

**EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE RECONECTADOR – FUSIBLE  
DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN EMERGENTE**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:  
EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE RECONECTADOR – FUSIBLE  
DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN EMERGENTE**

**AUTOR:  
JOSHUA DAVID GODOY CÁRDENAS**

**DIRECTOR:  
ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN**

**Quito, Diciembre 2019**

Joshua David Godoy Cárdenas

**EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE RECONECTADOR – FUSIBLE  
DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN EMERGENTE**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Joshua David Godoy Cárdenas** (Y'1988).

Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa Pedro pablo Borja N.1 de la ciudad de Quito. Se graduó de Tecnólogo en Electromecánica en la Escuela Politécnica Nacional en octubre 2012. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de coordinación de protecciones en sistemas de distribución. [jgodoyc@est.ups.edu.ec](mailto:jgodoyc@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Alex David Valenzuela Santillán** (Y'1989).

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](mailto: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**

©2019 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 *Evaluación de la coordinación de reconector – fusible debido a la interconexión de generación emergente* realizado por Joshua David Godoy Cárdenas, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., Diciembre de 2019



Alex David Valenzuela Santillán  
C.C.: 172184864-4

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Joshua David Godoy Cárdenas, con documento de identificación N° 172009535-3, 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: “Evaluación de la coordinación de reconectador – fusible debido a la interconexión de generación emergente”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: , 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.

Quito D.M., Diciembre de 2019

  
.....  
Joshua David Godoy Cárdenas  
C.C.: 172009535-3

## 1. ÍNDICE GENERAL

1. Introducción .....	2
2. Sistemas de distribución eléctrica .....	3
2.1 Generación emergente o distribuida.....	4
2.2 Coordinación de protecciones .....	4
2.2.1 Sensibilidad:.....	5
2.2.2 Selectividad:.....	5
2.2.3 Velocidad: .....	5
2.2.4 Confiabilidad: .....	5
2.2.5 Costo: .....	5
2.3 Reconectores .....	5
2.4 Fusibles .....	6
2.4.1 Fusible tipo H: .....	6
2.4.2 Fusible tipo K: .....	6
2.4.3 Fusible tipo T:.....	6
2.4.4 Fusible tipo Dual:.....	6
2.5 Coordinación reconector - fusible .....	7
2.5.1 Fusible del lado de la alimentación: .....	7
2.5.2 Fusible del lado de la carga del reconector: .....	7
2.6 Coordinación fusible - fusible.....	7
2.6.3 Método por constante.....	8
3. Planteamiento del problema.....	9
4. Análisis y Resultados .....	11
4.1 Caso de estudio 1 .....	11
4.2 Caso de estudio 1 con generación emergente .....	14
4.3 Caso de estudio 2: condición inicial.....	18
4.4 Caso de estudio 2 con generación emergente. ....	19
5. Conclusiones .....	22
6. Trabajos futuros .....	23
7. Referencias .....	23

8. Anexos .....	26
8.1. Estado del Arte.....	26
8.2 Anexo 1 - Datos iniciales Caso 1 .....	30
8.3 Anexo 2 - Flujo de potencia inicial caso 1 .....	31
8.4 Anexo 3 - Datos iniciales Caso 2 .....	32
8.5 Anexo 4 - Flujo de potencia inicial caso 2.....	33

## 2. INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Curva tiempo-corriente reconectador simulado en Etap. ....	7
Figura 2. Esquema coordinación fusible-reconectador.....	7
Figura 3. Esquema coordinación reconectador-fusible.....	7
Figura 4. Curva tiempo-corriente fusible-fusible simulado en Etap.....	8
Figura 5. Sistema de distribución de 34 nodos. ....	11
Figura 6. Pérdidas de potencia caso I.....	12
Figura 7. Resultados de análisis de cortocircuito caso 1 inicial.....	12
Figura 8. Ramal de distribución 1.....	13
Figura 9. Coordinación de protecciones ramal de distribución 1 simulado en Etap.....	13
Figura 10. Ramal de distribución 2.....	13
Figura 11. Coordinación de protecciones ramal de distribución 2 simulado en ETAP. .	13
Figura 12. Ramal de distribución 3.....	14
Figura 13. Coordinación de protecciones ramal de distribución 3 simulado en Etap.....	14
Figura 14. Ubicación de generación emergente.....	15
Figura 15. Comparativa de pérdidas de potencia entres casos.....	15
Figura 16. Comparativa de falla trifásica entres 2 casos.....	15
Figura 17. Red de distribución simulada con generación emergente en Etap. ....	16
Figura 18. Coordinación de protecciones ramal de distribución 1 simulado en ETAP. .	16
Figura 19. Coordinación de protecciones ramal de distribución 2 simulado en Etap.....	16
Figura 20. Coordinación de protecciones ramal de distribución 3 simulado en Etap.....	17
Figura 21. Sistema de distribución Caso 2.....	18
Figura 22. Pérdidas del flujo de potencia inicial.....	18
Figura 23. Coordinación de protecciones Caso 2-Ramal 1 simulado en Etap. ....	19

Figura 24. Coordinación de protecciones Caso 2-Ramal 2 simulado en Etap. ....	19
Figura 25. Ubicación de generación emergente Caso 2. ....	19
Figura 26. Comparativa de pérdidas de potencia entres casos. ....	20
Figura 27. Gráfica comparativa de corriente de cortocircuito trifásico del Caso 2. ....	20
Figura 28. Gráfica comparativa de corriente del Caso 2. ....	20
Figura 29. Coordinación de protecciones Caso 2-Ramal 1 con generación emergente simulado en ETAP. ....	21
Figura 30. Coordinación de protecciones Caso 2 – Ramal 2 con generación emergente simulado en Etap. ....	22

### **3. ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Tabla de variables del pseudocódigo. ....	9
Tabla 2. Pseudocódigo .....	10
Tabla 3. Secuencia de operación Barra 24. ....	17
Tabla 4. Secuencia de operación Barra 15. ....	19
Tabla 5. Secuencia de operación Barra 7 con generación. ....	21
Tabla 6. Secuencia de operación Barra 15 con generación. ....	22

### **4. ÍNDICE DE ANEXOS**

Anexo 1. Datos iniciales Caso 1	
Anexo 2. Flujo de potencia inicial Caso 1	
Anexo 3. Datos iniciales Caso 2	
Anexo 4. Flujo de potencia inicial Caso 2	

# EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE RECONECTADOR – FUSIBLE DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN EMERGENTE

## Resumen

El artículo realiza la evaluación de la coordinación de reconectador –fusible debido a la interconexión de generación emergente, dado que en los sistemas de distribución al existir el ingreso de generación se produce cambios en las corrientes de flujo de potencia y de cortocircuito teniendo como resultado que las protecciones no coordinen de manera selectiva y eficaz.

El análisis de los dos casos de sistemas de distribución es realizado para determinar el funcionamiento inicial tanto del flujo de potencia, así como la coordinación de protecciones.

Con los resultados de los casos iniciales, se procede a la ubicación óptima de los generadores emergentes, tomando como parámetro principal la minimización de pérdidas de potencia debido a los elementos y la estructura del sistema aplicando métodos meta heurísticos, la misma que es resuelta mediante el programa MATLAB y posteriormente se actualiza los estudios eléctricos de flujo de potencia, análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones por medio del software ETAP y se realiza la evaluación de la coordinación de protecciones y las soluciones para mejorar el sistema para que sea capaz de funcionar en los dos escenarios propuestos.

**Palabras Clave:** Coordinación de protecciones, redes aéreas de distribución eléctrica, generación emergente, coordinación reconectador-fusible.

## Abstract

The article performs the evaluation of the function of recloser - fuse due to the interconnection of emergent generation, since in the distribution systems when the generation income exists there are changes in the power flow currents and short circuit as a result that the result Uncoordinated protections selectively and effectively.

The two cases of analysis of distribution systems are analyzed to determine the initial operation as well as the power flow, as well as the coordination of protections.

With the results of the initial cases, they are derived from the location of the emergent generators, as well as from the main function of minimizing the advantages of the enhancement of the frozen elements, the same that is solved in the MATLAB program and then the electrical studies of power flow, short circuit analysis and coordination of protections in the ETAP software medium and in the evaluation of the coordination of protections and solutions to improve the system so that the sea is capable of functioning are updated proposed scenarios.

**Keywords:** Coordination devices, overhead electrical distribution network, emerging generation, recloser-fuse coordination.

## 1. Introducción

Los sistemas eléctricos de distribución están conformados por distintos elementos que permiten que se transporte la energía eléctrica hacia los usuarios finales, uno de los principales componentes del sistema de distribución son los elementos de protección que tienen como función actuar cuando se presenten sobretensiones y sobrecorrientes en la red, deben despejar una falla de manera inmediata para que no afecte al ramal principal y altere el funcionamiento normal del resto de la red [1].

La continuidad del servicio eléctrico ha sido uno de los principales retos de las empresas de distribución, por lo que es importante mantener una adecuada coordinación de protecciones para minimizar los eventos de pérdida de suministro de energía [2].

Para la minimización de pérdidas de energía y potencia en las líneas de distribución, se ha considerado la implementación de tecnologías que permiten el ingreso de generación emergente al sistema, lo que conlleva a tener mayor capacidad de suministro de energía hacia los usuarios finales; esto aporta a que el flujo de potencia minimice las pérdidas de la red, por otro lado ocurre que la magnitud de corriente de flujo se vea alterado en los sitios donde ha ingresado la generación y por ende afecte a la coordinación de protecciones [3].

Las protecciones eléctricas cumplen un papel importante en los sistemas eléctricos al ser los encargados de mitigar las fallas de la red de distribución y proteger los elementos del mismo. En los sistemas de distribución los dispositivos de protección más usados son los fusibles, reconectores y relés de cabecera de un primario. Una inadecuada coordinación produce que las

protecciones operen innecesariamente y exista cortes de energía en la red [4].

Para que no exista operaciones equivocadas de los dispositivos de protección, se debe tener un análisis de la coordinación de protecciones, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico a los usuarios finales [5]. El esquema de protecciones debe tener la capacidad para detectar y localizar todo tipo de falla para fortalecer el sistema y evitar que se produzcan eventos perjudiciales a la red de distribución [6]; los elementos que son utilizados en sistemas de distribución para conexión y desconexión son los seccionadores, reconectores y relés [7].

Para reducir el efecto de las fallas dentro de los sistemas de distribución y aumentar la confiabilidad del funcionamiento del sistema, es necesario determinar una adecuada coordinación de protecciones considerando los casos del sistema con generación distribuida y sin generación distribuida [8]. Las ventajas de la generación distribuida son la minimización de pérdidas de potencia causados por la distancia de las líneas con respecto a la fuente principal.

El ingreso de generación emergente en un sistema de distribución ayuda a contrarrestar las pérdidas de potencia que se producen en las líneas [9], la potencia de la generación debe ser un valor adecuado para la minimización de pérdidas de la red. Las selecciones de los valores nominales de los dispositivos de protección de la red deben ser calculados para satisfacer cualquiera de las condiciones del sistema sin afectar su selectividad y seguridad.

Es por esto que en el presente artículo detalla la evaluación de la coordinación de reconector- fusible considerando la interconexión de generación emergente, donde su desarrollo inicia con el análisis de un sistema de distribución basado en el

modelo de la IEEE de 34 nodos donde contiene diferentes cargas estáticas en cada uno de los nodos.

Para la coordinación de protecciones, es necesario realizar el estudio de flujo de potencia para definir el comportamiento inicial del sistema y su análisis de corriente de cortocircuito de toda la red, finalmente se realiza la coordinación de protecciones. De los resultados del flujo de potencia, se extrae los valores de pérdidas de potencia y aplicando metodología heurística [3] se obtendrá una ubicación de generación que aportará al sistema en la minimización de pérdidas de la red. Con esta optimización, se realiza la evaluación del flujo de potencia, cortocircuito y se analiza si la coordinación de protecciones inicial es apta para funcionar en los dos escenarios del sistema. El siguiente caso de estudio se basa en un caso real de una red de distribución industrial. La metodología de cálculo se mantiene igual al caso de 34 nodos. Este artículo se desarrolla de la siguiente manera: en la sección II se describe y detalla sobre los elementos principales de un sistema de distribución, cuales son las características de un sistema de distribución aéreo [4], que es la generación emergente y qué características tiene frente a un sistema de distribución [10], coordinación de protecciones, reconectores, fusibles y su respectiva coordinación reconector - fusible y fusible - fusible. En la sección III se establece la formulación del problema. En la sección IV se realiza el análisis de los resultados para los dos casos de estudio. Finalmente en la sección V se presenta las conclusiones del artículo y en la sección VI los trabajos futuros a realizarse.

## **2. Sistemas de distribución eléctrica**

El sistema eléctrico de potencia es el conjunto de varias Etapas de la energía

eléctrica que abarca la generación, transmisión y distribución operando como un conjunto global. Los sistemas de distribución son una parte importante de los sistemas de potencia ya que se tiene que distribuir la potencia generada hacia los usuarios finales [5]. Está compuesto por subestación principal de potencia, alimentadores primarios, transformadores de distribución, alimentadores secundarios y elementos de protección. Estas partes son válidos para cualquier tipo de cargas [11][12].

Los alimentadores primarios son los circuitos que salen de la subestación de distribución y transportan la potencia hasta los transformadores de distribución. Los voltajes que manejan oscilan entre los 2.4 kV y 34.5 kV y la potencia está en el rango de 2 a 8 MW. La distribución atiende a los siguientes tipos de cargas: residencial, comercial e industrial [13][14].

La estructura de los sistemas de distribución se manejan en dos clases fundamentales: los radiales y los mallados. El sistema radial presenta un solo camino para el paso de la potencia hacia la carga; mientras que un sistema mallado tiene más de un camino simultáneo para el flujo de potencia.

La confiabilidad de un sistema radial dependerá de que no existan disparos de las protecciones ocasionados por descargas atmosféricas, fallas de cortocircuitos por contacto de ramas de árboles o impactos de vehículos. Considerando lo anterior, se instala un equipo seccionador de modo que sea mínimo el número de usuarios que se encuentren sin servicio. En estos sistemas, se tiene un reconector en la salida de la subestación, rodeado de seccionadores o de ramal. Si existe una falla temporal, el reconector actúa para reestablecer el servicio, en el caso de ser una falla permanente, el dispositivo termina abierto después de realizar el número de aperturas programadas [15].

La forma de transporte de la energía puede ser en dos formas: por redes subterráneas o aéreas. Para el presente análisis se tomará los casos de estudio con redes aéreas. En este tipo de redes, el conductor se encuentra desnudo dispuesto en postes de madera o concreto. Este sistema tiene ventajas [16] como su costo inicial bajo, fácil adquisición del material, facilidad en la localización de fallas y su construcción. Así mismo, presenta varias desventajas como su baja confiabilidad, susceptibilidad a fallas al encontrarse expuesto a varios factores de riesgo climático o eventos naturales. Las partes principales de un sistema aéreo son:

- Postes que usualmente son de concreto en sistemas urbanos, la longitud y resistencia a la rotura son dadas por el tipo de construcción de los circuitos.
- Conductores eléctricos utilizados para circuitos primarios son de aluminio o ACSR en calibres de 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG.
- Transformadores y protecciones, se emplean monofásicos y trifásicos y son protegidos con elementos cortacircuitos como fusibles, reconectores, y con aparta rayos.

## **2.1 Generación emergente o distribuida**

Se define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que produce electricidad en lugares cercanos al consumidor conectándose directamente al usuario o a la red de distribución [17]. La definición de la generación emergente se basa en la producción de energía cerca al punto de consumo, pero no implica el uso de una particular tecnología [18]; la cual está prevista para aliviar la demanda de los sistemas de distribución para casos de déficit de abastecimiento eléctrico en el sistema [19].

Estas condiciones están indicadas en la regulación 006/09 emitida por el Arconel (anterior Conelec). Dentro de la normativa explica que la generación debe contar con una potencia mínima de 100 kW y deben ser ubicados cerca a los lugares de consumo para mejorar la calidad de suministro, soporte y respaldo a la red de distribución y transporte, por lo que en el planteamiento del problema y en el análisis de resultados se mostrará la aplicación de la generación emergente en el sistema de distribución [20].

## **2.2 Coordinación de protecciones**

El principio de todo sistema eléctrico de potencia es mantener un alto nivel de confiabilidad y continuidad del servicio, en el momento de existir condiciones de fallo sean mínimos los cortes de energía eléctrica. Las pérdidas de potencia y sobre voltajes ocurren de manera aleatoria por lo que es imposible predecirlos debido a muchos factores que los pueden ocasionar, como por ejemplo: mala operación de equipos por falla humana, eventos naturales, accidentes físicos, etc [21].

En los sistemas de distribución aéreos, los causantes principales de fallas son las descargas atmosféricas, contacto de árboles con las líneas eléctricas y factores climáticos (viento, nieve o hielo). Los eventos causados por la naturaleza no causan daño permanente debido a la interrupción rápida del circuito.

La protección eléctrica es la técnica de aplicar elementos que proporcionan la máxima sensibilidad para la detección de fallas o condiciones no tolerables en el sistema. El objetivo del sistema de protecciones eléctricas es minimizar el daño hacia los componentes, el daño humano, limitar la duración y extensión de la interrupción del servicio. El sistema debe ser diseñado para que se proteja automáticamente a través de todos los

elementos de protección aplicables a la red de distribución eléctrica [22].

El punto de partida para el estudio de coordinación de protecciones es el análisis de corto circuito, además de las características de todos los equipos y elementos que se encuentren conectados a la red. Previo a la realización del análisis de cortocircuitos, es necesario realizar el estudio de flujo de potencia del sistema considerando la demanda máxima que puede soportar el sistema. Con esto se puede observar el comportamiento de los componentes en un instante de tiempo en estado estable, por lo que se ha considerado el cálculo aplicando el método de resolución de Newton Raphson completo, donde se obtiene resultados cuasi-reales al comportamiento del sistema de distribución.

La metodología de coordinación de protecciones consiste en determinar los puntos de operación de las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos de protección. El elemento próximo a una carga debe operar rápidamente de acuerdo a los tiempos establecidos; para la selección y ajuste de protecciones se deben tomar en cuenta los parámetros que determinan una coordinación de protecciones ideal [20]:

**2.2.1 Sensibilidad:** Define la característica el cual todos los dispositivos deben operar con pequeñas señales, esto dependerá del tipo tecnología y diseño del dispositivo de protección.

**2.2.2 Selectividad:** Indica que al ocurrir una falla en el sistema de distribución, deberá operar el dispositivo de protección cercano al punto de falla, dando continuidad del servicio al resto de la red, esto permite que la falla sea aislada de manera oportuna y la confiabilidad del sistema se incrementa.

**2.2.3 Velocidad:** Es un parámetro importante puesto que la rapidez con que se despeje la sobre corriente ayuda

a disminuir al máximo los daños en la zona de falla especialmente en los equipos donde se comprometa la integridad de sus componentes y sea una pérdida económica considerable.

**2.2.4 Confiabilidad:** Es la actuación de un elemento de protección cuando se produce una falla, sin existir defectos en el accionamiento de la protección por lo que es importante definir qué tipo de protección se debe utilizar para cada segmento de un sistema de distribución.

**2.2.5 Costo:** Es la selección adecuada del sistema de protección cumpliendo el objetivo de proteger y aislar. Cabe recalcar, que se debe evaluar un punto de equilibrio entre el cumplimiento de los cuatro parámetros explicados anteriormente y el costo.

Para la coordinación de protecciones es importante mencionar los elementos que se van a analizar en el presente documento y su respectiva metodología para seleccionar los parámetros correctos de los dispositivos de protección [23].

## **2.3 Reconectores**

Los reconectores son utilizados en líneas aéreas y subestaciones. Como todo interruptor de potencia, se encarga de cortar corrientes de falla, debido a que está equipado con sensores y un controlador que sirve como dispositivo de protección y de mando. En el caso de existir una falla temporal, el elemento puede abrir y volver un número determinado de veces, de este modo se evita los cortes de red prolongados. Estos equipos son de aplicación en exteriores por lo que se instalan en postes o estructuras de una subestación [24].

**2.3.1 Principio de funcionamiento:** En el momento que exista una falla en la red de distribución, el reconector abre y cierra varias ocasiones. En el caso de fallas temporales, la conexión

automática reduce los tiempos de corte de electricidad de manera considerable.

Los disparos pueden ajustarse para cada modo de operación y el ciclo del reconectador está ajustado de manera óptima bajo el siguiente procedimiento: Las dos primeras desconexiones de una falla se ajustan en modo instantáneo para evitar que los fusibles que se encuentran aguas abajo operen [25]. Después de ello, se vuelve a reconectar el dispositivo. Las corrientes instantáneas y con retardo depende de la capacidad del reconectador. La corriente mínima de disparo se ajusta al doble de la corriente nominal. Además, deben tener la capacidad de poder interrumpir las fallas de tipo asimétricas relacionado con la magnitud de la falla simétrica.

Las desconexiones siguientes están ajustadas de forma temporizada; de esta forma los fusibles que se encuentran aguas abajo están en la posibilidad de desconectar el ramal de la red afectada, sin afectar a la alimentación principal [26].

## 2.4 Fusibles

Son dispositivos de protección más utilizados y confiables en un sistema de distribución. Realizan varias funciones como: percibir la sobrecorriente en el sistema de distribución e interrumpirlos, soportar voltajes transitorios de recuperación. Cuando un fusible es sometido a una sobrecorriente, el intervalo de tiempo desde la detección de la falla hasta la fundición del fusible se denomina tiempo mínimo de fusión, y el tiempo que termina la fundición del fusible se denomina tiempo máximo de despeje [27]. La limitación principal de un fusible es que al ser sometido a una sobrecorriente, el elemento se funde y deja sin servicio eléctrico aguas abajo del dispositivo y se requiere su reemplazo. Es por ello, que es importante la utilización de reconectores para el despeje de fallas

temporales y evitar la operación innecesaria del fusible.

Existen diferentes clases de fusibles de acuerdo a la norma ANSI C37.42 que se muestran a continuación [28].

*2.4.1 Fusible tipo H:* Son fusibles extra rápidos con relaciones de velocidad de características de fusión TCT (característica tiempo-corriente) desde 3.5 hasta 6 segundos. Estos dispositivos fueron desarrollados principalmente para la colocación de fusibles en el lado primario de transformadores de pequeñas capacidades y se encuentran diseñados para desempeñar dos funciones principales:

- Evitar la operación innecesaria durante sobrecorrientes transitorias de tiempo corto causadas por arranque de motores.
- Proveer el grado de protección contra sobrecargas.

*2.4.2 Fusible tipo K:* Son elementos rápidos con relación de velocidad de característica tiempo-corriente desde 6 hasta 8 segundos. Funcionan de manera correcta donde su característica de rapidez es necesaria. La capacidad de sobrecarga del fusible sin causar su fundición es hasta 150% de la corriente nominal.

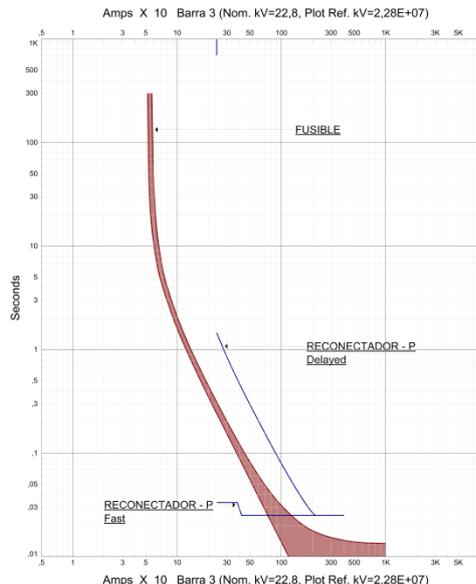
*2.4.3 Fusible tipo T:* Son dispositivos lentos con una relación de velocidad tiempo-corriente de 10 hasta 13 segundos. Esta característica resulta ventajosa para la coordinación con relés y reconectores.

*2.4.4 Fusible tipo Dual:* Son elementos muy lentos con relación de velocidad de la característica de fusión entre 13 y 20 segundos. Son utilizados para proteger transformadores debido a que su curva característica coincide con la del transformador, además cumple una buena capacidad de resistencia frente a sobrecorrientes provenientes de interrupciones y descargas atmosféricas.

## 2.5 Coordinación reconectador - fusible

Para la coordinación de un reconectador con fusibles se aplican métodos basados en el ajuste de las curvas de tiempo-corriente (CTC's) ajustadas por un factor de multiplicación [28][29].

El reconectador posee dos curvas de disparo: de disparo instantáneo y de disparo con retardo de tiempo. En la figura 1 se muestra las curvas características de los dos elementos de protección, en la cual se puede observar los tiempos en el que el reconectador realiza el accionamiento instantáneo y el de retardo, con lo que se protege la acción innecesaria del fusible en caso de fallas temporales. Es importante analizar la superposición de las curvas y estudiar la secuencia de operación de los dispositivos, con el fin de que se cumpla el principio de selectividad de protecciones.

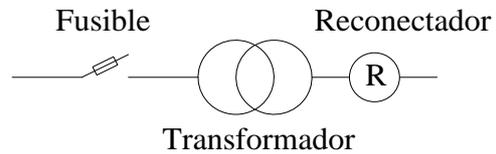


**Figura 1.** Curva tiempo-corriente reconectador simulado en Etap.

Esta coordinación toma en cuenta dos casos: fusible conectado al lado de la alimentación y conectado al lado de la carga.

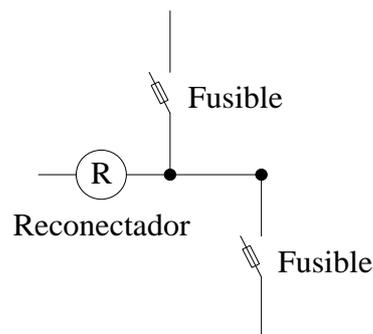
**2.5.1 Fusible del lado de la alimentación:** Los fusibles que se encuentran al lado de la alimentación de un reconectador, por lo general protegen

al sistema de fallas internas del transformador de la subestación o de una barra de alimentación del lado secundario y que el reconectador no pueda detectarlo a tiempo. Para estos casos se aplican los fusibles como limitador de sobrecorriente.



**Figura 2.** Esquema coordinación fusible-reconectador.

**2.5.2 Fusible del lado de la carga del reconectador:** Este caso se considera un fusible aguas abajo del reconectador, se utilizan elementos de tipo de expulsión, donde actúa primero la curva instantánea del reconectador para proteger de fallas temporales y el fusible actúa o funde cuando las fallas son permanentes.



**Figura 3.** Esquema coordinación reconectador-fusible.

## 2.6 Coordinación fusible - fusible

Una regla utilizada de forma general es aplicar el máximo tiempo de despeje del fusible protector el cual no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo [30]. De esta forma garantiza que el fusible protector interrumpirá y despejará la falla, evitando que el fusible de respaldo sufra daños de cualquier tipo.

Otro factor importante es que la corriente de carga en el punto de protección no debe exceder el valor de corriente permanente del fusible ya que

se podrían producir aperturas innecesarias por sobrecalentamiento.

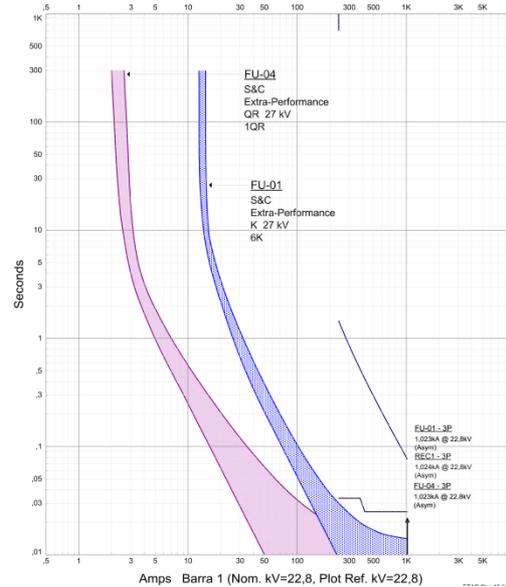
Existen tres métodos para la coordinación de fusibles donde su base consiste en la aplicación de las curvas tiempo corriente (CTC), uso de tablas o por medio de constantes definidas por catálogo de fabricante [2]. Estas metodologías pueden ser usadas tomando en cuenta los siguientes criterios:

- El método de curvas (CTC) debe ser aplicado en áreas donde la coordinación es crítica.
- Las tablas, son una simplificación de las curvas tiempo-corriente, por lo que su exactitud es relativa y pueden ser utilizadas en situaciones repetitivas.
- La metodología por constante solo se obtendrá resultados satisfactorios para aplicaciones limitadas, donde los fusibles se usen todos de una sola serie.

#### 2.6.1 Método curva tiempo-corriente:

Esta metodología es aplicable para un tipo de fusibles dentro del sistema de distribución. Bajo esta consideración, la coordinación se simplifica siempre y cuando se asegure que el fusible de respaldo no sufra daños cuando una falla ocurre cerca de la zona de carga del fusible protector. Por ello, es importante tener en cuenta varios factores: temperatura ambiente, efecto de precarga, tolerancias y efecto de daños previos en los fusibles en el caso de ser existentes.

En la práctica, para considerar estos factores o variables de operación se utiliza un factor de corrección del 75%, es decir que, para una determinada corriente de falla, la curva de máximo tiempo de despeje del fusible se debe encontrar debajo de la curva de mínimo tiempo de fusión del fusible de respaldo.



**Figura 4.** Curva tiempo-corriente fusible-fusible simulado en Etap.

**2.6.2 Método por tablas:** Esta metodología es bastante conveniente para la coordinación entre fusibles de la misma clase y para un proceso repetitivo [4]. Consiste en utilizar tablas de coordinación dadas por los fabricantes, los cuales son basados de las curvas de tiempo-corriente. Dentro de las tablas se establece el listado de fusibles protectores, los de respaldo y la máxima corriente de falla para el cual se puede obtener la coordinación entre fusibles. Esto aplica tanto para fusibles del mismo tipo como de diferentes clases.

**2.6.3 Método por constante:** Este método también es conocido como método aproximado o reglas de pulgar y su principio se basa en el uso de constantes para la coordinación de fusibles del mismo tipo y de categoría. Estas constantes se resumen de la siguiente manera [26]:

- Para la coordinación de fusibles tipo K, la corriente de falla debe ser menor o igual a 13 veces la capacidad del fusible protector.
- Para la coordinación de fusibles tipo T, la corriente de falla deber

ser menor o igual a 24 veces la capacidad del fusible protector.

Para esta problemática se aplica procedimiento meta heurísticos para la búsqueda de una solución factible. El algoritmo genético surge a partir de una población inicial de soluciones [31], de ahí se obtiene soluciones potencialmente mejores en función al cruce de información de soluciones originales. La representación de los algoritmos es a través de vectores de carácter binario [17]. La actualización de la población es fundamental debido a que se obtienen mejores soluciones durante la ejecución del algoritmo. Por lo general, se hace operaciones en las que el vector obtenido es afectado una operación de búsqueda para inserción o intercambio de dos elementos. Otro modo de monitorizar la convergencia es realizar una contabilidad de toda la población y descartar los valores repetidos [32].

### 3. Planteamiento del problema

En la formulación del problema para el análisis de la coordinación reconector – fusible aplicando la generación emergente se considera que al conectar generación en el sistema de distribución existe problemas de coordinación de las protecciones, esto hace que la secuencia de operación de los elementos de protección se vea alteradas por el cambio de la corriente que circula por los ramales, el cambio de dirección del flujo de potencia al existir generación eléctrica adicional. Por esto, se plantea el uso del método de Newton Raphson completo para la resolución de un flujo de potencia, de esta forma se puede estudiar el comportamiento de la red y las pérdidas de potencia que existen en las líneas debido a factores de distancia [37].

Al obtener los resultados de flujo de potencia, se busca reducir la pérdida

de potencia de las líneas por lo que se propone encontrar la ubicación de generación emergente tomando como función objetivo la minimización de pérdida de potencia en las líneas obtenidas en el flujo de carga inicial [33]. Considerado esta ubicación de generación, se vuelve a realizar el cálculo del flujo de potencia; con los nuevos resultados se toma como punto de partida para el análisis de cortocircuitos y la coordinación de protecciones, de esta manera se puede marcar las diferencias entre el caso inicial y el caso final [34]. Para comprobar la solución del problema, se realizará dos casos de estudio con diferentes parámetros de barras y características de líneas [35].

El procedimiento de cálculo de flujo de potencia se implantó en un programa en el cual se muestra en el pseudocódigo (tabla 2).

Para la ubicación de generación emergente se está aplicando el método de optimización combinatoria el cual busca la mejor ubicación para de la generación para la minimizar las pérdidas de potencia dentro de la red de distribución. El algoritmo arroja un resultado cuasi óptimo que servirá para la ubicación de generadores en el sistema de distribución; el pseudocódigo (tabla 2) indica el procedimiento por el cual pasa el sistema para la obtención de ubicaciones de la generación emergente [36].

**Tabla 1.** Tabla de variables del pseudocódigo.

<b>(Barini, Barfin)</b>	Configuración de las barras, para las líneas
dist_m	Calculo de distancia entre puntos de carga
carac_b	Matriz de características de las barras
carac_li	Matriz de características de las líneas
carac_b1	Resultado de la matriz de características de

	las barras del flujo de potencia
F1	Resultado del flujo de potencia entre barras
gen	Matriz de los generadores para aplicación de optimizador datos en kVA y kVAr
Ploss	Perdidas de potencia activa obtenidos en F1
carac_b2	Resultado de la matriz de características de las barras del flujo de potencia optimizados con gen
F2	Resultado del flujo de potencia entre barras optimizados con gen
casos_tot	Matriz en formato celda para guardar cada escenario optimizado
carac_b3	Resultado de la matriz de características de las barras del flujo de potencia optimizados con la inserción de generación emergente
F3	Resultado del flujo de potencia entre barras optimizados con generación emergente

Tabla 2. Pseudocódigo

---

**Algoritmo de optimización de reducción de pérdidas utilizando modelo de flujo de potencia de Newton Raphson Completo**

---

Asignar la configuración de las barras en (*Barini, Barfin*)

Para todo:  $i = \text{size}(\text{Barini})$

    Para todo:  $j = \text{size}(\text{Barfin})$

$\text{dist}_{m_{i,j}}$

    = Asignar distancia entre (*Barini: Barfin*)

    Fin para

Fin para

Asignar a características de barras  $\text{carac}_b$

Asignar a características de líneas  $\text{carac}_{li}$  con  $\text{dist}_m$

Graficar → Despliegue del sistema de distribución

**Set Algoritmo Flujo de potencia Newton Raphson Completo**

Insertar datos iniciales de flujo de potencia → ( $\text{carac}_b; \text{carac}_{li}$ )

Flujo de potencia Newton Raphson Completo → ( $\text{carac}_{b1}; F1$ )

Asociar matriz de generadores en → gen

---

[kVA, kVAr]

**Set Algoritmo de optimización**

Insertar datos → ( $\text{carac}_b; \text{carac}_{li}; \text{gen}; F1$ )

Asignar pérdidas de potencia en → Ploss

Para todo:  $i = \text{size}(\text{Ploss}) - 1$

    Para todo:  $j = \text{size}(\text{Ploss}) - 1$

        Ordenar (Ploss)

    Fin para

Fin para

$i = 1$

**Hacer mientras:**

    Buscar en Ploss barra con más pérdidas y asociar a ( $\text{bar}_{gen}(1, 1)$ )

    Buscar en Ploss segunda barra con más pérdidas y asociar a ( $\text{bar}_{gen}(1, 2)$ )

    Realizar combinaciones posibles con variable → gen y guardar en c

    Para todo:  $j = \text{size}(c)$

        Insertar en  $\text{carac}_b$  la combinación de  $c(i, :)$

**Set Algoritmo Flujo de potencia Newton Raphson Completo**

Insertar datos iniciales de flujo de potencia → ( $\text{carac}_b; \text{carac}_{li}$ )

Flujo de potencia → ( $\text{carac}_{b2}; F2$ )

Analizar pérdidas de resultados ( $\text{carac}_{b2}; F2$ ) y guardar en Ploss

Guardar resultados

$\text{casos}_{tot}\{i,1\} = \text{carac}_{b2};$

$\text{casos}_{tot}\{i,2\} = F2;$

$\text{casos}_{tot}\{i,3\} = \text{Ploss};$

Si:  $i > 1$

    Si:  $\text{casos}_{tot}\{i,3\} == \text{casos}_{tot}\{i-1,3\}$   
        en=1

    Fin Si

Fin Si

Si: en==1

    Finaliza Mientras

Fin Si

$i=i+1$

Fin Mientras

Algoritmo de optimización → ( $\text{carac}_{b3}; F3$ )

Encontrar generadores asociados en →  $\text{carac}_{b3}$

Para todo:  $i = \text{size}(\text{carac}_{b3})$

    Si valor generación  $\sim = 0$

        Graficar generador en barra asociada

    Fin Si

Fin para

---

La coordinación de protecciones se lo realiza en base a los resultados de del análisis de cortocircuito, para obtener los resultados de una manera exacta, utilizamos un software especializado en los cálculos de sistemas eléctricos de potencia llamado Etap. Se aplica la metodología de análisis de curva

tiempo-corriente dentro del mismo software de cálculo.

#### 4. Análisis y Resultados

Una vez formulado la matriz y el procedimiento de cálculo, procedemos a obtener a los resultados correspondientes, los cuales se van analizar a continuación.

El sistema de distribución a ser analizado en el primer caso, consta de un sistema basado en el modelo IEEE de 34 nodos con sus respectivos fusibles y un reconector de cabecera, como se puede observar en la figura 4.

##### 4.1 Caso de estudio 1

Para analizar este caso, se ha considera un sistema de distribución de tipo radial de 34 nodos. El voltaje nominal de las barras del sistema es 22.8kV.

La simulación se realiza bajo el algoritmo por medio del programa Matlab para obtener los valores iniciales del sistema y con ello realizar la ubicación de generación emergente. Los datos iniciales del sistema de distribución se encuentran en el Anexo 1.

Para este caso se ha considerado un cable de tipo ACSR calibre 2 AWG con un valor de resistencia de 1.1896 [ $\Omega$ /km] y una inductancia de 0.3896 [ $\Omega$ /km].

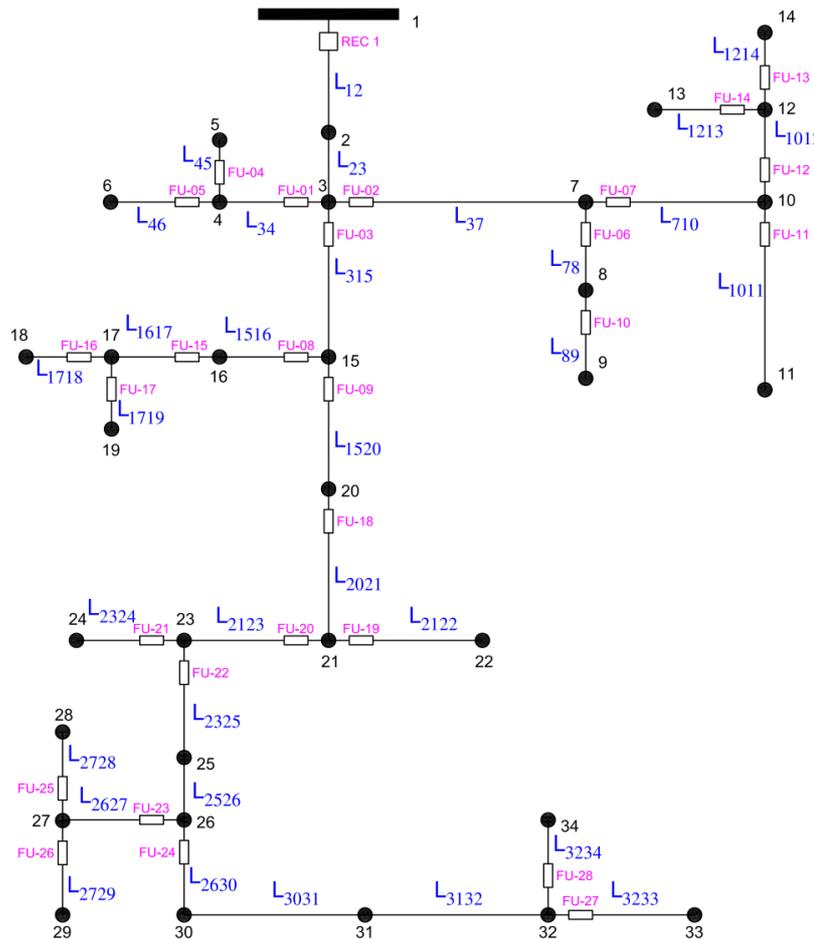


Figura 5. Sistema de distribución de 34 nodos.

En la figura 6, se encuentran los valores de pérdida de potencia obtenidos en con el flujo de carga; se puede evidenciar que las pérdidas

tienen a ser de magnitudes mayores en los puntos donde la demanda de energía es alta de acuerdo al Anexo 1. Estos resultados sirven como punto de partida

para la localización de generación emergente y así minimizar las pérdidas de potencia. Además, se puede aplicar estos resultados en el software de simulación Etap para corroborar los mismos y proceder al análisis de cortos circuito y posteriormente realizar la coordinación de protecciones.

En el Anexo 2, se observa la simulación del sistema de distribución en el programa Etap para el caso inicial.

Aquí se muestra el resultado del flujo de potencia donde se toma como referencia para el análisis de ubicación de generación emergente. Previo a este análisis, se debe realizar el estudio de cortocircuito y la coordinación de protecciones que se observará en las gráficas siguientes. Con la simulación mostrada, sirve para completar el análisis de cortocircuito, donde se pone en falla a todas las barras del sistema y

se obtiene los valores de cortocircuito; el programa puede desplegar los resultados de los diferentes tipos de fallas (trifásica, monofásica, bifásica y bifásica a tierra), pero en este caso mostramos en la figura 7 los resultados de falla trifásica y monofásica que son fallas comunes en los sistemas de distribución.

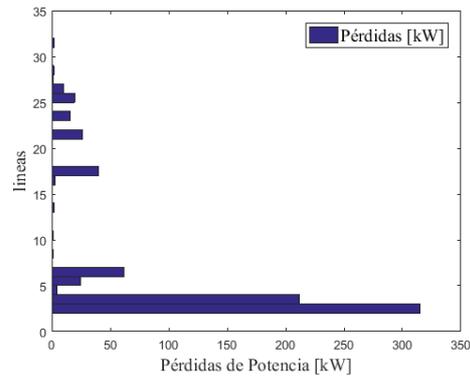


Figura 6. Pérdidas de potencia caso I.

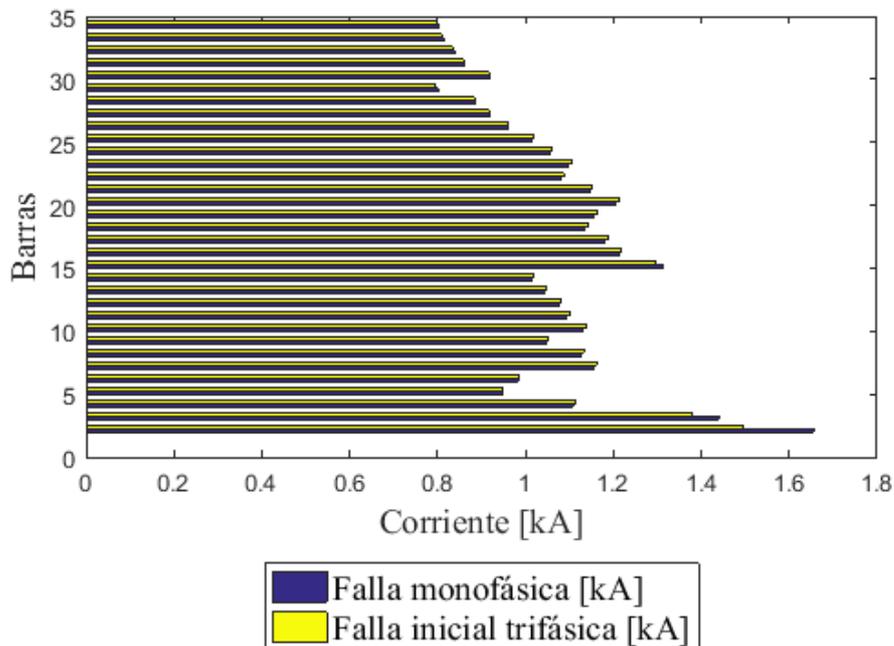
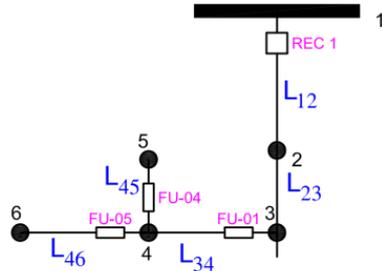


Figura 7. Resultados de análisis de cortocircuito caso 1 inicial.

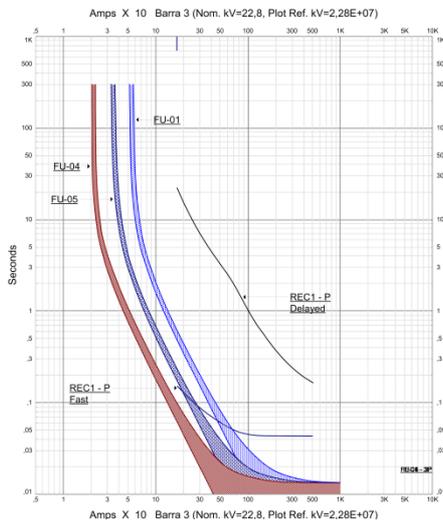
Finalmente se realiza la coordinación de protecciones. Para el análisis y tener un mejor control en la secuencia de operación del sistema, se ha dividido en tres ramales a la red de distribución.

1) *Ramal 1*: Para este ramal (figura 8) se tiene la coordinación de fusible – fusible en la parte inferior del ramal y reconectador – fusible en la cabecera. Para lo cual, se ha definido fusibles de tipo K para la protección de las cabeceras de ramal y tipo QR aquellos

que se encuentran en el final del ramal, puesto que al encontrarse alejados del reconectador, no requiere su operación previo a la fundición del fusible.



**Figura 8.** Ramal de distribución 1.

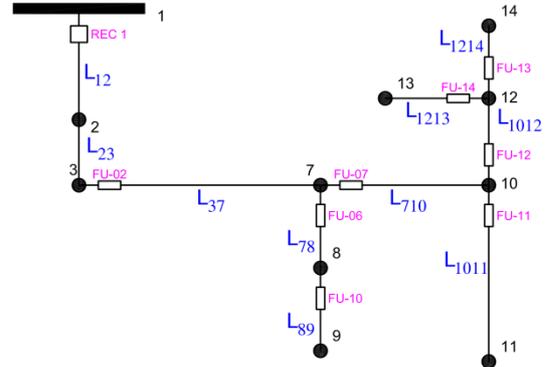


**Figura 9.** Coordinación de protecciones ramal de distribución 1 simulado en Etap.

En la figura 9 se expone la coordinación de los fusibles cumple con los criterios de selectividad al momento de existir una falla, de igual forma se mantiene la coordinación con el reconectador ubicado en la cabecera del sistema de distribución. Cabe mencionar que la coordinación del reconectador debe cumplir con los tres ramales del sistema.

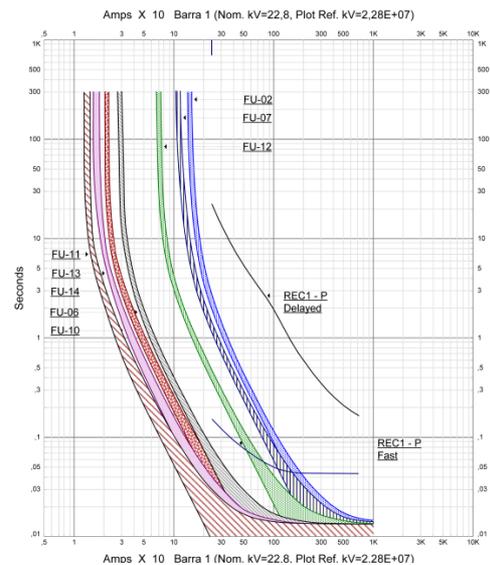
2) *Ramal 2:* Para este ramal (figura 10) se tiene la coordinación de varios fusibles a lo largo del ramal y el reconectador en la cabecera del ramal. Se aplica el criterio de coordinación

fusible – fusible por el método de las curvas tiempo corriente, donde se revisa que los valores nominales de los fusibles asignados cumplan con el criterio de selectividad y cumpla con la secuencia de operación aguas arriba de la red.



**Figura 10.** Ramal de distribución 2.

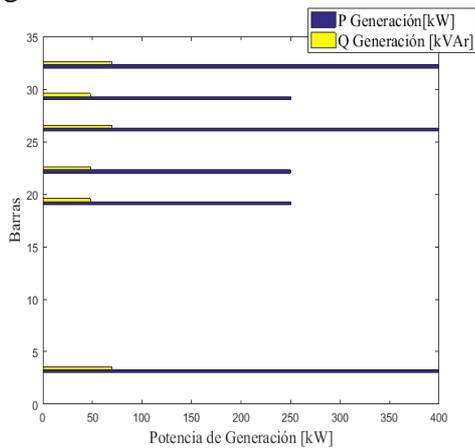
En la figura 11 se puede observar el cumplimiento de la coordinación de protecciones de los fusibles manteniendo la jerarquía hacia aguas abajo. Para el caso del fusible FU-02, la componente instantánea del reconectador operará antes que el fusible; de esta manera existe mayor seguridad en el caso de ocurrir fallas temporales cercanas al fusible FU-02.



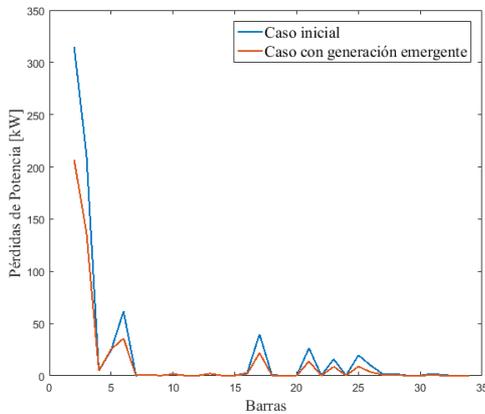
**Figura 11.** Coordinación de protecciones ramal de distribución 2 simulado en ETAP.



distribución en cuanto a selectividad y seguridad.



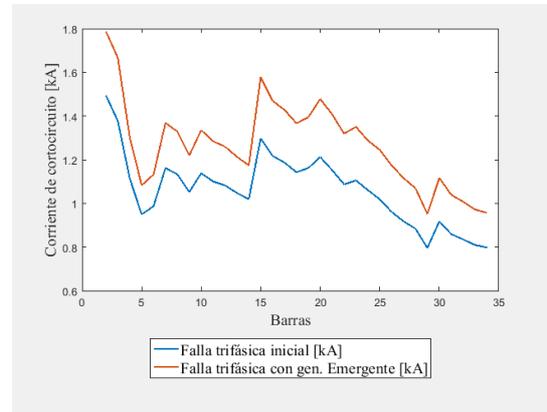
**Figura 14.** Ubicación de generación emergente.



**Figura 15.** Comparativa de pérdidas de potencia entres casos.

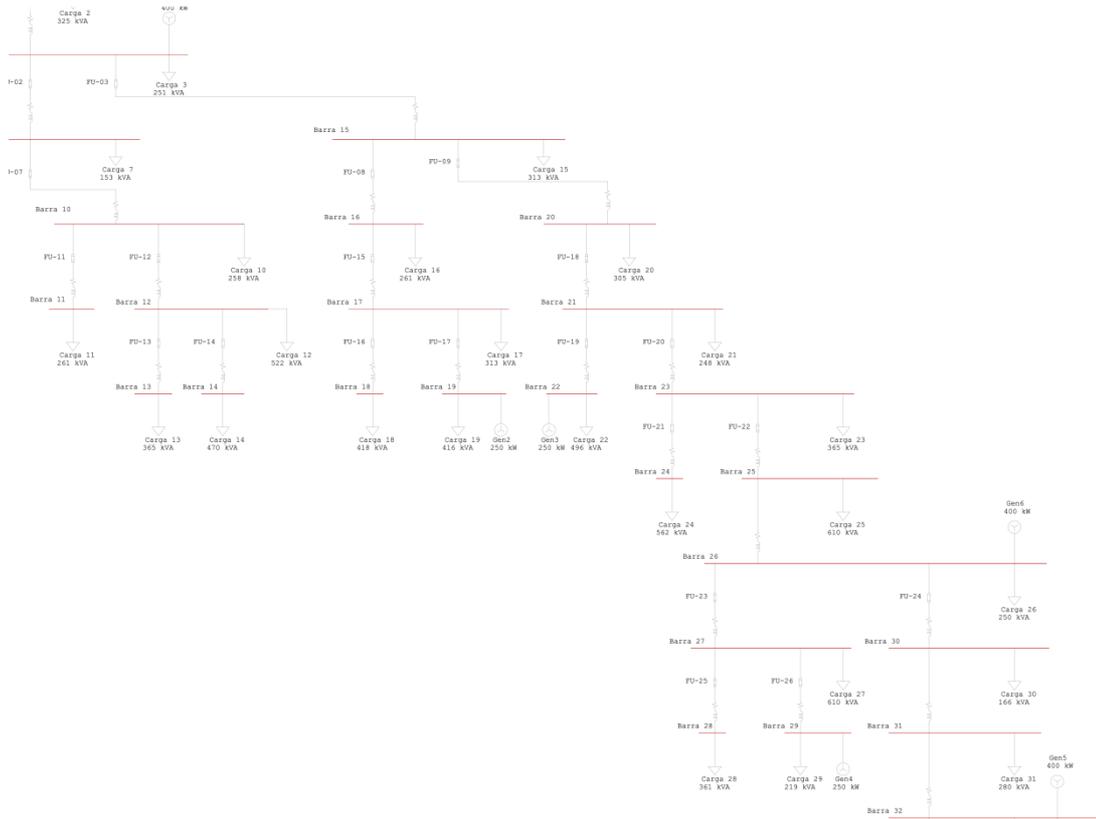
En la figura 16 contiene una comparativa de corriente de cortocircuito entre el caso inicial y la solución con generación distribuida

considerando la falla trifásica para ambos casos.



**Figura 16.** Comparativa de falla trifásica entres 2 casos.

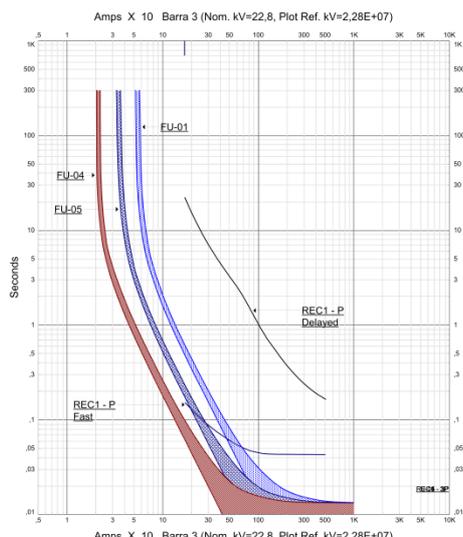
Se detecta un incremento en la corriente de cortocircuito en cada una de las barras como consecuencia del aporte de la generación en la red de distribución. Por esta razón procedemos a la verificación de la coordinación de protecciones del caso inicial y el impacto que pueda recibir al tener este cambio. En la figura 17 se observa la simulación del sistema de distribución adicionado los grupos de generación, donde se determina que el ramal 3 es crítico porque se concentra el porcentaje mayor de la generación emergente.



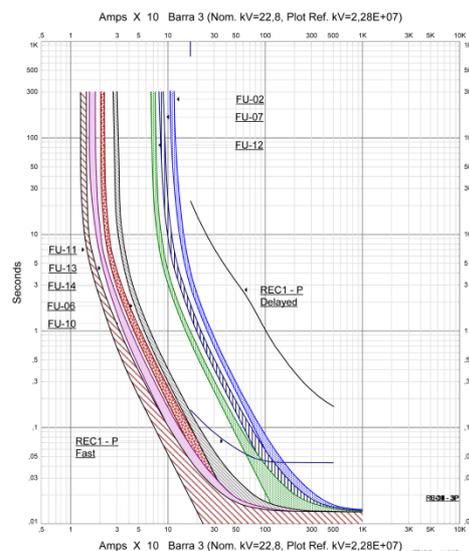
**Figura 17.** Red de distribución simulada con generación emergente en Etap.

1) *Ramal 1:* Para este ramal se puede observar la figura 18 que la variación es mínima porque dentro del ramal no existe ningún generador emergente, se detecta la existencia de generación en los ramales 2 y 3.

coordinación del fusible FU-02 con el reconectador se conserva los valores de operación similares al caso inicial, viendo desde el punto de la magnitud de corriente de cortocircuito, no existe una afectación significativa.



**Figura 18.** Coordinación de protecciones ramal de distribución 1 simulado en ETAP.

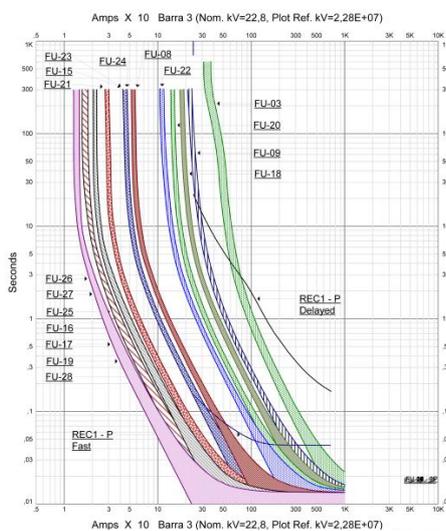


**Figura 19.** Coordinación de protecciones ramal de distribución 2 simulado en Etap.

2) *Ramal 2:* Para este ramal se puede observar en la figura 19 que la

3) *Ramal 3*: Para este ramal tiene gran aportación de generación emergente, por lo que la corriente nominal de cada barra se reduce y la dimensión de los elementos de protección se ve afectado a tal punto que se debe realizar la reducción del valor nominal del reconectador REC 1. Esto permite tener mayor protección a los fusibles aguas abajo desde el fusible FU-22 (figura 20) dando una secuencia de operación más conservadora con respecto al caso inicial. Si el sistema es combinado, es decir puede ocurrir el caso inicial y la incorporación de generación emergente, se debe considerar la dimensión de los dispositivos de protección para el caso que circule mayor corriente.

Uno de los problemas que ocurre de la sobredimensión de fusibles es la pérdida de velocidad al detectar una corriente por sobrecarga del sistema y por ende, se disminuye la confiabilidad de la coordinación de protecciones.



**Figura 20.** Coordinación de protecciones ramal de distribución 3 simulado en Etap.

Al ser el ramal 3 una parte crítica del sistema, se debe analizar varios casos de secuencia de operación, considerando fallas en diferentes barras para asegurar la correcta coordinación de los elementos de protección eléctrica.

4) *Ramal 3 con falla en la barra 24*: Para esta falla se desea verificar el

correcto funcionamiento de los accionamientos de apertura y re-cierre del reconectador, por esta razón se pone en falla una barra que se encuentra a una distancia mediana al dispositivo.

Como se puede observar en la tabla 3, la secuencia de operación cumple con las aperturas cumpliendo la jerarquía de los elementos de protección. La tabla 3 explica el funcionamiento de los dispositivos de protección donde el primer elemento en actuar es el FU-21, seguido de la primera operación del reconectador (paso 2 y 3) con esto proporciona mayor tiempo de vida útil a los dispositivos con la supresión de fallas de tiempo corto. A continuación se funde el fusible FU-20, seguido de la segunda operación del reconectador, continua la secuencia de apertura de los fusibles FU-18, 09, 26, 17 y 03. Para el caso de la apertura del fusible FU-19 aísla el generador que aporta a la falla del sistema. Finalmente el reconectador cumple su tercera operación y cuarta donde se mantiene el reconectador abierto y con ello finaliza la secuencia de operación de protecciones considerando la falla permanente.

**Tabla 3.** Secuencia de operación Barra 24.

#	Tiempo [ms]	Item	If [kA]	T1 [ms]	T2 [ms]	Operación
1	15.6	FU-21	1.288	<10.0	15.6	
2	49.3	REC1	1.043	<10.0	49.3	1st Operación - Phase - Fast - TOC
3	49.3	REC1	0	0.0		1st Recloser
4	92.5	FU-20	1.149	67.3	92.5	
5	98.6	REC1	1.043	<10.0	49.3	2nd Operación - Phase - Fast - TOC
6	162	FU-18	1.117	123	162	
7	237	FU-09	1.117	194	237	
8	729	FU-26	0.037	404	729	

9	783	FU-19	0.036	435	783	
10	1000	FU-03	1.088	629	1000	
11	1042	FU-17	0.031	591	1042	
12	1099	REC1	0	1000		2nd Recloser
13	2899	REC1	1.043	1754	1800	3rd Operation - Phase - Delayed - TOC
14	3899	REC1	0	1000		3rd Recloser
15	5698	REC1	1.043	1754	1800	4th Operation - Lockout - Phase - Delayed - TOC

### 4.3 Caso de estudio 2: condición inicial.

Para este caso se analizará un sistema de distribución basado en sistema real aplicado en el sector industrial. El sistema de distribución se puede observar de acuerdo a la figura 21.

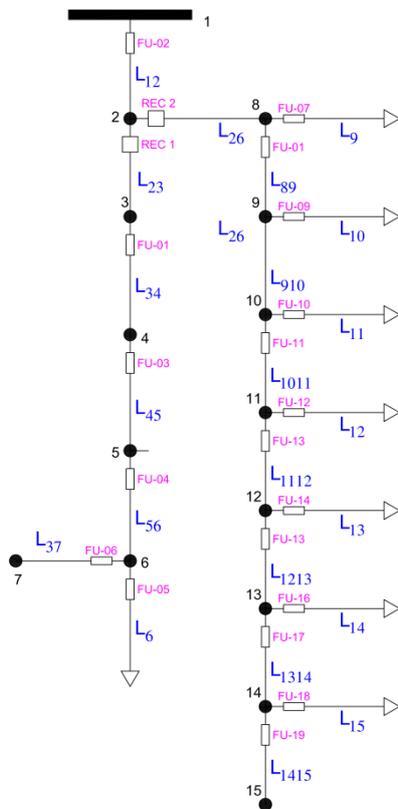


Figura 21. Sistema de distribución Caso 2.

La simulación se realiza bajo el algoritmo por medio del programa Matlab para obtener los valores iniciales del sistema y con ello realizar la ubicación de generación emergente en el sistema de distribución. Para la coordinación de protecciones, se lo realiza mediante el software Etap. Los datos iniciales del sistema se muestran en el Anexo 3, la simulación del sistema se puede observar en el Anexo 4. Las características eléctricas de las líneas son tomadas del cable 2 AWG con un valor de resistencia de 1.1896 [ $\Omega$ /km] y una inductancia de 0.3896 [ $\Omega$ /km].

Estos valores permitirán obtener el flujo de potencia en ambos programas. Como se tiene en la figura 22, se obtiene el valor de pérdida de potencia en la red; observando que las mayores pérdidas se encuentran en el ingreso del ramal principal.

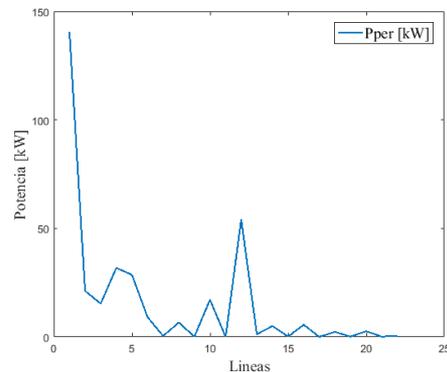


Figura 22. Pérdidas del flujo de potencia inicial.

Finalmente se realiza la respectiva la coordinación de protecciones. Al ser un sistema con un número reducido de nodos, se ha realizado la coordinación en dos ramales. Para que exista una buena selectividad del sistema se ha realizado la coordinación con fusibles tipo K para proteger todo el sistema como se indica en la figura 23 y 24. Se demuestra el cumplimiento de la secuencia de operación de los fusibles y la coordinación reconectador - fusible y



De acuerdo a los resultados del programa se determina la inclusión de generación en los nodos 2 de 150kW, de 4, 5, 6, 13 y 14 de 400kW. En la figura 26 se tiene la comparativa de pérdida de potencia en la que se puede observar la reducción del 50% en las líneas donde existe mayor magnitud de pérdida. El incremento de generación ayuda a que el sistema de distribución reduzca las pérdidas de potencia de las líneas y la caída de tensión en las barras, considerando que el escenario está simulado a la demanda máxima.

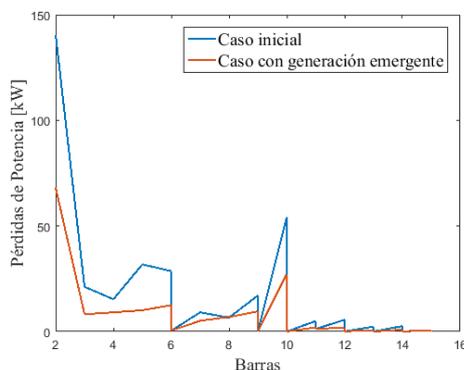


Figura 26. Comparativa de pérdidas de potencia entres casos.

Con estos nuevos valores se debe evaluar la selectividad de la coordinación de protecciones al existir una variación en la corriente de cortocircuito y las corrientes nominales que circulan por los ramales del sistema. En las figuras 27 y 28 se puede ver la diferencia que existe en corriente a operación normal y de cortocircuito entre el caso inicial y la aplicación de generación emergente.

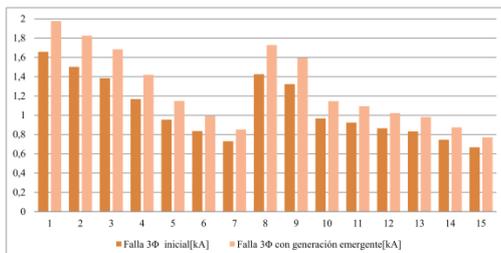


Figura 27. Gráfica comparativa de corriente de cortocircuito trifásico del Caso 2.

En la figura 28, se observa que al ingresar la generación emergente, la

corriente en el nodo 1 y 2 se tiene una disminución del 30% debido al aporte de potencia de la generación que ingreso al sistema y por tanto disminuye la demanda desde el punto de suministro principal de energía. Para los nodos que no se ha ingresado generación, se mantiene el mismo valor de corriente en ambos casos.

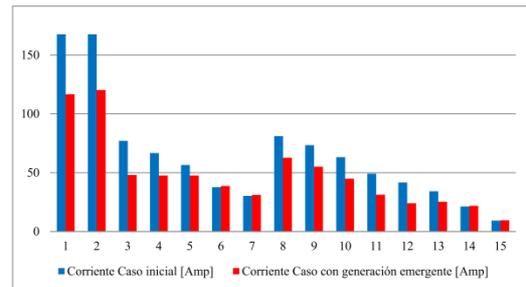
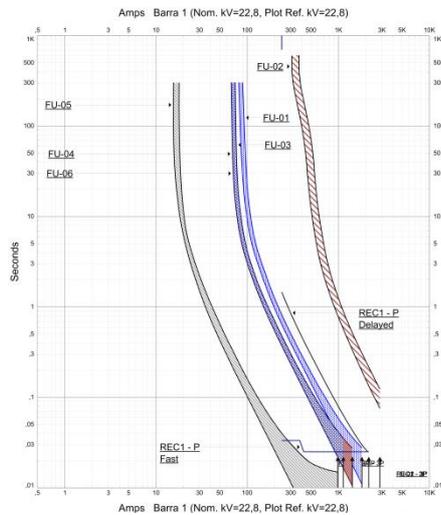


Figura 28. Gráfica comparativa de corriente del Caso 2.

1) *Ramal 1*: Con la comparativa de corrientes de funcionamiento y de cortocircuito, se puede verificar la funcionalidad de la coordinación de protecciones del caso inicial. En los fusibles FU-01, FU-03, FU-04 y FU-06 existe una disminución de corriente con la generación conectada a la red. Por lo tanto los fusibles se encuentran sobredimensionados y el tiempo de operación de los dispositivos puede afectar la coordinación de protecciones.

Por esta razón, el valor nominal de los fusibles se ajustó a la nueva corriente nominal que se muestra en la figura 29. Para verificar la coordinación de protecciones, se simula una secuencia de operación considerando una falla en la barra 7. Los resultados se pueden observar en la tabla 5, donde el reconectador actual sus dos primeras aperturas con el instantáneo; a continuación operan los fusibles FU-06, 04, 03, 01 y finalmente el reconectador opera la tercera y la cuarta apertura donde se queda abierto al detectar una falla permanente. El fusible FU-15 actúa como respaldo para aislar las fuentes de generación que aportan a la

falla de la red. El fusible FU-02 abre todo el sistema de la fuente principal.



**Figura 29.** Coordinación de protecciones Caso 2-Ramal 1 con generación emergente simulado en ETAP.

**Tabla 5.** Secuencia de operación Barra 7 con generación.

#	Tiempo [ms]	Item	If [kA]	T1 [ms]	T2 [ms]	Operación
1	25	REC1	0.74	25.0		1st Operation - Phase - Fast - TOC
2	25	REC1	0	0.0		1st Recloser
3	50	REC1	0.74	25.0		2nd Operation - Phase - Fast - TOC
4	51.2	FU-06	0.852	29.3	51.2	
5	55	FU-04	0.81	32.4	55.0	
6	59	FU-03	0.773	35.6	59.0	
7	95.3	FU-01	0.74	65.8	95.3	
8	1050	REC1	0	1000		2nd Recloser
9	1189	REC1	0.74	139		3rd Operation - Phase - Delayed - TOC
10	2189	REC1	0	1000		3rd Recloser
11	2327	REC1	0.74	139		4th Operation - Lockout - Phase - Delayed - TOC
12	11518	FU-15	0.054	5840	11518	
13	193308	FU-02	0.676	93306	193308	

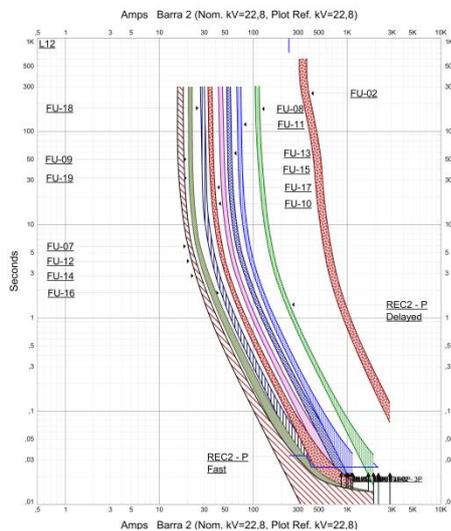
A diferencia del caso inicial, el primer elemento en operar es el reanclador REC-1, debido a que la curva de operación instantánea del reanclador se encuentra sobrepuesta a la curva del fusible FU-06, esto permite tener una mayor durabilidad de los elementos de protección ante fallas temporales. La continuidad de operación de fusibles se cumple de acuerdo a la jerarquía y selectividad de protecciones, teniendo así un sistema confiable y funcional.

2) *Ramal 2*: Al ser un ramal donde se ingresa generación en la parte lejana a la fuente de alimentación, las cargas son alimentadas por la generación hasta un 50% del valor total de la carga, de esta forma se tiene que la demanda de la red principal disminuye y por ende es necesario revisar la coordinación de protecciones.

En la figura 30 se puede observar el ajuste que se realizó al sistema de protecciones del ramal 2. Se vio necesario reducir los valores para los fusibles FU-11, FU-13, FU-15. Para el caso del fusible FU-16 se incrementa el valor al tener generación que aporta corriente a ese sector del ramal. Adicional, el reanclador REC-2 se redujo el valor nominal a 50A, lo que se tiene una coordinación de protecciones más afinado. El fusible principal del sistema FU-02 se redujo a 140 A por el aporte que existe de la generación externa al sistema.

Para validar la coordinación se simula una secuencia de operación considerando una falla en la barra 15, aquí se puede observar que el reanclador del ramal REC-2 actúa después del fusible FU-19 que es el elemento cercano a la falla, después se tiene a los fusibles FU-17, 15 y 13 actuando a medida que la falla se mantiene permanente. La apertura de los fusibles ayuda a aislar los

generadores emergentes que se encuentran cercanos a la falla y el reconector finalmente opera para aislar el ramal 2 del sistema. Para que se mantenga una coordinación entre ambos ramales, se tiene un fusible principal encima de los re conectadores. Esto tiene como ventaja que los ramales se protegen de manera independiente; al tener una corriente de ramal menos a 50A, se tiene un reconector que permite actuar con las dos curvas (instantánea y con retardo) al ocurrir cualquier falla. En la tabla 6 se muestra la secuencia de operación de los elementos de protección.



**Figura 30.** Coordinación de protecciones Caso 2 – Ramal 2 con generación emergente simulado en Etap

**Tabla 6.** Secuencia de operación Barra 15 con generación.

#	Tiempo [ms]	Item	If [kA]	T1 [ms]	T2 [ms]	Operación
1	17.2	FU-19	0.771	<10.0	17.2	
2	25	REC 2	0.693	25.0		1st Operation - Phase - Fast - TOC
3	25	REC 2	0	0.0		1st Recloser
4	25.7	FU-17	0.73	<10.0	25.7	
5	35.7	FU-15	0.693	17.7	35.7	
6	49.6	FU-13	0.693	28.6	49.6	

#	Tiempo [ms]	Item	If [kA]	T1 [ms]	T2 [ms]	Operación
7	50	REC 2	0.693	25.0		2nd Operation - Phase - Fast - TOC
8	69.5	FU-11	0.693	44.1	69.5	
9	160	FU-08	0.693	123	160	
10	1050	REC 2	0	1000		2nd Recloser
11	1207	REC 2	0.693	157		3rd Operation - Phase - Delayed - TOC
12	2207	REC 2	0	1000		3rd Recloser
13	2364	REC 2	0.693	157		4th Operation - Lockout - Phase - Delayed - TOC
14	10916	FU-02	0.61	3675	10916	

## 5. Conclusiones

El incremento de generación emergente aporta en el alivio de la demanda que existe en las líneas primarias, por lo que la corriente de las líneas disminuye haciendo que los fusibles del caso inicial se encuentren sobredimensionados, es por esto que se ve necesario utilizar fusibles tipo K los cuales son apropiados para funcionar en los dos casos, esto se debe a que los fusibles pueden funcionar sin fundirse hasta el 150% de su capacidad nominal y la variación de corriente en los dos casos no supera el 50%, haciendo este diseño válido en selectividad y costo.

La coordinación reconector-fusible se cumple considerando un reconector de tipo estático, es decir que tiene valores predeterminados para el accionamiento instantáneo y el de apertura permanente. Adicional a eso, son equipos que se pueden instalar en postes teniendo así un caso real a las líneas de distribución. La coordinación se cumple con los fusibles que se encuentran cercanos al reconector para mantener la selectividad y aislamiento de la falla de manera oportuna sin comprometer a toda la red.

Para las cargas alejadas al reconector se mantuvo una coordinación fusible-fusible por tener un valor de corriente nominal muy bajo y con la condición de mantener aislado la falla en los puntos lejanos y evitar que ocurran accionamientos innecesarios de elementos de protección que se encuentren aguas arriba de la falla.

El algoritmo desarrollado permite la ubicación óptima para la reducción de las pérdidas de potencia provocada por las características de las líneas de distribución, distancia y demanda que se encuentra en los puntos alejados al ramal principal.

La variación de la corriente de cortocircuito es un factor que influye en la coordinación de protecciones cuando existe un sistema con distancias largas y diferentes niveles de voltaje, lo que se debe analizar la corriente de cortocircuito en cada elemento de la red de distribución.

## 6. Trabajos futuros

Se recomienda realizar el estudio de coordinación de protecciones aplicando relés de cabecera y reconectores para que se tenga un análisis para diferentes tipos de falla en el sistema, y verificar que se cumpla los diferentes niveles de coordinación cuando se aplica generación emergente.

Se sugiere realizar mejorar el modelo matemático aplicando índices de confiabilidad con el objetivo de ubicación de manera óptima los generadores de emergentes considerando la reducción de pérdidas de potencia y mejorando el índice de confiabilidad del sistema.

Los resultados obtenidos en este análisis pueden servir como punto de partida para investigaciones de protecciones con generación distribuida.

## 7. Referencias

[1] R. Pelaes, A. Valenzuela, “Coordinación automática de

protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema”, 2019.

- [2] J. Gers, E. Homes, *Protection of electricity distribution Networks*. 1998.
- [3] A. Bayat, A. Bagheri, and R. Noroozian, “Electrical Power and Energy Systems Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method,” *Int. J. Electr. power energy Syst.*, vol. 77, pp. 360–371, 2016.
- [4] S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*. 2004.
- [5] J. Dolores and J. Cervantes, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*. 1995.
- [6] Saud H. Al-Saiari, “Analysis of power systems under normal and fault conditions,” 2011.
- [7] S. M. Brahma, S. Member, and A. A. Girgis, “Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation,” vol. 19, no. 1, pp. 56–63, 2004.
- [8] A. F. Naiem, Y. Hegazy, A. Y. Abdelaziz, and M. A. Elsharkawy, “A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation,” vol. 27, no. 1, pp. 176–185, 2012.
- [9] J.M. López, “Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de distribución usando un modelo de programación no lineal entero mixto,” pp. 101–110, 2011.
- [10] Labein Tecnalia, “Guía Básica de la Generación Distribuida,”

- pp. 9–20, 2007.
- [11] A. Cholango, “Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Atuntaqui, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte),” 2019.
- [12] A. Valenzuela, E. Inga, and S. Simani, “Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data,” pp. 1–19, 2019.
- [13] S. Díaz, J. Ludizaga, “Coordinación del sistema de protecciones del alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues C. A. considerando la incorporación de la red subterránea en el Centro Histórico de la ciudad,” 2010.
- [14] B. Burbano, A. Valenzuela, “Óptimo despliegue de generación distribuida en base a análisis de fallas en sistemas de distribución,” 2018.
- [15] E. Herrera, E. Inga, “Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación,” 2018.
- [16] Ó. F. Tuta B and R. A. Hincapié I, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” no. 49, pp. 14–19, 2011.
- [17] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, 2012.
- [18] L. Valencia, A. Valenzuela, “Localización y tamaño óptimo de generación distribuida mediante la reducción de la cargabilidad en redes de distribución,” 2018.
- [19] A. Girgis, S. Brahma, S. Member, and I. Introduction, “Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System,” 2001.
- [20] G. R. Toro Carolina, Hincapie Ricardo, “Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica,” 2011.
- [21] U. D. C. Rica, G. A. G. Mora, “Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión,” 2012.
- [22] S. Caviedes, A. Valenzuela, “Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales,” 2018.
- [23] M. Leon and C. Palau, “Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de media tensión,” 2015.
- [24] J. K. Tailor and A. H. Osman, “Restoration of Fuse-Recloser Coordination in Distribution System with high DG Penetration,” pp. 1–8, 2010.
- [25] S. Chaitusaney, S. Member, and A. Yokoyama, “Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination,” 2006.
- [26] A. Fazanehrafat, “Maintaining the recloser-fuse coordination in distribution systems in presence of dg by determining DG ’ s size,” pp. 132–137, 2008.
- [27] A. Portalanza, “Proyecto de norma para tirafusibles tipo expulsión de medio voltaje,” 2004.
- [28] B. Abdi, M. Abroshan, M. H.

- Aslinezhad, and A. Alimardani, "Energy Procedia Coordination Return of Protective Devices in Distribution Systems in Presence of Distributed Generation," *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 263–270, 2011.
- [29] J. R. S, L. García-santander, and J. E. Pezoa, "Ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución para minimizar la frecuencia media de interrupción," *Ingeniare*, vol. 17, pp. 205–212, 2009.
- [30] S. Khushalani and N. Schulz, "Unbalanced Distribution Power Flow with Distributed Generation," pp. 1–6, 2006.
- [31] J. Inga, E. Inga, A. Ortega, R. Hincapié, and C. Gómez, "Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process," vol. 15, no. 9, pp. 1684–1690, 2017.
- [32] D. Toapanta, A. Valenzuela, "Ubicación óptima de rmu's en redes eléctricas soterradas de distribución radial usando técnicas heurísticas," 2019.
- [33] S. Khushalani, S. Member, J. M. Solanki, S. Member, N. N. Schulz, and S. Member, "Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models," vol. 22, no. 3, pp. 1019–1025, 2007.
- [34] C. Palacios, "Estudio de coordinación de protecciones por métodos computacionales aplicados a una subestación.," vol. 10, no. 10, 2014.
- [35] S. Mishra, "Load Flow Analysis for Unbalanced Radial Distribution Systems : A Comparison of Different Practical Methods," no. September 2009, 2014.
- [36] A. Valenzuela, I. Montalvo and E. Inga "A Decision-Making Tol for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristic and Georeferenced Data", pp. 1–18, 2019.
- [37] G. Leiva, A. Valenzuela, "Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia Ocasionado por Desastres Naturales Basado en Segmentación Óptima de Cargas", 2019.

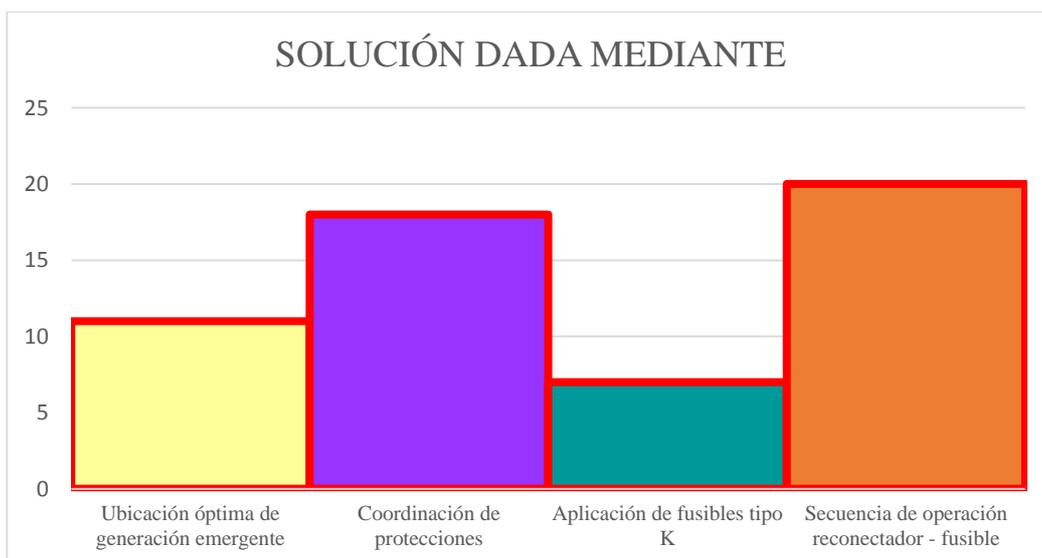
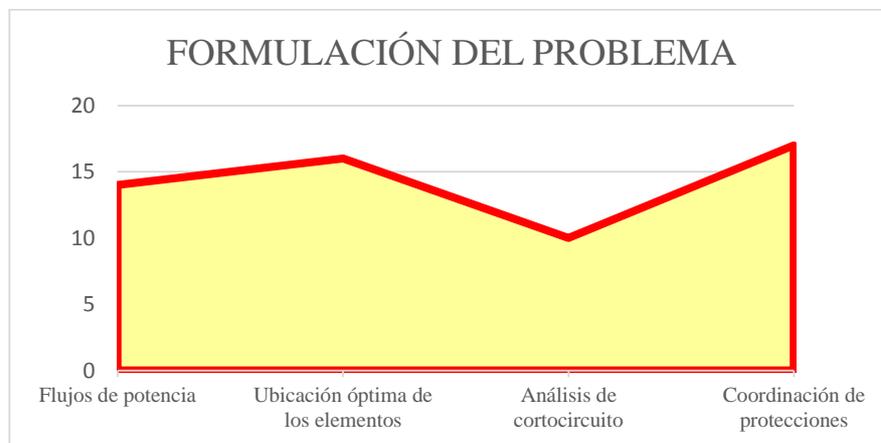
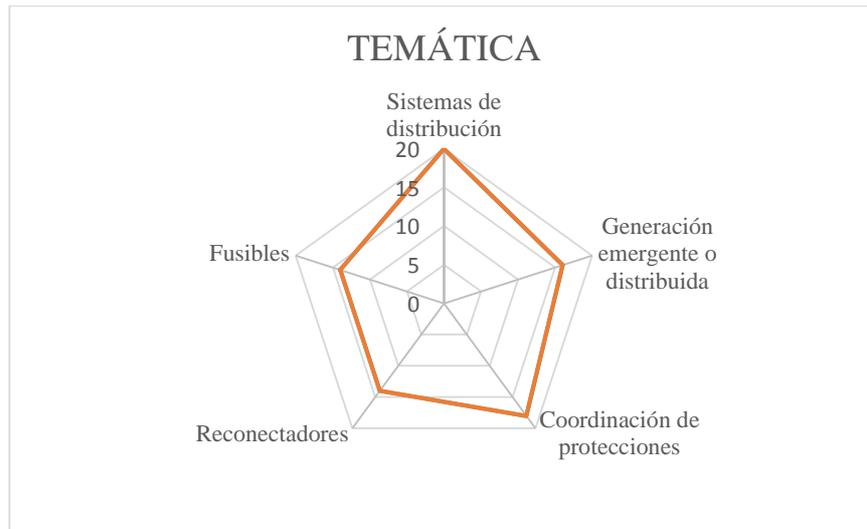
## 8. Anexos

### 8.1. Estado del Arte

EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE RECONECTADOR – FUSIBLE DEBIDO A LA INTERCONEXIÓN DE GENERACIÓN EMERGENTE																					
ITEM	AÑO	DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA		
		TITULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Sistemas de distribución	Generación emergente o distribuida	Coordinación de protecciones	Reconectores	Fusibles	Flujos de potencia	Ubicación óptima de los elementos	Análisis de cortocircuito	Coordinación de protecciones	Restricciones propias del diseño de las redes de distribución	Coordinación reconectador - fusible	Coordinación fusible - fusible	Modelo bajo Heurísticas	Minimización de pérdidas en el sistema de distribución	MNLP	Ubicación óptima de generación emergente	Coordinación de protecciones	Aplicación de fusibles tipo K
1	2019	Coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
2	1998	Protection of Electricity Distribution Networks	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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"/>
3	1999	Power System Protection	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
4	2004	Redes de distribución de energía	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	1995	Sistemas de distribución de energía eléctrica	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
6	2012	A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation	47	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7	1995	Analysis of Faulted Power Systems	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" 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"/>
8	2004	Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation	348	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

9	2011	Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de distribución usando un modelo de programación no lineal entero mixto	0	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐
10	2016	Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method	16	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
11	2007	Guía básica de la generación distribuida	0	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐
12	1995	Sistemas de distribución de energía eléctrica	0	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
13	2019	Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Atuntaqui, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (Emelnorte)	0	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒
14	2010	Coordinación del sistema de protecciones del alimentador 124 de la Empresa Eléctrica de Azoguez C.A. considerando la incorporación de la red subterránea en el centro histórico de la ciudad	0	☐	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
15	2018	Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación	0	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐
16	2011	Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida	3	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
17	2012	Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review	0	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☐	☐	☐
18	2018	Localización y tamaño óptimo de generación distribuida mediante la reducción de la cargabilidad en redes de distribución	0	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐
19	2001	Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system	176	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒
20	2011	Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica	0	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☒	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☒
21	2012	Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión	0	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☒
22	2015	Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de media tensión	0	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
23	2008	Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration	18	☒	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒
24	2007	Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination	14	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒
25	2008	Maintaining The Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems in Presence of DG by Determining DG's Size	23	☐	☒	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☒	☐	☒
26	2004	Proyecto de norma para tirafusibles tipo explosión de medio voltaje	0	☐	☐	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒
27	2011	Coordination Return of Protective Devices in Distribution Systems in Presence of Distributed Generation	5	☐	☒	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☒	☐	☐

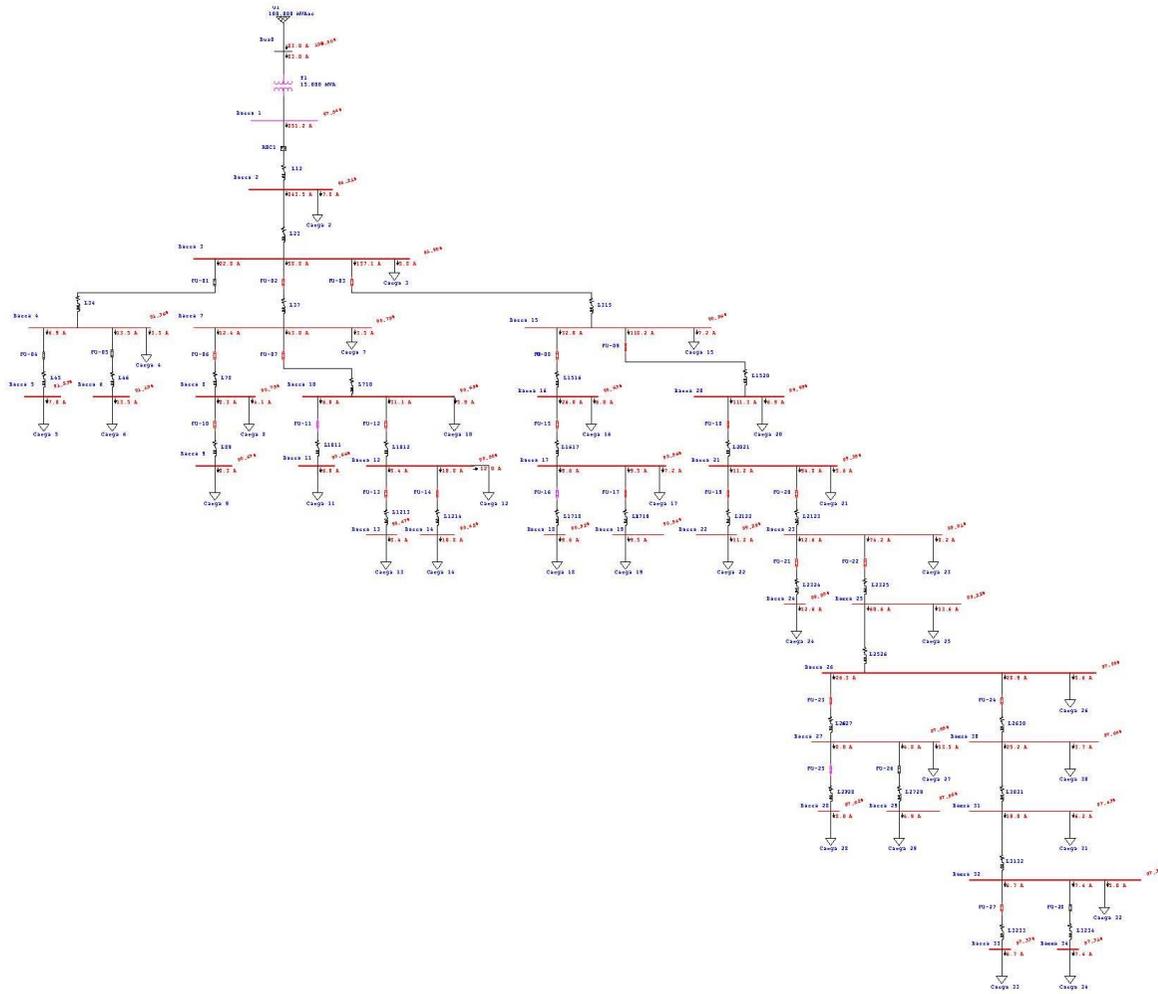
28	2009	Ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución para minimizar la frecuencia media de interrupción	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
29	2006	Unbalanced Distribution Power Flow with Distributed Generation	20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" 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"/>	
30	2017	Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
31	2019	Optimal Planning for Deployment of FiWi Networks based on Hybrid Heuristic Process	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
32	2019	Ubicación óptima de rmu's en redes eléctricas soterradas de distribución radial usando técnicas heurísticas	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
33	2007	Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models	119	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
34	2014	Estudio de coordinación de protecciones por métodos computacionales aplicados a una subestación	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	
35	2009	A Decision-Making Tol for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristic and Georeferenced Data	11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
36	2009	Load Flow Analysis for Unbalanced Radial Distribution Systems: A Comparison of Different Practical Methods	11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
35	2019	A Decision-Making Tol for Electric Distribution Network Planning Based on Heuristic and Georeferenced Data	1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
37	2019	Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia Ocasionado por Desastres Naturales Basado en Segmentación Óptima de Cargas	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
			CANTIDAD:	20	16	18	14	14	14	16	10	17	14	17	14	10	12	3	11	18	7	20



## 8.2 Anexo 1 - Datos iniciales Caso 1

Número de Barra	kV	Carga		Número de Línea	Distancia (m)	R [ $\Omega$ /km]	X [S/km]
		MW	Mvar				
Barra 1	22,8	-	-	L12	1400	1,189677	0,389613
Barra 2	22,8	0,3	0,126	L23	1000	1,189677	0,389613
Barra 3	22,8	0,25	0,025	L34	2500	1,189677	0,389613
Barra 4	22,8	0,15	0,015	L37	2000	1,189677	0,389613
Barra 5	22,8	0,299	0,03	L45	2000	1,189677	0,389613
Barra 6	22,8	0,45	0,375	L46	1500	1,189677	0,389613
Barra 7	22,8	0,15	0,03	L78	300	1,189677	0,389613
Barra 8	22,8	0,175	0,035	L89	900	1,189677	0,389613
Barra 9	22,8	0,35	0,088	L315	700	1,189677	0,389613
Barra 10	22,8	0,25	0,062	L710	250	1,189677	0,389613
Barra 11	22,8	0,25	0,075	L1011	400	1,189677	0,389613
Barra 12	22,8	0,5	0,15	L1012	600	1,189677	0,389613
Barra 13	22,8	0,35	0,105	L1213	400	1,189677	0,389613
Barra 14	22,8	0,45	0,135	L1214	750	1,189677	0,389613
Barra 15	22,8	0,3	0,09	L1516	750	1,189677	0,389613
Barra 16	22,8	0,25	0,075	L1520	800	1,189677	0,389613
Barra 17	22,8	0,3	0,09	L1617	300	1,189677	0,389613
Barra 18	22,8	0,4	0,12	L1718	450	1,189677	0,389613
Barra 19	22,8	0,35	0,225	L1719	250	1,189677	0,389613
Barra 20	22,8	0,25	0,175	L2021	600	1,189677	0,389613
Barra 21	22,8	0,225	0,105	L2122	700	1,189677	0,389613
Barra 22	22,8	0,475	0,142	L2123	500	1,189677	0,389613
Barra 23	22,8	0,35	0,105	L2324	500	1,189677	0,389613
Barra 24	22,8	0,475	0,3	L2325	1000	1,189677	0,389613
Barra 25	22,8	0,5	0,35	L2526	750	1,189677	0,389613
Barra 26	22,8	0,225	0,11	L2627	600	1,189677	0,389613
Barra 27	22,8	0,5	0,35	L2630	600	1,189677	0,389613
Barra 28	22,8	0,3	0,2	L2728	500	1,189677	0,389613
Barra 29	22,8	0,2	0,09	L2729	2000	1,189677	0,389613
Barra 30	22,8	0,14	0,09	L3031	900	1,189677	0,389613
Barra 31	22,8	0,25	0,125	L3132	400	1,189677	0,389613
Barra 32	22,8	0,2	0,1	L3233	450	1,189677	0,389613
Barra 33	22,8	0,25	0,175	L3234	650	1,189677	0,389613
Barra 34	22,8	0,3	0,15				

### 8.3 Anexo 2 - Flujo de potencia inicial caso 1



### 8.4 Anexo 3 - Datos iniciales Caso 2

Número de Barra	kV	Carga	
		MW	Mvar
Barra 1	22,8	-	-
Barra 2	22,8	0,36	0,174
Barra 3	22,8	0,382	0,196
Barra 4	22,8	0,408	0,134
Barra 5	22,8	0,733	0,334
Barra 6	22,8	-	-
Barra 7	22,8	1,187	0,55
Barra 8	22,8	-	-
Barra 9	22,8	-	-
Barra 10	22,8	-	-
Barra 11	22,8	-	-
Barra 12	22,8	-	-
Barra 13	22,8	-	-
Barra 14	22,8	-	-
Barra 15	22,8	0,336	0,217
Bus 0	22,8	-	-
Bus 1	22,8	0,279	0,11
Bus 2	22,8	0,279	0,11
Bus 3	22,8	0,356	0,182
Bus 4	22,8	0,51	0,232
Bus 5	22,8	0,255	0,158
Bus 6	22,8	0,255	0,158
Bus 7	22,8	0,442	0,274
Bus 8	22,8	0,412	0,255

Número de Línea	Distancia (m)	R [ $\Omega$ /km]	X [S/km]
L12	1400	1,189677	0,389613
L23	1000	1,189677	0,389613
L28	650	1,189677	0,389613
L34	2000	1,189677	0,389613
L37	2000	1,189677	0,389613
L45	2500	1,189677	0,389613
L56	1800	1,189677	0,389613
L89	890	1,189677	0,389613
L910	3800	1,189677	0,389613
L1011	580	1,189677	0,389613
L1112	900	1,189677	0,389613
L1213	550	1,189677	0,389613
L1314	1610	1,189677	0,389613
L1415	1800	1,189677	0,389613
L6	2200	1,189677	0,389613
L9	500	1,189677	0,389613
L10	50	1,189677	0,389613
L11	1750	1,189677	0,389613
L012	295	1,189677	0,389613
L13	110	1,189677	0,389613
L14	195	1,189677	0,389613
L15	195	1,189677	0,389613

## 8.5 Anexo 4 - Flujo de potencia inicial caso 2

