



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI  
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA  
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES  
DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ISLA**

Autora: María del Pilar Pozo Sampedro

Directores:

María Teresa Sánchez Carazo

Alberto Barrado Sánchez

Madrid, Mayo de 2015





Proyecto realizado por la alumna: María del Pilar Pozo Sampedro

Fdo.: ..... Fecha: ...../...../.....

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter confidencial

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO:

María Teresa Sánchez Carazo

Fdo.: ..... Fecha: ...../...../.....

Alberto Barrado Sánchez

Fdo.: ..... Fecha: ...../...../.....

Vº Bº del Coordinador de Proyectos:

Fernando de Cuadra García

Fdo.: ..... Fecha: ...../...../.....





## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN ACCESO ABIERTO (RESTRINGIDO) DE DOCUMENTACIÓN**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

La autora **María del Pilar Pozo Sampedro**, como alumna de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), **DECLARA** que es el titular de los derechos de propiedad intelectual, objeto de la presente cesión, en relación con **el proyecto de fin de grado**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual como titular único o cotitular de la obra.

En caso de ser cotitular, el autor (firmante) declara asimismo que cuenta con el consentimiento de los restantes titulares para hacer la presente cesión. En caso de previa cesión a terceros de derechos de explotación de la obra, el autor declara que tiene la oportuna autorización de dichos titulares de derechos a los fines de esta cesión o bien que retiene la facultad de ceder estos derechos en la forma prevista en la presente cesión y así lo acredita.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad y hacer posible su utilización de *forma libre y gratuita* ( *con las limitaciones que más adelante se detallan*) por todos los usuarios del repositorio y del portal e-ciencia, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución, de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra (a) del apartado siguiente.

### ***3º. Condiciones de la cesión.***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia, el repositorio institucional podrá:

(a) Transformarla para adaptarla a cualquier tecnología susceptible de incorporarla a internet; realizar adaptaciones para hacer posible la utilización de la obra en formatos electrónicos, así como incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.

(b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato. .

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo abierto institucional, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría redactado en los siguientes términos:

(c) Comunicarla y ponerla a disposición del público a través de un archivo institucional, accesible de modo restringido, en los términos previstos en el Reglamento del Repositorio Institucional



(d) Distribuir copias electrónicas de la obra a los usuarios en un soporte digital. <sup>2</sup>

#### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra que cede con carácter no exclusivo a la Universidad por medio de su registro en el Repositorio Institucional tiene derecho a:

- a) A que la Universidad identifique claramente su nombre como el autor o propietario de los derechos del documento.
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada. A tal fin deberá ponerse en contacto con el vicerrector/a de investigación (curiarte@rec.upcomillas.es).
- d) Autorizar expresamente a COMILLAS para, en su caso, realizar los trámites necesarios para la obtención del ISBN.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

#### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

#### **6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- a) Deberes del repositorio Institucional:

---

<sup>2</sup> En el supuesto de que el autor opte por el acceso restringido, este apartado quedaría eliminado.



- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.

- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.

b) Derechos que se reserva el Repositorio institucional respecto de las obras en él registradas:

- retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a ..... de ..... de .....

**ACEPTA**

Fdo.....







## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría aprovechar para mostrar mi agradecimiento a todas las personas que me han hecho posible llegar hasta aquí.

En primer lugar a mi familia, especialmente a mis padres, por su constante apoyo, esfuerzo y ánimo, fundamental en todo momento, gracias de corazón.

A mis amigos y compañeros, de la universidad y de la vida, por compartir tanto los buenos como los malos momentos, y ayudarme a superarlos con optimismo.

A Teresa Sánchez Carazo y a Alberto Barrado, mis directores de proyecto, por su gran ayuda y comprensión, sin los que no habría sido posible llevarlo a cabo. Agradezco también a mis profesores y tutores su confianza y consejo.

GRACIAS a todos.





ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA - ICAI



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA ICAI  
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA  
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES  
DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ISLA**

Autora: María del Pilar Pozo Sampedro

Directores:

María Teresa Sánchez Carazo

Alberto Barrado Sánchez

Madrid, Mayo de 2015



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ISLAAutora: María del Pilar Pozo SampedroDirectores: María Teresa Sánchez Carazo. Alberto Barrado Sánchez**RESUMEN DEL PROYECTO**

*Palabras clave: Redes de media tensión, faltas a tierra, reactancia de puesta a tierra, protecciones de sobreintensidad, neutro aislado, relés.*

Como parte del proyecto se ha elaborado una **guía básica para el uso del programa PSS/E**, utilizado en gran parte del análisis. En ella se considera un caso sencillo compuesto por un transformador (6 MVA, 18kV/20kV,  $u_{cc} = 8\%$ ) conectado a una red 20kV. Se propone el estudio comparativo de dos líneas de 25 Km para el mismo sistema:

(A) Línea aérea. LA-78 simplex

(B) Línea subterránea de cable aislado

PSSE/E calcula las corrientes que aparecen en el sistema en caso de falta. Permite su cálculo ante diferentes fallos mostrando su resultado en todos los puntos del sistema. Se han comparado los resultados obtenidos por ambos métodos y animado al alumno a extraer conclusiones.

Este proyecto tiene como objetivo el análisis de una red de distribución de la isla de El Hierro, para proponer una nueva coordinación de sus protecciones de sobreintensidad, sobre los relés de los que se dispone. Se lleva a cabo la realización de un estudio de las puestas a tierra de reactancia y neutro aislado y su posterior comparación, así como de los cortocircuitos producidos según las mismas. La elección de la puesta a tierra determinará las corrientes de falta con las que se realizará el ajuste más adecuado de las protecciones de fase y de neutro. A continuación se presenta el unifilar equivalente de la red a estudiar, con el que se ha trabajado mediante el programa PSS/E.

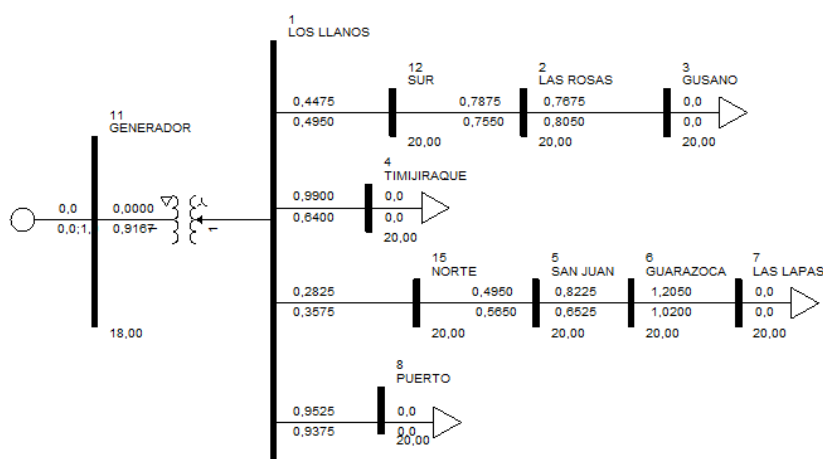


Ilustración 1

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a calcular las **corrientes de cortocircuito** bifásico, trifásico y monofásico en cada punto de la red a estudiar. En primer lugar, se analizan las corrientes de falta para el caso en el que la puesta a tierra se ha realizado mediante una reactancia, con la que se limita a 600 A la corriente de falta. Los resultados se muestran en las tablas siguientes, en la que se puede observar los desfases que caracterizan a cada tipo de falta en la red



estudiada. El principal análisis se realizará sobre la falta fase-tierra, ya que en ello reside la gran diferencia entre las dos **puestas a tierra** realizadas. Se concluye que la puesta a tierra recomendada para el caso estudiado es la realizada mediante reactancia, ya que la de neutro aislado hace mucho más difícil la detección de las faltas por los relés de sobrecorriente.

- Se procederá a realizar el **ajuste de protecciones de sobreintensidad de fase**, de las que consideraremos los siguientes tipos, explicados con anterioridad. Tiempo definido (instantáneo) 50 y tiempo inverso 51. Se compararon los resultados obtenidos y obtuvieron las conclusiones siguientes:

Se puede deducir que las corrientes de falta no coinciden con las actuales, siendo la diferencia entre ambas considerable. Esto podría originar la actuación indebida de las protecciones de tiempo definido. Los ajustes actuales de tiempo definido deberán ser revisados. En lo que respecta a los tiempos de detección de la falta ( $T \gg$ ), no existe una protección capaz de detectar una falta y actuar en 0 segundos.

Para los ajustes de la protección de tiempo inverso, en lo que respecta a las corrientes de arranque ( $I >$ ), se ha considerado en la mayoría de los casos un margen del 5% sobre las corrientes máximas de carga de las líneas, teniendo en cuenta las situaciones de mayor demanda. En cuanto a los diales propuestos ( $T >$ ), ambos ajustes están incluidos en el margen establecido para la actuación de las protecciones en un tiempo razonable.

- Se analizará por consiguiente el comportamiento de las **protecciones de sobreintensidad de neutro** (elementos instantáneo 50N y temporizado 51N) estando el neutro de la red de 20 kV puesto a tierra a través de reactancia limitadora de la corriente de falta monofásica franca a 600 A. Se comparan los resultados obtenidos para mejorar el diseño de protecciones de neutro a continuación:

Se puede apreciar la diferencia considerable entre las corrientes de falta monofásica, siendo las propuestas más del doble que las actuales en la mayoría de los casos. Dicho margen entre las corrientes de falta  $I \gg$  puede deberse a que se hayan tomado unos márgenes de ajuste mayores en lugar de los valores límite de falta monofásica. En lo que respecta a los tiempos de detección de la falta ( $T \gg$ ), es necesario considerar como en los ajustes de fase realizados anteriormente, que no existe una protección capaz de detectar una falta y actuar en 0 segundos.

Para los ajustes de la protección de tiempo inverso, en lo que respecta a las corrientes de arranque ( $I >$ ), es de gran relevancia lo comentado anteriormente para determinar cada una de las corrientes de arranque, ya que dependiendo de la sensibilidad del transformador de cada nodo, se escogerá la resistencia de falta que proporcione la corriente mínima para ser detectada por el relé en cuestión. Se ha observado que la sensibilidad escogida para los ajustes propuestos es mayor que la actual, ya que las corrientes de arranque actuales son mayores (aproximadamente el doble) que las propuestas.

Con todo lo anteriormente comentado, se puede concluir que los ajustes propuestos son mejores que los actuales, y sería necesario implantar los ajustes propuestos, sobretodo en la protección de sobreintensidad de tiempo definido, cuyas diferencias con los actuales son de gran relevancia.



COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ISLA

Autora: María del Pilar Pozo Sampedro

Directores: María Teresa Sánchez Carazo. Alberto Barrado Sánchez

**PROJECT ABSTRACT**

*Key words: Medium voltage grids, ground faults, grounding reactor, overcurrent protections, relay, isolated neutral networks.*

As part of this work, a useful PSS/E program guide has been elaborated, in order to help students in the knowledge and use of this program. In this first introduction to the isolated distribution system, a simple case is proposed to be solved, by manual calculations and also by PSS/E program. Considering a transformer (6 MVA, 18kV/20kV,  $u_{cc} = 8\%$ ) and this connection group (Yd11). There is a proposal of the comparison between two 25 km grids for the same system.

- (A) Overhead LA-78 simplex
- (B) Underground grid.

PSSE/E obtains the different case's short-circuit currents, which are compared at the end of the guide. The student is also encouraged to make its own conclusions.

This project is based on the analysis of the distribution grid from El Hierro Island. This analysis ends with a proposal of a new electric protections' coordination, over the relay's system, already used. A study of grounding reactor system and isolated neutral system has been realized, in order to compare them and choose the best one. Another study is needed to obtain **fault currents** depending on the earthing system used. Finally, taking the most suitable earthing system for this case, the proposal of protection coordination has been realized.

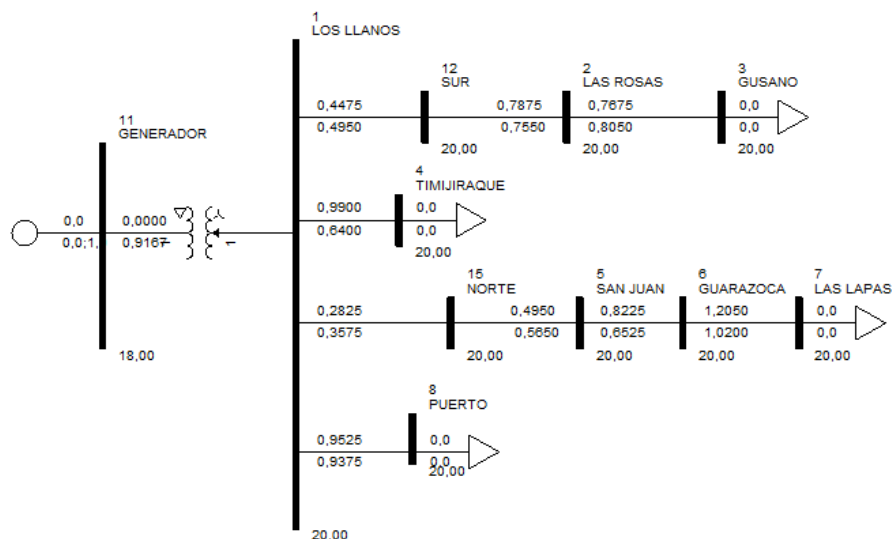


Figure 1

Two different earthing systems will be considered, the grounding reactor and the isolated system. First of all, the analysis of fault current has to be elaborated, for the grounding reactor system. This reactance limit the fault current to 600 A. The two-phase and three-phase fault



currents values are exactly the same for the two different **earthing networks** analysed. The main study will focus on the monophasic fault current, on which it can be appreciated the different results depending on the earthing system chosen. It can be concluded that the grounding system recommended for the system is the grounding reactor, due to the facility it has for detecting fault currents in each line.

- In relation with **phase overcurrent protection**, the following characteristics must be considered. Definite time 50 and inverse time 51. There is a comparison between the proposed adjustments and the actual ones.

For definite time we could conclude that fault currents are not the same as the actual ones, although there is a significant difference between both of them. This could also lead to the incorrect protection's action. Actual definite time adjustments should be checked. Moreover, the minimum time determined to activate the protection ( $T_{>>}$ ) has to be greater than 0 ms, because it is not possible to program the actuation for time zero.

For inverse time adjustments, a comparison between proposal and actual ones was made. In relation with starting currents ( $I_{>}$ ), a margin of 5% over the maximum load conditions has been applied. Actual ones are not considering overload possible situations. The dial ( $T_{>}$ ) proposed is very similar to the actual one.

- This part would study the evolution of the **neutral overcurrent protection (50N, 51N)** by grounding reactor.

For definite time the conclusions are: As it was commented in phase definite adjustments, the proposed definite current is much greater than the actual one, so that we conclude the same about it, relating to the margin and possible security criteria. Definite time adjustments has the same conclusions as in phase protection adjustments, commented before ( $T_{>>}$ ). Actual definite time adjustments should be checked.

For inverse time the conclusions are: In relation with starting currents ( $I_{>}$ ), the sensitivity affects considerably to their determination. Depending on each node transformation relation, the fault resistance will be chosen, in order to maintain the most suitable permanent fault current detected by the protection. This proposed adjustment includes a greater sensitivity than the actual one. Times proposed are nearly the same as the actual ones, so the actual ones can be kept.

At the end of this phase overcurrent protection analysis, it can be concluded that, the proposal adjustments are better than the actual ones, specially the definite time ones, commented above.





## ÍNDICE:

- **Capítulo 1: Introducción al PSS/E.....Pg.19**
  - 1.1 Presentación del caso..... Pg.21
  - 1.2 Cálculo manual.....Pg.22
    - 1.2.1 En barras de 20 kV
    - 1.2.2 Final de línea
      - A) Línea aérea
      - B) Línea subterránea
  - 1.3 Cálculo mediante PSS/E.....Pg.28
  - 1.4 Comparación resultados.....Pg.38
  
- **Capítulo 2: Análisis de puesta a tierra y de cortocircuitos.....Pg. 39**
  - 2.1 Estado del arte.....Pg.41
    - 2.1.1. puesta a tierra
    - 2.1.2 corrientes de falta
  - 2.2 Análisis en la red de estudio.....Pg.48
    - 2.2.1 Puesta a tierra a través de Reactancia
    - 2.2.1. Neutro aislado
  
- **Capítulo 3: Coordinación de protecciones de fase.....Pg. 57**
  - 3.1 Estado del arte.....Pg.59
    - 3.1.1 Protección de sobreintensidad
  - 3.2 Coordinación de protecciones de fase de la red de estudio.....Pg.65
    - 3.2.1 Análisis y realización de ajustes
    - 3.2.2 Presentación y comparación de resultados
  
- **Capítulo 4: Coordinación de protecciones de neutro.....Pg.77**
  - 4.1 Estado del arte.....Pg.79
    - 4.1.1 Protección de sobreintensidad
  - 4.2 Coordinación de protecciones de fase de la red de estudio.....Pg.84
    - 4.2.1 Análisis y realización de ajustes



- 4.2.2 Presentación y comparación de resultados
  
- **Bibliografía.....Pg.93**
  
- **Anexos.....Pg.95**
- Anexo 1 Cálculos con Excel para coordinación de protecciones de fase.....Pg.97
- Anexo 2 Código de Matlab para cálculo de faltas.....Pg.103
- Anexo 3 Tablas en hoja Excel de cálculo de resistencias de falta.....Pg.107
- Anexo 4 Cálculos con Excel para coordinación de protecciones de neutro....Pg.113



## Capítulo 1

# INTRODUCCIÓN AL PSS/E





### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL CASO

En esta primera introducción a la red de distribución en isla, se propone un caso para su resolución mediante el cálculo manual además de mediante el paquete de programa PSS/E.

Consideramos un transformador (6 MVA, 18kV /20kV,  $u_{cc} = 8\%$ ) con grupo de conexión sin puesta a tierra (Yd11) conectado a una red cuyas potencias de cortocircuito trifásico y monofásico son iguales y valen 100MVA.

El transformador alimenta una línea a 20kV, que alimenta a una carga de 20KW.

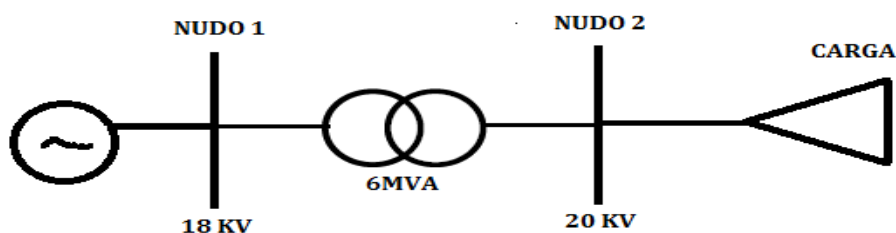


Ilustración 2

En este caso se propone el estudio comparativo de dos líneas de 25 Km para el mismo sistema:

- (A) Una aérea de conductor LA-78 simplex

Resistencia serie de 0,426  $\Omega$ /km, y una reactancia serie de 0,38  $\Omega$ /km

- (B) Una subterránea de cable aislado

Reactancia serie de 3,175 $\Omega$ /km, una capacidad en paralelo de 0,166 $\mu$ F/km

Las magnitudes base son las siguientes:

$$U_B = 20 \text{ KV}$$

$$S_B = 100 \text{ MVA}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = 2886,75 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = 4 \text{ } \Omega$$



## 1.2 CÁLCULO MANUAL:

### 1.2.1 EN BARRAS DE 20 KV

Como en esta falta no interviene la impedancia de la línea, por lo que la corriente de cortocircuito monofásico será la misma en ambos casos.

Se obtiene de la siguiente manera:

Calculamos en primer lugar las impedancias de red y del transformador:

$$X_e = \frac{20^2}{100} = j 4 \Omega$$

$$X_t = j0,08 \frac{20^2}{100} = j 0,32 \Omega$$

$$X_N = \frac{20.000/\sqrt{3}}{600/3} = j57,735 \Omega$$

Obtenemos el esquema monofásico equivalente del sistema, en secuencia directa, inversa y homopolar, en el caso de una falta fase-tierra:

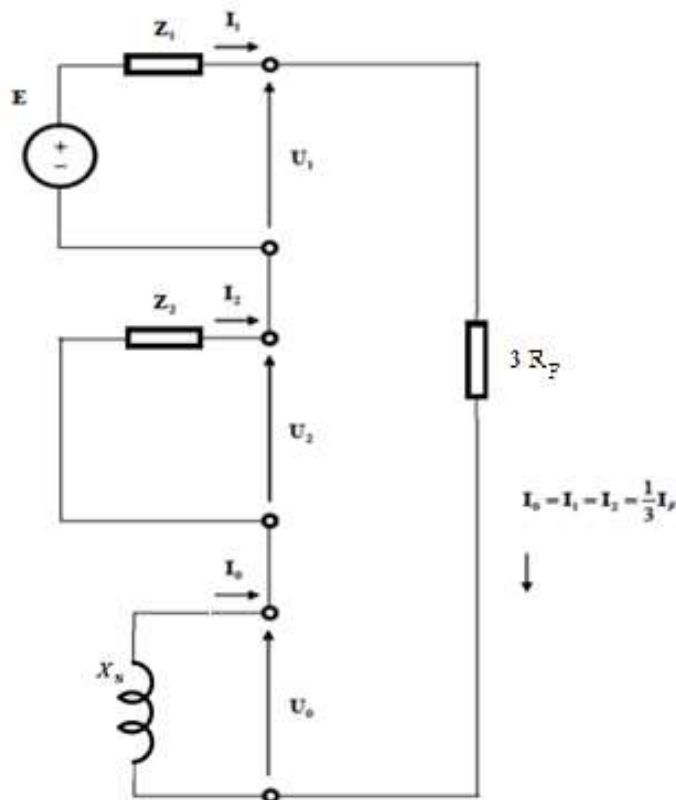


Ilustración 3



La impedancia de secuencia directa  $Z_1$  es:

$$Z_1 = X_e + X_t = j 4,32 \Omega$$

Al tratarse de una falta monofásica se tiene en cuenta:  $Z_1 = Z_2$

La impedancia de secuencia homopolar es:  $Z_0 = 3jX_N$

- La corriente de falta monofásica será la siguiente:

La corriente  $I_1$  de secuencia directa en barras de 20 KV será por tanto:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{2.j 4,32 + 3.j57,735} = -j63.5 A = -j 0,022 pu$$

$$I_F = 3I_1 = -j190.49 A = -j 0,065 pu$$

- La corriente de falta trifásica será:

$$I_{FIII} = \frac{E}{Z_1} = \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{j 4,32} = -j2.672,92 A = -j 0,926 pu$$

- La corriente de falta bifásica es la siguiente:

$$I_{FII} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{E}{Z_1 + Z_2} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{2.j 4,32} = -2.314,815 A = -0,802 pu$$

- Se comprueban los resultados con el programa PSS/E:

THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT---X	X----LL FAULT---X			
RE(I+)	IM(I+)	RE(3I0)	IM(3I0)	RE(1B)	IM(1B)
-0.1	-2672.9	0.0	-190.2	-2314.8	0.1



### 1.2.2 FINAL DE LÍNEA

Al calcular la corriente de falta en final de línea (carga), debe considerarse la línea empleada, por lo que estudiaremos tres casos diferentes, de línea aérea, de cable aislado y cable con reactancia de PT.

#### A) LÍNEA AÉREA (CON REACTANCIA DE PT)

$$R = 0,426 \Omega/km. 25 km = 10,65 \Omega$$

$$X = 0,38 \Omega/km. 25 km = 9,5 \Omega$$

$$X_e = \frac{20^2}{100} = j 4 \Omega$$

$$X_t = j0,08 \cdot \frac{20^2}{100} = j 0,32 \Omega$$

$$X_{lA} = 10,65 + j 9,5 \Omega = 2.6625 + j 2.375 pu$$

La impedancia de secuencia directa  $Z_1$  es:

$$Z_1 = Z_2 = X_e + X_t + X_{lA} = 10,65 + j 13,82 \Omega$$

La impedancia de secuencia homopolar es:  $Z_0 = 3jX_N$

Obtenemos el esquema equivalente en secuencia directa:

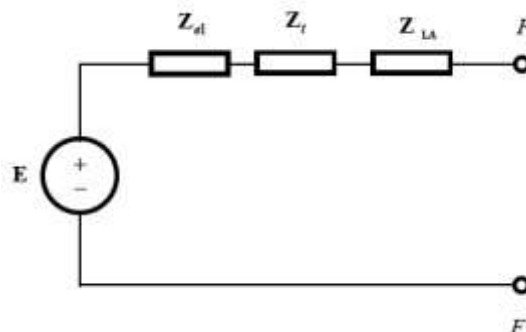


Ilustración 4

Según el esquema de la figura 1 para faltas monofásicas, la corriente  $I_1$  de falta de secuencia directa en fin de línea será:

$$\begin{aligned} I_1 = I_2 = I_0 &= \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{2 \cdot (10,65 + j 13,82) + 3 \cdot j57.735} = \\ &= \mathbf{6.03 - j56.852 A} = 0,0021 - j0,019pu \end{aligned}$$





$$I_{FI} = 3I_1 = \mathbf{18.088 - j170.55 A} = 171.514 e^{-j83.95} A = 0,00626 - j0,059 pu$$

- La corriente de falta trifásica será:

$$I_{FIII} = \frac{E}{Z_1} = \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{10,65 + j 13,82} = \mathbf{403,97 - j524,217 A} = 0,14 - j 0,181 pu$$

- La corriente de falta bifásica es la siguiente:

$$I_{FII} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{E}{Z_1 + Z_2} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{\frac{20.000}{\sqrt{3}}}{2 \cdot (10,65 + j 13,82)} = \mathbf{-453,98 - 349,85 j A}$$
$$= -0,157 - 0,121j pu$$

- Se comprueban los resultados con el programa PSS/E:

THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT---X	X----LL FAULT---X			
RE(I+)	IM(I+)	RE(3I0)	IM(3I0)	RE(IB)	IM(IB)
404.0	-524.2	24.4	-160.7	-454.0	-349.9



### B) LÍNEA SUBTERRÁNEA: (NEUTRO AISLADO)

Teniendo en cuenta las características de la línea:

$$R \approx 0 \Omega$$

$$X = 0,127 \Omega/km. 25 km = 3,175 \Omega$$

$$C = 0,166 \mu F /km. 25 km = 4,15 \mu F$$

Esta línea de cable aislado presenta gran capacitancia, lo que afectará en gran medida a la corriente de falta y a la puesta a tierra del sistema estudiado, que se estudiará más adelante.

Obtenemos el esquema monofásico equivalente de secuencias directa, inversa y homopolar:

$$X_e = \frac{20^2}{100} = j 4 \Omega$$

$$X_t = j 0,08 \frac{20^2}{100} = j 0,32 \Omega$$

$$X_{1B} = j 3,175 \Omega = j 0.79375 pu$$

El esquema equivalente es el siguiente:

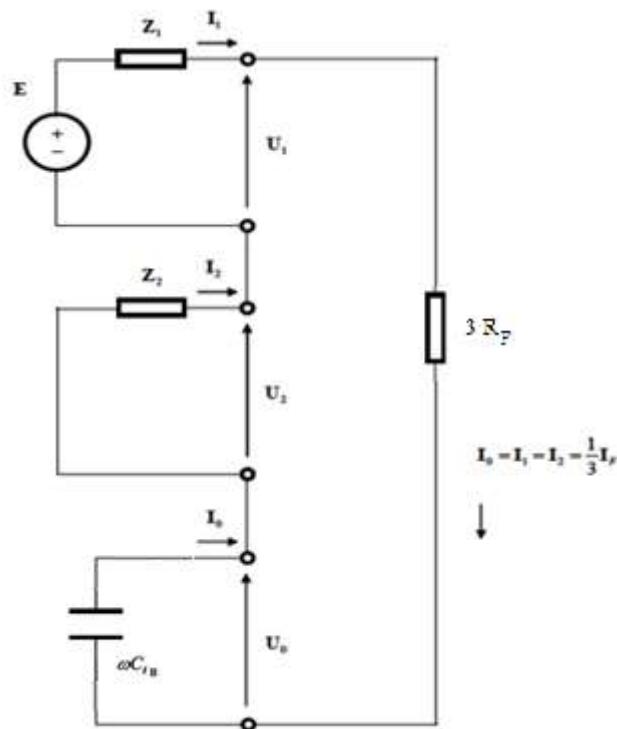


Ilustración 5



La impedancia equivalente de secuencia directa e inversa será:

$$Z_1 = j7,495 \Omega = Z_2$$

Teniendo en cuenta las características del cable aislado, obtenemos la impedancia equivalente de secuencia homo polar:

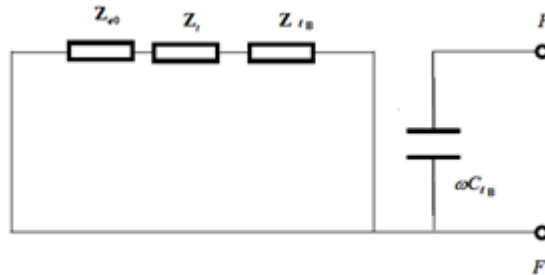


Ilustración 6

$$Z_0 = \frac{1}{j(100 \cdot \pi) \cdot 4,15 \cdot 10^{-6}} = -j767,01 \Omega$$

▪ Procedemos a calcular las corrientes de secuencia y finalmente la intensidad de falta monofásica:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{20.000/\sqrt{3}}{2 \cdot j7,495 - 3 \cdot j767,01} = j5,05 \text{ A} = -j0,05 \text{ pu}$$

$$I_F = 3 \cdot I_1 = j15,15 \text{ A} = j0,0052 \text{ pu}$$

▪ La corriente de falta trifásica será:

$$I_{FIII} = \frac{E}{Z_1} = \frac{20.000}{j7,495} = -j1.540 \text{ A} = -j0,533 \text{ pu}$$

▪ La corriente de falta bifásica es la siguiente:

$$I_{FII} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{E}{Z_1 + Z_2} = -j\sqrt{3} \cdot \frac{20.000}{2 \cdot (j7,495)} = -1.334,22 \text{ A} = -0,462 \text{ pu}$$

➤ Se comprueban los resultados con el programa PSS/E:



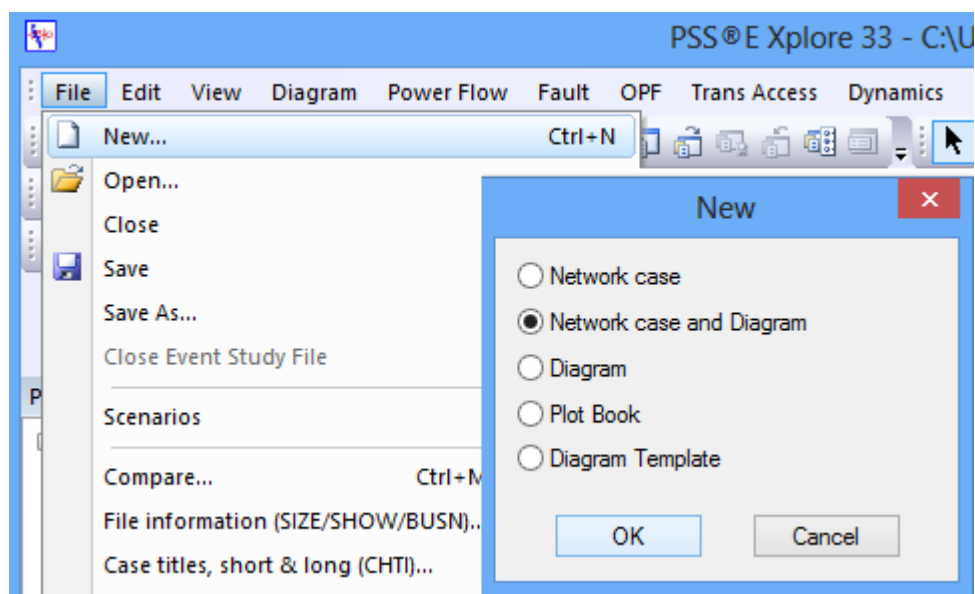
THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT---X	X----LL FAULT---X			
RE(I+)	IM(I+)	RE(3I0)	IM(3I0)	RE(IB)	IM(IB)
0.0	-1539.1	0.0	11.4	-1332.9	0.0

### 1.3 CÁLCULO MEDIANTE EL PROGRAMA PSS/E:

PSSE/E calcula las corrientes que aparecen en el sistema en caso de falta. Permite su cálculo ante diferentes fallos (cortocircuitos monofásicos, bifásicos entre fases, bifásicos a tierra y trifásicos), mostrando su resultado en todos los puntos del sistema.

En primer lugar abrimos el programa PSS/E, y creamos desde la opción 'file' y 'new', un nuevo trabajo, para lo que será necesario crear un diagrama y una zona de trabajo, por ello escogeremos la opción 'Network case and Diagram'.

**NOTA:** Es muy importante **guardar cada archivo por separado** una vez que se vaya a cerrar el programa, ya que guardar uno de ellos no implica que se guarden los dos y se perdería el trabajo realizado.



*Ilustración 7: Creación de archivo PSS/E*

Deben escogerse los valores de potencia base, frecuencia base y unidades para expresar corriente de los transformadores. En este caso se escogen los siguientes:

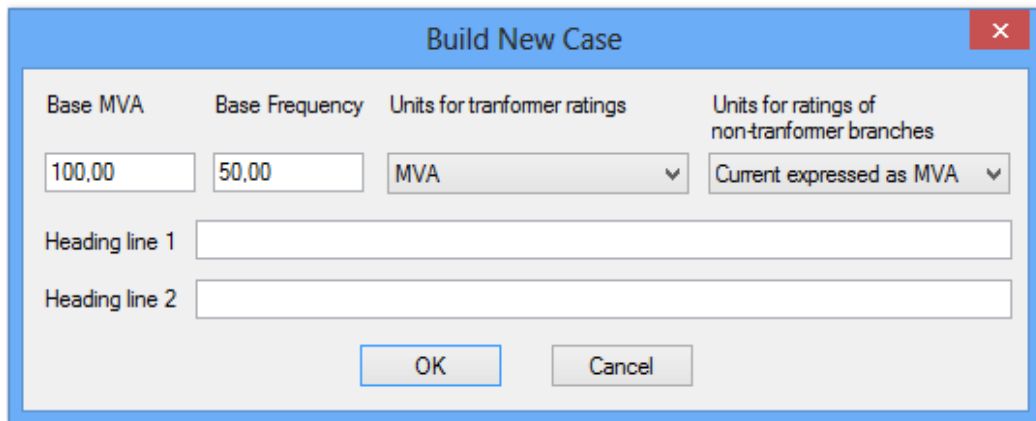


Ilustración 8: Datos sistema

Introducimos el sistema en el diagrama, que a su vez almacena los datos en el caso de trabajo (Network case) de modo simultaneo. Para ello deben identificarse los elementos necesarios para representar el esquema unifilar equivalente, por lo que se presentan a continuación:

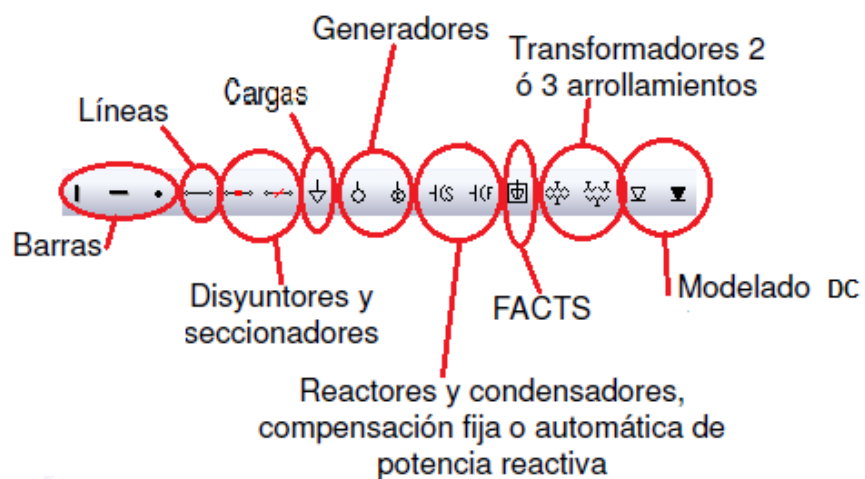


Ilustración 9

● **GENERADOR:**

- Número y nombre barra.
- Identificador (ID).
- Potencia activa y reactiva:
- Valores extremos y generados

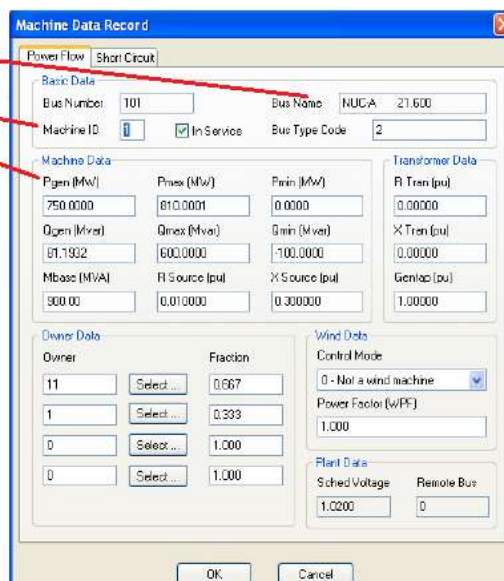


Ilustración 10: Generador

- RGPOS:** R de Sec.(+) (si no se especifica se asume igual a Rsource).
- XGPOS:** X de Sec.(+) (si no se especifica se asume igual a Xsource).
- RGNEG:** R de Sec.(-) (si no se especifica se asume igual a Rgpos).
- XGNEG:** X de Sec.(-) (si no se especifica se asume igual a Xgpos).

- RGZERO:** Resistencia Sec. Cero
- XGZERO:** Reactancia Sec. Cero

Ambos valores se suponen infinito si no se especifican o son cero.

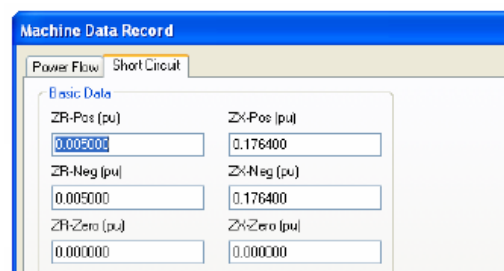


Ilustración 11



- **NUDO 18 KV Y 20 KV**

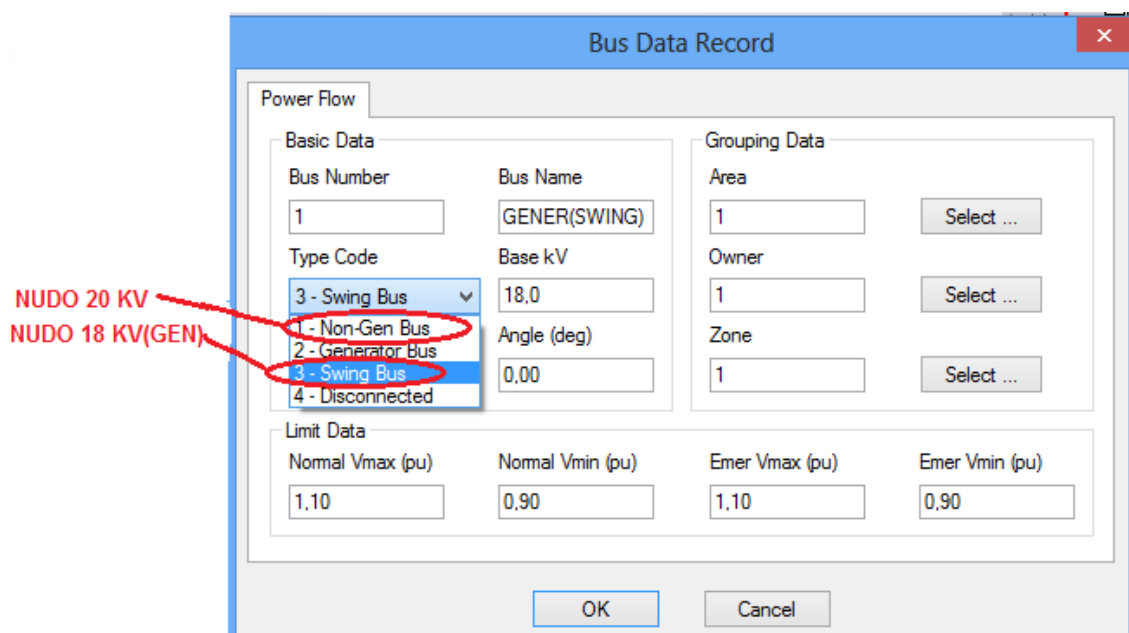
Debe tenerse muy en cuenta la distinción de los tipos de nudo, que en este caso se tienen:

Nudo tipo 1: No generador. En el caso, será el de 20 Kv.

Nudo tipo 2: Generador.

Nudo tipo 3: Nudo Swing. Debe estar unido al generador. Es el nudo principal. En este caso, será el de 18 kV, al que se conecta el generador.

Nudo tipo 4: Desconectado. Sin habilitar



*Ilustración 12*



- **TRANSFORMADOR DE 2 DEVANADOS**

En las siguientes ilustraciones se muestran los parámetros introducidos en el transformador del caso estudiado, en las que son de especial importancia las tensiones primaria y secundaria, además del desfase angular introducido.

En el caso estudiado, debe tenerse en cuenta de que se trata de un transformador Yd1, estando el primario en estrella y el secundario en triángulo, más eficaz para evitar daños en el lado generador por el paso de corriente homopolar (código 4 de transformador).

**Ilustración 13**

Parameter	Value
From Bus Number	1
From Bus Name	GENER(SWING)18,000
To Bus Number	2
To Bus Name	BARRAS 20KV 20,000
Transformer Name	
Vector Group	Yd1
Winding 1 Ratio (pu)	1,0000
Winding 1 Nominal kV	18,0000
Winding 2 Ratio (pu)	1,0000
Winding 2 Nominal kV	20,0000
Winding (1-2) Angle (degrees)	0,00
Specified  Z  (pu)	0,080000
Exciting I (pu)	0,000000
Z  table corrected (pu)	0,080000

**Ilustración 14**

Parameter	Value
Connection Code	2 - No series path, ground winding 1
Leakage Impedance I/O Code	1 - Z pu (winding kV system MVA)
Grounding Impedance I/O Code	1 - Z pu (winding kV system MVA)
RG1 (pu)	0,000000
XG1 (pu)	0,000000
R01 (pu)	0,000000
X01 (pu)	0,080000
RG2 (pu)	0,000000
XG2 (pu)	0,000000
R02 (pu)	0,000000
X02 (pu)	0,000000
RNUTRL (pu)	0,000000
XNUTRL (pu)	0,000000

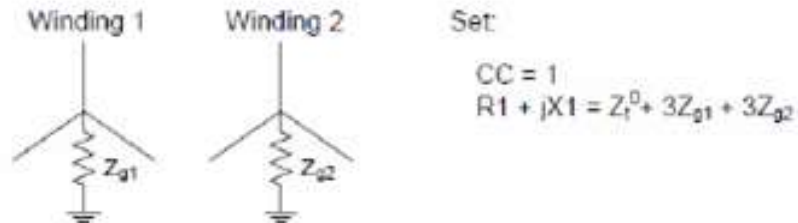




En cuanto a la conexión de los transformadores, tenemos diferentes opciones, que se muestran en el esquema siguiente:

El código de conexión número 4 es válido para todas las combinaciones estrella con neutro aislado-triángulo, ya que no permiten el pasaje de componentes de secuencia homopolar.

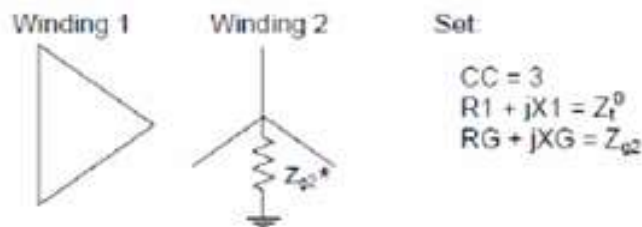
For a wye grounded (winding 1) - wye grounded (winding 2) two-winding transformer:



For a wye grounded - delta two-winding transformer:



For a delta - wye grounded two-winding transformer:

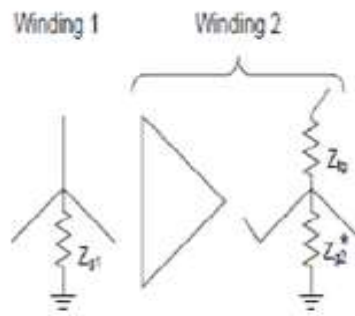


For a delta - delta two-winding transformer:



Ilustración 15

For a wye grounded - delta with an earthing transformer two-winding transformer:



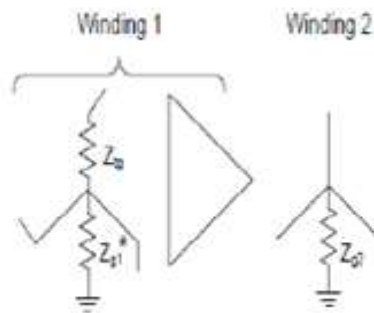
Set:

$$CC = 6$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0 + 3Z_{g1}$$

$$RG + jXG = Z_{g2} + 3Z_{g2}$$

For a delta with an earthing transformer - wye grounded two-winding transformer:



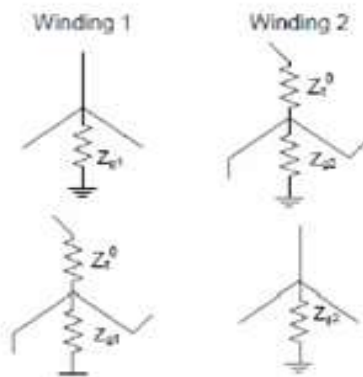
Set:

$$CC = 7$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g2}$$

For wye-grounded with a zig-zag transformer connection:



Set:

$$CC = 3$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g2}$$

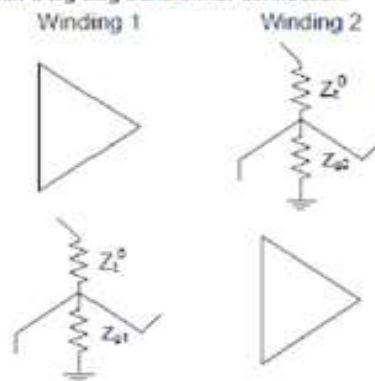
Set:

$$CC = 2$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g1}$$

For a delta with a zig-zag transformer connection:



Set:

$$CC = 3$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g2}$$

Set:

$$CC = 2$$

$$R1 + jX1 = Z_t^0$$

$$RG + jXG = Z_{g1}$$



Ilustración 16

- **LINEA ELÉCTRICA**

En cuanto a la línea eléctrica, se introducirán los parámetros proporcionados de impedancia equivalente de la línea, en magnitudes unitarias. Generalmente se tiene inductancia y susceptancia, esta última deberá calcularse a partir de la ya conocida expresión de B en función de la capacidad y de la frecuencia.

Basic Data	
From Bus Number	2
To Bus Number	3
Branch ID	1
Branch Type	3 - Branch

Branch Data		
Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
0,000000	0,793750	0,001304
Rate A (I as MVA)	Rate B (I as MVA)	Rate C (I as MVA)
0,0	0,0	0,0
Line G From (pu)	Line B From (pu)	
0,00000	0,00000	
Line G To (pu)	Line B To (pu)	Length
0,00000	0,00000	0,000

IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE LINEA

Ilustración 17: Línea eléctrica

Basic Data	
R-Zero (pu)	0,000000
X-Zero (pu)	0,793750
B-Zero (pu)	0,001304
Zero Seq G From (pu)	Zero Seq B From (pu)
0,000000	0,000000
Zero Seq G To (pu)	Zero Seq B To (pu)
0,000000	0,000000

MOV Data
MOV Protection Mode
Not a protected branch
MOV Rated Current (kA)
0,00

Ilustración 18

Tras la creación, tanto en el diagrama como en el espacio de trabajo, de todos los elementos del sistema con sus correspondientes parámetros, se tiene el siguiente esquema unifilar en el diagrama del paquete PSS/E.

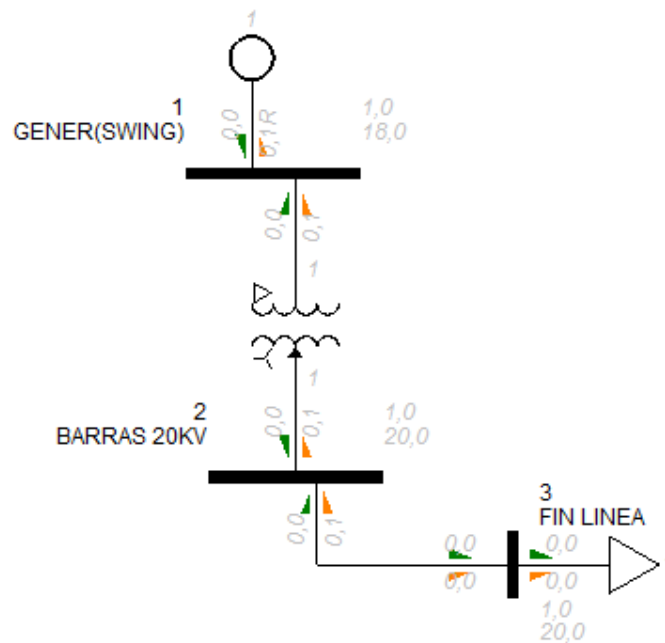
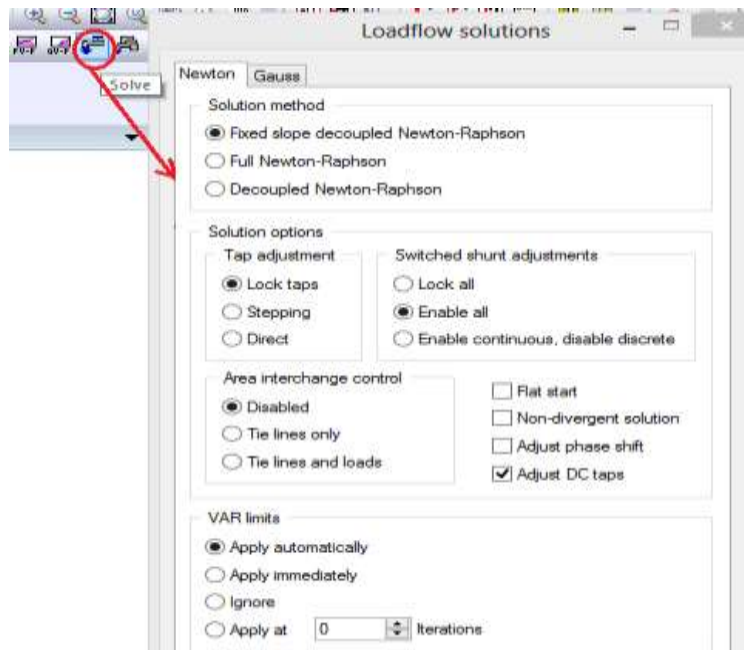


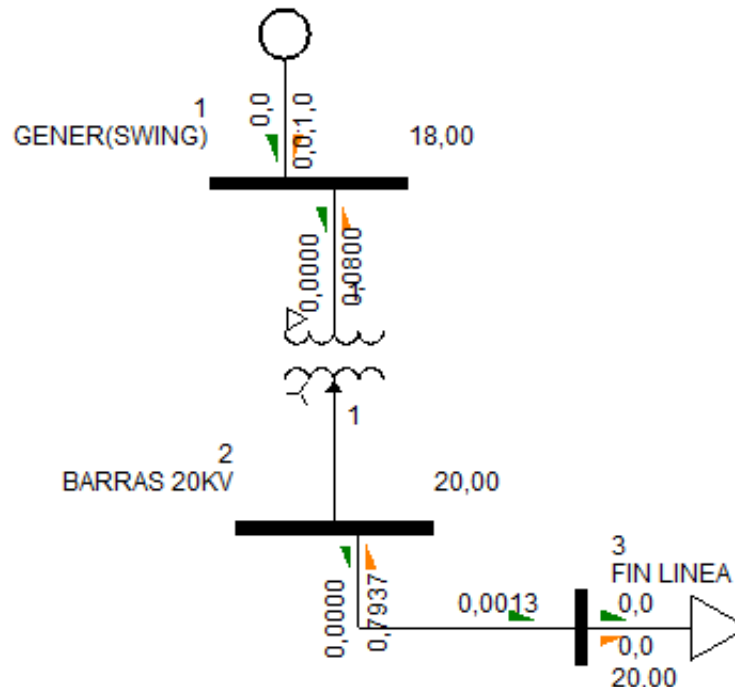
Ilustración 19: Esquema unifilar

Una vez que se ha representado el unifilar del sistema a estudiar, procedemos a resolver el flujo de cargas, verificando que las tensiones tengan valores razonables, para así poner en correcto funcionamiento la red.



*Ilustración 20: Resolución flujo de cargas*

Resolviendo el flujo de cargas se comprueba que el sistema está correctamente introducido, ya que las potencias son prácticamente nulas en los nudos, al no haber introducido una potencia a generar.



*Ilustración 21: Diagrama PSS/E*

Para obtener el cálculo de las corrientes de cortocircuito, podemos recurrir al cálculo individual de cada fallo, simulando una falta diferente en cada nudo. Esta opción es óptima cuando se hace necesario saber las contribuciones que existe a la falta, ya que el resultado mostrado por el programa detalla las corrientes que circulan por cada elemento.

Con PSS/E analizaremos las corrientes de cortocircuito que aparecen ante un fallo equilibrado (cortocircuito monofásico) por ser el de peores consecuencias para el sistema ya que se obtienen las corrientes de cortocircuito más elevadas. La actividad ASCC “Automatic sequence fault calculation” (dentro del menú Fault) que posee PSS/E muestra los valores de las corrientes de cortocircuito que existen en los nudos de la red de estudio.

Con ello se calculan los valores ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos indicando el valor de la corriente circulante por el nudo y su argumento. La potencia de cortocircuito se obtiene mediante la expresión ya conocida Hay ocasiones en que la limitación de producción no se da por motivos de flujo de cargas sino de potencia de cortocircuito. Se da en casos de generación de régimen especial.



Se ha podido comprobar que coinciden los resultados obtenidos con PSS/E con los calculados manualmente, como se presentó anteriormente para cada caso.

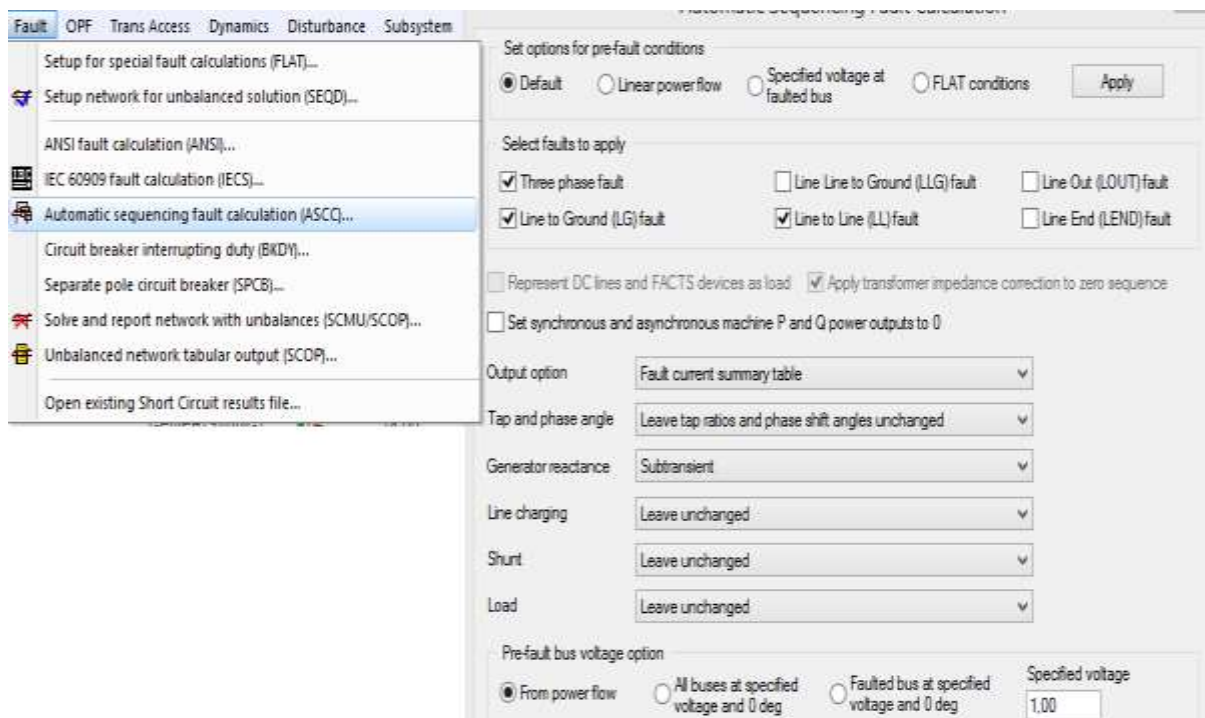


Ilustración 22

### 1.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS:

Para finalizar esta breve introducción al paquete PSS/E con un caso sencillo, se procede a comparar si lo calculado en la primera parte manualmente, coincide con lo obtenido mediante el programa PSS/E utilizado:

En la siguiente tabla se tienen ambos resultados comparados:

	Barras de 20kV		Fin de línea				
			línea A		línea B		
PSS/E	0	-190,2	24,4	-160,7	0	11,4	I monofásica
manual	0	-190,49	18,1	-170,6	0	15,3	
PSS/E	-2.314,80	0,1	-349,9	-453	-1.332,90	0	I bifásica
manual	-2.314,81	0	-349,9	-454	-1.334,22	0	
PSS/E	-0,1	-2.672,90	404	-524,2	0	-1.539,10	I trifásica
manual	0	-2.672,92	403,97	-524,22	0	-1.540	
	Re	imag	Re	imag	Re	imag	

Tabla 1: Comparativa de corrientes de falta

Se observa que la corriente de falta a tierra es capacitiva para la puesta de tierra con neutro aislado, frente a que produce la puesta a tierra a través de reactancia, que es una corriente inductiva.



## Capítulo 2

# ANÁLISIS DE PUESTA A TIERRA Y DE CORTOCIRCUITOS







## 2.1 ESTADO DEL ARTE:

En este capítulo se pretende realizar un estudio de una red de distribución de la isla del Hierro. Dicho estudio se centrará en el análisis de las corrientes de falta más habituales en este tipo de redes, monofásica, bifásica y trifásica.

En primer lugar, deberán realizarse los correspondientes flujos de carga de la red de media tensión. Los flujos de cargas determinarán, a partir de las potencias activas y las potencias demandadas y las tensiones de generadores de la central de Los Llanos, las potencias reactivas suministradas y las tensiones de cada uno de los centros de reparto, además de las caídas de tensión y las pérdidas de potencia en cada línea. Los estudios de corrientes de falta se realizan con el paquete PSS/E. Se ha programado en Matlab un código para comprobar los resultados obtenidos con el paquete PSS/E.

También se analizarán las posibles puestas a tierra de la red, siendo las más relevantes para el proyecto la de neutro aislado y la puesta a tierra a través de reactancia.

Este proyecto se divide en 4 capítulos. En el primer capítulo se incluye una pequeña guía del programa PSS/E para introducir a los futuros alumnos interesados al problema del análisis de faltas con el paquete de programa utilizado. El capítulo 2 detalla los resultados del estudio de cortocircuitos, tras realizar el flujo de carga. El capítulo 3 contiene los resultados del estudio de ajuste de protecciones de fase, y por último, en el capítulo 4 se proponen los ajustes mejorados para las protecciones de sobreintensidad de neutro.

En primer lugar, se proporcionan los datos de la red: Se trata de la isla de El Hierro, en la que se trabaja en media tensión, cuya tensión de consigna es de 20 kV. El centro de generación se encuentra en Los Llanos, siendo éste una central diésel.



*Ilustración 23: Mapa de la isla del Hierro*

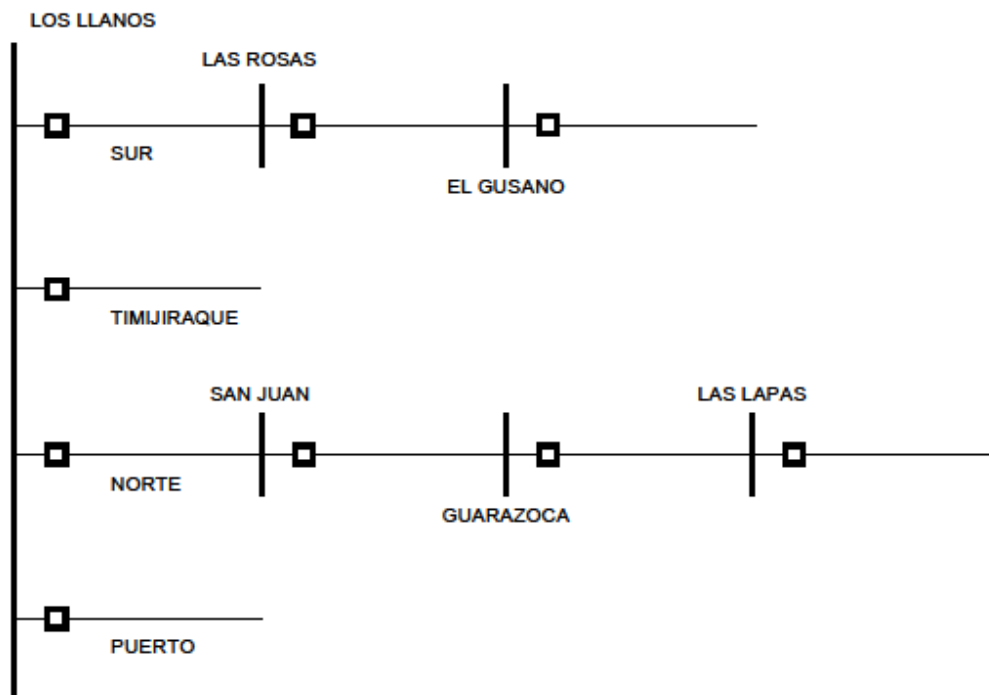


Ilustración 24: Unifilar de la red

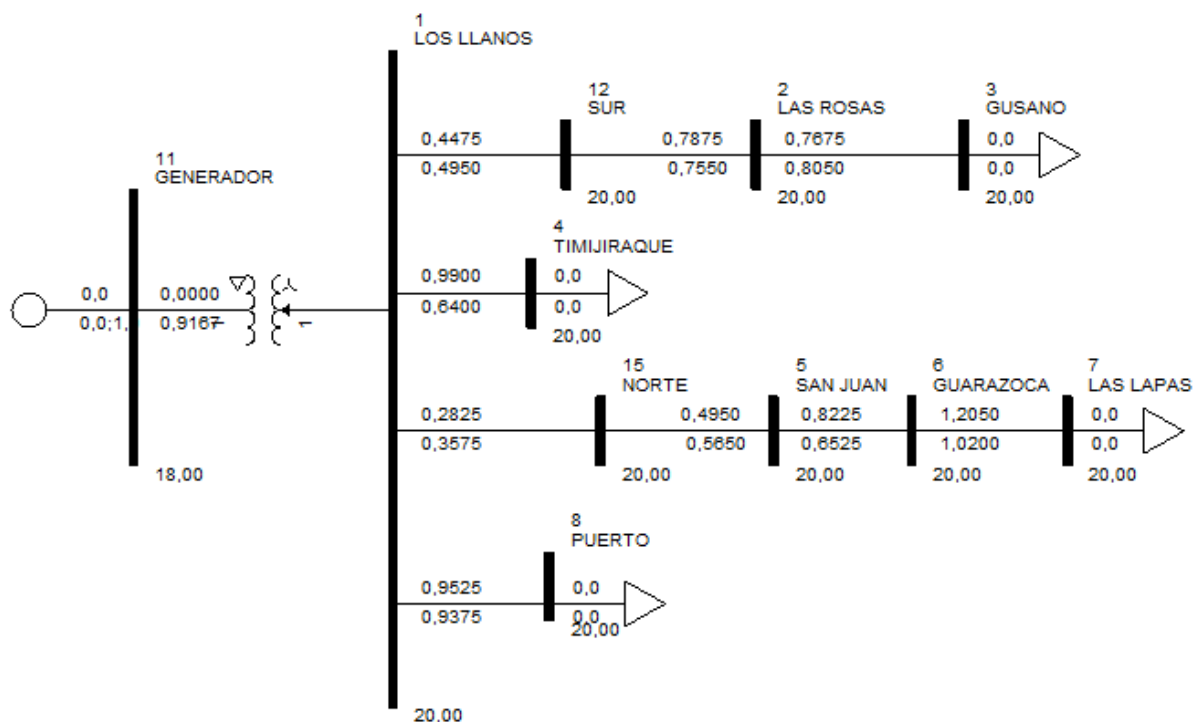
Se presentan en la siguiente tabla los datos de impedancias equivalentes de cada una de las líneas de la red. Serán de gran importancia los datos de resistencia reactiva y susceptancia en magnitudes unitarias, ya que serán las que deberán introducirse en el programa PSS/E

	DATOS DE LINEAS					
	REALES			PU		
	R( $\Omega$ )	X( $\Omega$ )	C( $\mu$ f)	r	x	c
LOS LLANOS	0	0	0	0	0	0
SUR	1,79	1,98	0,425	0,4475	0,495	0,10625
LAS ROSAS	3,15	3,02	0,469	0,7875	0,755	0,11725
EL GUSANO	3,07	3,22	1,43	0,7675	0,805	0,3575
TIMIJIQUAKE	3,96	2,56	2,12	0,99	0,64	0,53
NORTE	1,13	1,43	0,463	0,2825	0,3575	0,11575
SAN JUAN	1,98	2,26	3,55	0,495	0,565	0,8875
GUARAZOCA	3,29	2,61	3,41	0,8225	0,6525	0,8525
LAS LAPAS	4,82	4,08	1,23	1,205	1,02	0,3075
PUERTO	3,81	3,75	1,4	0,9525	0,9375	0,35

Tabla 2: Parámetros de las líneas



Con los datos obtenidos para cada línea, elaboramos el sistema que posteriormente analizaremos con el paquete PSS/E.



*Ilustración 25: Diagrama realizado con PSS/E*

Como se muestra en la figura anterior, se tiene un nudo generador, el de la central de Los Llanos de 18kV, que suministra a la red de distribución. En la Figura 2 se muestra el esquema unifilar simplificado de la configuración estudiada de la red de distribución de El Hierro. Dicha red tiene cuatro líneas que salen de la Subestación de la central diésel de Los Llanos: Sur, Timijiraque, Norte y Puerto.

El modelo de PSS/E de la configuración actual del sistema eléctrico de El Hierro es en realidad mucho más complicado. La diferencia entre los esquemas unifilares en escenario de punta y en escenario de valle radica en los grupos que estén acoplados a la red.



### 2.1.1. PUESTA A TIERRA:

Uno de los puntos fundamentales de este capítulo es el estudio de la puesta a tierra de la red, ya que de ello dependerá en gran medida el valor de las corrientes de falta monofásica.

Los sistemas eléctricos suelen contener un medio de conexión con tierra cuyo objeto principal es limitar las diferencias de potencial que pudiesen darse entre sus elementos normalmente en tensión, o entre aquellos que puedan estarlo de manera accidental y que no deban estar sometidos a diferencias de potencial eléctrico, mediante la unión conductora de algunas de sus partes con otros puntos a potencial cero manteniendo las instalaciones eléctricas en un estado seguro para las personas y para la integridad material de los aparatos que la componen.

La norma española y europea UNE-EN 6007 sobre coordinación de aislamiento distingue entre los siguientes tipos de sistemas según el régimen de neutro:

- Red con neutro aislado: Red en la que el punto neutro no está conectado a tierra intencionalmente, excepto en condiciones de alta impedancia con fines de medida y protección.
- Red de neutro no rígidamente a tierra: Red en la que el punto neutro o puntos neutros están puestos a tierra a través de impedancias destinadas a limitar las corrientes de defecto a tierra.
- Red de neutro rígidamente a tierra (No empleada en este caso): Red en la que el punto neutro o puntos neutros están conectados directamente a tierra.
- Red compensada: Red en el que uno o más puntos neutros están conectados a tierra a través de reactancias que compensan, aproximadamente, la componente capacitiva de una corriente de defecto monofásica a tierra.

Dentro de las denominadas conectadas no rígidamente a tierra existe la puesta a tierra mediante resistencia y mediante reactancia y, a su vez, de alto y bajo valor de impedancia.

En base al objetivo perseguido por dicha conexión a tierra, la normativa eléctrica distingue dos conceptos de sistemas de puesta a tierra, la puesta a tierra de protección y la puesta a tierra de servicio o funcional:

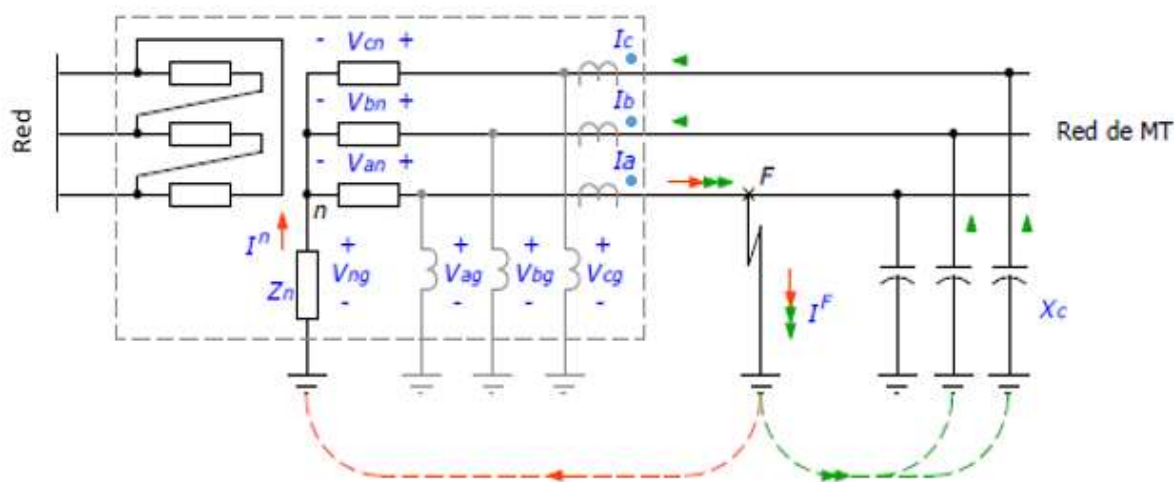


Ilustración 26

- La puesta a tierra de protección es aquella que tiene por finalidad exclusiva la seguridad eléctrica y lo conforma el sistema de conductores que unen de manera directa con tierra, a través de mallas de conductores enterrados y picas, las partes conductoras de una instalación que no están en tensión normalmente pero que pueden estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones con el fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.
- La puesta a tierra de servicio o funcional por su parte es aquella que, de manera directa o a través de resistencias o impedancias adicionales, tienen por objeto unir a tierra de manera permanente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio que lo necesiten para su correcto funcionamiento, como: los neutros de los transformadores en instalaciones o redes con neutro a tierra, el neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen, los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida, los limitadores, descargadores, auto válvulas, pararrayos para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas y los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

El sistema o método de puesta a tierra al que nos referimos en el presente trabajo se encuadra dentro del concepto de puesta a tierra de protección y concretamente se refiere a la manera de realizar la conexión física a tierra del neutro del transformador que encabeza la red de distribución que se va a analizar, para después ajustar sus protecciones eléctricas.

El objetivo funcional fundamental de esta puesta a tierra es la de disponer de un punto de referencia para las tensiones de la red de distribución MT, esto es, conseguir mantener el “neutro del sistema trifásico” de la red MT a un potencial de referencia fijo o, cuanto menos, limitado (en general a potencial cero en condiciones de funcionamiento normal), quedando así relacionados y limitados a su vez los potenciales de las partes activas o fases

respecto a tierra tanto en funcionamiento normal (debido posibles acoplamiento capacitivos por capacidades' parasitas fase-tierra o capacidades entre fases de sistemas a diferente tensión) como, sobre todo, en caso de un defecto a tierra.

En general, cuando por un defecto se produce el contacto de una fase del sistema con tierra, además de aparecer una sobreintensidad en la fase en falta, la tensión de dicha fase se colapsa y aparece en el resto de fases sanas una elevación de la tensión respecto a tierra impuesta por la relación fija existente entre ellas y la tensión del neutro del sistema a través de los devanados del transformador.

Dado el efecto contrapuesto que tiene la impedancia de puesta a tierra respecto a limitar la intensidad de falta y la tensión, la adopción del valor adecuado será un compromiso técnico y económico que mantenga unos valores de sobretensiones a tierra suficientemente reducidas para las tensión soportada por el nivel de aislamiento de la red y unas corrientes de cortocircuito que, si bien sean suficientemente elevadas para su detección, permitan utilizar una aparatada de prestaciones y costes viables económicamente para la red de MT.

Sistema trifásico de tensiones en estado normal	Tensiones ante fallo monofásico a tierra		
	Neutro a tierra rígido	Neutro a tierra por impedancia de bajo valor	Neutro a tierra mediante impedancia de alto valor
<p>Tensiones de fase a tierra:</p> $V_{ag} = V_{bg} = V_{cg} = V_f$ <p>Tensiones entre fases:</p> $V_{ab} = V_{ac} = \sqrt{3} \cdot V_f$ $V_{bc} = \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensión de neutro a tierra:</p> $V_{ng} = 0$	<p>Tensiones de fase a tierra:</p> $V_{ag} = 0$ $V_{bg} = V_{cg} = V_f$ <p>Tensiones entre fases:</p> $V_{ab} = V_{ac} = V_f$ $V_{bc} = \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensión de neutro a tierra:</p> $V_{ng} = 0$	<p>Tensiones de fase a tierra:</p> $V_{ag} = 0$ $V_{bg} = V_{cg} < \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensiones entre fases:</p> $V_{ab} = V_{ac} < \sqrt{3} \cdot V_f$ $V_{bc} = \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensión de neutro a tierra:</p> $0 < V_{ng} = I^n \cdot Z_n < V_f$	<p>Tensiones de fase a tierra:</p> $V_{ag} = 0$ $V_{bg} = V_{cg} = \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensiones entre fases:</p> $V_{ab} = V_{ac} = \sqrt{3} \cdot V_f$ $V_{bc} = \sqrt{3} \cdot V_f$ <p>Tensión de neutro a tierra:</p> $V_{ng} = I^n \cdot Z_n = V_f$

Ilustración 27: Esquema de tensiones en casos de falta



### 2.1.2 CORRIENTES DE FALTA:

La red de media tensión a 20 kV está compuesta por 4 salidas en MT que realizan el suministro eléctrico a una zona, principalmente de tipo rural de la isla de El Hierro, a través de un transformador de 20/18 kV, 100 MVA.

Las bases de la red de distribución de 20 kV estudiada son las siguientes:

$$U_B = 20 \text{ KV}$$

$$S_B = 100 \text{ MVA}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = 4 \ \Omega$$

Para asegurar en esta red una corriente de falta inferior a 600 A, se ha calculado la reactancia de puesta a tierra de la siguiente manera:

$$X_N = \frac{20.000/\sqrt{3}}{600/3} = j57,735 \ \Omega$$

Estas magnitudes son las mismas que las empleadas en el capítulo 1 de la memoria, en el que se elaboró una breve guía explicativa del paquete de programa PSS/E. Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a calcular las corrientes de cortocircuito bifásico, trifásico y monofásico en cada punto de la red a estudiar. Se analizan dos casos, en primer lugar el de reactancia de puesta a tierra, y en segundo lugar el de neutro aislado.

Se define el término falta como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

- Falta en el sistema de potencia (Cortocircuito)
- Falta extraña al sistema de potencia (En equipo de protección)
- Falta de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, contaminación)

Las tasas de faltas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados. Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (Efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (Efectos dinámicos).
- Fluctuaciones severas de voltaje y de potencia.



- Los siguientes porcentajes aproximados reflejan la asiduidad con la que se produce cada tipo de falta en comparación con las demás que se analizarán a continuación.
  - El 72% de las faltas son monofásicas.
  - El 20% de las faltas son bifásicas.
  - El 8% de las faltas involucran las tres fases.

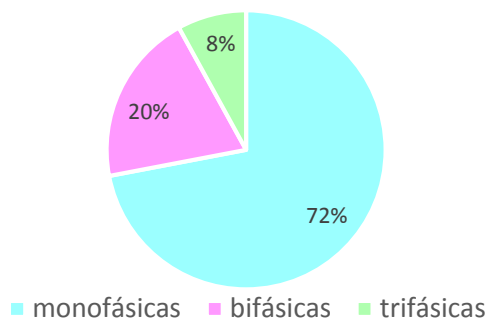


Ilustración 28: Frecuencia de faltas

## 2.2 ANÁLISIS EN LA RED DE ESTUDIO

### 2.2.1 PUESTA A TIERRA A TRAVÉS DE REACTANCIA

En primer lugar, se analizan las corrientes de falta para el caso en el que la puesta a tierra se ha realizado mediante una reactancia, con la que se limita a 600 A la corriente de falta.

$$I_a^F = 3 \cdot V_f \cdot \left( Y_{c0}^T - j \cdot \frac{1}{3\omega L^N} \right) \approx \frac{V_f}{\omega L^N} \angle -90^\circ$$

Ecuación 1

El sistema de puesta a tierra mediante reactancia se utiliza cuando se requieren valores bajos de impedancia de neutro, de manera que la corriente de corto monofásica a tierra a limitar sea al menos superior al 25% de la corriente de corto trifásica para prevenir sobretensiones transitorias graves.

Como estos valores mínimos de corriente de corto son altos no se puede utilizar en general un sistema mediante reactancia como alternativa de otro realizado mediante resistencia, reservándose la reactancia para aplicaciones donde la intensidad de corto a tierra máxima permitida pueda ser del orden de la trifásica. Si se diera esta condición, utilizar sistemas de puesta a tierra mediante reactancia resulta más económico que utilizar resistencias, dado la gran potencia térmica a disipar en caso de utilizar esta última.



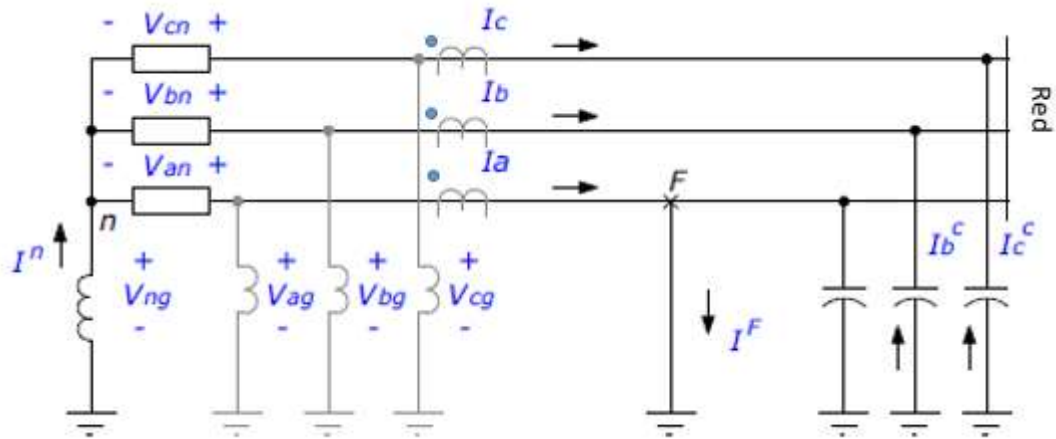


Ilustración 29: falta a tierra en red con reactancia de puesta a tierra

La puesta a tierra mediante reactancia de baja impedancia puede recibir un tratamiento análogo al de resistencia de baja impedancia en cuanto a sistemas de protección. Tensión a tierra de fases sanas:

$$V_b^F = V_f \cdot \left( 1 \angle 240^\circ + \frac{Z_1 - 3 \cdot j\omega L^N}{3 \cdot j\omega L^N + 2 \cdot Z_1} \right) \xrightarrow{Z_1 \rightarrow 0} V_b^F = \sqrt{3} \cdot V_f \angle -150^\circ$$

$$V_c^F = V_f \cdot \left( 1 \angle 120^\circ + \frac{Z_1 - 3 \cdot j\omega L^N}{3 \cdot j\omega L^N + 2 \cdot Z_1} \right) \xrightarrow{Z_1 \rightarrow 0} V_c^F = \sqrt{3} \cdot V_f \angle 150^\circ$$

Ecuación 2

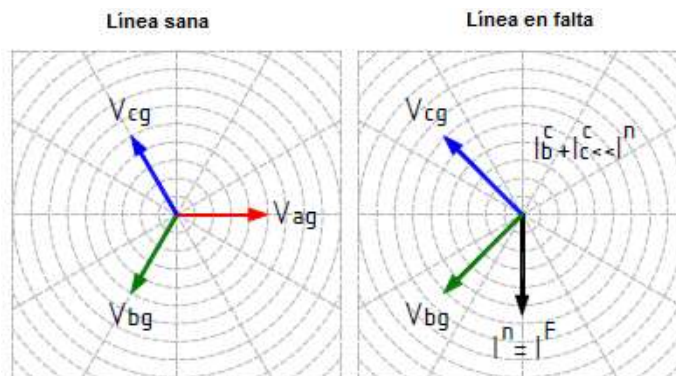


Ilustración 30: Estado de tensiones sin y con falta

La puesta a tierra mediante reactancia de baja impedancia puede recibir un tratamiento análogo al de resistencia de baja impedancia en cuanto a sistemas de protección.



Los resultados se muestran en las tablas siguientes, en magnitudes reales tanto en rectangulares como en polares, que permite observar con mayor claridad los desfases que caracterizan a cada tipo de falta en la red estudiada.

	XN = 57.735 Ω					
	PSS/E					
	BIFÁSICA		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
	REALES (A)		REALES (A)		REALES (A)	
LOS LLANOS	-1304.3	0.0	0.0	-1506.1	0	-175.3 i
SUR	-1002.6	-185.8	214.5	-1157.7	4.5	-170.1j
LAS ROSAS	-686.0	-267.2	308.6	-792.1	11.3	-162.1j
EL GUSANO	-502.6	-253.1	292.3	-580.4	16.7	-154 j
TIMIJI RAQUE	-851.1	-329.1	380.0	-982.8	9.7	-168.2j
NORTE	-1082.8	-134.4	155.2	-1250.3	2.9	-171.5
SAN JUAN	-819.5	-224.2	258.9	-946.3	7.5	-165.6
GUARAZOCA	-592.3	-271.1	313.1	-684.0	14.1	-158.7
LAS LAPAS	-400.3	-248.5	287.0	-462.3	21.8	-148.2
PUERTO	-788.9	-262.9	303.6	-910.9	9.1	-165.4
	Re	Im	Re	Im	Re	Im

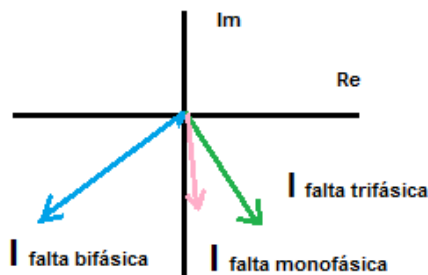
Tabla 3: Corrientes de falta con reactancia de puesta a tierra.

	XN = 57.735 Ω					
	PSS/E					
	BIFÁSICA		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
	REALES (A)		REALES (A)		REALES (A)	
LOS LLANOS	1303	180	1504,6	-90	175,3	-90
SUR	1018,6	-169,93	1176,2	-79,51	170,1	-89
LAS ROSAS	735,4	-158,72	849,2	-68,72	162,5	-86
EL GUSANO	562,2	-153,27	649,1	-63,27	154,9	-83,83
TIMIJI RAQUE	911,5	-158,87	1052,6	-68,87	168,5	-86,69
NORTE	1090	-172,93	1258,6	-82,93	171,5	-89
SAN JUAN	848,7	-164,7	980	-74,7	165,8	-87,42
GUARAZOCA	650,8	-155,41	751,4	-65,41	159,3	-84,91
LAS LAPAS	470,7	-148,17	543,5	-58,17	149,8	-81,61
PUERTO	830,7	-161,57	959,2	-71,57	165,6	-86,87
	mod	ang(grad)	mod	ang(grad)	mod	ang(grad)

Tabla 4: Faltas con reactancia de puesta a tierra en polares



De los resultados obtenidos, podemos comprobar las diferentes direccionalidades que presenta cada tipo de falta. Como primera observación se tiene que la corriente trifásica es superior en módulo a la bifásica, por un factor de  $2/\sqrt{3}$ . Además, se puede observar una clara superioridad de estas dos primeras sobre la corriente monofásica.



*Ilustración 31*

Como esta será la puesta a tierra que se establecerá en la red de estudio, se analizarán con mayor detenimiento las aportaciones de corrientes de falta, en especial la aportación en los casos de falta monofásica.

### 2.2.1. NEUTRO AISLADO

Una red con un régimen de neutro aislado se caracteriza por la ausencia de puesta a tierra intencional del neutro del transformador 66/20 kV. Ante un defecto a tierra en una red con neutro aislado, al no estar el neutro del sistema referenciado y por tanto estar flotante, se producirá un desplazamiento de las tensiones en la fase del defecto hasta adoptar el potencial de tierra y el resto de fases elevarán su potencial respecto a tierra 3 veces hasta la tensión compuesta normal fase-fase.

La corriente es la aportada por la capacidad a tierra de la línea en falta, y del resto de líneas sanas. Particularizando las expresiones de las magnitudes eléctricas ante fallo a tierra:

$$I_0^F = I_{0C}^{LMT^F} + I_{0C}^{LMT^S} = V_f \cdot \omega \cdot (C_0^{LMT^S} + C_0^{LMT^F}) \angle 90^\circ \rightarrow I_a^F = 3 \cdot V_f \cdot \omega \cdot C_0^T \angle 90^\circ$$

Ecuación 3

A continuación se presentan el esquema y diagrama fasorial de magnitudes eléctricas ante fallo a tierra en fase a con neutro aislado.

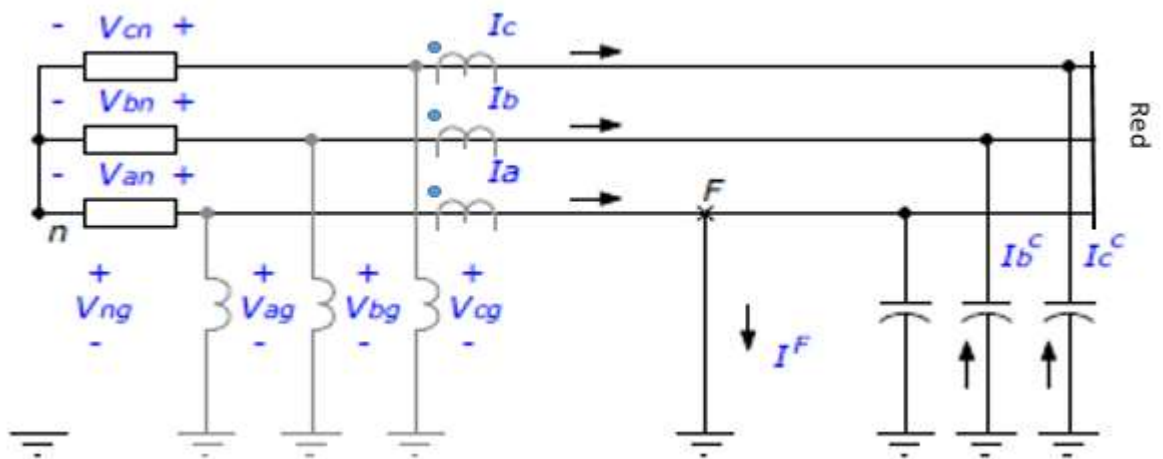


Ilustración 32: Esquema de red con neutro aislado

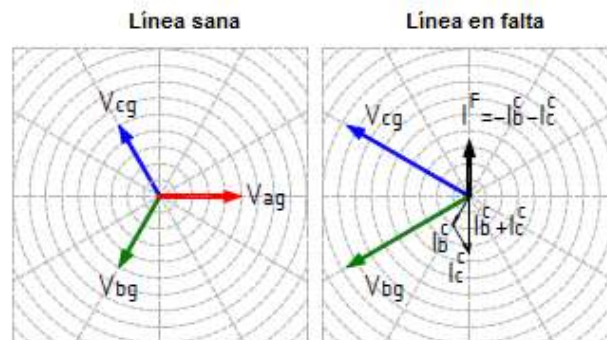
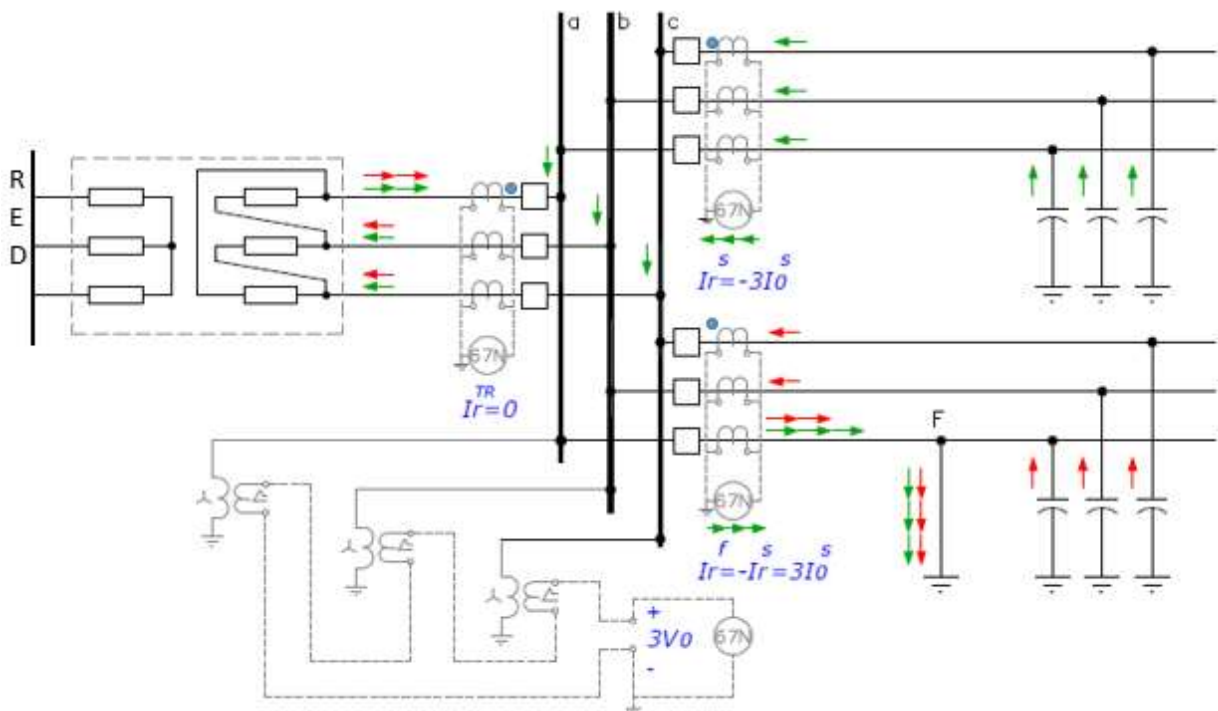


Ilustración 33: Estado de tensiones sin y con falta

Las características de la corriente de corto hacen muy difícil tanto la detección de fallos a tierra a través de la magnitud de la intensidad que circula por los sistemas de medida como la selectividad en el despeje del mismo (la magnitud de la corriente de falta es independiente del punto de fallo dado que la impedancia serie de la red es normalmente muy inferior a la capacitiva y en cualquier punto de la red contribuye de igual manera al fallo la totalidad de la capacidad a tierra del sistema eléctrico).

La detección de defectos a tierra en redes de neutro aislado se basa en el desplazamiento de la tensión de neutro a tierra mediante una protección de máxima tensión residual u homopolar unido a máxima intensidad a tierra (ANSI 59N / 64) para detectar defectos de aislamiento y una unidad de protección direccional de tierra (ANSI 67N).

En la ilustración que se presenta a continuación se muestra el balance de corrientes homopolares sobre la red ante fallo monofásico a tierra en una red con neutro aislado. Se observa como en la medida de intensidad residual  $I_{rF}$  del 67N en la línea en falta no aparece la contribución de la corriente capacitiva aportada por la misma línea, sino la aportada por el resto de la red MT hacia la falta:



*Ilustración 34: Falta a tierra con neutro aislado*

El sistema de funcionamiento de la protección de máxima tensión de neutro actúa de manera que cuando la tensión residual (suma de tensiones de fase-tierra a de valor prácticamente nulo en régimen normal) supere un umbral establecido, se activa el mando de disparo de los interruptores según la temporización requerida.

Es posible implantar cierta selectividad ante fallo a tierra entre líneas para no disparar toda la barra ante un defecto en una de ellas, mediante la medida del ángulo de desfase entre la tensión residual de referencia ( $V_0$ ) y la intensidad residual de cada LMT ( $I_0$ ) por la direccional de tierra.

En la línea sana, el ángulo entre la tensión residual de referencia y la intensidad residual tendrá una fase de  $180^\circ$  respecto al que forman ambas magnitudes medidas en la línea en falta. La medida de intensidad en cualquier LMT sana es la consumida por su propia capacidad a tierra mientras que en la LMT en falta es la aportación capacitiva del resto de LMT sin defecto hacia la falta.

En la Ilustración siguiente se muestran las ondas de tensión e observándose el desfase relativo entre ambas magnitudes característico de la presencia de fallo o no en la línea protegida.

- Línea sana 
$$I_r^{LMTS i} = -3I_0^{LMTS i} = 3 \cdot V_f \cdot \omega \cdot C_0^{LMTS i} \angle -90^\circ$$
- Línea en falta 
$$I_r^{LMTF} = \sum_{i(sana)} 3I_0^{LMTS i} = 3 \cdot V_f \cdot \omega \cdot \sum_{i(sana)} C_0^{LMTS i} \angle 90^\circ$$

Ecuación 4

Los diagramas fasoriales de la línea en situaciones sin falta y con ella se muestran a continuación. Se observa como en red de neutro aislado la corriente por la fase sana es inductiva, dada la capacidad de la red, y en situación de falta la corriente pasa a ser capacitiva.

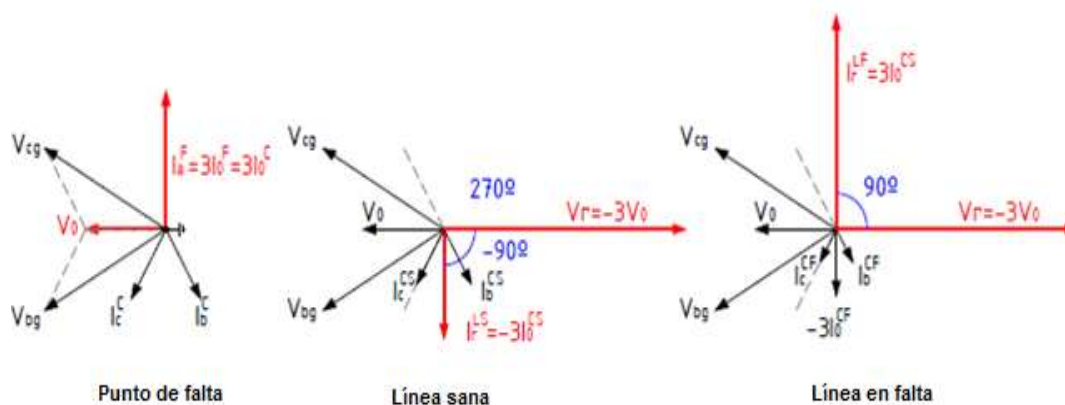


Ilustración 35: Características de línea sana y en falta

En el análisis de cortocircuitos en red con neutro aislado, debe considerarse que las corrientes de falta bifásicas y trifásicas son las mismas que las que se tienen con el sistema de puesta a tierra estudiado anteriormente (reactancia de puesta a tierra), ya que únicamente es la corriente que va de fase a tierra la que se puede ver afectada. Destacamos la evolución relativa ante fallo fase-tierra de la tensión e intensidad de referencia medida a la salida de una línea no afectada por el fallo y en la línea en falta.



En las líneas sanas, el desfase entre tensión e intensidad de referencia es siempre de aproximadamente +90 grados. Mostramos los resultados obtenidos en las tablas siguientes, en las que los valores de corriente de falta bifásica y trifásica, son los mismos que los que se obtuvieron con la puesta de tierra mediante reactancia. El principal análisis se realizará sobre la falta fase-tierra, ya que en ello reside la gran diferencia entre las dos puestas a tierra realizadas.

	NEUTRO AISLADO					
	PSS/E					
	BIFÁSICA		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
	REALES (A)		REALES (A)		REALES (A)	
LOS LLANOS	NO VARÍA		NO VARÍA		j9.9	
SUR					9.9i	
LAS ROSAS					10i	
EL GUSANO					0.1 + 10i	
TIMIJI RAQUE					9.9i	
NORTE					9.9i	
SAN JUAN					9.9i	
GUARAZOCA					0.1+10i	
LAS LAPAS					0.1+10i	
PUERTO					10i	
	Re	Im	Re	Im	Re	Im

Tabla 5: Corrientes de falta con neutro aislado

	N AISLADO					
	PSS/E					
	BIFÁSICA		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA	
	PU		PU		PU	
LOS LLANOS	NO VARIA		NO VARIA		9,9	89,98
SUR					9,9	89,89
LAS ROSAS					10	89,74
EL GUSANO					10	89,59
TIMIJI RAQUE					9,9	89,79
NORTE					9,9	89,93
SAN JUAN					9,9	89,85
GUARAZOCA					10	89,7
LAS LAPAS					10	89,46
PUERTO					10	89,79
	mod	ang	mod	ang	mod	ang

Tabla 6: Corrientes de falta con neutro aislado en polares

De la evolución de las intensidades de cada línea respecto de la tensión residual (-3V<sub>0</sub>) se observa como solo en la línea en falta dicha intensidad se encuentra retrasada -90 grados mientras que las otras tres sanas el desfase es de +90 grados.

Se comprueba con estos resultados que la intensidad a tierra en el punto de falta es puramente capacitiva al ser estar el neutro aislado. La siguiente ilustración presenta el grado de corriente reactiva y capacitiva de las corrientes de falta estudiadas en esta la red.

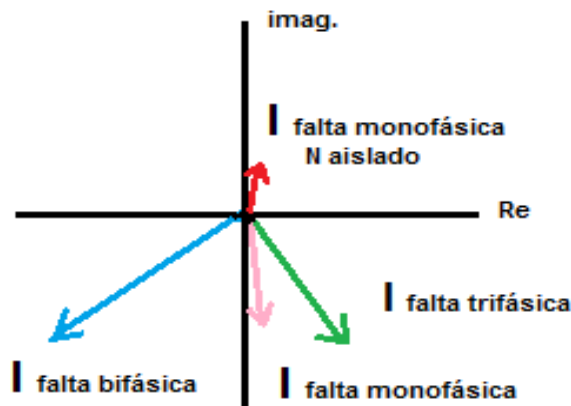


Ilustración 36

Después de las descripciones, cálculos y resultados obtenidos para cada uno de los dos sistemas de puesta a tierra empleados en la red, se pueden destacar las siguientes ventajas e inconvenientes que presentan, así como el sistema de protección necesario en cada caso. Lo anterior será necesario a la hora de realizar los ajustes de las protecciones de dicha red.

	Ventajas	Inconvenientes	Sistema de Protección
NEUTRO AISLADO	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Limita corriente de fallo a tierra</li> <li>▪ Continuidad del servicio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobretensiones graves (reencendido arco)</li> <li>▪ Protección compleja (selectividad difícil)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Máxima tensión homopolar (59N / 64)</li> <li>▪ Direccional de tierra (67N)</li> </ul>
NEUTRO A TIERRA POR REACTANCIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>Limita corriente de fallo a tierra</u></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mayores tensiones transitorias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Máxima corriente a tierra</li> </ul>

Tabla 7: comparativa de puestas a tierra utilizadas





## Capítulo 3

# **AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE FASE**





### 3.1 ESTADO DEL ARTE:

El principal objetivo de un sistema eléctrico de potencia es el de la generación y abastecimiento de la energía eléctrica a los consumidores. El sistema se diseña y ejecuta para entregar esta energía a los puntos de consumo, garantizando la máxima fiabilidad y economía.

La rutina normal de la sociedad se ve gravemente afectada si los cortes de energía son frecuentes o prolongados, ya que en la actualidad la electricidad es la base de la gran mayoría de las actividades humanas. Por ello, se debe hacer énfasis en la fiabilidad y seguridad del suministro. Como los requerimientos de fiabilidad y economía ya mencionados son marcadamente opuestos, el diseño adecuado del sistema de potencia es un problema complejo.

El sistema de potencia representa una gran inversión de capital, ya que dicho sistema de potencia comprende diversos elementos, siendo muchos de estos elementos muy costosos. Para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse dentro de los controles aplicables del suministro. Priorizando, sin embargo, en que el sistema de potencia opere de una forma segura todo el tiempo.

Aunque se disponga del mejor diseño para el sistema, las faltas siempre pueden producirse, y pueden representar un peligro para las personas y/o para las propiedades. El poder destructivo del arco de una falta de alta corriente es bastante elevado, pudiendo fundir los conductores o soldar las láminas del núcleo de los transformadores o generadores en un tiempo brevísimo, en torno a milisegundos. Las elevadas corrientes de falta, aún lejos del origen del cortocircuito, pueden producir graves daños en una planta si la falta continúa durante más de unos pocos segundos. La obtención de una protección adecuada para detectar y aislar elementos del sistema de potencia en el evento de una falta es por lo tanto una parte integral en el diseño del sistema de potencia. Solo de este modo se pueden cumplir los objetivos del sistema de potencia y la protección de la inversión puede garantizarse.

Con lo que se ha comentado anteriormente, se deduce que la función principal de un sistema de protección es detectar y aislar las faltas que ocurren en el sistema de potencia. Es esencial asegurar que los ajustes estén bien escogidos para los relés y sistemas de protección, los cuales deben tener en cuenta los parámetros primarios del sistema, incluyendo faltas y valores de carga. Las características de los sistemas de potencia cambian con el tiempo, debido a cambios en las cargas, ubicación tipo y cantidad de generación, etc.

Por lo tanto, los valores de ajustes de los relés deben ser verificados en intervalos apropiados para asegurarse que son aún apropiados. De otra forma, puede ocurrir una operación no deseada o que no operen las protecciones cuando se requiera.



Cuando se produce una falta, se requiere que el esquema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislarla. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación" y es lograda por dos métodos generales.

- Tiempo de coordinación: Los sistemas de protección en zonas sucesivas están ubicados para operar en tiempos que están coordinados a través de la secuencia de equipos de tal forma que ante la ocurrencia de una falta, aunque varios equipos de protección respondan, solamente aquellos relevantes a la zona en falta completan la función de disparo. Los otros ejecutan una operación incompleta y luego hacen un reset. La velocidad de la respuesta a menudo dependerá de la severidad de la falta, y generalmente serán más lentos que un sistema unitario.

- Sistemas unitarios: Es posible diseñar sistemas de protección que respondan solamente a condiciones de falta que ocurran dentro de una zona claramente definida. Este tipo de sistema de protección es conocido como "protección unitaria". Ciertos tipos de protecciones unitarias son conocidas por nombres específicos, por ejemplo, falta a tierra restringida y protección diferencial. Ya que la protección unitaria no implica tiempos de coordinación, es relativamente rápida en la operación. La velocidad de la respuesta es sustancialmente independiente de la severidad de la falta.

En el sistema estudiado, se da el método de tiempos de coordinación, ya que las protecciones necesarias para garantizar la seguridad de la red son las de sobreintensidad de fase y de neutro.

### 3.1.1 PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD [50-51]

Es la protección que responde cuando la corriente que circula por él supera un valor establecido. El objeto de la protección de sobreintensidad es el de detectar incrementos de intensidad que superen su nivel de ajuste, ordenando la desconexión del elemento protegido. También se utilizan en determinadas funciones de protección como:

- Protección fallo interruptor.
- Protección de cuba de transformadores.
- Supervisión de disparos de otras funciones.

Las principales características de este tipo de protección son:

- Sencillez constructiva y de utilización.
- Su relación con la mayoría de los efectos de las perturbaciones.
- Su carácter no selectivo.
- Posee unos ajustes básicos, los cuales se definen a continuación.



### Ajuste Temporizado (I>) TAP

Se define como el valor de ajuste necesario para que los contactos operen. Existe el ajuste tipo porcentual que corresponde a un valor en porcentaje de la corriente nominal secundaria del relé y el ajuste directo el cual representa el valor de los amperios secundarios que circulan por él. El TAP se conoce también como el ajuste temporizado, ya que generalmente se desea que los contactos de disparo del relé se cierren después de un tiempo cuando el relé opere en respuesta a una corriente por encima del valor ajustado en el TAP. Dependiendo del fabricante del relé, el TAP se puede representar como  $I_p$  o  $I_{>}$  para la temporizada de fases y como  $I_e$  o  $I_{e>}$  para la temporizada de tierra.

- Si se tiene un relé de sobrecorriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del TAP es  $0.5 I_n$ , quiere decir que es un ajuste porcentual, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de  $0.5 \times 5$  Amperios, es decir, 2.5 Amperios secundarios. Si los TCs en los cuales el relé está conectado son de relación 600/5, es decir, la RTC es de 120, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de  $0.5 \times 5 \times 120$ , o sea 300 Amperios primarios.

En resumen, para un relé de ajuste porcentual, las corrientes de disparo secundarias y primaria se calculan de la siguiente forma: ( $I_n$  es la corriente nominal del relé, es decir, 1 o 5 Amperios).

$$I_{secundaria} = TAP \cdot I_n$$

$$I_{primaria} = TAP \cdot I_n \cdot RTC$$

- Si se tiene un relé de sobrecorriente cuya corriente nominal secundaria es de 5 Amperios y el ajuste del TAP es 3 Amperios, quiere decir que es un ajuste directo, por lo tanto, el relé opera cuando la corriente secundaria que circula por él es de 3 Amperios secundarios. Si los TCs a los cuales el relé está conectado son de relación 200/5, es decir, la RTC es de 40, entonces el ajuste del relé en amperios primarios es de  $3 \times 40$ , o sea 120 Amperios primarios.

En resumen, para un relé de ajuste directo, las corrientes de disparo secundarias y primarias se calculan de la siguiente forma:

$$I_{secundaria} = TAP$$

$$I_{primaria} = TAP \cdot RTC$$



### Ajuste Instantáneo ( $I \gg$ )

Además del ajuste del TAP, el cual como habíamos mencionado, por lo general es temporizado, existe el ajuste Instantáneo cuyo nombre indica que los contactos de disparo del relé se cierran tan pronto la corriente supera éste valor ajustado. Las unidades instantáneas tienen un tiempo de operación de 5 a 50 milisegundos, dependiendo de la tecnología del relé. El ajuste instantáneo, al igual que el TAP, puede ser porcentual o directo, de la corriente nominal del relé o del TAP.

Por ejemplo, un relé con ajuste instantáneo de 10  $I_{In}$ , quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto a la corriente nominal del relé y las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la misma forma que se indicó para el TAP.

Se representa por el símbolo  $I \gg$  para la instantánea de fases o como  $I_{e \gg}$  para la instantánea de tierra. De otro lado, un relé con ajuste instantáneo de 10  $I/I >$  o 10  $I/I_p$ , quiere decir que es un ajuste porcentual con respecto al TAP, por lo tanto las corrientes primarias y secundarias de disparo se calculan de la siguiente manera:

$$I_{secundaria} = TAP \cdot I \gg$$
$$I_{primaria} = TAP \cdot I \gg \cdot RTC$$

### Dial o Multiplicador de Tiempo. ( $T >$ )

Es el sistema que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación. El dial representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva. Inicialmente el dial estaba asociado al ajuste temporizado, es decir al TAP, pero con el avance de la tecnología ha sido posible asignar un ajuste de dial para la instantánea en las aplicaciones en que se requiera "temporizar" la instantánea, sobre todo en los relés numéricos y algunos digitales.

Los relés de sobrecorriente temporizada operan lentamente ante valores bajos de sobrecorrientes y conforme la corriente se incrementa, el tiempo de operación disminuye. Esto quiere decir que los relés de sobrecorriente poseen una característica (o curva tiempo-corriente) de tiempo inverso. Existen varias características de tiempo inverso, las cuales están normalizadas, como son:

- Moderadamente inversa
- Inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa
- Inversa de tiempo corto
- Inversa de tiempo largo

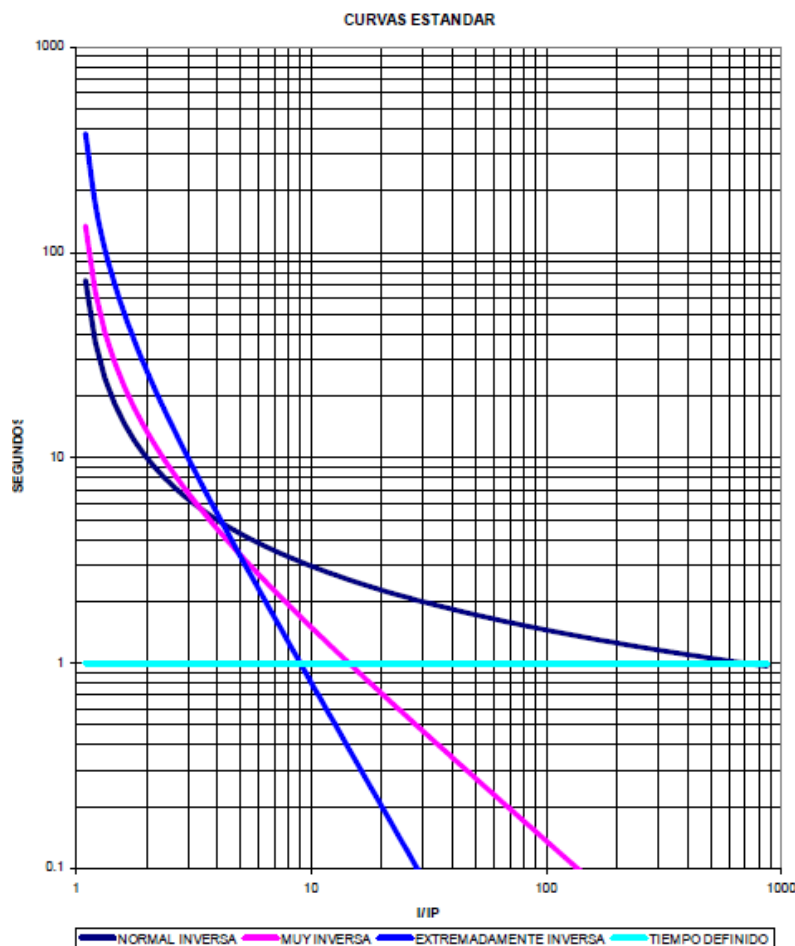


En general, en los sistemas de potencia se usan las curvas Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, especialmente ésta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución. Igualmente, es posible que se quiera que el relé opere en un mismo tiempo para cualquier valor de sobrecorriente, en este caso la curva deja de ser de tiempo inverso para llamarse de tiempo definido y el ajuste del DIAL corresponde a ese valor de tiempo de operación.

Para el ajuste del DIAL en las curvas de tiempo inverso, los diferentes valores de ajustes del mismo generan familias de curvas correspondientes para cada tipo. El rango de ajustes del DIAL depende del fabricante y la tecnología del relé, pero los valores normalizados de acuerdo con cada norma son los siguientes:

- Norma IEC = Dial desde 0,05 hasta 1,00
- Norma ANSI = Dial desde 1,0 hasta 10,00 (No utilizada en este caso).

En la ilustración siguiente se pueden ver las características correspondientes a las curvas Normal Inversa, Muy Inversa, Extremadamente Inversa y Tiempo Definido.



*Ilustración 37: Curvas de tiempo inverso*



Las curvas son del tipo tiempo-corriente, donde el eje vertical corresponde al tiempo de operación del relé en segundos y el eje horizontal corresponde a la corriente en número de veces el ajuste del TAP. Como se podrá observar en los ajustes de la red estudiada, la curva escogida para todas las líneas será la normal inversa, ya que es la que más se adecua al ajuste deseado.

**Diagrama de conexión:**

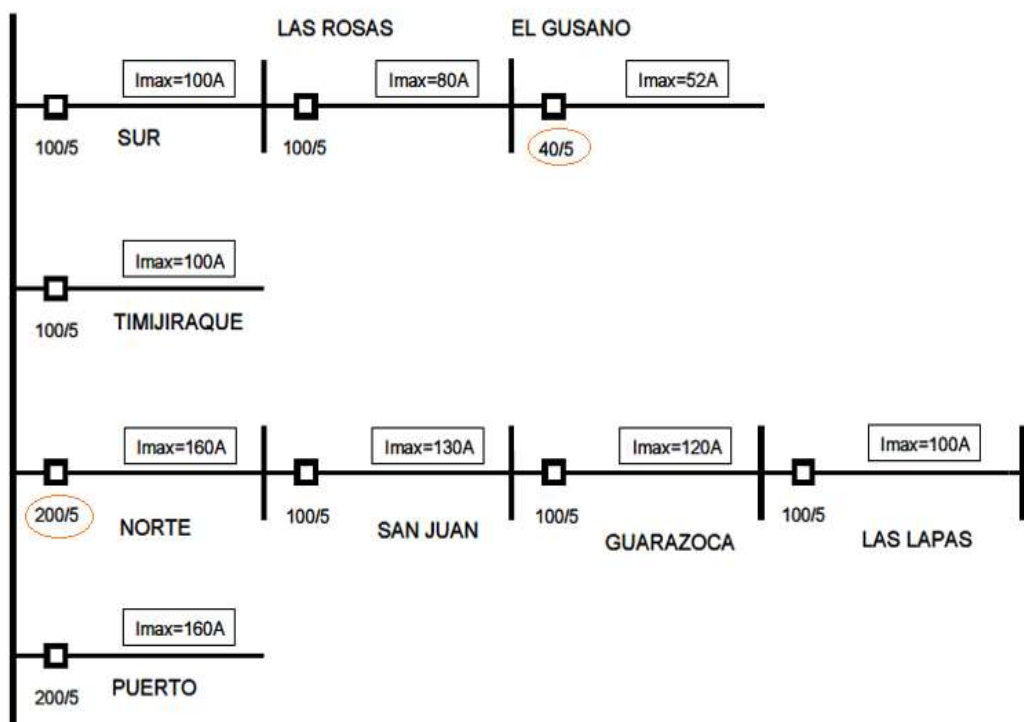
La conexión de típica de los relés de sobrecorriente es con los TCs en estrella y con cada fase de corriente entrando a cada relé de fase, mientras que al relé de tierra entra la suma de las corrientes de fases o corriente residual  $3I_0$ . Igualmente se puede disponer de solo dos relés de fases y un relé de tierra con lo que el elemento sigue siendo protegido totalmente.



### 3.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE FASE DE LA RED DE ESTUDIO:

#### 3.2.1 ANÁLISIS Y REALIZACIÓN DE LOS AJUSTES

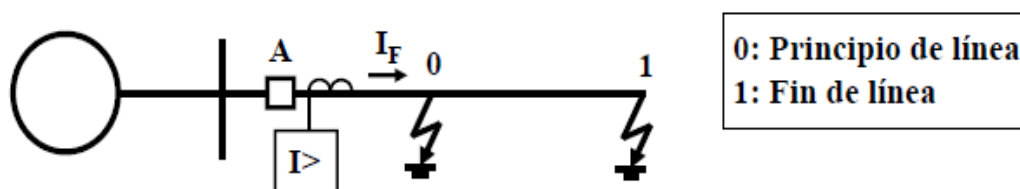
Se tienen en cuenta las intensidades admisibles por las líneas de la red estudiada, que se muestran en la siguiente ilustración:



*Ilustración 38: Unifilar de la red de distribución con sus intensidades de carga máxima*

La selectividad es una de las características más importantes a la hora de realizar el ajuste de las protecciones. Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección dispare solamente aquellos interruptores cuya operación sea necesaria para aislar la falla. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación".

Para llevar a cabo de manera adecuada la coordinación de las protecciones en esta red, es necesario señalar los siguientes aspectos:



*Ilustración 39: coordinación de protecciones de fase*



Se procederá a realizar el ajuste de protecciones de sobreintensidad, de las que consideraremos los siguientes tipos, explicados con anterioridad:

- **Tiempo definido (instantáneo) 50:**
  - Corriente de falta trifásica al principio de la línea. ( $I_{>>}$ ). Se empleará la corriente de falta trifásica.
  - $T_{>>}$  es el tiempo a partir del cual el relé detecta la falta
- **Tiempo inverso 51:**
  - La corriente de arranque ( $I_{>}$ ) se establece como un 5% mayor que la corriente de carga máxima, cuyo valor se ha proporcionado en la Ilustración que muestra el unifilar de la red de distribución.
  - Dial ( $T_{>}$ ):  $t$  para la corriente de falta al final de la línea.

Los tiempos de actuación de las protecciones de tiempo definido instantáneo no son nunca exactamente de 0 ms, ya que debe considerarse el tiempo de detección de la falta por el relé, el tiempo de actuación del interruptor, el de extinción del arco y el tiempo de seguridad establecido. Por ello se considerará como tiempo de actuación instantánea de la protección el  $t = 50\text{ms}$ . Una vez determinado dicho tiempo, entre cada protección se introduce un intervalo de 150 ms, asegurando de este modo la correcta coordinación de las protecciones con cierto margen de actuación.

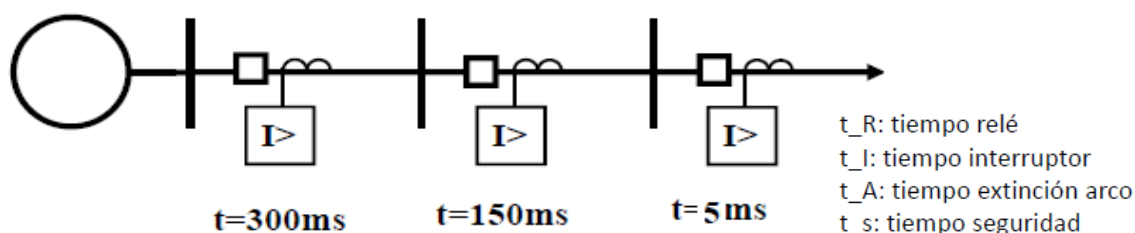


Ilustración 40: Ejemplo de coordinación de tiempos de protección 50 ( $T_{>>}$ )

A continuación se muestra el procedimiento seguido para la realización del ajuste y coordinación de las protecciones de fase: En primer lugar, se tienen los diferentes tipos de curvas para protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso, de las cuales se ha escogido la curva Standard.



Dicha curva es la que mejor se adapta a la deseada, con los coeficientes mostrados en la siguiente tabla:

Curve Description Standard	BETA ( $\beta$ )	ALPHA ( $\alpha$ )	L
Standard Inverse IEC	0,14	0,02	0
Very Inverse IEC	13,5	1	0
Extremely Inverse IEC	80	2	0
Long Time Inverse UK	120	1	0
Rectifier UK	45900	5,6	0
Moderately Inverse IEEE	0,0515	0,02	0,114
Very Inverse IEEE	19,61	2	0,491
Extremely Inverse IEEE	28,2	2	0,1217
Inverse US	5,95	2	0,18
Short Time Inverse US	0,16758	0,02	0,11858

Tabla 8: Curvas de protección 51

El tipo de curva escogido para el ajuste es de vital importancia a la hora de coordinar las protecciones, ya que de los coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  y L depende la relación directa del tiempo con la corriente detectada, como se muestra en la siguiente relación de protección 51:

$$t = T \times \left( \frac{\beta}{(M^\alpha - 1)} + L \right) + C$$

- M = I/Is
- I = Corriente de falta medida
- Is = Corriente de arranque (relé)
- C = Constante de tiempo (cero en standard)

Ecuación 5: Protección de tiempo inverso (51)



Se empleará como **corriente de falta** la trifásica, calculada con anterioridad ( $I_{>>}$ ), y mostrada en la siguiente tabla. Se emplea la trifásica ya que es la que se produce en la cabecera de la línea.

	I FALTA TRIFÁSICA (A)
SUR	1176,2
LAS ROSAS	849,2
EL GUSANO	649,1
TIMIJI RAQUE	1052,6
NORTE	1258,6
SAN JUAN	980
GUARAZOCA	751,4
LAS LAPAS	543,5
PUERTO	959,2
	mod

Tabla 9: Corrientes de falta en módulo

Deben considerarse los **transformadores** empleados en cada línea, ya que en algunas de ellas la relación de transformación varía, variando también la curva de la línea en cuestión con respecto a las demás. Esto se observa en los casos de EL GUSANO y NORTE. En el primero, el transformador real es 40/5 mientras que en las otras tres es de 100/5. En el segundo caso (NORTE), el transformador real es de 200/5, mientras que los demás son de 100/5. Se muestran a continuación las relaciones de transformación de los transformadores para cada relé:

Relación de transformación	
SUR	100/5
LAS ROSAS	100/5
EL GUSANO	40/5
TIMIJI RAQUE	100/5
NORTE	200/5
SAN JUAN	100/5
GUARAZOCA	100/5
LAS LAPAS	100/5
PUERTO	200/5

Tabla 10: Relaciones de transformación



La **corriente de arranque ( $I>$ )** se obtiene en este caso como el 105% de la intensidad máxima de carga de la línea. Dicha capacidad de carga se ha proporcionado en la ilustración del unifilar de la red, y ronda los 120 A de media. Dicho valor se transforma al lado del relé con la relación de transformación, ya que será el que se utilice en los cálculos de la curva de tiempo inverso. Se presentan las corrientes de carga máxima para cada línea:

corrientes de carga máxima (A)	
SUR	100
LAS ROSAS	80
EL GUSANO	52
TIMIJI RAQUE	100
NORTE	160
SAN JUAN	130
GUARAZOCA	120
LAS LAPAS	100
PUERTO	160

Tabla 11: Corrientes de carga máxima

Por último, se procede a la elección del **dial ( $T>$ )**, del que dependerá la correcta coordinación de las protecciones de tiempo inverso. Con los valores fijados como se muestra en tablas y comentarios anteriores, se llega a una ecuación con un único grado de libertad, que es el dial de la curva de tiempo inverso. Mediante la variación de dicho dial, puede obtenerse un ajuste más o menos adecuado de las protecciones, siempre y cuando se parta de que los resultados obtenidos en los apartados que lo preceden sean correctos.

Entre los varios métodos posibles utilizados para conseguir una correcta coordinación de relés están aquellos que usan tiempo o corriente o una combinación de ambos. La finalidad es la de ofrecer una correcta discriminación. Esto quiere decir, que cada uno debe aislar solamente sección con falta del sistema de potencia, dejando sano el resto del sistema. El mejor método para el caso estudiado es el de discriminación por tiempo y corriente, que será el empleado a continuación, comenzando los ajustes por los nudos más próximos a la fuente.

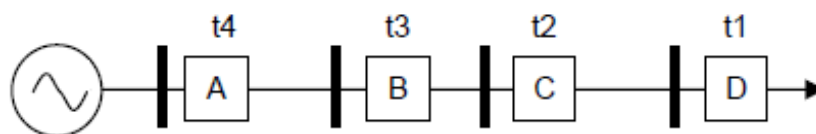


Ilustración 41

A cada relé se le da un ajuste de tiempo apropiado para asegurar que el interruptor más cerca de la falta opere primero. Cada interruptor A, B, C y D está provisto de protección de sobrecorriente y cada unidad de protección consiste de relé de sobrecorriente de tiempo definido en el cual la operación del elemento sensible de corriente simplemente inicia el elemento de retardo de tiempo. El relé en D está ajustado al retardo de tiempo más corto posible para permitir un disparo de su interruptor para una falta en la carga. Se debe



cumplir que  $t_1 < t_2 < t_3 < t_4$  y que la diferencia entre un tiempo y otro sea lo suficientemente largo para asegurar que el relé aguas arriba no opere antes que el interruptor en el sitio de la falla ha disparado y aislado la falla.

Se considerará la corriente de falta al comienzo de la línea, y se obtendrá el tiempo máximo de permanencia de dicha falta, que no puede superar los 2 segundos, ya que como se ha visto con anterioridad, la duración de la falta puede ocasionar graves daños si se superan ciertos valores.

Una vez que se conoce el tiempo máximo de duración de la falta, se calculará el dial, cuyo rango va de 0,05 hasta 1, ya que se trabaja con una curva inversa de tipo IEC.

- **LÍNEA 1**

En este caso el relé SUR debe proteger la barra 1 de la que sabemos maneja una carga de 100 Amperios por fase. Entonces inicialmente ajustamos la corriente de disparo con un margen del 5 %:

$$1,05 \cdot I_{carga\ máx} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ A}$$

Con el ajuste de corriente y los valores de corriente de falla calculamos el dial (TMS) a ajustar de acuerdo con los tiempos de operación deseados, despejándolo de la ecuación de la curva utilizada.

Se utilizarán las curvas de tiempo normal inverso para todos los relés, que se definen con las siguientes ecuaciones:

$$t = TMS \cdot \frac{\beta}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1}; \quad TMS = t \cdot \frac{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1}{\beta}$$

Se debe garantizar que para cualquier falta en el sitio de ubicación del relé, es decir en la barra 3, la falta es despejada en el tiempo más rápido para la falla máxima, supongamos un tiempo de 0.45 segundos. Esta falla corresponde a 1150 Amperios aproximados, por lo tanto.

$$\frac{I}{I_p} = \frac{1150}{105} = 10,95$$

De donde podemos obtener el dial a ajustar:

$$TMS_{GUSANO} = 0,45 \cdot \frac{(10,95)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,157$$

El valor a ajustar es de 0.15, una vez que se ha verificado que los tiempos para I máxima y mínima son los deseados.



- **LÍNEA 3**

Para la línea 3 también será necesario el cálculo del dial del relé más alejado, situado en la línea de NORTE. Se sigue el mismo procedimiento. En este caso el relé NORTE debe proteger la barra 1 de la que sabemos maneja una carga de 160 Amperios por fase. Entonces inicialmente ajustamos la corriente de disparo con un margen del 5 %:

$$1,05 \cdot I_{carga\ máx} = 1,05 \cdot 160 = 168A$$

Se debe garantizar que para cualquier falta en el sitio de ubicación del relé, es decir en la barra 3, la falta es despejada en el tiempo más rápido para la falla máxima, supongamos un tiempo de 0.7 segundos. Esta falta corresponde a 1250 Amperios aproximados, por lo tanto.

$$\frac{I}{I_p} = \frac{1250}{168} = 7,44$$

De donde podemos obtener el dial a ajustar:

$$TMS_{LAPAS} = 0,7 \cdot \frac{(7,44)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,2$$

El valor a ajustar es de 0.2, una vez que se ha verificado que los tiempos para I máxima y mínima son los deseados.

- **LÍNEA 2 y LÍNEA 4**

Para la línea 2 TIMIJIRIQUE y la línea 4 de PUERTO, solo se tiene un relé que ajustar, ya que no presenta varios tramos como se vio en los casos de las líneas 1 y 3. En este caso los relés TIMIJIRIQUE y PUERTO deben proteger sus respectivas líneas, de las que sabemos manejan una carga de 100 y 160 Amperios por fase respectivamente. Entonces inicialmente ajustamos la corriente de disparo con un margen del 5 %:

$$1,05 \cdot I_{carga\ TIMIJIRIQUE\ máx} = 1,05 \cdot 100 = 105 A$$

$$1,05 \cdot I_{carga\ PUERTO\ máx} = 1,05 \cdot 160 = 168 A$$

Se debe garantizar que para cualquier falta en el sitio de ubicación del relé, la falta es despejada en el tiempo más rápido para la falla máxima, supongamos un tiempo de 0.5 segundos, ligeramente superior a los tiempos que se establecieron para las líneas con varios tramos. Estas faltas corresponden a 1052 y 959 Amperios aproximados, por lo tanto.

$$\frac{I_{TIMIJIRIQUE}}{I_p} = \frac{1052}{105} = 10,02$$

$$\frac{I_{PUERTO}}{I_p} = \frac{959}{168} = 5,7$$



De donde podemos obtener el dial a ajustar:

$$TMS_{TIMIJIRAQUE} = 0,5 \cdot \frac{(10,02)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,168 \sim 0,17$$

$$TMS_{PUERTO} = 0,5 \cdot \frac{(5,7)^{0,02} - 1}{0,14} = 0,126 \sim 0,13$$

Se han realizado los cálculos paralelamente con una hoja de cálculo en Excel, gracias a la que pudieron comprobarse los ajustes. Se obtienen por tanto los diales siguientes:

LINEA	t(s)	T
1 SUR	0,45	0,15
2 TIMIJIRAQUE	0,50	0,17
3 NORTE	0,70	0,20
4 PUERTO	0,50	0,13

Tabla 12: Ajuste de dial

Tomando como ejemplo la línea 2, TIMIJIRAQUE, gracias a los ajustes realizados se tendría la siguiente característica para la protección de sobreintensidad de fase de la línea en cuestión. Con la corriente de falta  $I \gg$  se asegura la actuación de la protección en el instante en el que la corriente detectada en la línea sea la correspondiente a la de falta trifásica. Además, gracias al ajuste adecuado del dial, se asegura el tiempo máximo que la línea puede soportar dicha corriente de falta sin que la protección instantánea actúe. En este caso de 0,5s. En tercer lugar, la corriente de arranque antes mencionada, en este caso de 5 A secundarios, establece el inicio de actuación de la protección de tiempo inverso.

Por último es relevante el tiempo de coordinación, a partir del cual el relé detecta la falta, que en el caso de varias líneas, junto con el dial, establece la separación en tiempos de las actuaciones de las distintas protecciones de tiempo definido (50). En la siguiente figura se ilustra lo comentado anteriormente:

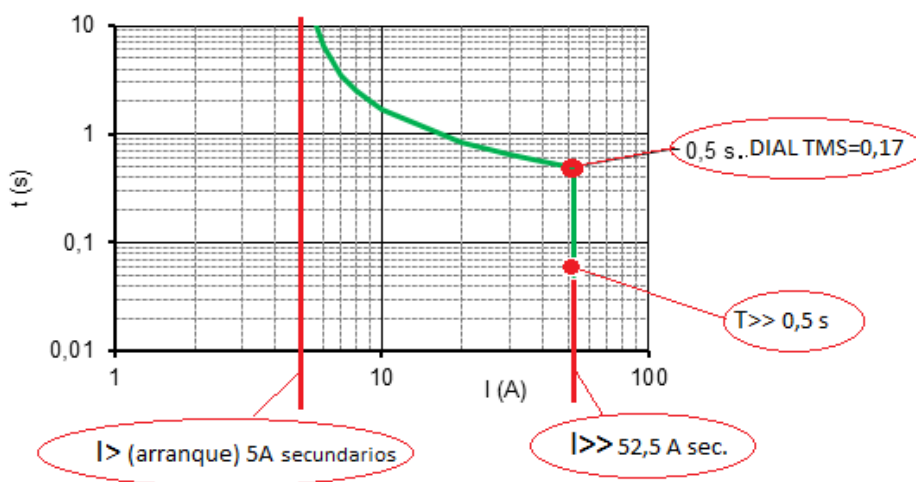


Ilustración 42: Ajuste explicativo de la línea 2 TIMIJIRAQUE





### 3.2.2 PRESENTACIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS:

Se comparan los resultados obtenidos para mejorar el diseño con los ajustes actuales de las protecciones, en las tablas presentadas a continuación:

- Para los ajustes de tiempo definido, se tiene la siguiente propuesta:

	RCT	Sobreintensidad de fase de tiempo definido (50)					
		PROPUESTA			ACTUAL		
		T>>	I>> relé	I>> línea	T>>	I>> relé	I>> línea
SUR	100/5	0,30	57,5	1150	0,3	15	300
LAS ROSAS		0,15	42,5	850	0,15	12	240
EL GUSANO	40/5	0,05	32	640	0	23,8	190,4
TIMIJIRAQUE	100/5	0,05	52,5	1050	0,3	15	300
NORTE	200/5	0,45	62,5	1250	0,3	8	320
SAN JUAN	100/5	0,30	49	980	0,15	12,5	250
GUARAZOCA		0,15	37,5	750	0,07	11,5	230
LAS LAPAS		0,05	27	540	0	10	200
PUERTO	200/5	0,05	23,975	959	0,3	8	320
		ms	A	A	ms	A	A

Tabla 13: Ajuste de protección de sobreintensidad de tiempo definido (50)

De la tabla anterior puede deducir lo siguiente:

- En primer lugar, las corrientes de falta no coinciden con las actuales, siendo la diferencia entre ambas considerable. Dicho error entre las corrientes de falta I>> induce a pensar, por un lado que el análisis de cortocircuitos realizado con anterioridad no era el adecuado.

Por otra parte, es posible que los ajustes se realizaran para que las protecciones actuasen frente a corrientes muy inferiores a las de falta, evitando así cualquier error de medida del relé. Esto a su vez podría originar la actuación indebida de las protecciones de tiempo definido, faltando de este modo a la característica de la obediencia de actuar cuando se debe y no actuar cuando no se debe.

- En segundo lugar, en lo que respecta a los tiempos de detección de la falta (T>>), es necesario considerar que no existe una protección capaz de detectar una falta y actuar en 0 segundos.

Esto se debe a como se pudo comentar en capítulos anteriores, a que la detección de la falta, la formación del arco eléctrico y la actuación de la protección requieren un mínimo de tiempo, del orden de 5 ms. Por consiguiente, se han corregido dichos tiempos de detección para las líneas que lo presentaban en sus ajustes actuales. Como en el caso de EL GUSANO y LAS LAPAS, en su lugar se ha introducido un T>> de 5 ms.



- Para los ajustes de la protección de tiempo inverso, se presenta la siguiente propuesta:

	RCT	Sobreintensidad de fase de tiempo inverso (51)					
		PROPUESTA			ACTUAL		
		T>	I> relé	I> línea	T>	I> relé	I> línea
SUR	100/5	0,15	5,25	105	0,2	5	100
LAS ROSAS		0,10	4	80	0,15	4	80
EL GUSANO		40/5	0,07	2,75	55	0,1	6,5
TIMIJIQUÉ	100/5	0,17	5	100	0,2	5	100
NORTE	200/5	0,30	8,25	165	0,2	4	160
SAN JUAN		0,20	6,5	130	0,15	6,5	132
GUARAZOCA	100/5	0,10	6	120	0,12	6	120
LAS LAPAS		0,05	5,25	105	0,1	5	100
PUERTO	200/5	0,13	4	160	0,2	4	160
		ms	A	A	ms	A	A

Tabla 14: Ajuste de protección de sobreintensidad de tiempo inverso (51)

En cuanto a la comparación de los ajustes actuales frente a los propuestos para la protección de sobreintensidad de fase de tiempo inverso, se concluye lo siguiente:

- En lo que respecta a las corrientes de arranque (I>), se ha considerado en la mayoría de los casos un margen del 5% sobre las corrientes máximas de carga de las líneas, ya que se pueden soportar valores ligeramente superiores a los establecidos para tiempos cortos. Sin embargo en los ajustes actuales se ha incluido la capacidad máxima sin margen alguno, lo que puede limitar el funcionamiento de las líneas, ya que no tiene en cuenta las situaciones de mayor demanda.

- En cuanto a los diales propuestos (T>), ambos ajustes están incluidos en el margen establecido para la actuación de las protecciones en un tiempo razonable. Es necesario señalar que en los ajustes propuestos, el tiempo mínimo de actuación en las líneas con varios relés es de 0,2 s, ligeramente inferior al considerado en los ajustes actuales. Esto no tiene una gran importancia al estar en el rango adecuado, pero cuanto menor es el tiempo de actuación, mayor es la calidad y seguridad del servicio, a favor de los ajustes propuestos.

Con todo lo anteriormente comentado, se puede concluir que los ajustes propuestos son mejores que los actuales, y sería necesario implantar los ajustes propuestos, sobretudo en la protección de sobreintensidad de tiempo definido, cuyas diferencias con los actuales son de gran relevancia.



A continuación se presentan las coordinaciones de los ajustes de protecciones de fase. Dichas características se han obtenido partiendo de las tablas elaboradas con las respectivas tablas adjuntas en el Anexo 4.

- Para la línea 1, formada por los nudos SUR, LAS ROSAS y EL GUSANO, se tiene el siguiente ajuste:

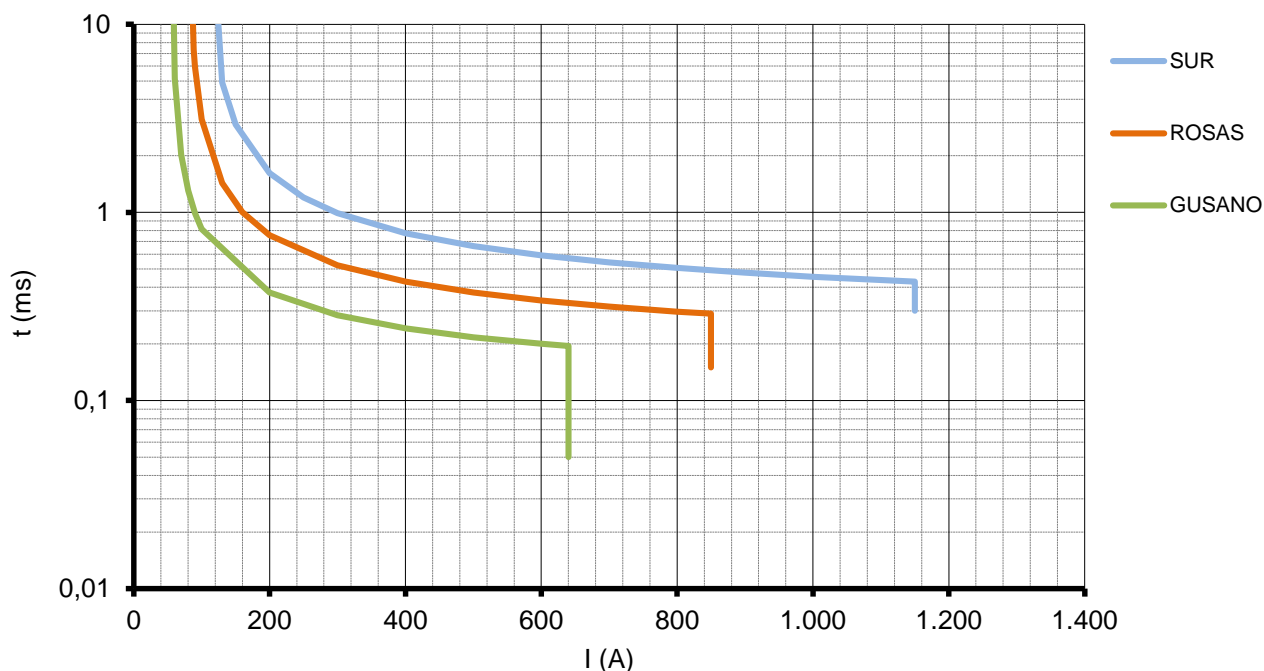
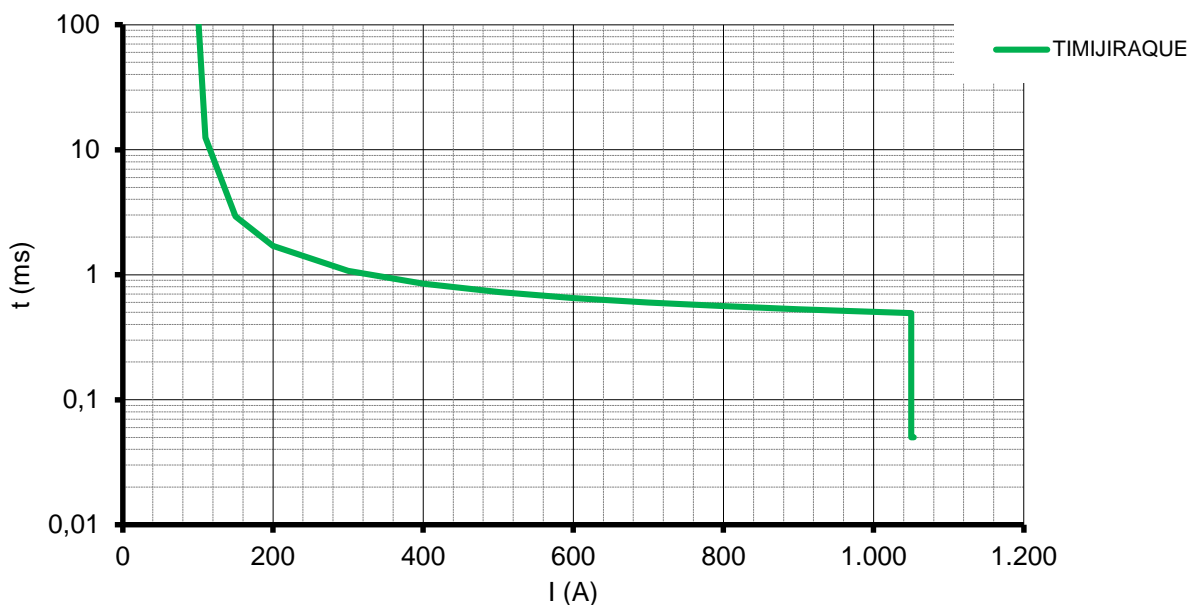


Ilustración 43: Coordinación de protecciones de fase de Línea 1

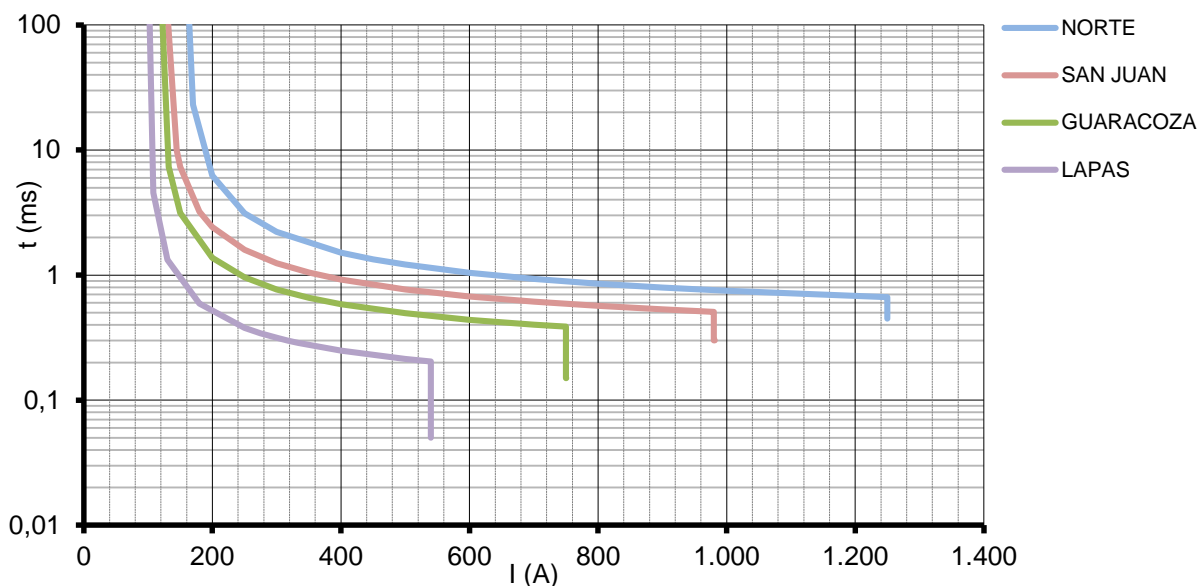
- Para la línea 2, que llega a TIMIJIRAQUE, se tiene el siguiente ajuste:





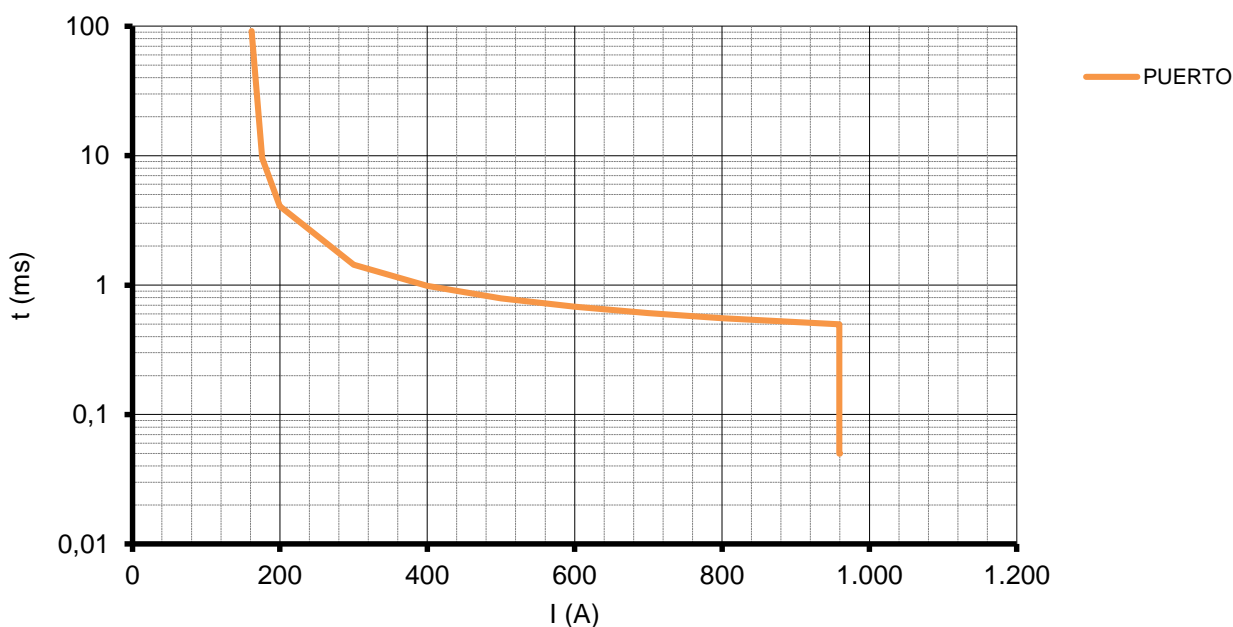
*Ilustración 44: Coordinación de protecciones de fase de Línea 2*

- Para la línea 3, formada por los nudos NORTE, SAN JUAN, GUARAZOCA y LAS LAPAS, se tiene el siguiente ajuste:



*Ilustración 45: Coordinación de protecciones de fase en Línea 3*

- Para la línea 4, que abastece a PUERTO, se tiene el siguiente ajuste:



*Ilustración 46: Coordinación de protecciones de fase en Línea 4*



## Capítulo 4

# COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE NEUTRO





#### 4.1 ESTADO DEL ARTE

La protección contra faltas monofásicas en redes de media tensión se caracteriza por el por la capacidad a tierra de las líneas además de por el estado del neutro de la red. En redes con el neutro puesto a tierra a través de reactancia (la impedancia limita la corriente de falta monofásica típicamente a 500 A en redes aéreas y a 1.000 A en redes subterráneas), que en el caso estudiado limita la corriente a 600 A, la protección se realiza con protecciones de sobreintensidad de neutro. El valor de la reactancia limitadora varía de redes aéreas a subterráneas.

A lo largo de este capítulo se presentan los ajustes de las protecciones para faltas monofásicas en líneas de media tensión de distribución en redes con neutro puesto a tierra a través de reactancia. La protección frente a faltas de este tipo en líneas de media tensión es de gran importancia para la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica, ya que estas faltas monofásicas a tierra son las más frecuentes en redes eléctricas de media tensión de distribución.

Las protecciones deben incluir de manera prioritaria, las características fundamentales de sensibilidad y selectividad. La sensibilidad para poder detectar no sólo faltas francas sino también las resistivas. La selectividad asegura que sean capaces de aislar exclusivamente la línea en falta, permaneciendo en servicio las líneas sanas.

Determinados condicionantes ambientales y sociales provocan con frecuencia que redes de media tensión concebidas originalmente como aéreas, y por ello con reactancias de puesta a tierra diseñadas conforme a tal configuración, se transformen con el tiempo en otro tipo de redes, ya sean mixtas o incluso con tramos subterráneos. Cuando esto ocurre, los ajustes de las protecciones de dichas líneas, establecidos para una red aérea, pueden dar lugar a problemas de sensibilidad y selectividad.

Se analizará por consiguiente el comportamiento de las protecciones de sobreintensidad de neutro (elementos instantáneo 50N y temporizado 51N) de las cuatro líneas de 20 kV asociadas a una barra de 20kV, que está alimentada por un transformador YNd 20 kV/18 kV de 6 MVA y con una tensión de cortocircuito del 5%, estando el neutro de la red de 20 kV puesto a tierra a través de reactancia limitadora de la corriente de falta monofásica franca a 600 A.



Las características de las líneas asociadas a la barra de la subestación Los Llanos están detalladas en la tabla siguiente, tanto en reales como en magnitudes unitarias.

	REALES			PU		
	R(Ω)	X(Ω)	C(μf)	r	x	c
LOS LLANOS	0	0	0	0	0	0
SUR	1,79	1,98	0,425	0,4475	0,495	0,10625
LAS ROSAS	3,15	3,02	0,469	0,7875	0,755	0,11725
EL GUSANO	3,07	3,22	1,43	0,7675	0,805	0,3575
TIMIJI RAQUE	3,96	2,56	2,12	0,99	0,64	0,53
NORTE	1,13	1,43	0,463	0,2825	0,3575	0,11575
SAN JUAN	1,98	2,26	3,55	0,495	0,565	0,8875
GUARAZOCA	3,29	2,61	3,41	0,8225	0,6525	0,8525
LAS LAPAS	4,82	4,08	1,23	1,205	1,02	0,3075
PUERTO	3,81	3,75	1,4	0,9525	0,9375	0,35

Tabla 15: Características de las líneas del caso estudiado

### FALTA CON PUESTA A TIERRA A TRAVÉS DE REACTANCIA

La corriente de falta monofásica se calcula a partir del circuito equivalente obtenido tras la conexión en serie de los circuitos equivalentes fase-neutro de secuencias directa, inversa y homopolar mostrado en la siguiente ecuación, como:

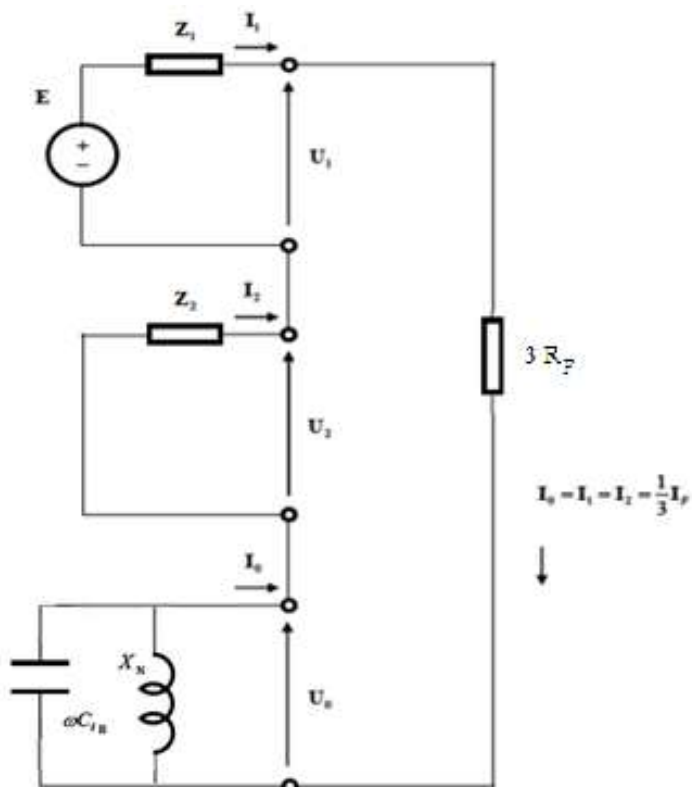


Ilustración 47: Esquema equivalente





Del esquema equivalente anterior se deduce la corriente de falta siguiente:

$$I_F = 3I_0 = 3 \cdot \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_F}$$

El análisis de cortocircuitos se puede encontrar en numerosos libros de análisis de sistemas de energía eléctrica. La circulación de corriente de falta depende de la magnitud de la impedancia de puesta a tierra y de la localización del punto de falta. La corriente que circula por la puesta a tierra es igual a la corriente de falta.

Las impedancias equivalentes de secuencia directa, inversa y homopolar en barras de 20 kV se calculan según lo siguiente:

Impedancias de fase directa e inversa:

$$Z_1 = Z_2 = jZ_t + jZ_e + Z_{línea}$$

Siendo las impedancias del transformador y de la red:

$$Z_t = j \frac{u_{cc} (\%) \cdot U_{n2}^2}{100 \cdot S_{nt}}$$

$$Z_e = j \frac{U_{n2}^2}{S_{cc}}$$

La impedancia  $Z_{línea}$  es la impedancia equivalente de cada línea.

La impedancia equivalente homopolar, se calcula del siguiente modo:

$$Z_0 = \frac{1}{\frac{1}{Z_N} + \frac{1}{Z_C}}$$

Siendo:

$$Z_N = jX_N$$

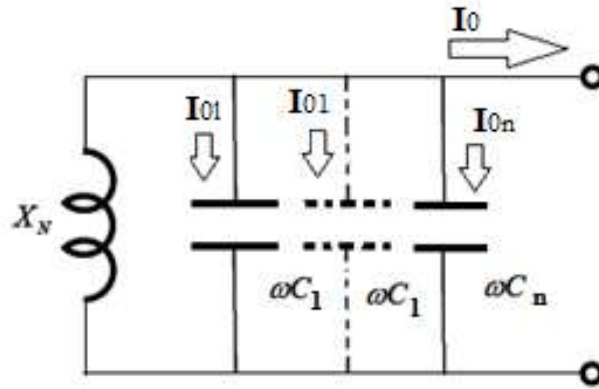
$$Z_C = \frac{1}{j\omega C}$$

La reactancia de puesta a tierra del neutro se calculó anteriormente en el capítulo de cálculo de faltas de la red estudiada, para que la corriente de defecto monofásico sea de 600 A.

Se ha calculado de la siguiente manera:

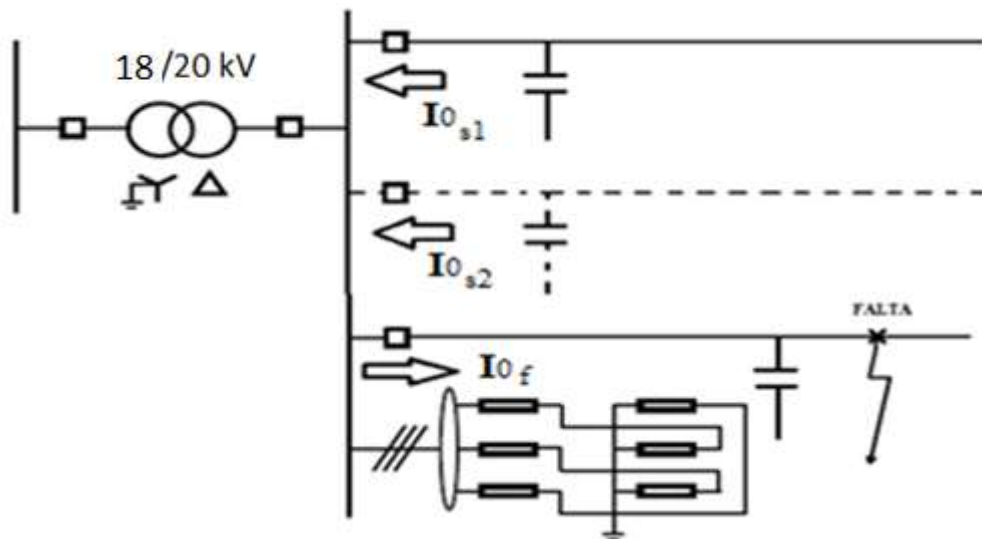
$$X_N = \frac{20.000/\sqrt{3}}{600/3} = j57,735 \Omega = 14,43 \text{ pu}$$

Se tiene en consideración que en la impedancia de secuencia directa e inversa se ha despreciado la capacidad a tierra de las líneas, mientras que en la impedancia de secuencia homopolar se desprecia la impedancia serie de las líneas.



*Ilustración 48: Circuito equivalente de secuencia homopolar con identificación de corriente homopolar en cada línea*

En el caso de que se produzca un fallo en cualquiera de las líneas de la red estudiada, es de vital importancia conocer las aportaciones de corriente de las líneas sanas a la línea que se encuentra en falta. En la siguiente ilustración se muestra la situación descrita, cuyo análisis servirá para ajustar adecuadamente las protecciones de sobreintensidad de neutro.



*Ilustración 49: Circuito equivalente homopolar con corrientes homopolares en la línea en falta y en las sanas*



La corriente homopolar aportada por cada línea sana ( $I_{0s}$  en la Ilustración anterior) a una falta se calcula según el divisor de corriente correspondiente, en la que  $I_{0,l}$  y  $Z_{C,l}$ , dependerán de la línea sana de la que se esté calculando la aportación:

$$I_{0l \text{ sana}} = -\frac{\frac{1}{Z_{C,l}}}{\frac{1}{Z_0}} \cdot I_0$$

Se tiene en consideración el signo negativo, ya que dicha corriente circulará en dirección a la falta, que al encontrarse en otra línea, hará que la intensidad de la línea sana retroceda hasta la barra de 20kV para llegar desde ahí a la falta. Por este motivo circulará en el sentido opuesto al propio. Por otra parte, la corriente homopolar que circularía por la línea en falta se obtiene según el circuito equivalente como:

$$I_{0l \text{ falta}} = \frac{\frac{1}{Z_{C,f}}}{\frac{1}{Z_0}} \cdot I_0 + I_0$$

En este caso se aprecia como la corriente de la línea en falta será la obtenida con el divisor de corriente, más la totalidad de la intensidad de falta monofásica. Siendo de ese modo muy superior la corriente de la línea en la que se origina el cortocircuito, que la aportada por las demás líneas sanas.

A partir de los cálculos anteriores, se calcularon corrientes para cada línea, según se produzca el cortocircuito en una zona u otra de la red, en magnitudes reales (A), obtenidas con el paquete de programa PSS/E, junto con las hojas de cálculo de Excel, que se presentan en el correspondiente anexo 3. Debe notarse que la corriente que aporta una línea sana a una falta es diferenciable de la corriente de falta de una línea. Esto facilita el alcance de la selectividad adecuada de la protección de sobreintensidad de neutro.

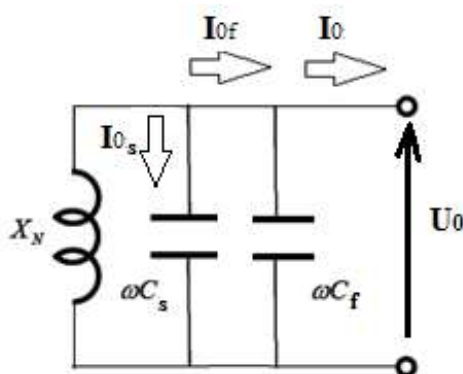


Ilustración 50: Circuito homopolar con corrientes en la línea en falta "f" y sana "s"



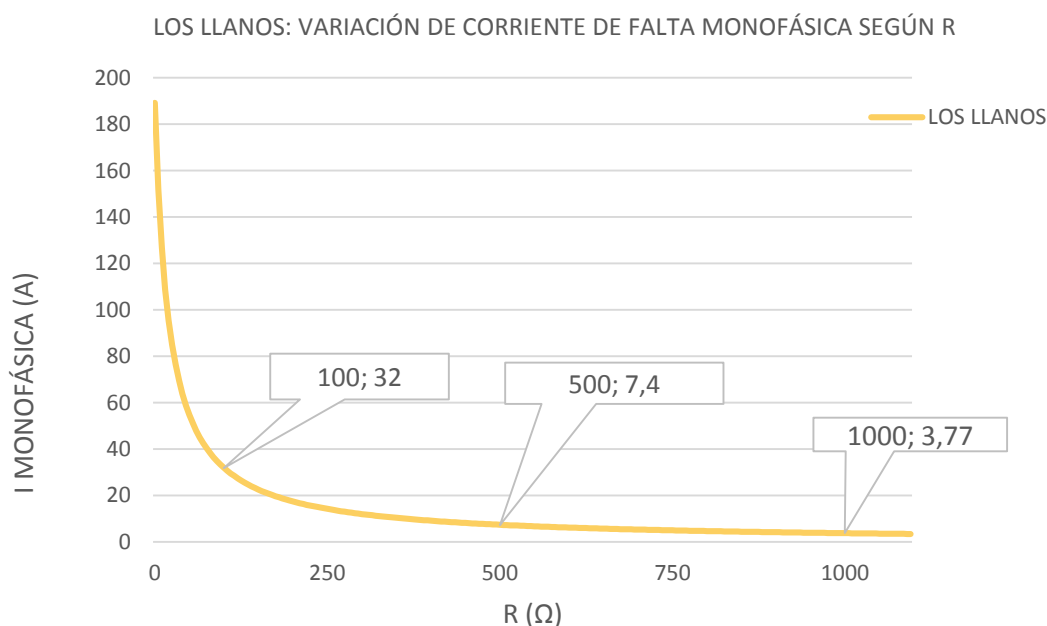
## 4.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE NEUTRO DE LA RED DE ESTUDIO

### 4.2.1 ANÁLISIS Y REALIZACIÓN DE LOS AJUSTES

En primer lugar, es de vital importancia la determinación de la sensibilidad del relé del que se dispondrá en cada línea. Para ello, se establecerá la resistencia mínima de falta que asegure una adecuada corriente de cortocircuito en régimen de permanencia.

Para determinar las resistencias de falta, es necesario, en primer lugar, obtener las corrientes monofásicas en cada línea, que irá disminuyendo a medida que se aumente el valor de dicha resistencia de falta. Se escogerá por tanto la mínima resistencia que provoque que el cortocircuito sea de un orden razonable para así poder mantenerse en régimen cercano al permanente.

La gráfica siguiente muestra la variación de la corriente de falta monofásica de Los Llanos, en función de la resistencia de falta.

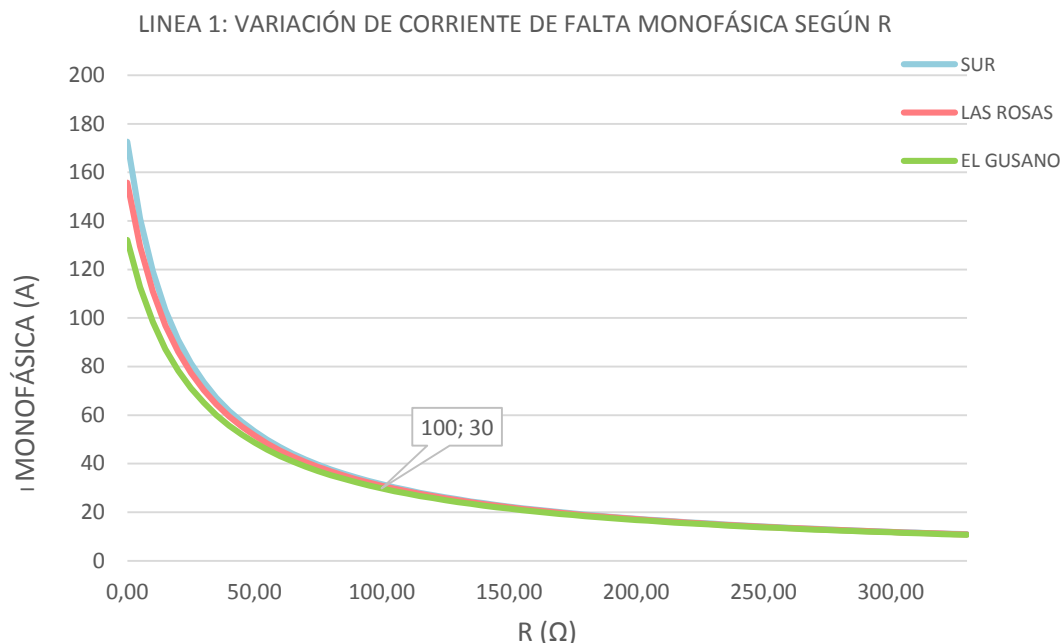


*Ilustración 51: Variación de corriente de falta monofásica en LOS LLANOS en función de R*

Como puede apreciarse, los valores de corriente de falta obtenidos son considerablemente inferiores a los 600 A de corriente de falta monofásica franca determinados exclusivamente por la reactancia limitadora de puesta a tierra. Ello es debido a la elevada impedancia capacitiva de las líneas.

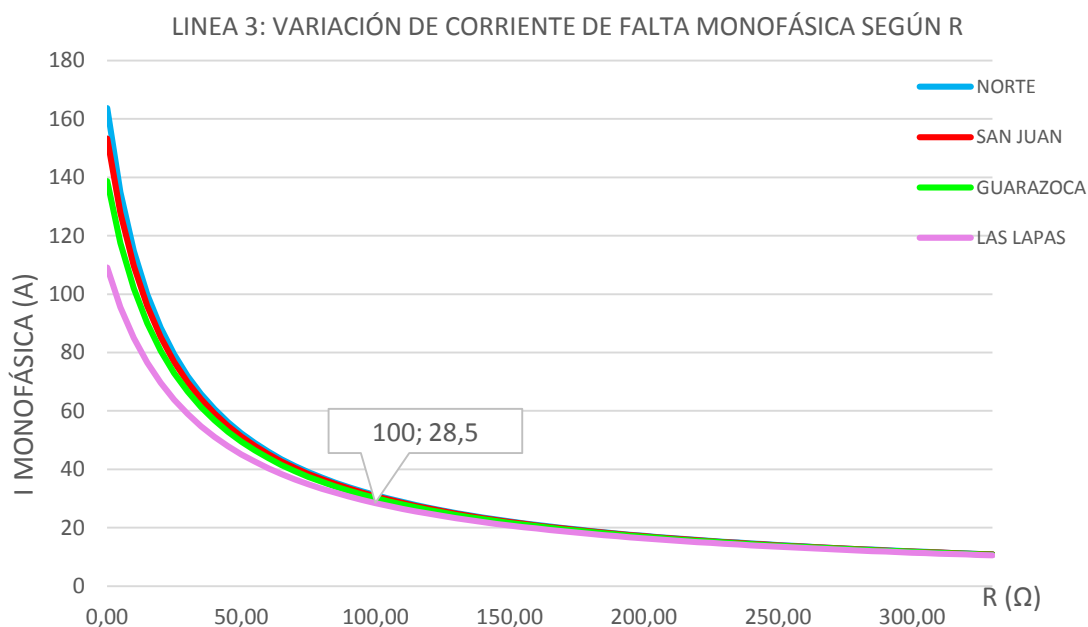


La Figura presentada a continuación muestra la variación de la corriente por la línea 1 en caso de falta monofásica en función de la resistencia de falta:



*Ilustración 52: Variación de corriente de falta monofásica en la línea 1 en función de R falta*

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan las variaciones de la corriente por las demás líneas en caso de falta monofásica en función de la resistencia de falta.

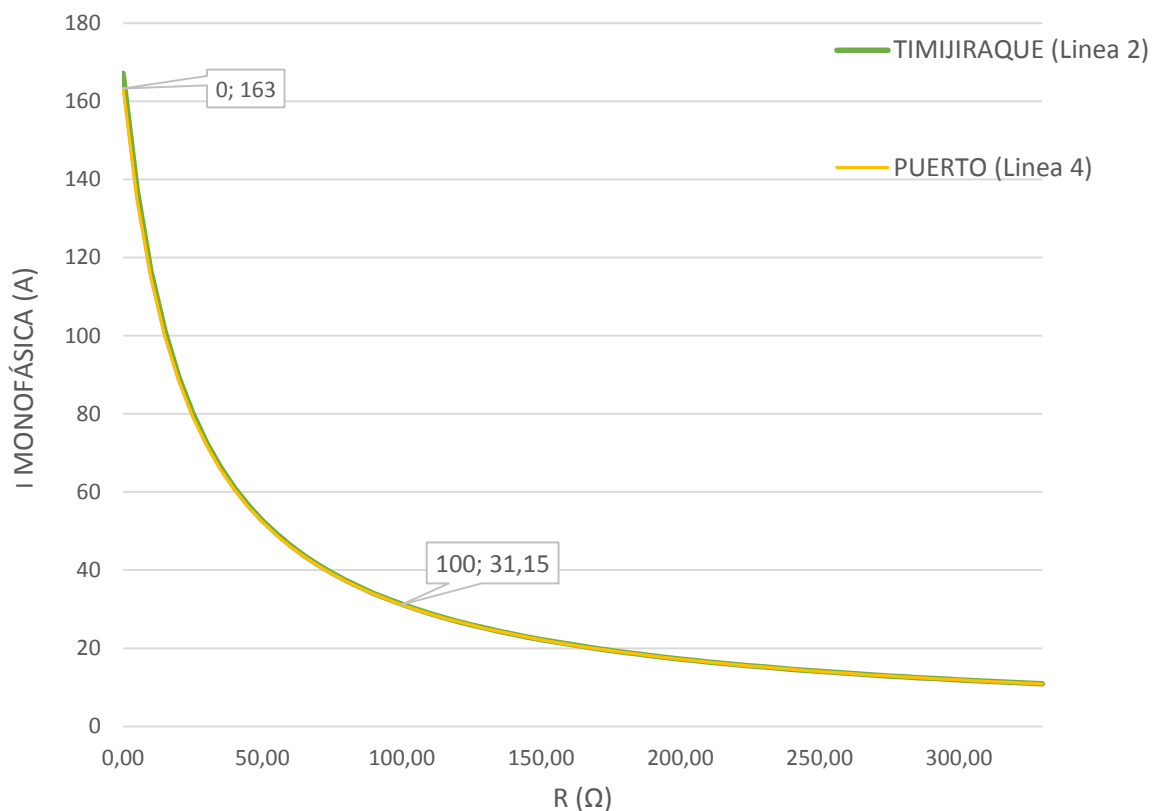


*Ilustración 53: Evolución de la corriente monofásica de línea 3 según R de falta*



Se observa como la corriente pasa de su valor de falta monofásica para  $R=0 \Omega$ , a un valor considerablemente menor, cuando se dispone de una resistencia de falta igual a  $100 \Omega$ , siendo dicha corriente de  $28,5 \text{ A}$  de línea.

LINEAS 2 y 4: VARIACIÓN DE CORRIENTE DE FALTA MONOFÁSICA SEGÚN R



*Ilustración 54: Evolución de la corriente monofásica de líneas 2 y 4 según R de falta*

A continuación se estudiará la selectividad proporcionada por los elementos instantáneos y de tiempo inverso de la protección de sobreintensidad de neutro de las líneas de la red de estudio con los ajustes encontrados. La selectividad es la propiedad según la cual las protecciones deben desconectar sólo el elemento en falta y no los elementos sanos.



Deben tenerse en cuenta los ajustes actuales de la red estudiada, que se presentan a continuación:

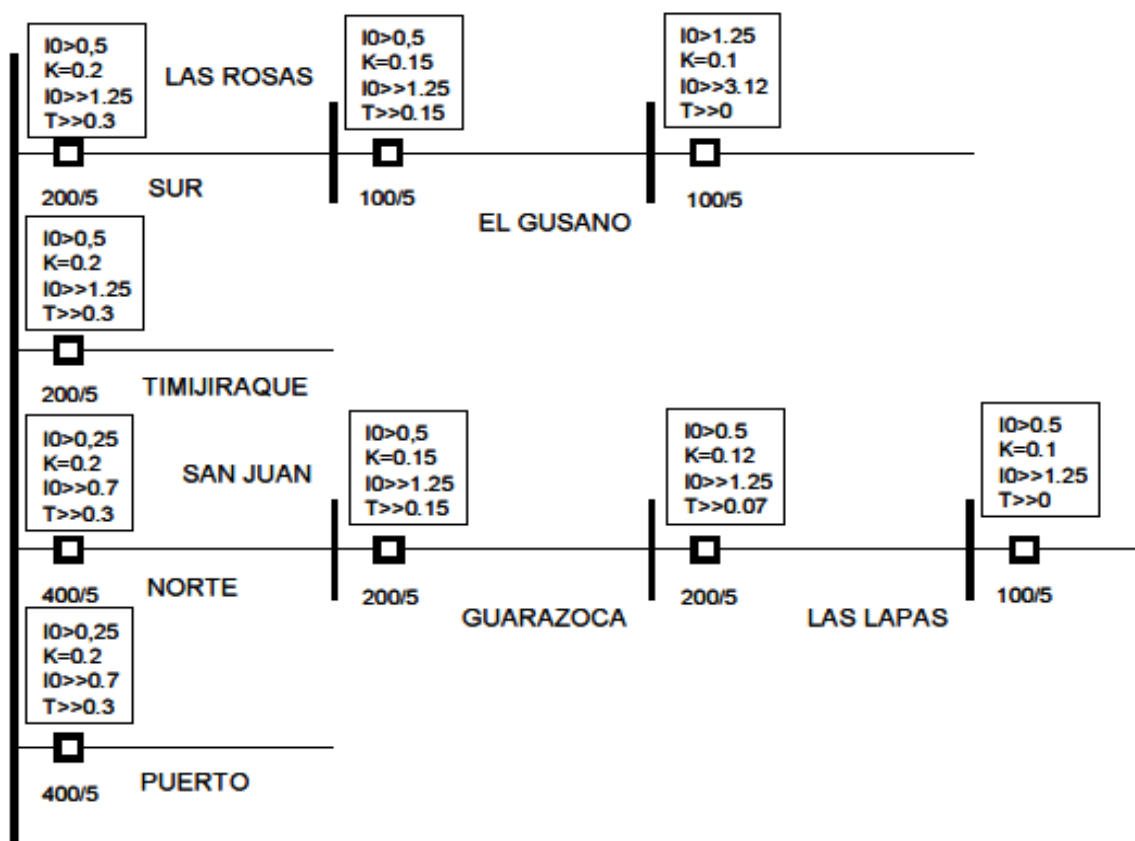


Ilustración 55: Ajustes actuales de la red

Se tiene en consideración que los diales y los tiempos de actuación de la protección de neutro tanto para tiempo definido (50N) como para la de inverso (51N), son los mismos que los diseñados en los ajustes actuales de protecciones de fase 51.

#### Elemento instantáneo de sobreintensidad de neutro (50N)

El elemento instantáneo de la protección de sobreintensidad debiera actuar cuando se produzca falta monofásica franca en la propia línea y no cuando se produzca una falta monofásica franca en otra línea. Con las gráficas anteriores se definirá la sensibilidad de las protecciones de sobreintensidad de neutro para una resistencia de falta  $R_{falta}=1.000 \Omega$ , con la cual se dan corrientes tan pequeñas que apenas producirían daños en caso de falta permanente.

Las corrientes de falta monofásica en función de la R de falta en cada línea (A), se recogen en la siguiente tabla resumen, extraída de la elaborada para todos los valores de resistencia de falta posibles.



	LLANOS	SUR	ROSAS	GUSANO	TIMIJIARAQUE	NORTE	SAN JUAN	GUARAZOCA	LAPAS	PUERTO
I FALTA (A)	189,15	172,66	155,72	132,18	167,15	163,71	153,23	138,69	109,06	163,27
100 Ω	31,98	31,47	30,86	29,81	31,29	31,16	30,76	30,13	28,45	31,15
1.000 Ω	3,77	3,77	3,76	3,74	3,76	3,76	3,75	3,75	3,72	3,76

Tabla 16: Corrientes de falta monofásica y según R 100 Ω y 1000 Ω

Se comprueba que la corriente en una línea sana es siempre inferior a la corriente en la línea en falta.

### Elemento de tiempo inverso de sobreintensidad de neutro (51N)

El tiempo de actuación de una protección de sobreintensidad de tiempo inverso viene dado por la expresión:

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

- I > es la corriente de arranque, la corriente monofásica de la línea.
- T es el dial, que se obtiene más adelante.
- a, b son parámetros que dependen del tipo de característica.  
Para característica es inversa a=0.14 y b=0.02.

Para establecer los valores adecuados de corrientes de arranque de cada protección, se consideraron los siguientes factores: En primer lugar, debe tenerse en cuenta la sensibilidad del relé del que se dispone, ya que esto será lo que determine la resistencia de falta necesaria para asegurar el nivel de corriente de cortocircuito.

Tomando como ejemplo el de la línea 2 de TIMIJIRAQUE, se realiza con el criterio siguiente: En primer lugar, la relación de transformación determina la mínima corriente que podrá captar el relé, ya que un 5% de la relación de corrientes establecerá un valor mínimo aproximado que el relé detectará. Como la relación del transformador de la línea 2 es TC=200/5 A, un 5% 200=10 A, considerando este valor de corriente se obtiene una resistencia de falta necesaria de 170 Ω. Esta resistencia puede obtenerse gracias a la hoja de cálculo realizada con el programa Excel, incluida en el anexo 3 del proyecto.

Se procede por tanto al cálculo del dial T para que se cumpla la condición establecida anteriormente. Dichos valores se calcularían manualmente siguiendo los procedimientos establecidos en el capítulo anterior para las protecciones de fase. En este caso se presentan las tablas resumen con los cálculos realizados mediante las hojas Excel.

LINEA	t(s)	T
1 SUR	0,35	0,15
2 TIMIJIRAQUE	0,15	0,06
3 NORTE	0,40	0,13
4 PUERTO	0,45	0,03

Tabla 17: Diales para protección de neutro 51N





#### 4.2.2 PRESENTACIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Se comparan los resultados obtenidos para mejorar el diseño con los ajustes actuales de las protecciones, en las tablas presentadas a continuación:

- Para los ajustes de tiempo definido, se tiene la siguiente propuesta:

	RCT	Sobreintensidad de Neutro de tiempo definido (50N)					
		PROPUESTA			ACTUAL		
		T>>	I>> relé	I>> línea	T>>	I>> relé	I>> línea
SUR	200/5	0,300	4,25	170	0,3	1,25	50
LAS ROSAS	100/5	0,150	7,75	155	0,15	1,25	25
EL GUSANO	100/5	0,050	6,60	132	0	3,12	62,4
TIMIJI RAQUE	200/5	0,100	4,18	167	0,3	1,25	50
NORTE	400/5	0,300	2,06	165	0,3	0,7	56
SAN JUAN	200/5	0,200	3,75	150	0,15	1,25	50
GUARAZOCA	200/5	0,100	3,38	135	0,07	1,25	50
LAS LAPAS	100/5	0,050	5,50	110	0	1,25	25
PUERTO	400/5	0,050	4,23	338	0,3	0,7	56
		ms	A	A	ms	A	A

Tabla 18: Ajuste de protección de sobreintensidad de neutro de tiempo definido (50N)

De la tabla anterior puede deducir lo siguiente:

- Se puede apreciar la diferencia considerable entre las corrientes de falta monofásica, siendo las propuestas más del doble que las actuales en la mayoría de los casos. Dicho margen entre las corrientes de falta I>> puede deberse a que se hayan tomado unos márgenes de ajuste mayores en lugar de los valores límite de falta monofásica.
- En lo que respecta a los tiempos de detección de la falta (T>>), es necesario considerar como en los ajustes de fase realizados anteriormente, que no existe una protección capaz de detectar una falta y actuar en 0 segundos, por lo que se han establecido como mínimo, tiempo de actuación de 50 ms. Entre la actuación de un relé y el siguiente más próximo de la línea se dispone un intervalo de tiempo de 150 ms.



Para los ajustes de la protección de tiempo inverso, se presenta la siguiente propuesta:

	RCT	Sobreintensidad de Neutro de tiempo inverso (51N)					
		PROPUESTA			ACTUAL		
		T>	I> relé	I> línea	T>	I> relé	I> línea
SUR	200/5	0,15	0,26	10,34	0,2	0,5	20
LAS ROSAS	100/5	0,10	0,25	5	0,15	0,5	10
EL GUSANO	100/5	0,05	0,25	5	0,1	1,25	25
TIMIJI RAQUE	200/5	0,06	0,26	10,32	0,2	0,5	20
NORTE	400/5	0,13	0,26	20,42	0,2	0,25	20
SAN JUAN	200/5	0,10	0,26	10,26	0,15	0,5	20
GUARAZOCA	200/5	0,07	0,25	10,19	0,12	0,5	20
LAS LAPAS	100/5	0,12	0,50	10,0	0,1	0,5	10
PUERTO	400/5	0,03	19,88	19,88	0,2	0,25	20
		ms	A	A	ms	A	A

Tabla 19: Ajuste de protección de sobreintensidad de neutro de tiempo inverso (51N)

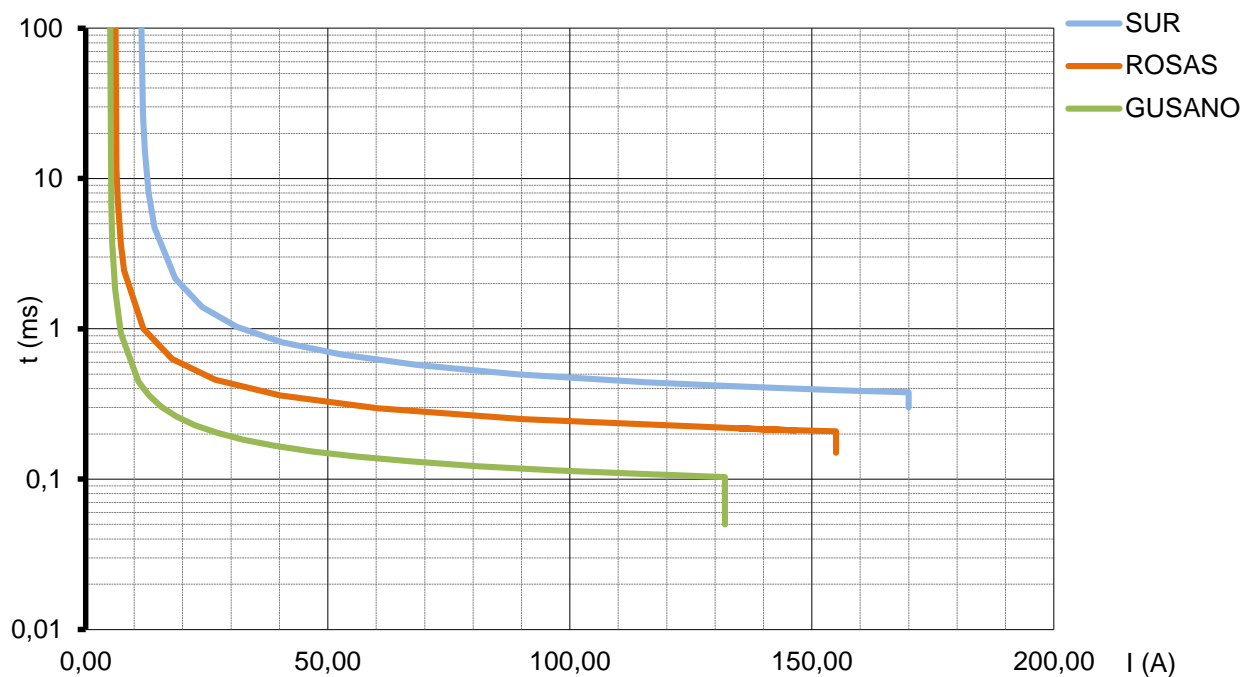
En cuanto a la comparación de los ajustes actuales frente a los propuestos para la protección de sobreintensidad de neutro de tiempo inverso, se concluye lo siguiente:

- En lo que respecta a las corrientes de arranque ( $I>$ ), es de gran relevancia lo comentado anteriormente para determinar cada una de las corrientes de arranque, ya que dependiendo de la sensibilidad del transformador de cada nodo, se escogerá la resistencia de falta que proporcione la corriente mínima para ser detectada por el relé en cuestión.
- En cuanto a los diales propuestos ( $T>$ ), no se aprecian diferencias reseñables al comparar los actuales con los propuestos, salvo destacar la disminución de los tiempos mínimos de actuación, para garantizar la mayor seguridad de la línea frente a este tipo de faltas.



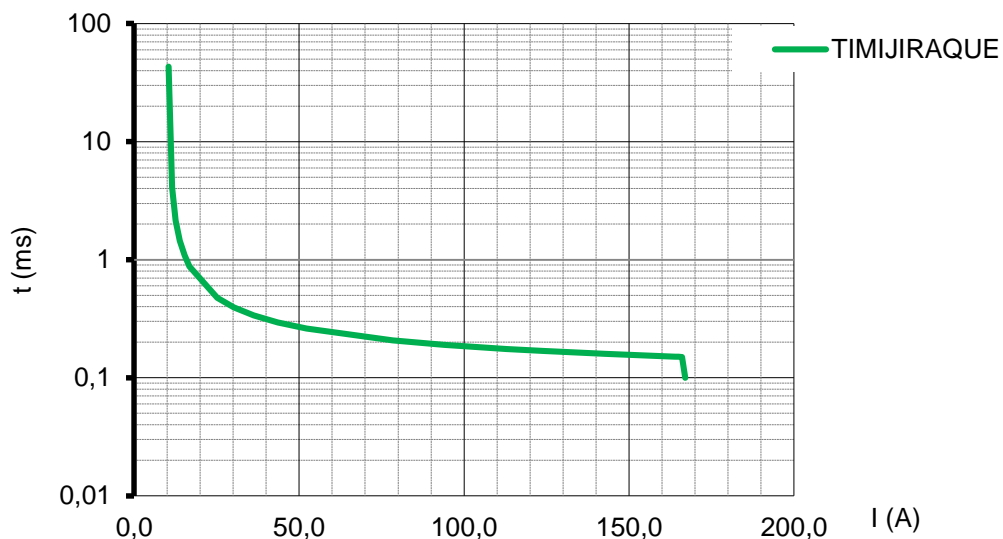
A continuación se presentan las características que muestran las coordinaciones realizadas de los ajustes para las protecciones de neutro:

- Para la línea 1, formada por los nudos SUR, LAS ROSAS y EL GUSANO, se tiene el siguiente ajuste:



*Ilustración 56: Coordinación de protecciones de neutro de Línea 1*

- Para la línea 2, que llega a TIMIJIRAQUE, se tiene el siguiente ajuste:



*Ilustración 57: Coordinación de protecciones de neutro de Línea 2*



- Para la línea 3, formada por los nudos NORTE, SAN JUAN, GUARAZOCA y LAS LAPAS, se tiene el siguiente ajuste:

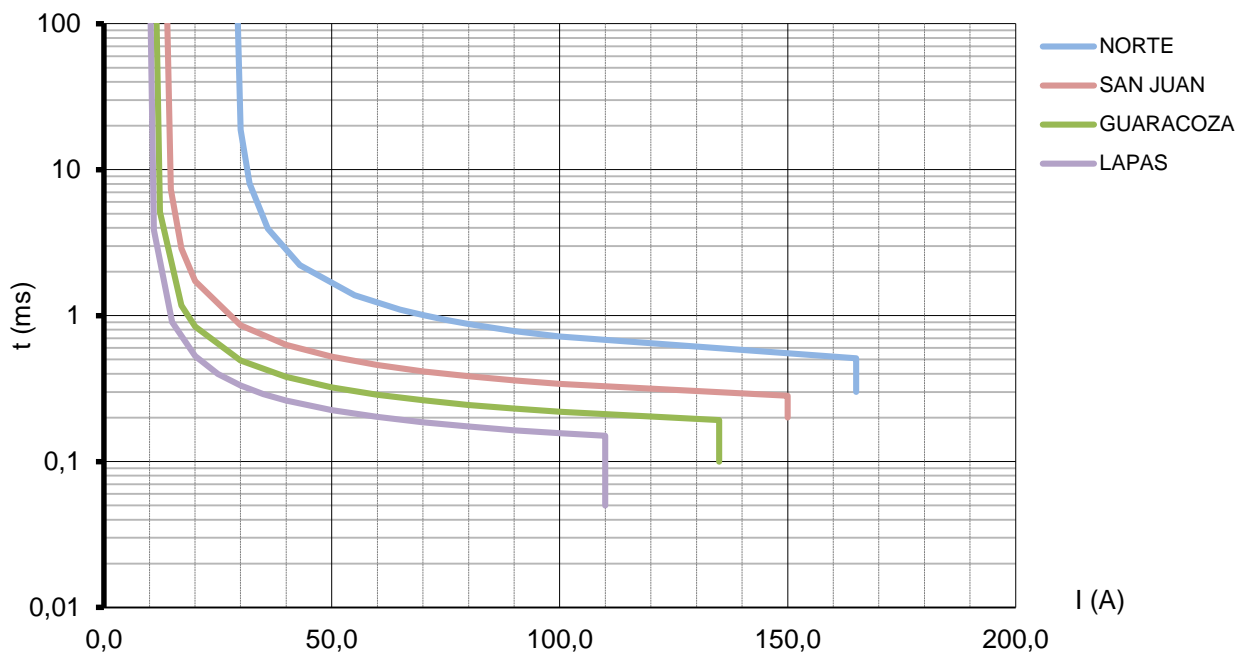


Ilustración 58: Coordinación de protecciones de neutro en Línea 3

- Para la línea 4, que abastece a PUERTO, se tiene el siguiente ajuste:

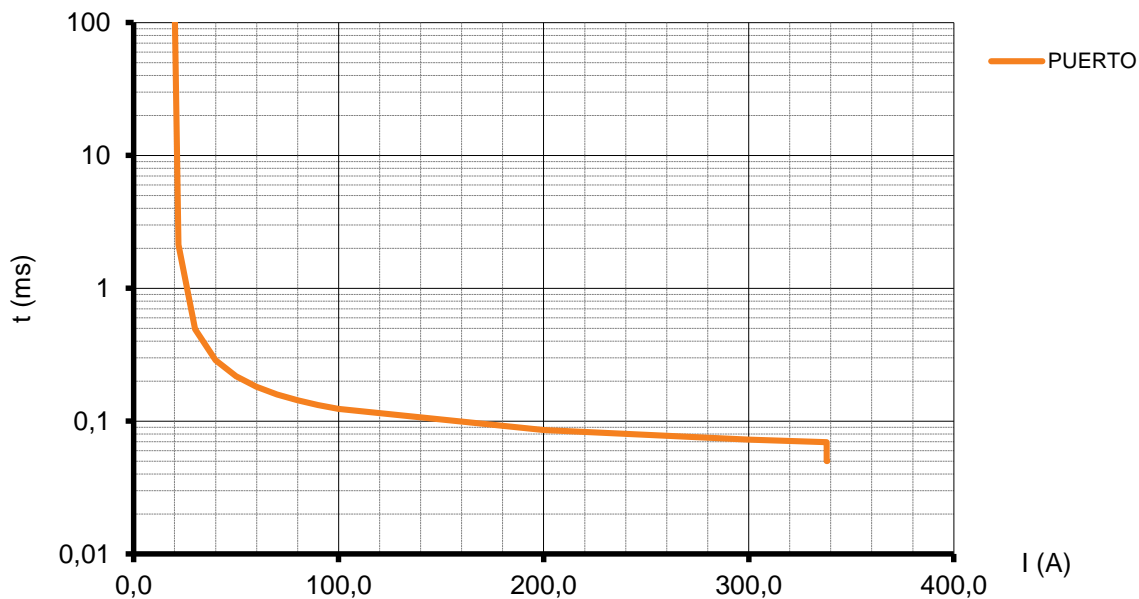


Ilustración 59: Coordinación de protecciones de neutro en Línea 4



## BIBLIOGRAFÍA

- [CORD11] Universidad de Sevilla. Artículo: Sistemas de puesta a tierra mediante neutro resonante. Autor: Enrique Cordero Herrera. Noviembre de 2011. [www.bibing.us.es](http://www.bibing.us.es).
- [MONT93] P. Montané, Protecciones en las Instalaciones Eléctricas: Evolución y Perspectivas, Segunda Edición, Marcombo, Barcelona, 1993.
- [ROUC11] Revista electricidad Anales. Artículo: Problemas de puestas a tierra Autores: L. Rouco Rodríguez, J. A. Torres Santana, J. M. García Muñoz, J. Sánchez Paz. [www.revista-anales.es](http://www.revista-anales.es). 2011.
- [IEEE] IEEE Documentación. Sección española. [www.iee.org](http://www.iee.org)
- [EISM11] J. Eisman, G. Gómez, E. Suárez, J. F. Nevado, J. L. Ruiz, P. Benito, R. García, J. L. Gutiérrez, Estudio de faltas resistentes a tierra en redes de distribución en media tensión.
- [ROGE05] Título: Tecnología eléctrica. José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán, 2005.
- [RAMI11] Protección de sistemas eléctricos. Autor: Samuel Ramírez Castaño. Universidad Nacional de Colombia, 2011.
- [CARD09] Tesis de Universidad Politécnica Nacional de México. Título: “Diseño y propuesta de un software para la coordinación de protecciones en redes de distribución”. 2009. Autor: Sebastián Cárdenas.



- [BARR10] Fermín Barrero González. Sistemas de energía eléctrica. THOMSON Editores Spain. Paraninfo S.A.2010.
- [MORE08] Julián Moreno Clemente. Cálculo de líneas aéreas de alta tensión (con utilización de medios informáticos).2008. Edita el propio autor. 5ª edición.
- [LLOR02] Manuel Llorente Antón. Manual de cables eléctricos aislados. Año 2002. Edita el propio autor.
- [ALST10] GEC Alstom T&D, Protective Relays Application Guide, Chapter 7: Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults, <http://www.alstom.com/grid/NPAG/>.
- [ABB] Catálogos de ABB Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 2 Subestaciones transformadoras MT/BT: teoría y ejemplos del cálculo de cortocircuitos.
- [SIEM] Documentación SIEMENS Relé 7SJ62-64. Manual A6 V044001.
- [GEPM] General Electric Power Management, Sistema Integrado de Protección y Control DDS, Instrucciones GEK 106163A.
- [TAMA07] Artículo: Protecciones eléctricas. Autor: Renzo Tamasco. Agosto 2007. [www.actiweb.es](http://www.actiweb.es)



# Anexos







## Anexo 1

### Cálculos con Excel Coordinación de protecciones de fase





**LÍNEA 1:**

Standard Inverse IEC		Standard Inverse IEC 1		Standard Inverse IEC	
BETA	0,14	BETA	0,14	BETA	0,14
ALPHA	0,02	ALPHA	0,02	ALPHA	0,02
L	0,00	L	0,00	L	0,00
IS	5,25	IS	4,00	IS	6,88
TMS	0,15	TMS	0,10	TMS	0,07
SUR		ROSAS		GUSANO	
5,303	105,51	4,04	70,34	6,944	49,24
5,775	11,01	4,4	7,34	7,563	5,14
6	7,85	5	3,13	8	3,23
7	3,64	6	1,72	9	1,81
8	2,48	7	1,24	10	1,30
9	1,94	8	1,00	20	0,45
10	1,62	9	0,86	30	0,33
20	0,77	10	0,76	40	0,27
30	0,59	20	0,43	50	0,24
40	0,51	30	0,34	60	0,22
50	0,46	40	0,30	70	0,21
57,5	0,43	42,5	0,29	80	0,19
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
57,5	0,30	42,5	0,15	80	0,05
58,86	0,30	42,50452682	0,15	81,23	0,05
Fault L <sub>r</sub>	40,78 MVA	Fault Level	29,448 MVA	Fault L <sub>r</sub>	22,511 MVA
FCL	1.177,22 A @20 kV Sec. 58,9 A @20 kV	FCL	850,09 A @20 kV Sec. 42,5 A @20 kV	FCL	649,84 A @20 kV Sec. 81,23 A @20 kV
CT	Prim. 100 A @20 kV Sec. 5	CT	Prim. 100 A @20 kV Sec. 5	CT	40,00 A @20 kV Sec. 5 A trafo REAL 40/5 A
LINEA	3,464 MVA	LINEA	2,771 MVA	LINEA	1,8017 MVA
I>	100,00 A @20 kV 105,00% Prim. 105 A @20 kV Sec. 5,25 A @20 kV	I> (Aprox)	79,99 A @20 kV 105,00% Prim. 84 A @20 kV Sec. 4,2 A @20 kV	I> (Aprox)	52,01 A @20 kV 105,00% Prim. 54,6 A @20 kV Sec. 6,826 A @20 kV
I> defi	Prim. 105 A @20 kV Sec. 5,25 A @20 kV	I> definitive	Prim. 80 A @20 kV Sec. 4 A @20 kV	I> defi	Prim. 55 A @20 kV Sec. 6,875 A @20 kV
I>>	100,00% Prim. 1177 A @20 kV Sec. 58,9 A @20 kV	I>> (Aprox)	100,00% Prim. 850 A @20 kV Sec. 42,5 A @20 kV	I>> (Aprox)	100,00% Prim. 650 A @20 kV Sec. 81,23 A @20 kV
I>>	Prim. 1150 A @20 kV Sec. 57,5 A @20 kV	I>> definitive	Prim. 850 A @20 kV Sec. 42,5 A @20 kV	I>> defi	Prim. 640 A @20 kV Sec. 80 A @20 kV
T>>	0,3 s	T>>	0,15 s	T>>	0,05 s
SUR		LAS ROSAS		EL GUSANO	



**LÍNEA 2:**

Standard Inverse IEC	
	1
BETA	0,14
ALPHA	0,02
L	0,00
IS	5,00
TMS	0,17
<b>TIMIJIRAQUE</b>	
5,05	119,58
5,5	12,47
6	6,52
7	3,52
8	2,52
9	2,01
10	1,70
20	0,85
30	0,65
40	0,56
50	0,51
52,5	0,49
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,5	0,05
52,68321206	0,05
<b>Fault Level</b>	<b>36,5 MVA</b>
FCL	1.053,66 A @20 kV
	Sec. 52,68321206 A @20 kV
CT	Prim. 100 A @20 kV
	Sec. 5
<b>LINEA</b>	<b>3,464 MVA</b>
	100,00 A @20 kV
I> (Aprox)	105,00%
	Prim. 104,99692 A @20 kV
	Sec. 5,249845998 A @20 kV
<b>I &gt; definitive</b>	Prim. 100 A @20 kV
	<b>Sec. 5 A @20 kV</b>
I>> (Aprox)	100,00%
	Prim. 1053,66424 A @20 kV
	Sec. 52,68321206 A @20 kV
<b>I&gt;&gt; definitive</b>	Prim. 1050 A @20 kV
	<b>Sec. 52,5 A @20 kV</b>
<b>T&gt;&gt;</b>	<b>0,05 s</b>
<b>TIMIJIRAQUE</b>	



LÍNEA 3:

Standard Inverse IEC ▼		Standard Inverse IEC ▼		Standard Inverse IEC ▼		Standard Inverse IEC ▼	
1	1	1	1	1	1	1	1
BETA	0,14	BETA	0,14	BETA	0,14	BETA	0,14
ALPHA	0,02	ALPHA	0,02	ALPHA	0,02	ALPHA	0,02
L	0,00	L	0,00	L	0,12	L	0,00
IS	4,13	IS	6,50	IS	6,00	IS	5,25
TMS	0,30	TMS	0,20	TMS	0,10	TMS	0,05
<b>NORTE</b>		<b>SAN JUAN</b>		<b>GUARACOZA</b>		<b>LAPAS</b>	
4,1663	211,03	6,565	140,68	6,06	70,35	5,3025	35,17
4,5375	22,01	7,15	14,67	6,6	7,35	5,775	3,67
5	10,90	8	6,73	7	4,55	6	2,62
13	1,81	9	4,29	7	4,55	7	1,21
17	1,46	10	3,24	8	2,44	8	0,83
25	1,14	20	1,23	9	1,73	9	0,65
30	1,04	30	0,90	10	1,38	10	0,54
45	0,86	40	0,76	20	0,59	20	0,26
55	0,45	49	0,68	30	0,44	27	0,21
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,39	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,25	0,45	49	0,30	37,5	0,15	27	0,05
31,497	0,45	49,07477	0,30	37,528	0,15	27,206	0,05
<b>Fault Le</b>	<b>43,644 MVA</b>	<b>Fault Leve</b>	<b>34 MVA</b>	<b>Fault Le</b>	<b>26 MVA</b>	<b>Fault Le</b>	<b>18,849 MVA</b>
FCL	1.259,89 A @20 kV Sec. 31,5 A @20 kV	FCL	981,50 A @20 kV Sec. 49,07 A @20 kV	FCL	750,56 A @20 kV Sec. 37,5 A @20 kV	FCL	544,12 A @20 kV Sec. 27,2 A @20 kV
CT	200,00 A @20 kV Sec. 5 A	CT	Prim. 100 A @20 kV Sec. 5	CT	Prim. 100 A @20 kV Sec. 5	CT	Prim. 100 A @20 kV Sec. 5
<b>LINEA</b>	<b>5,542 MVA</b>	<b>LINEA</b>	<b>4,5 MVA</b>	<b>LINEA</b>	<b>4,156 MVA</b>	<b>LINEA</b>	<b>3,464 MVA</b>
	159,98 A @20 kV 160 A		129,90 A @20 kV 130 A		119,97 A @20 kV 120 A		100,00 A @20 kV 100 A
I> (Apro:	105,00% Prim. 168 A @20 kV Sec. 4,2 A @20 kV	I> (Aprox)	105,00% Prim. 136,4 A @20 kV Sec. 6,82 A @20 kV	I> (Apro:	105,00% Prim. 126 A @20 kV Sec. 6,3 A @20 kV	I> (Apro>	105,00% Prim. 105 A @20 kV Sec. 5,25 A @20 kV
I >	Prim. 165 A @20 kV Sec. 4,13 A @20 kV	I > definitiv	Prim. 130 A @20 kV Sec. 6,5 A @20 kV	I > defini	Prim. 120 A @20 kV Sec. 6 A @20 kV	I > defini	Prim. 105 A @20 kV Sec. 5,25 A @20 kV
I>> (Apr	100,00% Prim. 1260 A @20 kV Sec. 31,5 A @20 kV	I>> (Aprox	100,00% Prim. 981,5 A @20 kV Sec. 49,07 A @20 kV	I>> (Apr	100,00% Prim. 751 A @20 kV Sec. 37,5 A @20 kV	I>> (Apr	100,00% Prim. 544 A @20 kV Sec. 27,2 A @20 kV
I>>	Prim. 1250 A @20 kV Sec. 31,3 A @20 kV	I>> definiti	Prim. 980 A @20 kV Sec. 49 A @20 kV	I>> defir	Prim. 750 A @20 kV Sec. 37,5 A @20 kV	I>> defin	Prim. 540 A @20 kV Sec. 27 A @20 kV
T>>	0,45 s	T>>	0,3 s	T>>	0,15 s	T>>	0,05 s
<b>NORTE</b>		<b>SAN JUAN</b>		<b>GUARACOZA</b>		<b>LAPAS</b>	



**LÍNEA 4:**

Standard Inverse IEC	
	1
BETA	0,14
ALPHA	0,02
L	0,00
IS	4,00
TMS	0,13
PUERTO	
4,04	91,45
4,4	9,54
5	4,07
6	2,24
7	1,62
8	1,30
9	1,11
10	0,98
20	0,56
23,975	0,50
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,975	0,05
23,99900731	0,05
<b>Fault Level</b>	<b>33,254 MVA</b>
FCL	959,96 A @20 kV
	Sec. 23,99900731 A @20 kV
CT	Prim. 200 A @20 kV
	Sec. 5
<b>LINEA</b>	<b>5,542 MVA</b>
	159,98 A @20 kV
I> (Aprox)	105,00%
	Prim. 167,982948 A @20 kV
	Sec. 4,199573689 A @20 kV
I > definitive	Prim. 160 A @20 kV
	<b>Sec. 4 A @20 kV</b>
I>> (Aprox)	100,00%
	Prim. 959,960293 A @20 kV
	Sec. 23,99900731 A @20 kV
I>> definitive	Prim. 959 A @20 kV
	<b>Sec. 23,975 A @20 kV</b>
<b>T&gt;&gt;</b>	<b>0,05 s</b>
<b>PUERTO</b>	



## Anexo 2

### Programa de comprobación Cálculo de faltas con Matlab







```
%%CALCULO DE FALTAS %%%  
  
%   DATOS RED  
E=20000/sqrt(3);  
U=20000;   %20 KV  
S_cc=100000000; %100MVA  
I_base=S_cc/(sqrt(3)*U);  
S_t=6000000;   %6 MVA  
  
Z_t=j*0.055*U^2/S_t; %impedancia cortocircuito de trafo  
Z_e=j*U^2/S_cc;  
  
%   IMPEDANCIAS EQ. DE LINEAS (REALES):  
Z_l_LLANOS=0;  
C_LLANOS=0;  
Z_l_SUR=(1.79+j*1.96);  
C_SUR=0.426;  
Z_l_ROSAS=(3.15+j*3.02)+Z_l_SUR;  
C_ROSAS=0.469;  
Z_l_GUSANO=(3.07+j*3.22)+Z_l_SUR+Z_l_ROSAS;  
C_GUSANO=1.43;  
Z_l_TIMIJIRAQUE=(3.96+j*2.56);  
C_TIMIJIRAQUE=2.12;  
Z_l_NORTE=(1.13+j*1.43);  
C_NORTE=0.463;  
Z_l_SANJUAN=(1.98+j*2.26)+Z_l_NORTE;  
C_SANJUAN=3.55;  
Z_l_GUARAZOCA=(3.29+j*2.61)+Z_l_NORTE+Z_l_SANJUAN;  
C_GUARAZOCA=3.41;  
Z_l_LAPAS=(4.82+j*4.08)+Z_l_NORTE+Z_l_SANJUAN+Z_l_GUARAZOCA;  
C_LAPAS=1.23;  
Z_l_PUERTO=(3.81+j*3.75);  
C_PUERTO=1.4;  
  
% matriz de impedancia por linea  
Z_l=[Z_l_LLANOS,Z_l_SUR,Z_l_ROSAS,Z_l_GUSANO,Z_l_TIMIJIRAQUE,Z_l_NORTE,Z_l_SANJUAN,Z_l_GUARAZOCA,Z_l_LAPAS,Z_l_PUERTO];  
  
%SUMA CAPACITANCIAS (microfaradios)  
C=C_LLANOS+C_SUR+C_ROSAS+C_GUSANO+C_TIMIJIRAQUE+C_NORTE+C_SANJUAN+C_GUARAZOCA+C_LAPAS+C_PUERTO;  
  
% matriz de capacitancias por linea  
C_l=[C_LLANOS,C_SUR,C_ROSAS,C_GUSANO,C_TIMIJIRAQUE,C_NORTE,C_SANJUAN,C_GUARAZOCA,C_LAPAS,C_PUERTO];  
  
%   REACTANCIA DE PT  
XN=j*57.735;  
  
%   SECUENCIAS DE FASE:  
Z1=(Z_t+Z_e+Z_l);  
Z2=Z1;  
Z0=1/((1/XN)+j*(pi*0.0001*C));
```



```
% FALTAS BIFASICA Y TRIFÁSICA:
I_BIF= -j*sqrt(3)*E./(Z1+Z2);
I_TRIF=E./Z1;

I_TRIF_pu=I_TRIF/I_base; %en pu
I_BIF_pu=I_BIF/I_base; % en pu

% FALTA MONOFÁSICA

I0_MONOF=E./(Z1+Z2+3*Z0);
%I0 corriente falta monof. por secuencia

I0_MONOF_pu=I0_MONOF/I_base;

I_MONOF=3*E./(Z1+Z2+3*Z0);
%3I0 CORRIENTE DE FALTA MONOF POR AS TRES FASES

U0=-Z0.*I0_MONOF;
%tension de falta monof. por secuencia

I_intNOF=3*(j*(0.0001*pi.*C_l).*U0);
% I POR INTERRUPTOR EN L. SIN FALTA

I_MONOF_int=3*(j*(0.0001*pi.*C_l).*U0+I0_MONOF);
% I POR INTERRUPT. EN L CON FALTA (EN 1 FASE)

% PARA REPRESENTAR

IBIF=[I_BIF(1,1);I_BIF(1,2);I_BIF(1,3);I_BIF(1,4);I_BIF(1,5);I_BIF(1,6);I_BIF(1,7);I_BIF(1,8);I_BIF(1,9);I_BIF(1,10)];
ITRIF=[I_TRIF(1,1);I_TRIF(1,2);I_TRIF(1,3);I_TRIF(1,4);I_TRIF(1,5);I_TRIF(1,6);I_TRIF(1,7);I_TRIF(1,8);I_TRIF(1,9);I_TRIF(1,10)];
IMONOF=[I_MONOF(1,1);I_MONOF(1,2);I_MONOF(1,3);I_MONOF(1,4);I_MONOF(1,5);I_MONOF(1,6);I_MONOF(1,7);I_MONOF(1,8);I_MONOF(1,9);I_MONOF(1,10)];
IMONOFint=[I_MONOF_int(1,1);I_MONOF_int(1,2);I_MONOF_int(1,3);I_MONOF_int(1,4);I_MONOF_int(1,5);I_MONOF_int(1,6);I_MONOF_int(1,7);I_MONOF_int(1,8);I_MONOF_int(1,9);I_MONOF_int(1,10)];
I_intNO=[I_intNOF(1,1);I_intNOF(1,2);I_intNOF(1,3);I_intNOF(1,4);I_intNOF(1,5);I_intNOF(1,6);I_intNOF(1,7);I_intNOF(1,8);I_intNOF(1,9);I_intNOF(1,10)];
```



## Anexo 3

### Hoja Excel para el cálculo de resistencias de falta





	DATOS DE LINEAS		
	reales		
	R(Ω)	X(Ω)	C(μf)
LOS LLANOS	0	0	0
SUR	1,79	1,98	0,425
LAS ROSAS	3,15	3,02	0,469
EL GUSANO	3,07	3,22	1,43
TIMJIRAQUE	3,96	2,56	2,12
NORTE	1,13	1,43	0,463
SAN JUAN	1,98	2,26	3,55
GUARAZOCA	3,29	2,61	3,41
LAS LAPAS	4,82	4,08	1,23
PUERTO	3,81	3,75	1,4

E	20000
U	1,732050808
	11547,00538

CORRIENTE FALTA MONOF						
				XN	57,735	
				Z1,Z2	C	Z0
LOS LLANOS	I MONOF0	189,15	7,67	14,497	45,71	
SUR	I MONOF1	172,66	9,79	12,173	47,29	
LAS ROSAS	I MONOF2	155,72	13,58	12,598	47,00	
EL GUSANO	I MONOF3	132,18	20,34	13,067	46,67	
TIMJIRAQUE	I MONOF4	167,15	10,97	12,377	47,15	
NORTE	I MONOF5	163,71	9,17	5,844	52,20	
SAN JUAN	I MONOF6	153,23	11,77	6,307	51,81	
GUARAZOCA	I MONOF7	138,69	17,14	9,857	48,98	
LAS LAPAS	I MONOF8	109,06	29,67	13,267	46,54	
PUERTO	I MONOF9	163,27	12,04	13,097	46,65	

R	LOS LLANOS	SUR	ROSAS	GUSANO	TIMJIRAQUE	NORTE	SAN JUAN	GUARAZOCA	LAPAS	PUERTO
0	189,1456804	172,661227	155,72263	132,178885	167,1455148	163,705919	153,228502	138,6904896	109,0635961	163,26855
5	151,8379624	141,0292754	129,52173	112,808974	137,3277592	134,9973516	127,791622	117,5179573	95,52922832	134,69979
10	126,8229795	119,1928575	110,86781	98,3905172	116,538068	114,855518	109,597722	101,9536778	84,98315016	114,64005
15	108,8844902	103,2119287	96,910602	87,2400961	101,2153415	99,94374226	95,9387652	90,02995619	76,53406833	99,780555
20	95,39178894	91,00969241	86,07462	78,3597284	89,45373336	88,45904049	85,3071021	80,60322062	69,61308837	88,331179
25	84,87436409	81,38763456	77,418168	71,1202377	80,14103938	79,34174816	76,7967078	72,96346071	63,8400309	79,23887
30	76,44582691	73,6056321	70,343756	65,1052962	72,58453465	71,92825052	69,8303072	66,64654668	58,95117283	71,843689
35	69,54007708	67,18192972	64,454	60,0284356	66,33025029	65,78176439	64,0226682	61,33627276	54,75782821	65,71103
40	63,77862188	61,78944801	59,474322	55,6860784	61,06827081	60,60305077	59,1068744	56,8097747	51,12143263	60,54301
45	58,89880521	57,19831924	55,208914	51,929579	56,57979506	56,1802248	54,8921415	52,90545467	47,93793707	56,128624
50	54,71264284	53,24226972	51,514381	48,6478668	52,70594451	52,35904823	51,23848	49,50328212	45,12769103	52,314226
55	51,08204723	49,79805045	48,283303	45,7562789	49,32856421	49,0245733	48,0408459	46,51223604	42,62868698	48,985276
60	47,90330259	46,7723664	45,433623	43,1891524	46,35796071	46,08938081	45,2188765	43,86204038	40,3919317	46,054646
65	45,09699694	44,09329791	42,901571	40,8947773	43,72481899	43,48580472	42,7100439	41,49757252	38,37820217	43,454883
70	42,60129719	41,7045105	40,636848	38,8318775	41,37472603	41,16065117	40,4649676	39,37498789	36,55572571	41,132946
75	40,36734	39,56125017	38,59924	36,9671056	39,26437034	39,07152581	38,4441313	37,45897589	34,89849126	39,046561
80	38,35600069	37,62751314	36,756214	35,2732261	37,35884817	37,18422554	36,615537	35,72077998	33,38499998	37,161614
85	36,53558219	35,87400698	35,081168	33,7277767	35,62971775	35,47085126	34,9529984	34,13674443	31,99732749	35,450275
90	34,88013227	34,27665645	33,552138	32,3120665	34,05357002	33,90841953	33,4348785	32,68723138	30,72041066	33,889615
95	33,36819848	32,81549147	32,150828	31,0104165	32,61096262	32,47782559	32,0431429	31,35580257	29,54149854	32,460574
100	31,98189338	31,47380792	30,861877	29,8095761	31,28561382	31,16305825	30,7626399	30,1285932	28,4497252	31,147175
105	30,70618354	30,23752623	29,672292	28,6982707	30,06378537	29,95059813	29,5805468	28,99382726	27,4357737	29,935926
110	29,52834219	29,09469536	28,571101	27,6668466	28,93380449	28,82895104	28,4859388	27,9414385	26,49160967	28,815357
115	28,43752312	28,03510525	27,54855	26,7069897	27,88568976	27,78828248	27,4694504	26,96277098	25,61026789	27,775652
120	27,42442572	27,04998092	26,596743	25,8115011	26,91085549	26,82012847	26,5230071	26,05034044	24,78568019	26,808363
125	26,48102915	26,1317389	25,708509	24,9741159	26,00187601	25,91716488	25,6396098	25,19764251	24,01253554	25,906178
130	25,60037953	25,27379162	24,877686	24,1893568	25,15229615	25,07302181	24,813162	24,3989975	23,28616555	25,062739
135	24,77641822	24,47038914	24,098881	23,452414	24,35647768	24,28213305	24,0383287	23,64942364	22,60245011	24,272488
140	24,00384228	23,71649011	23,367357	22,7590465	23,6094741	23,53961323	23,3104211	22,94453311	21,95773918	23,530549
145	23,27799018	23,00765588	22,678936	22,1055003	22,90692764	22,84115682	22,6253015	22,28044608	21,34878764	22,832623
150	22,59474769	22,33996305	22,029917	21,4884407	22,24498427	22,18295455	21,9793049	21,65371927	20,77270065	22,174905
155	21,95046983	21,7099308	21,417011	20,9048951	21,62022291	21,56162394	21,3691732	21,06128621	20,2268876	21,554019
160	21,34191584	21,11446022	20,837287	20,3522054	21,02959632	20,97415116	20,7920004	20,5004071	19,70902321	20,966955
165	20,76619465	20,55078329	20,288119	19,8279873	20,47038139	20,41784211	20,245186	19,96862641	19,21701437	20,411023





Table with 14 columns and rows of numerical data. Some cells are highlighted in yellow (e.g., row 750, column 7). Row numbers range from 650 to 1095.

Coordinación de protecciones de una red de distribución en isla. María del Pilar Pozo Sampedro







## Anexo 4

Tablas en hoja Excel de cada línea para protecciones de Neutro





LÍNEA 1:

Standard Inverse IEC			Standard Inverse IEC			Standard Inverse IEC		
BETA	1	0,02	BETA	1	0,02	BETA	1	0,02
ALPHA		0,14	ALPHA		0,14	ALPHA		0,14
L		0,00	L		0,00	L		0,00
IS	11,37		IS	5,96		IS	4,99	
TMS	0,150		TMS	0,100		TMS	0,050	
SUR			ROSAS			GUSANO		
11,49	105,51		5,967883428	700,34		5	168,02	
11,83083611	26,57		6,325956434	11,80		5,25	6,88	
12,1857612	15,19		6,558113658	7,34		5,48855498	3,67	
12,92	8,24		7,213925023	3,665		6,03741048	1,83	
14,21	4,71		7,935317526	2,441		7,24489258	0,93	
18,47	2,15		11,90297629	1,005		10,8673389	0,45	
24,01	1,39		17,85446443	0,631		13,0408066	0,36	
31,22	1,03		26,78169665	0,459		15,648968	0,30	
40,58	0,81		40,17254497	0,360		18,7787616	0,26	
52,76	0,67		60,25881746	0,296		22,5345139	0,23	
68,58	0,57		90,38822619	0,251		27,0414167	0,20	
89,16	0,50		135,5823393	0,217		32,4497	0,18	
115,90	0,44		141,0056329	0,214		38,93964	0,17	
127,49	0,42	0,21	146,6458582	0,212		46,727568	0,15	
140,24	0,41		135	0,217		56,0730816	0,14	
154,27	0,39		140	0,215		67,2876979	0,13	
160,00	0,39		150	0,210		80,7452375	0,12	
165,00	0,38		150	0,210		96,894285	0,11	
170,00	0,38		155	0,208		116,273142	0,11	
170,0000	0,30		155	0,150		120	0,11	
170,0000	0,300		155	0,15		132	0,10	
170,0000	0,300		155	0,150		132	0,050	
170,0000	0,300		155	0,150		132	0,050	
170,0000	0,300		Sec. 155 A	0,150		Sec. 132 A	0,050	
Fault Level	@5,981160354 kV MVA		Fault Level	@5,394390251 kV MVA		Fault Level	@4,578810893 kV MVA	
FCL	172,66 A @20 kV		FCL	155,72 A @20 kV		FCL	132,18 A @20 kV	
	Sec. 172,661227 A @20 kV			Sec. 155,7226332 A @20 kV			Sec. 132,178885 A @20 kV	
CT	Prim. 5 A @20 kV		CT	Prim. 5 A @20 kV		CT	5,00 A @20 kV	
	Sec. 5			Sec. 5			Sec. 5 A	
trafo REAL 200/5 A			100/5			100/5		
LINEA	100 ohm		LINEA	100 ohm		LINEA	100 ohm	
	31,47 A @20 kV			30,86 A @20 kV			29,81 A @20 kV	
	31,47 A			30,86 A			29,81 A	
sensibilidad 350 ohm 10A			sensibilidad 750 OHM 5A			sensibilidad 750 OHM 5A		
I > definitive	Prim. 10,3386577 A @20 kV		I > definitive	Prim. 4,96826792 A @20 kV		I > definitive	4,940193505 @20 kV	
	Sec. 10,3386577 A @20 kV			Sec. 4,96826792 A @20 kV			Prim. 4,94019351 A @20 kV	
I>> (Aprox)	100,00%		I>> (Aprox)	100,00%		I>> (Aprox)	100,00%	
	Prim. 172,661227 A @20 kV			Prim. 155,722633 A @20 kV			Sec. 132,178885 A @20 kV	
	Sec. 172,661227 A @20 kV			Sec. 155,7226332 A @20 kV			Sec. 132,178885 A @20 kV	
I>> definitive	Prim. 170 A @20 kV		I>> definitive	Prim. 155 A @20 kV		I>> definitive	Prim. 132 A @20 kV	
	Sec. 170 A @20 kV			Sec. 155 A @20 kV			Sec. 132 A @20 kV	
T>>	0,3 s		T>>	0,15 s		T>>	0,05 s	
SUR			LAS ROSAS			EL GUSANO		



**LÍNEA 2:**

Standard Inverse IEC		
	1	
BETA	0,02	
ALPHA	0,14	
L	0,00	
IS	10,32	
TMS	0,06	
<b>TIMIJIRAQUE</b>		
10,42145195	43,16	
11,46359715	4,08	
12,60995686	2,14	
13,87095255	1,45	
15,2580478	1,09	
16,78385258	0,88	
25,17577888	0,48	
30,21093465	0,40	
36,25312158	0,34	
43,5037459	0,29	
52,20449508	0,26	
78,30674261	0,21	
93,96809114	0,19	
112,7617094	0,18	
124,0378803	0,17	
142,6435623	0,16	
164,0400967	0,15	
165	0,15	
166	0,15	
166,05	0,15	
167	0,10	
Sec. 167 A	0,10	
<b>Fault Level</b>	<b>@5,790090479 kV MVA</b>	
FCL	167,15 A	@20 kV
	Sec. 167,14551 A	@20 kV
CT	Prim. 5 A	@20 kV
200/5	Sec. 5	
100 ohm	31,28561382	
	31,29 A	@20 kV
<b>sensibilidad</b>	<b>350 OHM</b>	<b>10A</b>
<b>I &gt; definitive</b>	Prim. 10,318269 A	@20 kV
	<b>Sec. 10,318269 A</b>	@20 kV
I>> (Aprox)	100,00%	
	Prim. 167,14551 A	@20 kV
	Sec. 167,14551 A	@20 kV
<b>I&gt;&gt; definitive</b>	Prim. 167 A	@20 kV
	<b>Sec. 167 A</b>	@20 kV
<b>T&gt;&gt;</b>	<b>0,1 s</b>	
<b>TIMIJIRAQUE</b>		





**LÍNEA 4:**

Standard Inverse IEC	
	1
BETA	0,02
ALPHA	0,14
L	0,00
IS	19,884
TMS	0,03
PUERTO	
19,90369316	202,98
21,87219028	2,13
30	0,49
40	0,29
50	0,22
60	0,18
70	0,16
80	0,14
90	0,13
100	0,12
200	0,09
300	0,07
338	0,07
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338	0,05
338,34	0,05
<b>Fault Level</b>	<b>@11,7204414 kV MVA</b>
FCL	338,34 A @20 kV
	Sec. 338,34 A @20 kV
CT	Prim. 5 A @20 kV
400/5	Sec. 5
<b>100 ohm</b>	<b>31,14717485</b>
	<b>31,15 A @20 kV</b>
<b>sensibilidad</b>	<b>170 OHM 20A</b>
I > definitive	Prim. 19,8838093 A @20 kV
	<b>Sec. 19,8838093 A @20 kV</b>
I>> (Aprox)	100,00%
	Prim. 338,34 A @20 kV
	Sec. 338,34 A @20 kV
I>> definitive	Prim. 338 A @20 kV
	<b>Sec. 338 A @20 kV</b>
<b>T&gt;&gt;</b>	<b>0,05 s</b>
<b>PUERTO</b>	



