

DESARROLLO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON INYECCIÓN DE FUENTES ALTERNAS DE
ENERGÍA

RUBÉN DARÍO JARAMILLO CÓRDOBA



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2014

DESARROLLO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON INYECCIÓN DE FUENTES ALTERNAS DE
ENERGÍA

RUBÉN DARÍO JARAMILLO CÓRDOBA

Trabajo de grado presentada para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
Carlos Arturo Lozano
Profesor, Ingeniero Electricista, M.Sc. Ph.D

Director
Eduardo Francisco Caicedo
Profesor, Ingeniero Electricista, M.Sc. Ph.D



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2016

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Carlos Arturo Lozano Ms.C. Ph.D.
Director de Trabajo de Grado

Ing. Eduardo Francisco Caicedo Ms.C. Ph.D.
Director de Trabajo de Grado

Ing. Gladys Caicedo Delgado Ms.C. Ph.D
Evaluadora de Trabajo de Grado

Ing. Danny Mauricio Lopez Ms.C.
Evaluador de Trabajo de Grado

CONTENIDO

1. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ADAPTADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON PENETRACIÓN DE FUENTES ALTERNAS.....	11
1.1 Introducción	11
1.2 Esquemas de protecciones eléctricas de la red convencional.	11
1.2.1 Elementos de protección.	11
1.2.2 Características de los esquemas de protección.....	13
1.2.3 Coordinación de protecciones.	14
1.3 Sistemas de distribución con penetración de fuentes alternas de energía y desafíos que estos presentan en la coordinación de protecciones convencional.....	15
1.3.1 El concepto de micro-red.	15
1.3.2 Impactos de la generación distribuida en los esquemas de protecciones.....	16
1.3.3 Fallas comunes de esquemas de protecciones tradicionales en sistemas de distribución con penetración de fuentes alternas de energía.	17
1.4 Situación actual de la coordinación de protecciones contra sobrecorrientes y cortocircuitos en sistemas de distribución con fuentes alternas de energía.	21
1.4.1 Esquema de Protección Diferencial.	21
1.4.2 Esquema adaptativo de protección de sobrecorriente	23
2. TOPOLOGÍAS Y CARACTERIZACION DE <i>MICRO-REDES</i> PARA LA APLICACIÓN A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.	26
2.1 Introducción	26
2.2 Características de la red radial seleccionada.....	26
2.3 Clasificación de topologías de <i>micro-redes</i> para el estudio de la implementación de un sistema de protección.	27
2.3.1 Clasificación según su topología de red.....	27
2.3.2 Clasificación según su forma de control.	29
2.4 Caracterización de fuentes de generación distribuidas.	31
2.4.1 Caracterización de fuentes de generación fotovoltaica.....	31
2.4.2 Caracterización de fuentes de generación eólica.	33
2.4.3 Caracterización de fuentes de generación por Biogás y PCH.....	36
2.5 Topología de red de distribución y <i>micro-red</i> seleccionada.....	38
2.5.1 Características de la red radial seleccionada.....	38
2.5.2 Características de la micro-red y generadores distribuidos seleccionados.	38

3. DESARROLLO DE UN ESQUEMA DE PROTECCION ADAPTATIVO DE SOBRECORRIENTE	41
3.1 Introducción	41
3.2 Dimensionamiento de elementos de protección.....	42
3.3 Criterios de ajuste para protecciones de sobrecorriente	42
3.3.1 Criterios fundamentales para la protección instantánea de líneas y cargas.	42
3.3.2 Criterio de ajuste para protección instantánea de sobrecorriente en transformadores.....	43
3.3.3 Criterio para selección del intervalo de tiempo de coordinación.....	43
3.3.4 Criterio para el ajuste de unidades temporizadas de sobrecorriente	43
3.4 Metodología propuesta para el ajuste y coordinación del sistema de protecciones...	44
3.4.1 Metodología radial convencional.....	44
3.4.2 Metodología propuesta para el esquema adaptativo.	45
3.5 Sistematización del ajuste del esquema de protecciones adaptativo.....	51
3.5.1 Características y arquitectura de las unidades de protección.	52
3.5.2 Sistema de control centralizado.	53
3.5.3 Sistema de control descentralizado	56
4. SIMULACION DEL ESQUEMA PROPUESTO.....	60
4.1 Introducción	60
4.2 Esquema propuesto frente a fallas de estudio	60
4.2.1 Simulación de la falla en el sistema de distribución radial (falla 1).	61
4.2.2 Simulación de falla en un nodo perteneciente a la micro-red (falla 2).	64
4.2.3 Simulación de falla en una línea de interconexión en la micro-red (falla 3).	69
4.3 Conclusiones	74
4.4 Mejoras y trabajos futuros.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Características tiempo-corriente de relés de tiempo inverso IAC	12
Figura 2. Estructura de una micro-red.....	16
Figura 3. Configuración de una red de distribución con una micro-red en operación aislada	18
Figura 4. Configuración de una red de distribución con una micro-red acoplada.	19
Figura 5. Falla en red adyacente a la red del generador distribuido.	20
Figura 6. Fallas en coordinación de Reclosers con una micro-red acoplada a la red de distribución.....	20
Figura 7. (a) Esquema de protección a un barraje, (b) Esquema de protección a una línea.	22
Figura 8. Algoritmo de centro de control computacional	24
Figura 9. Topología propuesta de un sistema de protección con fuentes alternas de energía	25
Figura 10. (a) Diagrama unifilar propuesto por Juan Manuel Gers, (b) Diagrama unifilar red radial modificada para el estudio.	27
Figura 11. Esquema de <i>micro-red</i> radial.....	28
Figura 12. Esquema de <i>micro-red</i> en anillo.	28
Figura 13. Esquema de <i>micro-red</i> con distribución radial y en anillo.	29
Figura 14. Esquema de comunicación entre dos relés con control descentralizado.	29
Figura 15. Topología de micro-red con unidad de control de protección centralizada.....	30
Figura 16. Esquema de control centralizado-descentralizado en una micro-red	30
Figura 17. Equivalente circuital de un generador fotovoltaico.	31
Figura 18. Corriente de falla trifásica de un parque de generación fotovoltaico	33
Figura 19. Generador de inducción jaula de ardilla	34
Figura 20. Circuito equivalente para el cálculo de contribución de cortocircuito a la red de un parque eólico	34
Figura 21. Formas de onda para una falla trifásica en terminales del generador.....	35
Figura 22. Resultados de corriente de cortocircuito para una planta de generación eólica .	36
Figura 23. Modelo circuital de una falla trifásica.	36
Figura 24. Modelos circuitales de secuencias positiva (a), negativa (b) y cero (c) para una falla y su uso en análisis de fallas asimétricas.	37
Figura 25. Topología de estudio seleccionada.	40
Figura 26. Desarrollo característico de un esquema de protección de sobrecorriente	41
Figura 27. Bidireccionalidad de flujos de potencia en condiciones normales.	49
Figura 28. Direccionalidad de flujo de potencia en el momento de una falla.....	50
Figura 29. Esquema de comunicación durante falla	51
Figura 30. Representación esquemática de un relé digital.....	53
Figura 31. Sistema de control central del esquema adaptativo para función instantánea.	54
Figura 32. Niveles jerárquicos de comunicación del sistema centralizado.....	54
Figura 33. Secuencia lógica del controlador central de micro-red para el ajuste de la función instantánea de protección	55

Figura 34. Esquema de programación de un relé como agente de protección	57
Figura 35. Sistema de comunicación descentralizado para el sistema de estudio.	59
Figura 36. Fallas de estudio para el esquema de protecciones propuesto.....	60
Figura 37. Diagrama vectorial de corriente de falla 1 (primera [a] y segunda [b] vecindad del Relé 2.1)	61
Figura 38. Tiempos de despeje de la falla 1 en el esquema de protecciones propuesto.	62
Figura 39. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla.	63
Figura 40. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la <i>micro-red</i>	64
Figura 41. Diagrama vectorial de corriente de falla 2 (vectores presentes en las unidades primarias).	65
Figura 42. Diagrama vectorial de contribución a la corriente de falla DG 9 (segunda vecindad del Relé 8.2)	65
Figura 43. Diagrama vectorial de contribución de la red, DG6 y DG 7 a la corriente de falla	66
Figura 44. Tiempos de despeje de la falla 2 en el esquema de protecciones propuesto.	66
Figura 45. Curvas características de disparo de los relés primarios para la falla 2.....	67
Figura 46. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la red, DG6 y DG7.	67
Figura 47. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la DG9.....	68
Figura 48. Diagrama vectorial de corriente de falla 3 (primera adyacencia del Relé 6.2, segunda adyacencia del Relé 7.1)	70
Figura 49. Diagrama vectorial contribución de DG 7 a la falla 3 (primera vecindad del Relé 7.1)	70
Figura 50. Diagrama vectorial contribución de red, DG6, DG8, DG9 a la falla 3 (segunda vecindad del Relé 6.2).....	71
Figura 51. Tiempos de despeje de la falla 3 en el esquema de protecciones propuesto.	71
Figura 52. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla 3.	72
Figura 53. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla.	73
Figura 54. Curvas características de disparo del Relé 6.2 y sus respaldos	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Reactancias en p.u típicas para generadores sincrónicos.....	37
Tabla 2 Elementos y sus características de la red radial seleccionada.....	38
Tabla 3 Características y elementos de la micro-red seleccionada.....	39
Tabla 4 Matriz de corrientes de cortocircuito	47
Tabla 5 Matriz de ajustes pre-calculados.....	47
Tabla 6. Parámetros de acuerdo a curvas características de la función de relés de sobrecorriente.....	58
Tabla 7. Procedimiento de aclaración de la falla 1 con el esquema propuesto.....	62
Tabla 8. Procedimiento de aclaración de la falla 2 con el esquema propuesto.....	66
Tabla 9. Procedimiento de despeje de la falla 3 con el esquema propuesto	72

INTRODUCCION

El presente trabajo se ha desarrollado como requisito para optar al título de ingeniero electricista de la Universidad del Valle, Colombia, teniendo como tema principal los esquemas de protección cuando se realiza una integración de generación cercana a los centros de consumo.

Últimamente, ha surgido la tendencia en los sistemas eléctricos de realizar la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables y distribuidos, realizando dicha generación cerca a los centros de consumo y por lo tanto reduciendo pérdidas económicas y aumentando la sostenibilidad ambiental en el proceso de conversión, transmisión y distribución de energía, sin embargo, la integración de una generación cercana a la carga es un cambio de paradigma frente a los sistemas eléctricos actuales donde la generación se realiza muy lejana a los centros de consumo.

Un cambio de paradigma como este representa varios desafíos tanto técnicos (coordinación de protecciones) como económicos (despacho económico del sistema) a resolver con el fin de que en un futuro no muy lejano pueda implementarse la generación distribuida. El objetivo general de este trabajo, consiste en proponer un esquema de protección el cual resguarde los elementos que componen el sistema eléctrico sin dejar a un lado la coordinación tal que permite sacar la menor parte del sistema y no incurrir en pérdidas, por tal motivo y con el fin de alcanzar el objetivo general este documento se divide en cuatro capítulos en el cual se alcanza cada uno de los cuatro objetivos específicos planteados en un comienzo en el anteproyecto.

En el capítulo 1, se realiza una revisión bibliográfica sobre los conceptos básicos que se trataran en este trabajo tales como los conceptos de los esquemas de protección, se introduce el concepto de *micro-red* como una nueva tecnología que intenta implementar la automatización de la operación en un sistema con generación distribuida, los problemas que se presentan en los esquemas de protección convencionales al realizarse una integración de generación distribuida a un sistema eléctrico existente y finalmente revisarse los esquemas actuales de protecciones que se han propuesto para la solución de éste problema, con el fin de ampliar el panorama acerca de las protecciones eléctricas y las posibles soluciones que se han propuesto.

El capítulo 2 se expone tanto las características de *micro-redes* como de la red eléctrica radial bajo estudio, donde se busca seleccionar el sistema eléctrico en conjunto, tanto por sus formas topológicas como por su control, así mismo, se realiza un levantamiento sobre el comportamiento de las fuentes no convencionales de energía frente a fallas de cortocircuito con el objetivo específico de obtener un sistema eléctrico de estudio con una topología de red definida y unos parámetros que permita realizar los análisis de cortocircuito y consecuentemente la coordinación de protecciones de un esquema planteado.

En el capítulo 3 se presenta la metodología de ajuste del esquema propuesto, basado inicialmente en la metodología convencional y adicionándole características adaptativas las cuales permite que el esquema teóricamente funcione adecuadamente, por lo tanto es en este capítulo donde se expone los criterios bajo los cuales se realiza el ajuste de las protecciones

y su método de funcionamiento para finalizar con la presentación del esquema propuesto en su conjunto.

Para cumplir el último objetivo específico, el esquema presentado en el capítulo 3 es validado e implementado en la red de estudio escogida en el capítulo 2, con el fin de demostrar mediante simulación con la herramienta Neplan que el esquema de protección propuesto efectivamente se adapta y es capaz de dar una buena respuesta frente a contingencias de la red sin dejar a un lado la selectividad en el proceso de despeje de éstas últimas.

En resumen, este trabajo pretende plantear un esquema de protección nuevo bajo el cambio de paradigma referente a la distribución de la generación y la carga, siendo un trabajo que introduce un nuevo campo de estudio a la escuela presentando las protecciones adaptativas y la integración de tecnologías informáticas a las protecciones como una solución a los problemas técnicos que presentan las nuevas tecnologías y conceptos de generación de energía eléctrica.

Finalmente, el resultado de este trabajo es un esquema definido con unos parámetros tales que le permite ser adaptativo lo cual le otorga confiabilidad sin dejar a un lado la selectividad del mismo, por lo cual al observarse en el capítulo 4 los resultados de simulación se puede concluir que los resultados obtenidos eran los esperados y planteados desde un inicio en el anteproyecto.

1. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE ADAPTADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON PENETRACIÓN DE FUENTES ALTERNAS.

1.1 Introducción

En búsqueda de reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente resultado de la generación de energía eléctrica, y aumentar la eficiencia energética de los sistemas de potencia actuales, cada día se destaca más la tendencia de integrar generación por fuentes alternas de energía y aprovechamiento de recursos distribuidos cercanos a los lugares de consumo [1]. Sin embargo, la implementación de estas fuentes de generación presenta una amplia gama de desafíos técnicos tales como la regulación, despacho del sistema, protección del sistema de potencia, entre otros.

Este capítulo está principalmente enfocado en las dificultades que se presentan en la coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de fuentes alternas de energía, y las modificaciones que se han propuesto en los sistemas de protección para adecuar su funcionamiento.

1.2 Esquemas de protecciones eléctricas de la red convencional.

Por lo general, la generación de energía eléctrica se realiza en zonas alejadas a los centros de consumo, por lo cual ésta debe circular por el sistema de transmisión nacional para luego llegar al sistema de distribución local y finalmente ser entregada al usuario, conformando así el sistema de potencia actual. Cada una de las partes que constituyen al sistema de potencia (Generación, Transmisión, Distribución) deben disponer de elementos y esquemas de protecciones eléctricas, capaces de responder ante disturbios en el sistema eléctrico, tales como, descargas atmosféricas, sobrevoltajes o sobrecorrientes [2], entre otros, garantizando así la integridad física de las personas y otorgándole al sistema una mayor continuidad en el servicio, reduciendo el deterioro en los equipos eléctricos debido a contingencias en el sistema [3].

1.2.1 Elementos de protección.

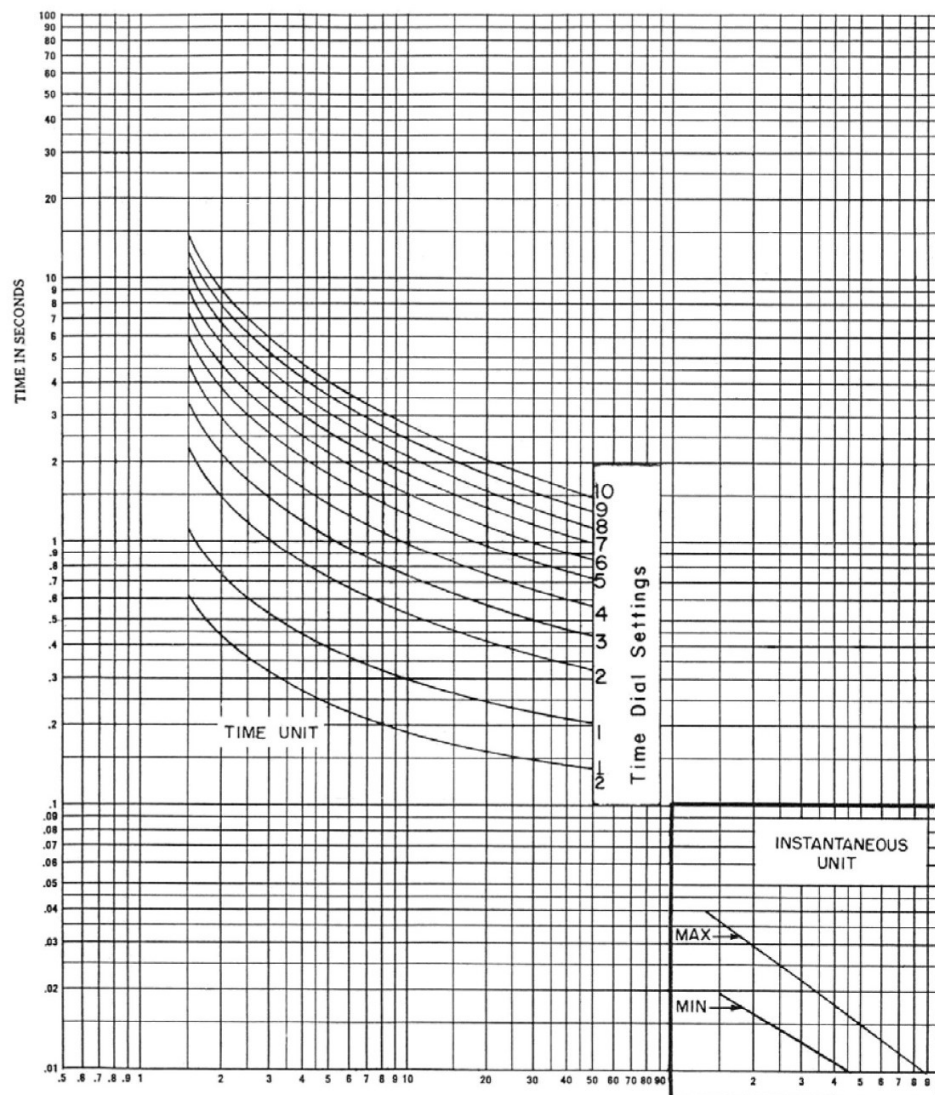
En un sistema de potencia, las zonas de protección pueden definirse en seis categorías debido a los equipos a proteger, estas son: generadores, transformadores, subestaciones, líneas de transmisión, líneas de distribución o cargas y bancos de reactivos. Dependiendo de la zona a proteger se seleccionan los dispositivos de protección, bien sea relés de protección, reconectadores, fusibles o seccionadores [4].

- ***Relés de protección:*** Un relé de protección es un elemento el cual opera en condiciones intolerables para el sistema de potencia con el fin de aislar la zona afectada, despejando la falla y no se comprometa el resto del sistema [3], estos relés

pueden clasificarse por funcionamiento, tipo de funcionamiento (magnitudes eléctricas que censa y a las cuales responde), estructura de construcción, entre otros [2]. Para efectos de este trabajo de grado se estudiará específicamente el relé de protección de sobrecorriente.

Debido a que una de las técnicas más utilizadas para determinar la existencia de fallas es la detección de altos niveles de corriente, las protecciones de sobrecorriente constituyen uno de los pilares más importantes en el diseño de esquemas de protección [4]. Estas pueden ser unidades temporizadas, es decir que a determinada magnitud de corriente accionan en una específica cantidad de tiempo, o pueden ser instantáneas, es decir que a determinada cantidad medida de corriente, la protección se acciona de forma instantánea.

Figura 1. Características tiempo-corriente de relés de tiempo inverso IAC



Fuente: www.sistemamid.com/download.php?a=78814.

En la Figura 1, puede observarse las curvas características de un relé de sobrecorriente de tiempo inverso y la característica de una unidad instantánea, estas características son de gran importancia para realizar el ajuste adecuado y lograr la coordinación de protecciones en un sistema.

- **Reconectores:** es un dispositivo capaz de “detectar condiciones de sobrecorriente, interrumpir el circuito si ésta se mantiene por un tiempo determinado y cerrar automáticamente para re-energizar la línea” [2]. Es ideal para sistemas de distribución con líneas aéreas, puesto que la mayoría de las fallas en estas zonas son de naturaleza temporal y duración corta, sin embargo éste dispositivo tiene la capacidad de aislar la zona completamente después de un determinado número de ciclos (apertura – cierre) si la falla es de naturaleza permanente [5].
- **Seccionalizador:** Dispositivo capaz de desconectar una sección en falla de un circuito de distribución aguas debajo de un reconector, es incapaz de interrumpir corrientes de falla por lo que este abre después de determinado número de aperturas del recloser siempre que éste último se encuentre con los contactos abiertos [2].
- **Fusible:** es un dispositivo de protección de sobrecorriente el cual se compone de un elemento que se destruye por características térmicas en presencia de una sobrecorriente a determinado valor de corriente y de tiempo [2]. Tiene gran similitud con los relés de tiempo inverso, salvo que posee una única curva característica la cual es determinada por el material y método de fabricación de éste dispositivo.

1.2.2 Características de los esquemas de protección.

Para que un sistema de protección tenga un funcionamiento adecuado debe tener los siguientes principios básicos:

- **Confiabilidad:** Esta característica garantiza que el esquema de protección operará correctamente bajo algún disturbio que se presente en el sistema eléctrico, mientras que en condiciones normales de funcionamiento la protección no debe operar evitando desconectar zonas innecesariamente [2]. La confiabilidad contiene dos aspectos los cuales son la dependencia y la seguridad, “la dependencia indica la habilidad de proteger el sistema correctamente cuando es requerido mientras que la seguridad es la propiedad de evitar disparos innecesarios durante una operación normal del sistema”[6].
- **Selectividad:** Generalmente, cada elemento de protección en un sistema, tiene asignada una zona específica a proteger conocida como “zona primaria”, en la cual al presentarse una falla el elemento de protección deberá actuar rápidamente, adicionalmente puede tener una “zona de respaldo” en la cual de haber una

contingencia éste actuara como el respaldo de la protección primaria de esta otra zona. La selectividad indica que el esquema permitirá una “mayor continuidad de servicio desconectando la mínima parte del sistema con tal de aislar la falla”[2]., por tanto en un esquema de protección, los elementos de éste deben tener un ajuste tal que la protección primaria actúe inicialmente y exista un tiempo prudencial para el accionamiento de su protección de respaldo sin descuidar la confiabilidad y rapidez de respuesta ante las contingencias en el sistema eléctrico. “La operación de una protección de respaldo es indebida e indeseable salvo que la protección primaria en la zona de la falla no opere”[6].

- **Velocidad:** El objetivo de un esquema de protección es que despeje las fallas que se presenten en el sistema eléctrico lo más rápido posible, sin embargo una operación excesivamente rápida puede afectar radicalmente la selectividad del esquema de protección, por tanto es necesario evaluar la velocidad de los elementos del esquema para que éstos tenga un apropiado tiempo en el despeje de una falla sin que produzca operaciones indeseadas o fallas en la selectividad [4].
- **Económico:** El costo siempre será un factor importante por tanto es necesario encontrar un balance adecuado entre el mayor grado de protección del sistema y el mínimo costo del esquema de protección posible [2].

1.2.3 Coordinación de protecciones.

Teniendo en cuenta que un elemento del sistema no está exento de tener una mala operación, el esquema de protección debe garantizar que se despejara la falla en el sistema así la protección inmediata a la falla no responda adecuadamente, es por ello que un esquema de protección adecuado debe contener una protección primaria y una protección de respaldo [2].

- **Protección primaria.** Es aquella que debe actuar siempre que en los elementos o zonas protegidas por ésta sea detectada una falla.
- **Protección de respaldo.** Ésta actúa cuando por algún motivo la protección primaria no operó, puede tener principios de funcionamiento iguales o diferentes a los de la protección primaria, sin embargo tienen una componente temporizada para retardar el disparo y darle tiempo a la unidad primaria de actuar [2].

La coordinación de protecciones finalmente consiste en realizar un ajuste adecuado de las protecciones con el fin de que cada unidad primaria tenga una o dos unidades de respaldo, aumentando la confiabilidad del esquema de protección pero sin dejar a un lado la selectividad. Una adecuada coordinación de dispositivos de protección en el sistema de potencia es extremadamente importante, no solo por la mejora en la selectividad y

confiabilidad del sistema de protecciones, sino también por el mejoramiento en la calidad y continuidad del servicio [7].

1.3 Sistemas de distribución con penetración de fuentes alternas de energía y desafíos que estos presentan en la coordinación de protecciones convencional.

El aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), las cuales se encuentran distribuidos alrededor del planeta, sugieren una alternativa como posible solución menos contaminante a los sistemas eléctricos convencionales que usan combustibles fósiles para el abastecimiento de la demanda [8].

Paralelamente, existe hoy día una tendencia generalizada a la implementación de redes eléctricas inteligentes con fuentes alternas de energía. Esta tendencia surge como una respuesta tecnológica a los problemas inherentes que afrontan los sistemas eléctricos tradicionales en la búsqueda de una mayor eficiencia y calidad en el suministro de energía eléctrica a la comunidad e industria.

Presentándose como solución a estos problemas se ha propuesto en los estudios recientes alrededor del mundo las arquitecturas de *micro-redes*, como redes autónomas controladas con nuevas tecnologías de inteligencia computacional, que suministran de energía eléctrica a centros de consumo cercanos y produciendo bajos niveles de emisiones contaminantes al integrar generación con fuentes no convencionales de energía [1]. El funcionamiento de éstas puede ser en modo aislado o interconectado lo cual implica la existencia de flujos de potencia bidireccionales y por ello la implementación de estas arquitecturas presentan nuevos desafíos, razón por la cual el concepto de *micro-redes* ha abierto diversos campos de estudios, entre estos, las protecciones adaptativas como solución a los problemas de protecciones eléctricas para este tipo de arquitecturas [8].

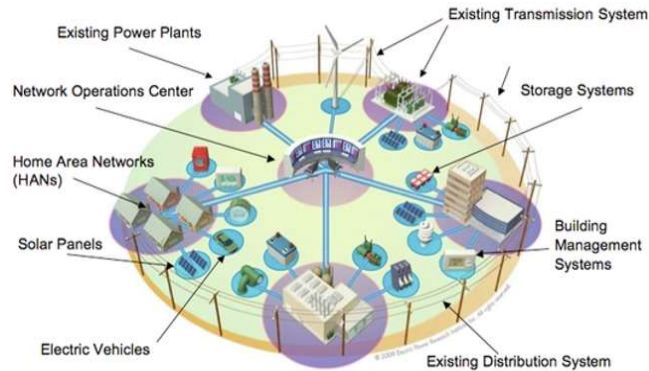
1.3.1 El concepto de *micro-red*.

“La *micro-red* es definida como una red de baja o media tensión que integra generación distribuida, almacenamiento de energía y centros de cargas cuya capacidad instalada en total no supera unos pocos MWs” [9]. Estas arquitecturas cuentan con la particularidad de poseer determinado nivel de automatización en la operación y una infraestructura de medición avanzada, la cual le permite trabajar de manera aislada o autónoma respecto a la red de distribución de un sistema de potencia, funcionando como una carga o fuente adicional a éste último [10].

Por consiguiente, la *micro-red* se presentan como una tecnología que amortiguaría los crecientes problemas de los sistemas de potencia convencionales referentes a pérdidas por transmisión y las altas emisiones de gases de efecto invernadero, sin perder confiabilidad al

integrar tecnologías de generación distribuida con fuentes de generación convencionales, y estableciendo éstas cerca de los centros de consumo [11].

Figura 2. Estructura de una micro-red



Fuente: Gestión óptima de la potencia eléctrica en *micro-redes*, basada en inteligencia computacional [1].

Por otra parte, al igual que en grandes sistemas de potencia, las *micro-redes* afrontan numerosos desafíos técnicos tales como: medición avanzada, calidad de potencia, regulación de frecuencia, estabilidad del sistema, ajuste y adecuada coordinación de las protecciones. Éste último desafío, es resultante debido a la dinámica de la arquitectura en sí y a la presencia de flujos de potencia bidireccionales producto de los centros de carga, generadores distribuidos e interconexiones de la red [8].

Por otro lado, una de las principales diferencias de estas arquitecturas respecto al sistema eléctrico convencional es en la automatización y control de la operación y medición la red, puesto que estas llevan a cabo el control de una forma modular, es decir, cada *micro-red* tiene su propio sistema que controla cada uno de los elementos que la componen incluyendo la interconexión con el sistema de potencia, otorgándole una completa autonomía frente a cambios o contingencias en la red [10]. Esto último presenta un conflicto relacionado con la coordinación de protecciones como se realiza convencionalmente, por lo cual nace la necesidad de incursionar en esquemas que sean adecuados para la protección de sobrecorriente de la micro-red y su interconexión a la red de distribución del sistema convencional.

1.3.2 Impactos de la generación distribuida en los esquemas de protecciones.

“En las arquitecturas actuales de redes eléctricas, los esquemas de protección de sobrecorriente son diseñados para sistemas de distribución radial con flujos de potencia y corrientes unidireccionales”[10]. Sin embargo, para redes eléctricas que consideran fuentes alternas de energía conectadas cerca a los centros de consumo, existirán importantes cambios en la topología de la red comparada con la convencional por tanto se deberán tener en cuenta otras consideraciones o realizar esquemas de protección y control especializados para un óptimo funcionamiento [12].

La generación distribuida presenta diversos impactos frente a los sistemas de protecciones convencionales, puesto que las unidades generadoras distribuidas conectadas a la red de distribución cambian totalmente los parámetros con los cuales fue ajustado el esquema de protección, cambiando niveles de corto circuito, la topología de red y reemplazando los flujos unidireccionales por bidireccionales [5], por ello un esquema de protección de sobrecorriente tradicional se convierte en algo inadecuado.

Añadir una fuente de generación significativa a la red de distribución puede ocasionar un cambio en las corrientes de cortocircuito del sistema por lo cual se incrementaría el riesgo de un fallo en el sistema de protección ya implementado por dos diferentes razones [10].

- **Operación innecesaria:** Se presenta como una apertura de un interruptor sin haber falla que se requiera despejar, causada por el comportamiento impredecible y dinámico característico de las fuentes alternas de energía. [5].
- **Fallos de operación:** Es cuando un interruptor que debería abrir para despejar una falla no lo hace o lo realiza demasiado tarde, bien sea por fallos en la detección de la contingencia debido a la relación de los TC's y ajustes de la protección o por que la capacidad de corte de corriente de cortocircuito de los interruptores no se encuentra bien dimensionada posterior a la interconexión de la *micro-red* [5].

Por éstas razones, la integración de generación distribuida y *micro-redes* a una red de distribución, conlleva a que se afecte la confiabilidad, selectividad y velocidad del sistema de protección, tanto de la red como de la *micro-red*, lo cual finalmente se resume en pérdidas económicas por desconexión del servicio indebida, penalizaciones por discontinuidad del servicio y pérdidas materiales por daños en los equipos debido a la falta de una operación adecuada del sistema de protección [7].

1.3.3 Fallas comunes de esquemas de protecciones tradicionales en sistemas de distribución con penetración de fuentes alternas de energía.

Al integrar generación distribuida o interconectar *micro-redes* a una red de distribución, pueden resultar los siguientes problemas en el esquema de protección tradicional:

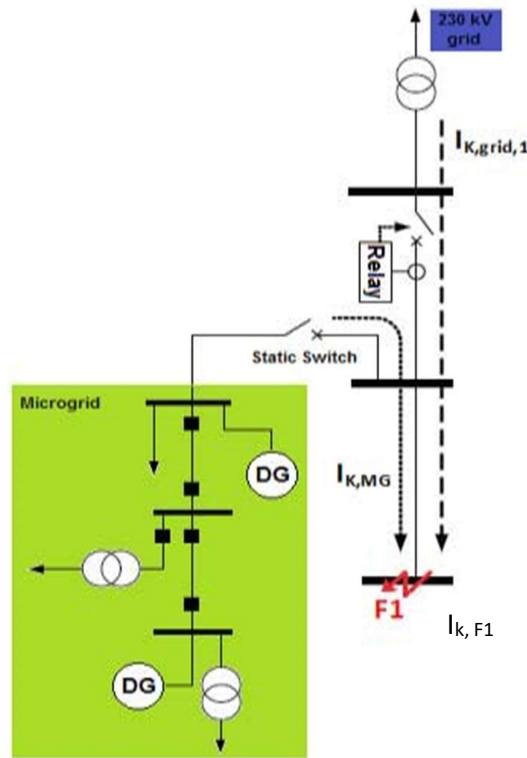
- ***“Blinding” de la Protección***

Si bien una *micro-red* puede operar de manera aislada, idealmente bajo condiciones normales ésta debería trabajar interconectada a la red, sin embargo es aquí cuando se presenta la primera falla de un esquema de protección inicialmente implementado para la red [10].

En la Figura 3 se presenta el caso de una *micro-red* (“*microgrid*”, la cual es la red enmarcada en verde) la cual se interconecta mediante un “Static Switch” a una red radial proveniente de una red de 230 kV. Suponiendo que ocurra una falla F1 aguas abajo de la red de radial y la micro-red trabaja de manera aislada, **Figura 3** la falla hará que se presente una corriente de falla $I_{K,F1}$ igual a una $I_{K,grid,1}$ debida a la contribución de la red de distribución únicamente.

Dado el caso en el que la protección “Relay” de la red fuese ajustada acorde a la corriente de falla cuando la micro-red se encuentre desconectada, el sistema de protección actuaría de manera adecuada despejando la falla en el tiempo que se requiere.

Figura 3. Configuración de una red de distribución con una micro-red en operación aislada

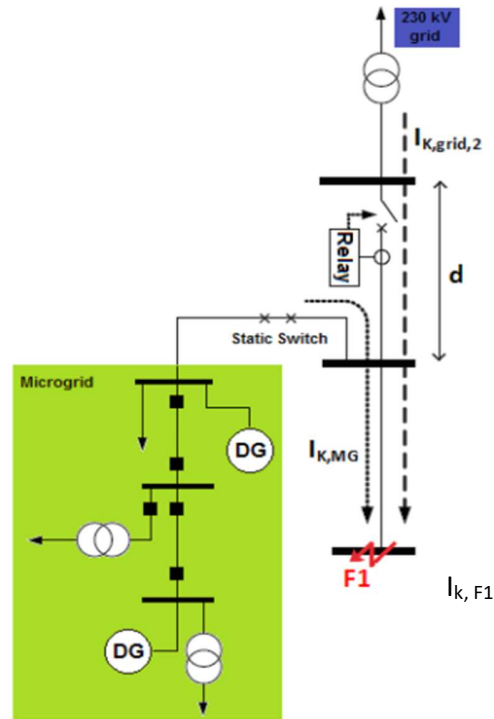


Fuente: A Review on Protection Challenges in Micro-redes [10].

Por otra parte, dado el caso de que la micro-red esté operando interconectada a la red de distribución, las condiciones cambian si se presentase la misma falla. Como se puede observar en la figura 4 la corriente de falla $I_{K,F1}$ ahora tendrá una componente suministrada por la *micro-red* $I_{K,MG}$ y una componente suministrada por la red de distribución $I_{K,grid,2}$, sin embargo la magnitud de ésta última será diferente a la considerada en el primer caso, siendo menor en magnitud que la prevista sin el aporte de la *micro-red*.

Por tanto la corriente censada por el dispositivo de protección aguas arriba del “Static Switch” de la *micro-red*, no será la corriente de falla real si no la contribución únicamente de la red la cual en magnitud es menor, disminuyendo la velocidad del despeje de falla para la protección temporizada o incluso alterando la sensibilidad de la unidad instantánea presentado el riesgo de que no opere debido a que la corriente censada no alcanza el valor de ajuste de la protección mientras que la corriente de falla si lo excede [10].

Figura 4. Configuración de una red de distribución con una micro-red acoplada.



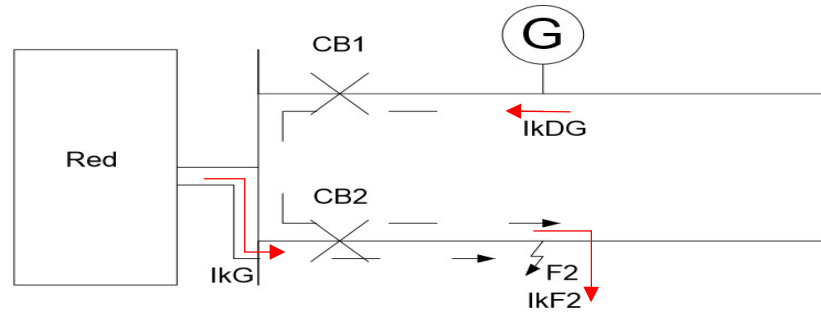
Fuente: A Review on Protection Challenges in Micro-redes [10].

- **Operación indebida (falso disparo)**

“En un sistema radial, el despeje de una falla puede requerir únicamente la apertura de un único dispositivo que interrumpa la fuente de contribución a la corriente de falla”[13], sin embargo, con la integración de generación distribuida, un único dispositivo puede no ser suficiente para el despeje de una falla debido a la contribución del generador distribuido o *micro-red* acoplada a la red [13].

En la Figura 5 se presenta dos derivaciones de un barraje que está interconectado a la red, cada derivación tiene un elemento de interrupción CB1 y CB2, suponiendo una falla F2 con una corriente de cortocircuito igual a I_{KF2} en el ramal al cual pertenece CB2, el generador distribuido “G” realizará una contribución a la corriente de falla igual a I_{KDG}

Figura 5. Falla en red adyacente a la red del generador distribuido.



Fuente: *Integration of Distributed Generation in the Power System* [5].

En operación correcta del sistema de protección solo el interruptor 2 (CB2) debería actuar despejando la falla F2 sin embargo debido a que por el interruptor 1 (CB1) circula una corriente de falla, también operara el CB1 siempre y cuando ésta sea una unidad no-direccional, y así interrumpiendo el suministro de energía que aporta el sistema de potencia al ramal donde se conecta el generador distribuido o viceversa [5], [10].

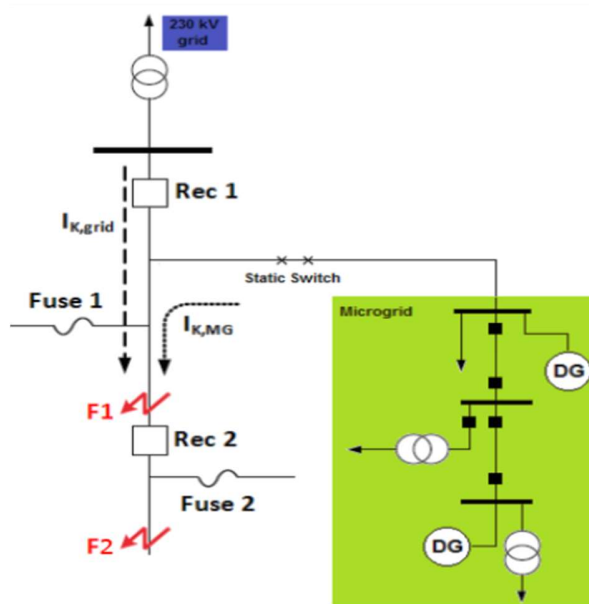
- **Problemas de coordinación entre reclosers.**

En la Figura 6 se muestra una red de distribución radial la cual tiene acoplada una micro-red (“microgrid”) mediante un “Static Switch”. La red de distribución está protegida ante fallas por dos reconectadores “Rec 1” y “Rec 2” y por dos fusibles “Fuse 1” y “Fuse 2”, sin embargo, tal como se puede observar la interconexión de la *micro-red* se encuentra entre los dos reconectadores recién mencionados.

Ahora suponiendo una falla F1 tal como la mostrada en la Figura 6 entre los dos reclosers, al estar acoplada la *micro-red*, esta contribuirá a la corriente de la falla F1, habiendo una componente debida a la *micro-red* y otra componente debida a la red ($I_{kMG} + I_{k,grid}$), sin embargo debido a la contribución de la *micro-red*, la corriente que censaría el recloser “Rec 1” es decir ($I_{k,grid}$) será un valor menor a la corriente de la falla F1 lo cual causaría un error en la operación y el tiempo requerido del despeje de la falla será mayor.

Por otro lado, suponiendo una falla F2 de la misma Figura 6 pero ahora aguas debajo de los dos recloser, Rec 2 censara la corriente de falla F2 la cual es la suma de la contribución de la red, junto con la contribución de la *micro-red* ($I_{kMG} + I_{k,grid}$), mientras que Rec 1 solo podrá medir la contribución de la red a la corriente de falla ($I_{k,grid}$), por tanto la coordinación ajustada desde un inicio se pierde y el recloser Rec 1 operará como respaldo de Rec 2 pero a un tiempo diferente al diseñado inicialmente.

Figura 6. Coordinación de Reclosers para fallas en una red de distribución con una micro-red acoplada.



Fuente: A Review on Protection Challenges in Micro-redes [10]

1.4 Situación actual de la coordinación de protecciones contra sobrecorrientes y cortocircuitos en sistemas de distribución con fuentes alternas de energía.

Debido al desafío que se presenta en cuanto a la protección de un sistema con generación por fuentes alternas de energía, se ha vuelto objeto de estudio los esquemas adaptativos de protecciones eléctricas [14]. Con las nuevas tecnologías de estado sólido implementadas en las protecciones eléctricas, éstas se han vuelto más flexibles en su programación, han demostrado buen rendimiento en la operación y gran confiabilidad [15], lo que define una alternativa que hace posible considerar un sistema de protección adaptativo que cambie con la dinámica del sistema de potencia y sus parámetros asociados.

En las *micro-redes* donde el sistema es versátil se requiere de un sistema de protección que se adapte a su comportamiento dinámico, por ello un esquema adaptativo de protección también se presenta como solución ideal tanto para la protección interna como para la protección de la interconexión a la red [16]. Existen diversos esquemas para la protección de las micro-redes, algunos con un mayor grado de complejidad que los otros todos influyendo directamente en la selectividad del sistema [17]. A continuación se exponen trabajos actuales en esquemas de protecciones para *micro-redes*.

1.4.1 Esquema de Protección Diferencial.

Los esquemas de protección diferencial tienen grandes ventajas inherentes tales como la inmunidad a variaciones de voltaje y la habilidad de operar sin un previo ajuste o conocimiento de los niveles de corrientes de falla [18], esta naturaleza versátil de la protección diferencial la convierte en un esquema que puede satisfacer las exigencias de

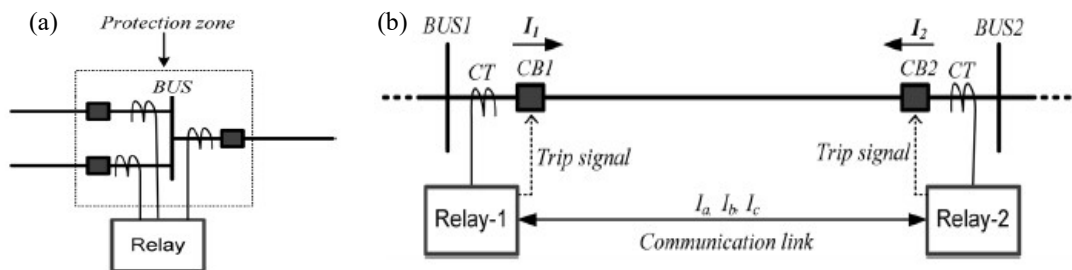
protección contra una sobrecorriente que presenta la naturaleza de una *micro-red* o de los recursos distribuidos [18], [19].

Adicionalmente, en una *micro-red* es importante realizar estudios de fallas a través de altas impedancias, puesto que el comportamiento de una falla en la micro-red durante modo aislado las magnitudes de las fallas se reducen considerablemente y la protección de corriente diferencial cuenta con la fortaleza de que es sensible a fallas incluso cuando el nivel de cortocircuito es muy bajo [17].

En el esquema de protección diferencial, el autor propone un sistema de protección primario compuesto por un arreglo de relés de corriente diferencial asistidos por un enlace de comunicación, tal como se puede observar en la Figura 7 [19].

El esquema de protección compuesto por los relés de corriente diferencial lo divide en cuatro principales elementos a proteger los cuales son: barrajes, líneas, generadores distribuidos y transformadores.

Figura 7. (a) Esquema de protección a un barraje, (b) Esquema de protección a una línea.



Fuente: Protection of Micro-redes Using Differential Relays [19].

En la Figura 7 (a) se puede observar como para la protección de barrajes, el autor propone una protección con relés diferenciales capaces de realizar la suma de las corrientes medidas, procesada la información definirá si existe una falla o no en el área protegida y de existirla el relé enviara una señal de apertura a todos los cortacircuitos conectados al barraje durante la falla en el mismo [19].

Por otro lado, como se observa en la Figura 7 (b) para la protección de líneas, propone un esquema con relés diferenciales a cada uno de los extremos de la línea, estos 2 relés tendrán un enlace de comunicación el cual los sincronizara fasorialmente y así evitar fallos por operaciones indebidas, adicionalmente debe dársele un pequeño margen de error a cada uno de los relés debido a errores en la medición por saturación de los TC's o desajustes e imprecisiones en los mismos [19].

Para la protección de generadores distribuidos los esquemas de protección deben ser para cualquier condición anormal, esto significa que cada DG (distributed generation) contará con elementos de protección de sobretensión, sincronismo, potencia inversa, corriente diferencial, entre otros [19]. Consecuentemente, los transformadores serían protegidos por la protección diferencial de la misma manera en que se hace actualmente en subestaciones de transformación actuales realizándose los arreglos entre TC's para la adecuada operación del relé diferencial [4].

Por otra parte, para la detección de fallas a través de una alta impedancia, el autor propone que cada relé de una línea calcule las componentes de secuencia cero y secuencia negativa, tanto de la medida local como de la medida remota, y con dichas componentes calculadas realizar una comparación y así tener una mayor sensibilidad a fallas asimétricas.

Finalmente el autor concluye con la importancia de tener un buen sistema de comunicación lo bastante confiable para que el esquema con los relés diferenciales opere correctamente, en caso de un fallo en la comunicación, es necesario realizar un esquema de protección de respaldo que no dependa de la comunicación y que bien sea por medición de caídas de tensión o sobrecorriente de forma tradicional.

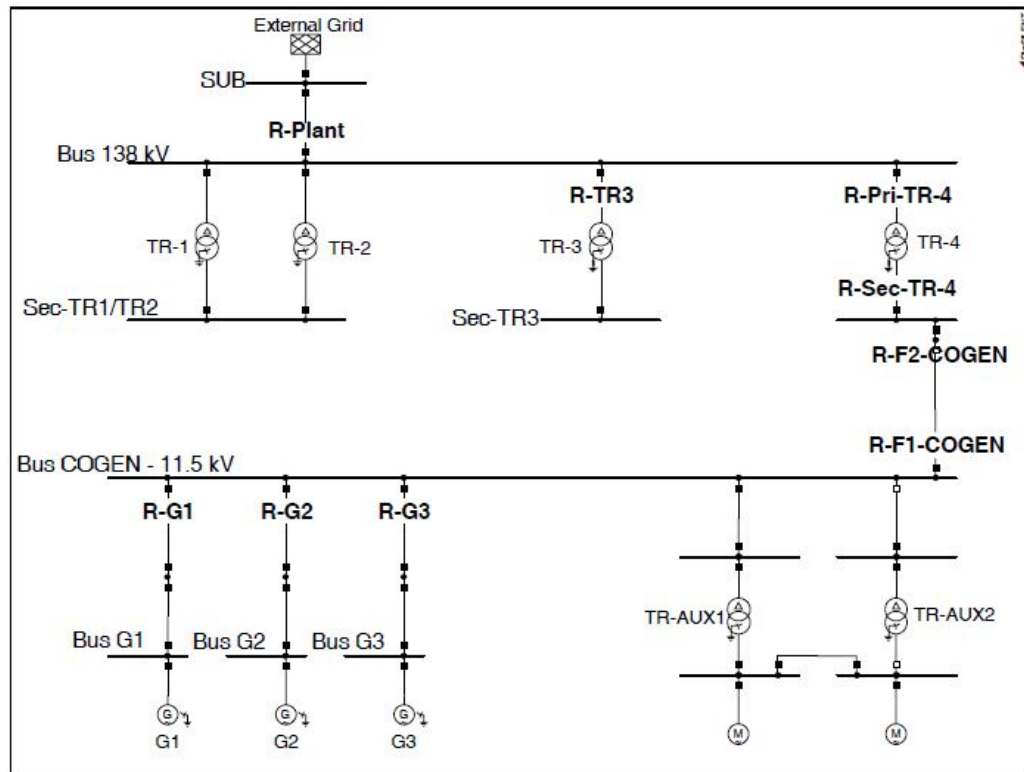
1.4.2 Esquema adaptativo de protección de sobrecorriente

En si cada topología del sistema debe de ser estudiada con el fin de establecer si determinado esquema de protección es útil en dicha topología, para el esquema adaptativo de protección de sobrecorriente encontrado en la literatura, el autor presenta un caso de estudio de implementación de protecciones adaptativas para una planta industrial con unidades de cogeneración de energía, [15].

Para realizar un ajuste de protecciones adaptativas se debe primero hacer un estudio del lugar donde se implementará el esquema adaptativo observando las posibles configuraciones del sistema, protecciones de estado sólido y adicional una unidad de control computacional central, la cual realiza funciones tales como: lectura de datos del sistema de estudio observando posibles cambios en la configuración de éste; seleccionar las acciones que debe realizar el esquema adaptativo según la configuración del sistema, y enviar las señales a los microprocesadores de las protecciones inteligentes[15], [20].

Aunque existen pequeñas variantes en términos generales, los esquemas de protecciones adaptativas están determinados por un algoritmo lógico en la unidad de cómputo central, realizando primero el escaneo de la configuración del sistema de potencia de acuerdo a su estado operativo y si hubo algún cambio se realiza el proceso lógico de programación para luego comunicar los cambios de configuración a los relés de estado sólido y que estos permanezcan en dicho ajuste mientras el sistema esté en la condición a la cual fueron configuradas automáticamente las protecciones [15].

Figura 8. Diagrama unifilar del sistema de estudio para el esquema de sobrecorriente adaptativo presentado.



Fuente: Case Study : Adaptive Overcurrent Protection Scheme Applied to an Industrial Plant with Cogeneration Units [15].

En la **Figura 8** se observa un sistema eléctrico de una planta con cogeneración, donde los generadores son las unidades G1, G2 y G3 mientras que las cargas son los transformadores TR1, TR2, TR3 y TR4. El autor propone realizar el autoajuste de las protecciones mediante un PLC central, el cual verifica las condiciones de interconexión de cada una de las unidades generadoras tal como se muestra en la **Tabla 1** y dependiendo del estado realizar un proceso lógico en el cual se autoajusten las unidades de protección

Tabla 1. Logica de control para el esquema.

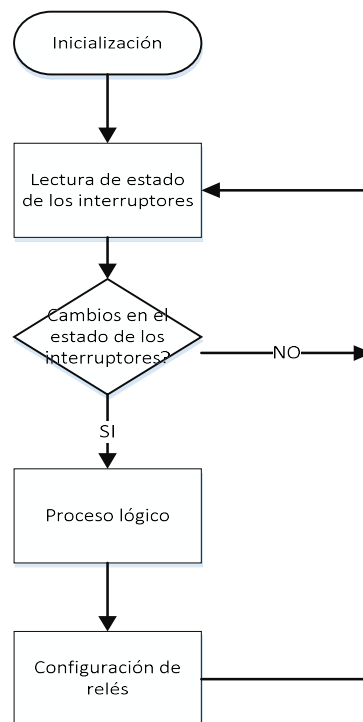
Estado de los Interruptores		
G1	G2	G3
1	1	1
1	0	1
1	1	0
0	1	1
1	0	0
0	1	0
0	0	1

Fuente: Case Study : Adaptive Overcurrent Protection Scheme Applied to an Industrial Plant with Cogeneration Units [15].

La unidad de protección central de la micro-red, será la que realice la función de programar las protecciones de sobrecorriente computarizadas, en un esquema maestro – esclavo, donde el maestro será la unidad de protección central de la micro-red y el esclavo cada uno de los elementos de protección computarizados [16], permitiendo que el esquema de protecciones sea de naturaleza adaptativa y se ajuste si los parámetros de las unidades de generación distribuida y de la *micro-red* en sí, cambian [16], [21].

Finalmente en la Figura 9 se muestra el algoritmo planteado por el autor el cual ejecutaría la unidad central de computo donde leyendo el estado lógico de los interruptores de los generadores realiza el autoajuste de las unidades de protección cíclicamente.

Figura 9. Algoritmo de centro de control computacional



Fuente: Case Study : Adaptative Overcurrent Protection Scheme Applied to an Industrial Plant with Cogeneration Units [15].

2. TOPOLOGÍAS Y CARACTERIZACION DE *MICRO-REDES* PARA LA APLICACIÓN A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.

2.1 Introducción

La generación distribuida o el concepto de *micro-red* se presentan como alternativas de realizar una generación de energía eléctrica de manera más ecológica y con mayor eficiencia energética, sin embargo como ya fue presentado en el capítulo anterior, la implementación de estas tecnologías trae consigo desafíos en diversos campos técnicos como lo es la protección del sistema eléctrico.

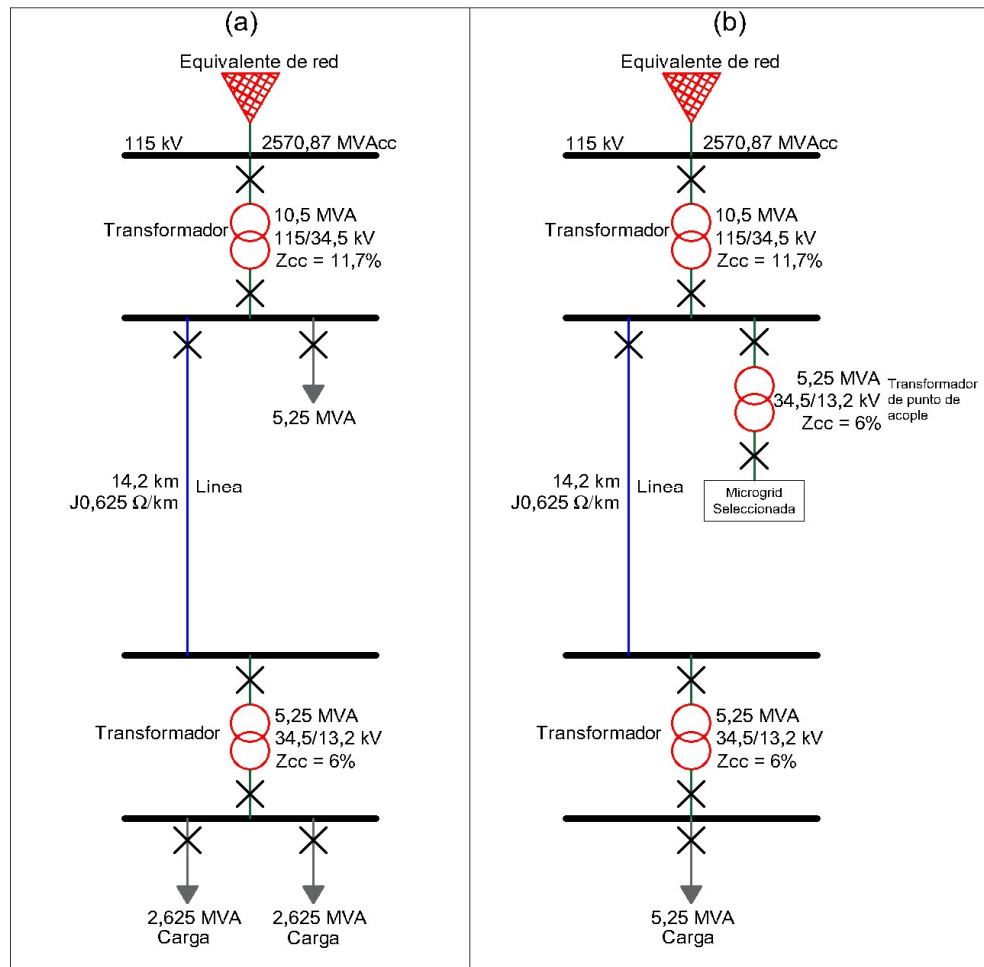
En este capítulo se presentan las características de la red radial a la cual se le plantea la interconexión de una *micro-red*, luego se hace un breve estudio sobre las diferentes topologías o características de *micro-redes* y finalmente también se estudia el comportamiento las fuentes no convencionales de generación frente a una contingencia por sobrecorriente o cortocircuito, para así concluir obteniendo el modelo y los parámetros de la red con el cual se desarrollara este trabajo.

2.2 Características de la red radial seleccionada

Con el fin de estudiar cómo sería la implementación de un nuevo esquema de protecciones se seleccionó un sistema de potencia de naturaleza radial previamente estudiado en las clases de la universidad el cual es propuesto por Juan Manuel Gers en su libro “Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia”, con los parámetros necesarios para realizar el estudio de cortocircuito y realizar, sin embargo para efectos mismos de este trabajo se realizan algunas modificaciones topológicas.

Tal como se puede observar en la Figura 10 (a) el sistema es una red completamente radial que proviene de un nodo de la red a 115 kV, pasando por transformador para bajar la tensión a 34,5 kV, una línea de transmisión y nuevamente otro transformador para dejar finalmente la tensión a 13,2 kV para las cargas, por otro lado la red que se empleara en este trabajo presentada en la figura 10 (b) cambia una de las cargas por el transformador de punto de acople de la red a la *micro-red*, esto debido a que en horas de mínima generación de las fuentes alternas de energía la *micro-red* se comportara frente al sistema como una carga, adicionalmente a esto, también se unifica las cargas finales de la red radial con el fin de no hacer muy extenso el número de protecciones a estudiar y observar bien el comportamiento del esquema.

Figura 10. (a) Diagrama unifilar propuesto por Juan Manuel Gers, (b) Diagrama unifilar red radial modificada para el estudio.



Fuente: Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia [2].

2.3 Clasificación de arquitecturas de *micro-redes* para el estudio de la implementación de un sistema de protección.

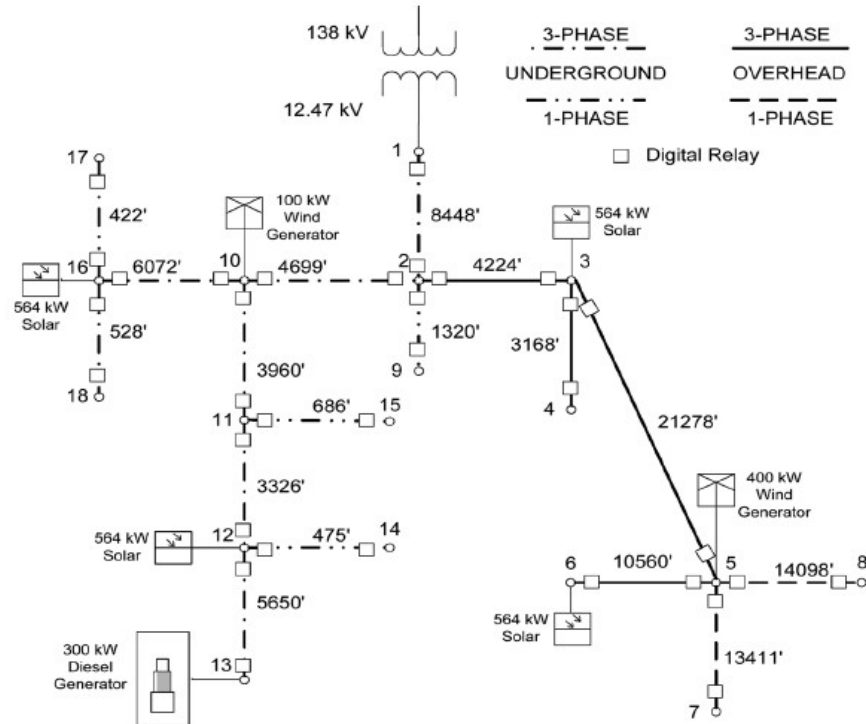
En el área de las protecciones existen dos parámetros fundamentales que establecerán cómo será el esquema de protecciones eléctricas para la *micro-red* y su acople a la red. Estos parámetros están determinados por su topología de red y su arquitectura de control en la operación y ajuste de las protecciones del sistema eléctrico[16].

2.3.1 Clasificación según su topología de red

Con el fin de dimensionar adecuadamente los elementos que componen un sistema de protección para *micro-redes* (tales como los TC's, interruptores, definición de protección direccional o no direccional y sus ajustes, entre otros) es imperioso distinguir cada una de las topologías de red para éstas arquitecturas

- **Topología de micro-red radial.** Tal como un esquema de distribución tradicional, la topología de micro-red con topología radial ofrece una mayor simplicidad en el procesamiento de esquemas de protección, reducción de costos y control de estas, sin embargo carece de una alta confiabilidad en el servicio [16], [17].

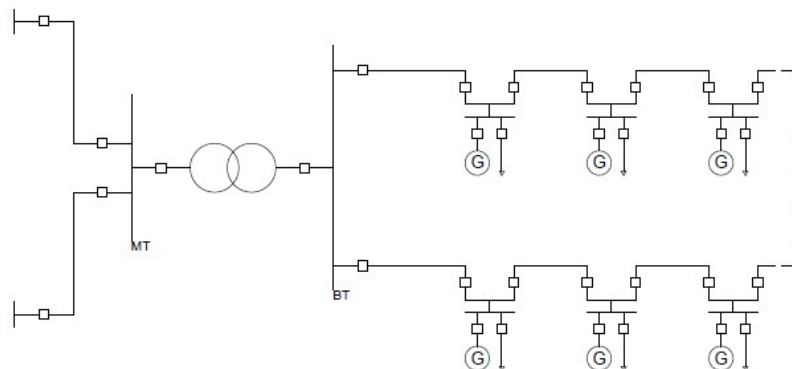
Figura 11. Esquema de *micro-red* radial



Fuente: Micro-red Protection Using Communication-Assisted Digital Relays [17].

- **Topología de micro-red en anillo.** Una topología en anillo se convierte en un desafío mayor al presentarse un gran número de combinaciones posibles de configuraciones de red, por otro lado y a pesar del gran esfuerzo de procesamiento que presenta este tipo de esquema, una topología en anillo representa una mayor confiabilidad en el servicio de energía eléctrica [16].

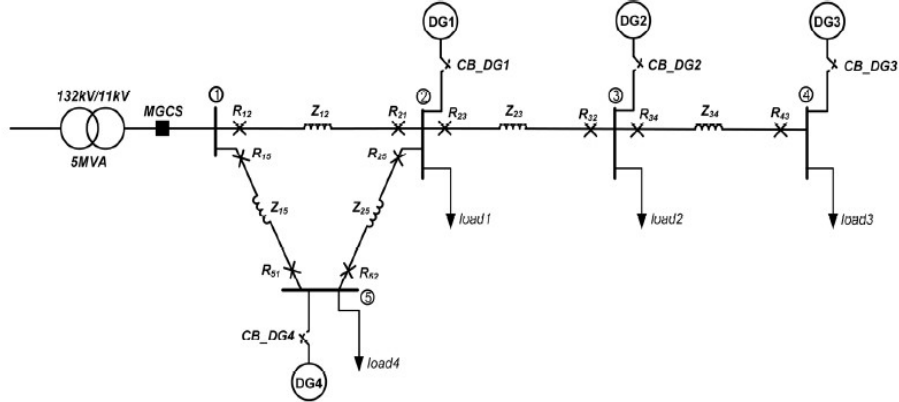
Figura 12. Esquema de *micro-red* en anillo.



Fuente: Microgrids : Architecture and Control [16].

- **Topología radial y en anillo en una micro-red.** El caso más completo de un esquema de protección se encuentra en una topología donde se presenten las dos anteriores mencionadas, donde es necesario proteger un sistema en anillo y por otra parte este tiene un sistema radial a su vez asociado [19].

Figura 13. Esquema de *micro-red* con distribución radial y en anillo.



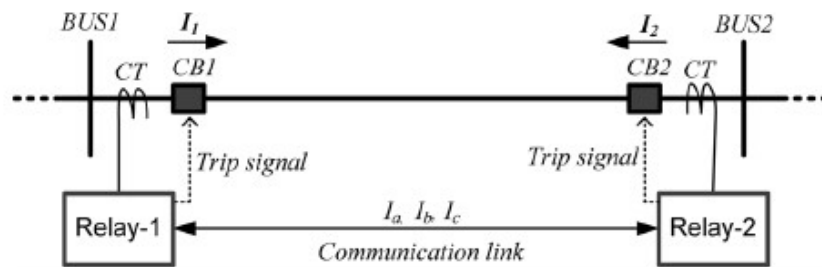
Fuente: Protection of Microgrids Using Differential Relays [19].

2.3.2 Clasificación según su forma de control de ajustes y operaciones del sistema.

Tal como se observó en el capítulo anterior, los esquemas propuestos para un sistema de protección en una *micro-red* y la interconexión de ésta a la red, hacen uso de relés digitales los cuales deben contar con enlaces de comunicación para realizar una sincronización fasorial de sus mediciones[18], con la posibilidad de dicha comunicación existen tres diferentes formas de realizar y controlar los ajustes de estas protecciones.

- **Control descentralizado.** Tal como se muestra en la Figura 14, el control descentralizado confía el control del esquema de protecciones en la capacidad de procesamiento de cada uno de los relés digitales, y de la comunicación existente entre éstos dándoles la facultad de realizar operaciones de auto-ajustes y de realizar diferentes operaciones tales como comparación de mediciones fasoriales de unidades remotas con las cuales tengan asociadas un enlace de comunicación [19], [22].

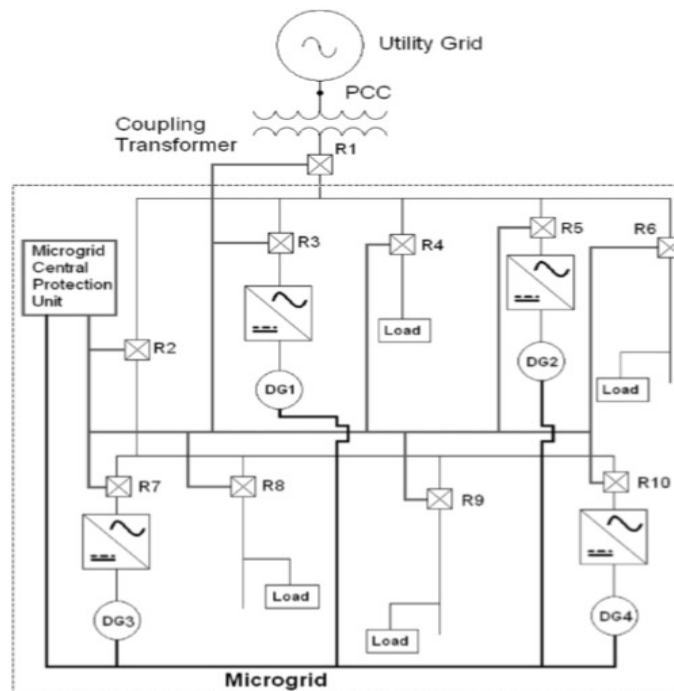
Figura 14. Esquema de comunicación entre dos relés con control descentralizado.



Fuente: Protection of Microgrids Using Differential Relays [19].

- **Control centralizado.** Tal como se muestra en la Figura 15, para llevar a cabo el control de las protecciones de forma centralizada se debe contar una unidad de computo capaz de calcular los parámetros que requiera el esquema de protección para cada uno de los relés que componen el mismo, actuando como un sistema esclavo-maestro donde la unidad de computo procesa la información del estado del sistema y envía al relé una señal de ajuste adaptándose a los cambios del sistema siempre que estén sujetos a las restricciones del mismo [16], [18].

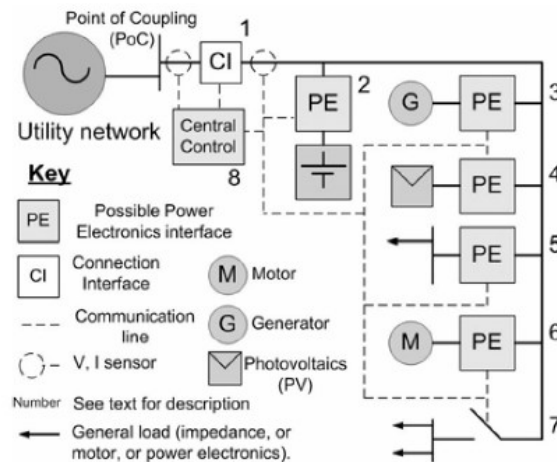
Figura 15. Topología de micro-red con unidad de control de protección centralizada



Fuente: Modeling and Simulation of a Micro-red Protection System with Central Protection Unit [14]

- **Control híbrido, centralizado- descentralizado.** Tal como se puede observar en la Figura 16 tanto las cargas como las unidades de generación distribuida tienen una interfaz de electrónica de potencia (PE), las cuales realizan un control descentralizado al poder realizar los cálculos y ajustes de parámetros en primera instancia a cada uno de los relés de protección para cada unidad [16], [23], mientras el control central (Central Control) procesa la información después de una reconfiguración del sistema y envía la señal de los ajustes necesarios para un esquema adecuadamente coordinado[15].

Figura 16. Esquema de control centralizado-descentralizado en una micro-red



Fuente: Real-World Microgrids- An Overview [23][16][16][16][16][16][16].

2.4 Caracterización de fuentes de generación distribuidas.

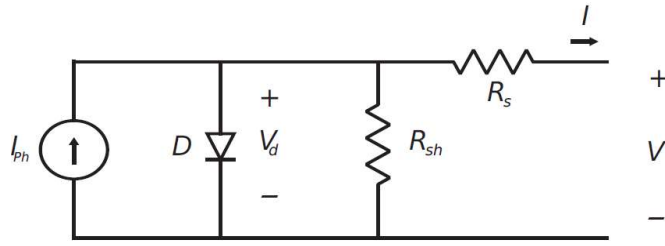
Al desarrollar un esquema de protección de sobrecorriente, el primer paso es realizar un análisis de corrientes de cortocircuito en la red a la cual se implementará, debido a que, con este análisis se seleccionan los elementos de protección y además es la información básica para la coordinación de relés en el esquema [24].

Por otro lado, los modelos de corto circuito son bien conocidos en generadores sincrónicos convencionales como los turbogeneradores o hidrogeneradores, habiendo normas tal como la IEC 60909-0 o la IEEE C37.10-2000 que establecen la forma de cálculo de los parámetros de cortocircuito, sin embargo al utilizar fuentes alternas de energía es necesario estudiar cómo es su comportamiento frente a una contingencia de la red y cómo puede ser su contribución a la falla [25].

2.4.1 Caracterización de fuentes de generación fotovoltaica.

Cuando se considera la interconexión de generación solar fotovoltaica a la red, es totalmente necesario realizar un estudio de cortocircuito para concebir como es el comportamiento de éste elemento frente a fallas de la red [24] debido a que los principios de conversión de energía son diferentes a los de las maquinas rotativas sincrónicas, por tanto los modelos basados en equivalentes Thévenin que funcionan correctamente para estos últimos no son adecuados para un arreglo de paneles fotovoltaicos [24].

Figura 17. Equivalente circuitual de un generador fotovoltaico.



Fuente: Improved MPPT short-circuit current method by a fuzzy short-circuit current estimator [26]

En la Figura 17 se puede observar el modelo circuital de una célula fotovoltaica el cual nos permite parametrizar el comportamiento de la célula individual y por tanto el comportamiento del arreglo fotovoltaico, teniéndose en cuenta que el modelo de una sola célula puede ser extrapolado a un arreglo fotovoltaico [26]. En este orden de ideas la ecuación (1) se describe la corriente entregada por el arreglo fotovoltaico basado en dicho modelo presentado equivaldría a:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + IR_s}{A} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

Del cual despreciándose las resistencias por lo mínimas que son [26], se puede simplificar el modelo a la siguiente expresión:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V}{A} \right)} - 1 \right] \quad (2)$$

Donde:

- I_{ph} Es la corriente de fotoeléctrica del arreglo.
- I_0 Es la corriente inversa de saturación del arreglo.
- V Voltaje de salida.
- I Es la corriente que entrega.
- A Equivale a $\frac{nKT}{q}$ donde n es el factor del diodo (generalmente igual a 1), K es la constante de Boltzmanns (igual a $1.38 * 10^{-23} Nm/K$), T es la temperatura del arreglo dado en Kelvin y q es la carga electrónica ($1.6 * 10^{-19} C$).

De esta última ecuación, puede observarse que cuando el voltaje es cero la corriente entregada será igual a la corriente fotoeléctrica, por tanto tenemos que la corriente de cortocircuito será igual a la corriente fotoeléctrica tal como se muestra en la siguiente expresión:

$$I_{SC} = I_{ph}; (V = 0, \quad I = I_{SC}) \quad (3)$$

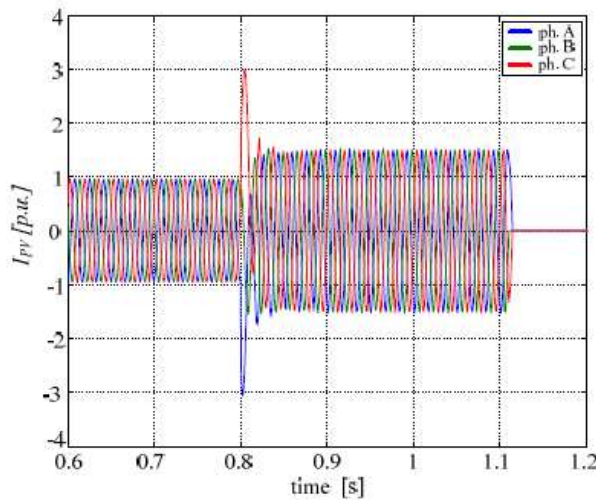
Con base en esto, y conociendo que la relación entre la corriente del máximo punto de potencia y la de cortocircuito generalmente permanece constante bajo diferentes condiciones tales como cambios en la irradiación o temperatura [26], se puede establecer que:

$$I_{MPP} = kI_{SC} ; k < 1 \quad (4)$$

Donde la constante k depende de las características del generador fotovoltaico, para el caso que expone el autor expone en su artículo $k \approx 0.92$, valor que se tomara para realizar la parametrización del generador fotovoltaico en la red de estudio en este trabajo.

Finalmente puede concluirse que el comportamiento de un generador fotovoltaico suministrara una baja corriente de cortocircuito la cual suele ser proporcional y en general similar a la corriente entregada en el máximo punto de potencia por parte del generador, en la Figura 18 puede observarse una corriente de falla trifásica en un parque de generación fotovoltaico el cual reafirma dicha proporcionalidad planteada.

Figura 18. Corriente de falla trifásica de un parque de generación fotovoltaico



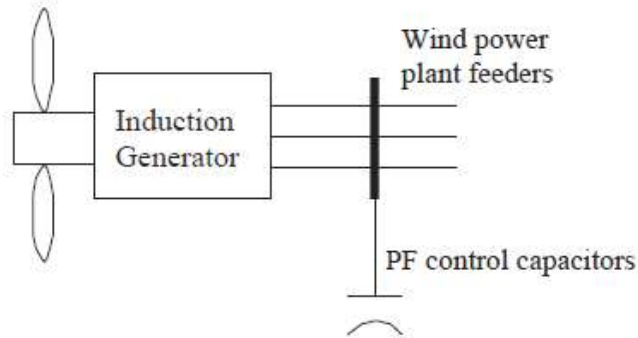
Fuente: Short-circuit current contribution from large scale PV power plant in the context of distribution power system protection performance [27].

2.4.2 Caracterización de fuentes de generación eólica.

Actualmente la generación eólica se realiza con cuatro tipos de aerogeneradores los cuales son; Tipo 1 o generador de inducción acoplado a la red, Tipo 2 o DFIGI (*Double Feed Induction Generator*) y Tipo 3 o aerogeneradores con interfaz de electrónica de potencia [28], sin embargo para efectos de este estudio se enfocara en la parametrización de los generadores Tipo 1 puesto que al ser los que menos control tienen suelen ser los más críticos para contingencias en el sistema.

En la Figura 19 se muestra un aerogenerador tipo 1, el cual es usualmente es una maquina asincrónica de inducción con devanado jaula de ardilla que tiene una velocidad de rotación superior a la velocidad de sincronismo, el cual toma reactivos de la red para su excitación contando adicionalmente con un banco de condensadores para compensación de reactivos, este tipo de aerogenerador es directamente acoplado a la red sin interfaces de electrónica de potencia para el control de su operación.

Figura 19. Generador de inducción jaula de ardilla



Fuente: Short Circuit Current Contribution for Different Wind Turbine Generator Types [28]

Utilizando un método dado de la norma IEEE C37.10-2000 el autor establece que para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizara las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero las cuales se presentan en las siguientes expresiones respectivamente [29].

$$Z_1 = Z_2 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3} * I_{3LG}} \quad (5)$$

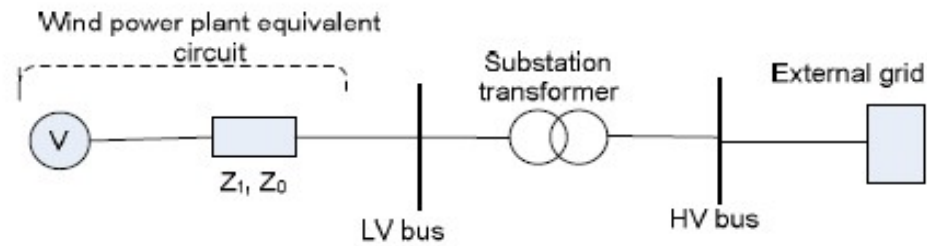
$$Z_0 = \frac{3V_{LN}}{I_{1LG}} - 2Z_1 \quad (6)$$

Donde:

Z_1, Z_2, Z_0	Son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero respectivamente.
V_{LL}	Es el voltaje línea-línea.
V_{LN}	Es el voltaje de fase.
I_{3LG}	Es la corriente calculada de falla trifásica a tierra (Falla simétrica a tierra)
I_{1LG}	Es la corriente calculada de falla monofásica a tierra (Falla fase-tierra).

Calculados estos parámetros, se realiza el esquema circuital de la falla, estableciendo una fuente de voltaje con 1 p.u. y con las impedancias de secuencia positiva y negativa en serie.

Figura 20. Circuito equivalente para el cálculo de contribución de cortocircuito a la red de un parque eólico

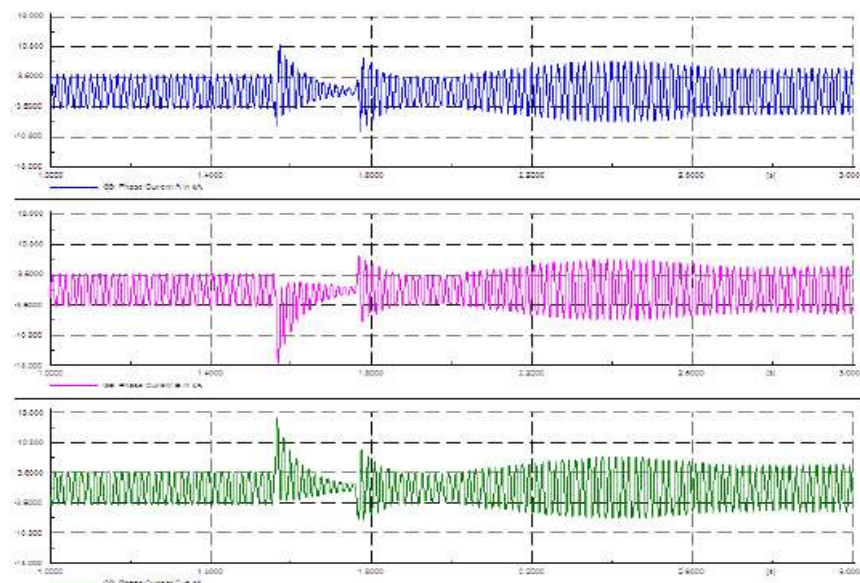


Fuente: Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Analysis in the Transmission Network [29].

Finalmente se realiza el análisis de falla basado en el método dado en la norma IEEE ya mencionada sin incluir la componente de DC de la falla.

Realizado el estudio la Figura 20 presenta las formas de onda obtenidas por las simulaciones para una falla trifásica donde se puede observar que ocurrida una falla, el generador contribuirá una gran corriente de falla en los ciclos iniciales o periodo sub-transitorio, mientras que en ciclos posteriores la corriente ya se disminuye considerablemente haciéndose mínima, esto debido a que durante un cortocircuito el aerogenerador pierde los reactivos que le suministra la red y éste necesita para generar energía eléctrica [29]

Figura 21. Formas de onda para una falla trifásica en terminales del generador.



Fuente: Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Analysis in the Transmission Network [29].

En la Figura 21 se muestran los valores de las características de cortocircuito, donde se puede observar que el valor de la corriente de falla es 5,48 veces el valor de la corriente pico nominal.

Figura 22. Resultados de corriente de cortocircuito para una planta de generación eólica

Corriente de cortocircuito de un parque eólico para una falla trifásica a tierra a 34.5 kV con la red de 230 kV conectada		
Numero de ciclos después de la falla	Valor del pico de corriente	Porcentaje del pico de corriente respecto a la corriente nominal
Máximo valor después del instante de la falla	6400 A	548 %
3 ciclos	3331 A	285 %
6 ciclos	1560 A	134 %
9 ciclos	780 A	67 %

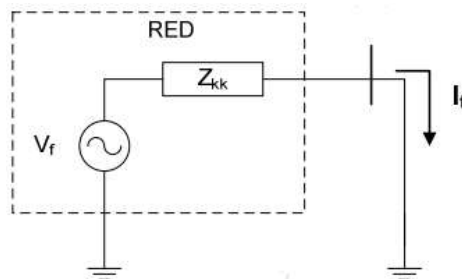
Fuente: Modeling of Wind Power Plants for Short Circuit Analysis in the Transmission Network [29].

2.4.3 Caracterización de fuentes de generación por Biogás y PCH

Si bien las fuentes de generación por Biogás y las pequeñas centrales hidroeléctricas son fuentes renovables, en funcionamiento éstas son muy similares a la generación térmica e hidráulica respectivamente, puesto que utiliza un generador sincrónico para la conversión de energía mecánica a eléctrica, lo cual le añade confiabilidad en el suministro de energía al sistema y adicionalmente las características de cortocircuito de este tipo de generación son bien conocidas lo que permite utilizar el modelo convencional para el cálculo de corrientes de falla que se expone en la Norma IEC 60909-0 [30], [31].

Para fallas trifásicas o también conocidas como fallas simétricas, la norma permite que la falla sea estudiada como un circuito monofásico debido a que las corrientes de falla siguen desfasadas 120 eléctricos, permitiendo utilizar el modelo presentado en la Figura 23 donde se coloca 1 Pu de Voltaje y por medio del teorema de Thevenin se calculan las impedancias equivalentes en el momento de la falla hasta finalmente calcularse la corriente de falla trifásica.

Figura 23. Modelo circuital de una falla trifásica.

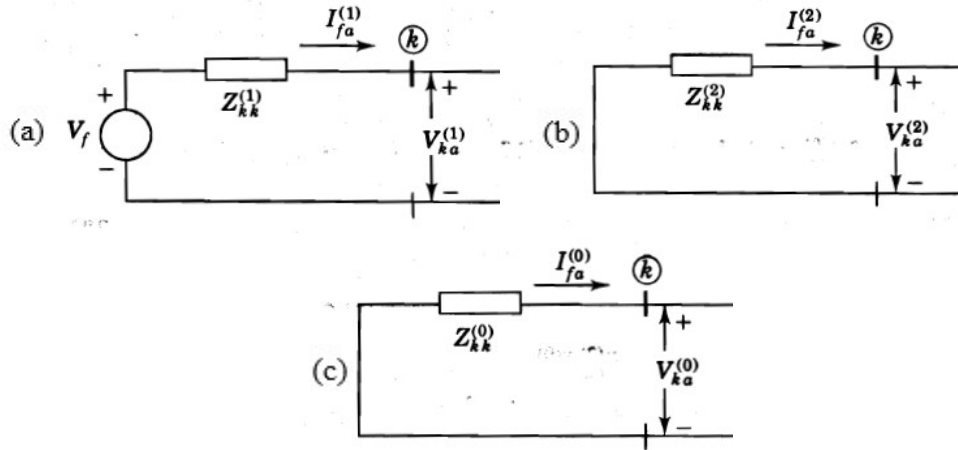


Fuente: Propia (Diapositivas clase sistemas de potencia I)

Por otro lado, para fallas monofásicas o bifásicas, también conocidas como fallas asimétricas, la norma establece que los modelos circuitales deben realizarse por medio del método de

componentes simétricas, utilizando las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero para el estudio particular de cada una de las fallas que se pueda presentar en el sistema [30], estos modelos son presentados en la Figura 24.

Figura 24. Modelos circuitales de una maquina sincrónica, secuencias positiva (a), negativa (b) y cero (c) para una falla y su uso en análisis de fallas asimétricas.



Fuente: Análisis en sistemas de potencia [30]

Adicionalmente la norma establece qué, la impedancia subtransitoria de secuencia positiva, negativa y cero para generadores sincronicos corresponden a las siguientes expresiones respectivamente.

$$Z_{GK(1)} = K_G (R_{G(1)} + jX''_{d(1)}) \quad (7)$$

$$Z_{GK(2)} = K_G (R_{G(2)} + jX''_{d(2)}) \quad (8)$$

$$Z_{GK(0)} = K_G (R_{G(0)} + jX_0) \quad (9)$$

Donde:

- K_G Es un factor de corrección que para efectos de este trabajo varía entre 1,036 y 1,05.
- R_G Es el valor de la resistencia la cual para potencias menores a 100 MVA y tensiones mayores a 1 kV es equivalente a 0,07 veces X''_d .
- jX''_d Es la reactancia subtransitoria del generador con la cual se calcula la corriente en el momento de la falla.

Las reactancias varían según el tipo de generador, tal como se puede observar en la Tabla 2 la cual presenta valores en por unidad y valores típicos de reactancias para los dos tipos de generadores sincrónicos.

Tabla 2 Reactancias en p.u típicas para generadores sincrónicos.

	Turbo-generadores				Generadores de polos salientes	
	2 polos		4 polos		Con devanados amortiguadores	Sin devanados amortiguadores
	Enfriamiento convencional	Enfriamiento de conductores	Enfriamiento convencional	Enfriamiento de conductores		
X_d	1,76 1,7-1,82	1,95 1,72-2,17	1,38 1,21-1,55	1,87 1,6-2,13	1 0,6-1,5	1 0,6-1,5
X_q	1,66 1,63-1,69	1,93 1,71-2,14	1,35 1,17-1,52	1,82 1,56-2,07	0,6 0,4-0,8	0,6 0,4-0,8
X'_d	0,21 0,18-0,23	0,33 0,264-0,387	0,26 0,25-0,27	0,41 0,35-0,467	0,32 0,25-0,5	0,32 0,25-0,5
X''_d	0,13 0,11-0,14	0,28 0,23*0,323	0,19 0,184-0,197	0,29 0,269-0,32	0,2 0,13-0,32	0,3 0,2-0,5
X_2	$=X''_d$	$=X''_d$	$=X''_d$	$=X''_d$	0,2 0,13-0,32	0,4 0,3-0,45
X_0	Varia críticamente con el paso del devanado de la armadura, esta variación está entre el 0,1 y el 0,7 de la X''_d					

Fuente: Análisis en sistemas de potencia [30]

Estas magnitudes de reactancias serán de gran utilidad al momento de parametrizar una fuente de generación termoeléctrica la cual utilice el biogás como recurso energético y una pequeña central hidroeléctrica en el modelo de red de estudio.

2.5 Topología de red de distribución y *micro-red* seleccionada

Estudiados los parámetros necesarios para el análisis de cortocircuito de fuentes renovables y seleccionando una topología de red y de micro-red, finalmente se presentan los parámetros de la red de estudio a la cual se le implementará el esquema de protecciones propuesto, objetivo de este trabajo.

2.5.1 Características de la red radial seleccionada

A continuación en la Tabla 3 se presentan las características necesarias para el modelado de la red seleccionada al inicio de este capítulo para los estudios de flujo de carga y cortocircuito.

Tabla 3 Elementos y sus características de la red radial seleccionada.

Elemento	Nombre en el modelo	Características de flujo de carga	Características de cortocircuito trifásico
Equivalente de red	Fuente	-	12,906 kA Ø3
Transformador	Trafo1-2	10,5 MVA a 115/34,5 kV	Grupo Yy0, Zcc=11,7%
Línea	Línea2-3	14,2 km, J0,625 Ω/km	14,2 km, J0,625 Ω/km
Transformador	Trafo3-4	5,25 MVA a 34,5/13,2 kV	Grupo Dy5, Zcc=6%
Carga	Carga4	5,25 MVA	-

Fuente: Propia

2.5.2 Características de la micro-red y generadores distribuidos seleccionados.

Para la *micro-red* se seleccionó una topología encontrada en el libro *Micro-redes Architectures and Control*, la cual se compone de los elementos consignados en la Tabla 4.

Tabla 4 Características y elementos de la micro-red seleccionada.

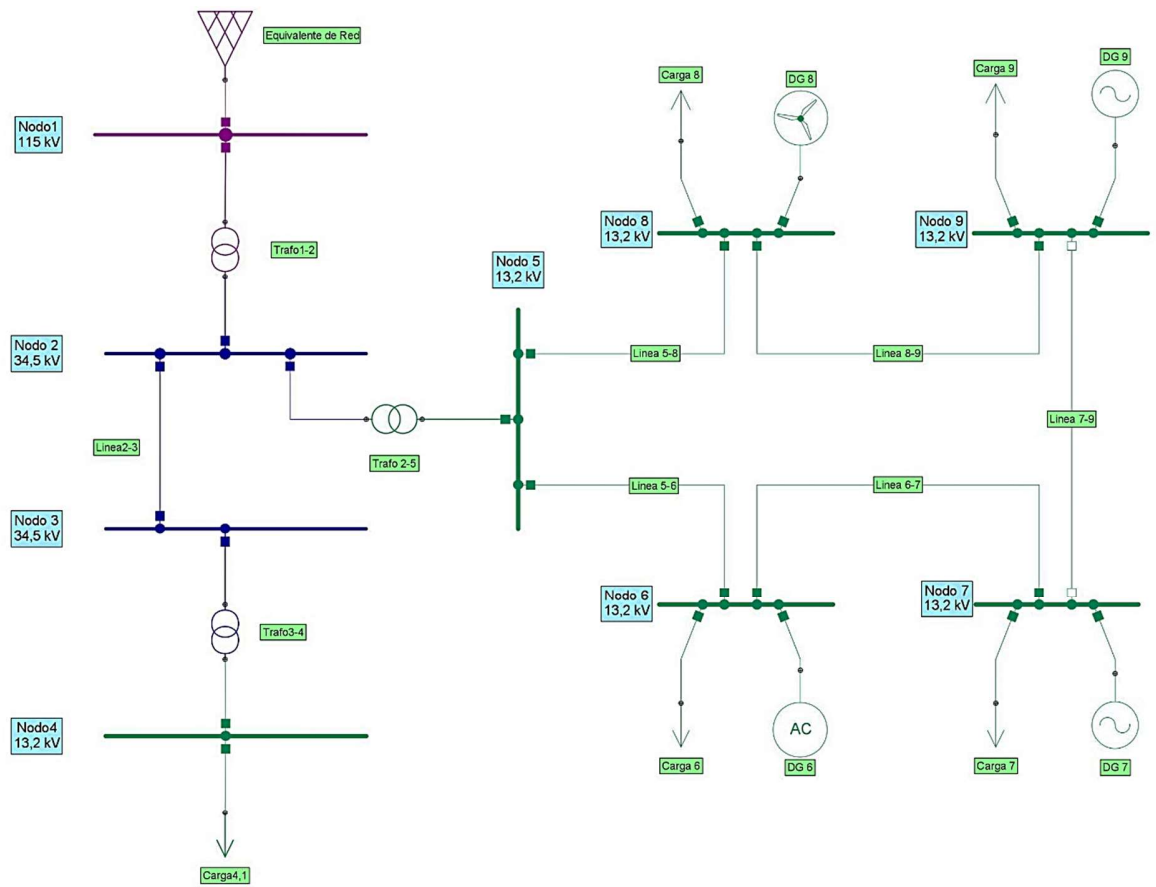
<i>Elemento</i>	<i>Nombre en el modelo</i>	<i>Características de flujo de carga</i>	<i>Características de cortocircuito</i>
Transformador	Trafo2-5	5,25 MVA a 34,5/13,2 kV	Grupo Dyn5, $Z_{cc}=6\%$
Línea	Línea 5-8	2,8 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$	2,8 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$
Línea	Línea 5-6	2,4 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$	2,4 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$
Línea	Línea 6-7	3,3 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$	3,3 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$
Línea	Línea 8-9	3,1 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$	3,1 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$
Línea	Línea 7-9	4,2 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$	4,2 km $(0,187 + j0,325) \Omega/km$
Carga	Carga 6	2,25 MVA a 13,2kV (FP: 0,95)	-
Carga	Carga 8	0,75 MVA a 13,2 kV (FP: 0,95)	-
Carga	Carga 7	0,75 MVA a 13,2 kV (FP: 0,95)	-
Carga	Carga 9	1,5 MVA a 13,2 kV (FP: 0,95)	-
Generación por biogás	DG 7	2,25 MVA a 13,2 kV	$X_d''=0.19 \text{ Pu}$
Generación eólica	DG 8	1,35 MVA a 13,2 kV	7,39 MVAcc
Generación fotovoltaica	DG 6	0,9 MVA a 13,2 kV	0,66 MVAcc
Generación hidroelectrica	DG 9	1,8 MVA a 13,2 kV	$X_d''=0.3 \text{ Pu}$

Fuente: Propia

Las magnitudes de potencia de cortocircuito consignadas en la tabla # se calcularon de acuerdo a lo encontrado en la literatura donde la potencia de cortocircuito para el generador eólico es igual al 548% de la corriente pico nominal, mientras que para el generador fotovoltaico se utilizó la potencia nominal dividida por el factor k mencionado anteriormente el cual para este caso de estudio será igual a 0,92.

Por otra parte, la topología se presenta como un anillo, sin embargo se estudiara con la línea 7-9 desconectada por efectos de simplicidad en el estudio y poder demostrar la efectividad del sistema propuesto en sistemas radiales los cuales pueden cambiar topológicamente.

Figura 25. Topología de estudio seleccionada.



Fuente: Propia

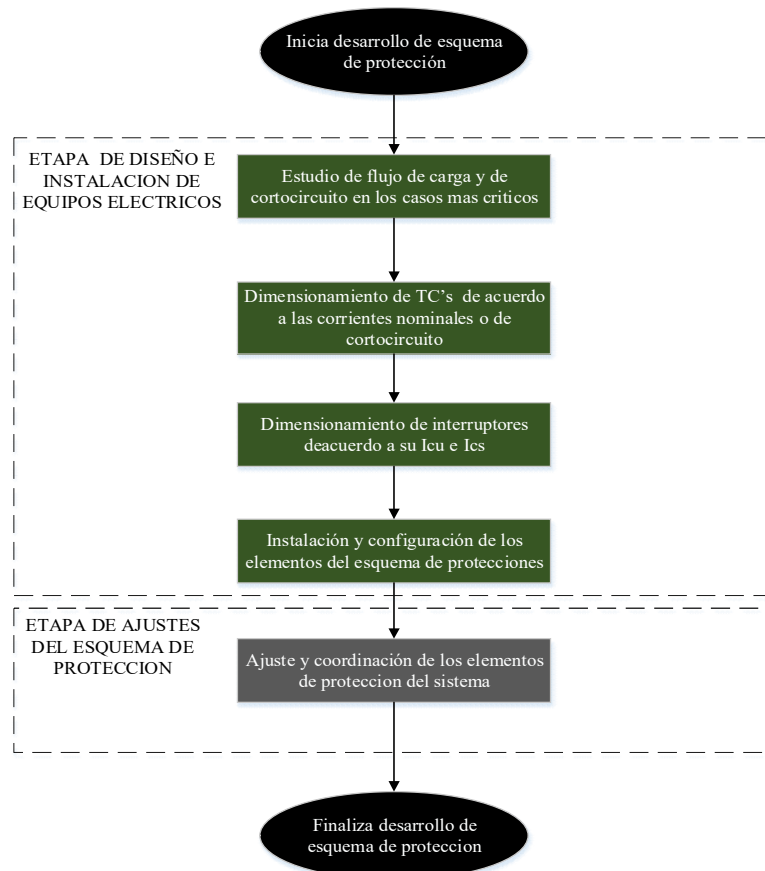
3. DESARROLLO DE UN ESQUEMA DE PROTECCION ADAPTATIVO DE SOBRECORRIENTE

3.1 Introducción

Como se mencionó en el primer capítulo de este trabajo, un esquema de protección tiene como principio fundamental despejar fallas en el sistema eléctrico que sean potencialmente peligrosas para los elementos del mismo y para la vida humana, por consiguiente estos deben estar ajustados a las condiciones normales de operación, para que, en caso de una falla el esquema pueda identificarla y despejarla comprometiendo la menor parte del sistema eléctrico [32].

El desarrollo de un esquema de protección tal como se muestra en la Figura 26 conlleva inicialmente un estudio del sistema eléctrico con el cual se dimensionan los elementos del mismo tales como los transformadores de protección, capacidad de corte de corrientes de falla de los interruptores entre otros. Posterior a la etapa de dimensionamiento se debe realizar los ajustes de los relés de protección teniendo como base el estudio de cortocircuito, flujo de carga y los TC's seleccionados para las diferentes zonas de protección.

Figura 26. Desarrollo característico de un esquema de protección de sobrecorriente



Fuente: Propia

En este capítulo se presenta el método del dimensionamiento de los elementos de protección para el sistema eléctrico del capítulo anterior, consecuentemente se presentarán los criterios y la metodología empleada en el ajuste de las protecciones para finalizar con la sistematización del esquema el cual le dará la facultad de adaptarse a los cambios topológicos o de flujos de potencia de la red seleccionada sin dejar a un lado la selectividad y confiabilidad del mismo.

3.2 Dimensionamiento de elementos de protección

Una de las consideraciones iniciales que se deben tener al momento de introducir generación es que ésta hace que los parámetros eléctricos del sistema cambien, es decir, la generación distribuida según sea su naturaleza puede llegar incrementar el nivel de cortocircuito de un nodo donde anteriormente solo existían cargas y la alimentación de la red, por consiguiente la primera consideración que se debe tener para el esquema de protección es el dimensionamiento adecuado de los equipos de medición y de interrupción de fallas.

3.3 Criterios de ajuste para protecciones de sobrecorriente

Un criterio de protección, es un argumento técnico con el cual se establecen los límites de las variables eléctricas y mecánicas de los elementos que componen un sistema eléctrico funcionando en condiciones nominales. Estos límites para el caso de protecciones de sobrecorriente son referentes a las magnitudes de corriente que se presentan en un equipo eléctrico, dado que si en éste circula un nivel de corriente más alto para el cual fue diseñado, existe una anomalía de condiciones en el sistema y por tanto debe interrumpirse el suministro eléctrico hasta clarificar la falla y así evitar daños materiales entre otros [32].

Consecuentemente un sistema de potencia tiene diferentes elementos los cuales tienen diferentes características y métodos de funcionamiento, por tanto no es de extrañar que para cada tipo de elemento exista uno o más criterios para el ajuste de su protección de sobrecorriente. A continuación se presentan los criterios de protección para los elementos que componen el sistema eléctrico bajo estudio.

3.3.1 Criterios fundamentales para la protección instantánea de líneas y cargas.

- **Líneas entre subestaciones:** El ajuste para el dispositivo de protección de una línea es de la forma $kI_{cc_{bus_lejano}}$, es decir que se aplica un factor k a la máxima corriente de cortocircuito trifásica de la subestación aguas abajo, este factor k puede variar entre 1.1 y 1.3 [6].

- **Líneas de distribución o carga:** Diferentes a las líneas entre subestaciones, las líneas de distribución constituyen el extremo del sistema radial finalizando en una carga no-sincrónica, por lo cual estas líneas también pueden ser vistas como una carga siempre y cuando el factor de cubrimiento de la protección abarque la totalidad de la línea. Para este tipo de líneas la protección se puede ajustar con el 50% de la máxima corriente de cortocircuito o entre 5 y 10 veces la máxima corriente de carga [2].

3.3.2 Criterio de ajuste para protección instantánea de sobrecorriente en transformadores.

El ajuste de una protección de sobrecorriente para un transformador debe de tener en cuenta dos posibles efectos que se presentan aun en condiciones normales de funcionamiento las cuales son, la corriente inrush de magnetización del transformador o una sobrecarga temporal que se presente en una condición de emergencia [6], por tanto se debe realizar su ajuste con la mayor de las siguientes magnitudes:

- El 150% de la corriente inrush de magnetización que equivale típicamente a:
 - $I_{inrush} = 8 \times I_{nominal}$ para transformadores desde 500 a 2500 kVA.
 - $I_{inrush} = 10 \times I_{nominal}$ para transformadores mayores a 2500 kVA.
- Entre el 150% y el 200% de la corriente durante una sobrecarga de corto tiempo
- El 125% de la máxima corriente de cortocircuito trifásica del nodo secundario referida al nodo primario [2].

3.3.3 Criterio para selección del intervalo de tiempo de coordinación.

El intervalo de tiempo de coordinación (*ITC*) es un margen de tiempo entre la operación del dispositivo de protección primario respecto al tiempo de accionamiento del dispositivo de respaldo, éste tiempo debe tener en cuenta las siguientes consideraciones.

- Tiempo de apertura del interruptor típicamente entre 2 y 8 ciclos (0,033-0,133 seg)
- Tiempo del accionamiento del relé, para relés electromecánicos de inducción este tiempo está entre 0,03-0,06 segundos, para los relés de estado sólido es menor dicho tiempo.
- Tiempo de incertidumbre para errores o diferencias de los equipos de medición en la operación durante una corriente de falla.

Los intervalos de tiempo de coordinación típicamente están entre 0.2 y 0.5 segundos, dependiendo de cada caso, donde un valor frecuente es 0.3 segundos [4].

3.3.4 Criterio para el ajuste de unidades temporizadas de sobrecorriente

Las unidades temporizadas se ajustan de tal manera que al presentarse una contingencia la operación de la protección sea rápida y selectiva, es decir que, no debe operar si existe otra

unidad de protección más cercana al lugar de la falla salvo que esta última no actué. Esto se realiza ajustando sus dos parámetros, el Dial y el Tap.

El Tap se ajusta con base a la corriente nominal del elemento a proteger, multiplicada por un factor para incluir un margen, este factor suele ser entre 1.5 o 2 veces la corriente nominal a plena carga dependiendo si es un sistema de transmisión y generación o de distribución respectivamente [2].

$$TAP = 1.5 \times I_{nom} \times \frac{1}{RTC's} \quad (10)$$

El Dial se selecciona de tal manera que la unidad a ajustar sirva de respaldo a otra unidad de protección, por tanto para la selección del Dial se debe de conocer el tiempo de operación de la unidad a respaldar y añadirsele un tiempo margen, por esta razón el Dial es seleccionado después de realizado un estudio de coordinación de protecciones con excepción de las cargas finales donde se suele seleccionar el menor Dial posible.

3.4 Metodología propuesta para el ajuste y coordinación del sistema de protecciones.

Un sistema de protección puede ser visto como el conjunto de una serie de dispositivos de protección coordinados que se localizan y protegen los diferentes elementos de un sistema eléctrico [33]. Teniendo como base los criterios anteriormente presentados, es necesario plantear una metodología en la cual éstos sean aplicados al ajuste de los elementos del esquema de protección y así éste último tenga su naturaleza adaptativa frente al dinamismo de sistema eléctrico sin dejar de protegerlo eficazmente.

No obstante es preciso estudiar la metodología convencional para el ajuste de un sistema de protección de sobrecorriente y así tomar ésta como una base sólida para la metodología del esquema propuesto.

3.4.1 Metodología radial convencional.

En protecciones, un sistema de distribución radial es la topología de red más simplificada que puede encontrarse, debido a que las fallas que se presenten en esta solo tendrán una dirección de flujo de potencia al contar con una única fuente y finalizar en una o varias cargas. Ésta configuración de red, por su unidireccionalidad en los flujos de corriente permite el uso de unidades no-direccionales las cuales son ajustadas sucediendo el siguiente procedimiento.

1. Se calcula el Tap de todas las unidades temporizadas de acuerdo al criterio presentado en el numeral 3.3.4.
2. Se calcula el Tap de cada una las unidades instantáneas conforme al criterio (de los anteriormente expuestos) que le aplica debido al elemento que protege.

3. La asignación del Dial se inicia desde las cargas estableciéndose el menor Dial posible a la unidad de protección asociadas a éstas.
4. Asignado el Dial, se procede a determinarse del tiempo de operación de la unidad temporizada considerándose el nivel de falla al cual tiene que actuar la unidad instantánea.
5. Se determina el tiempo de operación de la unidad de respaldo, el cual generalmente es el tiempo hallado en el paso 4 más el intervalo de tiempo de coordinación el cual se puede establecer de acuerdo al criterio presentado en el numeral 3.3.3

$$top_{und_respaldo} = top_{und_primaria} + ITC \quad (11)$$

6. Calculado el tiempo de operación y el Tap de la protección de respaldo, se procede a seleccionarse el Dial para dicha unidad observándose sus características de tiempo inverso.
7. Se repite el procedimiento desde el paso 4 hasta finalizar el ajuste de todas las protecciones del esquema.

Metodología extraída de Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia [2].

3.4.2 Metodología propuesta para el esquema adaptativo.

Con los avances actuales técnicas de control y supervisión y que se implementan hoy día en los sistemas eléctricos tales como sistemas SCADA y relés inteligentes o de estado sólido, es posible conocer la configuración y la dinámica de las variables eléctricas de éste en tiempo real [21], lo cual, promueve la idea de un esquema de protección donde el ajuste de sus unidades se adapte a la dinámica del sistema eléctrico coordinándose de manera automática, según las condiciones de éste último.

Con base en lo anterior, a continuación se presenta la metodología propuesta, que radica fundamentalmente en un procedimiento como el expuesto en 3.4.1 con algunas modificaciones realizadas tanto en criterios como en el desarrollo del procedimiento.

1. El ajuste del “Tap” o corriente de arranque para cada una de las funciones temporizadas (51) se realiza en función de la corriente medida con límites establecidos tal como la corriente nominal a plena carga o la corriente de otros elementos de protección a respaldar.

$$TAP_{51} = 1.5 \times I_{51} \times \frac{1}{RTC} ; \quad (12)$$

Dado que:

$$I_{51} = \begin{cases} I_{medida} , & \text{Sí } I_{medida} \leq I_{nom} \\ I_{nom} , & \text{Sí } I_{medida} > I_{nom} \end{cases} \quad (13)$$

Donde:

I_{51}	Es la corriente de utilizada para el cálculo del “Tap” de la protección
I_{medida}	Es la corriente medida por la unidad de protección referenciada al primario de su transformador de corriente asociado.
I_{nom}	Es la corriente a plena carga que circula por elemento a proteger.
$RTC's$	Es la relación del TC asociado a la protección.

Es preciso aclarar que el ajuste del Tap puede ser modificado por el ingeniero de protecciones dependiendo y teniendo en cuenta la magnitud y duración de los transitorios que presente el sistema en condiciones de normal funcionamiento.

2. Para el ajuste de la función instantánea (50) de los relés de protección es necesario realizar estudios de corrientes de cortocircuitos por cada cambio en la topología de red, es decir, un sistema eléctrico puede tener n número de topologías distintas dependiendo de la conexión (1) o desconexión (0) de los k número de interruptores eléctricos asociados a cada uno de los elementos eléctricos que componen el sistema, por consiguiente, existirán n número de corrientes máximas de cortocircuito para cada uno de los relés que compone el esquema de protección, tal como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5 Matriz de corrientes de cortocircuito

ESTADO DEL SISTEMA					CORRIENTES MÁXIMAS DE CORTOCIRCUITO PARA LOS RELÉS			
ID Topología	Elemento del sistema 1	Elemento del sistema 2	...	Elemento del sistema k	Relé 1	Relé 2	...	Relé m
1	1	1	...	1	$I_K R1(1)$	$I_K R2(1)$	...	$I_K Rm(1)$
2	1	1	...	0	$I_K R1(2)$	$I_K R2(2)$	...	$I_K Rm(2)$
3	1	1	...	1	$I_K R1(3)$	$I_K R2(3)$	...	$I_K Rm(3)$
4	1	1	...	0	$I_K R1(4)$	$I_K R2(4)$	...	$I_K Rm(4)$
5	1	1	...	1	$I_K R1(5)$	$I_K R2(5)$	...	$I_K Rm(5)$
6	1	1	...	0	$I_K R1(6)$	$I_K R2(6)$	...	$I_K Rm(6)$
7	1	1	...	1	$I_K R1(7)$	$I_K R2(7)$	...	$I_K Rm(7)$
8	1	1	...	0	$I_K R1(8)$	$I_K R2(8)$	...	$I_K Rm(8)$
...	...	...	...	...	...	...	...	...
$n - 2$	0	0	...	0	$I_K R1(n - 2)$	$I_K R2(n - 2)$	...	$I_K Rm(n - 2)$
$n - 1$	0	0	...	1	$I_K R1(n - 1)$	$I_K R2(n - 1)$	...	$I_K Rm(n - 1)$
n	0	0	...	0	$I_K R1(n)$	$I_K R2(n)$	...	$I_K Rm(n)$

Fuente: Propia

Posteriormente se calcula el Tap de la función instantánea de cada relé siguiendo el criterio de protección conforme al elemento que protege tal como se expuso en los numerales 3.3.1, 3.3.2 y 3.3.3 y de acuerdo a la topología de red presente, obteniéndose así una matriz de ajustes pre-calculados, como se observa en la Tabla 6

Tabla 6 Matriz de ajustes pre-calculados

ESTADO DEL SISTEMA					AJUSTE DE LA FUNCION 50 (PROTECCION INSTANTANEA)			
ID Topología	Elemento del sistema 1	Elemento del sistema 2	...	Elemento del sistema k	Relé 1	Relé 2	...	Relé m
1	1	1	...	1	$TapR1(1)$	$TapR2(1)$	...	$TapRm(1)$
2	1	1	...	0	$TapR1(2)$	$TapR2(2)$	...	$TapRm(2)$
3	1	1	...	1	$TapR1(3)$	$TapR2(3)$	...	$TapRm(3)$
4	1	1	...	0	$TapR1(4)$	$TapR2(4)$	...	$TapRm(4)$
5	1	1	...	1	$TapR1(5)$	$TapR2(5)$	...	$TapRm(5)$
6	1	0	...	0	$TapR1(6)$	$TapR2(6)$	...	$TapRm(6)$
7	1	0	...	1	$TapR1(7)$	$TapR2(7)$	...	$TapRm(7)$
8	1	0	...	0	$TapR1(8)$	$TapR2(8)$	...	$TapRm(8)$
...	...	...	...	...	...	...	...	...
$n - 2$	0	1	...	0	$TapR1(n - 2)$	$TapR2(n - 2)$	...	$TapRm(n - 2)$
$n - 1$	0	1	...	1	$TapR1(n - 1)$	$TapR2(n - 1)$	...	$TapRm(n - 1)$
n	0	1	...	0	$TapR1(n)$	$TapR2(n)$	...	$TapRm(n)$

Fuente: Propia

Cabe aclarar que matemáticamente el número de topologías distintas de un sistema eléctrico sería igual a 2^k siendo k el número de elementos que lo conforman, sin embargo existen topologías que físicamente no son posibles o incongruentes (por ejemplo todos los elementos desconectados) por tanto, aquellas combinaciones que no son posibles por que ocasionan una inestabilidad en el sistema eléctrico o por que no satisfacen la demanda o incluso por su incongruencia, deben ser depuradas de la matriz de ajustes precalculados, es por ello que ésta matriz debe ser realizada por un ingeniero de protecciones el cual define los ajustes para cada topología bajo los criterios ya presentados y otros criterios relativos a la estabilidad del sistema eléctrico, entre otros.

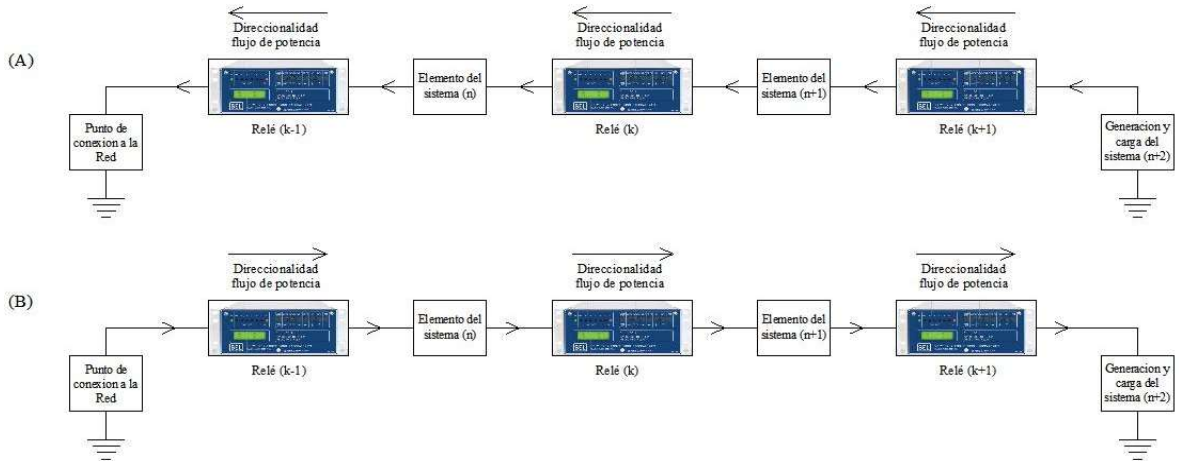
3. En cuanto al Dial de cada una de las protecciones, éste será un parámetro totalmente dinámico, el cual cambiara acorde a los tiempos de coordinación con las demás protecciones y las direcciones del flujo de potencia, por lo cual para el ajuste del Dial, la unidad de protección debe estar constantemente en comunicación con los relés vecinos y deberá tener ciertas condiciones las cuales determinan si la falla está en su zona de protección o en la zona de una unidad respaldada y cómo actuar frente a cada situación. Para entender un poco más la dinámica del ajuste de las unidades de protección temporizadas, se aterriza este criterio a un sistema eléctrico simple.

En la Figura 27 se presenta un esquema en dos instantes de tiempo diferentes (A y B), donde hay un punto de conexión a la red y un punto final donde hay carga y generación, entre dichos puntos se encuentran elementos propios de un sistema de potencia tales como transformadores y líneas y asociados y a estos se encuentran asociadas entre sí las unidades de protección (Relé más interruptor) las cuales por efectos de simplicidad se nombran únicamente como Relés.

Suponiendo que en el instante A el extremo de generación distribuida en el punto $n + 2$ se encuentra en su máximo punto de generación mientras que la carga cercana conectada al mismo punto está en su mínimo valor de demanda, la generación distribuida podrá no solo abastecer totalmente la carga sino que también podrá suministrarle energía a la red a la cual se encuentra conectada, presentando una direccionalidad del flujo de carga en sentido DG – punto de conexión a red, tal como se muestra en la Figura 27 (A).

Ahora suponiendo el instante B en el cual, la generación distribuida ya no es capaz de abastecer totalmente la carga, existirá un flujo de potencia proveniente de la red hasta llegar a la carga presentando la direccionalidad que se observa en la Figura 27 (B).

Figura 27. Bidireccionalidad de flujos de potencia en condiciones normales.



Fuente: Propia

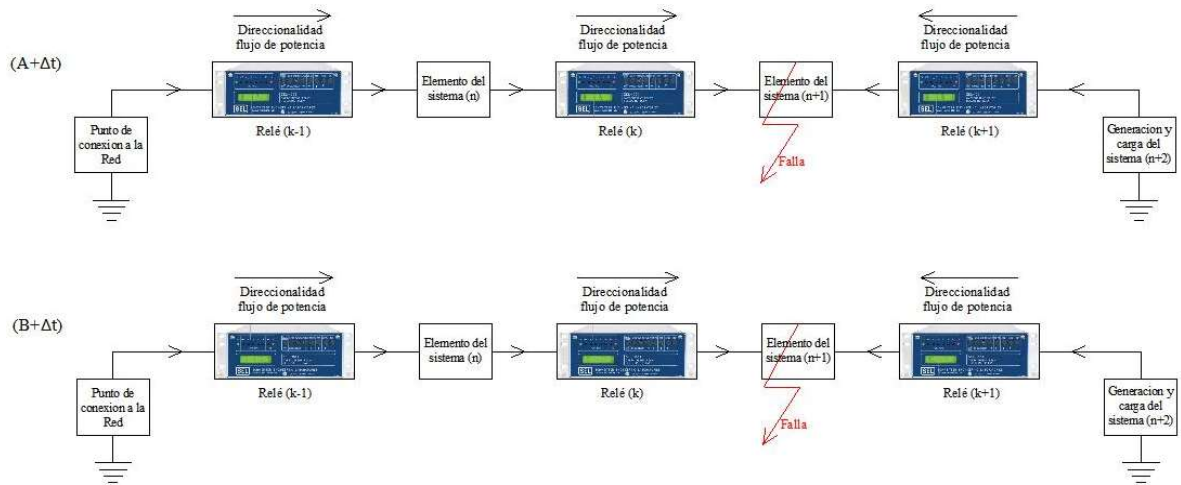
De acuerdo con éstas condiciones de direccionalidad, para el momento A, el *Relé* $k - 1$ sería la protección primaria con el *Relé* k como protección de respaldo y finalmente el *Relé* $k + 1$ respaldando al relé k , por otro lado, para el momento B será la unidad $k + 1$ la que actuaría como protección principal con el *Relé* k de respaldo y $k - 1$ respaldando a k .

Sin embargo esto solo sería útil si la falla se presentase de tal forma que la direccionalidad de los flujos de potencia en el momento de pre-falla y de falla sean iguales y el único cambio sea la magnitud de la corriente, no obstante las contingencias dentro de un sistema eléctrico no ocurren de tal manera debido a que una falla puede representar un cambio instantáneo en la topología del sistema eléctrico y por tanto existirán cambios de direccionalidad en el sistema recién planteado.

Suponiendo una falla en uno de los elementos del sistema eléctrico segundos después del instante A o del instante B, el flujo de potencia del sistema será redirigido hacia la ubicación de la falla sin importar las condiciones de demanda y despacho en el instante pre-falla, tal como se muestra en la Figura 28.

Esto es debido a que en condiciones de falla, usualmente la topología del sistema cambia y la falla presenta una menor impedancia que las cargas del sistema, por tanto en dichas condiciones la potencia suministrada por los generadores distribuidos se descargara en la falla antes que alimentar la carga. En este orden de ideas, la falla que se presenta en el sistema podría ser vista como una especie de carga en cuanto al ajuste de la curva de disparo, contextualizando en la Figura 28 ocurrida una falla entre el *Relé* k y el *Relé* $k+1$, serian éstas las unidades de protección que posean el menor Dial posible, mientras que el *Relé* $k-1$ tendrá un ajuste de tiempo tal que le sirva de respaldo al *Relé* k .

Figura 28. Direccionalidad de flujo de potencia en el momento de una falla.



Fuente: Propia

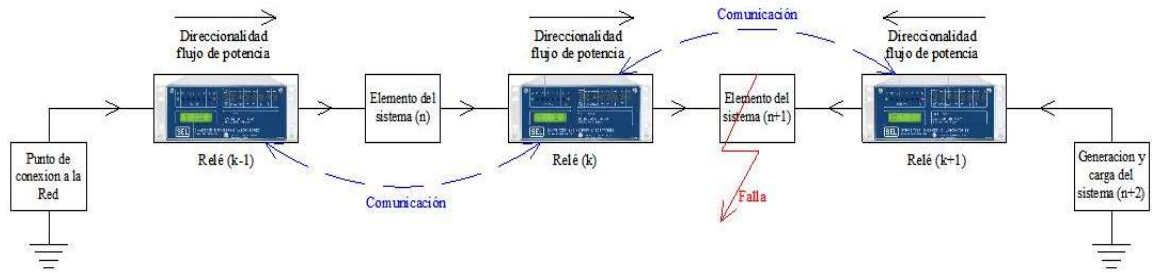
Para lograr dicho ajuste dinámico cada uno de los relés debe ser capaz de distinguir si la falla se encuentra en su zona de protección o si se encuentra en la zona de protección de su unidad vecina, tomando así la determinación de ajustarse como protección primaria o de respaldo, es ahí donde se establece que debe existir una comunicación entre relés puesto que gracias al envío de información de las mediciones de corriente entre éstos, cada unidad es capaz de reconocer su modo de operación y por tanto que ajuste deberá tener.

Regresando al ejemplo propuesto, en la Figura 29 se puede observar como el *Relé k* tiene un enlace de comunicación tanto con el *Relé k-1* como con el *Relé k+1* donde cada uno de estos le entrega al *Relé k* las lecturas de sus corrientes medidas y ángulo de éstas, así mismo, el *Relé k* le suministra a sus unidades vecinas información acerca de su lectura de corrientes de fase.

Ocurrida una falla en un elemento del sistema, el *Relé k* observa un incremento de corriente abrupto por lo cual envía un mensaje a sus unidades vecinas con la corriente que está mensurando en ese instante y su ángulo, análogamente las unidades vecinas también le envían al *Relé k* un mensaje con las corrientes mensuradas y su ángulo en ese momento respectivamente.

En ese momento cada uno de los relés procesa la información suministrada por las unidades vecinas, haciendo una suma vectorial de la corriente mensurada con la corriente de cada uno de sus vecinos, donde dado el caso de que el resultado sea distinto a cero de forma significativa el relé toma la determinación de actuar como protección primaria ajustándose al menor dial posible.

Figura 29. Esquema de comunicación durante falla



Fuente: Propia

Dado el caso de la Figura 29, el *Relé k* hace la suma vectorial de su corriente con la corriente que mensura el *Relé k+1*, y debido a que entre estas dos unidades existe la falla la suma vectorial será diferente de cero, por tanto ambas unidades toman la determinación de ser unidades primarias y ajustarse a su menor dial, finalmente éstas envían un mensaje a las unidades de protección adyacentes con la información de que son protecciones primarias y su ajuste (Tap 51 y Dial) con el fin de que las otras unidades tenga la información base para servirles de respaldo.

4. Por otro lado, si la suma vectorial de la corriente medida por la protección con las corrientes de cada una de las unidades adyacentes es cercana a cero, significa que la protección debe actuar como respaldo, por lo cual debe esperar a recibir un mensaje el cual le indica los ajustes de la unidad la cual tiene que respaldar y así ajustarse, posterior a dicho ajuste envía un mensaje a sus unidades de protección adyacentes con sus ajustes para que aquellas que estén a la espera de recibir un mensaje se autoajusten y así repetirse este mismo paso hasta que se termine el ajuste de las curvas de disparo en todas las unidades, se despeje la falla y las condiciones del sistema cambien nuevamente a estado estable.

3.5 Sistematización del ajuste del esquema de protecciones adaptativo.

Tal como se mencionó en la metodología recién propuesta, el ajuste de las unidades de protección es totalmente dinámico y depende de tanto las condiciones del sistema en general como de la ubicación particular de la falla, por tanto para que dichos ajustes recién presentados puedan realizarse, el esquema debe contar con unidades de protección con la capacidad de realizar las tareas planteadas en la metodología, un sistema centralizado el cual realice el ajuste de las unidades instantáneas (SCADA) y un sistema descentralizado debido a la naturaleza del ajuste de las unidades temporizadas (cada unidad de protección actúa como agente), a continuación se plantean las características de cada uno de estos sistemas para el correcto funcionamiento del esquema propuesto.

3.5.1 Características y arquitectura de las unidades de protección.

Inicialmente, es natural deducir que las unidades las cuales conformarían el esquema de protección propuesto no pueden ser electromecánicas o de inducción, debido a la necesidad de procesamiento y envío de señales por parte de cada una de éstas, por otro lado, los actuales avances e introducción de tecnología digital confiere a las unidades de protección con arquitecturas de microprocesadores las características requeridas para el esquema propuesto, integrándole la capacidad de comunicación con otros equipos digitales en el sistema, gran flexibilidad funcional (capacidad de realizar funciones tales como medición, control y supervisión), autodiagnóstico y ajuste automático según las condiciones del sistema [34].

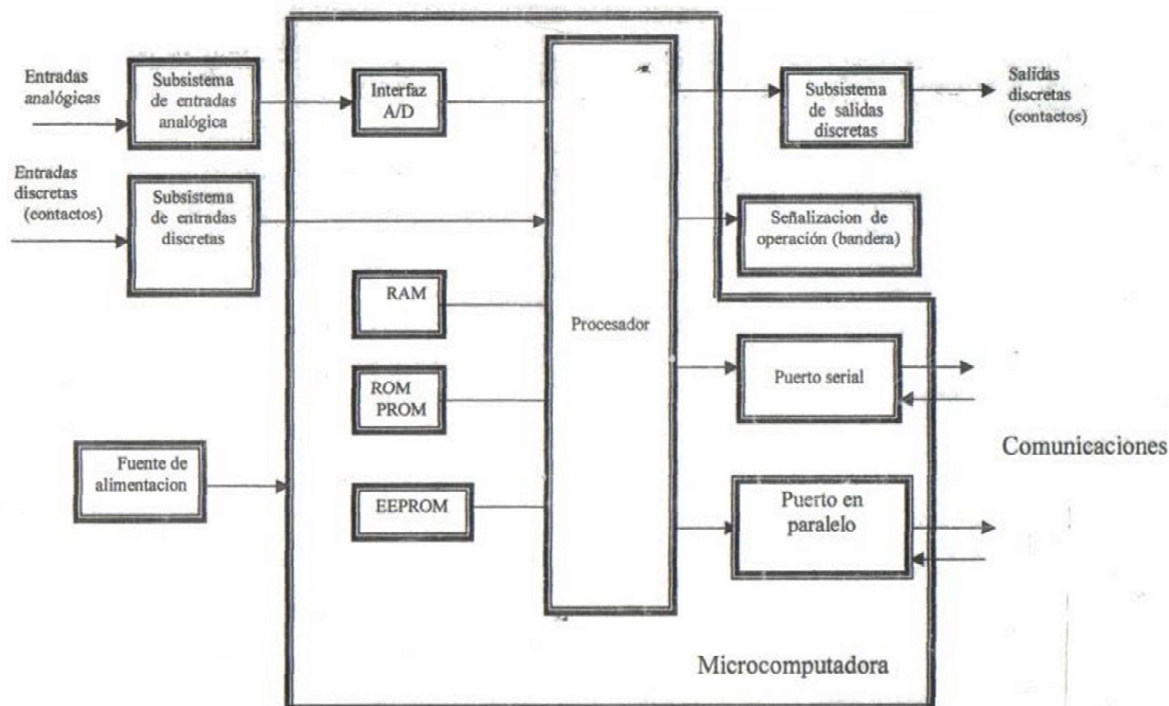
Ahondando un poco más en los relés digitales, en la Figura 30 se puede observar la arquitectura en bloques de una de éstas unidades, la cual se compone de:

- Un subsistema de entradas tanto analógicas como discretas, el cual adecua las señales, aísla los circuitos electrónicos y protege al relé de sobrevoltajes.
- Una interfaz análoga-digital, la cual cumple proceso de muestreo y conversión de señales.
- Un procesador el cual cumple las funciones de ejecución de programas de protección, comunicación con demás periféricos, control de funciones de tiempo y tareas de autodiagnóstico.
- Una memoria RAM la cual almacena temporalmente los valores muestreados en la entrada.
- Una memoria ROM (solo lectura) o PROM (solo lectura programable) la cual almacena los programas del relé, de donde se cargan para ser ejecutados.
- Para los parámetros de ajuste del relé se guardan en la memoria EPROM (ROM programable borrrable) o EEPROM (ROM programable y borrrable eléctricamente)
- Finalmente también cuenta con puertos de comunicación en paralelo para el intercambio de información con otros dispositivos remotos en tiempo real.

Esquema de relé digital extraído del texto “Protección de sistemas eléctricos de potencia” [34].

Consecuentemente, la arquitectura recién presentada demuestra qué las unidades de protección digitales poseen las características necesarias para la implementación de un esquema de protección como el que se propone en éste trabajo.

Figura 30. Representación esquemática de un relé digital



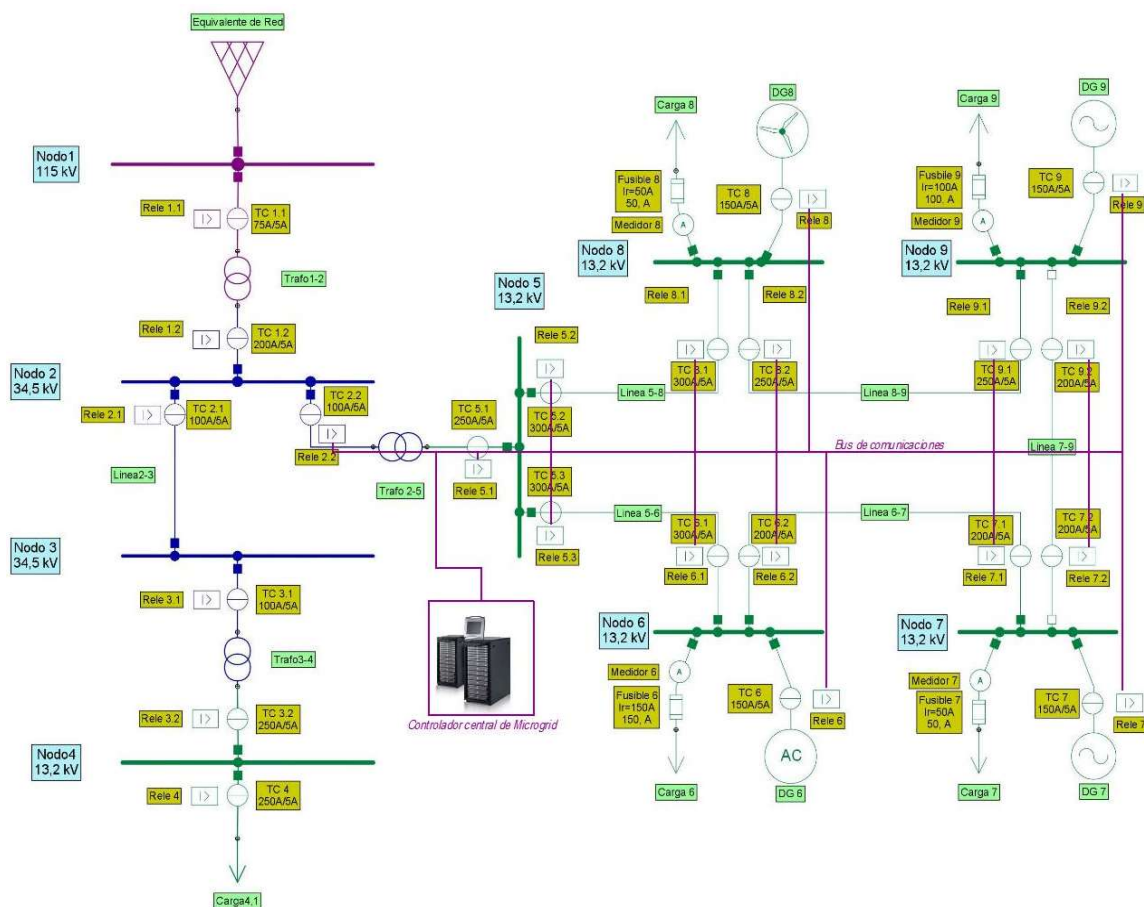
Fuente: Protección de sistemas eléctricos de potencia [34]

3.5.2 Sistema de control centralizado.

Para el ajuste adecuado de las protecciones en su función instantánea tal como se presentó en la metodología propuesta, es necesario que exista una estación central de control en la cual bajo un sistema SCADA se realicen las labores de supervisión, control y protección del sistema, para lo cual es necesaria una interfaz de comunicación entre las unidades de protección y la estación central de control del sistema tal como se muestra en la Figura 31,

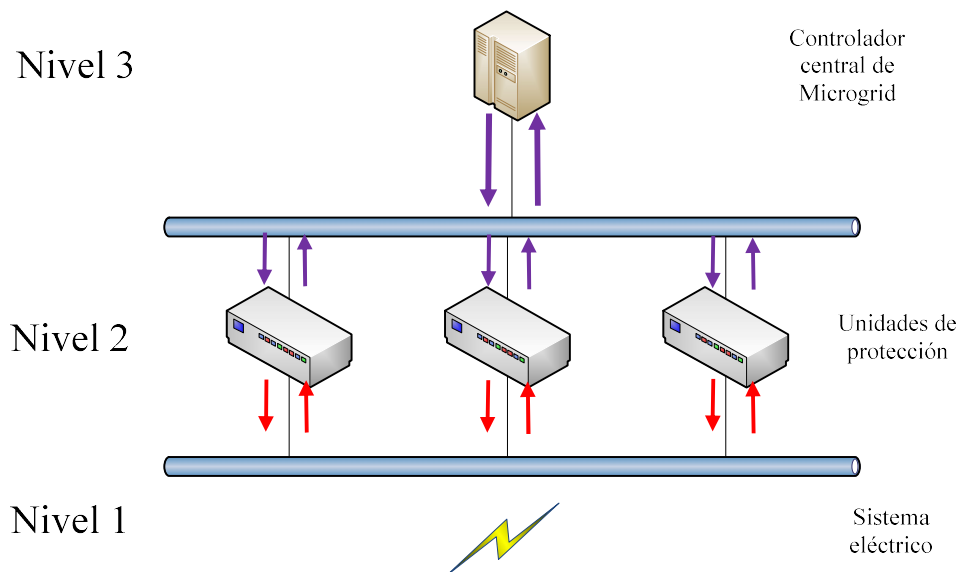
La unidad de protección y la unidad de computo central de control tendrán un esquema del tipo esclavo-maestro, en la Figura 32 se observa como el sistema centralizado propuesto posee 3 niveles jerárquicos donde el primer nivel es el sistema eléctrico, el segundo nivel estaría conformado por las unidades de protección, donde se realizan las funciones directas de protección instantánea, control, medición y recepción de información de los equipos del primer nivel, finalmente está el tercer nivel conformado por el computador central de control el cual recibe la información del estado del sistema proveniente de las unidades del segundo nivel, procesa la información y de acuerdo a una operación lógica programada comunica a las unidades del segundo nivel los parámetros de ajuste que deben tener de acuerdo a la topología presente en ese instante.

Figura 31. Sistema de control central del esquema adaptativo para función instantánea.



Fuente: Propia.

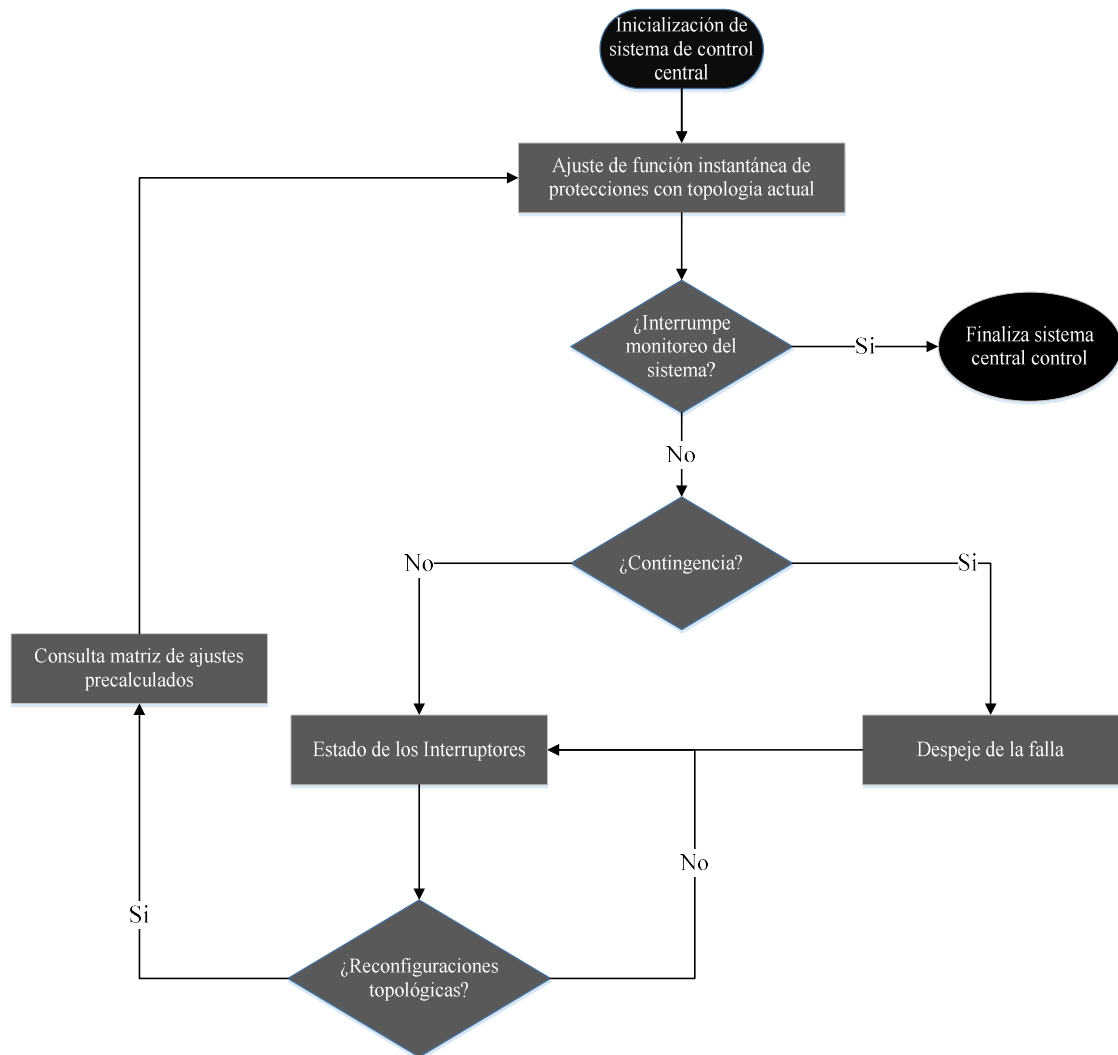
Figura 32. Niveles jerárquicos de comunicación del sistema centralizado.



Fuente: Propia.

Consecuentemente, en la Figura 33 se observa el algoritmo realizado por la unidad de computo central, el cual le permite realizar el ajuste de las unidades instantáneas de protección contra sobre-corrientes dependiendo del estado topológico del sistema, para ello, esta unidad de computo debe almacenar en su base de datos la matriz de ajustes precalculados mencionada en el literal 3.4.2 de éste capítulo.

Figura 33. Secuencia lógica del controlador central de *micro-red* para el ajuste de la función instantánea de protección



Fuente: Propia.

Es de observarse que aunque existe un algoritmo, el ajuste de las unidades de protección es realizado por un método determinístico el cual por cada topología posible del sistema se consignan los ajustes adecuados para cada una de las protecciones que conforman al mismo. Esta matriz debe ser realizada con un método determinístico por un ingeniero de protección debido a que referente a la protección instantánea dependiendo de la topología presente del sistema existen diferentes criterios bajo los cuales puede ser ajustada una unidad.

3.5.3 Sistema de control descentralizado para el ajuste de la protección de sobrecorriente función 51.

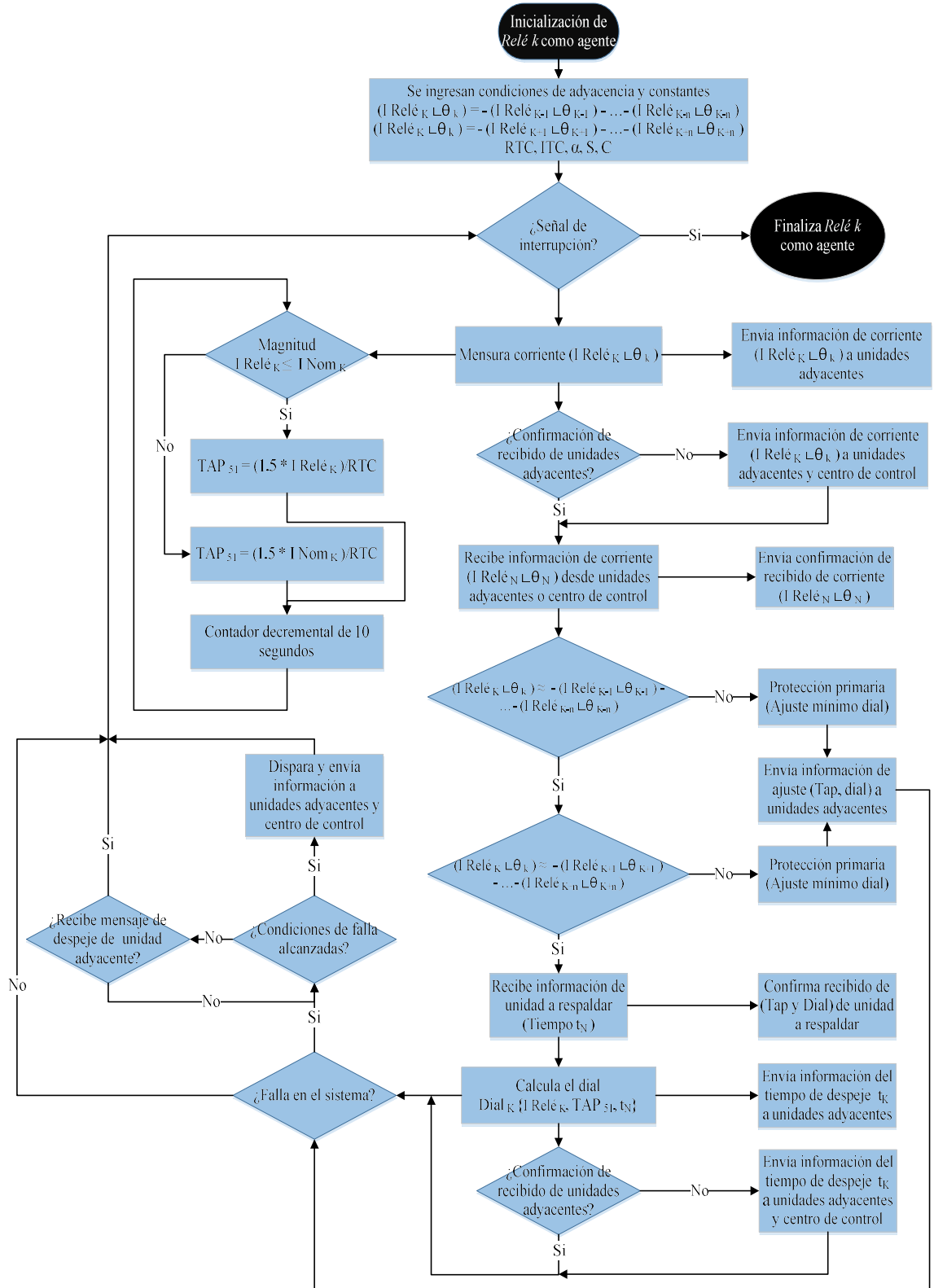
Como ya se ha mencionado, un esquema de protecciones eléctricas para un sistema de potencia debe caracterizarse por ser redundante y tener una apropiada velocidad en la respuesta ante alguna contingencia. Por otro lado, los sistemas centralizados, permiten realizar tareas complejas donde es necesaria la integración de todos los componentes del sistema eléctrico, sin embargo la centralización de la información y procesamiento de ésta en una sola unidad puede reducir la confiabilidad de un esquema adaptativo al carecer de redundancia o respaldo, adicionalmente la velocidad del esquema de protección se vería afectada por los tiempos de comunicación y procesamiento de la información.

En general, los sistemas de cómputo descentralizados aunque idealmente no realizan tareas muy complejas, se caracteriza por tener una mayor robustez, redundancia y velocidad de respuesta [35], características necesarias en el esquema de protecciones, por lo cual se plantea realizarse un modelo basado en agentes (MBA) para el ajuste de la función temporizada de sobrecorriente, donde cada uno de los relés del esquema de protección es un agente el cual se auto-ajusta y se coordinar automáticamente con las demás unidades.

Un MBA es una colección de agentes o entidades autónomas las cuales evalúan su situación y toman decisiones sobre un conjunto de reglas establecidas obteniendo como resultado un comportamiento o patrón a nivel de sistema sin necesidad de estar implícito en la programación [36]. Consecuentemente, cada relé de protección como agente tiene unas reglas básicas fundamentadas en la metodología propuesta en el literal 3.4.2 las cuales le permite determinar si es protección primaria o de respaldo y su respectivo ajuste para conservar la selectividad en el esquema de protecciones con una adecuada coordinación entre sus unidades.

En la Figura 34 se puede observar la programación que debe contener cada relé del esquema propuesto, esta programación inicializa con el ingreso de unas condiciones de vecindad y unas constantes de cálculo las cuales le permitirán al relé calcular el dial de acuerdo a si la falla se encuentra en su zona de protección o en la zona de protección de una unidad a respaldar. En principio, la unidad de protección realizara la medición de corriente con la cual cada 10 segundos hará el cálculo del ajuste del Tap, tal como se expuso en la metodología del literal 3.4.2, análogamente, enviara por medio de una comunicación *broadcast* la información de su vector de corriente medido y solicitará una confirmación de recibido de aquellas unidades a las que se le programo vecindad inicialmente, posterior a esto, esperará a recibir la información mensurada por las unidades adyacentes y una vez recibida realizara una equivalencia vectorial entre la corriente propia y la suma vectorial de las unidades adyacentes, donde en caso de no cumplirse la equivalencia significa que dentro de la zona de protección de esa unidad particular se encuentra la falla y por tanto la misma debe ajustarse con el menor dial posible.

Figura 34. Esquema de programación de un relé como agente de protección



Fuente: Propia.

Por otro lado, si la igualdad en la unidad de protección se cumple, significa que la falla no está presente en su zona de protección, por tanto espera a recibir información sobre el tiempo de despeje de alguna de sus unidades adyacentes y así con dicho tiempo, el relé calcularía el dial al cual debe ajustarse para respaldar a la unidad que le envió el mensaje del tiempo de despeje. Este ajuste es realizado bajo la siguiente función matemática

$$Dial = t_K \times \left[\frac{S}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right]^{-1} ; t_K = t_N + ITC \quad (14)$$

Donde:

- t_K = Tiempo de actuación del Relé
 I = Corriente que mide el Relé
 α = Parámetro definido por la curva característica de operación (ver)
 I_s = Corriente de arranque del Relé o múltiplo
 $Dial$ = Constate de ajuste o Dial del Relé
 S = Parámetro definido por la curva característica de operación (ver)
 C = Parámetro definido por la curva característica de operación (ver)
 ITC = Intervalo de tiempo de coordinación
 t_N = Tiempo de actuación del relé a respaldar

Las constantes relacionadas en la ecuación, corresponden a las diferentes características de tiempo que posee un relé, tal como se puede observar en la Tabla 7, dichas constantes deben ser parametrizadas desde un inicio para que el relé opere de forma autónoma con determinada característica de tiempo.

Tabla 7. Parámetros de acuerdo a curvas características de la función de relés de sobrecorriente.

Parámetros función de relés de sobrecorriente							
Característica		IEC/BS			ANSI/IEEE		
		α	S	C	α	S	C
Tiempo definido		-	0	1			
Normal Inverso	NI	0,14	0,14	0	2,0938	8,9341	0,17966
Muy Inverso	VI	1	13,5	0	2	3,922	0,0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5,64	0,02434
Moderadamente Inverso	LI	1	120	0	2	5,6143	2,18592

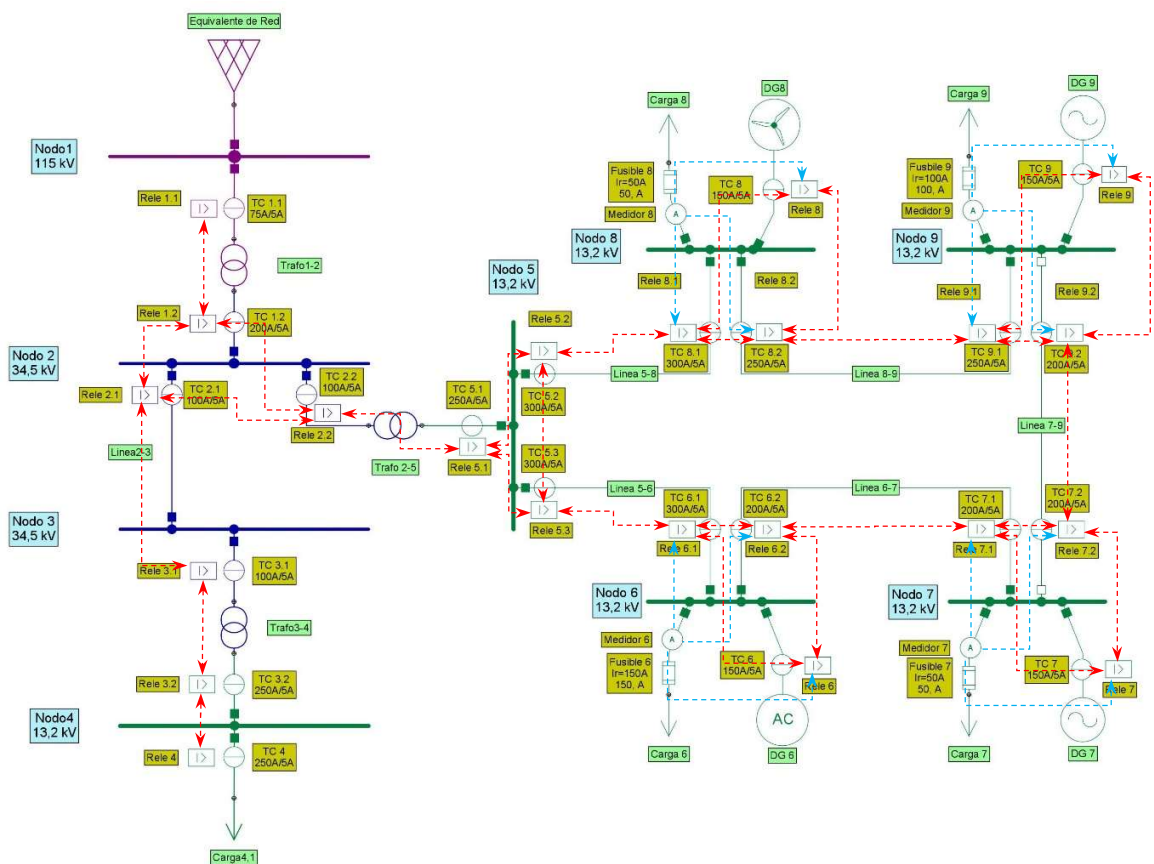
Fuente: Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del Sein

Una vez ajustado el dial, se transmite la información de ajuste a las unidades adyacentes, las cuales de no tener ajuste, tomarán el tiempo de despeje de esta unidad como el tiempo a respaldar.

Finalmente, ajustadas todas las unidades, éstas verificarán si las condiciones de falla han sido alcanzadas y así enviar la orden de despeje al interruptor, una vez despejada la falla la topología del sistema cambia y por tanto las direcciones de los flujos de potencia, por lo cual una vez despejada la falla la unidad o unidades que alcanzaron las condiciones envían un mensaje a las unidades adyacentes para que así las últimas puedan reiniciar sus condiciones de autoajuste después de ocurrida una falla.

En la Figura 35 se muestran las unidades de protección de sobrecorriente las cuales son relés con unos enlaces rojos o azules, el rojo significa que es una comunicación entre relés, mientras que el azul representa una comunicación medidor – relé de protección. La comunicación entre medidores y relés existe en el momento en el que el dispositivo de protección de ese elemento eléctrico no sea propiamente un relé, para el caso de estudio serían fusibles las protecciones de la carga final, por tanto para el adecuado funcionamiento del esquema propuesto, el medidor debe suministrar a los relés adyacentes la información que estos precisan en cuanto magnitud y dirección de corrientes.

Figura 35. Sistema de comunicación descentralizado para el sistema de estudio.



Fuente: Propia.

4. SIMULACION DEL ESQUEMA PROPUESTO

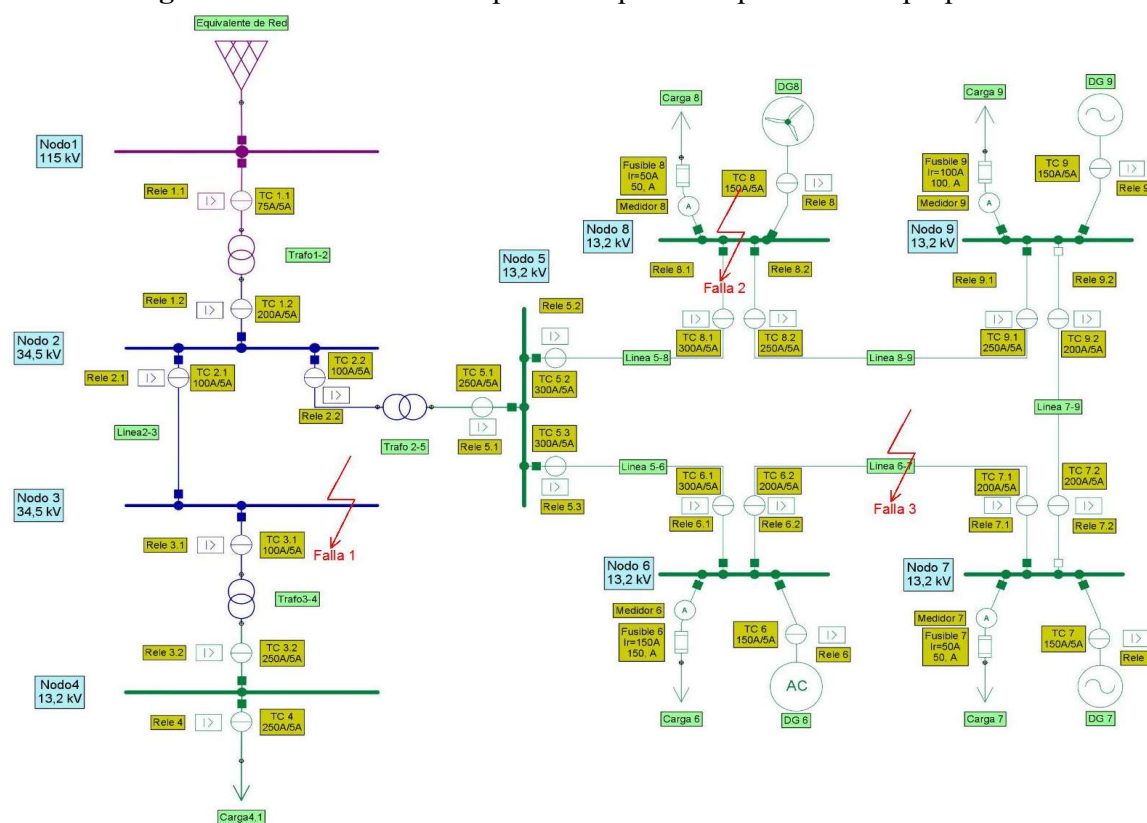
4.1 Introducción

Habiéndose presentado la metodología y criterios propuestos para el esquema adaptativo el cual se tiene como objetivo de este trabajo, en este capítulo se demostrará como responde el esquema de protecciones propuesto ante tres casos de contingencias en el sistema eléctrico de estudio finalizando con las conclusiones y propuestas las cuales puedan complementar o mejorar éste trabajo.

4.2 Esquema propuesto frente a fallas de estudio

En la Figura 36 se presentan 3 fallas aleatorias, una primera en la red radial de distribución, la segunda en un nodo perteneciente a la *micro-red* de estudio, y la tercera a mitad de una línea que interconecta 2 nodos pertenecientes de la *micro-red*.

Figura 36. Fallas de estudio para el esquema de protecciones propuesto.



Fuente: Propia.

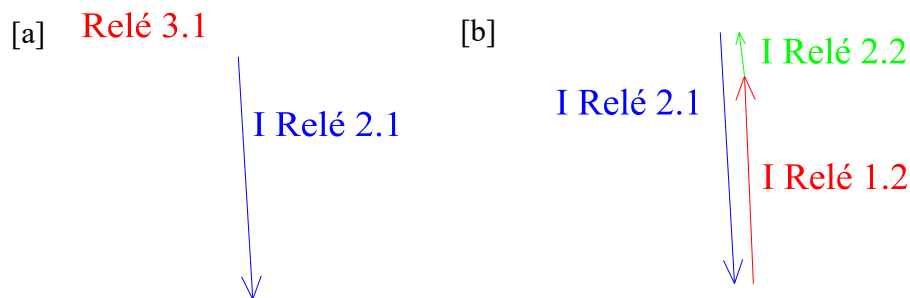
A continuación se explicará brevemente el procedimiento y los resultados de la simulación del funcionamiento del esquema de protecciones propuesto.

4.2.1 Simulación de la falla en el sistema de distribución radial (falla 1).

De la Figura 36, se puede observar que la primera falla de estudio en el esquema de protecciones está ubicada en un nodo de la red radial de distribución a la cual se encuentra interconectada la *micro-red*. Por otro lado, de la Figura 35 se puede observar que las protecciones de la red radial se encuentran comunicadas entre sí cumpliendo con la metodología propuesta en el anterior capítulo, por lo cual, dado el caso de la Figura 38 el Relé 2.1 hará una comparación de corrientes con la corriente del Relé 3.1 verificando la equivalencia, así mismo como con los Relés 1.2 y 2.2.

Al presentarse una condición de falla en el nodo 3, previa a la mensura del Relé 3.1, la suma vectorial de las corrientes medidas por el Relé 2.1 y el Relé 3.1 será diferente de cero la como se puede observar en el diagrama vectorial en la Figura 37 [a], por lo cual tanto el Relé 2.1 como el Relé 3.1 se ajustan a la mínima curva de disparo.

Figura 37. Diagrama vectorial de corriente de falla 1 (primera [a] y segunda [b] vecindad del Relé 2.1)



Fuente: Propia.

Por efectos de que en el Relé 3.1 no circula corriente la suma vectorial da igual a cero debido a que por éste no circulan corrientes de falla al no existir generación cerca al centro de consumo. Por otro lado, en la Figura 37 [b] se puede observar que las corrientes que mensuran los Relés 1.2 y 2.2 son equivalentes a la corriente que mide el Relé 2.1 dando la suma vectorial igual a cero, por lo cual tanto el Relé 1.2 como el Relé 2.2 se convierten en el respaldo de 2.1, tomando el tiempo de despeje de esta unidad para el nivel de falla que presenta y añadiéndole el intervalo de tiempo de coordinación.

Esta última comparación vectorial es realizada así mismo con las demás unidades del sistema las cuales se convertirán en respaldos de su unidad adyacente con un tiempo de operación para ese momento ya definido, en la Figura 38 se observa los tiempos de despeje de todas las unidades por las cuales circulan corrientes de falla para la contingencia de estudio donde se puede evidenciar la selectividad del esquema.

El diagrama ilustra un sistema de potencia de 132 kV con 10 nodos. Los nodos están interconectados por líneas de transmisión y transformadores. Los parámetros de los elementos son los siguientes:

- Nodo 1 (115 kV):**
 - Equivalente de Red: $I_k(L1)=0.405$ kA, $Aik(L1)=82.4^\circ$, $SK(L1)=85.627$ MVA.
 - Rele 1.1: $I=21$ OA, $T=1$ Opu, $toff=0.48$ s.
 - TC 1.1: 100A/5A.
 - Trafo 1.2: $I_k(L1)=0.405$ kA, $Aik(L1)=87.6^\circ$, $SK(L1)=85.627$ MVA.
 - Rele 1.2: $I=72A$, $T=1$ Opu, $toff=0.28$ s.
 - TC 1.2: 200A/5A.
- Nodo 2 (34.5 kV):**
 - TC 2.1: 100A/5A.
 - TC 2.2: 100A/5A.
 - Rele 2.1: $I=120A$, $T=1$ Opu, $toff=0.06$ s.
 - Rele 2.2: $I=53A$, $T=1$ Opu, $toff=0.24$ s.
 - TC 2.2: 100A/5A.
- Nodo 3 (34.5 kV):**
 - Linea 2-3: $I_k(L1)=1.634$ kA, $Aik(L1)=86.8^\circ$, $SK(L1)=97.662$ MVA.
 - Rele 3.1: $I=100A$, $T=1$ Opu, $toff=0.06$ s.
 - TC 3.1: 100A/5A.
 - Trafo 3.4: $I_k(L1)=0.000$ kA, $Aik(L1)=90.0^\circ$, $SK(L1)=0.000$ MVA.
 - Rele 3.2: $I=100A$, $T=1$ Opu, $toff=0.06$ s.
 - TC 3.2: 200A/5A.
 - Rele 4: $I=100A$, $T=1$ Opu, $toff=0.06$ s.
 - TC 4: 200A/5A.
- Nodo 4 (13.2 kV):**
 - Carga 4.1: $I_k(L1)=0.000$ kA, $Aik(L1)=90.0^\circ$, $SK(L1)=0.000$ MVA.
- Nodo 5 (13.2 kV):**
 - Rele 5.1: $I=138A$, $T=1$ Opu, $toff=0.43$ s.
 - TC 5.1: 250A/5A.
 - Rele 5.2: $I=63A$, $T=1$ Opu, $toff=0.68$ s.
 - TC 5.2: 300A/5A.
 - Rele 5.3: $I=78A$, $T=1$ Opu, $toff=0.3$ s.
 - TC 5.3: 300A/5A.
- Nodo 6 (13.2 kV):**
 - Rele 6.1: $I=78A$, $T=1$ Opu, $toff=0.68$ s.
 - TC 6.1: 300A/5A.
 - Rele 6.2: $I=116A$, $T=1$ Opu, $toff=1.18$ s.
 - TC 6.2: 200A/5A.
 - Rele 7.1: $I=116A$, $T=1$ Opu, $toff=1.47$ s.
 - TC 7.1: 200A/5A.
 - Rele 7.2: $I=144A$, $T=1$ Opu, $toff=1.87$ s.
 - TC 7.2: 200A/5A.
- Nodo 7 (13.2 kV):**
 - Rele 7.1: $I=116A$, $T=1$ Opu, $toff=1.18$ s.
 - TC 7.1: 200A/5A.
 - Rele 7.2: $I=144A$, $T=1$ Opu, $toff=1.87$ s.
 - TC 7.2: 200A/5A.
- Nodo 8 (13.2 kV):**
 - Rele 8.1: $I=63A$, $T=1$ Opu, $toff=0.65$ s.
 - TC 8.1: 300A/5A.
 - Rele 8.2: $I=63A$, $T=1$ Opu, $toff=1.18$ s.
 - TC 8.2: 250A/5A.
 - Rele 9.1: $I=63A$, $T=1$ Opu, $toff=1.47$ s.
 - TC 9.1: 250A/5A.
 - Rele 9.2: $I=117A$, $T=1$ Opu, $toff=1.85$ s.
 - TC 9.2: 200A/5A.
- Nodo 9 (13.2 kV):**
 - Rele 9.1: $I=63A$, $T=1$ Opu, $toff=1.47$ s.
 - TC 9.1: 250A/5A.
 - Rele 9.2: $I=117A$, $T=1$ Opu, $toff=1.85$ s.
 - TC 9.2: 200A/5A.
- Elementos adicionales:**
 - DG8: $I_k(L1)=0.210$ kA, $Aik(L1)=96.7^\circ$, $SK(L1)=4.835$ MVA.
 - DG9: $I_k(L1)=0.180$ kA, $Aik(L1)=96.3^\circ$, $SK(L1)=4.113$ MVA.
 - DG6: $I_k(L1)=0.029$ kA, $Aik(L1)=95.5^\circ$, $SK(L1)=0.664$ MVA.
 - DG7: $I_k(L1)=0.326$ kA, $Aik(L1)=96.7^\circ$, $SK(L1)=7.496$ MVA.
 - Cargas: Carga 8, Carga 9, Carga 6, Carga 7.
 - Fusibles: Fusible 8 ($I=50A$), Fusible 9 ($I=100A$), Fusible 6 ($I=150A$), Fusible 7 ($I=50A$).
 - Medidores: Medidor 8, Medidor 9, Medidor 6, Medidor 7.

Fuente: Propia.

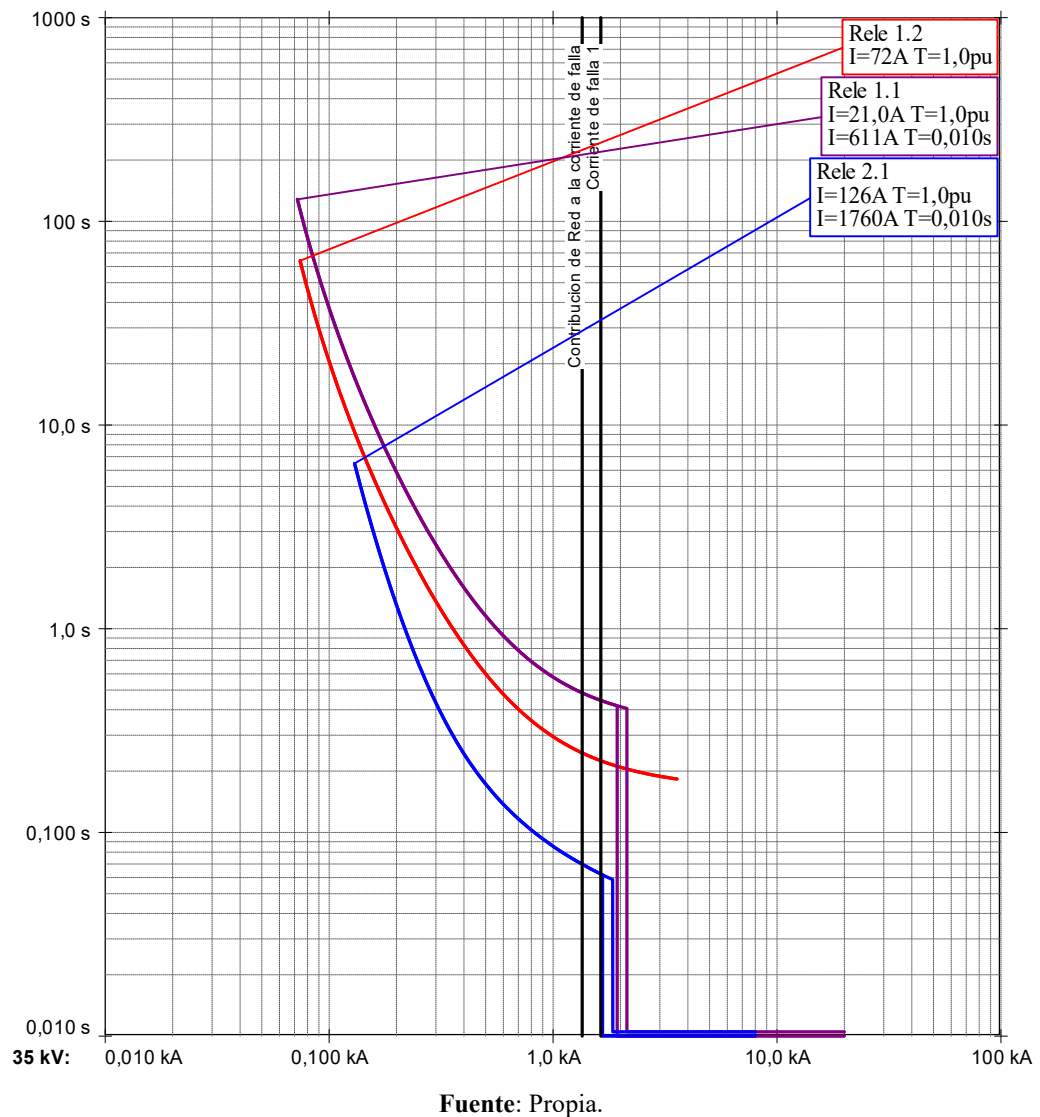
Tabla 8. Procedimiento de aclaración de la falla 1 con el esquema propuesto

Disparo	Nombre	De	Elemento	Tiempo disp. (s)	Ik2 (kA)	Ik2ang (°)
1	Relé 2.1	Nodo 2	Linea2-3	0,0625	1,6344	-86,79
1	Relé 2.2	Nodo 2	Trafo 2-5	0,2401	0,2858	96,87
1	Relé 1.2	Nodo 2	Trafo1-2	0,2783	1,3493	92,44
1	Relé 5.1	Nodo 5	Trafo 2-5	0,4305	0,7469	-83,13
1	Relé 1.1	Nodo1	Trafo1-2	0,4820	0,4048	-87,56
1	Relé 5.2	Nodo 5	Línea 5-8	0,6794	0,3900	97,10
1	Relé 5.3	Nodo 5	Línea 5-6	0,7002	0,3570	96,62
1	Relé 8.1	Nodo 8	Línea 5-8	0,8464	0,3900	-82,90
1	Relé 6.1	Nodo 6	Línea 5-6	0,8928	0,3570	-83,38
1	Relé 8	Nodo 8	DG8	1,1250	0,2102	98,66
1	Relé 6.2	Nodo 6	Línea 6-7	1,1825	0,3280	96,72
1	Relé 8.2	Nodo 8	Línea 8-9	1,1825	0,1799	95,29
1	Relé 7.1	Nodo 7	Línea 6-7	1,4724	0,3280	-83,28
1	Relé 9.1	Nodo 9	Línea 8-9	1,4724	0,1799	-84,71
1	Relé 9	Nodo 9	DG 9	1,8038	0,1799	95,29
1	Relé 7	Nodo 7	DG 7	1,8676	0,3280	96,72

Fuente: Propia.

En la Tabla 8 se puede evidenciar los tiempos de operación de las unidades del esquema de protección donde el tiempo más rápido es el del Relé 2.1 el cual actúa como protección primaria con 62,5 milisegundos y el tiempo más lento corresponde al generador distribuido 7 (Generador por biogás) con un tiempo de despeje de 1,86 segundos.

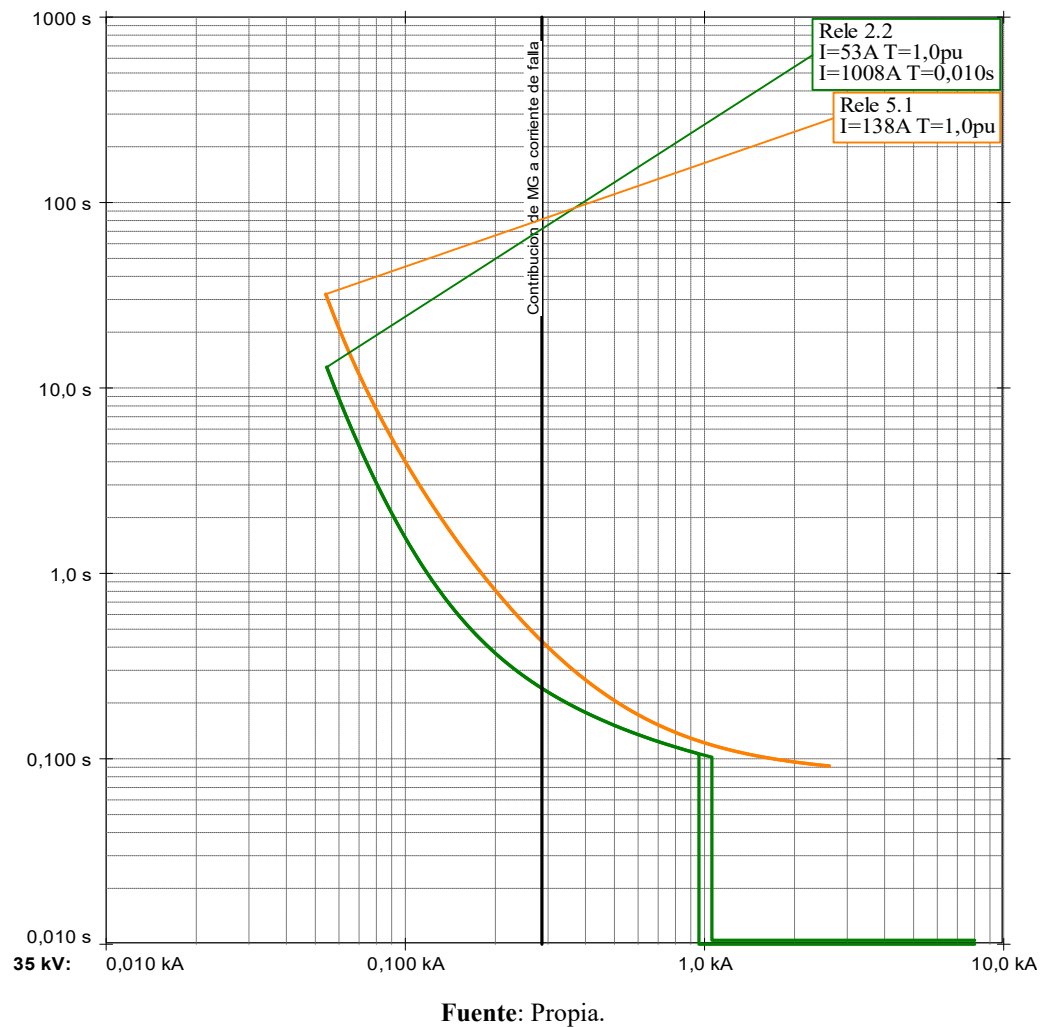
Figura 39. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla.



Soportando los datos expuestos en la Tabla 8, en la Figura 39 se observan las curvas de disparo de la unidad 2.1 la cual actúa como protección principal con una corriente de falla de 1.634 kA, y las unidades 1.2 y 1.1 las cuales actúan como protecciones de respaldo donde circula la contribución de la red a la corriente de falla.

Adicionalmente, en la Figura 40 se observan las curvas de disparo tanto del Relé 2.2 como del Relé 5.1 las cuales serían respaldo en primera y segunda estancia respectivamente del Relé 2.1.

Figura 40. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la *micro-red*.

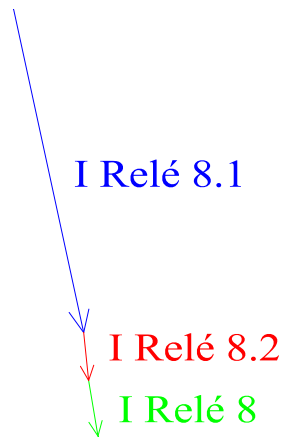


Como es de observarse, tanto en la Figura 39 como en la Figura 40 se observan unidades sin ajuste de la función instantánea, esto debido a que en dichas protecciones se omite el ajuste de función instantánea para la topología bajo la cual se está estudiando la falla 1 debido a que de ajustarse existirían problemas de selectividad.

4.2.2 Simulación de falla en un nodo perteneciente a la *micro-red* (falla 2).

Para la simulación de la segunda falla de estudio, la cual se ubica arbitrariamente en uno de los nodos perteneciente a la *micro-red* se puede apreciar que ninguno de los relés de protección mensurará la corriente total de la falla si no que solo registrará las diferentes contribuciones originarias de la red y las unidades generadoras distribuidas tal como puede observarse en la Figura 41.

Figura 41. Diagrama vectorial de corriente de falla 2 (vectores presentes en las unidades primarias).



Fuente: Propia.

Al presentarse una condición de falla en el nodo 8, los relés 8.1, 8.2 y 8 mensurarán las contribuciones a la falla por lo cual la suma vectorial de las corrientes de dichos relés será equivalente a la magnitud y ángulo de la corriente de falla, por lo cual dichas unidades se autoajustan al mínimo dial posible.

Figura 42. Diagrama vectorial de contribución a la corriente de falla DG 9 (segunda vecindad del Relé 8.2)

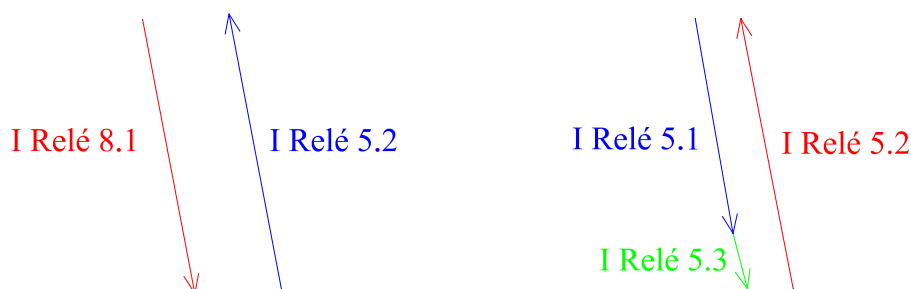


Fuente: Propia.

Por otro lado, la unidad 9.1 realizara una suma vectorial con la unidad 8.2 la cual daría como resultado cero al ser vectores equivalentes y de dirección opuesta tal como se puede observar en la Figura 42 por lo tanto la unidad 9.1, la cual no tiene ajuste establecido, se define como respaldo y espera un mensaje con la información del tiempo de disparo de su unidad a respaldar la cual es en ese momento la unidad 8.2

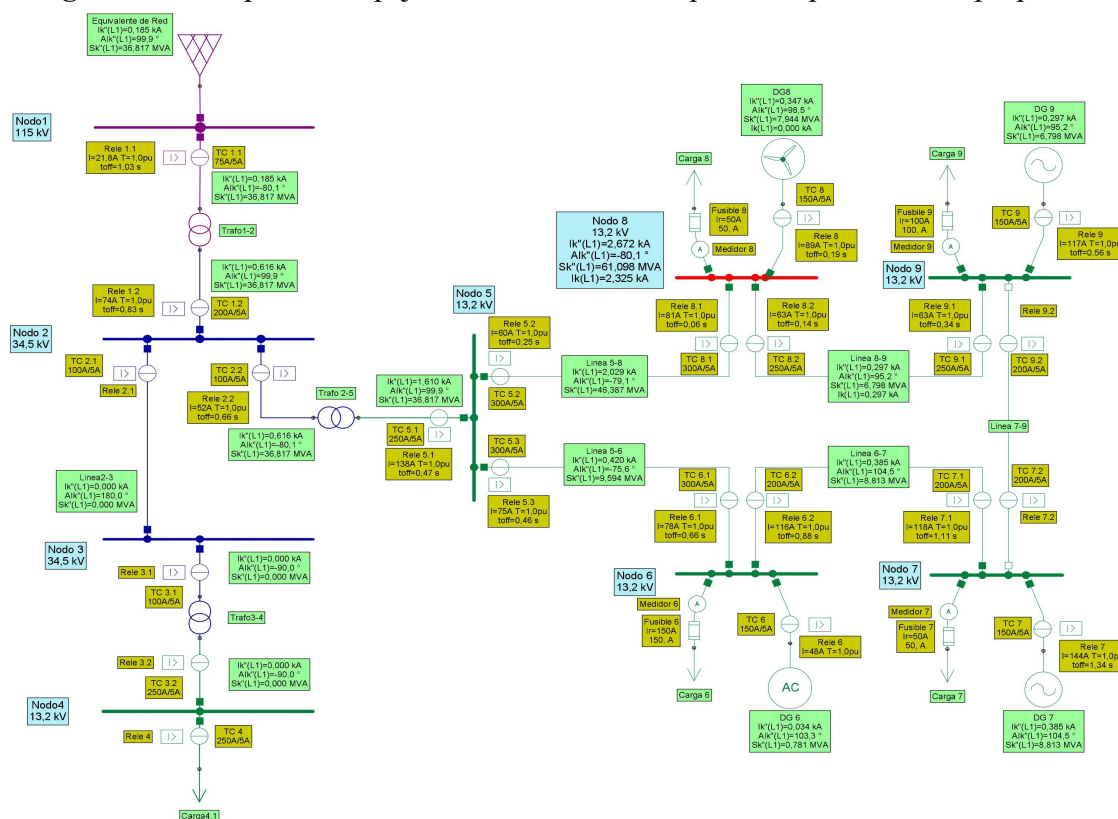
Análogamente el relé 5.2 realiza la comparación vectorial con una de sus vecindades la cual es la unidad 8.1 definiendo así mismo su actuación como unidad de respaldo al dar su suma vectorial igual a cero, recibido un mensaje con la información del tiempo de disparo de la unidad 8.1 el relé 5.2 realizara su autoajuste del Dial y enviara su tiempo de operación a las unidades 5.1 y 5.3 con las cuales su suma vectorial también es equivalente a cero tal como se puede observar en la Figura 43.

Figura 43. Diagrama vectorial de contribución de la red, DG6 y DG 7 a la corriente de falla



Sucesivamente, los relés como agentes realizarán sus autoajustes hasta el punto en que cada unidad programada que mensione sobrecorrientes este ajustada con un tiempo inicial de respaldo y un dial para la falla específica que para el caso es la falla en el nodo 8 del sistema propuesto tal como se puede observar en la Figura 44 y en los tiempos del procedimiento de aclaración de la falla consignados en la Tabla 9 resultado de la simulación en Neplan.

Figura 44. Tiempos de despeje de la falla 2 en el esquema de protecciones propuesto.



Fuente: Propia.

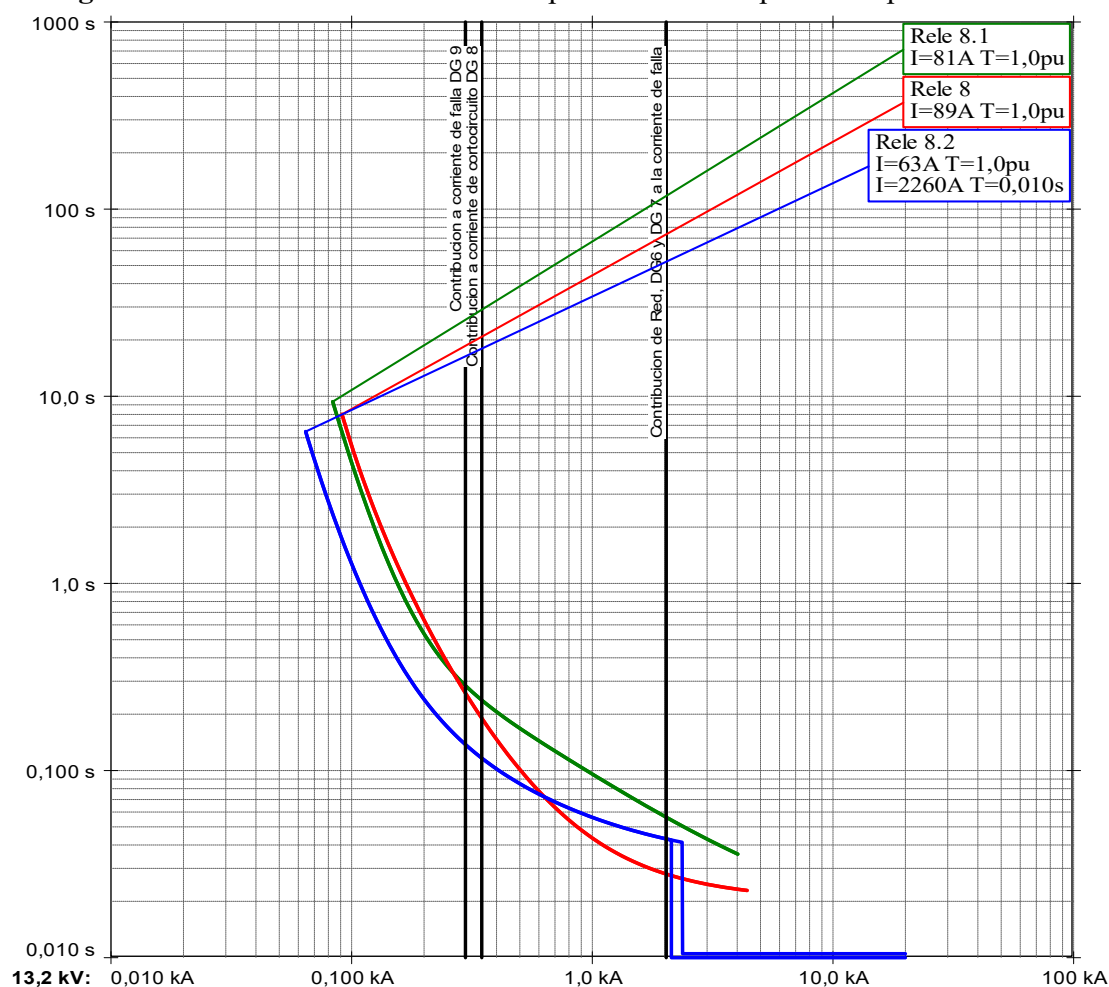
Tabla 9. Procedimiento de aclaración de la falla 2 con el esquema propuesto

Disparo	Nombre	De	Elemento	Tiempo disp. (s)	Ik2 (kA)	Ik2ang (°)
1	Relé 8.1	Nodo 8	Línea 5-8	0,0559	2,0289	100,86

1	Relé 8.2	Nodo 8	Línea 8-9	0,1375	0,2973	95,16
1	Relé 8	Nodo 8	DG8	0,1878	0,3475	98,53
1	Relé 5.2	Nodo 5	Línea 5-8	0,2469	2,0289	-79,14
1	Relé 9.1	Nodo 9	Línea 8-9	0,3424	0,2973	-84,84
1	Relé 5.3	Nodo 5	Línea 5-6	0,4626	0,4196	104,40
1	Relé 5.1	Nodo 5	Trafo 2-5	0,4704	1,6103	99,94
1	Relé 9	Nodo 9	DG 9	0,5592	0,2973	95,16
1	Relé 2.2	Nodo 2	Trafo 2-5	0,6572	0,6161	-80,06
1	Relé 6.1	Nodo 6	Línea 5-6	0,6616	0,4196	-75,60
1	Relé 1.2	Nodo 2	Trafo1-2	0,8255	0,6161	99,94
1	Relé 6.2	Nodo 6	Línea 6-7	0,8763	0,3855	104,50
1	Relé 1.1	Nodo1	Trafo1-2	1,0299	0,1848	-80,06
1	Relé 7.1	Nodo 7	Línea 6-7	1,1087	0,3855	-75,50
1	Relé 7	Nodo 7	DG 7	1,3388	0,3855	104,50

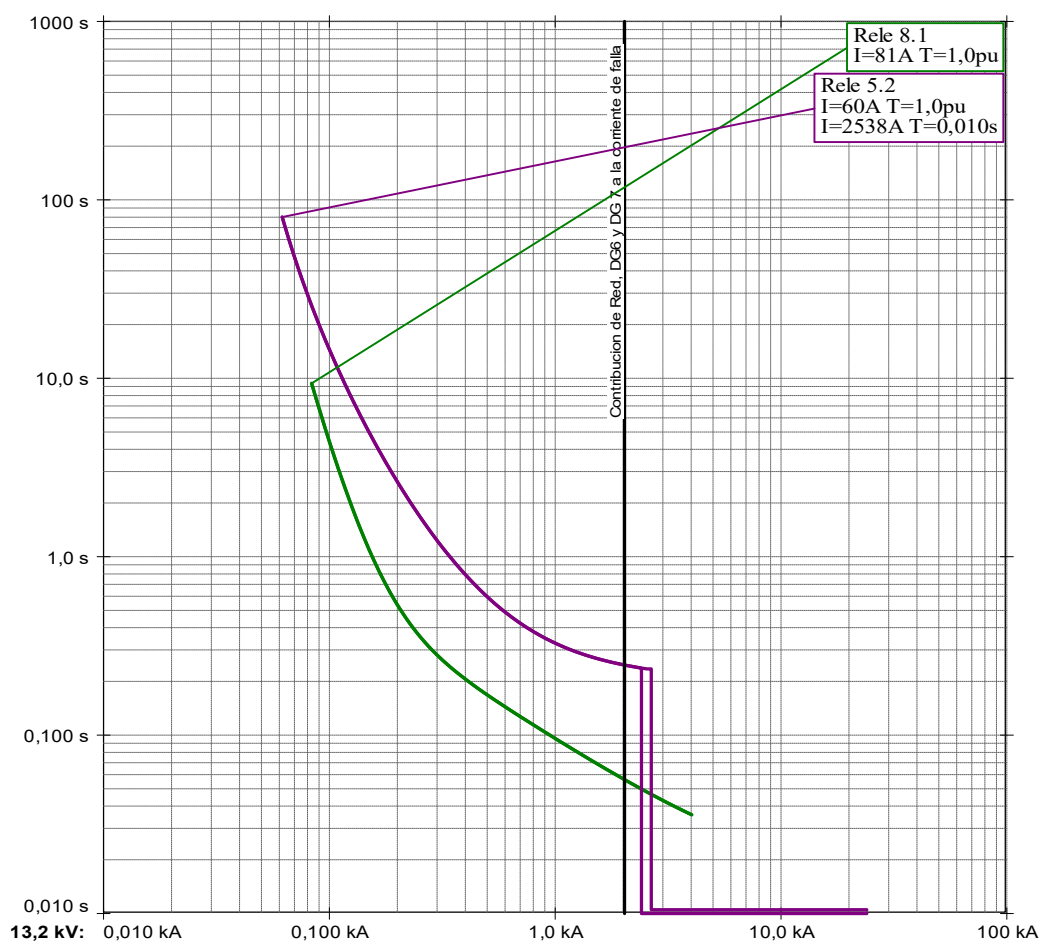
Fuente: Propia.

Figura 45. Curvas características de disparo de los relés primarios para la falla 2.



Fuente: Propia.

Figura 46. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la red, DG6 y DG7.

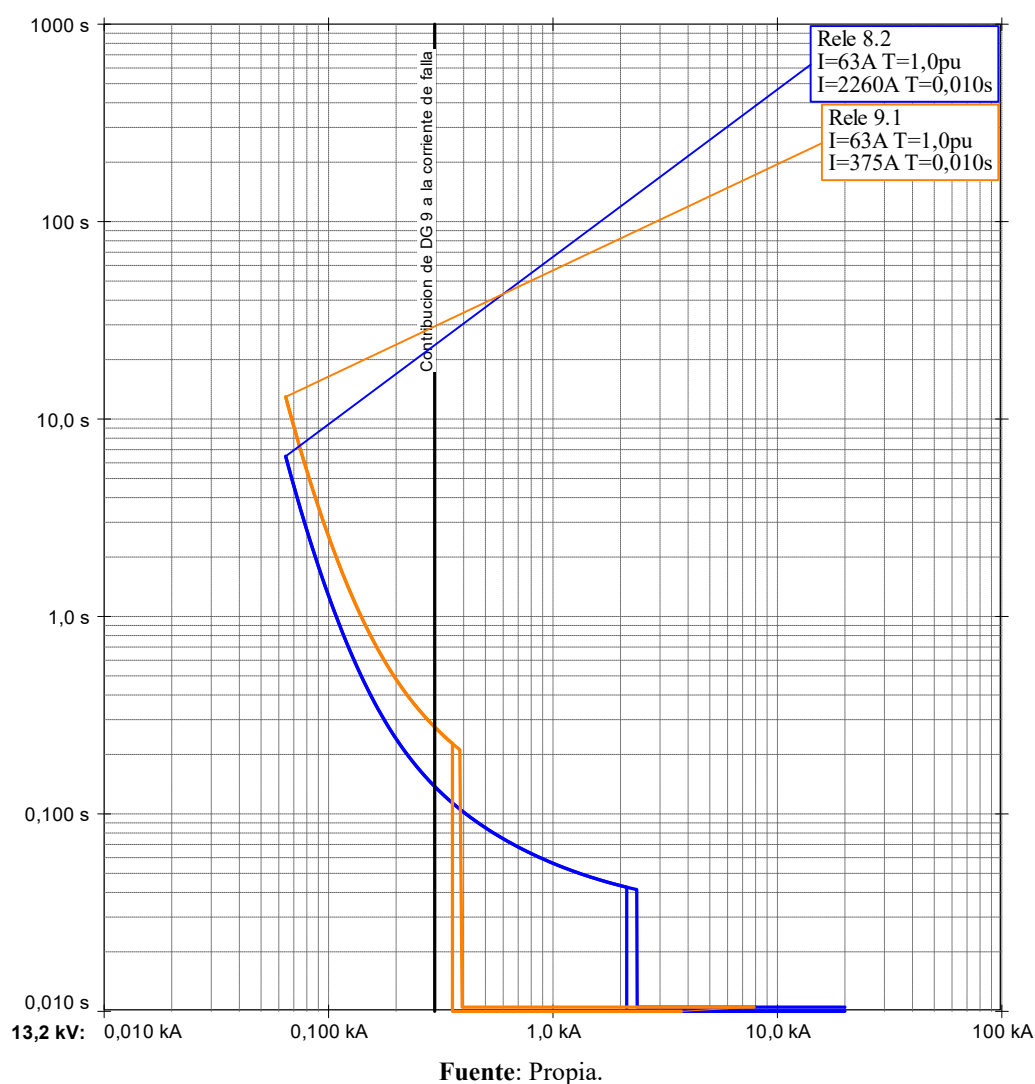


Fuente: Propia.

Nuevamente, se presentan las gráficas de curvas características para los relés más cercanos al punto de la falla, tal como en la Figura 45 se observan los relés 8.1, 8.2 y 8 los cuales actúan como protecciones primarias, así mismo en la Figura 46 se puede evidenciar los tiempos de disparo de las unidades de protección 8.1 y 5.2 donde el relé 5.2 actuaría como respaldo de la unidad 8.1, finalmente en la Figura 47 se observa las curvas características de la unidad 8.2 y su respaldo para el caso, el relé 9.1.

Es posible observar que algunas unidades de protección tienen ajuste de la función instantánea mientras que otras unidades no, esto es debido a que por criterios de selectividad, la función instantánea es omitida en aquellas unidades donde los niveles de corto que mensuran son tan variables aun en un estado topológico del sistema por lo cual no es conveniente realizar el ajuste contrario a las unidades que si, donde es posible ajustarlas sin incurrir en una pérdida de selectividad en el esquema propuesto.

Figura 47. Curvas características de disparo de los relés que observan contribución de la DG9.



4.2.3 Simulación de falla en una línea de interconexión en la micro-red (falla 3).

Finalmente, la tercera falla de estudio en el esquema de protecciones está ubicada en la mitad de una línea que interconecta dos nodos de la *micro-red* seleccionada, por lo cual la falla en su totalidad no será vista por una sola unidad de protección como en el primer caso, si no que más semejante al segundo, verán contribuciones a la corriente de falla total.

Al presentarse una condición de falla en la línea 6-7, existirá una contribución a la corriente de falla proveniente de la red y unidades de generación DG 6, DG 8 y DG 9, mensurada por el Relé 6.2 y análogamente existirá otra contribución a la falla suministrada por la unidad de generación DG 7 la cual registra el Relé 7.1, por tanto la suma vectorial de ambas unidades será diferente de cero al tener como resultado la magnitud y ángulo de la corriente de falla tal como se observa en la Figura 48.

Figura 48. Diagrama vectorial de corriente de falla 3 (primera adyacencia del Relé 6.2, segunda adyacencia del Relé 7.1)



Fuente: Propia.

Realizada esta comparación vectorial, tanto el Relé 7.1 como el Relé 6.2 se convierten en unidades primarias ajustándose así a su menor dial y enviando su tiempo de operación a las demás unidades adyacentes.

Por otro lado, las otras unidades adyacentes al Relé 7.1, para este caso el Relé 7 registrará un aumento de corriente por lo cual, ésta unidad realizara la suma vectorial de la corriente mensurada por el Relé 7.1, 7.2 y el Relé 7, dando esta como resultado igual a cero por lo cual se convierte la unidad 7 y 7.2 en protecciones de respaldo a la espera del tiempo de operación del Relé 7.1 para la determinación de su dial considerando el intervalo de tiempo de coordinación.

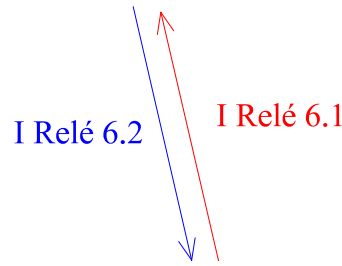
Figura 49. Diagrama vectorial contribución de DG 7 a la falla 3 (primera vecindad del Relé 7.1)



Fuente: Propia.

Análogamente al procedimiento recién planteado, el Relé 6.2 envía la información de su corriente medida a su otra unidad adyacente la cual es el Relé 6.1, consecuentemente, la unidad 6.1 procederá a hacer la suma vectorial dando ésta igual a cero por lo cual el Relé 6.1 al no tener ajuste se convierte en unidad de respaldo considerando el tiempo al cual debe actuar para respaldar al Relé 6.2.

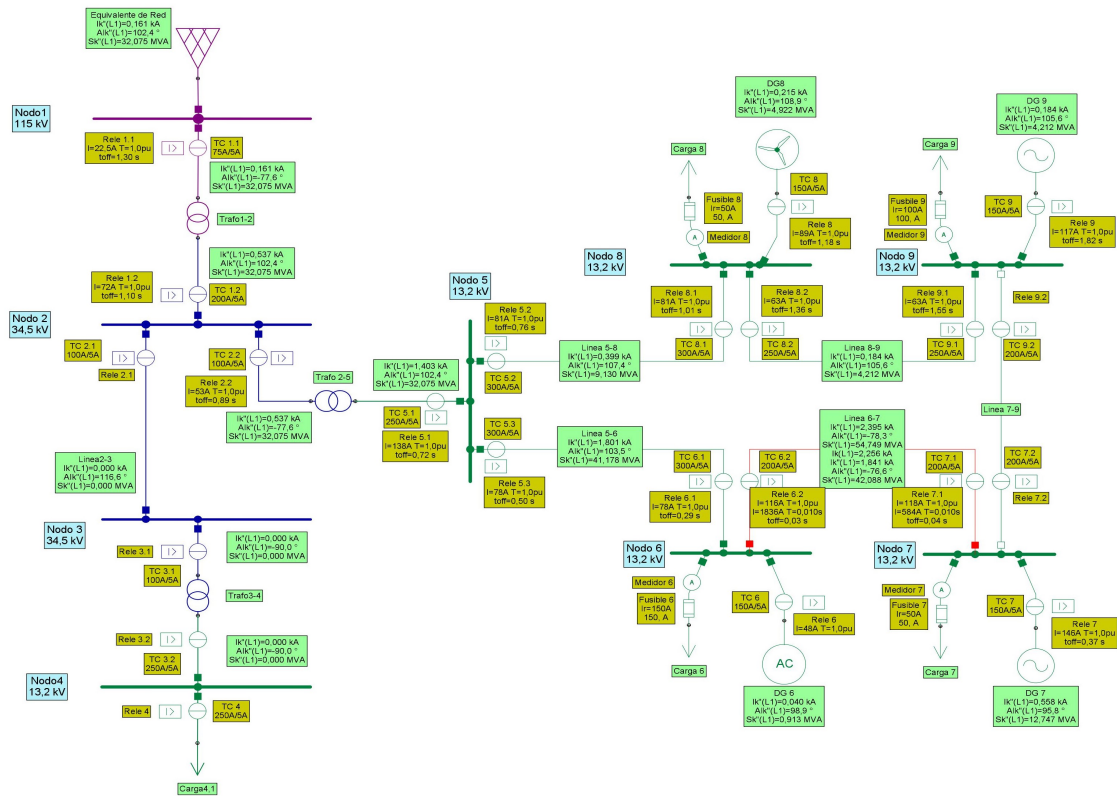
Figura 50. Diagrama vectorial contribución de red, DG6, DG8, DG9 a la falla 3 (segunda vecindad del Relé 6.2)



Fuente: Propia.

En la Figura 51 se observan los tiempos de despeje de todas las unidades por las cuales circularán contribuciones a la corriente de la falla 3.

Figura 51. Tiempos de despeje de la falla 3 en el esquema de protecciones propuesto.



Fuente: Propia.

Consecuentemente, en la Tabla 10 se observan los tiempos de despeje de cada una de las unidades de protección siendo el más bajo el del Relé 6.2 con 33,3 milisegundos donde le sigue el Relé 7.1 con 37,3 milisegundos y aumentando sucesivamente entre las demás unidades de respaldo hasta llegar a un tiempo de despeje de 1,816 segundos de la unidad generadora DG 9.

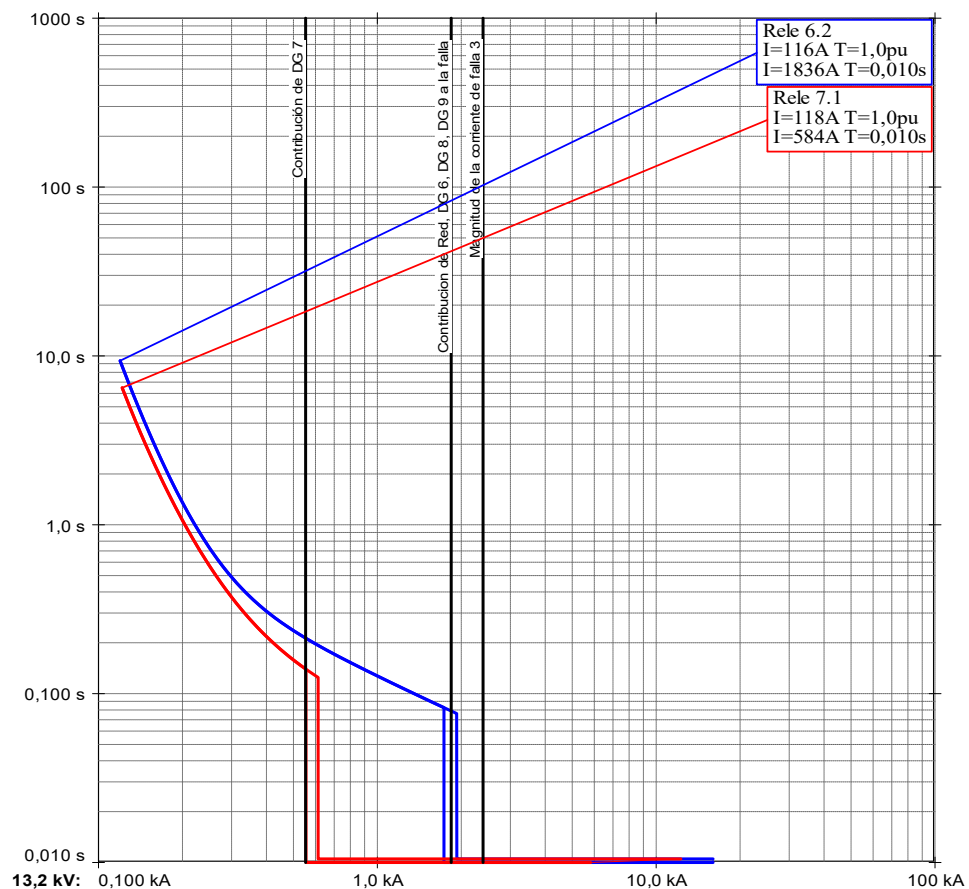
Tabla 10. Procedimiento de despeje de la falla 3 con el esquema propuesto

Disparo	Nombre	De	Elemento	Tiempo disp. (s)	Ik2 (kA)	Ik2ang (°)
1	Relé 6.2	Nodo 6	Línea 6-7	0,0330	1,890043	-77,0355
1	Relé 7.1	Nodo 7	Línea 6-7	0,0373	0,553383	-83,9668
1	Relé 6.1	Nodo 6	Línea 5-6	0,2893	1,849196	103,0655
1	Relé 7	Nodo 7	DG 7	0,3667	0,553383	96,03318
1	Relé 5.3	Nodo 5	Línea 5-6	0,5024	1,849196	-76,9344
1	Relé 5.1	Nodo 5	Trafo 2-5	0,7192	1,440394	101,9708
1	Relé 5.2	Nodo 5	Línea 5-8	0,7571	0,409989	106,9141
1	Relé 2.2	Nodo 2	Trafo 2-5	0,8950	0,551107	-78,0291
1	Relé 8.1	Nodo 8	Línea 5-8	1,0094	0,409989	-73,0858
1	Relé 1.2	Nodo 2	Trafo1-2	1,0968	0,551107	101,9708
1	Relé 8	Nodo 8	DG8	1,1779	0,221022	108,4668
1	Relé 8.2	Nodo 8	Línea 8-9	1,2982	0,189142	105,0996
1	Relé 1.1	Nodo1	Trafo1-2	1,3643	0,165332	-78,0291
1	Relé 9.1	Nodo 9	Línea 8-9	1,5517	0,189142	-74,9003
1	Relé 9	Nodo 9	DG 9	1,8160	0,189142	105,0996

Fuente: Propia.

En la Figura 52 se observan las curvas de disparo de las unidades 6.2 y 7.1 las cuales se ajustan al menor dial posible al detectar que son las unidades primarias ocurrida la falla 3.

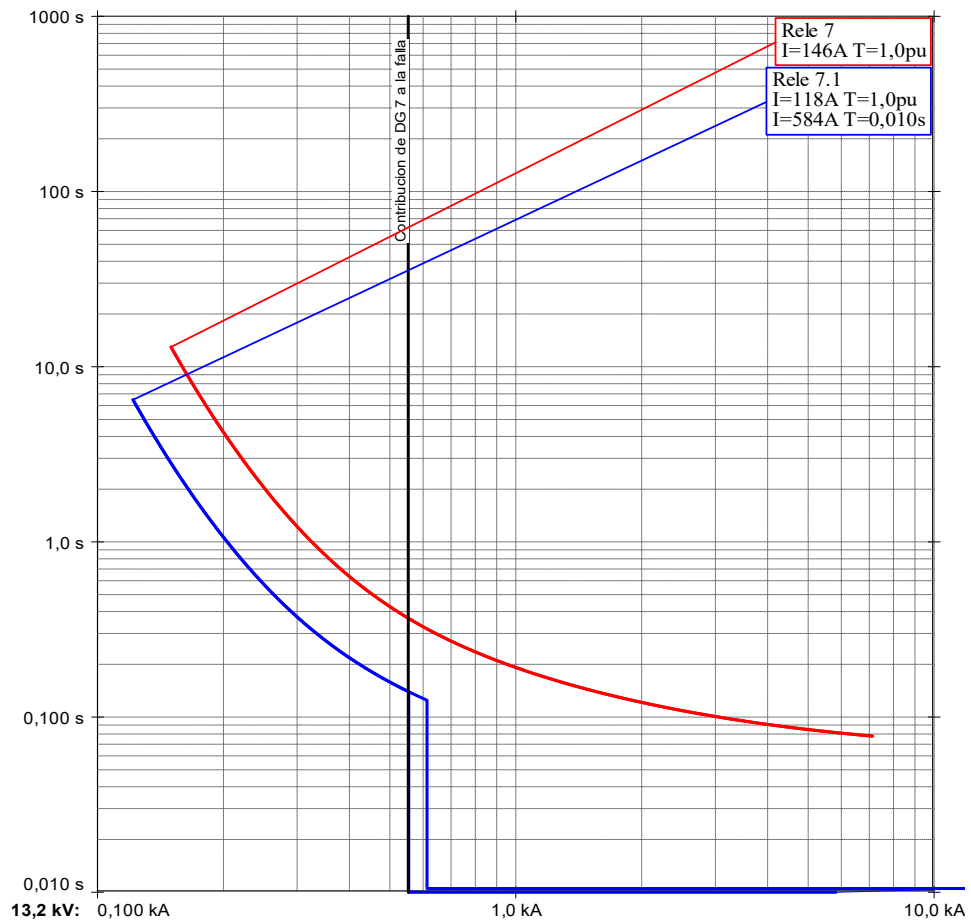
Figura 52. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla 3.



Fuente: Propia.

Adicionalmente, se puede observar que existe un ajuste de la función instantánea para ambos relés, dichos ajustes corresponden a la topología presente en la matriz de ajustes precalculados realizada por un ingeniero de protecciones. Por otro lado, en la Figura 53 se puede observar las curvas características del Relé 7.1 y el Relé 7 donde éste último es la unidad de respaldo del primero, relativos a la contribución a la falla de la unidad generadora 7 (DG7).

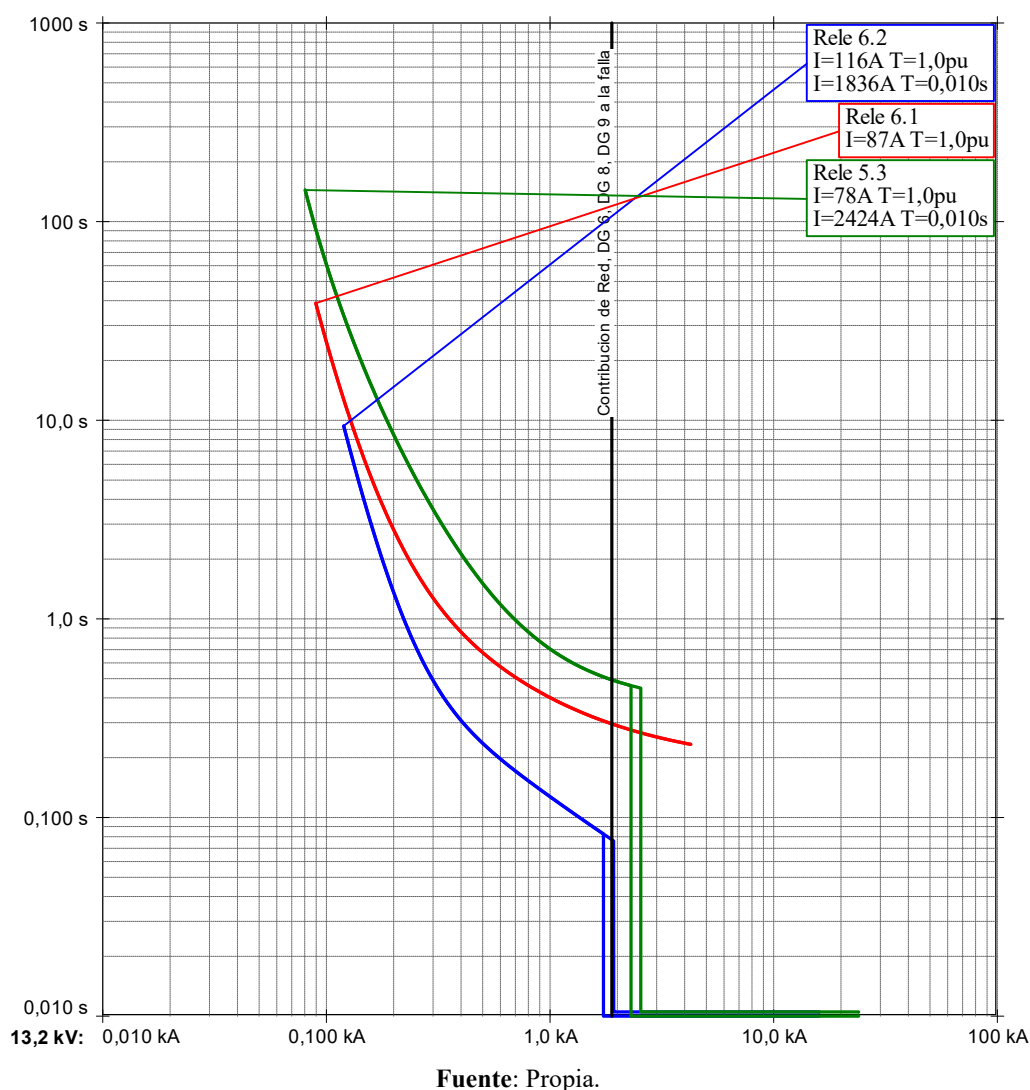
Figura 53. Curvas características de disparo de los relés más inmediatos a la falla.



Fuente: Propia.

Para concluir, en la Figura 54 se observan las curvas características del Relé 6.2, Relé 6.1 y 5.3 los cuales serían protección primaria, primer respaldo y segundo respaldo respectivamente, donde se puede evidenciar la coordinación de éstas unidades frente a la contribución a la corriente de falla de la red y las unidades generadoras DG 8 y DG 9.

Figura 54. Curvas características de disparo del Relé 6.2 y sus respaldos



4.3 Conclusiones

De los resultados obtenidos con el simulador Neplan, se puede evidenciar que la metodología planteada para el ajuste de las protecciones en un sistema con alta penetración de fuentes alternas de energía es satisfactoria en el sentido que brinda un esquema de protecciones el cual se autoajusta dependiendo de la falla con el fin de despejar una contingencia en el sistema lo más rápido posible pero sin dejar a un lado la selectividad y confiabilidad.

Las actuales tecnologías de estado sólido permiten que se realicen esquemas de protección adaptativos los cuales se ajustan a las necesidades actuales de la integración de generación cercana a los sitios de consumo considerando la integración de las mismas al sistema eléctrico ya construido.

Por otra parte, se resalta la importancia de la existencia de un buen sistema de comunicación el cual le brinda al esquema de protecciones su característica adaptativa y flexible en su ajuste frente a un funcionamiento normal o una contingencia de la red.

Para concluir, el modelamiento basado en agentes aplicado a las protecciones eléctricas puede abrir un campo de estudio significativo, tal como en este trabajo se incursionó, aplicando a las protecciones características de agentes y reglas básicas con las cuales cada uno de estos definía por cuenta propia si debía actuar como protección primaria o si por el contrario debía actuar como respaldo, visto de otra forma, cada uno de los relés se considera un nodo donde le ingresa una corriente desde uno o más relés vecinos y sale una corriente equivalente la cual se reparte entre uno o más unidades adyacente. Ésta consideración simplifica la búsqueda del lugar de la falla a una suma vectorial entre unidades vecinas donde al no cumplirse la equivalencia cercana a cero se determina que existe una falla, así finalmente se obtiene una regla sencilla que debe estar intrínseca en cada unidad pero la cual permite la coordinación de todo el esquema de protecciones del sistema eléctrico.

No obstante, mientras que el modelamiento basado en agentes fue de gran utilidad para el ajuste de la función temporizada en este trabajo, para la función instantánea no es posible realizar estos ajustes con base a unas reglas básicas, por lo cual se opta por realizar una matriz de ajustes pre-calculados definida por un ingeniero de protecciones el cual bajo unos criterios de protección defina los umbrales de corrientes máximas de cortocircuito permisibles sin que se pierda la estabilidad del sistema eléctrico. Es recomendable que dicha matriz sea realizada por un método determinístico por una persona puesto que ésta es una tarea que comprende diversas variables tales como los elementos del sistema eléctrico presentes, el sistema eléctrico como un conjunto y la estabilidad del mismo, por lo cual el ajuste de éstas protecciones se convierte más en un arte que en un simple método paso a paso.

Finalmente, se debe tener en cuenta que éste es un trabajo que busca proponer un modelo nuevo de protecciones el cual se ajuste a las necesidades que se presentan hoy día con el estudio de *micro-redes*, *smartgrids* y generación distribuida, por tanto con éste trabajo se busca abrir un nuevo campo de estudio para la universidad donde se considere la integración de inteligencia computacional a elementos del sistema eléctrico tales como las protecciones.

4.4 Mejoras y trabajos futuros

El esquema que se ha propuesto en este trabajo, resuelve un problema físico que se presenta en las redes eléctricas con generación distribuida o implementación de las actualmente estudiadas *micro-redes* mediante el uso de sistemas de inteligencia computacional, sin embargo, cabe resaltar que existen componentes del esquema propuesto, las cuales pueden ser mejoradas y estudiadas a mayor profundidad presentándose así trabajos futuros a realizarse los cuales podrían ser:

- **Estudio de fallas y comportamiento de la metodología planteada para una topología de micro-red en anillo.** Aunque en principio la metodología planteada contemplaba la solución del auto-ajuste de un sistema de protección tanto para una red radial como para un sistema anillado, por cuestiones de tiempo y del alcance del proyecto se validó únicamente el comportamiento del esquema propuesto para una topología radial con dos ramales, por lo cual se propone como una continuación a este trabajo la validación y de ser necesario los ajustes que requiera la metodología planteada para su adecuado funcionamiento en topologías de anillo.
- **Optimización del modelo en cuanto a selección de los diales de los dispositivos de protección.** Si bien, además de los ajustes para un relé tal como su dial y su TAP, existen diferentes tipos de curvas características las cuales establecen cómo será la relación tiempo corriente, las normas IEC y ANSI establecen funciones matemáticas para describir el tipo de curva característica para los relés de estado sólido como se pudo observar en la
- Tabla 7 del capítulo 3, por otro lado, cuando se realiza una coordinación de protecciones es posible tener diferentes soluciones en el ajuste dependiendo de las curvas mencionadas, en este orden de ideas es posible realizarse una optimización en cuanto a los ajustes de los relés de protección con el fin de encontrarse la curva característica y su respectivo ajuste de dial que provea la mayor velocidad de respuesta frente a fallas condicionado a las restricciones que se presentan para que el esquema continúe con una adecuada selectividad y confiabilidad.
- **Optimización de los procesos o herramientas computacionales del esquema propuesto.** Un esquema de protecciones eléctricas, debe ser lo suficientemente rápido para reaccionar en pocos ciclos eléctricos (de 2 a 5), por tanto al proponerse un esquema que requiere un sistema de comunicación *broadcast* para su funcionamiento, se debe garantizar que los tiempos de comunicación y toma de decisiones por parte de las unidades de protección y/o unidad de computo central sean lo suficientemente rápidos para que así el sistema de protección no pierda velocidad de respuesta frente a alguna contingencia que ocurra en la red, esto presenta la oportunidad de realizar un estudio referente a los sistemas computacionales que otorguen una mayor velocidad en el proceso de control sin perder confiabilidad en éste último.
- **Realizar una evaluación de costos frente a otros esquemas de protecciones.** Al comienzo de este trabajo se presentaron previamente dos esquemas de protección diferentes al finalmente propuesto los cuales intuitivamente se podía decir que eran muy costosos, por tal motivo, un trabajo adicional para complementar este trabajo sería realizar una evaluación económica del esquema propuesto frente a otros

esquemas que resuelvan la automatización del ajuste de las protecciones cuando se presenta generación distribuida con fuentes de energía no convencionales.

- **Curso especializado en protecciones ambientadas en micro-redes.** El producto final de este trabajo de grado es una metodología totalmente incursionista la cual plantea una forma diferente de realizar ubicación de fallas y ajuste de protecciones para fallas por sobrecorrientes en micro-redes, por lo cual así como se planteó desde un inicio, este trabajo busca abrir una nueva línea de investigación en la universidad bajo la cual se realicen nuevos modelos de protección para arquitecturas de micro-redes, estudios de su factibilidad e implementación, por ende finalmente se propone que bajo dicha línea de investigación exista un curso que se especialice en el tema de los modelos adaptativos de protecciones y su ambientación a las nuevas arquitecturas de red que están surgiendo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. M. López, “GESTIÓN ÓPTIMA DE LA POTENCIA ELECTRICA EN MICROGRIDS , BASADA EN INTELIGENCIA COMPUTACIONAL,” 2013.
- [2] J. M. Gers, *APLICACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS*, 1st ed. Cali, Colombia, 1993.
- [3] A. Bergen and V. Vittal, *Power Systems Analysis*, 2nd ed. New Jersey: Tom Robbins, 2000.
- [4] J. Lewis and T. Domin, “Protective Relaying Principles and Applications,” in *Protective Relaying Principles and Applications*, 3rd ed., Boca Raton, USA, 2007, p. 17.
- [5] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. New Jersey, 2011.
- [6] J. Lewis and T. Domin, “Protective Relaying Principles and Applications,” in *Protective Relaying Principles and Applications*, 3rd ed., Boca Raton, USA, 2007, p. 19.
- [7] Ó. F. Tuta and Ri. A. Hincapié, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” *Sci. Tech.*, no. 49, pp. 14–19, 2011.
- [8] S. Gopalan, V. Sreeram, and H. Iu, “An Improved Protection Strategy for Microgrids,” pp. 1–5, 2013.
- [9] N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska, and A. G. Tsikalakis, “Quantification of economic, environmental and operational benefits of microgrids,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future*, 2009, pp. 1–8.
- [10] M. R. Miveh, M. Gandomkar, S. Mirsaiedi, and M. R. Gharibdoost, “A Review on Protection Challenges in Microgrids,” in *Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, 2012.
- [11] R. Lasseter, “Microgrid: A conceptual solution,” , *2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th*, pp. 4285–4290, 2004.
- [12] H. J. Laaksonen, “Protection Principles for Future Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 2910–2918, Dec. 2010.
- [13] R. C. Dugan and T. E. McDermott, “Operating conflicts for distributed generation on distribution systems,” *2001 Rural Electr. Power Conf. Pap. Present. 45th Annu. Conf. (Cat. No.01CH37214)*, p. A3/1-A3/6, 2001.
- [14] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Modeling and Simulation of a Microgrid Protection System with Central Protection Unit,” pp. 5–9, 2013.
- [15] A. H. M. Soares and J. C. M. Vieira, “Case Study : Adaptative Overcurrent Protection Scheme Applied to an Industrial Plant with Cogeneration Units,” pp. 1–5, 2008.
- [16] N. Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control*, 1st ed. Noida: Wiley ; IEEE Press, 2014.
- [17] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, “Microgrid protection using

- communication-assisted digital relays,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2789–2796, 2010.
- [18] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Differential Protection of Microgrids with Central Protection Unit Support,” *IEEE 2013 Tencon - Spring*, pp. 15–19, 2013.
 - [19] M. Dewadasa, “Protection of microgrids using differential relays,” *Univ. Power Eng. Conf. (AUPEC), 2011 21st Australas.*, pp. 1–6, 2011.
 - [20] S. Lyden, M. E. Haque, A. Gargoom, M. Negnevitsky, and P. I. Muoka, “Modelling and Parameter Estimation of Photovoltaic Cell.”
 - [21] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Modeling of a Centralized Microgrid Protection System and Distributed Energy Resources According to IEC 61850-7-420,” vol. 27, no. 3, pp. 1560–1567, 2012.
 - [22] S. a. M. Javadian, M.-R. Haghifam, and P. Barazandeh, “An adaptive over-current protection scheme for MV distribution networks including DG,” *2008 IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 2520–2525, 2008.
 - [23] M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatziargyriou, and T. Green, “Real-World MicroGrids-An Overview,” *2007 IEEE Int. Conf. Syst. Syst. Eng.*, pp. 1–8, Apr. 2007.
 - [24] M. Behnke and A. Ellis, “Contribution of Photovoltaic Power Generation Systems to AC Short Circuits – a Survey of Current Modeling Practices and Challenges,” *Photovolt. Spec. Conf. (PVSC), 2013 IEEE 39th*, pp. 3128–3133, 2013.
 - [25] S. Chen, T. Lund, M. H. Zamastil, V. Akhmatov, H. Abildgaard, and B. C. Gellert, “Short-circuit calculations considering converter-controlled generation components,” *2012 IEEE Energytech, Energytech 2012*, pp. 1–6, 2012.
 - [26] N. Díaz, A. Luna, and O. Duarte, “Improved MPPT short-circuit current method by a fuzzy short-circuit current estimator,” *3rd Annu. IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2011*, pp. 211–218, 2011.
 - [27] T. S. Sidhu and D. Bejmert, “Short-circuit current contribution from large scale PV power plant in the context of distribution power system protection performance,” *IET Conf. Renew. Power Gener. (RPG 2011)*, pp. 134–134, 2011.
 - [28] E. Muljadi, N. Samaan, V. Gevorgian, J. Li, and S. Pasupulati, “Short circuit current contribution for different wind turbine generator types,” *2010 {IEEE} Power Energy Soc. Gen. Meet.*, no. March, pp. 1–8, 2010.
 - [29] N. Samaan, R. Zavadil, J. Charles Smith, and J. Conto, “Modeling of wind power plants for short circuit analysis in the transmission network,” *2008 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1–7, 2008.
 - [30] W. Stevenson and J. Grainger, “Análisis de sistemas de potencia.”.
 - [31] IEC, “IEC 60909-0,” 2001.
 - [32] COES, “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN,” 2008.
 - [33] Z. Xiangjun, K. Li, and W. Chan, “Multi-agents based protection for distributed generation systems,” *Restruct. Power Technol.*, no. April, pp. 393–397, 2004.
 - [34] M. Ramírez, “Protección de sistemas eléctricos de potencia,” 2005.

- [35] Z. Xin and X. Mingqing, “Autonomous Decentralized Test System to Enhance ATS ’ s Survival Probability and Online Maintainability,” 2015.
- [36] C. Cardoso, F. Bert, and G. Podestá, “Modelos Basados en Agentes (MBA): definición, alcances y limitaciones,” *Landuse, biofuels Rural Dev. La Plata Basin*, pp. 1–14, 2011.