para calcular la corriente de cortocircuito al final de la línea, es necesario conocer la impedancia total del circuito equivalente que se calcula según indica la E. 4.

$$E. 4 \quad Z_T = Z_{cc} + Z_{c1} + Z_{c2} = j \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} + (R_{c1} + jX_{c1}) \cdot d_1 + (R_{c2} + jX_{c2}) \cdot d_2$$



Dónde:

u_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador en tanto por ciento

U_{n2} es la tensión compuesta nominal en el secundario del transformador

S_n es la potencia nominal del transformador

R_{c1} y X_{c1} es la impedancia por unidad de longitud del cable de acometida

d_1 es la longitud del cable de acometida

R_{c2} y X_{c2} es la impedancia por unidad de longitud del cable que parte desde las barras

d_2 es la longitud del cable que parte desde las barras

La E. 4 es válida para el cálculo de una impedancia que corresponde a un circuito equivalente formado por el transformador de distribución, el cable de acometida y el cable de la línea. En caso de haber un transformador de baja tensión en lugar de un cable de línea, debe sustituirse la impedancia del cable por la impedancia de cortocircuito del transformador.

La corriente de cortocircuito al final de la línea, con lo explicado anteriormente, viene dada por la E. 2.

De aquí en adelante, la corriente de cortocircuito en la cabecera de la línea será I_{FI} y la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador de medida será I'_{FI} .

5.2 ARQUITECTURA DEL CASO DE ESTUDIO

A continuación se presenta el esquema unifilar del caso de estudio con las diferentes líneas eléctricas que llegan a la subestación del ferrocarril metropolitano, así como las líneas eléctricas que parten de la misma. La Figura 3 es una captura de pantalla de una aplicación de la que dispone la compañía para monitorizar el estado del sistema eléctrico.

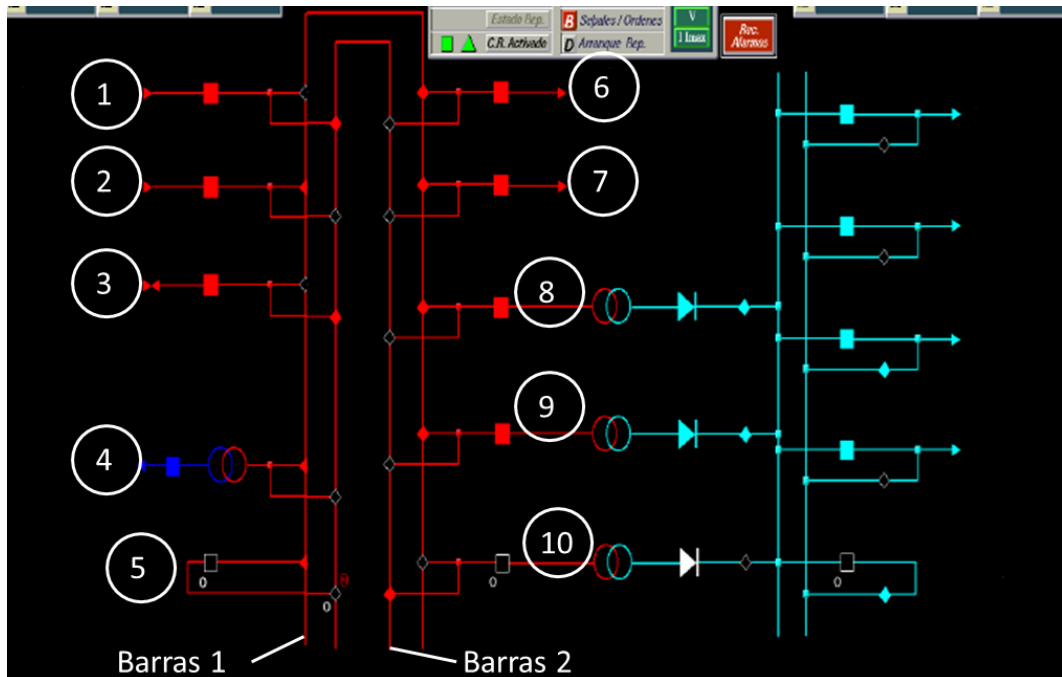


Figura 3. Esquema unifilar de la subestación (modo normal de funcionamiento)

Los números reflejados en la Figura 3 corresponden a los siguientes elementos:

1. Acometida de compañía 1
2. Acometida de compañía 2
3. Cable de interconexión entre subestaciones metropolitanas
4. Servicios auxiliares subestación
5. Unión de barras
6. Servicio auxiliar de línea 1
7. Servicio auxiliar de línea 2
8. Grupo transformador-rectificador 1
9. Grupo transformador-rectificador 2
10. Grupo transformador-rectificador 3

Como se puede observar, la subestación metropolitana cuenta con dos líneas de entrada de alimentación. Se elige esta configuración por seguridad y redundancia puesto que en caso de fallo de una de las líneas de alimentación, se podría cerrar la unión de barras, quedando de esta forma todo el conjunto energizado.



Las líneas de acometida, el cable de interconexión, los servicios auxiliares de línea y los grupos transformador-rectificador pueden conectarse a unas barras o a otras en función del estado de los seccionadores. Esto permite una mayor capacidad para maniobrar y restablecer los servicios en caso de que ocurra una incidencia.

En el lado de corriente continua se puede observar que existen tres rectificadores con los correspondientes transformadores, de los cuales, en condiciones normales, solamente operan dos de ellos (los dos superiores), permaneciendo el tercero (el inferior) de reserva por si alguno de los principales fallara.

También se puede observar que en el modo normal de funcionamiento una de las líneas de alimentación está conectada con el cable de interconexión y con el rectificador de reserva a través de las barras 1. La otra línea de alimentación está conectada con los servicios auxiliares de línea y con los dos rectificadores a través de las barras 2.

5.3 DATOS DEL CASO DE ESTUDIO

Este apartado presenta los datos de las instalaciones necesarios para los ajustes de las protecciones. Para la presentar la información de forma clara se han dividido los datos en tres grupos: datos referentes a las líneas de acometida, datos del cable de interconexión, dato de los servicios auxiliares de línea.

5.3.1 ACOMETIDAS DE COMPAÑÍA

Los datos de los transformadores son los que se muestran en la Tabla 2.

Transformador	Relación transformación (kV)	Potencia (MVA)	Tensión cortocircuito (%)
Acometida 1	132:15	40	12
Acometida 2	132:15	40	12

Tabla 2. Características de los transformadores de la línea de distribución

Los datos de los cables son los que se muestran en la Tabla 3.



Cable	Tipo	Sección (mm ²)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Capacidad (μF)	Longitud (m)
Acometida 1	Unipolar	95	0,193	0,118	0,283	1600
Acometida 2	Unipolar	95	0,193	0,118	0,283	2400

Tabla 3. Características de los cables de acometida

Los datos de la Tabla 3 se han obtenido del catálogo de cables de Prysmian [2]. Se ha utilizado como referencia el cable Eprotenax Compact de cobre. La intensidad máxima admitida por el cable en condiciones de funcionamiento nominal es de 250 amperios.

5.3.2 INTERCONEXIÓN ENTRE SUBESTACIONES

Los datos del cable de la interconexión entre subestaciones metropolitanas son los que se presentan en la Tabla 4.

Tipo	Sección (mm ²)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Capacidad (μF)	Longitud (m)
Trifásico	150	0,206	0,110	0,333	1295

Tabla 4. Características del cable de interconexión entre subestaciones

Los datos de la Tabla 4 se han obtenido del catálogo de cables de Prysmian [2]. Se ha utilizado como referencia el cable Eprotenax H Compact 12/20 kV de aluminio. La intensidad máxima admisible por el cable en condiciones de funcionamiento nominal es de 240 amperios.

5.3.3 SERVICIOS AUXILIARES DE LÍNEA

Los datos de los cables de los servicios auxiliares de línea son los que se muestran en la Tabla 5.



Cable	Tipo	Sección (mm ²)	Resistencia (Ohm/km)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Capacidad (μF)	Longitud (m)
Aux. línea 1	Trifásico	70	0,443	0,106	0,283	6422
Aux. línea 2	Trifásico	70	0,443	0,106	0,283	6422

Tabla 5. Características de los cables de los servicios auxiliares de línea

Los datos de la se han obtenido del catálogo de cables de Prysmian [2]. Se ha utilizado como referencia el cable Eprotenax Compact de aluminio. La intensidad máxima admisible por el cable en condiciones de funcionamiento nominal es de 160 amperios.

5.3.4 SERVICIOS AUXILIARES DE SUBESTACIÓN

La línea de los servicios auxiliares de la subestación tiene un transformador con una tensión de primario de 15 kV. Hay dos secundarios con los que se puede ajustar la tensión 242-139 V o 420-242 V. Según se puede ver en el catálogo de Imefy [3], el 6% es un valor típico de tensión de cortocircuito para estos transformadores.

5.3.5 GRUPOS TRANSFORMADOR-RECTIFICADOR

Las líneas de los grupos transformador-rectificador tienen unos transformadores con relación de transformación de 15000:453 y una potencia de 2,4 kVA. La tensión de cortocircuito de estos transformadores es del 6% [3].

5.4 PROGRAMA DE CÁLCULO

Para realizar los cálculos de las protecciones se ha diseñado una tabla Excel que calcula directamente los ajustes en función de los datos de entrada (Figura 4, Figura 5 y Figura 6). Necesita información del transformador de distribución, de la línea de acometida, de la



línea que parte de las barras y del transformador de la subestación metropolitana (en caso de que exista para la línea de estudio).

Se deben introducir como parámetros algunos datos relativos a la protección utilizada (constantes a y b de diseño, tiempo de disparo, porcentaje de la corriente de falta en el extremo de la línea para la cual el relé actúa en el tiempo especificado y corriente de arranque).

La tabla ofrece como salida la intensidad de cortocircuito en la cabecera de la línea, la intensidad de cortocircuito al final de la línea, el dial T y el dial T redondeado en múltiplo de 0,025. Se incluye además una gráfica de la protección de tiempo inverso.

PARAMETROS TRAF0 ACOMETIDA			PARAMETROS CABLE (TRAF0-PROTECCIÓN)			PARAMETROS CABLE (PROTECCIÓN-FINAL LINEA)		
Potencia (MVA)	U secundario (kV)	Potencia CC(%)	Resistencia (ohm/Km)	Reactancia inductiva (ohm/Km)	Corriente máxima del cable en corto(I)	Resistencia (ohm/Km)	Reactancia inductiva (ohm/Km)	Corriente máxima del cable en corto (I)
40	15	12	0,193	0,118	275	0,206	0,11	215

RESULTADOS				PARAMETROS PROTECCIÓN			
PRETECCIÓN METRO				% Intensidad de falta al final de la línea (A)	a	b	Tiempo disparo (s)
TIEMPO DEFINIDO	TIEMPO INVERSO						
I >> (A)	%IF1	T	Redondeo T (0,025)	87	0,14	0,02	0,7
Icc final línea	5704,807	0,24347	0,25				
Icc final línea	6557,2495						

TRANSFORMADOR

PROTECCIÓN SUMINISTRADOR

PROTECCIÓN METROPOLITANO

Figura 4. Muestra de la tabla Excel 1

PARAMETROS CABLE (PROTECCIÓN-FINAL LINEA)			DISTANCIAS		PARAMETROS TRAF0 RECTIFICADOR		
Resistencia (ohm/Km)	Reactancia inductiva (ohm/Km)	Corriente máxima del cable en corto (I)	Trafo-protección (Km)	Protección-final línea (Km)	Potencia (MVA)	U primario (kV)	Potencia CC(%)
0,206	0,11	215	2,4	1,235	2,4	0	6

PARAMETROS PROTECCIÓN			
a	b	Tiempo disparo (s)	I >> (A)
0,14	0,02	0,7	250

PROTECCIÓN SUMINISTRADOR

PROTECCIÓN METROPOLITANO

FINAL DE LINEA

Figura 5. Muestra tabla Excel 2

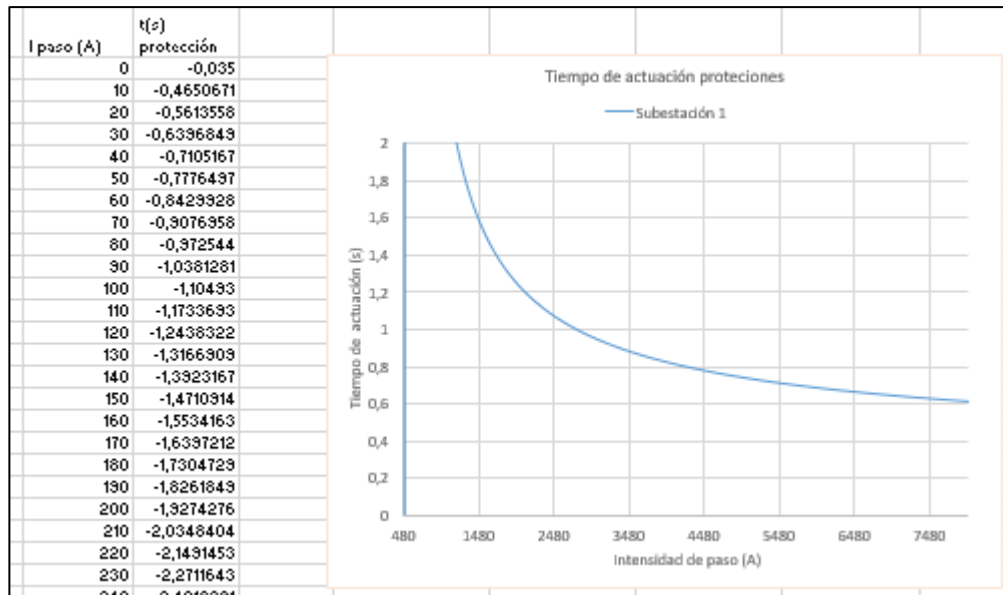


Figura 6. Muestra Excel 3

5.5 CÁLCULOS

En este apartado se describirán los cálculos teóricos realizados para los ajustes de las protecciones. Se estudia el caso de funcionamiento normal para después mostrar las diferencias si se intercambiaran las líneas de acometida.

5.5.1 MODO DE FUNCIONAMIENTO NORMAL

El modo de funcionamiento normal de la instalación es el siguiente:

- La línea acometida de compañía 1 está conectada a las barras 1 (ver Figura 3). A estas barras también están conectadas: la línea de interconexión entre subestaciones y el rectificador de reserva.
- La acometida de compañía 2 está conectada a las barras 2 (ver la Figura 3). A estas barras también están conectadas: la línea de servicios auxiliares, las líneas de servicios auxiliares de línea y dos líneas más cada una de ellas con un rectificador.

5.5.1.1 Líneas conectadas a barras 1

Se empezará calculando los ajustes de las protecciones para el conjunto que forman la acometida de compañía 1 y la línea de interconexión entre subestaciones. La Figura 7 muestra la configuración a estudiar en este caso.

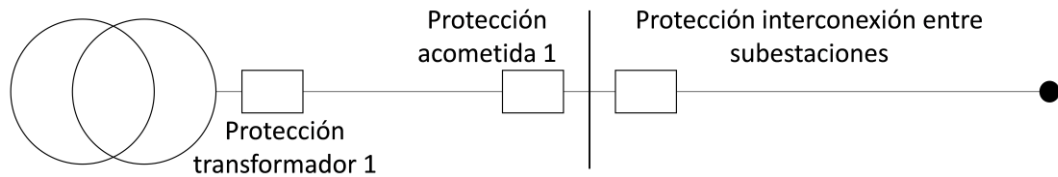


Figura 7. Líneas conectadas a barras 1 (modo normal de funcionamiento)

5.5.1.1.1 Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50)

Como se explicó en el apartado 5.1.1 el ajuste de la protección se hace de tal forma que ésta actúe en caso de existir un cortocircuito en la cabecera de la línea.

Para empezar se calculará el ajuste de la protección situada aguas debajo de las barras (Protección Subestación 1 en la Figura 7). La impedancia total del circuito en este caso sería la debida a la impedancia del transformador más la impedancia del cable de acometida:

$$Z_T = Z_{cc} + Z_{cl} = j \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} + (R_{cl} + jX_{cl}) \cdot d_1 = j \frac{12}{100} \cdot \frac{15^2}{40} + (0,193 + j0,118) \cdot 1,6 =$$

$$= 0,3088 + j0,8638 \Omega$$

$$|Z_T| = \sqrt{0,3088^2 + 0,8638^2} = 0,9173 \Omega$$

Por lo tanto, la intensidad de cortocircuito según la E. 2, sería:

$$I_{F0} = \frac{\frac{15000}{\sqrt{3}}}{0,9173} = 9440,64A$$

Sabiendo que el transformador de corriente es de relación 300:5 A, se calcula la corriente que vería el relé:

$$I'_{F0} = 9440,64A \cdot \frac{5}{300} = 157,34A$$



La corriente de arranque se suele introducir en el relé como múltiplo de la corriente nominal por lo que se tendría:

$$I_{>>} = 31,4 \cdot 5A = 157A$$

Como se explicó en el apartado 5.1.1, la corriente de arranque $I_{>>}$ puede variar entre 0,2 y 30 pu mientras que en este caso es 31,4. Esto ocurre porque la intensidad de cortocircuito es demasiado alta. En la práctica debería disponerse de un relé que admitiera un mayor rango de corriente de arranque, o en su defecto, utilizar un transformador con mayor relación de transformación. Esto debe aplicarse, de aquí en adelante, en los casos donde ocurriera.

La temporización para la actuación de esta protección ($t_{>>}$) se ajustará a 20 ms.

La protección situada aguas arriba de las barras (Protección acometida 1 en la Figura 7) tiene la misma corriente de arranque que la protección situada aguas abajo de las barras pero su tiempo de actuación será de 40 ms. De esta forma la actuación de las protecciones estará coordinada.

A continuación se calculará el ajuste de la protección del transformador. En este caso, no se tiene en cuenta la impedancia del cable de acometida puesto que el cortocircuito ocurriría aguas arriba de este cable. Por consiguiente, solo se tendría en cuenta la impedancia del transformador.

$$Z_T = Z_{cc} + Z_{c1} = j \frac{u_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{n2}^2}{S_n} = j \frac{12}{100} \cdot \frac{15^2}{40} = j0,675$$

$$|Z_T| = 0,675\Omega$$

La corriente de cortocircuito para el ajuste de la protección del suministrador sería:

$$I_{F0} = \frac{15000}{\frac{\sqrt{3}}{0,675}} = 12830,01A$$

La corriente de cortocircuito en el secundario del transformador de medida sería:

$$I'_{F0} = 12830,01A \cdot \frac{5}{300} = 213,83A$$

Y por último, el ajuste de la corriente de arranque:

$$I_{>>} = 42,8 \cdot 5A = 214A$$

La temporización para la actuación de esta protección ($t_{>>}$) se ajusta a 20 ms.

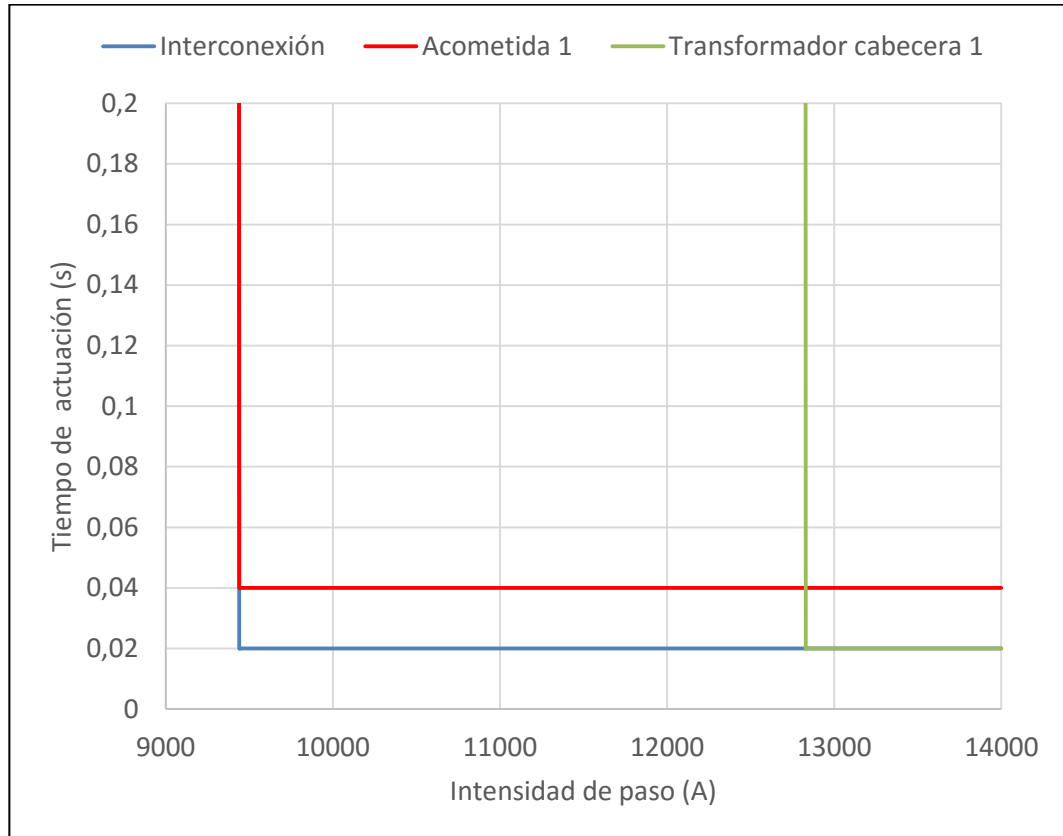


Figura 8. Curvas de tiempo definido para las protecciones de las líneas conectadas a barras 1

Cómo puede verse en la Figura 8, las protecciones de tiempo definido de las líneas conectadas a barras 1 están bien sincronizadas.

5.5.1.1.2 Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso (51)

Según lo explicado en el apartado 5.1.2, la curva de la protección de tiempo inverso viene determinada por la E. 3. El dial T se ajusta para que la protección actúe en un tiempo t determinado. Se empezará calculando los ajustes de la protección aguas debajo de las barras. En este caso se ha considerado que la protección debe actuar transcurridos 0,3 s para una corriente igual al 87% de la corriente de cortocircuito al final de la línea. Por lo tanto, lo primero que hay que hacer es obtener el valor de la corriente de cortocircuito al final de la línea. La impedancia en este caso es la suma de la del transformador, más la del



cable de acometida, más la del cable de interconexión entre las subestaciones metropolitanas (ver E. 4).

$$Z_T = j \frac{12}{100} \cdot \frac{15^2}{40} + (0,193 + j0,118) \cdot 1,6 + (0,206 + j0,110) \cdot 1,295 =$$
$$= 0,5756 + j1,0063 \Omega$$

$$|Z_T| = \sqrt{0,5756^2 + 1,0063^2} = 1,1593 \Omega$$

La intensidad de cortocircuito al final de la línea sería:

$$I_{F1} = \frac{\frac{15000}{\sqrt{3}}}{1,1593} = 7470,01 A$$

Como se explicó en el apartado 5.1.2 el dial T se ajustará para el 87% de la corriente de falta trifásica al final de la línea.

$$0,87 I_{F1} = 6499,49 A$$

Teniendo el transformador de medida una relación de transformación de 300:5 A:

$$0,87 I'_{F1} = 6499,49 A \cdot \frac{5}{300} = 108,32 A$$

Para la corriente de arranque ($I_{>}$) se suele considera la corriente máxima admisible por el cable. En este caso dicha corriente es de 240 A (ver Tabla 4). Las cargas de los ferrocarriles pueden demandar puntualmente grandes intensidades debido a los arranques de los trenes, por esta razón se ha seleccionado una corriente de arranque cuyo valor es el doble de la normal, es decir 480 A. La intensidad que vería el relé sería:

$$I'_{\max} = 480 A \cdot \frac{5}{300} = 8 A$$

Expresando esta intensidad como múltiplo de la corriente nominal:

$$I_{>} = 1,6 \cdot 5 = 8 A$$

Conocida la intensidad a la que actuará la protección en un tiempo determinado y la corriente de arranque, se puede ajustar el dial T . Como constantes de diseño a y b se han elegido las de la característica inversa, que son las más utilizadas (ver Tabla 1). Despejando el dial T y sustituyendo valores en la E. 3:



$$T = \frac{0,3 \cdot \left[\left(\frac{108,32}{8} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,1146$$

Como la protección solo permite introducir números para T que sean múltiplo de 0,05 se tomara para este dial el valor 0,1.

La protección metropolitana situada aguas arriba de las barras tendrá los mismos ajustes que la que se encuentra aguas abajo. Únicamente cambia la temporización para que las protecciones actúen coordinadamente. Esta protección actúa 0,2 s más tarde que la protección situada aguas debajo de las barras.

$$T = \frac{0,5 \cdot \left[\left(\frac{108,32}{8} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,1911$$

Como la protección solo permite introducir números para T que sean múltiplo de 0,05 se tomara para este dial el valor 0,2.

A continuación se calculará el ajuste de la protección del transformador. La corriente de arranque varía puesto que el cable es distinto. Esta corriente es de 250 A pero por las cargas específicas de los ferrocarriles se supondrá el doble de esta corriente, es decir, 500 A. Para el transformador de medida se supondrá una relación de transformación de 5:300 A (no se tiene ningún dato de que transformador utiliza la compañía distribuidora).

$$I'_{\max} = 500A \cdot \frac{5}{300} = 8,333A$$

$$I \geq 1,6 \cdot 5 = 8A$$

El dial T debe variar para que las protecciones actúen de forma sincronizada. La protección del transformador no puede actuar antes que las protecciones situadas aguas abajo porque se correría el riesgo de dejar sin suministro a líneas sanas. El dial T se ajusta para que la protección actúe 0,2 segundos más tarde que la siguiente protección situada aguas abajo.

$$T = \frac{0,7 \cdot \left[\left(\frac{108,32}{8} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,2632$$

Como la protección solo permite introducir números para T que sean múltiplo de 0,05 se tomara para este dial el valor 0,25.

Para calcular los ajustes de tiempo inverso de la protección del suministrador es necesario conocer todas las líneas que parten del transformador 132:15 kV. La curva de actuación de la protección del transformador debe estar por encima de todas las curvas de las protecciones situadas aguas abajo, de esta manera no se camuflarán como cortocircuitos demandas importantes de intensidad. En este apartado se han calculado los ajustes de la curva suponiendo que solo parte la línea de acometida nº1 que es la que llega a las barras de la subestación.

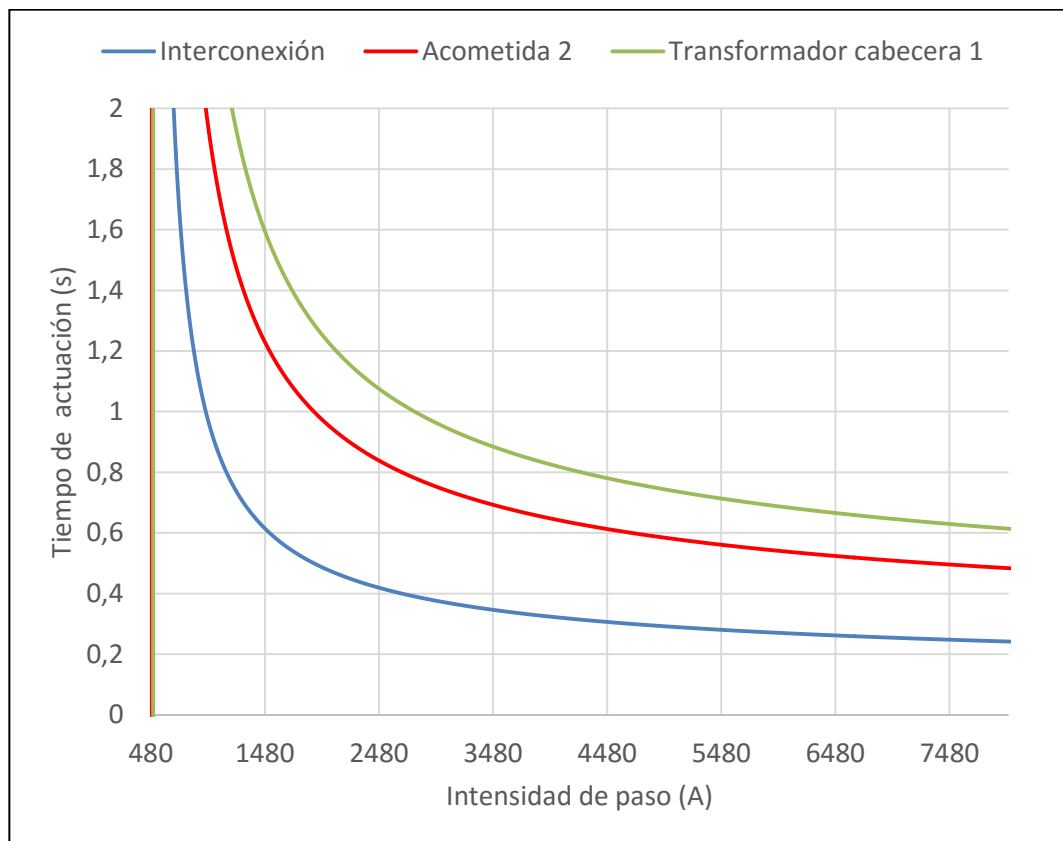


Figura 9. Curvas de tiempo inverso para las protecciones de las líneas conectadas a barras 1

La Figura 9 muestra las curvas de tiempo inverso para las protecciones de las líneas conectadas a barras 1. Como puede observarse las curvas actúan de forma sincronizada.

5.5.1.2 Líneas conectadas a barras 2

La Figura 10 muestra el caso de estudio de la línea de acometida nº2 en caso de funcionamiento normal. Como puede observarse, la línea de acometida nº2 alimenta a los servicios auxiliares de la subestación, los servicios auxiliares de línea y a los grupos transformador-rectificador.

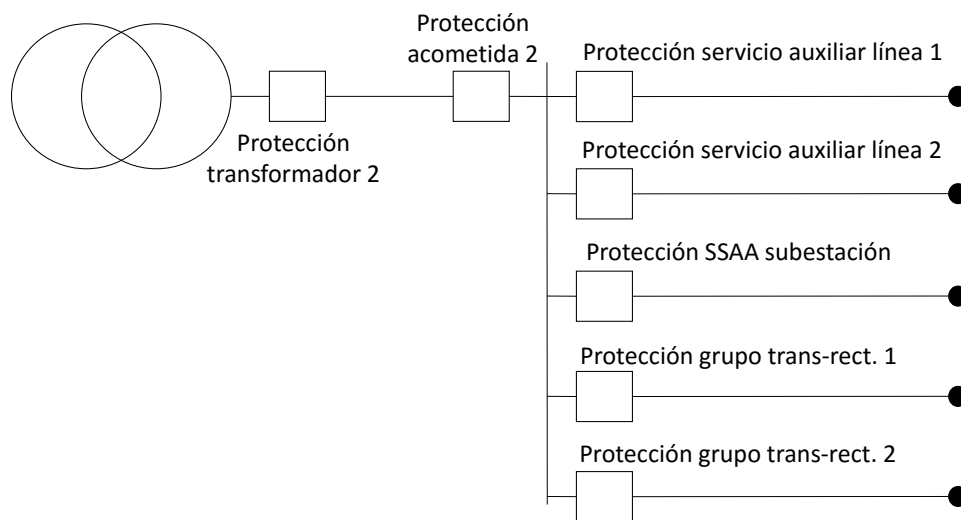


Figura 10. Líneas conectadas a barras 2 (modo de funcionamiento normal)

De aquí en adelante no se desarrollarán todos los cálculos como se hizo en el apartado 5.5.1.1 puesto que el procedimiento es idéntico.

5.5.1.2.1 Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50)

El ajuste de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50) será el mismo para todas las protecciones de la Figura 10 que parten de las barras, ya que la corriente de cortocircuito, en cada una de las cabeceras, es la misma, al tener idéntica configuración aguas arriba. La línea que presta servicios auxiliares a la subestación no tiene relé de protección sino un fusible de 4 A.

La impedancia del circuito equivalente es la suma de la del transformador 132:15 kV y la del cable de acometida. La intensidad de cortocircuito en la cabecera de las líneas que parten de las barras es:

$$I_{F0} = 8137,16A$$



Los transformador de medida de los servicios auxiliares de línea y los de los grupos transformador-rectificador pueden ajustarse con las relaciones 50:5 o 100:5 A. Al ser la intensidad de cortocircuito muy alta se decide utilizar una relación 300:5 A para todos los transformadores de medida. Por lo tanto la corriente que vería el relé es:

$$I'_{F0} = 8137,16A \cdot \frac{5}{300} = 135,62A$$

Y la corriente de arranque:

$$I_{>>} = 27,2 \cdot 5A = 136A$$

La temporización para la actuación de esta protección ($t_{>>}$) será 20 ms.

La protección situada aguas arriba de las barras (Protección acometida 2 en la Figura 10) tiene la misma corriente de arranque que las protecciones situada aguas abajo de las barras. El tiempo de actuación será de 40 ms, así las protecciones actuarán coordinadamente.

El ajuste de tiempo definido de la protección del transformador es el mismo que el calculado para la las otras barras (apartado 5.5.1.1.1).

$$I_{>>} = 42,8 \cdot 5A = 214A$$

$$t(I_{>>}) = 0,02s$$

Como puede observarse en la Figura 11, las protecciones de tiempo definido de las líneas conectadas a barras 2 están bien sincronizadas.

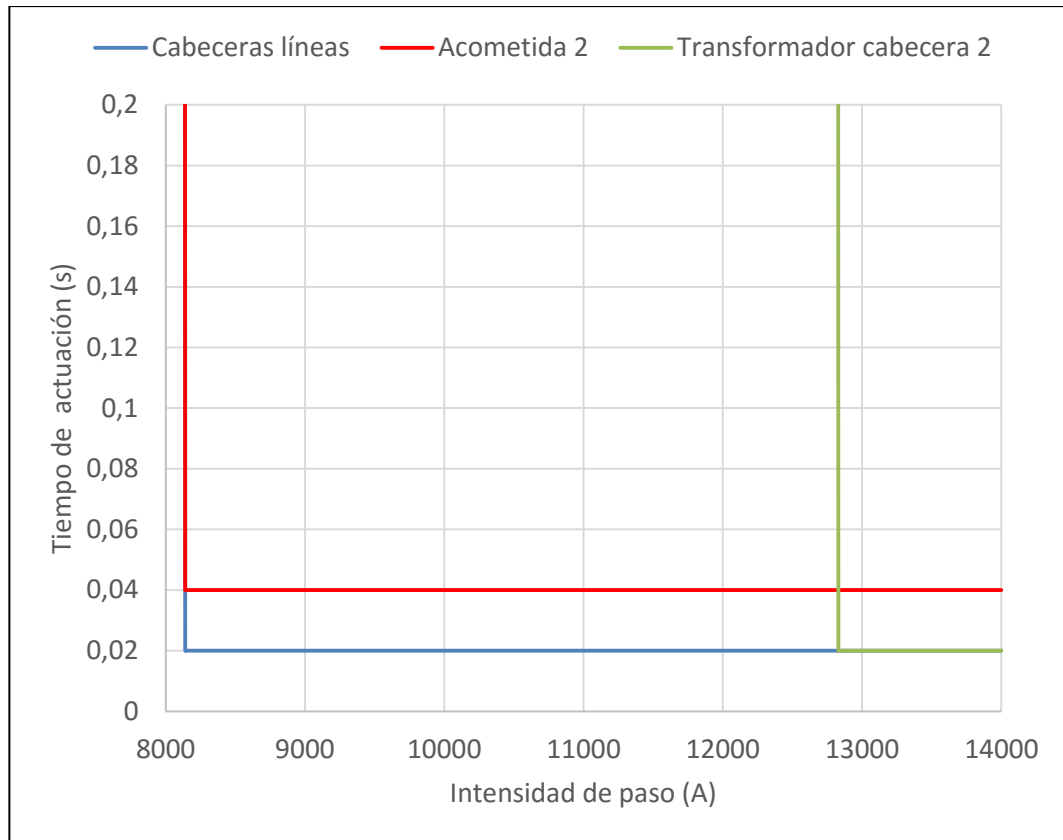


Figura 11. Curvas de tiempo definido para las protecciones de las líneas conectadas a barras 2

5.5.1.2.2 Ajuste de protecciones de sobreintensidad de tiempo inverso (51)

Se comenzará calculando los ajustes para la curva inversa en los servicios auxiliares de línea. Los ajustes deben ser iguales puesto que las líneas y los cables son iguales.

La corriente de arranque se considera el doble de la máxima asumible por el cable en condiciones normales, según se ha hecho en casos anteriores (320 A). La protección se ajusta para que actúe con una corriente de paso igual al 87% de la corriente de cortocircuito al final de la línea. La impedancia del circuito equivalente es la del transformador de distribución, más la de la línea de acometida, más la del cable del servicio auxiliar de línea.

Los ajustes obtenidos para esta protección son:

$$T = 0,1$$

$$I'_{\max} = 320A \cdot \frac{5}{300} = 5,333A$$

$$I \geq 1 \cdot 5 = 5A$$

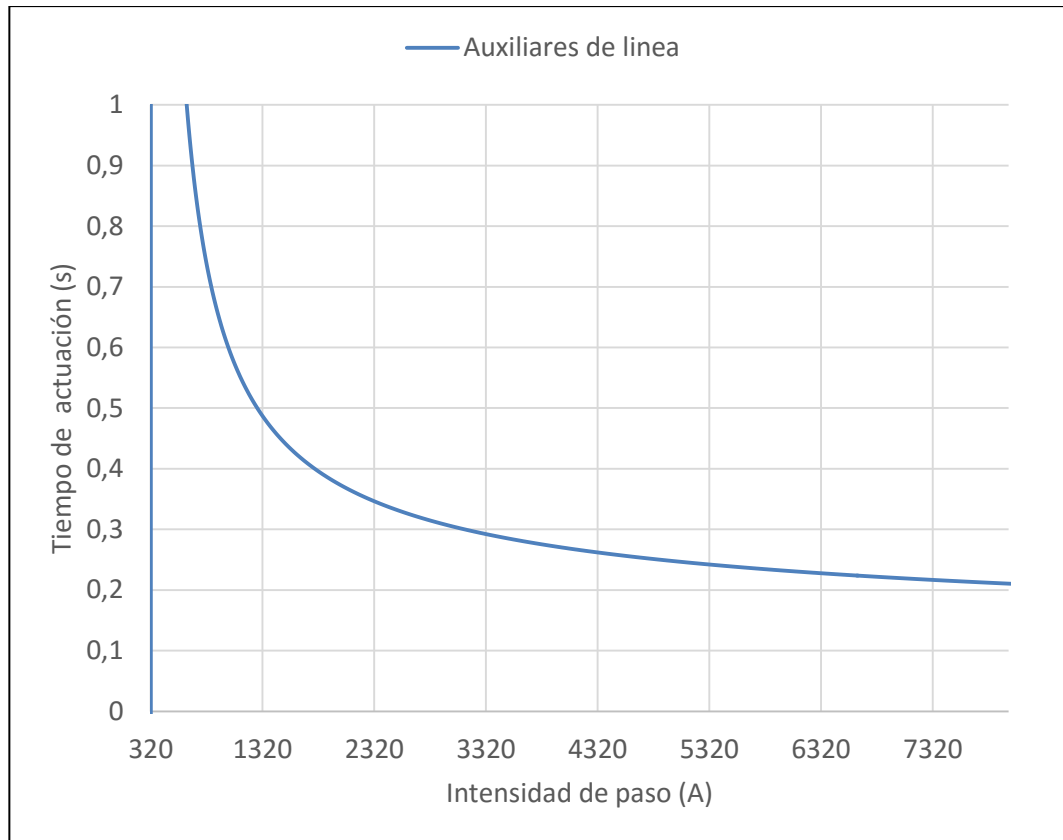


Figura 12. Curva de tiempo inverso de las protecciones de los servicios auxiliares de línea

El 87% de la corriente de cortocircuito al final de la línea son 2040,81 A. Como se observa en la Figura 12 la protección actúa a los 0,3 segundos para una corriente de más de 2300 A. Esta diferencia se debe a la servidumbre de tener que introducir el dial T en múltiplos de 0,05.

A continuación se calcularán los ajustes de tiempo inverso para las líneas formadas por los grupos transformador-rectificador.

La impedancia del circuito equivalente es la del transformador de distribución, más la del cable de acometida, más la del transformador del grupo transformador-rectificador. La corriente de arranque se va a suponer de 500 A. Con todo esto los ajustes serían:

$$T = 0,05$$

$$I'_{\max} = 500A \cdot \frac{5}{300} = 25A$$

$$I \geq 5 \cdot 5 = 25A$$

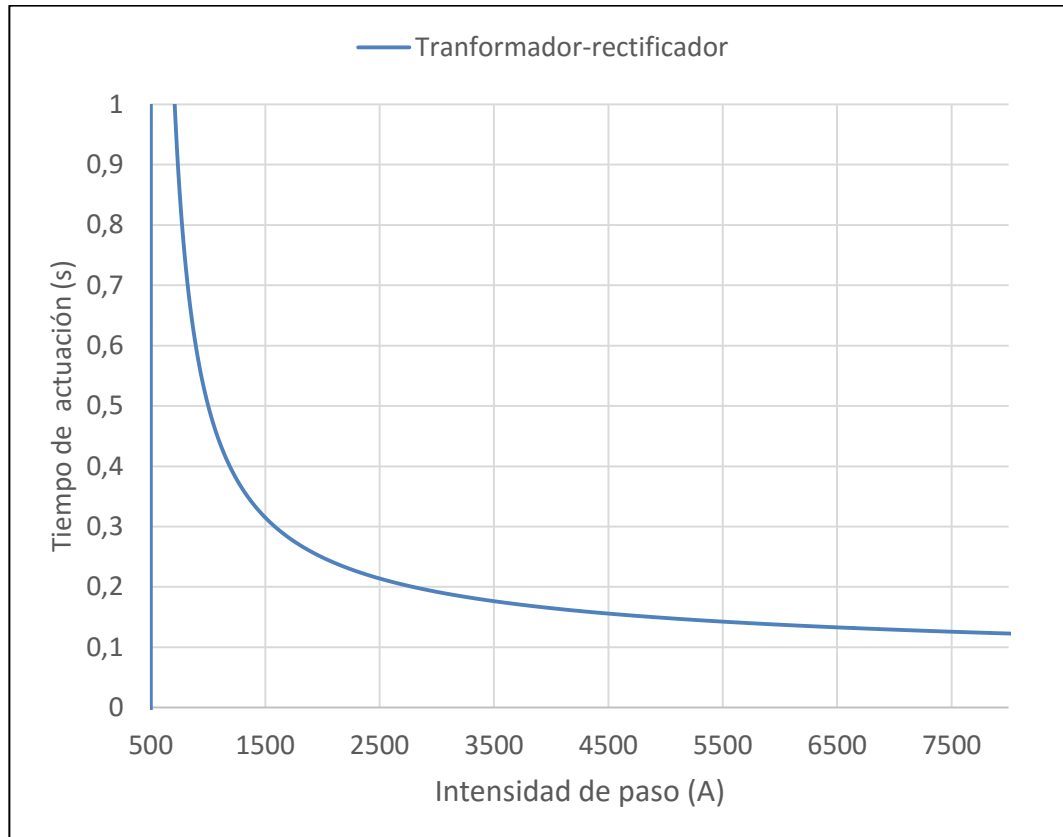


Figura 13. Curva de tiempo inverso para los grupos transformador-rectificador

El 87% de la corriente de falta al final de la línea es de 1141,67 A. Como se observa en la Figura 13 la protección actúa a los 0,3 segundos para una corriente de más de 1500 A. Esta diferencia se debe a la servidumbre de tener que introducir el dial T en múltiplos de 0,05.

La protección situada aguas arriba de las barras (Protección acometida 2 en la Figura 10) debe coordinarse con las protecciones de las líneas que parten de las barras. Como puede verse en la Figura 14 las curvas de los auxiliares de línea y los grupos transformador-rectificador se cortan en torno a los 800 A y a partir de este punto es más alto el tiempo de actuación para los auxiliares de línea. Por este motivo se ha coordinado la protección de acometida con la de los auxiliares de línea para que la protección actúe a los 500 ms para el 87% de la corriente de falta al final de la línea.



$$T = 0,2$$

$$I'_{\max} = 500A \cdot \frac{5}{300} = 25A$$

$$I \geq 5 \cdot 5 = 25A$$

Para calcular el ajuste de tiempo inverso de la protección del suministrador, se debe tener en cuenta que la curva debe estar sincronizada con la del resto de líneas que parten de barras 2. Esta curva debe situarse por encima de la curva más alta de las protecciones ya calculadas. El tiempo de actuación será de 700 ms para el 87% de la corriente de falta en el extremo de la línea. Al igual que para la protección de acometida 2, se toma de referencia los servicios auxiliares de línea.

$$T = 0,25$$

$$I'_{\max} = 500A \cdot \frac{5}{300} = 25A$$

$$I \geq 5 \cdot 5 = 25A$$

La Figura 14 muestra las curvas de tiempo inverso calculadas en este apartado. Como puede comprobarse, la curva de actuación de la acometida 2, está por encima de las curvas de las líneas que se encuentran aguas abajo (Auxiliares de línea y Transformador-rectificador). La curva del transformador 2, se encuentra por encima de todas las demás por lo que se puede concluir que la actuación de las protecciones de tiempo inverso está coordinada.

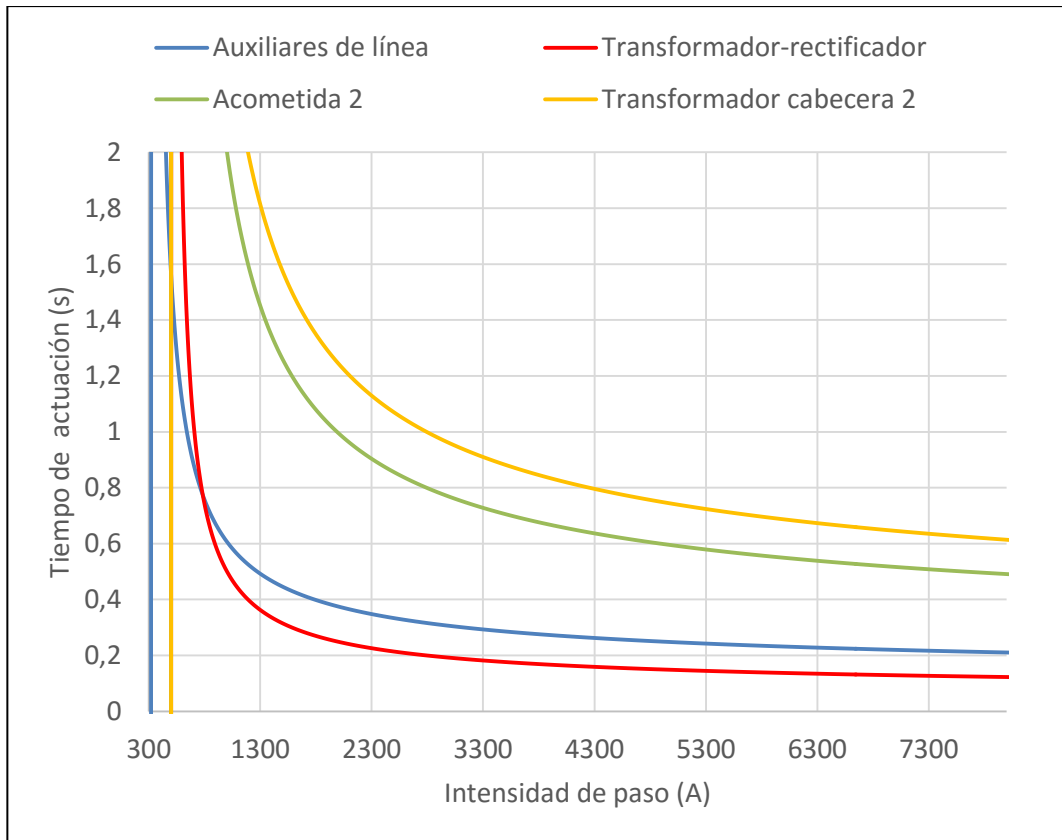


Figura 14. Curvas de tiempo inverso para las protecciones de las líneas conectadas a barras 2

A continuación se muestran unas tablas resumen con los ajustes calculados en las secciones 5.5.1.1 y 5.5.1.2.

La Tabla 6 y la Tabla 7 contienen los ajustes de las protecciones de sobreintensidad de fase de tiempo definidos de línea obtenidos de acuerdo con los criterios detallados en el apartado 5.1.1. Se detallan para cada una de las protecciones la corriente de arranque ($I_{>>}$) en A del relé, la corriente de arranque ($I_{>>}$) en pu y la temporización $t(I_{>>})$.

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)

Líneas conectadas a barras 1

Protección	$I_{>>}$ (A)	$I_{>>}$ (pu)	$t(I_{>>})$ (s)
Interconexión	157	31,4	0,02



Acometida 1	157	31,4	0,04
Transformador 1	214	42,8	0,02

Tabla 6. Ajustes de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 1

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)

Líneas conectadas a barras 2			
Protección	$I_{>>}$ (A)	$I_{>>}$ (pu)	$t(I_{>>})$ (s)
Grupo trans-rect.	136	27,2	0,02
Serv. Aux. línea	136	27,2	0,02
Acometida 2	136	27,2	0,04
Transformador 2	214	42,8	0,02

Tabla 7. Ajustes de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2

La Tabla 8 y la Tabla 9 contienen los ajustes de las protecciones de sobreintensidad de fase de tiempo inverso de línea obtenidos de acuerdo con los criterios detallados en el apartado 5.1.2. Se detallan para cada una de las líneas la corriente de arranque ($I_{>}$) en A del relé, la corriente de falta bifásica en el extremo de la línea (I_{cc}) en A, la corriente de arranque ($I_{>}$) en pu y el dial T .

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)

Líneas conectadas a barras 1				
Protección	$I_{>}$ (A)	I_{cc} (A)	$I_{>}$ (pu)	T
Interconexión	8	7470	1,6	0,1
Acometida 1	8	7470	1,6	0,2
Transformador 1	8	7470	1,6	0,25

Tabla 8. Ajustes de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 1



Relés de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)

Líneas conectadas a barras 2				
Protección	I> (A)	Icc (A)	I> (pu)	T
Grupo trans-rect.	25	1312	5	0,05
Serv. Aux. línea	5	2345	1	0,1
Acometida 2	25	2345	5	0,2
Transformador 2	25	2345	5	0,25

Tabla 9. Ajustes de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 2

5.6 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

El objetivo de este apartado es comparar los resultados de los ajustes obtenidos para las protecciones del caso práctico estudiado con los ajustes reales de las protecciones.

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)

Líneas conectadas a barras 1						
Protección	Ajustes teóricos			Ajustes reales		
	I>> (A)	I>> (pu)	t(I>>) (s)	I>> (A)	I>> (pu)	t(I>>) (s)
Interconexión	157	31,4	0,02	15	3	0,01
Acometida 1	157	31,4	0,04	15	3	0,01
Transformador	214	42,8	0,02		No disponible	

Tabla 10. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 1



La Tabla 10 muestra los ajustes reales y los obtenidos de manera teórica en el apartado 5.5.1.1.1. Como puede observarse, las protecciones reales de tiempo definido no tienen ninguna coordinación ya que ambas actúan a los 10 ms para una corriente de relé de 15 A. Esto implicaría, en el caso de haber más líneas aguas abajo, dejar sin alimentación al resto de líneas sanas cuando existe un cortocircuito en la línea de interconexión.

Existe gran diferencia entre las intensidades de actuación. Esto se puede deber a que la impedancia real de las líneas es mucho mayor que la utilizada para los cálculos teóricos.

En cuanto a los tiempos de actuación se comprueba que no hay grandes diferencias.

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)

Líneas conectadas a barras 2						
Protección	Ajustes teóricos			Ajustes reales		
	I \gg (A)	I \gg (pu)	t(I \gg) (s)	I \gg (A)	I \gg (pu)	t(I \gg) (s)
Grupo trans-rect. (*)	136	27,2	0,02	25	5	0,01
Serv. Aux. línea (**)	136	27,2	0,02	24	4,8	0,1
Acometida 2	136	27,2	0,04	15	3	0,01
				25		
Transformador 2	214	42,8	0,02		No disponible	

Tabla 11. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2

* El transformador real de medida de esta protección es de 100:5 A.

** El transformador real de medida de esta protección es de 50:5 A

La Tabla 11 muestra los ajustes reales y los obtenidos de manera teórica en el apartado 5.5.1.2.1. En esta tabla no se puede comparar directamente las intensidades de arranque porque la relación de transformación de los transformadores de medida es distinta. Las intensidades de arranque teóricas son mucho mayores que las reales, lo que vuelve a indicar que la impedancia real de la red es mucho mayor que la considerada en este caso práctico.

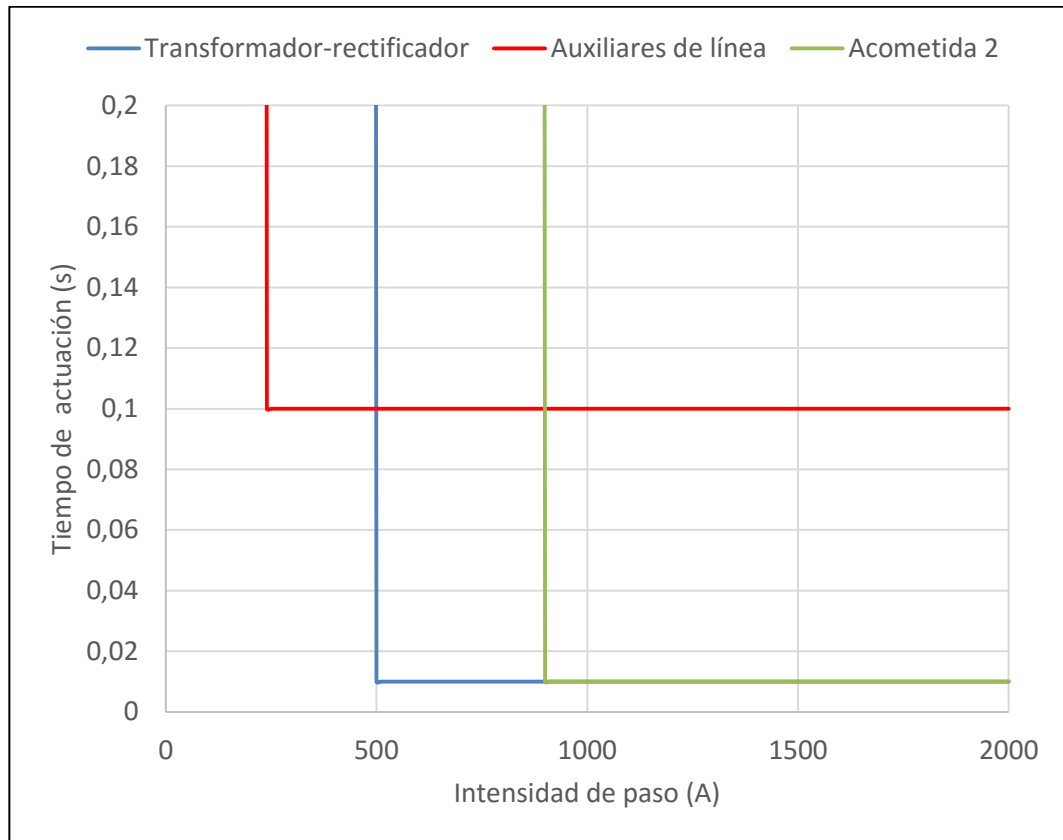


Figura 15. Curvas reales de tiempo definido para las líneas conectadas a barras 2

Como puede verse en la Figura 15, los tiempos de actuación de las protecciones reales de tiempo definido para las protecciones de las líneas conectadas a barras 2 están bien sincronizados puesto que la protección de acometida (situada más arriba de las barras), actúa para una corriente mayor que las protecciones aguas abajo de las barras.

La Tabla 12 muestra los ajustes reales y los obtenidos de manera teórica en el apartado 5.5.1.1.2.



Relés de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)

Líneas conectadas a barras 1								
Protección	Ajustes teóricos				Ajustes reales			
	I> (A)	Icc (A)	I> (pu)	T	I> (A)	Icc (A)	I> (pu)	T
Interconexión	8	7470	1,6	0,1	6		1,2	0,1
Acometida 1	8	7470	1,6	0,2	6		Tiempo fijo 2 s	
Transformador 1	8	7470	1,6	0,25			No disponible	

Tabla 12. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 1

Puede observarse que no hay grandes diferencias entre las corrientes de arranque calculadas teóricamente y las reales. El ajuste de tiempo inverso para la línea de interconexión es muy parecido al ajuste real (Figura 16).

El ajuste para la línea de acometida es de tiempo definido en la práctica mientras que en la teoría se ha calculado su ajuste inverso. Esto implica, según puede verse en la Figura 17, que para corrientes menores de 1000 A actúe primero la protección real, mientras que para valores mayores actúa antes la protección teórica.

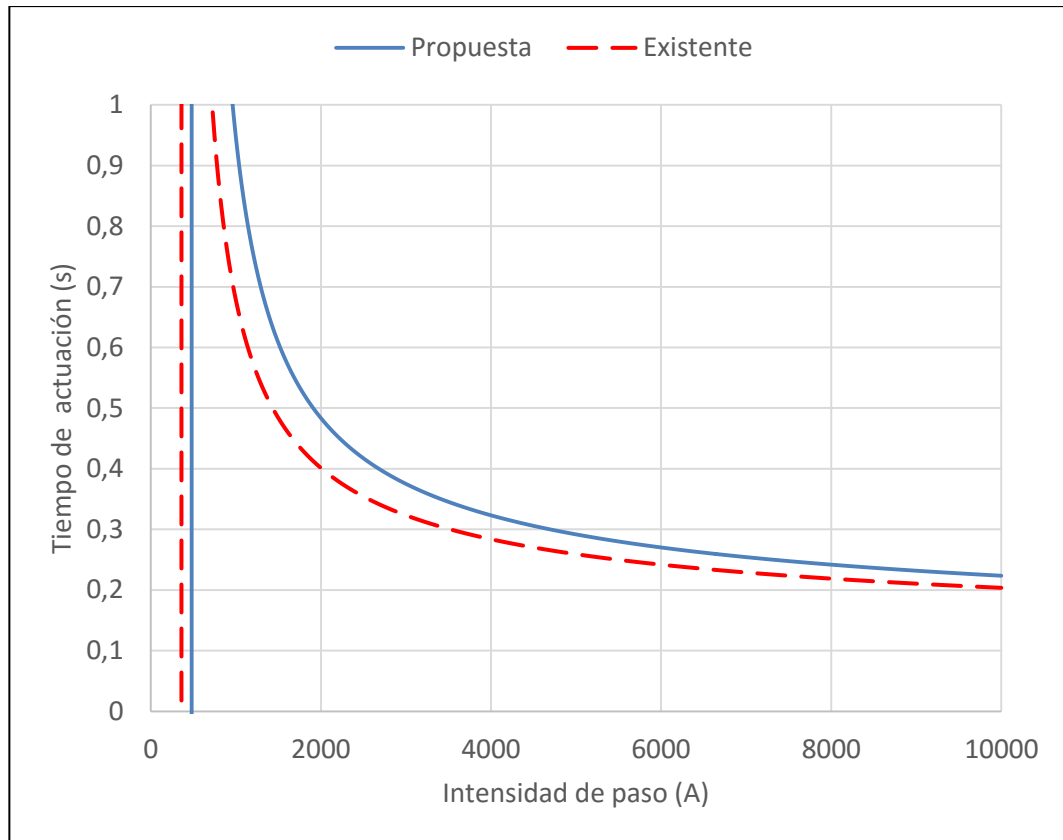


Figura 16. Curvas de tiempo inverso, propuesta y existente para la protección de interconexión entre subestaciones

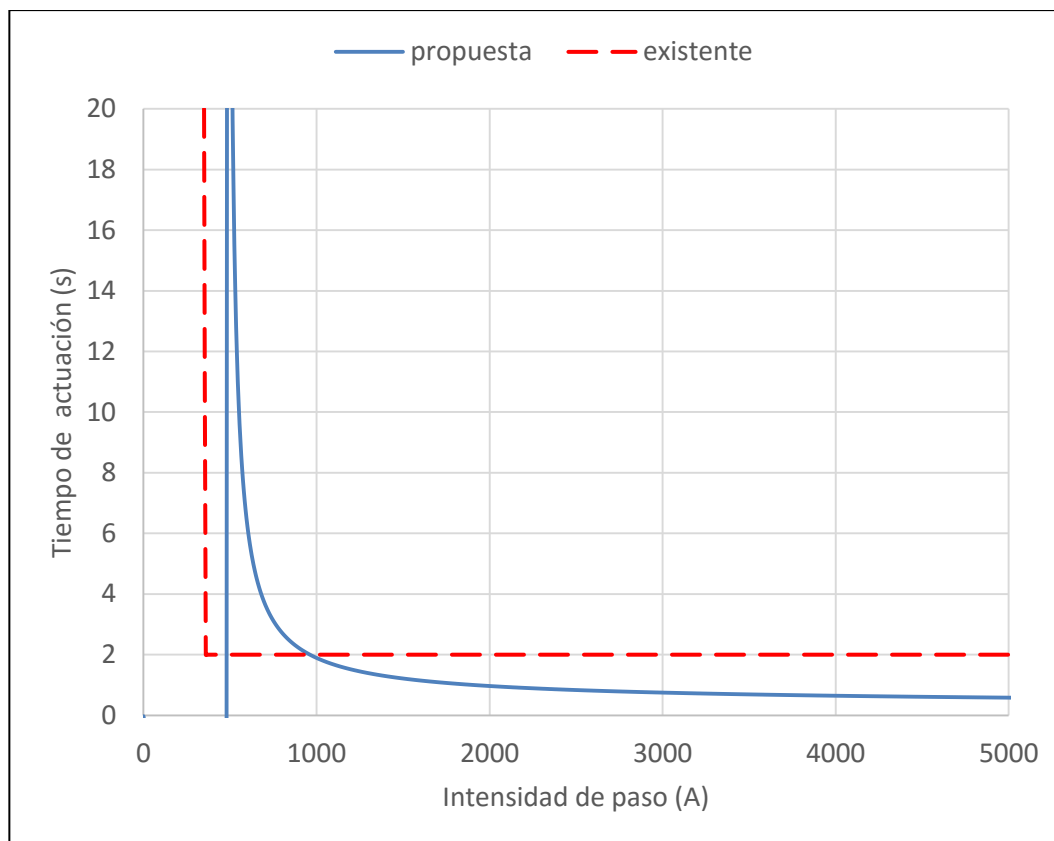


Figura 17. Curvas de tiempo inverso propuesta y existente, para la protección de la línea de acometida 1

Relés de sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)

Líneas conectadas a barras 2								
Protección	Ajustes teóricos				Ajustes reales			
	I> (A)	I _{cc} (A)	I> (pu)	T	I> (A)	I _{cc} (A)	I> (pu)	T
Grupo trans-rect. (*)	25	1312	5	0,05	9	Tiempo fijo 2 s		
Serv. Aux línea (**)	5	2345	1	0,1	8	1,6	0,05	
Acometida 2	25	2345	5	0,2	6	Tiempo fijo 2 s		
Transformador 2	25	2345	5	0,25	No disponible			

Tabla 13. Comparación ajustes reales y teóricos de tiempo inverso para las líneas conectadas a barras 2



* El transformador real de medida de esta protección es de 100:5 A.

** El transformador real de medida de esta protección es de 50:5 A

La Tabla 13 muestra los ajustes reales y los obtenidos de manera teórica en el apartado 5.5.1.2.2. Como puede observarse la única protección que incorpora ajuste de tiempo inverso es la de los servicios auxiliares de línea. Los grupos transformador-rectificador y los servicios auxiliares de línea actúan con tiempo definido. Al igual que en las comparaciones realizadas con anterioridad puede verse que las intensidades de arranque reales de las protecciones (ya sea de tiempo inverso o definido) son más bajas que las calculadas de forma teórica.



Capítulo 6 CONCLUSIONES

En este Trabajo Fin de Máster se han propuesto unos ajustes teóricos para las protecciones de fase de tiempo definido (50) y de tiempo inverso (51) de una subestación real de ferrocarril metropolitano.

Una primera conclusión, según se ha podido ver en el apartado 5.6, es que la impedancia de la red que se ha utilizado para hacer los cálculos teóricos de las protecciones es más baja que la real.

En las tablas de comparación mostradas en el apartado 5.6 se comprobó que todas las intensidades de arranque calculadas de forma teórica son más altas que las corrientes de arranque establecidas para la operación normal de la subestación, sin embargo, esta diferencia varía considerablemente en función de qué protección se ajuste (tiempo definido o inverso) y a qué barras estén conectadas las líneas que incorporan estas protecciones (barras 1 o barras 2).

La Tabla 10 muestra que las intensidades reales de arranque para las protecciones de tiempo definido de las líneas conectadas a barras 1 son mucho más pequeñas que las calculadas teóricamente (del orden de 10 veces). Esta tabla además muestra que no existe coordinación entre la protección de la línea de Interconexión y la línea de Acometida 1, lo que implicaría dejar al resto de líneas por debajo de las barras sin suministro (caso de funcionamiento distinto del normal).

La Tabla 11 vuelve a poner de manifiesto que las intensidades reales de arranque son menores que las calculadas de manera teórica (entre 10 y 35 veces dependiendo de la protección que se analice). En este caso las protecciones reales sí están sincronizadas, como puede verse en la Figura 15, ya que la protección de acometida actúa a mayor corriente que las protecciones de las líneas que tiene por debajo.

La Tabla 12 indica que las intensidades de arranque para las protecciones de tiempo inverso de las líneas conectadas a barras 1 son muy parecidas, de la misma magnitud, como bien muestran la Figura 16 y la Figura 17.

La Tabla 13 vuelve a mostrar que las intensidades de arranque reales están por debajo que las intensidades calculadas teóricamente (un orden de magnitud).



Las tablas mostradas en el apartado 5.6 muestran que las diferencias entre las intensidades teóricas de arranque y las reales son menores en las protecciones de tiempo inverso que en las de tiempo definido. Esto puede indicar que el error cometido en la impedancia de la red se puede encontrar principalmente en las líneas de acometida y no en las líneas que parten de las barras.

Atendiendo a los valores de las corrientes de arranque de las corrientes de las protecciones reales, se puede decir que éstos son coherentes, teniendo en cuenta las cargas que pueden alimentar. La máxima corriente de arranque la tienen las protecciones de las acometidas 1 y 2 ya que son las líneas que llevan toda la energía desde el transformador de media tensión hasta las barras de la subestación. La línea de interconexión entre subestaciones tiene los mismos valores que las de acometida porque, en caso de fallo en las subestaciones colindantes, toda la corriente de las líneas de acometida debe fluir por esta línea. La segunda corriente de arranque más alta es la de los grupos transformador-rectificador, lo cual parece lógico puesto que estas líneas son las que finalmente energizan la catenaria y están expuestas a grandes demandas puntuales de intensidad debido a los esfuerzos de tracción de los trenes. En último lugar se tiene la corriente de los servicios auxiliares de línea que puede alimentar al sistema de señalización, aparatos de vía e iluminación del túnel por lo que la corriente demandada no será muy alta.

Como posibles trabajos futuros se pueden destacar:

Estudio de los ajustes de las protecciones de sobreintensidad de neutro

Estudio de las protecciones de corriente continua

Estudio de la coordinación entre las protecciones de corriente continua y corriente alterna



Capítulo 7 APORTACIONES

Un trabajo de ingeniería no tiene por qué inventar algo nuevo, puede proponer nuevas y mejores formas para hacer las cosas.

Es muy frecuente que los ajustes de protecciones estén basados en reglas sencillas. En el caso contemplado no somos conscientes de las reglas implantadas y/o criterios subjetivos. La aportación principal de este trabajo es la aplicación de procedimientos objetivos y auditables para los ajustes de protecciones y así aumentar la fiabilidad y la disponibilidad de las instalaciones.

Existiendo unas reglas de ajuste es más sencillo y rápido abordar los disparos de las protecciones y, si es necesario, revisar los criterios de ajuste para aplicarlos de nuevo de forma mejorada. No cabe duda de que esto es un proceso y que para que se produzca es indispensable disponer de datos reales y trabajar en el día a día en la operación de las instalaciones.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Luis Rouco Rodríguez. *Cortocircuitos y protecciones*.
- [2] Prysmian cables and systems 2013. *Cables y Accesorios para Media Tensión*.
- [3] Imefy Group. *Transformadores encapsulados en resina epoxi*.