

URDIALES, PABLO A
Especializacion en s

2011

71194

71194

MFN:
Clasif:
T-756

V1104



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y DISEÑO DE LAS PROTECCIONES


Por

Pablo A. Urdiales



Profesor Juan Carlos Amatti
Director

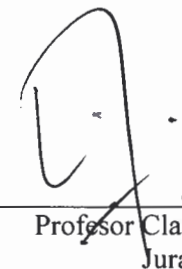
Aprobado por




Profesor Miguel Piumetto
Jurado




Profesor Pedro Ducanto
Jurado



Profesor Claudio Reineri
Jurado



Profesor Leonardo Molisani
Secretario de Investigación y Posgrado



Profesor Jorge Barral
Director de la Secretaría de Posgrado y Cooperación Internacional
Universidad Nacional de Río Cuarto

Agosto de 2011

Monografía

Estudio de Cortocircuito y Diseño de las Protecciones



Universidad Nacional de Río Cuarto
Facultad de Ingeniería

**Especialización en Sistemas de Energía
Eléctrica: Proyecto y Gestión
Tecnológica**

Aspirante: Ing. Pablo A. URDIALES

Director: Dr. Ing. Juan Carlos AMATTI

Tutor: Ing. Eduardo F. VISINTINI

Río Cuarto, agosto de 2011



INDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO	8
1.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLÓN	11
1.3 DIAGRAMA UNIFILAR ET TRANSBA – COLON	13
1.4 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INICIO DEL ESTUDIO	14
2. RELEVAMIENTO DE DATOS Y CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA	15
3. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE CARGA MÁXIMA	16
3.1 METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	16
3.2 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA	22
3.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACION DE LAS MAXIMAS CORRIENTES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES Y RAMALES	24
3.3.1 Procedimiento	24
3.3.1.1 <i>Cálculo del F_d para los Cinco Alimentadores</i>	25
4. PROTECCION DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA	30
4.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y RURALES MT – BT	30
4.1.1 Tipos de Falla	30
4.1.2 Capacidad de Soportar Sobrecargas y Cortocircuitos. Norma IEEE C57.109 -1993	31
4.1.3 Criterios para la Selección de los Elementos de Protección	33
4.1.3.1 <i>Requerimientos de Operación</i>	33
4.1.3.2 <i>Requerimientos de No Operación de la Protección Primaria (P_p)</i>	34
4.2 CABLES DE POTENCIA	36
4.2.3 Verificación de los Conductores al Cortocircuito	36



4.3	LÍNEAS RURALES Y URBANAS	39
5.	DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES	41
5.1	ELEMENTOS DE PROTECCION Y DE SECCIONAMIENTO EN LAS LINEAS Y SU UBICACIÓN EN EL SISTEMA	41
5.2	DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN Y/O CALIBRACION Y AJUSTE	42
5.2.1	Relés de Sobrecorriente	43
5.2.1.1	<i>Conexiones para la Medición de Corriente</i>	43
5.2.2	Transformadores de Corriente (TI)	46
5.2.2.1	<i>Criterios Adoptados para la Selección</i>	46
5.2.2.2	<i>Especificaciones Técnicas de los TI a Seleccionar</i>	47
5.2.2.3	<i>Verificación de la Linealidad de los TI para la Corriente Permanente de Cortocircuito y Determinación de la Potencia Nominal de Precisión (S_n) y el Factor de Seguridad (F_s)</i>	47
5.2.2.4	<i>Verificación por Intensidad Térmica (I_{ter}) y de Cortocircuito Asignadas (kA)</i>	48
5.2.2.5	<i>Transformadores de Intensidad Seleccionados</i>	49
5.2.3	Interruptor en Media Tensión	49
5.2.3.1	<i>Criterios de Selección</i>	50
5.2.3.2	<i>Interruptor Seleccionado</i>	51
5.2.4	Reconectores	52
5.2.4.1	<i>Funcionamiento</i>	53
5.2.4.2	<i>Criterios para la Selección</i>	53
5.2.4.3	<i>Criterios de Aplicación</i>	53
5.2.4.4	<i>Selección de los Reconectores a Instalar en los Puntos Definidos</i>	54
5.2.5	Seccionadores Unipolares a Cuchillas	54
5.2.5.1	<i>Criterios de Selección</i>	55
5.2.5.2	<i>Seccionadores Seleccionados</i>	56
5.2.6	Seccionador Autodesconectador y Fusible de Expulsión	56
5.2.6.1	<i>Selección del Elemento Fusible y Seccionador Autodesconectador</i>	57
5.3	AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES	58
5.3.1	Procedimiento para Selección de los Fusibles en Cabeceras de Ramales y Sub-Ramales: Coordinación Fusible – Fusible	58
5.3.2	Coordinación Reconector – Fusibles en Cabecera de Ramales (Respuesta de los Fusibles ante Cargas Repetitivas)	60
5.3.2.1	<i>Criterios Adoptados para la Determinación de los Valores de Ajuste del Reconector</i>	60
5.3.2.2	<i>Coordinación Reco Sarasa 1 – Fusible</i>	61
5.3.2.3	<i>Coordinación Reco Sarasa 2 – Fusible</i>	62
5.3.2.4	<i>Coordinación Reco Pearson – Fusible</i>	64



5.3.3	Coordinación Relé - Reconectador	65
5.3.3.1	<i>Determinación de los Valores de Ajuste del Relé</i>	65
5.3.3.2	<i>Consideraciones a Tener en Cuenta en Cuanto al Margen de Selectividad</i>	68
5.3.4	Protección Alimentador 1	69
5.3.5	Protección Alimentador 2	69
5.3.6	Protección Alimentador 3	70
5.3.7	Protección Alimentador 4	71
5.3.8	Protección Alimentador 5	72
6.	CONSIDERACIONES DE CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE COLÓN	74
6.1	ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN POR KVA NOMINAL INSTALADO	76
6.2	DETERMINACIÓN DE LAS SANCIONES PARA LA ETAPA DE TRANSICION	78
6.3	APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLÓN	79
6.3.1	Desarrollo	80
6.3.2	Valores Observados y Conclusiones	80
7.	CONSIDERACIONES DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN EL DISEÑO DE LAS PROTECCIONES	81
7.1	SENSIBILIDAD DE LOS EQUIPOS	83
7.2	COORDINACIÓN CON LOS RECONECTADORES	83
7.2.1	Procedimiento Aplicado al Alimentador 3	84
7.2.1.1	<i>Resultados</i>	85
7.2.1.2	<i>Soluciones Propuestas</i>	86
8.	CONCLUSIONES	87
9.	BIBLIOGRAFÍA	89



APÉNDICES

A-	CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DEL SISTEMA	90
B-	CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO POR EL MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS	110
C-	CAPACIDAD DE SOPORTAR SOBRECARGAS. GUÍA IEC 354	124

ANEXOS

I-	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE CARGA MÁXIMA CALCULADAS PARA LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA	131
II-	PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y RURALES MT/BT CONTRA SOBRECORRIENTES	137
III-	DIAGRAMA DE CONEXIÓN BÁSICO DEL RELÉ REX 521	139
IV-	BREVE DESCRIPCION DE LOS RECONECTADORES A INSTALAR EN EL SISTEMA	140
V-	PROTECCION Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES	148
VI-	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR 4	173
VII-	ANÁLISIS DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN EL ALIMENTADOR 3	178



RESUMEN

La operación del sistema de distribución eléctrico urbano – rural presenta mayor complejidad a medida que sea más extenso y con mayor cantidad de derivaciones, y que, por lo tanto, se introducen una gama muy variada de impedancias que producen distintos valores de corrientes de cortocircuito que ven las *protecciones eléctricas* al ocurrir una *falla*.

Brevemente podemos interpretar a una *falla* como una contingencia en el sistema eléctrico que provoca que fluya una corriente de cortocircuito desde la fuente hacia el punto de falla, y que debe ser despejada en el menor tiempo y provocando la menor perturbación al sistema, preservando así la vida del resto de los componentes del sistema (conductores, aisladores, transformadores, etc.).

Los elementos encargados de realizar esta función se denominan *protecciones eléctricas*, y la solución a los problemas planteados lo constituye la optimización técnica del sistema de distribución, que es la selectividad y coordinación de las protecciones.



1. INTRODUCCION

Al ocurrir una falla o perturbación en un sistema de distribución eléctrica es importante que la misma sea detectada y despejada de la manera más segura y rápida posible, tratando que la cantidad de usuarios afectados sea el menor número posible y por una cantidad de tiempo también mínima, pero por sobre toda las cosas, sin poner en riesgo la integridad física de las personas y animales, como también los elementos del sistema o bienes físicos.

Es aquí en donde adquiere vital importancia el correcto diseño de las protecciones eléctricas del sistema, entendiendo por diseño la adecuada selección, ubicación y ajuste o calibre del elemento o equipo de protección y maniobra, que, asociado con otro elemento del sistema, como por ejemplo relé de sobrecorriente + interruptor de M.T., provocan el despeje de la falla en forma rápida, segura y selectiva, para todo el rango de corrientes de cortocircuito, o el mayor posible.

Es el objetivo de este trabajo monográfico determinar las corrientes de cortocircuito y diseñar las protecciones eléctricas de un sistema de distribución típico, como lo es el de la Ciudad de Colón (Bs As), con una demanda próxima a 15 MW y cinco alimentadores principales en 13,2 KV.

Como objetivo secundario, de los resultados obtenidos del estudio (y de su implementación), se efectúa también un análisis que refleje el mejoramiento (o no) de los índices de Calidad de Servicio del Sistema, o una parte representativa del mismo; y un análisis de cómo incide la implementación del nuevo sistema de protecciones propuesto con respecto a los huecos de tensión, considerando especialmente la actuación de los reconectores a instalar.

Se decide efectuar este estudio sobre el sistema eléctrico de Colón debido a que desde la Gerencia Técnica de la Cooperativa Eléctrica se plantea la necesidad de efectuar un estudio de éste tipo dado que la configuración eléctrica que abastece de energía a esta ciudad está siendo modificada, a partir de enero de 2008, al pasar el nivel de tensión de suministro de 33 KV proveniente de las ciudades de Pergamino y Rojas, a 62 y 65 km de distancia respectivamente, a 132 KV proveniente de Pergamino, y efectuando el rebaje a 33 KV y 13,2 KV en Colón. Para este fin se emplazará una nueva S.E.T. de rebaje, por medio de un transformador de tres devanados. Por lo tanto, también el nivel de potencia de cortocircuito se ve fuertemente aumentado.

Ante esta situación, a la Cooperativa se le plantean varios interrogantes, a saber cómo se encuentran sus instalaciones eléctricas ante estas nuevas solicitaciones de cortocircuito, verificar (y en todo caso rediseñar) sus elementos de protección ante estas fallas, y conocer en dónde se deberá



enfocar la inversión necesaria en el Sistema para poder cumplir con los requerimientos en cuanto a Calidad de Servicio Técnico que se deben observar, para que ante una contingencia dada, la cantidad de usuarios afectados sea mínima, y por un tiempo lo más corto posible.

El Estudio se presenta efectuando en primera instancia una breve descripción del Sistema Eléctrico de Colón y sus configuraciones de suministro, para ubicar al lector en el tipo y tamaño del sistema a analizar. Aquí se define cuál será el punto de inicio para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, es decir desde dónde empezamos a analizar, hacia aguas abajo del sistema.

El próximo paso a realizar será el relevamiento y recopilación de datos para el cálculo de los parámetros eléctricos, como p.e. la impedancia de una línea, para obtener posteriormente las distintas corrientes de cortocircuito en cada punto singular del sistema y las corrientes de carga máximas en cada alimentador.

Con estas corrientes determinadas, se describen los requisitos necesarios para la protección de los elementos del Sistema (como transformadores, cables, líneas) y los elementos utilizados para este fin, con sus características y criterios de selección, para proceder finalmente a la protección del Sistema, logrando selectividad en pos de una buena Calidad de Servicio.

No es la intención de esta monografía realizar un análisis engorroso, repetitivo y extenso, como resultaría si se tuviese que presentar aquí los resultados para la totalidad del Sistema, es por esto que se decide analizar en detalle una porción representativa del sistema, y sobre esta describir las distintas etapas que se van ejecutando. En los distintos apéndices y anexos se presentarán los desarrollos y resultados para la totalidad del sistema, para quien quiera profundizar en el Estudio.

1.1 METODOLOGIA DE TRABAJO

Para llegar a la obtención de los resultados finales de este Estudio se desarrolla una serie de actividades detalladas a continuación, siguiendo esta secuencia:

1. Reconocimiento del Sistema Eléctrico a estudiar, con las configuraciones posibles de suministro eléctrico

Se identifica geográficamente la Ciudad de Colón, y los puntos desde donde se suministra la energía eléctrica, con sus niveles de tensión. Se construye un diagrama unifilar del Sistema, y se analiza en conjunto con la Gerencia Técnica las posibilidades de suministro.

2. Definición del punto de arranque para el Cálculo de las Potencias y Corrientes de Cortocircuito



Se decide desde qué nivel de tensión se empezará a realizar los cálculos de corrientes de cortocircuito. Para esto intervienen la calidad de los datos de potencia de cortocircuito que se puedan obtener. Este punto define el "punto de inicio del estudio de cortocircuito".

3. Obtención y organización de los datos del Sistema en planillas de cálculo y planimetría de:

- Potencias de Cortocircuito en las barras de 132 KV de la E.T. Pergamino.
 - S_q [MVA]
 - U_q [KV]
- Línea Aérea de 132 KV Pergamino – Colón.
 - Longitud
 - Disposición
 - Conductor (material, sección)
- Subestación de Rebaje 132/33/13,2 KV Colón.
 - Unifilar
 - Características de los elementos componentes
- Transformador de tres devanados 132/33/13,2 KV.
 - Potencia nominal $S_{n \text{ prim}}$ (AT), $S_{n \text{ sec}}$ (MT), $S_{n \text{ ter}}$ (BT), para régimen ONAN y ONAF
 - Grupo de conexión
 - Tensión de cortocircuito $u_{cc \text{ AT-MT}}$ (%), $u_{cc \text{ AT-BT}}$ (%), $u_{cc \text{ MT-BT}}$ (%)
 - Impedancia homopolar (Ω /fase)
 - Pérdidas en cortocircuito (P_{cc} a 75°C)
 - Pérdidas en vacío ($P_{\text{vacío}}$)
- Transformador Trifásico de Neutro.
 - Datos de placa
- Alimentadores 13,2 KV.

Se identifican los alimentadores, la capacidad de carga, las características de los usuarios conectados.

- Protecciones Alimentadores.
 - Tipo de protección asociada
 - Características de los relés de sobrecorrientes
 - Relación de transformadores de intensidad.
- Líneas Aérea Rurales y Urbanas en 13,2/7,62 KV.



- Topología del tendido eléctrico
- Identificación de usuarios particulares (grandes potencias, cargas críticas)
- Longitud
- Disposición
- Conductor (material, sección)
- Transformadores MT/BT y usuarios.
 - Potencia nominal
 - Conexión
- Ubicación de reconectores, seccionadores y fusibles en MT instalados.

4. Cálculo de las impedancias del Sistema

Se calculan las impedancias de cada elemento componente del Sistema, tanto directa, inversa y homopolar, que intervienen en el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Con los valores obtenidos, se esquematizan los diagramas de secuencias directa, inversa y homopolar.

5. Cálculo de las diferentes corrientes de cortocircuito (trifásicas y monofásicas, máximas y mínimas) en todos los puntos del Sistema, a partir de la barra en 132 KV de las Estación Transformadora de Pergamino

Para determinar las corrientes de cortocircuito, tanto máximas como mínimas, se utiliza el mismo valor de Potencia de Cortocircuito de Acometida, en el punto de inicio del Estudio. Para niveles de tensión de 33 y 13,2 KV, tomamos un valor de impedancia de falla (en el punto de cortocircuito) de 0Ω para los valores máximos de I_{cc} y 30Ω para los mínimos, resistivo puro. Esto nos provee un amplio abanico de valores posibles de corrientes de cortocircuito en los diferentes puntos de estudio para diseñar la selectividad de las protecciones.

6. Protección de los elementos del Sistema

➤ Transformadores de distribución y rurales MT/BT

Se seleccionan los fusibles del lado primario como del secundario que, en forma conjunta, le brindan al transformador protección contra corrientes de cortocircuito y sobrecargas peligrosas.

➤ Cables de Potencia

Se determinan los tiempos máximos permitidos de actuación de las protecciones para no dañar los cables de los alimentadores frente al paso de elevadas corrientes de cortocircuito.

➤ Líneas rurales y urbanas MT

En función de las características de las líneas, se replantea la ubicación de los elementos de seccionamiento y protección, y se selecciona el calibre



de los fusibles a emplear y las curvas de actuación de los reconectores para lograr selectividad.

Se establece como criterio la estandarización de los calibres de fusibles en los ramales y subramales, con el fin de trabajar con pocos calibres y facilitar la tarea del personal técnico de la Cooperativa.

7. Diseño de las Protecciones

Se describen los elementos empleados para las protecciones y seccionamiento y los criterios para su ubicación en el Sistema, también para la selección y/o calibración y ajuste, y se procede al ajuste y coordinación para todo el Sistema.

8. Consideraciones de Confiabilidad

Para reflejar con números la mejora en cuanto a Calidad de Servicio que se debería obtener con la nueva configuración del suministro del Sistema y los cambios en las protecciones, se procede a calcular los índices correspondientes a un alimentador representativo del mismo, durante un período previo y otro posterior a la puesta en marcha de la nueva SET, y a compararlos. También se determinan los índices que requiere el Órgano de Control durante este tiempo, y el cálculo de la sanción a la Concesionaria, en el caso de requerirse.

9. Consideraciones de los Huecos de Tensión en el Diseño de las Protecciones

En el caso particular de un alimentador que abastece una línea con carga residencial con algunos usuarios sensibles y también dos líneas rurales, cada una con un reconector instalado al principio de la misma, para analizar cómo afecta la operación de los mismos durante su ciclo de reconexión a estos primeros usuarios, se estudia lo que ocurre con los huecos de tensión, en cuanto a magnitud y profundidad, dependiendo del valor de la corriente de falla, y/o de la distancia entre el punto de acoplamiento común (PAC) y el desperfecto.

En función de los resultados obtenidos, se proponen soluciones a implementar, en caso de ser necesario.

1.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLÓN

La Ciudad de Colón, cabecera del partido de Colón, está situada al norte de la provincia de Buenos Aires, sobre la Ruta Nacional N° 8 en el kilómetro 277.

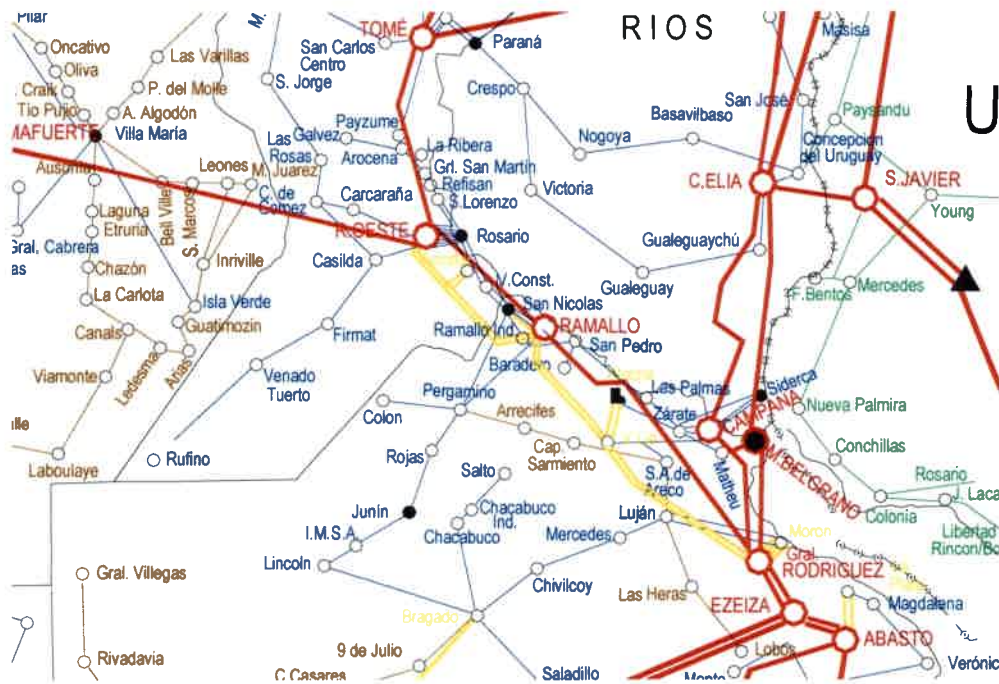
Superficie: 101200 has

Habitantes s/ censo 2001 (Ciudad y zonas rurales): 21144

Actividad principal: Agropecuaria

Demanda máxima de Energía año 2006: 12 MVA

Esta es la configuración en AT del Sistema Eléctrico Argentino, en lo que respecta a la zona de Colón y sus alrededores.



REFERENCIAS	
Centrales y Estaciones Transformadoras	Lineas
E.T. 500 kV	Lineas de 500 kV
Estación Transformadora	Lineas de 330 kV y 345 kV
Central Térmica Vapor o TG	Lineas de 220 kV
Central Hidráulica	Lineas de 154 kV
Central Nuclear	Lineas de 150 kV
Nudos	Lineas de 138 kV
Conversoras	Lineas de 132 kV
	Lineas de 110 kV
	Lineas de 66 kV

Figura 1.1 - Configuración de las L.A.T. para Colón y sus alrededores

Desde el mes de diciembre de 2007, la ciudad recibe la energía eléctrica del Sistema de Transmisión desde la nueva ET 132/33/13,2 KV Colón, operada por TRANSBA S.A.¹, energía que llega en 132 KV desde Pergamino.

¹ Concesionaria del servicio de Transporte de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.

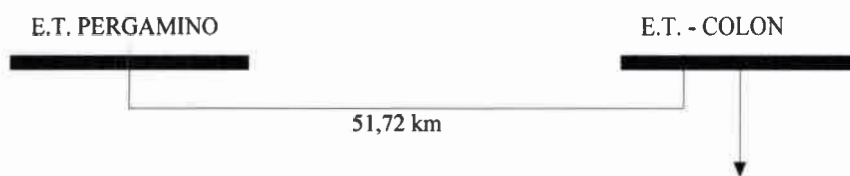


Figura 1.2 - Suministro en 132 KV desde Pergamino

Esta empresa transportista realiza el rebaje de 132 a 13,2 KV, y es en éste nivel de tensión que le suministra energía a la Cooperativa Eléctrica de Colón, para su distribución.

1.3 DIAGRAMA UNIFILAR ET TRANSBA - COLON

La ciudad de Colón tiene asignada para abastecer su demanda la barra de salida en 13,2 KV del transformador de tres devanados, en su totalidad, lo que constituye una potencia máxima de 30 MVA disponible. El transformador es de conexión YN-yn-d, y tiene conectado a bornes de 13,2 KV un transformador trifásico de neutro, conexión en zig-zag, con la función de:

- Proveer una fuente de corrientes de falla a tierra durante las fallas línea-tierra;
- Limitar la magnitud de las sobretensiones transitorias al ocurrir fallas a tierra;
- Estabilizar el neutro, y, cuando se desee, permitir la conexión de cargas e/fase-neutro.

El sistema de distribución de Colón se compone de cinco alimentadores en 13,2 KV, y el unifilar de la SET se muestra en la Figura 1.3.

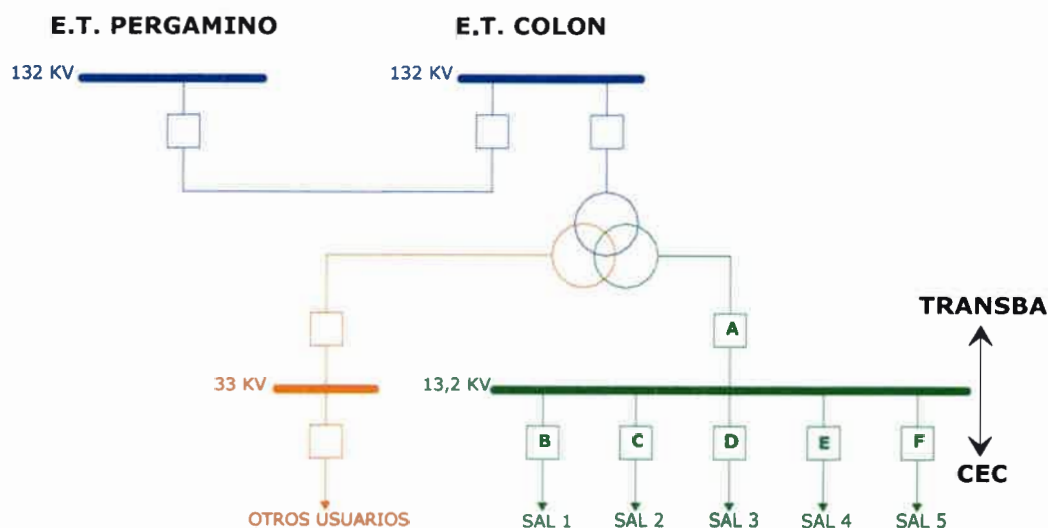


Figura 1.3 - Diagrama unifilar ET TRANSBA - COLON



Características de los Alimentadores, según los usuarios predominantes:

- Sal 1 – Sal 2 – Sal 5: Alimentadores Urbanos
- Sal 3 – Sal 4: Alimentadores Rurales

1.4 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INICIO DEL ESTUDIO

Se define como punto de inicio para el estudio de las corrientes de cortocircuito la barra de 132 KV Pergamino, en donde obtenemos de TRANSBA como datos los valores de corrientes y potencias de cortocircuito.

Luego, con los datos de la línea en 132 KV del tramo Pergamino – Colón recientemente construida, se calculan los valores correspondientes a la barra 132 KV ET Colón.



2. RELEVAMIENTO DE DATOS Y CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA

Los datos relevados, y los valores de impedancias de los elementos necesarios para la posterior determinación de las corrientes de cortocircuito se obtienen a partir de la Barra en 132 KV de Pergamino.

Se trata de:

- Potencias de Cortocircuito en las barras de 132 KV de la E.T. Pergamino.
- Línea Aérea en 132 KV Pergamino – Colón.
- Subestación de Rebaje 132/33/13,2 KV Colón.
- Transformador de tres devanados 132/33/13,2 KV.
- Transformador Trifásico de Neutro.
- Alimentadores 13,2 KV.
- Protecciones Alimentadores.
- Líneas Aéreas Rurales y Urbanas en 13,2/7,62 KV.
- Transformadores MT/BT y usuarios.
- Ubicación de reconectores, seccionadores y fusibles en MT instalados.

Como resultado de este punto se obtienen los valores característicos de los elementos del Sistema y se realiza el esquema eléctrico del mismo para calcular las corrientes de cortocircuito. En el Apéndice A se explican los procedimientos y fórmulas para calcular las impedancias de los elementos del Sistema.

3. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE CARGA MÁXIMA

3.1 METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Se obtienen los valores de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los diferentes puntos del Sistema, y se esquematizan los Diagramas de Secuencias del Sistema Eléctrico (Figura 3.1), desde la ET Pergamino hasta la línea de 13,2 KV más alejada del Sistema.

Esto se efectúa mediante el Método de las Componentes Simétricas, siguiendo el método simplificado, sin considerar la carga de la red, considerando las tensiones de los generadores y acometidas. En el Apéndice B se detalla este método de cálculo.

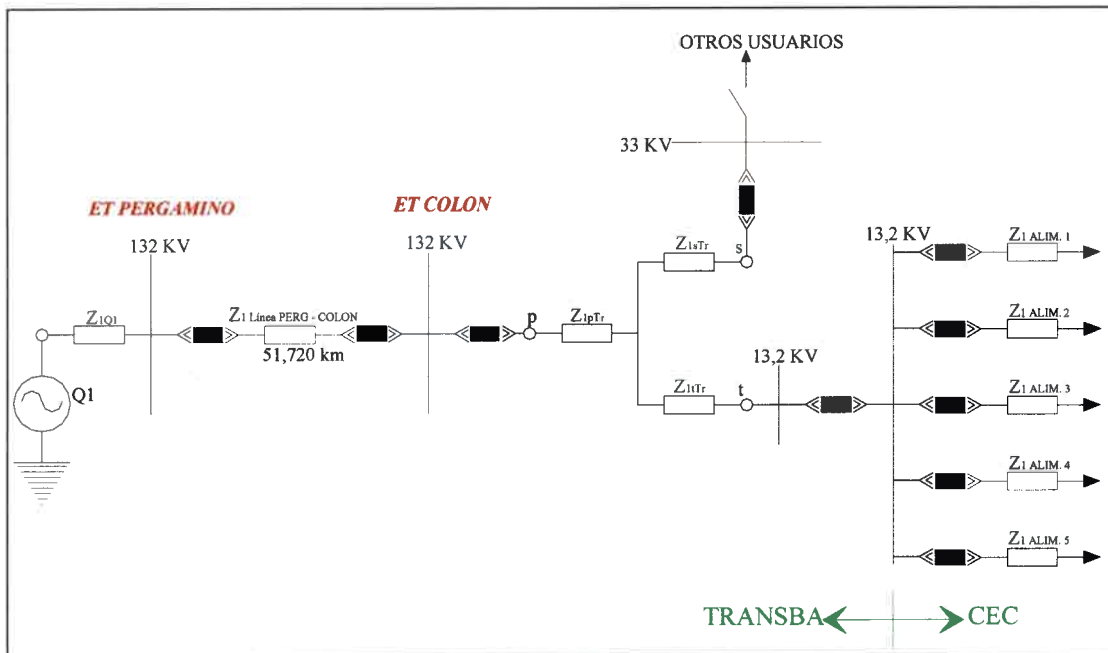


Figura 3.1 - Diagrama de Secuencia Positiva (+) y Negativa (-)

Para calcular las corrientes de cortocircuito en algún punto de las líneas de 13,2 KV del Sistema, se suman las impedancias de los elementos hasta el punto a analizar, como se puede apreciar en la Figura 3.3.

Se debe entonces sumar las impedancias hasta la barra 13,2 KV ET Colón, y según dónde se quiera determinar las corrientes de fallas, se le suma también la impedancia de la línea desde esta barra hasta el punto de falla. Para determinar las mínimas corrientes de cortocircuito se toma una impedancia de falla (resistiva) de $Z_f = 30 \Omega$.

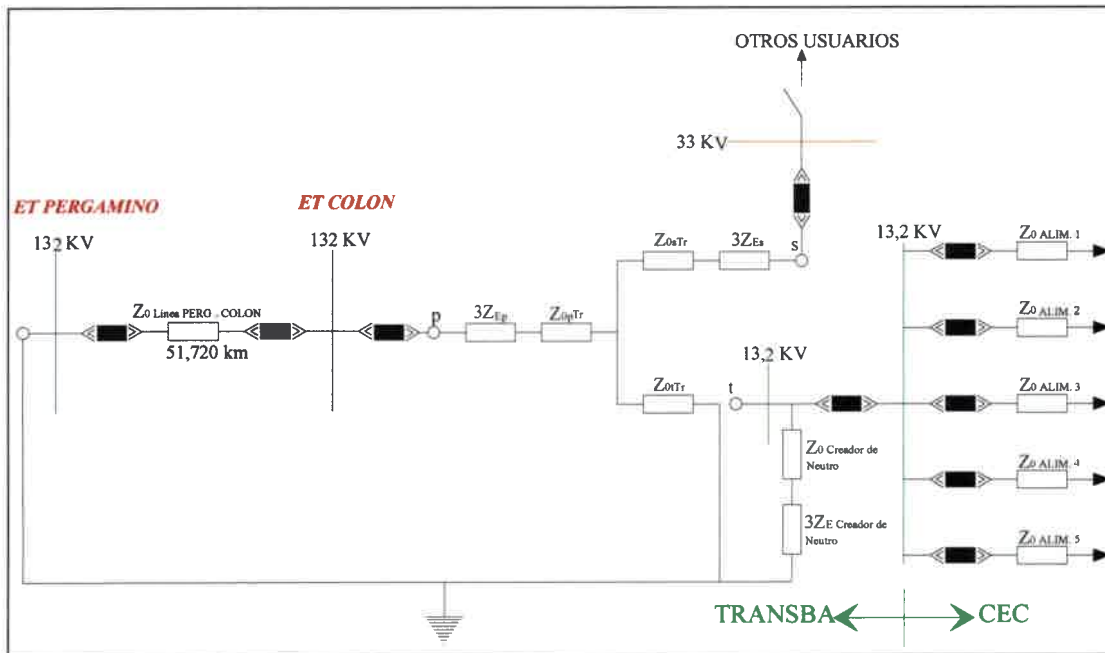


Figura 3.2 - Diagrama de Secuencia Cero (0)

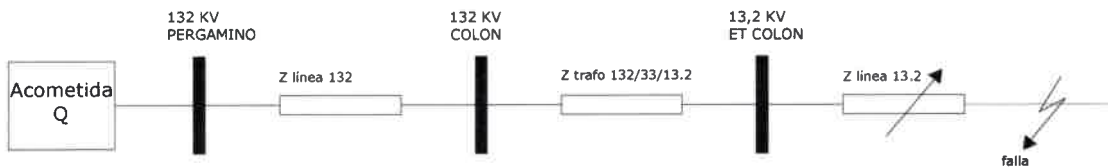


Figura 3.3 - Impedancias involucradas para una falla determinada en las líneas 13,2 KV

Se tendrá en cuenta además que todas las impedancias deberán estar referidas al mismo nivel de tensión (13,2 KV).

Para determinar las I_{cc} en las líneas de 13,2 KV, se traslada el punto de inicio de cálculo desde la acometida de 132 KV Pergamino a la acometida de 13,2 KV en la barra de la ET Colón, con su propia Potencia de Acometida $S_{ccQ'}$, y a partir de éste punto se calculan las corrientes buscadas, como se puede observar en la Figura 3.4.

La impedancia de la nueva acometida (Q') se calcula de la siguiente manera:

$$Z_{Q'} = c \cdot \frac{Un_{Q'}^2}{S_{Q'}} = 1,1 \cdot \frac{(13,2 \text{ KV})^2}{S_{Q'}}$$

$$S_{Q'} = \sqrt{3} \cdot Un_{Q'} \cdot Ik3 \max_{Q'} = \sqrt{3} \cdot 13,2 \text{ KV} \cdot Ik3 \max_{Q'}$$

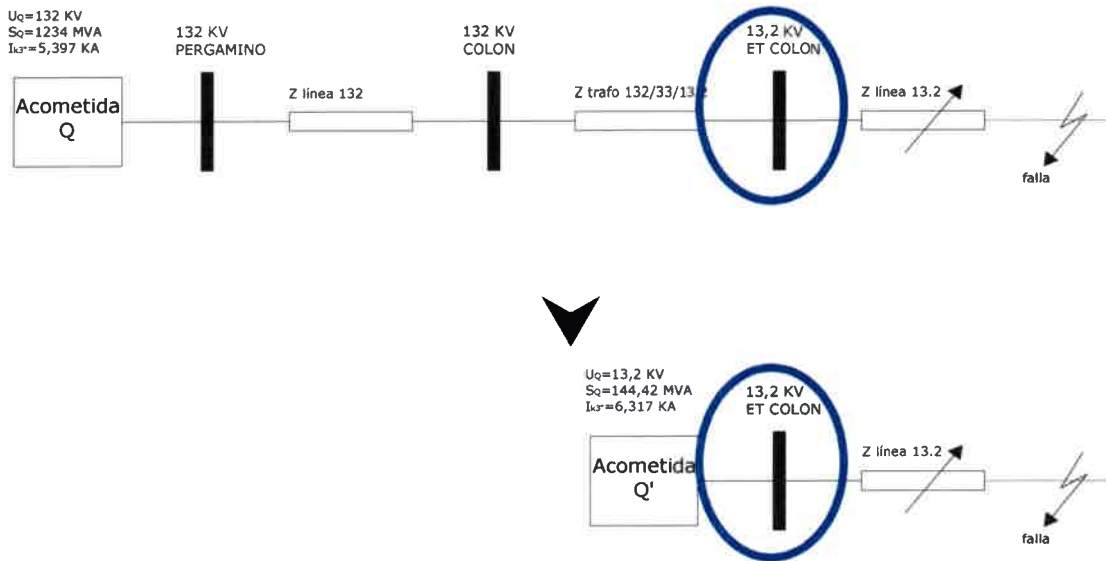


Figura 3.4 - Nueva Acometida (Q') en 13,2 KV, determinada a partir de la Acometida (Q) en 132 KV

$$Ik3 \max_{Q'} = c \cdot \frac{Un_{Q'} / \sqrt{3}}{Z_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)}} = 1,1 \cdot \frac{13,2 KV / \sqrt{3}}{Z_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)}}$$

$$Z_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = \sqrt{R_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)}^2 + X_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)}^2}$$

$$R_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = R_{1Q} + R_{1LINEA132} + (R_{1p} + R_{1t})_{TRAFO}$$

$$R_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = 0,02 \Omega + 0,08 \Omega + (0 \Omega + 0 \Omega) = 0,10 \Omega$$

$$X_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = X_{1Q} + X_{1LINEA132} + (X_{1p} + X_{1t})_{TRAFO}$$

$$X_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = 0,15 \Omega + 0,19 \Omega + (0,60 \Omega + 0,38 \Omega) = 1,32 \Omega$$

$$\rightarrow Z_{1(ACOM Q + LINEA132 + TRAFO)} = \sqrt{0,10 \Omega^2 + 1,32 \Omega^2} = 1,33 \Omega$$

$$\rightarrow Ik3 \max_{Q'} = 1,1 \cdot \frac{13,2 KV / \sqrt{3}}{1,33 \Omega} = 6,317 KA$$

$$\rightarrow S_{Q'} = \sqrt{3} \cdot 13,2 KV \cdot 6,317 KA = 144,415 MVA$$

$$\rightarrow Z_{Q'} = 1,1 \cdot \frac{(13,2 KV)^2}{144,415 MVA} = 1,33 \Omega$$

Siendo:

$$X_{Q'} = 0,995 Z_{Q'} = 1,32 \Omega$$

$$R_{Q'} = 0,1 X_{Q'} = 0,13 \Omega$$

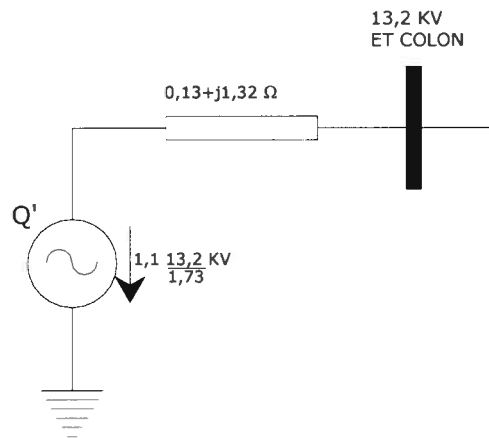


Figura 3.5 - Esquema equivalente de la Acometida Q'

En este punto se selecciona de todo el Sistema un tramo representativo, para sobre él efectuar los cálculos, aplicar criterios y demás para llegar al diseño de las protecciones.

Se selecciona el Alimentador 3, por ser el más complejo, donde conviven líneas urbanas y rurales. Del mismo a su vez se elige la línea rural Sarasa 2, en la que se proyecta a priori instalar un reconectador al inicio de la troncal para la protección, y dentro de esta línea se toma el ramal o derivación Sarasa 2_2, que a su vez tiene dos sub-ramales, Sarasa 2_2_1 y 2_2_2. El esquema de este tramo del Sistema se observa en la Figura 3.6.

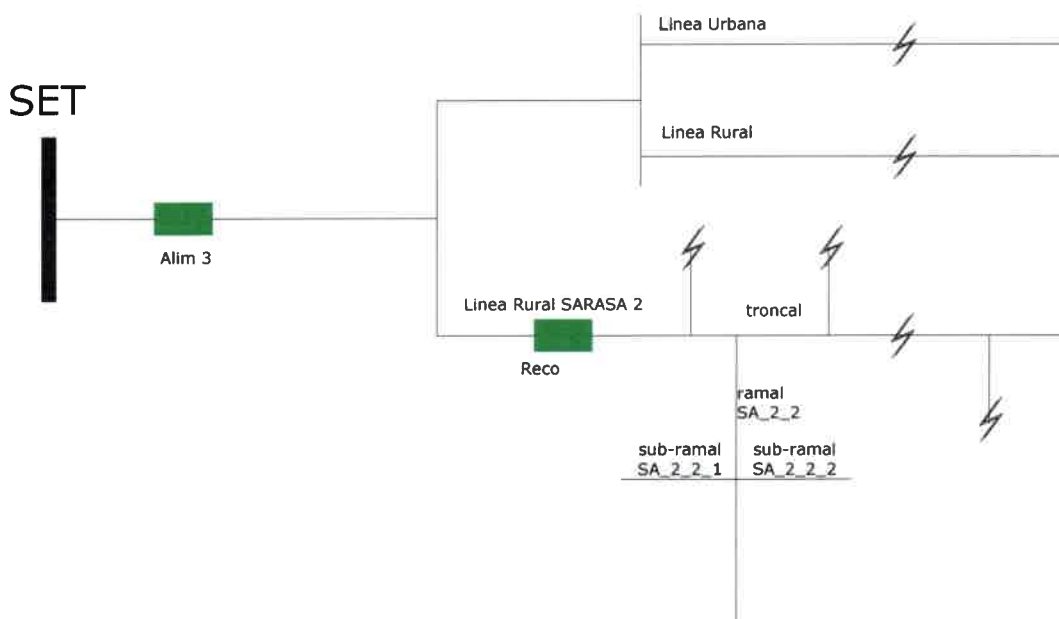


Figura 3.6 - Tramo de línea representativa para efectuar el análisis

Es importante aclarar que para seleccionar las protecciones del Sistema se comienza desde el punto más alejado de la fuente hacia aguas arriba, en el ejemplo, desde el ramal con sus sub-ramales correspondientes hasta la protección principal del Alimentador 3.

Se calculan entonces las corrientes de cortocircuito para el ramal 2 de la línea rural Sarasa_2.

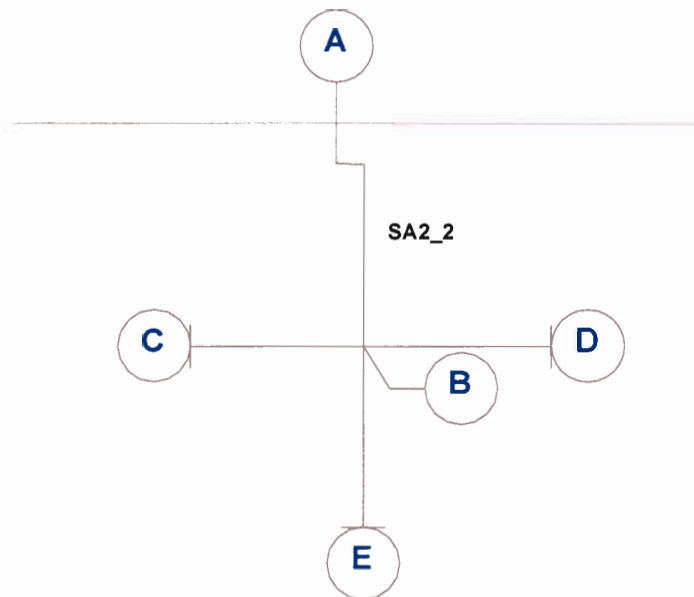


Figura 3.7 - Ramal SA_2

Para el punto A:

$$Ik3 \max_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} / \sqrt{3}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA}} = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} / \sqrt{3}}{(0,13 + j1,32)\Omega + (3,42 + j1,48)\Omega} = 1853 \text{ A}$$

$$Ik2 \max_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA} + Z_{2Q'} + Z_{2LINEA}} = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV}}{2 \cdot (0,13 + j1,32)\Omega + 2 \cdot (3,42 + j1,48)\Omega} = 1605 \text{ A}$$

$$Ik1 \max_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} \cdot \sqrt{3}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA} + Z_{2Q'} + Z_{2LINEA} + Z_{0Q'} + Z_{0LINEA}}$$

$$Ik1 \max_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot (0,13 + j1,32)\Omega + 2 \cdot (3,42 + j1,48)\Omega + (0 + j11,01)\Omega + (4,09 + j7,03)\Omega} = 961 \text{ A}$$

$$Ik3 \min_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} / \sqrt{3}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA} + Z_{FALLA}} = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} / \sqrt{3}}{(0,13 + j1,32)\Omega + (3,42 + j1,48)\Omega + 30\Omega} = 249 \text{ A}$$

$$Ik2 \min_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA} + Z_{2Q'} + Z_{2LINEA} + Z_{FALLA}}$$

$$Ik2 \min_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV}}{2 \cdot (0,13 + j1,32)\Omega + 2 \cdot (3,42 + j1,48)\Omega + 30\Omega} = 387 \text{ A}$$

$$Ik1 \min_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} \cdot \sqrt{3}}{Z_{1Q'} + Z_{1LINEA} + Z_{2Q'} + Z_{2LINEA} + Z_{0Q'} + Z_{0LINEA} + 3 \cdot Z_{FALLA}}$$

$$Ik1 \min_A = 1,1 \cdot \frac{13,2 \text{ KV} \cdot \sqrt{3}}{2 \cdot (0,13 + j1,32)\Omega + 2 \cdot (3,42 + j1,48)\Omega + (0 + j1,01)\Omega + (4,09 + j7,03)\Omega + 3 \cdot 30\Omega} = 242 \text{ A}$$

Para los demás puntos del ramal:

PUNTO	MÁXIMAS			MÍNIMAS		
	I_{k3}	I_{k2}	I_{k1}	I_{k3}	I_{k2}	I_{k1}
A	1853	1605	961	249	387	242
B	725	628	535	205	278	197
C	589	510	449	192	253	184
D	583	505	445	192	251	183
E	494	428	396	181	230	173

Tabla 3.1 - Corrientes de cortocircuito (A) del Ramal SA_2

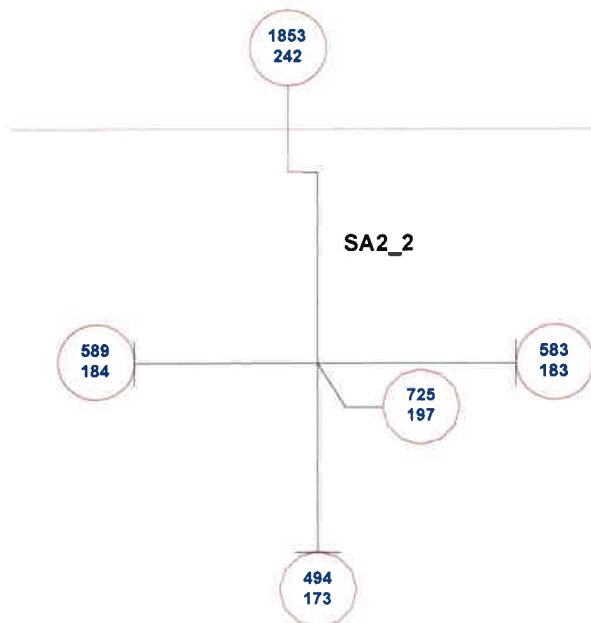


Figura 3.8 - Corrientes de cortocircuito (A) del Ramal SA_2

3.2 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA

Se realizan los cálculos de la corriente de cortocircuito en varios puntos a lo largo de las líneas de 13,2 KV, de manera de evaluar las corrientes vistas por las protecciones involucradas en la protección.

En la Figura 3.8 se muestran, para cada punto, la I_{cc} máxima y mínima del Alimentador 3. En el Anexo I se presentan los valores para los demás alimentadores del Sistema.

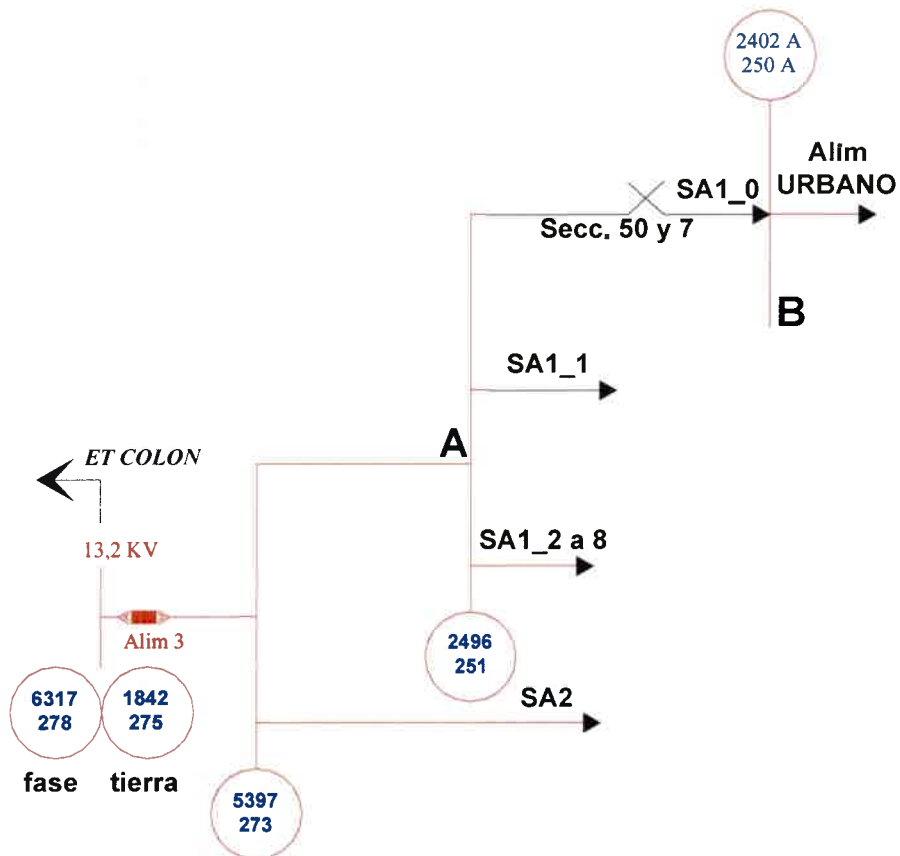


Figura 3.9 – Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas del Alimentador 3

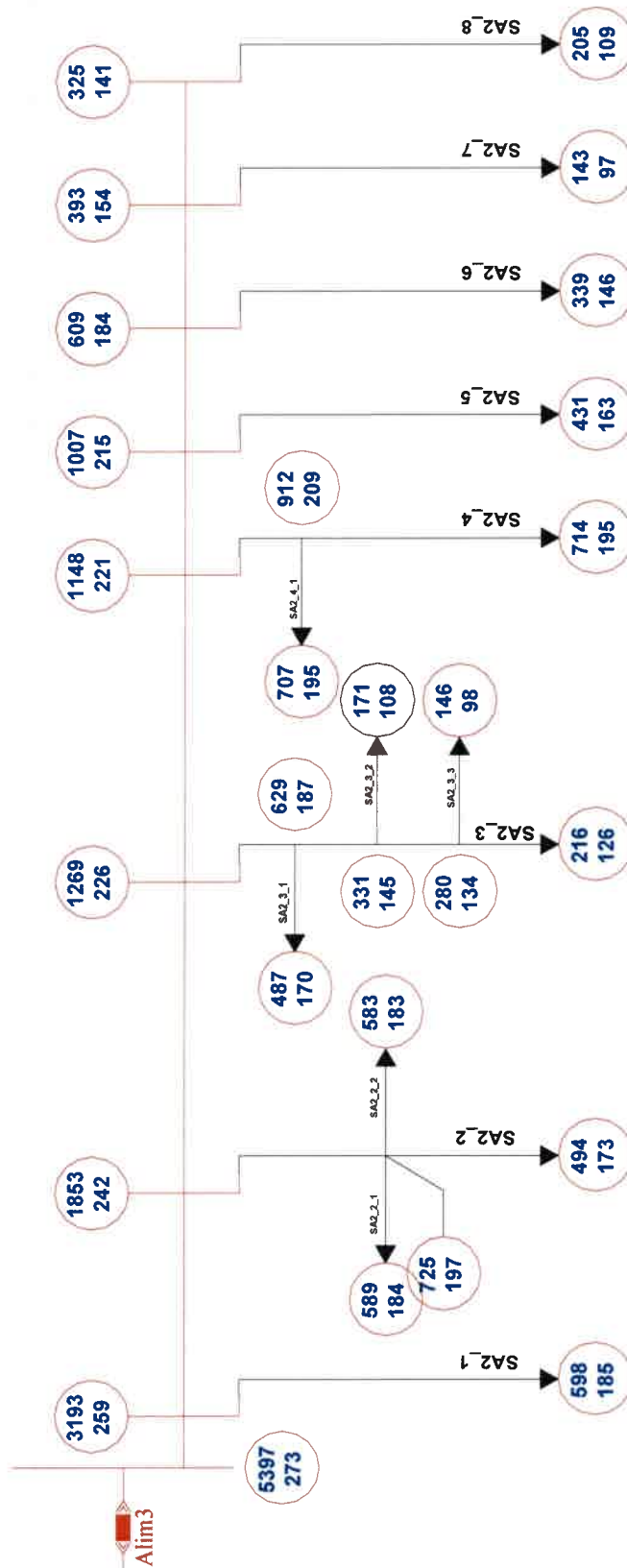


Figura 3.10 - Corrientes de cortocircuito máximas y mínimas de la línea Sarasa 2 (Alimentador 3)



3.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACION DE LAS MAXIMAS CORRIENTES DE CARGA DE LOS ALIMENTADORES Y RAMALES

Para ajustar el valor del umbral de seteo de un relé de sobrecorriente, o bien para seleccionar un calibre de un fusible para una línea, se necesita conocer (o tener una estimación) del valor de la corriente de carga máxima para la cual no debe operar.

Lo ideal sería contar con una serie de medidores registradores que periódicamente o, en el mejor de los casos, *on line* si se contara con un sistema SCADA, nos provea esa información para cada tramo de línea en donde se encuentre instalada una de estas protecciones. Esto es económicamente inviable para un sistema de estas características, y por lo general no se aplica, más allá de los puntos principales del sistema como lo son las cabeceras de los alimentadores.

Otra alternativa sería contar con un software que pudiera correr un flujo de carga y de esta manera determinar las cargas máximas, pero, si bien al modelo del sistema lo tenemos (según los datos relevados para el estudio de protecciones), no contamos con los datos detallados de las cargas individuales, por lo que tampoco esto resulta factible.

Como solución para la estimación de las cargas máximas adoptamos un procedimiento de cálculo basado en las demandas máximas de cada alimentador y los KVA instalados correspondientes, con los que determinamos un Factor de Demanda (Fd) propio para cada alimentador que se aplica a cada derivación y nos da una información de la demanda máxima esperable para dicho tramo de línea.

3.3.1 Procedimiento

Se calcula la corriente nominal de cada transformador instalado en el ramal, según el tipo de transformador.

$$I_c = \frac{S}{\sqrt{3} * U_L} ; \text{para trafa trifásico}$$

$$I_c = \frac{S}{U_L} ; \quad \text{para trafa bifásico}$$

$$I_c = \frac{S}{U_{F-N}} ; \quad \text{para trafa monofásico}$$

Luego se suman estas corrientes (que son las correspondientes a la potencia instalada) por cada ramal, suponiendo que todos los transformadores bifásicos y monofásicos comparten una fase en común, es esta fase la que consideraremos para el cálculo de corriente de carga máxima, que es la más solicitada. En la práctica, esto no debería ocurrir, ya que se debería buscar la mejor distribución de las cargas, pero se va a



considerar de esta forma por ser el caso más desfavorable posible que se puede presentar. Esto en realidad contribuye al desbalance de corriente del alimentador.

Vale el análisis para el diseño de las protecciones, por constituir éste el caso más crítico para la corriente de carga máxima.

Para obtener una mayor precisión, se debería efectuar un relevamiento de las líneas rurales para determinar en qué fases están conectados estos transformadores.

$$I_{\text{carga max. RAMAL}} = \sum I_c \times F_d$$

$\sum I_c$ = sumatoria de la corriente instalada en el ramal, (I_c)

F_d : Factor de demanda $0 < F_d < 1$

Este factor, propio para cada alimentador, da información de la demanda máxima del alimentador en función del total de la potencia instalada.

$$F_d = \frac{KVA \text{ max anual}}{KVA \text{ instalado}}$$

KVA instalado: Σ de la potencia instalada en el alimentador.

KVA máx. anual: demanda máxima en el año para el alimentador.

3.3.1.1 Cálculo del F_d para los Cinco Alimentadores

Datos: De oficina técnica se obtienen los datos de las máximas demandas, en KVA, de cada alimentador en 13,2 KV para cada mes. De estos datos obtenemos los cinco F_{dA} propios de cada alimentador.

		Cargas Máximas de Alimentadores (KVA)				
		1	2	3	4	5
2006	Ene	2362	2560	1169	634	2220
2006	Feb	2385	2511	1221	2546	2470
2006	Mar	1973	2629	1676	2726	2480
2006	Abr	1953	2555	1689	2772	2504
2006	May	2058	2776	1751	2776	2785
2006	Jun	2089	2739	1420	2692	2840
2006	Jul	2091	2532	1558	2604	2894
2006	Ago	2062	2321	1446	2300	2868
2006	Sep	2100	2926	1405	2995	2837
2006	Oct	2206	2350	1221	2124	2876
2006	Nov	2160	2472	1296	2093	2822
2006	Dic	2618	2693	1354	2250	2827
2007	Ene	2264	2557	1244	2964	2740
2007	Feb	2395	3214	1305	2385	2771
2007	Mar	2316	3059	1791	2479	2848
2007	Abr	2511	2958	1884	2377	2805
MAXIMO =>		2618	3214	1884	2995	2894

		Cargas Máximas de Alimentadores (A)				
		1	2	3	4	5
2006	Ene	103	112	51	28	97
2006	Feb	104	110	53	111	108
2006	Mar	86	115	73	119	108
2006	Abr	85	112	74	121	110
2006	May	90	121	77	121	122
2006	Jun	91	120	62	118	124
2006	Jul	91	111	68	114	127
2006	Ago	90	102	63	101	125
2006	Sep	92	128	61	131	124
2006	Oct	96	103	53	93	126
2006	Nov	94	108	57	92	123
2006	Dic	115	118	59	98	124
2007	Ene	99	112	54	130	120
2007	Feb	105	141	57	104	121
2007	Mar	101	134	78	108	125
2007	Abr	110	129	82	104	123
MAXIMO =>		115	141	82	131	127

Tabla 3.2 - Cargas máximas de los Alimentadores

Alimentador	1	2	3	4	5
Potencia instalada (KVA)	3353	3872	8673	3728	4730
Factor de demanda (Fd)	0,78	0,83	0,22	0,80	0,61

Tabla 3.3 - Potencia instalada y Factor de Demanda de los Alimentadores

Este factor, multiplicado por la corriente máxima de carga de cada alimentador y/o ramal, dará la corriente máxima de carga que vamos a utilizar para el diseño de las protecciones.

Para el ramal SAR2_2 del Alimentador 3:

TRAFO	S (KVA)	TIPO	In (A)
S-348	10	BIFASICO	0,76
S-349	5	MONOFASICO	0,66
S-225	5	BIFASICO	0,38
S-325-B	5	BIFASICO	0,38
S-433	5	BIFASICO	0,38
S-333	5	BIFASICO	0,38
S-327	5	BIFASICO	0,38
S-326	10	BIFASICO	0,76
S-328	5	BIFASICO	0,38
S-431	10	MONOFASICO	1,31
S-331	5	BIFASICO	0,38

Tabla 3.4 – Transformadores instalados en el ramal SAR2_2 del Alimentador 3

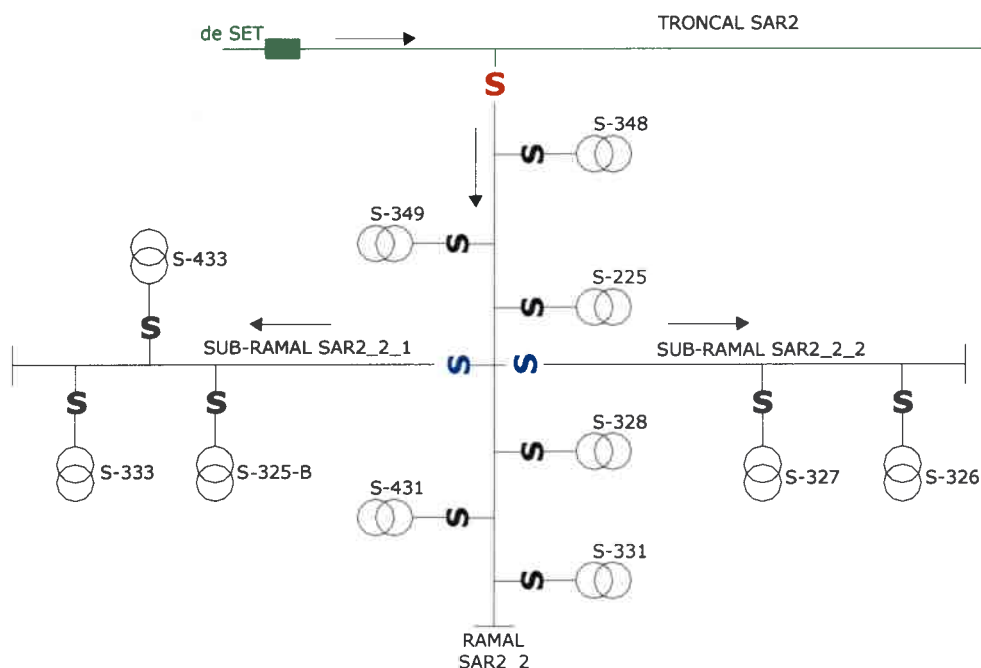


Figura 3.11 – Ramal SAR2_2 del Alimentador 3

$$I_{SAR2_2_1} = 0,22 \times (0,38 + 0,38 + 0,38) = 0,25 \text{ A}$$

$$I_{SAR2_2_2} = 0,22 \times (0,76 + 0,38) = 0,25 \text{ A}$$

$$I_{SAR2_2} = 0,22 \times (0,38 + 1,31 + 0,38 + 0,38 + 0,66 + 0,76) + I_{SAR2_2_1} + I_{SAR2_2_2} = 1,33 \text{ A}$$

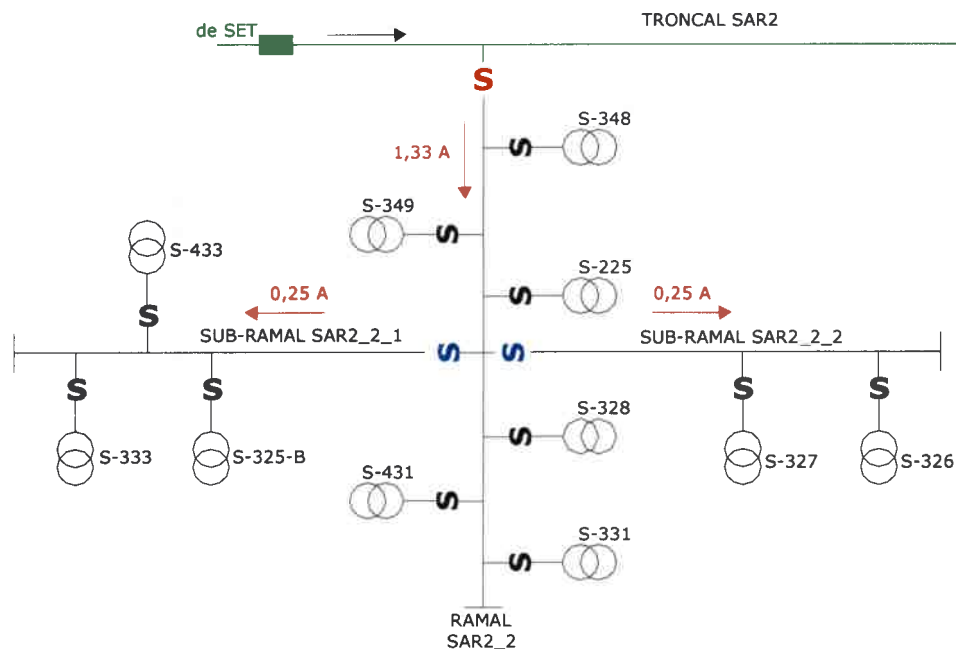


Figura 3.12 – Corrientes de carga máximas calculadas para el Ramal SAR2_2 del Alimentador 3

Las corrientes de carga máximas en las líneas de 13,2 KV del Alimentador 3 determinadas de forma análoga se muestran en la Figura 3.12. Para el resto del Sistema se presentan en el Anexo I.

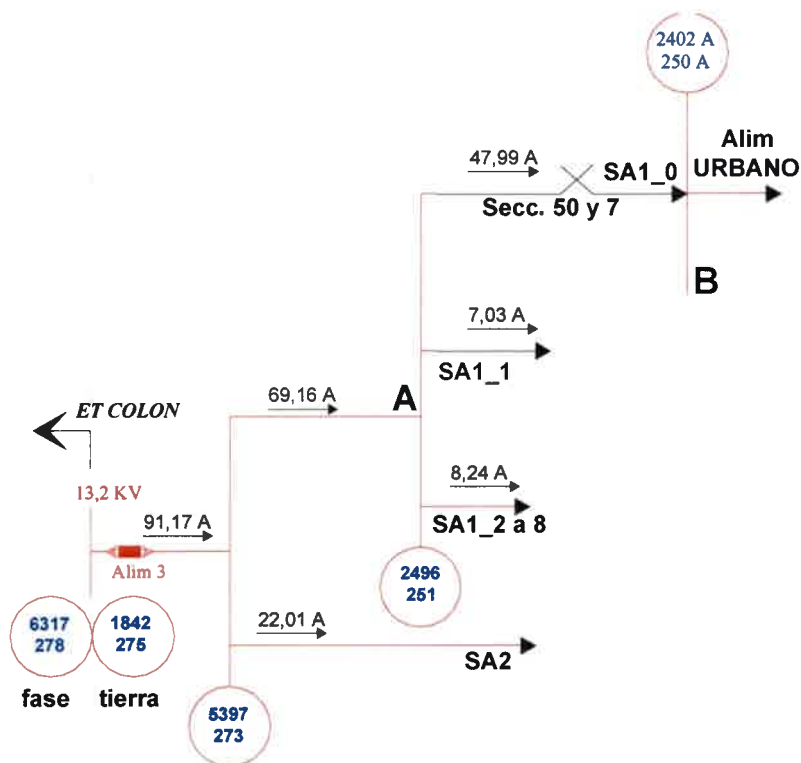


Figura 3.13 - Corrientes de carga máximas calculadas para el Alimentador 3

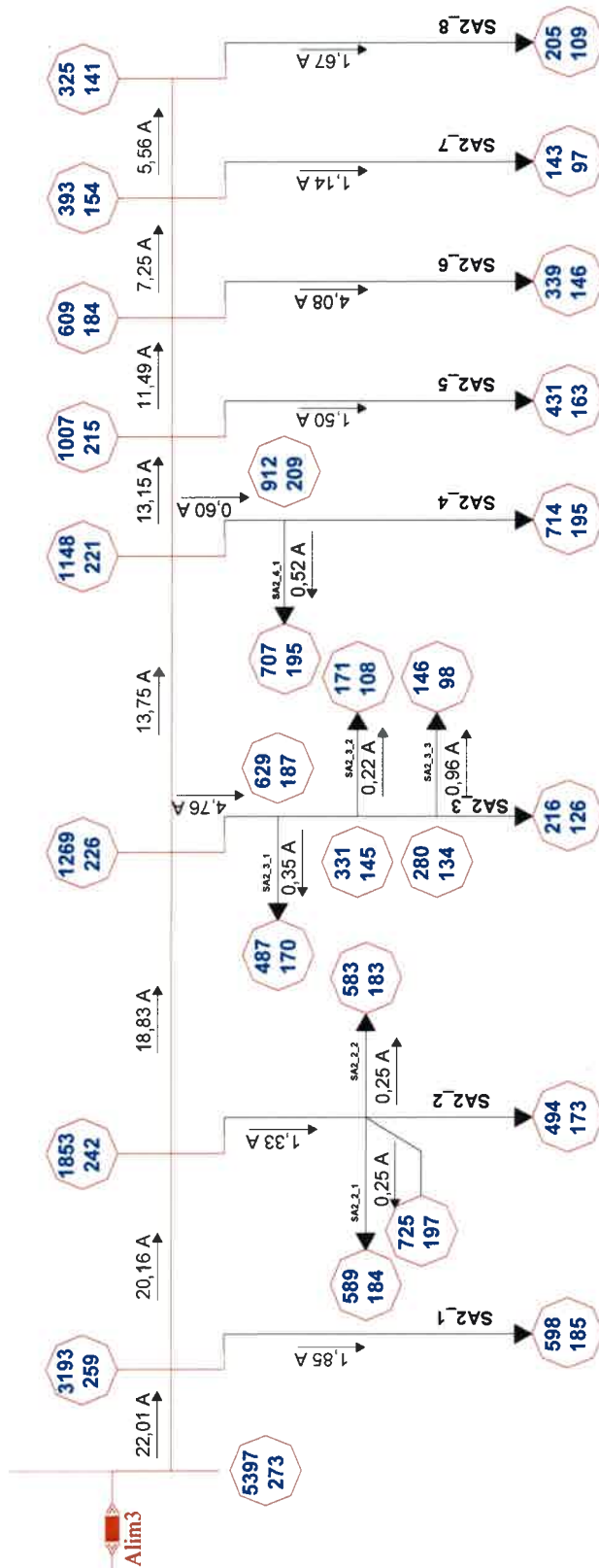


Figura 3.14 - Corrientes de carga máximas calculadas para la línea Sarasa 2 (Alimentador 3)

4. PROTECCION DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA

4.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y RURALES MT – BT

4.1.1 Tipos de Falla

Consideremos un transformador trifásico, conexión Dyn11, como son los transformadores de distribución empleados en el Sistema.

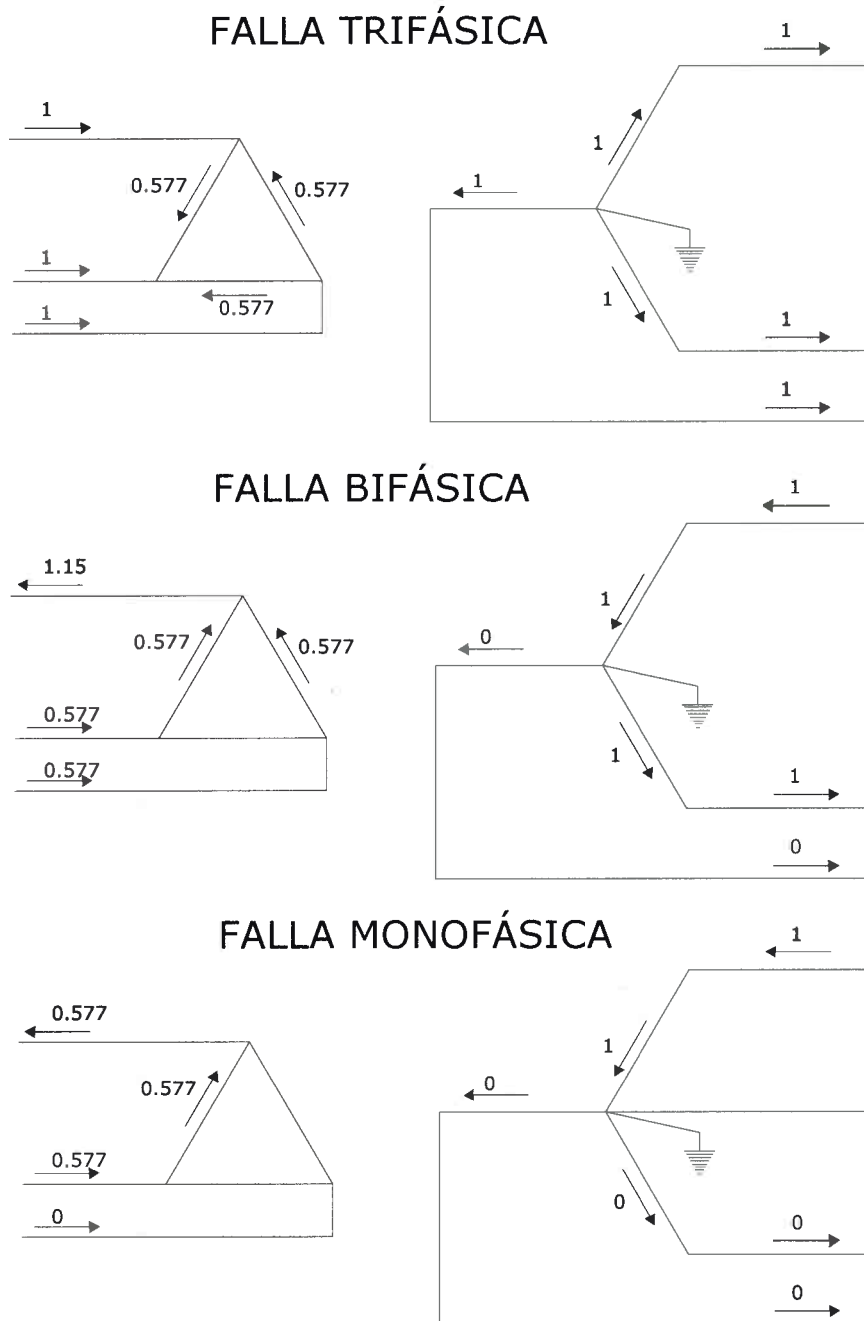


Figura 4.1 – Distribución de corrientes para distintas fallas en el trafo conexión Dy11



La distribución de corrientes para las distintas fallas analizadas son las mostradas en la Figura 4.1, considerando relación 1:1 para mayor simplicidad.

4.1.2 Capacidad de Soportar Sobrecargas y Cortocircuitos. Norma IEEE C57.109 -1993

La magnitud y duración de las corrientes de fallas son de suma importancia en el establecimiento de una protección coordinada para los transformadores, donde deben ser considerados tanto los efectos mecánicos como los térmicos. Para corrientes de fallas de magnitud cercana a la capacidad de diseño del transformador, son más significativos los efectos mecánicos que los térmicos. En cambio, para corrientes de fallas pequeñas en el orden de las de sobrecarga, son más importantes los efectos térmicos, a no ser que exista una frecuencia importante de ocurrencia de fallas.

La resistencia de un transformador ante fallas rigurosas o leves, depende de sus características constructivas, como ser: tensión de cortocircuito, tipo de aislación empleada (seco o aceite), tipo de refrigeración, fijación de las bobinas, etc. Esto indica que si se desea obtener una protección exacta y ajustada a la realidad es necesario contar con la característica de sobrecarga del transformador. Para la protección de estos transformadores se utilizó la curva de sobrecarga establecida en la norma ANSI/IEEE C57.109-1993, cuyos puntos dependen de la categoría del transformador según esta norma, y se detallan a continuación:

<i>Categoría</i>	<i>Monofásicos (KVA)</i>	<i>Trifásicos (KVA)</i>
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Superior a 10000	Superior a 30000

Tabla 4.1 - Categorías de los transformadores

<i>Tiempo (seg)</i>	<i>Porcentaje de la I_n</i>
1800	2 I_n
300	3 I_n
60	4,75 I_n
30	6,7 I_n
10	11,3 I_n
2	25 I_n

Tabla 4.2 – Sobrecarga admisible para transformadores de Categoría I

Para los transformadores de Categorías I y IV las consideraciones de daño térmico y mecánico se representan con una única curva. Para los de



Categoría II y III se requieren dos curvas. En la Figura 4.2 se muestra esta curva para la Categoría I.

Dependiendo de la cantidad de ocurrencias de faltas y de los niveles de las corrientes de fallas en el tiempo de vida del transformador, las consideraciones sobre daños mecánicos se pueden despreciar. En las curvas en que se tienen ambas porciones, con línea llena y de puntos, la primera representa la duración total de la falla más allá de la cual puede presentarse daño térmico, y la segunda representa la duración total de la falla más allá de la cual se presenta daño mecánico acumulativo. Los transformadores sometidos a fallas frecuentes se deberán representar con la combinación entre las partes mecánica y térmica de la curva, mientras aquellos que no sufren fallas frecuentemente se representan solamente con la parte térmica. La validez de estas curvas límites no puede ser demostrada mediante pruebas, ya que los efectos son acumulativos a lo largo de la vida del transformador. Se basan principalmente en análisis de ingeniería y experiencias de campo.

Esta línea de puntos, para corrientes de falla desde un porcentaje que depende de la impedancia del transformador, responde a la ecuación $I^2t = k$, donde:

I = corriente de falla simétrica en múltiplo de I_n (IEEE STD C57.12.00-1993)

k = constante determinada para I máxima con $t = 2$ segundos

Los elementos de protección como los relés o fusibles tienen bien definido sus características de operación, en sus curvas características tiempo vs corriente. Estas curvas deben ser coordinadas con otras comparables de los elementos a proteger, en nuestro caso, el transformador.

Esta curva, conocida como "*curva de sobrecarga admisible*" nos dice cuáles son las máximas corrientes de sobrecarga y cortocircuito que el trafo puede soportar durante un tiempo definido. Si no es alcanzada durante el servicio del transformador, se garantiza que la pérdida de la vida útil del mismo no supera el 1%.

Considera los efectos térmicos y mecánicos producidos por las corrientes de fallas. Para valores de corriente cercanos a la capacidad de diseño del trafo, son los efectos dinámicos los más trascendentes, y para valores de corrientes por encima de la nominal prevalecen los efectos térmicos.

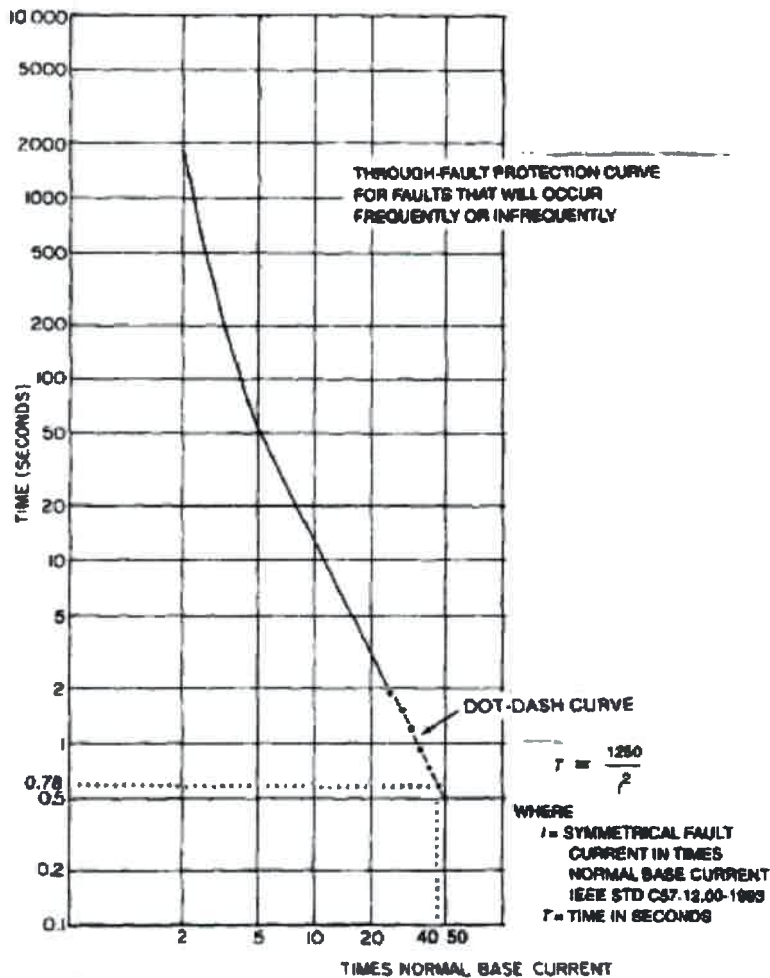


Figura 4.2 – Transformadores Categoría I

4.1.3 Criterios para la Selección de los Elementos de Protección

4.1.3.1 Requerimientos de Operación

La función de protección contra sobrecargas y cortocircuitos la efectúan en forma combinada los elementos ubicados en el primario (P_p) y en el secundario (P_s) del transformador. Cada uno de éstos tiene funciones asignadas:

P_p : Su función principal es la protección del sistema ante una falla interna o en el secundario del transformador. Debe coordinar con el dispositivo de protección aguas arriba y con la protección del secundario. Adicionalmente, debe brindar protección de respaldo contra sobrecargas en el circuito secundario.

P_s : Su función principal es la de proteger al transformador contra corrientes de cortocircuito o sobrecargas que se produzcan en el circuito secundario de la máquina.

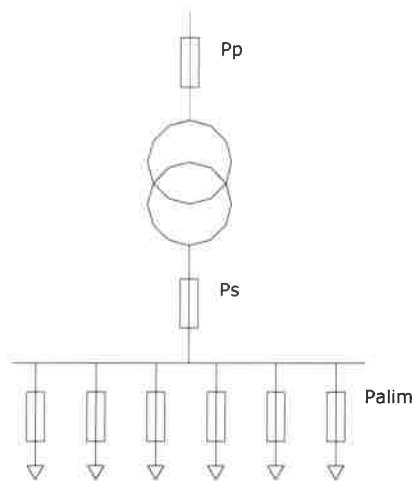


Figura 4.3 – Esquema de protección de un transformador de distribución

4.1.3.2 Requerimientos de No Operación de la Protección Primaria (P_p)

Corriente de conexión del transformador

Al conectarse un transformador a la red aparece una sobrecorriente, cuya amplitud y duración dependen de varios factores de mayor o menor complejidad. Su magnitud y duración depende de:

- impedancia de la fuente
- magnetismo remanente en el núcleo del transformador
- instante de la conexión con respecto a la onda de tensión del Sistema
- características del transformador (Z_{mag} y curva de magnetización del material del núcleo)

Esta sobrecorriente puede ser considerada definiendo dos puntos (valores empíricos) en la curva corriente – tiempo:

12 veces la $I_n \rightarrow 0,1$ seg.

25 veces la $I_n \rightarrow 0,01$ seg.

Arranque en frío y en caliente

Cuando ocurre una falla en la línea y es eliminada después de un tiempo t_{cc} por la protección de la misma, un cierto tiempo t_r después el sistema de recierre automático vuelve a conectar la línea y se reestablecen las condiciones iniciales en caso de que la falla fuera transitoria.

Después del recierre automático aparece un valor transitoriamente alto de la corriente de carga, dado por el arranque de los motores que quedaron conectados.



Por lo tanto, el valor de la corriente de arranque de la línea depende del estado de la carga. Esta sobrecorriente puede ser considerada definiendo tres puntos en la curva corriente – tiempo:

2 veces la $I_n \rightarrow 600 \text{ seg.} \Rightarrow \text{frío (} t > 20 \text{ minutos)}$

3 veces la $I_n \rightarrow 10 \text{ seg.} \Rightarrow \text{frío (} t > 20 \text{ minutos)}$

6 veces la $I_n \rightarrow 1 \text{ seg.} \Rightarrow \text{caliente (} t < 1 \text{ seg)}$

Punto de Zaborsky

Las descargas atmosféricas sobre las líneas o próximas a ellas producen sobretensiones. Mientras dura el fenómeno de la descarga, la tensión en las líneas se mantiene entre 3 y 4 veces la del sistema, valor que se denomina tensión residual, a pesar de tener descargadores de sobretensión. Debido a este incremento de tensión aumentan las corrientes por los transformadores, fundamentalmente por la saturación de los mismos, pudiendo hacer actuar las protecciones.

Para tener en cuenta este fenómeno se utiliza la fórmula semiempírica de Zaborzky:

$$I_{0.02} = 7 I_n \frac{E}{E_n}$$

I_n : Corriente nominal del transformador [A]

E : Tensión de impulso del transformador [KV]

E_n : Tensión nominal del transformador [KV].

Siguiendo estos criterios, se protegen los transformadores contra sobrecarga y cortocircuito. En el Apéndice C se presenta un resumen sobre la Guía IEC 354, acerca de la capacidad de soportar sobrecargas para los transformadores de distribución de mediana y gran potencia inmersos en aceite, y en el Anexo II se muestra el cuadro de protecciones obtenido para cada transformador del Sistema, siguiendo los criterios presentados.

A modo de ejemplo, para un transformador de 315 KVA, las curvas de protección serían las mostradas en la Figura 4.4.

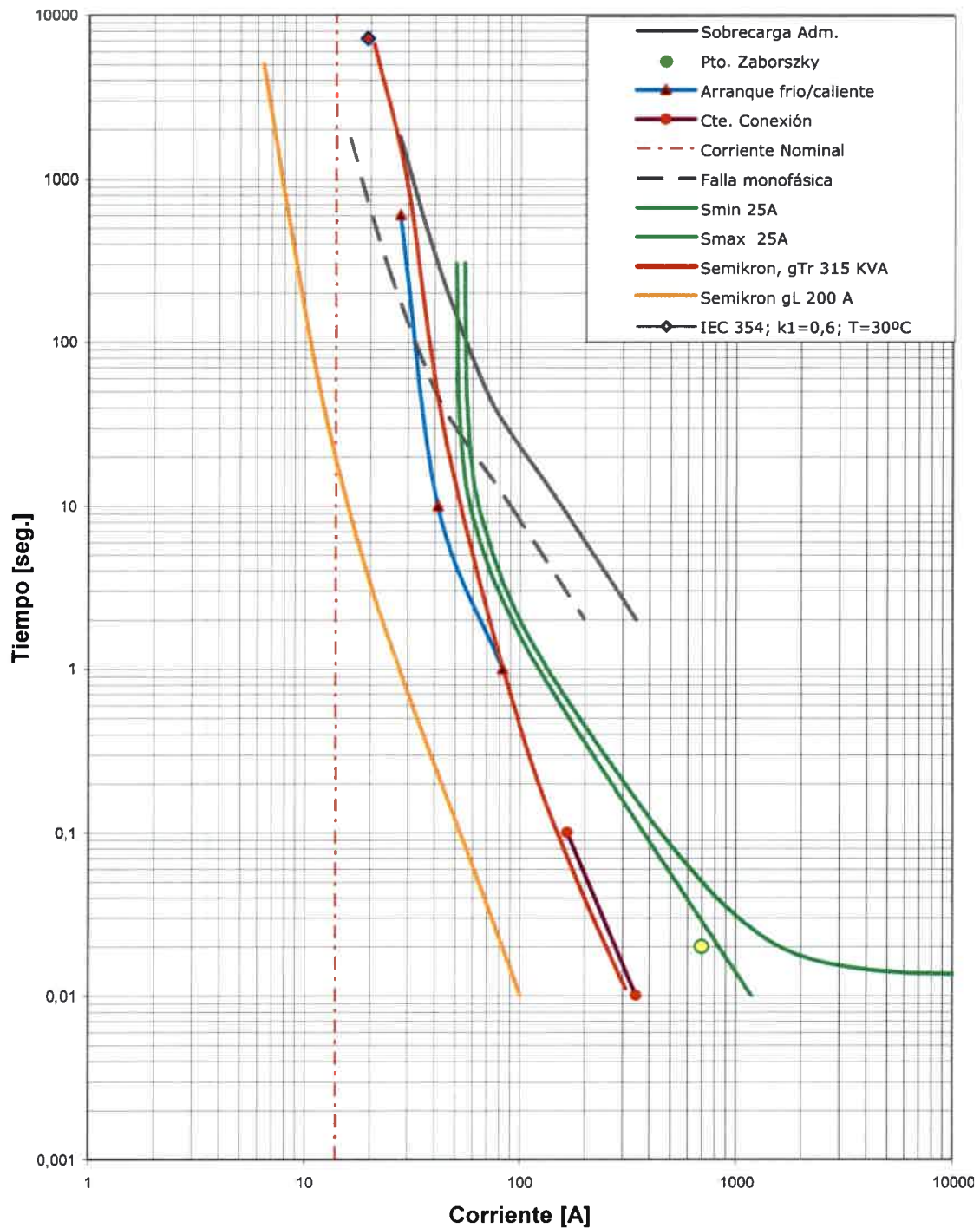


Figura 4.4 – Curvas de protección para un trafo 13,2/0,400-0,231 KV, de 315 KVA

4.2 CABLES DE POTENCIA

4.2.3 Verificación de los Conductores al Cortocircuito

Las corrientes elevadas, como las de cortocircuito, provocan un calentamiento muy intenso en los cables por efecto del calor generado en los conductores. Debido al corto tiempo transcurrido entre el inicio de una



falla hasta el momento en que ésta se despeja, podemos suponer que el fenómeno de calentamiento es adiabático. Esta suposición es válida para tiempos de hasta 5 segundos. El calentamiento del conductor en caso de cortocircuito se puede mantener dentro de los límites admisibles eligiendo una sección adecuada. Dicha sección mínima se calcula partiendo de la duración del cortocircuito o sea del tiempo de desconexión del dispositivo protector y de la intensidad de la corriente de cortocircuito.

La intensidad de cortocircuito admisible se puede determinar en forma aproximada con las siguientes fórmulas:

$$I = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

siendo:

I = corriente admisible de cortocircuito en amperes

t = tiempo de duración del cortocircuito en segundos

S = sección del conductor en mm²

K = densidad de la corriente de cortocircuito

Para conductores de cobre:

$$K = 143 \frac{A \cdot \sqrt{\text{seg}}}{\text{mm}^2}$$

Con los valores de corriente máxima de cortocircuito para cada cable, y con el valor de la sección (S), calculamos el tiempo t_{max} de duración del cortocircuito admisible, que deberá ser mayor que el tiempo de apertura de la protección correspondiente.

De la ecuación anterior:

$$t_{max} = \left(\frac{K \cdot S}{I} \right)^2$$

Los cables instalados en la salida de 13,2 KV de la Subestación de Rebaje son tipo subterráneo aislado en XLPE, unipolares, de Cu, 13,2 KV, Cat. II, sin armadura, según norma IRAM 2178.

La temperatura de trabajo en servicio continuo se considerará 90°C, 130°C para sobrecargas de emergencia y 250°C para cortocircuitos.

Las Secciones son:

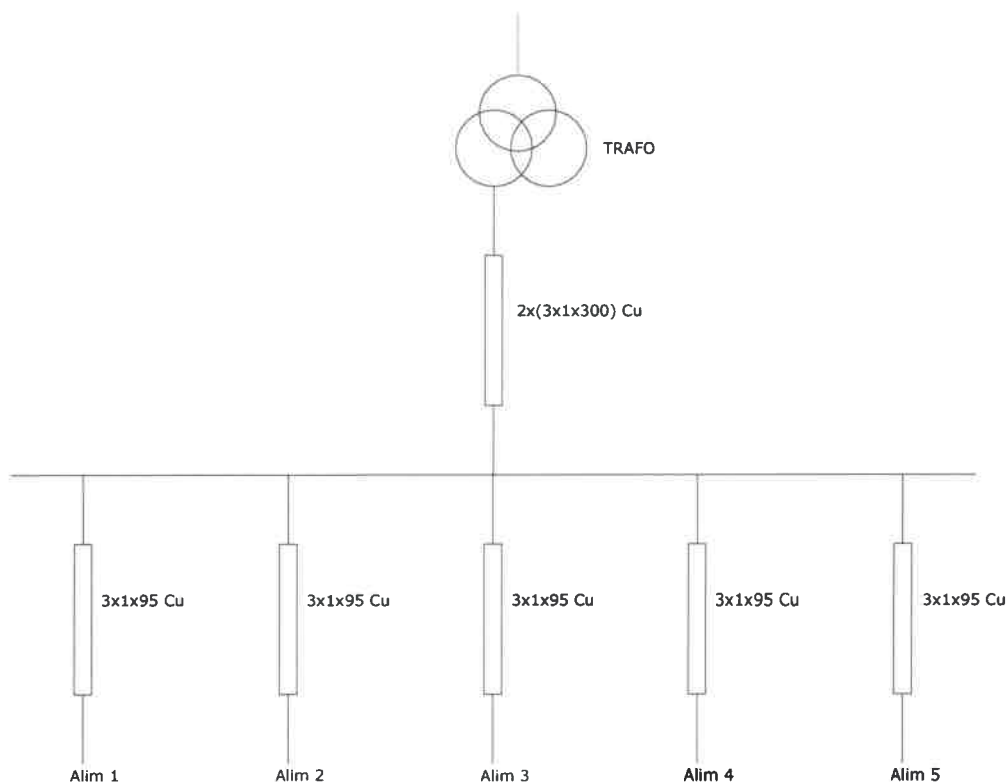


Figura 4.5 – Cables 13,2 KV de la SET TRANSBA

Características Técnicas de los Cables Instalados.

Marca: Termolite, de CIMET.

Sección nominal (mm ²):	95	300
Intensidad admisible (A) en tierra:	325	553
Intensidad admisible (A) en aire:	372	704

Tabla 4.3 – Corrientes admisibles de los cables 13,2 KV de la SET TRANSBA

Para el cable 95 mm²:

$$t_{\max} = \left(143 \frac{A \cdot \sqrt{\text{seg}}}{\text{mm}^2} \cdot 95 \text{ mm}^2 \cdot \frac{1}{6317 A} \right)^2 = 4,62 \text{ seg}$$

Para la acometida primaria a barra 13,2 KV para esta verificación consideramos los dos cables de 300 mm² en paralelo como un cable equivalente de 600 mm².

$$t_{\max} = \left(143 \frac{A \cdot \sqrt{\text{seg}}}{\text{mm}^2} \cdot 600 \text{ mm}^2 \cdot \frac{1}{6317 A} \right)^2 = 184,48 \text{ seg}$$



Se debe verificar que estos tiempos sean superiores a los de actuación de las protecciones, indicando el despeje de la falla sin dañar el cable solicitado. Esto se indica en las hojas de coordinación.

4.3 LÍNEAS RURALES Y URBANAS

Las fallas de sobrecorrientes pueden ir desde un cortocircuito franco (contacto físico entre fases o con tierra) hasta una pérdida de aislación del sistema que origine una corriente de fuga a través de un arco eléctrico de alta impedancia.

En aplicaciones de protección contra sobrecorrientes es importante conocer no solo los máximos valores de las corrientes de falta sino también los mínimos. Un factor determinante en esta situación es la impedancia de falta, o sea, la impedancia del medio a través del cual circula la corriente en el punto donde se produce la misma. Este medio puede ser la rama de un árbol, un ave o cualquier animal, un arco eléctrico, una combinación de estas, etc. Es tradicionalmente empleado, y con buenos resultados, asumir un valor de 30 – 40 Ω de impedancia de falta para el cálculo de las corrientes mínimas de falta.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se adopta un valor de 0 Ω para las máximas y 30 Ω para las mínimas.

La mayoría de las fallas en las líneas de distribución (70 – 85%) son del tipo temporaria, el resto permanente. Una falla temporaria se extingue cuando se interrumpe la corriente, ya que la causa que la origina es transitoria por naturaleza. Por ejemplo, una rama de un árbol que toca un conductor, un pájaro que hace contacto entre fase y tierra, entre otras.

El sistema de distribución de Colón está puesto a tierra a través de un transformador trifásico de neutro, con el fin de poder detectar las fallas entre fases y tierra.

Estadísticamente se ha comprobado que la mayoría de las fallas en sistemas de distribución (más del 85%) se originan como fallas a tierra, posiblemente derivando después en fallas que involucren las otras fases. Este tipo de falla puede producir valores de corriente muy bajos, aún menores que la corriente de carga del sistema. Por esto es que para poder detectarlas, es necesario un método distinto que la simple medición de la corriente y su comparación con límites preestablecidos. Este método se basa en la descomposición en componentes simétricas² de las corrientes del sistema trifásico. Las fallas que involucran tierra contienen un elevado porcentaje de componentes de secuencia cero en la corriente, y esto se utiliza para la discriminación, ya que la corriente de carga está compuesta por secuencia positiva y eventualmente algo de secuencia negativa. Inclusive, ante una falla, se puede determinar si es a tierra ya que es el

² Ver Apéndice B



único tipo de falla que posee componentes de secuencia cero. De esta manera, se observa que la corriente de falla tiene componentes de secuencia distinta que la de carga, factor de discriminación para la detección de la falla por medio de los relés de sobrecorriente.

La característica de la protección de tierra puede ser de tiempo constante o de tiempo inverso, como las de fase.

Como se mencionó anteriormente, el REX 521 puede utilizar la conexión residual o la conexión toroidal de secuencia cero para sensar la corriente de neutro (I_0), pudiendo ser ajustada la protección de tierra más sensible que la de fase, al no ser afectada por la corriente normal de carga.

Para un seteo bajo, perdemos selectividad con las protecciones aguas abajo. Es por esto que se debe llegar a una solución de compromiso entre una protección sensible a las faltas a tierra en pos de la seguridad, y un ajuste no tan bajo para lograr la selectividad de las protecciones.

Como criterio de diseño se decide no habilitar la protección de tierra para los reconectores ubicados en las líneas rurales pero sí para las protecciones principales, que son los relés de los alimentadores de 13,2 KV, coordinando con las protecciones aguas abajo.

Los alimentadores en cuestión, con sus líneas rurales, son:

- Alimentador 1
- Alimentador 2
- Alimentador 3
 - Línea Rural Sarasa 1
 - Línea Rural Sarasa 2
- Alimentador 4
 - Línea Rural Pearson
- Alimentador 5



5. DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

5.1 ELEMENTOS DE PROTECCION Y DE SECCIONAMIENTO EN LAS LINEAS Y SU UBICACIÓN EN EL SISTEMA

Al momento de realizar el diseño de la protección de un alimentador del sistema de distribución, el técnico en protecciones deberá considerar una serie de factores que serán, en su conjunto, los que determinen que tipos de elementos de protección deberá instalar y dónde ubicarlos. Entre estos factores, podemos mencionar:

La *topología de las líneas*, que darán un primer pantallazo para interpretar las líneas principales o troncales dentro del alimentador y las secundarias o ramales, que se derivan de las primeras.

Las *corrientes de carga y de cortocircuito*, que determinarán las máximas solicitaciones térmicas y dinámicas a que deberán estar sometidos y los ajustes y calibres.

Los *campos de difícil acceso a la línea y a los usuarios*. Muchas veces, generalmente en líneas rurales, se hace dificultoso el acceso a parte del tendido, como por ejemplo por la formación de una pequeña laguna a causa de abundantes lluvias y terreno bajo, y puede ser conveniente la instalación de seccionadores fusibles para que en caso de una falta en esa línea, constituya éste un punto de fácil y rápido acceso al personal técnico de la Cooperativa para su restitución.

El *tipo de usuarios conectados*. Hay usuarios a los que se deben tener una consideración especial, por presentar características particulares que hacen que sufran de una forma singular la falta de energía, ya sea por el período en que permanecen sin ella o bien por la secuencia de aperturas y cierres repetitivas, como sucede en el caso de la actuación de un reconector. Esto se aplica a hospitales, tambos, frigoríficos, algunas industrias con equipamiento sensible, entre otras.

De acuerdo a la *funcionalidad en la configuración del sistema de protecciones* también se define la ubicación de reconectores, fusibles y seccionadores.

Contemplando estos puntos, se adoptará como metodología definir para cada alimentador una "línea troncal" libre de fusibles. Se llamarán "ramales" a aquellas líneas que se deriven de la troncal, y al comienzo de cada ramal se colocarán fusibles. A la vez, si el ramal es muy extenso, se procede de igual manera, definiendo en este caso "sub-ramales" (Figura 5.1).

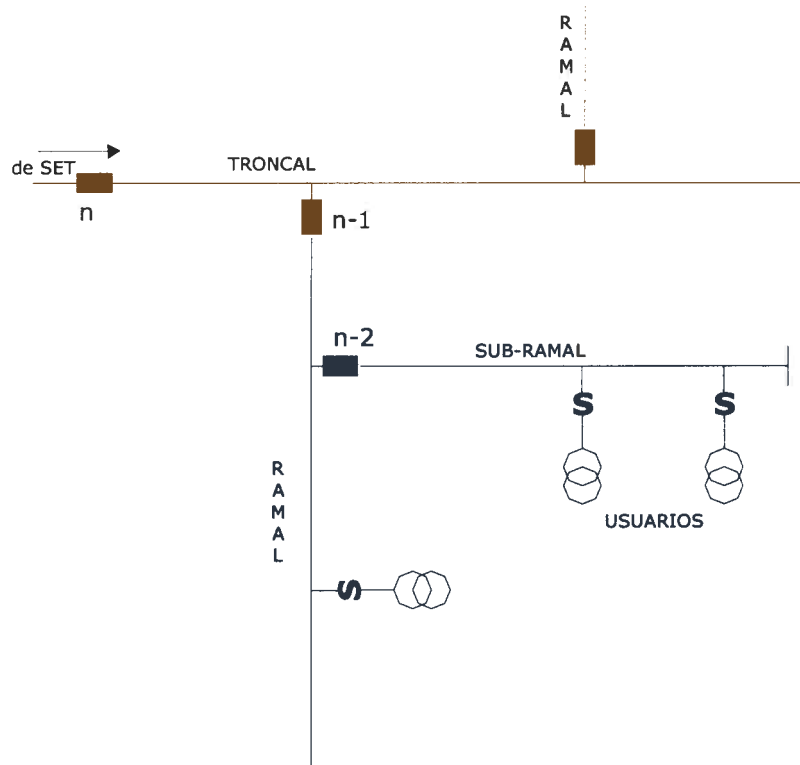


Figura 5.1 – Línea troncal y sus derivaciones

Si en la línea se decide la colocación de un reconectador, p.e. para una línea rural, este se ubicará en el inicio de la troncal, quedando entonces como protección primaria de la misma.

5.2 DESCRIPCION DE LOS ELEMENTOS Y CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN Y/O CALIBRACION Y AJUSTE

Previo a centrarnos al diseño de las protecciones propiamente dicho, se cree conveniente realizar una breve descripción de los elementos que van a tomar parte en la protección y coordinación del Sistema, desde la cabecera del alimentador hasta su usuario más alejado, señalando sus características y criterios para la selección.

Desde el interruptor en M.T., que en conjunto con el relé de sobrecorriente y los transformadores de corriente (TI) conforman la protección principal del alimentador, siguiendo por el reconectador como protección principal de una línea rural generalmente extensa y factible de sufrir elevadas salidas de servicio, especialmente durante tormentas o fuertes vientos, los seccionadores de maniobra por los cuales se puede agregar o separar una porción del sistema al principal, hasta llegar a los seccionadores autodesconectores tipo XS con sus fusibles asociados, que brindan protección primaria a los elementos del sistema y son además protecciones principales de derivaciones de líneas, todos debidamente

ubicados en el Sistema, correctamente seleccionados y calibrados, otorgan al Sistema una adecuada protección.

5.2.1 Relés de Sobrecorriente

Estos dispositivos son utilizados en los sistemas de potencia para detectar fallas de cortocircuitos o sobrecargas, y efectuar una acción correctiva, como provocar la apertura de un interruptor para el despeje de la misma.

Los relés pueden ser electromecánicos, electrónicos (de estado sólido) o microprocesados (digital/numéricos), y basan su funcionamiento en sensar por medio de transformadores de intensidad las corrientes del sistema a proteger y si exceden los valores previamente seteados por una cantidad de tiempo también definida, mandan la orden de apertura del interruptor asociado.

5.2.1.1 Conexiones para la Medición de Corriente

Los transformadores de corriente de las tres fases se conectan al relé como se muestra en la Figura 5.2.

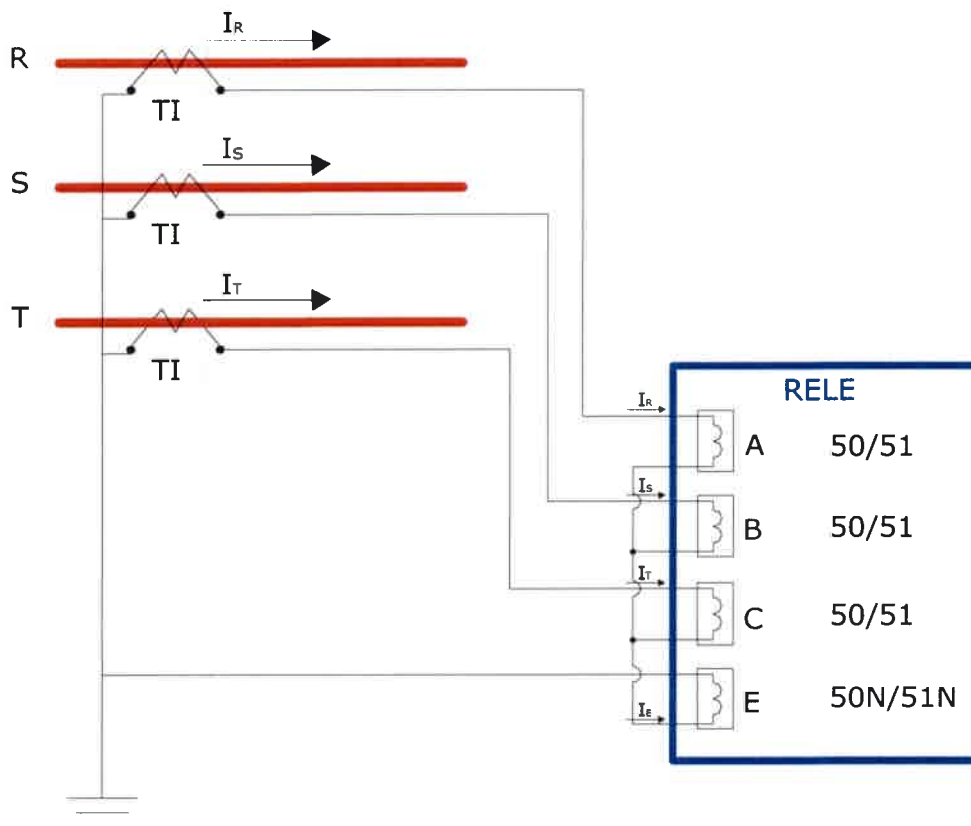


Figura 5.2 – Diagrama de conexión de la configuración estándar con tres TI's en conexión residual

La corriente de neutro puede ser medida mediante una conexión residual por medio de los tres TI de fase, como en la Figura 5.2, o también a través de un TI toroidal de secuencia cero (core balance), enhebrando dentro de su núcleo a los tres conductores de fase (Figura 5.3). Esta última tiene la ventaja de una mayor precisión debido a que se mide la verdadera corriente residual, como resultado de la suma del flujo producido por las tres fases, mientras que en la conexión residual cualquier error en las características de los TI se traduce como una falsa corriente residual. La primera puede ser usada en los casos de corrientes a tierra elevadas y moderados requisitos de sensibilidad, y presenta la ventaja de un menor costo en la instalación, al no necesitar un cuarto TI. La precisión en la medición dependerá del grado de similitud eléctrica entre los tres TI de fase.

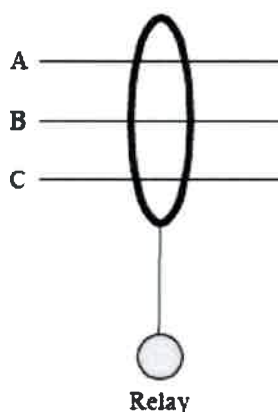


Figura 5.3 – Transformador de secuencia cero

Los relés de sobrecorriente instalados por TRANSBA son del tipo microprocesados, marca ABB, modelo REX 521. Este es un relé de protección para alimentadores, para sistemas radiales, protección contra sobrecorrientes entre fases y a tierra, con recierre automático. Para sistemas con neutro aislado de tierra, rígidamente puesto a tierra, y también a través de impedancias.



Figura 5.4 – Relé REX 521

En el Anexo III se muestra el diagrama de conexión.

El relé debe poseer *certeza* de operación correcta en respuesta a una falla en el Sistema (fiabilidad), y habilidad de *evitar* la operación no deseada con o sin faltas (seguridad).

El relé ofrece la posibilidad de ajustar una curva tiempo inverso o un seteo tiempo definido, en nuestro caso, decidimos emplear la primera, considerando una curva que imite en lo posible las protecciones con las cuales debe coordinar, en este caso, reancladores y fusibles.

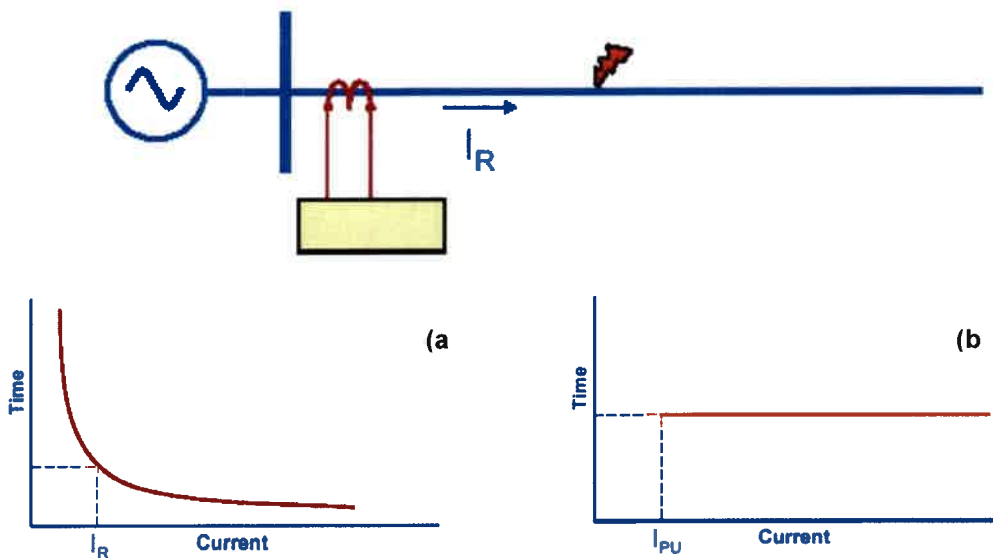


Figura 5.5 – Características tiempo inverso (a) y tiempo definido (b)

Algunos Datos Técnicos:

Entradas de energía:

Frecuencia: 50/60 Hz

Entrada de Corriente: 1/5A

Impedancia de entrada: $<100, <20 \text{ m}\Omega$

Fuente de energía auxiliar:

Voltaje de entrada AC: 110/120/220/240 V

Voltaje de entrada DC: 110/125/220 V

El relé forma parte de un conjunto de elementos que interactúan para cumplir el propósito de proteger, que son:

- Relé
- Los sensores (TI)
- El interruptor



5.2.2 Transformadores de Corriente (TI)

Los transformadores de intensidad (TI) son los encargados de sensar los valores de corriente del lado primario de los alimentadores de distribución, para el funcionamiento de los elementos de protección. Por lo tanto, debe ponerse el mayor cuidado en su elección, adoptando siempre los que resulten más adecuados para un caso dado.

Otra función importante que cumplen los TI es aislar los circuitos primarios de potencia de los equipos de protección, por lo que deben poseer el nivel de aislación necesario entre el circuito primario y secundario.

5.2.2.1 Criterios Adoptados para la Selección

Tipo

Se emplearán TI de BT, de ventana (toroidales), para ser enhebrados en los cables de MT a la entrada de las celdas de los interruptores. Esto es factible debido a que la aislación necesaria entre los TI y los cables de MT la provee el mismo cable.

Y obtenemos de esta forma una celda de protección (interruptor + relé + TI) más compacta y de menor costo que al utilizar TI de MT.

Los TI a emplear serán de medición ($F_s < 5$), siempre que verifique la no pérdida de la linealidad para los valores de la I_{cc} máxima prevista en el punto de instalación. La corriente leída por el relé de protección será también en un futuro la información *on line* de la carga de los alimentadores, cuando se implemente un sistema SCADA en el Sistema de Distribución.

Clase

Se adoptan transformadores de intensidad Clase 1, como los usados en medidas industriales.

Datos del Sistema:

$$V_n = 13200 \text{ V}$$

$$I_{cc \text{ máx } p} = 6,317 \text{ KA (cc trifásico en Barra 13,2 KV)}$$

Corrientes de Carga Máxima de los Alimentadores (registradas)				
ALIM 1	ALIM 2	ALIM 3	ALIM 4	ALIM 5
115 A	141 A	82 A	131 A	127 A

Tabla 5.1 – Corrientes de carga máxima registradas de los Alimentadores



5.2.2.2 Especificaciones Técnicas de los TI a Seleccionar

Tensión de Servicio: <1 KV

Intensidad Nominal Secundaria: 5 A

Determinación de la corriente nominal primaria:

Según las reglas del arte de la profesión, suele preferirse que la corriente nominal de la red en la que está instalado un TC esté comprendida entre el 40 y el 100% de la corriente primaria asignada del TC.

Siguiendo esta recomendación, tenemos:

	ALIM 1	ALIM 2	ALIM 3	ALIM 4	ALIM 5
40% →	115A	141A	82A	131A	127A
100% →	287,5A	352,5A	205A	327,5A	317,5A

Tabla 5.2 – Límites recomendables para la I_{np} de los TI para los Alimentadores

Adoptamos como primera aproximación una relación 300/5 para los Alim 1, 2, 4 y 5, y de 200/5 para el Alim 3. Luego debemos verificar la linealidad de los TI para la corriente permanente de cortocircuito.

5.2.2.3 Verificación de la Linealidad de los TI para la Corriente Permanente de Cortocircuito y Determinación de la Potencia Nominal de Precisión (S_n) y el Factor de Seguridad (F_s)

Se verifica que la potencia nominal del TI supera al consumo de potencia de los circuitos CT del relé más el efecto Joule en los conductores.

Datos:

Del relé REX 521:

Consumo de potencia de los circuitos CT: < 0,5 VA para $I_n = 5 A$

Del TI:

Resistencia del arrollamiento secundario $R_{TI} = 0,2 \Omega$

De la conexión entre el TI y el relé (consumo en los cables):

$$[VA] = K \cdot \frac{L}{S} \text{ , siendo:}$$

$K = 0,5$ para TI's «x/5 A» (secundario 5 A),

$K = 0,02$ para TI's «x/1 A» (secundario 1 A),

L (m) = longitud total de cable desde el TI hasta el aparato (ida y vuelta),

s (mm^2) = sección de los cables de conexión de cobre.



Considerando un cable de 6 mm² de Cu, aislado en PVC, con una longitud de 4 mts entre TI y relé:

$$\text{Potencia disipada en el cable, para } I_{2n} = 5 \text{ A} \rightarrow 0,5 \cdot \frac{8m}{6mm^2} = 0,67 \text{ VA}$$

El consumo total:

$$P_{\text{circuito}} = P_{\text{cable}} + P_{\text{relé}} = 0,67 \text{ VA} + 0,5 \text{ VA} = 1,17 \text{ VA}$$

Carga (en Ω) que se le puede conectar al TI \rightarrow Burden = S_n / I_n^2

Proponemos $S_n = 10 \text{ VA}$

$$\rightarrow \text{Burden} = 10 \text{ VA} / 25 \text{ A} = 0,4 \Omega$$

Carga (en Ω) que le conectamos al TI:

$$S = 1,17 \text{ VA}$$

$$1,17 \text{ VA} / 25 \text{ A} = 0,047 \Omega$$

Veces en que se ve aumentada la corriente de saturación del TI:

$$0,4 \Omega / 0,047 \Omega = 8,55 \text{ veces}$$

Si $F_s < 5 \rightarrow$ supongamos que $F_s = 3$

$$F_s = 3 \rightarrow F_s' = 3 \times 8,55 = 25,65$$

$$F_s' = I_{LP} / I_p \rightarrow I_{LP} = 25,65 I_p$$

Significa que el TI 300/5 mantiene su precisión de Clase 1 hasta 25,65 x 300 A = 7,695 KA, y el TI 200/5 hasta 25,65 x 200 A = 5,130 KA.

Se seleccionan, de manera estandarizada para todos los alimentadores, la relación 300/5, de potencia de precisión de 10 VA y $F_s < 5$, asegurando que para todas las corrientes de cortocircuito permanente en el sistema no se van a saturar.

5.2.2.4 Verificación por Intensidad Térmica (I_{ter}) y de Cortocircuito Asignadas (kA)

La corriente de cortocircuito genera sobre el transformador un efecto térmico y otro dinámico, ambos de vital importancia. El efecto térmico se compensa colocando la sección necesaria de los bobinados para soportar el efecto Joule durante 1 segundo. El efecto dinámico es bien resistido en los transformadores de aislación sólida, pero debe ser previsto con el correcto aislamiento y sujeción de espiras primarias y secundarias.



- 1- *Cerrado*, debe ser un buen conductor. Además debe soportar los esfuerzos electrodinámicos de la máxima corriente de cortocircuito hasta que se produzca la apertura del dispositivo de protección correspondiente.
- 2- *Abierto*, debe ser un buen aislador. Soportando inclusive las sobretensiones atmosféricas y de maniobra.
- 3- *Abrir el circuito*, interrumpiendo la circulación de corriente para la que fue diseñado rápidamente y en cualquier instante.
- 4- *Cerrar el circuito en forma rápida*, aún cuando esté presente en el sistema la máxima corriente de falla posible.

5.2.3.1 Criterios de Selección

Tensión nominal y máxima de servicio

Durante las condiciones normales de operación de un sistema la tensión no es constante, por lo que los fabricantes deben garantizar la correcta operación del interruptor a la tensión máxima de diseño, por lo general mayor a la tensión nominal de operación.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el máximo valor de tensión para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión al cual el interruptor puede operar.

Corriente nominal

La corriente nominal de un interruptor es el valor eficaz de la corriente para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites de elevación de temperatura.

Frecuencia nominal

Es la frecuencia a la cual está diseñado el interruptor para operar y que corresponde a la frecuencia del sistema al cual se va a conectar.

Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica

Después del instante de la falla, la corriente de cortocircuito decae de un alto valor inicial (corriente máxima asimétrica de cortocircuito, I_s), la cual produce efectos electrodinámicos, a un valor sostenido (corriente permanente de cortocircuito, I_k)³. Además hay que agregar el tiempo propio de los relés que envían la señal de apertura al interruptor después de la iniciación del cortocircuito, por lo que el valor real de la corriente interrumpida es menor que el valor inicial.

³ Directrices VDE 0102.



$$I_k = 6,317 \text{ KA}$$

$$I_s = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_k$$

$$\frac{R}{X} = \frac{0,10\Omega}{1,32\Omega} = 0,073$$

$$\Rightarrow I_s = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,317 \text{ KA} = 16,033 \text{ KA}$$

Corriente admisible de corta duración

Es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrado sin sufrir daño para intervalos de tiempos cortos especificados, por lo general 1 o 4 segundos.

Capacidad de cierre en cortocircuito

Este valor caracteriza la capacidad de un interruptor para cerrar sus contactos en condiciones de cortocircuito en el sistema.

Es el valor eficaz de la corriente total (incluyendo componentes de C.C. y C.A.) y que se miden de la envolvente de la onda de corriente en su primer valor cresta, I_s .

Método de extinción del arco

Cuando los contactos de un interruptor se abren, es necesario favorecer la extinción del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos, de manera que la rigidez dieléctrica entre éstos sea superior a la tensión de reestablecimiento. Para facilitar la extinción del arco, se busca aumentar la separación y disminuir la temperatura.

La recuperación de la rigidez dieléctrica se obtiene alejando lo más rápidamente posible los contactos y sustituyendo el gas ionizado producto del arco eléctrico, con algún material aislante. Este material puede ser aire, aire comprimido a una presión determinada o algún otro tipo de gas a presión como por ejemplo el hexafluoruro de azufre (SF6), puede ser también aceite mineral o bien se puede crear el vacío.

Por sus interesantes características para la extinción del arco, particularmente el elevado valor de rigidez dieléctrica y la elevada velocidad de recuperación de la misma cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico, se selecciona la interrupción por medio de SF6.

5.2.3.2 Interruptor Seleccionado

SF1 de Schneider, incorporado en una celda de la gama **SM6 24** tipo **DM1**, equipada con interruptor automático y seccionador de aislamiento.

Tensión asignada (KV): 24

Corriente nominal (A): 630

Frecuencia nominal (Hz): 50

Máxima capacidad de apertura (KA): 20

Corriente admisible de corta duración (KA/3 s): 20

Capacidad de cierre en cortocircuito: $I_{corte} = 2,5 \times I_{1\text{ seg}} = 2,5 \times 20\text{KA} = 50\text{KA}$



Figura 5.6 – Celda DM1 de la gama SM6 de Schneider, mostrando interruptor, seccionador, acometida de cables y salida a barras

5.2.4 Reconectores

El reconector se define como un dispositivo con la suficiente inteligencia para sensor valores de corriente, interrumpirlas cuando superan un determinado valor en un tiempo prefijado y reconectar automáticamente luego de un valor de tiempo fijo. Dado que se puede restablecer rápidamente el suministro en las áreas afectadas, se reduce el tiempo de cortes e interrupciones del servicio y, en consecuencia, las utilidades aumentan.

La gran particularidad que presentan los reconectores es la posibilidad de combinar actuaciones rápidas con lentas, logrando, en su interacción con los fusibles, una interesante secuencia de operación.



Hoy los consumidores están demandando menores cortes de electricidad y tarifas más bajas. Utilizando estos equipos de tecnología avanzada, se reducen los costos operativos, se incrementan las ganancias debido a menores cortes de energía, y las inversiones de capital podrán ser diferidas a través de un mejor manejo de las redes existentes.

5.2.4.1 Funcionamiento

Si la falla es *temporaria*, el reconectador automáticamente recierra para reestablecer el servicio y luego se resetea para otra serie de operaciones. Si la falla es *permanente*, el reconectador abre y el mecanismo se bloquea luego del primer, segundo, tercer o cuarto disparo, dependiendo del seteo. Una vez bloqueado, el reconectador debe ser reseteado manualmente para reestablecer el servicio.

Las secuencias de operación del reconectador pueden ser todas rápidas, todas retardadas, o una combinación de rápidas seguida por lentas. Las rápidas (sin retardo intencional en la interrupción de corriente) son utilizadas para despejar las faltas transitorias antes que los fusibles de los ramales de líneas sean dañados. Las lentas (retardo inversamente proporcional a la magnitud de la falla) son usadas para permitir que la corriente de falla fluya lo suficiente como para que sea despejada por el fusible en la cabecera del ramal de línea. De esta forma el reconectador restablece el servicio al Sistema, dejando fuera a la porción del mismo en donde está la falla.

5.2.4.2 Criterios para la Selección

Para la selección del reconectador, se tienen en cuenta las siguientes especificaciones técnicas:

- Corriente de servicio (I_n) (A)
- Tensión nominal máxima del Sistema ($V_{n \max}$) (KV)
- Frecuencia del Sistema (Hz)
- Capacidad máxima simétrica de interrupción (kA)
- Tensión de impulso (BIL) (1,2/50 μ seg)
- Medio de interrupción: SF6 / ACEITE / VACÍO
- Tipo: MONOFASICO / TRIFASICO
- Tipo de control: HIDRAULICO / ELECTRONICO / MICROPROCESADO
- Control de apertura y cierre remotos

5.2.4.3 Criterios de Aplicación

Para la elección de las características nominales del reconectador, deben considerarse en la forma convencional los siguientes factores:

- Tensión del Sistema
- Corriente máxima de cortocircuito
- Corriente de carga máxima
- Detección de la corriente de falla a tierra
- Corriente de falla mínima
- Coordinación con otros dispositivos

En la Cooperativa ya se cuenta con un reconectador en servicio, que se va a seguir utilizando si se verifican sus características a las nuevas condiciones de falla. Se trata de un reconectador electrónico Mc Graw, con bobina de 50 A.

Por lo tanto, se deberán adquirir dos más, para lograr los tres que se van a instalar en el Sistema.

En el Anexo IV se describen los reconectadores Mc Graw y NU*LEC Serie N. Este último, de avanzada tecnología, se proyecta ser instalado en el Sistema.

En la Tabla 5.3 se muestran las corrientes de carga máximas y las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los puntos a instalar reconectadores, que se deben considerar al momento de su selección.

LINEA	I _{carga máx}	I _{k máx RECO}	I _{k mín TRONCAL}
PEARSON	48,35 A	1761 A	145 A
SARASA 1	8,24 A	2496 A	151 A
SARASA 2	22,01 A	5397 A	141 A

Tabla 5.3 – Corrientes de carga max y de cortocircuitos en los pto. a instalar los reco

5.2.4.4 Selección de los Reconectadores a Instalar en los Puntos Definidos

Línea Pearson → McGraw, V6H, bobina 50 A, $I_{cu} = 2 \text{ KA}$

Línea Sarasa 1 → NuLec, N24, $I_n = 630 \text{ A}$, $I_{cu} = 12,5 \text{ KA}$

Línea Sarasa 2 → NuLec, N24, $I_n = 630 \text{ A}$, $I_{cu} = 12,5 \text{ KA}$

5.2.5 Seccionadores Unipolares a Cuchillas

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en

general se hace sin corriente, ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo en los sistemas es necesario ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo, y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Es un equipo para distribución diseñado para brindar un óptimo rendimiento bajo las más severas condiciones de carga y cortocircuito, cumpliendo estrictamente con todos los requisitos impuestos por los actuales sistemas de distribución y normas IEC 129.

Deberán:

- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las cuchillas, especialmente en los contactos.
- Soportar por un tiempo especificado (generalmente 1 segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad.



Figura 5.7 – Seccionador unipolar a cuchilla

Viene provisto de ganchos adecuados para su accionamiento con pértiga normal o herramienta loadbuster.

Las cuchillas son de cobre, paralelas y los contactos son del tipo lineal de alta presión de contactos autolimpiantes.

5.2.5.1 Criterios de Selección

- Tensión nominal: 13,2 KV
- Tensión máxima de servicio: 15 KV
- Corriente nominal: 400 A
- Corriente de corta duración: 15 KA/1 seg

- Corriente límite dinámica (valor cresta): 40 KA

5.2.5.2 Seccionadores Seleccionados

Los seccionadores usados para las líneas 13,2 KV serán modelo AC15-400⁴, de 400 A nominales.

5.2.6 Seccionador Autodesconector y Fusible de Expulsión

La concepción técnica de un seccionador autodesconector y el elemento fusible conforman una unidad funcional.



Figura 5.8 – Seccionador autodesconector tipo XS

MODELO ⁵	TENSION NOMINAL KV	INTENSIDAD NOMINAL A	CAPACIDAD DE INTERRUPCION KA ASIM	NIVEL DE AISLACION (BIL) KV	DISTANCIA DE FUGA A TIERRA mm	TENSIÓN DE ENSAYO A FRECUENCIA INDUSTRIAL KV
BS 15-100-10	15	100	10	95	216	40
BS 15-100-16	15	100	16	95	216	40
BS 27-100-12	27	100	12	125	292	42
BS 27/33-100-8	27/33	100	8	150	432	65
BS 33-100-8	33	100	5	170	660	75

Tabla 5.4 – Características eléctricas de los seccionadores autodesconectores

Los dos subconjuntos destinados a la extinción del arco son el tubo portafusible del seccionador y el tubo fusible del elemento fusible; el primero destinado a interrumpir fallas de alta magnitud de corriente

⁴ Denominación según CAVANNA, o su similar en otra marca.

⁵ Según catálogo CAVANNA

(mayores a 1000 A), provocando ante altas corrientes un violento desfogue y de esta forma controlando el reencendido del arco; y el segundo a controlar las fallas pequeñas y la tensión de recuperación.

El tubo tiene un dispositivo de contacto de manera que cuando el fusible se funde los contactos se separan haciendo caer al tubo, de manera que se pueda observar físicamente la operación.

El equipo viene provisto con ganchos para accionamiento con herramienta loadbuster y ojales para operación y montaje a pértiga. En la Tabla 5.4 se muestran las características eléctricas para los seccionadores marca CAVANNA.

Comercialmente se encuentran principalmente cinco velocidades para los fusibles de expulsión, que son Std, K, T, QR y N.

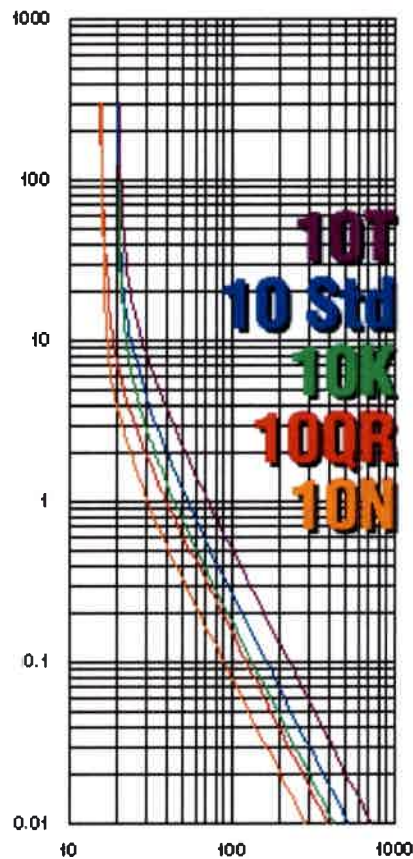


Figura 5.9 – Principales curvas de actuación de los fusibles de expulsión

5.2.6.1 Selección del Elemento Fusible y Seccionador Autodesconectador

Una vez seleccionado el elemento fusible adecuado, de acuerdo al elemento que debe proteger y con la selectividad buscada en el sistema, el mismo debe ser instalado en el seccionador autodesconectador adecuado a la tensión, corriente de línea y capacidad de corte necesaria.



La Tabla 5.5 posibilitará una selección apropiada⁶.

Tensión nominal ↓	Capacidad de corte KA RMS Asimétricos (KA RMS Simétricos)			
	100 A		200 A	
Corriente nominal →	95	125	170	125
Nivel básico de aislación (BIL) →	89031	89032	89053	89072
Modelo →	16 (10,6)	12 (8)		10 (7,1)
13,2 KV		12 (8)		10 (7,1)
13,2 / 25 KV			12 (8)	
33 KV			2 (1,4)	
13,2 / 25 KV (*)				

(*) Modelo 89031/3e

Tabla 5.5 – Selección de Seccionadores Autodesconectores tipo XS

5.3 AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES

5.3.1 Procedimiento para Selección de los Fusibles en Cabeceras de Ramales y Sub-Ramales: Coordinación Fusible – Fusible

Para la selección de los fusibles a instalar en la cabecera de los ramales de distribución, se consideran los siguientes puntos:

1. Que la curva de mínima actuación del fusible verifique:

$I_{\min_act_fus} > 1,5 \times I_{carga_max_n-1}$ → verificación por carga, siendo 1,5 el coeficiente de seguridad adoptado

2. Que la curva de tiempo máximo de despeje del fusible verifique:

$I_{\max_fus} < I_{cc_min_Ramal_n-1}$ → sensibilidad a la mínima corriente de cortocircuito

3. el límite máximo de coordinación entre los fusibles n-1 y n-2 sea mayor a la $I_{cc_max_n-2}$ [entre dos fusibles adyacentes, se debe dejar un calibre por medio como mínimo, para que tengamos selectividad entre ellos (regla empírica)]. → selectividad
4. Siempre que sea posible, se buscará estandarizar dos valores de calibre, para la protección n y n-1, siempre que verifique las demás condiciones mencionadas → estandarización
5. para los fusibles n-2, coordinar con las protecciones (fusibles) que protegen a los transformadores de distribución y rurales.

Siempre que se verifiquen los puntos mencionados, definimos los siguientes calibres para los fusibles de las líneas rurales:

⁶ Para modelos marca FAMMIE FAMI S.A.

- p/ ramales → S25A
- p/ sub-ramales → S5A - S10A

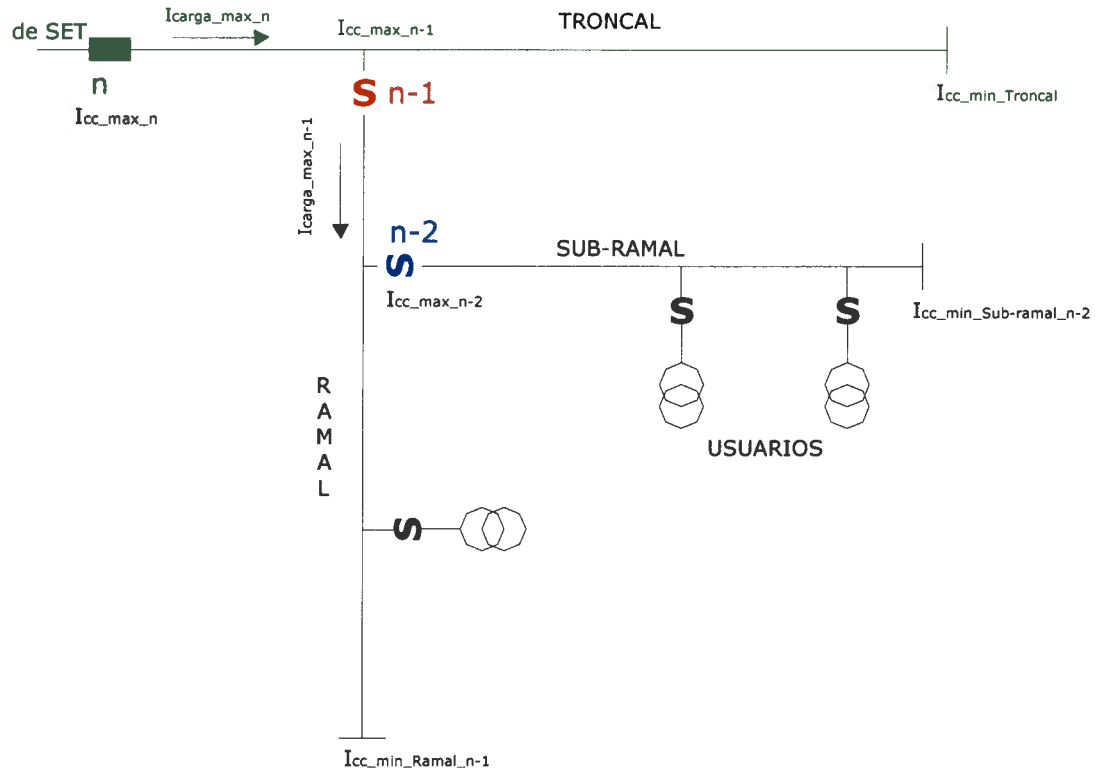


Figura 5.10 – Selectividad entre fusibles n-1 y n-2

Calibre lado carga	Corriente Límite de Coordinación en Amperes											
	5	7	10	15	20	25	30	40	50	65	80	100
1	130	260	400	650	830	980	1250	1700	2100	2600	3300	4250
2	110	245	400	650	830	980	1250	1700	2100	2600	3300	4250
3	80	230	390	650	830	980	1250	1700	2100	2600	3300	4250
5		170	380	650	830	980	1250	1700	2100	2600	3300	4250
7			280	590	790	960	1200	1700	2100	2600	3300	4250
10				470	100	900	1150	1650	2050	2550	3300	4250
15					400	680	1000	1550	2000	2500	3300	4250
20						370	840	1450	1900	2400	3150	4200
25							550	1300	1800	2300	3100	4200
30								1000	1600	2200	3000	4000
40									1000	1800	2750	3800
50										1050	2300	3600
65											1550	3200
80												2200
100												

Tabla 5.6 – Coordinación de fusibles tipo S dada la corriente nominal

Siguiendo el ejemplo anterior, la coordinación entre el fusible del ramal SAR2_2 (n-1) y el ubicado en el inicio del sub-ramal B-D y B-C (n-2) sería:

n-2 → S5A
n-1 → S25A } Coordinan hasta 980 A, que supera a la $I_{cc\ max}$ de ambos sub-ramales, 725 A.

5.3.2 Coordinación Reconectador – Fusibles en Cabecera de Ramales (Respuesta de los Fusibles ante Cargas Repetitivas)

Recordemos que, para el fusible del lado de la carga (aguas abajo), este debe ser capaz de soportar una o dos operaciones rápidas del reconectador sin fusionarse, luego de las cuales debe operar, antes de que el reconectador desconecte definitivamente.

Para el máximo valor de intensidad de falla para el que se requiere aplicación, el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible debe igualar o exceder el tiempo total de interrupción de la operación rápida del reconectador, multiplicado por el factor K. La magnitud de este factor depende del número de operaciones rápidas y del tiempo de recierre entre las operaciones rápidas. En la Tabla 5.7 se detallan los factores de multiplicación "K".

Tiempo de recierre [seg]	Factores de multiplicación "K"	
	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
0,5	1,2	1,80
1,0	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
2,0	1,2	1,34

Tabla 5.7 – Factores de multiplicación K para coordinación reco - fus

Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de la línea protegida por el elemento fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje demorado del reconectador.

5.3.2.1 Criterios Adoptados para la Determinación de los Valores de Ajuste del Reconectador

1. Se establece, para un ciclo de reconexión 2 FAST + 2 DELAY para los reconectores microprocesados, siendo 2 FAST + 2 DELAY el ciclo propio del reconectador McGraw.
2. Se ajustan los seteos de FASE solamente.



3. Que la curvas del fusible n-1 se ubique, en la hoja tiempo/corriente, entre la fast y la delay del reconectador dentro de los límites de coordinación (Figura 5.10).

Ajuste del elemento $I_{>}$:

4. Que las curvas de actuación del reconectador verifiquen:

$I_{>Reco} \geq 1,5 \times I_{carga_max_n}$ → verificación por carga, siendo 1,5 el coeficiente de seguridad adoptado

$I_{>Reco} = I_{cc_min_Troncal} / k_s$; $k_s > 1$ → sensibilidad a la mínima corriente de cortocircuito de la troncal

$I_{>Reco} = I_{cc_min_Ramal_n-i} / k_s$; $k_s > 1$ → sensibilidad a la mínima corriente de cortocircuito del ramal n-i

Selección del tipo de curva:

5. Que la curva de ajuste **DELAY** del reconectador verifique:

Que esté por encima, en la gráfica tiempo/corriente, que la del fusible de la protección n-1, para el rango de corrientes de cortocircuito sobre el ramal.

Que el límite de coordinación entre el reconectador y el fusible n-1 sea mayor a la $I_{cc_max_n-1}$

6. Que la curva de ajuste **FAST** (multiplicada por el factor K) del reconectador verifique:

Que esté por debajo, en la gráfica tiempo/corriente, que la del fusible de la protección n-1, para el rango de corrientes de cortocircuito sobre el ramal.

Ajuste del elemento $I_{>>}$:

Que el seteo de $I_{>>}$ cumpla:

$I_{>>Reco} \geq k_i \times I_{cc_max_n-1}$ $k_i \approx 1,1 - 1,3$

$t_{>>} = 0$ seg. → apertura instantánea, la protección n debe despejar lo más rápido posible cualquier falla en la zona n - n-1, (protección primaria).

Siguiendo estas premisas, la coordinación entre los fusibles de los ramales y los reconectadores ubicados en el inicio de la troncal sería:

5.3.2.2 Coordinación Reco Sarasa 1 – Fusible

Reconectador: Nulec N24

Ciclo: 2 Fast + 2 Delay

Corriente mínima de disparo: 10 A

Tiempos de reconexión: 1 – 1 – 2 – 10 seg

Capacidad de ruptura: 12,5 KA

Fusible cabecera de ramales: S25A

$I_{\text{carga max}} = 8,24 \text{ A}$

$I_{\text{cc max Troncal}} = 2496 \text{ A}$

$I_{\text{cc min Troncal}} = 151 \text{ A}$

$I_{\text{cc min ramal n-i}} = 95 \text{ A}$

	Coordinación con Fus S25A						
	SA1_2	SA1_3	SA1_4	SA1_5	SA1_6	SA1_7	SA1_8
$I_{\text{ carga max ramal}}$	0,94	0,43	0,68	1,09	0,37	0,53	379
$I_{\text{cc max ramal}}$	1820	1526	1152	913	707	582	0,94
$I_{\text{cc min ramal}}$	104	136	205	168	177	119	95

Tabla 5.8 – Corrientes de carga máx. y cortocircuito de los ramales de la línea Sarasa 1

Umbral I>

$$I_{> \text{Reco}} \geq k \times I_{\text{carga max}} = 1,5 \times 8,24 \text{ A} = 12,36 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{> \text{Reco}} = 90 \text{ A}$

$$I_{> \text{Reco}} = I_{\text{cc min Troncal}} / K_s ; K_s \geq 1 \rightarrow K_s = 151 \text{ A} / 90 \text{ A} = 1,68$$

Selección de la Curva FAST

Se elige la curva C02 (Definida por el usuario) con TMS = 0,025

$$p/ \text{ Fus S25A: } p/ 1820 \text{ A (SA1_2)} \rightarrow T_{\text{min fusión Fus}} = 10 \text{ ms}$$

$$T_{\text{min fusión Fus}} \geq T_{\text{Reco (FAST)}} \times K$$

$$\rightarrow 10 \text{ ms} \geq 4 \text{ ms} \times 1,35 = 5,4 \text{ ms} \quad \rightarrow \text{SI se cumple}$$

Selección de la Curva DELAY

Se elige la curva EI30XDT (similar a la caract del fusible) con TMS = 0,150

$$p/ \text{ Fus S25A: } p/ 1820 \text{ A (SA1_2)} \rightarrow T_{\text{max despeje Fus}} = 18 \text{ ms}$$

$$T_{\text{Reco (DELAY)}} = 29 \text{ ms} > 18 \text{ ms} \rightarrow \text{Verifica}$$

Umbral I>> (Instantáneo)

$$I_{>> \text{Reco}} \geq k_i \times I_{\text{cc ext Max n-1}} = 1,1 \times 1820 \text{ A} = 2002 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{>> \text{Reco}} = 2000 \text{ A}$

5.3.2.3 Coordinación Reco Sarasa 2 – Fusible

Reconectador: Nulec N24



Ciclo: 2 Fast + 2 Delay

Corriente mínima de disparo: 10 A

Tiempos de reconexión: 1 – 1 – 2 – 10 seg

Capacidad de ruptura: 12,5 KA

Fusible cabecera de ramales: S25A

$I_{\text{carga max}} = 22,01 \text{ A}$

$I_{\text{cc max Troncal}} = 5397 \text{ A}$

$I_{\text{cc min Troncal}} = 141 \text{ A}$

$I_{\text{cc min ramal n-i}} = 97 \text{ A}$

	Coordinación con Fus S25A							
	SA2_1	SA2_2	SA2_3	SA2_4	SA2_5	SA2_6	SA2_7	SA2_8
$I_{\text{ carga max ramal}}$	1,85	1,33	4,76	0,60	1,50	4,08	1,14	1,67
$I_{\text{cc max ramal}}$	3193	1853	1269	1148	1007	609	393	325
$I_{\text{cc min ramal}}$	185	173	126	195	163	146	97	109

Tabla 5.9 – Corrientes de carga máx. y cortocircuito de los ramales de la línea Sarasa 2
Umbral $I_{>}$

$$I_{> \text{Reco}} \geq k \times I_{\text{carga max}} = 1,5 \times 22,01 \text{ A} = 33,01 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{> \text{Reco}} = 90 \text{ A}$

$$I_{> \text{Reco}} = I_{\text{cc min Troncal}} / K_s ; K_s \geq 1 \rightarrow K_s = 141 \text{ A} / 90 \text{ A} = 1,57$$

Selección de la Curva FAST

Se elige la curva C02 (Definida por el usuario) con TMS = 0,025

p/ Fus S25A: p/ 3193 A (SA2_1) → $T_{\text{min fusión Fus}} = 10 \text{ ms}$

$$T_{\text{min fusión Fus}} \geq T_{\text{Reco (FAST)}} \times K$$

→ $10 \text{ ms} \geq 4 \text{ ms} \times 1,35 = 5,4 \text{ ms}$ → SI se cumple

Selección de la Curva DELAY

Se elige la curva EI30XDT (similar a la caract del fusible) con TMS = 0,150

p/ Fus S25A: Límite max de coordinación p/ 2456 A (SA1_2) → $T_{\text{max despeje Fus}} = 16 \text{ ms}$

entonces, introducimos un escalón $I_{>>}$ temporizado:

Umbral $I_{>>}$ (Temporizado)

$$I_{>> \text{Reco}} = 0,9 \times 2456 \text{ A} = 2210 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{>> \text{Reco}} = 2200 \text{ A}$

$T_{>>>Reco} (DELAY) = 20 \text{ ms} > 16 \text{ ms} \rightarrow \text{Verifica}$

Umbral $I_{>>>}$ (Instantáneo)

$I_{>>> Reco} \geq k_i \times I_{cc \text{ ext Max } n-1} = 1,1 \times 3193 \text{ A} = 3512 \text{ A}$

\rightarrow adoptamos $I_{>>> Reco} = 3600 \text{ A}$

5.3.2.4 Coordinación Reco Pearson – Fusible

Reconectador: Mc Graw 50A

Ciclo: 2 Fast + 2 Delay

Corriente mínima de disparo: 100 A

Tiempos de reconexión: 1 seg

Capacidad de ruptura: 2 KA

Fusible cabecera de ramales: T25A

Al comparar en la hoja de coordinación las curvas de fusibles desde 25 a 40 A, de velocidades S, K y T, se observa que es el calibre T25A, con las curvas A y C del reconectador, la que mejor coordina.

$I_{\text{carga max}} = 48,35 \text{ A}$

$I_{cc \text{ max Troncal}} = 1761 \text{ A}$

$I_{cc \text{ min Troncal}} = 145 \text{ A}$

$I_{cc \text{ min ramal } n-i} = 124 \text{ A}$

	Coordinación con Fus S25A						
	PE3	PE4	PE5	PE6	PE7	PE8	PE9
$I_{\text{ carga max ramal}}$	20,59	2,94	3,34	6,00	0,56	3,77	0,83
$I_{cc \text{ max ramal}}$	1594	1417	642	558	475	470	309
$I_{cc \text{ min ramal}}$	124	225	160	141	138	134	136

Tabla 5.10 – Corrientes de carga máx. y cortocircuito de los ramales de la línea Pearson

Umbral $I_{>}$

$I_{> Reco} \geq k \times I_{\text{carga max}} = 1,5 \times 48,35 \text{ A} = 72,5 \text{ A} < 100 \text{ A}$

\rightarrow se verifica $I_{> Reco} = 100 \text{ A}$

$I_{>Reco} = I_{cc \text{ min Troncal}} / K_s ; K_s \geq 1 \rightarrow K_s = 124 \text{ A} / 100 \text{ A} = 1,24$

Verificación de la Curva FAST (A)

p/ Fus T25A: p/ 1594 A (PE3) $\rightarrow T_{\text{min fusión Fus}} = 32 \text{ ms}$

$T_{\text{min fusión Fus}} \geq T_{\text{Reco (FAST)}} \times K$

→ $32 \text{ ms} \geq 34 \text{ ms} \times 1,35 = 45,9 \text{ ms}$ → NO se cumple

Selección de la Curva DELAY

Se elige la curva C, que presenta un mayor ΔT con respecto a la curva de máxima del fusible.

p/ Fus T25A: Límite máximo de coordinación para todas las corrientes

5.3.3 Coordinación Relé - Reconectador

Se debe coordinar entre los distribuidores a la salida de la subestación, protegidos con interruptor con su correspondiente relé, con los reconectadores instalados aguas abajo. Esto se da en los alimentadores #3 y #4.

Para coordinar el relé con las demás protecciones se deberá asegurar una coordinación selectiva entre este y el reconectador, lo cual implica una coordinación selectiva con el resto de los dispositivos de protección. Para que se verifique la coordinación será necesario regular al relé en una curva de actuación que se encuentre por arriba de la curva lenta del reconectador, separada una distancia mínima que verifique la coordinación. Como se trata de un relé electrónico, que posee tiempos de restauración del orden de los milisegundos, no es necesario analizar las curvas de tiempo acumulado del reconectador. En los tiempos de recierre, el relé vuelve a su posición de reposo (se resetea).

Para verificar la coordinación entre el relé y el reconectador, se procede a dibujar las curvas del reconectador y a seleccionar una curva para el relé, como se puede apreciar en la hoja de coordinación.

5.3.3.1 Determinación de los Valores de Ajuste del Relé

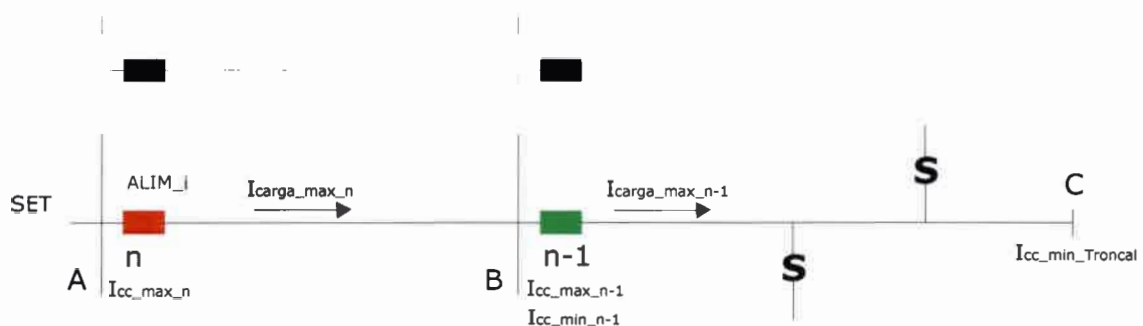


Figura 5.11 – Coordinación relé - reconectador

Umbral $I_{>n}$:

a) Verificación por carga:

$$I_{>n} \geq k \times I_{\text{carga_max_n}}$$

$I_{>n}$: corriente de arranque protección n

k: coeficiente de seguridad (=1,5)

$I_{\text{carga_max_n}}$: corriente de carga máxima del alimentador

b) Verificación de selectividad:

La corriente de arranque de cada elemento debe cumplir también:

$$I_{>n} \geq I_{>n-1}$$

c) Sensibilidad de la protección para el mínimo cortocircuito de la línea protegida:

$$I_{\text{cc_min_n-1}} \geq k_s \times I_{>n}$$

k_s : coeficiente de sensibilidad ($\approx 1,5$)

Si es factible, es conveniente verificar también esta sensibilidad para el cortocircuito mínimo en el extremo de la más larga de las líneas respaldadas.

$$I_{\text{cc_min_n-2}} \geq k_s \times I_{>n}$$

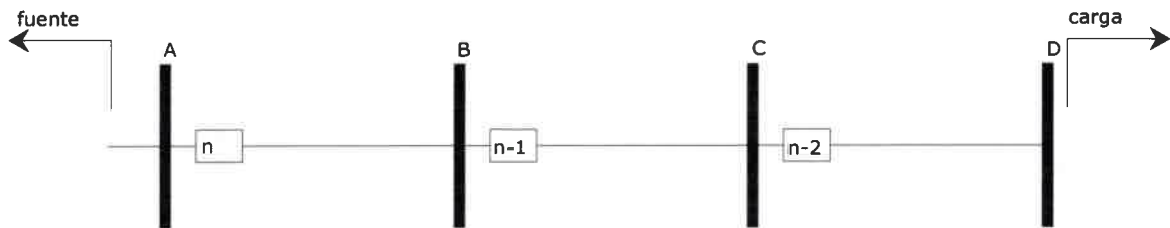


Figura 5.12 – Escalonamiento de las protecciones

Selección de la Curva:

- Con la $I_{\text{cc_max}}$ que circula por la protección $n-1$, determinamos el tiempo de operación T_{n-1} para este cortocircuito, utilizando la curva tiempo/corriente de esta protección (Figura 5.13).
- Se calcula el tiempo de operación que debe tener la protección n , siguiendo la ecuación:

$$T_n = T_{n-1} + \Delta T; \quad \text{donde } \Delta T \approx 0,3 - 0,5 \text{ seg.}$$

- Es aconsejable que cada protección copie el tipo de curva de las protecciones aguas abajo.

Umbral $I_{>>}$:

Para este nivel adoptamos la protección tipo tiempo constante (DT).

La coordinación de los disparos instantáneos (sin retardo incorporado) se realizará por nivel de corriente:

Para la protección n :

$$a) I_{>>}^n \geq k_i \times I_{\text{cc_ext_max}}^n; \quad k_i \approx 1,1 - 1,3$$

$I_{\text{cc_ext_max}}^n$: máximo cortocircuito en B

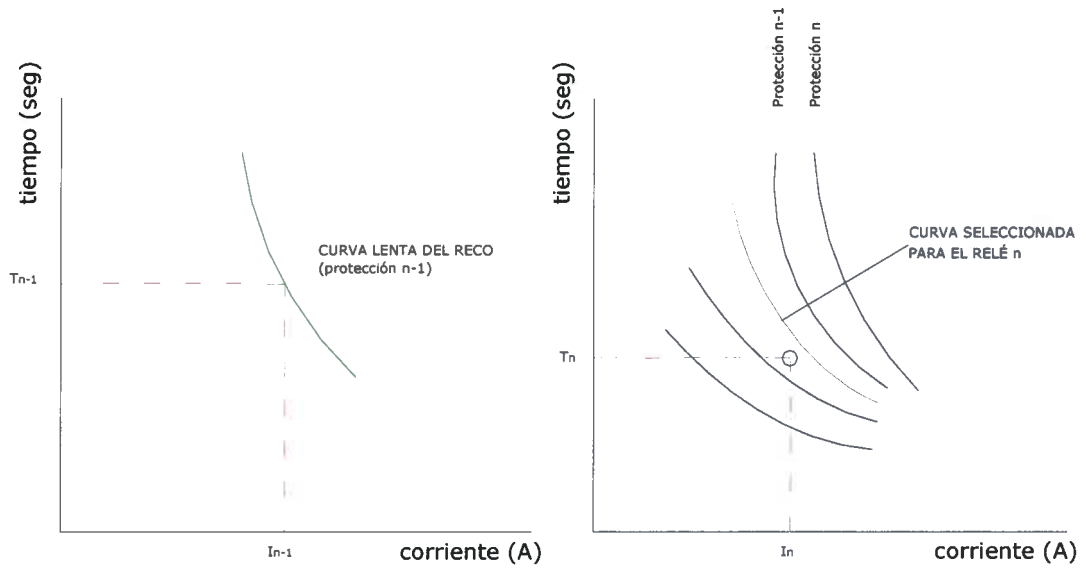


Figura 5.13 – Selección de la curva de actuación de la protección n

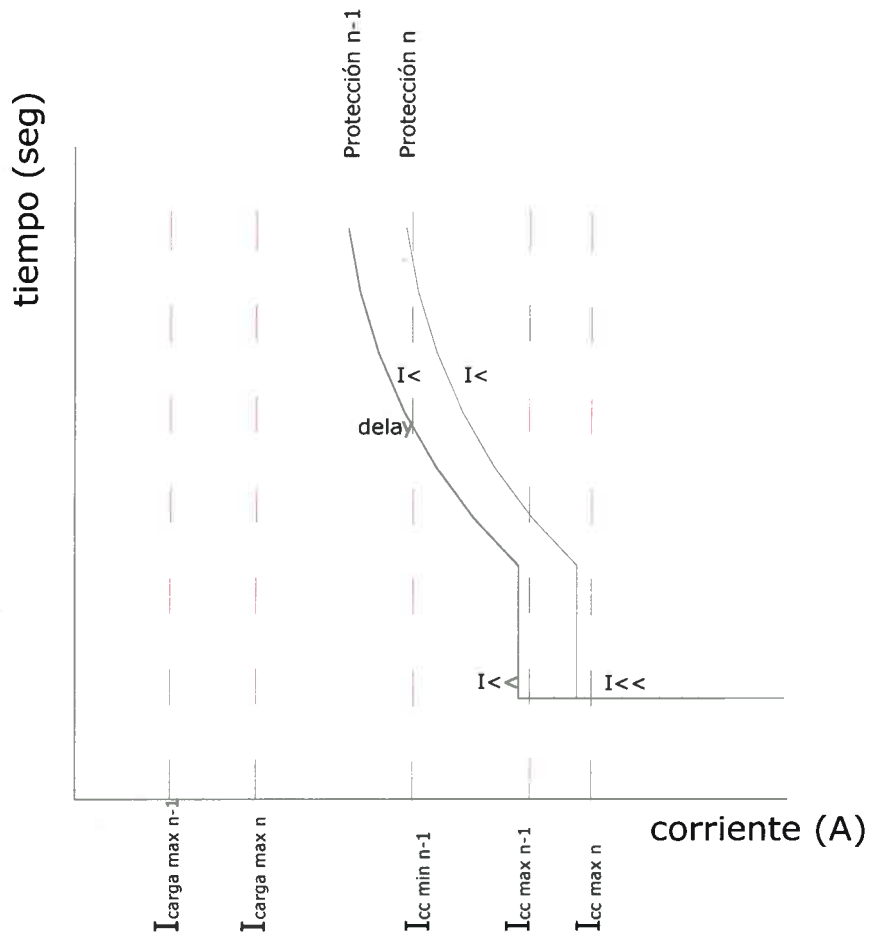


Figura 5.14 – Selectividad entre protecciones n – n-1



5.3.3.2 Consideraciones a Tener en Cuenta en Cuanto al Margen de Selectividad

A los tiempos de actuación de los elementos de protección como relés y reconectadores, debemos sumarle el tiempo de operación del interruptor, que consiste en el intervalo de tiempo desde que el relé envía la orden de apertura hasta que físicamente se produce la separación de los contactos del mismo. En el mejor de los casos, para interruptores de vacío y SF6, está en el orden de los 75 mseg.

Para ajustar los seteos de los relés de sobrecorriente, protección principal de los cinco alimentadores de 13,2 KV, se debe buscar la selectividad con las protecciones instaladas "aguas abajo" (fusibles y reconectadores) para todas las corrientes de falla presentes en el Sistema, sabiendo también que se debe mantener coordinación con la protección instalada "aguas arriba", que es la de sobrecorriente del terciario del transformador de tres devanados. Los ajustes de seteo de esta protección vienen definidos por TRANSBA, y no se tiene la posibilidad de alterar su ajuste, por lo que se considera como una condición inicial para nuestro estudio. Estos son:

Relé: REX 521 (ABB)

Rel. TI: 1000/5

Seteos de Fase:

I> : 1300 A

Curva: EIX10DT

TMS: 0,150

I>> : 6400 A

t>> : 0 seg

Las protecciones de las líneas urbanas y rurales quedan establecidas con los siguientes elementos, calibres y ajustes:

Datos de la protección de los alimentadores (Relé REX 521, ABB)

FASE (51)	TIERRA (51N)
I> = 0,10 a 5 x In	Io> = 1 a 500 % In
t> (DT) = 0,05 a 300 seg	to> (DT) = 0,05 a 300 seg
TMS (IDMT) = 0,025 a 1	TMS (IDMT) = 0,025 a 1
I>> y I>>> = 0,10 a 40 x In	Io>> y Io>>> = 0,10 a 12 x In
t>> y t>>> (DT) = 0,05 a 300 seg	to>> y to>>> (DT) = 0,05 a 300 seg

Tabla 5.11 – Rango de ajustes del REX 521 para los seteos de sobrecorriente FASE y TIERRA

5.3.4 Protección Alimentador 1

$$I_{\text{carga max}} = 116 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc max Barra 13,2}} = 6317 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc min Troncal}} = 238 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc max n-1}} = 4218 \text{ A}$$

	Coordinación con Fus S10A (Alim1_1)	Coordinación con Fus S25A (Calle 10)
$I_{\text{ carga max ramal}}$	2,47 A	2,73 A
$I_{\text{cc max ramal}}$	4218 A	2052 A
$I_{\text{cc min ramal}}$	198 A	243 A

Tabla 5.12 – Coordinación relé Alim 1 con fusibles

Umbral $I_{>}$

$$I_{> \text{ Alim1}} \geq k \times I_{\text{carga max}} = 1,5 \times 116 \text{ A} = 174 \text{ A}$$

$$\rightarrow \text{adoptamos } I_{> \text{ Alim1}} = 200 \text{ A}$$

$$I_{> \text{ Alim1}} \geq I_{> \text{ Fus S25A}} \rightarrow 200 \text{ A} \geq 50 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc min Troncal}} = K_s \times I_{> \text{ Alim1}} \rightarrow K_s = 238 \text{ A} / 200 \text{ A} = 1,19$$

Selección de la Curva

Se elige la curva EIX30DT (similar a la del fusible) con $T_{MS} = 0,150$

$$p/ \text{ Fus S10A: } p/ 4218 \text{ A (Alim1_1)} \rightarrow T_{\text{FUS}} = 13 \text{ ms}$$

$$T_{\text{Relé}} = 27 \text{ ms} \rightarrow \Delta T = 14 \text{ ms}$$

$$p/ \text{ Fus S25A: } p/ 2052 \text{ A (Calle 10)} \rightarrow T_{\text{FUS}} = 17 \text{ ms}$$

$$T_{\text{Relé}} = 116 \text{ ms} \rightarrow \Delta T = 99 \text{ ms}$$

Umbral $I_{>>}$ (Instantáneo)

$$I_{>> \text{ Alim1}} \geq k_i \times I_{\text{cc ext max}} = 1,1 \times 4218 \text{ A} = 4640 \text{ A}$$

$$\rightarrow \text{adoptamos } I_{>> \text{ Alim1}} = 4700 \text{ A}$$

En el Anexo V se presentan las curvas de los relés de los alimentadores, con sus respectivas coordinaciones con las protecciones aguas abajo y la protección principal del trafo en 13,2 KV.

5.3.5 Protección Alimentador 2

$$I_{\text{carga max}} = 121 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc max Barra 13,2}} = 6317 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc min Troncal}} = 219 \text{ A}$$



$$I_{cc \max n-1} = 4203 \text{ A}$$

	Coordinación con Fus S25A (Alim2_1)
$I_{\text{carga max ramal}}$	19,64 A
$I_{cc \max \text{ ramal}}$	4203 A
$I_{cc \min \text{ ramal}}$	259 A

Tabla 5.13 – Coordinación relé Alim 2 con fusibles

Umbral $I_{>}$

$$I_{> \text{ Alim2}} \geq k \times I_{\text{carga max}} = 1,5 \times 121 \text{ A} = 181,5 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{> \text{ Alim2}} = 200 \text{ A}$

$$I_{> \text{ Alim2}} \geq I_{> \text{ Fus S25A}} \rightarrow 200 \text{ A} \geq 50 \text{ A}$$

$$I_{cc \min \text{ Troncal}} = K_s \times I_{> \text{ Alim2}} \rightarrow K_s = 219 \text{ A} / 200 \text{ A} = 1,09$$

Selección de la Curva

Se elige la curva EIX30DT, con TMS = 0,150

$$p/ \text{ Fus S25A: } p/ 4203 \text{ A (Alim2_1)} \rightarrow T_{\text{Fus}} = 14 \text{ ms}$$

$$T_{\text{Relé}} = 27 \text{ ms} \rightarrow \Delta T = 13 \text{ ms}$$

Umbral $I_{>>}$ (Instantáneo)

$$I_{>> \text{ Alim2}} \geq k_i \times I_{cc \text{ ext max}} = 1,1 \times 4203 \text{ A} = 4634 \text{ A}$$

→ adoptamos $I_{>> \text{ Alim2}} = 4700 \text{ A}$

5.3.6 Protección Alimentador 3

$$I_{\text{carga max}} = 91,17 \text{ A}$$

$$I_{cc \max \text{ Barra } 13,2} = 6317 \text{ A}$$

$$I_{cc \min \text{ Troncal}} = 250 \text{ A (Urbano)}$$

$$I_{cc \max n-1} = 2402 \text{ A (Urbano)} / 2496 \text{ A (Sarasa1)} / 5397 \text{ A (Sarasa2)}$$

	Coordinación con Fus S50A (Urbano)	Coordinación con Reco NULEC N24 (Sarasa1)	Coordinación con Reco NULEC N24 (Sarasa2)
$I_{\text{carga max troncal}}$	46,39 A	8,24 A	22,01 A
$I_{cc \max \text{ ramal}}$	2367 A	1820 A	3193 A
$I_{cc \min \text{ ramal}}$	75 A	95 A	97 A

Tabla 5.14 – Coordinación relé Alim 3 con fusibles y reconectores



Umbral I>

$$I_{> Alim3} \geq k \times I_{carga\ max} = 1,5 \times 91,17\ A = 136,75\ A$$

→ adoptamos $I_{> Alim3} = 200\ A$

$$I_{> Alim3} \geq I_{> Fus\ S50A} \rightarrow 200\ A \geq 100\ A$$

$$I_{> Alim3} \geq I_{> Reco\ Sarasa1} \rightarrow 200\ A \geq 96\ A$$

$$I_{> Alim3} \geq I_{> Reco\ Sarasa2} \rightarrow 200\ A \geq 96\ A$$

$$I_{cc\ min\ Troncal} = K_s \times I_{> Alim3} \rightarrow K_s = 250\ A / 200\ A = 1,25$$

Selección de la Curva

Se elige la curva EIX30DT con $TMS = 0,125$

Selectividad con Fus S50A:

$$p/ 2402\ A \rightarrow T_{Fus} = 26\ ms$$

$$T_{Relé} = 71\ ms \rightarrow \Delta T = 45\ ms$$

Selectividad con Reco Sarasa1:

$$p/ curva\ DELAY: p/ 2496\ A \rightarrow T_{Reco} = 0\ ms$$

$$T_{Relé} = 65\ ms \rightarrow \Delta T = 65\ ms$$

Selectividad con Reco Sarasa2:

$$p/ curva\ DELAY: p/ 5397\ A \rightarrow T_{Reco} = 0\ ms$$

$$T_{Relé} = 14\ ms \rightarrow \Delta T = 14\ ms$$

Umbral I>> (Instantáneo)

$$I_{>> Alim3} \geq k_i \times I_{cc\ ext\ max} = 1,1 \times 5397\ A = 5937\ A$$

→ adoptamos $I_{>> Alim3} = 6000\ A$

5.3.7 Protección Alimentador 4

$$I_{carga\ max} = 142,33\ A$$

$$I_{cc\ max\ Barra\ 13,2} = 6317\ A$$

$$I_{cc\ min\ Troncal} = 227\ A\ (punto\ B)$$

$$I_{cc\ max\ n-1} = 2656\ A\ (PE1) / 1761\ A\ (Reco)$$

	Coordinación con Fus S25A (PE1)	Coordinación con Fus S25A (PE2)	Coord. con Reco Mc Graw (PE3 a PE9)
$I_{carga\ max\ troncal}$	5,73 A	3,44 A	48,35 A
$I_{cc\ max\ ramal}$	2656 A	1761 A	1761 A
$I_{cc\ min\ ramal}$	247 A	208 A	145 A

Tabla 5.15 – Coordinación relé Alim 4 con fusibles y reconectador



Umbral I>

$$I_{> Alim4} \geq k \times I_{carga\ max} = 1,5 \times 142,33\ A = 213,50\ A$$

→ adoptamos $I_{> Alim4} = 220\ A$

$$I_{> Alim4} \geq I_{> Fus\ S25A} \rightarrow 220\ A \geq 50\ A$$

$$I_{> Alim4} \geq I_{> Reco\ Pearson} \rightarrow 220\ A \geq 100\ A$$

$$I_{cc\ min\ Troncal} = K_s \times I_{> Alim4} \rightarrow K_s = 227\ A / 220\ A = 1,03$$

Selección de la Curva

Se elige la curva VIX30DT con $TMS = 0,175$

Selectividad con Fus S25A (PE1):

$$p/ 2656\ A \rightarrow T_{Fus} = 15\ ms$$

$$T_{Relé} = 213\ ms \rightarrow \Delta T = 198\ ms$$

Selectividad con Fus S25A (PE2):

$$p/ 1761\ A \rightarrow T_{Fus} = 19\ ms$$

$$T_{Relé} = 338\ ms \rightarrow \Delta T = 319\ ms$$

Selectividad con Reco Pearson:

$$p/ \text{curva DELAY: } p/ 1761\ A \rightarrow T_{Reco} = 138\ ms$$

$$T_{Relé} = 338\ ms \rightarrow \Delta T = 200\ ms$$

Umbral I>> (Instantáneo)

$$I_{>> Alim4} \geq k_I \times I_{cc\ ext\ max} = 1,1 \times 2656\ A = 2922\ A$$

→ adoptamos $I_{>> Alim4} = 3000\ A$

5.3.8 Protección Alimentador 5

$$I_{carga\ max} = 128,35\ A$$

$$I_{cc\ max\ Barra\ 13,2} = 6317\ A$$

$$I_{cc\ min\ Troncal} = 255\ A$$

$$I_{cc\ max\ n-1} = 6178\ A$$

	Coord. con Fus S25A (Alim5_1)
$I_{carga\ max\ ramal}$	3,81 A
$I_{cc\ max\ ramal}$	6178 A
$I_{cc\ min\ ramal}$	249 A

Tabla 5.16 – Coordinación relé Alim 5 con fusibles

Umbral I>

$$I_{> Alim5} \geq k \times I_{carga\ max} = 1,5 \times 128,35\ A = 192,5\ A$$



→ adoptamos $I_{> \text{Alim5}} = 250 \text{ A}$

$I_{> \text{Alim5}} \geq I_{> \text{Fus S25A}} \rightarrow 250 \text{ A} \geq 50 \text{ A}$

$I_{\text{cc mIn Troncal}} = K_s \times I_{> \text{Alim5}} \rightarrow K_s = 255 \text{ A} / 250 \text{ A} = 1,02$

Selección de la Curva

Se elige la curva EIX30DT, con $T_{MS} = 0,075$

p/ Fus S25A: p/ 6178 A (Alim5_1) → $T_{\text{Fus}} = 10 \text{ ms}$

$T_{\text{Relé}} = 0 \text{ ms} \rightarrow \Delta T = -10 \text{ ms}$

Se presenta coordinación hasta 5500 A (LMC)

Umbral $I_{>>}$ (Instantáneo)

$I_{>> \text{Alim5}} \geq k_i \times I_{\text{cc ext max}} = 1,1 \times 6178 \text{ A} = 6796 \text{ A}$, pero la $I_{\text{cc max}}$ en Barra 13,2 kv es 6317 A

→ adoptamos $I_{>> \text{Alim5}} = 6100 \text{ A}$



6. CONSIDERACIONES DE CONFIABILIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE COLÓN

Se considera que tanto el aspecto técnico como el comercial del servicio deben reunir condiciones mínimas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

- a) Calidad del producto técnico suministrado.
- b) Calidad del servicio técnico prestado.
- c) Calidad del servicio comercial.

La *calidad del producto técnico* suministrado se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas).

La *calidad del servicio técnico* involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro.

Los *aspectos del servicio comercial* que se controlarán son la correcta atención al cliente en los locales destinados al efecto, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de las reclamaciones del cliente, tiempos para la restitución de suministros cortados por falta de pago y tramitaciones de quejas.

A fin de adecuar la situación, al momento de la fecha de toma de posesión se definen cuatro (4) etapas con niveles de exigencia crecientes en la calidad de servicio, de acuerdo al cronograma indicado a continuación.

ETAPA PRELIMINAR	} p/puesta en marcha de los mecanismos de control, sin sanciones	(6 meses)
ETAPA DE PRUEBA		(6 meses)

ETAPA TRANSICION

- Sub-etapa 1 (12 meses)
- Sub-etapa 2 (12 meses)
- Sub-etapa 3 (12 meses)

ETAPA DE REGIMEN (a partir del mes 49 en adelante)

Otras consideraciones:

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones superiores a tres (3) minutos que originen la suspensión



del suministro de energía eléctrica a algún cliente o al conjunto de ellos, ya sea que las mismas sean programadas o intempestivas. No se computarán para el cálculo las interrupciones inferiores e iguales a tres (3) minutos.

Para la determinación de los indicadores se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Media Tensión de Distribución, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones del prestador, o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de Media o Baja Tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación.

La determinación de los indicadores se deberá discriminar por causa que originó la interrupción, agrupándose en *Causas Propias de Distribución*, y *Causas Externas a la Distribución*.

En la Tabla 6.1 se presenta un cuadro de causas de interrupción, las cuales deberán tener un código para su agrupamiento y cómputo.

PROPIAS DE DISTRIBUCION	FORZADAS	Climáticas	
		Ambientales	
		Terceros	
		Propias Red MT	
		Red de BT	
		Cliente MT	
		Otras	
	PROGRAMADAS	Mantenimiento	
		Ampliaciones	
		Maniobras	
		Otras	
		EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	Sistema propio de Transporte en AT
			Otro prestador de Distribución
			Otro prestador de Transporte
Sistema de Generación			
Restricción de carga			
Otras			

Tabla 6.1 – Causas de interrupción

Los indicadores que se calcularán son los índices de interrupción por KVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y duración media de interrupción - DMIK).

En caso de excederse de los límites alguno de los indicadores controlados, se calculará la Energía No Suministrada para la determinación de la sanción.



6.1 ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN POR KVA NOMINAL INSTALADO

Los índices a calcular tanto para Causas Propias de Distribución como para Causas Externas a la Distribución, son los siguientes:

a) **FMIK - Frecuencia media de interrupción por KVA** instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

b) **DMIK - Duración media de interrupción por KVA** instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el KVA promedio no tuvo servicio).

Se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$a) FMIK = \sum_i kVA_{fs\ i} / kVA_{inst}$$

donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVA_{fs\ i}$: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i .

kVA_{inst} : cantidad de KVA nominales instalados.

$$b) DMIK = \sum_i kVA_{fs\ i} \times T_{fs\ i} / \sum_i kVA_{fs\ i}$$

donde:

$T_{fs\ i}$: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales kVA_{fs} , durante cada una de las interrupciones i .

Los valores límites admitidos para estos índices, que se discriminan en función de las causas de la interrupción, de la sub-etapa correspondiente, son los observados en la Tabla 6.2, donde:

Servicio de Distribución Tipo A es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través de la correspondiente Estación Transformadora AT/MT.

Servicio de Distribución Tipo B es aquel que está vinculado a la red de transporte en alta tensión a través del sistema de distribución interurbano y de las Estaciones de Transformación correspondiente a cada etapa.



SUB ETAPA	CAUSA	INDICE	SERVICIO DE DISTRIBUCION	SERVICIO DE DISTRIBUCION
			A	B
1	PROPIAS DE DISTRIBUCION	LFMIKP	6	8
		LDMIKP	1.5	1.7
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
	EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	LFMIKE	7	7
		LDMIKE	2	2
		Ksf	1.00	1.00
		Ksd	1.00	1.00
2	PROPIAS DE DISTRIBUCION	LFMIKP	5	7
		LDMIKP	1.3	1.5
		Ksf	1.20	1.14
		Ksd	1.15	1.13
	EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	LFMIKE	6	6
		LDMIKE	1.3	1.3
		Ksf	1.16	1.16
		Ksd	1.54	1.54
3	PROPIAS DE DISTRIBUCION	LFMIKP	4	5
		LDMIKP	1.1	1.3
		Ksf	1.5	1.60
		Ksd	1.36	1.31
	EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	LFMIKE	4	4
		LDMIKE	1.2	1.2
		Ksf	1.75	1.75
		Ksd	1.66	1.66

Tabla 6.2 – Valores límites admitidos para los índices de interrupción

En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Propias de Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por esta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se excedan ambos índices:

$$ENS_p = (FMIK_p \times DMIK_p - LFMIP \times LDMIK_p) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMIKp:

$$ENS_p = (FMIK_p \times LDMIK_p - LFMIP \times LDMIK_p) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMIKp:

$$ENS_p = (LFMIK_p \times DMIK_p - LFMIP \times LDMIK_p) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENS_p: Energía No Suministrada por causas propias, en KWh

ETF: Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh



Ksd: Coeficiente de sub-etapa para el índice D

Ksf: Coeficiente de sub-etapa para el índice F

En caso de haberse excedido alguno de los Índices por Causas Externas a la Distribución, se determinará la Energía No Suministrada por ésta causa mediante las siguientes expresiones:

a) Caso en que se exceda ambos índices:

$$ENS_e = (FMI_{Ke} \times DMI_{Ke} - LFM_{Ke} \times LDMI_{Ke}) \times ETF / 4380$$

b) Caso en que se exceda el índice FMI_{Ke}:

$$ENS_e = (FMI_{Ke} \times LDMI_{Ke} - LFM_{Ke} \times LDMI_{Ke}) \times Ksd \times ETF / 4380$$

c) Caso en que se exceda el índice DMI_{Ke}:

$$ENS_e = (LFM_{Ke} \times DMI_{Ke} - LFM_{Ke} \times LDMI_{Ke}) \times Ksf \times ETF / 4380$$

donde:

ENS_e: Energía No Suministrada por causas externas, en KWh

ETF: Energía Total facturada en el semestre de control, en KWh

Ksd: Coeficiente de subetapa para el índice D

Ksf: Coeficiente de subetapa para el índice F

Los valores de Energía no suministrada serán utilizados para la determinación de las sanciones de acuerdo a lo indicado en el punto 5.5.2 de la normativa vigente.

6.2 DETERMINACIÓN DE LAS SANCIONES PARA LA ETAPA DE TRANSICION

Para la determinación de la sanción se adoptará el valor de Energía No Suministrada, y se lo valorizará a 1,5 U\$/KWh, que representa el costo para la comunidad de esa Energía No Suministrada.

$$SANCION = (ENS_P + ENS_E) \times C_{ENS}$$

donde:

SANCION : Sanción en U\$S a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_P : Energía No Suministrada por Causas Propias de Distribución



ENS_E : Energía No Suministrada por Causas Externas a la Distribución

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U\$/KWh)

Para los clientes con suministros en Baja Tensión, las sanciones les serán reintegradas como un crédito en la facturación que éstos reciban en forma proporcional al consumo que cada uno hubiera tenido en el semestre de control. Estos descuentos se aplicarán en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa.

Los clientes cuyo suministro se efectúe en el nivel de Media Tensión o superior, recibirán de parte de LA CONCESIONARIA, un crédito en la facturación inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre, valorizada al Costo de la Energía No Suministrada de 1,5 U\$/KWh.

$$SANCION = ENS_U \times C_{ENS}$$

$SANCION$: Sanción en U\$ a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_U : Energía No Suministrada al cliente en KWh

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada (1,5 U\$/KWh)

6.3 APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLÓN

El día 17/01/08 entró en servicio la nueva configuración del Sistema de Transmisión que abastece la ciudad de Colón, con la puesta en marcha de la nueva ET Colón (TRANSBA). En conjunto, se implementa, en forma gradual, el nuevo diseño de protecciones eléctricas.

En función de esto, es que se va a analizar la Calidad del Servicio Técnico prestado, que se evaluará en base a la frecuencia de interrupciones y a la duración de cada una de ellas en función de los siguientes indicadores:

- a) *Frecuencia* de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un cliente).
- b) *Duración* de cada interrupción (tiempo total sin suministro para cada interrupción).

Se podrá entonces comparar los valores obtenidos durante un período previo y otro posterior a esta fecha crítica. También se determinará los índices globales del período completo de análisis.

En conjunto con esto, se determinan los índices semestrales tal como se presentan al OCEBA, con el cálculo, si corresponde, de la sanción aplicada.

6.3.1 Desarrollo

Alimentador a estudiar: Alim 4

Punto de Análisis: Centro de Carga (Barra D)

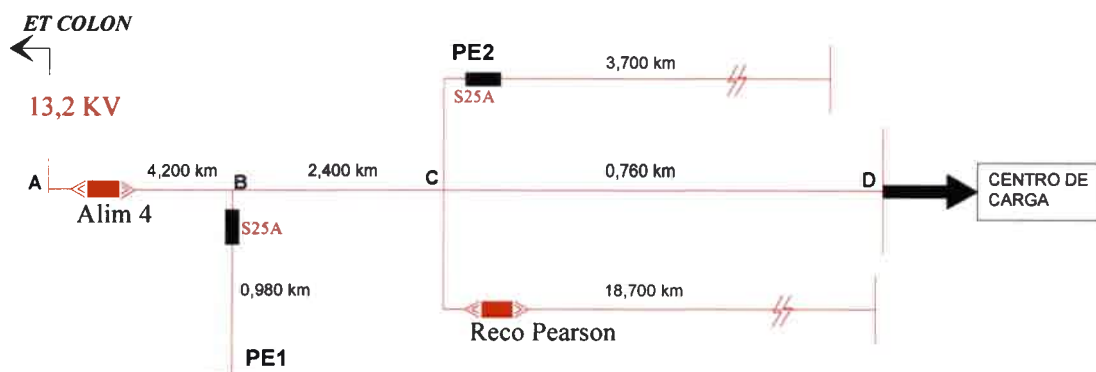


Figura 6.1 – Topografía Alimentador 4

Concesionaria: COOP. ELECTRICA DE COLON

Organismo de Control: OCEBA (ORGANISMO DE CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES)

Normativa vigente: CONTRATO DE CONCESIÓN MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN – Anexo D (NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES)

Etapa de análisis: de TRANSICION

Periodo de control: semestral

Período de análisis: del 01/12/06 al 31/11/09, (3 años); 3 semestres previos al cambio de configuración y 3 posteriores.

Servicio de Distr.: Tipo B (primeros 3 semestres) - Tipo A (últimos 3)

6.3.2 Valores Observados y Conclusiones

De los valores obtenidos entre los dos períodos, previos y posterior a la puesta en marcha de la nueva configuración, es apreciable la mejora en la frecuencia de fallas (f_F), de 6,66 a 3,33 fallas/año, inclusive, en el primer semestre luego de la puesta en marcha (P.E.M.) de la nueva configuración, no se registra ni una sola interrupción. Esto se atribuye no sólo al aumento de confiabilidad en el sistema de transmisión (a partir de la fecha de la P.E.M. se llega con AT hasta la ciudad de Colón), sino que al instalar el reconectador y diseñar adecuadamente el sistema de protecciones, las fallas "se frenan" antes de la SET de Rebaje. Estos resultados se muestran en el Anexo VI.

7. CONSIDERACIONES DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN EL DISEÑO DE LAS PROTECCIONES

Con el afán de optimizar la confiabilidad del Sistema ante fallas de cortocircuito, es que se instalan los reconectores, aunque debemos también analizar que sucede con los *huecos de tensión (sags)*, capaces también de provocar la salida de servicio de elementos sensibles (como computadoras, PLC's, entre otros) y cargas críticas (como las de los bancos, hospitales, entre otras, que al dejar de funcionar o funcionar mal ponen en peligro la seguridad de las personas y/o ocasionan grandes perjuicios económicos) conectados en los alimentadores sanos.

Las disminuciones de voltajes se presentan cuando hay un cortocircuito en el sistema eléctrico. La magnitud de la disminución depende de la cercanía del corto. Las disminuciones también son ocasionadas por el arranque de cargas grandes.

El *hueco de tensión* se define como la disminución del valor eficaz de la tensión sin bajar de 0,1 p.u. o 0,01 p.u., a la frecuencia de potencia con duraciones de 0,5 ciclos a 1 minuto.

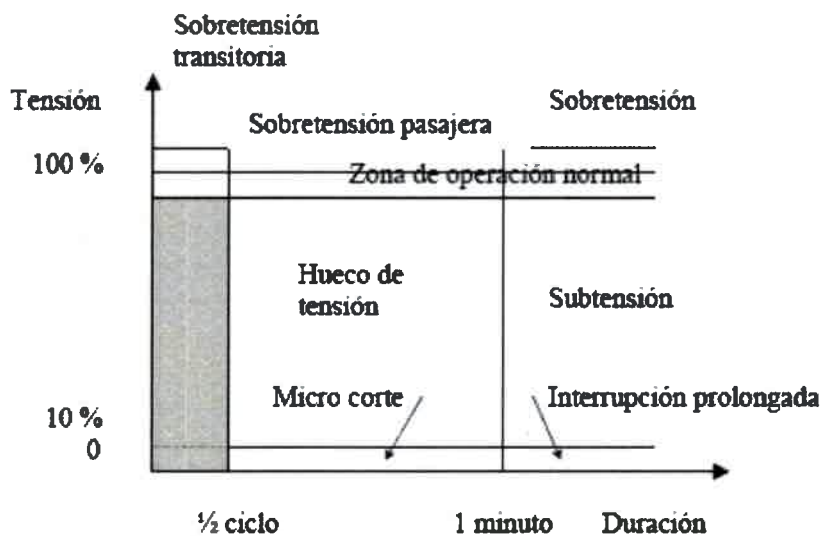


Figura 7.1 – Hueco de Tensión

La manera de cuantificar y expresar el hueco de tensión que se adopta en este estudio considera al hueco como el porcentaje de la tensión nominal al cual se ha reducido por la falla. Esto significa que un "hueco al 80%" o "hueco al 0,8 p.u." representa una caída de tensión del 20%.

Otra magnitud que afectan a algunos equipos sensibles aparte del hueco de tensión es el *salto de fase*, que normalmente acompaña al primero, y se define como la variación en ángulo o cambio (salto) de fase, siempre y

cuando haya variaciones en la relación X/R del circuito al pasar de condición de carga normal a situación de falla del tipo cortocircuito o sobrecarga brusca.

Para este análisis es necesario definir el *Punto de Acoplamiento Común*, (PAC), que es el lugar recorrido por la corriente anormal, a partir del cual el usuario en estudio toma la energía. También puede ser definido como el punto donde convergen las corrientes normales de carga y la anormal o de falla.

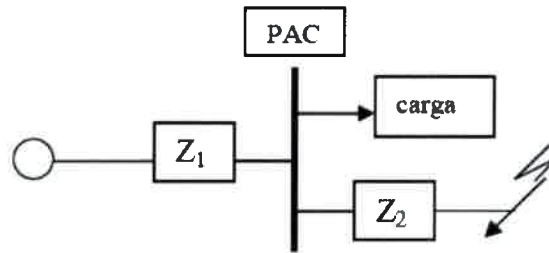


Figura 7.2 – Punto de Acoplamiento Común (PAC)

A partir de las expresiones de tensión sobre el PAC y luego de una serie simple de pasaje de términos, se deduce la expresión de la tensión del hueco de tensión en p.u.

$$V_{\text{hueco}} = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad \text{ec. 7.1}$$

Donde:

V_{hueco} = valor al cual cae la tensión en p.u.

Z_2 = impedancia del lado de la carga del PAC

Z_1 = impedancia del lado de la fuente

Se considera a la tensión del sistema V_s como valor 1 p.u.

La expresión del ángulo de fase es:

$$\phi_{\text{hueco}} = \arctan\left(\frac{X_2}{R_2}\right) - \arctan\left[\frac{(X_1 + X_2)}{(R_1 + R_2)}\right] \quad \text{ec 7.2}$$

Donde:

$$Z_1 = R_1 + jX_1$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2$$

Usualmente el salto de fase es negativo, lo que significa que la tensión durante el hueco de tensión está retrasada con respecto a la tensión previa a la perturbación.

7.1 SENSIBILIDAD DE LOS EQUIPOS

El efecto del hueco de tensión depende directamente de la capacidad de soportarlo (inmunidad) del equipo de uso final de la energía. Esta capacidad está relacionada con la tensión mínima para funcionamiento estable (llamada tensión inherente de diseño) y con la energía almacenada en el equipo en estudio, ya sea en el campo eléctrico, magnético o en la inercia de masas en rotación.

La *curva CBEMA*, ampliamente difundida a nivel mundial, nos informa la inmunidad a los huecos de tensión para los equipos sensibles en general, expresada en por ciento del valor nominal de tensión en función de la duración del hueco. Esta posee dos zonas bien delimitadas por sobre y debajo del valor nominal, correspondiendo a sobretensiones y subtensiones respectivamente, de las que sólo vamos a analizar la parte inferior correspondiente a los huecos de tensión.

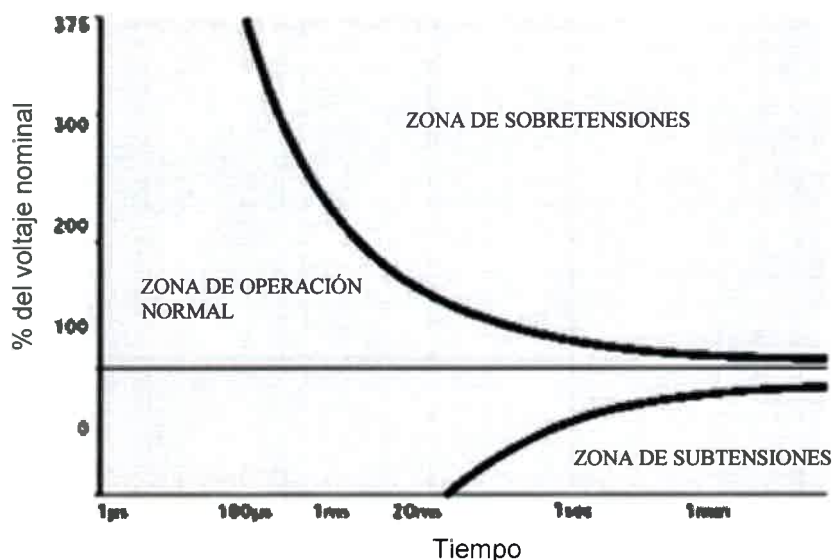


Figura 7.3 - Curva CBEMA

7.2 COORDINACIÓN CON LOS RECONECTADORES

El uso del reconectador es beneficioso para el usuario directamente involucrado en la alimentación de la falla, pero desde el punto de vista de los huecos de tensión sufridas por los usuarios no involucrados directamente, la existencia del reconectador es contraproducente, ya que una falla aguas abajo, con reconectador aguas arriba, que provocaría una caída de tensión en los alimentadores sanos hasta el instante en que la falla es eliminada en el alimentador vecino, ahora se transforma irremediablemente en un cero de tensión por tiempos del orden de 1 a 2

segundos sacando de servicio a los equipos sensibles. Que efectúe los ciclos quedando finalmente cerrado sin falla, desde el punto de vista del hueco de tensión no es trascendente, ya que en la primera interrupción el elemento sensible puede quedar inoperable, dependiendo del tiempo muerto del ciclo del reconectador.

7.2.1 Procedimiento Aplicado al Alimentador 3

En el caso particular del Alimentador 3, tenemos que el mismo alimenta una línea con carga residencial con algunos usuarios sensibles (URBANO) y también dos líneas rurales, (SARASA 1 y 2), cada una con un reconectador instalado al principio de la misma.

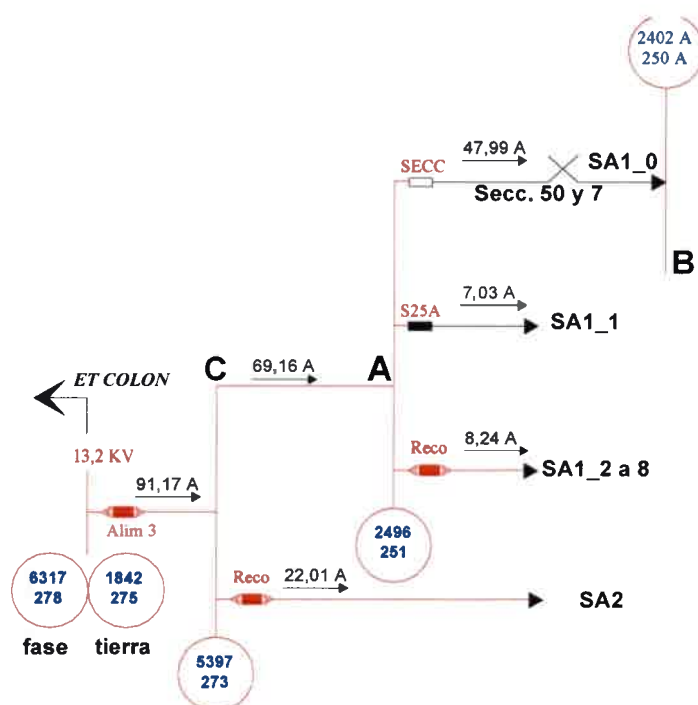


Figura 7.4 – Alimentador 3

Para analizar cómo afecta la operación de los reconectores durante su ciclo de reconexión a estos primeros usuarios, se estudia lo que ocurre con los huecos de tensión en la barra A para la línea SARASA1 y en la barra C para la SARASA2 (Figura 7.4), en cuanto a magnitud y profundidad, dependiendo del valor de la corriente de falla, y/o de la distancia entre el PAC y el desperfecto.

Se calcula la tensión del hueco según la ec. 7.1, para las fallas de cortocircuito en el comienzo de la línea y para cada cabecera de ramal, considerando la I_{cc} máxima en el punto de análisis. Para estas corrientes, se determina de las curvas de actuación de la protección (FAST y DELAY del reconectador) los tiempos de respuesta, considerando también el asociado al proceso de interrupción del arco eléctrico (tiempo total de despeje de la falla). Esto se expresa en la curva tensión - tiempo, que al

compararla con la curva CBEMA, se puede analizar cuanto afecta la actuación del reconector a los usuarios conectados al alimentador URBANO, en cuanto a huecos de tensión se refiere. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo VII.

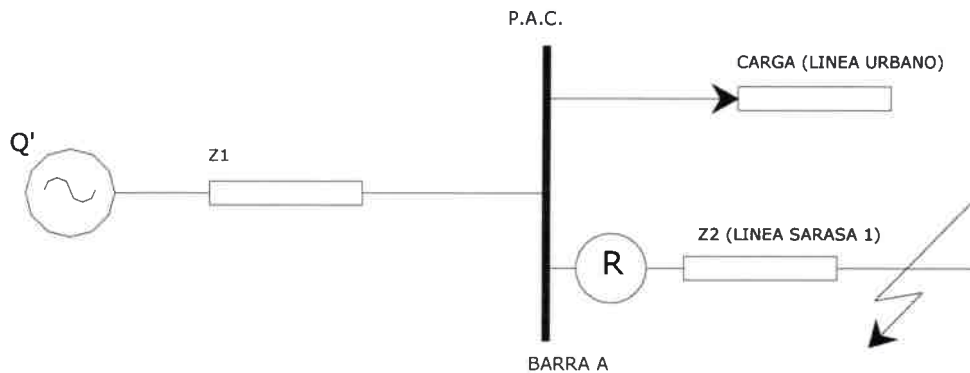


Figura 7.5 – Situación a Analizar

Para Línea SARASA 1:

$$Z_1 = Z_{ACOMETIDA} + Z_{LINEA} \text{ (hasta Barra A)}$$

$$Z_1 = 0,13 \Omega + j 1,32 \Omega + 1,783 \Omega + j 1,439 \Omega = \underline{1,913 \Omega + j 2,759 \Omega}$$

$$Z_2 = Z_{LINEA} \text{ (desde Barra A hasta el pto de CC)}$$

Para Línea SARASA 2:

$$Z_1 = Z_{ACOMETIDA} + Z_{LINEA} \text{ (hasta Barra C)}$$

$$Z_1 = 0,13 \Omega + j 1,32 \Omega + 0,146 \Omega + j 0,208 \Omega = \underline{0,276 \Omega + j 1,528 \Omega}$$

$$Z_2 = Z_{LINEA} \text{ (desde Barra C hasta el pto de CC)}$$

En los dos casos:

$$V_{hueco} = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

7.2.1.1 Resultados

Línea SARASA 1:

Se observa que para la operación rápida, para las fallas con ocurrencia desde el comienzo de la línea hasta el segundo ramal (SA1_3) los huecos de tensión que se producen (al 57%) están por debajo de la curva CBEMA, lo mismo ocurre para las fallas cercanas al tercer ramal (SA1_3) considerando la actuación lenta (huecos al 42%).



Analizando que sucede con las fallas presentes en el ramal SA1_2, ramal donde ocurren las corrientes de fallas más significantes (por ser el más cercano a la fuente), introducimos en la gráfica tensión - tiempo la respuesta del fusible S25A, con tres puntos correspondientes al comienzo y final del mismo y al punto donde nace el sub-ramal SA1_2_1. Se observa que la elección de este calibre de fusible no produce huecos a los usuarios de los alimentadores sanos.

Línea SARASA 2:

Para el caso de esta línea, para las fallas que ocurren al comienzo de la misma y hasta un punto previo a la primera derivación, las actuaciones del reco (tanto la FAST como la DELAY) provocan huecos peligrosos para los usuarios de los alimentadores sanos. Considerando el fusible del ramal más cercano a la fuente, no presenta inconvenientes su actuación en cuanto a huecos se refiere, como en el caso anterior.

7.2.1.2 Soluciones Propuestas

Las medidas tendientes a reducir el problema de los huecos de tensión propuestas del lado de la Cooperativa como empresa distribuidora, tienden a disminuir la posibilidad de que se produzcan, atenuar su magnitud y acortar su duración.

Por un lado, se tuvo la precaución de seleccionar como curva de actuación rápida del reconectador la más rápida entre las disponibles, con la intención de salvar los fusibles ante una falta transitoria, por lo que también es beneficioso para el caso de los huecos de tensión.

También se decide la profundización del programa de mantenimiento de las líneas rurales, en lo que se refiere a la prevención de ocurrencia de fallas, como ser poda de árboles, incremento del número de descargadores en las líneas, remoción de nidos, inspección, medición y mejoras de las puestas a tierra del sistema, entre otras.

Si una vez implementados los pasos anteriores, la cantidad de huecos de tensión sufridas por los equipos sensibles del alimentador URBANO siguen siendo problemáticos, y la cantidad de usuarios afectados no justifique una solución individual al problema, se procederá a un cambio en la filosofía de la protección para este Alimentador 3, eliminando las operaciones rápidas de los reconectores, y de esta forma, sacrificando los fusibles en cabeceras de ramales ante una falla en los mismos (concepto de ahorro de fusible).



8. CONCLUSIONES

Para lograr los objetivos planteados surge desde el desarrollo de este Estudio, y profundizado aún más al momento de su implementación, algunos conceptos y recomendaciones que se quieren mencionar, al adquirir singular importancia.

En la etapa de reconocimiento del Sistema y relevamiento de datos es muy importante que la base de datos con que cuente la Cooperativa esté actualizada, esto que parece una obviedad, no es tan así, y si esto no ocurriese, es necesario dedicarle un tiempo importante en salir a recorrer las líneas y relevar en campo los datos necesarios. Esta parte del trabajo, tal vez la más tediosa, constituye los cimientos en donde se basa el estudio de protecciones.

Es muy importante efectuar el relevamiento junto a una persona que conozca en detalle el Sistema de Distribución, como p.e. el Jefe de Redes, ya que su aporte es fundamental para enterarse de algunas cuestiones que de otra forma no se enteraría, y es importante para, p.e., la designación de las líneas troncales y ramales, ubicación de seccionadores para maniobra, etc. Entre estas cuestiones se pueden mencionar a modo de ejemplo, alguna zona que en caso de lluvia se llena de agua y es dificultoso su acceso, algún usuario que tiene una carga singular, como un tambo, experiencias de campo que sólo ellos conocen, ya que están a diario manipulando el Sistema. De esto surge que no se puede efectuar esta etapa de reconocimiento del Sistema y relevamiento de datos solamente desde su computadora.

Con respecto a la coordinación para las líneas rurales, se observa la practicidad y la mejora en Calidad de Servicio al implementar los reconectores al comienzo de la misma, y siguiendo el criterio de salvaguardar el fusible para las operaciones rápidas, se muestra la utilidad de emplear calibres no tan chicos en las cabeceras de ramales, en este trabajo se estandariza en 25A siempre que exista coordinación, y 10A y 5A para sub-ramales. Esto se ve posibilitado también debido a los altos niveles de corrientes de cortocircuito presentes en el Sistema.

Se observa que una adecuada determinación de las líneas que serán troncales (con sus correspondientes ramales y sub-ramales) permite que con la implementación de la coordinación entre reconector – fusible y fusible – fusible se obtenga una adecuada selectividad, sin la necesidad de utilizar seccionalizadores.

Con respecto a la mejora en la confiabilidad, se destaca en el Capítulo 6 para el caso, a modo de ejemplo, del Alimentador 4, la disminución observada en el número de fallas registradas, de 15 a 5, entre los 18 meses previos a la puesta en marcha de la nueva configuración y lo 18 meses subsiguientes, poniendo especial énfasis en la línea rural, donde la



disminución es de 5 a 0. Esto es indicativo de la correcta coordinación entre reconectador – fusible y fusible – fusible lograda.

Cuando analizamos el caso particular del Alimentador 3, donde coexisten líneas urbanas con líneas rurales, es inevitable tener que estudiar que sucede con los equipos sensibles cuando operan los reconectores para despejar una falla con relación a los huecos de tensión.

En el análisis efectuado en el Capítulo 7 se puede apreciar cómo para evitar que estos equipos sensibles de la línea urbana sufran salidas de servicio (cero de tensión) al presentarse un cortocircuito en una línea rural que se deriva de una barra en común, se tenga que sacrificar parte de la Calidad de Servicio de los usuarios de la línea en falla, al tener que eliminar el concepto de "ahorro de fusible" inhibiendo la curva FAST del reconectador. Es decir, ante una falla transitoria, en vez de obtener una reposición automática del reconectador evitando que actúe el fusible aguas arriba de la falla, será este el que fundirá y los usuarios afectados deberán esperar el arribo del personal técnico para la reposición del servicio.

Habiendo tratado todos estos aspectos, entre otros, se pudo lograr un Sistema de Distribución con adecuada protección y selectividad ante fallas de cortocircuito, reflejado como se mostró en algunos índices determinados en una parte representativa del Sistema, y, fundamentalmente, por lo expresado desde la Gerencia de la Cooperativa y por el personal técnico encargado del mantenimiento del Sistema, dejando en quien tuvo la tarea de realizar este Estudio, la tranquilidad y la valoración a que conlleva aquello que emprendemos con responsabilidad y dedicación.



9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Roeper, Richard. **Corrientes de Cortocircuito en Redes Trifásicas**; Marcombo S.A., España, 2ª edic. revisada, 1985.
- [2] ALTUVE FERRER, Héctor J. **Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia**; Monterrey, México.
- [3] Ramírez Vázquez, José. **Estaciones de Transformación y Distribución. Protección de Sistemas Eléctricos [Enciclopedia CEAC de Electricidad]**; Ediciones CEAC S.A., Barcelona, España, 1979.
- [4] Norma IEEE Std C57.109-1993 **Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration**; Octubre 1993.
- [5] Norma IEC 354 **Loading Guide for Oil-immersed power transformers**; 2ª edición, 1991-09.
- [6] Detjen, Edson – Shah, Kanu. **Grounding Transformer Applications and Associated Protection Schemes**; IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 28, Julio/Agosto 1992.
- [7] Gómez Targarona, Juan Carlos. **Calidad de Potencia: para usuarios y empresas eléctricas**; Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina; 1ª edición; Agosto 2005.
- [8] **Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones, Anexo D – Contrato de Concesión Municipal de Distribución**;
- [9] Fammie Fami S.A. **Manual de Coordinación, Métodos de Cálculo y Tablas de Selección**; Septiembre 2003.
- [10] Apuntes de la Carrera

APÉNDICE A

CÁLCULO DE LAS IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

A1- ACOMETIDAS

Esquemáticamente una acometida se representa como en la Figura A1. La corriente de cortocircuito para un punto como este viene dado por la potencia de cortocircuito en el lugar de conexión de la red que alimenta a dicha acometida.

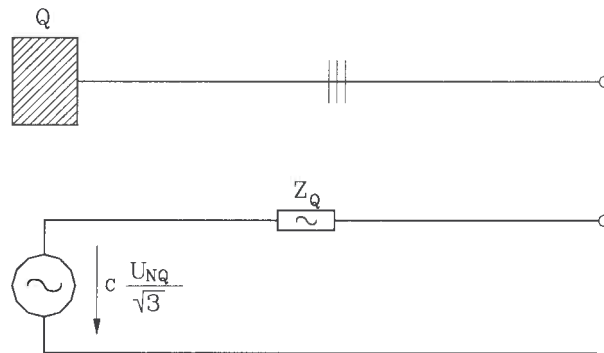


Figura A1 - Acometida

Se cumple:

$$S''_{KQ} = \sqrt{3} U_{NQ} I''_{KQ} \quad (A1)$$

$$I''_{KQ} = 1,1 U_{NQ} / \sqrt{3} Z_Q \quad (A2)$$

$$Z_Q = R_Q + jX_Q \quad (A3)$$

Por lo que la impedancia de cortocircuito resulta ser:

$$Z_Q = 1,1 U_{NQ}^2 / S''_{KQ} \quad (A4)$$

Donde:

U_{NQ} = tensión nominal de la red en el punto de conexión Q.

S''_{KQ} = potencia de cortocircuito para la corriente inicial simétrica en Q.

I''_{KQ} = corriente inicial simétrica de cortocircuito en Q.

Si no se conocen otros valores, puede tomarse para la resistencia efectiva $R_Q = 0,1X_Q$ con $X_Q = 0,995 Z_Q$.

Como resultados para los datos en Pergamino obtenemos:

Estación Transformadora			S _q [MVA]	I ^{"k} [KA]	Z _q [ohm]	R _q [ohm]	X _q [ohm]
No.	Nombre	Un					
2306	PERGAMINO	132	1234	5,397	15,53	1,55	15,45

Tabla A1 – Valores calculados para la acometida Pergamino

Los datos de potencia simétrica de cortocircuito, provistos por TRANSBA, corresponden para el escenario de pico de verano 2005/2006.

A2- TRANSFORMADORES

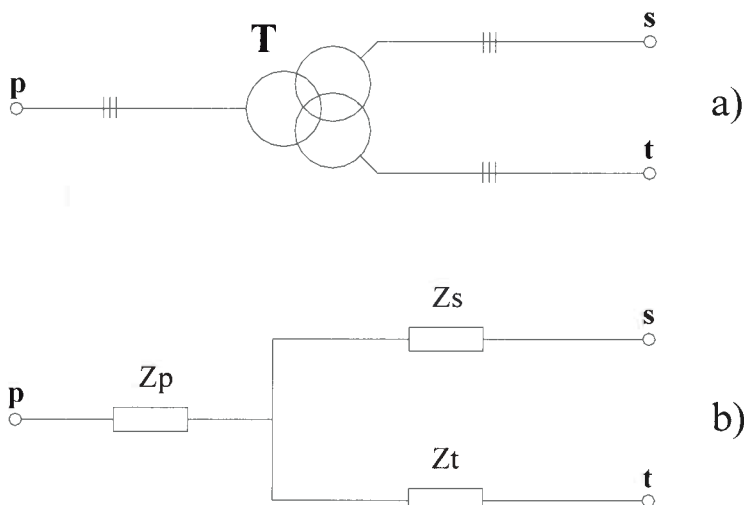
Los esquemas equivalentes correspondientes a los sistemas directo, inverso y homopolar dependen del número y de la conexión de los devanados del transformador. El módulo de la impedancia inversa coincide con el de la impedancia directa. En general no es preciso tener en cuenta el desfase resultante del grupo de conexión.

A2.1- Transformador con tres devanados

Impedancia directa e inversa

Los transformadores de tres devanados se representan, para los sistemas directos e inverso, mediante un esquema equivalente en el que las tres impedancias existentes (una entre cada dos devanados) están conectadas en estrella.

La impedancia directa de un transformador trifásico coincide con la impedancia de cortocircuito.



a) disposición

b) esquema equivalente

Figura A2. Transformador con tres devanados



Estas impedancias se calculan a partir de las tensiones de cortocircuito y de las potencias correspondientes referidas a una de las tres tensiones nominales del transformador.

$$Z_{ps} = \frac{u_{ps} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A5)$$

$$Z_{pt} = \frac{u_{pt} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A6)$$

$$Z_{st} = \frac{u_{st} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A7)$$

donde:

Z_{ps} = impedancia entre primario – secundario

Z_{pt} = impedancia entre primario – terciario

Z_{st} = impedancia entre secundario – terciario

u_{ps}
 u_{st}
 u_{tp} } tensión de cortocircuito de paso entre los distintos devanados, en %

U_{ref} : tensión de referencia (una de las tres tensiones nominales)

S_N : potencia nominal del lado primario, para servicio ONAF

Los valores de u_{cc} en % que se provee como datos se dan con referencia a los valores nominales del bobinado de AT, y servicio ONAF.

Y los valores de impedancia de cada bobinado:

$$Z_p = 0.5 \cdot (Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (A8)$$

$$Z_s = 0.5 \cdot (Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \quad (A9)$$

$$Z_t = 0.5 \cdot (Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (A10)$$

Debido al miembro con signo negativo, una de las tres impedancias puede ser nula o negativa.

Impedancia homopolar

La impedancia homopolar de un transformador trifásico depende de la conexión de los devanados y de la estructura del núcleo (núcleo de tres columnas, de cinco, transformador monofásico). El sistema homopolar sólo puede tener efecto sobre la red si por lo menos un devanado está conectado en estrella y si el punto neutro de este devanado está unido a tierra directamente o a través de una reactancia inductiva o una resistencia ohmica.

Las impedancias homopolares necesarias para el esquema equivalente monofásico correspondiente al sistema homopolar se calculan a partir de las

impedancias homopolares medidas en vacío y en cortocircuito. Para ello hay que referir todos los valores a uno de los niveles de tensión, es decir, en este caso al primario designado con la letra p .

Grupo de Conexión

Prim - Sec	YNyn0
Sec - Terc	YNd11
Prim - Terc	YNd11

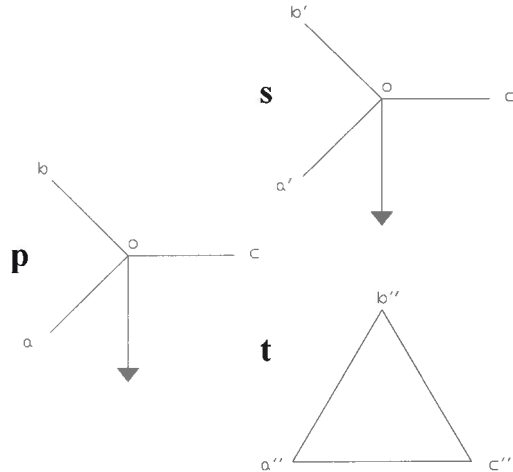
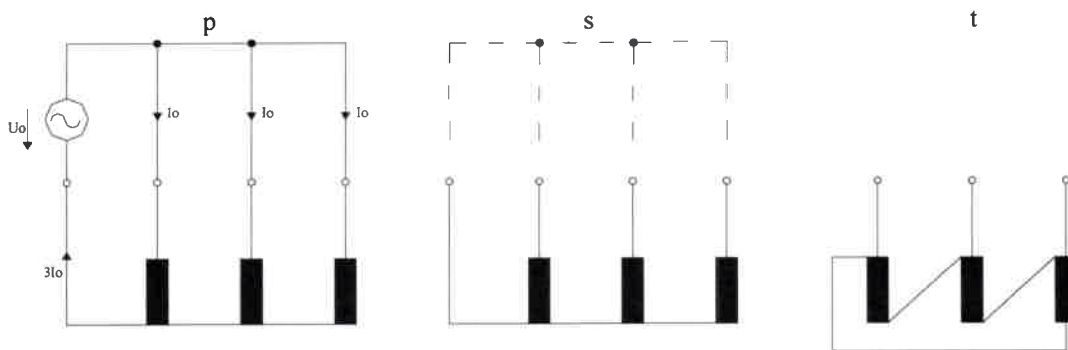


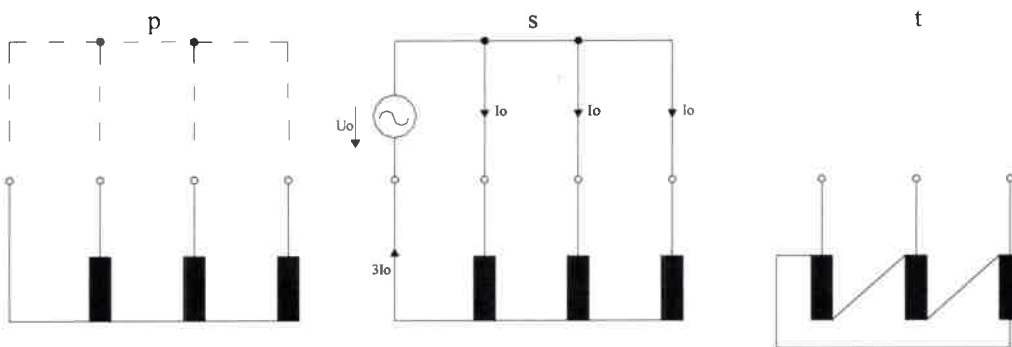
Figura A3- Grupo de conexión del transformador de tres devanados



a) Medidas en el primario p

Impedancia homopolar en vacío Z_{opL} (devanado secundario s abierto)

Impedancia homopolar en cortocircuito Z_{opk} (devanado secundario s cortocircuitado)



b) Medidas en el secundario s

Impedancia homopolar en vacío Z_{osL} (devanado primario p abierto)

Impedancia homopolar en cortocircuito Z_{osk} (devanado primario p cortocircuitado)

Figura A4- Medida de las impedancias homopolares en un transformador con tres devanados YNyn(d)



$$Z_{opl} = Z_{op} + Z_{ot}^p \quad (A11)$$

$$Z_{osl}^p = Z_{osl} \cdot (p/s)^2$$

$$Z_{opk} = Z_{op} + (Z_{ot}^p \parallel Z_{ot}^p) \quad (A12)$$

$$Z_{os}^p = Z_{os} \cdot (p/s)^2$$

$$Z_{osl}^p = Z_{os}^p + Z_{ot}^p \quad (A13)$$

$$Z_{ot}^p = Z_{ot} \cdot (p/s)^2$$

De lo que resulta:

$$\text{De A11} \rightarrow Z_{op} = Z_{opl} - Z_{ot}^p \quad (A14)$$

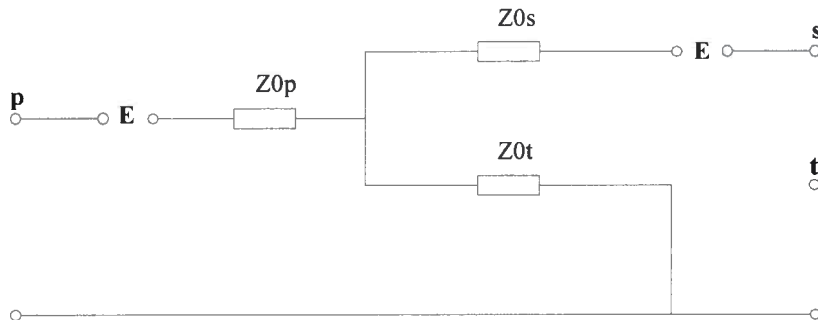
$$\text{De A13} \rightarrow Z_{os}^p = Z_{osl}^p - Z_{ot}^p \quad (A15)$$

$$\text{De A12} \rightarrow Z_{opk} = Z_{opl} - Z_{ot}^p + \frac{(Z_{osl}^p - Z_{ot}^p) \cdot Z_{ot}^p}{(Z_{osl}^p - Z_{ot}^p) + Z_{ot}^p}$$

$$Z_{opk} = Z_{opl} - Z_{ot}^p + Z_{ot}^p - \frac{Z_{ot}^p{}^2}{Z_{osl}^p}$$

$$Z_{ot}^p{}^2 = (Z_{opl} - Z_{opk}) \cdot Z_{osl}^p$$

$$Z_{ot}^p = \sqrt{(Z_{opl} - Z_{opk}) \cdot Z_{osl}^p} \quad (A16)$$



E: unión entre el punto neutro y tierra

Figura A5. Esquema equivalente para el sistema homopolar

Si se disponen los valores de impedancias homopolares en % ($Z_0\%$), entonces se calcularán los valores en ohm de la siguiente manera:

$$Z_{0ps} = \frac{Z_{0ps} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A17)$$

$$Z_{0pt} = \frac{Z_{0pt} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A18)$$

$$Z_{0st} = \frac{Z_{0st} \%}{100} \cdot \frac{U_{ref}^2}{S_N} \quad (A19)$$

donde:



Z_{0ps} = impedancia homopolar entre primario – secundario

Z_{0pt} = impedancia homopolar entre primario – terciario

Z_{0st} = impedancia homopolar entre secundario – terciario

$Z_{0ps} \%$
 $Z_{0pt} \%$
 $Z_{0st} \%$

} impedancia homopolar en %

U_{ref} = tensión de referencia (una de las tres tensiones nominales)

S_N = potencia nominal del lado primario, para servicio ONAF

Los valores de Z_0 en % que se provee como datos se dan con referencia a los valores nominales del bobinado de AT, y servicio ONAF.

Y los valores de impedancia de cada bobinado:

$$Z_{0p} = 0.5 \cdot (Z_{0ps} + Z_{0pt} - Z_{0st}) \quad (A20)$$

$$Z_{0s} = 0.5 \cdot (Z_{0ps} + Z_{0st} - Z_{0pt}) \quad (A21)$$

$$Z_{0t} = 0.5 \cdot (Z_{0pt} + Z_{0st} - Z_{0ps}) \quad (A22)$$

Debido al miembro con signo negativo, una de las tres impedancias puede ser nula o negativa.

En el caso de que no se tengan disponibles estos valores ($Z_0 \%$), los valores en ohm se calcularán de acuerdo a los valores de impedancia directa que se obtienen de la Tabla A2.

Nota:

Para simplicidad en los cálculos, tanto para las impedancias directa e inversa como para la homopolar se adoptará como puramente inductivo, interpretando que con esta determinación no se induce un error apreciable en los valores de corriente de cortocircuito obtenidos, ya que el valor de las impedancias no difiere apreciablemente del de las reactancias.

Forma del núcleo	3 columnas		5 columnas*
Conexión	YNyn(d)	YNa(d)	YNyn(d)
U_m kV	123 a 420	245 a 420	245 a 420
S_N MVA	20 a 300	a 240	350 a 600
u_{kps} %**	10 a 20	9 a 10	13 a 21
u_{kpt} %	13 a 37	17 a 24	17 a 50
u_{kst} %	6 a 32	14 a 37	11 a 46
u_{Rps} %	0,3 a 0,2	0,3 a 0,15	0,3 a 0,2
u_{Rpt} %	1,0 a 0,2	0,7 a 0,5	1,0 a 0,2
u_{Rst} %	1,0 a 0,2	1,0 a 0,5	1,0 a 0,2
$(X_0/X_1)_{pt}$ ***	0,60 a 0,85	0,75	0,95 a 1,0
$(X_0/X_1)_{st}$	0,65 a 0,90	0,80	0,90 a 1,0
$(X_0/X_1)_{ps}$	0,85 a 0,95	0,90	1,0 a 1,1
$(R_0/R_1)_{pt}$	1,6 a 3,5	1,2 a 1,8	1,3 a 1,8
$(R_0/R_1)_{st}$	1,2 a 2,8	1,3 a 2,1	0,7 a 1,9
$(R_0/R_1)_{ps}$	1,4 a 3,7	2,2 a 2,9	1,1 a 2,0

* Los valores característicos de los transformadores monofásicos coinciden prácticamente con los de los transformadores de 5 columnas.

** Valores porcentuales referidos a S_N (subíndice ps) o a $S_N/3$ (subíndice pt y st)

*** Véase Figura A4

Tabla A2- Transformadores con conexión estrella/estrella o autotransformadores en estrella (columna 2) de alta tensión y gran potencia con devanado estabilizador en triángulo

A2.2- Transformador con dos devanados

El esquema equivalente es el siguiente:

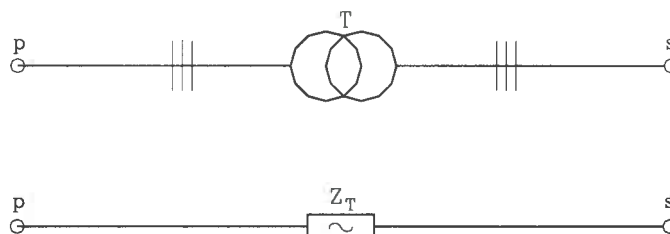


Figura A6- Transformador con dos devanados. Disposición y esquema equivalente

Impedancia directa e inversa



$$Z_T = \frac{u_{cc} \%}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} \quad (A23)$$

$$Z_T = R_T + jX_T \quad (A24)$$

$$R_T = \frac{P_{Cu}}{3I_N^2} \quad (A25)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (A26)$$

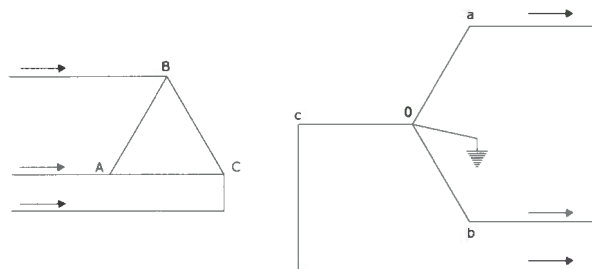
U_N es la tensión nominal del transformador (entre fases),

S_N es la potencia nominal del transformador,

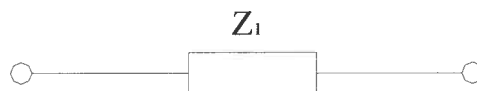
u_{cc} es la tensión de cortocircuito para la corriente nominal,

P_{Cu} son las pérdidas en el cobre del transformador,

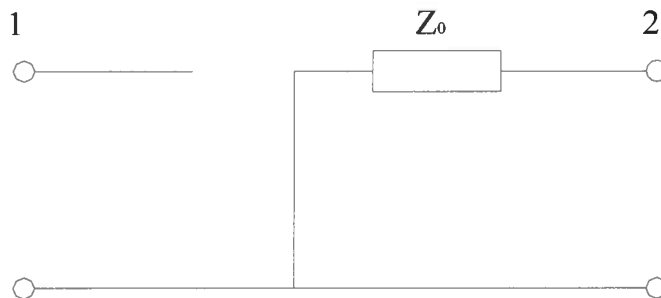
I_N es la corriente nominal del transformador



Conexión Dyn



Impedancia Directa



Impedancia Homopolar

Figura A7- Transformador con dos devanados conexión Dyn



Impedancia homopolar

En los transformadores con dos devanados estrella/triángulo y punto neutro puesto a tierra, el flujo debido a las corrientes homopolares queda compensado por los amperio-vueltas antagonistas del devanado en triángulo y por el flujo de dispersión de la culata. La impedancia homopolar es algo menor que la impedancia de cortocircuito.

$$Z_{0T} = 0.8 Z_T \quad (A27)$$

Para simplicidad en los cálculos, se adoptará el valor de la impedancia homopolar como puramente inductivo, interpretando que con esta determinación no se induce un error apreciable en los valores obtenidos, de forma tal que tenemos:

$$Z_{0T} = j X_{0T} \quad (A28)$$

Con los valores de impedancia así calculados se pueden representar los circuitos equivalentes para el sistema homopolar (Figura A7).

A3- CABLES DE POTENCIA

Para el caso de cables, los fabricantes suministran los valores de las distintas impedancias de sus productos, ya sean los distintos tipos de tripolares como así también para los casos de unipolares en diferentes disposiciones.

Los valores de las impedancias dependen de la sección y del material de los conductores, del tipo y de la estructura del cable y de las condiciones de tendido,

Para la impedancia homopolar hay que considerar también las influencias externas, por ejemplo, las debidas a cables y tuberías metálicas tendidas paralelamente.

Por lo tanto no es posible dar fórmulas que permitan calcular con una precisión suficiente la resistencia óhmica y la reactancia inductiva. Los valores de la impedancia deberán ser indicados por el fabricante (cosa que rara vez sucede) o efectuando medidas. En nuestro caso, tomaremos los valores de impedancia homopolar igual a la directa, sin cometer de esta manera errores significativos.



A4- LINEAS AÉREAS

Símbolos empleados en las fórmulas

En las expresiones de Z_1 y Z_0 se tiene:

$$A = \sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31}} ; \quad A' = \sqrt[3]{a_{12'} \cdot a_{23'} \cdot a_{31'}} ; \quad A'' = \sqrt[3]{a_{11'} \cdot a_{22'} \cdot a_{33'}} ; \quad A_s = \sqrt[3]{a_{1s} \cdot a_{2s} \cdot a_{3s}} ; \quad A_L = \sqrt[3]{A'^2 \cdot A''}$$

A, A', A'', A_s, A_L : distancia media geométrica;

1, 2, 3: fases del circuito I;

1', 2', 3': fases del circuito II;

a_{12} : distancia entre las fases en m;

a_{1s} : distancia entre las fases y el hilo de tierra en m;

r : radio del conductor en m;

r_s : radio del hilo de tierra en m;

R_L : resistencia efectiva de los conductores en Ω/km ;

R_E : resistencia efectiva del terreno en Ω/km ;

R_s : resistencia efectiva del hilo de tierra en Ω/km ;



δ : profundidad de penetración en el terreno en m;

ρ : resistividad del terreno en Ωm ;

μ_1 : permeabilidad relativa ($\mu_1 = 1$ para Cu y Al, $\mu_1 = 50$ a 90 para acero);

$\omega = 2 \pi f$: frecuencia de la red en radianes por segundo.

a) Línea trifásica simple, con transposición de conductores, sin hilo de tierra/neutro:

Z_1 = Impedancia directa

$$Z_1 = R_L + j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{A}{r} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$R_1 = R_L \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$X_1 = j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{A}{r} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_0 = Impedancia homopolar

$$Z_0 = R_L + 3R_E + j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

siendo:



$$\delta = 1650 \sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$$

$$R_E = \frac{\pi}{2} \omega 10^{-4}$$

$$R_0 = R_L + 3R_E \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$X_0 = j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

b) Línea trifásica simple con hilo de tierra/neutro:

Z_1 = Impedancia directa

$$Z_1 = R_L + j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{A}{r} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$R_1 = R_L \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$X_1 = j\omega \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{A}{r} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_{0E} = Impedancia homopolar línea trifásica simple con hilo de tierra/neutro



$$Z_{0E} = Z_0 - 3 \frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_0 = Impedancia homopolar para línea simple

$$Z_0 = R_L + 3R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot (6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_{1s} = Impedancia mutua entre la línea y el hilo de tierra

$$Z_{1s} = R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \quad \Omega/\text{km}$$

$$Z_{1s}^2 = R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 + j \left(4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)$$

Z_s = Impedancia homopolar del hilo de tierra

$$Z_s = R_s + R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km}$$

$$RE \left[\frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \right] = \frac{\left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * [R_s + R_E] + \left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]}{\left[R_s + R_E \right]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]^2}$$

$$IM \left[\frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \right] = \frac{\left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * [R_s + R_E] - \left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]}{\left[R_s + R_E \right]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]^2}$$

$$R_{0E} = R_L + 3R_E - 3 * \frac{\left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * [R_s + R_E] + \left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]}{\left[R_s + R_E \right]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]^2}$$

Ω/km por fase

$$X_{0E} = w \cdot 10^{-4} \cdot \left(6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1 \right) - 3 * \frac{\left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * [R_s + R_E] - \left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]}{\left[R_s + R_E \right]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1 \right) \right]^2}$$

Ω/km por fase

c) Línea trifásica simétrica doble sin hilo de tierra/neutro:

Z_{11} = Impedancia directa

$$Z_{11} = R_L + jw \cdot 10^{-4} \cdot \left(2 \cdot \text{Ln} \frac{AA'}{rA} + 0,5\mu_1 \right)$$

Ω/km por fase y circuito

En las líneas dobles la reactancia inductiva sólo aumenta en un pequeño porcentaje por efecto de las distancias A' y A'' (inductancia de acoplamiento).



$$R_{11} = R_L \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

$$X_{11} = w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{AA'}{rA''} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

Z_{00} = Impedancia homopolar

$$Z_{00} = Z_0 + Z_{M0} \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

Z_0 = Impedancia homopolar para línea simple

$$Z_0 = R_L + 3R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot (6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_{M0} = Impedancia homopolar de acoplamiento de ambos circuitos que se calcula con la expresión:

$$Z_{M0} = 3R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot 6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_L} \quad \Omega/\text{km}$$

$$R_{00} = R_L + 6R_E \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

$$X_{00} = w \cdot 10^{-4} \left[(6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) + 6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_L} \right] \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

d) Línea trifásica simétrica doble con hilo de tierra/neutro:



Z_{11} = Impedancia directa

$$Z_{11} = R_L + jw \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{AA'}{rA''} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

En las líneas dobles la reactancia inductiva sólo aumenta en un pequeño porcentaje por efecto de las distancias A' y A'' (inductancia de acoplamiento).

$$R_{11} = R_L \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

$$X_{11} = w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{AA'}{rA''} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

Z_{00E} = Impedancia homopolar línea trifásica simétrica doble con hilo de tierra/neutro

$$Z_{00E} = Z_{0E} + Z_{M0E} \quad \Omega/\text{km por fase y circuito}$$

Z_{0E} = Impedancia homopolar línea trifásica simple con hilo de tierra/neutro

$$Z_{0E} = Z_0 - 3 \frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \quad \Omega/\text{km por fase}$$

Z_{M0E} = impedancia de acoplamiento de ambos circuitos teniendo en cuenta el hilo de tierra. Esta impedancia viene dada por:



$$Z_{M0E} = Z_{M0} - 3 \frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \quad \Omega/km$$

$$Z_{00E} = Z_0 + Z_{M0} - 6 \frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \quad \Omega/km$$

Donde:

Z_0 = Impedancia homopolar para línea simple

$$Z_0 = R_L + 3R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot (6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/km \text{ por fase}$$

Z_{M0} = Impedancia homopolar de acoplamiento de ambos circuitos que se calcula con la expresión:

$$Z_{M0} = 3R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot 6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_l} \quad \Omega/km$$

Z_{1s} = Impedancia mutua entre la línea y el hilo de tierra

$$Z_{1s} = R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \quad \Omega/km$$

$$Z_{1s}^2 = R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 + j \left(4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)$$

Z_s = Impedancia homopolar del hilo de tierra

$$Z_s = R_s + R_E + jw \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \quad \Omega/\text{km}$$

$$RE \left[\frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \right] = \frac{\left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * [R_s + R_E] + \left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]}{[R_s + R_E]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]^2}$$

$$IM \left[\frac{Z_{1s}^2}{Z_s} \right] = \frac{\left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * [R_s + R_E] - \left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]}{[R_s + R_E]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]^2}$$

$$R_{00E} = R_L + 6R_E - 6 * \frac{\left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * [R_s + R_E] + \left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]}{[R_s + R_E]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]^2} \quad \Omega/\text{km por fase}$$

$$X_{00E} = w \cdot 10^{-4} \cdot \left((6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{\sqrt[3]{r \cdot A^2}} + 0,5\mu_1) + 6 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right) - 6 * \frac{\left[4 \cdot R_E \cdot w \cdot 10^{-4} \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right] * [R_s + R_E] - \left[R_E^2 - \left(w \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{A_s} \right)^2 \right] * \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]}{[R_s + R_E]^2 + \left[w \cdot 10^{-4} \cdot (2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_s} + 0,5\mu_1) \right]^2} \quad \Omega/\text{km por fase}$$



e) Línea bifásica:

Impedancia **de lazo bifásico**, suponiendo que estas sean las fases R y S:

(Impedancia para calcular la falla BIFÁSICA)

Z_{RS} = Impedancia de lazo bifásico

$$Z_{RS} = (R_R + R_S) + jw \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{D_{RS}^2}{r_R + r_S}$$

donde:

R_R y R_S : resistencias de los conductores R y S [okm/km]

D_{RS} : distancia entre los conductores [m]

$r' = r \cdot e^{(-1/4)} = 0,7788r$, donde r es el radio del conductor [m]

Impedancia **de retorno por tierra**:

(Impedancia para calcular la falla MONOFASICA)

Z_r = Impedancia de retorno por tierra

$$Z_r = (R_R + R_E) + jw \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_R}$$

donde:

R_R : resistencia del conductor R [okm/km]

$r' = r \cdot e^{(-1/4)} = 0,7788r$, donde r es el radio del conductor [m]

f) Línea monofásica sin hilo de retorno (neutro):

Ante cortocircuito, la corriente retorna por la tierra. La impedancia que interviene es la de retorno por tierra (Z_r).

Z_r = Impedancia de retorno por tierra

$$Z_r = (R_R + R_E) + jw \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \text{Ln} \frac{\delta}{r_R}$$

donde:



R_R : resistencia del conductor R [okm/km]

$r' = r \cdot e^{(-1/4)} = 0,7788r$, donde r es el radio del conductor [m]

g) Línea monofásica con hilo de retorno (neutro):

Cuando analizamos el cortocircuito en este tipo de líneas, debemos contemplar dos casos posibles:

- Cuando el neutro no está puesto a tierra en el tramo de línea analizado
- Cuando sí lo está.

En el primer caso, si el cortocircuito se produce entre los dos conductores solamente, la impedancia que interviene es Z_{rn} (de lazo), mientras que si se produce entre fase y tierra, interviene Z_r (de retorno por tierra).

En el segundo caso, cuando el camino de retorno de la corriente lo constituye el neutro y la tierra, ya sea que el cortocircuito se produzca entre los dos conductores o la fase y tierra, parte de la corriente retorna por la tierra y otra parte lo hace por el conductor neutro.

Z_{Rn} = Impedancia de lazo fase-neutro

$$Z_{Rn} = (R_R + R_n) + j\omega \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \ln \frac{D_{Rn}^2}{r_R + r_n}$$

donde:

R_R y R_n : resistencias de los conductores R y n [okm/km]

D_{Rn} : distancia entre los conductores [m]

$r' = r \cdot e^{(-1/4)} = 0,7788r$, donde r es el radio del conductor [m]

Z_r = Impedancia de retorno por tierra

$$Z_r = (R_R + R_E) + j\omega \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \ln \frac{\delta}{r_R}$$

donde:

R_R : resistencia del conductor R [okm/km]

$r' = r \cdot e^{(-1/4)} = 0,7788r$, donde r es el radio del conductor [m]

APENDICE B

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO POR EL MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

Un cortocircuito tripolar equivale a una carga simétrica de la red trifásica; de aquí que el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las fallas trifásicas pueda reducirse al análisis de cualquier fase del sistema. Los restantes cortocircuitos que normalmente se consideran (doble línea, línea tierra, etc.) resultan equivalentes a cargas asimétricas y para su resolución se recurre a procedimientos de cálculos especiales, tales como el método de las componentes simétricas.

Este método permite descomponer cualquier sistema trifásico asimétrico en tres sistemas de componentes simétricos. De esta manera los circuitos que presentan desequilibrios pueden ser resueltos analizando una sola fase.

B.1 Método de Cálculo

Cualquier vector A puede considerarse como la resultante de tres componentes A_1 , A_2 y A_0 dispuestas una a continuación de otra de forma arbitraria. Si se complementa como la componente A_1 hasta formar un sistema trifásico simétrico de secuencia directa R S T, la componente A_2 hasta formar un sistema trifásico de secuencia inversa R T S y la componente A_0 hasta formar un sistema homopolar, resulta posible representar cualquier sistema trifásico asimétrico empleando estos tres sistemas de componentes.

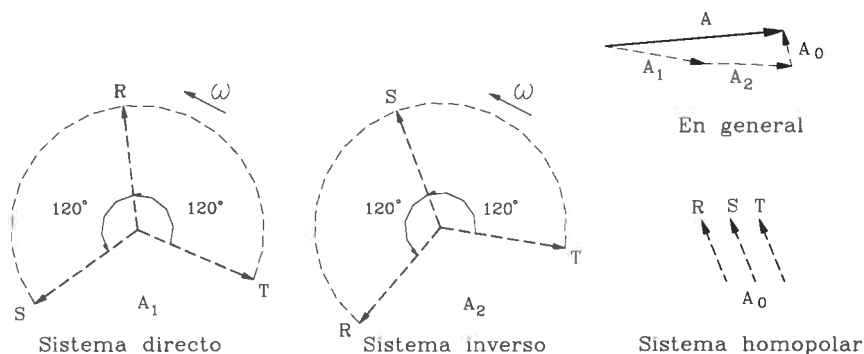


Figura B1.- Componentes simétricas correspondientes a un sistema trifásico

Se cumplen las relaciones:

$$\begin{aligned} A_R &= A_{1R} + A_{2R} + A_0 \\ A_S &= A_{1S} + A_{2S} + A_0 = a^2 A_{1R} + a A_{2R} + A_0 \end{aligned} \quad (B1)$$



$$A_T = A_{1T} + A_{2T} + A_0 = a A_{1R} + a^2 A_{2R} + A_0$$

El factor "a" representa un operador capaz de rotar a un vector 120° manteniendo inalterado su módulo. En coordenadas rectangulares y polares puede ser escrito de la siguiente manera:

$$a = -0,5 + j 0,87 = 1 \angle 120^\circ \quad (B2)$$

De la misma forma "a²" rota a cualquier vector un ángulo de 240° sin variar su módulo y puede expresarse como sigue:

$$a^2 = -0,5 - j 0,87 = 1 \angle 240^\circ \quad (B3)$$

Según la magnitud y la posición relativa de las componentes simétricas, los vectores A_R, A_S y A_T pueden tener cualquier módulo y ángulo de fase.

Recíprocamente, también resulta posible determinar las componentes simétricas correspondientes a un sistema trifásico asimétrico dado. Para esta operación se emplean las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} A_{1R} &= 1/3 (A_R + a A_S + a^2 A_T) \\ A_{2R} &= 1/3 (A_R + a^2 A_S + a A_T) \\ A_0 &= 1/3 (A_R + A_S + A_T) \end{aligned} \quad (B4)$$

Este método permite descomponer cualquier sistema trifásico asimétrico en tres sistemas de componentes simétricas. De esta manera los circuitos que presentan desequilibrios pueden ser resueltos analizando una sola fase.

Para las corrientes y las tensiones de un sistema trifásico se cumplen entonces las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} I_R &= I_1 + I_2 + I_0 & I_1 &= 1/3 (I_R + a I_S + a^2 I_T) \\ I_S &= a^2 I_1 + a I_2 + I_0 & I_2 &= 1/3 (I_R + a^2 I_S + a I_T) \\ I_T &= a I_1 + a^2 I_2 + I_0 & I_0 &= 1/3 (I_R + I_S + I_T) \end{aligned} \quad \begin{aligned} (B5a) \\ (B5b) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_R &= U_1 + U_2 + U_0 & U_1 &= 1/3 (U_R + a U_S + a^2 U_T) \\ U_S &= a^2 U_1 + a U_2 + U_0 & U_2 &= 1/3 (U_R + a^2 U_S + a U_T) \\ U_T &= a U_1 + a^2 U_2 + U_0 & U_0 &= 1/3 (U_R + U_S + U_T) \end{aligned} \quad \begin{aligned} (B6a) \\ (B6b) \end{aligned}$$

Las componentes de secuencia positiva, negativa y nula, tanto de tensión como de corriente estén referidas siempre a la fase R.

B.2 Impedancia Directa, Inversa y Homopolar

Las impedancias relacionadas con cada uno de los sistemas de componentes se designan, de forma análoga a la de estos sistemas, con los nombres de

impedancia directa o de secuencia positiva, impedancia inversa o de secuencia negativa e impedancia negativa o de secuencia cero.

La impedancia directa Z_1 de un aparato o un componente eléctrico es el cociente de la tensión entre fase y neutro y de la corriente de fase en el caso de que se le alimente mediante un sistema trifásico directo.

La impedancia inversa Z_2 de un aparato o un componente eléctrico es el cociente de la tensión entre fase y neutro y de la corriente de fase en el caso de que se alimente mediante un sistema simétrico inverso.

En las líneas, transformadores y bobinas las impedancias directa e inversa resultan de igual valor ya que la impedancia de los mismos no varía al invertir la secuencia de las fases. Por el contrario, en el caso de generadores, la impedancia inversa es la que aparece cuando se le somete a un sistema inverso de tensiones durante su marcha síncrona. Este sistema tiene en el estator una velocidad relativa doble con respecto al rotor, mientras que el sistema directo presenta una velocidad relativa nula respecto del rotor. A pesar de esto para el caso de los turbogeneradores el valor de ambas impedancias coinciden.

La impedancia homopolar Z_0 de un aparato o componente eléctrico para corriente trifásica es el cociente de la tensión entre fase y neutro y de la corriente de fase en el caso de que la alimentación sea una fuente de tensión monofásica, si los tres conductores principales dispuestos en paralelo constituyen el camino de ida de la corriente y existe un cuarto conductor que actúa como retorno común.

De lo anteriormente expuesto se desprende que la impedancia homopolar de un aparato o componente se refiere *siempre* a una conexión estrella.

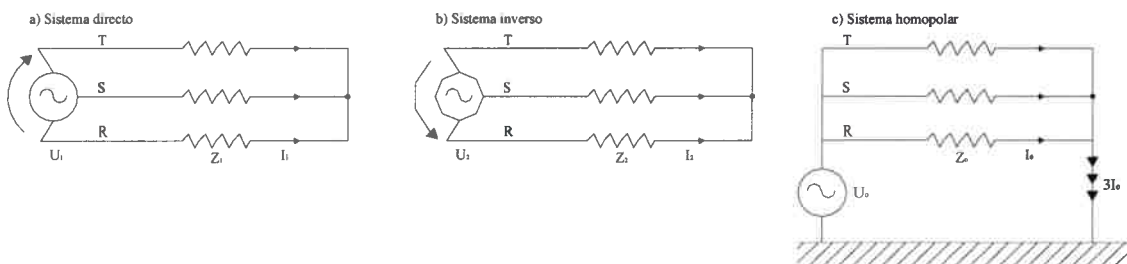


Figura B2. Cálculo de la corriente inicial simétrica de cortocircuito (I_k'')

El cálculo de la corriente inicial simétrica de cortocircuito siguiendo el método simplificado, es decir, sin considerar la carga de la red, permite obtener para redes con una tensión de servicio de hasta 380 KV valores suficientemente precisos de las sobrecargas máximas por cortocircuito.

Para el cálculo de las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito se plantean dos alternativas: considerar las tensiones de los generadores y

acometidas o considerar una fuente de tensión en el punto del cortocircuito. Si el circuito bajo estudio es el representado en la Figura B3a, la B3b y B3c representan las dos alternativas citadas. En la variante de la B3b, se representa E'' (la fuerza electromotriz del generador) y la tensión de la acometida $1,1 U$. En la segunda alternativa, B3c, existe una fuerza electromotriz $1,1 U$ como única fuente equivalente de tensión en el punto de defecto. Para esta situación la fuerza electromotriz del generador y la tensión de acometida se consideran nulas (ambas sólo actúan con sus impedancias).

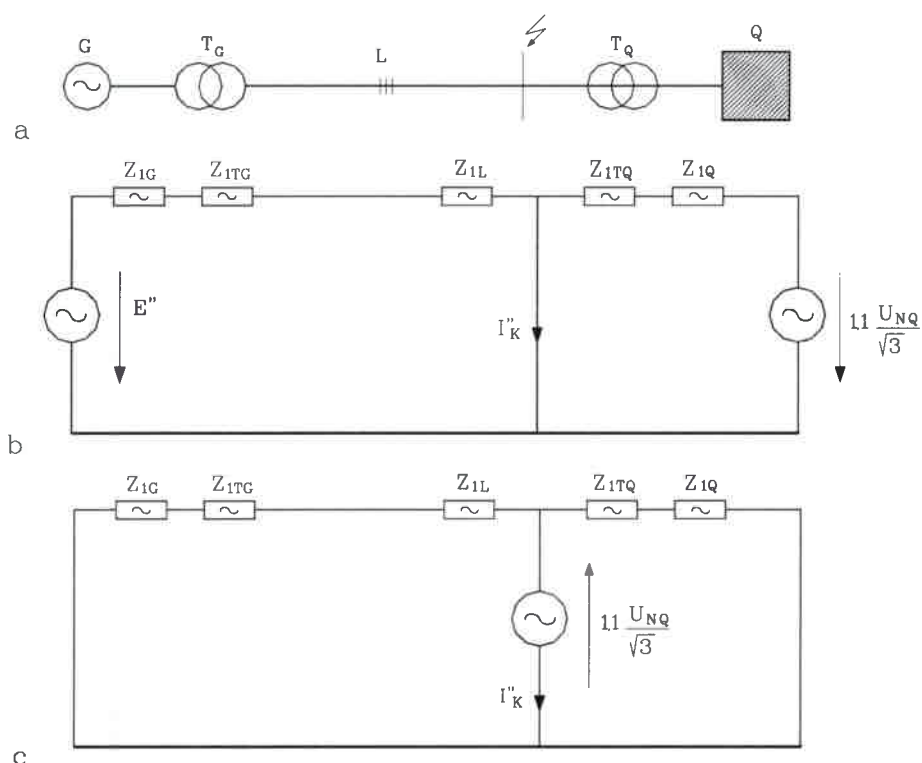


Figura B3.- Cálculo de la corriente inicial simétrica de cortocircuito sin consideración de la carga de la red

En nuestro caso vamos a emplear el primer caso (b).

B.3 Distintos Tipos de Cortocircuito

El estudio se basa en un circuito sencillo como la Figura B4 donde se representa un generador G , un transformador T y una línea L .

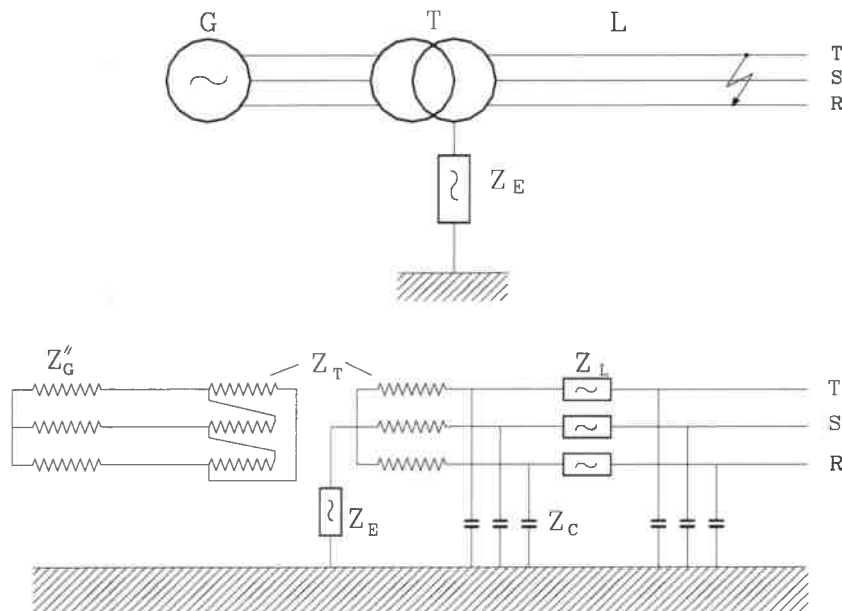


Figura B4.- Equivalente trifásico para el cálculo de cortocircuitos

En el esquema equivalente se tiene:

Z_G = impedancia de cortocircuito del generador.

Z_T = impedancia de cortocircuito del transformador.

Z_L = impedancia de la línea.

Z_C = impedancias debidas a la capacidad de las fases respecto a tierra.

Z_E = impedancia de puesta a tierra del punto neutro del transformador.

Todas estas representan impedancias por fase. La impedancia de puesta a tierra Z_E es común para las tres fases y por ello en el esquema equivalente debe considerarse un valor triple para una sola fase.

Es claro que la generación en todos los sistemas es a través de generadores síncronos trifásicos de secuencia directa. Por esto, se trate de cortocircuitos simétricos o asimétricos las fuerzas electromotrices sólo aparecen en los sistemas de secuencia positiva.

En los cortocircuitos simétricos se toma como fase de referencia la fase R. En los asimétricos resulta conveniente tomar como referencia la fase cuyo comportamiento difiere del de las otras dos.

Se toma como fuerza electromotriz la de los generadores o las correspondientes acometidas.

B.3.1 Cortocircuito Tripolar

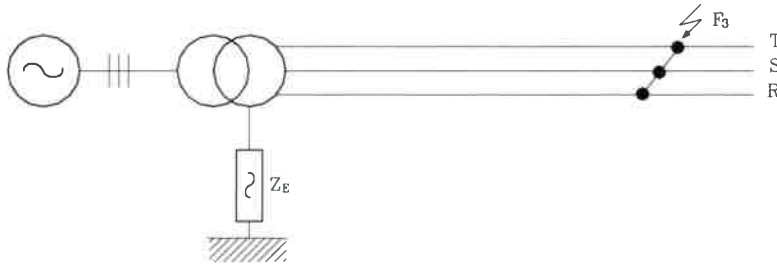


Figura B5.- Esquema para el cortocircuito trifásico

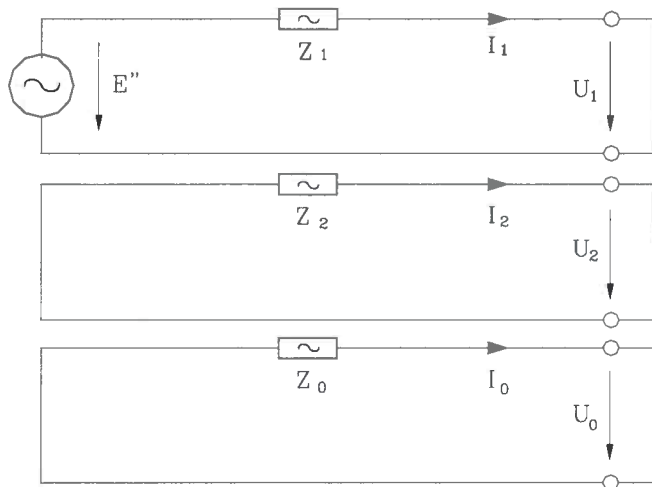


Figura B6.- Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito trifásico

El cortocircuito tripolar representa para la red una carga simétrica, Figura B5. En el punto de cortocircuito se cumple:

$$U_R = U_S = U_T = 0 \quad (B7)$$

A partir de las ecuaciones (B5) y (B6) y siendo la fase R la referencia se obtiene:

$$U_1 = U_2 = U_0 = 0 \quad (B8)$$

La Figura B6 representa los esquemas de conexión de los sistemas de secuencias para la falla trifásica. A partir de (B8) se deduce:

Sistema directo: $U_1 = E'' - I_1 Z_1 = 0, \quad I_1 = E''/Z_1, \quad (B9)$

Sistema inverso: $U_2 = -I_2 Z_2 = 0, \quad I_2 = 0, \quad (B10)$

Sistema homopolar: $U_0 = -I_0 Z_0 = 0, \quad I_0 = 0, \quad (B11)$

Sustituyendo esto en B5a se tiene:

$$I_R = I_1, \quad I_S = \alpha^2 I_1, \quad I_T = \alpha I_1 \quad (B12)$$

Como las corrientes en las tres fases son iguales, resulta para la corriente inicial simétrica de cortocircuito:

$$I''_{K3} = \frac{E''}{Z_1} \quad (B13)$$

El análisis para las tensiones no resulta demasiado complicado y conduce a:

$$U_R = U_S = U_T = 0 \quad (B14), \text{ tal como se había previsto.}$$

B.3.2 Cortocircuito Bipolar sin Contacto a Tierra

Esquemáticamente se representa en la Figura B7 y esto constituye para la red una carga asimétrica. Se cumple:

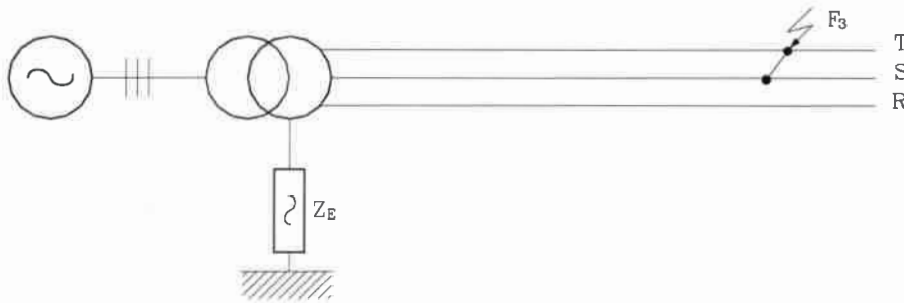


Figura B7.- Esquema para el cortocircuito bifásico

$$U_S = U_T, \quad I_R = 0, \quad I_S = -I_T \quad (B15)$$

Tomando a R como fase de referencia, de las ecuaciones B5 y B6 se obtienen las siguientes relaciones:

$$U_S - U_T = U_1 - U_2 = 0, \quad U_1 = U_2, \quad (B16)$$

$$3I_0 = I_R + I_S + I_T = 0, \quad I_0 = 0, \quad (B17)$$

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0, \quad I_1 = -I_2 \quad (B18)$$

$$I_0 = \frac{U_0}{Z_0}, \quad U_0 = 0 \quad (B19)$$

Para las corrientes I_S e I_T :

$$I_S = a^2 I_1 + a I_2, \quad I_S = (a^2 - a) I_1, \quad I_S = -j \sqrt{3} I_1 \quad (B20)$$

$$I_T = a I_1 + a^2 I_2, \quad I_T = (a - a^2) I_1, \quad I_T = j \sqrt{3} I_1 \quad (B21)$$

Del análisis de las ecuaciones B16 a la B19 surge el esquema de conexiones para los sistemas de secuencias que se muestran en la Figura B8. Se cumplen las siguientes relaciones:

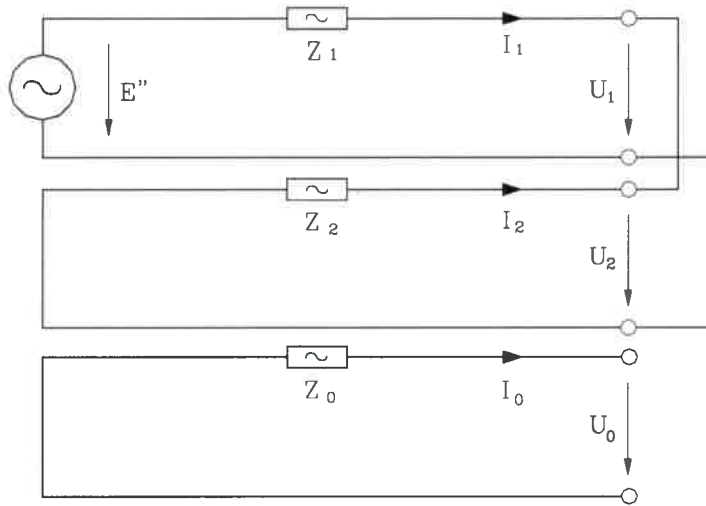


Figura B8.- Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito bifásico

$$U_1 = E'' - I_1 Z_1, \quad (B22)$$

$$U_2 = -I_2 Z_2, \quad (B23)$$

$$U_0 = -I_0 Z_0, \quad (B24)$$

$$E'' = I_1 (Z_1 + Z_2) \text{ y por lo tanto } I_1 = \frac{E''}{Z_1 + Z_2} \quad (B25)$$

Sustituyendo B20 y B21 en B22 se obtiene:

$$I_S = -j \sqrt{3} E'' / (Z_1 + Z_2) \quad (B26)$$

$$I_T = j \sqrt{3} E'' / (Z_1 + Z_2) \quad (B27)$$

Ambas corrientes tienen el mismo valor absoluto. Entonces para la corriente inicial simétrica correspondiente a un cortocircuito bipolar sin contacto a tierra se cumple que:

$$I''_{k2} = \frac{\sqrt{3} E''}{Z_1 + Z_2} \quad (B28)$$

Respecto de las tensiones y sabiendo que $U_0 = 0$, de la primera ecuación del sistema B6a se tiene:

$$U_R = U_1 + U_2, \quad (B29)$$

sustituyendo B22 y B23 en B29 resulta:

$$U_R = E'' \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (B30)$$

B.3.3 Cortocircuito Bipolar con Contacto a Tierra

De acuerdo a la Figura B9 se cumple:

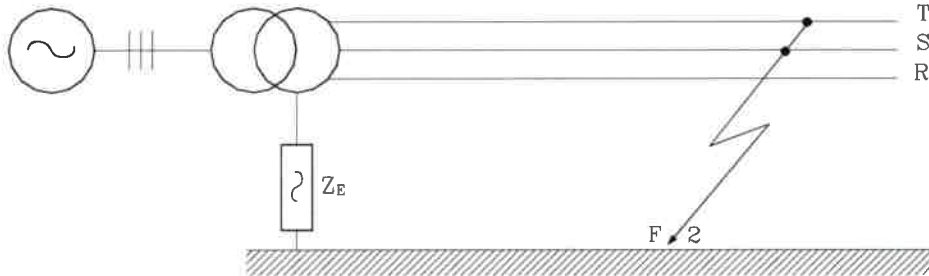


Figura B9.- Esquema para el cortocircuito bifásico a tierra

$$U_S = U_T = 0, \quad I_R = 0$$

De la B5 y B6, tomando la fase R como referencia, se tienen las siguientes relaciones:

$$I_R = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \quad (\text{B31})$$

es decir:

$$I_1 = -I_2 - I_0 \quad (\text{B32})$$

$$3U_1 = U_R + aU_S + a^2U_T = U_R \quad (\text{B33})$$

$$3U_2 = U_R + a^2U_S + aU_T = U_R \quad (\text{B34})$$

$$3U_0 = U_R + U_S + U_T = U_R \quad (\text{B35})$$

De B33, B34 y B35, surge que:

$$U_1 = U_2 = U_0 \quad (\text{B36})$$

De B32 y de B36 surge el esquema de conexión para los sistemas de secuencias mostrado en la Figura B10. Se cumple:

$$U_1 = E'' - I_1Z_1 \quad (\text{B37})$$

$$U_2 = -I_2Z_2 \quad (\text{B38})$$

$$U_0 = -I_0Z_0 \quad (\text{B39})$$

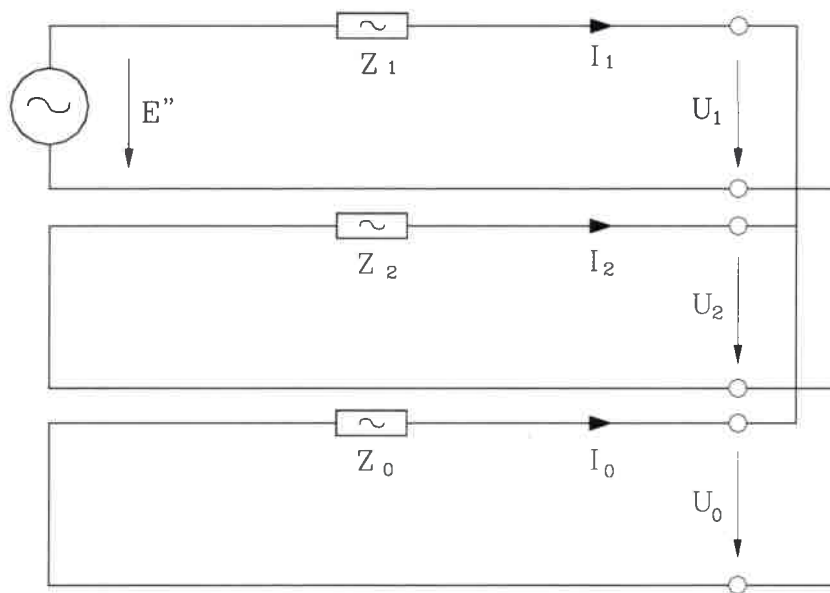


Figura B10.- Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito bifásico a tierra

Trabajando con B31 y B36 se tiene:

$$I_R = \frac{E''}{Z_1} - U_1 \frac{A}{Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_0} = 0 \quad (B40)$$

donde $A = Z_1 Z_2 + Z_2 Z_0 + Z_0 Z_1$, y

$$U_1 = E'' \frac{Z_2 \cdot Z_0}{A} \quad (B41)$$

además:

$$I_1 = E'' \frac{Z_2 + Z_0}{A} \quad I_2 = -E'' \frac{Z_0}{A} \quad I_0 = -E'' \frac{Z_2}{A} \quad (B42)$$

Con B42 en B5a se obtiene:

$$I_S = I''_{k2ES} = +j\sqrt{3}E'' \frac{aZ_1 - Z_0}{A}, \text{ y} \quad (B43)$$

$$I_T = I''_{k2ET} = -j\sqrt{3}E'' \frac{a^2 Z_2 - Z_0}{A} \quad (B44)$$

La corriente que circula por tierra resulta de la suma de I_S e I_T y la denominamos $I_{E'}$,

$$I''_{kE2E} = I_S + I_T = 3E'' \frac{Z_2}{A} = 3I_0 \quad (B45)$$

Por otro lado, la tensión entre la fase no fallada R y tierra en el lugar de la falla surge de B36 y la primera ecuación del sistema B6a siendo:

$$U_R = 3E'' \frac{Z_2 \cdot Z_0}{A} \quad (B46)$$

B.3.4 Cortocircuito Unipolar a Tierra

De la Figura B11 que representa el caso se deduce que:

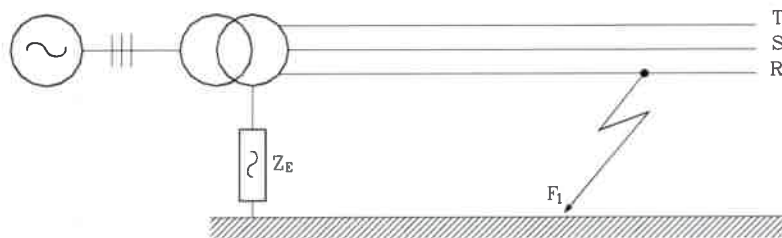


Figura B11.- Esquema para el cortocircuito unipolar a tierra

$$U_R = 0, I_S = 0, I_T = 0 \quad (B47)$$

Tomando la fase R como referencia, de las ecuaciones B5 y B6 resulta:

$$3I_1 = I_R + aI_S + a^2I_T = I_R \quad (B48)$$

$$3I_2 = I_R + a^2I_S + aI_T = I_R \quad (B49)$$

$$3I_0 = I_R + I_S + I_T = I_R \quad (B50)$$

De aquí surge que:

$$I_1 = I_2 = I_0 \quad (B51)$$

Respecto de las tensiones:

$$U_R = U_1 + U_2 + U_0 = 0 \quad (B52)$$

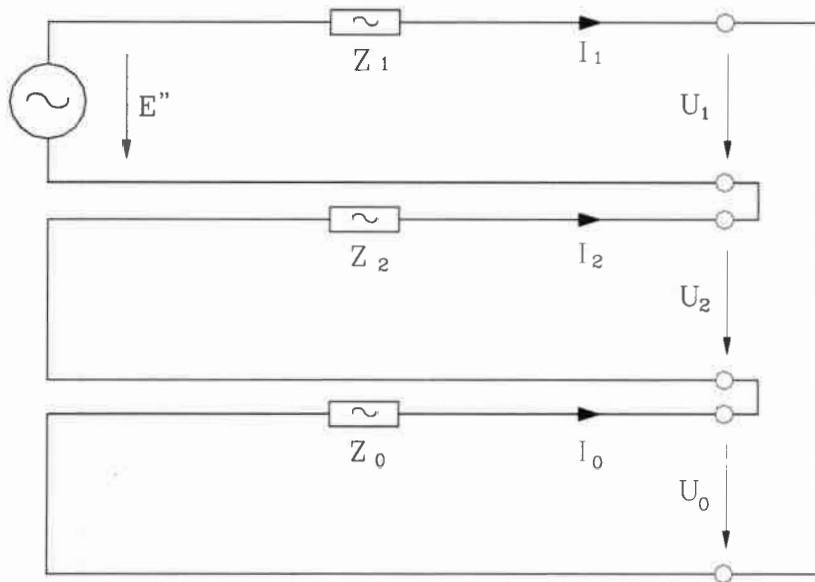


Figura B12.- Combinación de las redes de secuencia para el cortocircuito bifásico a tierra

De donde surge:

$$U_1 = -U_2 - U_0 \quad (B53)$$

De B51 y B53, surge el esquema de conexión de la Figura B12, de la que se extraen las siguientes relaciones:

$$U_1 = E'' - I_1 Z_1 \quad (B54)$$

$$U_2 = -I_2 Z_2 \quad (B55)$$

$$U_0 = -I_0 Z_0 \quad (B56)$$

De B51 y B52 se tiene:

$$U_R = E'' - I_1 Z_1 - I_2 Z_2 - I_0 Z_0 = 0 \quad (B57)$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (B58)$$

De B48:

$3I_1 = I_R$, por lo tanto:

$$I_R = I''_{k1} = \frac{3E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (B59)$$



Sustituyendo B54, B56 y B58 en las ecuaciones que surgen del sistema B6a pueden obtenerse las tensiones de las fases no perturbadas respecto de tierra:

$$U_S = E'' \left[a^2 - \frac{a^2 Z_1 + a Z_2 + Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right] \quad (B60)$$

$$U_T = E'' \left[a - \frac{a Z_1 + a^2 Z_2 + Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right] \quad (B61)$$

En las fórmulas deducidas para el cálculo de las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito se empleó como fuerza electromotriz la correspondiente a los generadores o a las acometidas existentes. Esta f.e.m. es igual a:

$$E'' = c \cdot \frac{U_S}{\sqrt{3}}$$

donde:

$c = 1.1$; diferencia entre la fuerza electromotriz y la tensión de la red (para redes donde $V > 1000$ V) (VDE 0102).

U_S = Tensión de servicio de la red

B.4 Expresiones Simplificadas para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito con Impedancia de Falta

Trifásica

$$|I_{3K}| = \left| \frac{V}{Z_1 + Z_F} \right| \quad (B62)$$

Bifásica

$$|I_{2K}| = \left| \frac{\sqrt{3} \cdot V}{Z_1 + Z_2 + Z_F} \right| \quad (B63)$$

Monofásica

$$|I_{1K}| = \left| \frac{3 \cdot V}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \cdot Z_F} \right| \quad (B64)$$

B.4.1 Situaciones Particulares



Faltas en líneas bifásicas:

$$I_{2\phi} = \frac{\sqrt{3} * V_{fn}}{Z_1 + Z_2 + Z_{rs} + Z_F} \quad (B65)$$

donde Z_{rs} es la impedancia del lazo bifásico y Z_1 y Z_2 son las impedancias de secuencia positiva y negativa hasta el punto donde se inicia el tramo bifásico.

Faltas en líneas monofásicas:

$$I_{1\phi} = \frac{3 * V_{fn}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 * Z_r + 3 * Z_f} \quad (B66)$$

donde Z_r es la impedancia del lazo monofásico y Z_1 y Z_2 son las impedancias de secuencia positiva y negativa hasta el punto donde se inicia el tramo en cuestión.

B.5 Tipos de Fallas Consideradas en el Estudio

Las fallas analizadas en los distintos puntos del sistema son los cortocircuitos trifásicos (I_{k3}), bifásicos (I_{k2}) y monofásicos (I_{k1}).

Se estudian estos casos en la condición más perjudicial, considerando una impedancia de falla (Z_f) de 0 ohm, y una condición de mínima corriente de falla con una Z_f de 30 ohm en MT. De esta manera se considera un rango de corrientes bastante amplio para cada tipo de falla.

Todo esto nos permite interpretar que en este estudio se logrará obtener un importante set de valores de corrientes de cortocircuito que permitan realizar una buena coordinación de las protecciones del sistema.



APENDICE C

CAPACIDAD DE SOPORTAR SOBRECARGAS. GUÍA IEC 354

C.1 Cargas con Variaciones Cíclicas

En la práctica no es usual (tampoco económicamente conveniente) que los transformadores normales funcionen a plena carga en forma continua, se deben considerar las distintas condiciones de funcionamiento y las subsiguientes fluctuaciones del degradamiento térmico relativo de los aislantes del transformador.

Las cargas con variaciones cíclicas se pueden calificar como *normales*, de *emergencia de larga duración* y de *emergencia de corta duración*.

Además de la potencia nominal en condiciones de servicio continuo, se puede asignar al transformador, en sus especificaciones técnicas, un ciclo de carga temporario durante el cual se deben satisfacer las limitaciones de sobreelevación de temperatura fijadas en la norma IEC 76-2.

En ausencia de tal especificación la guía IEC 354 para transformadores de distribución, de mediana y de gran potencia inmersos en aceite, y la guía IEC 905 para transformadores secos, hacen referencia a cargas con variaciones cíclicas (habitualmente la duración del ciclo es de un día), teniendo en consideración el envejecimiento promedio que se tiene durante el ciclo.

Estas guías permiten calcular e indicar las sobrecargas admisibles, bajo ciertas condiciones, referidas a la corriente nominal, para ayudar al usuario a elegir, para instalaciones nuevas, la potencia nominal de un transformador.

Cuando se presentan sobrecargas de emergencia, que al superar los límites de temperaturas fijados por la norma pueden afectar la vida del transformador, es esencial que el comprador lo manifieste claramente en la especificación técnica, esta indicación resulta particularmente importante para grandes transformadores.

C.2 Modelo de Distribución de Temperatura

Las guías IEC 354 y 905 proponen modelos matemáticos para juzgar las consecuencias de variaciones cíclicas de la carga, para distintos valores de temperatura del medio refrigerante, y permiten estimar las sobreelevaciones de temperatura transitorias, refiriéndose principalmente a la temperatura del punto caliente.

Para transformadores en aceite, las fórmulas utilizadas se basan en las siguientes hipótesis simplificativas:

- la temperatura del aceite en los canales axiales (de refrigeración) de los arrollamientos se incrementa linealmente desde la parte inferior a la superior, para cualquier tipo de refrigeración, esto se debe al modo como circula el fluido refrigerante.
- la sobreelevación de temperatura del devanado respecto del aceite independientemente de su posición (altura) es constante. Esto implica que la velocidad del fluido de refrigeración y el aporte de calor por unidad de longitud del canal son constantes.
- la sobreelevación de temperatura del punto caliente es más alta que la sobreelevación de temperatura del devanado en su parte superior.

Para considerar este apartamiento la diferencia entre la temperatura del punto caliente y el aceite en la parte superior del devanado, se obtiene de multiplicar la diferencia de temperaturas entre el devanado medio y el aceite medio por un coeficiente H.

Este coeficiente varía entre 1.1 y 1.5 dependiendo del tamaño del transformador (la guía utiliza el valor 1.1 para transformadores de distribución y 1.3 para transformadores medianos y grandes).

La Figura C1 muestra el diagrama de temperaturas que corresponde a las hipótesis mencionadas.

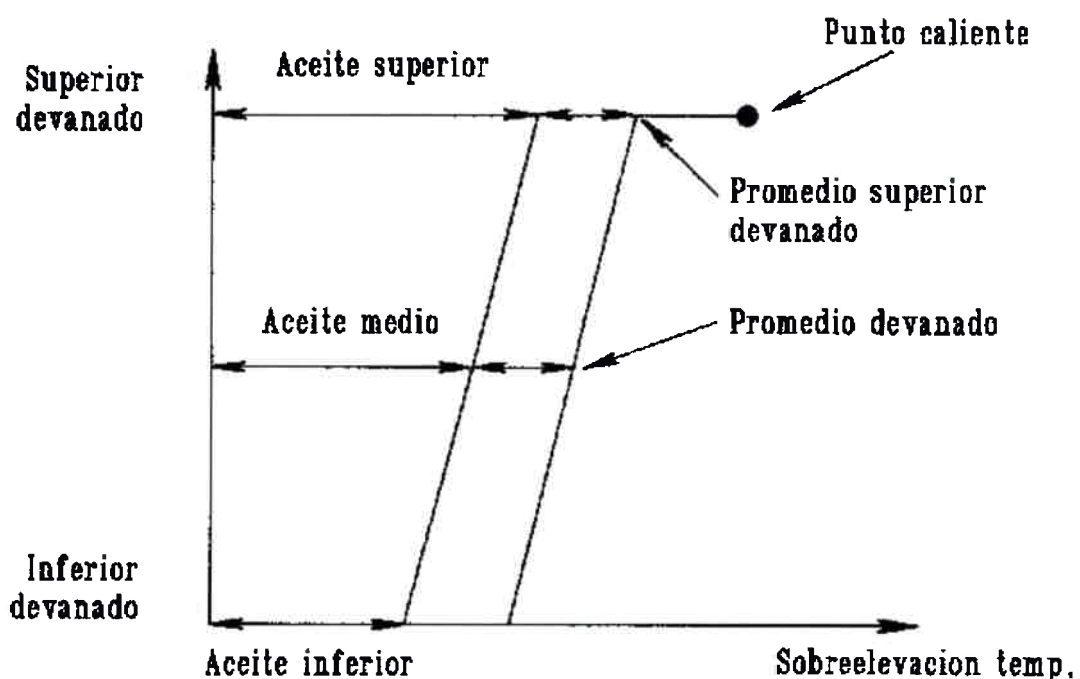


Figura C1 – Diagrama térmico



La temperatura del punto caliente depende de la temperatura ambiente y de la carga, por lo tanto es necesario conocer los diagramas de carga de la máquina en examen (y su relación con la temperatura ambiente), para poder evaluar cuándo se supera el límite de temperatura con un mayor consumo de su vida, y cuándo el valor más bajo de temperatura es causa de un menor consumo de vida.

Es importante destacar que la temperatura medida durante el ensayo de calentamiento en la capa superior del aceite (vainas para termómetro), difiere de la temperatura del aceite que sale de los devanados. Esta situación es particularmente importante después de una carga repentina de gran magnitud.

Los distintos arrollamientos, aún cuando su estado de carga sea igual, pueden tener distintas temperaturas. Esta diferencia no es normalmente importante para transformadores con refrigeración natural en aceite, y para éstos la temperatura del aceite en la parte superior del devanado se considera igual a la temperatura de la mezcla en la parte superior de la cuba.

Para obtener la temperatura del aceite en la salida del devanado la guía propone partir de la temperatura del aceite en la parte inferior y sumarle el duplo de la diferencia entre la temperatura media del aceite dentro del devanado y la temperatura inferior (esta diferencia se supone igual a la mitad de la caída de temperatura dentro de los elementos intercambiadores de calor), lógicamente cuando se realizan medidas es aconsejable actuar en el sentido de confirmar estos criterios.

Si se utiliza en cambio la temperatura del aceite en la capa superior para determinar la temperatura media del aceite y la sobreelevación de temperatura media entre el devanado y el aceite, los resultados pueden conducir a error.

C.3 Factores que Inciden en la Vida Útil

Todos los factores que afectan la temperatura del punto caliente tienen directa relación con la vida útil, pero son particularmente importantes y no siempre controlables los efectos que produce una sobrecarga.

C.4 Sobrecarga de Transformadores Inmersos en Aceite

La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de 20 °C y con una sobreelevación de temperatura del punto caliente de 78 °C (temperatura 98 °C).

Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida.

En esta condición de funcionamiento la temperatura del punto caliente excede en 13 °C el valor de sobreelevación medio de temperatura de 65 °C del arrollamiento (medido por variación de resistencia) adoptado en la guía IEC 354 para transformadores de distribución.

Si se representa el ciclo de carga diario por medio de un diagrama equivalente simplificado de dos escalones, para distintos ciclos de carga, y valores de temperatura ambiente comprendidos entre -25 °C y 40 °C, la guía propone curvas (para carga cíclica normal) con consumo de vida normal, y tablas (para carga cíclica de emergencia) con un consumo de vida expresado en días equivalentes de funcionamiento a potencia nominal con temperatura ambiente de 20 °C, que permiten determinar el pico de carga para una dada duración y una determinada carga inicial.

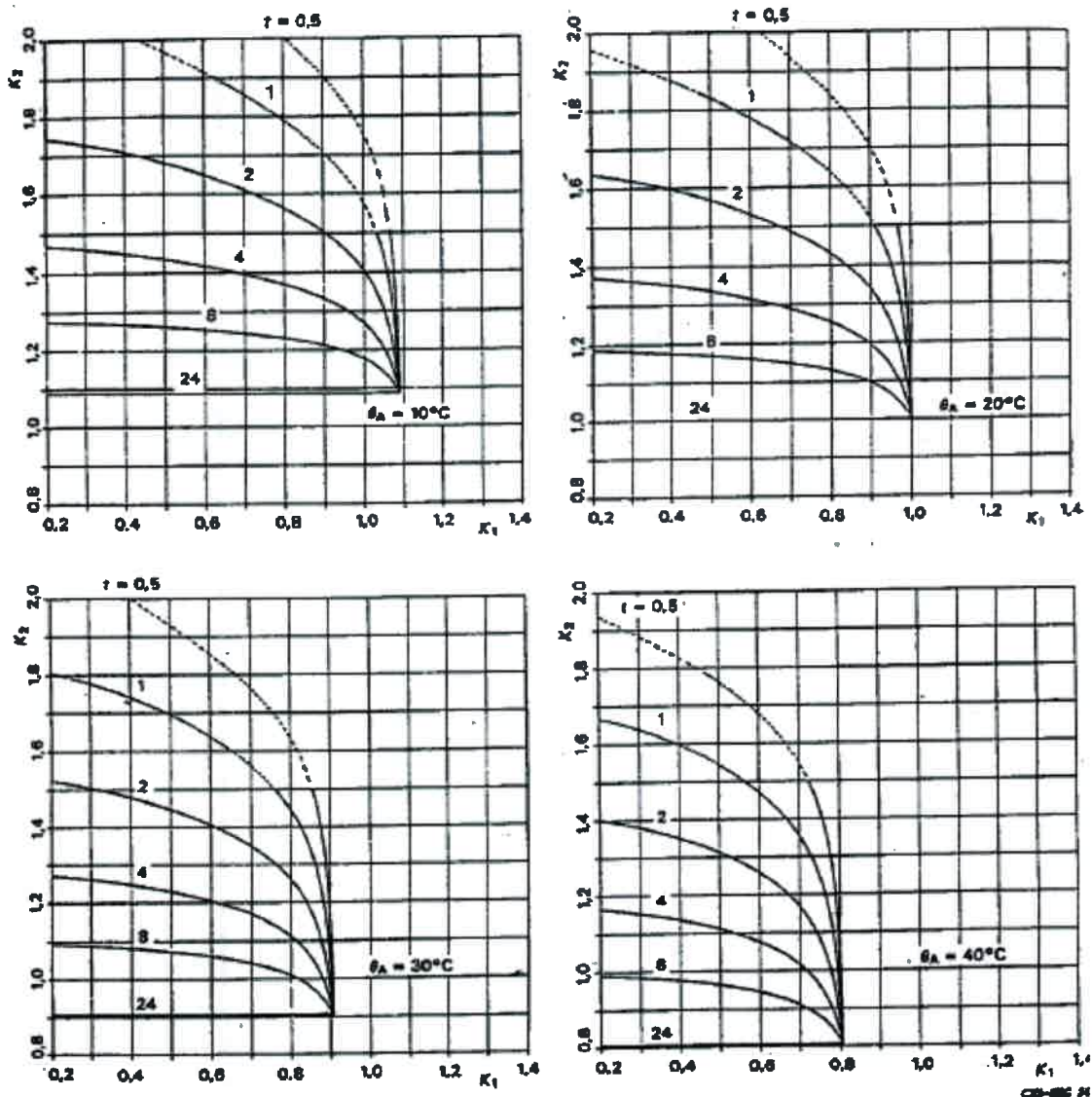


Figura C2 – Transformadores de Distribución ONAN – Regimenes admisibles para una pérdida de vida normal



	Cíclica normal	Emergencia larga duración	Emergencia corta duración
Corriente (pu)	1,5	1,8	2,0
Punto caliente y partes metálicas en contacto con aislantes (°C)	140	150	Si la temperatura del punto caliente supera 140 – 160 °C puede resultar riesgoso
Aceite capa superior (°C)	105	115	

Tabla C1 - Valores límites con sobrecarga para transformadores de distribución

También para sobrecarga se recomienda no superar ciertos límites de corriente en valor relativo y temperaturas del punto caliente y del aceite en la capa superior, la Tabla C1 muestra a modo de ejemplo estos valores para un tipo de transformador.

Utilizando las curvas y suponiendo que la tensión aplicada al transformador permanece constante, se puede también determinar la potencia nominal de un transformador (esperando un consumo de vida normal) para un perfil de carga rectangular definido por la relación entre el pico de carga y la carga inicial (K_2/K_1).

Un cambio en las condiciones de carga se trata como una función escalón. El perfil rectangular de la carga, consiste en un escalón con una cierta duración seguido por un descenso también en escalón.

Para una variación de carga continua, la función escalón se aplica para lapsos pequeños y el cálculo de la temperatura del punto caliente, consiste en un procedimiento repetitivo.

Para determinar el incremento de temperatura del aceite durante un transitorio a partir de la temperatura inicial, se debe utilizar la constante de tiempo del aceite y conocer la temperatura final.

El valor de la constante de tiempo depende del tipo de transformador, la guía adopta 3 horas para transformadores de distribución, 2.5 horas para transformadores de media y gran potencia con refrigeración natural en aceite y 1.5 horas para refrigeración forzada o dirigida.

Cuando se tiene un aumento de la carga, la variación de la sobreelevación de temperatura entre el devanado y el aceite se debe calcular utilizando la constante de tiempo característica del devanado, pero como normalmente este parámetro es muy pequeño (5 a 10 minutos), el incremento de temperatura del punto caliente se alcanza en forma casi instantánea (aún para cargas breves de alto valor).



La guía considera nula la constante de tiempo de los devanados debido a que el tiempo de duración del pico de sobrecarga utilizado en las tablas es de 30 minutos o más.

C.5 Limitaciones y Efectos de Superar la Potencia Nominal

Se considera como *vida normal* aquella que tendría la máquina funcionando en servicio continuo con su potencia nominal, con ciclos de carga normales y para condiciones normales de temperatura ambiente.

La vida de un transformador depende en alto grado de un conjunto de solicitaciones tales como sobretensiones, cortocircuitos en el sistema y sobrecargas de emergencia, que pueden ocurrir en forma separada o conjunta.

La sobrecarga y/o el funcionamiento con temperaturas ambientes más altas que las normales, introducen un grado de riesgo y un envejecimiento acelerado.

Veamos como ejemplo, un transformador que funciona 4 horas a 104 °C estas equivale a 8 horas de funcionamiento normal, y si funciona 8 horas a 92 °C estas equivalen a 4 horas. Si en las 12 horas restantes funciona a 98 °C estas equivalen a 12 horas y entonces cada 24 horas se habrán utilizado 24 horas de vida.

Si un transformador funciona todo el día a 104 °C su día de uso equivale a dos días de vida.

La metodología con la que se puede estudiar el consumo de vida se basa en conocer:

- la temperatura ambiente de hora en hora
- la carga de hora en hora

Partiendo de estos datos se puede determinar la temperatura del aceite y del punto caliente, el paso siguiente es calcular el consumo de vida de hora en hora e integrarlo.

La guía IEC 354 ofrece un método para proponer la temperatura ambiente de hora en hora durante todo el año, conocidos datos climáticos promedio mes a mes, el método genera temperatura promedio diaria y temperatura de hora en hora.

C.6 Conclusiones

Como conclusión se destaca la importancia de ajustarse a las normas para que el término "potencia nominal" no pierda su significado, y aclarar



cuidadosamente las posibles condiciones extremas de funcionamiento a fin de encontrar los límites correctos de utilización.

Como visto el transformador tiene una capacidad intrínseca de soportar sobrecargas que conviene que sea conocida y aprovechada.

Esta depende esencialmente de la condición de carga previa, de su duración, de la temperatura ambiente, no obstante ello no resulta fácil precisar exactamente cuales son estas posibilidades de sobrecarga.

Se observa que no se trata de la aplicación de métodos exactos, y que las guías que se emplean para una mejor utilización de los transformadores (no refiriéndose a una máquina en particular) deben ser por lo tanto aplicadas con sensatez, siendo el constructor quien conociendo el proyecto, puede dar una aporte válido acerca de su sobrecargabilidad.

ANEXO I

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y DE CARGA MÁXIMA CALCULADAS PARA LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA

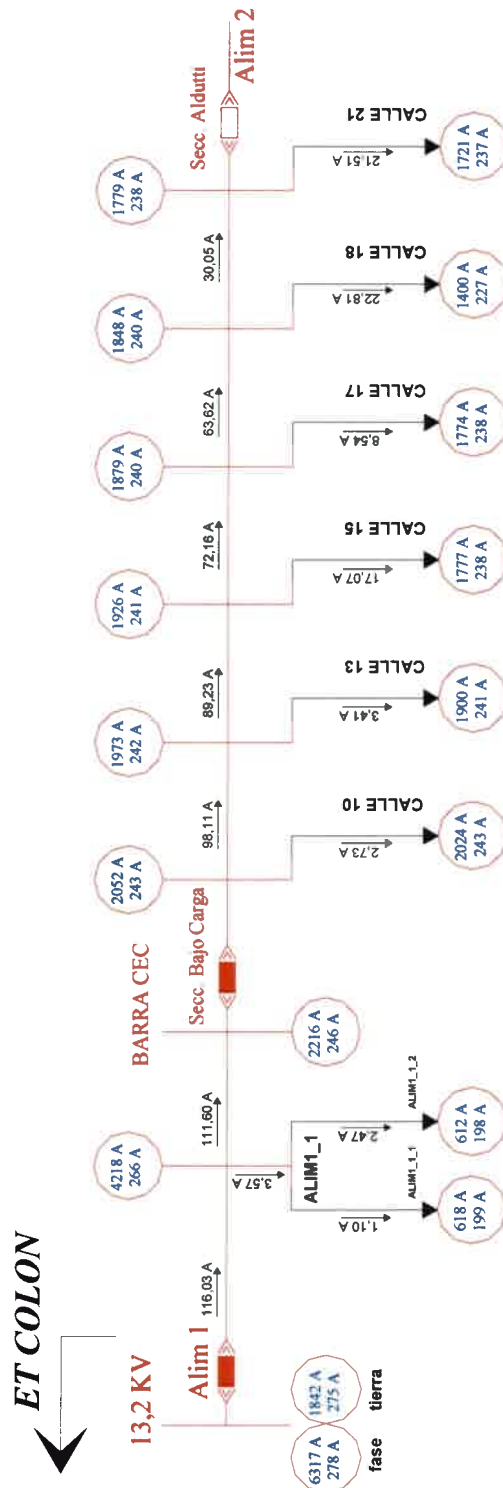


Figura I.I - Corrientes de cortocircuito y de carga máxima calculadas para el Alimentador 1

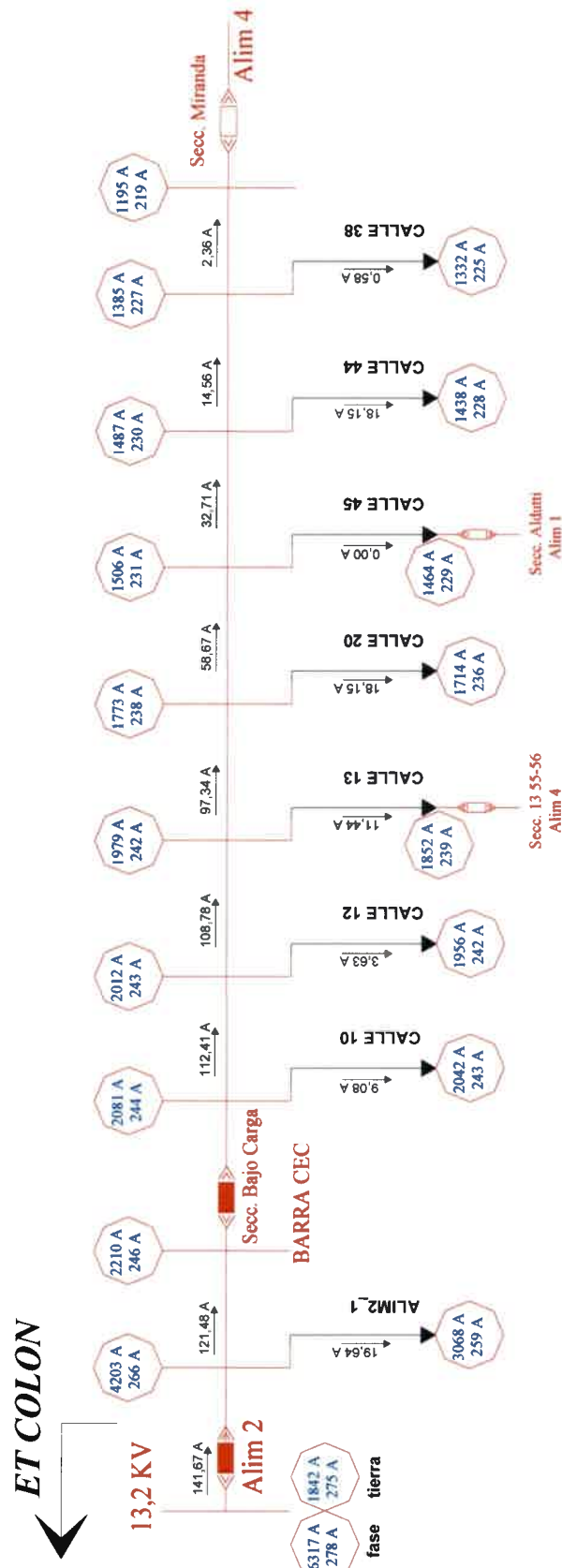


Figura I.11 - Corrientes de cortocircuito y de carga máxima calculadas para el Alimentador 2

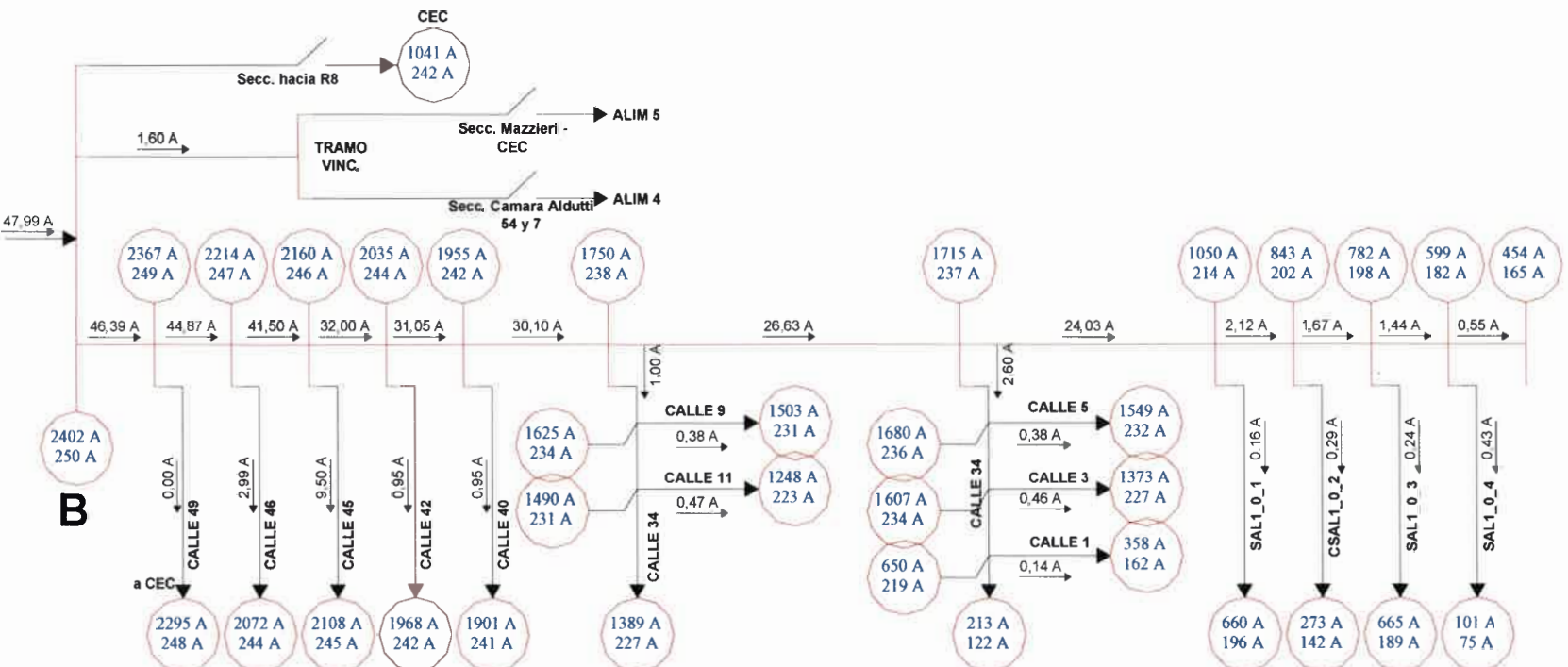


Figura I.III - Corrientes de cortocircuito y de carga máxima calculadas para la línea Urbana (Alimentador 3)



ANEXO II

PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y RURALES MT/BT CONTRA SOBRECORRIENTES

Para seleccionar los esquemas de protección y los calibres adecuados para los transformadores rurales y de distribución, se clasificará según la corriente nominal en BT y el tipo de aplicación a que será sometido el mismo, en tres grupos:

I - hasta 40 KVA

II - de 50 a 63 KVA

III - de 75 a 630 KVA

El primer grupo consiste generalmente en transformadores que alimentan un usuario rural, de carga pequeña, como por ejemplo una casa, taller, un galpón con algunas máquinas herramientas, y, puede o no, algún silo.

Para este grupo se decide proteger al trafo mediante fusibles en el lado de MT e interruptor termomagnético en el lado de BT, permitiendo que sea el mismo usuario, en el caso de actuación del mismo, quien pueda reponerlo. Con estos dos elementos correctamente seleccionados se puede obtener una adecuada protección para las sobrecargas y cortocircuitos.

El segundo grupo puede constituir generalmente un usuario, pero de instalación mediana, como ser por ejemplo un tambo, una fábrica, un usuario rural con varios motores, o bien un grupo de usuarios residenciales.

Para ello se decide cambiar la protección de BT por fusibles limitadores tipo NH, de calibre adecuado y tipo gTr, (protección de transformadores), coordinando y complementando la protección del fusible de MT.

En este caso será el personal técnico de la Cooperativa quien deberá, en caso de actuación de alguno de ellos, proceder a su reemplazo, previa detección de la causa que provocó su actuación y solución de la misma.

El tercer grupo comprende varios usuarios residenciales, comerciales, alumbrado público, o bien una industria, donde tenemos generalmente dos o más alimentadores de salida. Para estos transformadores se selecciona fusibles de MT del tipo de expulsión, fusibles NH gTr para protección principal del lado de BT y tipo gL (protección de línea) para cada alimentador. También en este caso la reposición la realiza el personal técnico de la Cooperativa.

A continuación se detalla un cuadro de protecciones para cada transformador instalado en el Sistema.

PROTECCION TRANSFORMADORES RURALES y DISTRIBUCION

Potencia (KVA)	Tensión (V/V)	Protección Media Tensión	Protección Baja Tensión	Protección de Línea
MONOFASICOS				
5	7620/231	K2A	Termomagnética 25A Curva C	
10	7620/231	K3A	Termomagnética 50A Curva C	
16	7620/231	S5A	Termomagnética 63A Curva C	
BIFASICOS				
5	13200/231	K1A	Termomagnética 25A Curva C	
10	13200/231	K2A	Termomagnética 50A Curva C	
16	13200/231	K2A	Termomagnética 63A Curva C	
TRIFASICOS				
10	13200/400-231	K1A	Termomagnética 16A Curva C	
15	13200/400-231	K1A	Termomagnética 25A Curva C	
16	13200/400-231	K2A	Termomagnética 25A Curva C	
20	13200/400-231	K2A	Termomagnética 32A Curva C	
25	13200/400-231	K2A	Termomagnética 40A Curva C	
25	13200/400-231	K2A	Fusible NH gL 40A	
30	13200/400-231	K3A	Termomagnética 40A Curva C	
40	13200/400-231	K3A	Termomagnética 63A Curva C	
50	13200/400-231	S5A	Fusible NH gTr 40 KVA	
63	13200/400-231	S5A	Fusible NH gTr 63 KVA	
75	13200/400-231	S7A	Fusible NH gTr 75 KVA	Fusible NH gL 100A
80	13200/400-231	S7A	Fusible NH gTr 75 KVA	Fusible NH gL 100A
100	13200/400-231	S7A	Fusible NH gTr 100 KVA	Fusible NH gL 125A
125	13200/400-231	S10A	Fusible NH gTr 125 KVA	Fusible NH gL 160A
150	13200/400-231	S10A	Fusible NH gTr 160 KVA	Fusible NH gL 160A
160	13200/400-231	S10A	Fusible NH gTr 160 KVA	Fusible NH gL 160A
200	13200/400-231	S15A	Fusible NH gTr 200 KVA	Fusible NH gL 200A
250	13200/400-231	S20A	Fusible NH gTr 250 KVA	Fusible NH gL 200A
315	13200/400-231	S25A	Fusible NH gTr 315 KVA	Fusible NH gL 200A
400	13200/400-231	S30A	Fusible NH gTr 400 KVA	Fusible NH gL 200A
500	13200/400-231	S40A	Fusible NH gTr 500 KVA	Fusible NH gL 200A
630	13200/400-231	S50A	Fusible NH gTr 630 KVA	Fusible NH gL 200A

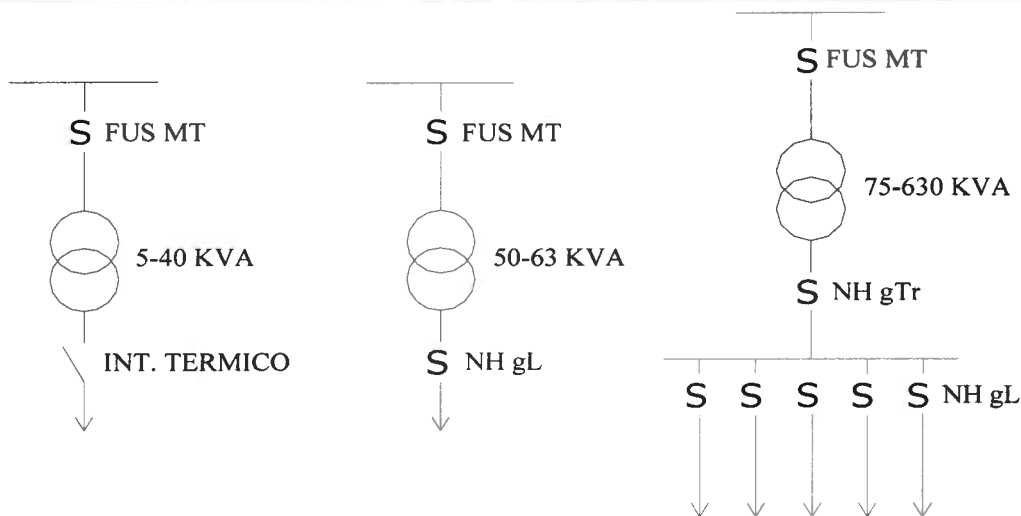


Figura II.I – Esquemas de protección para transformadores distribución / rurales

ANEXO III

DIAGRAMA DE CONEXIÓN BÁSICO DEL RELÉ REX 521

Terminal diagram of the REX 521: Basic

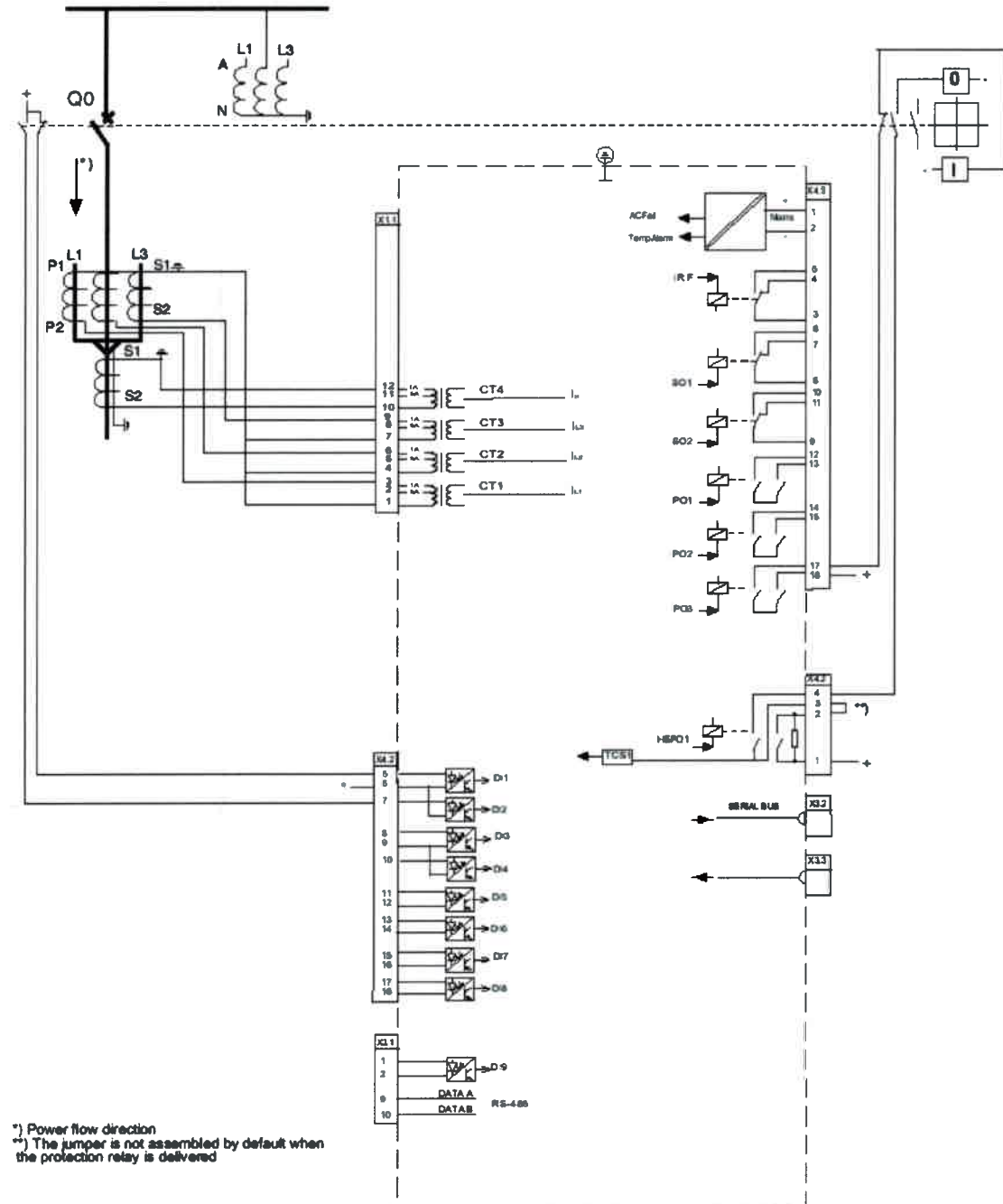


Figura III.1 – Diagrama de conexión básico REX 521

ANEXO IV

BREVE DESCRIPCION DE LOS RECONECTADORES A INSTALAR EN EL SISTEMA

IV.I Descripción Reconectador Mc Graw



Figura IV.I – Reconectador V6H de Mc Graw

Modelo: V6H (interruptor en vacío).

Reconectador trifásico hidráulicamente controlado.

Operación

La operación eléctrica del reconectador es iniciada por el disparo de un mecanismo de solenoide en cada fase del reconectador. Cada mecanismo opera en forma independiente para abrir y cerrar sólo su propia fase durante el despeje de una falta. Sin embargo, cuando cualquier de los mecanismos alcanza el bloqueo, los tres son disparados simultáneamente para lograr un bloqueo trifásico.

Especificaciones y Rangos

Ciclo del reconectador:	2 A + 2 C
Curvas características:	en gráfica adjunta
Tiempo de recierre, segundos	1
Rangos de Voltaje	
Tensión nominal del Sistema, KV rms	14,4
Tensión máxima, KV rms	15,5
Tensión de impulso resistida (BIL), KV cresta	110



Tensión resistida a 60 Hz, KV rms

Seco, 1 minuto	50
Húmedo, 10 segundos	45

Intensidad nominal de Bobina (A)	Intensidad mínima de disparo (A)	Valores de interrupción (A rms simétrico)		
		4,8 KV	8,32 KV	14,4 KV
Tipo V6H, 100 A máximo				
5	10	200	200	200
10	20	400	400	400
15	30	600	600	600
25	50	1000	1000	1000
35	70	1400	1400	1400
■	■	2000	2000	2000
70	140	2800	2500	2000
100	200	3000	2500	2000
140	280	3000	2500	2000
200	400	3000	2500	2000

Tabla IV.I – Rangos de corriente del Reco Mc Graw Tipo V6H 100A



**Reclosers Type 4H, V4H, PV4H (1 Φ); 6H, V6H (3 Φ)
50 Amp Coil (Mc Graw)**

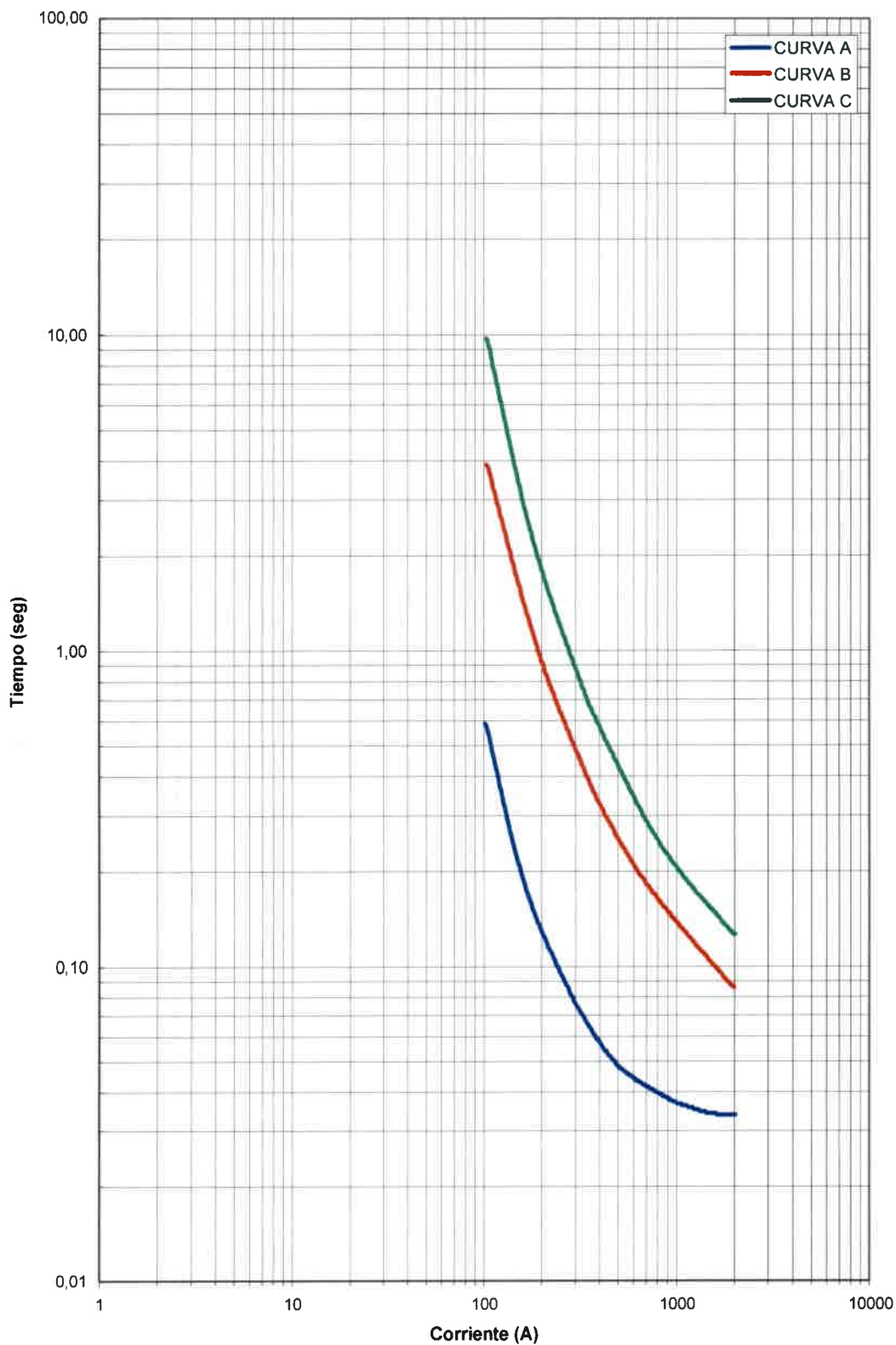


Figura IV.II – Curvas características del reconectador V6H



IV.II Descripción Reconector NU*LEC Serie N



Figura IV.III – Reconector NU*LEC Serie N

En los equipos se incluyen una Unidad Terminal Remota (RTU) y un módem en forma estándar. No se necesitan RTUs, módem, fuentes de alimentación, baterías, cableado, conectores o gabinetes adicionales.

Estos reconectores resultan ideales como interruptores de bajo costo para los alimentadores en las subestaciones que se encuentran en intemperie. En tales condiciones, su conexión al control de la subestación o sistema de automatización resulta sencilla y de bajo costo.

El relé de protección integral, con su curva rápida, permite un rápido aislamiento de la falla, reduciendo así los daños.

Estos reconectores de última generación pueden ser utilizados con un sistema SCADA, permitiendo el control remoto y el monitoreo, con las siguientes ventajas:

- 1) La información sobre el estado del reconector y sobre los valores de la corriente de falla, que se transmiten al sistema de control, permiten hacer una rápida localización de la sección de la línea que presenta la falla, con lo cual se logra una disminución del tiempo de traslado de las cuadrillas.
- 2) Esta misma información permite obtener una operación en forma remota, con lo cual se reduce el área afectada y se puede restablecer rápidamente el suministro.

IV.II.I Características de Protección General

Los reconectores Nu-lec poseen un relé de protección incorporado cuyas características cumplen con la norma IEC 255. Las configuraciones del relé de protección se programan desde el Panel de Control del Operador, o bien se "bajan" de una computadora portátil.



Secuencia Operativa

Los tiempos muertos (durante el cual el reconectador permanece abierto) se pueden seleccionar individualmente. La secuencia operativa se define por:

O - 1º t_r - OC - 2º t_r - OC - 3º t_r - OC; donde t_r : tiempo de recierre

Tiempos de recierre

1º tiempo de recierre: 0,5-180 seg

2º tiempo de recierre: 2,0-180 seg

3º tiempo de recierre: 2,0-180 seg

Resolución de tiempo: 0,1 seg

Módulos de entradas de aperturas rápidas

Este módulo está disponible como accesorio, provee una entrada aislada ópticamente para abrir el reconectador incondicionalmente dentro de los 60 ms de la activación (incuyendo los tiempos de rebote y de operación del interruptor). Este módulo es comprado como un ítem adicional.

Tiempos de Rearme (reinicio de la secuencia)

5 - 180 segundos en intervalos de 1 seg.

Cantidad de operaciones de apertura hasta el bloqueo

Estas se pueden seleccionar entre 1 y 4.

Curvas de Tiempo Inverso

El Módulo de Control y Protección ofrece un total de 48 curvas de protección de tiempo inverso que son seleccionadas por el usuario. Estas son:

- Tres curvas IEC 255
 - ESTANDAR INVERSA
 - MUY INVERSA
 - EXTREMADAMENTE INVERSA
- Tres curvas tiempo inverso IEEE C37.112
 - MODERADAMENTE INVERSA
 - MUY INVERSA
 - EXTREMADAMENTE INVERSA
- 42 curvas no estándar de tiempo inverso
 - Referirse al Manual Técnico para obtener un listado completo



Curvas definidas por el usuario

Se pueden seleccionar hasta cinco curvas definidas por el usuario (CDU) en el panel de control de la misma forma que las mencionadas anteriormente. El módulo de las CDUs en el Sistema Operativo para Windows (WSOS), disponible como opción, es utilizado para configurar las CDUs.

Protección instantánea

La protección instantánea opera abriendo al reconectador si la corriente de línea excede el Multiplicador Instantáneo x Corriente Ajustada.

Rango del Multiplicador: 1 a 30

Resolución del ajuste: 0,1

Ajuste efectivo máximo: 16 KA

Protección por tiempo definido

El Tiempo Definido se encuentra disponible en las protecciones por fase y por tierra como una alternativa a la protección de Tiempo Inverso. Trabaja abriendo al reconectador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla.

Rango de Corriente: 10 - 1260 A

Resolución de tiempo: 0,1 seg

Rango de Tiempo: 0,5 - 100 seg

Resolución del ajuste de corriente: 1 A

Protección de tierra de Alta Sensibilidad (PTAS)

La PTAS hace que el reconectador se abra cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un nivel prefijado por un tiempo mayor establecido.

Rango de Corriente de apertura de PTAS: 4 - 20 A

Opción de PTAS de 1 A disponible bajo pedido: 1 - 20 A

Tiempo de Operación de PTAS: 0,1 - 100 seg

Resolución del ajuste de la corriente de disparo del PTAS: 1 A

Resolución del tiempo de disparo de PTAS: 0,1 seg

Coordinación de Secuencia



La Coordinación de Secuencia permite al reconectador mantener su secuencia de aperturas a la par de otro reconectador aguas abajo.

IV.II.II *Características de Protección Avanzada*

Este reconectador posee además otras características avanzadas de protección, las cuales solamente mencionaremos. Para mayor detalle remitirse al Manual Técnico. Estas son:

- Bloqueo direccional
- Bloqueo por carga viva
- Pérdida de fase
- Restrictor de corrientes inrush
- Detección del arranque en frío
- Protección por baja / sobre frecuencia
- Grupos múltiples de ajuste de protección
- Software de automatización
- Características de Medición

Además de sus características de protección, el NU*LEC conforma también un interesante centro de medición, con la posibilidad de almacenar registros de más de 3000 eventos. Las variables que se pueden medir son:

- Tensión
- Corriente
- Potencia activa (con o sin signo)
- Factor de potencia
- Presión del Gas

Historial de Fallas

Fallas mantenidas en registro: Como mínimo 50 fallas durante por lo menos 2 meses.

Datos almacenados:

Fecha y hora.

Valor de corriente de falla.

Número de operaciones de cierre.



Estado de bloqueo

IV.II.III Especificaciones del Reconectador Serie N24

Especificaciones	24kv 12,5kA
Máxima tensión del sistema	24 KV
Corriente nominal	630 A
Poder de cierre sobre falla (rms)	12,5 KA
Poder de cierre sobre falla (pico)	31,5 KA
Tiempo de operación (cierre/apertura)	0,1/0,05 seg
Operaciones mecánicas	10000
Operaciones con corriente nominal	10000
Corriente de corta duración (1 seg – rms)	12,5 KA
Corriente de corta duración (3 seg – rms)	12,5 KA
Capacidad de Interrupción	
Principalmente Activa (Factor de potencia 0,7)	630 A
Interrupción de fallas	12,5 KA
Carga en la línea	25 A
Magnetización del transformador	22 A
Corriente capacitiva	250 A
Nivel de Aislación al Impulso	
Fase a tierra	150 KV
A través del interruptor	150 KV
En pérdida de gas SF6	70 KV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial	
Fase a tierra	60 KV
A través del interruptor	60 KV
Datos Ambientales	
Temperatura ambiente ¹	-30 a +50 °C
Radiación máxima	1,1 KW/m ²
Humedad	0-100%
Altitud máxima ²	3000 m

¹ -30 a 50 °C disponible en forma opcional con un calefactor agregado

² Para alturas mayores disminuir los valores especificados según ANSI C37.60



ANEXO V

PROTECCION Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES

Protección Alimentador 1

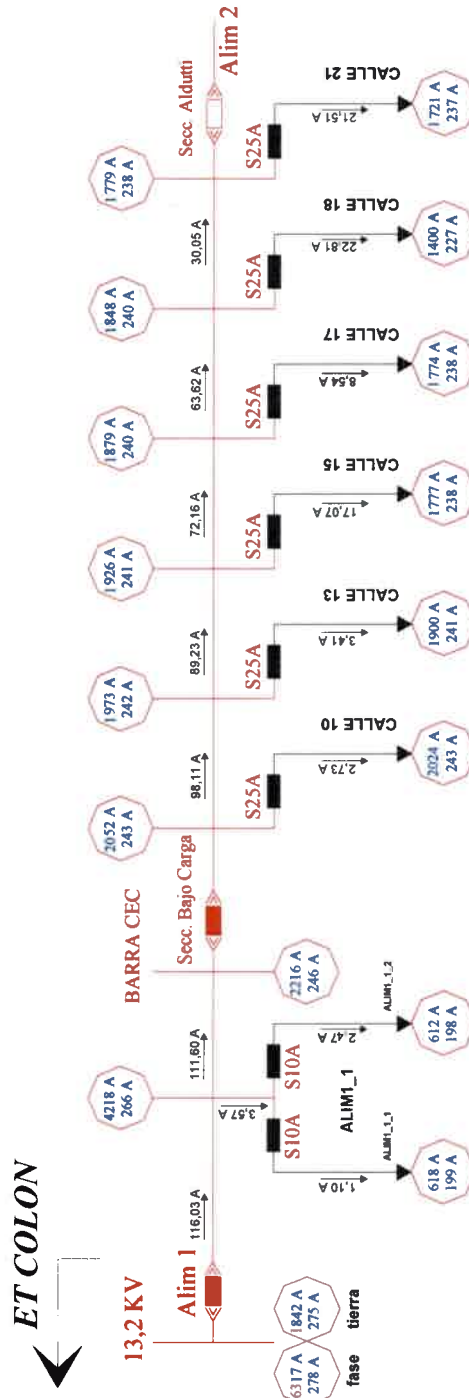


Figura V.I – Esquema de las protecciones del Alimentador 1



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6400 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Relé Alim 1:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,150

I> / I_o>: 200 A

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 4700 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Recierre: SI (p/ I> / I_o>)

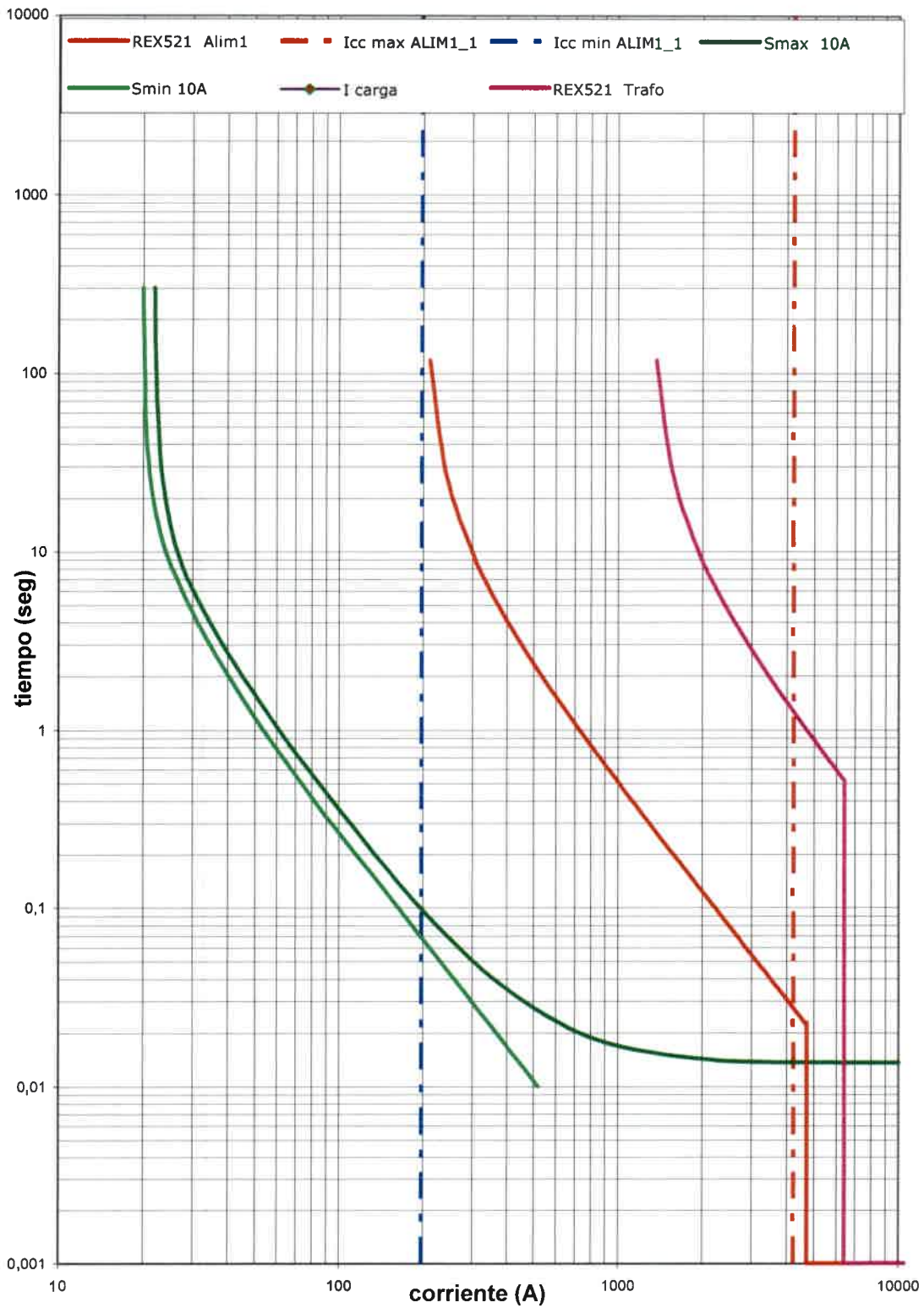


Figura V.II – Hoja de Coordinación Protección Alimentador 1 – Derivación ALIM1_1

Fusible: S10A

Icc min: 198 A

Icc max: 4218 A

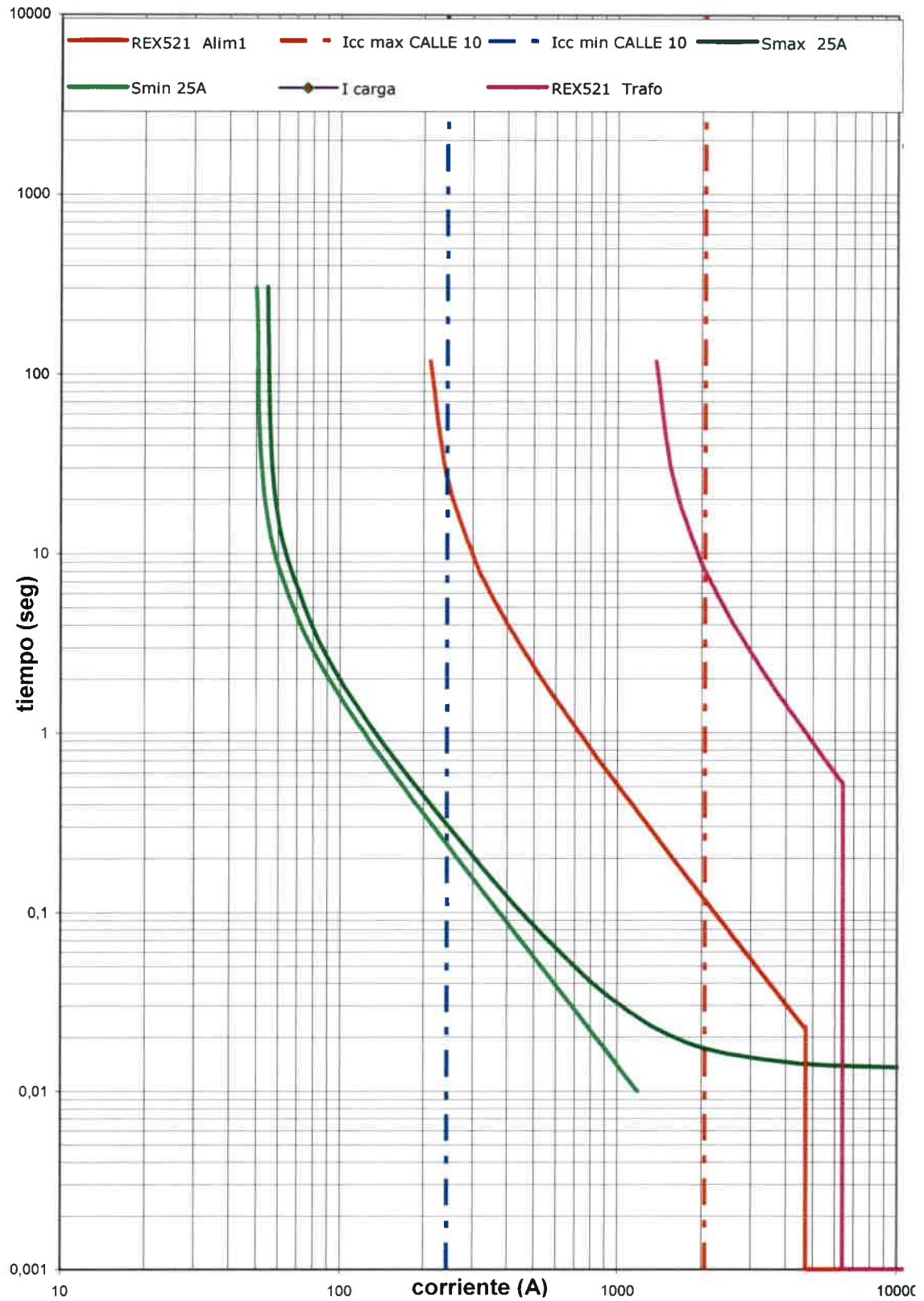


Figura V.III – Hoja de Coordinación Protección Alimentador 1 – Derivación CALLE 10

Fusible: S25A

Icc min: 243 A

Icc max: 2052 A

Protección Alimentador 2

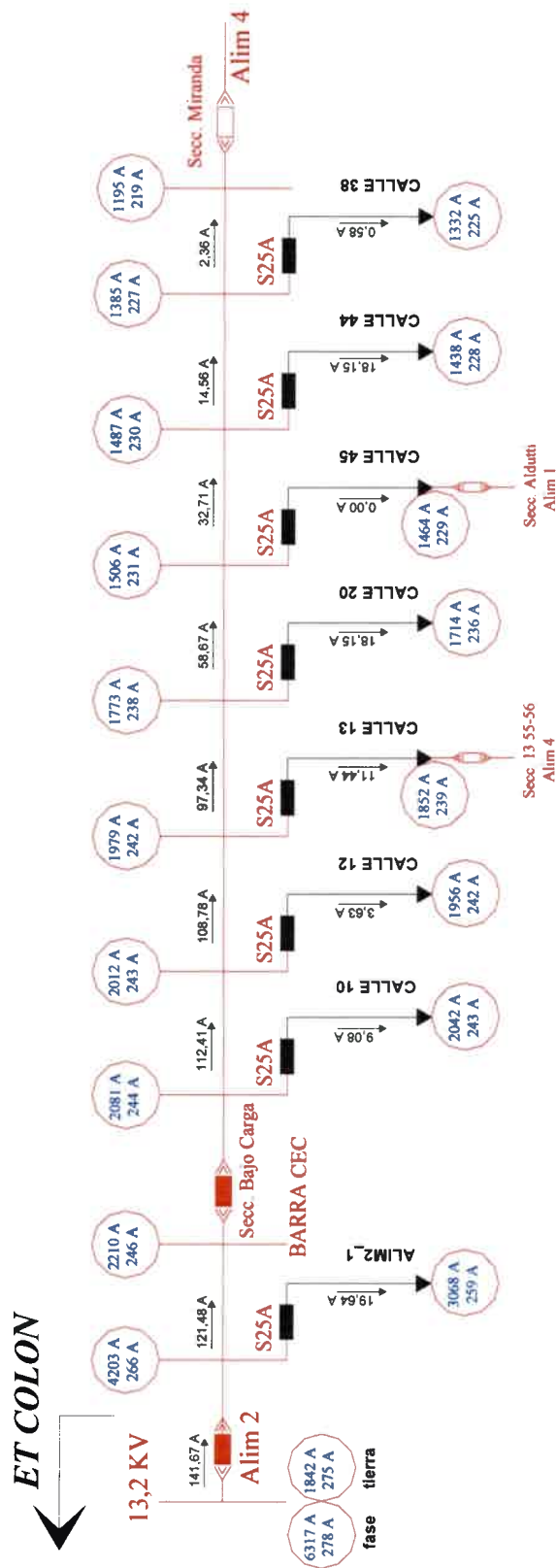


Figura V.IV – Esquema de las protecciones del Alimentador 2



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6400 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Relé Alim 2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,150

I> / I_o>: 200 A

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 4700 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Recierre: SI (p/ I> / I_o>)

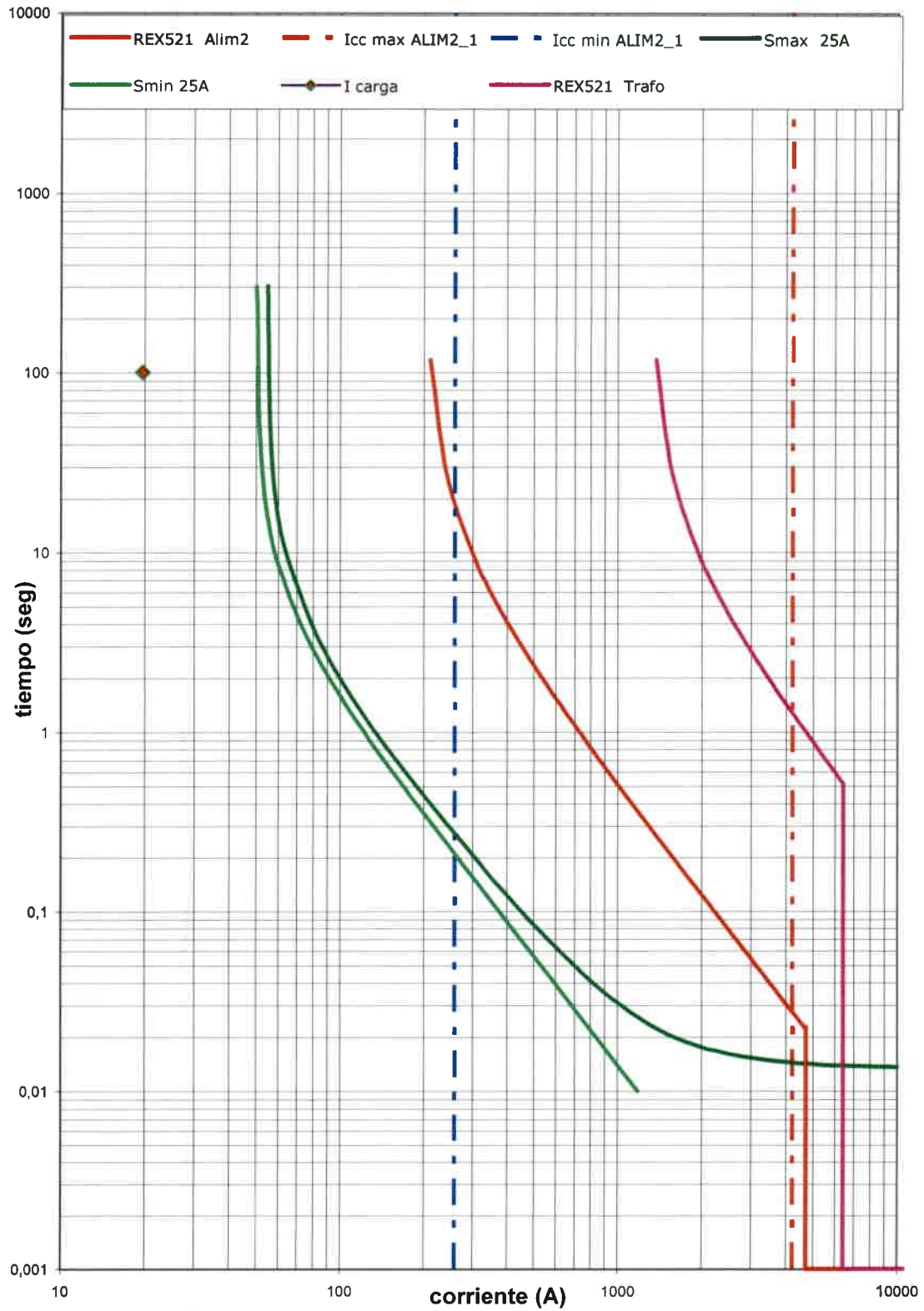


Figura V.V – Hoja de Coordinación Protección Alimentador 2 – Derivación ALIM2_1

Fusible: S25A

Icc min: 259 A

Icc max: 4203 A



Protección Alimentador 3

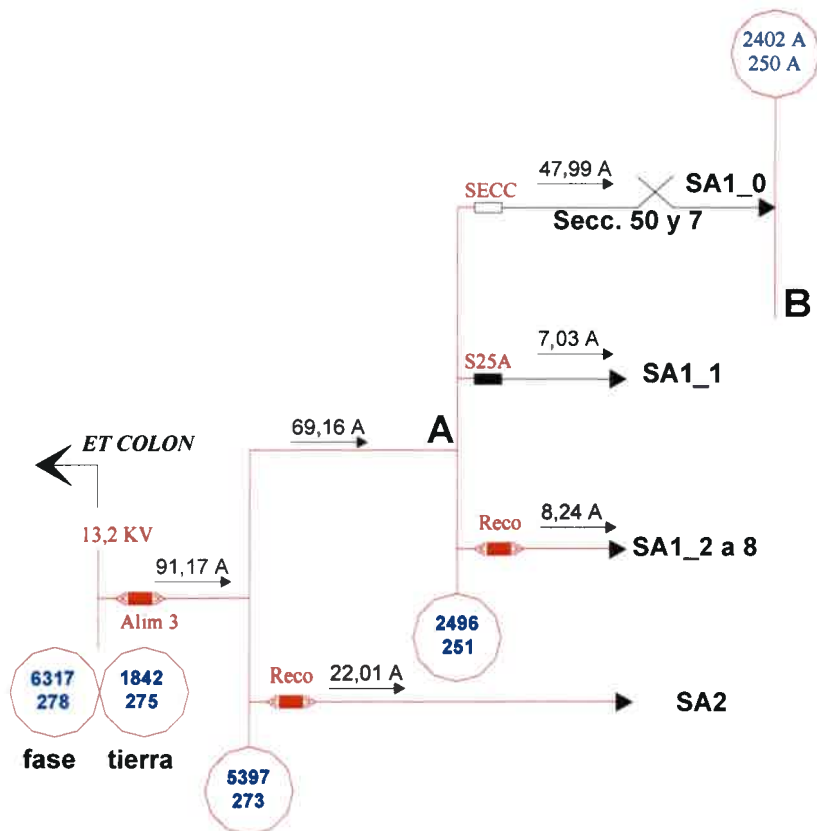


Figura V.VI – Esquema de las protecciones del Alimentador 3

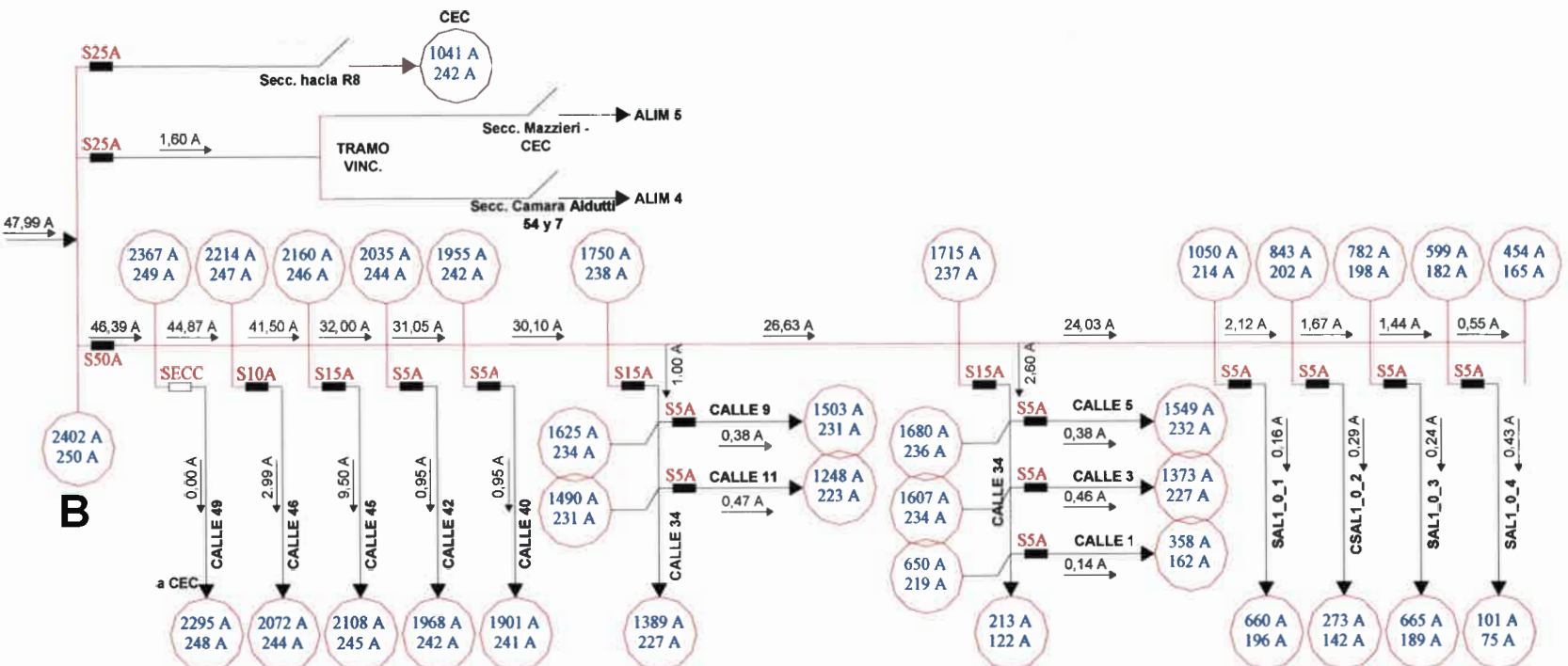


Figura V.VII – Esquema de las protecciones del Alimentador 3 – Línea Urbana



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6400 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Relé Alim 3:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,125

I> / I_o>: 200 A

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6000 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Recierre: SI (p/ I> / I_o>)

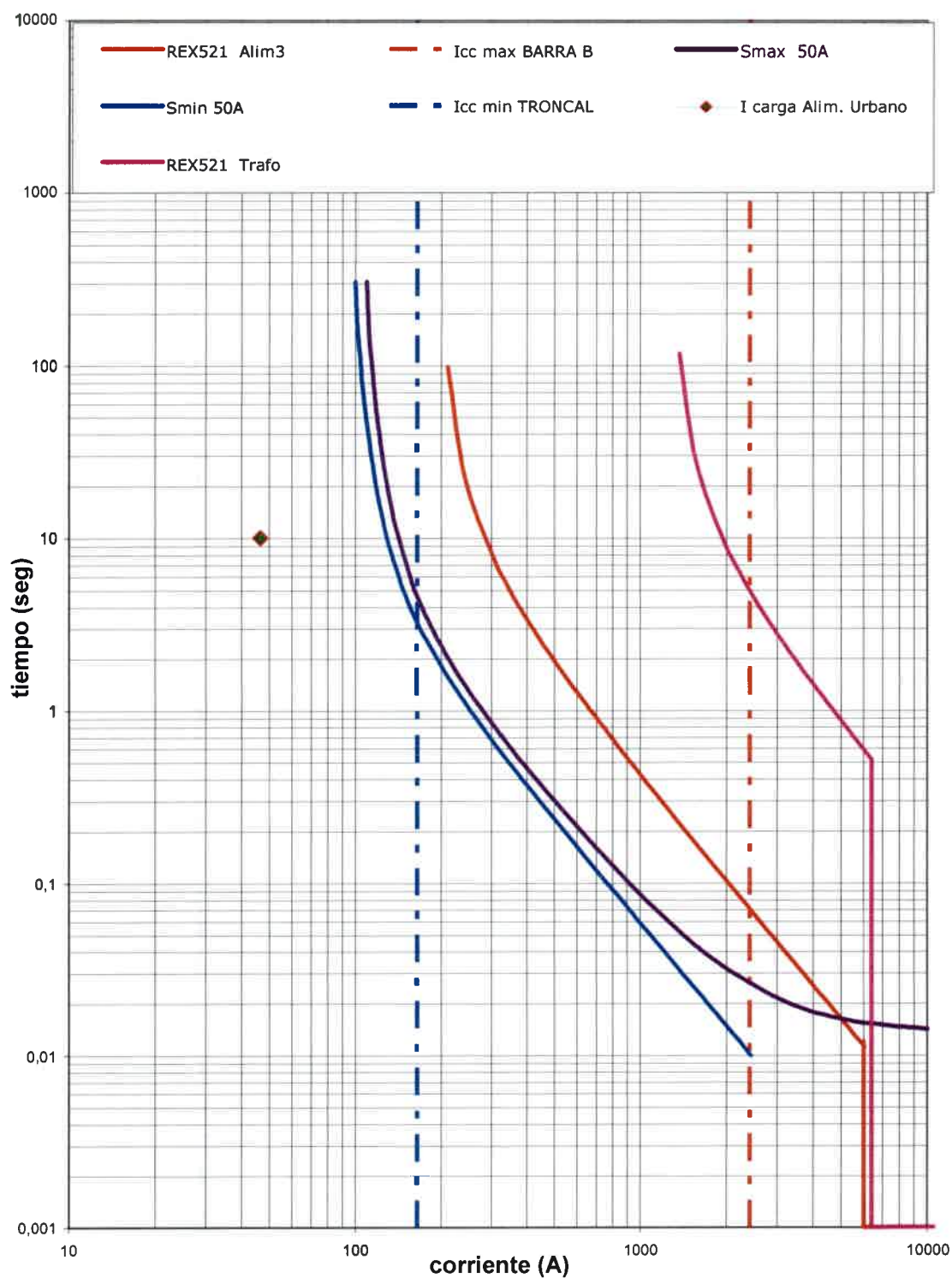


Figura V.VIII – Hoja de Coordinación Protección Alimentador 3 – Línea URBANO

Fusible: S50A

Icc min: 165 A

Icc max: 2402 A

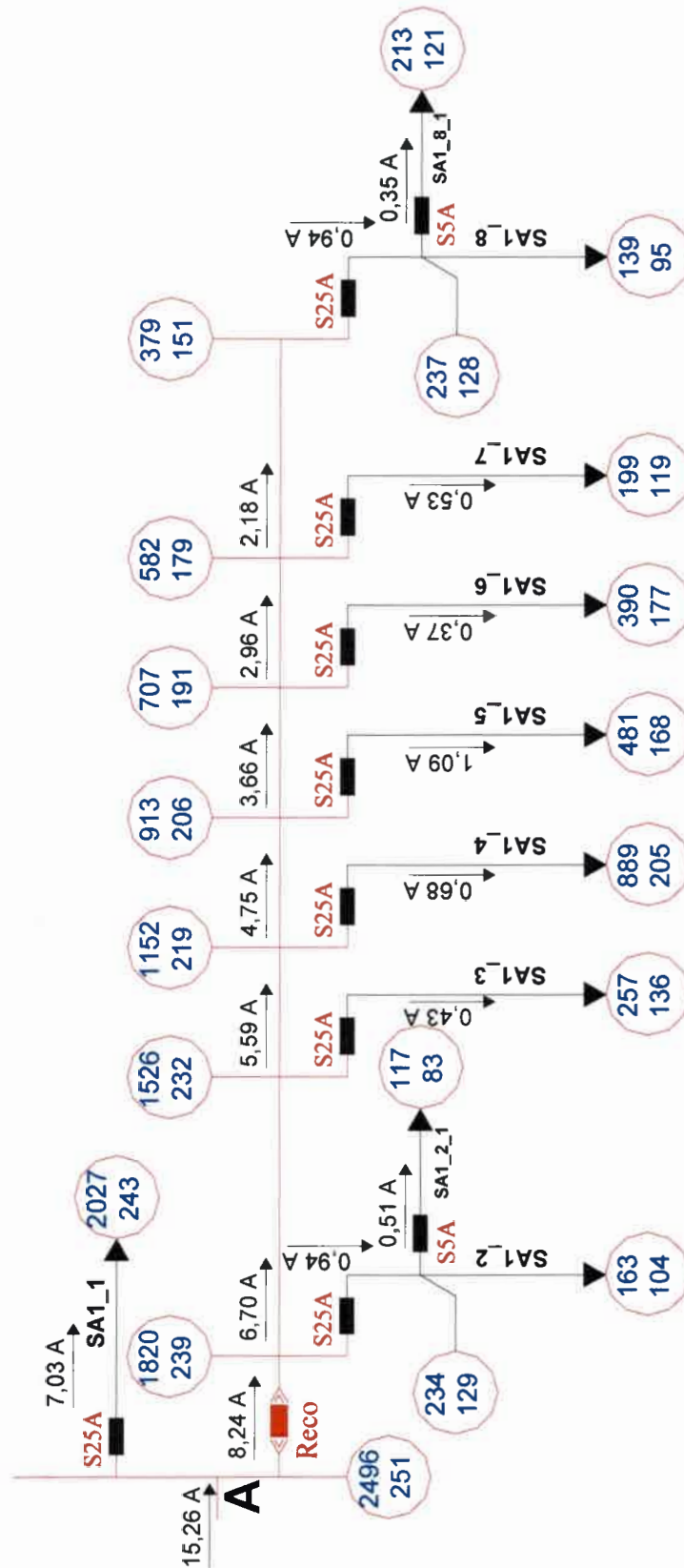


Figura V.IX – Esquema de las protecciones del Alimentador 3 – Línea Sarasa 1



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

$I> / I_{o>}$:

$I> / I_{o>}$: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

$I>> / I_{o>>}$:

Tipo de Curva: DT

$I>> / I_{o>>}$: 6400 A

$t>> / t_{o>>}$: 0 seg

Relé Alim 3:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

$I> / I_{o>}$:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,125

$I> / I_{o>}$: 200 A

$I>> / I_{o>>}$:

Tipo de Curva: DT

$I>> / I_{o>>}$: 6000 A

$t>> / t_{o>>}$: 0 seg

Recierre: SI (p/ $I> / I_{o>}$)

Reconectador Nulec N24:

Rel TI: 100/5 Prot. FASE: Ciclo: 2 Fast + 2 Delay TM: 1 – 1 – 2 – 10 seg

Curva LENTA:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,150

$I>$: 90 A

$I>>$:

Tipo de Curva: DT

$I>>$: 2000 A

$t>>$: 0 seg

Curva RAPIDA:

Tipo de Curva: C02

TMS: 0,025

$I>$: 90 A

$I>>$:

Tipo de Curva: DT

$I>>$: 2000 A

$t>>$: 0 seg

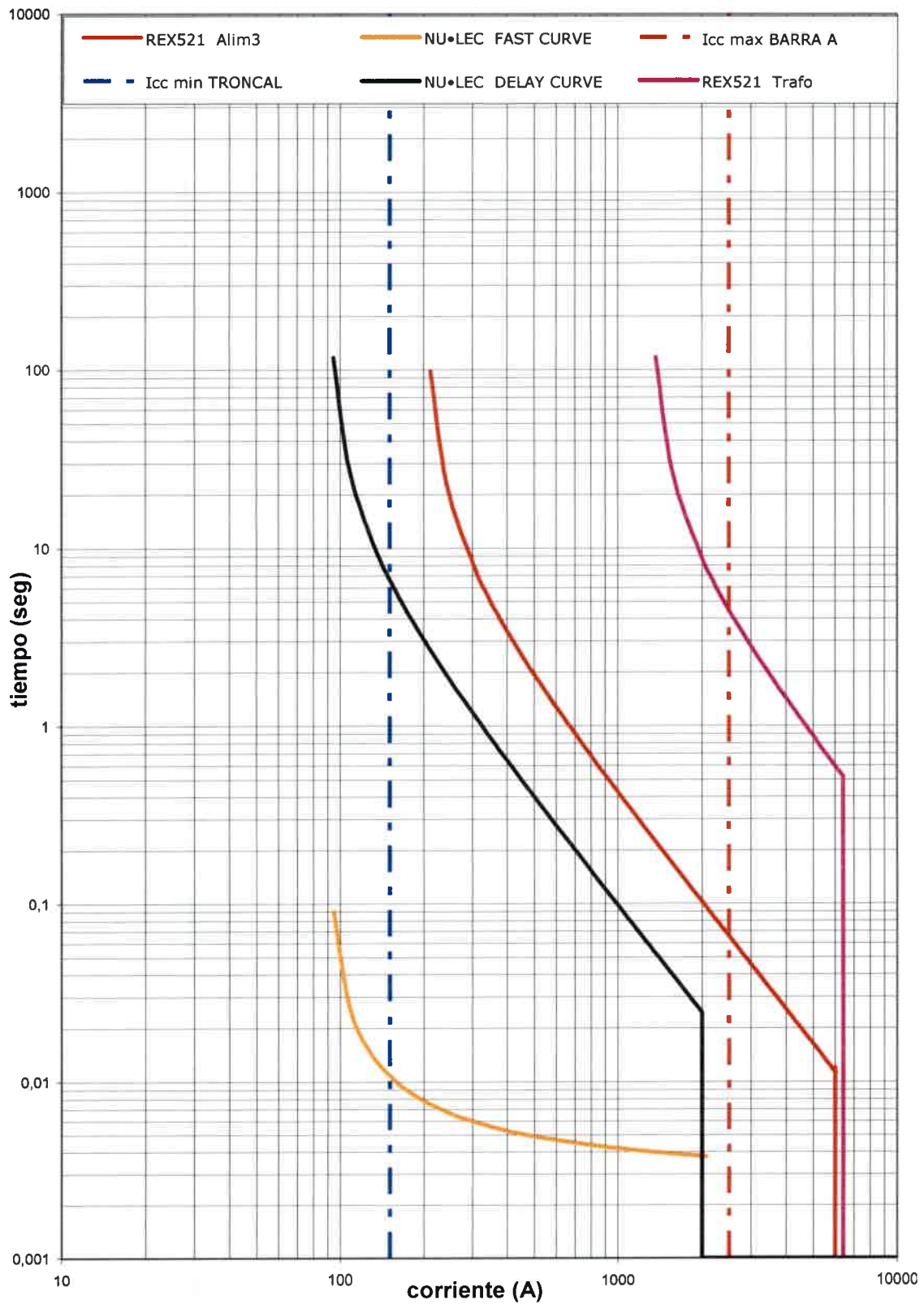


Figura V.X – Hoja de Coordinación Protección Alimentador 3 – Línea SARASA 1

Icc min: 151 A

Icc max: 2496 A

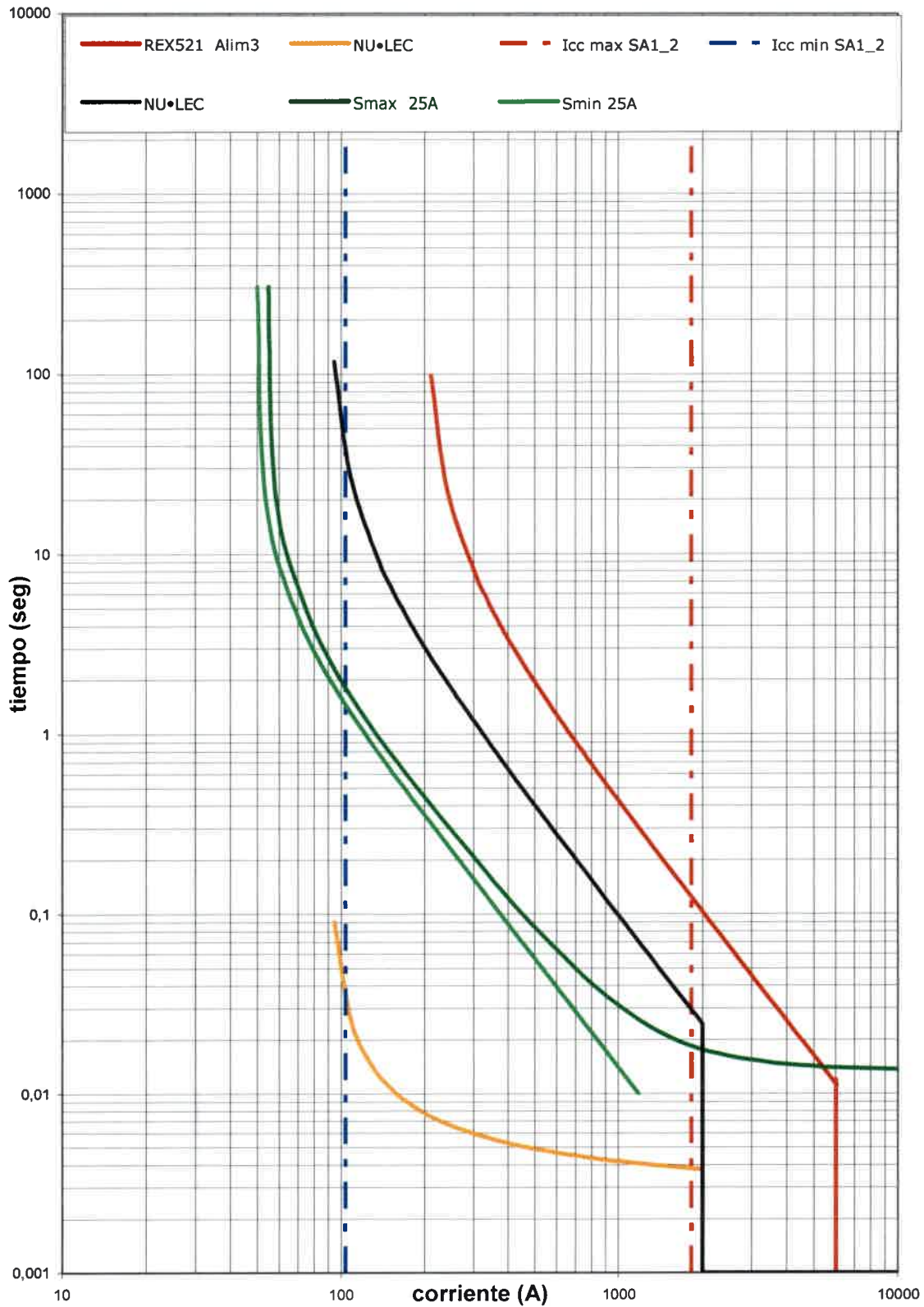


Figura V.XI – Hoja de Coordinación Prot. Alimentador 3 – Línea SARASA 1 – Derivación SA1_2

Fusible: S25A

Icc min: 104 A

Icc max: 1820 A

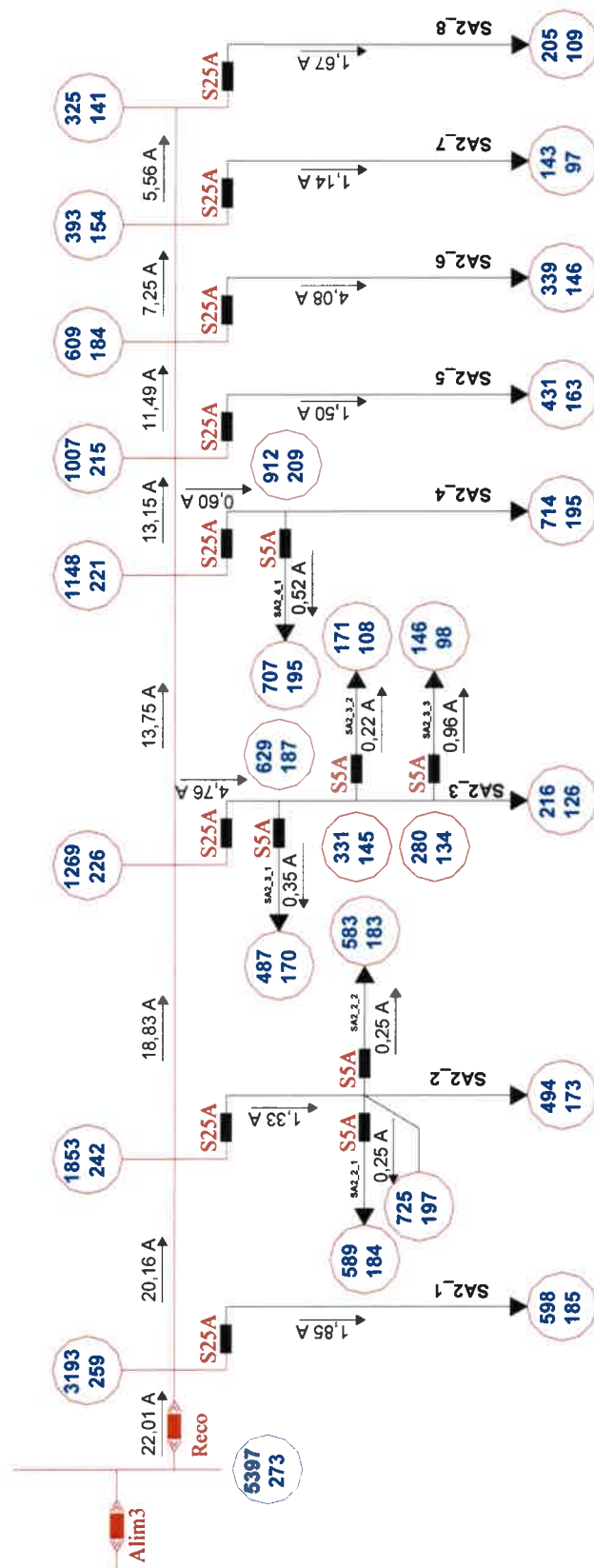


Figura V.XII – Esquema de las protecciones del Alimentador 3 – Línea Sarasa 2



Relé Alim 3:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

$I> / I_{o>}$:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,125

$I> / I_{o>}$: 200 A

$I>> / I_{o>>}$:

Tipo de Curva: DT

$I>> / I_{o>>}$: 6000 A

$t>> / t_{o>>}$: 0 seg

Recierre: SI (p/ $I> / I_{o>}$)

Reconectador Nulec N24:

Rel TI: 100/5 Prot. FASE: Ciclo: 2 Fast + 2 Delay TM: 1 – 1 – 2 – 10 seg

Curva LENTA:

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,150

$I>$: 90 A

$I>> / I_{o>>}$:

Tipo de Curva: DT

$I>> / I_{o>>}$: 2200 A / 3600 A

$t>> / t_{o>>}$: 0,021 / 0 seg

Curva RAPIDA:

Tipo de Curva: C02

TMS: 0,025

$I>$: 90 A

$I>>$:

Tipo de Curva: DT

$I>>$: 3600 A

$t>>$: 0 seg

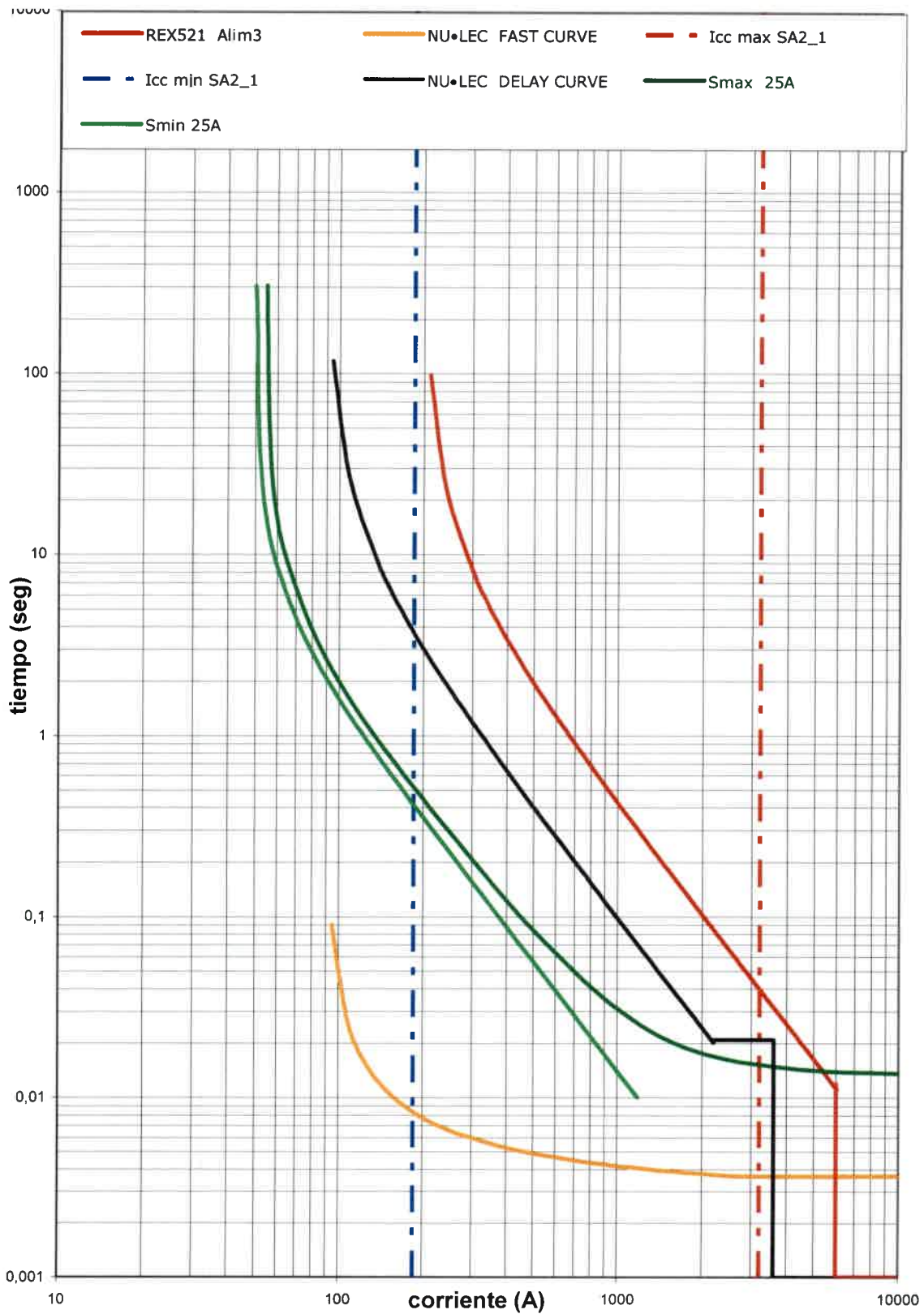


Figura V.XIII – Esquema de las prot. del Alimentador 3 – Línea Sarasa 2 – Derivación SA2_1

Fusible: S25A

Icc min: 185 A

Icc max: 3193 A

Protección Alimentador 4

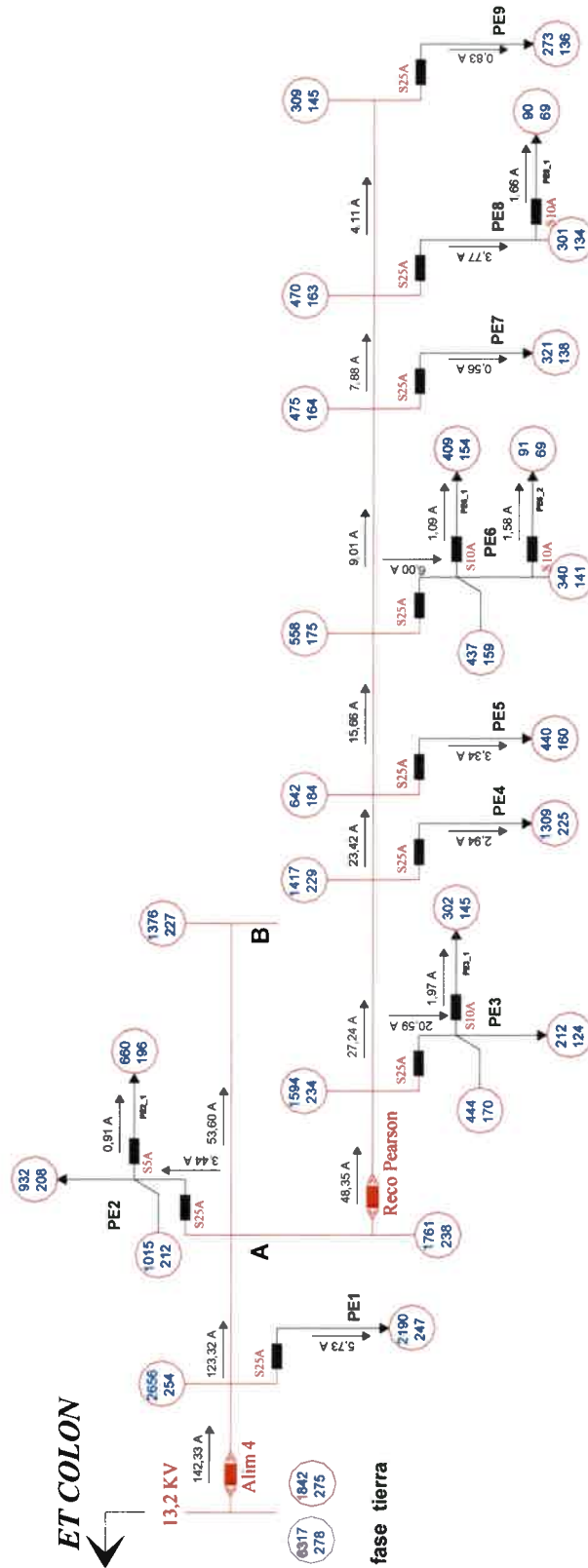


Figura V.XIV – Esquema de las protecciones del Alimentador 4 – Línea Pearson



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6400 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Relé ALIM 4:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 220 A

Tipo de Curva: VI30XDT

TMS: 0,175

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 3000 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Recierre: SI (p/ I> / I_o>)

Reconectador McGraw:

In bobina: 50A

Prot. FASE:

Ciclo: 2 Fast + 2 Delay

Curva LENTA:

Curva RAPIDA:

Tipo de Curva: "C"

Tipo de Curva: "A"

I>: 103 A

I>: 101 A

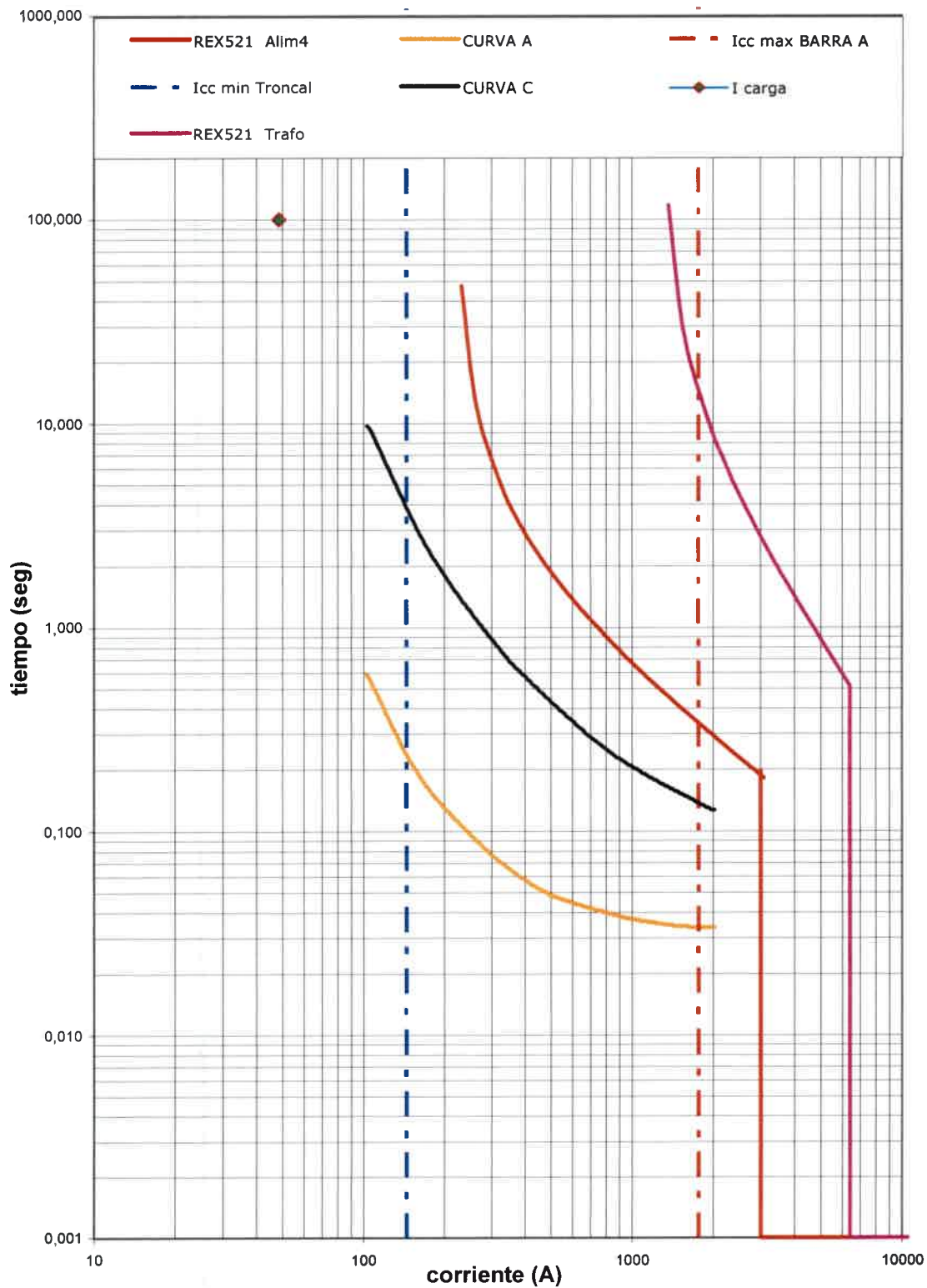


Figura V.XV – Esquema de las protecciones del Alimentador 4

Icc min: 145 A

Icc max: 1761 A

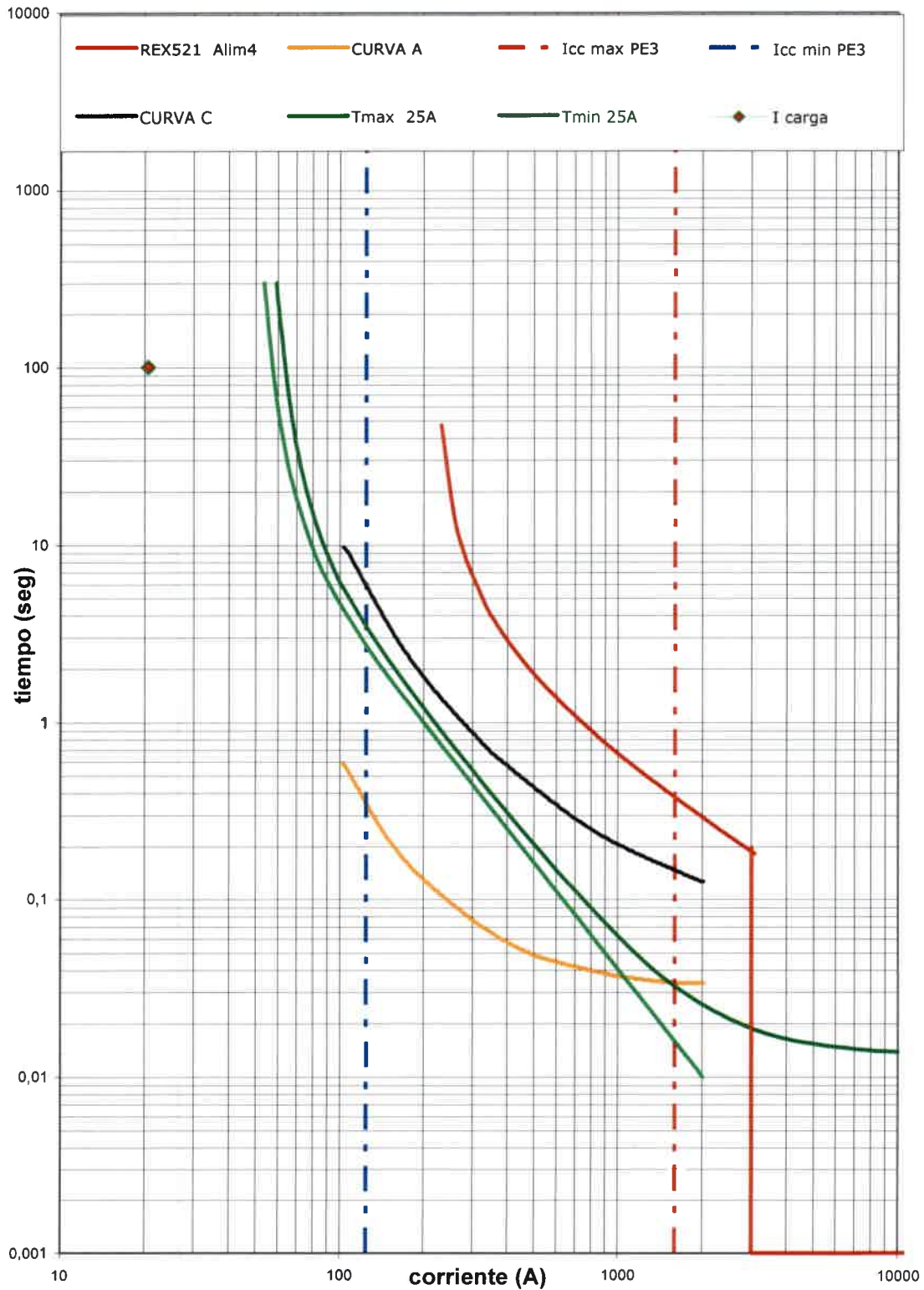


Figura V.XVI – Esquema de las protecciones del Alimentador 4 – Derivación PE3

Fusible: T25A

Icc min: 124 A

Icc max: 1594 A

Protección Alimentador 5

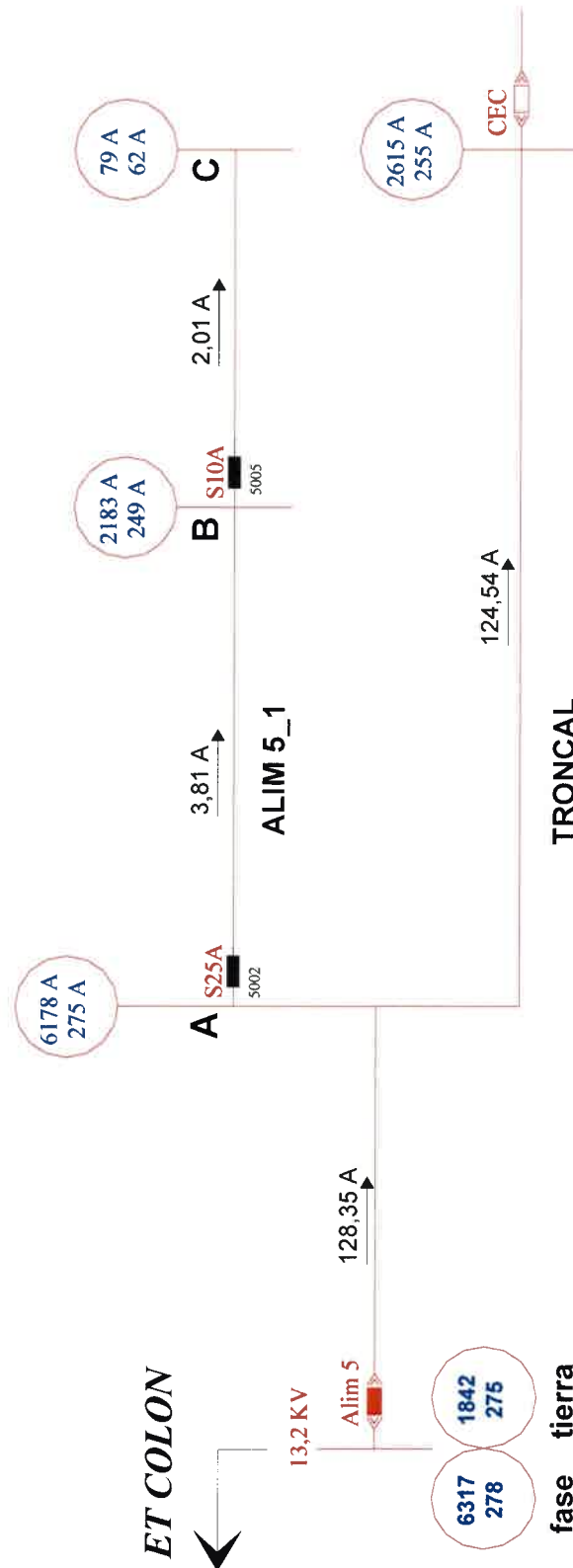


Figura V.XVII – Esquema de las protecciones del Alimentador 5



Relé Barra 13,2:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 1000/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 1300 A

Tipo de Curva: EI10XDT

TMS: 0,150

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6400 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Relé ALIM 5:

Modelo: REX521 (ABB)

Rel TI: 150/5

Prot. FASE / TIERRA:

I> / I_o>:

I> / I_o>: 250 A

Tipo de Curva: EI30XDT

TMS: 0,075

I>> / I_o>>:

Tipo de Curva: DT

I>> / I_o>>: 6100 A

t>> / t_o>>: 0 seg

Recierre: SI (p/ I> / I_o>)

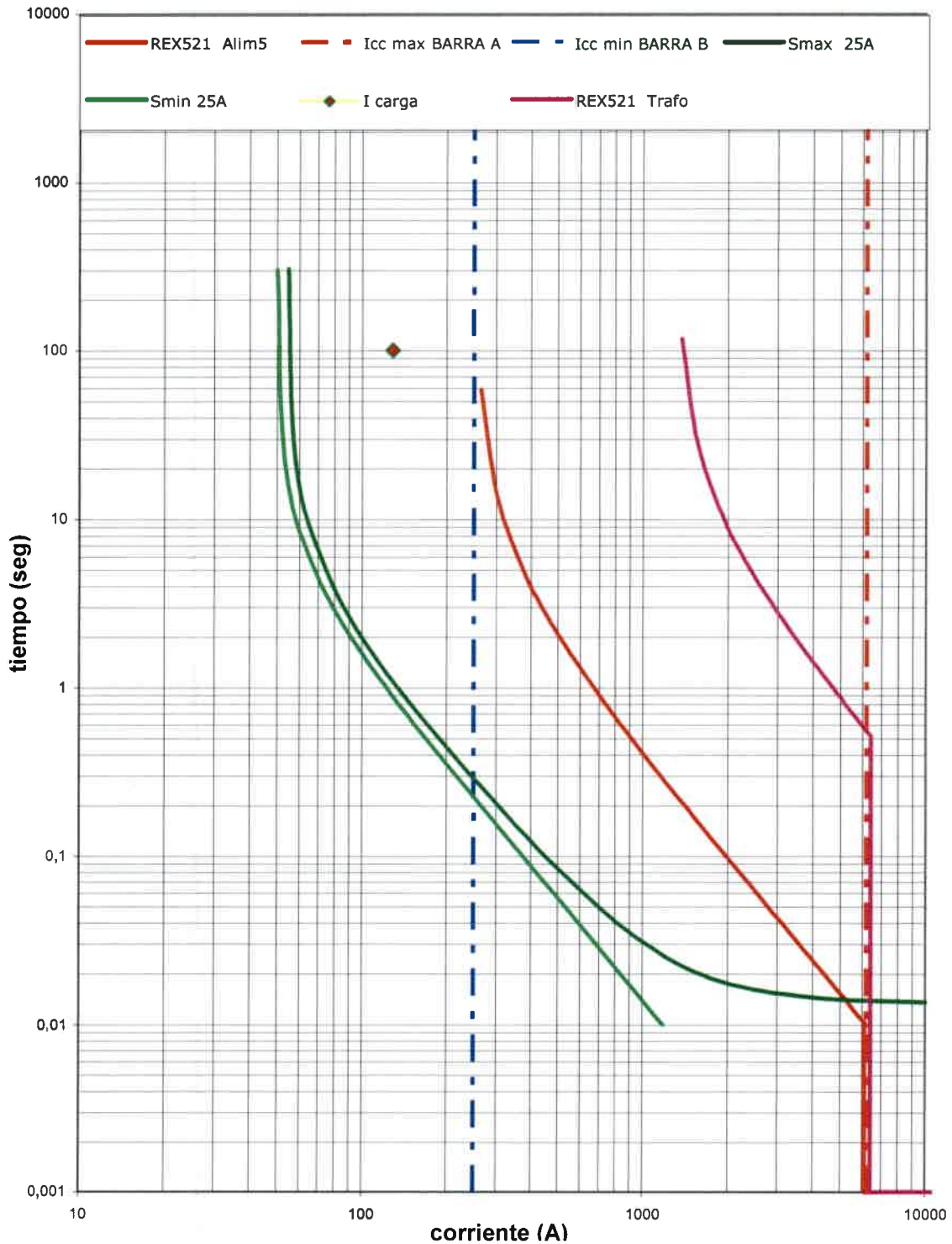


Figura V.XVIII – Esquema de las protecciones del Alimentador 5 – Derivación ALIM5_1

Fusible: S25A

Icc min: 249 A

Icc max: 6317 A



ANEXO VI

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN EL ALIMENTADOR 4

etapa previa

PERIODO DE ANALISIS: 18 meses = 1,50 años

PUNTO:	Long (km)	Nº de interrupciones	Tiempo de interrupción promedio (min)	Tasa de Falla Anual (fallas/año)	Tasa de Reparación Anual (1/año)	Disponibilidad
SET TRANSBA		0	0,00	0,00	1	1,00000
TRAMO A-B	4,20	1	50,00	0,67	10512	0,99994
TRAMO B-C	2,40	2	62,00	1,33	8477	0,99984
TRAMO C-D	0,76	0	0,00	0,00	1	1,00000
PE_1	0,98	1	21,00	0,67	25029	0,99997
PE_2	3,70	0	0,00	0,00	1	1,00000
LINEA RURAL	18,70	5	61,80	3,33	8505	0,99961
SIN DETERMINAR		6	13,17	4,00	39919	0,99990
ALIMENTADOR				10,00		0,99926

frecuencia de falla: fF = 9,99 fallas/año
duración media en falla: TF = 0,65 horas

etapa posterior

PERIODO DE ANALISIS: 18 meses = 1,50 años

PUNTO:	Long (km)	Nº de interrupciones	Tiempo de interrupción promedio (min)	Tasa de Falla Anual (fallas/año)	Tasa de Reparación Anual (1/año)	Disponibilidad
SET TRANSBA		2	51,00	1,33	10306	0,99987
TRAMO A-B	4,20	1	34,00	0,67	15459	0,99996
TRAMO B-C	2,40	0	0,00	0,00	1	1,00000
TRAMO C-D	0,76	1	51,00	0,67	10306	0,99994
PE_1	0,98	0	0,00	0,00	1	1,00000
PE_2	3,70	0	0,00	0,00	1	1,00000
LINEA RURAL	18,70	0	0,00	0,00	1	1,00000
SIN DETERMINAR		1	5,00	0,67	105120	0,99999
ALIMENTADOR				3,33		0,99976

frecuencia de falla: fF = 3,33 fallas/año
duración media en falla: TF = 0,64 horas



período completo

PERIODO DE ANALISIS: 36 meses = 3,00 años

PUNTO:	Long (km)	Nº de interrupciones	Tiempo de interrupción promedio (min)	Tasa de Falla Anual (fallas/año)	Tasa Reparación Anual (1/año)	Disponibilidad
SET TRANSBA		2	51,00	0,67	10306	0,99994
TRAMO A-B	4,20	2	42,00	0,67	12514	0,99995
TRAMO B-C	2,40	2	62,00	0,67	8477	0,99992
TRAMO C-D	0,76	1	51,00	0,33	10306	0,99997
PE 1	0,98	1	21,00	0,33	25029	0,99999
PE 2	3,70	0	0,00	0,00	1	1,00000
LINEA RURAL	18,70	5	61,80	1,67	8505	0,99980
SIN DETERMINAR		7	12,00	2,33	43800	0,99995
ALIMENTADOR				6,67		0,99951

frecuencia de falla: $f_F = 6,66$ fallas/año
duración media en falla: $T_F = 0,65$ horas

$$h_i = \frac{N^\circ \text{ int errupciones periodo}}{\text{periodo [año]}} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$$

$$h_{A \text{ lim entador}}(t) = \sum_i h_i(t)$$

$$r_i = \frac{1}{\text{Tiempo de int errupción promedio [h]}} \cdot \frac{8760 \text{ h}}{1 \text{ año}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right]$$

$$A_i = \frac{r_i}{h_i + r_i}$$

$$A_{A \text{ lim entador}} = P_E = \prod_i A_i$$

$$f_F = A_{A \text{ lim entador}} \cdot h_{A \text{ lim entador}}(t) \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$$

$$T_F = \frac{P_F}{f_F} = \frac{1 - A_{A \text{ lim entador}}}{f_F} \times 8760 \text{ [horas]}$$

h_i = tasa de falla anual del elemento i

r_i = tasa de reparación anual del elemento i

A_i = disponibilidad del elemento i

P_E = probabilidad de éxito del Sistema

P_F = probabilidad de falla del Sistema

f_F = frecuencia de falla

T_F = duración media en falla



semestre1: 01/07 al 30/11 FECHA IMPLEMENTACION NUEVA CONFIGURACION: 17/01/08
semestre2: 01/12 al 31/05

int #	fecha	operación	hora	Duración	causa	nodo	tipo corte	fase	KVA afectados	trafos afectados	usuarios afectados	Σ fs (i)	KVA inst	FMIK	Tfs (i)	Σ KVA fs (i) x Tfs (i)	DMIK
A	13/12/2006	ABRIO	17:05:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	8290	171	632						
	13/12/2006	CERRO	17:15:00	00:10:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	632				0,16667	1381,67	
B	16/12/2006	ABRIO	23:45:00		FORZADA RED PROPIA FALLA MATERIALES	1459	T	RST	8290	171	632						
	17/12/2006	CERRO	01:37:00	01:52:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	632				1,86667	15474,67	
C	03/01/2007	ABRIO	09:50:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	8290	171	632						
	03/01/2007	CERRO	09:59:00	00:09:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	632				0,15	1243,50	
D	23/01/2007	ABRIO	08:00:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	8290	171	632						
	23/01/2007	CERRO	08:20:00	00:20:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	632				0,33333	2763,33	
E	25/02/2007	ABRIO	12:05:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	8290	171	629						
	25/02/2007	CERRO	12:26:00	00:21:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	629				0,35	2901,50	
F	01/03/2007	ABRIO	09:05:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	8290	171	629						
	01/03/2007	CERRO	09:22:00	00:17:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	629				0,28333	2348,83	
G	18/03/2007	ABRIO	12:00:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	8290	171	629						
	18/03/2007	CERRO	12:15:00	00:15:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	629				0,25	2072,50	
H	30/03/2007	ABRIO	05:20:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	8290	171	629						
	30/03/2007	CERRO	09:10:00	03:50:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8290	171	629				3,83333	31778,33	
I	12/04/2007	ABRIO	10:30:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	8280	170	628						
	12/04/2007	CERRO	10:43:00	00:13:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8280	170	628				0,21667	1794,00	
												74600	8290	9,00		61758,33	0,83
J	16/08/2007	ABRIO	12:30:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	7890	161	946						
	16/08/2007	CERRO	12:44:00	00:14:00	MANIOBRA	1459	T	RST	7890	161	946				0,23333	1841,00	
K	18/09/2007	ABRIO	21:05:00		FORZADA RED PROPIA CAUSADA POR TERCEROS	1459	T	RST	7890	161	938						
	18/09/2007	CERRO	21:55:00	00:50:00	MANIOBRA	1459	T	RST	404	5	8				0,83333	336,67	
L	22/09/2007	ABRIO	08:55:00		FORZADA POR AVE	1459	T	RST	7890	161	938						
	22/09/2007	CERRO	09:07:00	00:12:00	MANIOBRA	1459	T	RST	7890	161	938				0,2	1578,00	
												19927	7890	2,53		3755,67	0,19
M	07/01/2008	ABRIO	20:50:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	7890	161	938						
	07/01/2008	CERRO	21:08:00	00:18:00	MANIOBRA	1459	T	RST	7890	161	938				0,3	2367,00	
N	09/01/2008	ABRIO	22:10:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	7890	161	938						
	09/01/2008	CERRO	22:31:00	00:21:00	MANIOBRA	1459	T	RST	7890	161	938				0,35	2761,50	
O	10/01/2008	ABRIO	04:55:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	7890	161	938						
	10/01/2008	CERRO	05:16:00	00:21:00	MANIOBRA	1459	T	RST	7890	161	938				0,35	2761,50	
												23670	7890	3,00		7890,00	0,33



NUEVA CONFIGURACION

NO SE PRESENTARON CONTINGENCIAS

P	16/02/2009	ABRIO	16:19:00		FORZADA RED PROPIA AMBIENTALES	1459	T	RST	8390	163	1020						
	16/02/2009	CERRO	16:53:00	00:34:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8390	163	1020				0,56667	4754,33	
Q	19/02/2009	ABRIO	11:55:00		SIN DETERMINAR	1459	T	RST	8390	163	1020						
	19/02/2009	CERRO	12:00:00	00:05:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8390	163	1020				0,08333	699,17	
R	04/04/2009	ABRIO	02:08:00		TRANSBA	1459	T	RST	8390	163	1020						
	04/04/2009	CERRO	03:15:00	01:07:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8390	163	1020				1,11667	9368,83	
S	04/04/2009	ABRIO	10:30:00		TRANSBA	1459	T	RST	8390	163	1020						
	04/04/2009	CERRO	11:05:00	00:35:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8390	163	1020				0,58333	4894,17	
										33560	8390	4,00			19716,50	0,59	
T	28/08/2009	ABRIO	08:40:00		FORZADA RED PROPIA FALSA MANIOBRA	1459	T	RST	8705	164	1110						
	28/08/2009	CERRO	09:31:00	00:51:00	MANIOBRA	1459	T	RST	8705	164	1110				0,85	7399,25	
										8705	8705	1,00			7399,25	0,85	

potencia instalada en el alimentador:

al 01/12/06: 8290 kva

el 20/06/07 se saca de servicio un ramal con 10 trafos (400kva)

entre 01/08 y 02/09 se instalan 2 trafos de 250 kva

el 15/07/09 se instala un trafa de 315 kva



semestre	período	KVA Inst.	FMIK	DMIK	ETAPA	SERV. De DISTR	APLICA PENALIZACION?		ETF (KWh)	ENS _p (KWh)	SANCION
							FMIK	DMIK			U\$S/ KWh
1	01/12/06 - 31/05/07	8290	9	0,83	TRANSICION SubE1	B	S	NO	1981444	769	1153,58
2	01/06/07 - 30/11/07	7890	2,53	0,19	TRANSICION SubE1	B	NO	NO	—	—	—
3	01/12/07 - 31/05/08	7890	3	0,33	TRANSICION SubE2	B	NO	NO	—	—	—
4	01/06/08 - 30/11/08	8390	0	0	TRANSICION SubE2	A	NO	NO	—	—	—
5	01/12/08 - 31/05/09	8390	4	0,59	TRANSICION SubE3	A	NO	NO	—	—	—
6	01/06/09 - 30/11/09	8705	1	0,85	TRANSICION SubE3	A	NO	NO	—	—	—

Costo de la Energía No Suministrada:

1,5 U\$S/KWh



ANEXO VII

ANÁLISIS DE LOS HUECOS DE Tensión EN EL ALIMENTADOR 3

LINEA SARASA 1 - RECONECTADOR NU-LEC

R XL MOD ANG
Z1=> 1,91 2,76 3,36 55,24

Tiempo de operación interruptor: 0,05 seg

PUNTO:	long (m)	Rango de lcc (A)	lcc (A)	Z2				Z1 + Z2				V hueco				Tiempo de actuación RECO (seg)		Tiempo TOTAL de actuación RECO (seg)		φ hueco
				R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	MOD	ANG	"hueco al ... %"	V hueco %	fast	delay	fast	delay	
Inicio	50	2496-251	2496	0,05	0,02	0,05	21,33	1,97	2,78	3,40	54,73	0,02	86,44	98,42	1,58	0,004	0,016	0,054	0,066	-33,40
SA1_2	1390	1820-239	1820	1,32	0,52	1,42	21,50	3,23	3,28	4,61	45,39	0,31	84,21	69,20	30,80	0,004	0,030	0,054	0,08	-23,89
SA1_3	937	1526-232	1526	2,22	0,87	2,38	21,40	4,13	3,63	5,50	41,27	0,43	82,41	56,66	43,34	0,004	0,042	0,054	0,092	-19,87
SA1_4	1825	1152-219	1152	3,96	1,55	4,25	21,38	5,87	4,31	7,29	36,26	0,58	78,64	41,63	58,37	0,004	0,073	0,054	0,123	-14,88
SA1_5	1917	913-206	913	5,78	2,26	6,21	21,36	7,69	5,02	9,19	33,12	0,68	74,49	32,45	67,55	0,004	0,118	0,054	0,168	-11,76
SA1_6	2022	707-191	707	8,43	3,03	8,96	19,77	10,34	5,79	11,85	29,23	0,76	67,93	24,43	75,57	0,004	0,195	0,054	0,245	-9,46
SA1_7	1913	582-179	582	10,94	3,76	11,57	18,97	12,85	6,52	14,41	26,89	0,80	61,81	19,74	80,26	0,005	0,291	0,055	0,341	-7,92
SA1_8	5699	379-151	379	18,41	5,93	19,34	17,85	20,32	8,69	22,10	23,15	0,88	46,32	12,50	87,50	0,005	0,721	0,055	0,771	-5,29

15703

LINEA SARASA 1 - RAMAL SA1_2 - FUSIBLE S25A

PUNTO:	long (m)	Rango de lcc (A)	lcc (A)	Z2				Z1 + Z2				V hueco				Tiempo max de despeje (seg)	φ hueco
				R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	MOD	ANG	"hueco al ... %"	V hueco %		
Inicio	10	1820-239	1820	1,32	0,52	1,42	21,50	3,23	3,28	4,61	45,39	0,31	84,21	69,20	30,80	0,018	-23,89
A	1487	234-129	234	31,67	1,78	31,72	3,22	33,58	4,54	33,89	7,70	0,94	12,80	6,40	93,60	0,312	-4,48
B	783	163-104	163	47,65	2,44	47,71	2,93	49,56	5,20	49,84	5,99	0,96	6,85	4,26	95,74	0,694	-3,06

LINEA SARASA 1 - RAMAL SA1_5 - FUSIBLE S25A

PUNTO:	long (m)	Rango de lcc (A)	lcc (A)	Z2				Z1 + Z2				V hueco				Tiempo max de despeje (seg)	φ hueco
				R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	MOD	ANG	"hueco al ... %"	V hueco %		
Inicio	10	913-206	913	5,78	2,26	6,21	21,36	7,69	5,02	9,19	33,12	0,68	74,49	32,45	67,55	0,033	-11,76
A	1551	682-190	682	9,02	2,88	9,47	17,68	10,94	5,64	12,30	27,26	0,77	65,71	23,03	76,97	0,054	-9,58
B	2491	481-168	481	14,23	3,87	14,75	15,20	16,15	6,63	17,45	22,31	0,84	51,96	15,50	84,50	0,091	-7,11

LINEA SARASA 2 - RECONECTADOR NU-LEC

Z1=> R XL MOD ANG
0,28 1,53 1,55 79,68

Tiempo de operación interruptor: 0,05 seg

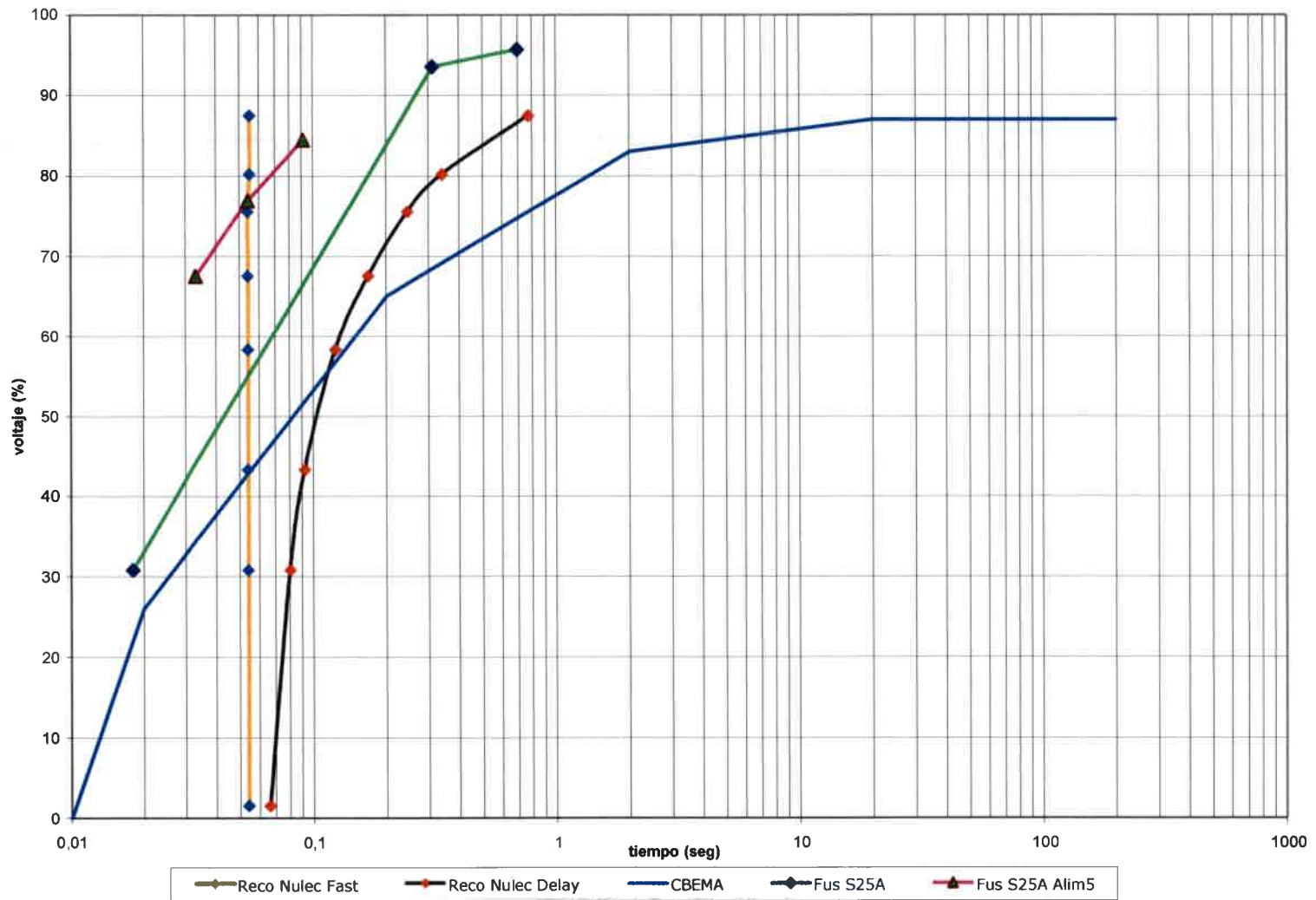
PUNTO:	long (m)	Rango de lcc (A)	lcc (A)	Z2				Z1 + Z2				V hueco				Tiempo de actuación RECO (seg)		Tiempo TOTAL de actuación RECO (seg)		φ hueco
				R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	MOD	ANG	"hueco al ... %"	V hueco %	fast	delay	fast	delay	
Inicio	50	5397-273	5397	0,05	0,02	0,05	21,33	0,33	1,55	1,58	78,13	0,03	88,84	96,83	3,17	0,001	0,001	0,051	0,051	-56,80
SA2_1	1422	3193-259	3193	1,35	0,53	1,45	21,33	1,63	2,06	2,63	51,57	0,55	87,09	44,65	55,35	0,004	0,021	0,054	0,071	-30,24
SA2_2	2014	1853-242	1853	3,27	1,28	3,51	21,33	3,55	2,81	4,52	38,32	0,78	83,27	22,38	77,62	0,004	0,028	0,054	0,078	-16,99
SA2_3	1977	1269-226	1269	5,30	2,02	5,67	20,84	5,58	3,54	6,61	32,45	0,86	78,49	14,21	85,79	0,004	0,062	0,054	0,112	-11,61
SA2_4	690	1148-221	1148	5,95	2,27	6,37	20,90	6,23	3,80	7,30	31,38	0,87	76,90	12,70	87,30	0,004	0,074	0,054	0,124	-10,49
SA2_5	1017	1007-215	1007	6,92	2,65	7,41	20,96	7,20	4,18	8,33	30,13	0,89	74,56	10,97	89,03	0,004	0,096	0,054	0,146	-9,18
SA2_6	5357	609-184	609	12,02	4,64	12,89	21,12	12,30	6,17	13,76	26,64	0,94	62,68	6,35	93,65	0,005	0,269	0,055	0,319	-5,53
SA2_7	7163	393-154	393	19,14	7,31	20,49	20,91	19,41	8,84	21,33	24,48	0,96	48,93	3,97	96,03	0,005	0,654	0,055	0,704	-3,57
SA2_8	2147	325-141	325	23,62	8,16	24,99	19,07	23,90	9,69	25,79	22,07	0,97	40,56	3,09	96,91	0,005	1,003	0,055	1,053	-3,01

21787

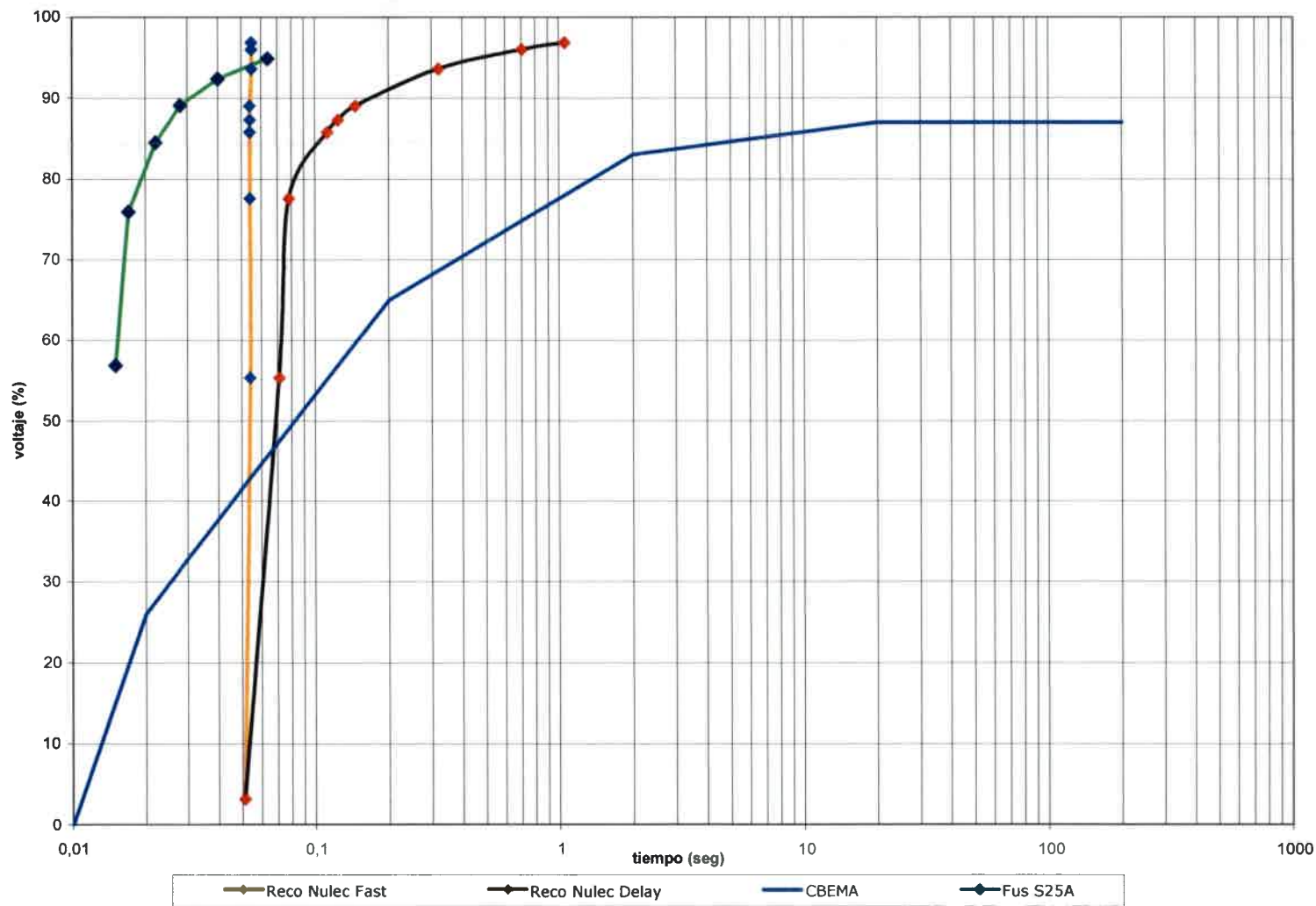
LINEA SARASA 2 - RAMAL SA2_1 - FUSIBLE S25A

PUNTO:	long (m)	Rango de lcc (A)	lcc (A)	Z2				Z1 + Z2				V hueco				Tiempo max de despeje (seg)	φ hueco
				R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	R (Ω)	XL (Ω)	MOD	ANG	MOD	ANG	"hueco al ... %"	V hueco %		
Inicio	55	3119-259	3119	1,43	0,55	1,53	21,08	1,70	2,08	2,69	50,64	0,57	86,96	43,14	56,86	0,015	-29,56
A	1213	2050-246	2050	2,94	0,99	3,11	18,62	3,22	2,52	4,09	38,04	0,76	83,86	24,07	75,93	0,017	-19,41
B	1303	1451-232	1451	4,65	1,49	4,88	17,75	4,93	3,02	5,78	31,48	0,84	79,60	15,51	84,49	0,022	-13,72
C	1466	1085-219	1085	6,57	2,05	6,88	17,31	6,85	3,58	7,73	27,57	0,89	74,35	10,93	89,07	0,028	-10,26
D	1190	824-204	824	9,06	2,52	9,40	15,55	9,34	4,05	10,18	23,45	0,92	66,54	7,61	92,39	0,04	-7,89
E	1836	598-185	598	12,89	3,25	13,30	14,14	13,17	4,78	14,01	19,93	0,95	54,90	5,10	94,90	0,064	-5,79

PROTECCION ALIMENTADOR N° 3 - LINEA SARASA 1 [FASE]



PROTECCION ALIMENTADOR N° 3 - LINEA SARASA 2 [FASE]



UNRC
Biblioteca Central

81104



71194