



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA
RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”.**

Proyecto de Investigación presentado previo a la obtención del Título
INGENIERO ELÉCTRICO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

AUTORES:

Granda Elizalde Byron Ramiro

Zapata Tapia Bryan Joel

TUTOR

MSc. Xavier Alfonso Proaño

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo del 2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Granda Elizalde Byron Ramiro y Zapata Tapia Bryan Joel, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”**, siendo el Ing. Xavier Alfonso Proaño tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certificamos que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

.....
Granda Elizalde Byron Ramiro

C.I. 110578751-7

.....
Zapata Tapia Bryan Joel

C.I. 050331904-8

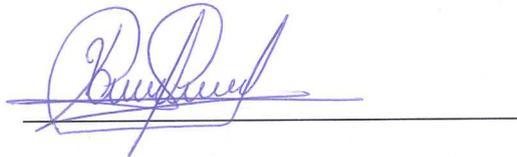
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”, de los señores Granda Elizalde Byron Ramiro y Zapata Tapia Bryan Joel, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Febrero, 2021

El Tutor:



Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, los autores: Granda Elizalde Byron Ramiro y Zapata Tapia Bryan Joel con el título de Proyecto de titulación: **“EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

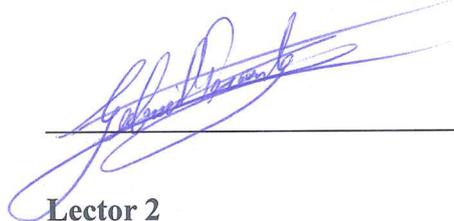
Latacunga, Febrero, 2021

Para constancia firman:



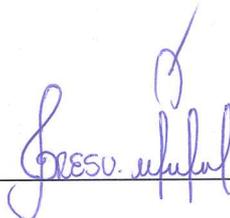
Lector 1 (Presidente)

Ing. MSc. Quinatoa Caiza Carlos
C.I. 050328786-4



Lector 2

Ing. MSc. Pesántez Palacios Gabriel
C.I. 030189388-9



Lector 3

Ing. MSc. Suárez Vinueza Rommel
C.I. 180416535-3

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios por ser nuestro pilar fundamental para el logro de nuestras metas y nunca soltar nuestras manos.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y docentes que forman parte de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, en especial a nuestro tutor Ing. Xavier Proaño por impartir sus conocimientos y apoyo para culminación del presente trabajo.

A nuestros padres y amigos por estar presentes siempre con su motivación constante y formar parte de nuestro crecimiento como profesionales.

Byron – Bryan

DEDICATORIA

A Dios por haber estado a mi lado cuando nadie más lo estuvo. A mis padres, a quienes amo demasiado y han sido los que me han dado todo, aún, cuando no tenían nada y cristalizar este sueño que ahora es realidad. A mis ocho hermanos que en este proceso llamado vida, me han enseñado tanto cada uno de ellos. A mi amada Jady la mujer que siempre ha estado presente en mí y ha sido la razón más importante para ser mejor.

Byron.

DEDICATORIA

A Dios y a la churonita del Cisne por su gracia e infinita bondad, por permitirme culminar con éxito mis estudios superiores.

Con mucho amor a mis padres Galo y Betty por todo el apoyo brindado durante este largo caminar, a mis hermanos, abuelit@s y demás familiares, en especial a mis tías maternas quienes directa o indirectamente han sido partícipes para el cumplimiento de este gran logro.

Por último pero no menos importante a ti Dayanita Rivera por siempre contagiarme de tu espíritu de lucha y superación, por hacerme ver la vida desde otra perspectiva y enseñarme a ser mejor persona, finalmente por haber sido mi soporte y compañía durante nuestra vida universitaria.

Bryan

Contenido

DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN.....	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
AVAL DE TRADUCCIÓN.....	xvii
1. INFORMACIÓN GENERAL.	1
1.1. Título del proyecto.....	1
1.2. Fecha de inicio.	1
1.3. Fecha de finalización.	1
1.4. Lugar de ejecución.....	1
1.5. Facultad de Ejecución.....	1
1.6. Carrera que auspicia.....	1
1.7. Proyecto de investigación vinculado.	1
1.8. Equipo de Trabajo.....	1
1.9. Coordinador de Trabajo.	1
1.10. Área de Conocimiento.	1
1.11. Línea de investigación.	1
1.12. Sublíneas de Investigación de la Carrera.	1
1.13. Subtemáticas de Investigación de la Carrera.	2
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	2
3. JUSTIFICACIÓN.....	2

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO.	3
4.1. Beneficiarios Directos.....	3
4.2. Beneficiarios Indirectos.	3
5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN.	3
5.1. Situación problemática.	3
6. OBJETIVOS.....	4
6.1. Objetivo general.....	4
6.2. Objetivos específicos.	4
7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.	5
8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO.....	6
8.1. Estado del arte.....	6
8.2. Topologías de las Redes de Distribución.....	7
8.2.1. Sistema Radial.....	7
8.2.2. Sistema en Anillo.	7
8.2.3. Sistema Mallado.....	8
8.3. Fallas en sistemas de Distribución.....	9
8.3.1. Tipos de fallas.	9
8.4. Norma IEC 60909.....	9
8.4.1. Cálculo de cortocircuitos con el método IEC 60909.....	10
8.5. Protecciones Eléctricas en Sistemas de Distribución.....	11
8.5.1. Características de un sistema de protección.	11
8.5.2. Transformadores de instrumentos.	12
8.5.3. Equipos de protección de sobrecorriente.	14
8.5.4. Coordinación de protecciones.	16
8.6. Generación Distribuida (GD).....	19
8.5.1. Energía Eólica.	21

8.5.2. Energía Solar.....	22
8.5.3. Energía Geotérmica.....	23
8.5.4. Generación centralizada vs generación distribuida.....	23
8.5.5. Ventajas de la GD.....	25
8.5.6. Desventajas de la GD.....	26
8.5.7. Rangos de la GD.....	27
8.5.8. Impactos de la Generación Distribuida en la interconexión con redes de distribución.....	27
8.5.9. Normativas.....	29
9. HIPÓTESIS.....	30
10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL.....	30
10.1. Métodos de investigación.....	30
10.1.1. Método documental.....	30
10.1.2. Método histórico comparativo.....	30
10.1.3. Método analítico - sintético.....	30
10.2. Técnicas de investigación.....	31
10.2.1. Análisis de contenido cualitativo - cuantitativo.....	31
10.2.2. Adquisición de datos.....	31
10.2.3. Simulación.....	31
11. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	31
11.1. Validación del modelo.....	31
11.2. Coordinación de protecciones.....	32
11.2.1. Corrientes de cortocircuito en DIgSILENT.....	33
11.2.2. Dimensionamiento del TC.....	37
11.2.3. Dimensionamiento del relé 50.....	38
11.2.4. Dimensionamiento del relé 51.....	39
11.3. Inserción de GD a la red.....	42

11.3.1. Modelo de Generación Distribuida (Hemamalini).....	42
11.3.2. Modelo de Generación Distribuida (Prakash).....	45
12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	49
12.1. CONCLUSIONES.....	49
12.2. RECOMENDACIONES.....	49
13. BIBLIOGRAFÍA.....	50
14. ANEXOS.....	54
Anexo 1. Validación del modelo base mediante barras.....	54
Anexo 2. Ilustraciones tanto del perfil de tensiones como de los ángulos obtenidos del software.....	56
Anexo 3. Validación del modelo mediante líneas de transmisión.....	57
Anexo 4. Pérdidas de potencia P y Q.....	59
Anexo 5. Curvas de las protecciones con sus respectivos tiempos de operación, tanto de las principales como las de respaldo.....	59
Anexo 6. Pérdidas totales tanto de potencia activa (P) como de potencia reactiva (Q), según Hemamalini.....	60
Anexo 7. Voltajes y ángulos de cada barra con presencia de GD de Hemamalini.....	61
Anexo 8. Perfil de tensiones de sistema base vs sistema con GD (Hemamalini).....	62
Anexo 9. Pérdidas totales tanto de potencia activa (P) como de potencia reactiva (Q), según Prakash.....	62
Anexo 10. Voltajes y ángulos de cada barra con presencia de GD de Prakash.....	63
Anexo 11. Perfil de tensiones del sistema con GD de Prakash.....	64
Anexo 12. Modelo de 4 barras.....	65
Anexo 13. Corrientes de cortocircuito por método IEC 60909 para sistema de 4 barras.....	66
Anexo 14. Coordinación de protecciones.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.....	5
Tabla 2. Tipo de fallas.	9
Tabla 3. Valores para el factor “c”, según norma IEC 60909.	10
Tabla 4. Valores de corrientes de cortocircuito, según norma IEC 60909.....	11
Tabla 5: Precisiones normalizadas para transformadores de corriente.	13
Tabla 6. Error máximo permitido en TC’s para protección.	13
Tabla 7: Precisión normalizada para Transformadores de Potencial.	14
Tabla 8. Error máximo permitido en TP’s para protección.	14
Tabla 9. Niveles de Generación en los SEP.	19
Tabla 10. Clasificación de la GD en función de su tamaño.....	19
Tabla 11. Tecnologías para la generación distribuida GD.	21
Tabla 12. Clasificación de los principales tipos de GD.....	27
Tabla 13. Corrientes de cortocircuito para cada barra.	33
Tabla 14. Corrientes de cortocircuito máximas para el relé 50.	34
Tabla 15. Corrientes de cortocircuito mínimas para cada relé 51 del sistema.	36
Tabla 16. Dimensionamiento de TC’s para el alimentador de pruebas.....	37
Tabla 17. Dimensionamiento de relé 50 para cada barra.....	38
Tabla 18. Dimensionamiento de relé 51 para cada barra del sistema.....	39
Tabla 19. Dimensionamiento de DIAL y Δt para el relé 51.	41
Tabla 20. Corrientes de demanda máxima con GD.....	43
Tabla 21. Corrientes de cortocircuito con GD.....	44
Tabla 22. Corrientes de demanda máxima para cada barra con presencia de GD.....	46
Tabla 23. Corrientes de cortocircuito con GD (Prakash).	48
Tabla 24. Valores de las potencias activa y reactiva del sistema de 4 barras.....	65
Tabla 25. Valores de las potencias activa y reactiva del sistema de 4 barras.....	66
Tabla 26. Valores de voltaje y ángulos del sistema de 4 barras.	66
Tabla 27. Corrientes de cortocircuito para TC, simulados en el sistema de 4 barras.....	70
Tabla 28. Valores de la relación de transformación.....	71
Tabla 29. Corrientes de cortocircuito para relé 50, simulados en el sistema de 4 barras.....	71
Tabla 30. Corrientes de arranque para relé 50, simulados en el sistema de 4 barras.....	72
Tabla 31. Corrientes de cortocircuito para relé 51, simulados en el sistema de 4 barras.....	73
Tabla 32. Corriente de arranque para relé 51.....	73

Tabla 33. Valores para ajuste de dial del relé 51	74
--	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Red radial.	7
Figura 2. Red anillo.	8
Figura 3. Sistema primario con tres fuentes de suministro de energía eléctrica.	8
Figura 4. Familia de curvas del relevador de sobrecorriente.	15
Figura 5. Características de operación de los relevadores.	16
Figura 6. Representación de una red en presencia de GD.	20
Figura 7. Aerogenerador de 6 kW.	22
Figura 8. Placas fotovoltaicas.	22
Figura 9. Fuente de generación geotérmica.	23
Figura 10. Generación convencional vs generación distribuida.	24
Figura 11. Aumento notorio debido a la presencia de generación distribuida en la red.	28
Figura 12. Modelo base simulado en DIgSILENT.	32
Figura 13. Modelo simulado en DIgSILENT con GD.	43
Figura 14. Modelo simulado en DIgSILENT con GD de Prakash.	46
Figura 15. Modelo de 4 barras a partir de caso base simulado en DIgSILENT.	65

ÍNDICES DE ECUACIONES

Ec. (1) Voltaje equivalente en el punto de falla	10
Ec. (2) Corriente que mide el transformador de corriente	17
Ec. (3) Corriente de arranque o corriente de pickup en el relé 50	18
Ec. (4) corriente de arranque o corriente de pickup en el relé 51	18

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”.

Autores:

Granda Elizalde Byron Ramiro

Zapata Tapia Bryan Joel

RESUMEN

Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica que generalmente son de topología radial, han sido diseñados para que el flujo de potencia fluya en una sola dirección. La integración de Generación Distribuida (GD) conlleva a que esta condición no sea válida. Con esto se forjan nuevos retos para el diseño y operación de la red. Una de las zonas que sufren mayor afectación a causa de dicha inserción son las protecciones eléctricas.

Por esta razón, en el presente trabajo de investigación se realiza un análisis del impacto que se genera en las protecciones eléctricas al trabajar con Generación Distribuida en la red de distribución. Para ello se modeló un alimentador para pruebas de 33 barras de la IEEE, considerado como caso base con la ayuda del software DIgSILENT Power Factory, en donde se calcularon niveles de cortocircuito simulando fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra en los distintos nodos en los cuales se coordinaron las protecciones.

Para la inserción de GD se estudiaron dos escenarios, mismos que determinan el número de generadores a instalar en el sistema, obteniendo como resultado en uno de los casos una variación significativa en las corrientes de cortocircuito con respecto al caso base, originando un impacto en la coordinación de los relés, mientras que en el otro escenario no se reflejó ningún tipo de afectación en el sistema de protecciones.

Palabras Clave: Sistemas de Distribución, Topología radial, Generación Distribuida, DIgSILENT Power Factory, Coordinación de protecciones.

COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY

APPLIED SCIENCES AND ENGINEERING FACULTY

TOPIC: "EVALUATION OF THE IMPACT OF THE PROTECTIONS OF A RADIAL SYSTEM WITH THE PRECENCE OF DISTRIBUTED GENERATION".

Authors:

Granda Elizalde Byron Ramiro

Zapata Tapia Bryan Joel

ABSTRACT

Electric Power Distribution Systems, which are generally radial topology, have been designed so that the power flow flows in only one direction. The integration of Distributed Generation (GD) leads to this condition being invalid. With this, new challenges are forged for the design and operation of the network. One of the areas most affected by this insertion is the electrical protections. For this reason, in this research work an analysis is carried out of the impact that is generated in electrical protections when working with Distributed Generation in the distribution network. To do this, an IEEE 33-bar test feeder was modeled with the help of DIgSILENT Power Factory software, where short-circuit levels were calculated simulating three-phase, two-phase, single-phase to ground and two-phase to ground faults in the different nodes in which protections were adjusted. For the insertion of GD, two scenarios were studied, which determine the number of generators to be installed in the system, obtaining as a result in one of the cases a significant variation in the short-circuit currents with respect to the base case, causing an impact on the coordination of the relays, while the other scenario did not reflect any type of impact on the protection system.

KEYWORDS: Distribution Systems, Radial Topology, Distributed Generation, Electrical Protections, DIgSILENT Power Factory, Relays Coordination.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los señores egresados de la **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS: GRANDA ELIZALDE BYRON RAMIRO y ZAPATA TAPIA BRYAN JOEL** cuyo título versa “**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS PROTECCIONES DE UN SISTEMA RADIAL CON PRESENCIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**”, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimen conveniente.

Latacunga, Marzo del 2021

Atentamente,



MSc. Alison Mena Barthelotty

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS

C.C. 050180125-2

1. INFORMACIÓN GENERAL.

1.1. Título del proyecto.

Evaluación del impacto de las protecciones de un sistema radial con presencia de generación distribuida.

1.2. Fecha de inicio.

Octubre del 2020

1.3. Fecha de finalización.

Marzo del 2021

1.4. Lugar de ejecución.

Cotopaxi - Latacunga.

1.5. Facultad de Ejecución.

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

1.6. Carrera que auspicia.

Carrera de Ingeniería Eléctrica.

1.7. Proyecto de investigación vinculado.

Área de Distribución Eléctrica.

1.8. Equipo de Trabajo

Granda Elizalde Byron Ramiro.

Zapata Tapia Bryan Joel.

1.9. Coordinador de Trabajo.

Ing. Xavier Alfonso Proaño. MSc.

1.10. Área de Conocimiento.

Sistemas Eléctricos de Distribución.

1.11. Línea de investigación.

Estudio de Campos Electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia: Caso provincia de Cotopaxi.

1.12. Sublíneas de Investigación de la Carrera.

Explotación y diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.13. Subtemáticas de Investigación de la Carrera.

Redes de Distribución.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

Los sistemas de generación de energía eléctrica han ido evolucionando de manera que las grandes centrales de generación hacen uso de líneas para la transmisión, subtransmisión y distribución de la energía hasta llegar al punto de consumo, mientras que la historia cuenta que inicialmente las primeras aplicaciones de electricidad poseían distancias relativamente cortas entre el generador y el consumidor. Este sistema de generación dispersa o in-situ se efectúa con el fin de brindar un suministro eléctrico más confiable, disminuyendo las pérdidas que se producen a causa del transporte de la energía eléctrica.

De acuerdo a este hecho, en el presente trabajo se estudian conceptos relacionados tanto a flujos de potencia, coordinación de protecciones y Generación Distribuida (GD). En donde se pretende analizar dos escenarios, el primer escenario muestra resultados de la ejecución del flujo de potencia con su respectiva coordinación de protecciones, mientras que en el segundo escenario se evalúa el comportamiento de las protecciones al introducir generación distribuida a la red de distribución. Además, es importante tener presente que la coordinación de protecciones eléctricas en los sistemas de las empresas distribuidoras del país debe considerar a una variante adicional, como es el caso del ingreso de Generación Distribuida a la red, y que aún al hacer uso de estas tecnologías modernas las fallas que presentan suelen ser perjudiciales para el sistema.

También se efectúa la simulación en DIgSILENT Power Factory, en donde modelamos un sistema de 33 barras de la IEEE en el software para ejecutar el flujo de potencia, de la misma forma se realiza la coordinación de los relés de sobreintensidad para finalmente incorporar Generación Distribuida al sistema y evaluar el impacto que se genera en las protecciones la presencia de dicha generación.

3. JUSTIFICACIÓN.

El importante desarrollo que presentan las tecnologías tanto de generación como de transmisión eléctrica, relacionado con la necesidad de las empresas eléctricas de brindar un buen servicio y cumplir con la demanda, impulsaron el progreso para que se lleve a cabo la formación del

sistema de generación eléctrico centralizado que hoy por hoy conocemos en Ecuador, es decir que se encuentra estructurado con corriente alterna y transformadores.

Varios países se encuentran sometidos a estudios para tomar procesos de reforma a este tipo de generación convencional, buscando adoptar nuevas tecnologías de generación, mismas que buscan ser más amigables con el medio ambiente y contribuir con la industria eléctrica. El propósito de este trabajo de investigación es incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico, brindando un suministro eléctrico libre de perturbaciones, reduciendo considerablemente la ocurrencia de fallas garantizando mayor calidad de energía a clientes industriales, comerciales y residenciales, además, fomentar el uso de energías alternativas que permitan disminuir costos tanto en generación como en la transmisión de la misma.

Dada la importancia que poseen estas definiciones de protecciones eléctricas y generación distribuida, el presente documento tiene como prioridad evaluar el impacto que presenten las protecciones eléctricas luego de ser correctamente coordinadas en un alimentador para pruebas de la IEEE, mismo que posee 33 barras y 32 cargas. Además, se requiere contrastar dicho escenario con el impacto que genera la incorporación de Generación Distribuida al esquema simulado en DIgSILENT Power Factory.

4. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO.

4.1. Beneficiarios Directos.

- Red de Distribución eléctrica.

4.2. Beneficiarios Indirectos.

- Usuarios de medio y bajo voltaje.

5. PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN.

5.1. Situación problemática.

En la actualidad, la generación de energía eléctrica en nuestro país se encuentra establecida por grandes infraestructuras centralizadas, tales como centrales hidroeléctricas y térmicas. Tomando en consideración factores económicos, medioambientales y de seguridad, estas centrales son localizadas en lugares lejanos del consumidor final.

Tal motivo conlleva a que se presenten variaciones de voltaje en las líneas de transporte de energía y fallas en el sistema eléctrico de distribución radial, disminuyendo la calidad del servicio eléctrico en el punto de consumo.

Analizando desde el punto de vista social, la energía eléctrica es una necesidad en la vida cotidiana del ser humano, por lo que el suministro de energía eléctrica debe ser entregado al cliente en condiciones óptimas tanto de voltaje y frecuencia. En general, este problema radica cuando las protecciones eléctricas detectan el ingreso de fuentes externas a la red o anomalías en el sistema, esto va a generar un impacto negativo en su funcionamiento, mismo que evidentemente necesitará un nuevo análisis de flujos de potencia y cortocircuitos, con el propósito de ajustar correctamente las protecciones para el sistema analizado.

Generalmente, las fuentes externas que se incorporan a la red eléctrica a causa del crecimiento poblacional o la necesidad de cumplir con la demanda establecida, se trata de fuentes de generación distribuida (GD), que al ser incorporadas a la red necesita cumplir con una serie de requerimientos indispensables como la direccionalidad del flujo y que la calidad de energía del modelo incorporado sea igual a la red suministradora.

6. OBJETIVOS.

6.1. Objetivo general.

Pronosticar el impacto de la Generación Distribuida (GD) en las protecciones eléctricas, mediante el uso del sistema de pruebas IEEE de 33 barras, con la finalidad de analizar las nuevas condiciones de operación de los relés.

6.2. Objetivos específicos.

- Realizar el estado del arte sobre protecciones eléctricas, coordinación de protecciones y Generación Distribuida.
- Ejecutar fallas en diferentes barras del sistema con el fin de coordinar las protecciones.
- Incorporar Generación Distribuida a pequeña escala y comparar los nuevos parámetros obtenidos con respecto al caso base.

7. ACTIVIDADES Y SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS PLANTEADOS.

Tabla 1. Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.

OBJETIVO	ACTIVIDAD	RESULTADO DE LA ACTIVIDAD	MEDIO DE VERIFICACIÓN
Objetivo específico 1: Realizar el estado del arte sobre protecciones eléctricas, coordinación de protecciones y generación distribuida.	Revisión bibliográfica de fuentes confiables orientadas a protecciones eléctricas, coordinación de relés y tecnologías de generación distribuida.	Parámetros para ejecutar adecuadamente la coordinación de protecciones en sistemas de distribución.	Bibliografía y citas anexas en la investigación realizada sobre el tema.
Objetivo específico 2: Ejecutar fallas en diferentes barras del sistema con el fin de coordinar las protecciones.	Simular fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra en las diferentes barras para la coordinación.	Curvas obtenidas para la coordinación de protecciones.	Anexo digital del programa y análisis de resultados de la primera parte de la simulación.
Objetivo específico 3: Incorporar generación distribuida a pequeña escala y comparar los nuevos parámetros obtenidos con respecto al caso base.	Inserción de GD al sistema basados en criterios de los autores: Hemamalini y Prakash.	Variación considerable en corrientes de cortocircuito y unidireccionalidad de flujo por el método de Hemamalini, mientras que por el método de Prakash se obtuvo un mejor resultado en el perfil de tensiones.	Simulación en DIgSILENT Power Factory en donde se puede obtener el impacto generado en las protecciones.

Realizado por: Los autores.

8. FUNDAMENTACIÓN CIENTÍFICO TÉCNICO.

8.1. Estado del arte.

Los sistemas de generación eléctrica brindan su servicio hacia los consumidores por medio de los sistemas de transmisión, subtransmisión y la distribución de energía eléctrica mediante el uso de recursos no renovables, contaminantes, derivados del combustible fósil, a base de hidrocarburos como el carbón, gas natural y el petróleo, las cuales se localizan cerca de la fuente de energía primaria pero lejos de los centros de consumo. Para que finalmente la energía eléctrica llegue al consumidor final es transportada mediante un sistema de distribución, mismo que está compuesto por protecciones eléctricas tanto de sobrecorriente como de sobrevoltaje, el propósito de estas protecciones es actuar de manera automática en presencia de contingencias o sobrecargas del sistema eléctrico y conducir a tierra las corrientes con un valor al máximo aceptado, capaz de mitigar anomalías en el resto de la red eléctrica.

La coordinación de protecciones para un sistema de distribución es de mucha importancia, puesto que aísla, protege e impide el daño de los equipos conectados, además brinda protección a los técnicos y usuarios. Los sistemas eléctricos de distribución han sido diseñados tradicionalmente en una topología radial, lo que conlleva a que los flujos de potencia circulen en una sola dirección [1], y fueron diseñados sin tomar en cuenta la introducción de GD [2].

Por otra parte, la inserción de generación distribuida (GD) a la red de distribución origina que los flujos de potencia circulen en ambos sentidos, es decir, se produce una bidireccionalidad de flujos, lo que genera varios impactos en las condiciones operativas del sistema y sobre todo en el funcionamiento de los elementos de protección [1], se debe considerar que, una mala coordinación de las protecciones ya sea de relés, seccionadores o reconectadores pueden operar en momentos innecesarios.

La GD presenta características muy interesantes, porque posee la particularidad de generar en el lugar de consumo o muy cercano a él, además, la inyección de GD proporciona una mayor confiabilidad en el sistema, contribuyendo para el cumplimiento de la demanda eléctrica establecida. A nivel de Latinoamérica gran parte de los países que lo conforman no cuentan con una regulación que contengan elementos legales, económicos y técnicos que agreguen tarifas para el acceso con costos preferenciales, o una norma que permita el libre uso de redes para la incorporación de una generación nueva, y en los países donde se ha realizado un estudio previo no existen criterios de manera uniforme para la interconexión de la generación distribuida limitando a un desarrollo pleno de la Generación distribuida [3].

8.2. Topologías de las Redes de Distribución.

Un sistema eléctrico de distribución está conformado por equipos de protección, transformadores, alimentadores, capacitores y líneas, los mismos que de acuerdo a las necesidades que posea pueden ir aumentando para la conducción adecuada y segura de la energía eléctrica desde una subestación de potencia hacia sus clientes finales.

La red de distribución eléctrica considerando su topología son clasificados de la siguiente manera:

- Radial.
- Anillo.
- Malla.

8.2.1. Sistema Radial.

Es el esquema más económico y utilizado de todas las topologías, de fácil construcción y operación para una adecuada coordinación de protecciones, donde la energía fluye desde la fuente o subestación que se encuentra ubicada en un extremo hacia la carga, posee la desventaja de que, al existir algún tipo de avería en el transformador, los usuarios quedan sin suministro energético de manera automática, generando un bajo nivel de confianza al no contar con otra fuente adicional. La figura 1., muestra la topología radial.

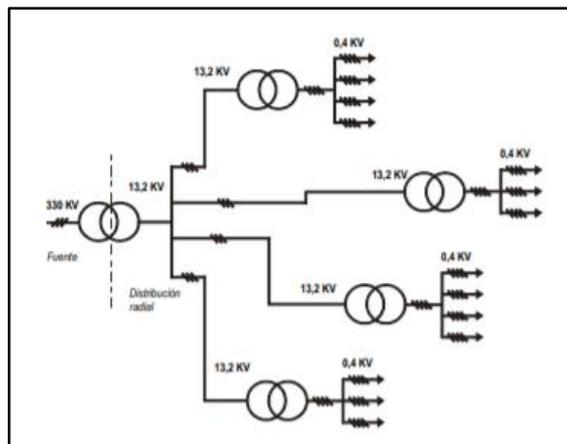


Figura 1. Red radial.

Fuente: [4].

8.2.2. Sistema en Anillo.

Conocido también como red en bucle, su alimentación lo hace a través de varios caminos eléctricos, sale de una fuente y recorre los centros de transformación y retorna a la fuente formando de esa manera un anillo, ofreciendo una mayor confiabilidad en el servicio debido a

que si existiera alguna falla en los transformadores de distribución se puede seguir ofreciendo continuidad en los restantes, siendo de esta manera el sistema más costoso en el equipamiento de protección y control que el sistema radial [4].

La figura 2., muestra un sistema en anillo.

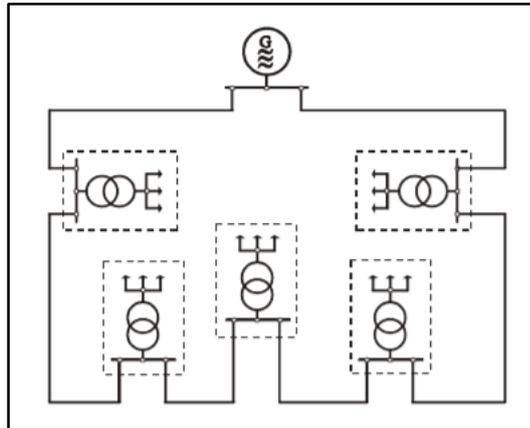


Figura 2. Red anillo.

Fuente: [4].

8.2.3. Sistema Mallado.

Generalmente esta topología es empleada para zonas urbanas con un nivel de voltaje bajo y con una densidad de carga variada, la corriente presenta una trayectoria bidireccional, facilitando el mantenimiento, ofreciendo una mayor continuidad de servicio eléctrico hacia sus usuarios, pero con un elevado costo y operación más compleja. La figura 3., da a conocer un sistema mallado.

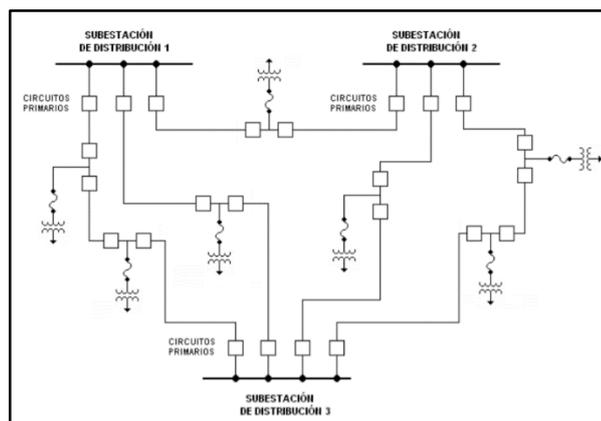


Figura 3. Sistema primario con tres fuentes de suministro de energía eléctrica.

Fuente: [5].

8.3. Fallas en sistemas de Distribución.

Una falla eléctrica es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente o también considerado como un cambio no planeado en las variables de operación de un sistema, es decir, una perturbación [6] [7].

8.3.1. Tipos de fallas.

Los tipos de fallas en los sistemas de distribución se dividen en dos grandes grupos: serie y paralelo. Las fallas de tipo serie están asociadas generalmente a la ruptura de conductores, pero éstos no involucran contacto con tierra u otra fase. En cambio, las fallas paralelas están asociadas a cortocircuitos a tierra o con otras fases [6].

Para una mejor comprensión se ha dispuesto la tabla 2., con los distintos tipos de fallas.

Tabla 2. Tipo de fallas.

N° de falla	Tipo de falla	Descripción de falla en:
1	Monofásica a tierra	Fase A
2		Fase B
3		Fase C
4	Bifásica	Fases AB
5		Fases BC
6		Fases AC
7	Bifásica a tierra	Fases AB a tierra
8		Fases BC a tierra
9		Fases AC a tierra
10	Trifásica	Fases ABC
11	Trifásica a tierra	Fases ABC a tierra

Fuente: [8].

8.4. Norma IEC 60909.

Esta normativa es un estándar utilizado para determinar corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos, desde un rango de bajo voltaje hasta 230 Kv en alto voltaje, con frecuencias de 50 y 60 Hz [9].

Las corrientes de cortocircuito que se utilizan para la calibración de los equipos de protección en el sistema son:

- **Máximas corrientes de cortocircuito:** Sirven para determinar las capacidades de los equipos de protección brindando selectividad entre los mismos [10].

- **Mínimas corrientes de cortocircuito:** Sirven para determinar los ajustes y coordinación de las protecciones brindando sensibilidad entre los mismos [10].

8.4.1. Cálculo de cortocircuitos con el método IEC 60909.

Para realizar el cálculo de los diferentes cortocircuitos es recomendable seguir los siguientes puntos:

- 1) Se calcula el voltaje equivalente en el punto de falla con la siguiente fórmula:

$$V_{eq} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

- V_{eq} : Tensión equivalente en el punto de la falla.
- V_n : Tensión nominal del sistema en el punto de la falla.
- c : se introduce un factor c de tensión mostrado en la siguiente tabla:

Tabla 3. Valores para el factor “c”, según norma IEC 60909.

FACTOR DE TENSIÓN "c"			
Niveles de tensión		Icc máx.	Icc mín.
Baja tensión	100V – 1000V	1,05	0.95
Media tensión	>1kV - 35kV	1,1	1
Alta tensión	>35kV		

Fuente: [11].

- 2) Se determina las impedancias equivalentes, aguas arriba del punto de la falla [12].
- 3) Se obtiene la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas.

Las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) se indican en la siguiente tabla:

Tabla 4. Valores de corrientes de cortocircuito, según norma IEC 60909.

Tipo de cortocircuito	I _{cc}
Trifásico	$3\phi = \frac{c * V_n}{\sqrt{3} * Z_d }$
Bifásico	$2\phi = \frac{c * V_n}{ Z_d + Z_i }$
Monofásico	$1\phi - g = \frac{c * V_n * \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$
Bifásico a tierra	$2\phi - g = \frac{c * V_n * \sqrt{3} * Z_i }{ Z_d * Z_i + Z_i * Z_0 + Z_d * Z_0 }$

Fuente: [12].

Donde:

- *I_{cc}*: Corriente de cortocircuito.
- *Z_d*, *Z_i*, *Z₀*: Impedancias simétricas.

8.5. Protecciones Eléctricas en Sistemas de Distribución.

Las protecciones son una parte fundamental en los sistemas de distribución, estas, mediante una operación automática protegen de daños a equipos y dispositivos del sistema a causa de una falla, esta podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control. El principal objetivo del sistema de protecciones es aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible al sistema [13] [14].

8.5.1. Características de un sistema de protección.

Los sistemas de protección eléctrica deben cumplir con ciertas características esenciales para su correcto funcionamiento, las cuales se describen a continuación:

8.5.1.1. Selectividad.

Es la capacidad que tiene la protección para poder determinar el lugar de la falla y de ser posible desconectar solo el elemento dañado [15].

8.5.1.2. Rapidez.

Es una característica de las protecciones y consiste en el tiempo de acción del mecanismo de cada uno de estos, para poder interrumpir la corriente de falla y aislar la línea o al equipo a proteger. En los sistemas de distribución las protecciones tienen un tiempo de disparo de hasta 2 o 3 segundos. Se pueden clasificar por: el tiempo de disparo, instantáneas, tiempo inverso, [15].

8.5.1.3. Sensibilidad.

Esta característica es primordial ya que es la capacidad que tiene la protección para detectar fallas más alejadas de sus zonas de operación primaria o de respaldo, siendo los valores de la corriente de cortocircuito mínimos. Es decir, la protección debe tener la capacidad de diferenciar si se trata de una corriente de cortocircuito mínima o de una corriente de carga máxima del elemento que se encuentra protegiendo [15].

8.5.1.4. Seguridad.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que permita reenergizar el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otras condiciones de estado estable, que no sean peligrosos para los componentes del sistema o sean causantes de muertes [7].

8.5.1.5. Respaldo.

Es la capacidad de un sistema de protección la cual permite operar a una protección secundaria debido a que la primera por condiciones de selectividad, no lo hizo [14].

8.5.1.6. Coordinación.

Es la selección o ajuste de los dispositivos de protección para despejar una falla y aislar la parte afectada del sistema por rangos u orden de operación previamente establecidos [14].

8.5.2. Transformadores de instrumentos.

Los transformadores de instrumentos cumplen la función de reducir los valores de voltaje y corriente a magnitudes manejables para los equipos de medición y protección [16]. La ventaja de los transformadores de instrumentos es que le brinda seguridad tanto a las personas como a los equipos, clasificados en transformadores de Corriente y transformadores de Potencial.

8.5.2.1. Transformadores de Corriente (TC) .

El TC abastece una corriente del primario a una corriente adecuada a equipos de medición y protección. En el lado secundario se conecta un dispositivo sensor de corriente con impedancia cero el cual permite que la corriente secundaria del TC circule por el sensor [17]. El TC se conecta en serie con el sistema a controlar.

Las principales características de un TC son: la relación de transformación, designación y clase de precisión, número de devanados, carga o burden.

8.5.2.1.2. Características principales.

- **Corriente primaria:** Los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, y 4000 amperios.
- **Corriente Secundaria:** Son valores normalizados de 5A ó 1A.
- **Burden:** Es la carga conectada al circuito secundario del TC.
- **Precisiones normalizadas en TC:** Es el error máximo de transformación esperado para una carga determinada [18].

Tabla 5: Precisiones normalizadas para transformadores de corriente.

Clase	Utilización
0,1	Calibración y medidas en laboratorios.
0,2 a 0,3	Medidas de laboratorio.
0,5 a 0,6	Alimentación de Wathorímetros.
1,2	Amperímetros, Fasómetros, Wathometros, Protecciones diferenciales, relés de impedancia y de distancia.
3 a 5	Protecciones en general.

Fuente: [17].

- **Límite de error en TC's para protección:** Para la clase de precisión a una determinada frecuencia el error de la intensidad no debe sobrepasar los siguientes valores descritos en la siguiente tabla.

Tabla 6. Error máximo permitido en TC's para protección.

Clase de precisión	Error de Ia (%)
5P	5
10P	10
Ia: Intensidad secundaria asignada	

Fuente: [19].

8.5.2.2. Transformadores de Potencial (TP) .

Se utilizan principalmente para la medición y protección en sistemas de distribución, su característica principal es reducir el voltaje de valores altos a magnitudes bajas que pueden ser utilizadas por instrumentos de medición y protección [17].

8.5.2.2.2. Características principales.

- **Tensión primaria nominal:** Es el valor de tensión determinado para las condiciones de funcionamiento del transformador en el lado primario del TP.
- **Tensión secundaria nominal:** Es el valor de tensión determinado para las condiciones de funcionamiento del transformador en el lado secundario del TP.

- **Relación de transformación nominal:** Es la división entre el voltaje nominal del lado primario entre el voltaje nominal del lado secundario.
- **Clase de precisión:** Es el error máximo de transformación esperado para una carga determinada [18].

Tabla 7: Precisión normalizada para Transformadores de Potencial.

Clase	Utilización
0,1	Calibración
0,2 a 0,3	Mediciones para laboratorios.
0,5 a 0,6	Instrumentos de medición
1,2 a 3,5	Voltímetros, Vatímetros, Frecuencímetros, Reguladores de tensión, Relés de protección.

Fuente: [17].

- **Límite de error en TP's para protección:** Para la clase de precisión a una determinada frecuencia el error del voltaje no debe sobrepasar los siguientes valores descritos en la siguiente tabla.

Tabla 8. Error máximo permitido en TP's para protección.

Clase de precisión	Error de voltaje (%)
3P	±3
6P	±6

Fuente: [19].

- **Carga:** Representa la admitancia del circuito secundario, expresada normalmente por la potencia aparente.

8.5.3. Equipos de protección de sobrecorriente.

Los equipos de protección como los relés cumplen la función de detectar incrementos de corriente a valores preestablecidos es decir una falla en un sistema eléctrico de potencia para después enviar una señal y así poder desconectar uno o varios equipos de protección. Para la operación el relé considera los siguientes aspectos: la corriente Pick up es la mínima corriente de operación la cual le permite al relé pasar de un estado a otro y el tiempo de operación es el tiempo que tarda el relé en responder u operar [20].

Para la calibración de equipos de sobrecorriente se lo puede realizar mediante una familia de curvas. A continuación, se visualiza en el eje horizontal el ajuste del TC y verticalmente el ajuste del tiempo.

En la figura 4., se puede evidenciar las curvas de un relevador de sobrecorriente.

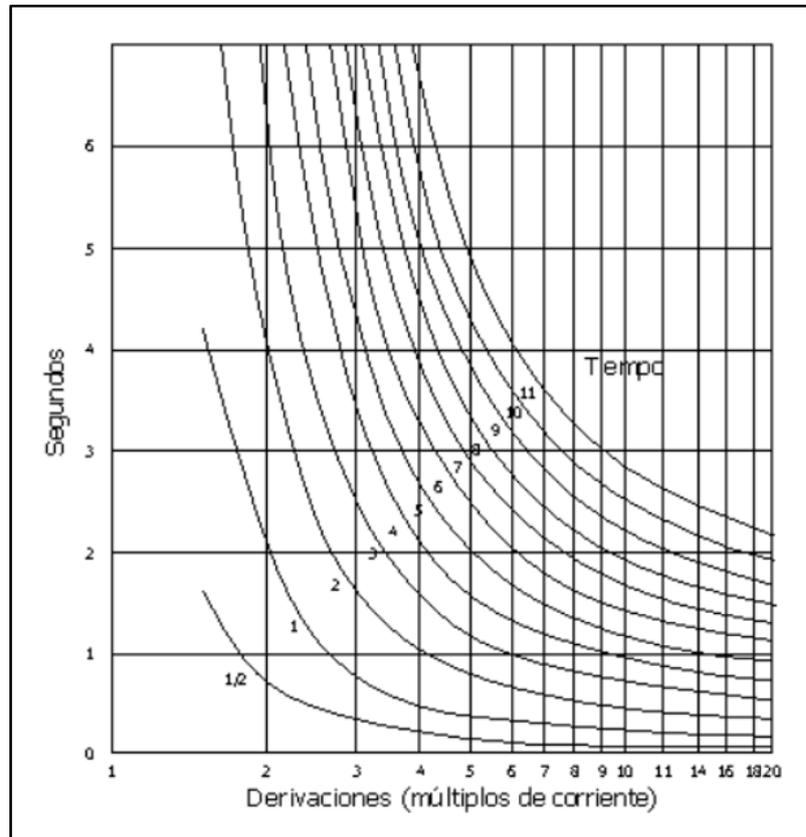


Figura 4. Familia de curvas del relevador de sobrecorriente.

Fuente: [7].

8.5.3.1. Protección 50.

La protección de sobrecorriente 50 es un tipo de relevador que opera de manera instantánea, ya que no utiliza ningún tiempo de retraso en su operación, no es direccional por lo que su uso es en sistemas radiales, es decir, con una sola fuente de generación y en una sola dirección [21].

Trabaja en un rango promedio de 2 a 3 ciclos cuando existe una corriente mayor a la configurada en los ajustes [22].

8.5.3.2. Protección 51.

La protección de sobrecorriente 51 es un tipo de relevador que opera con una sobrecorriente de tiempo inverso o retardo. Trabaja con características de tiempo-corriente; se puede modificar

su corriente mínima de operación o corriente pick up. A mayor corriente el tiempo de operación es menor por ello su nombre de relevador de tiempo inverso. [21].

Las características de operación en las protecciones con retardo son: de tiempo definido, de tiempo inverso, de tiempo muy inverso y de tiempo extremadamente inverso [22].

A continuación, se muestra las diferentes curvas en el plano t-I para todos los posibles ajustes.

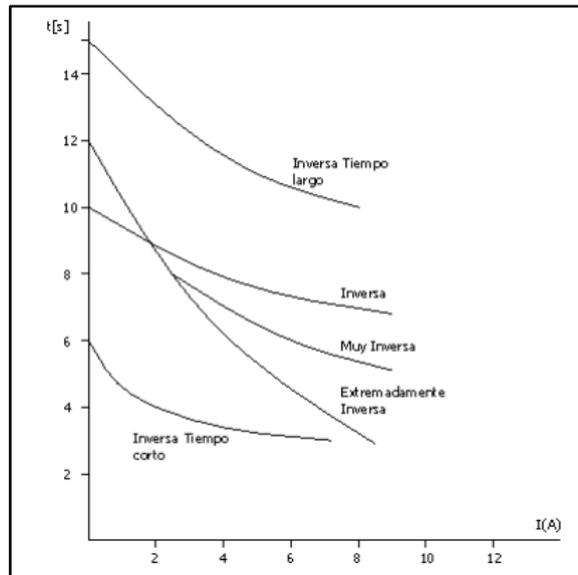


Figura 5. Características de operación de los relevadores.

Fuente: [7].

8.5.4. Coordinación de protecciones.

Para realizar el ajuste de las protecciones en el sistema de pruebas IEEE de 33 barras se tomó en consideración la metodología utilizada por los siguientes autores: Guamán Herrera, J.C. y Castillo Rivera, Y. & Pérez Yauli F., encontrando sus trabajos con la bibliografía referenciada en cada paso realizado [23] [24].

La coordinación de protecciones permite mantener una selectividad entre los dispositivos y garantiza que el sistema opere de forma segura, además, brinda confiabilidad en el mismo y lo protege ante contingencias. La coordinación clásica se lo utiliza en sistemas de distribución con una configuración radial, la cual consta de una sola fuente de alimentación con una corriente que circula en una sola dirección [25] [26].

8.5.4.1. Dimensionamiento del TC.

- 1) Calcular la relación de transformación de los TC's tomando como datos la potencia y la clase del transformador. A continuación, se realiza un ejemplo para una mayor comprensión.

TIPO DE TC: 10 VA, 5P20

Donde:

- 10 VA: Es la potencia de la carga a conectar en el transformador (generalmente depende del número de relés que se conecten al TC del lado secundario) [19].
 - 5: Error máximo 5%.
 - P: Para "protección".
 - 20: FLP o Factor límite de precisión (hasta un 5% de error a 20 veces la corriente nominal) [19].
- 2) Se simula diversos tipos de fallas ($3\phi, 2\phi, 1\phi - g, 2\phi - g$), en el punto donde se va a instalar el TC con una impedancia de falla de 0 ohmios, con el fin de determinar el cortocircuito máximo o corriente pico que va a medir el TC [19].
 - 3) Se determina la corriente que medirá el TC, dividiendo la corriente de cortocircuito máxima para el factor límite de precisión y después se agrega un factor de seguridad de 100A. Con la siguiente formula se determina la corriente que mide el TC.

$$I_{TC} = \frac{I_{pico}}{FLP} + 100 \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

- I_{TC} : Corriente medida por el TC.
 - I_{pico} : Corriente de falla máxima en el punto de instalación del TC.
 - FLP : Factor límite de precisión.
 - 100: Factor de seguridad.
- 4) Se determina la RTC o relación de transformación del TC, aproximando la corriente medida por el TC a un valor existente en el mercado, considerando aspectos: constructivos, técnicos y económicos.

8.5.4.2. Ajuste del relé 50.

- 1) Calcular las corrientes de cortocircuito máximas que se presentan en el 80% de la línea a proteger con respecto a la ubicación del relé de sobrecorriente utilizando una impedancia de falla de 0 ohmios [19] [27].

- 2) Se determina la corriente de arranque o corriente de pickup, determinada con la siguiente ecuación.

$$I_{pickup}^{50} = \frac{I_{CC.m\acute{a}x}}{RTC} \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

- I_{pickup}^{50} : Corriente de arranque o de pickup de relé de protección 50.
- $I_{CC.m\acute{a}x}$: Corriente de cortocircuito máxima en el punto de instalación del relé.
- RTC : Relación de transformación del TC.

8.5.4.3. Ajuste del relé 51.

- 1) Calcular las corrientes de cortocircuito mínimas que se presentan en la línea a proteger con respecto a la ubicación del relé de sobrecorriente utilizando impedancias de falla de 5 ohmios para fallas fase-fase y de 10 ohmios para fallas fase-tierra [19] [27].
- 2) Se determina la corriente de arranque o corriente de pickup, determinada con la siguiente ecuación.

$$I_{pickup}^{51} = \frac{I_{CC.m\acute{i}n}}{RTC} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

- I_{pickup}^{51} : Corriente de arranque o de pickup de relé de protección 51.
- $I_{CC.m\acute{i}n}$: Corriente de cortocircuito mínima en el punto de instalación del relé.
- RTC : Relación de transformación del TC.

Nota: Sí la corriente de cortocircuito mínima es menor que la corriente de demanda máxima se debe utilizar relés diferenciales [19].

- 3) El tiempo de operación entre protecciones debe estar entre 250 y 300 ms. En base al tiempo de operación, la corriente de arranque y el dial se debe escoger la curva que mejor se ajuste a la aplicación. Entre estas están: inversa, muy inversa, extremadamente inversa, entre otras, de acuerdo a las normas IEC o ANSI/IEEE [19].
- 4) Para el ajuste del dial del relé se simulan cortocircuitos al 81% del tramo de la línea que se desea proteger con una impedancia de falla de 0 ohmios, obteniendo corrientes máximas de cortocircuito. Una vez obtenida esta corriente máxima, se toma como referencia para que opere con un mínimo de 250ms a 300ms.

8.6. Generación Distribuida (GD).

La generación Distribuida (GD), también conocida en otras bibliografías como generación in-situ o generación dispersa, representa una modificación de los sistemas de generación centralizados y la generación de corriente alterna con transformadores, que comúnmente se utiliza en la actualidad para el abastecimiento de la energía eléctrica. Para el Ecuador la GD es un tema relativamente nuevo, aún no se ha logrado determinar una definición concreta puesto que se presentan ciertas discrepancias entre países en cuanto a los niveles de potencia máximos para este tipo de generación, aunque por lo general hace referencia a generadores de menor tamaño que los generadores centralizados habituales.

En términos simples la generación distribuida es considerada como: “*unidades generadoras de pequeño tamaño ubicadas cerca de los puntos de consumo*” [28].

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) expone tres niveles de generación en los Sistema Eléctricos de Potencia, así como la clasificación de la GD en función de su tamaño, mismos que se dan a conocer en las tablas 9 y 10 respectivamente:

Tabla 9. Niveles de Generación en los SEP.

Niveles de generación	
Denominación	Potencia
Generación Centralizada	> 100 MW
Generación Descentralizada	5 MW – 100 MW
Generación Distribuida	< 5 MW

Fuente: [28].

Tabla 10. Clasificación de la GD en función de su tamaño.

Tamaño	Potencia
Micro GD	1W < potencia < 5 KW
Pequeña GD	5KW ≤ potencia < 5 MW
Mediana GD	5 MW ≤ potencia < 50 MW
Gran GD	50 MW ≤ potencia < 300 MW

Fuente: [28].

De acuerdo con [29], menciona que: “La generación de electricidad, a pesar de cumplir con las expectativas actuales, necesita ser renovada para cumplir con las necesidades futuras de generación y distribución de la misma”.

Analizando los diversos criterios sobre generación distribuida (GD), dentro de este régimen, se trata de un concepto emergente, en el cual se pretende generar energía eléctrica capaz de garantizar seguridad y confiabilidad en el lugar de consumo, de la misma forma direccionar hacer uso de fuentes de generación que sean amigables con el medio ambiente y que se puedan conectar directamente a la red de distribución, ya sea en media o baja tensión [28], [29].

La figura 6., indica una red convencional inyectando generación distribuida GD.

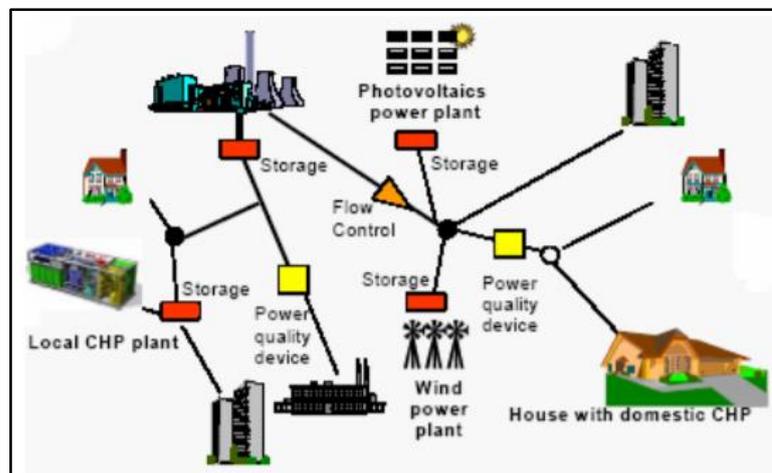


Figura 6. Representación de una red en presencia de GD.

Fuente: [30].

El autor [30], menciona que las principales características de la GD son:

- Conexión directa a la red de media o baja tensión.
- No existe una planificación centralizada de la generación mencionada.
- La potencia de los grupos generalmente es inferior a 50 MW, dependiendo al marco regulatorio del país que requiera este tipo de generación.

Existen diferentes tipos de energía clasificadas como: renovables y no renovables. Las que incluyen turbinas eólicas, paneles solares y geotérmicas forman parte de las tecnologías renovables, mientras que los ciclos combinados, generación hidroeléctrica y todas aquellas fuentes de generación que hagan uso de turbinas de combustión y microturbinas pertenecen a las tecnologías no renovables [31].

En la tabla 11., se da a conocer las tecnologías de Generación Distribuida más usuales, así como sus capacidades típicas disponibles [31].

Tabla 11. Tecnologías para la generación distribuida GD.

Tecnología	Capacidades típicas disponible por módulo
Turbina de ciclo combinado	35 MW – 400 MW
Máquinas de Combustión Interna	5 KW – 10 MW
Turbina de Combustión	1 MW – 250 MW
Micro Turbinas	35 KW – 1 MW
Pequeñas Hidroeléctricas	1 MW – 100 MW
Celdas Fotovoltaicas	20 W – 100 KW
Turbinas de Viento	200 W – 3 MW
Geotérmicas	5 MW – 100 MW

Fuente: [31].

Todas las tecnologías antes mencionadas forman parte de las fuentes de generación que se pueden explotar de forma programada, por lo que un análisis de las mismas requiere más que un amplio trabajo de documentación. Para un escenario de GD se hace necesario describir las tres tecnologías elegidas como son: eólica, solar y geotérmica [32].

Para la inserción de GD al sistema simulado tomamos como referencia el criterio de autores que han realizado estudios previamente para la adecuada ubicación de las nuevas fuentes, mismos que se dan a conocer en la bibliografía:

8.5.1. Energía Eólica.

Los sistemas eólicos son los encargados de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica mediante molinos de viento o turbinas eólicas. *“La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, ya sean de eje horizontal o vertical el principio de operación y funcionamiento es básicamente el mismo”* [33].

En la figura 7., se da a conocer un esquema de un aerogenerador de eje vertical.



Figura 7. Aerogenerador de 6 kW.

Fuente: [34].

8.5.2. Energía Solar.

Es una tecnología capaz de convertir la energía solar en electricidad [30]. Actualmente el aprovechamiento de la radiación solar se lo realiza mediante paneles solares fotovoltaicos, pretendiendo contribuir en la reducción del efecto invernadero, fomentar del uso de energías renovables limpias y aportar con energía eléctrica a lugares que se encuentran alejados de la red de distribución convencional [35].

A continuación, en la figura 8., se puede identificar paneles fotovoltaicos captando radiación solar.



Figura 8. Placas fotovoltaicas.

Fuente: [30].

El autor [36], menciona que la generación Fotovoltaica presenta un extenso rango de aplicaciones, por lo que a continuación se darán a conocer una clasificación de los sistemas fotovoltaicos en función de su potencia:

- Instalaciones pequeñas de 3 kW (con rango hasta 5 kW).
- Instalaciones medianas de 15 kW (con rango entre 5 kW y 20 kW).
- Instalaciones grandes de 100 kW (con rango entre 20 kW y 100 kW).
- Centrales fotovoltaicas de 3 MW (con rango superior a 100 kW).

8.5.3. Energía Geotérmica.

Al igual que las energías tanto eólica como solar, la energía geotérmica es un sistema de generación firme y bastante amigable con el medio ambiente, *“se trata de obtener calor para calefacción de forma ecológica y posteriormente para la producción de energía eléctrica mediante el uso del vapor producido por las altas temperaturas del interior de la tierra”* [37].

La figura 9., ejemplifica una fuente convencional de energía geotérmica.



Figura 9. Fuente de generación geotérmica.

Fuente: [37].

8.5.4. Generación centralizada vs generación distribuida.

Inicialmente la generación de energía eléctrica se localizaba cerca al punto de consumo o la distancia entre la fuente y el consumidor eran relativamente cortas, de esta manera se lograba suplir con la demanda requerida ya sea por alumbrado público, hogares y fábricas.

“Luego de la década de los setentas a causa de la creciente conciencia ambiental, la crisis petrolera y el aumento de la demanda energética”, [36] se vio en la necesidad de emigrar a nuevos proyectos tecnológicos de generación, enfocándose en la construcción de un principal motor de avance para así conformar una nueva modalidad de generación, la cual se la conoce como generación centralizada [28].

En la actualidad las fuentes de generación de energía eléctrica en países industrializados generalmente se tratan de grandes infraestructuras centralizadas como son: centrales de

combustibles fósiles, ciclo combinado, centrales hidroeléctricas, etc. Tomando en consideración factores económicos, de seguridad y medioambientales, dichas centrales se encuentran alejados de los puntos de consumo [36], motivo por el cual necesariamente realizan el transporte de la energía haciendo uso de extensas líneas de transmisión hasta llegar a una subestación en donde un transformador reduce esa potencia a valores manejables para el reparto de la energía mediante la red de distribución para que finalmente llegue al usuario final.

La figura 10., da a conocer un sistema convencional de generación en presencia de generación a pequeña escala, en donde las líneas de color rojo representan los flujos tradicionales, mientras que las líneas de color verde representan los flujos integrados y finalmente la flecha de color rosa señala la distribución activa dentro del sistema.

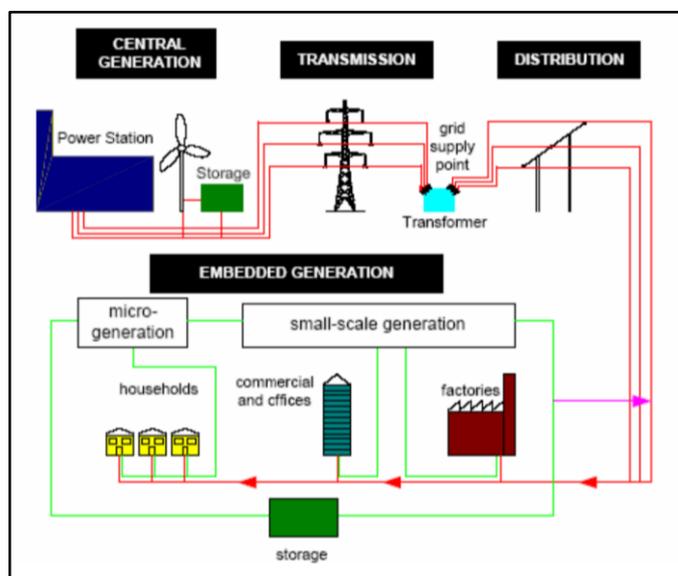


Figura 10. Generación convencional vs generación distribuida.

Fuente: [28].

Esta modalidad de generación se ha venido llevando a cabo desde hace muchos años atrás, siendo un impulso para fomentar el desarrollo tanto económico como social de muchas naciones, cabe señalar que en los últimos tiempos se muestran algunas de sus limitaciones, tales como: la quema masiva de combustibles fósiles que se lo considera como fenómeno del cambio climático, siendo este uno de los principales problemas medioambientales más serios que hoy por hoy afronta la humanidad.

La necesidad de encontrar sistemas eléctricos que propongan confiabilidad a los usuarios a un precio más económico, fomentando el uso de fuentes renovables, es el principal motivo que

conlleva a investigar nuevas tecnologías de generación e impulsar el concepto de generación distribuida (GD) [36].

La generación distribuida (GD) es una alternativa de generación que se enfoca en la producción de energía eléctrica a pequeñas escalas en el sitio de consumo o cerca de él, obteniendo de esta manera energía más barata, disminución de pérdidas, baja contaminación y evitar costos por el transporte de la misma. *“Para que se pueda llevar a cabo esta opción el sistema eléctrico convencional deberá modificar varias características como diseño, operación, control y protección de las redes de distribución”* [36].

Al hacer una comparación de los dos tipos de generación se puede determinar que, la GD brinda varias ventajas por encima de la generación convencional desde el punto de vista económico y ambiental, pero a la vez aún existen limitaciones tanto legales como regulatorias que no han permitido el progreso de esta generación en los sistemas eléctricos.

8.5.5. Ventajas de la GD.

La generación distribuida (GD) presentan varias ventajas tanto para el consumidor como para la red eléctrica de distribución, dichos beneficios se abarcan en la parte tecnológica, ambiental, económica y social de los sistemas eléctricos.

- Reducción de pérdidas de energía eléctrica tanto en líneas de transmisión como en redes de distribución, ya que al implementar la GD se dejaría de lado la necesidad del uso de las largas redes de transmisión [28].
- Al implementar la GD proveniente de una tecnología renovable se disminuye la emisión de gases contaminantes a la atmósfera terrestre, esto se debe a que su generación es a nivel de distribución.
- Ayuda a suplir la demanda en horas pico, brindando mayor confiabilidad y continuidad del sistema, puesto que la implementación de GD involucra tener diferentes centros de generación a diferencia de la generación centralizada [38].
- La principal ventaja de la GD es la cercanía a las cargas, facilitando alternativas de generación en lugares alejados, en donde evidentemente la construcción de sistemas de transmisión y distribución resultan complicadas y costosas [39].
- Desde el punto de vista del usuario presenta una reducción en el número de interrupciones del servicio eléctrico y efectividad energética, debido a que existe menos flujo de energía en la red de transporte [28].

- La GD minimiza costos en varios aspectos tales como: operación, mantenimiento, ahorro de combustible, inversión de los sistemas de transporte y distribución. Todos estos ahorros son posibles por su fuente de generación a pequeña escala proveniente de energías renovables.
- Un beneficio que presenta la GD a la red es la reducción del índice de fallas brindando seguridad adicional en la dotación de energía eléctrica, esto dependerá directamente de la configuración y del sistema de protecciones que se esté utilizando [28].

8.5.6. Desventajas de la GD.

Así como existen beneficios para la implementación de la generación distribuida (GD), existen dificultades en aspectos técnicos, legales y regulatorios que impiden que se implemente esta moderna modalidad de generación eléctrica, a continuación, se menciona algunas desventajas de la GD:

- Una barrera importante radica en la potencia que entrega algunas tecnologías de GD, ya que al generar potencias bajas que generalmente son fluctuantes conlleva a que existan complicaciones en el momento de la interconexión con la red eléctrica de distribución.
- [28], da a conocer que el problema de mayor jerarquía que se presenta para la implementación de los sistemas de GD es que las redes de distribución son típicamente radiales, es decir que el flujo de corriente circula en un solo sentido y para la generación distribuida se solicita que los flujos de corrientes vayan en ambos sentidos, motivo por el cual es recomendable adaptar GD a sistemas que contengan topologías en anillo o malladas.
- Otra desventaja tiene que ver con la parte tecnológica, ya que no existe un alto grado de conocimiento referente a generación distribuida y algunas de sus tecnologías se encuentran aún en procesos de investigación.
- Requerimientos excesivos para la interconexión con la red de distribución convencional, siendo necesario otras condiciones de operación y corriendo el riesgo de generar la pérdida de coordinación de los elementos de protección.
- Una inadecuada planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red puede atraer problemas en el sistema, tales como propagación de armónicos, sobrevoltajes, y funcionamiento en isla de algunos sectores de la red [40].

8.5.7. Rangos de la GD.

Los rangos o también llamados límites de la Generación Distribuida (GD) presenta una variación quizá más significativa que la misma definición, puesto que existe algunas discrepancias en este ámbito, mismas que hacen énfasis en considerar a sus instalaciones como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación tradicionales”.

No se ha podido establecer aún un estándar de potencias en forma general puesto que existen distintos criterios en cuanto a este límite. Un criterio basado en las características de generación eléctrica determina que, la capacidad de los sistemas de GD varía de cientos de kW hasta diez mil kW [28].

En la tabla 12., se muestra la clasificación de tres principales tipos de GD, tanto a pequeña escala como a escala comercial.

Tabla 12. Clasificación de los principales tipos de GD.

	Pequeña escala	Escala comercial	
Conexión	Carga de usuarios	Carga de usuarios	Red de distribución
Venta de electricidad	Electricidad excedente	Toda la electricidad	Toda la electricidad
Sectores	Residencial, no residencial	No residencial	No residencial
Principales tecnologías de ER	Solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica	Cogeneración industrial	Solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, cogeneración con biomasa
Capacidad aproximada	Hasta 100 kW	Hasta 1 MW	Superior a 1 MW

Fuente: [36].

8.5.8. Impactos de la Generación Distribuida en la interconexión con redes de distribución.

La generación distribuida presenta diversos impactos tanto positivos como negativos al introducir esta tecnología de generación a la red eléctrica de distribución. Evidentemente se debe cumplir con una serie de requerimientos para que se lleve a cabo su interconexión, de tal

manera que la inserción de GD no provoque condiciones inseguras tanto para el equipo como para el personal [28]. Para ello, a las empresas suministradoras de energía son las interesadas en que exista una normativa clara en lo que se refiere a criterios para la implementación a la red, de la misma forma una regulación que facilite los precios en aquellos casos que sea necesario un refuerzo a la red eléctrica.

Entre los efectos positivos podemos mencionar el incremento de la confiabilidad, acrecentamiento de la eficiencia del sistema, mejora de la calidad de energía, beneficios medioambientales y alivio de la reserva de generación [41].

Por otro lado, los efectos negativos que comúnmente presenta esta tecnología de generación en la conexión son:

- Funcionamiento en isla.
- Bidireccionalidad de flujos en caso de incorporar generación distribuida a gran escala.
- Cambio de corrientes de falla en los alimentadores.
- Afectación en el sistema de protecciones.

El objetivos de las protecciones eléctricas en la interconexión con la red de distribución son salvaguardar a la red de la GD y a la GD de la red. En consecuencia las protecciones deberán ser capaces de detectar anomalías internas que puedan causar algún tipo de afectación al generador [28], o lo que es lo mismo, impedir que exista una desconexión injustificada producto de algún suceso a la línea de abastecimiento.

En la figura 11., se puede evidenciar un incremento de la tensión producto de la presencia de GD en el sistema.

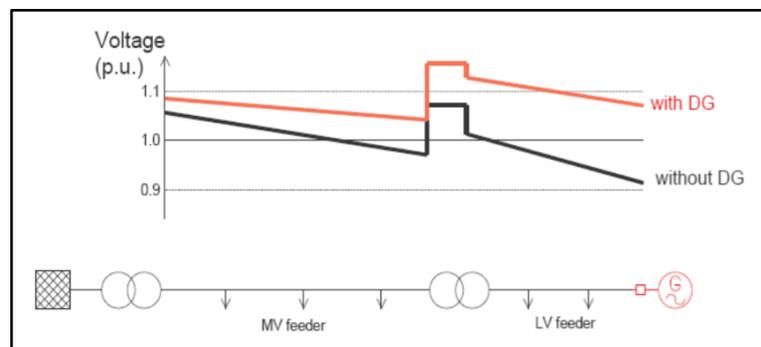


Figura 11. Aumento notorio debido a la presencia de generación distribuida en la red.

Fuente: [28].

El impacto de mayor relevancia en la inserción de GD a la red es la bidireccionalidad de los flujos, ya que las redes de distribución tradicionales generalmente son de topología radial, motivo por el cual será necesario una nueva coordinación de relés de sobrecorriente y el acoplamiento de dispositivos de protección bidireccional [2], a menos que la capacidad de generación distribuida sea baja y el dispositivo de protección de sobrecorriente sea suficiente para proteger el alimentador.

8.5.9. Normativas

Al no existir una normativa específicamente orientada a criterios y aplicación para la integración de generación distribuida a la red de distribución del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el ARCONEL a determinado en su disposición transitoria de la Regulación Nro. 003/18 que, hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida (GD), las condiciones establecidas en la regulación antes mencionada serán válidas para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100 KW de capacidad nominal [42].

De la misma forma, se crea un proyecto de regulación llamado marco normativo para la participación de la generación distribuida emitido por la ARCONEL en abril del 2020, en donde el director ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad establece como preponderante la regulación específica sobre GD que considere las particularidades asociadas a este tipo de generación [43].

Otras normativas que pueden reemplazar a la normativa sobre GD en Ecuador son las siguientes:

- Regulación No. CONELEC 001/13 (Participación de los generadores de energía producidos por Recursos Energéticos Renovables y No Renovables).
- Regulación No. CONELEC 002/13 (Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales).

A nivel internacional se pueden tomar como referencia las siguientes normas que favorecen a la correcta aplicación y desenvolvimiento de la inserción de GD a los sistemas de distribución [41].

- 1547.1 – 2005 – IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

- IEEE Draft Application Guide for IEEE Standard 1547, Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- Distribution System with Distributed Generation Load Flow.

Adicionalmente la LOSPEE (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica), da a conocer lo siguiente:

“La producción de potencia y energía será entregada de forma proporcional a la demanda de las empresas distribuidoras, a fin de mantener la tarifa única a nivel nacional” [41].

9. HIPÓTESIS.

¿Se puede determinar los impactos que genera la inserción de Generación Distribuida en las protecciones eléctricas mediante una simulación de un sistema radial de 33 barras en DIgSILENT Power Factory?

10. METODOLOGÍA Y DISEÑO EXPERIMENTAL.

10.1. Métodos de investigación.

10.1.1. Método documental.

Este método hace referencia a la recopilación de información bajo el enfoque de las protecciones eléctricas y la confiabilidad en sistemas de distribución, procedimientos y técnicas de simulación contenida en la identificación de fallas o contingencias en la red, con el propósito de establecer criterios que conlleven a una adecuada coordinación de protecciones para garantizar mayor confiabilidad al sistema eléctrico de distribución.

10.1.2. Método histórico comparativo.

Se trata de un método que permite la evaluación del comportamiento de las protecciones eléctricas, tanto de en un sistema de distribución radial convencional sin presencia de Generación Distribuida como un sistema de distribución radial con presencia de Generación Distribuida, para luego realizar un análisis de comparación enfocado a los impactos generados, ya sean estos positivos o negativos.

10.1.3. Método analítico - sintético.

Es aquel método que consiste en la desmembración y organización de la información en lo que respecta a protecciones eléctricas en sistemas de distribución, coordinación de relés, integración de GD, mismos que son de gran importancia para modelar y ejecutar el sistema propuesto en Power Factory.

10.2. Técnicas de investigación.

10.2.1. Análisis de contenido cualitativo - cuantitativo.

Técnica que permite realizar un análisis de estado del arte de los sistemas de protecciones y acoplamiento de generación distribuida, partiendo desde los orígenes hasta la influencia que presenta en la actualidad en la red de distribución de energía eléctrica para el mejoramiento del rendimiento y calidad de energía.

10.2.2. Adquisición de datos.

La presente técnica es favorable para llevar a cabo la validación del modelo y ejecutar una correcta coordinación de protecciones en las líneas de transmisión del alimentador para pruebas de la IEEE 33 barras.

10.2.3. Simulación.

Esta técnica permite desarrollar un modelo de alimentador para pruebas, correr el flujo de potencia, coordinar o codificar las protecciones para ese sistema, ingresar generación distribuida como aporte extra para la red y finalmente ajustar las protecciones en caso de ser necesario. Una vez diseñado el modelo e ingresado sus respectivos datos, se procede a ejecutarlo para obtener valores de las líneas y de las barras para corroborar que el sistema está bien simulado. En el área de resultados se analizarán los procedimientos utilizados para la coordinación de los relés y las metodologías utilizadas para la inserción de GD en el sistema realizado en DIgSILENT Power Factory.

11. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

11.1. Validación del modelo.

Para validar el modelo del caso base se simuló en DIgSILENT Power Factory obteniendo valores de voltajes y ángulos en las barras, de la misma forma se puede consolidar el modelo mediante pérdidas activas y reactivas en las líneas de transmisión, como se muestra en los anexos 1, 2,3 y 4.

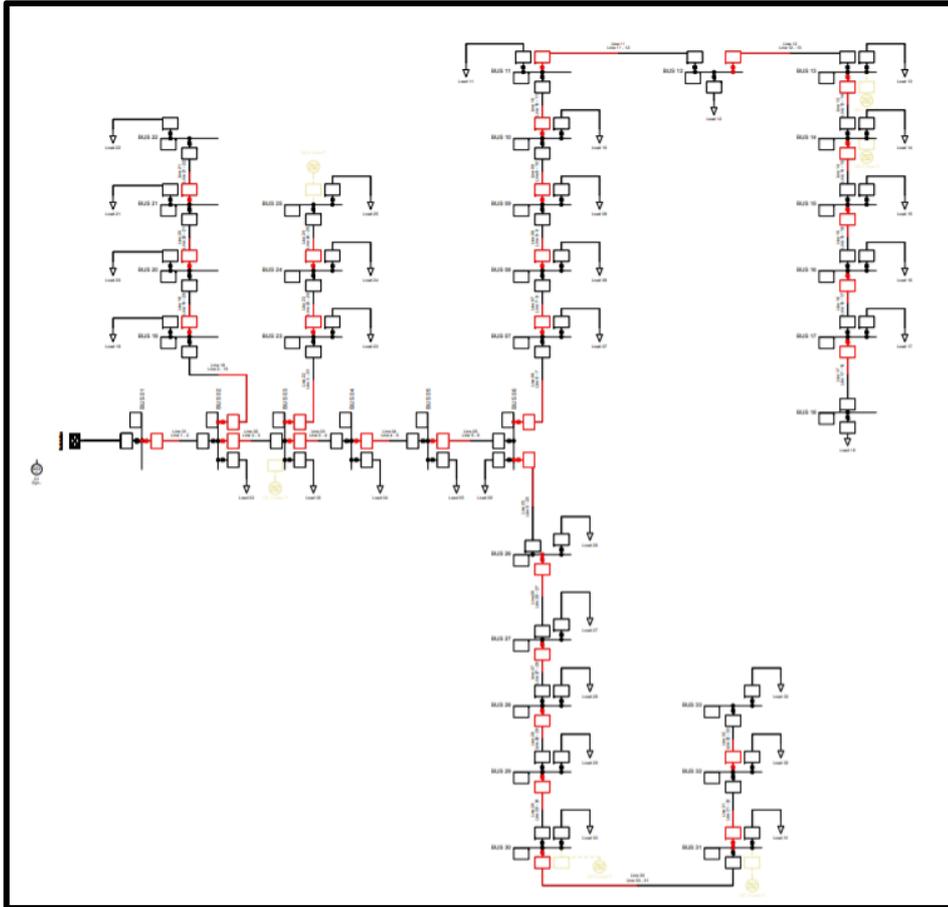


Figura 12. Modelo base simulado en DIGSILENT.

Fuente: Los autores.

11.2. Coordinación de protecciones.

La metodología que se utiliza en la coordinación de protecciones para el sistema IEEE 33 BARRAS se basa en el estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbíos ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, desarrollado por Guamán Herrera J.C, con la tutoría del Dr. Fabian Pérez.

En dicha metodología se realiza primero el cálculo de corrientes máximas con distintos tipos de cortocircuito para determinar la capacidad del equipo en el punto donde se pretende instalar la protección y corrientes mínimas al igual que las corrientes máximas también se simula con diferentes tipos de cortocircuito para determinar los ajustes y coordinar las protecciones.

Después de haber simulado en DIGSILENT las corrientes máximas con distintos tipos de cortocircuito se elige a la corriente mayor para determinar la corriente de pickup, de arranque. Al hacer este ajuste le permite a la protección tener la sensibilidad adecuada es decir poseer la capacidad para operar ante fallas en el sistema como protección primaria o de respaldo dependiendo de su configuración.

Además, se configura el Dial a partir de la obtención de las corrientes máximas simuladas en DIgSILENT, permitiendo establecer un retardo en la operación del relé obteniendo con esto selectividad entre los relés operando como protecciones principales o de respaldo.

Finalmente se escoge un tipo de curva, la misma que permite obtener las características con las que se desea que opere la protección, esta se escoge dependiendo de las características a partir de los datos obtenidos en cada barra del sistema en donde se desea instalar las protecciones. En la investigación se utilizó algunas curvas características de la norma IEC 255-3 que ofrece la librería del programa DIgSILENT, mismas que se referencian en el anexo 5, en donde se muestra las curvas de los relés 14, 15 y 16 con su respectivo tiempo de operación.

De la misma forma, se desarrolló matemáticamente las corrientes de cortocircuito de un sistema de 4 barras como se indica en el anexo 12 y 13, con el fin de tener una mejor comprensión.

11.2.1. Corrientes de cortocircuito en DIgSILENT.

Las corrientes de falla fueron obtenidas a partir de la simulación en DIgSILENT utilizando el método de la IEC 60909 la misma que se encuentra dentro de la librería del programa. Se utiliza estas corrientes para calibrar los equipos de protección en cada barra donde se instalaron los relés.

11.2.1.1. Corrientes de cortocircuito máximas.

Las corrientes de falla máxima fueron receptadas de la simulación de cortocircuitos en DIgSILENT en cada una de las barras del sistema. Las simulaciones se efectuaron por tipo de cortocircuito, eligiendo el valor más alto obtenido en cada barra del sistema.

11.2.1.1.1. Corrientes de cortocircuito máximas para el TC.

Las corrientes de falla máximas para cada barra se adquirieron mediante la ejecución de fallas en DIgSILENT, simulando con una resistencia de falla de 0 ohmios en cada uno de los casos, se escoge las máximas corrientes para el dimensionamiento del TC porque precisamente es el valor que debe soportar el transformador de corriente.

En la tabla 13., se detalla la magnitud de las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) para el TC, además de indicar el tipo de falla y a que barra corresponde.

Tabla 13. Corrientes de cortocircuito para cada barra.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PARA EL TC		
Tipo de falla	Magnitud de I_{cc} [A]	BUS
Trifásica	482	17

Bifásica a tierra	530	16
Bifásica a tierra	550	15
Trifásica	570	14
Trifásica	590	13
Trifásica	650	12
Trifásica	664	11
Trifásica	672	10
Trifásica	724	9
Trifásica	785	8
Trifásica	910	7
Trifásica	944	6A
Trifásica	664	32
Trifásica	681	31
Trifásica	738	30
Trifásica	764	29
Trifásica	820	28
Trifásica	905	27
Trifásica	928	26
Trifásica	944	6B
Trifásica	1029	5
Trifásica	1068	4
Trifásica	1107	3A
Trifásica	961	24
Trifásica	1055	23
Trifásica	1107	3B
Trifásica	1164	2A
Trifásica	918	21
Trifásica	962	20
Trifásica	1140	19
Trifásica	1164	2B
Trifásica	1175	1

Fuente: Los autores.

11.2.1.1.2. Corrientes de cortocircuito máximas para el relé 50.

De la misma forma, las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) para relé 50 se obtienen simulando en DIGSILENT con una resistencia de falla de 0 ohmios para el 80% de la línea, siendo este el porcentaje de protección que brinda el relé.

La tabla 14., indica los valores calculados por el software, en este caso se considera la corriente que mide el relé mas no donde se simula la falla.

Tabla 14. Corrientes de cortocircuito máximas para el relé 50.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PARA EL RELÉ 50		
Tipo de falla	Magnitud de I_{cc} [A]	BUS

Bifásica a tierra	264	17
	274	16
	292	15
	301	14
	309	13
	322	12
	340	11
	343	10
	347	9
	363	8
	383	7
	410	6A
	335	32
	343	31
	352	30
	369	29
	377	28
	395	27
	414	26
	418	6B
	424	5
	441	4
	447	3A
	408	24
	427	23
	444	3B
	453	2A
	390	21
	409	20
	425	19
455	2B	
459	1	

Fuente: Los autores.

11.2.1.1.3. Corrientes de cortocircuito máximas para el DIAL del relé 51.

Las corrientes de cortocircuito o I_{cc} para el DIAL del relé 51 se obtuvieron simulando en DIGSILENT con una resistencia de falla de 0 ohmios, a partir del 81% de la línea siendo este el porcentaje de protección que brindara el relé 51, considerando la corriente que mide el relé mas no donde se simula la falla. Los datos obtenidos son muy parecidos a los de las corrientes de cortocircuito obtenidas para el relé 50.

11.2.1.2. Corrientes de cortocircuito mínimas.

Al igual que las corrientes de falla máximas, estos valores fueron obtenidos de la simulación en DIgSILENT, a diferencia que en este caso se escoge las corrientes más bajas en cada barra del sistema.

11.2.1.2.1. Corrientes de cortocircuito mínimas para el relé 51.

Las corrientes de cortocircuito mínimas para el relé 51 se obtuvieron simulando en DIgSILENT con una resistencia de falla de 5 ohmios para fallas fase-fase y de 10 ohmios para fallas fase-tierra en la barra aguas abajo donde se instala la protección, para la calibración del 51 se debe tomar la corriente que mide el relé mas no, donde se simula la falla.

La tabla 15., detalla los valores obtenidos para cada una de las barras del sistema.

Tabla 15. Corrientes de cortocircuito mínimas para cada relé 51 del sistema.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS PARA EL RELÉ 51		
Tipo de falla	Magnitud de Icc [A]	BUS
Bifásica a tierra	197	17
	203	16
	217	15
	224	14
	230	13
	238	12
	255	11
	259	10
	261	9
	274	8
	290	7
	318	6A
	252	32
	258	31
	265	30
	279	29
	288	28
	299	27
	323	26
	324	6B
327	5	
346	4	
353	3A	
313	24	
334	23	

	354	3B
	360	2A
	303	21
	320	20
	330	19
	366	2B
	371	1

Fuente: Los autores.

11.2.2. Dimensionamiento del TC.

Para determinar la corriente del TC se utiliza la corriente de cortocircuito máxima dividida para el factor límite de precisión del TC, siendo este de 10 para los TC's del sistema y a este resultado se le suma un factor de seguridad de 100. A continuación, se realiza un ejemplo con los datos obtenidos en la barra 17 del sistema utilizando la Ec. (2).

$$I_{TC} = \frac{I_{pico}}{FLP} + 100$$

$$I_{TC17} = \frac{482}{10} + 100$$

$$I_{TC17} = 148,2 [A]$$

Como en el mercado no existe TC's de este valor se le aproxima al inmediato superior, en este caso nos daría una corriente de 200 [A] en el primario y podemos utilizar una corriente del secundario de 1 [A] para todos los TC's del sistema, como se muestra en la tabla 16., detallando los valores de las corrientes.

Tabla 16. Dimensionamiento de TC's para el alimentador de pruebas.

Dimensionamiento de TC's del sistema para un caso "5P10"			
Corriente calculada	Corriente del primario [A]	BUS	Corriente del secundario [A]
148,2	200	17	1
153	200	16	
155	200	15	
157	200	14	
159	200	13	
165	200	12	
166,4	200	11	
167,2	200	10	
172,4	200	9	
178,5	200	8	
191	200	7	
194,4	200	6A	

166,4	200	32
168,1	200	31
173,8	200	30
176,4	200	29
182	200	28
190,5	200	27
192,8	200	26
194,4	200	6B
202,9	300	5
206,8	300	4
210,7	300	3A
196,1	200	24
205,5	300	23
210,7	300	3B
216,4	300	2A
191,8	200	21
196,2	200	20
214	300	19
216,4	300	2B
217,5	300	1

Fuente: Los autores.

11.2.3. Dimensionamiento del relé 50.

Para determinar la corriente del relé 50 se utiliza la corriente de cortocircuito máxima dividida para el factor límite de precisión del TC o también conocida como a relación de transformación. A continuación, se realiza un ejemplo con los datos obtenidos en la barra 17 del sistema utilizando la Ec. (3).

Tabla 17. Dimensionamiento de relé 50 para cada barra.

Dimensionamiento de Relé 50	
Corriente Pickup [A]	BUS
1,320	17
1,370	16
1,460	15
1,505	14
1,545	13
1,610	12
1,700	11
1,715	10
1,735	9
1,815	8
1,915	7
2,050	6A

1,675	32
1,715	31
1,760	30
1,845	29
1,885	28
1,975	27
2,070	26
2,090	6B
1,413	5
1,470	4
1,490	3A
2,040	24
1,423	23
1,480	3B
1,510	2A
1,950	21
2,045	20
1,417	19
1,517	2B
1,530	1

Fuente: Los autores.

11.2.4. Dimensionamiento del relé 51.

11.2.4.1. Corriente pick up.

Para establecer la corriente del relé 50 se utiliza la corriente de cortocircuito mínima dividida para el factor límite de precisión del TC. A continuación, se realiza un ejemplo con los valores obtenidos en la barra 17 del sistema utilizando la Ec. (4).

$$I_{pickup17}^{51} = \frac{I_{CC.min}}{RTC}$$

$$I_{pickup17}^{51} = \frac{197}{\frac{200}{1}}$$

$$I_{pickup17}^{51} = 0,985 \text{ [A]}$$

De la misma forma que el caso anterior, la tabla 18., proporciona los valores de las corrientes de pick up del relé 51 determinadas en todas las barras del sistema.

Tabla 18. Dimensionamiento de relé 51 para cada barra del sistema.

Dimensionamiento de Relé 51	
Corriente Pickup [A]	BUS
0,985	17

1,015	16
1,085	15
1,120	14
1,150	13
1,190	12
1,275	11
1,295	10
1,305	9
1,370	8
1,450	7
1,590	6A
1,260	32
1,290	31
1,325	30
1,395	29
1,440	28
1,495	27
1,615	26
1,620	6B
1,090	5
1,153	4
1,177	3A
1,565	24
1,113	23
1,180	3B
1,200	2A
1,515	21
1,600	20
1,100	19
1,220	2B
1,237	1

Fuente: Los autores.

11.2.4.2. Curva (DIAL).

Para establecer los tiempos de operación del relé 51 tanto el tiempo que opera como protección principal como de respaldo se fue simulando en DIGSILENT escogiendo un tipo de curva y un dial que se ajuste a la restricción según Castillo en su obra “estudio de coordinación de protecciones” que los tiempos como protección principal y de respaldo, deben estar en un rango aproximado entre 250 y 300 milisegundos.

La tabla 19., indica los datos escogidos para cada relé del sistema, así como los tiempos de operación como protección principal y de respaldo y también la variación de tiempo entre estas (Δt).

Tabla 19. Dimensionamiento de DIAL y Δt para el relé 51.

Dimensionamiento de DIAL y tiempos de operación para Relé 51					
Curva	Dial [s]	Protección principal [s]	Protección respaldo [s]	Δt [s]	BUS
ANSI Short inverse	0,5	0,31	-	-	17
ANSI Definite inverse	0,5	0,509	0,579	0,269	16
ANSI Short inverse	1	0,602	0,789	0,28	15
ANSI Short inverse	1,2	0,734	0,821	0,219	14
ANSI Definite inverse	0,9	0,93	1,031	0,297	13
ANSI Definite inverse	1	1,019	1,167	0,237	12
ANSI Definite inverse	1	1,06	1,304	0,285	11
ANSI Short inverse	2	1,281	1,328	0,268	10
ANSI Short inverse	2,4	1,512	1,584	0,303	9
ANSI Definite inverse	1,4	1,516	1,804	0,292	8
ANSI Short inverse	2,2	1,439	1,808	0,292	7
ANSI Short inverse	1,7	1,231	1,744	0,305	6A
ANSI Short inverse	0,5	0,315	-	-	32
ANSI Definite inverse	0,5	0,535	0,583	0,268	31
ANSI Definite inverse	0,7	0,759	0,826	0,291	30
ANSI Short inverse	1,3	0,837	1,042	0,283	29
ANSI Definite inverse	0,9	1,019	1,105	0,268	28
ANSI Definite inverse	1	1,104	1,314	0,295	27
ANSI Definite inverse	0,9	1,105	1,378	0,274	26
ANSI Definite inverse	1,1	1,316	1,367	0,262	6B
ANSI Definite inverse	1,3	1,526	1,613	0,297	5
ANSI Definite inverse	1,2	1,518	1,798	0,272	4
ANSI Definite inverse	1,3	1,694	1,798	0,28	3A
ANSI Short inverse	0,5	0,345	-	-	24
ANSI Short inverse	0,7	0,525	0,661	0,316	23
ANSI Short inverse	0,8	0,651	0,812	0,287	3B
ANSI Definite inverse	1,4	1,872	1,988	0,294	2A
ANSI Short inverse	0,5	0,365	-	0,365	21
ANSI Short inverse	0,7	0,527	0,661	0,296	20
ANSI Short inverse	1	0,735	0,864	0,337	19
ANSI Short inverse	0,8	0,68	1,059	0,324	2B
ANSI Short inverse	2,3	2,01	2,18	0,308	1

Fuente: Los autores.

11.3. Inserción de GD a la red.

Para la inserción de la generación distribuida se basó en dos estudios realizados los cuales fueron aceptados y comprobados. Dichos estudios proporcionan tablas de resultados en donde nos pudimos guiar para agregar la GD a nuestro sistema modelado, mediante estos dos criterios se pudo analizar el impacto que sufrieron las protecciones eléctricas debido al ingreso de GD.

11.3.1. Modelo de Generación Distribuida (Hemamalini).

En el presente criterio de selección para la inserción de GD al sistema se escoge el Algoritmo o también llamado Sistema Inmunológico Artificial (AIS), se hace uso de dicho algoritmo porque es el que mejor respuesta brinda en el perfil de tensiones, a diferencia del Algoritmo Genético (GA) y la optimización de enjambre de partículas (PSO).

Además se escoge 3 MW de tamaño de la GD debido a que es el valor más grande que proporciona dicho estudio.

La validación del modelo propuesto muestra las pérdidas totales de potencia activa y reactiva, tensiones, ángulos y el perfil de tensiones según el autor, como se evidencia en los anexos 6, 7 y 8.

En la figura 13., el autor recomienda colocar 3 fuentes de generación distribuida en las barras 3, 14 y 31, mismas que se aprecian en la figura ilustrada a continuación, luego se procede a correr el flujo y tomar los datos resultantes para la evaluación correspondiente.

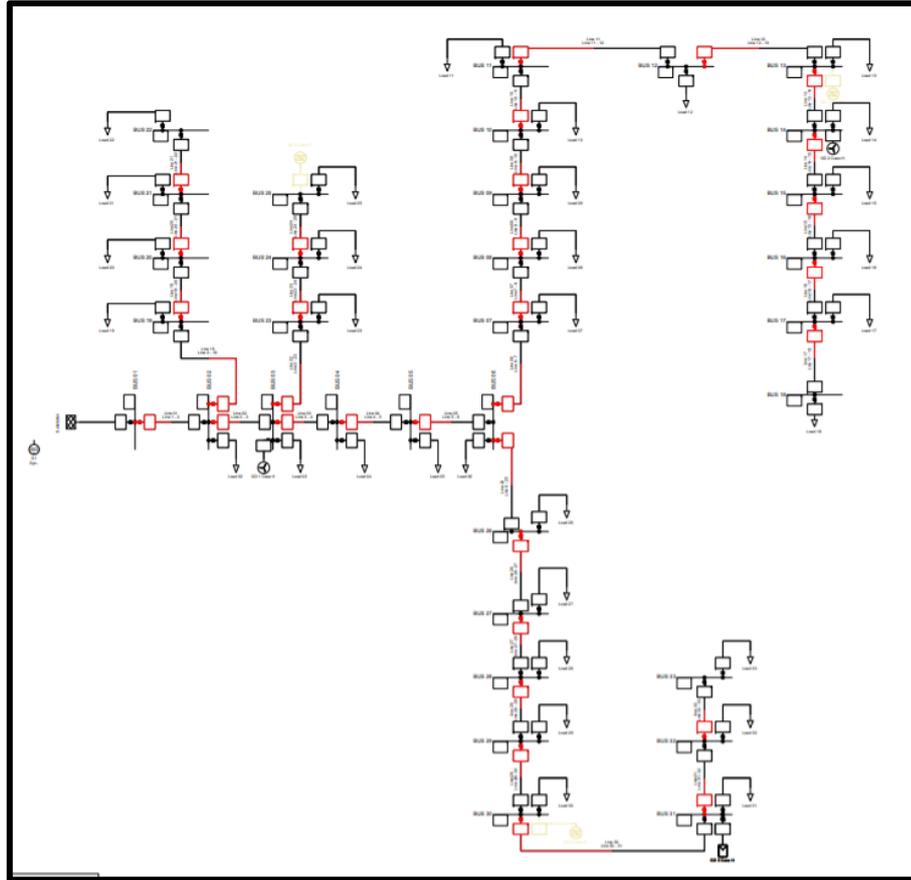


Figura 13. Modelo simulado en DIgSILENT con GD.

Fuente: Los autores.

11.3.1.1. Corrientes de Demanda máxima con ingreso de GD.

El modelo de generación distribuida para el sistema radial IEEE de 33 Barras que usa Hemamalini permite que las corrientes nominales en la mayoría de las barras sean menores. Esto se pudo comprobar simulando un flujo de potencia en el programa DIgSILENT.

En la tabla 20., se puede observar las corrientes de demanda que se presentan en el sistema comparando el caso inicial o base con el caso en donde se inserta la GD.

Tabla 20. Corrientes de demanda máxima con GD.

Corriente de demanda máxima		
Caso Base [A]	Caso GD (Hemamalini) [A]	BUS
5	5	17
8	7	16
11	10	15
14	13	14
21	19	13
25	16	12
28	13	11
31	10	10

34	7	9
37	5	8
48	6	7
59	16	6A
4	3	32
15	14	31
23	50	30
51	54	29
57	52	28
60	51	27
62	50	26
65	50	6B
125	51	5
128	52	4
135	55	3A
22	22	24
44	43	23
48	48	3B
188	39	2A
5	5	21
9	9	20
14	14	19
18	18	2B
211	44	1

Fuente: Los autores.

11.3.1.2. Corrientes de cortocircuito con ingreso de GD.

Tabla 21. Corrientes de cortocircuito con GD.

Corrientes de cortocircuito con GD (Hemamalini)				
Re-coordinación	Relé 50 [A]	Relé 51 [A]	DIAL [A]	BUS
-	264	197	264	17
-	274	203	274	16
-	292	217	292	15
-	301	224	300	14
-	309	230	309	13
-	322	238	321	12
-	340	255	340	11
-	343	259	343	10
-	347	261	347	9
-	363	274	363	8
-	383	290	383	7
-	410	318	409	6A
-	335	252	335	32
-	343	258	343	31

-	352	263	351	30
sí	356	246	355	29
sí	377	255	377	28
-	395	299	394	27
sí	414	319	414	26
-	418	324	418	6B
-	424	327	424	5
-	441	346	440	4
-	447	353	446	3A
-	408	313	407	24
sí	427	331	426	23
sí	444	350	444	3B
-	453	360	452	2A
-	390	303	389	21
-	409	320	408	20
-	425	330	423	19
-	455	366	455	2B
-	459	371	459	1

Fuente: Los autores.

11.3.1.3. Impacto en la coordinación de protecciones

Para analizar el impacto que origina el ingreso de la GD en este primer escenario se comparó las corrientes de cortocircuito en cada protección del sistema con el caso base. Y se pudo visualizar que las corrientes que varían del caso base con respecto al caso con GD de Hemamalini cambian drásticamente en las barras 29, 28, 27, 23 y 3 del sistema. Con esta variación de las corrientes de cortocircuito se debe re-coordinar las protecciones en ese tramo del sistema.

11.3.2. Modelo de Generación Distribuida (Prakash).

En este caso se basa en un algoritmo de optimización de ballenas, mismo que fue seleccionado debido a que ya nos proporciona una menor cantidad de pérdidas y el tamaño de las centrales que se deben colocar en las respectivas barras.

La validación del modelo propuesto muestra las pérdidas totales de potencia activa y reactiva, tensiones, ángulos y el perfil de tensiones según el autor, como se evidencia en los anexos 9, 10 y 11.

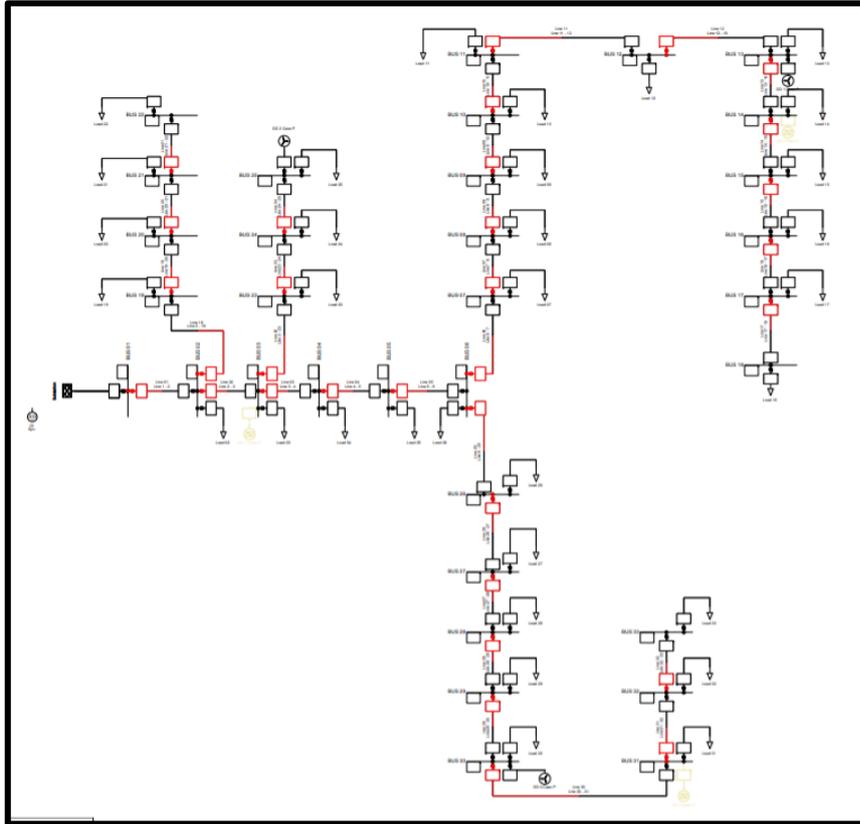


Figura 14. Modelo simulado en DIgSILENT con GD de Prakash.

Fuente: Los autores.

Una vez instaladas las tres fuentes de GD situadas en las barras 13, 25 y 30 de acuerdo al criterio de Prakash, se corre el flujo y se obtienen los valores de pérdidas de potencia totales que presenta el sistema en presencia de esta GD.

El modelo de generación distribuida para el sistema radial IEE de 32 Barras que usa Prakash y Lakshminarayana permite que las corrientes nominales en la mayoría de las barras sean menores, aunque en muy pocas barras del sistema estas aumentan su magnitud. Esto se pudo comprobar simulando un flujo de potencia en el programa DIgSILENT.

A continuación, la tabla 22., muestra las corrientes de demanda que se presentan en el sistema comparando el caso inicial o base con el caso en donde se inserta la GD.

Tabla 22. Corrientes de demanda máxima para cada barra con presencia de GD.

Corriente de demanda máxima		
Caso Base [A]	Caso GD (Prakash) [A]	BUS
5	5	17
8	7	16
11	10	15
14	13	14

21	19	13
25	19	12
28	16	11
31	14	10
34	11	9
37	8	8
48	5	7
59	14	6A
4	3	32
15	14	31
23	22	30
51	22	29
57	16	28
60	13	27
62	10	26
65	7	6B
125	11	5
128	14	4
135	21	3A
22	21	24
44	5	23
48	8	3B
188	29	2A
5	5	21
9	9	20
14	14	19
18	18	2B
211	53	1

Fuente: Los autores.

11.3.2.2. Corrientes de cortocircuito con ingreso de GD del modelo de Prakash.

Una vez insertada la generación distribuida se realiza las simulaciones en DIgSILENT para obtener las corrientes de cortocircuito en cada barra. Con estos valores resultantes se compara con los del caso base y sí la corriente de cortocircuito varía en dicha barra, se realiza la re-coordinación de las protecciones. Con el modelo de GD usado por Prakash y Lakshminarayana no se obtuvieron variaciones de corrientes de cortocircuito representativas, por tal motivo no se vieron afectados las protecciones eléctricas del sistema.

En la tabla 23., se observa las corrientes de cortocircuito obtenidas en cada barra a partir de la inserción de la GD, también se conoce si se debe re-coordinar la protección por la variación de las corrientes de cortocircuito.

Tabla 23. Corrientes de cortocircuito con GD (Prakash).

Corrientes de cortocircuito con GD (Prakash)				
Re-coordinación	Relé 50 [A]	Relé 51 [A]	DIAL [A]	BUS
-	264	197	264	17
-	274	203	274	16
-	292	217	292	15
-	301	224	300	14
-	309	230	309	13
-	322	238	321	12
-	340	255	340	11
-	343	259	343	10
-	347	261	347	9
-	363	274	363	8
-	383	290	382	7
-	410	318	409	6A
-	335	252	335	32
-	343	258	343	31
-	352	263	351	30
-	369	279	369	29
-	377	288	377	28
-	395	299	394	27
-	414	323	414	26
-	418	324	418	6B
-	424	327	424	5
-	441	346	440	4
-	447	353	446	3A
-	408	313	407	24
-	427	334	426	23
-	444	354	444	3B
-	453	360	452	2A
-	390	303	389	21
-	409	320	408	20
-	425	330	423	19
-	455	366	455	2B
-	459	371	459	1

Fuente: Los autores

11.3.2.3. Impacto en la coordinación de protecciones

Para analizar el impacto que origina el ingreso de la GD en este segundo escenario se comparó las corrientes de cortocircuito en cada protección del sistema con el caso base. Y se pudo visualizar que las corrientes que varían del caso base con respecto al caso con GD de Hemamalini no cambian drásticamente en ninguna barra del sistema. Con lo cual no se debe re-coordinar las protecciones en ningún tramo del sistema.

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

12.1. CONCLUSIONES.

- De acuerdo a la investigación realizada se determinó que las protecciones eléctricas cumplen un rol fundamental dentro de los Sistemas Eléctricos de Distribución garantizando que el sistema opere de forma segura y confiable ante cualquier contingencia, de la misma forma se estableció que la GD sirve para solventar las caídas de tensión al final de los ramales derivados de la troncal principal del sistema de pruebas IEEE 33 barras.
- Se efectuaron fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas a tierra y bifásicas a tierra en DIGSILENT Power Factory en donde se obtuvo corrientes de cortocircuito tanto máximas como mínimas, mismas que se utilizó para dimensionar los TC's y las corrientes pick-up o de arranque de los relés de sobrecorriente 50 y 51.
- Al insertar GD a pequeña escala mediante el criterio de Hemamalini se detectó cambios bruscos en algunas corrientes de cortocircuito, representando un 15.6% de alteraciones en las barras, mientras que por el método de Prakash el sistema no sufrió ninguna variación.

12.2. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda obtener información de fuentes confiables como libros, papers, tesis, normativas y publicaciones para tomar como referencia y llevar a cabo una adecuada coordinación de protecciones en el sistema analizado.
- Para el ajuste del relé 51 se recomienda ejecutar fallas al 85% de la línea para obtener variación entre las corrientes tanto del TAP como del DIAL, además utilizar impedancias de falla de 5 ohmios para fallas fase-fase y de 10 ohmios para fallas fase-tierra.
- Se recomienda utilizar el método de coordinación IEC 60909 para futuros proyectos, puesto a que no se ve afectado bajo el ingreso de GD a pequeñas escalas, por consiguiente no cambia las condiciones de operación del sistema de protecciones.g

13. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] J. D. Zapata Verdezoto, Óptima coordinación de protecciones en alimentadores con generación distribuida para maximizar la confiabilidad mediante MINLP., Quito: Universidad Politécnica Salesiana sede Quito., 2018.
- [2] L. Álvarez, L. Neves, J. López y S. Zambrano, Impacto de la generación distribuida en la red de distribución., Cuenca: Universidad de Cuenca, Empresa Electrica Regional CENTROSUR, Cuenca-Ecuador., 2017.
- [3] E. F. Durán, «La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.,» *energía*, p. 15.
- [4] C. F. Pillo Santamaria, «Construcción de una red de distribución trifásica 13.2 kV para la sección 67 y Tigre en el bloque Gustavo Galindo Velasco,» Quito, EPN, 2013, p. 3.
- [5] B. V. Freire Villacís, Análisis técnico de la operación del alimentador N°2 de la S/E Otavalo, de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A., Quito: EPN, 2012.
- [6] A. Panesso, Localización de fallas en alimentadores primarios de Distribución de Energía Eléctrica considerando incertidumbres en la carga y con presencia de Generación Distribuida, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [7] S. Ramirez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales, 2003.
- [8] F. Calero, Localización de fallas en sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Generación Distribuida basado en el método de RATÁN DAS, Quito: Universidad Politécnica Salesiana, SEDE Quito, 2019.
- [9] H. Ollague y J. Mejía, Estudio para la coordinación de protecciones mediante selectividad lógica para los centros de fuerza de la central Molino, presa Daniel Palacios y central Mazar de la empresa CELEC Hidropaute., Cuenca: UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA SEDE CUENCA, 2012.
- [10] C. Aguirre, Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software Power Factory 13.1 de DigSilent, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2008.
- [11] I. Choachi y Á. López, Estudio comparativo de las normas IEC 60909-0 y ANSI/IEEE 141-4 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas de uso final empleando los simuladores DigSilent PowerFactory y Etap, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2017.
- [12] R. Aguas y A. Buelvas, Metodología para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, Cartagena de Indias: Universidad Tecnológica de Bolívar, 2011.
- [13] H. Ollague y J. Mejía, Estudio para la coordinación de protecciones mediante selectividad lógica para los centros de fuerza de la central Molino, presa Daniel Palacios y central

- Mazar de la empresa CELEC Hidropaute, Cuenca: Universidad Politécnica Salciana SEDE Cuenca, 2012.
- [14] C. Latorre, Protecciones eléctricas Apuntes del curso, Santiago: Universidad de Santiago de Chile, 2012.
- [15] A. Cuevas y J. Hernandez, Coordinación de protecciones en un sistema de distribución, México: Instituto Politécnico Nacional, 2013.
- [16] W. Osorno, Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales., México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [17] H. Ollague y J. Mejía, Estudio para la coordinación de protecciones mediante selectividad lógica para los centros de fuerza de la Central molino, presa Daniel Palacios y central MAZAR de la empresa CELEC Hidropaute., Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, 2012.
- [18] F. Acuña, Coordinación de protecciones en una red de media y alta tensión, Concepción: Universidad del Bio-Bio, 2016.
- [19] J. Guamán, Estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL EP Sucumbios ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [20] D. Rosero, Análisis de la distribución de carga y estudios eléctricos de los alimentadores de la nueva subestación El Rosal de EMELNORTE S.A., Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [21] C. Doñez, Selección y análisis de equipos de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas., México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015.
- [22] J. Arroyo y E. Guadarrama, Protecciones eléctricas en subestación San Francisco 85-23kV/30 MVA., México: Instituto Politécnico Nacional, 2012.
- [23] J. C. Guamán Herrera, Estudio de coordinación de protecciones del sistema de transmisión de CNEL EP Sucumbios ante un nuevo punto de conexión al SNI, Quito: EPN, 2017.
- [24] C. Rivera, Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV, Quito: RCI, 2018.
- [25] A. Contreras, Protecciones Eléctricas de Sobrecorriente Adaptativas para Sistemas de Distribución con Generación Distribuida., Bogotá: Universidad de los Andes, 2011.
- [26] J. Morales, Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida, México: Instituto Politécnico Nacional, 2007.

- [27] Y. Castillo y F. Pérez, «Estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la Línea Vicentina - Santa Rosa 138 kV,» *Ciencia e Investigación*, vol. 3, n° JIEE2018, pp. 17-25p, 2018.
- [28] H. V. España González, *Generación distribuida por medio de energías alternativas renovables y su influencia en la evolución del sistema eléctrico secundario de distribución tradicional*, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2008.
- [29] A. Colmenar Santos, D. Borge Diaz, E. Collado Fernández y M. A. Catro Gil, *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*, España: UNED, 2015.
- [30] D. Trebolle Trebolle, *La Generación Distribuida en España*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2006.
- [31] J. A. Vallejo Morales, *Coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida*, Mexico: IPN , 2007.
- [32] A. M. García, *Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2006.
- [33] J. Moragues y A. Rapallini, «Energía Eólica,» Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", Buenos Aires, 2003.
- [34] SN, «Guía básica de la generación distribuida,» Gráficas Elisa, S.A., 2007. [En línea]. Available: <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2007/04/Guia-Basica-de-la-Generacion-Distribuida-fenercom-2007.pdf>. [Último acceso: 27 12 2020].
- [35] E. F. Durán Contreras, «La generación distribuida: Retos frente al marco legal del MEM,» *Energía*, p. 15.
- [36] K. E. Bustamante Paredes, *Estudio de los sistemas de Generación Distribuida*, Cuenca: Universidad del Azuay, 2013.
- [37] «Aprende "Con Ciencia",» [En línea]. Available: <https://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/introduccion-la-energia-geotermica>. [Último acceso: 26 12 2020].
- [38] M. M. Chuqui Quinteros, *Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones*, Quito: Universidad Politécnica Salesiana, 2014.
- [39] R. Granados y L. Zarauza, *Generación Eléctrica Distribuida*, España: Guías técnicas de energía y medio ambiente, 2003.
- [40] «Generación Distribuida,» [En línea]. Available: http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/tesisuned:IngInd-Mgomez/TESIS_MGG1_Capitulo2.pdf. [Último acceso: 04 01 2021].

- [41] M. S. Soria Colina, Coordinación de protecciones en sistemas de distribución considerando el ingreso de generación distribuida., Quito: EPN, 2016.
- [42] ARCONEL, «Regulaciones vigentes,» 22 10 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/regulaciones/>. [Último acceso: 29 01 2021].
- [43] ARCONEL, «Proyecto de regulación: Marco normativo para la participación de la generación distribuida.,» 04 2020. [En línea]. Available: https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/04/21_Inf-Sust-Reg-Gen-Distrib_V6_Dir.pdf. [Último acceso: 30 01 2021].

14. ANEXOS.

Anexo 1. Validación del modelo base mediante barras.

Name	Grid	Nom.L-L Volt.	U, Magnitude	U, Angle		V	Angle	Error V	Error Ang.
		kV	kV	p.u.	deg				
BUS 01	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	0	1	0	0,000%	0,000%
BUS 02	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,62235	0,9970262	0,01459392	0,997	0,0003	0,003%	15,096%
BUS 03	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,44351	0,9828994	0,09676985	0,9829	0,0017	0,000%	0,650%
BUS 04	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,34848	0,9753937	0,1628506	0,9754	0,0028	0,001%	1,510%
BUS 05	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,25452	0,9679714	0,2299854	0,968	0,004	0,003%	0,350%
BUS 06	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,02072	0,9495037	0,1358773	0,9495	0,0024	0,000%	1,187%
BUS 07	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,97612	0,9459813	-0,09568983	0,946	-0,0017	0,002%	-1,759%
BUS 08	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,80335	0,9323345	-0,2491594	0,9323	-0,0043	0,004%	-1,131%
BUS 09	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,72324	0,9260065	-0,3236574	0,926	-0,0057	0,001%	-0,897%
BUS 10	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,64893	0,9201369	-0,3874166	0,9201	-0,0068	0,004%	-0,563%
BUS 11	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,63794	0,9192688	-0,3800264	0,9192	-0,0066	0,007%	-0,496%
BUS 12	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,61878	0,917755	-0,3683166	0,9177	-0,0064	0,006%	-0,443%
BUS 13	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,54066	0,9115845	-0,4614461	0,9115	-0,0081	0,009%	-0,571%
BUS 14	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,51169	0,9092965	-0,5416858	0,9092	-0,0095	0,011%	-0,482%
BUS 15	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,49365	0,9078709	-0,5801205	0,9078	-0,0101	0,008%	-0,248%
BUS 16	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,47616	0,9064901	-0,6038447	0,9064	-0,0105	0,010%	-0,372%
BUS 17	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,45026	0,904444	-0,6826573	0,9044	-0,0119	0,005%	-0,123%
BUS 18	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,4425	0,9038312	-0,6924428	0,9038	-0,0121	0,003%	-0,121%
BUS 19	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61566	0,9964978	0,00376327	0,9965	0,0001	0,000%	34,319%
BUS 20	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,57037	0,9929202	-0,06321608	0,9929	-0,0011	0,002%	-0,303%
BUS 21	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,56145	0,9922157	-0,08257418	0,9922	-0,0014	0,002%	-2,942%
BUS 22	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,55338	0,9915783	-0,102922	0,9916	-0,0018	0,002%	-0,204%
BUS 23	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,39811	0,9793137	0,06580727	0,9793	0,0011	0,001%	4,414%

BUS 24	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,31365	0,9726425	-0,02292968	-0,0004	0,9726	-0,0004	0,004%	-0,050%
BUS 25	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,27156	0,9693175	-0,06663178	-0,00116	0,9693	-0,0012	0,002%	-3,088%
BUS 26	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,9963	0,9475751	0,1753348	0,00306	0,9475	0,0031	0,008%	1,285%
BUS 27	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,96386	0,9450123	0,2314897	0,00404	0,945	0,004	0,001%	1,006%
BUS 28	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,81908	0,9335768	0,3144763	0,005489	0,9335	0,0055	0,008%	0,206%
BUS 29	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,71508	0,9253617	0,3924105	0,006849	0,9253	0,0069	0,007%	0,741%
BUS 30	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,67006	0,9218057	0,4976807	0,008686	0,9218	0,0087	0,001%	0,159%
BUS 31	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,6174	0,9176461	0,4133109	0,007214	0,9176	0,0072	0,005%	0,189%
BUS 32	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,60582	0,9167311	0,3902777	0,006812	0,9167	0,0068	0,003%	0,171%
BUS 33	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	11,60223	0,9164475	0,3825509	0,006677	0,9164	0,0067	0,005%	0,347%

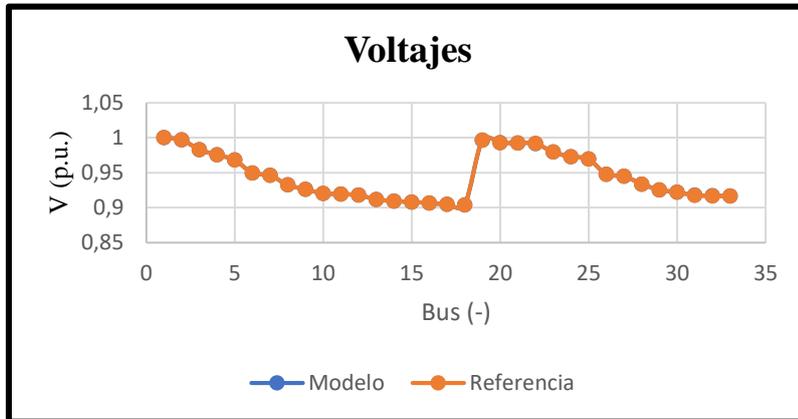
Fuente: Los autores.

En el anexo 1., se obtiene el resultado del error en porcentaje tanto del voltaje como del ángulo, mismo que se calculó de con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Error} = \frac{V_{\text{modelo}} - V_{\text{referencia}}}{V_{\text{modelo}}} * 100$$

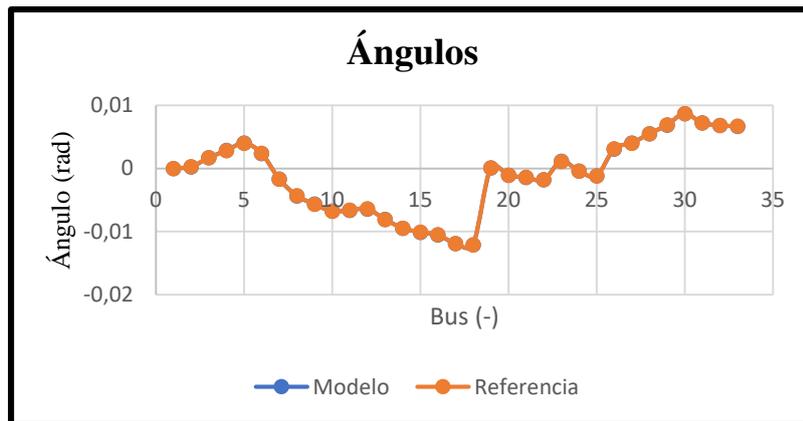
Anexo 2. Ilustraciones tanto del perfil de tensiones como de los ángulos obtenidos del software.

A. Perfil de tensiones.



Fuente: Los autores.

B. Ángulos.



Fuente: Los autores.

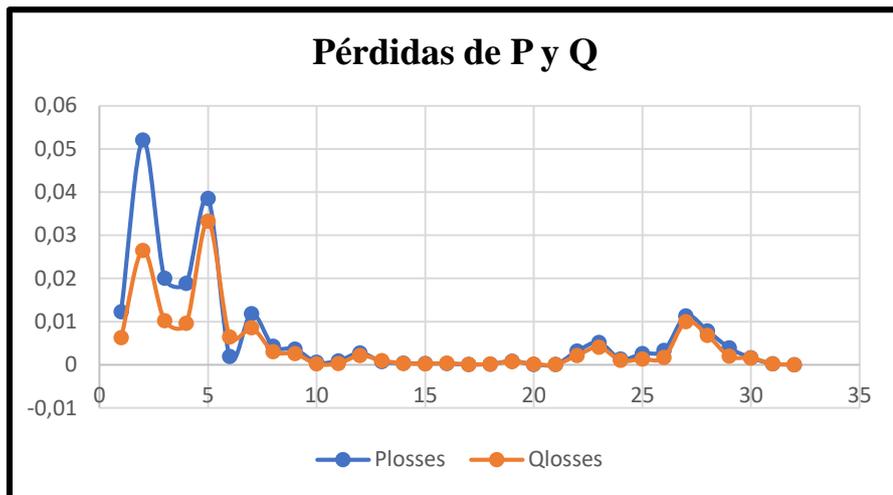
Anexo 3. Validación del modelo mediante líneas de transmisión.

Name	Grid	Terminal i	Terminal j	U, Magnitude	U, Magnitude	Loading	Losses (total)	Reactive-Losses (total)
		Busbar	Busbar	Terminal i in p.u.	Terminal j in p.u.	%	Terminal i in MW	Terminal i in Mvar
Line 01	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 01	BUS 02	1	0,9970262	21,08045	0,0122917	0,00626584
Line 02	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 02	BUS 03	0,9970262	0,9828994	18,75717	0,05203586	0,02650346
Line 03	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 03	BUS 04	0,9828994	0,9753937	13,50719	0,02003238	0,01020228
Line 04	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 04	BUS 05	0,9753937	0,9679714	12,8333	0,01882941	0,00959011
Line 05	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 05	BUS 06	0,9679714	0,9495037	12,52142	0,03852233	0,03325432
Line 06	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 06	BUS 07	0,9495037	0,9459813	5,883382	0,00194393	0,00642578
Line 07	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 07	BUS 08	0,9459813	0,9323345	4,805812	0,01185786	0,0085577
Line 08	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 08	BUS 09	0,9323345	0,9260065	3,712801	0,00425953	0,00306025
Line 09	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 09	BUS 10	0,9260065	0,9201369	3,403594	0,00362825	0,00257175
Line 10	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 10	BUS 11	0,9201369	0,9192688	3,092825	0,00056418	0,00018653
Line 11	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 11	BUS 12	0,9192688	0,917755	2,827248	0,00089781	0,00029687
Line 12	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 12	BUS 13	0,917755	0,9115845	2,4837	0,00271673	0,00213748
Line 13	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 13	BUS 14	0,9115845	0,9092965	2,138388	0,00074297	0,00097796
Line 14	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 14	BUS 15	0,9092965	0,9078709	1,43232	0,00036374	0,00032373
Line 15	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 15	BUS 16	0,9078709	0,9064901	1,131809	0,0002868	0,00020944
Line 16	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 16	BUS 17	0,9064901	0,904444	0,814283	0,0002564	0,00034234
Line 17	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 17	BUS 18	0,904444	0,9038312	0,4965416	0,00005414	0,00004246

Line 18	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 02	BUS 19	0,9970262	0,9964978	1,808718	0,00016096	0,0001536
Line 19	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 19	BUS 20	0,9964978	0,9929202	1,357989	0,00083218	0,00074986
Line 20	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 20	BUS 21	0,9929202	0,9922157	0,9056374	0,00010076	0,00011771
Line 21	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 21	BUS 22	0,9922157	0,9915783	0,4529641	0,00004363	0,00005769
Line 22	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 03	BUS 23	0,9828994	0,9793137	4,848192	0,00318163	0,00217397
Line 23	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 23	BUS 24	0,9793137	0,9726425	4,369558	0,00514366	0,00406166
Line 24	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 24	BUS 25	0,9726425	0,9693175	2,188511	0,00128744	0,00100739
Line 25	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 06	BUS 26	0,9495037	0,9475751	6,532992	0,00259921	0,00132393
Line 26	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 26	BUS 27	0,9475751	0,9450123	6,246516	0,00332676	0,00169381
Line 27	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 27	BUS 28	0,9450123	0,9335768	5,962054	0,01129299	0,00995682
Line 28	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 28	BUS 29	0,9335768	0,9253617	5,696092	0,00782779	0,00681939
Line 29	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 29	BUS 30	0,9253617	0,9218057	5,056556	0,00389284	0,00198286
Line 30	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 30	BUS 31	0,9218057	0,9176461	2,333953	0,00159237	0,00157374
Line 31	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 31	BUS 32	0,9176461	0,9167311	1,512243	0,00021302	0,00024829
Line 32	IEEE 33 BUS SYSTEM	BUS 32	BUS 33	0,9167311	0,9164475	0,358637	0,00001316	0,00002046
TOTAL (kW)							210,8	142,9

Fuente: Los autores.

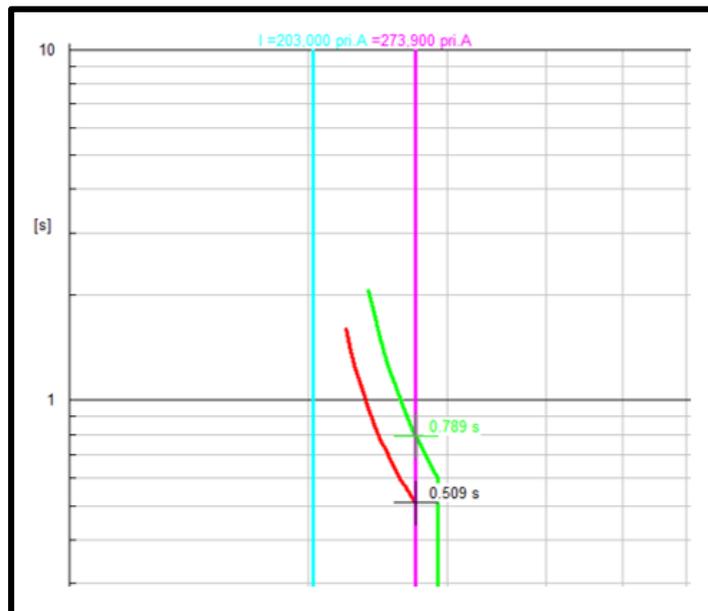
Anexo 4. Pérdidas de potencia P y Q.



Fuente: Los autores.

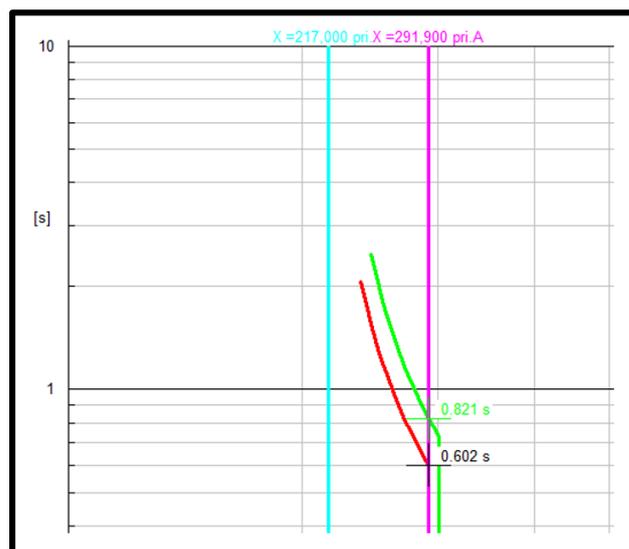
Anexo 5. Curvas de las protecciones con sus respectivos tiempos de operación, tanto de las principales como las de respaldo.

A. Barra 16.



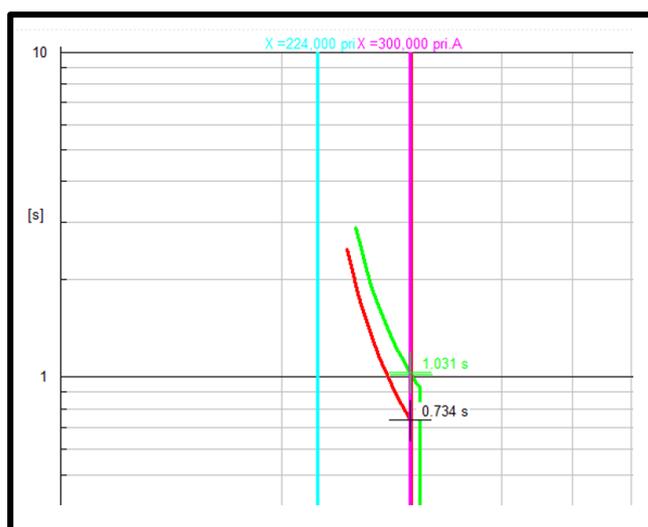
Fuente: Los autores.

B. Barra 15.



Fuente: Los autores.

C. Barra 14.



Fuente: Los autores.

Anexo 6. Pérdidas totales tanto de potencia activa (P) como de potencia reactiva (Q), según Hemamalini.

Name	Grid	Terminal i	Terminal j	Loading	Losses (total)	Reactive-Losses (total)
		Busbar	Busbar	%	Terminal i in MW	Terminal i in Mvar
Line 01	IEEE 33 BUS	BUS 01	BUS 02	11,40228	0,00359613	0,00183317
Line 02	IEEE 33 BUS	BUS 02	BUS 03	9,910875	0,01452754	0,00739932
Line 03	IEEE 33 BUS	BUS 03	BUS 04	7,520094	0,00620939	0,00316238
Line 04	IEEE 33 BUS	BUS 04	BUS 05	7,158966	0,0058595	0,00298433
Line 05	IEEE 33 BUS	BUS 05	BUS 06	7,041656	0,01218302	0,01051696
Line 06	IEEE 33 BUS	BUS 06	BUS 07	2,844103	0,00045427	0,00150163

Line 07	IEEE 33 BUS	BUS 07	BUS 08	2,021796	0,00209869	0,0015146
Line 08	IEEE 33 BUS	BUS 08	BUS 09	1,499592	0,00069487	0,00049923
Line 09	IEEE 33 BUS	BUS 09	BUS 10	1,499754	0,00070447	0,00049934
Line 10	IEEE 33 BUS	BUS 10	BUS 11	1,557765	0,00014312	0,00004732
Line 11	IEEE 33 BUS	BUS 11	BUS 12	1,584542	0,00028201	0,00009325
Line 12	IEEE 33 BUS	BUS 12	BUS 13	1,693189	0,00126258	0,00099338
Line 13	IEEE 33 BUS	BUS 13	BUS 14	1,853844	0,0005584	0,00073502
Line 14	IEEE 33 BUS	BUS 14	BUS 15	1,331442	0,00031431	0,00027974
Line 15	IEEE 33 BUS	BUS 15	BUS 16	1,051996	0,00024778	0,00018094
Line 16	IEEE 33 BUS	BUS 16	BUS 17	0,7567893	0,00022147	0,0002957
Line 17	IEEE 33 BUS	BUS 17	BUS 18	0,4614673	0,00004676	0,00003667
Line 18	IEEE 33 BUS	BUS 02	BUS 19	1,805405	0,00016037	0,00015303
Line 19	IEEE 33 BUS	BUS 19	BUS 20	1,355497	0,00082913	0,00074711
Line 20	IEEE 33 BUS	BUS 20	BUS 21	0,9039744	0,00010039	0,00011728
Line 21	IEEE 33 BUS	BUS 21	BUS 22	0,4521319	0,00004347	0,00005748
Line 22	IEEE 33 BUS	BUS 03	BUS 23	4,79076	0,0031067	0,00212277
Line 23	IEEE 33 BUS	BUS 23	BUS 24	4,317715	0,00502233	0,00396585
Line 24	IEEE 33 BUS	BUS 24	BUS 25	2,162463	0,00125697	0,00098355
Line 25	IEEE 33 BUS	BUS 06	BUS 26	5,182969	0,00163597	0,0008333
Line 26	IEEE 33 BUS	BUS 26	BUS 27	5,227106	0,00232953	0,00118608
Line 27	IEEE 33 BUS	BUS 27	BUS 28	5,288691	0,00888615	0,00783475
Line 28	IEEE 33 BUS	BUS 28	BUS 29	5,387351	0,00700222	0,00610017
Line 29	IEEE 33 BUS	BUS 29	BUS 30	5,533228	0,00466138	0,00237432
Line 30	IEEE 33 BUS	BUS 30	BUS 31	5,063994	0,00749626	0,00740856
Line 31	IEEE 33 BUS	BUS 31	BUS 32	1,401309	0,00018292	0,0002132
Line 32	IEEE 33 BUS	BUS 32	BUS 33	0,3323177	0,0000113	0,00001757
TOTAL (kW)					92,1294	66,688

Fuente: Los autores.

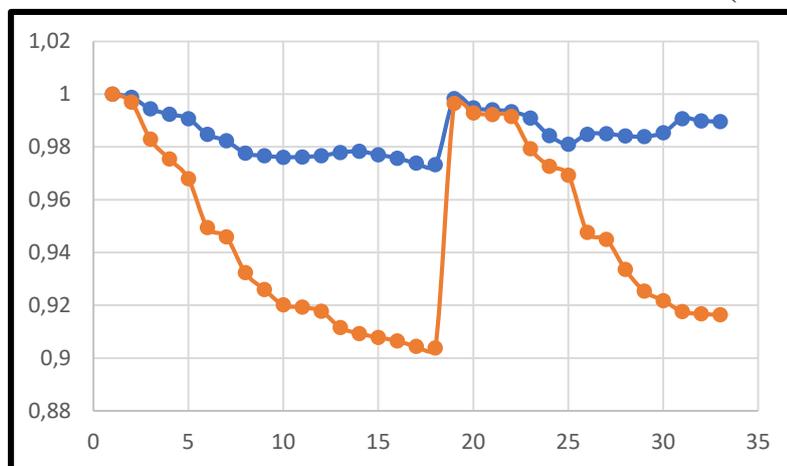
Anexo 7. Voltajes y ángulos de cada barra con presencia de GD de Hemamalini.

Name	Grid	Nom.L- L Volt.	U _l , Magnitude	u, Magnitude	U, Angle
		kV	kV	p.u.	deg
BUS 01	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	0
BUS 02	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,64535	0,9988425	0,06451751
BUS 03	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58968	0,9944452	0,4139353
BUS 04	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,56409	0,9924244	0,6279839
BUS 05	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,54251	0,99072	0,8490849
BUS 06	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,46652	0,9847175	1,34341
BUS 07	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,4359	0,9822983	1,303234
BUS 08	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,37664	0,9776179	1,507244
BUS 09	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,3638	0,9766035	1,647748
BUS 10	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,35738	0,9760964	1,798933
BUS 11	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,359	0,9762245	1,823721
BUS 12	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,36376	0,9766002	1,868781

BUS 13	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,37979	0,9778668	2,111362
BUS 14	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,38564	0,9783286	2,2416
BUS 15	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,36886	0,9770034	2,208398
BUS 16	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,35262	0,97572	2,187915
BUS 17	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,32854	0,9738182	2,119892
BUS 18	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,32133	0,9732486	2,111454
BUS 19	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,63867	0,9983151	0,05372624
BUS 20	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,59346	0,9947441	-0,01300872
BUS 21	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58456	0,9940409	-0,03229587
BUS 22	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,5765	0,9934046	-0,05256898
BUS 23	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,54482	0,990902	0,3836869
BUS 24	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,46136	0,98431	0,2970255
BUS 25	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,41977	0,9810246	0,2543558
BUS 26	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,46737	0,9847844	1,43732
BUS 27	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,47027	0,9850138	1,569325
BUS 28	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,45884	0,9841104	2,16148
BUS 29	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,45667	0,9839394	2,619102
BUS 30	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,47512	0,9853967	2,855216
BUS 31	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,5425	0,9907186	3,310953
BUS 32	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,53176	0,9898706	3,29119
BUS 33	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,52844	0,9896079	3,284562

Fuente: Los autores.

Anexo 8. Perfil de tensiones de sistema base vs sistema con GD (Hemamalini).



Fuente: Los autores.

Anexo 9. Pérdidas totales tanto de potencia activa (P) como de potencia reactiva (Q), según Prakash.

Name	Grid	Terminal i	Terminal j	Loading	Losses (total)	Reactive-Losses (total)
		Busbar	Busbar	%	Terminal i in MW	Terminal i in Mvar
Line 01	IEEE 33 BUS	BUS 01	BUS 02	5,277804	0,00077048	0,00039276
Line 02	IEEE 33 BUS	BUS 02	BUS 03	2,946257	0,00128384	0,0006539
Line 03	IEEE 33 BUS	BUS 03	BUS 04	2,055234	0,00046379	0,00023621

Line 04	IEEE 33 BUS	BUS 04	BUS 05	1,415807	0,00022918	0,00011672
Line 05	IEEE 33 BUS	BUS 05	BUS 06	1,14364	0,00032135	0,00027741
Line 06	IEEE 33 BUS	BUS 06	BUS 07	1,37769	0,00010659	0,00035235
Line 07	IEEE 33 BUS	BUS 07	BUS 08	0,4756076	0,00011614	0,00008381
Line 08	IEEE 33 BUS	BUS 08	BUS 09	0,8172375	0,00020637	0,00014827
Line 09	IEEE 33 BUS	BUS 09	BUS 10	1,096434	0,00037652	0,00026688
Line 10	IEEE 33 BUS	BUS 10	BUS 11	1,379912	0,00011231	0,00003713
Line 11	IEEE 33 BUS	BUS 11	BUS 12	1,606217	0,00028978	0,00009582
Line 12	IEEE 33 BUS	BUS 12	BUS 13	1,910181	0,00160693	0,00126431
Line 13	IEEE 33 BUS	BUS 13	BUS 14	1,948978	0,00061718	0,00081239
Line 14	IEEE 33 BUS	BUS 14	BUS 15	1,305193	0,00030204	0,00026882
Line 15	IEEE 33 BUS	BUS 15	BUS 16	1,031232	0,00023809	0,00017387
Line 16	IEEE 33 BUS	BUS 16	BUS 17	0,7418353	0,00021281	0,00028413
Line 17	IEEE 33 BUS	BUS 17	BUS 18	0,4523451	0,00004493	0,00003523
Line 18	IEEE 33 BUS	BUS 02	BUS 19	1,804659	0,00016023	0,00015291
Line 19	IEEE 33 BUS	BUS 19	BUS 20	1,354936	0,00082845	0,00074649
Line 20	IEEE 33 BUS	BUS 20	BUS 21	0,9035998	0,00010031	0,00011718
Line 21	IEEE 33 BUS	BUS 21	BUS 22	0,4519444	0,00004344	0,00005743
Line 22	IEEE 33 BUS	BUS 03	BUS 23	0,7596214	0,00007811	0,00005337
Line 23	IEEE 33 BUS	BUS 23	BUS 24	0,5495078	0,00008135	0,00006424
Line 24	IEEE 33 BUS	BUS 24	BUS 25	2,10923	0,00119585	0,00093573
Line 25	IEEE 33 BUS	BUS 06	BUS 26	0,6873856	0,00002878	0,00001466
Line 26	IEEE 33 BUS	BUS 26	BUS 27	0,9749027	0,00008103	0,00004126
Line 27	IEEE 33 BUS	BUS 27	BUS 28	1,267296	0,00051024	0,00044987
Line 28	IEEE 33 BUS	BUS 28	BUS 29	1,555652	0,00058386	0,00050865
Line 29	IEEE 33 BUS	BUS 29	BUS 30	2,171961	0,00071823	0,00036584
Line 30	IEEE 33 BUS	BUS 30	BUS 31	2,150952	0,00135245	0,00133662
Line 31	IEEE 33 BUS	BUS 31	BUS 32	1,393598	0,00018091	0,00021086
Line 32	IEEE 33 BUS	BUS 32	BUS 33	0,3304888	0,00001117	0,00001737
TOTAL (kW)					13,25274	10,57249

Fuente: Los autores.

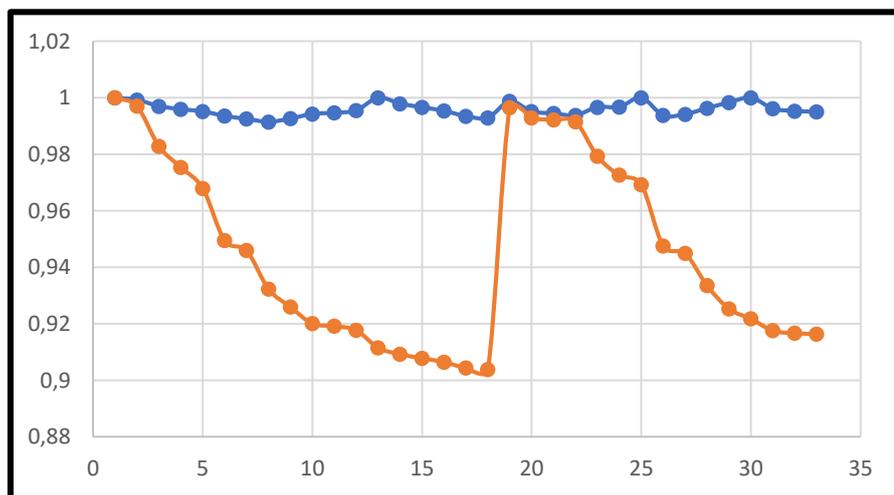
Anexo 10. Voltajes y ángulos de cada barra con presencia de GD de Prakash.

Name	Grid	Nom.L-L Volt.	U, Magnitude	u, Magnitude	U, Angle
		kV	kV	p.u.	deg
BUS 01	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	0
BUS 02	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,65054	0,9992528	0,00038904
BUS 03	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,62232	0,9970241	0,00499388
BUS 04	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,60847	0,9959298	0,02623274
BUS 05	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,59891	0,9951743	0,04579238
BUS 06	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,5784	0,9935543	0,07410123
BUS 07	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,56518	0,9925103	0,03784522
BUS 08	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,5522	0,9914847	0,09059699
BUS 09	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,56672	0,9926322	0,1387142

BUS 10	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58762	0,9942829	0,1952194
BUS 11	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,59248	0,994667	0,1994234
BUS 12	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,60338	0,9955273	0,2053775
BUS 13	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	0,3176632
BUS 14	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,6336	0,997915	0,2509911
BUS 15	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61716	0,996616	0,2190724
BUS 16	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,60123	0,995358	0,1993786
BUS 17	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,57763	0,9934938	0,1340036
BUS 18	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,57056	0,9929356	0,1258934
BUS 19	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,64387	0,9987256	-0,01039338
BUS 20	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,59868	0,995156	-0,07707337
BUS 21	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58978	0,9944531	-0,09634455
BUS 22	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58172	0,9938171	-0,1166009
BUS 23	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61783	0,996669	-0,02048023
BUS 24	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61847	0,9967196	-0,06984474
BUS 25	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	-0,07743714
BUS 26	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,5809	0,9937518	0,07889753
BUS 27	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,58604	0,994158	0,08617568
BUS 28	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61324	0,9963064	0,1537166
BUS 29	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,6388	0,9983256	0,2133005
BUS 30	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,66	1	0,2274141
BUS 31	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,61147	0,9961669	0,1557144
BUS 32	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,6008	0,9953236	0,1361579
BUS 33	IEEE 33 BUS SYSTEM	12,66	12,59749	0,9950624	0,1295987

Fuente: Los autores.

Anexo 11. Perfil de tensiones del sistema con GD de Prakash.



Fuente: Los autores.

Anexo 12. Modelo de 4 barras.

Para una mejor comprensión del modelo de 33 barras analizado en la tesis, se ha optado por detallar de mejor manera la coordinación de las protecciones en un sistema más simple de 4 barras. El modelo de cuatro barras se lo obtiene a partir del sistema de 33 barras, considerando solamente las cuatro primeras barras de la troncal principal como se observa en la siguiente figura:

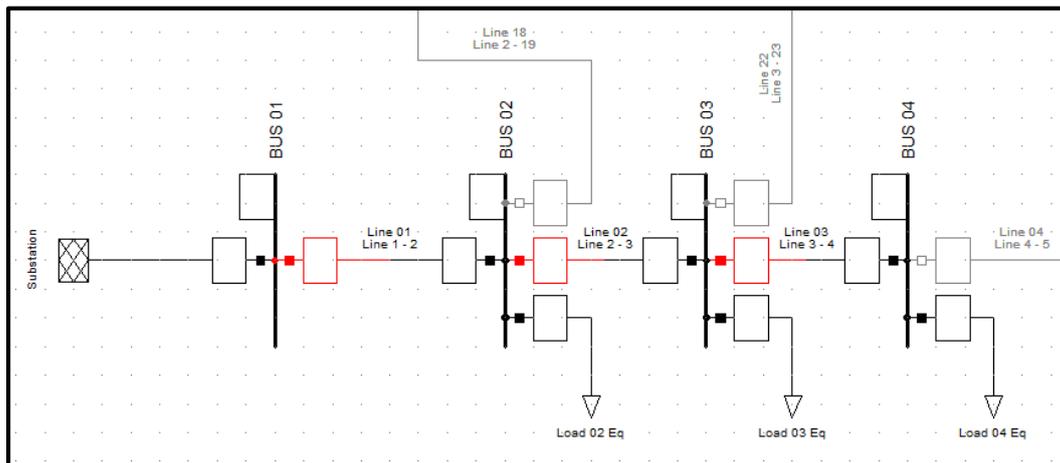


Figura 15. Modelo de 4 barras a partir de caso base simulado en DIgSILENT.

Fuente: Los autores.

12.1. Descripción del modelo.

Las impedancias de cada línea del modelo de cuatro barras, se describen en la siguiente tabla.

Tabla 24. Valores de las potencias activa y reactiva del sistema de 4 barras.

Línea	Resistencia (Ohm/Km)	Reactancia (Ohm/Km)
01	0,0922	0,047
02	0,493	0,2511
03	0,366	0,1864

Fuente: Los autores.

Las cargas de cada barra fueron obtenidas considerando una carga equivalente a partir del sistema de 33 barras, es decir, se sumó las cargas que se encontraban en todos los ramales de las primeras cuatro barras del sistema. Los datos obtenidos de potencias activa y reactiva, se los describe en la siguiente tabla:

Tabla 25. Valores de las potencias activa y reactiva del sistema de 4 barras.

CARGAS	P (kW)	Q (kVAr)
Load 02	460	220
Load 03	1020	490
Load 04	2235	1590
TOTAL	3715	2300

Fuente: Los autores.

Para la obtención de los perfiles de voltajes y ángulos, se simuló un flujo de potencia, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 26. Valores de voltaje y ángulos del sistema de 4 barras.

Name	Nom.L-L Volt.	U _l , Magnitude	u, Magnitude	U, Angle
	[kV]	[kV]	p.u.	deg
BUS 01	12,66	12,66	1	0
BUS 02	12,66	12,635	0,998025	0,038668
BUS 03	12,66	12,52376	0,9892388	0,2504021
BUS 04	12,66	12,4784	0,9856559	0,4135294

Fuente: Los autores.

Anexo 13. Corrientes de cortocircuito por método IEC 60909 para sistema de 4 barras.

Para la coordinación de las protecciones se necesita las corrientes de fallas máximas y mínimas. En esta sección se obtendrá matemáticamente todos los valores que necesitan los relés en la barra 3 del sistema de 4 barras. De esta manera se pretende comprender de manera más detallada como se realizó la coordinación de las protecciones en el sistema de 33 barras de manera matemática. Considerando los siguientes valores.

$$S_n = 10MVA$$

$$V_n = 12.66kV$$

$$X/R = \frac{1}{15}$$

$$Z_{fuente} = \frac{V_n^2}{S_n} = 16.0276\Omega$$

13.1. Cálculo de impedancias

Para determinar las impedancias en cada línea del sistema de 4 barras, se considera los datos de resistencia y reactancia dados, después se los lleva a forma polar y se toma el valor real.

$$L_{01} = 0.0922 + j0.047 [\Omega] = 0.1035 \angle 0.4714$$

$$Z_1 = 0.1035\Omega$$

$$L_{02} = 0.493 + j0.2511[\Omega] = 0.5533\angle 0.4710$$

$$Z_2 = 0.5533\Omega$$

$$L_{03} = 0.366 + j0.1864[\Omega] = 0.4107\angle 0.4711$$

$$Z_3 = 0.4107\Omega$$

Al no existir en el sistema transformadores, ni un generador, las impedancias de simétricas son iguales.

$$Z_d = Z_i = Z_0$$

$$Z_d = Z_{fuente} + Z1 + Z2$$

13.2. Corrientes de cortocircuito máximas

Para determinar las corrientes de cortocircuito máximas se determinarán en la barra 3. Según el método IEC 60909, el valor de C=1.1 para determinar corrientes de cortocircuito con valores de voltaje mayores a 1 Kv.

- Trifásica

$$\begin{aligned} I_{CC_{max}} &= \frac{C * V_n}{\sqrt{3} * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\ &= \frac{1.1 * 12666}{\sqrt{3} * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\ &= 486.2827 A \end{aligned}$$

- Bifásica

$$\begin{aligned} I_{CC_{max}} &= \frac{C * V_n}{\sqrt{3} * 2 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\ &= \frac{1.1 * 12666}{\sqrt{3} * 2 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\ &= 443.1413 A \end{aligned}$$

- Monofásica a tierra

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{max}} &= \frac{C * Vn * \sqrt{3}}{2 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\
 &= \frac{1.1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 486.2826 A
 \end{aligned}$$

- Bifásica a tierra

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{max}} &= \frac{C * Vn * \sqrt{3}}{3 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\
 &= \frac{1.1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 486.2826 A
 \end{aligned}$$

13.3. Corrientes de cortocircuito mínimas

Para determinar las corrientes de cortocircuito mínimas se determinarán en la barra 3. Según el método IEC 60909, el valor de C=1 para determinar corrientes de cortocircuito con valores de voltaje mayores a 1 Kv.

- Trifásica

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{min}} &= \frac{C * Vn}{\sqrt{3} * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\
 &= \frac{1 * 12666}{\sqrt{3} * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 442.0751 A
 \end{aligned}$$

- Bifásica

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{min}} &= \frac{C * Vn}{\sqrt{3} * 2 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2)} \\
 &= \frac{1 * 12666}{\sqrt{3} * 2 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 221.0376 A
 \end{aligned}$$

- Monofásica a tierra

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{\min}} &= \frac{C * V_n * \sqrt{3}}{2 * (Z_{fuente} + Z_1 + Z_2)} \\
 &= \frac{1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 442.0751 A
 \end{aligned}$$

- Bifásica a tierra

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{\min}} &= \frac{C * V_n * \sqrt{3}}{3 * (Z_{fuente} + Z_1 + Z_2)} \\
 &= \frac{1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 442.0751 A
 \end{aligned}$$

Anexo 14. Coordinación de protecciones

14.1. Corriente de operación para TC

Para el dimensionamiento del TC se toma la corriente de cortocircuito máxima y se determina el factor k.

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{\max}} &= \frac{C * V_n}{\sqrt{3} * (Z_{fuente} + Z_1 + Z_2)} \\
 &= \frac{1.1 * 12666}{\sqrt{3} * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107)} \\
 &= 486.2827 A
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 k &= 1.02 + 0.9e^{-3\frac{X}{R}} \\
 &= 1.02 + 0.9e^{-\frac{3}{15}} \\
 &= 1.8224
 \end{aligned}$$

$$I_p = k * \sqrt{2} * I_{cc_{\max}}$$

$$= 1.8224 * \sqrt{2} * 486.2827$$

$$= 1253.2783$$

14.1.1. Corrientes de cortocircuito máximas para calibración de TC

Se determinó las corrientes de cortocircuitos para el TC, realizando una comparación entre el método IEC 60909 matemáticamente y de forma simulada por el software Digsilent, encontrando un error aproximado del 5% entre la comparación. Tomando los valores dados por la simulación, descritos en la siguiente tabla.

Tabla 27. Corrientes de cortocircuito para TC, simulados en el sistema de 4 barras.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PARA TC		
Tipo de falla	Magnitud de Icc [A]	BUS
Trifásica	-	4
	1107	3
	1164	2
	1175	1

Fuente: Los autores.

14.1.2. Dimensionamiento de TC

Para determinar la corriente del TC se utiliza la corriente de cortocircuito máxima dividida para el factor límite de precisión del TC, siendo este de 10 para los TC's del sistema y a este resultado se le suma un factor de seguridad de 100. A continuación, se realiza un ejemplo con los datos obtenidos en la barra 3 del sistema utilizando la Ec. (2).

$$I_{TC} = \frac{I_{pico}}{FLP} + 100$$

$$I_{TC3} = \frac{1107}{10} + 100$$

$$I_{TC3} = 210,7 [A]$$

Como en el mercado no existe TC's de este valor se le aproxima al inmediato superior, en este caso nos daría una corriente de 200 [A] en el primario y podemos utilizar una corriente del secundario de 1 [A] para todos los TC's del sistema, como se muestra en la siguiente tabla, detallando los valores de las corrientes.

Tabla 28. Valores de la relación de transformación

Dimensionamiento de TC's del sistema utilizando un 5P10			
Corriente calculada [A]	Corriente del primario [A]	BUS	Corriente del secundario [A]
-	-	4	-
210,7	300	3	1
216,4	300	2	
217,5	300	1	

Fuente: Los autores.

14.2. Corriente de operación para relé 50

Para determinar la corriente con la que trabajará la protección 50 se toma la corriente de cortocircuito máxima, pero al 80% de la línea 3, ya que va hacer este el rango que protegerá el relé.

$$\begin{aligned}
 I_{cc_{\max 80\%}} &= \frac{C * Vn * \sqrt{3}}{3 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2 + (Z3 * 80\%))} \\
 &= \frac{1.1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107 + 0.3286)} \\
 &= 476.8109 A
 \end{aligned}$$

14.2.1. Corrientes de cortocircuito máximas para calibración de relé 50

Se determinó las corrientes de cortocircuitos para la protección 50, realizando una comparación entre el método IEC 60909 matemáticamente y de forma simulada por el software Digsilent, encontrando un error aproximado del 5% entre la comparación. Tomando los valores dados por la simulación, descritos en la siguiente tabla.

Tabla 29. Corrientes de cortocircuito para relé 50, simulados en el sistema de 4 barras

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PARA RELÉ 50		
Tipo de falla	Magnitud de Icc [A]	BUS
Bifásica a tierra	-	4
	447	3
	453	2
	459	1

Fuente: Los autores.

14.2.2. Dimensionamiento del relé 50.

Para determinar la corriente del relé 50 se utiliza la corriente de cortocircuito máxima dividida para el factor límite de precisión del TC o también conocida como a relación de transformación.

A continuación, se realiza un ejemplo con los datos obtenidos en la barra 3 del sistema utilizando la Ec. (3).

$$I_{pickup3}^{50} = \frac{I_{CC.m\acute{a}x}}{RTC}$$

$$I_{pickup3}^{50} = \frac{447}{\frac{300}{1}}$$

$$I_{pickup3}^{50} = 1,49 \text{ [A]}$$

Tabla 30. Corrientes de arranque para relé 50, simulados en el sistema de 4 barras

Dimensionamiento de Relé 50	
Corriente Pickup [A]	BUS
-	4
1,49	3
1,51	2
1,53	1

Fuente: Los autores.

14.3. Corriente de operación para relé 51

Para determinar la corriente con la que trabajará la protección 51 se toma la corriente de cortocircuito mínima hasta la línea 3, también se considera una resistencia de 10 ohms para fallas fase-tierra.

$$I_{cc_{f-t}} = \frac{C * V_n * \sqrt{3}}{3 * (Z_{fuente} + Z_1 + Z_2 + Z_3 + 10)}$$

$$= \frac{1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.5533 + 0.4107 + 10)}$$

$$= 269.8908 \text{ A}$$

14.3.1. Corrientes de cortocircuito mínimas para calibración de relé 51

Se determinó las corrientes de cortocircuitos para la protección 50, realizando una comparación entre el método IEC 60909 matemáticamente y de forma simulada por el software DIGSILET, encontrando un error aproximado del 5% entre la comparación. Tomando los valores dados por la simulación, descritos en la siguiente tabla.

Tabla 31. Corrientes de cortocircuito para relé 51, simulados en el sistema de 4 barras

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS PARA RELÉ 51		
Tipo de falla	Magnitud de Icc [A]	BUS
Bifásica a tierra	-	4
	353	3
	360	2
	371	1

Fuente: Los autores.

14.3.2. Dimensionamiento del relé 51.

Para establecer la corriente del relé 50 se utiliza la corriente de cortocircuito mínima dividida para el factor límite de precisión del TC. A continuación, se realiza un ejemplo con los valores obtenidos en la barra 3 del sistema utilizando la Ec. (4).

$$I_{pickup3}^{51} = \frac{I_{CC.mín}}{RTC}$$

$$I_{pickup3}^{51} = \frac{353}{\frac{300}{1}}$$

$$I_{pickup3}^{51} = 1,765[A]$$

Tabla 32. Corriente de arranque para relé 51

Dimensionamiento de Relé 51	
Corriente Pickup [A]	BUS
-	4
1,177	3
1,2	2
1,237	1

Fuente: Los autores.

14.4. Corriente de operación para Dial de relé 51

Para determinar la corriente con la que trabajará la protección 50 se toma la corriente de cortocircuito máxima, pero al 85% de la línea 3, ya que va hacer este el rango que protegerá el relé.

$$I_{cc_{max 85\%}} = \frac{C * Vn * \sqrt{3}}{3 * (Z_{fuente} + Z1 + Z2 + (Z3 * 85\%))}$$

$$= \frac{1.1 * 12666 * \sqrt{3}}{3 * (16.0276 + 0.1035 + 0.4107 + 0.3491)}$$

$$= 476.2322 A$$

Tabla 33. Valores para ajuste de dial del relé 51

Dimensionamiento de DIAL y tiempos de operación para Relé 51					
Curva	Dial	Protección principal [s]	Protección respaldo [s]	Δt [s]	BUS
-	-	-	-	-	4
ANSI Short inverse	0,5	0,393	-	-	3
ANSI Short inverse	0,8	0,648	0,692	0,299	2
ANSI Short inverse	1	0,874	0,948	0,3	1

Fuente: Los autores.