



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Sección de Estudios de Posgrado e Investigación

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Coordinación de Protecciones en
Sistemas de Distribución con Generación
Distribuida**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA

P R E S E N T A:

JORGE ALBERTO MORALES VALLEJO



MÉXICO, D. F.

JUNIO 2007



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 11 del mes de Mayo del 2007 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ”

Presentada por el alumno:

MORALES

Apellido paterno

VALLEJO

materno

JORGE ALBERTO

nombre(s)

Con registro:

B	0	4	0	9	5	3
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER

Tercer Vocal

M. EN C. RAÚL MÉNDEZ ALBORES

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Suplente

DR. PABLO GÓMEZ ZAMORANO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día **28** del mes **Mayo** del año **2007**, el (la) que suscribe **Jorge A. Morales Vallejo** alumno(a) del Programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **B040953**, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la **ESIME Unidad Zacatenco**, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. David Sebastián Baltazar** y cede los derechos del trabajo intitulado: **“Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida”** , al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: joralmova@hotmail.com, joralmova@yahoo.com.mx, dsebasti@hotmail.com, dsebasti@ipn.mx.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Jorge A. Morales Vallejo
Nombre y firma

RESUMEN

Los sistemas de distribución, son diseñados para operar sin generación distribuida, es por eso que al conectar generación distribuida a las redes de distribución puede impactar en el flujo de energía, en las condiciones de voltaje para los consumidores y en los equipos instalados. Estos impactos pueden manifestarse en forma positiva o negativa, dependiendo de las características del sistema de distribución y de la generación distribuida.

Los casos de estudio en este trabajo se realizan sobre una base de datos de una red de distribución real y están enfocados a establecer distintos escenarios en que la generación distribuida impacta a la coordinación esquemas de protecciones, lo cual sirve de apoyo para determinar cuales deben ser los ajustes en los relevadores de sobrecorriente para mantener la coordinación, aún con generación distribuida. Por otro lado, se analiza el comportamiento de los esquemas de protección propuestos para la generación distribuida, en relación a la pérdida de estabilidad de las máquinas síncronas utilizadas en dicha generación. Se analizan los ajustes propuestos en los esquemas de protección para la liberación del efecto isla y se presenta un caso donde la estabilidad de las máquinas síncronas, utilizadas en la generación distribuida, se ve afectada debido a la operación aislada con respecto a la red. Finalmente, se presenta una metodología para determinar los ajustes de los relevadores de sobrecorriente que protegen la red de distribución real de prueba, considerando la operación de dicha red con generación distribuida y sin generación distribuida.

ABSTRACT

Distribution systems are usually designed to operate without distributed generation. This is the reason that, when distributed generation is connected to the system, it can impact energy flow and customers' and electrical equipment voltage quality. The impacts of distributed generation can either improve or deteriorate distribution system operating conditions, depending on system and distributed generation characteristics.

The test cases presented in this work are based in an actual distribution network, and are prepared so as to present different interesting scenarios in which distributed generation affects protection coordination, in order to determine protection settings able to comply with the new system protection requirements imposed by distributed generation.

The operation of the selected protection devices and settings is also analyzed when distributed generation systems become unstable. Of particular interest are the protection settings designed to eliminate the islanding effect, and a case showing how this isolated operation affects the stability distributed generation, is shown.

Finally, a methodology able to determine the settings of overcurrent relays, in order to protect a distribution system, considering the operation with and without distributed generation is presented.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1	INTRODUCCIÓN	1
1.2	OBJETIVO	3
1.3	JUSTIFICACIÓN	3
1.4	ANTECEDENTES	4
1.4.1	Problemas en los esquemas de protecciones debido a la generación distribuida	4
1.4.2	Efecto isla	5
1.4.3	Impacto en la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia.	7
1.5	APORTACIONES DE LA TESIS	7
1.6	LIMITACIONES Y ALCANCES	8
1.7	ESTRUCTURA DE LA TESIS	9

CAPITULO 2

ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1	INTRODUCCIÓN	10
2.2	CARACTERÍSTICAS DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	11
2.2.1	Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	12
2.2.2	Fusibles protectores en redes de distribución	13
2.3	COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	13
2.4	IMPACTO DE LA GD EN LA COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN	16

2.4.1	Impacto de la GD instalada debido a su localización en la red de distribución	17
2.4.1.1	Distintas corrientes de falla debidas a la localización de la GD	17
2.4.1.2	Corrientes de falla iguales debidas a la localización de la GD	20
2.4.1.3	Corrientes de falla debidas a la localización de la GD sin impacto en la coordinación de los esquemas de protección	21
2.4.2	Impacto de la GD debido a su capacidad de generación	21
2.4.3	Impacto en la coordinación debido a las unidades de GD conectadas a la red de distribución.	23
2.5	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	24

CAPITULO 3

EFFECTO ISLA Y ESTABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1	INTRODUCCIÓN	25
3.2	FORMACIÓN DE ISLAS Y SU EFECTO EN LA ESTABILIDAD DE LA GD	26
3.3	COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE Y LA FRECUENCIA EN LA FORMACIÓN DE ISLAS	28
3.4	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA FORMACIÓN DE ISLAS	30
3.4.1	Relevador de frecuencia (81)	31
3.4.2	Relevador de bajo voltaje (27)	32
3.4.3	Relevador de Sobrecorriente de tiempo inverso (51)	32
3.5	COORDINACIÓN DE LOS RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA, BAJO VOLTAJE Y SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO	33
3.6	OTROS FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD	34
3.7	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	36
3.8	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	38

CAPITULO 4

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL

4.1	INTRODUCCIÓN	39
4.2	DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL	40
4.3	FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL	42
4.3.1	Perfiles de voltaje de Red de distribución de real sin GD	42
4.3.2	Perfiles de voltaje de Red de distribución de real con GD	45
4.4	PROBLEMAS DE LA GD EN LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	46
4.4.1	Ajuste de los dispositivos de protección de la red de distribución real	48
4.4.1.1	Ajuste del Relevador 14	48
4.4.1.2	Ajuste del Relevador 11	49
4.4.1.3	Ajuste del Relevador 9	50
4.4.2	Operación de los dispositivos protección de la red de distribución real	50
4.5	EFFECTO ISLA Y ESTABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL	53
4.5.1	Formación de una isla debido a una falla y su impacto en la estabilidad transitoria	53
4.5.2	Formación de una isla sin falla y su impacto en la estabilidad transitoria	55
4.5.3	Protección para la detección de operación isla de la fuente de GD	56
4.5.3.1	Ajuste del relevador de bajo voltaje (27)	57
4.5.3.2	Ajuste del relevador de sobrevoltaje (59)	57
4.5.3.3	Ajuste del relevador de frecuencia (81)	58
4.5.3.4	Ajuste del Relevador de sobre corriente (51)	58
4.5.3.5	Operación de los relevadores ajustados	59
4.5.4	Estabilidad de Voltaje en los Buses al desconectar la GD	60
4.6	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	61

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1	CONCLUSIONES GENERALES	62
5.2	LOGROS	64
5.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	64

APÉNDICE A	66
AJUSTES DE RELEVADORES DE TIEMPO INVERSO PARA UNA RED DE PRUEBA	
APÉNDICE B	74
DATOS DE ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 4.1	
REFERENCIAS	77

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1	Representación del Efecto Isla	6
------------	--------------------------------	---

CAPITULO 2

Figura 2.1	Alimentador de Distribución con GD	12
Figura 2.2	Red de distribución	14
Figura 2.3	Curvas de operación de relevadores para falla monofásica al 1% de la línea 5.	15
Figura 2.4	Falla en el Alimentador de distribución con GD.	16
Figura 2.5	Red de Distribución con GD en el bus E y falla monofásica al 1% de la línea 5.	18
Figura 2.6	Curvas de operación de relevadores con GD en bus E y una falla monofásica al 1% de la línea 5.	19
Figura 2.7	Curvas de operación de relevadores con GD en bus D y una falla monofásica al 1% de la línea 5.	20
Figura 2.8	Curvas de operación de relevadores con GD en el bus C y una falla monofásica al 1% de la línea 5.	21
Figura 2.9	Curvas de operación de relevadores con una capacidad de GD de 28MVA.	22
Figura 2.10	Curvas de operación de relevadores con dos unidades de GD conectadas en los buses D y E.	24

CAPITULO 3

Figura 3.1	Formación de una isla debido a la apertura del int. 52-1 por falla en la línea 5.	26
Figura 3.2	Comportamiento del ángulo del rotor de la GD con controles y sin controles.	27
Figura 3.3	Formación de una isla debido a la apertura del int. 52-1 por mantenimiento.	27
Figura 3.4	Comportamiento del ángulo del rotor con distintas capacidades de GD.	28
Figura 3.5	Incremento del voltaje en la parte aislada.	29

Figura 3.6	Incremento de la frecuencia en la parte aislada.	29
Figura 3.7	Disminución del voltaje en la parte aislada.	30
Figura 3.8	Disminución de la frecuencia en la parte aislada.	30
Figura 3.9	Frecuencia vista por el relevador de baja frecuencia.	31
Figura 3.10	Voltaje visto por el relevador de bajo voltaje.	32
Figura 3.11	Corriente vista por el relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.	33
Figura 3.12	Figura 3.12. Frecuencia de falla mayor a la frecuencia de ajuste del relevado de baja frecuencia.	34
Figura 3.13	Figura 3.13. Red de distribución con GD conectada en el Bus C.	35
Figura 3.14	Figura 3.14. Comportamiento del ángulo del rotor de la GD para distintas localizaciones de falla.	36
Figura 3.15	Figura 3.15. Comportamiento del ángulo del rotor de la GD para distintos tiempos de liberación de falla.	36
Figura 3.16	Figura 3.16. Voltaje en p.u. de los Buses C, D, E, F y G para una falla en G.	37
Figura 3.17	Figura 3.17. Red de distribución con GD conectada en el Bus G.	38
Figura 3.18	Figura 3.18. Voltaje en p.u. de los Buses C, D, E, F y G, ante la desconexión de la GD.	38

CAPITULO 4

Figura 4.1	a) Red de Distribución de Real. b) Planta de GD.	41
Figura 4.2	Alimentador de Transmisión.	42
Figura 4.3	Alimentador del Bus-10 en la subestación B.	42
Figura 4.4	Perfil de voltaje del alimentador de Transmisión sin GD.	44
Figura 4.5	Perfil de voltaje del alimentador de Transmisión sin GD.	46
Figura 4.6	Relevadores afectados con la conexión de GD	47
Figura 4.7	Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores iniciales, 9, 11 y 14 sin GD	47
Figura 4.8	Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con ajustes iniciales 9, 11 y 14 con GD.	51

Figura 4.9	Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con los ajustes propuestos, 9, 11 y 14, sin GD.	52
Figura 4.10	Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con los ajustes propuestos, 9, 11 y 14, con GD.	52
Figura 4.11	Formación de una isla debido a una falla en Alim-10/2.	53
Figura 4.12	Ángulo del rotor de la GD con controles y sin controles.	54
Figura 4.13	Voltaje en el bus 12 con controles y sin controles.	54
Figura 4.14	Potencia activa en el bus 12 con controles y sin controles.	55
Figura 4.15	Angulo del rotor de la GD con desconexión del interruptor 52-9 y 52-11.	56
Figura 4.16	Voltaje en el bus 12 con desconexión del interruptor 52-9 y 52-11.	56
Figura 4.17	Liberación del voltaje después de formase la isla.	59
Figura 4.18	Liberación del corriente después de formase la isla.	59
Figura 4.19	Caídas de voltaje dentro de límites permitidos después de desconectar a la GD	60
Figura 4.20	Caídas de voltaje Fuera de limites permitidos después de desconectar a la GD	61

APÉNDICE A

Figura A.1	Red de distribución radial	66
Figura A.2	Curvas de Operación del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso	71
Figura A.3	Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 1	71
Figura A.4	Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 2	72
Figura A.5	Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 3	72
Figura A.6	Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 4	73

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1.1	Tecnologías para la generación distribuida	2
-----------	--	---

CAPITULO 2

Tabla 2.1	Ajustes de dispositivos de protección	14
Tabla 2.2	Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica.	15
Tabla 2.3	Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica hacia el bus G sin y con GD en el bus E.	18
Tabla 2.4	Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica al 1% de la línea 5 con GD en distintos buses.	19
Tabla 2.5	Tiempos de operación con GD en los buses C y G, con falla monofásica al 1% de la línea 5.	20
Tabla 2.6	Tiempos de operación y corrientes de falla al 1% de la línea 5 con distintas capacidades de GD.	22
Tabla 2.7	Tiempos de operación y corrientes de falla con dos unidades de GD y una falla en el bus G	23

CAPITULO 4

Tabla 4.1	Voltajes y niveles de carga de líneas y buses sin DG.	44
Tabla 4.2	Voltajes y niveles de carga de líneas y buses con DG.	45
Tabla 4.3	Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de fase	46
Tabla 4.4	Corrientes de carga máxima con GD y sin GD	48

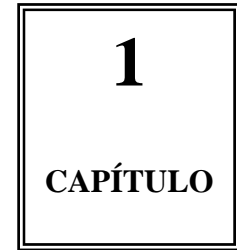
APÉNDICE A

Tabla A.1	Corrientes de carga falla y corrientes de arranque para los relevadores 1, 2, 3 y 4	66
-----------	---	----

APÉNDICE B

Tabla B.1	Datos de transformadores	74
Tabla B.2	Datos de cargas	74
Tabla B.3	Datos de líneas de transmisión y distribución	75
Tabla B.4	Datos de generadores	76

INTRODUCCIÓN



1.1 INTRODUCCIÓN

Las necesidades de energía eléctrica nunca terminan, por lo que la conexión de generación distribuida (GD) en redes de distribución se ha vuelto una práctica común a nivel mundial, y su uso continúa creciendo en aproximadamente 7% por año, ya que ofrece la posibilidad de operación descentralizada de productores independientes conectados directamente con los sistemas de distribución, reduciendo costos. Esto indica que en el futuro seguramente se construirán más y más pequeñas unidades de GD, pero ¿Qué es la generación distribuida? La definición de generación distribuida es:

“Instalaciones eléctricas de generación conectadas a un sistema eléctrico de distribución a través de un Punto Acoplamiento Común (PAC)” [1], [2], [3].

Aunque está permitido que la GD sea conectada a la red de transmisión, en general ésta es conectada a las redes de distribución. En ambos casos la idea principal es que la GD debe estar localizada lo más cerca posible de la carga [3].

Una planta de GD es de menor capacidad que la generación tradicional. Existen de diferentes tecnologías clasificadas como: renovables y no renovables. Las que emplean tecnologías renovables incluyen a las turbinas de viento, celdas solares, y geotérmicas. Las que emplean tecnologías no renovables incluyen las de ciclos combinados, cogeneración, turbinas de combustión y microturbinas. La tabla 1.1 muestra las tecnologías de GD más comúnmente usadas, así como sus capacidades típicas disponibles [1].

Tabla 1.1. Tecnologías para la generación distribuida

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

La principal ventaja de la GD es la cercanía a las cargas y como consecuencia se logran otras ventajas eléctricas debido a su conexión a los sistemas de la distribución, tales como [2]:

- Reserva de emergencia durante interrupciones para uso general ininterrumpido;
- Importante ahorro de energía durante los periodos pico
- Reducción de caídas de voltaje
- Aumento de confiabilidad
- Reducción de pérdidas eléctricas
- Mejoramiento del factor de potencia

El surgimiento de pequeñas y medianas generaciones distribuidas se presenta a partir de dos necesidades importantes:

- Insuficiencia de producción de energía eficiente (económica y limpia) y
- requerimientos de alta confiabilidad por parte de clientes industriales o comerciales con un muy alto valor en los productos.

Los defensores de la GD sugieren permitir expandir aún más los mercados, aminorar la inversión en la infraestructura existente, aumentar la flexibilidad, incrementar la confiabilidad y la calidad de la energía, optimizar su utilización y reducir el costo general de suministro de energía a usuarios finales. Desde la perspectiva del usuario final, la GD ofrece oportunidades para la cogeneración, al reducir el costo general de la energía, proporcionar respaldo y reserva de energía para aumentar la certeza de mejorar la calidad de la energía. La GD presenta

nuevos desafíos para los ingenieros que pretendan crear un sistema eléctrico eficiente, seguro y efectivo [4].

1.2 OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto de la GD en esquemas de protección de redes de distribución para diferentes escenarios de conexión de dicha generación y de esta manera determinar los ajustes necesarios que deben existir en los dispositivos de protección, para que en casos de operación en isla se evite la pérdida de estabilidad de los generadores distribuidos conectados a la red.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La demanda de energía eléctrica, en un continuo crecimiento, obliga a aumentar la capacidad de generación. La GD se presenta como una alternativa promisoría para el suministro energético en países desarrollados, donde paralelamente se imponen estructuras de mercado competitivas. La tendencia de la GD se sustenta en los siguientes factores: aumento de la calidad del suministro de energía eléctrica, evitar las inversiones en líneas y transformadores de distribución, reducir las pérdidas de energía eléctrica y proteger el medio ambiente, esto mediante el financiamiento de generación de energía limpia de nuevas tecnologías. No obstante, la utilización de la GD trae consigo una serie de problemas los cuales se vuelven difíciles de resolver en la operación de la red, por ejemplo:

- La red no puede controlar la tensión y la frecuencia en caso de efecto isla.
- La coordinación de los dispositivos de protección se ve afectada
- La red eléctrica, junto con el propietario del sistema de GD, pueden ser responsabilizados de daños ocasionados a equipos conectados, debido a variaciones de tensión y frecuencia fuera de límites permitidos.

- El efecto isla puede suponer un peligro para los trabajadores de la red o los usuarios, ya que una línea supuestamente desconectada de toda fuente de alimentación puede seguir activa.
- El efecto isla producido puede dañar el equipo de generación o cualquier otro equipo conectado, debido al cierre fuera de fase.
- El efecto isla puede interferir con el restablecimiento manual o automático del servicio normal de la red.

La justificación del presente trabajo es la necesidad de disminuir los impactos debido a la conexión de generación distribuida que pueden manifestarse en forma positiva o negativa, dependiendo de las características del sistema de distribución y de la misma generación.

1.4 ANTECEDENTES

Los sistemas de distribución tipo radial o sistemas en forma de red, son diseñados para operar sin GD. Es por eso que al conectar la GD puede impactar en el flujo de energía, en las condiciones de voltaje para los consumidores y en el uso de equipo. Estos impactos pueden manifestarse en forma positiva o negativa, dependiendo de las características del sistema de distribución y de la GD, [1]. No obstante los beneficios que ofrece la GD son a menudo mucho más difíciles de realizar, ya que las fuentes de GD deben ser confiables, tener el tamaño apropiado y una localización adecuada. Sin embargo, cumplir con lo anterior no garantiza que los beneficios sean alcanzados. Más bien, la operación de los sistemas de distribución podría ser adversamente impactada por la conexión de GD, si los estándares mínimos de seguridad para el control, instalación y colocación no son cumplidos [5].

1.4.1 Problemas en los esquemas de protecciones debido a la generación distribuida

Tradicionalmente, en los sistemas eléctricos de distribución la energía fluye en una sola dirección, de la fuente (los grandes generadores) a la carga (consumidores) [5]. Sin embargo, con la GD las corrientes fluirán en direcciones indeterminadas dependiendo de la ubicación, del tamaño, y del estado operacional de las fuentes de energía múltiples (las unidades de GD). La magnitud de corrientes aportadas por unidades de GD varía según su capacidad. Por esta

razón, la protección de sistemas de distribución se vuelve más compleja y requiere ser estudiada [4], [6].

El objetivo de la protección de sistema de distribución es detectar una condición de falla y aislar la sección fallada del sistema tan rápidamente como sea posible, mientras se restaura el funcionamiento normal al resto del sistema. Algunos factores importantes que afectan el diseño de protecciones son:

- La magnitud de flujo de potencia en cada dirección al punto de conexión.
- Si el aumento del nivel de falla del generador excede la capacidad de interrupción en la red o la instalación del cliente.
- Si el punto de conexión en la red es radial o alimentación en anillo

Un sistema de distribución convencional es normalmente radial, caracterizado por una fuente simple de alimentación a la red de baja tensión. Las protecciones han sido tradicionalmente diseñadas asumiendo una configuración radial. Después de conectar la GD, parte del sistema podría ya no ser radial, por lo tanto se pierde la coordinación de protecciones. Entonces, el objetivo de diseñar protecciones en presencia de GD es mantener la norma pre-existente de confiabilidad, seguridad y calidad en la red, coordinada con una protección en la red [6], [7].

1.4.2 Efecto isla

El efecto isla es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de GD continúa energizando una parte de la red eléctrica, después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada. De este modo la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución que contiene tanto carga como generación; de manera que puede estar en riesgo la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo. Generalmente este fenómeno es causado por el disparo de los interruptores al aislar una falla en algún otro lado del sistema o por el disparo en falso, como lo muestra la figura 1.1.

Esto produce una energía independiente en la isla y dependiendo de las capacidades de GD, puede continuar alimentando a la isla, intentando que la frecuencia y el voltaje se mantengan dentro de límites de operación establecidos. Sin embargo, alimentar a la isla con la GD

produce un riesgo al personal y a los usuarios, ya que esa parte del sistema podría ser considerada desenergizada, cuando en realidad no lo está [5], [8], [9].

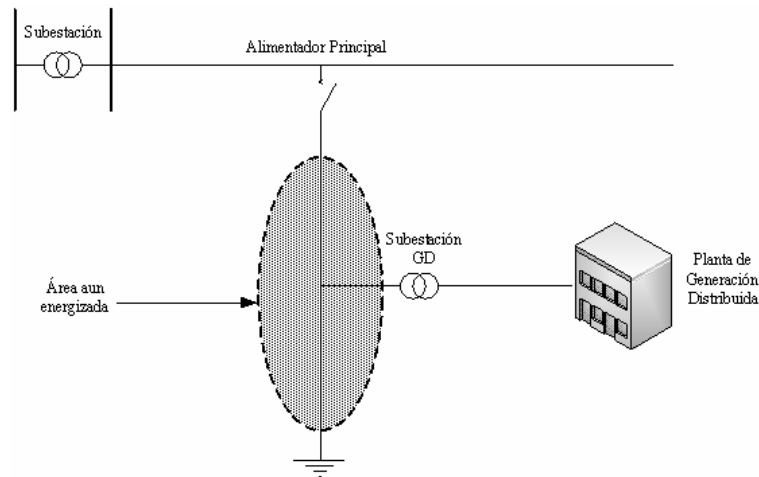


Figura 1.1 Representación del efecto isla

Para el funcionamiento correcto de la red es esencial que la tensión, frecuencia y forma de onda de la tensión se mantengan dentro de unos límites especificados. Las fallas producidas en un generador o en la red de distribución deben ser localizadas y desconectadas rápidamente para minimizar el efecto de las fluctuaciones de tensión o frecuencia que afectan la calidad de energía, así como prevenir daños en la red y/o el generador.

Las operaciones de mantenimiento requieren también una desenergización de la red, y los sistemas de generación deben detectar esta situación para que no se produzca una reenergización de la línea y que a su vez represente un peligro para el personal de mantenimiento o a los usuarios. Todo generador debe estar equipado con dispositivos de protección que permitan la desconexión de la red en caso de falla, de desenergización por mantenimiento o cuando los parámetros de la red están fuera de los límites permitidos.

Los dispositivos de protección básicos consisten en la detección de sobre y subtensiones, y frecuencias en la red. Este método de protección básico ayuda a prevenir el efecto isla, pero en muchas otras ocasiones resulta insuficiente, especialmente cuando la potencia suministrada por la generación distribuida es igual al consumo de las cargas [9].

1.4.3 Impacto en la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia.

El impacto de la GD en la estabilidad del sistema de distribución depende de la capacidad y su localización en las redes de distribución, además del tipo y localización de disturbios que puedan ocurrir en las redes de distribución. La desviación del ángulo del rotor y la duración de oscilación de los generadores distribuidos también se afecta debido a estos disturbios.

El nivel de aportación de la GD basada en generadores síncronos con o sin controles conduce a una disminución de la velocidad de los generadores durante una falla. Esto es debido a que los generadores síncronos están compuestos por una excitación separada al rotor, la cual mantiene excitado al generador durante la falla [10].

La velocidad del generador síncrono aumenta notablemente cuando existe una gran pérdida de carga, ya sea por una falla o por la desconexión de algún alimentador o línea. Por otro lado, esta misma también podría disminuir al quedar conectado en isla. Lo anterior pondría ocasionar que el rotor del generador se saliera de sus condiciones de estabilidad [21].

1.5 APORTACIONES DE LA TESIS

Por medio programa comercial DigSILENT Power Factory 13.2 se realizó el estudio de redes de distribución con generación distribuida

- Se presenta una metodología de análisis ante diferentes escenarios de conexión de generación distribuida en redes de distribución para determinar su impacto en los esquemas de protección y poder así realizar nuevos ajustes a los dispositivos de protección, tomando en cuenta la conexión de la generación distribuida.
- Se establecen nuevos criterios para la selección de esquemas de protección de sistemas eléctricos de distribución cuando parte de este se encuentra operando con GD de forma aislada, el llamado efecto isla.

- Por medio de los criterios utilizados en los dispositivos de protección para liberar a la GD de las islas que son formadas, se logra disminuir los problemas de inestabilidad en generadores síncronos utilizados en la generación distribuida.

1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES

Limitaciones

- El ajuste de dispositivos de protección propuestos en este trabajo para evitar la operación de generación distribuida en paralelo al sistema de distribución, lo que normalmente es llamado efecto isla, tiene problemas cuando la potencia de la carga en la parte aislada y la potencia de la GD conectada en dicha parte, son iguales. Cuando esta condición se cumple, el efecto isla no podrá ser evitado.
- La desconexión de la GD ocasiona caídas de voltaje en algunos nodos de la red distribución (inestabilidad de voltaje), lo cual podría tener consecuencias mayores si dicha caída rebasa ciertos límites preestablecidos. Sin embargo, este problema no es solucionado en este trabajo.
- Existe otro tipo de formación de islas, el cual consiste en la desconexión de la red de distribución del sistema de transmisión, cuyo caso no es tratado en este trabajo.

Alcances

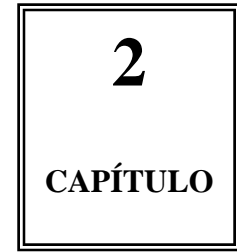
- Al realizar el estudio de cortocircuito en redes de distribución para condiciones normales de operación y condiciones de generación distribuida conectada, se logra evaluar el impacto que dicha generación tiene sobre la coordinación de dispositivos de protección
- El estudio del efecto isla en redes de distribución ayuda a conocer el impacto en la estabilidad tanto de los generadores distribuidos como de las mismas redes.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este trabajo consta de cinco capítulos y está estructurado de la siguiente forma:

- En el capítulo 1 se presentan los antecedentes e importancia de estudiar las redes de distribución con GD. Además son presentados los problemas que se tienen con su conexión.
- En el capítulo 2 se presentan las características de los dispositivos de protección y la coordinación de esquemas de protección tradicionales, es decir, sin conexión de GD. Posteriormente, se realiza un estudio de los diferentes escenarios de GD, así como también el impacto que tiene dicha generación en los esquemas de protección.
- En el capítulo 3 se estudia el efecto isla y su impacto en la estabilidad de los generadores síncronos utilizados en la GD. Por otro lado, se mencionan algunos dispositivos de protección que pueden ser utilizados para evitar la formación de islas. Además se estudia el impacto en la estabilidad de voltaje de la red de distribución cuando la GD es desconectada.
- El capítulo 4 presenta resultados del estudio de una red de distribución real, los criterios de ajuste de dispositivos de protección ante la presencia de GD, el estudio de estabilidad de los generadores síncronos utilizados en la GD. También se presentan recomendaciones de conexión de GD para evitar la formación de islas y el impacto a los esquemas de protección.
- El capítulo 5 contiene las conclusiones generales, logros obtenidos durante el desarrollo de este trabajo y además los trabajos futuros que podrán abordarse en esta línea de investigación.

ESQUEMAS DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GD



2.1 INTRODUCCIÓN

La GD actualmente beneficia tanto a las redes de distribución como a los usuarios, ya que puede proporcionar ventajas no sólo para los dueños, sino para los usuarios que están conectados. Sin embargo, la GD también genera problemas; uno de ellos es la pérdida de coordinación de dispositivos de protección debida en gran parte a la corriente de corto circuito que aportan los generadores conectados a la red, lo cual podría reducir su confiabilidad. Un ejemplo de los problemas causados por la GD se da cuando un relevador no opera ante una falla en la red de distribución o cuando opera más rápido que otro dispositivo de protección colocado en alguna otra parte de la red, causando una interrupción eléctrica innecesaria. Este problema es aún más grave cuando se conectan varias fuentes de GD [10].

Algunas causas de problemas que se tienen cuando la GD está conectada a las redes de distribución son debidas su localización, por lo que se requiere cambiar los dispositivos de protección o tener nuevos arreglos. Sin embargo, esto implica una gran inversión lo cual no puede realizarse en corto plazo. Como una manera de dar solución a estos problemas, en el siguiente capítulo se muestra como el considerar la GD en el cálculo de ajustes de dispositivos de protección permite mantener los ajustes sin cambios, aún cuando la GD es conectada, y estos dispositivos de protecciones operan normalmente. No obstante la capacidad de las fuentes de GD puede ser limitada para garantizar la operación propuesta de dispositivos de protección. Con esto la corriente de falla debida a la GD se limitará y la respuesta de los esquemas de protección puede ser óptima. Para ello, primero se revisa la coordinación de protecciones en redes de distribución sin GD, para entender su impacto en los dispositivos de protección. Después se analizan diferentes escenarios de conexión de GD para determinar cual de ellos resulta más perjudicial para la coordinación de dispositivos de protección y en base a

los resultados obtenidos se ajustan los dispositivos de protección tomando en cuenta las corrientes de falla que aportan las unidades de GD.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

La corriente es la variable más utilizada en la detección de anomalías en los elementos del sistema eléctrico, dado el incremento elevado que se registra en su valor cuando se presentan fallas. Se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede la corriente normal de operación de un dispositivo. La función primordial del sistema de protección es aislar instantáneamente, del resto del sistema, a cualquier elemento sujeto a una sobrecorriente o una condición anormal que pueda causar un fenómeno que altere el estado normal del sistema [11].

Antes de analizar los problemas que causa la GD en los esquemas de protección, se presentan algunos principios básicos en la coordinación de protecciones. Las protecciones de sobrecorriente se diseñan para operar cuando la magnitud de corriente que fluye por el elemento protegido es mayor que la corriente de ajuste (magnitud predeterminada). Los valores anormales de corriente pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuitos. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema e influenciar negativamente en la calidad del servicio eléctrico por caídas de voltaje y, en ciertas condiciones, pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En un sistema de protección eficiente y coordinado, las fallas se eliminan en el menor tiempo posible, aislando la parte más pequeña del sistema que contiene la condición de falla.

En un sistema de distribución típico todas las cargas del sistema son alimentadas por un punto de suministro común, como puede ser una subestación de distribución conectada al sistema de transmisión. Para los puntos de distribución de carga, la energía es transmitida a través de alimentadores de distribución radiales y alimentadores laterales. En la figura 2.1 muestra el ejemplo de un alimentador de distribución radial. Para proteger los componentes del sistema y satisfacer los propósitos de seguridad, los dispositivos de protección deben ser instalados a lo largo del alimentador troncal y ramales del alimentador.

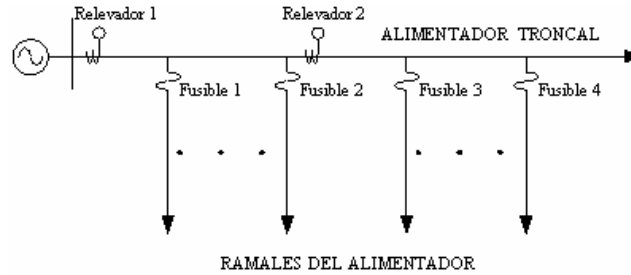


Figura 2.1. Alimentador de distribución con GD.

En resumen, los relevadores están diseñados para proteger al sistema por fallas localizadas al principio o en medio del alimentador troncal y los fusibles para responder a fallas en los ramales del alimentador principal.

2.2.1 Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

Los relevadores de tiempo inverso se utilizan principalmente en sistemas de distribución radiales, donde no se requiere el uso de esquemas sofisticados, ya que este tipo de relevadores son no direccionales, es decir, no operan para fallas que ocurran antes del relevador dado. Su tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada, además de tener dos parámetros de ajuste:

- **Corriente de Arranque.** Valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relevador. En relevadores modernos los valores de ajuste se expresan como múltiplos y submúltiplos de la corriente nominal (1 o 5A dependiendo del transformador de corriente, TC) en pasos de 0.01A.
- **Dial.** Permite obtener diferentes tiempos de operación para una familia del mismo tipo de curvas, de una corriente dada. En relevadores modernos los pasos de dial son muy cercanos entre sí, por ejemplo, de 0.1 a 1 en pasos de 0.05 que equivale a 18 curvas. Esto permite considerar el ajuste de dial como una función continua [11].

Una vez seleccionado el tipo de curva de operación del relevador y la corriente nominal, se procede a determinar los mejores valores de la corriente de arranque y dial, aplicando los criterios y procedimientos de coordinación de protecciones.

2.2.2 Fusibles protectores en redes de distribución

Para la selección de los fusibles se toma en cuenta la corriente de carga I_C , la corriente de falla I_F y el nivel de voltaje del sistema. El tiempo de fusión es inversamente proporcional a la magnitud de corriente que fluye por el fusible.

Los fusibles solo pueden interrumpir corrientes hasta su valor máximo de corriente nominal o bien limitan la corriente de falla mediante la interrupción de la misma, antes de que esta corriente alcance su valor máximo. Esta capacidad de limitar tiene aplicaciones en sistemas industriales y de baja tensión. Los fusibles se utilizan fundamentalmente en sistemas de distribución, en los cuales generalmente se tienen sistemas radiales alimentados desde un solo extremo. Las curvas características de tiempo-corriente de los fusibles se presentan en tiempos mínimos de fusión y tiempo total de apertura. El tiempo mínimo de fusión es el tiempo que existe entre el establecimiento de una corriente suficientemente grande para causar una fusión del elemento sensible a la corriente, y el instante en que se encuentra un arco. El tiempo total de apertura es el tiempo transcurrido desde el inicio de una falla y la interrupción final en un circuito. Debido a la gran cantidad de elementos presentes en los sistemas de distribución, el equipo de protección está estandarizado para facilitar su instalación y reemplazo.

2.3 COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

La coordinación de dispositivos de protección tiene la finalidad de mantener la selectividad entre los dispositivos implicados en varias posibilidades de falla, para garantizar la operación segura y la confiabilidad del sistema eléctrico. El diseño del sistema de protección en las redes de distribución de mediana y baja tensión es determinado por un paradigma pasivo, es decir, no se espera ninguna generación en la red. Básicamente, no hay ningún esquema definido en la coordinación de protecciones. Los esquemas de coordinación son determinados normalmente de acuerdo a la topología individual de un sistema de distribución, así como a los escenarios de operación [10].

La red de distribución de la figura 2.2 cuenta con un esquema de protección basado en cuatro relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso ajustados para coordinar entre sí ante

cualquier falla que ocurra en el alimentador que va del bus C al bus G. La tabla 2.1, muestra los ajustes realizados en el apéndice A para esta red

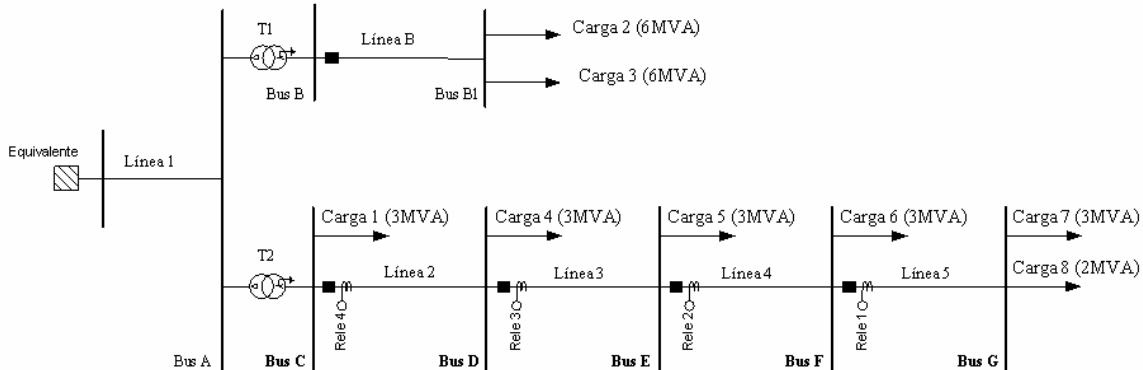


Figura 2.2. Red de distribución.

La filosofía de ajuste para coordinación de los dispositivos de protección de la red de la figura 2.2, determina que para una falla, ya sea en la línea 5 o en el bus G, el relevador 1 debe ser el primero en operar en un tiempo dado, seguido de los relevadores restantes, guardado un tiempo de coordinación entre cada relevador que varía de 0.3 a 0.5 segundos [11]. Por otra parte, para una falla, ya sea en la línea 4 o en el bus F, el relevador 2 debe ser el primero en operar seguido del resto de relevadores, excepto del relevador 1.

Tabla 2.1. Ajustes de dispositivos de protección

AJUSTE	R1	R2	R3	R4
RTC	300/5	450/5	550/5	700/5
Corriente de arranque en el TC (I_{STC})	5.9 A	6.3 A	7 A	6.9 A
Dial (T_{pset})	0.2	0.55	0.8	1.05

La tabla 2.2, muestra los tiempos de operación y el valor de corriente de falla de cada relevador ante diferentes fallas calculadas mediante el programa comercial DigSILENT Power Factory 13.2. En dicha tabla se puede observar como la corriente de falla incrementa cuando se encuentra más cerca de la fuente, por lo que el tiempo de operación de los dispositivos de protección disminuyen. Así mismo la figura 2.3 muestra las curvas de operación de los relevadores para una falla en la línea 5.

Tabla 2.2. Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica.

Falla a 1% de la línea:	Tiempo de Operación y Corriente de falla monofásica en el Relevador							
	R1		R2		R3		R4	
	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]
2	/	/	/	/	/	/	0.567	2837
3	/	/	/	/	0.491	1914	0.795	1914
4	/	/	0.331	1442	0.645	1442	1.226	1442
5	0.100	1157	0.404	1157	0.921	1157	2.978	1157

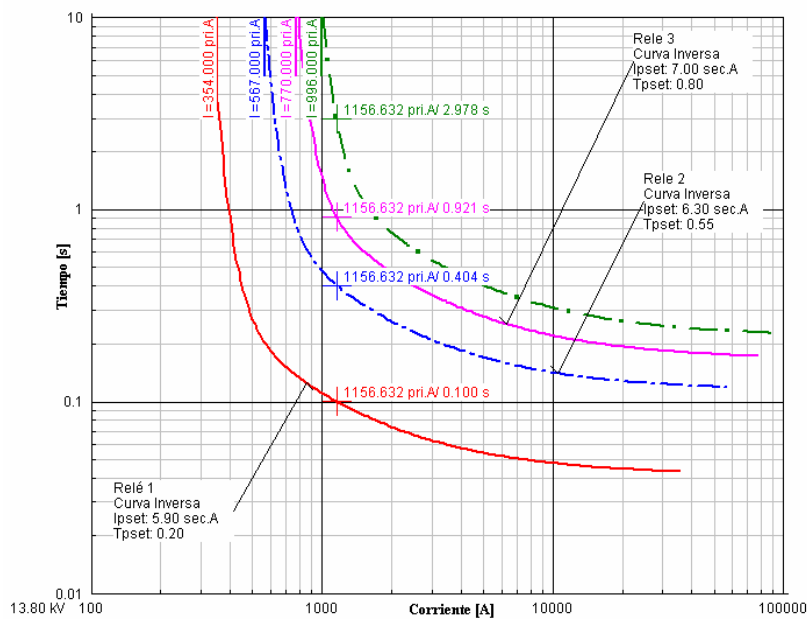


Figura 2.3. Curvas de operación de relevadores para falla monofásica al 1% de la línea 5.

De los ajustes de los dispositivos de protección propuestos anteriormente, podemos establecer que la protección convencional en un sistema de distribución se basa en la protección de sobrecorriente debida a una falla dada o disturbio. Sin embargo, cuando exista GD conectada a la red de distribución, los ajustes existentes para coordinación en los dispositivos de protección no podrán ser alcanzados porque los dispositivos de protección pueden funcionar inadecuadamente, ya que con fuentes distribuidas las redes se vuelven activas. En resumen, un requisito fundamental para aprobar la conexión de la GD en redes de distribución es proponer una coordinación adecuada entre los esquemas de protección de los generadores independientes y la red de distribución [9], [12].

2.4 IMPACTO DE LA GD EN LA COORDINACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

Como se mencionó anteriormente, los relevadores de sobrecorriente e interruptores de bajo voltaje son unidireccionales por lo que su aplicación se limita a sistemas radiales. Por lo general, los sistemas de distribución son radiales, entonces constituyen el campo principal de la protección de sobrecorriente. En estos sistemas la corriente de falla decrece con la distancia entre la subestación y el punto de falla. Esto permite definir las zonas de protección utilizando un criterio de nivel de magnitud de corriente. Sin embargo, con la conexión de GD en las redes de distribución se tienen otras condiciones de operación, ya que implica una redistribución de la carga, un aumento de las corrientes de falla, se generan corrientes de falla en contra flujo producidas por las unidades de GD y pueden causar problemas de sobretensiones [13].

Con la instalación de GD en la red, la impedancia de falla puede disminuir debido a los circuitos paralelos por lo tanto, los niveles de falla se incrementaran y estas podrían ser corrientes de falla inesperadas. Esta situación somete a los componentes de la red en riesgo, puesto que no fueron diseñados para funcionar en estas circunstancias. Para una operación correcta es importante también que los relevadores midan la corriente real que fue prevista y tomada bajo consideraciones la GD instalada.

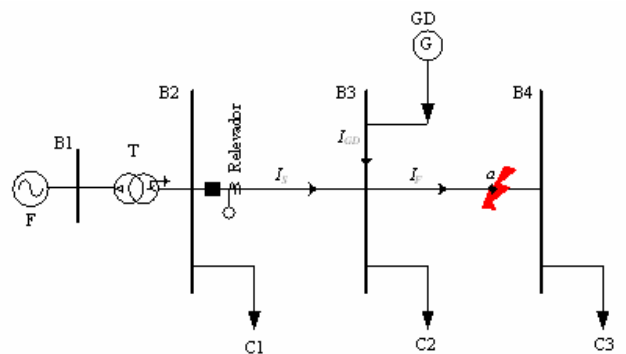


Figura 2.4. Falla en el Alimentador de distribución con GD.

En la figura 2.4 se muestra un alimentador de distribución con un generador agregado que alimenta parte de las cargas locales; asumiendo que hubiera una falla en el punto *a*, el

generador agregado también contribuirá con la corriente total de falla como lo muestra la ecuación (2.1).

$$I_F = I_S + I_{GD} \quad (2.1)$$

Por estar ajustado sin tomar en cuenta la GD el relevador no podrá medir correctamente la corriente de falla total ya que sólo ve la corriente que proviene de la red de transmisión (I_S); debido a esto el relevador podría operar de manera incorrecta. La GD también puede afectar la dirección de la corriente durante una operación normal, además de afectar la amplitud, dirección y duración de las corrientes de falla [14]. En general, cuando se conecta GD en redes existentes se presentan los problemas de pérdidas de coordinación de los esquemas de protección. Las principales causas del impacto que tiene la GD en los esquemas de protección son debidos a:

- La localización de unidades de GD instalada
- La capacidad de GD instalada
- El número de unidades de GD conectadas a la red de distribución.

2.4.1 Impacto de la GD instalada debido a su localización en la red de distribución

El impacto que tiene la GD en los dispositivos de protección por su localización depende de la cantidad de dispositivos de protección que se vean afectados por la corriente de falla debida a la unidad de GD. De tal manera que puede haber casos en los que la GD ocasione distintas corrientes de falla afectando la coordinación de los esquemas de protección. Así mismo puede haber casos en los que la misma corriente de falla, debida ya sea directa o indirectamente a la GD, fluya por todos los dispositivos de protección, pero que no afecte de manera significativa a la coordinación de los mismos. Por último, existen casos en que la GD no impacta a la coordinación de los esquemas de protección, pero puede ocasionar otros problemas como lo es el efecto isla.

2.4.1.1 Distintas corrientes de falla debidas a la localización de la GD

Un ejemplo donde existen distintas corrientes de falla debidas a la localización de GD en la red de la figura 2.2, será cuando la GD esté conectado en los buses D, E y F y ocurra una falla

al 1% de la línea 5. De estos tres casos es notable el caso de GD conectada al bus E como lo muestra la figura 2.5, ya que existen dos corrientes de falla diferentes como lo muestra la ecuación (2.2), y la ecuación de (2.3).

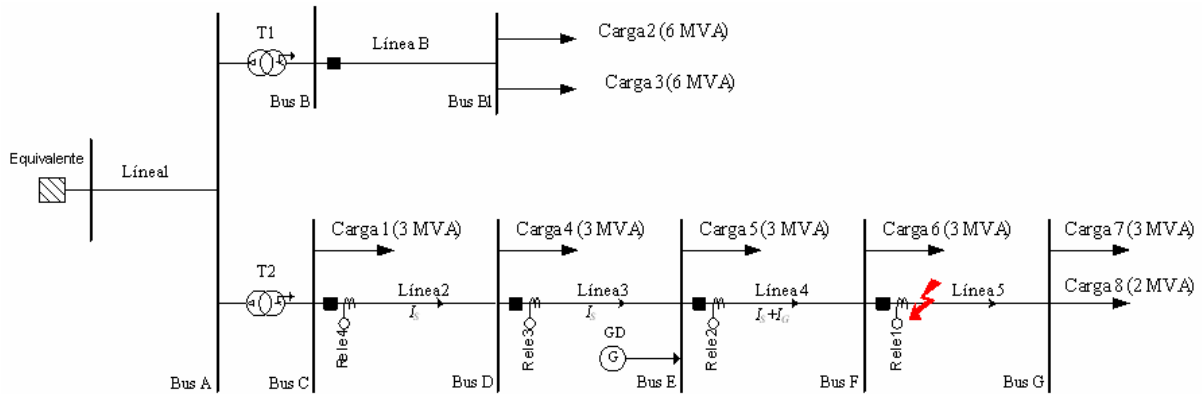


Figura 2.5. Red de Distribución con GD en el bus E y falla monofásica al 1% de la línea 5.

$$I_{BusG} = I_{R1} = I_{R2} = I_S + I_{GD} \tag{2.2}$$

$$I_{R3} = I_{R4} = I_S \tag{2.3}$$

De las ecuaciones anteriores se tiene que, cuando la GD está conectada en el bus E y existe una falla al 1% de la línea 5, por los relevadores 3-4 fluye una corriente de falla menor que la que fluye por los relevadores 1-2. Esta corriente de falla que fluye por los relevadores 3-4 es menor que sin GD; por otra parte la corriente de falla debida a la GD, la cual fluye por los relevadores 1-2, es mayor que sin GD. Lo anterior conduce a la pérdida de coordinación de los esquemas de protección, debido a las distintas aportaciones de corriente de falla de la GD, lo que produce nuevos tiempos de operación para los dispositivos de protección.

Tabla 2.3. Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica hacia el bus G sin y con GD en el bus E.

Caso	Relevador 1		Relevador 2		Relevador 3		Relevador 4	
	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla [A]
Sin DG	0.100	1157	0.404	1157	0.921	1157	2.978	1157
Con DG	0.076	1909	0.271	1909	1.479	997	12.261	997

La tabla 2.3 muestra los tiempos de operación de los relevadores 1, 2, 3 y 4, los cuales se encuentran coordinados con un retardo de tiempo de 0.3 a 0.5s sin GD, pero cuando ésta es

conectada a la red de distribución la corriente de falla incrementa para los relevadores que se encuentran afectados directamente, es decir el relevador 1 y el relevador 2; asimismo la corriente de falla disminuye para los relevadores que no se encuentran afectados directamente, es decir el relevador 3 y 4. Lo anterior afecta la coordinación en los tiempos de los dispositivos de protección. De igual manera, la figura 2.6 muestra las curvas de operación de los relevadores para una falla al 1% de la línea 5, con GD conectada en el bus E.

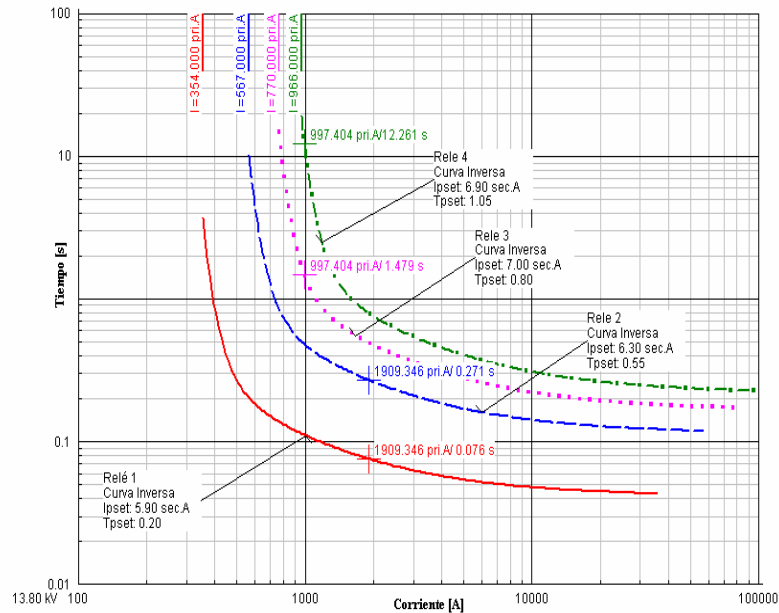


Figura 2.6. Curvas de operación de relevadores con GD en bus E y una falla monofásica al 1% de la línea 5.

La tabla 2.4 muestra los otros casos en que se producen dos distintas corrientes de falla debidas a la GD, cuando ocurre una falla al 1% de la línea 5, pero la GD se encuentra conectada a los buses D o F. Como puede observarse en dicha tabla y en la figura 2.7, la coordinación que existe entre los dispositivos de protección se pierde.

Tabla 2.4 Tiempos de operación y corrientes de falla monofásica al 1% de la línea 5 con GD en distintos buses.

Bus con DG	Descripción	Tiempos de Operación [s]			
		R1	R2	R3	R4
D	$I_{BusG} = I_{R1} = I_{R2} = I_{R3} = I_S + I_{DG} = 1532A$	0.085	0.316	0.603	-----
	$I_{R4} = I_S = 903A$				
F	$I_{BusG} = I_{R1} = I_S + I_{DG} = 2606A$	0.066	0.377	0.8	2.01
	$I_{R2} = I_{R3} = I_{R4} = I_S = 1242A$				

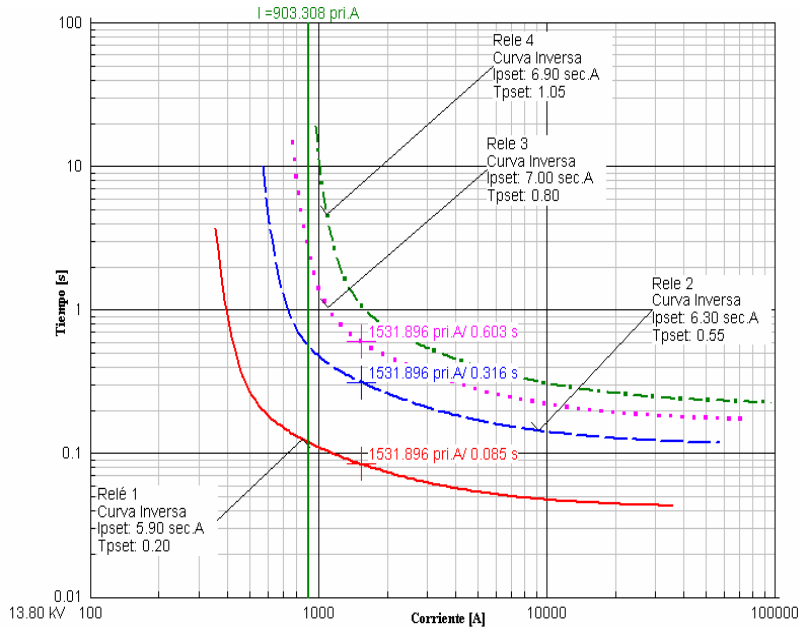


Figura 2.7. Curvas de operación de relevadores con GD en bus D y una falla monofásica al 1% de la línea 5.

2.4.1.2 Corrientes de falla iguales debidas a la localización de la GD

Cuando la GD está conectada en el bus C y ocurre una falla al 1% de la línea 5 o en cualquier otra parte de las líneas, excepto en el bus C, fluye una corriente de falla en una sola dirección que afecta por igual a todos los dispositivos de protección. Por otro lado, cuando la GD está conectada en el bus G y ocurre una falla en ese mismo bus, la corriente de falla que fluye por todos los dispositivos de protección es igual, pero menor a la corriente en el bus fallado G.

Tabla 2.5. Tiempos de operación con GD en los buses C y G, con falla monofásica al 1% de la línea 5.

Bus con DG	Descripción	Tiempos de Operación [s]			
		R1	R2	R3	R4
C	$I_{BusG} = I_{R1} = I_{R2} = I_{R3} = I_{R3} = I_S + I_{DG}$ $I_{BusG} = 1327A$	0.092	0.355	0.720	1.548
G	$I_{R1} = I_{R2} = I_{R3} = I_{R4} = I_S = 1086 A$ $I_{BusG} = I_S + I_{DG} = 2458A$	0.105	0.432	1.086	4.856

La tabla 2.5 muestra como en estos dos casos, a pesar de que la GD tiene un impacto directo (GD conectada en el bus C) o indirecto (GD conectada en el bus G), la coordinación de los esquemas de protección no se ve afectada de manera importante ya que sólo disminuyen o

incrementan los tiempos de operación pero en la misma proporción para todos los dispositivos de protección. Así mismo la figura 2.8 muestra las curvas de operación de los relevadores para una falla al 1% de la línea 5 con GD esta conectada en el bus C.

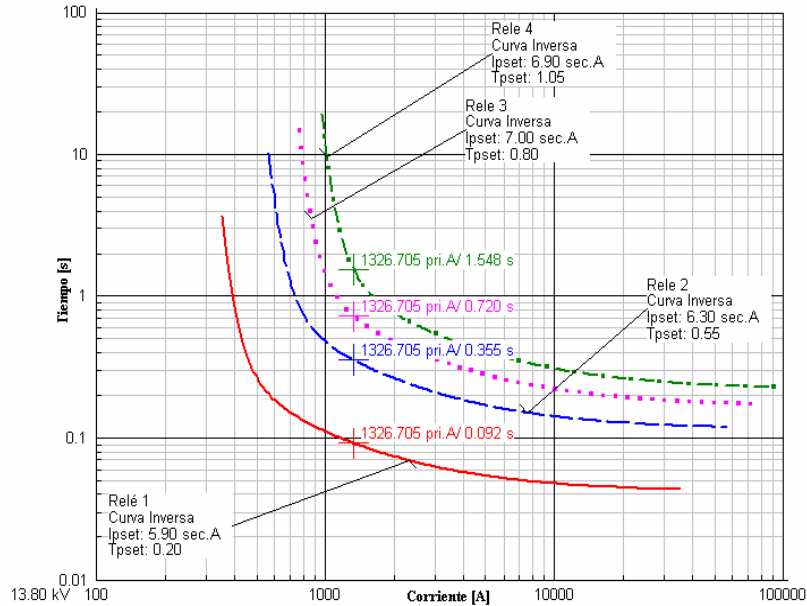


Figura 2.8. Curvas de operación de relevadores con GD en el bus C y una falla monofásica al 1% de la línea 5.

2.4.1.3 Corrientes de falla debidas a la localización de la GD sin impacto en la coordinación de los esquemas de protección

A pesar de lo anterior existen casos en donde la GD no afecta a la coordinación de los dispositivos protección. Para la red de distribución de la figura 2.2, dichos casos se presentan cuando la GD se encuentra conectada al bus G y ocurre una falla antes de dicho bus, por ejemplo un falla al 1% de la línea 5, caso para el cual se obtienen los mismos tiempos de operación y corrientes de falla que se obtienen sin GD como en el caso de la tabla 2.2. Sin embargo, para esta conexión existe la posibilidad de formación de islas alimentadas por la GD, tal caso será estudiado en el capítulo 3.

2.4.2 Impacto de la GD debido a su capacidad de generación

La capacidad de generación es otro factor que impacta a la coordinación de los esquemas de protección, ya que a mayor capacidad del generador conectado a la red, mayor será la corriente de falla. En el caso donde la GD se conecta en el bus E y ocurre una falla monofásica al 1% de

la línea 5, el generador utilizado es de 4.9MVA con un F.P. 0.8 y los resultados de las corrientes de falla generadas se encuentran en la tabla 2.3. Si la capacidad del generador es 28MVA, las corrientes de falla que se obtienen son mayores y se tiene una disminución en los tiempos de operación de los relevadores 1-2. Sin embargo, como lo muestra la tabla 2.6, la corriente de falla que fluye por los relevadores 3 y 4 cuando la GD de 28MVA está conectada al bus E y ocurre una falla monofásica al 1% de la línea 5, es mucho menor que cuando se tenía una GD de 4.9MVA bajo las mismas circunstancias, por lo que no existe disparo alguno. Por otro lado, la corriente que fluye por los relevadores 1 y 2 es mayor, por lo que tiempo de operación de dichos relevadores es menor, perdiendo así la coordinación que existía entre ellos

Tabla 2.6. Tiempos de operación y corrientes de falla al 1% de la línea 5 con distintas capacidades de GD.

Caso	Relevador 1		Relevador 2		Relevador 3		Relevador 4	
	Tiempo [s]	Corriente de falla monofásica [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla monofásica [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla monofásica [A]	Tiempo [s]	Corriente de falla monofásica [A]
DG de 4.9MVA	0.076	1909	0.271	1909	1.479	997	12.261	997
DG de 28MVA	0.059	3580	0.193	3580	-----	581	-----	581

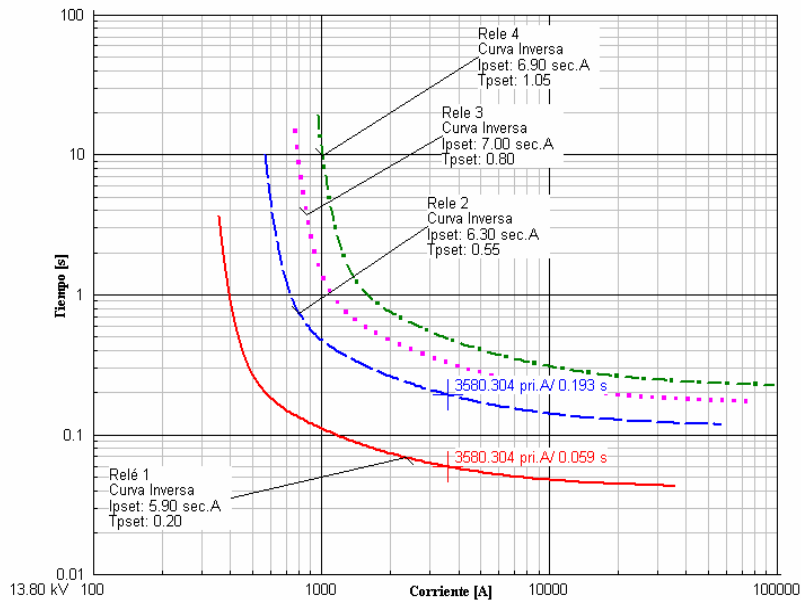


Figura 2.9. Curvas de operación de relevadores con una capacidad de GD de 28MVA.

La figura 2.9 muestra las curvas de operación de los relevadores 1, 2, 3 y 4 para una falla al 1% de la línea 5 y con un generador de 28MVA conectado en el bus E. Con lo anterior se puede determinar que una alternativa para evitar el impacto de la GD en los dispositivos de protección es limitar la capacidad de la GD que se va a instalar.

2.4.3 Impacto en la coordinación debido a las unidades de GD conectadas a la red de distribución

Si se toma como punto de partida el impacto que existe con GD por su localización en las redes de distribución, entonces el impacto en coordinación de protecciones, debido a las unidades de GD conectadas depende en primera instancia de la localización de la nueva unidad en la red. De lo anterior, se deduce que cuando las dos unidades de GD se encuentren conectadas en dos distintos buses centrales de la red es cuando el impacto a los esquemas de protección es mayor, ya que existirán tres distintas corrientes de falla.

En la tabla 2.7 se muestran los tiempos de operación para una falla monofásica al 1% de la línea 5 y distintas localizaciones de la GD. Se puede notar en dicha tabla y en la figura 2.10 que el caso más crítico para dos generadores conectados a la red, ocurre cuando los generadores distribuidos son conectados en los buses D-E, ya que para este caso el relevador 4 no opera debido a que la corriente de falla que pasa por éste es menor a su corriente de ajuste.

Tabla 2.7. Tiempos de operación y corrientes de falla con dos unidades de GD y una falla en el bus G

Bus de Conexión			Descripción	Tiempos de Operación [s]			
D	E	F		R1	R1	R3	R4
DG1	DG2		$I_{BusG} = I_{R1} = I_{R2} = I_S + I_{DG1} + I_{DG2} = 2196A$ $I_{R3} = I_S + I_{DG1} = 1336A$ $I_{R4} = I_S = 800A$	0.071	0.248	0.712	-----
DG1		DG2	$I_{BusG} = I_{R1} = I_S + I_{DG1} + I_{DG2} = 3065A$ $I_{R2} = I_{R3} = I_S + I_{DG1} = 1673A$ $I_{R4} = I_S = 1009A$	0.062	0.296	0.552	10.561
	DG1	DG2	$I_{BusG} = I_{R1} = I_S + I_{DG1} + I_{DG2} = 3358A$ $I_{R2} = I_S + I_{DG2} = 1981A$ $I_{R3} = I_{R4} = I_S = 1073A$	0.060	0.264	1.124	5.381

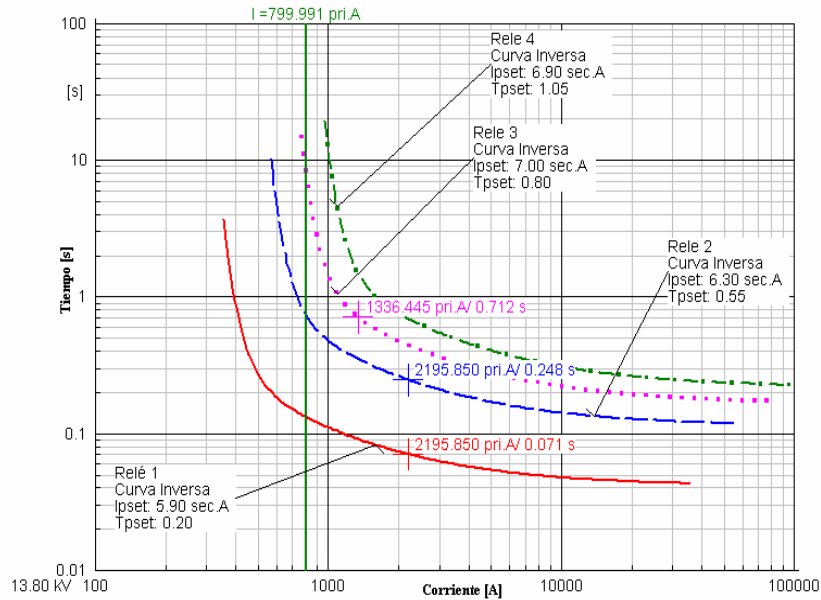


Figura 2.10. Curvas de operación de relevadores con dos unidades de GD conectadas en los buses D y E.

2.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Uno de los principales problemas que causa la conexión de GD en redes de distribución es el impacto que tiene la coordinación en dispositivos de protección. Dicho impacto puede variar dependiendo de las condiciones de conexión y operación de la GD. Sin embargo, el impacto de la GD en la coordinación de los dispositivos de protección puede ser minimizado si dicha generación es tomada en cuenta en el ajuste de los dispositivos de protección.

EFFECTO ISLA Y ESTABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA



3.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas eléctricos debidos a la interconexión de GD es el efecto isla. El efecto isla ocurre cuando una porción del sistema de distribución se aísla eléctricamente del resto del sistema, el cual continúa siendo energizado a través de la GD conectada en el subsistema aislado. En ciertas circunstancias tal operación aislada puede ser benéfica para el consumidor, sin embargo, las redes de distribución no están diseñadas para operar de manera aislada por lo cual, cualquier isla que se forme en dichas redes debe ser desconectada.

Los estándares actuales de interconexión de IEEE asignan medidas de control y protección para reducir la probabilidad de formación de una isla, así como también para disminuir la duración de la misma. Estas medidas también tienen su propio impacto en el funcionamiento del sistema de eléctrico, sobre todo en el comportamiento dinámico del sistema durante y después de disturbios. Cuando la capacidad de la GD es pequeña comparada con la del sistema, el impacto será insignificante. Con capacidades de GD similares a la capacidad local de carga o del sistema, las medidas previstas para limitar el efecto isla pueden agravar los disturbios. Si la capacidad de GD llega a ser mayor, puede afectar el voltaje del sistema y la estabilidad [15].

Detectar y eliminar rápidamente la formación de islas alimentadas por fuentes de GD son objetivos de los esquemas de protección actuales, ya que los niveles de conexión de GD van en aumento día con día.

3.2 FORMACIÓN DE ISLAS Y SU EFECTO EN LA ESTABILIDAD DE LA GD

Debido a la forma radial de las redes de distribución, cuando exista una operación de apertura de algún dispositivo de protección localizado antes de la GD (aguas arriba) ocasionará que parte de la red donde se encuentra conectada la GD continúe siendo alimentada. Un ejemplo se presenta en la figura 3.1, donde la GD está conecta en el bus G y existe una apertura del interruptor 52-1 debido operación del *rele* 1, liberando así a la línea 5. No obstante un circuito puede abrir sin necesidad de que exista falla alguna, esto puede ser debido a conductores rotos, mantenimiento de la red, entre otros problemas.

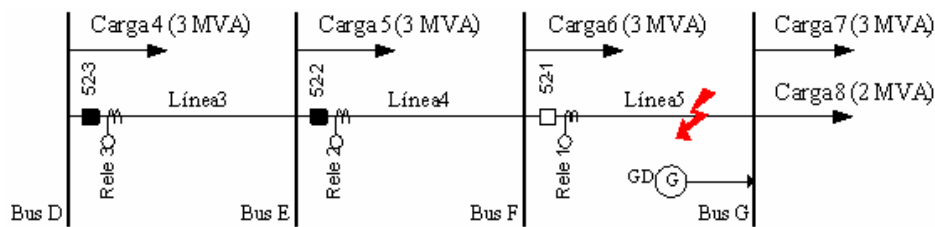


Figura 3.1. Formación de una isla debido a la apertura del int. 52-1 por falla en la línea 5.

Esta operación de apertura de los dispositivos de protección es normalmente ocasionada por una falla. Idealmente la falla debe ser detectada y liberada por las protecciones de los generadores distribuidos antes de que se forme la isla. Si la falla ocurre en el bus G y no es detectada inicialmente por las protecciones de la GD, esta podría ser detectada por otro dispositivo de protección, por ejemplo el relevador 1, liberando la línea 5 y dejando a la GD conectada a la falla.

La isla que se forma en la figura 3.1 es debida a una falla trifásica al 50% de la línea 5, para la cual la GD queda conectada directamente a la falla después de haberse formado la isla; esto podría comprometer estabilidad de la GD. La GD es considerada estable si alcanza una condición de operación significativamente diferente, pero de un estado estable aceptable (Estabilidad Transitoria). Un factor importante para mantener la estabilidad de la GD, son los controles utilizados en los generadores, es decir el regulador de voltaje y el regulador de velocidad. La figura 3.2 muestra el comportamiento del ángulo del rotor para la falla trifásica al 50% de la línea 5 de la figura 3.1, con controles y sin controles.

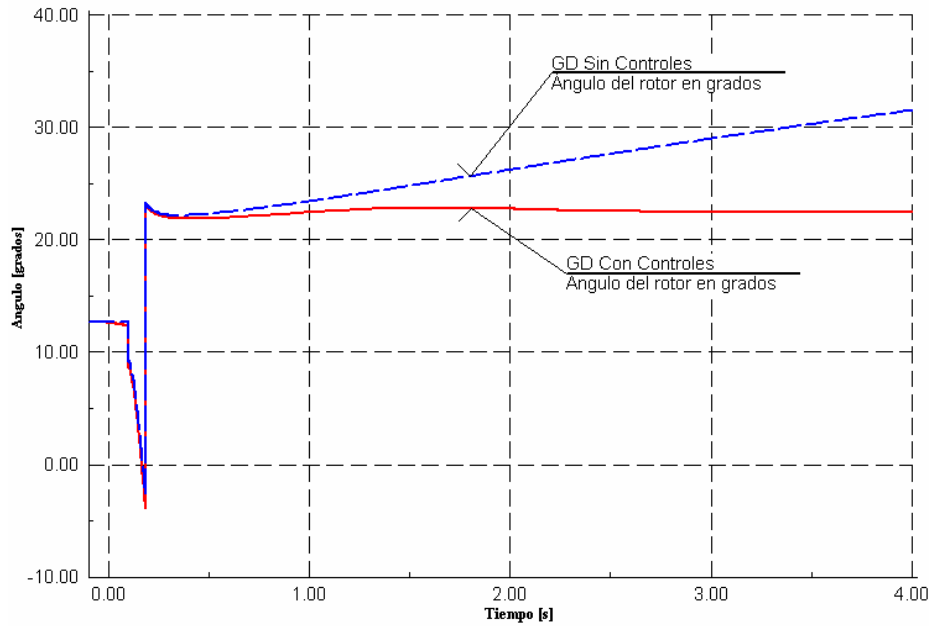


Figura 3.2. Comportamiento del ángulo del rotor de la GD con controles y sin controles.

Otro factor importante en la estabilidad de la GD es la capacidad de los generadores utilizados; esto es, si la capacidad de dichos generadores es igual o mayor a la carga en la parte aislada, la GD será más estable durante la conexión aislada. Un ejemplo de ello se da cuando se forma una isla por la apertura del interruptor 52-1 debido al mantenimiento de la red como lo muestra la figura 3.3.

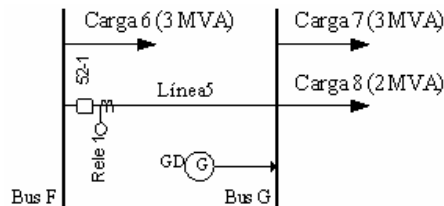


Figura 3.3. Formación de una isla debido a la apertura del int. 52-1 por mantenimiento.

La estabilidad del generador conectado en la parte aislada de la figura 3.3, dependerá la capacidad del mismo para alimentar las cargas 7 y 8. En un primer caso se encuentra operando a un generador de 4.9MVA al 82.34% de su capacidad, para el segundo caso, el generador es de 10MVA y se encuentra operando al 40% de su capacidad. La figura 3.4 muestra el comportamiento del ángulo del rotor del generador para las distintas capacidades de GD. Puede notarse en la figura 3.4 que el generador de 4.9MVA es inestable cuando queda conectado en la isla de la figura 3.3, por otro lado, el generador de 10MV es estable para dicha operación isla.

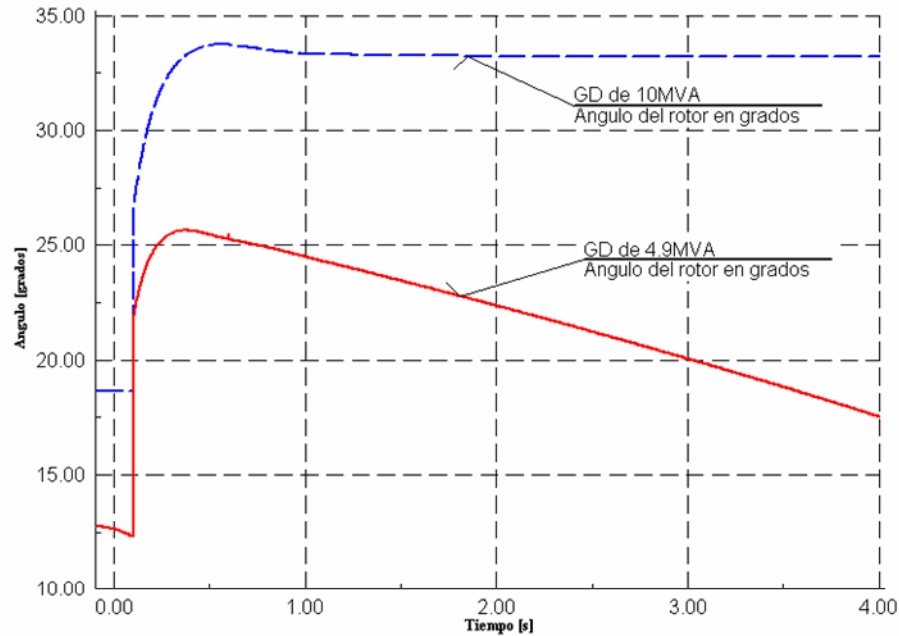


Figura 3.4. Comportamiento del ángulo del rotor con distintas capacidades de GD.

En general la mayoría de la GD está construida con máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para la operación satisfactoria del sistema es que todas las máquinas síncronas permanezcan en sincronismo, es decir “en fase”. Este aspecto de estabilidad está influenciado por la dinámica del ángulo del rotor del generador y por la relación potencia-ángulo [21]. Entonces se puede decir que la estabilidad transitoria en la GD depende de:

- la capacidad de la GD conectada a las redes de distribución.
- Y los controles utilizados en los generadores de la GD

3.3 COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE Y LA FRECUENCIA EN LA FORMACIÓN DE ISLAS

Normalmente cuando se forma una isla su periodo de duración es muy corto, a menos que la GD tenga una capacidad igual o mayor a la carga suministrada en la isla, por ejemplo, cuando la GD de la figura 3.1, tiene una mayor capacidad que las cargas conectadas durante el efecto isla, existirá un incremento en el voltaje y la frecuencia de la parte aislada, ver las figuras 3.5 y 3.6.

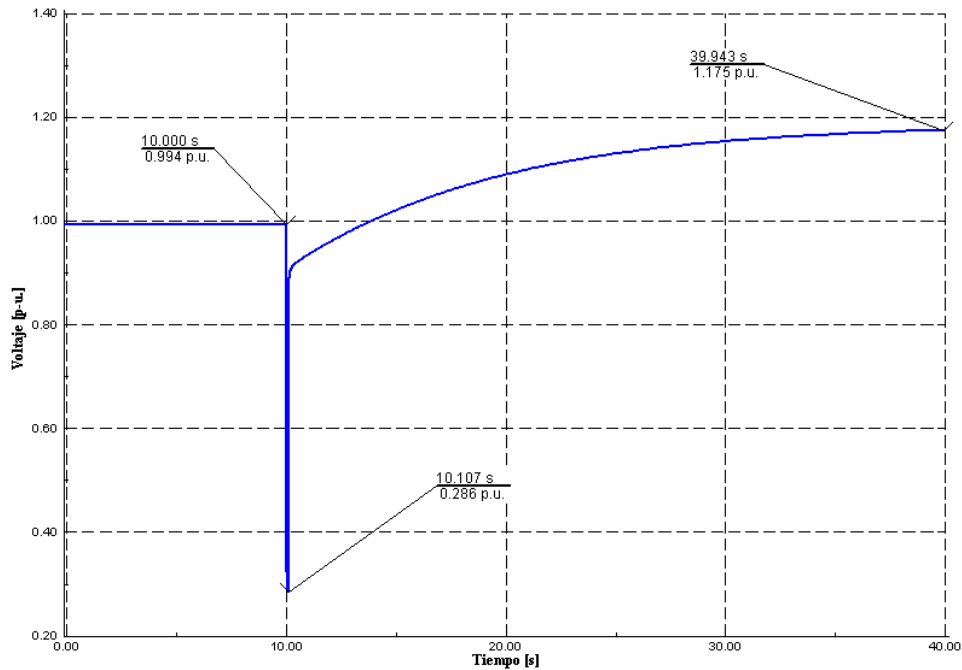


Figura 3.5. Incremento del voltaje en la parte aislada.

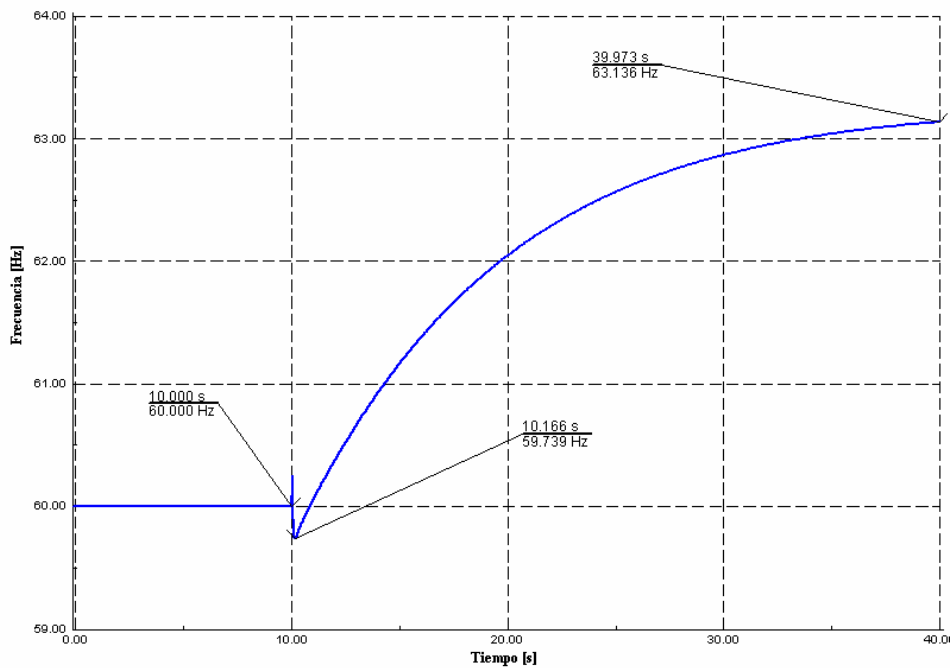


Figura 3.6. Incremento de la frecuencia en la parte aislada.

Cuando la capacidad de la GD es menor a la carga en la parte aislada, el voltaje y la frecuencia de la parte aislada disminuirán rápidamente, por ejemplo, cuando la GD de la figura 3.1 tiene una menor capacidad que las cargas conectadas en la isla, el voltaje y la frecuencia de la parte aislada disminuirán rápidamente, figura 3.7 y 3.8.

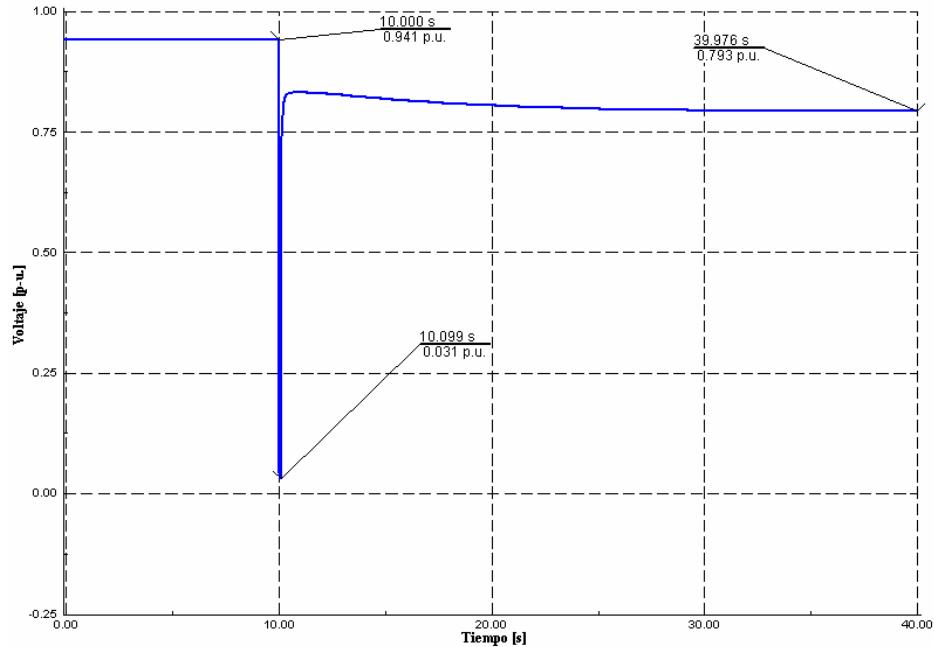


Figura 3.7. Disminución del voltaje en la parte aislada.

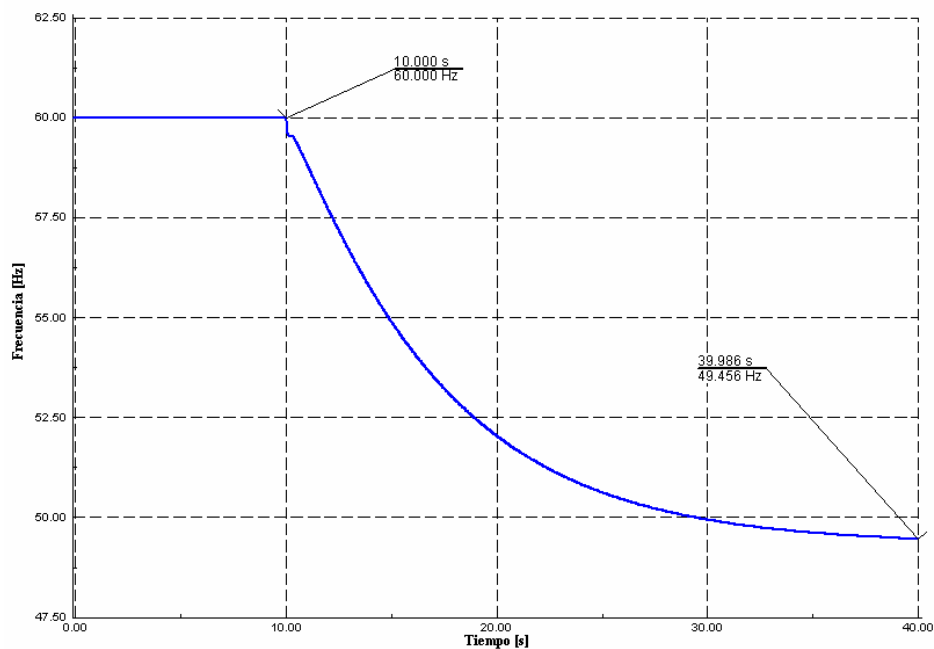


Figura 3.8. Disminución de la frecuencia en la parte aislada.

3.4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA FORMACIÓN DE ISLAS

Teóricamente, una isla es indetectable cuando las cargas en la isla son absolutamente constantes y exactamente iguales (incluyendo las pérdidas) a la potencia real y reactiva de salida de la GD de la isla [15].

En la práctica, las cargas no son constantes y el balance exacto entre suministro y demanda es improbable. La variación real de la carga y la diferencia entre suministro y demanda dará como resultado un punto de partida para nuevos esquemas de protección basados en el voltaje y la frecuencia.

3.4.1 Relevador de frecuencia (81)

Un relevador de frecuencia es un dispositivo que opera con un valor de frecuencia predeterminado, ya sea un valor mayor o menor de la frecuencia nominal de la red. El relevador para bajas frecuencias se diseña para utilizarse en esquemas de desconexión de carga. Su operación es por pasos, es decir, se fijan puntos límites de operación (frecuencia tiempo), por lo tanto, mandará una señal de disparo para desconectar la fuente de GD después de un periodo de tiempo preestablecido, si la frecuencia está fuera de sus límites permisibles.

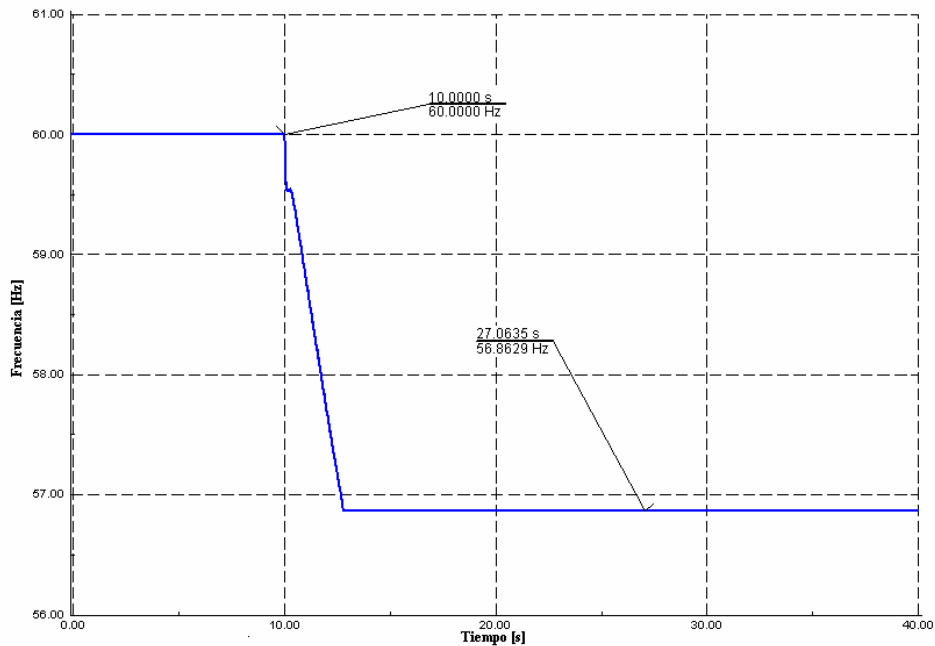


Figura 3.9. Frecuencia vista por el relevador de baja frecuencia.

Para la red de la figura 3.1 supone que el relevador 1 opero y dejó en condición de isla al generador distribuido, resultando una baja frecuencia, entonces el relevador de baja frecuencia mandará una señal de disparo para desconectar a la GD de la parte aislada como lo muestra la figura 3.9. El IEEE std.1547-2003 [16] recomienda un rango de 59.8-57Hz y un tiempo de disparo de entre 0.16s a 300s. Para frecuencias menores de 57Hz se tiene un tiempo de 0.16s.

3.4.2 Relevador de bajo voltaje (27)

Un relevador de bajo voltaje (27) se calibra para que opere en circunstancias donde el voltaje cae por debajo del ajuste de arranque y el tiempo de retardo haya transcurrido, basado en las características de operación tiempo-voltaje. Para determinar el ajuste, la norma IEEE std. 1547-2003 [16] recomienda para un voltaje menor al 50% del voltaje nominal, un tiempo de operación de 0.16s y para voltajes mayores del 50% hasta un 80% del valor nominal, se establece un tiempo de operación 2s. Cuando existan condiciones de isla como el de la figura 3.3, existirá un bajo voltaje como se muestra en la figura 3.10, por lo que el relevador de bajo voltaje mandará una señal de disparo para desconectar a la GD de la parte aislada.

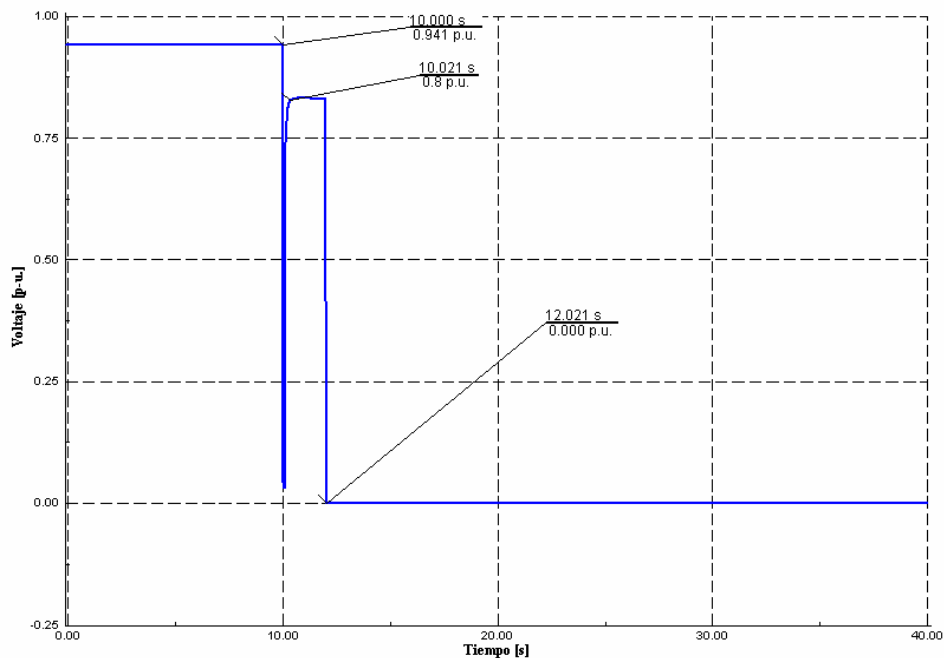


Figura 3.10. Voltaje visto por el relevador de bajo voltaje.

3.4.3 Relevador de Sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Este tipo de relevador puede ser de gran ayuda en los esquemas de protección para la formación de islas, sobre todo cuando existan fallas cercanas a la GD, donde las corrientes de falla son muy grandes y requieren ser liberadas en el menor tiempo posible. Para condiciones de operación con GD conectada en el bus G de la red de distribución de la figura 3.3 y una falla en ese mismo bus G, existe una gran corriente de falla que ocasiona que el relevador de tiempo inverso mande una señal de disparo para liberar a la GD de dicha falla, ver figura 3.11.

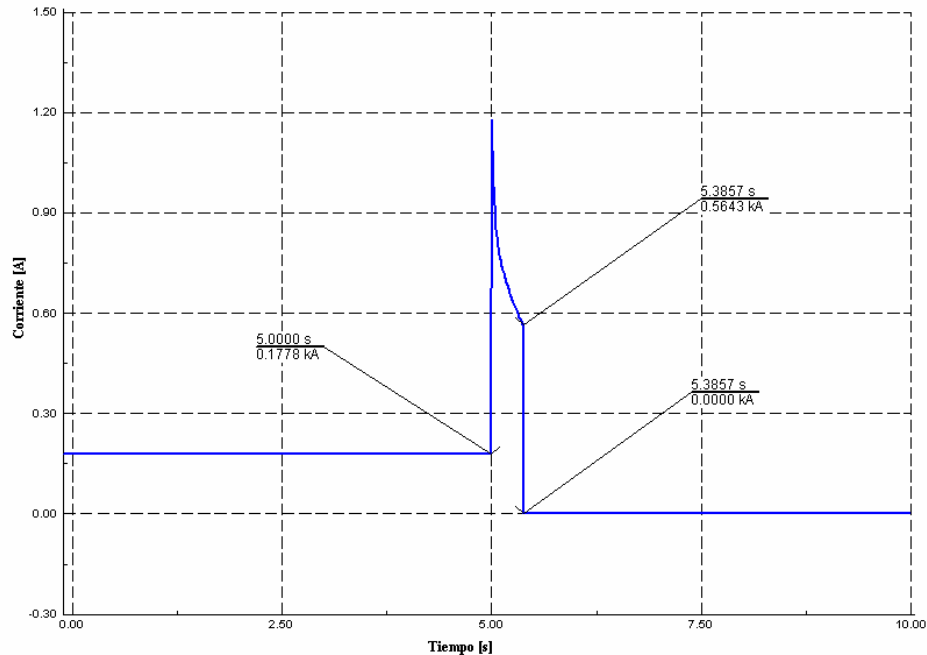


Figura 3.11. Corriente vista por el relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.

3.5 COORDINACIÓN DE LOS RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA, BAJO VOLTAJE Y SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO

El ajuste para la coordinación de estos tres relevadores es necesario, ya que, existen condiciones en las que la frecuencia, voltaje o corriente se encuentran fuera de los ajustes establecidos de tal modo que debe existir un respaldo entre relevadores.

Para la red de la figura 3.1, si la GD está conectada en el bus G y ocurre una falla en el bus G, el primer relevador que opera es el relevador de sobrecorriente de tiempo inverso, el relevador de bajo voltaje (27) no alcanza a mandar la señal de disparo ya que una vez que opera el relevador de sobrecorriente, el voltaje cae de manera precipitada.

Por otro lado, para este mismo caso, el relevador el relevador de baja frecuencia (81) nunca manda la señal de disparo debido a que la frecuencia de operación después de la falla no llega a ser menor que la frecuencia de ajuste del relevador según la IEEE std.1547-2003 ver figura 3.12.

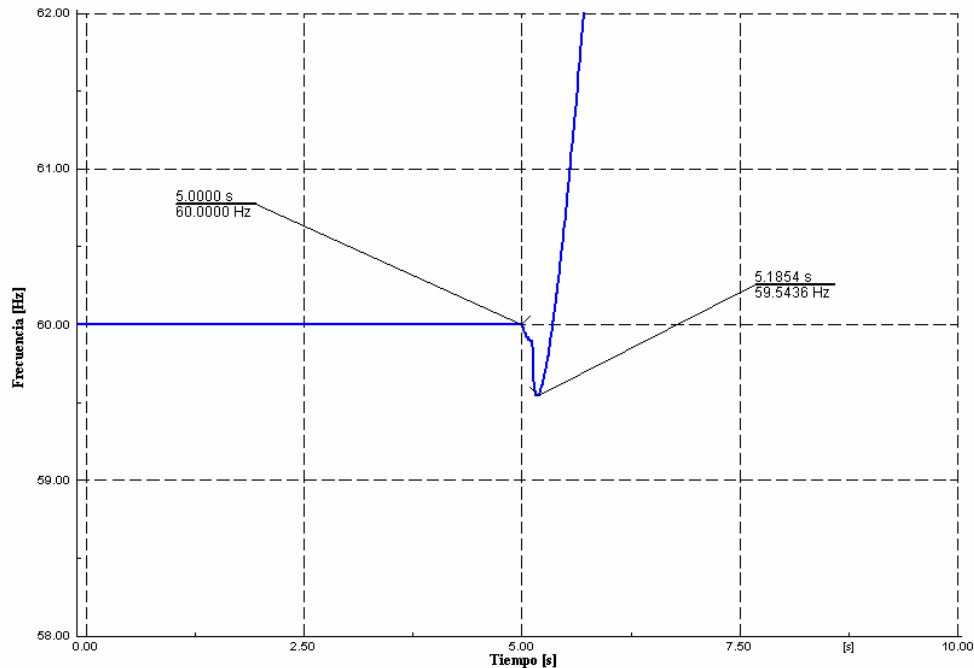


Figura 3.12. Frecuencia de falla mayor a la frecuencia de ajuste del relevado de baja frecuencia.

Para el mismo caso de conexión de GD y falla, pero suponiendo que el relevador de sobrecorriente (51) no opere porque esté fuera de servicio por mantenimiento, exista un mal ajuste o se encuentre dañado, el relevador 27 opera después de permanecer el bajo voltaje durante un determinado tiempo de ajuste, liberando así al GD y evitando que se forme una isla. Si los ajustes para los relevadores de voltaje, frecuencia o corriente son adecuados, siempre existirá un respaldo para cada uno de estos relevadores, dependiendo de la falla que ocurra.

3.6 OTROS FACTORES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD

El tipo y localización de la falla, así como también el tiempo de liberación de la misma, son otros factores que afectan la estabilidad de la GD conectada a las redes de distribución. La estabilidad transitoria es analizada para fallas trifásicas, ya que este tipo de falla, es el más severo y si el sistema es estable para este tipo de falla lo será para las otras fallas las cuales son menos severas [22].

Un ejemplo de estabilidad transitoria debida a la localización de la falla se da cuando la GD está conectada en el Bus C de la red de distribución de la figura 3.13. La corriente de falla

trifásica en los buses D, F, E y G es igual a la suma de la corriente de falla suministrada por la GD y la corriente de falla de la fuente de suministro, tal como lo indica la ecuación 2.10, en el capítulo 2. Esta nueva corriente de falla afecta a la estabilidad transitoria de los generadores distribuidos ya que entre mayor sea la corriente de falla, mayor será el amortiguamiento de los generadores.

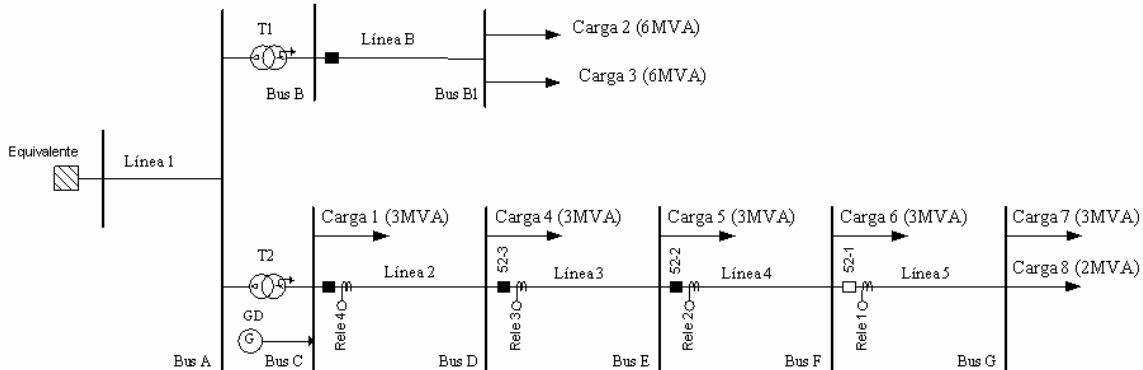


Figura 3.13. Red de distribución con GD conectada en el Bus C.

La figura 3.14 muestra el comportamiento del ángulo del rotor de la GD para las distintas localizaciones de falla. La corriente de falla que existe en el Bus D es mayor a la que existe en el bus G, la cual produce un mayor amortiguamiento en el ángulo del rotor del la GD. Cuando existe una falla en el Bus G la corriente de falla es menor, y así disminuirá el amortiguamiento de los generadores. En todos los casos la falla es liberada en un tiempo de 0.2s, sin la operación de algún relevador, esto es, no se pierde la carga instalada. En los estudios de estabilidad transitoria el periodo de tiempo de interés está limitado de 3 a 5 segundos después de la falla, aunque podría extenderse a más de 10 segundos para sistemas muy grandes. Si se determina que las máquinas del sistema permanecen en sincronismo dentro de este lapso de tiempo, se considera que el sistema es transitoriamente estable [17].

Para el caso de estabilidad por tiempo de liberación de la falla se tiene que, entre mayor sea el tiempo de liberación de la falla mayor será el tiempo que le tome al ángulo del generador en estabilizarse. Lo anterior puede apreciarse en la figura 3.15, la cual muestra el comportamiento del ángulo del rotor del generador para distintos tiempos de liberación de falla cuando éste se encuentra conectado como en la figura 3.13 y ocurre una falla trifásica en el bus E.

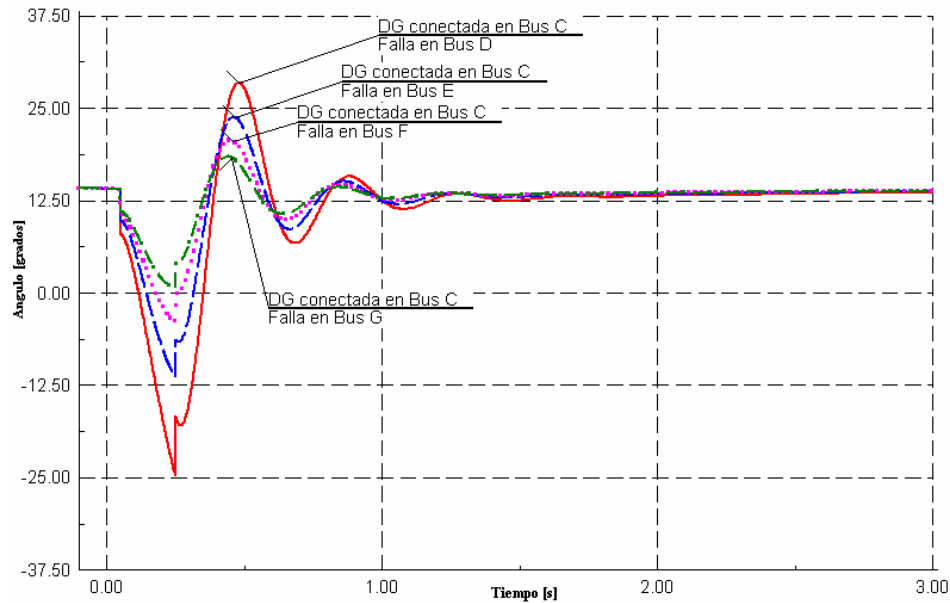


Figura 3.14. Comportamiento del ángulo del rotor de la GD para distintas localizaciones de falla.

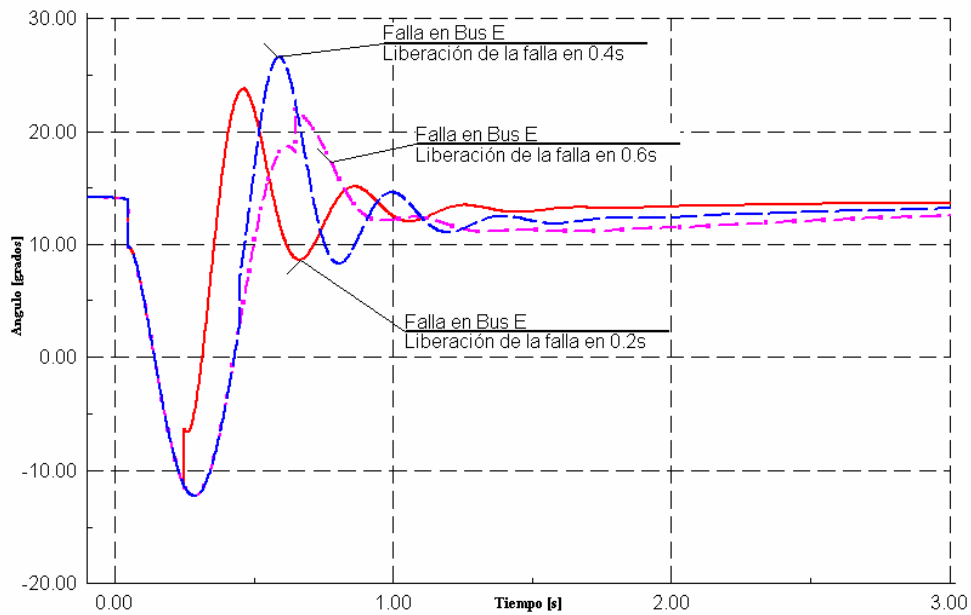


Figura 3.15. Comportamiento del ángulo del rotor de la GD para distintos tiempos de liberación de falla.

3.7 ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La estabilidad de voltaje es definida como la habilidad de la red de mantener niveles de voltaje dentro de límites permisibles en todos los nodos de la red, en operaciones normales y después de haber sido sujetos a un disturbio [18]. Ejemplo de estabilidad de voltaje se da en la red de la figura 3.13, la cual después de haber sido sometida a una falla trifásica en el Bus G y liberada

en 0.2s, se mantiene estable el voltaje en los Buses C, D, E, F y G como lo muestra la figura 3.16.

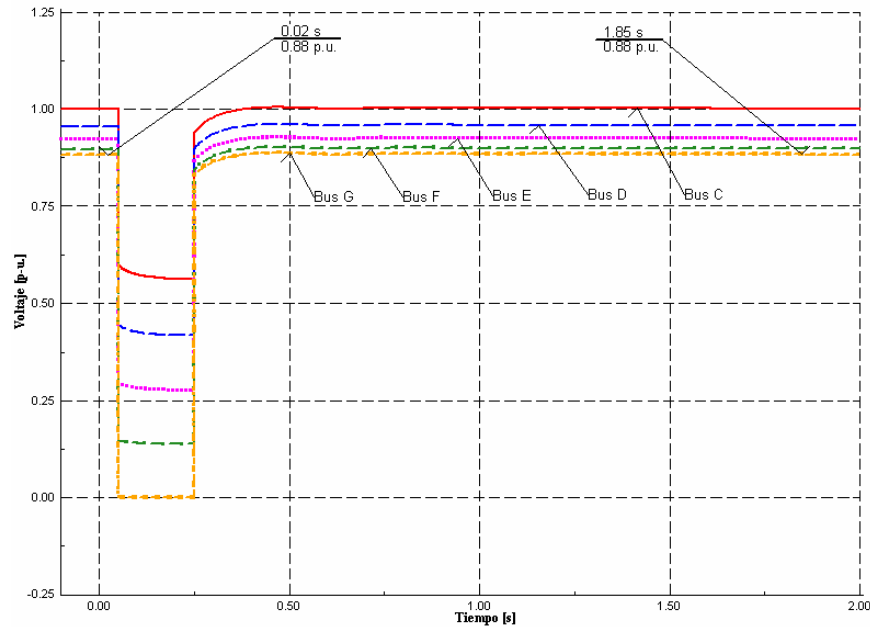


Figura 3.16. Voltaje en p.u. de los Buses C, D, E, F y G para una falla en G.

La inestabilidad de voltaje resulta de una caída o aumento progresivo e incontrolable de voltajes en algunos nodos de la red de distribución. Un resultado posible de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de algunas cargas, líneas de transmisión y otros elementos en cascada debido de sus sistemas de protección. La consecuencia más drástica de la inestabilidad de voltaje se conoce con el término colapso de voltaje, que frecuentemente es empleado incorrectamente al hacer uso a todos los problemas de estabilidad de voltaje. Con la conexión de GD a las redes de distribución, la estabilidad de voltaje en sus nodos de la red puede ser afectada debido a la desconexión del generador distribuido [21].

Un ejemplo del impacto que tiene la desconexión de GD en las redes de distribución se da en la red de la figura 3.17, donde la GD se encuentra conectada en el bus G. La figura 3.18 muestra caída de voltaje en los buses C, D, E, F y G cuando la unidad de GD es desconectada del bus G de la red de distribución. Dicho colapso de voltaje está por debajo de los límites permisibles de operación para redes de distribución el cual es de $\pm 5\%$ del voltaje nominal según la IEEE Std. 1547-2003 [16].

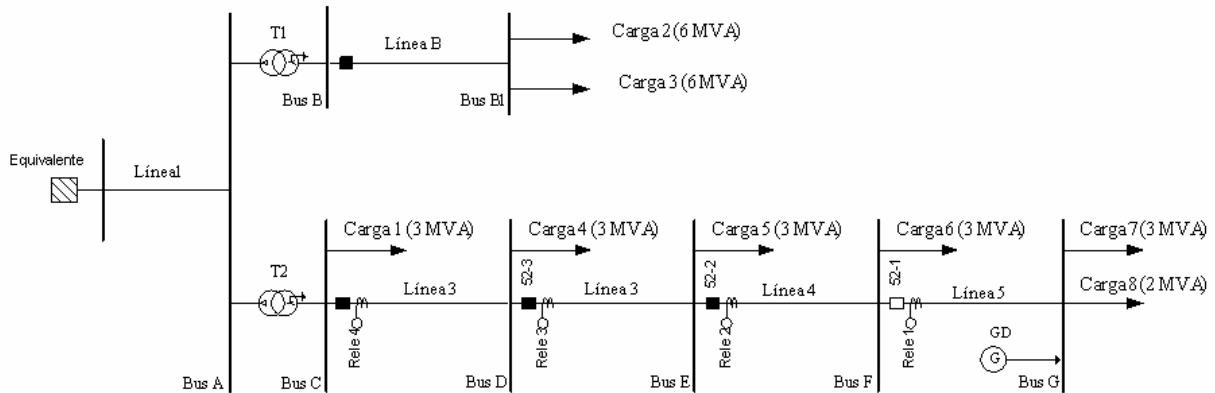


Figura 3.17. Red de distribución con GD conectada en el Bus G.

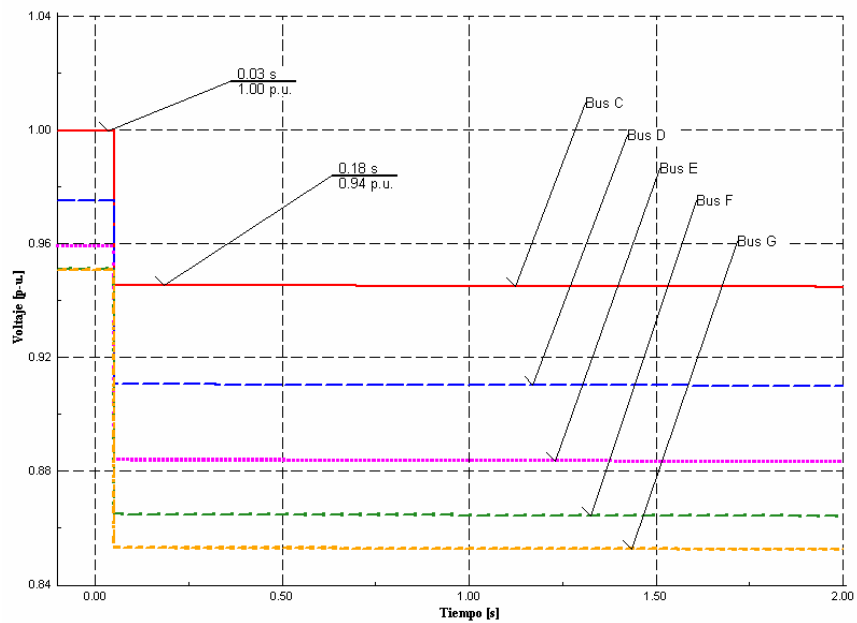


Figura 3.18. Voltaje en p.u. de los Buses C, D, E, F y G, ante la desconexión de la GD.

3.8 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

El problema de operación en forma aislada de las unidades de GD en redes de distribución, tiene un impacto directo sobre la estabilidad de los generadores síncronos utilizados para dicha generación, es por ello que mediante criterios de selección de ajustes en dispositivos de protección se evita la formación de islas. Por otro lado, la estabilidad de los generadores síncronos depende del tipo, localización y tiempo de duración de la falla. Finalmente la estabilidad de voltaje en las redes de distribución puede ser afectada con la desconexión de las unidades de GD.

ANÁLISIS DE LAS PROTECCIONES DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4

CAPÍTULO

4.1 INTRODUCCIÓN

Para el análisis de la red de distribución con GD se utilizó el programa comercial DigSILENT Power Factory 13.2. La metodología a seguir para el estudio de los beneficios e impactos de de la GD en dicha red se presentan a continuación.

1. En primera instancia se debe estudiar la red de distribución bajo condiciones normales de operación, es decir, sin GD.
2. Por medio del módulo de cálculo de flujo de carga se determinan las potencias activa y reactiva, así como, los niveles de carga de líneas y transformadores también se pueden establecer mediante este módulo.
3. Una vez obtenidos los altos y bajos voltajes en buses se determinan los perfiles de voltaje en alimentadores de la red, los cuales se establecen para los distintos niveles o áreas tensión. Los resultados obtenidos de perfiles de voltaje en alimentadores y niveles de carga en líneas y transformadores, en condiciones normales de operación de la red, son comparados a través de los mismos estudios pero considerando la conexión de GD. De esta manera se determinan los buses, líneas y transformadores beneficiados al mejorar los voltajes y disminuir los niveles de carga.
4. Con el módulo de cálculo de cortocircuito, se determina para los distintos buses de alimentadores, los niveles de corriente de falla (trifásica, bifásica y monofásica) ante condiciones normales de operación de la red. Posteriormente, se realiza el mismo estudio pero considerando la conexión de GD.

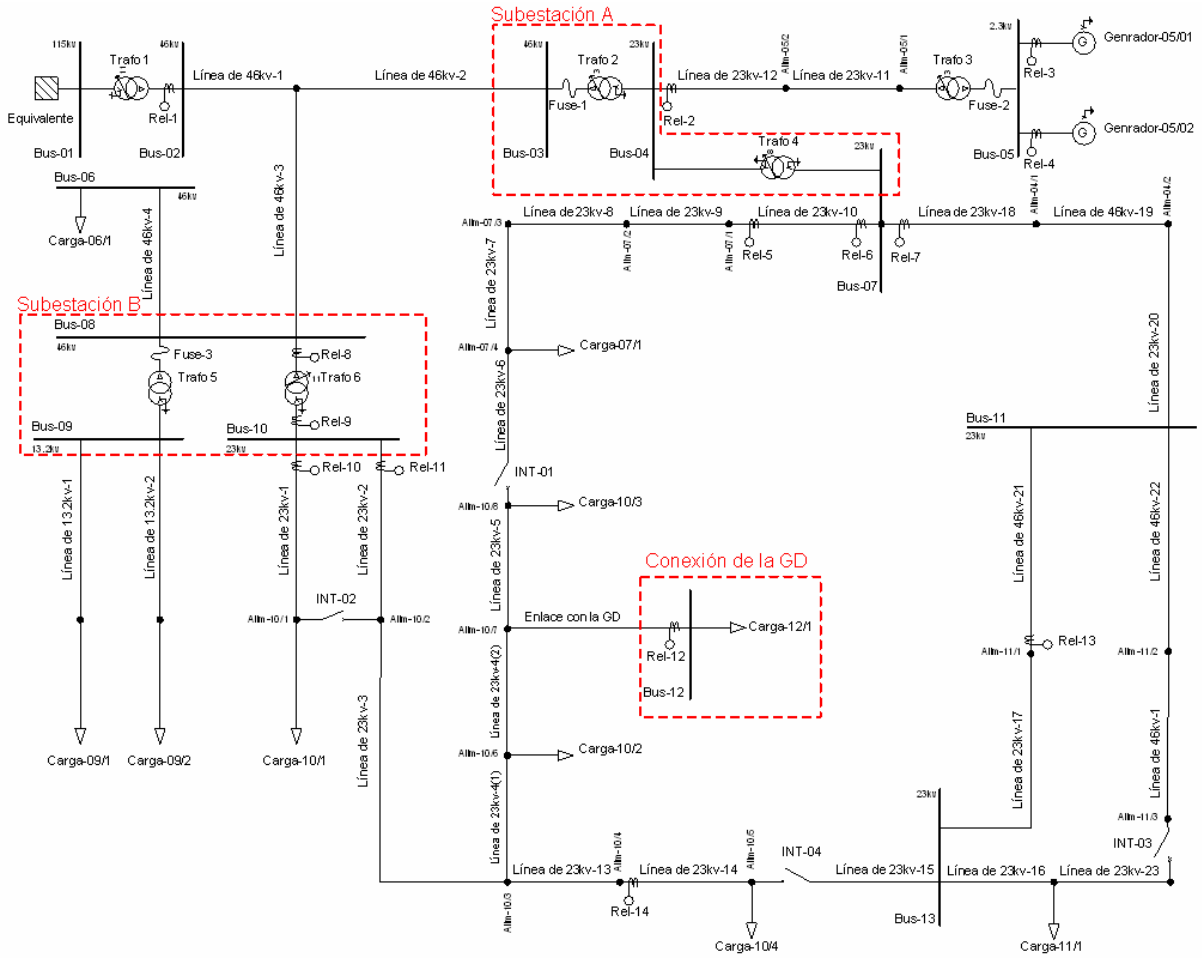
5. Con paso el anterior se determina el efecto que tiene la GD en la coordinación de los dispositivos de protección, instalados con anterioridad.
6. En base a las corrientes de carga y de falla, considerando la conexión de la GD se proponen nuevos ajustes en los dispositivos de protección.
7. Con la GD conectada a la red, se estudian las posibles formas de isla y su impacto en la estabilidad del generador síncrono mediante el módulo de simulación de valores RMS con el que cuenta el programa.
8. Se utilizan los criterios de ajuste de dispositivos de protección, en este caso los estudiados en la sección 3.4, para evitar la formación de islas y así disminuir los problemas de inestabilidad de los generadores síncronos.
9. Por último se realiza un estudio de estabilidad de voltaje ante posibles fallas o desconexión de la GD.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL

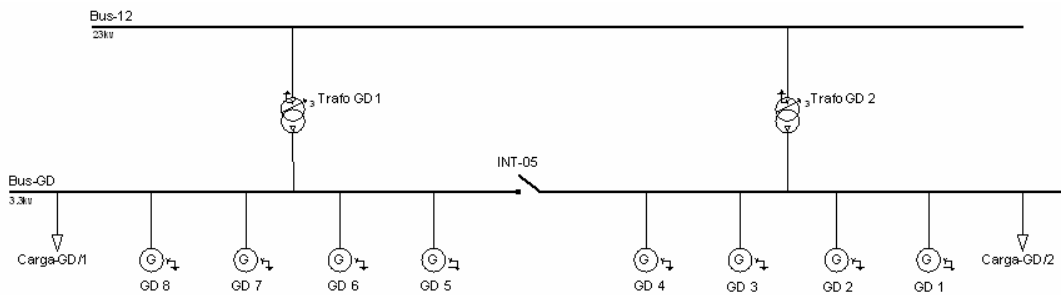
Para llevar a cabo este trabajo se utilizó la red de distribución real que se muestra en la figura 4.1a. La planta de GD está conectada en el Bus-12 de la red de distribución real, la cual consta de 8 generadores como lo muestra la figura 4.1b.

El sistema está formado por una red de suministro alimentada a una tensión de 115KV con una potencia de cortocircuito de 1990.663MVA, la cual se transforma a una tensión de 46KV por un transformador de 30MVA (trafo 1). La carga total del sistema es de 29.414MVA, aproximadamente. La red está formada por dos subestaciones y por 70.57Km de líneas.

Los datos de los elementos de la red distribución real, tales como: el equivalente, líneas, transformadores, y cargas son reales y se muestran en las tablas B.1, B.2, B.3, del Apéndice B. Asimismo, los datos de la planta de GD son reales recopilados en campo y se muestran en las tablas B.4 del Apéndice B.



(a)



(b)

Figura 4.1. a) Red de Distribución de Real. b) Planta de GD.

Como puede verse en la figura 4.1a, la red de distribución real tiene la capacidad de conectarse en forma de anillo al cerrar los interruptores INT-01, INT-03 y INT-04. La conexión en anillo tiene el fin de mejorar los niveles de tensión para todos los buses, además de tener un respaldo de energía en caso de que alguno de los transformadores (trafo 4 o trafo 6) estén fuera de servicio por falla o mantenimiento.

Sin embargo, debido a las siguientes condiciones que son explicadas brevemente, no es recomendable la conexión en anillo de la red de distribución real.

1. Los dispositivos de protección (Rel-5, Rel-6, Rel-7, Rel-13 y Rel-14) son no direccionales, por lo que una falla en la red de distribución ocasiona una operación inadecuada de cualquiera de estos dispositivos de protección. Esta operación inadecuada depende de la localización de la falla.
2. El respaldo de energía, en caso de que alguno de los transformadores (trafo 4 o trafo 6) estén fuera de servicio por falla o mantenimiento, no podrá realizarse, ya que la capacidad de los transformadores (trafo 4 o trafo 6) no es suficiente para suministrar la energía requerida por el circuito en anillo, si alguno de estos dos transformadores estuviera fuera de servicio. Esto lleva a la condición que existan niveles de tensión inadecuados en los buses más alejados del transformador que se encuentre en servicio.

Como consecuencia de lo anterior es recomendable que la red de distribución de prueba, opere siempre con la conexión que muestra la figura 4.1a (conexión radial). Entonces la conexión en anillo no es tomada en cuenta para el análisis del impacto de la GD en la red de distribución de prueba que se presenta en este trabajo.

4.3 FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL

Para comprender el impacto de la planta de GD en los niveles de tensión de la red de distribución es necesario analizar los perfiles de voltaje de la red de distribución antes y después de la conexión de la planta de GD.

4.3.1 Perfiles de voltaje de Red de distribución de real sin GD

Por medio del cálculo de flujos de carga se determinan los perfiles de voltaje de la red. Para fines prácticos se dividió la red de distribución en 7 alimentadores; la figura 4.2 y 4.3 muestran los alimentadores más significativos en este estudio.

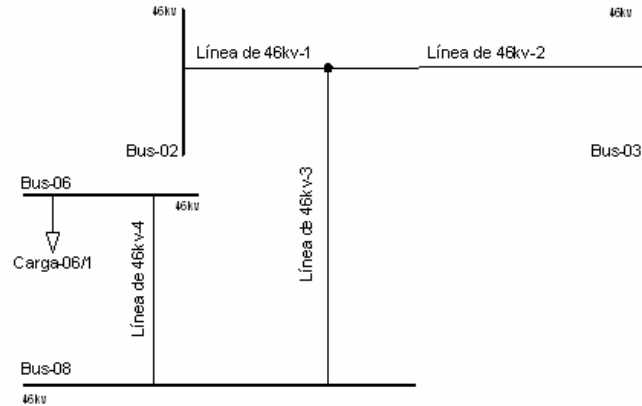


Figura 4.2. Alimentador de Transmisión.

El alimentador de la figura 4.2 comprende las líneas y buses conectados en el área de 46kV. Por otro lado, el alimentador de la figura 4.3 comprende las líneas y buses conectados en el área de 23kV del Bus-10 en la subestación B. Sin GD conectada a la red de distribución de prueba, existen niveles bajos de tensión en algunos buses, así como la sobrecarga de líneas en los alimentadores de las figuras 4.2 y 4.3.

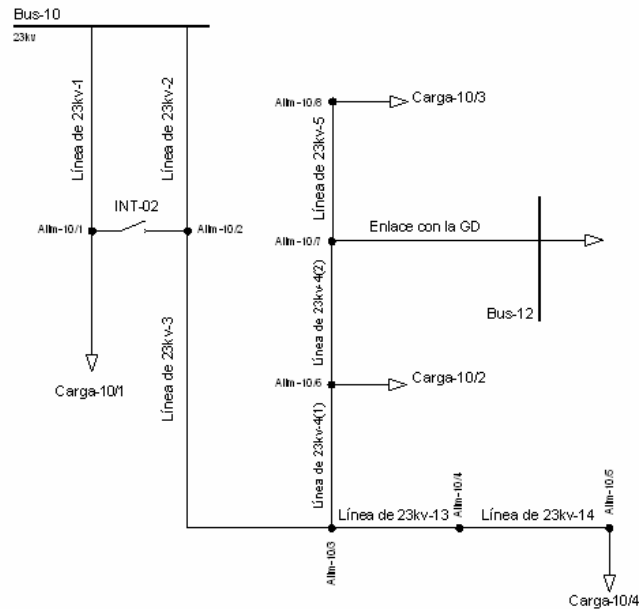


Figura 4.3. Alimentador del Bus-10 en la subestación B.

Los resultados de flujo de carga de los alimentadores de las figuras 4.2 y 4.3, se muestran en la tabla 4.1 donde se puede notar como el bus Alim-10/5 se encuentra a un nivel de tensión de 0.93p.u. el cual se está fuera de los límites voltaje recomendados por la norma IEEE std 1547-2003 que lo establece entre 0.95p.u. a 1.05p.u. Por otro lado, el transformador 1 (trafo 1) se

encuentra operando a un 114.55% con respecto a su potencia nominal. La figura 4.4 muestra el perfil de voltaje del alimentador de transmisión en donde los buses 6 y 8 tienen un voltaje menor a los límites recomendados por IEEE std 1547-2003.

Tabla 4.1. Voltajes y niveles de carga de líneas y buses sin DG.

Elementos Sobrecargados	Voltaje		Circuitos	Cargab. [%]
	[p.u.]	[kV]		
Bus-02	1.00	45.91	Trafo 1	114.55
			Línea de 46 kV-1	93.22
Alim-01/1	0.99	45.62	Línea de 46 kV-2	26.67
			Línea de 46 kV-3	66.88
Bus-06	0.948	43.63	Línea de 46 kV-4	0.03
Bus-08	0.948	43.63	Trafo 5	55.6
			Trafo 6	83.87
Bus-09	0.93	12.27	Línea de 13.2kV-1	33.83
			Línea de 13.2kV-2	15.68
Bus-10	1.00	23.00	Línea de 23 kV-1	60.73
			Línea de 23 kV-2	96.97
Alim-10/2	0.98	22.56	Línea de 23 kV-3	96.99
Alim-10/3	0.96	22.10	Línea de 23 kV-4(1)	55.23
Alim-10/4	0.954	21.96	Línea de 23 kV-13	35.65
Alim-10/5	0.93	21.29	Línea de 23 kV-14	35.72
Alim-10/6	0.96	22.10	Línea de 23 kV-4(2)	52.49
Alim-10/7	0.952	21.89	Enlace con la GD	38.93
Alim-10/8	0.952	21.89	Línea de 23 kV-5	0.95
Alim-10/9	0.952	21.89	Línea de 23 kV-6	0.08

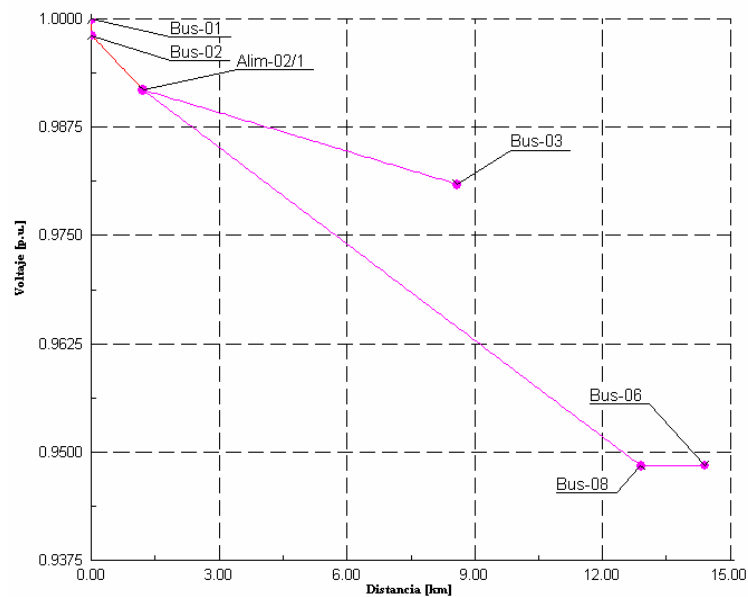


Figura 4.4. Perfil de voltaje del alimentador de Transmisión sin GD.

4.3.2 Perfiles de voltaje de Red de distribución de real con GD

Cuando la GD es conectada a la red de distribución real, los niveles de voltaje mejoran, además de que el transformador principal, trafo 1, es liberado de la sobrecarga con la cual estaba operando. Lo anterior se puede ver en la tabla 4.2 en donde los problemas de bajo voltaje en buses y sobrecargas en las líneas son resueltos.

Tabla 4.2. Voltajes y niveles de carga de líneas y buses con DG.

Elementos Sobrecargados	Voltaje		Circuitos	Cargab. [%]
	[p.u.]	[kV]		
Bus-02	1.00	46.00	Trafo 1	66.12
			Línea de 46 kV-1	54.51
Alim-01/1	1.00	46.00	Línea de 46 kV-2	26.78
			Línea de 46 kV-3	27.98
Bus-06	0.98	45.24	Línea de 46 kV-4	0.04
Bus-08	0.98	45.24	Trafo 5	56.60
			Trafo 6	28.37
Bus-09	0.96	12.73	Línea de 13.2kV-1	34.62
			Línea de 13.2kV-2	16.05
Bus-10	1.00	23.00	Línea de 23 kV-1	60.57
			Línea de 23 kV-2	48.78
Alim-10/2	1.00	23.00	Línea de 23 kV-3	44.74
Alim-10/3	1.00	23.00	Línea de 23 kV-4(1)	76.42
Alim-10/4	1.00	23.00	Línea de 23 kV-13	36.89
Alim-10/5	0.98	22.48	Línea de 23 kV-14	36.89
Alim-10/6	1.02	23.45	Línea de 23 kV-4(2)	76.27
Alim-10/7	1.03	23.63	Enlace con la GD	57.68
Alim-10/8	1.03	23.63	Línea de 23 kV-5	0.99
Alim-10/9	1.03	23.63	Línea de 23 kV-6	0.09

A partir de los resultados anteriores se aprecian los beneficios principales al conectar GD en redes de distribución son: la reducción de caídas de voltaje y la liberación de sobrecarga de líneas y transformadores; de esta manera se hace justificable la conexión de plantas de GD en redes de distribución. Sin embargo, como ya se dijo antes, la GD trae consigo otros tipos de problemas que serán analizados en este capítulo.

La figura 4.5 muestra el perfil de voltaje del alimentador de transmisión en donde los buses 6 y 8 tienen un voltaje dentro de los límites recomendados por IEEE std 1547-2003 gracias, a la conexión de la planta de GD.

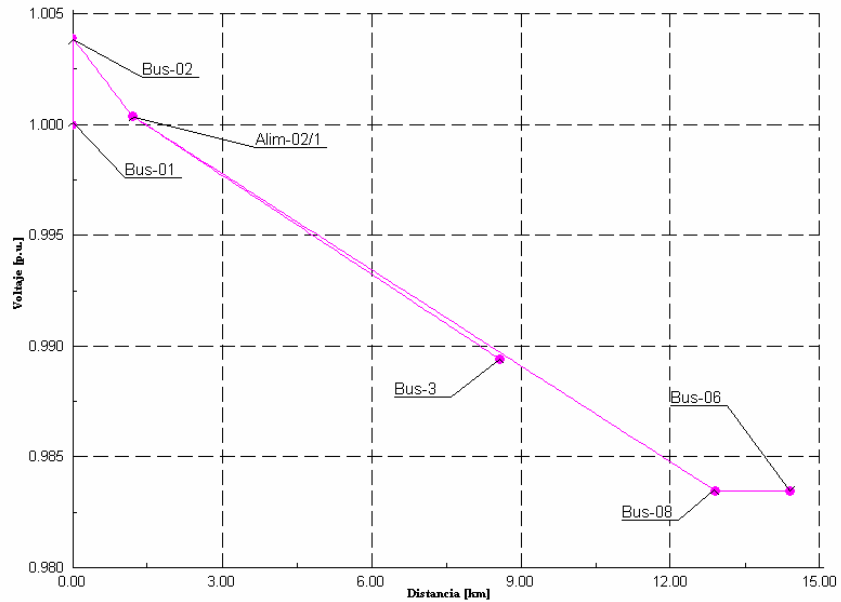


Figura 4.5. Perfil de voltaje del alimentador de Transmisión sin GD.

4.4 PROBLEMAS DE LA GD EN LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Los dispositivos de protección que se ven a afectados por la conexión de la GD conectada en el bus 12 son los relevadores 9, 11 y 14, que se encuentran conectados en el alimentador de la figura 4.6. En la tabla 4.3 se muestran los ajustes de los dispositivos de protección de fase que protegen el alimentador de la figura 4.6 los cuales fueron recopilados en campo.

Tabla 4.3. Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de fase

Relevador	Relación de transformación del TC	TAP [A]	Dial	Instantáneo [A]	Tipo de curva
9	$RTC = \frac{700}{5} = \frac{140}{1}$	4.60sec. 644pri.	1	17.0sec. 2382.8pri.	Extremadamente Inversa
10	$RTC = \frac{600}{5} = \frac{120}{1}$	3.00sec. 360pri.	1	15sec. 1800pri.	Extremadamente Inversa
11	$RTC = \frac{600}{5} = \frac{120}{1}$	3.00sec. 360pri.	1	15sec. 1800pri.	Extremadamente Inversa
14	$RTC = \frac{1000}{5} = \frac{200}{1}$	1.20sec.A. 240pri.	1.2	-----	Extremadamente Inversa

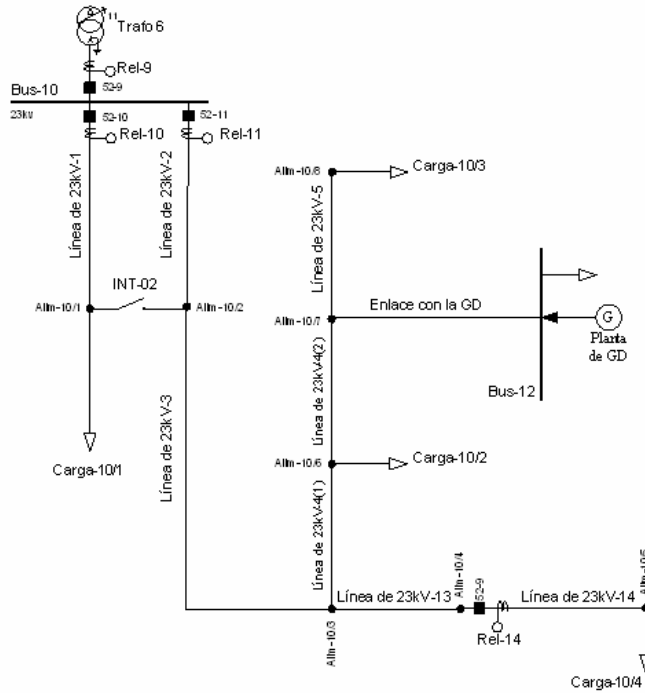


Figura 4.6 Relevadores afectados con la conexión de GD

La filosofía de coordinación para estos dispositivos de protección es que cuando exista una falla cerca del relevador 14, este debe operar en el menor tiempo posible, además, el relevador 14 debe estar respaldado por el relevador 11. De la misma manera el relevador 9 debe respaldar al relevador 11.

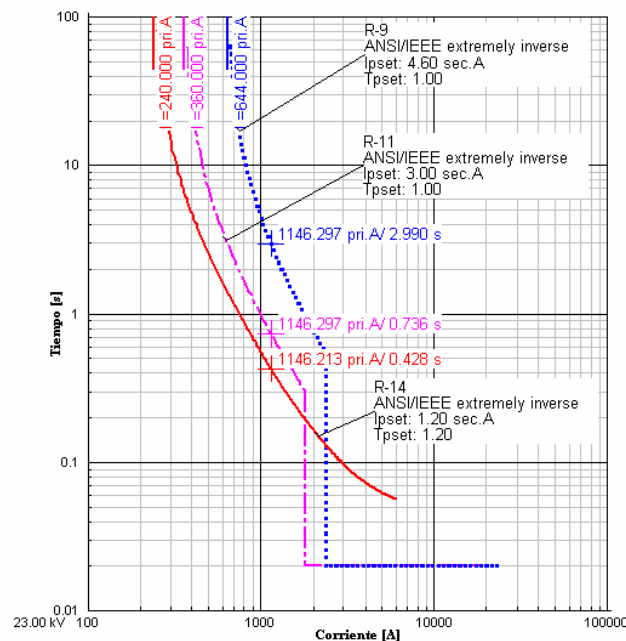


Figura 4.7. Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores iniciales, 9, 11 y 14 sin GD

La figura 4.7 muestra la corriente de falla y los tiempos de operación en los relevadores 9, 11, y 14 cuando ocurre una falla monofásica al 1% del relevador 14 sin GD conectada a la red. Se puede ver que el tiempo de operación del relevador 14 es de 0.428s mientras que los tiempos de operación de los relevadores 11 y 9 es de 0.736s y 2.99s, respectivamente.

Debido a que no existe un ajuste adecuado para la coordinación entre los dispositivos de protección (relevadores 9, 11 y 14) y previendo la conexión de la planta de GD en el bus 12, se propone un nuevo ajuste para los dispositivos de protección tomando en cuenta la conexión de la planta de GD.

4.4.1 Ajuste de los dispositivos de protección de la red de distribución real

La tabla de 4.4 muestra la corriente de carga máxima y la corriente de falla monofásica que pasa por los relevadores 9, 11 y 14 sin y con GD conectada a la red, así como también la corriente de carga promedio y la corriente de falla monofásica promedio.

Tabla 4.4. Corrientes de carga máxima con GD y sin GD

Relevador	Corriente de carga Máxima [A]		Corriente de carga Máxima promedio [A]	Corriente de falla Máxima [A]		Corriente de falla Máxima promedio [A]
	Sin GD	Con GD		Sin GD	Con GD	
	9	479.84		173.17	326.505	
11	209.36	96.72	153.04	3254	4557	3905.5
14	76.99	76.69	76.84	1147	2300	1723.5

4.4.1.1 Ajuste del Relevador 14

Con la corriente de carga promedio de 76.84A y una relación de transformación del TC (RTC) de 100:5, se ajusta la corriente de arranque ($I_{Pick-up}$) la cual debe estar al 150% de la corriente de carga:

$$I_{Pick-up} = I_C * 1.5 = (76.84A)(1.5) = 115.26A$$

La corriente en el secundario es:

$$I_{STC} = \frac{I_{Pick-up}}{RTC} = \frac{115.26A}{20} = 5.76A$$

El múltiplo del TAP (M) que existe para una corriente de falla monofásica promedio al 1% del relevador 14 ($I_{f\max 1\phi promedio} = 1723.5A$) es:

$$M = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC})} = \frac{1723.5A}{(5.76A)(20)} = 8.22$$

Con múltiplo del TAP de 8.22 y un dial de 0.05 el relevador 14 opera en un tiempo de 0.159s

4.4.1.2 Ajuste del Relevador 11

Con la corriente de carga promedio de 153.04A y una relación de transformación del TC (RTC) de 200:5, se ajusta la corriente de arranque, la cual debe estar al 150% de la corriente de carga:

$$I_{Pick-up} = I_C * 1.5 = (153.04A)(1.5) = 229.56A$$

La corriente en el secundario es:

$$I_{STC} = \frac{I_{Pick-up}}{RTC} = \frac{229.56A}{40} = 5.739A$$

Se desea que el relevador 14 sea respaldado por el relevador 11, cuando ocurra una falla al 1% del relevador 14 en un margen de tiempo que varía de 0.3s a 0.5s [11], por lo tanto:

$$t_{respaldo11} = t_{propio9} + t_{margen} = 0.159s + 0.3s = 0.459s$$

Para lograr el tiempo anterior de respaldo del relevador 11 es necesario calcular el TAP operación de dicho relevador con la corriente de falla monofásica al 1% del relevador 14:

$$M = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC})} = \frac{1723.5A}{(5.739A)(40)} = 7.5$$

Con el TAP anterior y el tiempo de respaldo deseado se obtiene el dial de 1

4.4.1.3 Ajuste del Relevador 9

Con la corriente de carga promedio de 326.51A y una relación de transformación del TC (RTC) de 500:5, se ajusta la corriente de arranque, la cual debe estar al 150% de la corriente de carga:

$$I_{Pick-up} = I_C * 1.5 = (326.51A)(1.5) = 489.75A$$

La corriente en el secundario es:

$$I_{STC} = \frac{I_{Pick-up}}{RTC} = \frac{489.75A}{100} = 4.89A$$

El tiempo de operación del relevador 9 para una falla al 1% del relevador 14 debe ser de:

$$t_{respaldo11} = t_{propio9} + t_{margin} = 0.459s + 0.3s = 0.859s$$

Para lograr el tiempo anterior de respaldo del relevador 9 es necesario calcular el TAP operación de dicho relevador con la corriente de falla monofásica al 1% del relevador 14:

$$M = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC})} = \frac{1723.5A}{(4.89A)(100)} = 3.5$$

Con el TAP anterior y el tiempo de respaldo deseado se obtiene el dial de 1. Los relevadores 9 y 11 son coordinados para una falla al 1% del relevador 14, ya que dichos relevadores se encuentran ubicados en el mismo bus, sin embargo, se requiere que el relevador 11 sea el primero en operar para una falla al 1% del relevador 14 en caso de que este ultimo no opere para dicha falla.

4.4.2 Operación de los dispositivos protección de la red de distribución real

Como ya se vio en el capítulo 4, la conexión de GD altera el tiempo de operación de los dispositivos de protección, pero con los nuevos ajustes realizados a los dispositivos de

protección tomando en cuenta la conexión de la GD, los tiempos de operación mantendrán una coordinación. La figura 4.8 muestra las corrientes de falla y los tiempos de operación de los dispositivos de protección con los ajustes iniciales sin GD, considerando una falla monofásica al 1% del relevador 14.

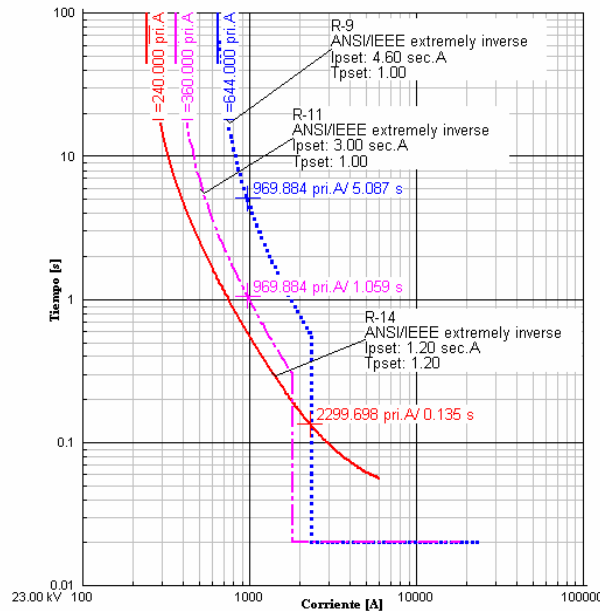


Figura 4.8. Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con ajustes iniciales 9, 11 y 14 con GD.

Como puede observarse en la figura 4.8 los tiempos de operación de los relevadores 11 y 9, están fuera del tiempo coordinación recomendado que es de 0.3s a 0.5s, es decir, no existe una coordinación adecuada entre estos dispositivos de protección. Con los nuevos ajustes propuestos a los dispositivos de protección tomando en cuenta la conexión de la GD, se obtienen mejores tiempos de operación que permiten la coordinación entre los relevadores 9, 11 y 14.

Las corrientes de falla monofásica sin GD, así como los tiempos de operación de los relevadores para los ajustes propuestos, 9, 11 y 14 se muestran en la figura 4.9. Por otro lado, la figura 4.10 muestra las corrientes de falla con GD, así como los tiempos de operación de los relevadores con estos nuevos ajuste, 9, 11 y 14.

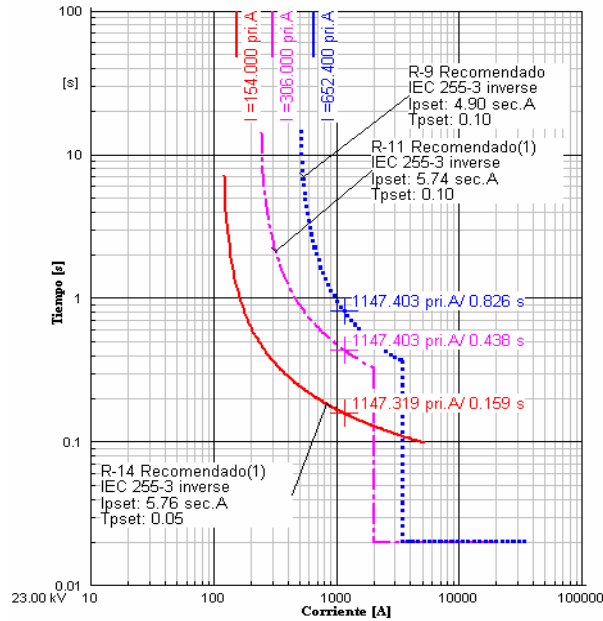


Figura 4.9. Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con los ajustes propuestos, 9, 11 y 14, sin GD.

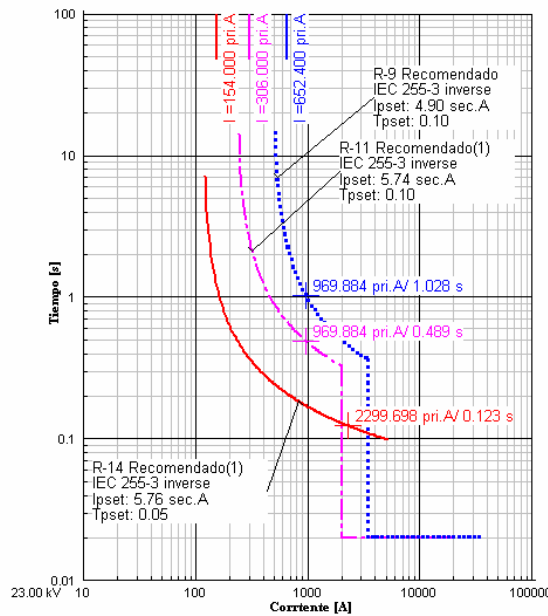


Figura 4.10. Corrientes de falla y tiempos de operación de los relevadores con los ajustes propuestos, 9, 11 y 14, con GD.

Este criterio es práctico y sencillo de establecer; además, los tiempos de operación obtenidos con los relevadores ajustados considerando la GD mantienen una mejor coordinación entre si, ya sea que la falla ocurra cuando exista GD conectada a la red o cuando la red este operando en condiciones normales, es decir, sin GD.

4.5 EFECTO ISLA Y ESTABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN REAL

El efecto isla está relacionado en gran medida con la estabilidad transitoria y la estabilidad de voltaje de redes de distribución con conexión a plantas de GD. Esto es, dependiendo de la condición en que se forma la isla será el impacto que tendrá en la estabilidad transitoria y la estabilidad de voltaje de la red de distribución real. La isla se puede formar ya sea, por la apertura de un interruptor al liberar una falla o por la apertura de un interruptor por tareas de mantenimiento.

4.5.1 Formación de una isla debido a una falla y su impacto en la estabilidad transitoria

Se forma una isla en la red de distribución real al operar el relevador 11, para liberar una falla que ocurre en el Bus Alim-10/2. La figura 4.11 muestra la isla que se forma después de haber operado el relevador 11 y al abrir el interruptor 52-11. Como puede observarse en dicha figura, el generador distribuido sigue alimentando a la falla ya que no existe un dispositivo de protección que lo desconecte.

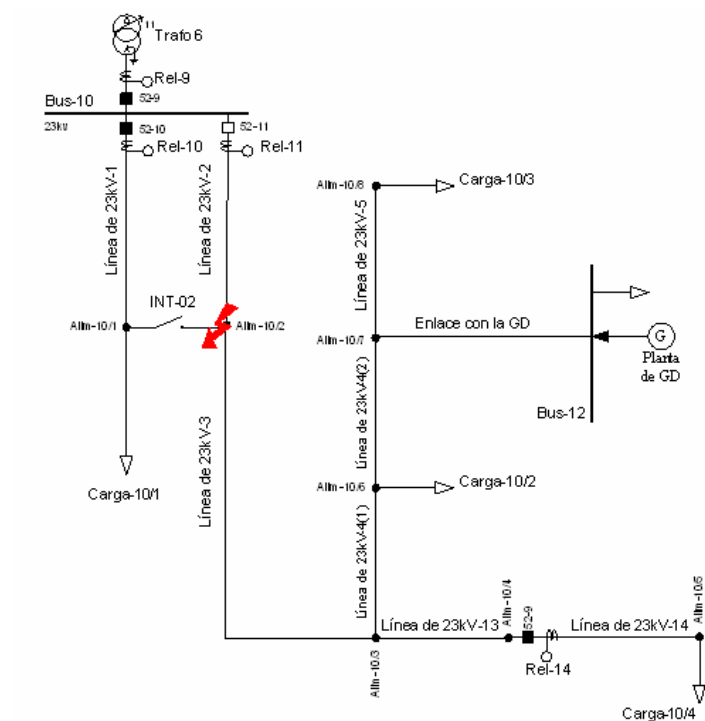


Figura 4.11. Formación de una isla debido a una falla en Alim-10/2.

Los generadores distribuidos cuentan con regulador de voltaje y regulador de velocidad, lo cual causa que la planta de GD se adapte a la carga de la parte aislada, es decir, conserva sus condiciones de estabilidad. Por un lado, la figura 4.12 muestra comportamiento del ángulo del rotor de la GD para la falla de la figura 4.11, con controles (regulador de voltaje y regulador de velocidad) y sin controles. Puede observarse en dicha figura, que la falta de controles en la GD ocasiona un estado de inestabilidad del ángulo del rotor. Por otro lado, para la misma falla, los controles instalados mantienen estable a la planta de GD.

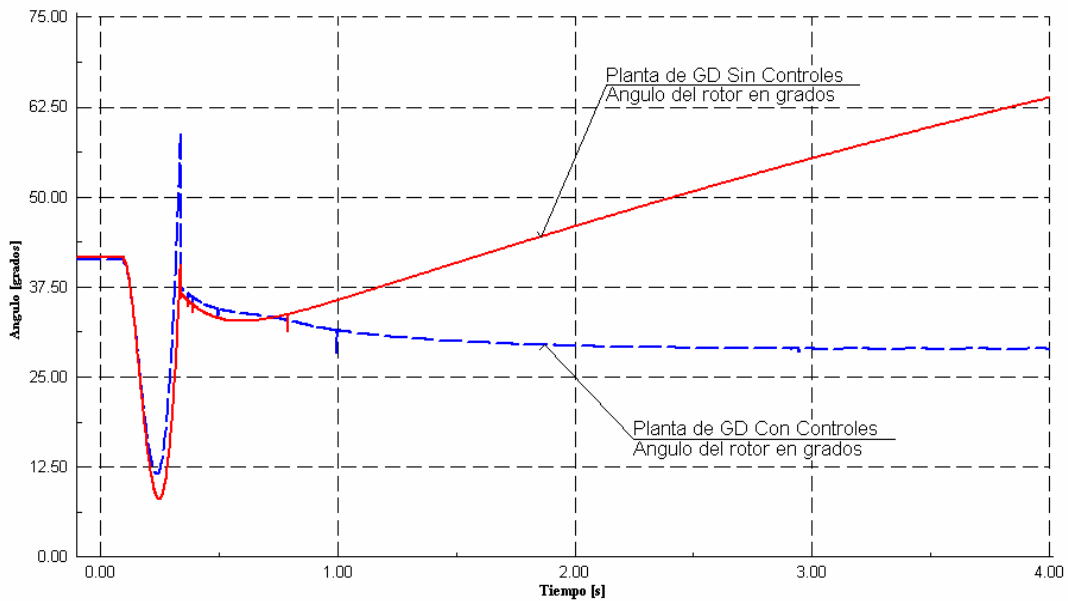


Figura 4.12. Ángulo del rotor de la GD con controles y sin controles.

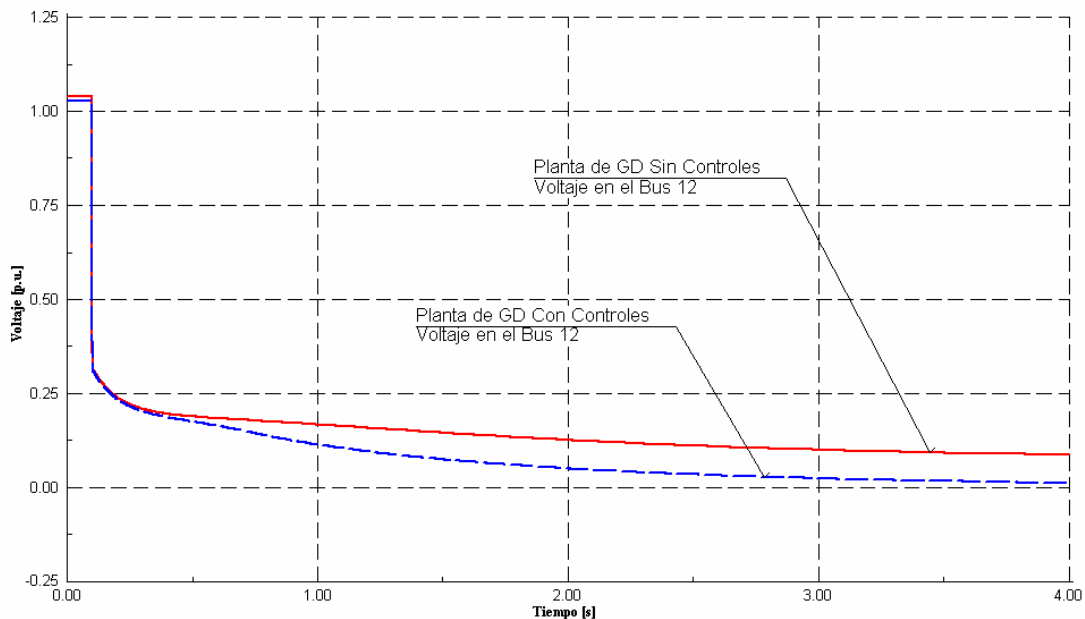


Figura 4.13. Voltaje en el bus 12 con controles y sin controles.

La planta de GD es capaz de alimentar a la parte aislada; sin embargo, debido a que permanece conectado a la falla, existe una caída de voltaje y potencia, la figura 4.13 muestra la caída de voltaje en el bus de conexión de la GD (Bus 12), y la figura 4.14 muestra la caída de potencia activa en la planta de GD para la falla de la figura 4.11.

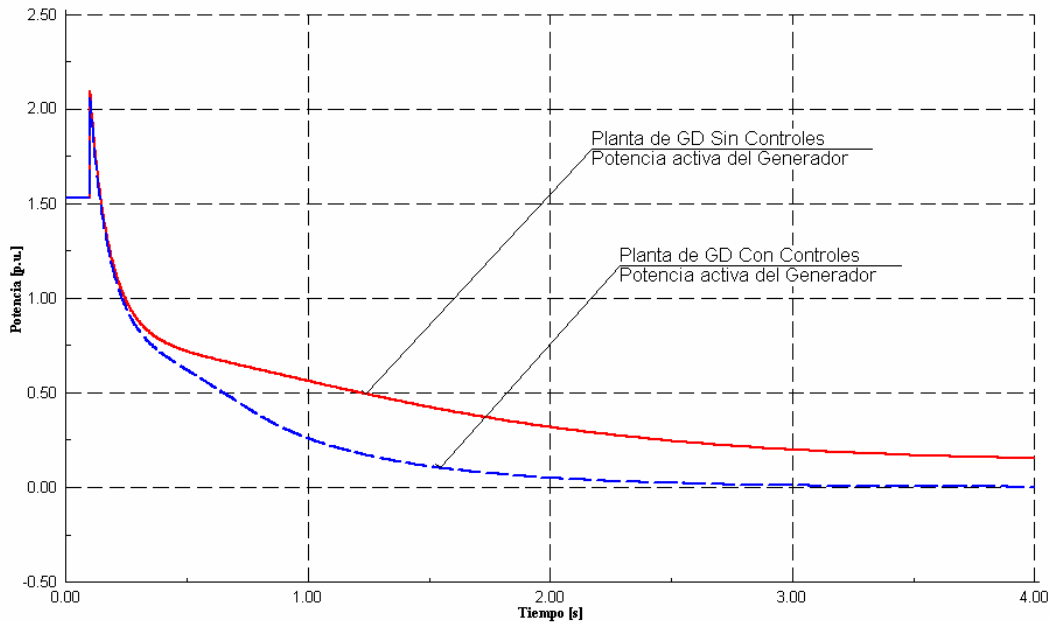


Figura 4.14. Potencia activa en el bus 12 con controles y sin controles.

4.5.2 Formación de una isla sin falla y su impacto en la estabilidad transitoria

Para el caso de formación de islas debido a desconexiones por mantenimiento, se presentan dos casos. En el primer caso, la formación de la isla es debido a la apertura del interruptor 52-11 por causas de mantenimiento. En el segundo caso, la formación de la isla es debido a la apertura del interruptor 52-9 por causas de mantenimiento.

La figura 4.15 muestra el ángulo del rotor en ambos casos, es decir, en caso de desconexión de los interruptores 52-9 y 52-11. También puede observarse en dicha figura que, cuando el interruptor 52-11 abra, sin falla, la estabilidad de la planta de GD se mantendrá, pero si el interruptor 52-9 abre la estabilidad de la planta de GD se ve comprometida. La razón por la cual el sistema es inestable cuando el interruptor 52-9 abre, es debida a que la planta de GD no está diseñada para soportar el 100% de la carga-10/1. Lo anterior se demuestra en la figura

4.16, en la cual se observa la caída de tensión que existe cuando el interruptor 52-9 abre y deja el 100% de la carga-10/1 conectada a la planta de GD.

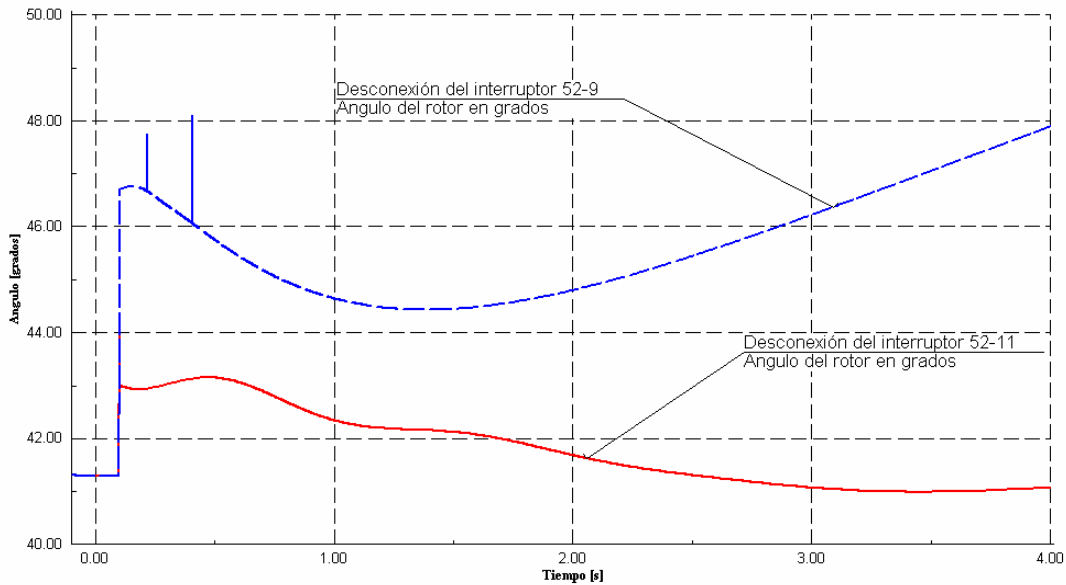


Figura 4.15. Ángulo del rotor de la GD con desconexión del interruptor 52-9 y 52-11.

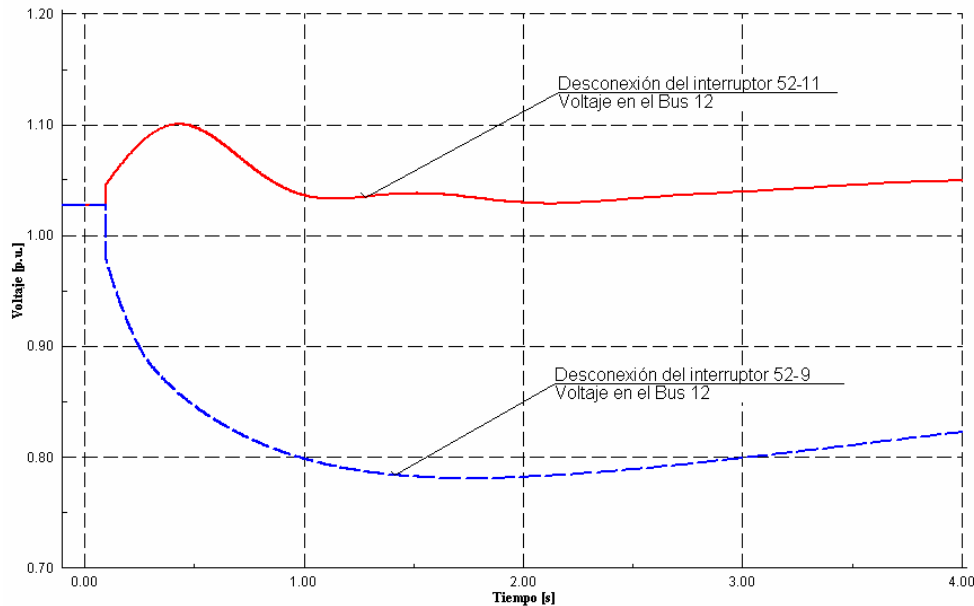


Figura 4.16. Voltaje en el bus 12 con desconexión del interruptor 52-9 y 52-11.

4.5.3 Protección para la detección de operación isla de la fuente de GD.

La manera convencional de detectar la operación en isla de la fuente de GD, consiste en establecer un rango de baja y sobre frecuencia en el relevador de frecuencia (81) y un rango de bajo y sobrevoltaje, es decir que se requiere establecer los valores de bajo voltaje (27) y sobre

voltaje (59) dentro de los cuales se permite operar a la fuente de GD. Cuando dicha fuente está en condiciones de isla, debido a una falla u otra condición anormal, la frecuencia y el voltaje se mueven rápidamente fuera de los límites de operación, esto depende de la diferencia entre los niveles de la carga y la capacidad de GD. En condiciones cuando las corrientes de falla son elevadas y pueden causar daño, se requiere instalar un relevador de sobrecorriente el cual debe actuar más rápido para liberar la falla. El relevador será colocado en el Bus 12. En la red de distribución de la figura 4.1a está indicado como Rel-12.

4.5.3.1 Ajuste del relevador de bajo voltaje (27)

Se tiene una relación de transformación del TP de (RTP) de:

$$RTP = \frac{V_{prim}}{V_{sec}} = \frac{23000V}{110V} = 209.09$$

Para ajustar al relevador de bajo voltaje se recomienda un valor de ajuste del 88% del voltaje base, por lo que:

$$V_{sec} = (0.88)(V_{max})$$

$$V_{sec} = (0.88)(110V) = 96.8V$$

Para el ajuste de tiempo, se recomienda un tiempo de retardo de 2 segundos para evitar operaciones incorrectas.

4.5.3.2 Ajuste del relevador de sobrevoltaje (59)

Para el ajuste del voltaje de arranque se recomienda un 110% del voltaje base:

$$V_{TAP} = (1.1)(V_{max}) = (1.1)(110V) = 121V$$

Para el ajuste de tiempo, se recomienda un tiempo de retardo de 1 segundos para evitar operaciones incorrectas.

4.5.3.3 Ajuste del relevador de frecuencia (81)

Para determinar el ajuste del relevador 81 se toman en cuenta las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547-2003, en la cual se establecen los siguientes ajustes.

- Para frecuencias por arriba de 60.5Hz se tiene un tiempo de retardo de 0.16s
- Para frecuencias por abajo de de 57Hz se tiene un tiempo de retardo de 0.16s

4.5.3.4 Ajuste del Relevador de sobre corriente (51)

En base a la corriente de carga de 160A, se selecciona la relación de transformación del TC (RTC), en este caso se eligió un TC con RTC de 200:5. Para ajustar la corriente de arranque ($I_{Pick-up}$) esta debe soportar hasta el 150% de la corriente de carga:

$$I_{Pick-up} = (160A)(1.5) = 240A$$

La corriente en el secundario es:

$$I_{STC} = \frac{240A}{40} = 6A$$

Para calcular el múltiplo del TAP (M) que existe entre la corriente de falla y la corriente de carga se toma la corriente de falla monofásica al 1% del bus 12 ($I_{f \max 3\phi} = 2980A$), para asegurar una operación correcta.

$$M = \frac{2980A}{(6A)(40)} = 12.41$$

Con M calculado y el tiempo de respuesta requerido de 0.5 segundos necesarios para una adecuada coordinación, se selecciona un dial de 0.2

4.5.3.5 Operación de los relevadores ajustados

Los ajustes anteriores de los relevadores de bajo voltaje, sobrevoltaje, frecuencia y sobrecorriente, garantizan la desconexión de la GD cuando esta se encuentre operando de forma paralela al sistema, es decir, en forma aislada.

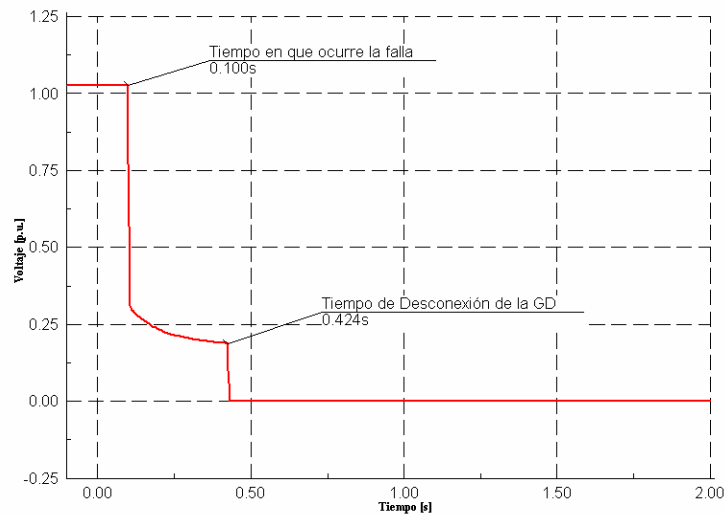


Figura 4.17. Liberación del voltaje después de formarse la isla.

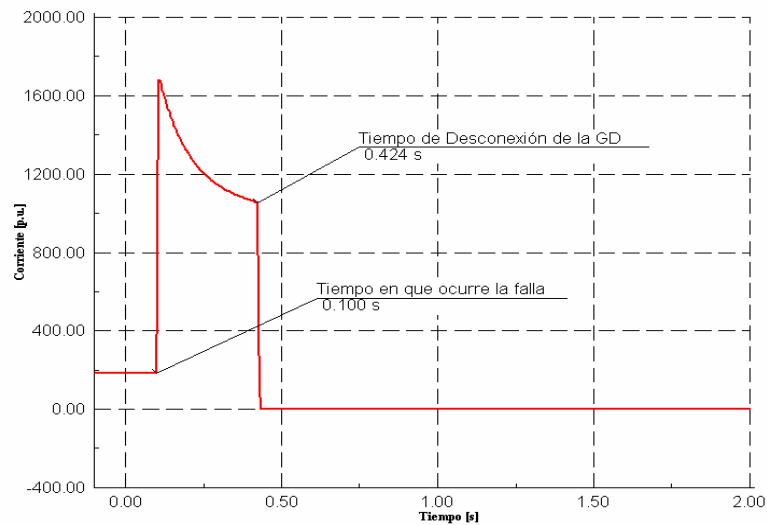


Figura 4.18. Liberación del corriente después de formarse la isla.

Las figuras 4.17 y 4.18 muestran el comportamiento del voltaje y corriente en la línea de enlace de la GD, cuando ocurre una falla trifásica en Alim-10/2. Dicha falla ocurre en un tiempo de 0.1s. El relevador 11 de sobrecorriente (Rel-11) opera en un tiempo de 0.319s después de ocurrida la falla. Al operar el relevador 11 se forma una isla, como se vio en la

sección 4.5.1. El primer relevador en operar después de la formación de la isla es el relevador de sobre frecuencia, el cual libera a la GD de dicha isla en un tiempo de 0.329s

4.5.4 Estabilidad de Voltaje en los Buses al desconectar la GD

Debido a que la GD aporta gran parte del voltaje en el alimentador de la figura 4.3, y brinda soporte a los niveles de tensión, como se vio en la sección 4.3.2, al desconectar la fuente de GD por mantenimiento o por alguna operación inadecuada de los dispositivos de protección, el sistema sufre de un colapso de voltaje y en algunos casos ese colapso de voltaje llega a límites inadecuados de operación.

La figura 4.19, muestra la caída de voltaje de algunos buses al desconectar la generación distribuída, sin embargo, los voltajes de los buses de la figura 4.19 permanecen dentro de los límites recomendados por IEEE std 1547-2003.

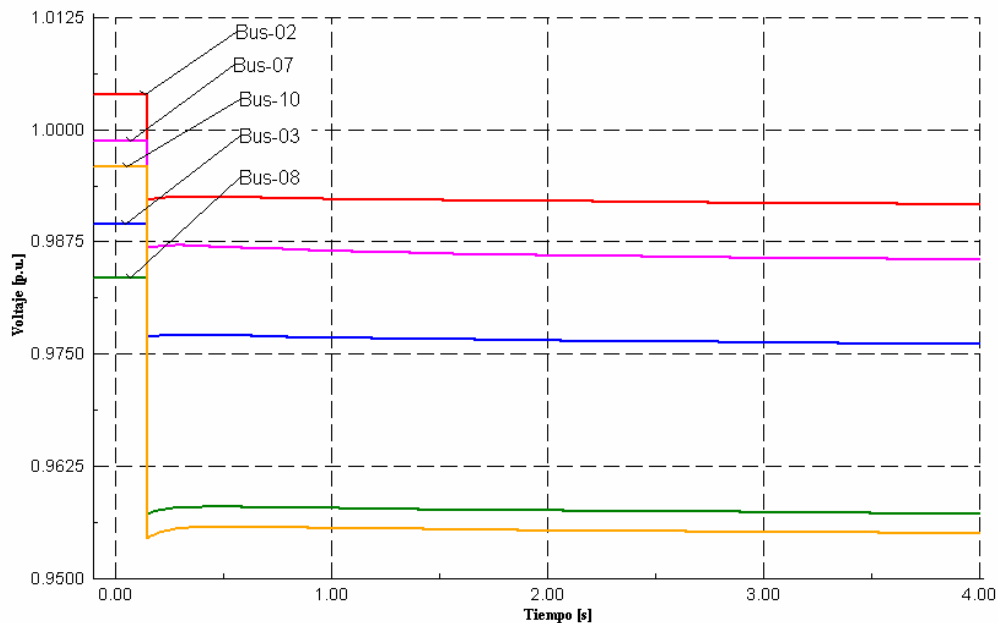


Figura 4.19. Caídas de voltaje dentro de límites permitidos después de desconectar a la GD.

Por otro lado, la figura 4.20 muestra las caídas de voltaje de otros buses en donde el voltaje está por debajo de los límites permisibles de operación para redes de distribución según la IEEE std. 1547-2003 [16].

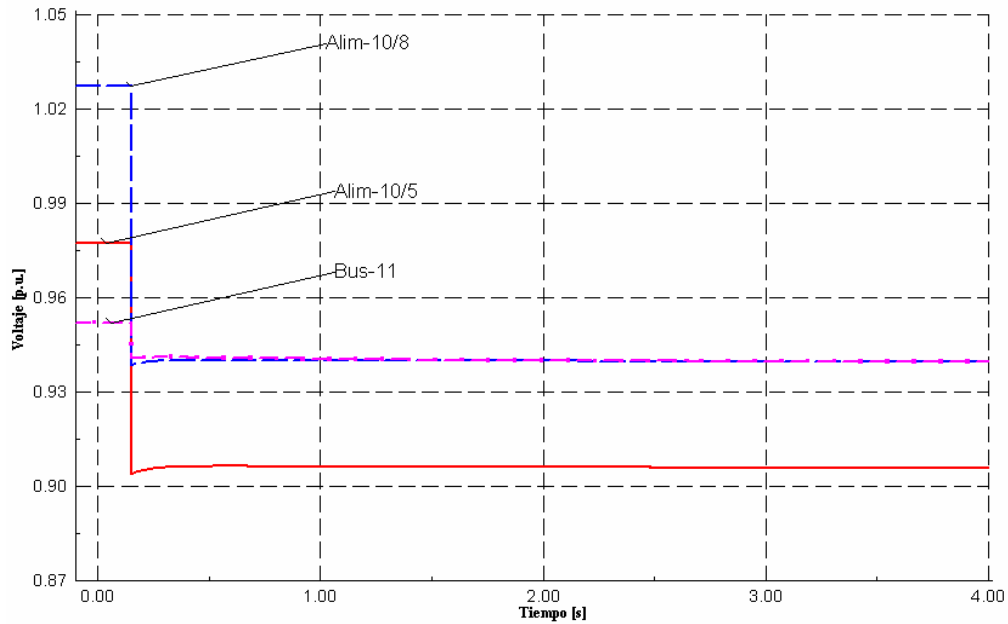


Figura 4.20. Caídas de voltaje Fuera de límites permitidos después de desconectar a la GD

4.6 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Con la conexión de GD en redes de distribución mejora los niveles de voltaje en buses y se disminuyen los niveles de carga en las líneas de dicha red, sin embargo, surgen problemas en la coordinación de los dispositivos de protección y en la estabilidad de los generadores síncronos utilizados en la GD debido al efecto isla. Los problemas de coordinación son minimizados al ajustar los dispositivos de protección tomando en cuenta las nuevas corrientes de carga y de falla debidas a la GD. El problema de formación de islas se soluciona al utilizar criterios para la selección de ajuste de dispositivos de protección, sin embargo, podrían existir condiciones en las cuales dichos criterios no pueden evitar la formación de islas, cuando la capacidad del generador es igual a la carga en la isla formada.

5.1 CONCLUSIONES GENERALES

Los sistemas de distribución, ya sean sistemas de tipo radial o sistemas en forma de red, son diseñados para operar sin GD. Básicamente, no hay ningún esquema definido en la coordinación de protecciones. Por otro lado, la protección convencional en un sistema de distribución se basa en la protección de sobrecorriente debida a una falla dada o disturbio, la cual puede cambiar debido a las corrientes de falla que aportan las unidades de GD como se vio en el Capítulo 2.

La pérdida de coordinación de esquemas de protección es quizá el principal de problema que se tiene con este tipo de generación conectada a las redes de distribución, ya que los esquemas de protección son diseñados considerando un flujo de corriente en una sola dirección, asimismo, los relevadores de sobrecorriente, son unidireccionales por lo que su aplicación se limita a sistemas radiales. Con la conexión de GD se tienen otras condiciones de operación, por ejemplo distintas corrientes ya sea de carga o de falla, lo que ocasiona que las condiciones preestablecidas de los dispositivos de protección dejen de ser adecuadas y se tenga así la pérdida de coordinación como se vio en la sección 2.4.1.3. Sin embargo, en las secciones 2.4.1.2 y 2.4.3.2, se presentan escenarios de conexión de GD en redes de distribución en los cuales el impacto a los esquemas de protección es menor e inclusive puede llegar a ser nulo. Estos escenarios dependen de tres factores fundamentales que son: la capacidad de las unidades, su localización en la red y el número de unidades conectadas.

Los escenarios de interconexión en donde la GD llega a tener un impacto nulo en los esquemas de protecciones son aquellos donde las unidades generadoras se encuentren conectadas lo más alejado de las fuentes, es decir, al final de un alimentador radial, como se apreció en la sección 2.4.1.3. Este tipo de interconexión no sólo deja de provocar daños a los

esquemas de protección, sino que también proporciona un respaldo de voltaje a las cargas conectadas al final del alimentador radial. Sin embargo, el conectar la GD al final de los alimentadores radiales trae consigo el problema de formación de islas tal y como se vio en el Capítulo 3.

Es preciso aclarar que la formación de islas no es provocada por la conexión de GD, es más bien debido a su localización y por la apertura de algún dispositivo de protección colocado antes de la unidad de generadora, de tal manera que se aísla la parte de la red donde se encuentra conectada la unidad generadora. En la mayoría de los casos las islas son formadas al liberar parte de la red que se encuentra al final del alimentador radial. La parte aislada debe ser desconectada lo más rápidamente posible, ya que en esta parte de la red existen problemas de sobretensiones, variaciones de frecuencia y en algunos casos, la falla por la cual fue formada la isla puede continuar sin liberarse, dejando al generador conectado directamente a esa falla. Además, el efecto isla también bien tiene estragos en la estabilidad transitoria de los generadores síncronos. Para liberar al generador de la isla, son implementados algunos esquemas de protección como los que se revisaron en la sección 3.3, los cuales cuentan con dispositivos que censan las altas corrientes, los bajos o altos voltajes y las bajas o altas frecuencias.

En cuestiones de estabilidad se puede mencionar que la mejor localización de la GD puede ser en las partes centrales o finales del alimentador radial. Por otro lado, los generadores síncronos utilizados no deben estar operando en potencias cercanas a su potencia nominal, ya que esto podría provocar pérdidas de sincronismo. Los controles utilizados en los generadores como lo son, reguladores de voltaje y de velocidad, permiten tener una mejor estabilidad en las plantas de GD. El tipo de falla y su localización en la red, son otros factores que influyen en la estabilidad de las plantas de GD conectadas a las redes. Cuando ocurre una falla y el generador continúa operando de forma paralela al sistema, es decir, efecto isla, la estabilidad dependerá de las condiciones en las que quede conectado el generador, ya que, podría quedar conectado directamente a la falla, como se vio en la sección 4.5.1 y salir de estabilidad. Por último, si la capacidad de la GD es menor a la carga durante el efecto isla, tal y como sucede en la sección 4.5.2, existen problemas de estabilidad. Al evitar la formación de islas se reducen los

problemas de estabilidad que podrían llegar a presentar las máquinas síncronas utilizadas en la GD.

5.2 LOGROS

De este trabajo de tesis se lograron llevar a cabo trabajos específicos, los cuales se presentaron en foros de divulgación nacional:

1. IMPORTANCIA Y PROBLEMAS DE LA GD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, 4o. Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas (4CIIES), Noviembre del 2005. ESIME, D.F.
2. IMPACTO DE LA GD EN LA OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, IEEE RVP-2006, julio del 2006, Acapulco, Gro.
3. COORDINACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO PARA FALLAS MONOFÁSICAS CON GD, 9º Congreso Nacional en Ingeniería Electromecánica y de Sistemas (9CNIES), Noviembre del 2006. ESIME, D.F.

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

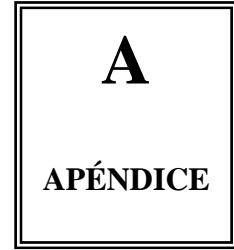
El alcance y logros obtenidos en este trabajo, sugieren continuar trabajando en el diseño de esquemas de protección para GD, particularmente en los siguientes puntos:

- Se recomienda diseñar y ajustar los dispositivos de protección para la detección de operación en paralelo de la fuente de GD (efecto isla), para el caso en que la GD se encuentre en equilibrio con la carga de la red, en el momento de la condición de operación isla
- Realizar estudios en redes de distribución con GD para su operación de manera aislada al resto del sistema de potencia por problemas en redes de transmisión



-
- Revisar la pérdida de coordinación de los seccionadores y restauradores debido al efecto de GD, así como proponer nuevos ajustes de estos dispositivos de protección para una operación adecuada con GD conectada a las redes de distribución
 - Analizar estudios de estabilidad con diferentes modelos de reguladores de voltaje y velocidad, para generadores síncronos utilizados en la GD.

AJUSTES DE RELEVADORES DE TIEMPO INVERSO PARA UNA RED DE PRUEBA



La red de la tabla A.1 muestra las corrientes de carga máxima, relación de transformación y corriente de falla monofásica de los relevadores 1, 2, 3 y 4 que se encuentran localizados en la red de distribución A.1.

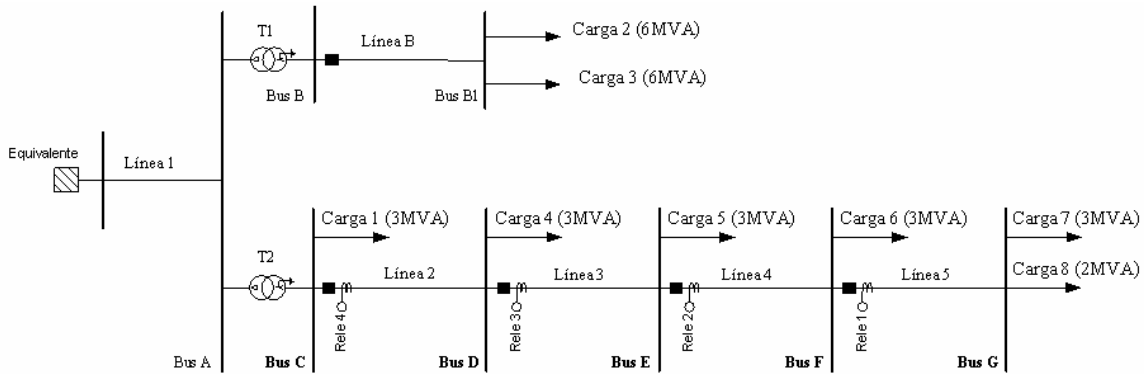


Figura A.1. Red de distribución radial

Tabla A.1. Corrientes de carga falla y corrientes de arranque para los relevadores 1, 2, 3 y 4

Relevador	Corriente de carga Máxima [A]	Relación de Transformación del TC (RTC)	Corriente de falla monofásica $I_{f1\phi}$ [A]
1	237	$RTC = \frac{300}{5} = \frac{60}{1}$	1157
2	377	$RTC = \frac{450}{5} = \frac{90}{1}$	1442
3	513	$RTC = \frac{550}{5} = \frac{110}{1}$	1914
4	645	$RTC = \frac{700}{5} = \frac{140}{1}$	2837

A.1.1 Ajuste del Relevador 1

La corriente de arranque desea $M_1 = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC1})}$ = da en el relevador 1 ($I_{Pick-up1}$) es calculada

con el 150% de la corriente de carga (I_{C1}) en dicho relevador [11], esto es:

$$I_{Pick-up1} = 1.5 * I_{C1} = 1.5 * 237A = 355.5A$$

La corriente de arranque secundaria del relevador 1 (I_{STC1}) se calcula con la corriente de arranque deseada ($I_{Pick-up1}$) y la relación de transformación del TC ($RTC1$) de dicho relevador, por lo que:

$$I_{STC1} = \frac{I_{Pick-up1}}{RTC1} = \frac{355.5A}{60} = 5.9A$$

Es decir, la $I_{STC1} = 5.9A$ esto representa el 118% de la corriente nominal del TC. Por otro lado, el múltiplo de TAP (M_1) que existe para la corriente de falla monofásica ($I_{f1\phi}$) al simularse una falla al 1% del relevador 1 y la corriente de arranque seleccionada ($I_{Pick-up1}$) es de:

$$M_1 = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC1})} = \frac{1157A}{(60)(5.9A)} = 3.268$$

Con un $Dial_1$ de 0.2 y el múltiplo de TAP M_1 se obtiene un tiempo de operación propio del relevador 1 ($t_{proprio1}$) de 0.1s para la falla al 1% del mismo.

A.1.2 Ajuste del Relevador 2

La corriente de arranque deseada en el relevador 2 ($I_{Pick-up2}$) es igual al 150% de la corriente de carga (I_{C2}) en dicho relevador [11], esto es:

$$I_{Pick-up2} = 1.5 * I_{C2} = 1.5 * 377A = 565.5A$$

La corriente de arranque secundaria del relevador 2 (I_{STC2}) se calcula con la corriente de arranque deseada ($I_{Pick-up2}$) y la relación de transformación del TC ($RTC2$) de dicho relevador, es decir:

$$I_{STC2} = \frac{I_{Pick-up2}}{RTC2} = \frac{565.5A}{90} = 6.3A$$

Por lo que, la $I_{STC2} = 6.3A$ esto representa el 126% de la corriente nominal del TC. Por otro lado, se desea que el relevador 1 sea respaldado por el relevador 2, cuando ocurra una falla al 1% del relevador 1 en un margen de tiempo (t_{margen}) que varía de 0.3s a 0.5s [11], por lo tanto:

$$t_{respaldo2} = t_{propio1} + t_{margen} = 0.1s + 0.3s = 0.4s$$

Para lograr el anterior tiempo de respaldo del relevador 2 ($t_{respaldo2}$), al simularse una falla monofásica al 1% del relevador 1, se calcula el múltiplo del TAP (M_2) que existe para dicha falla y la corriente de arranque en el relevador 2 seleccionada ($I_{Pick-up2}$), es decir:

$$M_1 = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC1})} = \frac{1157A}{(90)(6.3A)} = 2.04$$

Con el múltiplo de TAP M_2 y el tiempo de respaldo $t_{respaldo2}$ se obtiene un dial de:

$$Dial_2 = 0.55$$

A.1.3 Ajuste del Relevador 3

La corriente de arranque deseada en el relevador 3 ($I_{Pick-up3}$) es igual al 150% de la corriente de carga (I_{C3}) en dicho relevador [11], esto es:

$$I_{Pick-up3} = 1.5 * I_{C3} = 1.5 * 513A = 769.5A$$

La corriente de arranque secundaria del relevador 3 (I_{STC3}) se calcula con la corriente de arranque deseada ($I_{Pick-up3}$) y la relación de transformación del TC ($RTC3$) de dicho relevador, es decir:

$$I_{STC3} = \frac{I_{Pick-up3}}{RTC3} = \frac{769.5A}{110} = 7A$$

Por lo que, la $I_{STC3} = 7A$ esto representa el 140% de la corriente nominal del TC. Por otro lado, se desea que el relevador 2 sea respaldado por el relevador 3 cuando exista una falla al 1% del relevador 2, en un margen de tiempo (t_{margen}) que varía de 0.3s a 0.5s. El tiempo de operación propio del relevador 2 ($t_{propio2}$) para una falla 1% aguas abajo, es de 0.331s, por lo tanto el tiempo de respaldo de el relevador 3 es:

$$t_{respaldo3} = t_{propio2} + t_{margen} = 0.331s + 0.3s = 0.631s$$

Para lograr el anterior tiempo de respaldo del relevador 3 ($t_{respaldo3}$), al simularse una falla monofásica al 1% del relevador 2, se calcula el múltiplo del TAP (M_3) que existe para la corriente de falla monofásica antes dicha y la corriente de arranque seleccionada ($I_{Pick-up3}$), es decir:

$$M_1 = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC1})} = \frac{1442A}{(110)(7A)} = 1.87$$

Con el múltiplo del TAP M_3 y el tiempo de respaldo $t_{respaldo3}$ se obtiene un dial de:

$$Dial_2 = 0.8$$

A.1.4 Ajuste del Relevador 4

La corriente de arranque deseada en el relevador 4 ($I_{Pick-up4}$) es igual al 150% de la corriente de carga (I_{C4}) en dicho relevador [11], esto es:

$$I_{Pick-up4} = 1.5 * I_{C4} = 1.5 * 645A = 967.5A$$

La corriente de arranque secundaria del relevador 4 (I_{STC4}) se calcula con la corriente de arranque deseada ($I_{Pick-up4}$) y la relación de transformación del TC ($RTC4$) de dicho relevador, es decir:

$$I_{STC4} = \frac{I_{Pick-up4}}{RTC4} = \frac{967.5A}{140} = 6.9A$$

Es decir, la $I_{STC4} = 6.9A$ esto representa el 138% de la corriente nominal del TC. Por otro lado, se desea que el relevador 3 sea respaldado por el relevador 4 cuando exista una falla al 1% del relevador 3, en un margen de tiempo (t_{margen}) que varía de 0.3s a 0.5s. El tiempo de operación propio del relevador 3 ($t_{propio3}$) para una falla 1%, es de 0.491s, por lo tanto:

$$t_{respaldo3} = t_{propio2} + t_{margen} = 0.491s + 0.3s = 0.791s$$

Para lograr el anterior tiempo de respaldo del relevador 4 ($t_{respaldo4}$), simularse una falla monofásica al 1% del relevador 3, se calcula el múltiplo del TAP (M_4) que existe para la corriente de falla monofásica antes dicha y la corriente de arranque en el relevador 4 ($I_{Pick-up4}$), es decir:

$$M_1 = \frac{I_{f1\phi}}{(RTC)(I_{STC1})} = \frac{1914A}{(140)(6.9A)} = 1.98$$

Con el múltiplo del TAP M_3 y el tiempo de respaldo $t_{respaldo3}$ se obtiene un dial de:

$$Dial_4 = 1.05$$

La figura A.3 muestra la corriente de falla y los tiempos de operación de los relevadores 1, 2, 3 y 4 para cuando existe una falla al 1% del relevador 1. Puede observarse en dicha figura que el tiempo de operación entre el relevador 1 y 2 se encuentra dentro del límite de tiempo recomendado, de 0.3s a 0.5s. También puede observarse que el tiempo de operación de los relevador 3 y 4 se encuentra fuera de dicho límite, para cuando existe un falla al 1% del

relevador 1; sin embargo, debe considerarse que la operación de dichos relevadores está condicionada para el en caso en que los dos relevadores anteriores a estos, es decir el relevador 1 y el relevador 2, no operen ante una falla al 1% del relevador 1.

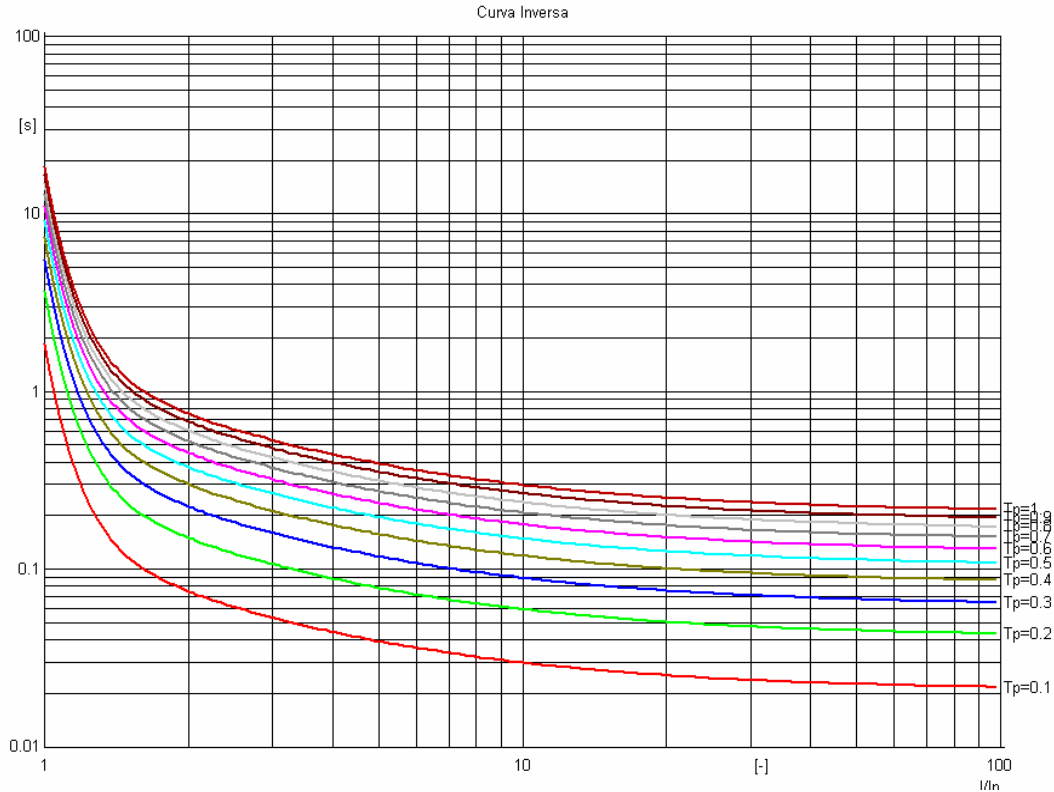


Figura A.2. Curvas de Operación del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

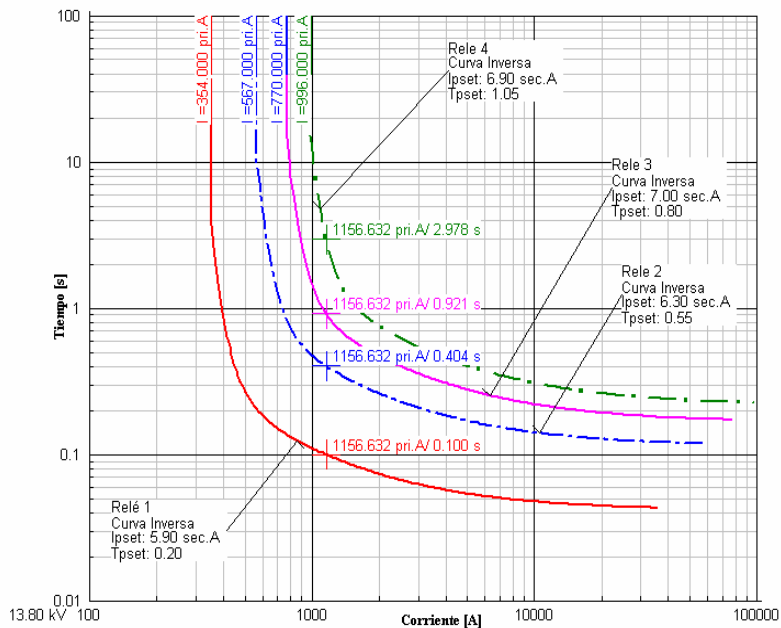


Figura A.3. Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 1

En la figura A.4 puede observarse que el tiempo de operación entre el relevador 2 y el relevador 3 se encuentra dentro del límite de tiempo recomendado, de 0.3s a 0.5s. Sin embargo, al igual que en la figura A.3, el relevador 4 tiene un tiempo de operación fuera de dicho límite. Por otro lado, en la figura A.5 se muestran el tiempo de operación adecuado entre el relevador 3 y el relevador 4.

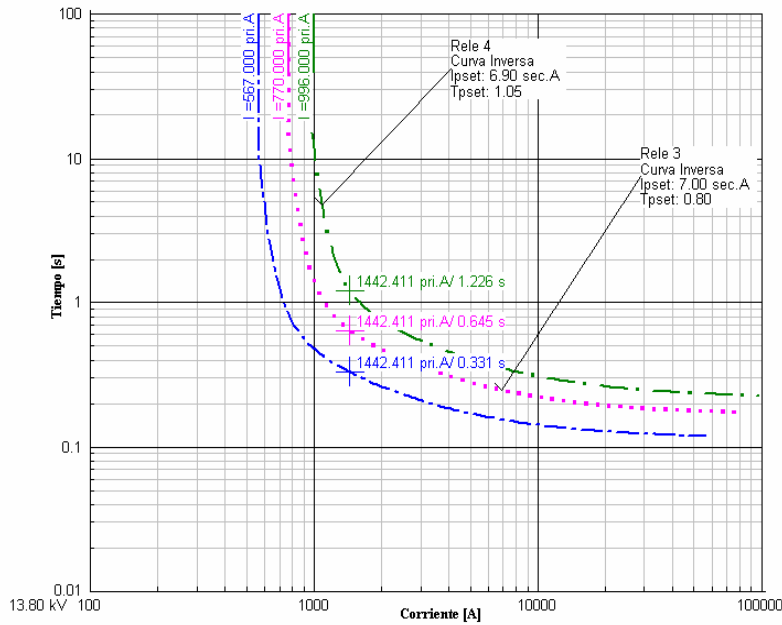


Figura A.4. Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 2

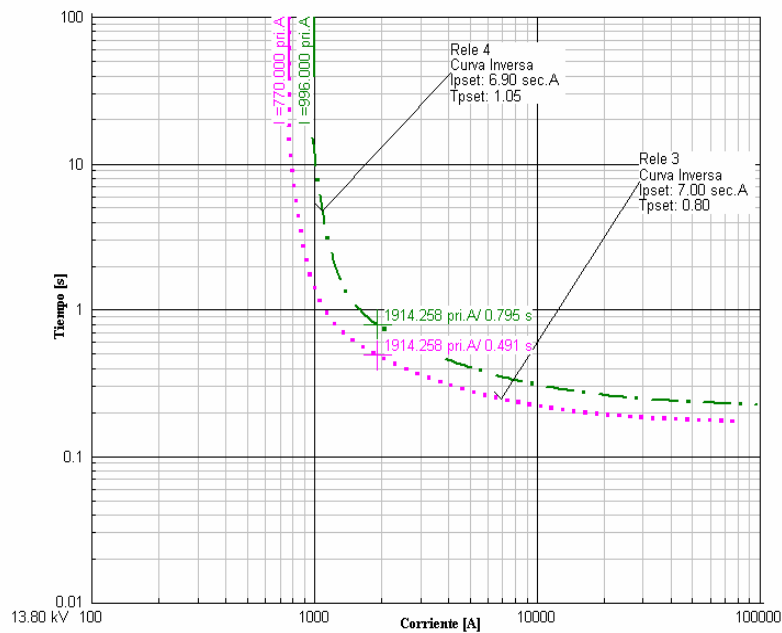


Figura A.5. Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 3

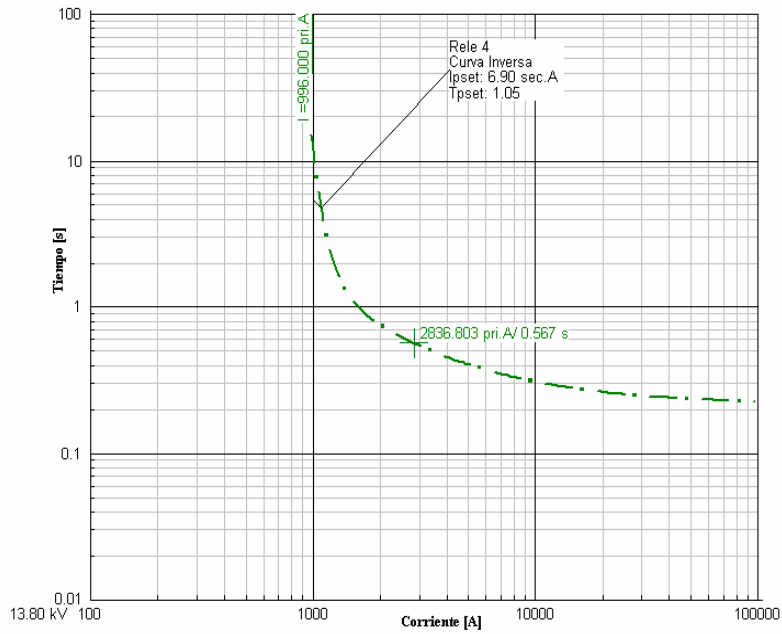


Figura A.6. Curva de operación de relevadores para falla mínima al 1% del relevador 4

Para el caso de la figura A.6 el tiempo de operación del relevador 4 podría no ser adecuado para una falla al 1% del mismo, por lo cual se recomienda utilizar un relevador instantáneo para asegurar la liberación de dicha falla.

DATOS DE ELEMENTOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA FIGURA 4.1

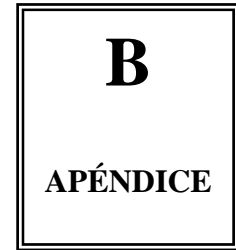


Tabla B.1. Datos de transformadores

Trafo	Potencia Nomina [MVA]	Tensión Nominal		Voltaje de c.c [%]	Relación X/R
		HV [KV]	LV [KV]		
1	30	110	46	6.46	25
2	14	46	23	6.93	12.5
3	3.75	23	2.3	7.09	8
4	14	23	23	3.00	419.99
5	5	43.8	13.2	6.66	12.00
6	25	46	23	10.4	28.9

Tabla B.2. Datos de cargas

Carga	Potencia Nomina [MVA]	Tensión Nominal [KV]	F.P.
07/1	4.864	23	0.91
09/1	1.244	13.2	0.91
09/2	1.76	13.2	0.91
10/1	10.8	23	0.91
10/2	0.771	23	0.92
10/3	0.062	23	0.9
10/4	3.228	23	0.9
11/1	6.278	23	0.91
12/1	5.122	23	0.89
GD/1	0.325	23	0.88
GD/2	0.328	0.867	0.86

Tabla B.3. Datos de líneas de transmisión y distribución

Línea	Corriente Nominal (Amp)	R(+) (Ohms)	X(+) (Ohms)	R(0) (Ohms)	X(0) (Ohms)	Longitud (km)
Línea de 46kV-1	445.5	0.17709	0.48668	0.38425	2.15999	1.2
Línea de 46kV-2	445.5	1.08913	2.99310	2.36312	13.28396	7.38
Línea de 46kV-3	445.5	1.72667	4.74516	3.74641	21.05993	11.7
Línea a Clesa	445.5	0.22137	0.60835	0.48031	2.69999	1.5
Línea de 23kV-1	445.5	0.08117	0.22306	0.17611	0.99000	0.55
Línea de 23kV-2	445.5	0.50177	1.37894	1.08870	6.11998	3.4
Línea de 23kV-3	216	0.91548	0.98557	1.29526	4.05331	2.2
Línea de 23kV-4(1)	240	0.29129	0.31359	0.41213	1.28969	0.7
Línea de 23kV-4(2)	240	0.41613	0.44799	0.58875	1.84241	1
Línea de 23kV-5	153	0.40446	0.24112	0.48905	0.92439	0.49
Línea de 23kV-6	153	2.31120	1.37782	2.79456	5.28221	2.8
Línea de 23kV-7	153	3.21917	1.91911	3.89242	7.35736	3.9
Línea de 23kV-8	153	1.15560	0.68891	1.39728	2.64111	1.4
Línea de 23kV-9	153	0.16509	0.09842	0.19961	0.37730	0.2
Línea de 23kV-10	153	5.53037	3.29693	6.686976	12.63957	6.7
Línea de 23kV-11	153	0.82543	0.49208	0.99806	1.88650	1
Línea de 23kV-12	153	0.24763	0.14762	0.29942	0.56595	0.3
Línea de 23kV-13	216	0.79064	0.85117	1.11863	3.50058	1.9
Línea de 23kV-14	216	3.70351	3.98708	5.23990	16.39746	8.89
Línea de 23kV-15	153	2.06357	1.23020	2.49514	4.71626	2.5
Línea de 23kV-16	153	1.07306	0.63970	1.29747	2.45246	1.3
Línea de 23kV-17	153	0.41271	0.24604	0.49903	0.94325	0.5
Línea de 23kV-18	153	0.41271	0.24604	0.49903	0.94325	0.5
Línea de 23kV-19	153	1.15560	0.68891	1.39728	2.64111	1.4
Línea de 23kV-20	153	1.98103	1.18099	2.39534	4.52761	2.4
Línea de 23kV-21	153	0.08254	0.04921	0.09981	0.18865	0.1
Línea de 23kV-22	153	0.16509	0.09842	0.19961	0.37730	0.2
Línea de 23kV-23	153	1.28767	0.76764	1.55697	2.94295	1.56
Línea de 13.2kV-1	153	1.48577	0.88574	1.79650	3.39571	1.8
Línea de 13.2kV-2	445.5	0.14758	0.40557	0.32021	1.79999	1
Enlace con la GD	355.5	0.01683	0.03011	0.05113	0.13111	0.1

Tabla B.4. Datos de generadores



Generador	Potencia Nomina [MVA]	Tensión Nominal [KV]	F.P.	Relación X/R	Conexión
05/01	3.625	2.3	0.8	3.33	YN
05/02	3.625	2.3	0.8	3.33	YN
GD1	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD2	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD3	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD4	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD5	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD6	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD7	2.127	3.3	0.8	25	YN
GD8	2.127	3.3	0.8	25	YN

REFERENCIAS

- [1] Natthaphob Nimpitiwan, Gerald T. Heydt, "Fault Current Issues for Market Driven Power Systems with Distributed Generation", IEEE, Department of Electrical Engineering, Arizona State University, pp. 1-3.
- [2] Markus Bayegan, "A Vision of the Future Grid", ABB Ltd, IEEE Power Engineering Review, December 2001, pp 10-12.
- [3] G. Pepermansa, J. Driesen, D. Haeseldonck, R. Belmans, W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues", K.U. Leuven Energy Institute, Energy Policy, November 2003, pp 787-798.
- [4] George V. Fantozzi, "Distributed Generation Impact on Distribution Automation Planning and Implementation", DistribuTECH 2000, Conference and Exhibition, Miami Beach, FL March 2000, pp 1-2.
- [5] Philip P. Barker, Robert W. de Mello, "Determining the impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1-radial Distribution Systems", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 2000, pp. 1645-1656.
- [6] H. Outhred, E. Spooner, "Network Issues Associated with Distributed Generation", Australian CRC for Renewable Energy, The University of New South Wales. 2002, pp. 3.
- [7] Adly Girgis, Sukura Brahma, "Effect of Distributed generation on Protective Device Coordination in Distribution System", IEEE Large Engineering Systems Conference on power delivery, LESCOPE apos 2001, pp. 115 y 119.
- [8] J. E. Kim, J. S. Hwang, "Islanding Detection Method of Distributed Generation Units Connected To Power Distribution System", IEE PowerCon 2000, December 200, pp. 643-647.
- [9] J.C. Gomez, M.M. Morcos, "Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sag in Distributed Generation System", Univ. National de Cordoba, IEEE Power Engineering Review, February 2002, pp 16 y 17.

- [10] S. Chaitusaney, A. Yokoyama, “Impact of Protection Coordination on Sizes of Several Distributed Generation Sources”, IEEE Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005, the 7th International, December 2005, pp 669-674.
- [11] Carlos J. zapata, Herman E. mejía “Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal”, Escuela de Tecnología Eléctrica No. 22, Universidad Tecnológica de Pereira, octubre 2003.
- [12] Thomas Ackermann, Valery Knyazkin, “Interaction between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects”, Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Oct. 2002, pp1357 - 1362 vol.2.
- [13] Jorge A. Morales Vallejo, David Sebastián Baltasar, “Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de Relevadores de Sobrecorriente de Tiempo Inverso en Redes de Distribución”, IEEE RVP-2006, julio del 2006, Acapulco, Gro.
- [14] Martin Geidl, “Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art”, Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, July 2005.
- [15] R. A. Walling, Senior Member, and N. W. Miller, “Distributed Generation Islanding – Implications on Power System Dynamic Performance” IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 , pp 92-96.
- [16] IEEE Std. 1547-2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources w Electric Power Systems”. 28 July2003.
- [17] John J. Grainger, William D. Stevenson; “Análisis de Sistemas de Potencia”; McGraw-Hill,Inc; 1996
- [18] P. Kundur; “Power System Stability and Control”; McGraw-Hill,Inc;1994

- [19] Devon, Ottawa, Varennes “Impact of large-scale distributed generation penetration on power system stability” Canmet Energy Technology Centre, March 9 2006.
- [20] J.G. Sloopweg, W.L. Kling, “Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability”, IEEE, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp 862 - 867 vol.2
- [21] Ahmed M. Azmy, István Erlich, “Impacts of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, pp 1056 - 1063 Vol. 2.
- [22] Edward Wilson Kimbark; “Power System Stability Volume I: Elements of Stability Calculations”; IEEE Press Power Systems Engineering Series; 1995
- [23] A. A. Fouad/Vijay Vittal; “Power System Transient Stability Analysis, Using the Transient Energy Function Method”; Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1992
- [24] José Rasgado Casique, “Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida” Instituto Politécnico Nacional, México D.F. 2004