

**COORDINACIÓN AUTOMÁTICA DE PROTECCIONES DE
SOBRECORRIENTE PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE
DESASTRES NATURALES**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
COORDINACIÓN AUTOMÁTICA DE PROTECCIONES DE
SOBRECORRIENTE PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE
DESASTRES NATURALES**

**AUTOR:
SEBASTIÁN ANDREÉ CAVIEDES CORREA**

**DIRECTOR:
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

Quito, Julio 2018

Sebastián Andreé Caviedes Correa

**COORDINACIÓN AUTOMÁTICA DE PROTECCIONES DE
SOBRECORRIENTE PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE
DESASTRES NATURALES.**

Universidad Politécnica Salesiana

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



Sebastián Andreé Caviedes Correa (Y'1994-M'11).

Realizó sus estudios secundarios en el colegio “Raúl González Astudillo” donde obtuvo el título de bachiller en físico matemático. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su campo de interés se encuentra relacionado con protecciones eléctricas y planificación de sistemas de distribución. Su trabajo se basa en la coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución.

scaviedes@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán (Y'1989-M'12).

Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en diciembre 2013, Además realizó estudios de maestría en Newcastle University en el Reino Unido, donde obtuvo el título en Power Distribution Engineering MSc. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.

avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alex David Valenzuela Santillán declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales* realizado por Sebastián Andreé Caviedes Correa, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, julio de 2018



.....
Alex David Valenzuela Santillán

Cédula de ciudadanía: 1721848644

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Sebastián Andreé Caviedes Correa, con documento de identificación N° 1750904235, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales.”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma



.....
Nombre: Sebastián Caviedes Correa

Cédula: 1750904235

Fecha: Julio del 2018

ÍNDICE GENERAL

1. Introducción	2
2. Relé de sobrecorriente de tiempo inverso	4
2.1 Curvas de tiempo inverso	4
2.2 Parámetros para la configuración del relé	5
3. Aspectos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en una red de distribución	5
3.1 Principios generales de ajuste y coordinación	6
3.2 Protección ante fallas	7
3.3 Método de cálculo para la coordinación de protecciones	7
4. Planteamiento y solución del problema	9
4.1 Coordinación inicial para el sistema de distribución	10
4.2 Algoritmo para la coordinación automática	12
5. Casos de estudio	12
5.1 Escenario 1	13
5.2 Escenario 2	15
5.3 Escenario 3	17
6. Análisis de resultados	19
7. Conclusiones	20
8. Referencias	21
9. Anexo	24
10. Matriz de estado del arte	25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de estudio para el proceso de coordinación automática.....	3
Figura 2. Proceso de ajustes para la coordinación de protecciones.	6
Figura 3. Sistema con corrientes de falla.	7
Figura 4. Sistema inicial de distribución.	9
Figura 5. Topología inicial del sistema de distribución obtenida en Matlab.....	10
Figura 6. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 1.....	11
Figura 7. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 2.....	11
Figura 8. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 3.....	11
Figura 9. Topología del sistema de distribución para el escenario 1.	14
Figura 10. Coordinación para el alimentador 1 del escenario 1.	14
Figura 11. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 1.	15
Figura 12. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 1.	15
Figura 13. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 1.	15
Figura 14. Topología del sistema de distribución para el escenario 2.	16
Figura 15. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 2.	17
Figura 16. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 2.	17
Figura 17. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 2.	17
Figura 18. Topología del sistema de distribución para el escenario 3 18	18
Figura 19. Coordinación para el alimentador 1 del escenario 3.	19
Figura 20. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 3.	19
Figura 21. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 3.	19
Figura 22. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 3.	19

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del ejemplo.	7
Tabla 2. Resultados del ejemplo.....	8
Tabla 3. Puntos de interconexión 10	10
Tabla 4. Configuración del sistema de protección.	10
Tabla 5. Ajustes para la coordinación inicial.	11
Tabla 6. Variables consideradas.	12
Tabla 7. Seudocódigo para la coordinación automática.	12
Tabla 8. Ajustes del sistema de protección para el escenario 1.....	13
Tabla 9. Ajustes del sistema de protección para el escenario 2.....	16
Tabla 10. Ajustes del sistema de protección para el escenario 3.	18
Tabla 11. Comparación de la configuración del sistema de protecciones para cada caso.	20

COORDINACIÓN AUTOMÁTICA DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ANTE DESASTRES NATURALES.

Resumen

En el siguiente documento se realiza la coordinación automática de protecciones de sobrecorriente con característica de tiempo inverso mediante algoritmos en MATLAB y PowerFactory para un sistema de distribución. De esta forma se busca evitar la total desconexión y mejorar la resiliencia eléctrica o capacidad del sistema para recuperarse ante perturbaciones, continuando con el suministro de energía ante el impacto que este pueda sufrir la red por la ocurrencia de un desastre natural. Se parte de un sistema con su debida coordinación de protecciones inicial en PowerFactory y se simula el impacto de un desastre natural, mediante un cambio de topología aleatorio debido a la pérdida de tramos en la red de distribución. Por lo tanto a partir de un análisis de corrientes de falla o cortocircuito se vuelven a calcular de forma automática los valores de la corriente de ajuste (Pickup) y time dial (TMS) para cada equipo de protección. Así se garantiza que el sistema conserve la continuidad de servicio en el resto de zonas no afectadas y previniendo la pérdida del sistema de distribución como consecuencia de una salida por la ausencia de coordinación de protección o por una coordinación de protecciones indebida.

Palabras Clave: Pickup, Relé de sobrecorriente, Red de Distribución, Resiliencia, Sistema de Protección, TMS.

Abstract

The present research is carried out to determine the automatic coordination of Inverse Definite Minimum Time Over-current relays for distribution networks. The proposed algorithms are developed in MATLAB and PowerFactory, which are focused to avoid the total disconnection of customers to the main grid, improving resilience and the recovery capacity of the distribution system during disturbances. The initial study case contemplates a preliminary protection coordination in PowerFactory for a distribution network, which is affected by an external event, producing an aleatory change into topology grid due to loss of the electrical components in the distribution network. Consequently, based on short circuit analysis is possible to calculate automatically the current setting values (Pickup current) and time dial or Time Multiplier Setting (TMS) for each relay. The aforementioned procedure ensures that system maintain continuity of service in no-affected zones, preventing the total outage of distribution system as a result of absence of coordination of protection or by improper coordination of protections.

Keywords: Distribution Network, Overcurrent Relay, Pickup, Protection System, Resilience, TMS.

1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia es parte fundamental de una sociedad y su eficiente funcionamiento es de vital importancia para el desarrollo social y económico. Estos sistemas han sido diseñados para resistir interrupciones bajo ciertos principios de seguridad ya previstos [1], no obstante, existen eventos extremos que no se producen con frecuencia, los cuales también representan inconvenientes en el funcionamiento de un sistema [2], por esta razón en los últimos años se ha introducido el término de resiliencia que sirve para describir la capacidad que tiene un sistema para recuperarse de un evento que lo perturba [3][4].

El concepto de resiliencia ha sido introducido por la Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres (UNISDR) como: "la capacidad de un sistema, comunidad o sociedad expuesta a peligros para resistir, absorber, acomodarse y recuperarse de los efectos de un peligro en un tiempo y de manera eficiente, incluso a través de la preservación y restauración de sus estructuras y funciones básicas esenciales" [1]. Llevando este concepto al área de los sistemas eléctricos de potencia la resiliencia puede definirse como la capacidad de un sistema para resistir, responder, adaptarse y recuperarse al afrontar una perturbación.

Los desastres son eventos repentinos, incontrolables y en su mayoría inesperados los cuales pueden ser: naturales o provocados por el hombre [5]. En los últimos años se ha generado un aumento de frecuencia en la aparición de desastres naturales catalogados como eventos extremos. La gran mayoría de estos eventos producen daños significativos en todo el mundo [6]. En las redes de

distribución eléctrica los desastres naturales producen un impacto muy negativo siendo a veces daños poco significativos, pero en ocasiones daños extremos [7], como la interrupción total o parcial del servicio y daños en la infraestructura, como la pérdida de tramos o derivaciones provocando un cambio en la topología del sistema.

Un sistema de distribución de energía eléctrica tiene como función suministrar la energía que proviene desde los transformadores de las subestaciones mediante alimentadores hasta los usuarios finales. Este sistema está compuesto principalmente por conjuntos de líneas de distribución las cuales dan forma a los alimentadores de la red, en los cuales se incluyen dispositivos de protección como interruptores, reconectores, fusibles y relés de sobrecorriente [8][9]. La red de distribución se ve expuesta a varios factores o eventos como los desastres naturales que pueden poner en riesgo su operación y evitar el cumplimiento de su función, debido a los daños que puedan ocasionarse en las líneas o también provocar la pérdida total de dichos elementos [10], debido a todo esto la red de distribución es de gran importancia ya que es la última etapa de todo sistema eléctrico, por lo tanto se debe realizar una correcta acción de protección para todo el sistema.

Las estrategias o maniobras de recuperación/reconstitución de una red de distribución ante contingencias extremas adoptados por operadores de electricidad, están enfocados principalmente en la identificación de los puntos más críticos de un sistema, la estimación económica debido a la contingencia y al costo por las acciones remediales para reestablecer el suministro de electricidad. Los planes de recuperación/reconstitución de la red también incluyen el uso de

subestaciones móviles en lugares críticos, despliegue de elementos de almacenamiento de energía, generación de emergencia, generación distribuida y vehículos eléctricos, los cuales permiten mejorar la capacidad de la red para responder, recuperarse y adaptarse ante un evento que afecte su operación [11]. Estos planes de recuperación/reconstrucción cuentan con funciones avanzadas de comunicación, control y protección para la sincronización y reconexión automática a la red principal de suministro de energía [1].

Por todo lo mencionado anteriormente se ha visto como una posible solución o parte de ella a los sistemas de protección [12]. Los sistemas de protección eléctrica están presentes para evitar la destrucción de un equipo o instalación por culpa de una falla que pueda originarse de manera simple y extenderse en cascada por todo el sistema.

Se puede asociar los sistemas de protección con la resiliencia de una red, ya que estos pueden ser usados para permitir la recuperación rápida de un sistema de potencia en respuesta de una perturbación que pueda ser causada por medio de un desastre [13][14].

La coordinación de protecciones de sobrecorriente es un estudio donde se analizan las corrientes de cortocircuito producidos por una falla. Con dicha corriente se puede realizar el cálculo de los respectivos parámetros para el ajuste de las curvas tiempo-corriente que constituyen la configuración de la protección. Para lograr una correcta coordinación en sistemas de distribución se debe tomar en cuenta que estos son de tipo radial [15] y también que en una coordinación se consideran la cualidades de selectividad, sensibilidad y velocidad [16][17]. Esta coordinación ayuda a la respuesta del sistema ante el aumento en los niveles de las corrientes de falla y las múltiples rutas de flujo de dichas corrientes [18].

En la Figura 1 se aprecia la idea principal de este estudio, la cual parte de un sistema de distribución soterrado con su respectivo sistema de protecciones de sobrecorriente (51) coordinado. Al suscitarse un desastre natural pasa por alguna contingencia sea el caso de un cambio en su topología. El cambio de topología de la red se realiza mediante equipos de corte y seccionamiento que se encuentran ubicados en las celdas de media tensión (RMU) ubicadas en la subestación.

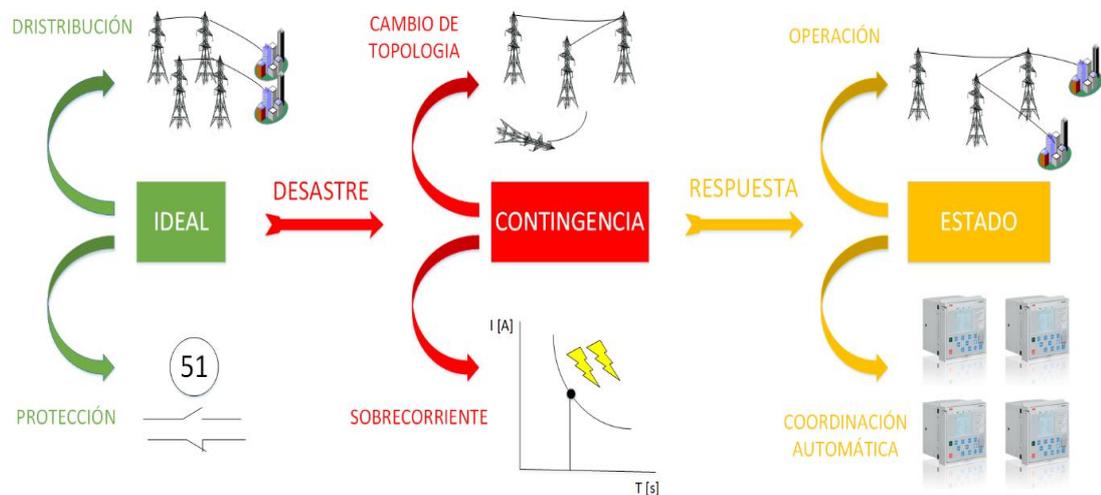


Figura 1. Etapas de estudio para el proceso de coordinación automática.

Posteriormente se calculan los parámetros de ajuste y coordinación para cada uno de los relés de sobrecorriente. De esta forma se obtiene una respuesta del sistema asociada a una coordinación automática permitiendo volver a un estado de operatividad.

En la Sección 2 se detalla el tipo de relé con el que se realiza este estudio, las curvas características que se pueden manejar en cada relé y ciertos parámetros de ajuste, Sección 3 se describen los aspectos y principios generales para la coordinación de protecciones y también se explica el método de cálculo, Sección 4 se explica la problemática del tema y cómo se le da solución. En la Sección 5 se prueba el algoritmo con 3 casos de estudio y por último en la Sección 6 se realiza un análisis de los resultados obtenidos en cada uno de los casos con respecto al caso inicial.

2. Relé de sobrecorriente de tiempo inverso

Un relé de protección es un dispositivo, el cual mediante la comparación de una o varias señales con respecto a una señal de referencia ejecuta una acción de disparo, corte o alarma en el caso que dichas señales de entrada se desvíen de la referencia por encima de un valor de ajuste [19]. Entre los dispositivos de protección más utilizados se encuentran los relés de sobrecorriente temporizados de tiempo inverso, los cuales son accionados al integrar una señal que indica el aumento de la corriente con respecto al tiempo para despejar las fallas por cortocircuito en un sistema eléctrico.

El funcionamiento de este relé depende de su capacidad para detectar una falla en su área de protección, pero se encuentra limitado debido a que la corriente es su única variable de medida, la cual es sensible a las

condiciones de operación del sistema y la topología que presenta hacia el punto de falla [20]. Por estas razones se hace impredecible conocer con exactitud el punto de falla, debido a que la zona de protección es dinámica y existen condiciones de cambio en la carga del sistema. Por lo tanto el funcionamiento de un relé de sobrecorriente depende de los siguientes parámetros de ajuste: el nivel de corriente mínima o Pickup y la característica de tiempo de operación o Time Dial (TMS) [21].

Estos tipos de protección son considerados como inherentemente no selectivos, debido a su actuación inmediata o con retardo al detectar un aumento considerable de la corriente, lo cual causa su actuación sin tener en cuenta las zonas desconectadas [22], sin embargo este problema puede ser solucionado con una correcta coordinación y el cálculo de sus tiempo de operación, y en conjunto con el pickup se logra considerar las cualidades de selectividad, sensibilidad y velocidad.

2.1 Curvas de tiempo inverso

La activación de un relé de sobrecorriente temporizado está comandado por una curva que define el tiempo de operación del dispositivo de protección para varias magnitudes de corriente, por lo cual esta curva permite al relé operar lentamente ante valores bajos de sobrecorriente y conforme se incrementa la corriente el tiempo de actuación disminuye [23]. Existen varios tipos de curvas de tiempo inverso, las cuales se encuentran modeladas matemáticamente, bajo la norma IEC y la norma ANSI/IEEE [21], entre las cuales se encuentran las curvas normalmente inversa, muy inversa, extremadamente inversa y tiempo largo inverso. Para este trabajo se realizará la coordinación automática de protecciones de sobrecorriente

mediante normas IEC, por lo tanto los modelos matemáticos de las curvas de tiempo inverso son [22]:

Normalmente inversa

$$T = \frac{0.14 * TMS}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^{0.02} - 1} \quad (1)$$

Muy inversa

$$T = \frac{13.5 * TMS}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^1 - 1} \quad (2)$$

Extremadamente inversa

$$T = \frac{80 * TMS}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^2 - 1} \quad (3)$$

Tiempo largo inverso

$$T = \frac{120 * TMS}{\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right)^1 - 1} \quad (4)$$

Donde:

T: Tiempo de operación del relé.

TMS: Time Dial.

I_s: Corriente de disparo.

I_{cc}: Corriente de cortocircuito.

2.2 Parámetros para la configuración del relé

Para la configuración de un relé de sobrecorriente existen dos parámetros básicos, los cuales permiten ajustar sus curvas características en el momento que se necesite accionar la protección para un valor de tiempo y corriente determinado, siendo estos el TMS y Pickup. Antes de realizar el cálculo de estos parámetros se debe realizar un estudio de fallas para conocer el valor de la corriente de cortocircuito en el punto más crítico de la zona de protección del relé, además se debe realizar una correcta selección de los

transformadores de corriente (TC) y asignar un valor para la corriente de disparo de la protección [24].

El Pickup es el valor de ajuste de corriente necesario que permite el cambio de estado en el relé [20]. Este valor de corriente es la relación entre el valor real de la corriente de disparo del relé y la relación de transformación (RTC) del transformador de corriente. Por lo tanto el pickup se expresa de la siguiente forma:

$$I_{Pickup} = \frac{I_s}{RTC} \quad (5)$$

El TMS o Time Dial de un relé de sobrecorriente es un control que permite a la curva característica de un relé ajustarse a un tiempo de disparo predeterminado de una corriente específica [25], por lo tanto, el dial representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo o curva del relé de sobrecorriente. Además el rango de ajustes del Dial posee una dependencia según el fabricante y la tecnología empleada en el relé, pero existen valores normalizados de acuerdo a las siguientes normas [24]:

- Norma IEC: Dial desde 0,05 hasta 1,00
- Norma ANSI: Dial desde 1,0 hasta 10,00

3. Aspectos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en una red de distribución

Una coordinación de protecciones es un proceso en el cual se define los tiempos de operación de las protecciones, con el objetivo de permitir una actuación priorizada en el orden de activación minimizando los tiempos de accionamiento y

garantizando una apropiada graduación en los tiempos de operación de todos los relés que conformen al sistema de protección [22].

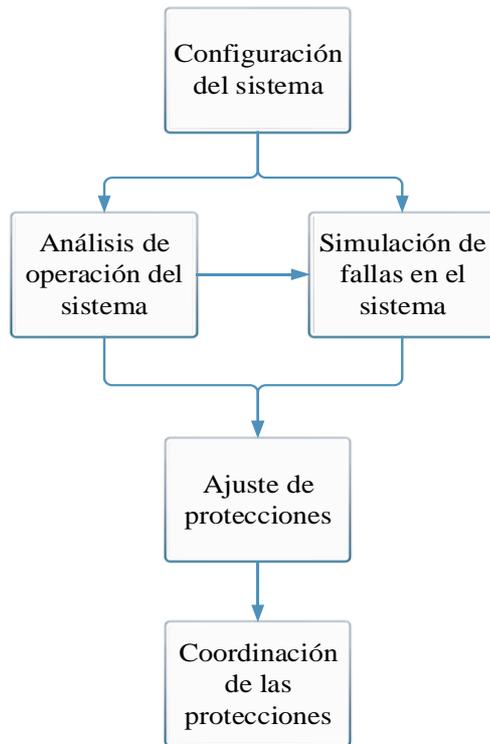


Figura 2. Proceso de ajustes para la coordinación de protecciones.

En la Figura 2 se muestra un esquema simple del proceso de ajustes para la coordinación de protecciones que indica lo siguiente.

Para el ajuste de protecciones se necesita determinar previamente las condiciones de operación del sistema, con el objetivo de definir el límite del estado de no operación de las protecciones, considerando la configuración o topología y también simulando las posibles fallas que se puedan originar en la red de distribución. Una vez se analice dichos aspectos se puede determinar los ajustes de protección, con los ajustes obtenidos se procede a coordinar cada relé como protección principal o como protección de respaldo según donde se encuentre el punto de falla.

3.1 Principios generales de ajuste y coordinación

La función principal de un relé de protección de sobrecorriente es detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los elementos provocado por la presencia de una sobrecorriente en el sistema. Por lo que el ajuste y coordinación se debe caracterizar por su sensibilidad, velocidad y selectividad.

La sensibilidad es una característica que permite detectar condiciones anormales por muy incipientes que estas sean, de esta manera permite a la protección distinguir la operación normal y anormal del sistema de distribución [24].

La característica de velocidad está relacionada con el tiempo de operación del relé, el cual una vez detectada la falla debe despejarla en el menor tiempo posible [24].

Por último la selectividad del sistema de protección requiere un adecuado ajuste para detectar todas las fallas en las respectivas zonas de protección que son asignadas a cada relé, pero también requiere una actuación debidamente coordinada, con el fin de desconectar las zonas afectadas manteniendo el suministro de energía en las zonas no afectadas [20][26].

Con lo mencionado anteriormente se concluye que la función principal del ajuste y la coordinación de la protección, será la total selectividad con la máxima sensibilidad y velocidad, pero tomando en cuenta que al estar relacionadas entre sí, sucederá que al incrementarse una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

3.2 Protección ante fallas

Para la protección de un sistema de distribución se deberá determinar las corrientes de cortocircuito simulando todos los tipos de fallas. Estas simulaciones se las deberá realizar en las barras y también a lo largo de las líneas de distribución. En los cálculos de la corriente de cortocircuito se deberá considerar la impedancia total para las condiciones más críticas o desfavorables que se pueda tener [26]. En el caso de las líneas se debe simular fallas por lo menos al 1, 20%, 50%, 80% y 99% de la línea, con el objetivo de determinar las condiciones más desfavorables a las que se puede ver afectado el sistema. Las simulaciones de fallas son:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla.
- Fallas monofásicas a tierra con alta resistencia de falla.
- Fallas bifásicas (fase-fase) con resistencia de falla.
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla.

3.3 Método de cálculo para la coordinación de protecciones

En esta sección se explicará a modo de ejemplo el método de coordinación utilizado en este trabajo para el sistema de la Figura 3 con los datos que se muestran en la Tabla 1.

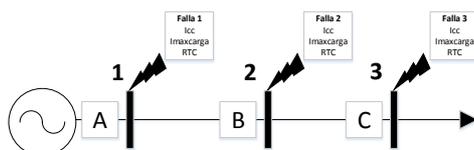


Figura 3. Sistema con corrientes de falla.

Para determinar los ajustes que permita realizar una correcta coordinación, se empieza analizando el

sistema desde el lugar más alejado de la fuente, en este caso el relé C, para el cálculo se asume una curva característica normalmente inversa en cada relé.

Tabla 1. Datos del ejemplo.

Relé	I _{cc} [A]	I _{load} [A]	RTC
RA	14000	800	1000/1
RB	2500	100	150/1
RC	650	50	100/1

Para el caso del relé C, este deberá proteger a la línea entre la barra 2 y 3, para la cual se sabe que el valor máximo de corriente de carga es 50A. Entonces inicialmente se debe ajustar un valor adecuado para la corriente de disparo, el cual se comprende entre el 120% y 200% de la corriente de carga. Por lo tanto la corriente de disparo puede ser:

$$I_{Sc} = 1.2 * 50 A = 60 A$$

Una vez que se asigne el valor de la corriente de disparo se procede al cálculo del Pickup por medio de la Ecuación 5.

$$I_{pickup} = \frac{I_{Sc}}{RTC_C} = \frac{60A}{1} = 0.6 As$$

Para el cálculo del Time Dial, al ser el relé C la protección más alejada de la fuente y la primera en calcular sus parámetros se le puede asignar un valor para el tiempo de operación $Tope_C = 0.5 s$, posterior a esto se despeja el TMS de la Ecuación 1 debido a que todos los relés se los considera con una curva de característica normalmente inversa, despejando quedaría:

$$TMS_C = Tope_C * \frac{\left(\frac{I_{cc_C}}{I_{Sc}}\right)^{0.02} - 1}{0.14}$$

$$TMS_C = 0.17$$

De esta forma se encuentra el valor de los parámetros de ajuste Pickup y Time Dial para el relé C.

De la misma forma se empieza el cálculo de los parámetros de ajuste para el relé B, por lo tanto la corriente de disparo es:

$$I_{S_B} = 1.2 * 100 A = 120 A$$

El pickup para el relé B es:

$$I_{pickup} = \frac{I_{S_B}}{RTC_B} = \frac{120A}{\frac{150}{1}} = 0.8 As$$

Como siguiente paso se debe realizar la coordinación entre los relés B y C por motivos de selectividad, entonces se calcula el tiempo de operación del relé B en vista a la falla con la que se coordinó el relé C, para esto se utiliza el valor del TMS del relé C en la Ecuación 1, por lo tanto:

$$T_{B-C} = \frac{0.14 * TMS_C}{\left(\frac{I_{CC_B}}{I_{S_C}}\right)^{0.02} - 1} = 0.32 s$$

Luego al tiempo que se obtiene se lo suma con el paso o tiempo de coordinación, el cual garantiza que exista una diferencia entre los tiempos de actuación del relé B con respecto al relé C. Para esto se asigna un valor al tiempo de coordinación de 0.5 s, por lo tanto el tiempo de actuación del relé B es:

$$Tope_B = T_{B-C} + T_{coor} = 0.82 s$$

Al obtener el tiempo de actuación para el relé B se despeja TMS de la Ecuación 1, con el fin de encontrar el Time Dial para B. Entonces:

$$TMS_B = Tope_B * \frac{\left(\frac{I_{CC_B}}{I_{S_B}}\right)^{0.02} - 1}{0.14}$$

$$TMS_B = 0.36$$

Como último paso se calcula los ajustes del relé A y se lo coordina con el relé B, bajo el mismo procedimiento que se realizó para los cálculos de B. Entonces:

La corriente de disparo es:

$$I_{S_A} = 1.2 * 800 A = 960 A$$

Pickup:

$$I_{pickup} = \frac{I_{S_A}}{RTC_A} = \frac{960A}{\frac{1000}{1}} = 0.96 As$$

Tiempo de actuación de A con respecto a B

$$T_{A-B} = \frac{0.14 * TMS_B}{\left(\frac{I_{CC_A}}{I_{S_B}}\right)^{0.02} - 1} = 0.51 s$$

Tiempo de actuación de A

$$Tope_A = T_{A-B} + T_{coor} = 1.01 s$$

Time Dial de A

$$TMS_A = Tope_A * \frac{\left(\frac{I_{CC_A}}{I_{S_A}}\right)^{0.02} - 1}{0.14}$$

$$TMS_A = 0.40$$

Tabla 2. Resultados del ejemplo.

Relé	Pickup [As]	TMS	Tiempo operación [s]
A	0.96	0.40	1.01
B	0.8	0.36	0.82
C	0.6	0.17	0.5

En la Tabla 2 se muestra los resultados del ejemplo, con ellos se obtiene los parámetros de ajuste necesarios para la coordinación priorizando la característica de selectividad mencionada en la sección 3.1.

4. Planteamiento y solución del problema

A partir de un sistema eléctrico de distribución soterrado (Figura 4) que mantiene sus parámetros de voltaje y frecuencia dentro de límites de operación normales, y que cuenta con una correcta coordinación inicial del sistema de protecciones. El cual es expuesto a eventos que provocan la salida de áreas, tramos y por ende el cambio en la topología del sistema. Ante estas circunstancias, se busca mejorar su capacidad de recuperación mediante la coordinación automática de protecciones debido a cambios en la topología de la red. Una vez que se obtenga los parámetros de ajuste del sistema de protección por medio de lenguaje de programación DigSilent (DPL), serán sustituidos en el sistema de protección inicial para recuperar y adaptarse a la nueva topología de la red garantizando el suministro de energía por las zonas no afectadas.

El sistema de distribución de la Figura 4 nace desde una subestación con niveles de tensión de 69/11 kV y está compuesto por 3 alimentadores cada uno formado por una troncal principal con sus respectivas derivaciones, 114 nodos de conexión y adicional a esto se presentan 6 puntos de interconexión compuestos por equipos de corte y seccionamiento que tiene la función de conectar entre sí a cada alimentador cuando se vea afectado por el impacto de un desastre natural.

Para simular el impacto de un desastre natural se desconectara de forma aleatoria un número de tramos, lo cual dará paso a la activación de los puntos de interconexión según las zonas desconectadas y de esta forma se hallara la nueva topología de la red. Posterior a esto se realizará un análisis de fallas para calcular las nuevas

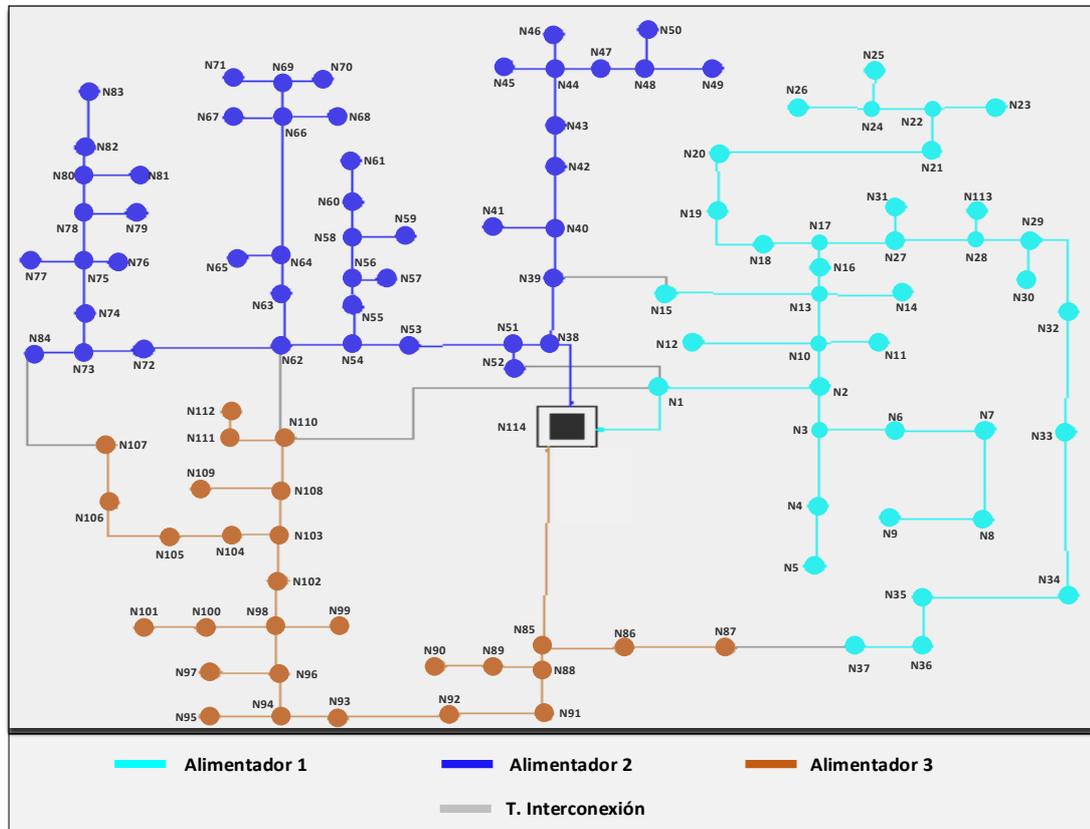


Figura 4. Sistema inicial de distribución.

impedancias y corrientes de cortocircuito, con el objetivo de lograr el cálculo de los ajustes de cada relé para la nueva coordinación. Los puntos de interconexión existentes en la red se indican en la Tabla 3.

Tabla 3. Puntos de interconexión

Interconexión	Ni	Nj
A1-A2	1	52
A1-A3	1	110
A1-A2	15	39
A1-A3	37	87
A2-A3	62	110
A2-A3	84	107

4.1 Coordinación inicial para el sistema de distribución

Como primer paso se realiza una coordinación inicial en PowerFactory del sistema de distribución mostrado en la Figura 4. Para esto se empieza por un análisis de la configuración y operación del sistema, con lo cual se establece la cantidad de relés que se necesitan y sus respectivas ubicaciones, de esta forma se consigue asignar sus zonas de protección.

En la Tabla 4 se especifica la cantidad de relés de sobrecorriente con características de tiempo inverso que

forman parte del sistema de protección para cada alimentador y los respectivos nodos en los que se encuentran ubicados.

Tabla 4. Configuración del sistema de protección.

Relés	Posición
<i>Alimentador 1:</i>	
R1	N114
R2	N3
R3	N10
R4	N18
R5	N27
<i>Alimentador 2:</i>	
R6	N114
R7	N39
R8	N51
R9	N62
<i>Alimentador 3:</i>	
R10	N114
R11	N85
R12	N94
R13	N103

Una vez que se obtenga la configuración del sistema con la ubicación de cada protección, como se representa en la Figura 5, se encuentra el valor de las corrientes de cortocircuito para cada protección mediante la simulación de fallas que se detalla en la sección 3.2. El siguiente

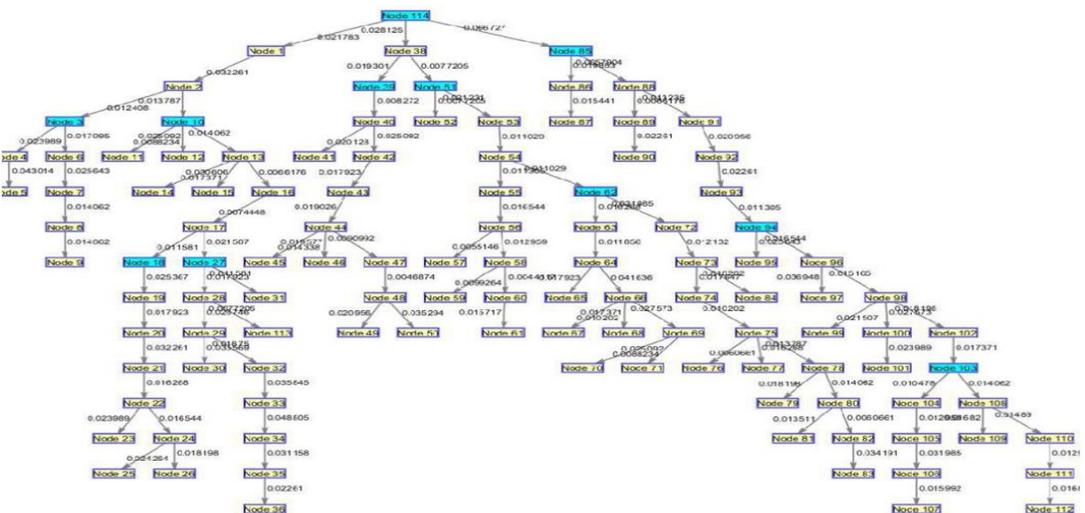


Figura 5. Topología inicial del sistema de distribución obtenida en Matlab.

paso será el cálculo de ajustes y coordinación por medio del método explicado en la sección 3.3.

Por lo tanto en la Tabla 5 se indica los valores del pickup y time dial de cada protección que se obtienen como resultado de la coordinación inicial del sistema.

Tabla 5. Ajustes para la coordinación inicial.

Relé	Pickup [As]	TMS	Tiempo [s]
<i>Alimentador 1:</i>			
R1	1.31	0.36	0.93
R2	1.31	0.25	0.6
R3	1.31	0.31	0.73
R4	1.31	0.22	0.55
R5	1.31	0.2	0.5
<i>Alimentador 2:</i>			
R6	1.31	0.37	0.88
R7	1.31	0.25	0.6
R8	1.31	0.29	0.69
R9	1.31	0.21	0.5
<i>Alimentador 3:</i>			
R10	1.31	0.37	0.88
R11	1.31	0.25	0.6
R12	1.31	0.29	0.69
R13	1.31	0.21	0.5

Para este estudio el valor del pickup es igual en todos los relés, debido a que el tipo de conductor es el mismo en todas los tramos de distribución del sistema, la relación de transformación del TC para cada protección es de 300/1 y se asignó un valor del 140% para la corriente de disparo, se ha utilizado el tipo de conductor NA2XSEY 3x120rm 8.7/15kV utilizado para redes soterradas (Anexo), el cual posee un valor de corriente máxima de carga de 280 A, entonces de acuerdo con la Ecuación 5 el pickup para cada protección es:

$$I_{Pickup} = \frac{I_s}{RTC} = \frac{1.4 * 280 A}{300} = 1.31$$

Por ultimo en las Figuras 6, 7 y 8 se puede observar la coordinación de cada alimentador representado por las curvas características de cada relé, cabe mencionar que para este sistema de protecciones se ha utilizado la curva característica normalmente inversa para cada relé.

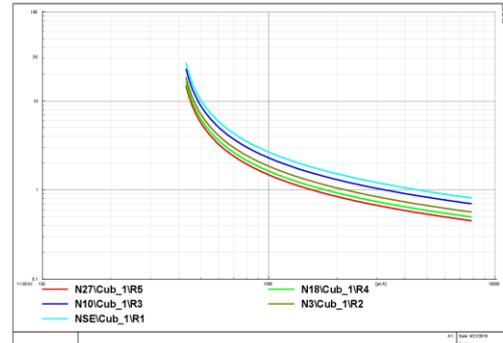


Figura 6. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 1.

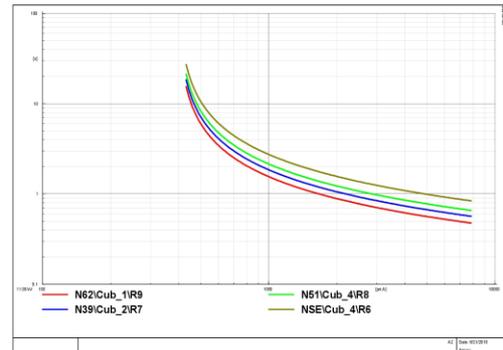


Figura 7. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 2.

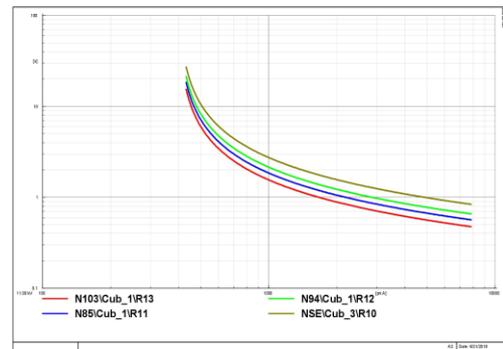


Figura 8. Coordinación inicial de protecciones para el alimentador 3.

4.2 Algoritmo para la coordinación automática

En esta sección se explica detalladamente el algoritmo utilizado para el cálculo de los parámetros de ajuste y coordinación del sistema de protecciones expuesto en la Tabla 4. Para esto se muestra las variables que fueron consideradas en la Tabla 6.

Tabla 6. Variables consideradas.

Nombre	Interpretación
<i>Conjuntos</i>	
D	Matriz que almacena los datos de línea
U	Vector que contiene la posición de cada relé
N_i	Vector que contiene los nodos de conexión i
N_j	Vector que contiene los nodos de conexión j
Z	Vector que contiene las impedancias de línea
A	Matriz dispersa de conectividad de las líneas
R	Vector con las rutas de conexión para la impedancia de falla
S	Matriz que contiene los resultados de ajuste
i	Numero de relés
<i>Parámetros</i>	
Z_i	Valor de impedancia de falla por cada relé
I_{cc_i}	Valor de la corriente de falla por cada relé
I_{s_i}	Valor de la corriente de disparo por cada relé
P_i	Valor de Pickup por cada relé
T_i	Valor del Dial por cada relé
$Tope_i$	Valor del tiempo de operación por cada relé
$Ipset_i$	Valor de Pickup por cada relé en PowerFactory
$Ipsetr_i$	Valor de Dial por cada relé en PowerFactory
<i>Variables de decisión</i>	
$outserv_i$	Si el relé queda fuera de servicio $\{0,1\}$

Una vez definidas cada una de las variables que han sido consideradas para el desarrollo del algoritmo, se lo explica mediante el siguiente pseudocódigo:

Tabla 7. Pseudocódigo para la coordinación automática.

Algoritmo en Matlab

Paso 1: Inicio.

Paso 2: Adquirir los datos de líneas en la matriz D .

Paso 3: Formar el vector U que contenga la ubicación de los relés.

Paso 4: Extraer N_i , N_j y Z de la matriz D .

Paso 5: Desconexión aleatoria de líneas.

Paso 6: Mediante N_i , N_j y Z crear A para el cambio de topología.

Paso 7: Encontrar los conjuntos de R para cada relé con A .

Paso 8: Calcular cada valor de Z_i en función de cada R .

Paso 9: Calcular cada valor de I_{cc_i} en función de cada Z_i .

Paso 10: Cálculo de los parámetros de ajuste y coordinación P_i y T_i .

$$P_i = \frac{I_{s_i}}{RTC}$$

$$Tope_i = \frac{0.14 * T_i}{\left(\frac{I_{cc_i}}{I_{s_i}}\right)^{0.02} - 1}$$

Paso 11: Generar S con los resultados del paso 9.

Algoritmo en DPL

Paso 12: Adquirir los resultados de S .

Paso 13: Condición para activar *outserv* si el valor de P_i o T_i es 0.

Paso 14: Reemplazar los datos de S en *Ipset* y *Ipsetr*.

Paso 15: Fin.

5. Casos de estudio

A continuación se describirá los resultados obtenidos por el algoritmo que se explicó previamente en 3 escenarios distintos, en los cuales se podrá apreciar una topología distinta por cada escenario debido a la desconexión de tramos de distribución y al mismo tiempo la conexión de los puntos de interconexión que se

mencionaron en la sección 4 y pueden ser apreciadas en la Figura 4. Para una mejor comprensión del cambio de topología se podrá comparar la configuración del sistema de cada escenario con la topología inicial de la red.

5.1 Escenario 1

Para el primer escenario el algoritmo en Matlab desconecta de forma aleatoria un tramo de la red de distribución en cada uno de los alimentadores. Los tramos que están fuera de servicio son:

- Alimentador 1: Tramo conectado entre los nodos 29 y 32.
- Alimentador 2: Tramo conectado entre los nodos 38 y 39.
- Alimentador 3: Tramo conectado entre los nodos 102 y 103.

Al quedar fuera de servicios dichas tramos provocan la desconexión de zonas no afectadas en cada uno de los alimentadores, estas zonas son:

- Zona 1: 6 tramos del alimentador 1 conectados entre los nodos 32 y 37.
- Zona 2: 11 tramos del alimentador 2 conectados entre los nodos 39 y 50.
- Zona 3: 9 tramos del alimentador 3 conectadas entre los nodos 103 y 112.

Simultáneamente a la desconexión de los tramos ya mencionados existió la conexión de tres puntos de interconexión los cuales son:

- Punto de interconexión entre los nodos 37 y 87: Conectando la zona 1 con el alimentador 3.
- Punto de interconexión entre los nodos 15 y 39: Conectado la zona 2 con el alimentador 1.
- Punto de interconexión entre los nodos 84 y 107: conectando la zona 3 con el alimentador 2.

Una vez determinados cada uno de los eventos de conexión y desconexión de los tramos, en las Figuras 9 y 13 se observa la nueva topología de la red que se obtuvo por medio del algoritmo en Matlab. Además en la Figura 13 también se muestra las diferentes rutas que toma el algoritmo para el cálculo de las impedancias de falla para cada uno de los relés.

Los valores de impedancia de falla son la suma de las impedancias de todos los tramos que se encuentren entre los nodos donde fueron ubicados cada uno de los relés y los nodos más distantes a ellos. Cabe resaltar que el valor entre cada nodo de la Figura 13 representa al valor de impedancia de cada tramo en el sistema, mientras que las líneas de color negro representan a los puntos de interconexión que unen las zonas desafectadas con los alimentadores.

Tabla 8. Ajustes del sistema de protección para el escenario 1.

<i>Relé</i>	<i>Pickup [As]</i>	<i>TMS</i>	<i>Tiempo [s]</i>
<i>Alimentador 1</i>			
<i>R1</i>	<i>1.31</i>	<i>0.38</i>	<i>0.9</i>
<i>R2</i>	<i>1.31</i>	<i>0.25</i>	<i>0.6</i>
<i>R3</i>	<i>1.31</i>	<i>0.3</i>	<i>0.75</i>
<i>R4</i>	<i>1.31</i>	<i>0.22</i>	<i>0.55</i>
<i>R5</i>	<i>1.31</i>	<i>0.2</i>	<i>0.5</i>
<i>Alimentador 2</i>			
<i>R6</i>	<i>1.31</i>	<i>0.38</i>	<i>0.88</i>
<i>R7</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-</i>
<i>R8</i>	<i>1.31</i>	<i>0.28</i>	<i>0.69</i>
<i>R9</i>	<i>1.31</i>	<i>0.2</i>	<i>0.5</i>
<i>Alimentador 3</i>			
<i>R10</i>	<i>1.31</i>	<i>0.3</i>	<i>0.72</i>
<i>R11</i>	<i>1.31</i>	<i>0.21</i>	<i>0.55</i>
<i>R12</i>	<i>1.31</i>	<i>0.2</i>	<i>0.5</i>
<i>R13</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-</i>

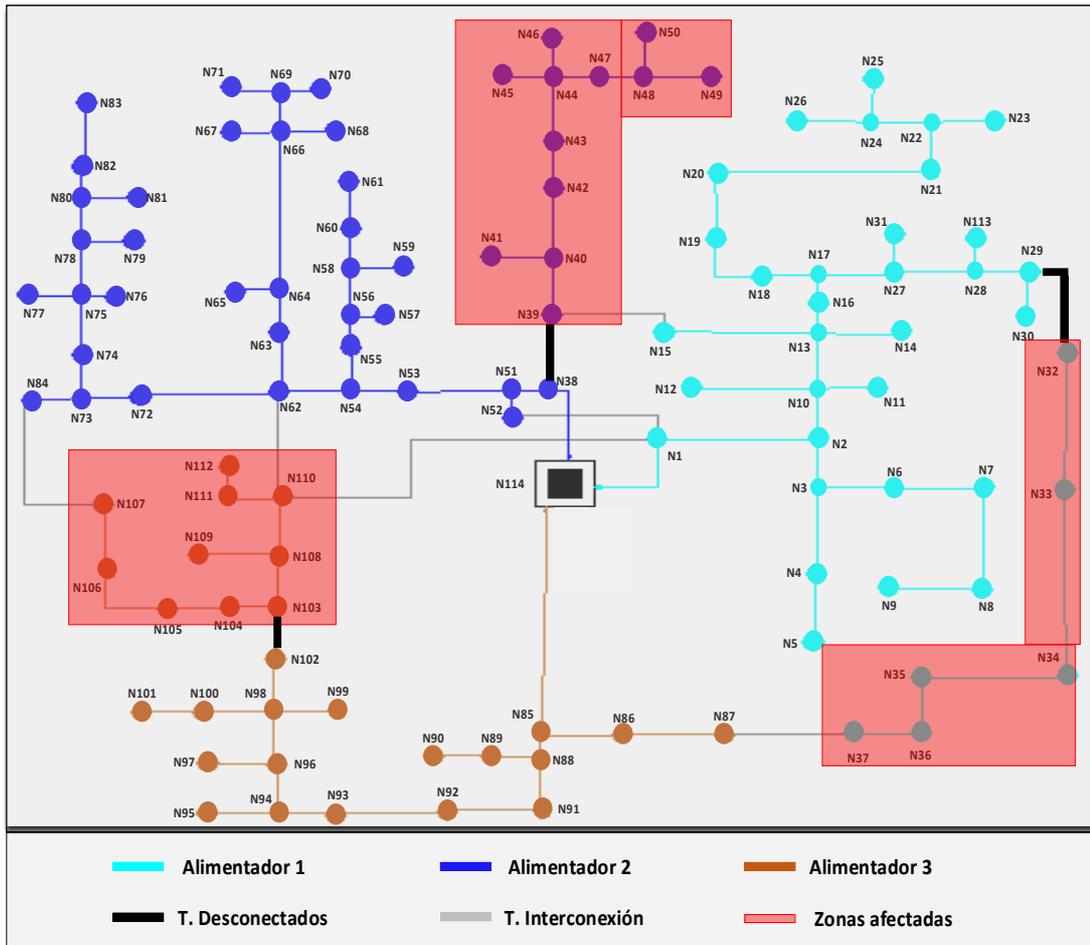


Figura 9. Topología del sistema de distribución para el escenario 1.

En el momento que se obtuvo la nueva topología y las impedancias de falla, se procede con el cálculo para las corrientes de cortocircuito lo cual dará paso al cálculo de los ajustes y coordinación de cada relé. Por lo tanto en la Tabla 8 se muestran los valores de pickup, dial y tiempos de operación de cada protección.

Para los casos de los relés 7 y 13, estos no poseen sus respectivos valores de ajustes debido a la pérdida de las líneas que fueron desconectadas.

Estos relés se encontraban aguas arriba de los nodos 39 y 103, al perder estos tramos el algoritmo asume que dichas protecciones también se pierden, por lo tanto se asigna un valor de 0 al pickup y dial de los relés 7 y 13. Para finalizar el algoritmo en DPL

toma los ajustes de la Tabla 8 y los reemplaza por los ajustes de las protecciones que se tenían inicialmente. Entonces las Figuras 10, 11 y 12 representan la nueva coordinación a partir de los ajustes establecidos en la Tabla 8 mediante curvas de tiempo inverso.

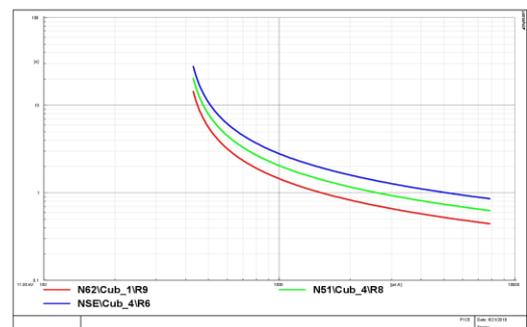


Figura 10. Coordinación para el alimentador 1 del escenario 1.

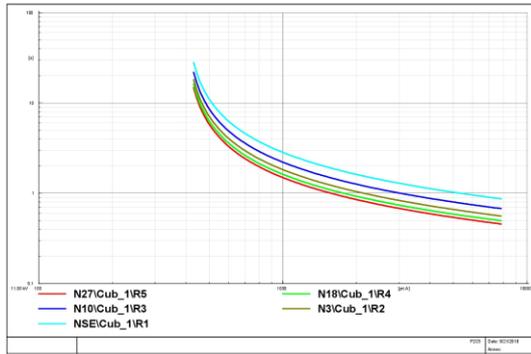


Figura 11. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 1.

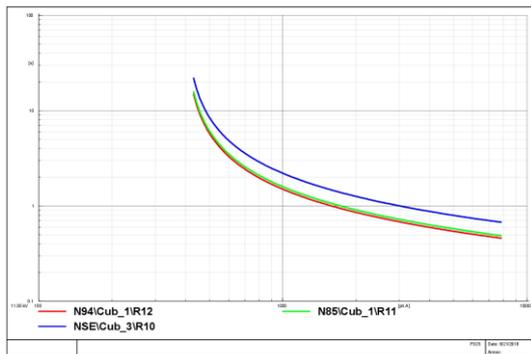


Figura 12. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 1.

5.2 Escenario 2

Para el segundo escenario el algoritmo en Matlab desconecta de forma aleatoria dos tramos del alimentador 1. Los tramos que están fuera de servicio son:

- Tramo conectado entre los nodos 28 y 29.
- Tramo conectado entre los nodos 114 y 1.

Al quedar fuera de servicio dichas tramos provocan la desconexión de zonas no afectadas en el alimentador 1, estas zonas son:

- Zona 1: 7 tramos del alimentador 1 conectados entre los nodos 29 y 37.
- Zona 2: 29 tramos del alimentador 1 conectados entre los nodos 1 y 28.

Simultáneamente a la desconexión de los tramos ya mencionados existió la conexión de dos puntos de interconexión los cuales son:

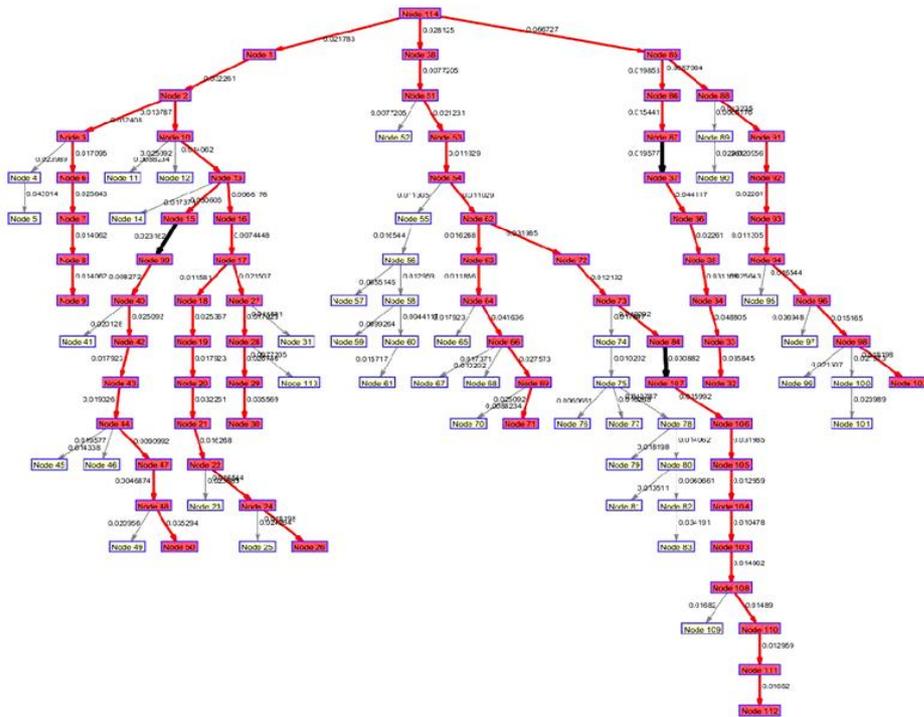


Figura 13. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 1.

- Punto de interconexión entre los nodos 37 y 87: Conectando la zona 1 con el alimentador 3.
- Punto de interconexión entre los nodos 1 y 52: Conectando la zona 2 con el alimentador 2.

Una vez encontrada la nueva topología para el escenario 2 la cual se puede observar en las Figuras 14 y 17 se procede de la misma forma que en el escenario 1, calculando las impedancias de falla para cada uno de los relés tomando en cuenta el nodo de su ubicación el cual no varía y el nodo más distante a cada uno de ellos. Dichos nodos si pueden variar con respecto a los del escenario 1, ya que la impedancia de falla varía según la topología o configuración de la red, por lo cual las corrientes de cortocircuito también cambiarían y a su vez los valores de pickup y time dial de cada protección cambiarían si se toma como referencia al del caso inicial o el escenario 1.

En la Tabla 9 se encuentran los valores de ajuste para cada protección del escenario 2.

Tabla 9. Ajustes del sistema de protección para el escenario 2.

Relé	Pickup [As]	TMS	Tiempo [s]
Alimentador 1			
R1	0	0	-
Alimentador 2			
R2	1.31	0.24	0.6
R3	1.31	0.3	0.73
R4	1.31	0.22	0.55
R5	1.31	0.2	0.5
R6	1.31	0.47	1.09
R7	1.31	0.23	0.57
R8	1.31	0.38	0.92
R9	1.31	0.21	0.53
Alimentador 3			
R10	1.31	0.42	1.02
R11	1.31	0.17	0.45
R12	1.31	0.34	0.83
R13	1.31	0.26	0.65

Para el escenario 2 al descontarse el tramo entre los nodos 114 y 1, el relé 1 queda fuera de servicio y al mismo tiempo la zona 1 que representa casi la totalidad de alimentador 1 pasa a ser

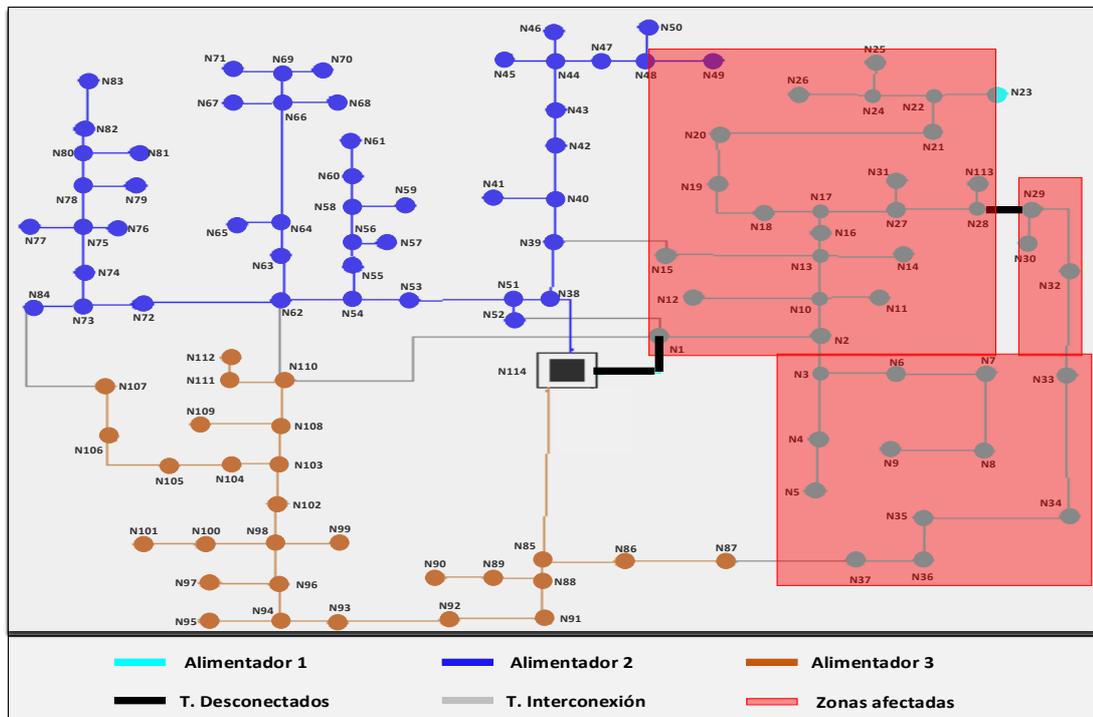


Figura 14. Topología del sistema de distribución para el escenario 2.

parte del alimentador 2 por medio del punto de interconexión entre los nodos 1 y 52. Por lo tanto los relés 2, 3, 4 y 5 que inicialmente protegían al alimentador 1 pasan a formar parte del alimentador 2. Por último las Figuras 15 y 16 representan la nueva coordinación a partir de los ajustes establecidos en la Tabla 9 mediante curvas de tiempo inverso.

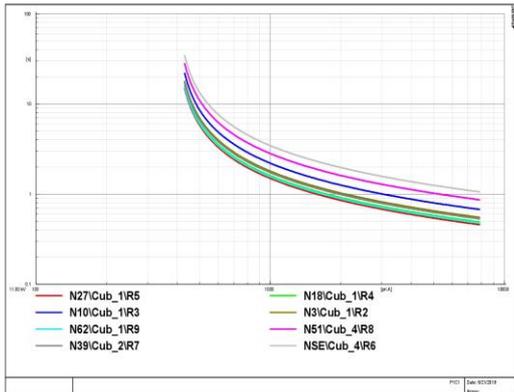


Figura 15. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 2.

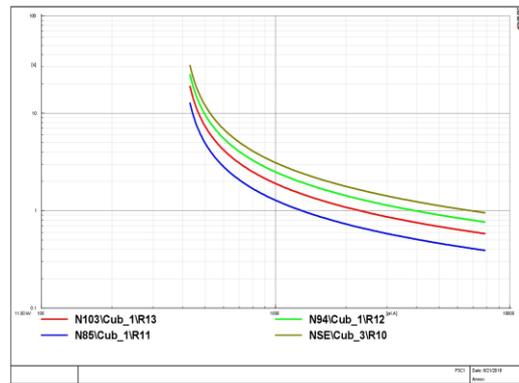


Figura 16. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 2.

5.3 Escenario 3

Para este escenario el algoritmo en Matlab desconecta de forma aleatoria dos tramos del alimentador 3. Los tramos que están fuera de servicio son:

- Tramos conectados entre los nodos 94 y 96.
- Tramos conectados entre los nodos 103 y 104.

Al quedar fuera de servicio dichos tramos provocan la desconexión de zonas no afectadas en el alimentador 3, estas zonas son:

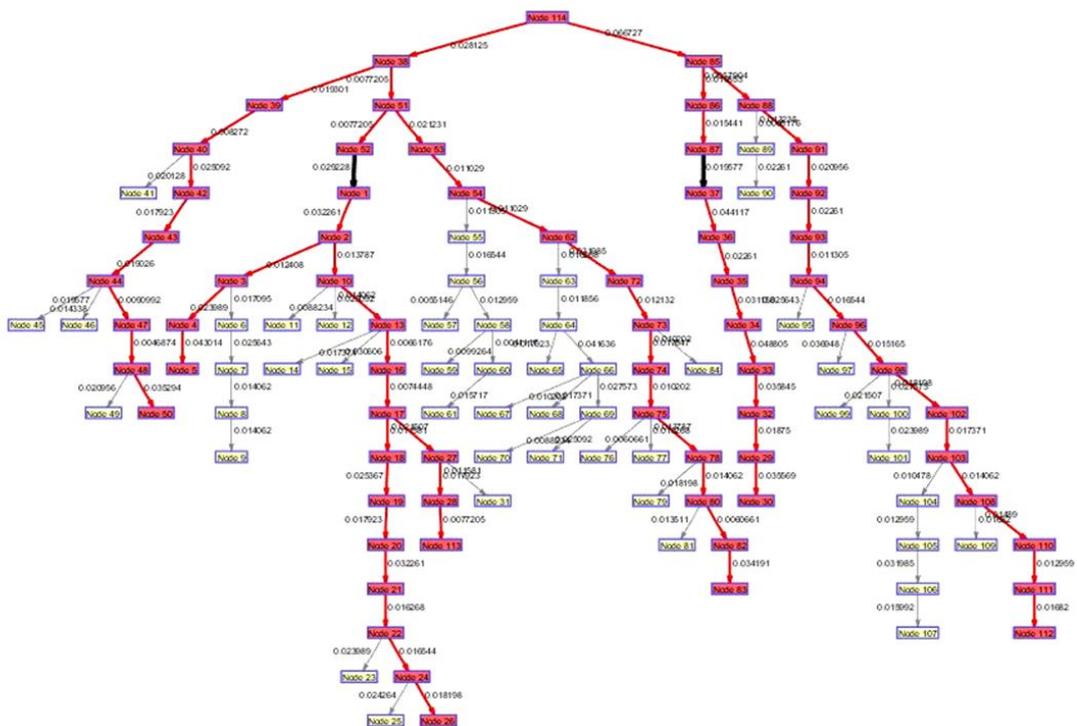


Figura 17. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 2.

- Zona 1: 3 tramos del alimentador 3 conectados entre los nodos 104 y 107.
- Zona 2: 12 tramos del alimentador 3 conectadas entre los nodos 96 y 112.

Simultáneamente a la desconexión de los tramos ya mencionados existió la conexión de dos puntos de interconexión las cuales son:

- Punto de interconexión entre los nodos 84 y 107: Conectando la zona 1 con el alimentador 2.
- Punto de interconexión entre los nodos 1 y 110: Conectando la zona 2 con el alimentador 1.

Por lo cual la topología para el escenario 3 se muestra en las Figuras 18 y 21, el resultado de los ajustes se encuentran en la Tabla 10 y la coordinación del sistema de protección

representado con las curvas de tiempo inverso se encuentran en las Figuras 19, 20 y 22.

Tabla 10. Ajustes del sistema de protección para el escenario 3.

Relé	Pickup [As]	TMS	Tiempo [s]
Alimentador 1			
R1	1.31	0.41	0.98
R2	1.31	0.23	0.55
R3	1.31	0.32	0.77
R4	1.31	0.24	0.6
R5	1.31	0.19	0.5
R13	1.31	0.26	0.65
Alimentador 2			
R6	1.31	0.37	0.86
R7	1.31	0.24	0.6
R8	1.31	0.28	0.68
R9	1.31	0.20	0.5
Alimentador 3			
R10	1.31	0.31	0.76
R11	1.31	0.23	0.55
R12	1.31	0.20	0.5

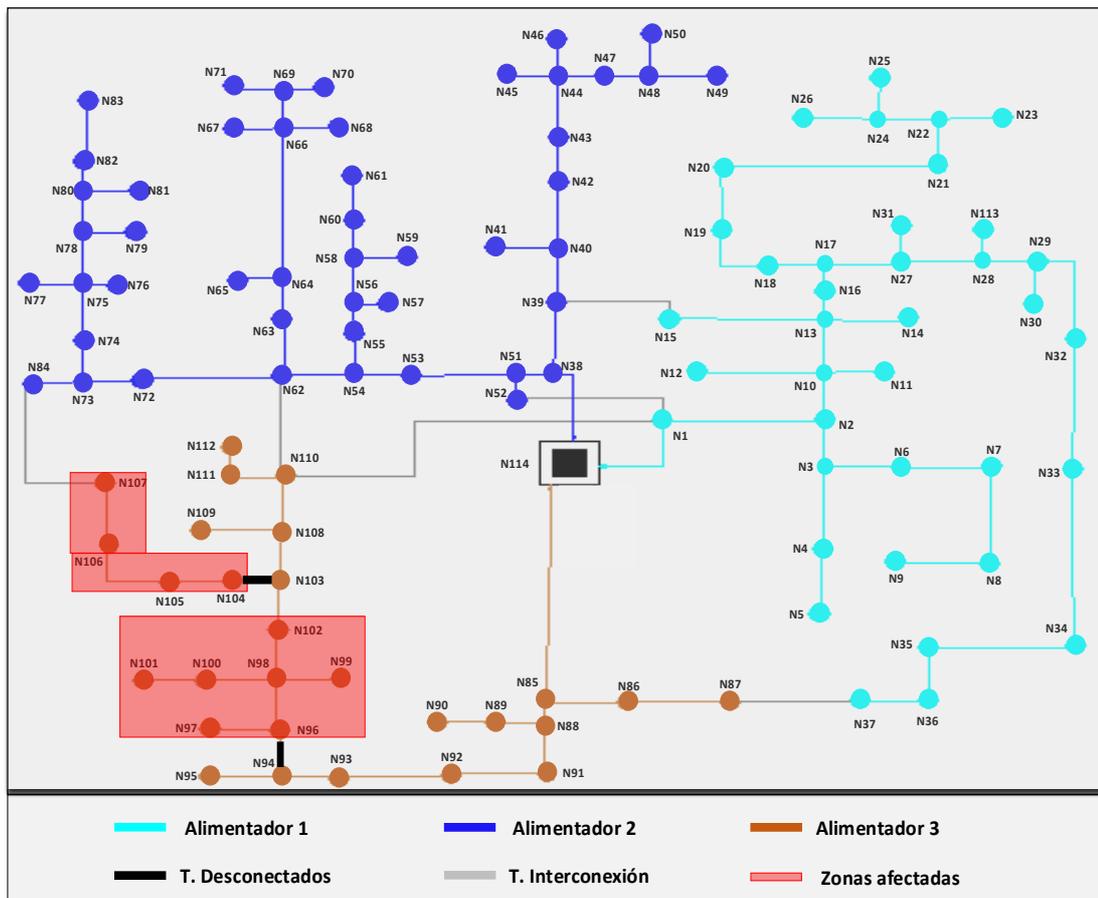


Figura 18. Topología del sistema de distribución para el escenario 3

Como ocurrió en el escenario 2 con los rele 2, 3, 4 y 5, esta vez el rele 13 pasa a ser parte del alimentador 1 debido a la conexión de la zona 2 por parte de la línea de interconexión entre los nodos 1 y 110.

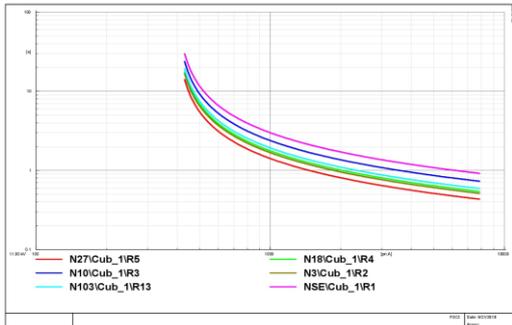


Figura 19. Coordinación para el alimentador 1 del escenario 3.

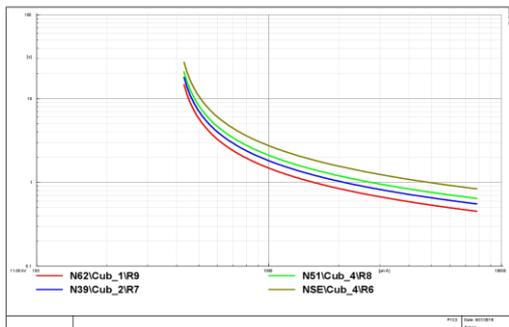


Figura 20. Coordinación para el alimentador 2 del escenario 3.

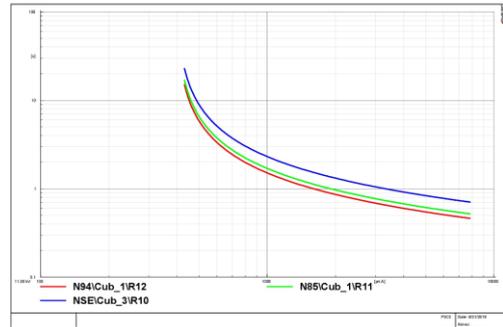


Figura 22. Coordinación para el alimentador 3 del escenario 3.

6. Análisis de resultados

Configuración del sistema de protección

Del mismo modo que el sistema de distribución cambia su topología en cada escenario debido a la conexión y desconexión de tramos, la configuración del sistema de protecciones también se puede ver afectado. En la Tabla 11 se aprecia el cambio que sufre el sistema de protección de cada alimentador según el cambio de topología en cada escenario.

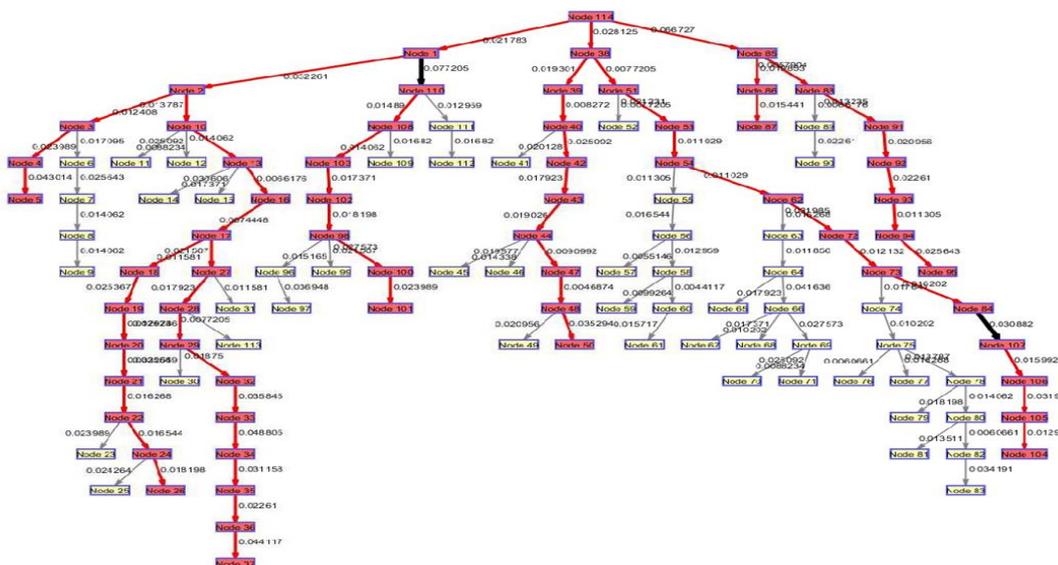


Figura 21. Topología del sistema de distribución obtenida en Matlab para el escenario 3.

Pickup

Este parámetro no cambia debido a que se mantiene constante solo para este caso en particular por los motivos ya mencionados en la sección 4.1, por lo tanto este valor se mantiene en 1.31.

TMS

En el ajuste de tiempo de disparo o Time Dial se puede observar fácilmente su variación en las Tablas 8, 9 y 10 en cada caso con respecto a la coordinación del sistema inicial, debido a los diferentes valores de corrientes de cortocircuito que se calculan en cada escenario mientras cambia la topología. Además se puede observar que este parámetro incrementa su magnitud en los relés más cercanos a la fuente garantizando de esta forma selectividad al sistema de protecciones.

Tiempo de operación

Como se indicó en la sección 3.1, la característica de velocidad en los sistemas de protección está relacionada con la selectividad, por lo tanto en este caso se prioriza la característica de selectividad al ser un sistema radial,

por lo que se descuida un poco los tiempos de operación de cada relé. Estos tiempos varían entre los 0.45 s y 1.09 s.

7. Conclusiones

El algoritmo propuesto corresponde a un problema de ajuste y coordinación para protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso, el cual calcula los parámetros de ajuste bajo los modelos de tiempo y corriente característicos a cada protección, garantizando de esta forma una total coordinación en todo el sistema de protección, por lo tanto bajo este contexto y considerando los resultados entregados en cada uno de los escenarios, se concluye que el algoritmo cumple y satisface con el objetivo planteado en un principio.

Este algoritmo posee gran flexibilidad en los cálculos requeridos, debido a que puede evaluar distintos tipos de curva, impedancias y corrientes de falla como también los parámetros de ajuste para n cantidad de relés, debido al hecho que se adapta a los cambios de topología, al cual se puede ver afectado el sistema de distribución inicial.

Tabla 11. Comparación de la configuración del sistema de protecciones para cada caso.

Relé	Inicial			Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3	A1	A2	A3
R1	X			X			-	-	-	X		
R2	X			X				X		X		
R3	X			X				X		X		
R4	X			X				X		X		
R5	X			X				X		X		
R6		X			X			X			X	
R7		X		-	-	-		X			X	
R8		X			X			X			X	
R9		X			X			X			X	
R10			X			X			X			X
R11			X			X			X			X
R12			X			X			X			X
R13			X	-	-	-			X	X		

Cuando un sistema de distribución afronta eventos catastróficos se ven expuestos a múltiples fallas o daños de diferente tipo, uno de los más problemáticos es el cambio que sufre la configuración del sistema, por lo tanto el beneficio que se puede obtener de este estudio es la velocidad, facilidad y flexibilidad con lo cual se puede configurar de forma remota los nuevos ajustes de coordinación para los relés que operan en el resto de zonas no afectadas y al mismo tiempo mantener de forma segura la operación del nuevo sistema de distribución.

La relación que existe entre las características de selectividad, sensibilidad y velocidad es de gran importancia para la coordinación de protecciones de sobrecorriente, para este estudio se estableció como prioridad la selectividad por lo que se tiene un sistema de tipo radial, como consecuencia de esto se aumentó la velocidad de actuación de cada relé, pero también se vio afectada la sensibilidad para la detección de fallas, debido al porcentaje seleccionado para el cálculo de la corriente de disparo, por lo tanto si la corriente de disparo aumenta el valor del dial y el tiempo de operación disminuyen, provocando un ajuste de selectividad y velocidad menor. Posterior a esto se aumenta la velocidad de actuación por medio del tiempo de coordinación seleccionado, con el fin de garantizar la selectividad del sistema de protección.

8. Referencias

- [1] Z. Bie, Y. Lin, G. Li, and F. Li, "Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1253–1266, 2017.
- [2] W. Yuan *et al.*, "Robust Optimization Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters," *Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2012.
- [3] T. Amraee and H. Saberi, "Controlled islanding using transmission switching and load shedding for enhancing power grid resilience," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 135–143, 2017.
- [4] B. Oral and F. Dönmez, "The impacts of natural disasters on power systems: Anatomy of the marmara earthquake blackout," *Acta Polytech. Hungarica*, vol. 7, no. 2, pp. 107–118, 2010.
- [5] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, and R. Baldick, "Research on Resilience of Power Systems under Natural Disasters - A Review," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, 2016.
- [6] Y. Fang and G. Sansavini, "Optimizing power system investments and resilience against attacks," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 159, pp. 161–173, 2017.
- [7] B. Li, R. Roche, and A. Miraoui, "A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening," *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [8] Y. Tang and R. Ayyanar, "Methodology of Automated Protection Analysis for Large Distribution Feeders With High Penetration of Photovoltaic Systems," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–9, 2017.
- [9] V. C. Nikolaidis, A. M. Tsimtsios, and A. S. Safigianni, "Investigating particularities of infeed and fault resistance effect on distance relays protecting radial distribution feeders with

- DG,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 11301–11312, 2018.
- [10] P. Mehta and V. Makwana, “Modelling of Overcurrent Relay with Inverse Characteristics for Radial Feeder Protection using Graphical User Interface,” *Intell. Comput. Instrum. Control Technol. (ICICT)*, 2017 *Int. Conf.*, vol. 1, no. 978-1-5090-6106-8, pp. 74–79, 2017.
- [11] A. Valenzuela, I. Montalvo, and C. Barrera-singaña, “Electrical Vehicle: Facing Future Challenges in Quito,” *Innov. Smart Grid Technol. Conf. - Lat. Am. (ISGT Lat. Am. 2017 IEEE PES)*, no. 978-1-5386-3312-0, p. 6, 2017.
- [12] M. Meskin, A. Domijan, and I. Grinberg, “Optimal co-ordination of overcurrent relays in the interconnected power systems using break points,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 53–63, 2015.
- [13] R. Mohammadi, H. A. Abyaneh, H. M. Rudsari, S. H. Fathi, and H. Rastegar, “Overcurrent relays coordination considering the priority of constraints,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1927–1938, 2011.
- [14] J. Li, X. Y. Ma, C. C. Liu, and K. P. Schneider, “Distribution system restoration with microgrids using spanning tree search,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3021–3029, 2014.
- [15] Y. Lu and J. L. Chung, “Detecting and solving the coordination curve intersection problem of overcurrent relays in subtransmission systems with a new method,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 95, pp. 19–27, 2013.
- [16] A. Ahmarinejad, S. M. Hasanpour, M. Babaei, and M. Tabrizian, “Optimal Overcurrent Relays Coordination in Microgrid Using Cuckoo Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 100, no. September, pp. 280–286, 2016.
- [17] L. H. Chen, “Overcurrent protection for distribution feeders with renewable generation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 84, pp. 202–213, 2017.
- [18] A. R. Haron, A. Mohamed, and H. Shareef, “Coordination of Overcurrent, Directional and Differential Relays for the Protection of Microgrid System,” *Procedia Technol.*, vol. 11, no. Iccci, pp. 366–373, 2013.
- [19] C. Zapata and G. Mejía, “Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal,” *Sci. Tech.*, vol. 22, p. 6, 2003.
- [20] O. Arreola Soria, A. Conde Enríquez, and O. Chacón Mondragón, “Analysis of the operation of overcurrent relays using computing resources,” *DYNA Energ. y sostenibilidad*, vol. 1, no. <http://dx.doi.org/10.6036/ES1013>, pp. 1–13, 2012.
- [21] G. Eulate Choque and D. Celis Laguna, “algoritmos genéticos en redes radiales de distribución.”
- [22] N. Rezaei, M. L. Othman, N. Izzri, A. Wahab, and H. Hizam, “Coordination of Overcurrent Relays Protection Systems for Wind Power Plants,” 2014 *IEEE Int. Conf. Power Energy Coord.*, vol. 2, no. 8, pp. 394–399, 2014.
- [23] J. V. H. Sanderson, *IEEE Recommended Practice for Protection and Co-ordination of*

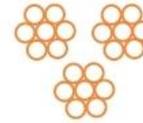
Industrial and Commercial Power Systems, vol. 3, no. 2. 1989.

- [24] IEEE, "IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays," *IEEE Std C37.112-1996*, vol. 14, no. 3, p. i-, 1997.
- [25] R. Tamasco Amador, *Protecciones electricas*. 2007.
- [26] L. Garcia Antonio, "Modelado y aplicación de relevadores digitales (distancia y sobrecorriente) utilizando el algoritmo de minimos errores cuadrados," 2007.

9. Anexo

N2XSEY, NA2XSEY, N2XSE2Y, NA2XSE2Y

Cu or Al triple-core cables with insulation XLPE and PVC or PE
 Rated Voltage: U₀/U - 3.6/6; 6/10; 8.7/15; 12/20; 18/30; 20/35; 20.8/36kV;
 Standard: VDE 0276/HD620.S2; IEC 60502-2



Application

For installation in ground, in water, outdoors, indoors and in cable ducts for power stations, industry, and distribution networks. The good installation properties of this cable make installation easy, even on difficult routes. Acc. to VDE 0276-603 cables with PVC sheath must be protected against direct sun irradiation and cables with PE sheath with high mechanical durability of the PE-sheath permits strong mechanical stress during installation or during operation.

Technical Data:

Conductor resistance at 20°C	according to VDE 0295 and IEC 60228 class 2	
Core temperature, max	90 °C in continuous operation	
Max. short circuit temperature	250 °C, not more than 5 sec	
Overload temperature	130°C /100h per year max.	
Highest system voltage, U _{max}	3.6/6 kV = max. 7.2 kV	
	6/10 kV = max. 12 kV	
	8.7/15 kV = max. 17.5 kV	
	12/20 kV = max. 24 kV	
	18/30 kV = max. 36 kV	
Test voltage = 3.5U ₀ (IEC 60502-2)	6/10 kV = 21 kV	
	8.7/15 kV = 30.45 kV	
	12/20 kV = 42 kV	
	18/30 kV = 63 kV	
AC (50Hz) - 5 min	20/35 kV = 70kV	
	20.8/36 kV = 72.8 kV	
	Level of partial discharge at 2*U ₀ :	no more than 2pC
	Bending radius, min	15xD _{cab}
Temperature of laying	no less than - 5 °C	
Dielectric factor of losses, 50 Hz	at 20°C, (0.8-3)×10 ⁻⁴	
Spec. volume insulation resistance	at 20°C, min 10 ¹⁵ Ω x cm	
Intensity of electric field:	max. 6.9-5.3 kV/mm	
	Tests:	according to IEC 60502-2 or DIN VDE 0276-620
Force of strain in laying, N _{max}	Al cores - 30°S°n	
	Cu cores - 50°S°n	
	where: S is cross section of cores in mm ² n - cross section of cores	

Cable Structure:

Conductor:	Cu or Al stranded compacted, according to IEC 60228 and VDE 0295 class 2
Inner semi-conductive layer:	semi-conductive XLPE compound around conductor
Insulation:	XLPE compound XLPE as per DIN VDE 0276-620 part 1.
Outer semi-conductive layer:	semi-conductive XLPE compound around insulation
Wrapping:	Semi-conductive tape helicoidally wrapped
Metal screen:	Cu wires concentrically laid and one contact of Cu tape with min. thickness of 0.15mm over each core
Optional metal screen:	Overlapping one or two Cu tapes
Core arrangement:	screened cores are laid-up
Inner sheath:	PVC applied around the laid-up cores
PE Sheath:	PE compound type ST7 according to IEC 60502-2
PVC Sheath:	type DMP 2 according to VDE 0276, black color
	PVC mass type DMV6, red (or black) color

Available constructions:

	Cu cores	Al cores
6/10 kV	3x(35 - 300)mm ²	3x(35 - 300)mm ²
12/20 kV	3x(35 - 185)mm ²	3x(35 - 185)mm ²
18/30 kV	3x(35 - 120)mm ²	3x(35 - 120)mm ²
20/35 kV	3x(35 - 120)mm ²	3x(35 - 120)mm ²
Standard Cross section of metallic screen for conductor sizes:		
	from 25mm ² to 120mm ²	16mm ²
	from 150mm ² to 300mm ²	25mm ²
	from 400mm ² to 630mm ²	35mm ²

Construction data: N2XSEY, NA2XSEY							
Number of cores x Nominal Cross Section No x mm ²	Nominal insulation thickness mm	Nominal sheath thickness mm	Overall Diameter (Approx.) max. mm	Cu weight (Approx.) kg/km	Al weight (Approx.) kg/km	Total Weight (Approx.) kg/km	Packing: Cable coil or Drum m or N°/m
N2XSEY 6/10kV							
3x50RM/16	3.4	2.5	48	1774	-	3650	24/1000
3x70RM/16	3.4	2.7	53	2380	-	4640	20/500
3x95RM/16	3.4	2.8	57	3132	-	5580	22/500
3x120RM/16	3.4	2.9	60	3877	-	6540	24/500
3x150RM/25	3.4	3.0	63	4768	-	7720	24/500
3x185RM/25	3.4	3.2	67	5808	-	9040	24/500
3x240RM/25	3.4	3.4	74	7424	-	11290	22/250
3x300RM/25	3.4	3.4	77	9203	-	13340	24/250
NA2XSEY 6/10kV							
3x50RM/16	3.4	2.5	48	297	435	2680	24/1000
3x70RM/16	3.4	2.7	53	330	609	3270	20/500
3x95RM/16	3.4	2.8	57	357	827	3730	22/500
3x120RM/16	3.4	2.9	60	378	1044	4200	24/500
3x150RM/25	3.4	3.0	63	406	1305	4840	24/500
3x185RM/25	3.4	3.2	67	428	1610	5440	24/500
3x240RM/25	3.4	3.4	74	474	2038	6550	22/250
3x300RM/25	3.4	3.4	77	502	2610	7500	24/250

Standard shape of conductor



RM - class 2 conductor acc. to IEC 60228 and VDE 0295



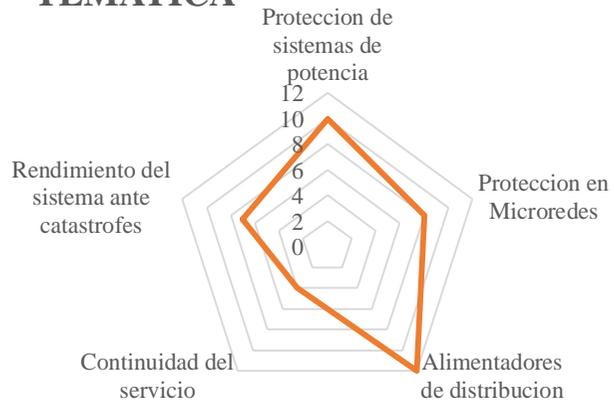
Cable Factory FKN | 2012

10. Matriz de estado del arte

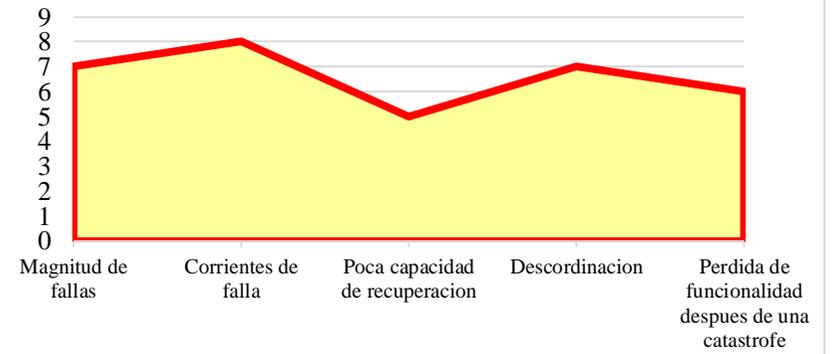
ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA									
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	Protección de sistemas de potencia	Protección en Microredes	Alimentadores de distribución	Continuidad del servicio	Rendimiento del sistema ante catástrofes	Magnitud de fallas	Corrientes de falla	Poca capacidad de recuperación	Descoordinación	Pérdida de funcionalidad después de una catástrofe	Flujo de carga	Potencia de generación	Configuración del sistema	Parámetros de ajuste	Curvas de tiempo inverso	Estabilidad de frecuencia	Generación renovable o distribuida	Metodología IEC o ANSI	Métodos de optimización	Tiempo de operación del relé de protección	Paso de coordinación	División en zonas de protección	Operaciones de conmutación
1	2017	Battling the Extreme: A Study on the Power System Resilience		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>								
2	2012	Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>								<input type="checkbox"/>
3	2017	Controlled islanding using transmission switching and load shedding for enhancing power grid resilience				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2010	The Impacts of Natural Disasters on Power Systems: Anatomy of the Marmara Earthquake Blackout					<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>		
5	2016	Research on Resilience of Power Systems Under Natural Disasters—A Review					<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2017	Optimizing Power System Investments and Resilience against Attacks	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2017	A temporal-spatial natural disaster model for power system resilience improvement using DG and lines hardening					<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			
8	2017	Methodology of Automated Protection Analysis for Large Distribution Feeders With High Penetration of Photovoltaic Systems	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>		
9	2018	Investigating Particularities of Infeed and Fault Resistance Effect on Distance Relays Protecting Radial Distribution Feeders With DG			<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		

10	2017	Modelling of Overcurrent Relay with Inverse Characteristics for Radial Feeder Protection using Graphical User Interface	<input type="checkbox"/>																						
11	2017	Electrical Vehicle: Facing Future Challenges in Quito	<input type="checkbox"/>																						
12	2015	Optimal co-ordination of overcurrent relays in the interconnected power systems using break points	<input type="checkbox"/>																						
13	2011	Overcurrent Relays Coordination Considering the Priority of Constraints	<input type="checkbox"/>																						
14	2014	Distribution System Restoration With Microgrids Using Spanning Tree Search	<input type="checkbox"/>																						
15	2013	Detecting and solving the coordination curve intersection problem of overcurrent relays in subtransmission systems with a new method	<input type="checkbox"/>																						
16	2016	Optimal Overcurrent Relays Coordination in Microgrid Using Cuckoo Algorithm	<input type="checkbox"/>																						
17	2017	Overcurrent protection for distribution feeders with renewable generation	<input type="checkbox"/>																						
18	2013	Coordination of Overcurrent, Directional and Differential Relays for the Protection of Microgrid System	<input type="checkbox"/>																						
19	2003	Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal	<input type="checkbox"/>																						
20	2012	Análisis de la operación de relés de sobrecorriente mediante recursos computacionales	<input type="checkbox"/>																						
21	2012	Coordinación de relés de sobrecorriente mediante el uso de algoritmos genéticos en redes radiales de distribución	<input type="checkbox"/>																						
22	2014	Coordination of Overcurrent Relays Protection Systems for Wind Power Plants	<input type="checkbox"/>																						
23	1989	IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems	<input type="checkbox"/>																						
24	1997	IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays	<input type="checkbox"/>																						
25	2007	Protecciones eléctricas	<input type="checkbox"/>																						
26	2007	Modelado y aplicación de relevadores digitales (distancia y sobrecorriente) utilizando el algoritmo de mínimos errores cuadrados	<input type="checkbox"/>																						
			10	8	12	4	7	7	8	6	7	6	6	4	10	12	6	11	6	10	9	10	6	8	6

TEMATICA



FORMULACIÓN DEL PROBLEMA



SOLUCIÓN DADA MEDIANTE

