

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**SIMULACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA FUNCIÓN
DE DISTANCIA EN LA PROTECCIÓN DE
GENERADORES SÍNCRONOS.**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

MIGUEL VELASCO ULISES



MÉXICO, D. F.

2010

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

IPN-14

En la Ciudad de MEXICO siendo las 17:00 horas del día 21 del mes de MAYO del 2010 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 titulada:

"SIMULACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA FUNCIÓN DE DISTANCIA EN LA PROTECCIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS"

Presentada por el alumno:

MIGUEL
Apellido completo

VELASCO
Apellido completo

ULISES
Nombre(s)

Cón registro:

A	0	8	0	4	4	1
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRIA EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

DIRECTOR(A) DE TESIS

DR. DAVID SEBASTIAN SALTAZAR

DR. DANIEL OCTAVIO SALINAS
PRESIDENTE

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO
MOTA PALOMINO
SECRETARIO

DR. GERMAN ROSAS ORTIZ
REGIDOR VOCAL

M. EN C. ALBERTO ENRIQUEZ HARPER
REGIDOR VOCAL

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. JUAN ROBLES GARCIA



Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D.F., el día 21 del mes de mayo del año 2010, el que suscribe Ulises Miguel Velasco, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A080441 adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar y cede los derechos del trabajo intitulado *Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos*, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección mvu_ppp@yahoo.com.mx y/o dsebasti@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ulises Miguel Velasco.
Ulises Miguel Velasco

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

RESUMEN

El incremento de la demanda de energía eléctrica en los sistemas de potencia donde la generación está alejada de los centros de consumo, implica la transmisión de grandes bloques de potencia, requiriendo que los tiempos críticos de liberación de fallas sean cortos y en particular para aislar una falla cercana a una planta generadora, y así evitar que el generador pierda el sincronismo con la red de potencia. Otros factores que llevan a la pérdida de sincronismo son: la operación del generador en su región adelantada durante periodos de carga ligera, la disminución o pérdida completa de la excitación de la unidad o en algunas maniobras de switcheo de líneas y cargas. En la protección de generadores existen protecciones basadas en el principio de distancia que realizan funciones de protección primaria y de respaldo.

En esta tesis se evalúa la aplicación y desempeño de las funciones de protección disponibles en los relevadores digitales multifuncionales basados en el principio de distancia, para la protección del generador síncrono. Se modela la red de prueba de nueve nodos y tres generadores síncronos publicada en [1], así como las funciones de protección 21, 40 y 68 designadas de acuerdo a la norma ANSI/IEEE Standard C37.2-1996. [2]

Esta evaluación es asistida por el software comercial DigSILENT Power Factory 13.2 y MATLAB Rb 2008, donde se modela la red de prueba previamente mencionada, simulando una serie de casos, los cuales están formados por diferentes contingencias lográndose verificar el desempeño de los ajustes recomendados por la literatura especializada [3] y normas [4].

De los resultados obtenidos se concluye que la aplicación de la función de protección de respaldo ANSI 21, solo es posible si la impedancia de la línea es mayor que la impedancia de la fuente. Además, el efecto infeed tiene impacto tanto en el alcance y tiempo de operación de zona 2.

Por otro lado, con relación a la protección contra pérdida de excitación, la cual está basada en el método propuesto por Derby [5], tiene un desempeño que involucra varios factores tales como, la carga previa a la pérdida de excitación, los sistemas de control de voltaje, del tipo de pérdida de excitación, entre otros.

Finalmente, la aplicación de la protección contra pérdida de sincronismo para el generador, se identifica mediante un método gráfico, el cual determina que el centro eléctrico del sistema se encuentra entre el transformador y el sistema. Sin embargo las simulaciones dinámicas muestran que el centro eléctrico está en la impedancia equivalente del sistema y por lo tanto es recomendable que la función contra pérdida de sincronismo se habilite en los relevadores de distancia que protegen las líneas adyacentes al generador, separando el sistema sin la necesidad de desconectar el generador.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

ABSTRACT

The increase in demand for electrical energy in power systems where the generation is far from consumption centers involves the transmission of large blocks of power, requiring the critical clearing time of faults to be short and in particular to isolate a fault near a generating plant, and thus preventing the generator from losing the synchronism with the power grid. Other factors leading to the loss of synchronization are: the operation of the generator in the region ahead during periods of light load, the reduction or complete loss of the excitement of the unit or gate of lines and switching loads. In the generator protection exists protections based on the principle of distance that perform primary and backup protection.

This thesis evaluates the implementation and performance of the functions of protection available in multifunctional digital relays based on the principle of distance for the protection of synchronous generator. The test network of nine nodes and three synchronous generators published in [1] and the protective functions 21, 40 and 68 designated in accordance with ANSI / IEEE Standard C37.2-1996 is modeled. [2]

This assessment is assisted by the commercial software DIgSILENT Power Factory 13.2 and MATLAB Rb 2008, which models the test network, mentioned above, simulating a series of cases which are formed by different contingencies which enable to verify the performance of the adjustments recommended by the literature [3] and standards [4].

The results obtained showed that the implementation of backup protection function ANSI 21 is only possible if the impedance of the line is larger than the impedance of the source. Furthermore, the infeed effect has impact on both the scope and timing of operation in Zone 2.

On the other hand, as regards to the protection against loss of excitation which is based on the method proposed by Derby [5], has a performance involves several factors such as previous load loss of excitement, voltage control systems, and the type of loss of excitation among others.

Finally, the application of protection against loss of synchronism for the generator is identified by a graphical method, which determines the systems electrical center is located between the transformer and the system. However, the dynamic simulations show that the electrical center is the equivalent impedance of the system and therefore it is recommended that the role against loss of synchronization is enabled in the distance relays protecting the adjacent generator lines, dividing the system without need to disconnect the generator.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

DEDICATORIA

Esta oportunidad de expresar y compartir lo feliz que me siento solo lo pueden comprender ustedes...Pues juntos, sin querer, sin planearlo, simplemente respondiendo de manera natural, el día de hoy y por siempre les estaré infinitamente agradecido.

A mis padres:

Abraham Miguel Andrés

Paula Velasco Jiménez

A mis hermanos:

Julio C., Rosalba, Marco A, Violeta, Andrés.

A la familia Miguel Andrés y Velasco Jiménez y muchas más que giran alrededor de estas...

A mis amigos:

Ricardo Salazar., Carlos López, Juan C. Delgadillo, David Villareal, Antonio Castillo, Gustavo Trinidad, Jesús Carmona, Laura Juárez, Minoru Ishijara, Mauricio Escalona., Uriel Alcauter, Hermilo Cerón, Enrique Guerrero, Gerardo Cruz, Nancy Villafuerte, Leticia A., Ivon G. y muchos más...

En especial a Yadira Ramírez Domínguez†, por cada momento que vivimos... te extraño.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi patria la oportunidad que me ha brindado atreves de la educación e instrucción en la Escuela Superior De Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional esperando poder servirle de manera eficiente y continúa...

A mis Maestros,

Arturo Galán, Ricardo Mota, David Romero, Daniel Olguín, Daniel Ruiz, Germán Rosas, Thomas Asiain, Enrique Galindo, Carlos Moran, Rafael Andrade, Ricardo Méndez, Gilberto Enríquez H., Jesús Reyes. En especial al Dr. David Sebastián B., por su amistad y continuo respaldo durante mi preparación profesional.

Agradezco a los especialistas de la subgeneracia de protección y medición de la GRTC de la CFE, en especial Ing. Jorge Díaz E. y M.C. Carlos Moran R., por permitirme formar parte de su distinguido equipo de trabajo.

Al CONACYT y Programa Institucional de Formación de Investigadores para estudios de maestría, por sus apoyos correspondientes.

∴∴ VIVA MÉXICO ∴∴

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

CONTENIDO

RESUMEN	vii
ABSTRACT	ix
DEDICATORIA	xi
AGRADECIMIENTOS	xiii
CONTENIDO	xv
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xiii
ABREVIATURAS	xiv

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.

1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO GENERAL	2
1.2.1 Objetivos específicos	2
1.3 ANTECEDENTES	3
1.3.1 Trabajos relevantes en la SEPI ESIME ZAC.	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	6
1.5 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	7
1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES	7
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.	8

CAPITULO 2: ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA ENCARGADAS DE PROTEGER EL GENERADOR SÍNCRONO.

2.1 INTRODUCCIÓN	10
2.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.	13
2.2.1 Sistemas de excitación de las máquinas síncronas	13
2.2.2 Daño al generador	17
2.2.3 Efectos en el SEP debido a una condición de pérdida de campo de un generador síncrono.	17
2.2.4 Características de la pérdida de campo del generador	17
2.2.5 Medidas de protección ante la pérdida de excitación en el generador síncrono	18
2.2.6 Modo de disparo	21
2.3 PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO ANTE LA PÉRDIDA DE SINCRONISMO	22
2.3.1 Efectos en los generadores que operan fuera de sincronismo	22
2.3.2 Características de la pérdida de sincronismo	23
2.3.3 Características de pérdida de sincronismo del generador	25
2.3.4 Esquemas de relevadores de pérdida de sincronismo para generadores.	25
2.3.4.1 Relevadores de pérdida de campo	25
2.3.4.2 Esquema de relevador mho simple	26
2.3.4.3 Esquema de una sola visera	27
2.3.4.4 Esquemas de doble lente y doble visera	28
2.3.4.5. Esquema de círculo concéntrico	30

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

2.3.5 Aplicación de un relevador mho para la protección de pérdida de sincronismo de varias unidades	30
2.3.6 Modo de disparo por pérdida de sincronismo	31
2.4 PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA	31
CAPITULO 3: MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA Y RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA QUE PROTEGEN AL GENERADOR SÍNCRONO	
3.1 INTRODUCCIÓN	33
3.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA	34
3.2.1 El bus	34
3.2.2 La línea de transmisión	34
3.2.3 Transformador	34
3.2.4 Carga	34
3.2.5 Modelado del generador síncrono	35
3.2.5.1 <i>Limites de operación en generadores síncronos.</i>	37
3.2.5.1.1 <i>Limite de corriente de armadura.</i>	37
3.2.5.1.2 <i>Limite de corriente de campo.</i>	38
3.2.5.1.3 <i>Limite de calentamiento en la región final del estator y rotor</i>	39
3.3 SISTEMA MULTIMÁQUINAS.	39
3.4 CONTROL DE VOLTAJE DEL GENERADOR	40
3.5 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO PARA FINES DE PROTECCIÓN.	45
3.5.1. <i>Transformadores de corriente.</i>	45
3.5.2 <i>Trasformador de voltaje.</i>	46
3.6 MODELO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA PARA LA PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO	46
CAPITULO 4: EVALUACIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA DEL GENERADOR SÍNCRONO	
4.1 INTRODUCCIÓN	51
4.2 RED DE ESTUDIO	51
4.3 PROTECCIÓN DE LÍNEA	55
4.4 AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA, CONTENIDA EN EL RELEVADOR MULTIFUNCIONAL.	62
4.4.1 Ajuste de zona dos de la PR considerando el efecto infeed introducido por la línea 2.	64
4.5 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	74
4.5.1 Limite de estabilidad en estado estacionario	75
4.5.1.1 Calculo del LEEE para la MS 2 de la red de prueba.	76
4.6 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO.	80
4.6.1 Caso 1-1de prueba	81
4.6.2 Caso 1-2 de prueba	85
4.6.3 Caso 1-3 de prueba	88
4.6.4 Caso 2 de prueba	93
4.6.5 Caso 3 de prueba.	97
4.6.6 Caso 4 de prueba	100

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

CAPITULO 5: CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES	104
5.2 APORTACIONES	106
5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	106
REFERENCIAS	107
APÉNDICE A	110
APÉNDICE B	129
APÉNDICE C	132

LISTA DE FIGURAS

Fig.2.0	Esquemas de protección típicos para el bloque generador-transformador	12
Fig.2.1	Arreglo típico de disparo para el bloque generado – transformador	13
Fig.2.2	Diagrama de bloques de un sistema de control de excitación	14
Fig.2.3	Diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación de un generador síncrono	15
Fig.2.4	Transductor del voltaje terminal y elementos del compensador de carga	15
Fig.2.5	Sistemas de excitación típicos	16
Fig.2.6	Carta de operación del generador síncrono de polos lisos	17
Fig.2.7	Comportamiento de la impedancia en las terminales del generador síncrono, al presentarse una condición de pérdida de excitación.	18
Fig.2.8	Característica del relevador mho con offset de una zona	20
Fig.2.9	Características del relevador mho offset de dos zonas para la protección de la pérdida de excitación de los generador síncrono	20
Fig.2.10	Protección contra pérdida de excitación usando un elemento mho con offset positivo supervisado por un elemento direccional	21
Fig.2.11	Protección contra pérdida de excitación usando dos elementos mho con offset positivo y negativo supervisado por un elemento direccional	22
Fig.2.12	Trayectoria de la impedancia ante una pérdida de sincronismo empleando procedimientos gráficos.	25
Fig.2.13	Representación gráfica del esquema circular mho contra pérdida de sincronismo	27
Fig.2.14	Esquema de una visera.	28
Fig.2.15	Esquema de una visera para una oscilación de potencia estable e inestable	29
Fig.2.16	Esquema de doble lente	30
Fig.2.17	Esquema de doble visera.	31
Fig.2.18	Aplicación de los relevadores de respaldo para el arreglo generador-transformador	32
Fig.2.19	Aplicación de relevadores de respaldo para el generador conectado directamente al sistema	32
Fig.3.1	Representación grafica del bus	33
Fig.3.2	Circuito π , con parámetros concentrados, para la línea de transmisión.	33
Fig.3.3	Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica de polos lisos	37
Fig.3.4	Diagrama esquemático de una máquina trifásica de polos salientes	37
Fig.3.5	Definición de los ángulos del rotor.	38
Fig.3.6	Límite de calentamiento del generador síncrono impuesto por la corriente de armadura	39
Fig.3.7	Límite de calentamiento impuesto por la corriente de campo.	39
Fig.3.8	Límite de calentamiento del generador síncrono en la parte final del Devanado de campo y armadura.	40
Fig.3.9	Estructura del modelo de sistema de potencia completo para el análisis de la estabilidad transitoria.	41
Fig.3.10	Modelo del excitador	42
Fig.3.11	Diagrama de bloques del excitador.	43
Fig.3.12	Modelo del circuito para el lazo de control estabilizador	45
Fig.3.13	Diagrama de bloques para el control de voltaje del circuito	45
Fig.3.14	Diagrama de bloques de la estructura del relevador.	48

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Fig.3.15	Características de operación de los relevadores de distancia disponibles en DigSILENT Power Factory	51
Fig.4.1	Sistema de prueba del IEEE de tres maquinas y nueve.	53
Fig.4.2	Diagrama de bloques del sistema de excitación DC1 de las MS del sistema de prueba	55
Fig.4.3	Determinación de las corrientes de carga máximas de la red de prueba	57
Fig.4.4	Determinación de las corrientes de corto circuito de la red de prueba	58
Fig.4.5	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 2.	60
Fig.4.6	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 1	60
Fig.4.7	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 3	61
Fig.4.8	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 4	61
Fig.4.9	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 5	62
Fig.4.10	Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 6	62
Fig.4.11	Efecto infeed introducido por alimentadores intermedios.	64
Fig.4.12	Falla trifásica al 50% de la línea adyacente más corta en la dirección de disparo del relevador	65
Fig.4.13	Falla trifásica al 10% de la línea 3, para determinar su TCLF	67
Fig.4.14	Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores síncronos 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador síncrono 1) ante una falla trifásica al 10% de la línea 3, (falla sostenida durante 8 ciclos).	67
Fig.4.15	Comportamiento del ángulo del rotor de los generador síncrono 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador síncrono 1) ante una falla trifásica al 10% de la línea 3 (falla sostenida durante 9 ciclos, el GS-2 pierde sincronismo)	68
Fig.4.16	Comportamiento del ángulo del rotor de los GS 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (GS 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, $t_c=0.13\text{ s}=8$ ciclos.	69
Fig.4.17	Comportamiento del ángulo del rotor de los GS 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (GS 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, $t_c=0.15\text{ s}=9$ ciclos.	70
Fig.4.18	Comportamiento del ángulo del rotor de los GS 1 y 2 con respecto al ángulo de la maquina de referencia (GS 1) ante una falla bifásica a tierra (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, $t_c=0.13\text{ s}=8$ ciclos.	70
Fig.4.19	Comportamiento del ángulo del rotor de los GS 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (GS 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, $t_c=0.15\text{ s}=9$ ciclos.	71
Fig.4.20	Falla trifásica al 50% de la línea más corta para determinar el alcance de zona 2.	71
Fig.4.21	Características de operación de zona 1 y 2 de la PR ante una falla trifásica al 49% de la líneas adyacente más corta	72
Fig.4.22	Falla al 49% de la línea 3 (verificación de coordinación en el plano R-X)	73
Fig.4.23	Falla al 90% de la línea 3 (verificación de la coordinación).	74
Fig.4.24	Falla trifásica al 40% de la línea 3 despreciando el efecto de infeed (desconexión de la línea 2)	74
Fig.4.25	Falla trifásica al 90% de la línea 3, despreciando el efecto infeed.	75

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Fig.4.26	LEEE para el arreglo GS y equivalente del sistema	77
Fig.4.27	Datos del sistema equivalente para determinar el LEEE del GS-2.	77
Fig.4.28	LEEE y curva de capacidad para el GS-2 en el plano P-Q	79
Fig.4.29	LEEE, curva de capacidad del GS-2 y características de operación de la función de protección ANSI 40	79
Fig.4.30	LEEE y curva de capacidad para el GS-2 en el plano P-Q, sin considerar ningún elemento desconectado.	80
Fig. 4.31	Curva de capacidad del GS-2 y características de operación de la función de protección ANSI 40	80
Fig.4.32	Falla trifásica al 50% de la línea tres	82
Fig.4.33	Comportamiento de los ángulos de rotor con respecto al GS-1	82
Fig.4.34	Valores instantáneos de voltaje y corriente de la fase A ante la simulación de la falla del caso 1.	83
Fig.4.35	Fasor de corriente de la Fase A para el caso 1.	83
Fig.4.36	Fasor de voltaje de la fase A para el caso 1	84
Fig.4.37	Trayectoria de la impedancia para el caso de prueba 1-1 (ohms primarios)	85
Fig.4.38	Falla trifásica al 50% de la línea tres de la red de prueba, despejada en 15 ciclos	85
Fig.4.39	Comportamiento de los ángulos de rotor con respecto al GS-1	86
Fig.4.40	Valores instantáneos de corriente y voltaje para el caso 1-2	86
Fig.4.41	Fasor de corriente para el caso de prueba 1-2	87
Fig.4.42	Fasor de voltaje para el caso de prueba 1-2	87
Fig.4.43	Trayectoria de la impedancia para el caso de prueba 1-2.	88
Fig.4.44	Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba 1-2.	88
Fig.4.45	Comportamiento del ángulo de carga de los rotores en los GS, para el caso de prueba 1-3.	89
Fig.4.46	Valores instantáneo de corriente y voltaje para el caso de prueba 1-3	90
Fig.4.47	Fasor de corriente para el caso de prueba 1.3	90
Fig.4.48	Fasor de voltaje para el caso de prueba 1-3.	91
Fig.4.49	Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba 1-3	91
Fig.4.50	Acercamiento de la figura 4.49.	92
Fig.4.51	Ampliación de la Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2, para el caso de prueba 1-3, donde se puede ver la disminución de la velocidad de la trayectoria de la impedancia.	92
Fig.4.52	Ampliación de la Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2, para el caso de prueba 1-3, donde se puede ver la disminución de la velocidad de la trayectoria de la impedancia	93
Fig.4.53	Red de prueba bajo condiciones iniciales (línea dos fuera de servicio).	94
Fig.4.54	Respuesta de los ángulos de los rotores de los GS-2 y 3 para el caso de prueba 2.	94
Fig.4.55	Diagrama unifilar de la red de prueba al finalizar la simulación del caso 2.	95
Fig.4.56	Voltaje y corriente instantáneo de la fase A en las terminales del GS-2	95
Fig.4.57	Fasor de corriente de la fase A para el caso de prueba 2	96
Fig.4.58	Fasor de voltaje para la fase A en las terminales del GS-2 del caso 2.	96
Fig.4.59	Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba	97
Fig.4.60	Acercamiento de la trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del GS-2 para el caso dos de prueba	97
Fig.4.61	Comportamiento angular de los rotores en los GS-2 y 3 con respecto	

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

	al GS-1.	98
Fig.4.62	Comportamiento instantáneo de la señal de voltaje y corriente	98
Fig.4.63	Fasor de corriente para la fase a del GS-2, estimado mediante la TDF	99
Fig.4.64	Fasor de voltaje de la fase A del GS-2 estimado mediante la TDF	99
Fig.4.65	Trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba tres	100
Fig.4.66	Acercamiento de la trayectoria de la impedancia mostrada en la figura 4.64.	100
Fig.4.67	Desconexión de la línea dos para la determinación de la trayectoria en la impedancia para el caso de prueba cuatro.	101
Fig.4.68	Comportamiento angular de los rotores de los GS 2 y 3 con respecto al GS-1	101
Fig.4.69	Voltaje y corriente instantáneo de la fase A del GS-2 para el caso de prueba cuatro	102
Fig.4.70	Fasor de corriente de la fase A para el GS-2 estimado mediante la TDF	102
Fig.4.71	Fasor de corriente de la fase A del GS-2 para el caso de prueba cuatro	103
Fig. 4.72	Trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba cuatro	103
Fig. 4.73	Acercamiento de la trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del GS-2 para el caso de prueba cuatro	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1	Datos de TR (Transformador de potencia).	54
Tabla 4.2	Datos de GS (Generadores síncronos)	54
Tabla 4.3	Datos de impedancia de secuencia positiva de las líneas.	54
Tabla 4.4	Datos de las carga de la red de prueba.	54
Tabla 4.5	Parámetros de los sistemas de excitación tipo DC1 de las M.S. del sistema.	55
Tabla 4.6	Hoja de datos del sistema de control de excitación DC1.	
Tabla 4.7	Caso de operación base.	56
Tabla 4.8	Relaciones de transformación para los TC y TP.	57

ABREVIATURAS

ABB	Asea Brown Boveri
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute)
ANSI 21	Relevador de distancia
ANSI 40	Relevados contra pérdida de excitación
ANSI 78	Relevador contra pérdida de sincronismo
B	Susceptancia
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
CFE	Comisión federal de electricidad
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (International Council on Large Electric Systems)
COMTRADE	formato común para el intercambio de datos transitorios (Common Format for Transient Data Exchange)
DigSILENT	Programa de simulación digital y calculo de redes eléctricas (<i>Digital Simulation and Electrical NeTwork calculation program</i>)
EHV	Extra alto voltaje
G	Conductancia
GE	General Electric
GS	Generador síncrono
HV	Alto voltaje
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
IEEE	Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
LEEE	Límite de estabilidad en estado estacionario
LME	Límite de mínima excitación
MATLAB	Laboratorio de matrices (MATrix LABoratory)
MS	Maquina síncrona
P	potencia activa
POTT	Disparo trasferido permisivo por sobre alcance (Permissive Overreaching Transfer Trip)
PP	Protección primaria
PR	Protección de respaldo
Q	potencia reactiva
R	Resistencia
RMS	Raíz Media Cuadrática (Root Mean Square)
rpm	Revoluciones por minuto
RTC	Relación de transformación de corriente
RTP	Relación de transformación de potencial
S	Potencia aparente
SEL 300G	Relevador multifuncional digital para el generador síncrono
SEL 321	Relevador multifuncional digital para la protección de línea de transmisión.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

SEP	Sistema eléctrico de potencia.
SI	Sistema internacional de unidades
TC	Transformador de corriente
TCLF	Tiempo crítico de liberación de falla
TDF	Transformada discreta de Fourier.
TP	Transformador de potencial
TR	Transformador de potencia
X	Reactancia
Y	Admitancia
Z	Impedancia
Z_0	Impedancia de secuencia cero
Z_2	Impedancia de secuencia negativa
Z_1	Impedancia de secuencia positiva
ZIP	Modelo polinomial de carga

NOMENCLATURA

$\%Z$	% de impedancia
CEV	Compensador estático de VAR's
E_{fd}	Voltaje de campo en eje directo
K_0	Factor de compensación por retorno de tierra.
f	Frecuencia
fipol/ (deg)	Ángulo del rotor con referencia al voltaje de bus local del generador. (Voltaje terminal)
firel/ (deg)	Ángulo del rotor con referencia al ángulo del rotor de la máquina de referencia (generador slack)
firot/ (deg)	Ángulo del rotor con referencia al voltaje de la red (voltaje del bus slack).
J	Momento de inercia en kg-m ²
Pe	Potencia eléctrica
phi/ (rad)	Ángulo del rotor del eje q con referencia al voltaje de la red (=firot-90°).
Te	Torque eléctrico
Tm	Torque mecanico
ω_n .	Velocidad angular en rad/seg.
Zn	Impedancia de neutro
Tvm	Constante de tiempo del filtro de entrada al regulador
Ka	Ganancia del regulador
Ta	Constante de tiempo del regulador
Tb	Constante de tiempo del regulador
Tc	Constante de tiempo del regulador
Ke	Constante de saturación del excitador
Te	Constante de tiempo del excitador
Kf	Constante del circuito estabilizador del regulador
Tf	Constante del circuito estabilizador del regulador
Vr_mx	Límite de señal de voltaje interno
Vr_min	Límite de señal de voltaje interno
e1	Constante de saturación del excitador
se1	Constante de saturación del excitador
e2	Constante de saturación del excitador
se2	Constante de saturación del excitador
X_d	Reactancia síncrona en el eje directo.
X_d'	Reactancia transitoria en el eje directo
X_d''	Reactancia subtransitoria en el eje directo
X_q	Reactancia síncrona en el eje en cuadratura.
X_q'	Reactancia transitoria en el eje de cuadratura
X_q''	Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura
τ_{d0}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo.
τ_{q0}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje en cuadratura.
H	Constante de inercia.
δ	Ángulo de carga eléctrico del rotor.
R_f	Resistencia de campo

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

I_f Corriente de campo
 t Tiempo.

CAPÍTULO

1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El generador síncrono es un elemento esencial en el sistema eléctrico de potencia (SEP), encargado de convertir la energía mecánica en eléctrica y consecuentemente ser la fuente de suministro de energía. Debido a este hecho el comportamiento dinámico y estacionario del generador síncrono junto con sus dispositivos de control y protección ocupan un lugar muy importante en el estudio de los SEP.

En general, el generador síncrono es un equipo costoso y por su condición mecánica de máquina rotativa, resulta ser vulnerable junto con su turbina, en presencia de pequeños y grandes disturbios. Es por ello que requiere de un sistema de control y protección, que tenga un desempeño satisfactorio y seguro, ante un importante número de escenarios de operación, con el objetivo de garantizar la estabilidad del SEP así como la vida útil del generador síncrono.

La protección de los elementos del SEP basada en relevadores detecta la existencia de fallas y regímenes de operación anormal dentro de su zona o zonas de operación, por medio de un sistema de monitoreo adecuado de sus variables y parámetros, el cual determina los interruptores que deben permanecer cerrados o ser interrumpidos, mediante la activación de sus circuitos de disparo, considerando los requerimientos de confiabilidad (la cual consta de dos aspectos: dependabilidad y seguridad)¹, velocidad, selectividad y economía.

De modo general, se puede analizar a las protecciones del generador síncrono, clasificando a las fallas o situaciones anómalas según sus diferentes localizaciones.

En primer lugar las *fallas internas*, las cuales deben ser *detectadas y despejadas por las correspondientes protecciones primarias o de respaldo*.

En segundo lugar, las fallas y regímenes de operación anormal, debido a perturbaciones originadas generalmente en la red externa o bien en el sistema de excitación, turbina, etc., que

¹ La dependabilidad es la habilidad del sistema de protección de operar correctamente cuando ocurre una falla en su zona de protección.

La seguridad es la capacidad del sistema de protección de no operar cuando no existe falla u ocurre una falla fuera de su zona de protección. Cabe señalar que desafortunadamente estos dos aspectos tienden a contraponerse: si se incrementa la seguridad tiende a disminuir la dependabilidad y viceversa

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

de igual forma deberán ser despejadas por sus correspondientes protecciones primarias o respaldo.

El generador síncrono operando en condiciones anormales es susceptible de sufrir daño, por lo que resulta trascendental, en primera instancia, restablecer sus condiciones anormales de operación. En caso contrario, deberán actuar las protecciones correspondientes con la probable consecuente salida de servicio del generador síncrono.

En la actualidad el uso de *relevadores microprocesados* ha permitido integrar en un solo módulo, una serie de funciones de protección comunes que necesitan los generadores síncronos. Algunas de estas funciones de protección son ejecutadas por la protección de distancia, tal como la función ANSI 40 (protección contra pérdida de excitación), función ANSI 78 (protección contra pérdida de sincronismo) y la función ANSI 21 (protección de respaldo para fallas externas).

El desempeño de los dispositivos de protección previamente mencionados, está relacionado con factores que involucran desde la experiencia del ingeniero en protecciones, no solo en el dispositivo de protección si no también en el conocimiento de la red donde se pretende emplear el dispositivo de protección. Por ello es relevante que se realicen una serie de pruebas de laboratorio y de campo, así como de simulaciones digitales que aseguren un alto nivel de desempeño del dispositivo de protección.

1.2 OBJETIVO GENERAL

- Evaluar el desempeño de los esquemas de protección del generador síncrono basados en el principio de distancia ante fallas externas y condiciones anormales de operación del generador, mediante su modelado digital en software comercial.

- 1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS`
- Modelar la red de prueba de nueve nodos y tres generadores síncronos publicada en [4-1], contemplando el control de excitación para cada generador.
- Modelar las funciones de protección basadas en el principio de distancia para el generador síncrono dos (G2) de la red de prueba.
- Modelar el esquema de protección de línea para fallas entre fases de la red de prueba, basado en la protección de distancia
- Determinar las condiciones que deben cumplirse para poder aplicar los esquemas de protección de distancia en el generador síncrono
- Ajustar y coordinar los dispositivos de protección de distancia de la red de prueba que protegen al generador síncrono dos y líneas de transmisión.
- Modelar los escenarios de falla y contingencias para evaluar el ajuste y coordinación de los esquemas de protección de distancia.

- Evaluar la aplicación y desempeño de los esquemas de protección de distancia para la red de prueba.

1.3 ANTECEDENTES-ESTADO DEL ARTE

El desarrollo de los dispositivos de protección basado en relevadores, se puede enmarcar en cuatro grupos relevantes: relevadores electromecánicos, relevadores estáticos, relevadores digitales y relevadores numéricos.

Estos últimos hoy en día ofrecen varias funciones de protección, medición y control, que se concentran en un solo dispositivo, reduciendo de manera importante particulares requisitos de los relevadores que tienen que ver con su costo económico y volumen, así como en su modo de operación, sin embargo, en contraparte, el centralizar en un solo dispositivo la responsabilidad de detectar varias condiciones de falla, pone en peligro la integridad del sistema, debido a que los relevadores no están exentos de fallar, ya que existen muchas causas que pueden hacer que el relevador no opere u opere mal (saturación de transformadores de corriente) así como la posible falla del interruptor.

Los relevadores multifuncionales que protegen a los generadores síncronos, hoy en día ofrecen una serie de funciones, que discriminan tanto fallas internas como externas que comprometan la vida útil del generador síncrono, o la estabilidad y seguridad del SEP.

Dentro de estas funciones de protección existen tres que se basan en el principio de operación del relevador de distancia (ANSI 21):

1. *La función de protección contra pérdida de excitación (ANSI 40, protección primaria)*
2. *La función de protección contra pérdida de sincronismo (ANSI 78, protección primaria)*
3. *La función de protección de respaldo (ANSI 21)*

Dichas funciones han sido desarrolladas a partir de 1937, y han sido mejoradas continuamente, de acuerdo con las tecnologías y requerimientos de protección de los equipos a proteger. A continuación se presentan los antecedentes más relevantes que han colocado a la protección de distancia como un esquema de protección con características sobresalientes para la protección del generador síncrono.

En 1937 *M. J. H. Neher* presenta el primer reporte sobre las características de operación de un relevador de distancia graficadas en el plano X-R. [6]

En 1937 *C. R. Mason* introdujo el análisis del comportamiento de los relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia, en el diagrama de impedancia (R-X), para un sistema de dos máquinas. Las máquinas estaban representadas por sus impedancias transitorias respectivamente. [7]

El efecto de las oscilaciones de potencia sobre las protecciones son analizadas considerando el voltaje, corriente e impedancia aparente medida por el relevador en el nodo terminal de una de

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

las máquinas, lo que promovió el inicio del análisis del comportamiento de los sistemas de protección durante oscilaciones de potencia.

En 1945 *Edith Clark* [8] utilizando el mismo SEP que Mason, logró desarrollar el lugar geométrico de la impedancia característica de la oscilación de potencia para diferentes valores de la relación de las fuerzas electromotrices de las máquinas. Con lo que obtuvo un círculo como el lugar geométrico de la impedancia para cada valor de la relación y al hacer variar el ángulo de defasamiento entre las fuerzas electromotrices, con centro sobre la línea de impedancia con radio y desplazamiento determinados por el valor de la relación de los voltajes.

Edith Clark también desarrolló otra familia de curvas, que representaban el lugar geométrico de la característica de la impedancia aparente, para el ángulo de defasamiento entre las fuerzas electromotrices constante. Si el ángulo entre las fuerzas electromotrices se mantenía constante, mientras la relación de la magnitud de los voltajes variaba, la impedancia aparente trazaba una porción de un círculo que pasaba por los puntos en donde se localizaban y cuyo centro caía sobre el bisector perpendicular de la línea de la impedancia del sistema.

Edith Clark finalmente combinó las dos familias de curvas características anteriores, para obtener el diagrama de impedancia generalizado en por unidad. Con este diagrama se podía visualizar y analizar como la impedancia aparente variaba cuando tanto el ángulo δ y la relación de las fuerzas electromotrices variaba. [9]

Antes que C. R. Mason presentara en [10], el empleo de relevadores de distancia tipo mho con offset para la protección contra pérdida de campo en los generadores síncronos, se empleaban relevadores de sub y sobrecorriente de CD, aplicados en el circuito de campo del generador síncrono. Aunque más selectivo que los relevadores de sub y sobrecorriente de CD, el método de Mason presentaba fallas, pudiendo operar indebidamente durante oscilaciones de potencia estables.

Debido a esto en la década de los 70's, muchos investigadores se dedicaron al estudio del caso. (Arndt & Rogers, 1975; Berdy, 1975 [5]; Rotating Machines Protection Subcommittee, 1975; Darron et al., 1975; Lee et al., 1979 [11]; Mackenzie et al., 1975 [12]).

Como resultado de estas investigaciones surgirían nuevos métodos de protección contra la pérdida de excitación que son utilizados hoy en día. Estos métodos se basan en los conceptos de la trayectoria de la impedancia aparente desarrollados por Mason 1949, pero tienen nuevos ajustes y hacen uso de temporizadores para evitar la operación indebida del relevador de distancia tipo mho.

En este sentido *Berdy* (1975) en [5] propuso un nuevo esquema de protección. En lugar de utilizar una unidad mho como propuso inicialmente Mason (1949), el método hace uso de dos unidades mho, temporizando la de mayor diámetro.

Lee et al., (1979) en [11], utilizan los conceptos de impedancia aparente para desarrollar una nueva técnica, el autor presenta un método basado en la caída de tensión de las terminales del GS, y de la caída de tensión en el devanado de campo durante la pérdida de excitación. Sin embargo este método se utilizó de forma complementaria en los conceptos de Mason [1949].

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Según *Mackenzie et al.*, 1975[12], *IEEE COMMITTEE REPORT (1988)* en [13], *Rana et al.* (1990) en [14] y *Mozina (2004)* en [15], promueven que la temporización no es una solución ideal para evitar las operaciones indebidas de la protección contra la pérdida de excitación, debido a que retarda la operación de la protección. Por lo tanto, todavía hay cierta preocupación con respecto al rendimiento de los métodos de protección contra la pérdida de excitación.

Moore & Stangnberg (1998) en [16], realizaron una investigación sobre la trayectoria de la impedancia aparente por medio de ensayos de corto circuitos en el campo y abertura del circuito de campo de un generador síncrono, estos autores verificaron que la trayectoria de la impedancia aparente se presentaba de forma cómo había reportado *Mason (1949)*.

Algunas referencia técnicas recientemente presentadas por *Sharaf & Lie*, 1994 en [17]; *Tambay & Paithankar*, 2005 en [18], proponen métodos más modernos de protección contra pérdida de excitación, basados en técnicas adaptivas.

Morais et al (2007) en [19] presentan la validación de la eficiencia de la técnica adaptiva propuesta por *Tambay & Paithankar (2005)*, comparada con los métodos de *Mason (1949)* y *Derby (1975)*.

Por otro lado, con el desarrollo de los relevadores microprocesados, la característica original circular del relevador mho ha experimentado modificaciones para mejorar el desempeño de la protección. Ejemplos de estas modificaciones es la característica de Tomate y lenticular, los cuales se han comenzado a utilizar para la protección contra la pérdida de excitación.

Leite y Silveira (2007) en [20], presentan las ventajas de utilizar la característica tomate en los generadores hidráulicos de Itaipu. Según los autores las principales ventajas de estos métodos son: *una acción rápida de la protección para una pérdida total de excitación, el aumento de la confiabilidad de la protección debido a los criterios del rotor y el estator; más flexibilidad en la determinación de ajustes y la facilidad de implementación en los relevadores numéricos.*

1.3.1 TRABAJOS RELEVANTES EN LA SEPI-ESIME-ZACATENCO.

Larios y Enríquez (1997) en [21], desarrollan una metodología para el análisis integral de las protecciones más importantes de una unidad generadora, sin embargo, no se muestra la coordinación de las características de LEEE (límite de estabilidad en estado estacionario), LME (límite de mínima excitación) y curva de capacidad del generador síncrono con las características de operación mho contra pérdida de excitación (ANSI 40), ya sea en el plano R-X o P-Q.

Por otro lado no se menciona la protección contra pérdida de sincronismo (ANSI 78), además, la propuesta de ajuste de la protección de respaldo del sistema (ANSI 21) está basada en las recomendaciones del fabricante del relevador bajo estudio, sin considerar el posible efecto de infeed y los tiempos críticos de liberación de falla.

Por otro lado *Romero y Mota (1997)* en [22], presentan un análisis del comportamiento de la protección de distancia, empleando una metodología basada en el dominio del tiempo (estabilidad transitoria), que tiene como propósito obtener información sobre el diseño y la coordinación en el tiempo de los esquemas de protección en sistemas de transmisión,

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

lográndose verificar los ajustes temporales propuestos mediante métodos estáticos. Cabe señalar que los resultados de la metodología pueden ser empleados para el diseño de esquemas de bloqueo para evitar disparos en falso de la protección de distancia que protege líneas de transmisión o generadores ante oscilaciones de potencia estables. Sin embargo, la dinámica del sistema de prueba no considera el efecto del sistema de excitación de la máquina síncrona al determinar la impedancia aparente calculada por el relevador. Además no hacen uso de las características de operación conocidas como “bicerás”.

Domínguez y Enríquez (1997) en [23] presentan un análisis de la respuesta de los esquemas de protección de distancia de un SEP ante contingencias, sin embargo únicamente se emplea un modelo de máquina bus infinito, considerando el modelo clásico de la máquina síncrona y sin controles.

Por otro lado *Reyes y Asiain* (1999) en [24] presentan una metodología para proteger el generador síncrono de un simulador experimental, mediante el sistema de protección digital multifuncional M-0420, del proveedor Beckwith Electric, con el propósito de analizar el comportamiento real tanto del sistema de potencia como del sistema de protección digital multifuncional bajo condiciones de operación con disturbio. En este trabajo, no se considera el efecto del sistema de excitación, además al proponer el ajuste de la función ANSI 40, se desprecia la curva de capacidad del GS, así como también la curva de LEEE y LME. Por otro lado el relevador digital multifuncional no cuenta con la función de pérdida de sincronismo, motivo que seguramente no les permitió evaluar su ajuste y coordinación con los demás dispositivos de distancia.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El empleo de relevadores multifuncionales para la protección de generadores síncronos ha crecido de manera importante a partir de la década de los 90 en nuestro país, conjuntado una serie de funciones que permiten determinar una condición de falla u operación anormal del generador síncrono.

Dentro de las funciones con las que cuentan en la actualidad los relevadores multifuncionales para la protección de generadores síncronos, se tiene que por lo menos tres de estas están basadas en el principio de operación de la protección de distancia, las cuales están supervisadas por otros dispositivos de protección, como los relevadores de voltaje, frecuencia, y corriente.

Tales funciones de protección, para poder ser ajustadas requieren de un análisis en el dominio del tiempo (estabilidad transitoria) y estacionario (estudio de fallas y flujos de potencia), considerando los más drásticos y probables escenarios de operación, con el objetivo de poder mejorar su confiabilidad, rapidez y selectividad, contribuyendo en la continuidad, estabilidad y seguridad del servicio eléctrico en beneficio de la sociedad.

Teniendo gran relevancia el empleo de simuladores digitales en el dominio del tiempo, así como los registros de mediciones reales que permitan visualizar el comportamiento dinámico de la frecuencia, voltaje y corriente, y en consecuencia la trayectoria de la impedancia en el plano R-X, haciendo posible la evaluación del desempeño de los relevadores de protección de manera dinámica.

Ya que un mal funcionamiento de los relevadores, causa fuertes disturbios, lo que puede resultar en el disparo en cascada de muchos más relevadores e interruptores. Esto puede llevar a un colapso total de la integridad del sistema, causando gran preocupación en términos de carga y tiempo consumido para la resincronización del sistema. Por lo tanto, se tiene que investigar la impedancia vista por un relevador de distancia como una función de δ (ángulo de carga).

1.5 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

A lo largo de algunas décadas pasadas, los criterios de operación de los SEP se han vuelto más exigentes. Durante el mismo tiempo, las mejoras a los métodos de enfriamiento en el diseño de GS han permitido mayores capacidades de KVA en volúmenes dados de materiales. Esta tendencia ha reducido las constantes de inercia y ha elevado las reactancias de las máquinas, especialmente en las unidades de gran capacidad. Además, el incremento de líneas de transmisión de HV y EHV para la transmisión de grandes bloques de potencia a grandes distancias, ha causado una reducción en los tiempos críticos de liberación requeridos y sobre todo para aislar una falla en el sistema cercana a una planta generadora, antes de que el GS pierda el sincronismo con la red de potencia.

Adicionalmente a la liberación prolongada de una falla, otros factores que pueden llevar a la inestabilidad son: la operación del generador síncrono en región adelantada durante periodos de carga ligera, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema y algunas operaciones de switcheo de líneas [11]. Tales condiciones de falla u operación anormal del generador síncrono, deben ser percibidas por los sistemas de monitoreo de sus equipos de control y protección, con la finalidad de tomar las acciones convenientes que permitan salvaguardar la integridad del generador síncrono y SEP.

Por otro lado, durante una condición de asincronismo se generan grandes variaciones de corriente y de voltaje en la red de transmisión, también en la posición angular relativa de los rotores de las máquinas síncronas, que se refleja en un desequilibrio entre la potencia mecánica que impulsa a los generadores síncronos y la potencia eléctrica que alimenta al sistema de transmisión, originándose oscilaciones de potencia y la posible pérdida de sincronismo entre máquinas locales o entre grupos de máquinas dentro de una área de interés.

La impedancia característica de la oscilación de potencia es determinada mediante la solución en el tiempo de la red, el cual es el método principal del análisis de estabilidad de los SEP. Sin duda esto representa un reto para los ingenieros responsables de habilitar y ajustar las funciones de los relevadores multifuncionales, encargados de monitorear estas variaciones de impedancia debido a que estos estudios involucran un análisis dinámico de la red, el cual contempla la acción de controles, como el control de excitación, el estabilizador del sistema de potencia, etc.

Bajo lo señalado, se plantea analizar el desempeño de las funciones de protección que están basadas en la protección de distancia contenida en los modernos relevadores multifuncionales.

1.6 LIMITACIONES Y ALCANCE

En la actualidad existen diferentes fabricantes de relevadores multifuncionales empleados para la protección del generador síncrono, los cuales cuentan con funciones de protección basadas en

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

el principio de distancia, sin embargo en este trabajo, solo se modelan las características tipo mho para fallas entre fases, de un relevador de distancia microprocesado.

La aplicación de estas funciones de protección tienen sus limitaciones, por ejemplo, los generadores de polos salientes son empleados en algunas ocasiones como condensadores, implicando que la protección contra pérdida de excitación pueda tener un mal desempeño y tengan que modificarse algunos ajustes comúnmente empleados.

La protección de respaldo para el sistema contenida en los relevadores multifuncionales para la protección del generador síncrono, puede ser aplicada solo en donde la relación de impedancia del sistema sea pequeña, es decir que la impedancia de la línea sea mucho mayor que la impedancia de la fuente, esto solo se cumple para línea con una longitud larga.

En contraparte la aplicación de la protección contra pérdida de excitación solo es altamente recomendable si la relación de la impedancia de la fuente es mucha mayor que la impedancia de la línea.

Por otro lado, se tiene que las líneas de transmisión únicamente son modeladas por su impedancia en serie de secuencia positiva, implicando el análisis de la respuesta de los relevadores únicamente para fallas trifásicas y bifásicas. Esto debido a la falta de información, sin embargo, es relevante mencionar que el fenómeno de pérdida de sincronismo y pérdida de excitación son fenómenos balanceados, los cuales requieren para su análisis solo de la componente de secuencia positiva.

ESTRUCTURA DE LA TESIS

- ♣ En el **capítulo 1** se presenta la introducción, objetivo general, objetivos específicos, antecedentes, justificación, definición del problema, alcances - limitaciones y estructura de la tesis.
- ♣ En el **capítulo 2** se presenta un análisis de las funciones de protección basadas en el principio de distancia, que se encuentran disponible en los relevadores multifuncionales para la protección del generador síncrono. Comenzando con la protección contra pérdida de excitación (ANSI 40), donde se expone la evolución de esta función, de acuerdo a las características de diseño de las máquinas síncronas y filosofía de protección, además se hacen recomendaciones de los posibles ajustes en cuanto alcance de las zonas, offset, lógicas de disparo para la activación de los circuitos de disparo de los interruptores involucrados para la desconexión del generador síncrono y retardos de tiempo. Del mismo modo se analiza la función de protección contra pérdida de sincronismo (ANSI 78) y finalmente la función de protección de respaldo (ANSI 21).
- ♣ En el **capítulo 3** se expone la forma en que se modelan los elementos del SEP mediante el software comercial DigSILENT Power Factory 13.2, para el análisis dinámico y estacionario de los relevadores de protección de distancia que protegen a los generadores síncronos de la red de prueba que consta de tres generadores síncronos y nueve nodos, publicada en [1]. Partiendo por el elemento conocido como bus, transformador, línea, carga, generador síncrono, sistema de control de excitación, transformadores de instrumento (TC y TP) y finalmente el relevador de distancia.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

- ♣ En el **capítulo 4**, se presenta el modelado y análisis de las funciones de protección para el generador síncrono dos de la red de prueba que están basadas en el principio de distancia. Comenzando por la protección de respaldo de sistema, seguida de la protección contra pérdida de excitación y finalizando con la protección contra pérdida de sincronismo, esta última evaluada mediante diferentes casos de estudio.
- ♣ En el **capítulo 5** se expresan las conclusiones más importantes obtenidas en el desarrollo de esta tesis, se presentan algunas recomendaciones para trabajos futuros.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

CAPÍTULO

2

ANÁLISIS DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA ENCARGADAS DE PROTEGER AL GENERADOR SÍNCRONO.

2.1 INTRODUCCIÓN

Los generadores síncronos a diferencia de otros componentes del SEP, requieren ser protegidos no solo contra los cortocircuitos, sino además contra condiciones anormales de operación, ya que el generador síncrono puede sufrir daños o falla completa en pocos segundos, en las instalaciones convencionales, un operador puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando que se desconecte el generador síncrono del servicio. Pero en la gran mayoría de los casos, los eventos ocurren demasiado rápido tal que el operador no puede reaccionar, y por lo tanto, sea necesaria la detección y protección automática. [26].

En algunas ocasiones los operadores cometen errores que llevan al sistema a condiciones anormales en las que se requiere la desconexión del generador síncrono para evitarle daños. Por ejemplo, algunas acciones que se reflejan como una sobreexcitación y la energización inadvertida [26].

Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden substituir a la protección automática apropiada.

Los generadores síncronos tienen una serie de protecciones comunes, disponibles hoy en día mediante tecnologías de sistemas digitales las cuales suelen estar integradas en un único módulo de protección, conocido como protección multifuncional, la figura 2.0 muestra las funciones de protección más comunes para el bloque generador- transformador [26].

21 Relevador de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador.

24 Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.

32 Relevador de potencia inversa.

40 Protección de pérdida de campo.

46 Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador.

49 Protección térmica del estator.

51 GN Relevador de sobrecorriente a tierra con tiempo.

51 TN Respaldo para fallas a tierra.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

51 V Relevador de sobrecorriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador.

59 Protección de sobretensión.

59 GN Relevador de sobretensión. Protección de falla a tierra en el estator para un generador.

60 Relevador de balance de tensión. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial.

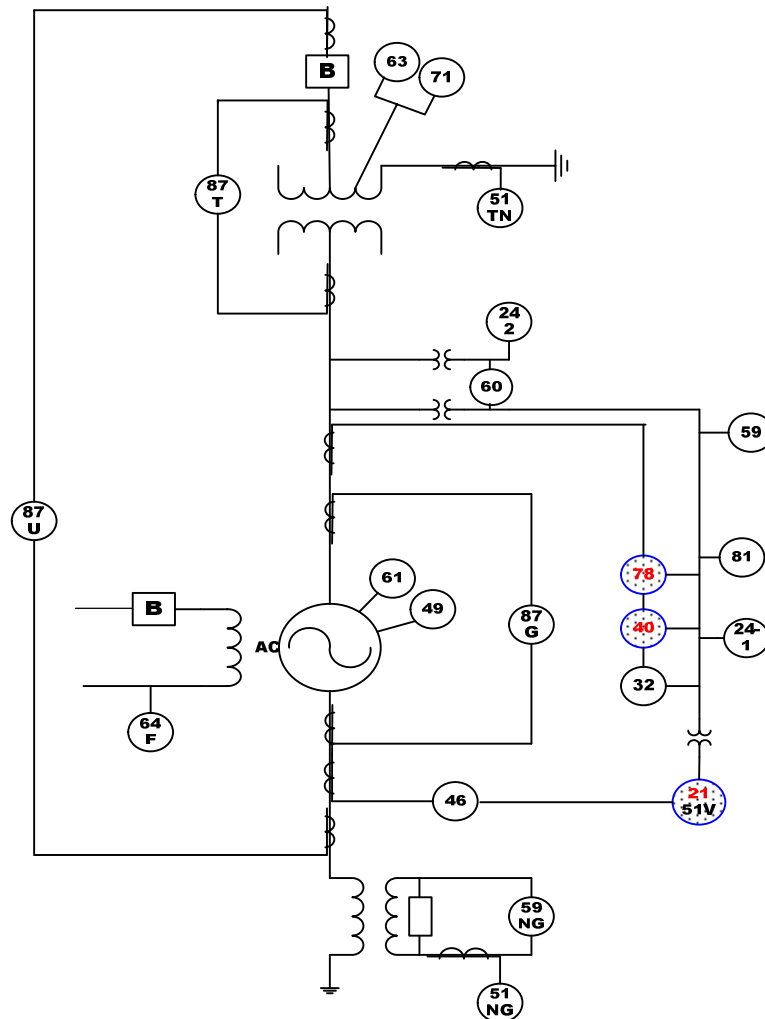


Fig. 2.0 Esquemas de protección típicos para el bloque generador-transformador [25]

63 Relevador de presión del transformador.

62 B Timer de falla de interruptor.

64 F Protección de falla a tierra del campo.

71 Nivel de aceite o gas del transformador.

78 Protección de pérdida de sincronismo.

81 Relevador de frecuencia. Protección de baja o sobre frecuencia.

86 Relevador auxiliar de bloqueo y reposición manual.

87 G Relevador diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.

87 N Protección diferencial de falla a tierra del estator.

87 T Relevador diferencial. Protección primaria para el transformador.

87 U Relevador diferencial para la protección total de generador-transformador.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Dentro de estas funciones, se encuentran algunas aplicaciones de la protección de distancia (ANSI 21), las cuales pueden formar parte de las funciones de protección primaria o en segundo plano como funciones de protección de respaldo, tal como la función ANSI 40 (protección contra pérdida de excitación) y la función ANSI 78 (protección contra pérdida de sincronismo). Por otro lado, debe quedar claro que cada función de protección actúa accionando los circuitos de disparo de diferentes interruptores, tales como el interruptor principal del generador, el interruptor de campo y en ocasiones el acoplamiento mecánico del generador síncrono con la turbina, en la figura 2.1 se muestra dependiendo del fenómeno que se presente el o los dispositivo de interrupción que deben ser accionados. Cabe señalar que el arreglo de la lógica de disparo de los interruptores depende de varios factores, los cuales tienen que ver con la capacidad del sistema para soportar los diferentes disturbios a los que puede estar expuesto. Por ejemplo, una condición de pérdida de sincronismo implica la activación de los circuitos del interruptor principal del generador síncrono, del interruptor de campo y del disparo del acoplamiento mecánico entre la turbina y el generador síncrono; para el caso de una condición de pérdida de excitación, solo el interruptor de campo e interruptor principal del generador son accionados, ver figura 2.1.

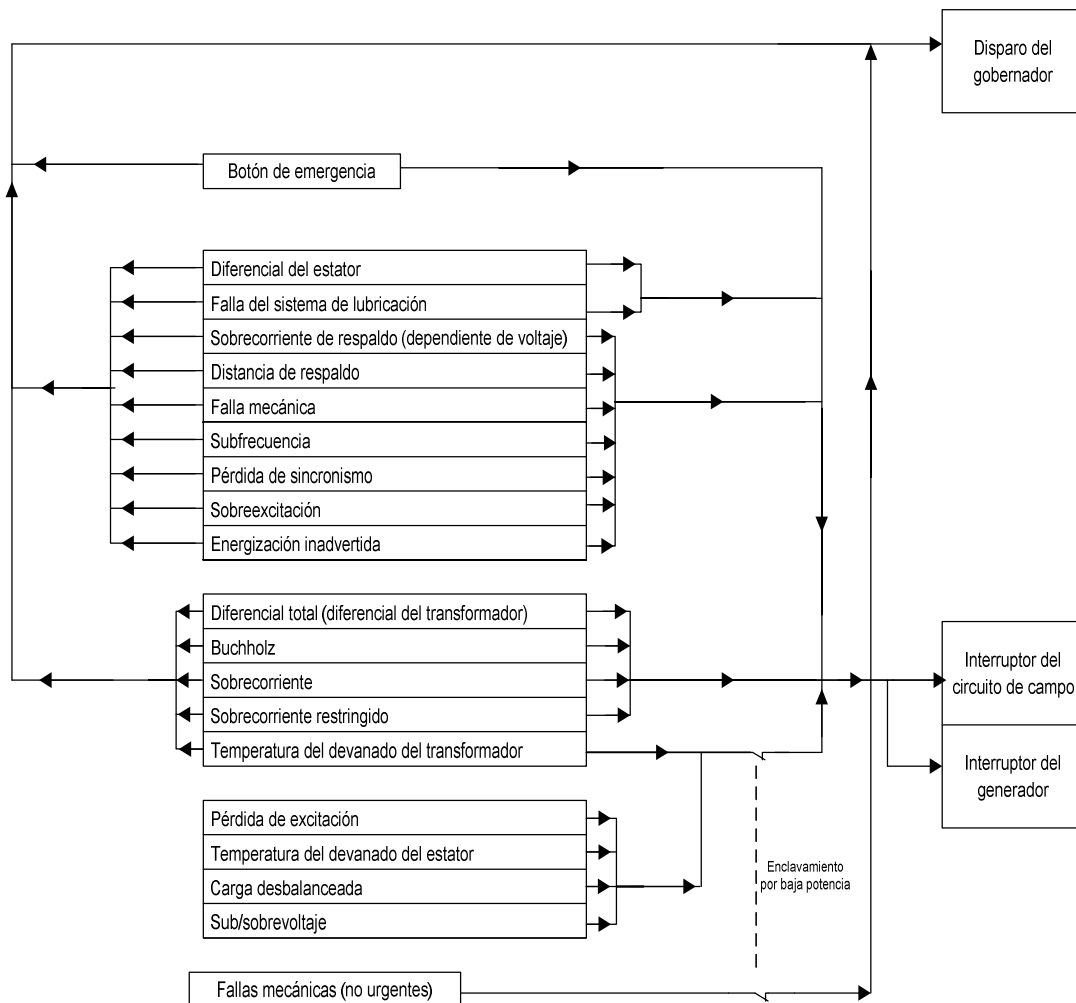


Fig. 2.1 Arreglo típico de disparo para el bloque generador – transformador. [26]

2.2 PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

2.2.1 SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS.

La comprensión del fenómeno de pérdida de excitación en las máquinas síncronas es esencial para que el método más adecuado de protección sea seleccionado y parametrizado correctamente. La función básica del sistema de excitación es proveer corriente directa en el devanado de campo de la máquina síncrona. Por otro lado, el sistema de excitación desempeña funciones de protección y control esenciales para el desempeño satisfactorio del sistema de potencia, por medio del control del voltaje y corriente de campo [26]. Las funciones de control incluyen el control de voltaje y flujo de potencia reactiva, así como el fortalecimiento en la estabilidad del sistema. Las funciones de protección aseguran que los límites de capacidad de la máquina síncrona, sistema de excitación y otros equipos no se excedan. En la figura 2.2 se muestra el diagrama de bloques de manera simplificada de un sistema de control de excitación típico para un generador síncrono de gran potencia [27].

El sistema de control de excitación: es un sistema de control retroalimentado que incluye la máquina síncrona y su sistema de excitación. El término es utilizado para distinguir el rendimiento de la máquina síncrona y el sistema de excitación en conjunción con el sistema de potencia del sistema de excitación solo. [27]

Sistema de excitación: es el equipo que suministra la corriente de campo a la máquina síncrona, incluyendo todos los elementos de potencia, regulación, control y protección [27].

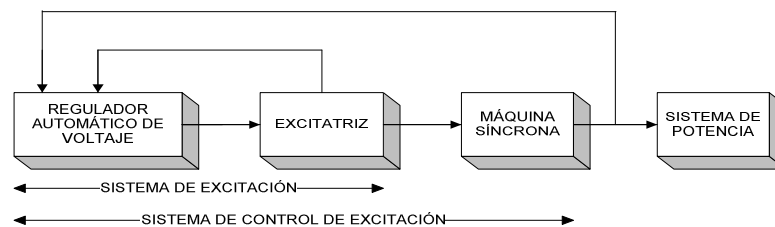


Fig. 2.2 Diagrama de bloques de un sistema de control de excitación. [27].

En la figura 2.3 se muestra con más detalle las funciones del sistema de control de excitación, así como su definición [26].

1. *Excitador:* Proporciona potencia de CD al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.
2. *Regulador:* Procesa y amplifica las señales de entrada de control a un nivel apropiado para el control del excitador.
3. *Transductor de voltaje terminal y compensador de carga:* Tiene la función de sensar, rectificar y filtrar el voltaje terminal del generador síncrono a una cantidad en CD. El filtrado asociado con el transductor de voltaje puede ser difícil de representar, sin embargo, para propósitos de modelado este puede ser reducido a la constante de tiempo T_R , la cual es muy

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

pequeña para casi todos los sistemas, por lo que se deben tomar precauciones para que según sea el caso, esta pueda considerarse cero, figura 2.4.

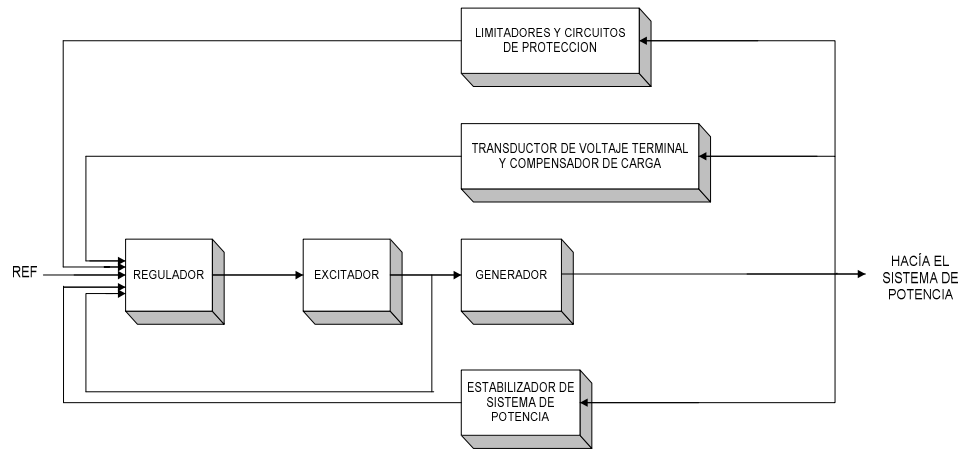


Fig. 2.3 Diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación de un generador síncrono [27].

El voltaje de salida del transductor es comparado contra una referencia, la cual representa el ajuste deseado del voltaje terminal y está calculada para satisfacer la condición de carga inicial, misma que no variará. Sin compensación de carga, el sistema de excitación intenta mantener el voltaje en terminales de acuerdo a la señal de referencia, figura 2.4.

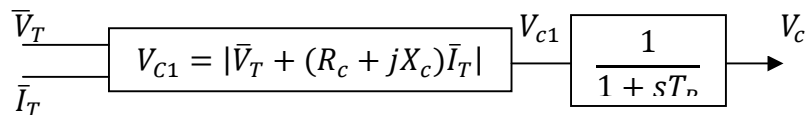


Fig. 2.4 Transductor del voltaje terminal y elementos del compensador de carga [28]

4. *Estabilizador del sistema de potencia:* Proporciona una señal de entrada adicional al regulador de voltaje, ya sea por medio de compensación serie o compensación en retroalimentación, para mejorar el rendimiento dinámico del sistema de control de excitación. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son la desviación de la velocidad del rotor, potencia de aceleración y la desviación de frecuencia.

5. *Limitadores y circuitos de protección:* Aquí se incluye un amplio arreglo de funciones de protección y control, que aseguran los límites de capacidad del excitador y generador síncrono no sean excedidos. Algunas de las funciones comúnmente usadas son el límite de la corriente de campo, límite de excitación máxima, límite de voltaje terminal, regulador y protección de volts por Hertz y límite de baja excitación.

Los sistemas de excitación han evolucionado de muchas formas durante los últimos años, estos pueden ser clasificados de acuerdo a las siguientes tres categorías las cuales son basadas en la fuente de potencia de excitación usada:

1. *Sistemas de excitación tipo DC,* los cuales utilizan un generador de corriente directa con un conmutador como la fuente de potencia del sistema de excitación, figura 2.5.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

2. *Sistemas de excitación tipo AC*, los cuales utilizan un alternador con rectificadores, ya sea estacionarios ó rotatorios, para producir la corriente directa necesaria para el campo de la máquina síncrona.
3. *Sistemas de excitación tipo ST*, en los que la potencia de excitación es suministrada a través de transformadores ó devanados auxiliares del generador y rectificadores.

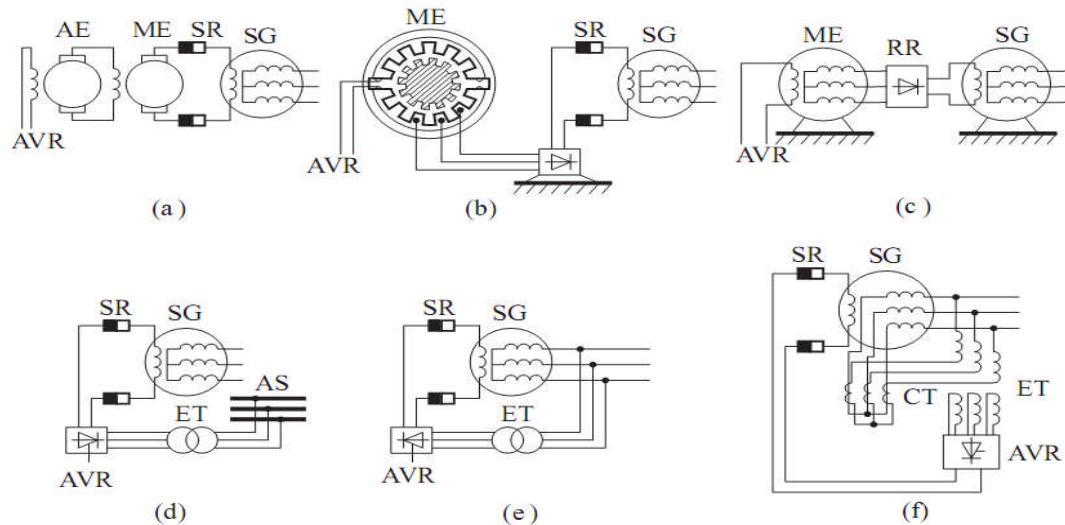


Fig.2.5 Sistemas de excitación típicos: (a) generador de CD en cascada; (b) máquina de reluctancia con rectificador; (c) generador síncrono con rectificador rotatorio; (d) rectificador controlado alimentado de fuentes auxiliares; (e) rectificador controlado alimentado de las terminales del generador; (f) rectificador controlado alimentado por la corriente y voltaje del generador. SG –generador síncrono, SR-anillos colectores, ME- excitador principal, AE-excitador auxiliar, RR-rectificador rotatorio, ET-transformador de excitación, AS-Barra de servicios auxiliares, CT-transformador de corriente, AVR-regulador automático de voltaje. Nota: todas las abreviaciones son por sus siglas en ingles. [29]

Debe quedar claro, que los límites de operación del excitador y generador síncrono, están en función de su capacidad térmica y saturación magnética. La carta de operación del generador síncrono, figura 2.5, proporciona un panorama de los regímenes de operaciones del generador síncrono. Normalmente, el sistema de excitación del generador síncrono es ajustado de tal forma que se entrega potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador síncrono absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la carta de operación.

Los generadores síncrono tienen en esta área una estabilidad baja o reducida. Si ocurre una pérdida total de excitación y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador síncrono puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio de operación normal sobreexcitado a operación subexcitado ante la pérdida de excitación no es instantáneo ya que ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador síncrono y de la capacidad del sistema conectado.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

La carta de operación del generador síncrono, figura 2.6, muestra los límites de operación de este. En la región de operación normal, estos límites son térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación está limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator. El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estacionario del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador. En [26] se proporcionan los detalles de cómo graficar la carta de operación del generador. El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estacionario. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con subexcitación. La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo del generador es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como [30]:

- circuito abierto del campo,
- corto circuito en el campo,
- disparo accidental del interruptor de campo,
- falla del sistema de control del regulador,
- pérdida de campo del excitador principal,
- pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación.

Cuando un generador pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran consumidor de potencia reactiva en el sistema. Este consumo grande de potencia reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema por la pérdida de excitación de un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de excitación y del tamaño del generador [30].

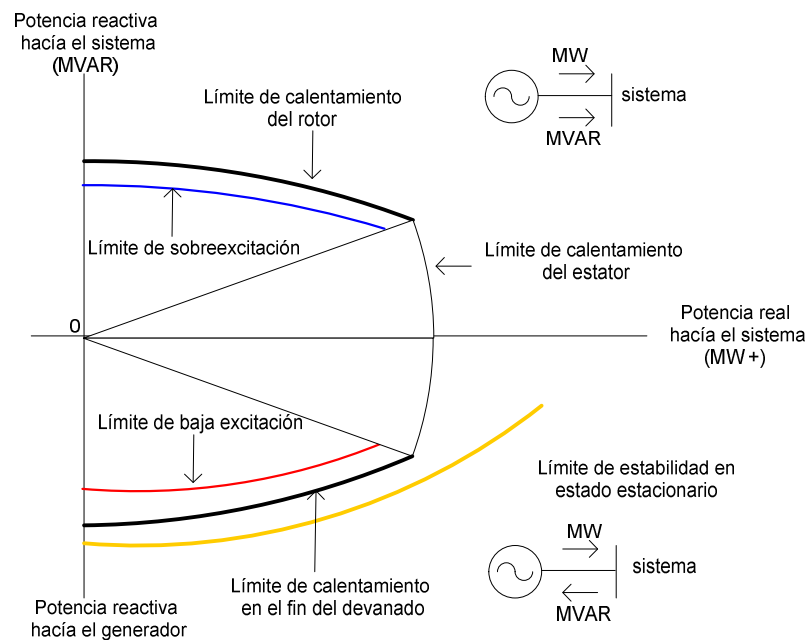


Fig. 2.6 Carta de operación del generador síncrono de polos lisos [26].

2.2.2 DAÑO AL GENERADOR SÍNCRONO

Cuando el generador síncrono pierde su excitación, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador síncrono del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño de la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos [30]. El tiempo para el daño depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador síncrono [30].

2.2.3 EFECTOS EN EL SEP DEBIDO A UNA CONDICIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN DE UN GENERADOR SÍNCRONO.

Una condición de pérdida de excitación que no es detectada rápidamente, puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia, causándole una pérdida en el soporte de reactivos y además creando un consumo sustancial de potencia reactiva todo esto en un solo evento. Esta condición puede provocar un colapso de tensión en una gran área si no hay una fuente suficiente de potencia reactiva disponible para satisfacer la demanda de VARs creada por la condición de pérdida de excitación. Si el generador que ha sufrido una pérdida de campo no es separado, las líneas de transmisión pueden disparar debido a oscilaciones de potencia o debido al flujo de potencia reactiva excesiva hacia el generador síncrono fallado [30].

2.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO.

El método más ampliamente utilizado para detectar una pérdida de excitación del generador síncrono es mediante el uso de relevadores de distancia para monitorear la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador. Ha sido demostrado que cuando un generador síncrono pierde su excitación mientras opera a varios niveles de carga, la variación de la impedancia, como se ve desde las terminales de la máquina, tendrá las características mostradas en el diagrama R-X de la figura 2.7 [31].

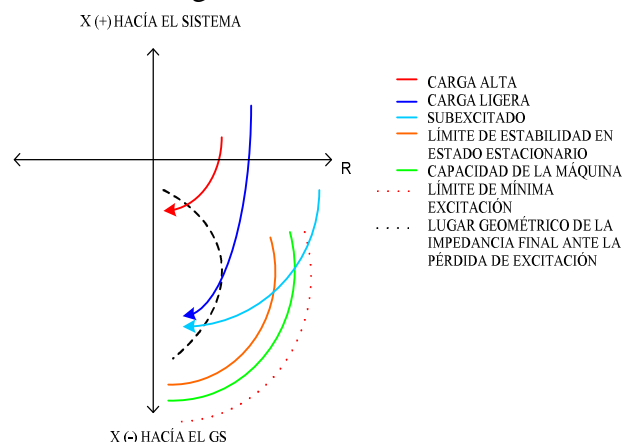


Fig. 2.7 Comportamiento de la trayectoria de la impedancia en las terminales del generador síncrono, al presentarse una condición de pérdida de excitación.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Con referencia a la figura 2.7, la impedancia aparente de una máquina a plena carga se desplazará desde el valor con carga en el primer cuadrante hacia el cuarto cuadrante, cerca del eje X y se establecerá en un valor un poco mayor que la mitad de la reactancia transitoria de eje directo ($X'_d/2$), en aproximadamente 5 segundos. El punto de la impedancia final depende de la carga en la máquina antes de la pérdida de excitación, y varía desde $X'_d/2$ a plena carga, hasta alrededor de la reactancia síncrona de eje directo (X_d) sin carga. La presencia del magnetismo residual en el campo de la máquina, que se presenta después de una condición de pérdida de excitación, puede causar una impedancia aparente mayor que X_d . [30]

El *comportamiento de la trayectoria de la impedancia depende* del valor de la *impedancia del sistema*. Las máquinas conectadas con impedancias de sistema menores aproximadamente al 20% toman una trayectoria directa hacia el punto final, mientras que con impedancias de sistemas mayores, la trayectoria será en espiral hacia el punto final. La trayectoria espiral es más rápida que la trayectoria directa. [31]

Si la máquina está operando a plena carga antes de la condición de pérdida de excitación, en el punto de impedancia final la máquina estará operando como un generador de inducción, con un deslizamiento del 2-5% arriba de la velocidad normal. La máquina también comenzará a recibir potencia reactiva del sistema, mientras que suministra potencia real reducida. Una impedancia grande del sistema dará como resultado una potencia de salida baja y un alto deslizamiento [30].

2.2.5 MEDIDAS DE PROTECCIÓN ANTE LA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN EN EL GENERADOR SÍNCRONO.

La protección de pérdida de excitación debe detectar confiablemente tal condición, sin responder a oscilaciones de carga, a fallas en el sistema y a otros transitorios que no causen la inestabilidad de la máquina. Los relevadores de pérdida de excitación actualmente disponibles proporcionan protección confiable, con baja probabilidad de operación incorrecta ante disturbios en el sistema [30].

Los esquemas de protección basados en la medición de la corriente de campo de la máquina han sido usados para detectar la pérdida de excitación de un generador síncrono. La medición de corriente reactiva (o potencia reactiva) hacia el generador síncrono también ha sido usada para detectar la condición de pérdida de excitación. Sin embargo, el esquema de protección más usado y confiable para la detección de la pérdida de excitación usa un relevador tipo mho con desplazamiento (offset) [25] [30] [31].

La característica de operación de un relevador tipo mho con desplazamiento de una sola zona se muestra en la figura 2.8. El relevador es conectado a las terminales de la máquina y alimentado con tensiones y corrientes disponibles en las terminales. El relevador mide la impedancia vista desde las terminales de la máquina y opera cuando la impedancia de la falla cae dentro de la característica circular.

El relevador está desplazado del origen por la mitad de la reactancia transitoria de eje directo $X'_d/2$, para evitar la operación incorrecta durante disturbios en el sistema y otras condiciones de

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

falla. El diámetro del círculo se ajusta para ser igual a X_d , y puede usarse un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos para tener seguridad contra oscilaciones de potencia estables [30] [31].

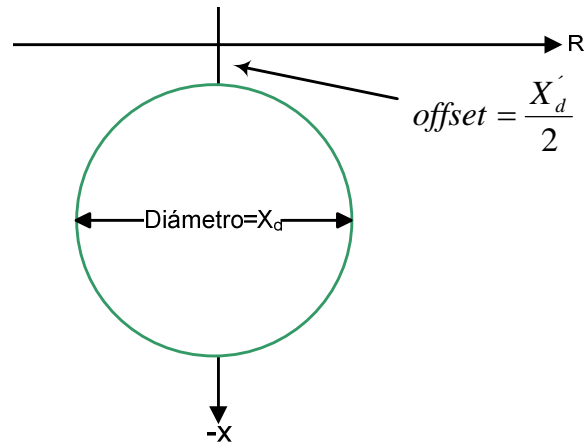


Fig. 2.8 Característica del relevador mho con offset de una zona.

Estos ajustes pueden proporcionar protección contra pérdida de excitación del generador síncrono desde carga cero hasta plena carga, siempre que la reactancia síncrona de eje directo (X_d) del generador síncrono esté en el rango de 1.0–1.2 pu. Cabe señalar que las máquinas modernas son diseñada con valores mayores de reactancia síncrona de eje directo (X_d) en el rango de 1.5 – 2.0 pu. [30] Con estas reactancias síncronas altas, el ajustar el diámetro del relevador mho con offset a X_d abriría la posibilidad de una operación incorrecta del relevador durante la operación subexcitado.

Para evitar estas operaciones incorrectas, el diámetro del círculo es limitado a 1.0 pu. (En la base del generador síncrono), en lugar de X_d . Este ajuste reducido limita la cobertura de protección a condiciones de máquina con alta carga y podría no proporcionar protección para condiciones de carga ligera. Para evitar las limitaciones anteriores, pueden usarse dos relevadores mho con offset como se muestra en la figura 2.9.

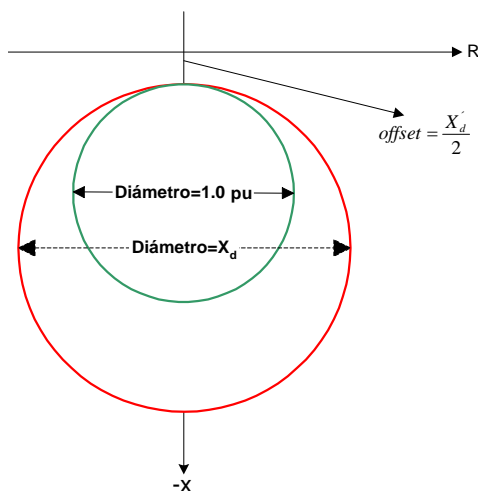


Fig. 2.9 Características del relevador mho offset de dos zonas para la protección de la pérdida de excitación de los generadores síncronos.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El relevador con la característica de diámetro con 1.0 pu de impedancia a la base del generador síncrono, detectará una condición de pérdida de campo desde plena carga hasta alrededor del 30% de carga, y se ajustara para operar de forma casi instantánea (0.1 s) [25] con el objetivo de proporcionar protección rápida para condiciones severas en términos del posible daño a la máquina y efectos adversos sobre el sistema [30] [5]. El segundo relevador, con diámetro igual a X_d y un retardo de tiempo de 0.5–0.6 s proporcionará protección para condiciones de pérdida de excitación hasta carga cero. Las dos unidades mho offset proporcionan protección contra pérdida de excitación para cualquier nivel de carga. Ambas unidades se ajustan con un offset de $X'_d/2$. La figura 2.9 ilustra este enfoque. [5] Es importante destacar que los dos enfoques de ajuste descritos anteriormente con elementos contra pérdida de campo con offset negativo [25] [31], no toman en cuenta la carta de operación del generador síncrono, el límite de estabilidad en estado estacionario y la característica del límite de excitación mínima [32].

La figura 2.10 ilustra otro enfoque que es usado en la industria para la protección por pérdida de excitación. Este esquema usa la combinación de una unidad mho con offset positivo y una unidad direccional [33].

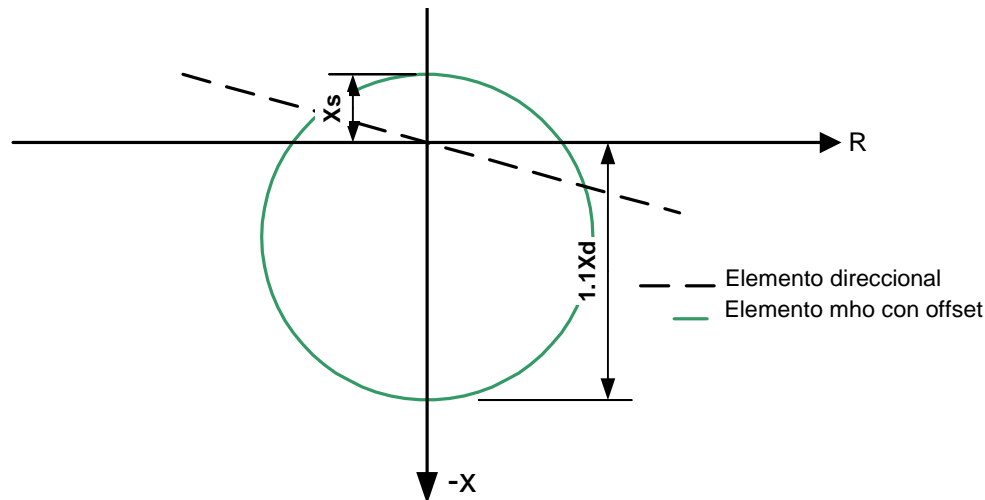


Fig. 2.10 Protección contra pérdida de excitación usando un elemento mho con offset positivo supervisado por un elemento direccional.

Los ajustes se muestran a continuación, donde X_s representa la reactancia del transformador elevador más la impedancia equivalente del sistema [25]. Sin embargo estos ajustes nuevamente no consideran la carta de operación y el límite de excitación mínima. El elemento direccional provee seguridad para fallas externas. Este esquema puede generar una alarma, ayudando al operador a corregir un condición de baja o pérdida completa de la excitación [25], ya que este esquema inicia su disparo con un retardo de tiempo, típicamente la demora se ajusta entre 10 s y 1 minuto [34]. Este concepto ha sido mejorado mediante el empleo de un elemento mho con offset negativo [25] para proteger a los generadores síncronos con gran valor de reactancias en eje directo.

La figura. 2.11, muestra este enfoque. La Zona 1 deberá tener un tiempo de retraso de 0,2 a 0,3 s para poder hacer caso omiso de oscilaciones y otros transitorios. La Zona 2 deberá emitir una alarma e iniciar un tiempo de retardo para emitir la señal de disparo, 1 minuto se considera una demora típica.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

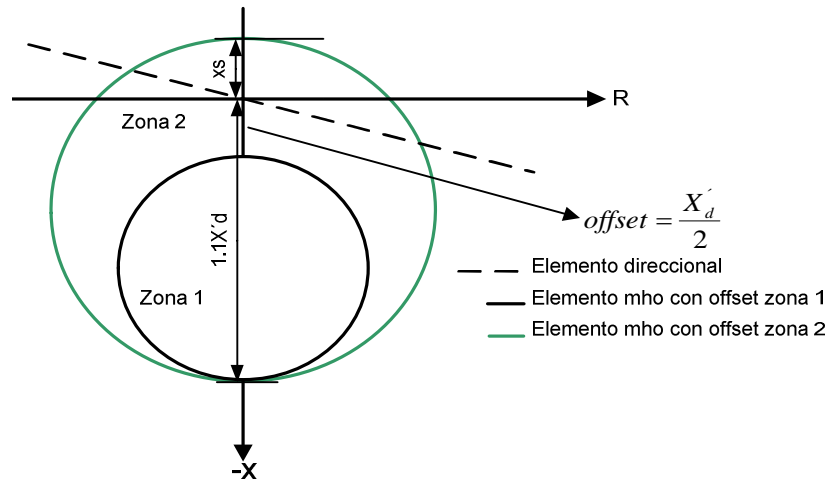


Fig. 2.11 Protección contra pérdida de excitación usando dos elementos mho con offset positivo y negativo supervisado por un elemento direccional.

Las unidades mho y direccional se ajustan para coordinar con el limitador de mínima excitación del generador síncrono y el límite de estabilidad de estado estacionario [32] [35]. Los esquemas con offset positivo de una y dos zonas, también incluyen un elemento de bajo voltaje (típicamente fijado de 0.8-0.9 del voltaje nominal del generador síncrono) el cual monitorea el efecto de la pérdida de excitación sobre el SEP. Una condición de bajo voltaje es un medio para que el sistema pueda colapsarse, los elementos de bajo voltaje operan acelerando la zona dos [35]. Un retardo de tiempo empleado es de 0.25-1 s., los retardos de tiempos cortos son recomendados para los esquemas de una sola zona, y los retardos de tiempos largos se recomiendan para esquemas de dos zonas [25]. Por otro lado, si el perfil de voltaje se encuentra dentro de valores nominales, quiere decir que el sistema soportó la condición de pérdida de campo del generador síncrono y no es necesario acelerar la zona dos. Cuando se aplica esta protección a generadores síncronos hidráulicos, existen otros factores que posiblemente deban ser considerados. Puesto que estos generadores síncronos pueden ser operados en ocasiones como condensadores sincrónicos, es posible que los esquemas de pérdida de excitación anteriores operen innecesariamente cuando el generador síncrono es operado en la región de subexcitación, esto es, tomando VARs cercanos a la capacidad de la máquina. Para evitar operaciones innecesarias, puede emplearse un relevador de baja tensión para supervisar los esquemas de protección de distancia. El nivel de “dropout” de este relevador de baja tensión podría ajustarse en 90-95% de la tensión nominal y el relevador podría ser conectado para bloquear el disparo cuando esté operado (pickup) y permitir el disparo cuando está en condición de “dropout”. Esta combinación proporcionará protección para casi todas las condiciones de pérdida de excitación, pero podría no disparar cuando el generador síncrono esté operando a carga ligera, puesto que la reducción de tensión podría no ser suficiente para causar que el relevador pase a condición de “dropout”.

2.2.6 MODO DE DISPARO

La protección de pérdida de excitación es normalmente conectada para disparar el interruptor principal del generador, el interruptor de campo, y realizar la transferencia de auxiliares de la unidad. El interruptor de campo es disparado para minimizar el daño al campo del rotor en el

caso de que la pérdida de campo sea debida a un corto circuito en el campo del rotor o a un flameo en los anillos deslizantes [25] [30]

Sin embargo en aquéllas unidades que no puedan transferir suficiente carga de auxiliares para mantener la caldera y los sistemas de combustible, como las unidades de caldera y unidades con cross-compound. En estos casos, las válvulas de paro de la turbina deben también ser disparadas.

2.3 PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO ANTE LA PÉRDIDA DE SINCRONISMO

Debido a famosos apagones, como el ocurrido el 9 de noviembre de 1969 en el Noreste de los Estados Unidos de Norte América [30], que dejó sin energía eléctrica a 30 millones de habitantes, se le dio mucha atención a la necesidad de aplicar la protección por pérdida de sincronismo a generadores síncronos. Aunque la protección por pérdida de sincronismo existía para cuando el centro eléctrico se presentaba en las líneas de transmisión, existían pocas aplicaciones para cubrir el hueco cuando el centro eléctrico pasaba a través del transformador elevador de la unidad y hacia dentro del generador síncrono. [30]

Este vacío existía debido a que los relevadores diferenciales y otros relevadores mho con retardo de tiempo tales como relevadores de pérdida de excitación y relevadores de distancia de respaldo de la unidad, generalmente no pueden operar para una condición de pérdida de sincronismo, además se tenía la creencia que los relevadores contra pérdida de excitación convencionales proporcionaban todos los requerimientos de protección de pérdida de sincronismo para un generador síncrono.

A lo largo de algunas décadas pasadas, los criterios de operación del SEP se han vuelto más exigentes. Durante el mismo tiempo, las mejoras a los métodos de enfriamiento en el diseño de generadores síncronos han permitido mayores capacidades de KVA en volúmenes dados de materiales. Esta tendencia ha reducido las constantes de inercia y ha elevado las reactancias de las máquinas, especialmente en las unidades de gran capacidad. Además, el empleo de más líneas de transmisión de HV y EHV para transmitir grandes bloques de potencia a grandes distancias, ha causado una reducción en los tiempos críticos de libramiento requeridos para aislar una falla en el sistema, cercana a una planta generadora, antes de que el generador síncrono pierda el sincronismo con la red de potencia. Adicionalmente a la liberación prolongada de una falla, otros factores que pueden llevar a la inestabilidad son: operación del generador síncrono en región adelantada durante periodos de carga ligera, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema y algunas operaciones de switcheo de líneas. [11]

2.3.1 EFECTOS EN LOS GENERADORES SÍNCRONOS QUE OPERAN FUERA DE SINCRONISMO

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados de los generadores síncronos así como altos niveles de pares transitorios en la flecha. Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper la

flecha. Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la flecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de la flecha. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados [26].

2.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PÉRDIDA DE SINCRONISMO

La mejor forma para visualizar y detectar el fenómeno de pérdida de sincronismo es analizar las variaciones en el tiempo de la impedancia aparente, vista en las terminales del generador o en las terminales de alta tensión del transformador elevador. [36] Esta trayectoria de la impedancia aparente depende del tipo de gobernador, del sistema de excitación de la unidad y del tipo de disturbio que inició la oscilación. Esta variación en la impedancia puede ser detectada por relevadores de distancia tipo Mho [9] [19]. Una visualización simple de estas variaciones en la impedancia aparente durante una condición de pérdida de sincronismo es ilustrada en la figura 2.12. Tres trayectorias de impedancia son graficadas como función de la relación de las tensiones del sistema E_a/E_b la cual se asume que permanece constante durante la oscilación. [11]

Se requieren otras suposiciones para lograr esta simplificación: la característica de polos salientes del generador síncrono es despreciada; los cambios en la impedancia transitoria debidos a la falla o libramiento de falla se han estabilizado; los efectos de las cargas y capacitancias en derivación son despreciados; los efectos de reguladores y gobernadores son despreciados, y las tensiones E_a y E_b atrás de las impedancias equivalentes son senoidales y de frecuencia fundamental.

Cuando la relación de tensión $E_a/E_b = 1$, la trayectoria de la impedancia es una línea recta PQ, la cual es el bisector perpendicular de la impedancia total del sistema entre A y B. El ángulo formado por la intersección de las líneas AP y BP sobre la línea PQ es el ángulo de separación δ entre los sistemas.

A medida que E_a avanza en ángulo adelantado de E_b , la trayectoria de la impedancia se mueve desde el punto P hacia el punto Q y el ángulo δ se incrementa. Cuando la trayectoria intercepta la línea de impedancia total AB, los sistemas están 180° fuera de fase. Este punto es el centro eléctrico del sistema y representa una falla aparente trifásica total en el lugar de la impedancia. A medida que la trayectoria se mueve a la izquierda de la línea de impedancia del sistema, la separación angular se incrementa más allá de 180° y eventualmente los sistemas estarán en fase otra vez. Si los sistemas permanecen juntos, el sistema A puede continuar moviéndose adelante del sistema B y el ciclo completo puede repetirse. Cuando la trayectoria alcanza el punto donde la oscilación inició, un ciclo de deslizamiento ha sido completado. Si el sistema A se hace más lento con respecto al sistema B, la trayectoria de la impedancia se moverá en la dirección opuesta, desde Q hasta P.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Cuando la relación de tensión E_a/E_b es mayor que 1, el centro eléctrico estará arriba del centro de impedancia del sistema (línea PQ). Cuando E_a/E_b es menor a 1, el centro eléctrico estará abajo del centro de impedancia del sistema.

Los centros eléctricos del sistema varían de acuerdo a cómo varía la impedancia del sistema atrás de las terminales de línea y a cómo varían las tensiones internas equivalentes del generador. La velocidad de deslizamiento entre los sistemas depende de los pares de aceleración y de las inercias del sistema.

Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan el mejor medio para determinar el comportamiento del deslizamiento y a dónde irá la trayectoria de la oscilación de potencia en relación a las terminales del generador síncrono o a las terminales de alta tensión del transformador elevador de la unidad. *Cuando la ubicación de la trayectoria es conocida, se puede seleccionar el mejor esquema de relevadores para detectar la condición de pérdida de sincronismo.*

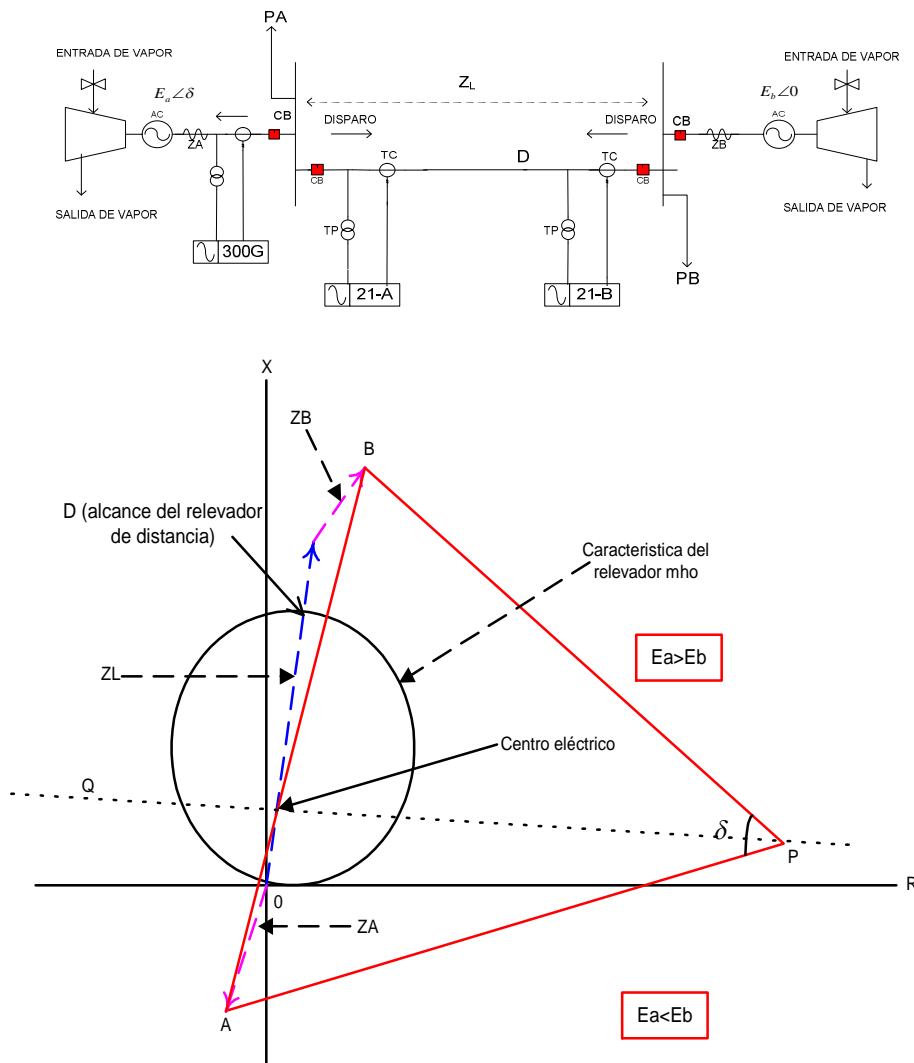


Fig. 2.12 Trayectoria de la impedancia ante una pérdida de sincronismo empleando procedimientos gráficos.

2.3.3 CARACTERÍSTICAS DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO DEL GENERADOR SÍNCRONO

Anteriormente el centro eléctrico durante la pérdida de sincronismo se localizaba en el sistema de transmisión. Así, la trayectoria de la impedancia podía ser detectada con facilidad por los relevadores de línea o esquemas de relevadores de pérdida de sincronismo, y el sistema podía ser separado sin la necesidad de disparar generadores. [30]

Con la llegada de los sistemas de HV y EHV, de los grandes generadores síncronos con conductores enfriados directamente, de los reguladores de tensión de respuesta rápida y de la expansión de sistemas de transmisión, las impedancias de sistema y de generadores han cambiado considerablemente. Las impedancias del generador y el transformador elevador se han incrementado, mientras que las impedancias del sistema han disminuido.

Como resultado, el centro de la impedancia del sistema y el centro eléctrico para tales situaciones aparecen en el generador síncrono o en el transformador elevador. [30]

2.3.4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EMPLEADOS EN LA DETECCIÓN DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO PARA GENERADORES SÍNCRONOS.

Los esquemas de relevadores que pueden ser usados para detectar los eventos de pérdida de sincronismo de generadores síncronos son esencialmente los mismos que los esquemas de relevadores usados para detectar las condiciones de pérdida de sincronismo de líneas de transmisión.

2.3.4.1 Relevadores de pérdida de excitación.

Los relevadores empleados para la protección de un generador síncrono contra una condición de pérdida de excitación, dependiendo de cómo son ajustados y aplicados podrían proporcionar algún grado de protección ante la pérdida de sincronismo y para oscilaciones que pasan a través del generador síncrono.

La figura 2.9 ilustra un esquema de protección de pérdida de campo conformado por dos relevadores. Estos relevadores son aplicados en las terminales del generador síncrono y son ajustados para ver hacia dentro de la máquina. La característica m_{ho} pequeña no tiene retardo intencional, por lo que podría sensar y disparar para una oscilación de pérdida de sincronismo que se mantenga el tiempo suficiente dentro de su característica.

La característica m_{ho} mayor debe tener un retardo de tiempo para evitar operaciones incorrectas con oscilaciones estables que podrían momentáneamente entrar a su característica; de aquí que, no es probable que pueda detectar una condición de pérdida de sincronismo, puesto que la oscilación no permanecerá dentro de la circunferencia del relevador lo suficiente para que el tiempo sea completado.

Esta característica de diámetro mayor, usualmente es ajustada a la reactancia síncrona de la unidad y con un desplazamiento hacia delante igual a la mitad de la reactancia transitoria de la unidad, es usada frecuentemente para generadores síncronos pequeños y menos importantes.

2.3.4.2 Esquema de relevador mho simple

Un relevador de distancia mho trifásico o monofásico puede ser aplicado en las terminales de alta tensión del transformador elevador, para ver hacia dentro del generador síncrono y de su transformador elevador. La figura 2.13 ilustra esta aplicación, en la cual este relevador puede detectar las oscilaciones de pérdida de sincronismo que pasen a través del transformador elevador y que traslapan las características de los dos relevadores mho de pérdida de campo. Las ventajas de este esquema son su simplicidad, su capacidad para proporcionar protección de respaldo para fallas en el transformador elevador y en una parte del generador síncrono, su capacidad para detectar energización trifásica inadvertida de la unidad si se ajusta adecuadamente, y el hecho de que el disparo puede ocurrir un buen tiempo antes de que el punto de 180° (punto de máxima corriente y esfuerzo) sea alcanzado.

Las desventajas son que, sin supervisión, un círculo característico grande está expuesto a disparos ante oscilaciones estables, y un círculo característico pequeño permitiría el disparo de los interruptores del generador síncrono a ángulos grandes, cercanos a 180° , sometiendo así a los interruptores a una tensión de recuperación máxima durante la interrupción.

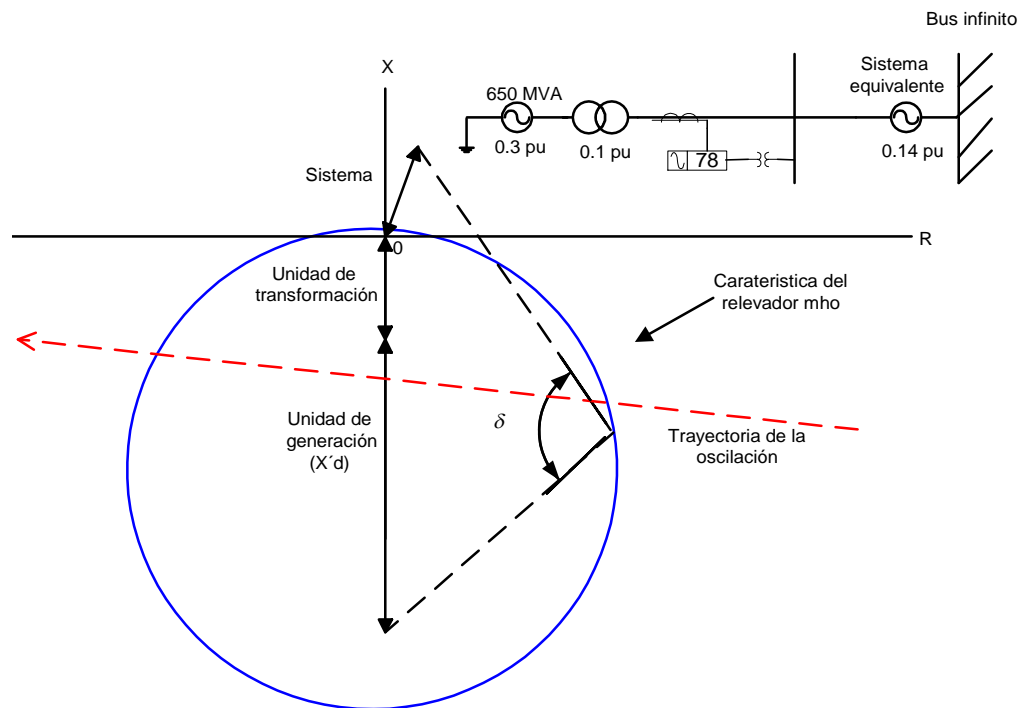


Fig. 2.13 Representación gráfica del esquema circular mho contra pérdida de sincronismo

Un esquema de un relevador tipo mho contra pérdida de sincronismo podría también ser aplicado en las terminales del generador síncrono con un desplazamiento inverso hacia el transformador elevador. Sin embargo, para prevenir las operaciones incorrectas para fallas u oscilaciones que aparezcan más allá de las terminales de alta tensión del transformador, el alcance debe quedarse cerca de las terminales de alta tensión, o bien el disparo debe ser retardado. La figura 2.13 ilustra el ejemplo de un esquema de relevador mho simple aplicado en las terminales de alta tensión de un transformador elevador.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El ángulo de oscilación δ es aproximadamente 112° en el punto donde la impedancia de oscilación entra en el círculo característico mho. La recuperación en este ángulo podría ser posible, pero en la medida en que el círculo mho es ajustado a un diámetro menor para evitar disparos ante oscilaciones estables, ocurrirá un ángulo de disparo menos favorable. Es una práctica usual el supervisar el relevador mho con un detector de falla de sobrecorriente de alta rapidez en serie con la trayectoria de disparo del relevador mho. Esto minimiza la posibilidad de tener un disparo en falso del interruptor de unidad por una condición de pérdida de potencial.

2.3.4.3 Esquema de un sola “visera”

Un esquema de una sola visera puede ser aplicado en las terminales de alta tensión del transformador elevador, viendo hacia dentro del generador, o aplicado en las terminales del generador, viendo hacia el sistema. La figura 2.14 muestra un esquema de una visera aplicado en el lado de alta tensión del transformador elevador del generador. Los elementos sensores consisten de dos elementos de impedancia llamados viseras, que tienen polaridad opuesta y un relevador supervisor. El relevador supervisor mho restringe el área de operación a las oscilaciones que pasan a través de, o cercanas al generador y su transformador elevador. Las fallas que ocurran entre las viseras A y B causarían que ambas características operen simultáneamente; así, ningún disparo será iniciado. *Para la operación del esquema de viseras, debe existir un diferencial de tiempo entre la operación de los dos viseras de tal forma que la oscilación se origine fuera del relevador mho y avance de una visera a otro en un periodo de unos cuantos ciclos.*

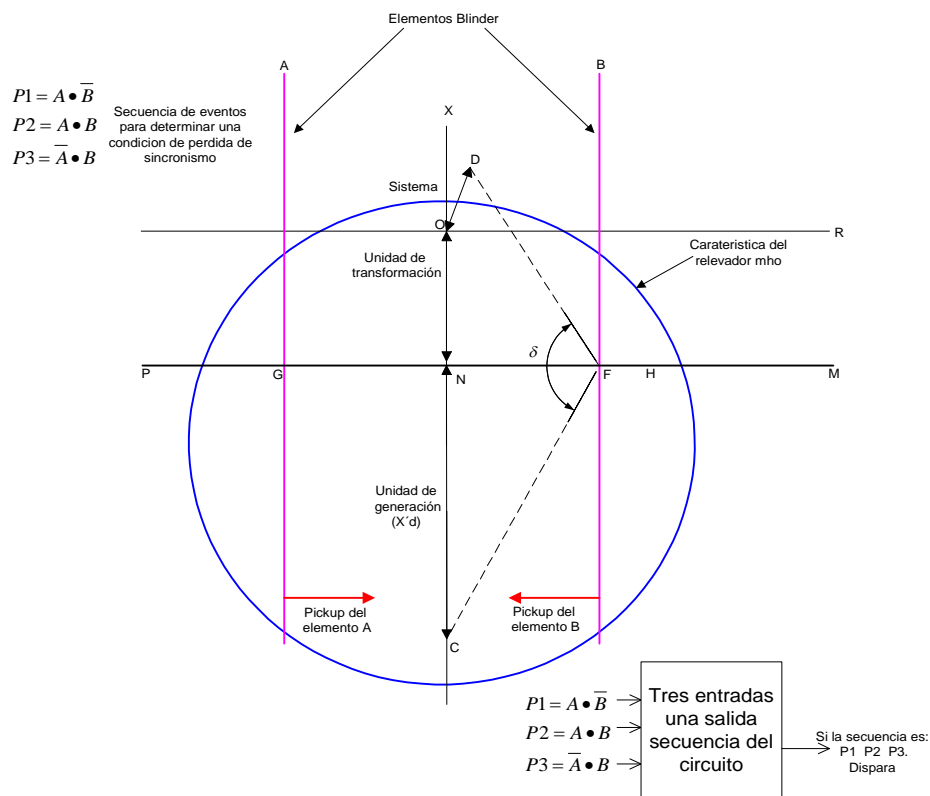


Fig. 2.14 Esquema de una visera.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Para el ejemplo de la figura 2.14, una impedancia de oscilación por pérdida de sincronismo que llegue a H operará al elemento mho y causará la operación de la visera A. Como la oscilación progresa, atravesará la visera B en F y el elemento B operará. Finalmente, la impedancia de oscilación atravesará al elemento A en G, por lo que el elemento A se repondrá. El circuito de disparo del interruptor es completado cuando la impedancia está en G o después de la reposición de la unidad supervisora, dependiendo del esquema específico usado. El ajuste del alcance de la unidad de visera controla la impedancia NF y NG; de aquí, el ángulo DFC puede ser controlado para permitir que el interruptor abra en un ángulo más favorable para la interrupción del arco.

Las ventajas del esquema de visera sobre el esquema mho pueden verse comparando las figuras 2.13 y 2.14. A medida que el diámetro del círculo mho en la figura 2.13 es incrementado para proporcionar mejor sensibilidad para oscilaciones por pérdida de sincronismo en el generador, es posible que puedan ocurrir disparos indeseados para la oscilación recuperable indicada en la figura 2.15; sin embargo, la adición de las viseras podría prevenir dicho disparo.

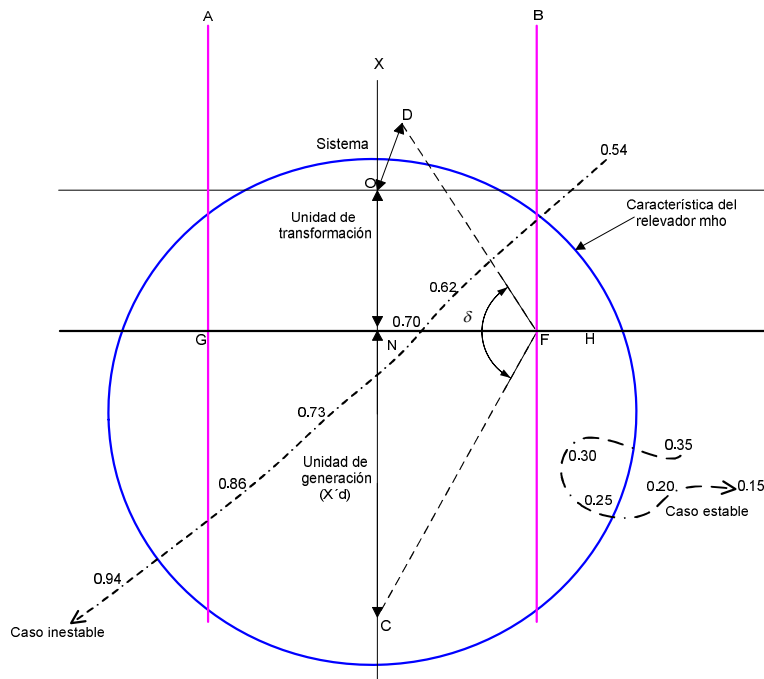


Fig. 2.15. Esquema de una visera para una oscilación de potencia estable e inestable.

El esquema de visera también permitirá el disparo del generador únicamente cuando la interrupción sea en un ángulo favorable. Las simulaciones de estabilidad transitoria en computadora son requeridas para proporcionar el tiempo de la oscilación para los ajustes de impedancia adecuados de la visera. [30]

Si la oscilación de pérdida de sincronismo pasa a través de las líneas de transmisión cercanas a la central generadora y los relevadores de línea no son bloqueados por los relevadores ANSI 68 de pérdida de sincronismo, las líneas podrían ser disparadas antes de que los relevadores de pérdida de sincronismo de la unidad operen; por ello, podrían perderse las líneas de la central generadora.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

2.3.4.4 Esquemas de doble lente y doble “visera”

Los esquemas de doble lente y doble visera operan de manera similar al esquema de una visera. Como en el esquema de una visera, el esquema de doble visera requiere el uso de un elemento mho supervisor por seguridad. Con referencia a las figuras 2.16 y 2.17, el elemento exterior opera cuando la impedancia de la oscilación entra a su característica en el punto F.

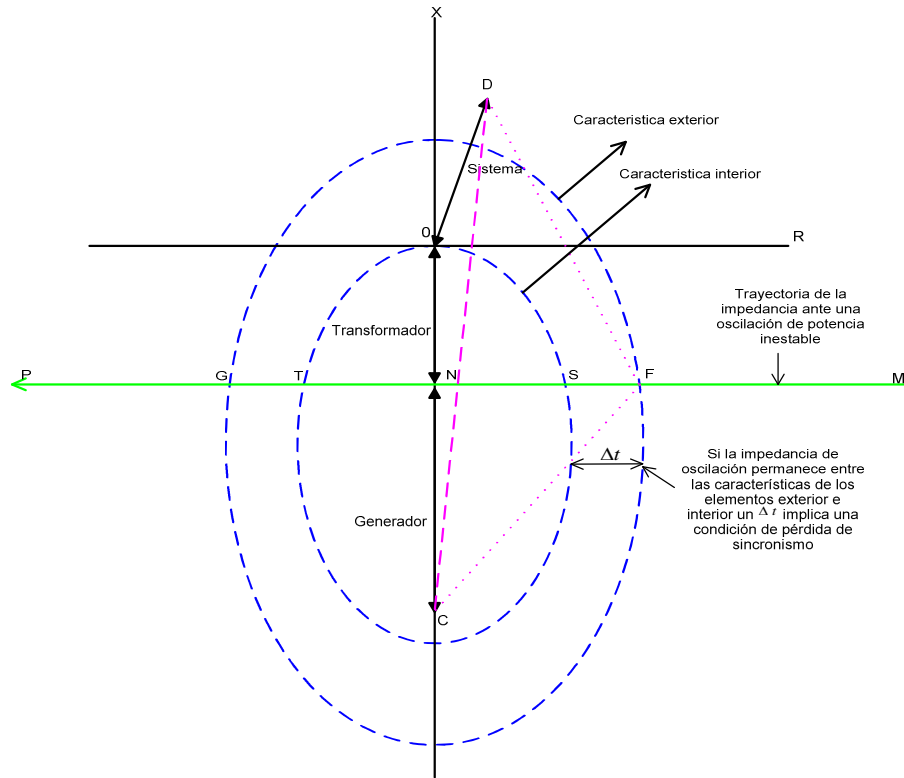


Fig. 2.16 Esquema de doble lente

El elemento mho en el esquema de doble visera operará antes que el elemento de visera exterior. Si la impedancia de oscilación permanece entre las características del elemento exterior e interior por un tiempo mayor al preestablecido, es reconocida como una condición de pérdida de sincronismo en los circuitos de la lógica. A medida que la impedancia de la oscilación entra al elemento interior, los circuitos de la lógica se sellan. Mientras la impedancia de la oscilación abandona el elemento interior, su tiempo de viaje debe exceder un tiempo preestablecido antes de que alcance el elemento exterior.

El disparo no ocurre hasta que la impedancia de la oscilación se pase de la característica exterior, o, en el caso del esquema de doble visera, hasta que el elemento supervisor mho se restablezca, dependiendo de la lógica usada. El ángulo DFC puede ser controlado ajustando los elementos exteriores para limitar la tensión a través de los polos abiertos del interruptor del generador síncrono. Una vez que la oscilación ha sido detectada y que la impedancia de oscilación ha entrado al elemento interior, puede salir de los elementos interior y exterior en cualquier dirección y el disparo será efectuado. Por lo tanto, los ajustes del elemento interior deben ser tales que respondan únicamente a oscilaciones de las cuales el sistema no pueda recuperarse.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El esquema de una visera no tiene esta restricción, y por esta razón, para la protección del generador es una mejor elección que cualquiera de los otros esquemas.

2.3.4.5. Esquema de círculo concéntrico

El esquema de círculo concéntrico usa dos relevadores mho. Este esquema opera esencialmente igual que el esquema de doble lente. Cuando se emplea el esquema de círculo concéntrico, el círculo interior debe ser ajustado de manera que responda únicamente a oscilaciones no recuperables.

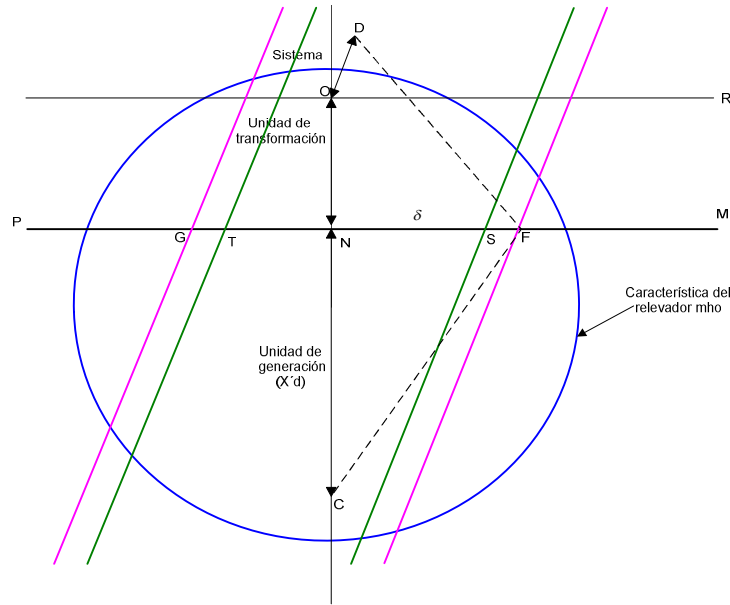


Fig.2.17 Esquema de doble visera.

2.3.5. APLICACIÓN DE UN RELEVADOR MHO PARA LA PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO DE VARIAS UNIDADES

Por economía, un esquema de protección de pérdida de sincronismo es usado para proteger más de una unidad generadora cuando comparten un transformador elevador y/o una línea de transmisión comunes. Para propósitos de discusión, considérese que tres unidades idénticas comparten un transformador elevador común. Si las tres unidades están generando con igual excitación, la trayectoria de la oscilación pasará más cerca de las terminales de los generadores comparada con únicamente un generador síncrono en línea, esto es debido a las impedancias combinadas de los generadores en línea, que son aproximadamente 1/3 de la impedancia de un generador en línea.

Sin embargo, para proteger el caso cuando sólo un generador está en línea, el relevador mho deberá tener un mayor ajuste del diámetro. Por ello, un esquema de un solo relevador mho puede estar expuesto a disparar con una oscilación estable. Este tipo de aplicación puede ser efectuada seguramente con uno de los esquemas de viseras previamente descritos.

2.3.6. MODO DE DISPARO POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO

Los esquemas de protección por pérdida de sincronismo deben operar para disparar sólo el o los interruptores del generador, si y solo si, la unidad generadora es capaz de soportar un rechazo de carga y alimentar sólo sus propios auxiliares. El hecho de disparar únicamente el interruptor(es) del generador permite al generador ser resincronizado al sistema una vez que el sistema se haya estabilizado.

2.4 PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA

La protección de respaldo que es aplicada al bloque de generación, consiste de protecciones con retardo de tiempo, para fallas de fase a tierra y multifases. Los esquemas de protección de respaldo del generador son usados contra las fallas del sistema de protección primario y las fallas que pudieran ser liberadas con gran retardo de tiempo, en circuitos cercanos al bus de generación. El objetivo de este tipo de esquemas de relevadores es la seguridad, sin perder de vista la sensibilidad. Las figuras 2.18 y 2.19 muestran los tipos básicos de protección de respaldo usados en generadores conectados en unidad o directamente conectados. La protección de respaldo es generalmente dividida en protección de respaldo para fallas entre fases y protección de respaldo para fallas a tierra.

La protección para fallas entre fases es dada por los relevadores 21, 51 o 51V. La protección de falla a tierra está dada por el relevador 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. El relevador de secuencia negativa (ANSI 46) proporciona protección para fallas a tierra y de desbalance de fases, pero no para fallas trifásicas balanceadas.

Como se muestra en la figura 2.19, los transformadores de corriente para protección de fallas entre fases son normalmente del lado neutro del generador para proporcionar protección adicional de respaldo para el generador. Los transformadores de potencial son conectados de lado bus del generador. La protección de respaldo es con retardo de tiempo para asegurar la coordinación con los relevadores primarios del sistema.

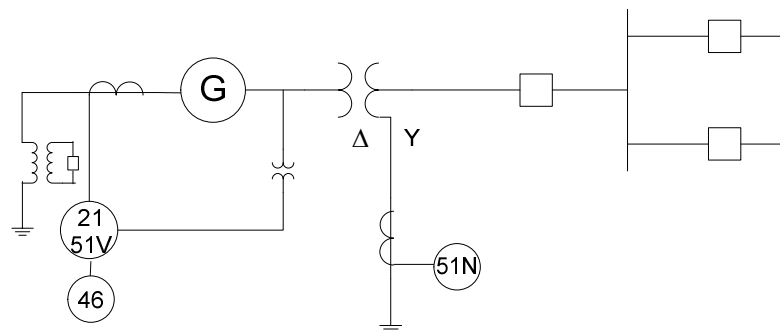


Fig.2.18 Aplicación de los relevadores de respaldo para el arreglo generador-transformador.

La protección de respaldo de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relevadores: sobrecorriente y distancia. La protección de respaldo de sobrecorriente es usada cuando las líneas son protegidas con relevadores de sobrecorriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relevadores de distancia de fase. Los relevadores de

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

respaldo de sobrecorriente son difíciles de coordinar con relevadores de distancia de línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo para diferentes condiciones del sistema.

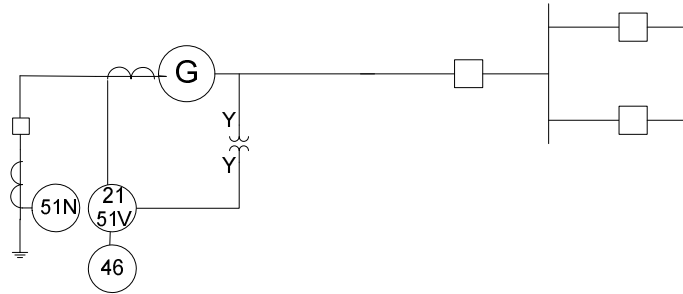


Fig. 2.19 Aplicación de relevadores de respaldo para el generador conectado directamente al sistema

La protección de respaldo de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relevadores: sobrecorriente y distancia. La protección de respaldo de sobrecorriente es usada cuando las líneas son protegidas con relevadores de sobrecorriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relevadores de distancia de fase. Los relevadores de respaldo de sobrecorriente son difíciles de coordinar con relevadores de distancia de línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo para diferentes condiciones del sistema.

CAPÍTULO

3

MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA Y RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA QUE PROTEGEN AL GENERADOR SÍNCRONO

INTRODUCCIÓN.

Los relevadores modernos multifuncionales empleados para la protección de generadores síncronos, incluyen prácticamente todas las funciones de protección que son requeridas, a un bajo costo, de acuerdo a su capacidad y normatividad [4]. Sin embargo, seleccionar las funciones de protección que necesita un generador en particular y determinar sus ajustes convenientes, requiere de un conocimiento profundo de la máquina a proteger, así como de la red donde el generador estará conectado y por supuesto de los dispositivos de protección a utilizar. Por lo tanto, emplear la simulación digital mediante programas de cómputo disponibles, resulta ser una herramienta altamente recomendable. [37]

En la actualidad existen muchas herramientas de simulación digital, que permiten modelar los SEP en estado estacionario y dinámico, bajo condiciones balanceadas y desbalanceadas. El Software comercial DigSILENT Power Factory 13.2 (*Digital Simulation and Electrical Network calculation program*), permite resolver problemas como el de flujos de potencia, corto circuito, coordinación de protecciones, estabilidad, análisis modal, entre otros [38], motivo que apuntala su empleo en el desarrollo del presente trabajo.

Por otro lado, el análisis de la respuesta de los relevadores de distancia, cuando el SEP se encuentra en estado dinámico, se puede efectuar mediante el método de simulación en el tiempo, el cual es el método principal de análisis de estabilidad de SEP, [39] [40] donde es necesario representar la dinámica de la máquina síncrona y sus controles, resultando útiles debido al periodo de estudio, los modelos de máquina de orden reducido. Cabe mencionar que la representación del sistema de transmisión (transformadores, líneas de transmisión y elementos compensadores de reactivos), es realizada mediante parámetros concentrados a la frecuencia fundamental, del mismo modo que en los estudios en estado estacionario, sin tener un error considerable. Representando al sistema de transmisión por un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, permite simplificar y disminuir la rigidez numérica del modelo del SEP, consiguiendo utilizar pasos de integración relativamente más grandes (en comparación con los pasos de integración para análisis electromagnético) los cuales no permiten reproducir la parte del transitorio, misma que algunos relevadores no terminan de procesar cuando este a desaparecido, y por ende no se genera alguna respuesta del relevador.

ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

BUS

Este elemento del SEP es representado mediante una interfaz gráfica, figura 3.1, la cual puede ser manipulada directamente en el espacio de trabajo gráfico o bien en el administrador de la base de datos. [38]

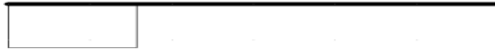


Fig.3.1 Representación grafica del bus

A este elemento se le pueden agregar otros modelos de dispositivos, como *interruptores*, seccionadores, generadores (síncronos y asíncronos), cargas (estáticas o dinámicas o una combinación de una y otra), líneas de transmisión, alimentadores, compensadores de reactivos, motores, *relevadores*, etc. Al utilizar el modelo de bus es importante conocer el nivel de tensión para el cual se pretende realizar las simulaciones, y más precisamente los niveles de tensión de los dispositivos que se conectaran a él, por ejemplo los transformadores y generadores. En el apéndice C, se describen los arreglos de barras que pueden ser modelados.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

La línea de transmisión es representada mediante un circuito π , con parámetros concentrados, este modelo es ilustrado en la figura 3.2, el cual es una representación válida para datos de secuencia positiva, negativa y cero. En el apéndice C, se define cada elemento del modelo de línea.

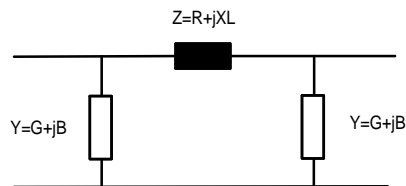


Fig. 3.2 Circuito π , con parámetros concentrados, para la línea de transmisión.

TRANSFORMADORES.

Los transformadores son modelados mediante un circuito de dos puertos conectados entre dos buses del sistema de potencia, el cual es un modelo valido para el análisis en estado estacionario y dinámico. En el apéndice C, se describe el circuito equivalente de secuencia positiva.

CARGA

En el SEP, las cargas eléctricas están constituidas por diferentes dispositivos que consumen potencia, por ejemplo de lámparas incandescentes, aire acondicionado, hornos, motores, etc.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Esto normalmente dificulta identificar la composición exacta de carga estática² y dinámica³ en la red de transmisión, ya que esta composición puede variar dependiendo de factores tales como la estación del año, día y hora. En el apéndice C se expone de forma más amplia los modelos de carga disponibles en el software.

MODELADO DEL GENERADOR SÍNCRONO.

El modelado correcto de los generadores síncronos es un tema muy importante en todo tipo de estudios de SEP. Power Factory proporciona modelos de alta precisión que pueden ser utilizados en una amplia gama de estudios, partiendo de los modelos simplificados para la solución de flujos de potencia y cálculos de corto circuito, hasta modelos más detallados empleados en la simulación de transitorios.[38]

Básicamente hay dos tipos de representación para el generador síncrono:

1. Generador síncrono de polos lisos.
2. Generador síncrono de polos salientes.

Los generadores síncronos con rotor de polos lisos son usados cuando su rotor gira a una velocidad síncrona de 1500 a 3000 rpm. Este tipo de generadores son normalmente utilizados en las centrales térmicas o nucleares.

Los generadores con rotor de polos salientes, son usados cuando la velocidad de rotación del rotor es lenta, entre 60 y 750 rpm, este tipo de generadores son empleados en plantas hidroeléctricas y diesel. [41]. Las figuras 3.3 y 3.4 muestran la máquina de polos lisos y polos salientes respectivamente. Estas figuras además indican la orientación de los ejes d y q acorde a la teoría de máquina síncrona en la que se basa Power Factory [38]

En las figuras 3.3 y 3.4 se muestran los tres devanados del estator y del rotor. El devanado “e” representa el devanado de campo, el cual es energizado por el voltaje de excitación V_e proporcionado por el sistema de excitación. Un devanado de amortiguamiento es definido para el eje directo “d”, y hasta dos devanados de amortiguamiento pueden ser incluidos dentro del eje de cuadratura “q”. Todos estos devanados se muestran en la figura 3.13. [38]

Además se considera que el rotor gira a una velocidad ω , la cual es constante y que el ángulo del rotor ϑ está formado entre el eje directo y el campo del estator. Es importante hacer mención de la definición de los ángulos de referencia del rotor, que permite monitorear la posición real del rotor en eje “d” con respecto a los voltajes de la red, ya que esta evaluación sirve para determinar estabilidad transitoria de la maquina. Entendiendo que el sincronismo es un fenómeno asociado con el movimiento relativo entre máquinas síncronas.

² Es un modelo de carga que expresa la potencia activa y reactiva en un instante de tiempo como función de la magnitud de voltaje y frecuencia en el mismo instante. Modelos de carga estática son usados para representar esencialmente, componentes de carga estática, por ejemplo resistencias, cargas de iluminación, y como una aproximación de los componentes dinámicos de carga, por ejemplo motores.

³ Este modelo expresa la potencia activa y reactiva en un instante de tiempo como función de la magnitud de voltaje y frecuencia en un instante de tiempo pasado y usualmente incluye el instante presente. Ecuaciones diferenciales son usadas para representar tales modelos.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

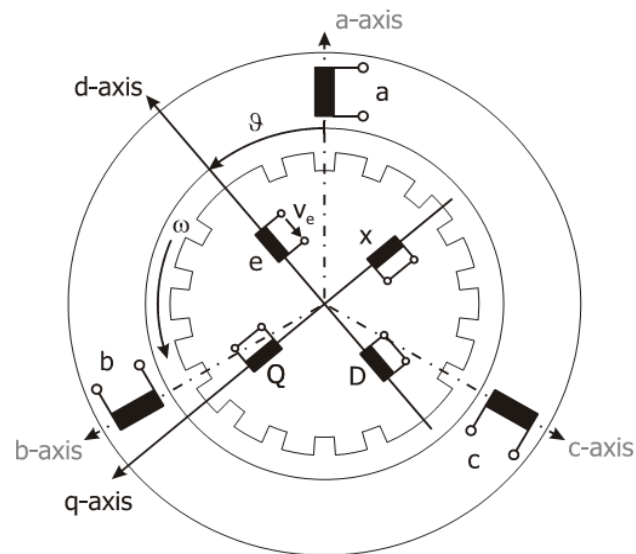


Fig. 3.3 Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica de polos lisos.

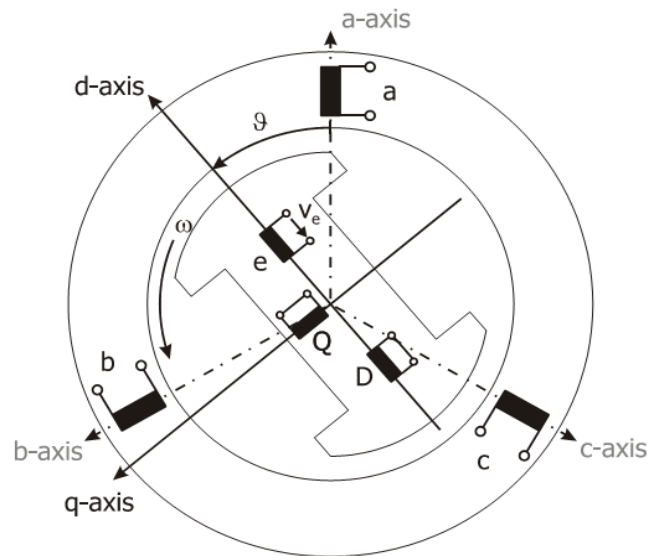


Fig. 3.4 Diagrama esquemático de una máquina trifásica de polos salientes.

El ángulo del rotor es calculado con respecto a diferentes ángulos de referencia, figura 3.5, los ángulos disponibles son:

1. δ / (deg) ángulo del rotor con referencia al voltaje de bus local del generador. (Voltaje terminal)
2. δ_{ref} / (deg) ángulo del rotor con referencia al voltaje de la red (voltaje del bus slack).
3. δ_{ref} / (deg) ángulo del rotor con referencia al ángulo del rotor de la máquina de referencia (generador slack)
4. ϕ / (rad) ángulo del rotor del eje q con referencia al voltaje de la red ($=\delta_{ref}-90^\circ$)

[38]

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

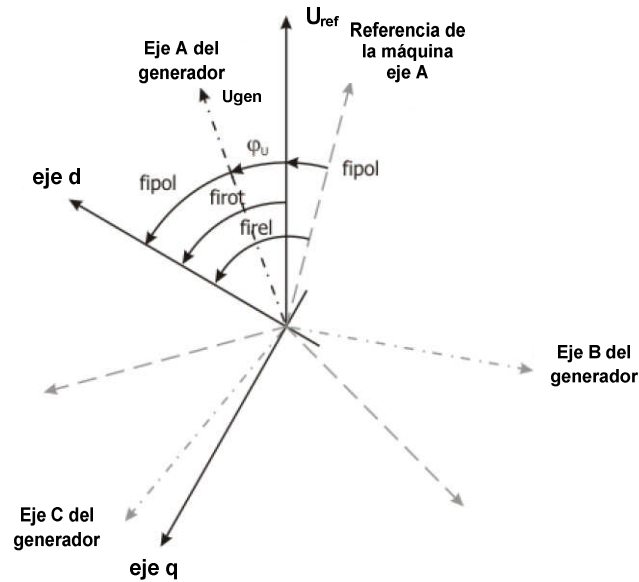


Fig. 3.5 Definición de los ángulos del rotor.

3.2.5.1 Límites de operación para los generadores síncronos

Los generadores síncronos se clasifican en términos de su potencia máxima de salida en MVA a un voltaje y factor de potencia específicos, que pueden mantener continuamente sin sobrecalentamientos.

La potencia activa de salida está limitada por la capacidad de la turbina a un valor dentro de los MVA nominales. La capacidad de salida continua de potencia reactiva está limitada por tres consideraciones: el límite de corriente de armadura, límite de corriente de campo y límite de calentamiento en la región final del campo. [3-8]

3.2.5.1.1 Límite de corriente de armadura

La corriente de armadura resulta de las pérdidas en RI^2 ; la energía asociada con estas pérdidas debe ser eliminada para limitar el incremento en la temperatura del conductor y su entorno inmediato. De aquí, que uno de los límites del generador síncrono está en función de la máxima corriente que puede circular por la armadura sin exceder su límite de calentamiento.

La potencia compleja de salida esta dada por:

$$S = P + jQ = \bar{E}_t \bar{I}_t^* = |E_t| |I_t| (\cos\varphi + j\text{sen}\varphi) \quad (3.1)$$

Donde φ es el ángulo de factor de potencia.

Por lo tanto, el límite de la corriente de armadura en el plano P-Q, es como se muestra en la figura 3.6, donde aparece como un círculo con centro en el origen y radio igual a los MVA nominales. [3-8]

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

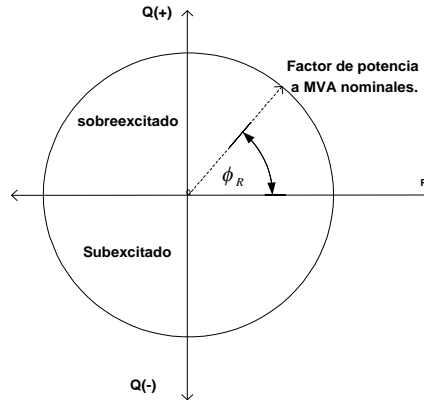


Fig. 3.6 Límite de calentamiento del generador síncrono impuesto por la corriente de armadura.

3.2.5.1.2 Límite de corriente de campo.

A causa del calentamiento en los devanados del rotor, debido a las pérdidas por $I_f^2 R_f$, I_f , no puede ser incrementada indefinidamente. Por lo tanto, existe un límite superior práctico para E (debido a que E se genera gracias a I_f). De la figura 3.7, se observa que a medida que la potencia de salida de la máquina se mueva del punto c a b , se requiere progresivamente valores mayores de E , hasta que en el punto b se alcanza $E_{máx}$, que corresponde a I_{fmax} . A partir de este punto, E deja de ser ajustable, quedando fija en $E_{máx}$. Para determinar la curva que describe la operación forzada del generador, refiérase a la ecuación (3.44) con $E=E_{máx}$:

$$S = \frac{VE_{máx}}{X_d} \text{sen}\delta + j \left[\frac{VE_{máx}}{X_d} \right] \text{cos}\delta - \frac{V^2}{X_d} \quad (3.2)$$

Esta es la ecuación de un círculo en el plano P-Q, con centro $(0, -\frac{V^2}{X_d})$ y radio $\frac{VE_{máx}}{X_d}$. [38][41]

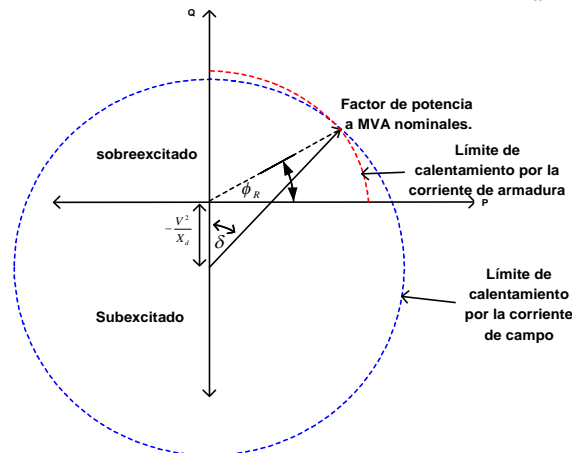


Fig. 3.7 Límite de calentamiento impuesto por la corriente de campo.

3.2.5.1.3 Límite de calentamiento en la región final del estator y rotor.

De la figura 3.8, se puede observar que Q es negativa, lo que implica una situación de factor de potencia adelantado. A medida que la potencia de la máquina se mueve de c a d , E decrece, lo

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

que parece apropiado, sin embargo no lo es, debido a que δ incrementa peligrosamente, acercándose al límite de estabilidad en estado estacionario. ($\delta=90$).

La cuestión a resolver consiste en determinar hasta que punto es razonable permitir, el incremento de δ . La respuesta está en función de definir un δ_{max} , para poder calcular P y Q a medida que E varía, y trazar los resultados en el plano P, Q.

$$P = \frac{EV}{X_d} \text{sen}\delta_{m\acute{a}x} \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{VE}{X_d} \text{cos}\delta_{m\acute{a}x} - \frac{V^2}{X_d} \quad (3.4)$$

Esta curva se muestra en la figura 3.8 como el contorno *cde*. Para evitar la inestabilidad en el estado transitorio, la operación del generador está limitada a la región que está sobre la curva *d-e-f*. [41]

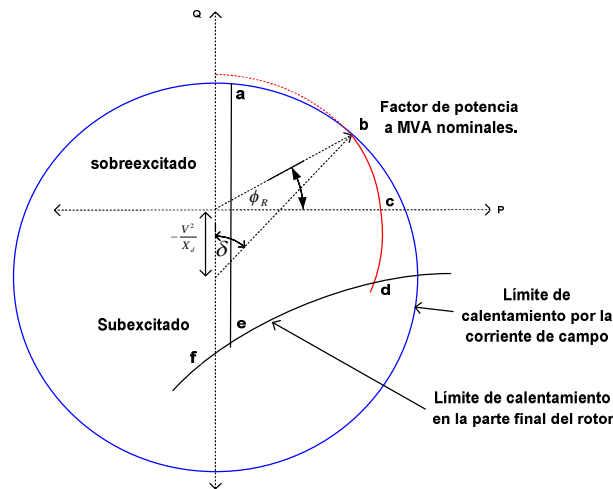


Fig. 3.8 Límite de calentamiento del generador síncrono en la parte final del devanado de campo y armadura.

Es relevante mencionar que en ciertas unidades, no es conveniente permitir que la potencia real de salida sea llevada completamente a cero, a menos que se pretenda desconectar la unidad. Por ejemplo en las plantas de vapor a base combustibles fósiles, por lo tanto se requiere que $P \geq P_{mín}$. La interpretación geométrica de la igualdad previamente descrita consiste en la región que se encuentra a la derecha de la línea *a-e*, figura 3.8 En consecuencia la operación del generador, está confinada a la región interior de P, Q y limitada por *a-c-b-d-e*, como se muestra en la figura 3.8

3.3 SISTEMA MULTIMÁQUINAS.

El análisis de estabilidad transitoria tiene dos clases de problemas matemáticos: el problema de condiciones iniciales y el problema dinámico. Las condiciones iniciales se determinan resolviendo sistemas de ecuaciones algebraicas que describen a la red en estado estacionario.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Por otro lado el problema dinámico está representado por un conjunto de ecuaciones diferenciales, que se pueden resolver por métodos numéricos. En resumen los modelos matemáticos de un sistema eléctrico de potencia se pueden agrupar:

1. Ecuaciones algebraicas
2. Ecuaciones diferenciales
3. Ecuaciones algebraicas de acoplamiento.

Estos tres grupos de ecuaciones se pueden resolver en forma:

1. Alternada
2. Simultánea.

Y dependiendo del método de integración para solucionar las ecuaciones diferenciales, se puede clasificar al método de solución de la forma siguiente:

1. Explícito alternado
2. Explícito simultáneo
3. Implícito alternado
4. Implícito simultáneo

El problema más general es, por lo tanto, considerar un sistema multimáquinas. En la figura 3.9, se muestra la relación que guardan los diferentes marcos de referencia para la solución en el tiempo de los SEP. Cabe mencionar que el ángulo de referencia en los estudios realizados en este trabajo corresponden al ángulo de la maquina de mayor inercia en grados.

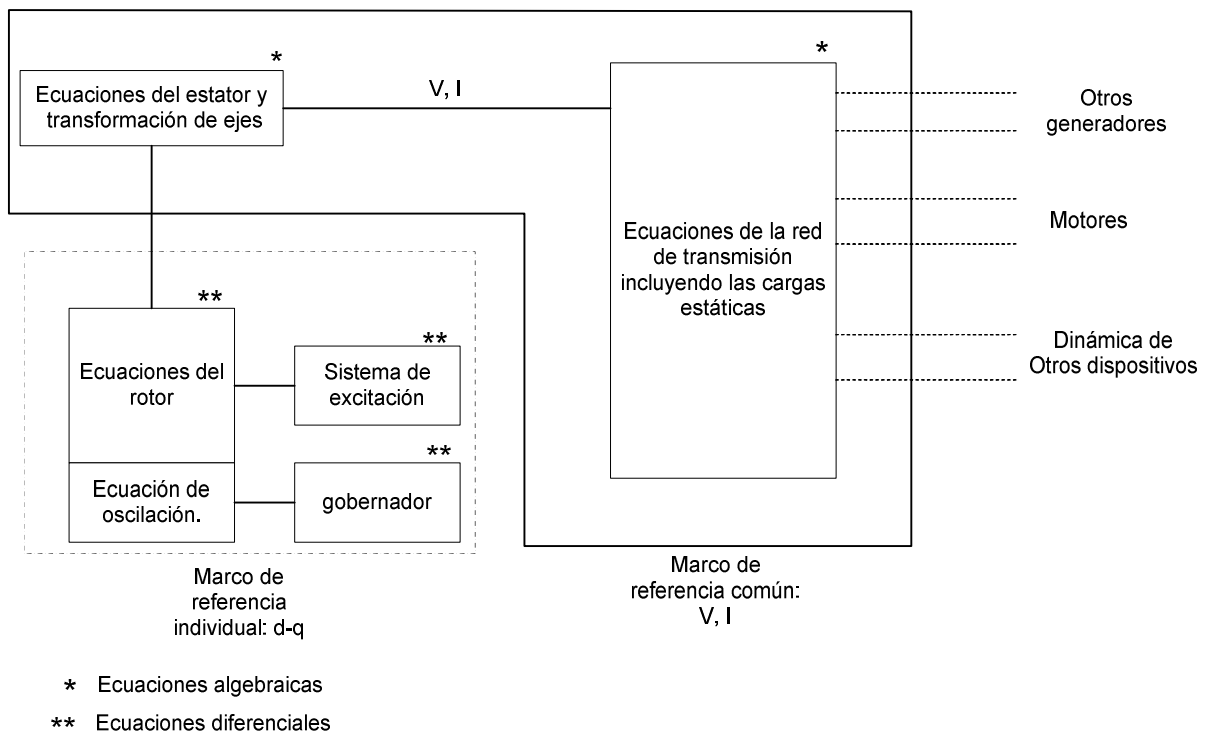


Fig.3.9 Estructura del modelo de sistema de potencia completo para el análisis de la estabilidad transitoria.

3.4 CONTROL DE VOLTAJE DEL GENERADOR.

Es necesario representar la dinámica del control de voltaje, ya que esta puede tener efectos significativos al determinar la respuesta dinámica del sistema, tanto para cálculos de estabilidad transitoria, de tiempos cortos y largos.

Refiérase a la figura 3.10-a, y preste atención al circuito de control de voltaje. La fuente de la corriente de campo del generador es el excitador, cuya salida E_{fd} se aplica a los devanados de campo del rotor del generador. Físicamente, el excitador consiste de un generador de CD, o un rectificador polifásico de estado sólido. [41]

A continuación se desarrollan las ecuaciones para el generador de CD. El excitador en este caso es un generador en derivación de CD autoexcitado. [41] Un control de voltaje V_a (salida de un amplificador) se conecta en serie en el circuito de campo del excitador, con el objetivo de controlar la corriente de campo del excitador. Ya sea que se agregue o resta de E_{fd} . En la figura 3.10-b, se muestra un modelo de circuito apropiado. Obsérvese que E_{fd} es una función no lineal de la corriente de campo I_f . La relación funcional es la curva de magnetización que se muestra en la figura 3.10-b.

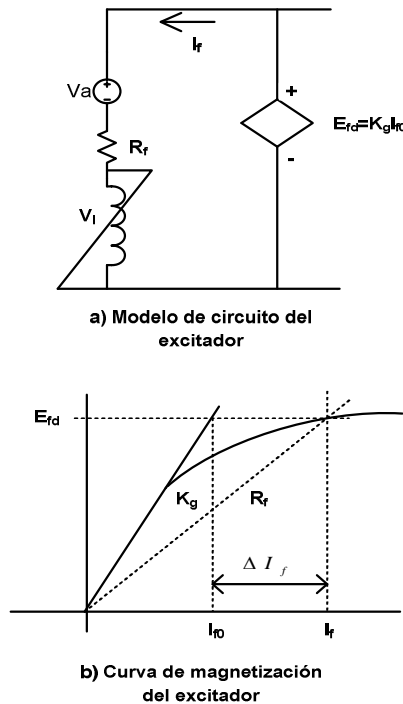


Fig. 3.10 Modelo del excitador

La línea de saturación del entrehierro es la extensión lineal de la curva de magnetización que tiene pendiente K_g . Al dividir la corriente de campo I_f en dos componentes I_{f0} y ΔI_f , con la corriente adicional ΔI_f requerida por saturación. Considerando $V_a=0$, la autoexcitación del excitador, se logra cuando $K_g > R_f$ con R_f como resistencia del circuito de campo. Obsérvese que si la curva de magnetización del excitador es linealizada, el sistema es inestable; requiriéndose la saturación para producir una modalidad estable. Las variables del excitador fundamentalmente son de CD, y cambian bajo condiciones transitorias.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

$$V_a - R_f I_f = V_l - E_{fd} \quad (3.5)$$

Donde:

$$I_f = I_{f0} + \Delta I_f \quad (3.6)$$

$$V_l = p L_f I_{f0} \quad (3.7)$$

$$E_{fd} = K_g I_{f0} \quad (3.8)$$

$$p = \frac{d}{dt} \quad (3.9)$$

Por lo tanto:

$$V_a - R_f \Delta I_f = (p L_f + R_f - K_g) I_{f0} \quad (3.10)$$

$$= \frac{L_f p + R_f - K_g}{K_g} E_{fd} \quad (3.11)$$

$$= \frac{\left(\frac{L_f}{K_g - R_f} \right) (p - 1) E_{fd}}{K_g / (K_g - R_f)} \quad (3.12)$$

$$= \frac{T_e p - 1}{K_e} E_{fd} \quad (3.13)$$

Donde:

$$T_e = \frac{L_f}{K_g - R_f} = \text{constante de tiempo del excitador.} \quad (3.14)$$

$$K_e = \frac{K_g}{K_g - R_f} = \text{ganancia del excitador} \quad (3.15)$$

El signo negativo se debe al hecho de que $K_g > R_f$.

Representando la ecuación (3.78), en forma de diagrama de bloques, como se ilustra en la figura 3.11

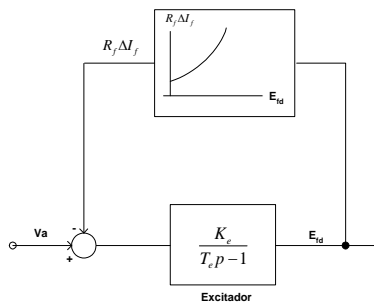


Fig. 3.11 Diagrama de bloques del excitador.

Es interesante la operación del excitador visualizada mediante el diagrama de bloques. Como la función de transferencia directa tiene un polo en el medio plano de la derecha, el sistema

aparece como inestable. Para cualquier error diferente de cero, la señal E_{fd} incrementará. Sin embargo, a medida que E_{fd} aumenta, la señal de retroalimentación $R_f \Delta I_f$ aumenta en una proporción mayor. Se establecerá un equilibrio estable cuando $R_f \Delta I_f$ corresponda a la salida del amplificador V_a .

Nótese que la función no lineal de retroalimentación se debe a la saturación, la que se puede deducir de la figura 3.10 b Existen diferentes funciones matemáticas que se pueden utilizar para aproximar la saturación. Una es la función exponencial. [41]

$$R_f \Delta I_f = A e^{B E_{fd}} \quad (3.16)$$

Donde A y B son constantes determinadas a partir de las características del mecanismo. La señal V_a es la salida de un amplificador, cuya salida está gobernada por las siguientes relaciones:

$$V_{min} \leq V_a \leq V_{max} \quad (3.17)$$

$$pV_a = \frac{K_a}{T_a} V_1 - \frac{1}{T_a} V_a \quad (3.18)$$

Donde

V_1 = voltaje de entrada del amplificador.

Si se vuelve a ordenar:

$$V_a = \frac{K_a}{T_a p + 1} V_1 \quad (3.19)$$

El amplificador recibe su entrada desde el regulador, este se excita mediante una señal diferencial $V_i - V$. Su función de transferencia es similar a la del amplificador.

$$V_r = \frac{1}{T_r p + 1} (V_i - V) \quad (3.20)$$

Donde:

V_r = voltaje de salida del regulador

T_r = constante de tiempo del regulador

V_i = voltaje de entrada de referencia

V = voltaje de salida del regulador.

Los análisis demuestran que el sistema, tal como se describió, tiene una respuesta dinámica que está propensa a sobretensiones excesivas y problemas de estabilidad. Esto se puede corregir por la adición de un bloque estabilizador, cuya entrada y salida sean E_{fd} y V_f respectivamente. La salida V_f se sustrae de la salida del regulador V_r para proporcionar la entrada al amplificador V_1 . En la figura 3.12 se muestra un circuito equivalente para este mecanismo.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

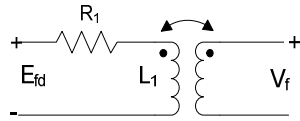


Fig. 3.12 Modelo del circuito para el lazo de control estabilizador.

En donde:

$$I_1 = \frac{E_{fd}}{R_1 + L_1 p} \quad (3.21)$$

$$V_f = M p I_1 = \frac{M p E_{fd}}{R_1 + L_1 p} \quad (3.22)$$

$$= \frac{K_{st} p}{T_{st} p + 1} E_{fd} \quad (3.23)$$

Donde:

$$K_{st} = \frac{M}{R_1} = \text{ganancia del bloque estabilizador} \quad (3.24)$$

$$T_{sts} = \frac{L_1}{R_1} = \text{constante de tiempo del bloque estabilizador.} \quad (3.25)$$

El sistema completo del control de voltaje se muestra en la figura 3.13. La operación se describe a continuación. Supóngase que el sistema está en equilibrio cuando el voltaje terminal del generador cae. La diferencia de voltaje $V_i - V$ aumenta, lo que causa un incremento en V_a después de un retraso de tiempo. Así, el excitador se ajustará a un nuevo y mayor valor de equilibrio para E_{fd} . Esto a su vez incrementa la corriente de campo del generador que finalmente deberá elevar V . [3-14]. El último detalle que falta, es relacionar el efecto de cambios en E_{fd} con el voltaje terminal del generador. Las ecuaciones que relacionan V , E_f y E'_q ya se presentaron en la sección 3.2.5.7. La escala de los voltajes E_f y E_{fd} se presentan en el sistema por unidad, bajo condiciones en estado estacionario $E_f = E_{fd}$.

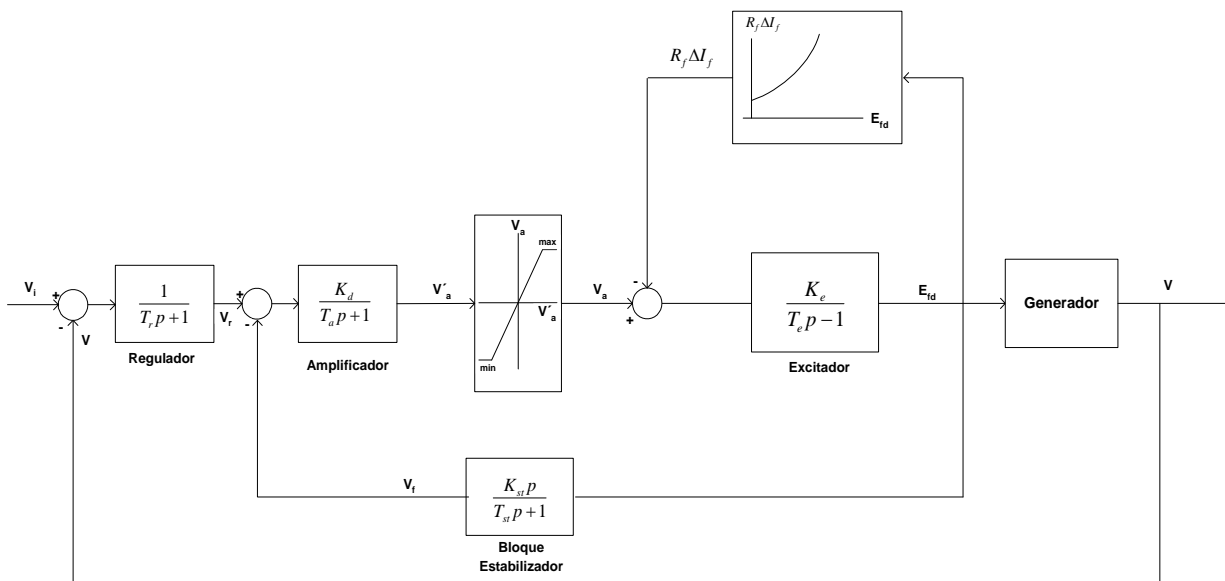


Fig. 3.13 Diagrama de bloques para el control de voltaje del circuito

Bajo condiciones transitorias, cualquier desacoplamiento entre E_f y E_{fd} ocasionará que el voltaje E'_q cambie después de cierto retraso. [41]

Matemáticamente:

$$pE'_q = \frac{1}{T'_{do}}(E_{fd} - E_f) \quad (3.26)$$

Donde:

$$T'_{do} = \text{Constante de tiempo transitoria del generador a circuito abierto en eje directo} \quad (3.27)$$

Por lo tanto, es posible considerar, para la respuesta transitoria del circuito de control de voltaje, en el problema de estabilidad transitoria, el uso de las ecuaciones que se presentan en el diagrama de bloque de la figura 3.12.

3.5 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO PARA FINES DE PROTECCIÓN.

Los transformadores de instrumento (de medición y de protección, también conocidos como transductores) son los dispositivos que tienen la función de transformar los voltajes y corrientes de un circuito (regularmente de alta tensión) de forma confiable y eficiente, a niveles de potencia que se utilizan para alimentar los circuitos de instrumentos de medición e instrumentos de protección (relevadores), proporcionando aislamiento galvánico [42] Su aplicación se basa en la relación entre la corriente en el devanado secundario y la corriente en el devanado primario (transformadores de corriente o intensidad), o entre la tensión secundaria y la tensión primaria (transformadores de tensión o de potencial).

Las relaciones de los devanados secundarios de los transductores han sido estandarizadas, con el objetivo de alcanzar un grado de compatibilidad entre los diferentes diseñadores de relevadores y dispositivos de medición [43]. Por ejemplo en los Estados Unidos y muchas otras ciudades, los devanados secundarios de los transformadores de corriente están normalizados a 5 A, mientras que en Europa el estándar es de 1 A. Los devanados secundarios de los transformadores de voltaje están normalizados a 120 V de fase a fase, o su equivalente de 69.3 V de fase-neutro. Estas relaciones nominales en los transductores están diseñadas para tolerar altos valores de sus variables de medición, causados por condiciones anormales del sistema. En consecuencia, los transformadores de corriente son diseñados para soportar corrientes de falla (las cuales pueden ser tan altas, como hasta 50 veces la corriente de carga) durante unos segundos, mientras que los transformadores de voltaje requieren soportar sobrevoltajes (del orden del 20% encima de su valor nominal), que pueden tener una duración larga o corta.

3.5.1 Transformador de corriente

Un transformador de corriente se define como un transformador de instrumento, en el que la corriente secundaria es básicamente proporcional a la corriente del primario (en condiciones normales de operación), y se diferencia en la fase, por un ángulo que es aproximadamente igual a cero para una dirección adecuada de sus conexiones

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El modelo de transformador de corriente, tiene la flexibilidad de modificar los siguientes datos:

- Corriente nominal primaria⁴
- Corriente nominal secundaria⁵
- Conexión del primario⁶
- Conexión del secundario⁷
- Clase de exactitud⁸
- Curva de saturación⁹
- Burden¹⁰

Lográndose una representación del TC lo suficientemente genérica, que permite tener un panorama de la importancia de este elemento, para la correcta operación de los relevadores. [38]

3.5.2 Transformador de voltaje.

Un transformador de voltaje, se define como un transformador de instrumento donde la tensión del secundario es sustancialmente proporcional a la tensión del primario para una dirección adecuada de sus conexiones.

Esto, en esencia, significa que el transformador de tensión tiene que ser lo más cercano posible al transformador "ideal". Su comportamiento, circuito equivalente y diagrama fasorial, son similares a los de un transformador de potencia. Por otro lado, los transformadores de potencial presentan errores, los cuales son introducidos por la corriente de magnetización del núcleo y la propia impedancia de los devanados del transformador.

Sin embargo el error de transformación del transformador de potencial, es despreciable para todos los propósitos prácticos, dentro de su rango de operación 1 – de cero hasta cerca del 110% nominal.

3.6 MODELO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA PARA LA PROTECCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO

El modelado de los dispositivos de protección, tiene las siguientes características:

⁴ Es el valor de la corriente que se transforma en un valor inferior. Por ejemplo para un TC con relación de transformación 400:1 la corriente nominal primaria es 400.

⁵ Es el valor de la corriente en el secundario del transformador, típicamente este valor es de 1A o 5 A.

⁶ Consiste en el arreglo de conexión de los devanados del circuito primario del transformador, típicamente esta conexión es realizada en estrella aterrizada, para circuitos trifásicos.

⁷ Consiste en el arreglo de conexión de los devanados del circuito secundario del transformador, típicamente esta conexión es realizada en estrella aterrizada, para circuitos trifásicos; por otro lado DigSILENT permite configurar esta conexión en Delta y conexión V.

⁸ Es el grado de incertidumbre que la medición actual (secundaria), está de acuerdo con el valor ideal. Clase de precisión de los transformadores de medida está definida por los requisitos de la norma ANSI C57.13.

⁹ Esta curva puede ser modelada en DigSILENT mediante una característica lineal, o lineal por partes (curva rodilla).

¹⁰ Es la carga máxima en VA que el transformador puede soportar, mientras opera dentro de clase de exactitud.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

1. El modelado de los dispositivos de protección debe ser lo más *realista posible*.
2. Con la posibilidad de poder crear nuevos modelos de dispositivos de protección o modificar los ya existentes en la base de datos.
3. Aunque el modelo del dispositivo de protección sea sofisticado, su *empleo* debe ser *viable*.
4. Todos los modelos de dispositivos de protección deben actuar sobre los interruptores.

Esto es en consecuencia a que los dispositivos de protección, constituyen un grupo muy sofisticado y no uniforme en el sistema eléctrico. Como se mencionó previamente, al realizar el modelo de un relevador, se busca tener una representación lo más cercana a la realidad. Para poder cumplir con esta expectativa se deben tener claro las características reales que ofrece el relevador que se pretende modelar, por ejemplo el tipo de característica y zonas de distancia disponibles, offset, ángulo de par máximo, compensación por transformador elevador y tiempos de operación.

En el apéndice B se muestran las características relevantes de las funciones de distancia empleadas en el relevador multifuncional para su simulación.

Los modelos de relevadores de distancia, son almacenados, en el objeto sobre el cual van a actuar, tal como se muestra en la figura 3.14. En el diagrama de bloques de la estructura del relevador, que se muestra en la figura 3.14, se distinguen los componentes siguientes:

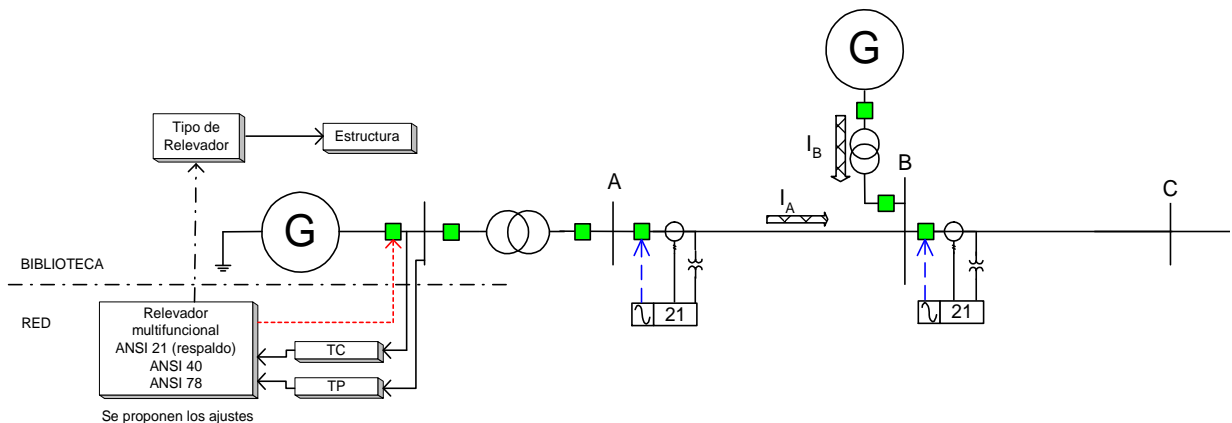


Fig. 3.14 Diagrama de bloques de la estructura del relevador.

- Un transformador de corriente – TC (StaCt), donde las salidas son las partes reales e imaginarias de las corrientes de fase.
- Un transformador de potencial o voltaje – TP (StaVt), donde las salidas son las partes reales e imaginarias de los voltajes de fase.

Para crear un dispositivo de protección de distancia, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Se debe seleccionar el símbolo de interruptor en el diagrama unifilar, en el cual se pretende localizar el dispositivo de protección.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

2. Se debe seleccionar un tipo de relevador, los cuales se encuentran en la biblioteca general del programa. Los tipos de relevadores que se especifican en la biblioteca representan las características de diseño de algún fabricante o características de diseño genérico.
3. Especificando el tipo de relevador que se utilizará, se deben definir los TC y TP, los cuales proporcionarían la información de voltaje y corriente requerida por el relevador.
4. Posteriormente se deben ingresar los siguientes datos, los cuales son indispensables para la calibración del relevador:
 - Measurement (medición): en esta ventana se detalla la corriente nominal y voltaje nominal de operación del relevador, Se define el tipo de variables eléctricas medidas, por ejemplo trifásicas, monofásicas, valores RMS de voltaje y de corriente, de secuencia cero, de secuencia negativa, etc.
 - Polarizing (polarización): en este menú, se debe definir el método de polarización del relevador, los siguientes métodos pueden ser invocados:
 - Método de cuadratura: donde el voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{bc} , I_b con V_{ca} , I_c con V_{ab} . La utilización de este método de polarización hace que el voltaje de línea, que es tomado como referencia, se desplace 90° en sentido anti horario.
 - Método cruzado: el voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización en este caso, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{ac} , I_b con V_{ba} , I_c con V_{cb} . El voltaje de línea que es tomado como referencia se desplaza 30° en sentido anti horario.
 - Con este método la unidad direccional compara el ángulo entre la corriente de línea y el voltaje de fase- neutro, el cual es tomado como referencia, es decir I_a con V_a , I_b con V_b e I_c con V_c .
 - Método de secuencia positiva: la unidad direccional compara el ángulo entre I_a con V_1 , I_b con a^2V_1 e I_c con aV_1 , donde a es igual a $1\angle 120^\circ$

Si la unidad de protección está polarizada con una unidad de Fase-tierra, es necesario ingresar el coeficiente K_0 (coeficiente de compensación por retorno de tierra), que está formado por una magnitud y un ángulo. El K_0 sirve para el cálculo de la impedancia aparente vista por el relevador cuando la falla involucra el retorno por tierra. Las zonas de operación de los relevadores de distancia especifican su alcance en ohms secundarios, así como el valor del ángulo del relevador y el valor del ángulo característico, los cuales pueden ser iguales para todas las zonas de operación.

El ángulo del relevador para el caso de un tipo mho es la inclinación correspondiente al diámetro de la característica circular del relevador con respecto al eje horizontal del diagrama R-X, en cambio para un relevador tipo poligonal, el ángulo del relevador en el programa es la desviación de uno o más lados del polígono de operación respecto al eje R.

En el caso de los relevadores poligonales dependiendo del tipo, se pueden modificar varios ángulos para cambiar la característica de la zona de operación.

Por otro lado el menú de temporización permite el ingreso de los tiempos de disparo del relevador para cada zona, y el menú logic (lógica) permite seleccionar el interruptor de potencia

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

sobre el cual va actuar la protección de distancia y además habilita la orden de apertura del interruptor ante una operación del relevador.

Como se muestra en la figura 3.14, al modelar los relevadores de distancia, se debe modelar inherentemente los transformadores de instrumento, los cuales para poder ser dimensionados requieren de una serie de estudios en estado estacionario, como el estudio de flujos de potencia y corto circuito.

Estos estudios proporcionan un panorama de las corrientes nominales que se presentaran en la red, bajo las condiciones de operación más comunes, para las que se ha planeado el sistema eléctrico. Con las corrientes nominales del sistema en condiciones normales de operación y corrientes de corto circuito en los lugares donde se ubicará el relevador, es posible determinar las relaciones de transformación de los TC, ya que de estos dependerá que se pueda reproducir y escalar la señal de corriente para que el relevador pueda describir una condición de falla o régimen de operación anormal.

Por otro lado, los TP no son tan susceptibles a saturarse como los TC, para los TP, basta con elegir una relación de transformación que cumpla con los requerimientos de alimentación del relevador, pero sin dejar a un lado las posibles sobretensiones que se pueden generar en el sistema. Lo descrito anteriormente es muy importante debido a que el relevador de distancia emplea las señales de voltaje y corriente para poder determinar si existe una condición de falla. Power Factory cuenta con modelos de TC y TP, los cuales son invocados al emplear modelos de relevadores o equipos de medición. Dentro de los datos importantes que requiere el modelo, para poderlo acotar, se tiene:

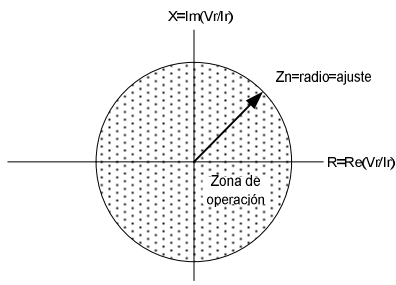
- valores nominales de voltaje y corriente para el primario y secundario (transformador de voltaje y corriente, respectivamente).
- tipo de conexión (delta o estrella)
- burden
- curva de saturación
- clase de exactitud.

En el apéndice C se muestran las ventanas de datos que hay de llenar, para modelar los TC y TP.

Los modelos de los relevadores, como se mencionó anteriormente pueden pertenecer a un determinado fabricante, o simplemente corresponder a un modelo de relevador genérico, para protección de fallas de fase- fase y fase tierra [38], de acuerdo a las características de operación de la figura 3.15.

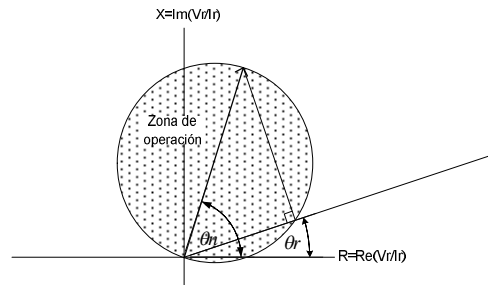
- a) Círculo, figura 3.15a
- b) Mho, figura 3.15b
- c) viseras R/X, figura 3.15c
- d) Poligonal, figura 3.15d.
- e) Tomate
- f) lente

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos



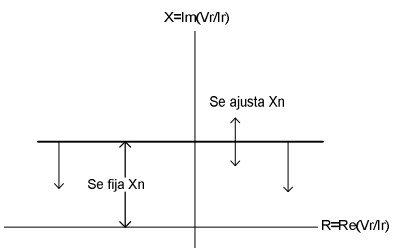
La $|Z|$ calculado por la transformada discreta de Fourier $\langle |Z_n| \rangle$

Fig. 3.15a Característica del relevador de distancia tipo impedancia



$|Z_n| \cos(\theta_n - \theta_r) |Z|$
 $|Z|, \theta_r$ son calculados mediante la transformada discreta de Fourier

Fig. 3.15b Característica del relevador de distancia tipo mho



X es calculados mediante la transformada discreta de Fourier $\langle X_n \rangle$

Fig. 3.15c Característica del relevador de distancia tipo reactancia.

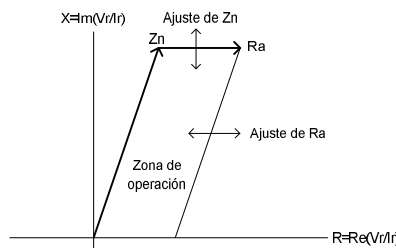


Fig 3.15d Característica del relevador de distancia tipo cuadrilateral.

Fig. 3.15 Características de operación de los relevadores de distancia disponibles en DigSILENT Power Factory.

CAPÍTULO

4

EVALUACIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA DEL GENERADOR SÍNCRONO.

4.1 INTRODUCCIÓN

Analizar el desempeño de las funciones de protección fundamentadas en el principio de distancia disponible en los relevadores multifuncionales, para la protección del generador síncrono. Esto implica modelar los elementos del SEP tanto en estado estacionario como dinámico, ya que de esta forma se tendrá un mejor criterio al ajustar dichas funciones de protección.

Por otro lado, es una práctica común efectuar una serie de pruebas de laboratorio y de campo (pruebas tipo y pruebas individuales) [1], con la finalidad de verificar continuamente los principales parámetros de ajuste, considerando los resultados de las simulaciones digitales del SEP. Dentro de los estudios en estado estacionario, se puede mencionar el análisis de fallas y de flujos de potencia, mediante los cuales se determina el comportamiento de las variables del SEP indispensables en la parametrización de transductores (transformadores de instrumento), cálculo de impedancia de falla, ajuste de relevadores, etc.

Por otro lado, el comportamiento dinámico del SEP, implica considerar el modelado del generador síncrono y sus controles, de tal manera que permita visualizar la parte del transitorio en la que se está interesado. Usualmente en estudios de transitorio electromecánico, es suficiente con considerar los modelos de orden reducido del generador síncrono ya que los modelos de alto orden consideran variables que no son relevantes para el periodo de estudio. Simplificando de esta manera el modelado del generador síncrono y controles, lográndose un balance entre simplicidad y efectividad.

4.2 RED DE ESTUDIO

Con el objetivo de analizar el desempeño de las funciones de protección fundamentadas en la protección de distancia disponibles en los relevadores multifuncionales, para la protección del generador síncrono, se modela en el software DigSILENT Power Factory 13.2, la red de tres generadores síncronos y nueve nodos, publicada en [1]

En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba, donde se observan:

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

- Tres TR (En la tabla 4.1 se muestran los datos para los transformadores).
- Tres generadores síncronos (En la tabla 4.2 se muestran los datos más relevantes para el análisis en el dominio del tiempo de las tres generadores).
- Nueve nodos
- Seis líneas (En la tabla 4.3 se muestran los datos de impedancia de secuencia positiva para las seis líneas).
- Tres cargas (En la tabla 4.4 se muestran los datos de las tres cargas).
- Tres sistemas de excitación, tabla 4.5 y 4.6. ver figura 4.2.

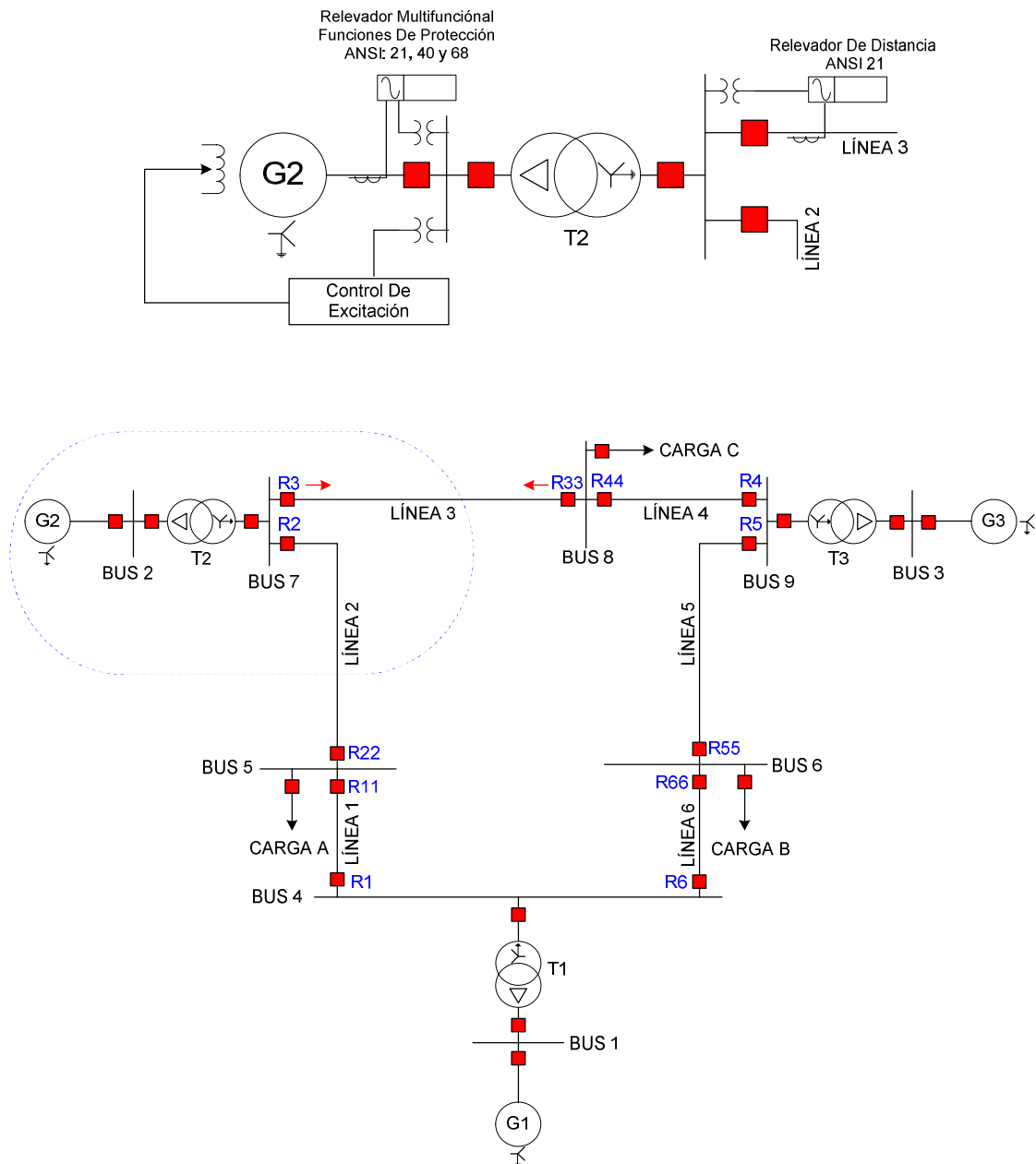


Fig. 4.1. Sistema de prueba de tres máquinas y nueve nodos publicada en [1].

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Tabla 4.1 Datos de los transformadores de potencia.

Transformador de potencia	T1	T2	T3
MVA nominales	250	200	150
V nominal (kV)	230/16.5	230/18	230/13.8
Conexión	Yn-D	Yn-D	Yn-D
% Z (Ω)	14.4	12.5	8.79
Ángulo de desfase	30°	30°	30°

Tabla 4.2 Datos de los generadores síncronos

Generador síncrono	1	2	3
MVA nominales	247.5	192	128
V nominal (kV)	16.5	18.0	13.8
Tipo	hidráulico	Vapor	Vapor
Velocidad	180 rpm	3600 rpm	3600 rpm
Factor de potencia (FP)	1.0	0.85	0.85
Conexión	Yn	Yn	Yn
X_d (p.u.)	0.36	1.72	1.68
X'_d (p.u.)	0.15	0.23	0.23
X_q (p.u.)	0.24	1.66	1.61
X'_q (p.u.)		0.378	0.32
X_l (p.u.)	0.083	0.141	0.0949
τ_{d0} (s)	8.952001	5.9826	5.8873
τ_{q0} (s)	0	0.5269	0.60375
H(s)	9.55	3.4	2.34

Tabla 4.3 Datos de impedancia de secuencia positiva de las líneas

Línea	1	2	3	4	5	6
Z(+) Ω	45.27 \angle 83.29°	86.83 \angle 78.75°	38.35 \angle 83.26°	53.69 \angle 83.26°	92.26 \angle 77.07°	49.49 \angle 79.53°

Tabla 4.4 Datos de las cargas de la red de prueba.

Carga	1	2	3
P (MW)	125	90	100
Q(MVA)	50	30	35

Nota: Los datos de cada elemento de la tabla 4-1, 4-2 y 4-4 están referidos a su potencia nominal, debido a que el software DigSILENT Power Factory 13.2 requiere los datos en ese formato.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

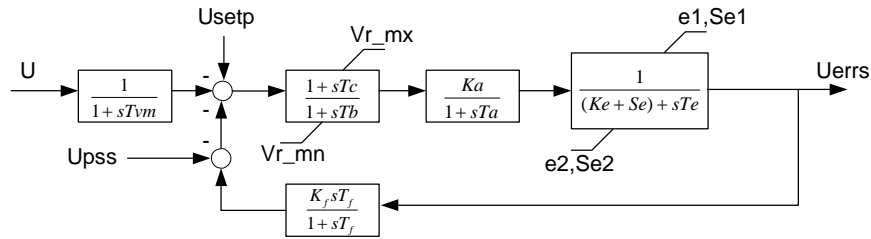


Fig. 4.2 Diagrama de bloques del sistema de excitación DC1 de los generadores del sistema de prueba

Tabla 4.5 Parámetros de los sistemas de excitación tipo DC1 de las máquinas síncronas. del sistema.

Parámetro	Bus en el que está conectado la máquina síncrona		
	1	2	3
Tvm	0.06	0.001	0.06
Ka	0.001	400	0.001
Ta	0.2	0.05	0.2
Tb	0.01	0.01	0.01
Tc	0	0	0
Ke	-0.044	-0.17	-0.044
Te	0.5	0.95	0.5
Kf	0.085	0.04	0.085
Tf	0.35	1	0.35
Vr_mx	1	3	1
Vr_min	-1	-3	-1
e1	3.66	3.66	3.66
se1	0.03	0.33	0.03
e2	4.89	4.89	4.89
se2	0.1	0.1	0.1

Tabla 4.6 Hoja de datos del sistema de excitación DC1.

Parámetro	Unidad	Descripción
Tvm	s	Constante de tiempo del filtro de entrada al regulador
Ka	p.u.	Ganancia del regulador
Ta	p.u.	Constante de tiempo del regulador
Tb	s	Constante de tiempo del regulador
Tc	s	Constante de tiempo del regulador
Ke	p.u.	Constante de saturación del excitador
Te	s	Constante de tiempo del excitador
Kf	p.u.	Constante del circuito estabilizador del regulador
Tf	s	Constante del circuito estabilizador del regulador
Vr_mx	p.u.	Límite de señal de voltaje interno
Vr_min	p.u.	Límite de señal de voltaje interno
e1	p.u.	Constante de saturación del excitador
se1	p.u.	Constante de saturación del excitador
e2	p.u.	Constante de saturación del excitador

4.3 PROTECCIÓN DE LÍNEA.

La protección del sistema de transmisión tiene como función básica detectar las fallas que se presentan en las líneas o en las subestaciones y aislarlas rápidamente. La liberación de la falla se debe hacer lo más rápido posible para minimizar los daños al sistema y a los usuarios. Sin embargo, la protección debe de ser selectiva, esto es, tratar de aislar solo el elemento fallado. Otro requerimiento de los esquemas de protección consiste en la confiabilidad, es decir que opere para la situación para la cual ha sido ajustada.

La protección de los sistemas de transmisión está formada por una protección primaria (PP) y una protección de respaldo (PR). En la PP la operación es de alta velocidad y es la que trata de aislar la mínima sección de la red ante la falla; la PR es de acción retardada (con un tiempo suficiente para permitir que opere primero la PP), es decir, opera solo si falla la PP. Además la operación de esta protección seguramente dejará fuera de servicio un área mayor del sistema. [4-6]

Para la protección de las líneas de transmisión de la red de prueba, es necesario hacer uso del análisis de SEP en estado estacionario y dinámico, primeramente, es deseable conocer los datos de operación base, los cuales son determinados efectuando un estudio de flujos de potencia, en la tabla 4.7 se despliegan los datos.

Tabla 4.7 Caso de operación base

Bus	V (p.u.)	δ (°)	P_G (MW)	Q_G (MVAR)	P_C (MW)	Q_C (MVAR)
1	1.04	0	71.64	26.99	0	0
2	1.02	9.27	163	6.64	0	0
3	1.02	4.66	85	-10.88	0	0
4	1.03	27.78	0	0	0	0
5	1.00	26.01	0	0	125	50
6	1.01	26.31	0	0	90	30
7	1.03	33.71	0	0	0	0
8	1.02	30.72	0	0	100	35
9	1.03	31.96	0	0	0	0

Mediante los datos de operación base de la red de estudio, es posible determinar las corrientes de carga máxima en las ramas de la red de prueba, que son requeridas para dimensionar la relación de transformación de los TC.

Asociado al previo estudio, es necesario realizar un estudio de fallas, mediante el cual se determinen las corrientes de falla más severas, con el objetivo de acotar la relación de transformación de los TC, tomando en cuenta el posible efecto de saturación¹¹. En las figuras 4.3 y 4.4, se muestran las corrientes de carga máxima para las líneas, así como las corrientes de corto circuito máximas que circulan por las ramas de la red de prueba para fallas trifásica en los buses. En la tabla 4.8 se muestran las relaciones de transformación propuestas para los TC¹² y TP.

¹¹ Saturación: efecto representado por la disminución de impedancia de magnetización del núcleo.[45]

¹² Para seleccionar la relación de transformación de los TC's se deben cumplir dos condiciones:

Tabla 4.8. Relaciones de transformación para los TC y TP

Línea	I máx. de carga kA	Icc máx. kA	RTC	RTP
1	0.14	1.088	400:5	230 000: 100
2	0.21	0.743	400:5	230 000: 100
3	0.19	1.085	400:5	230 000: 100
4	0.08	0.827	400:5	230 000: 100
5	0.15	0.676	400:5	230 000: 100
6	0.09	1.070	400:5	230 000: 100

Una vez determinadas las RTC de los TC, se propone una RTP para los TP, de acuerdo a la tensión nominal del circuito de potencia y la tensión de alimentación de los dispositivos de protección.

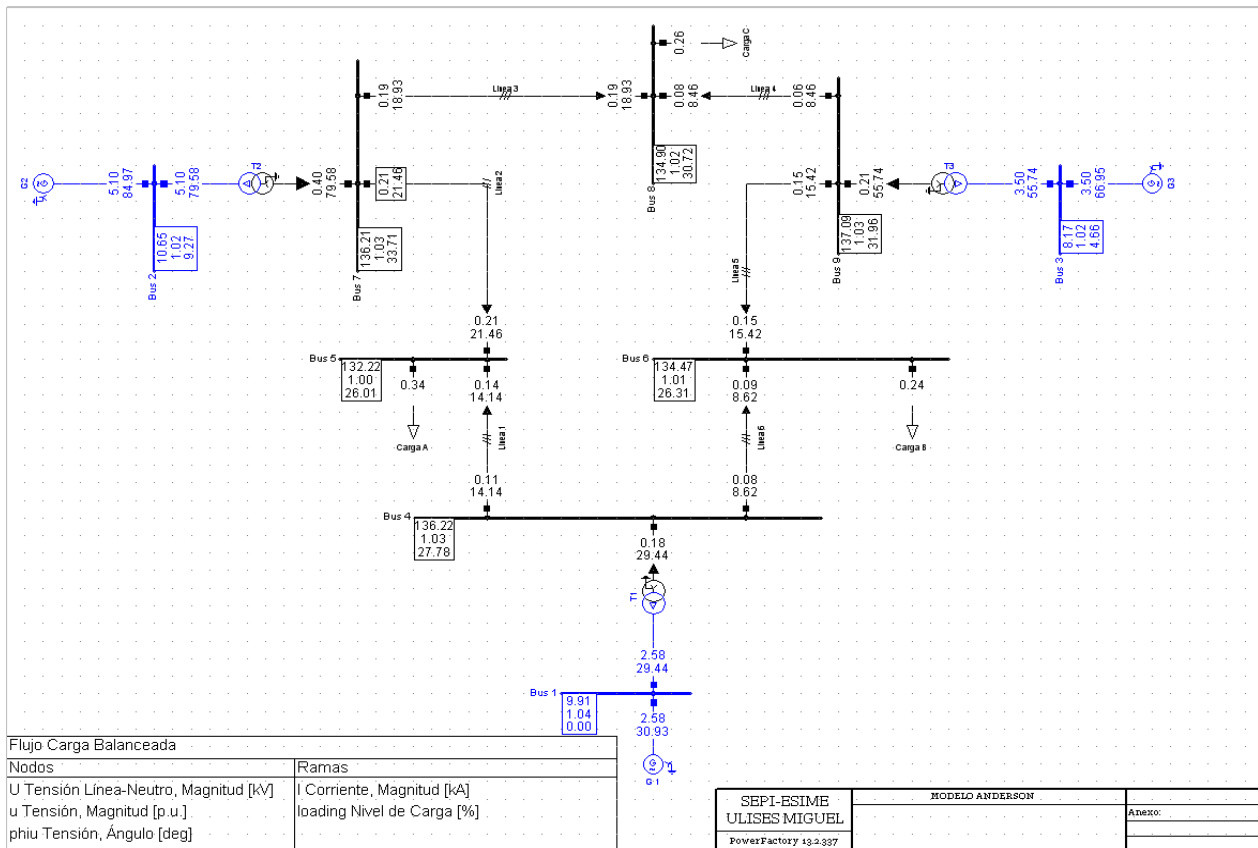


Fig. 4. 3 Determinación de las corrientes de carga máximas de la red de prueba.

Para la protección de las líneas de la red de prueba se propone el modelo de protección de distancia con la denominación SEL-321. [38][46]

- 1) se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 amperes.
se requiere que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 100 amperes. [45]

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Este modelo de relevador, consta de cuatro zonas de operación para fallas de fase-fase y cuatro zonas de operación para fallas de fase-tierra, basadas en características mho, además consta de cuatro detectores de sobrecorriente para fallas de fase-fase y cuatro detectores de sobrecorriente para fallas de fase a tierra, Así como de una unidad direccional de sobrecorriente.

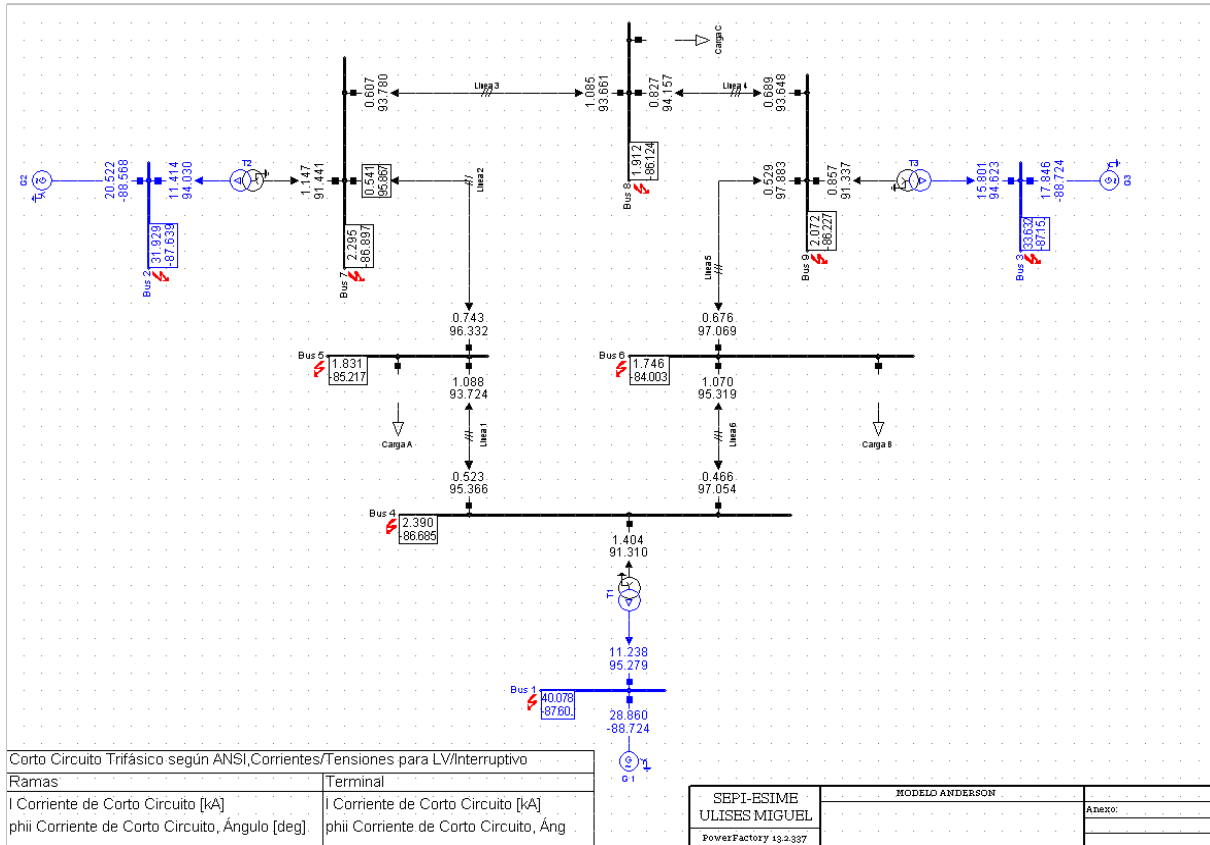


Fig. 4.4. Determinación de las corrientes de corto circuito de la red de prueba.

Considerando los datos de impedancia de secuencia positiva de las líneas, tabla 4.4, y con las relaciones de transformación de los TC y TP, tabla 4.8. Es posible proponer el ajuste de zona 1 y zona 2 de los relevadores de distancia que protegen las líneas de la red de prueba, con el objetivo, de evaluar la coordinación de la protección de línea con la protección de respaldo de sistema disponible, en las funciones de protección del relevador multifuncional.

De manera breve se muestra como se determinan los tiempos de operación y alcances de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia, para la protección de la línea 2 (R2 y R22). Ya que el mismo procedimiento es efectuado para las demás líneas.

1. Se propone como alcance de zona 1 para R2, el 80 % de la impedancia de secuencia positiva de línea 2.

Es decir:

$$Zona\ 1_{(\Omega-pri)} = (0.8)(Z_{L2(\Omega-pri)}) \quad (4-1)$$

$$Zona\ 1_{(\Omega-pri)} = (0.8)(86.83\angle 78.75^\circ \Omega) = 69.464\angle 78.75^\circ \Omega \quad (4-2)$$

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

Sin embargo es necesario referir $Zona\ 1_{(\Omega-pri)}$ a ohms secundarios, debido a que en realidad esto es lo que el relevador mide, entonces esto requiere hacer uso de las relaciones de transformación de TC y TP:

$$Zona\ 1_{(\Omega-sec)} = Zona\ 1_{(\Omega-pri)} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) \quad (4-3)$$

$$Zona\ 1_{(\Omega-sec)} = 69.464 \angle 78.75^\circ \Omega \left(\frac{400:5}{230000:100} \right) = 2.41 \angle 78.75^\circ \Omega \quad (4-4)$$

1. Para ajustar el alcance de zona 2 de R2, se propone cubrir el 50% de la impedancia de la línea adyacente en la dirección de disparo del relevador.

De la figura 4.5 se puede observar que la línea adyacente a R2 es la línea 1, la cual tiene una impedancia de secuencia positiva de $45.27 \angle 83.29^\circ \Omega$, esto implica:

$$Zona\ 2_{(\Omega-pri)} = (Z_{L2(\Omega-pri)}) + 0.5(Z_{L1(\Omega-pri)}) \quad (4-5)$$

$$Zona\ 2_{(\Omega-pri)} = (86.83 \angle 78.75^\circ \Omega) + 0.5(45.27 \angle 83.29^\circ \Omega) = 109.4 \angle 79.68^\circ \Omega \quad (4-6)$$

El objetivo de protección de zona 2 consiste en cubrir el porcentaje de línea que no contempla en zona 1, entonces se recomienda que el ángulo de ajuste de la zona 2 siga siendo el de la línea de interés.

Por lo tanto

$$Zona\ 2_{(\Omega-pri)} = 109.4 \angle 78.75^\circ \Omega \quad (4-7)$$

Nótese que en este caso particular, no existen alimentadores intermedios que introduzcan el efecto infeed. Por otro lado, del mismo modo que en zona 1, es necesario referir $Zona\ 2_{(\Omega-primarios)}$ a valores secundarios, esto se logra utilizando las relaciones de transformación de los TC y TP.

$$Zona\ 2_{(\Omega-sec)} = Zona\ 2_{(\Omega-pri)} \left[\frac{RTC}{RTP} \right] \quad (4-8)$$

$$Zona\ 2_{(\Omega-sec)} = 109.4 \angle 78.75^\circ \Omega \left[\frac{400:5}{230000:100} \right] = 3.80 \angle 78.75^\circ \Omega \quad (4-9)$$

El ajuste del relevador R22, el cual también protege la línea 2, ubicado en el extremo final de la línea 2, y su dirección de disparo esta invertida comparada con la dirección de disparo de R1; tiene un ajuste de zona 1 idéntico al relevador R2, sin embargo, el ajuste de zona 2 está limitado a la impedancia de la línea 2, en la figura 4.5, se muestran los alcances de zona 1 y 2 para los relevadores R2 y R22. En las figuras 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10 se muestra en el plano R-X, las características de operación tipo mho para las zonas 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen las líneas 1, 3, 4, 5 y 6 respectivamente. Cabe señalar que el ajuste de zona 2, para los relevadores R11, R22, R33, R44, R55 y R66 queda limitado a la longitud de la línea, esto con el objetivo de mantener la coordinación con las protecciones que regularmente se encuentran en el bloque de transformación. Por otro lado, los retardos de tiempo no consideran los diferentes tiempos críticos de liberación de falla, sin embargo cabe señalar que el tiempo de operación

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

puede ser mejorado mediante el empleo de canales de comunicación que aceleren la operación de zona 2.

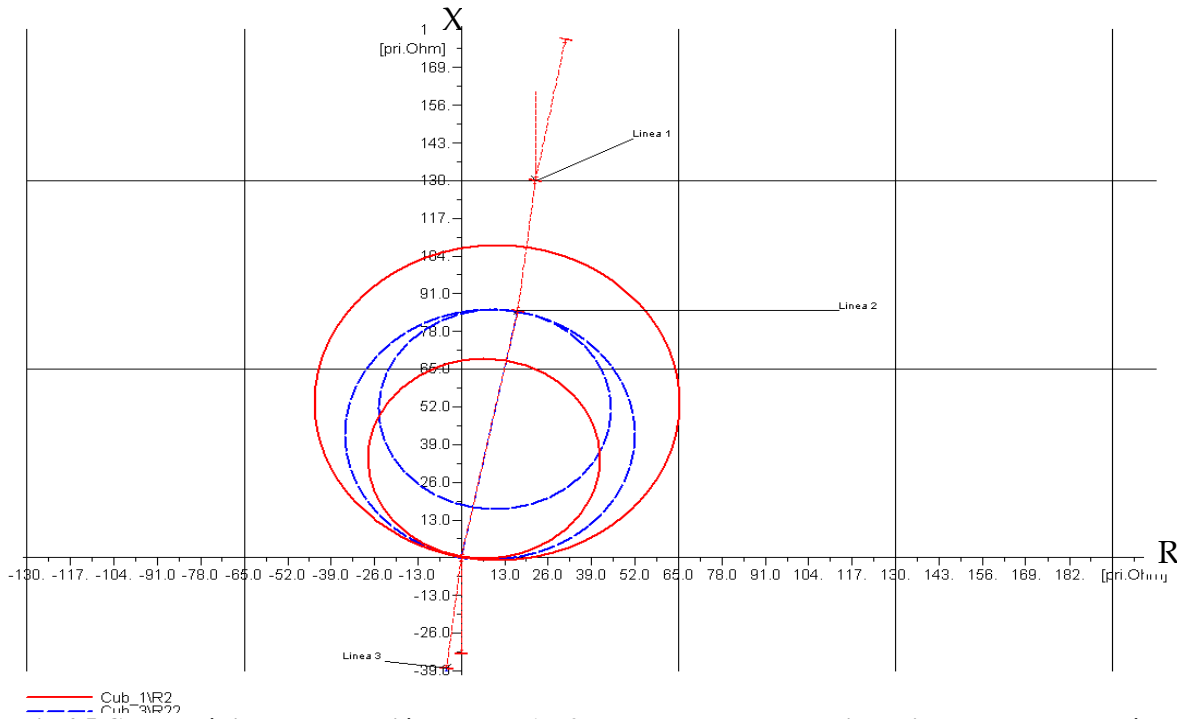


Fig.4.5 Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 2.

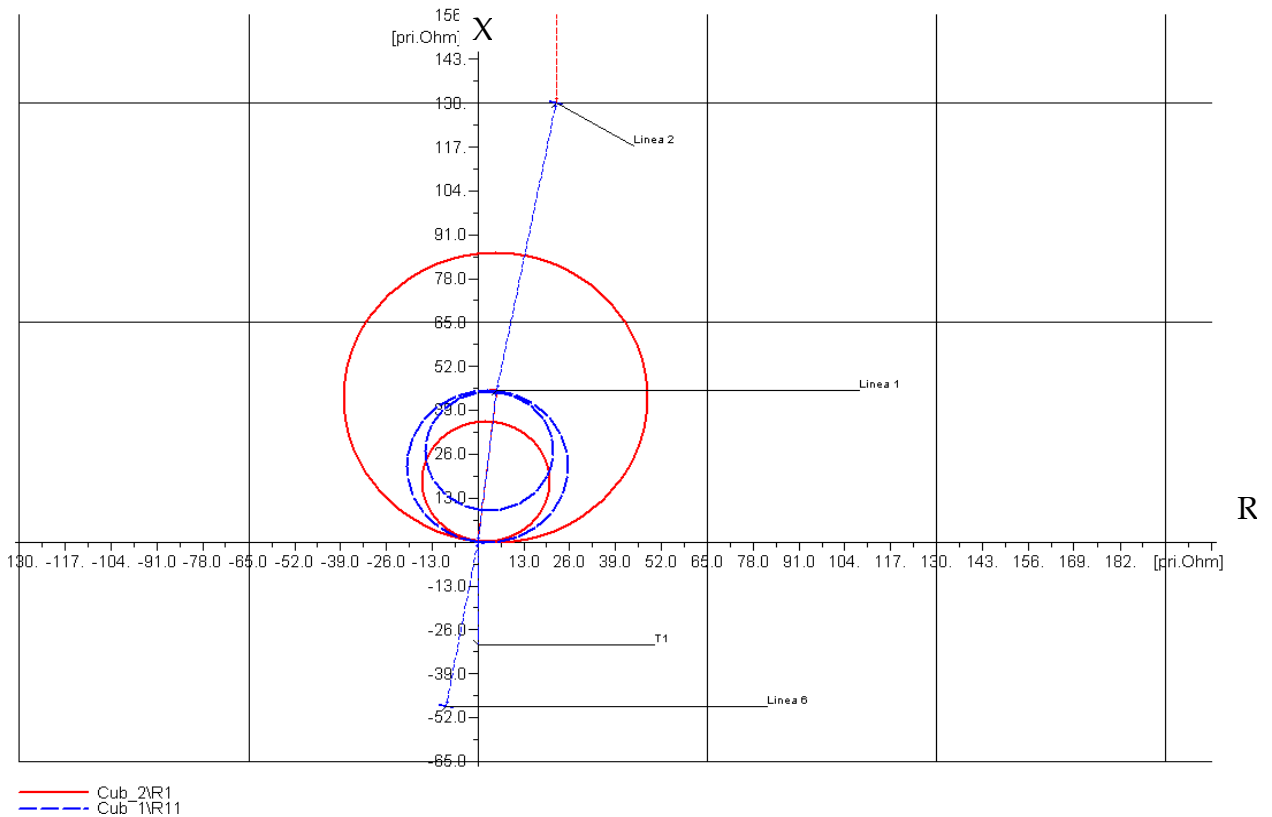


Fig.4.6 Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 1

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

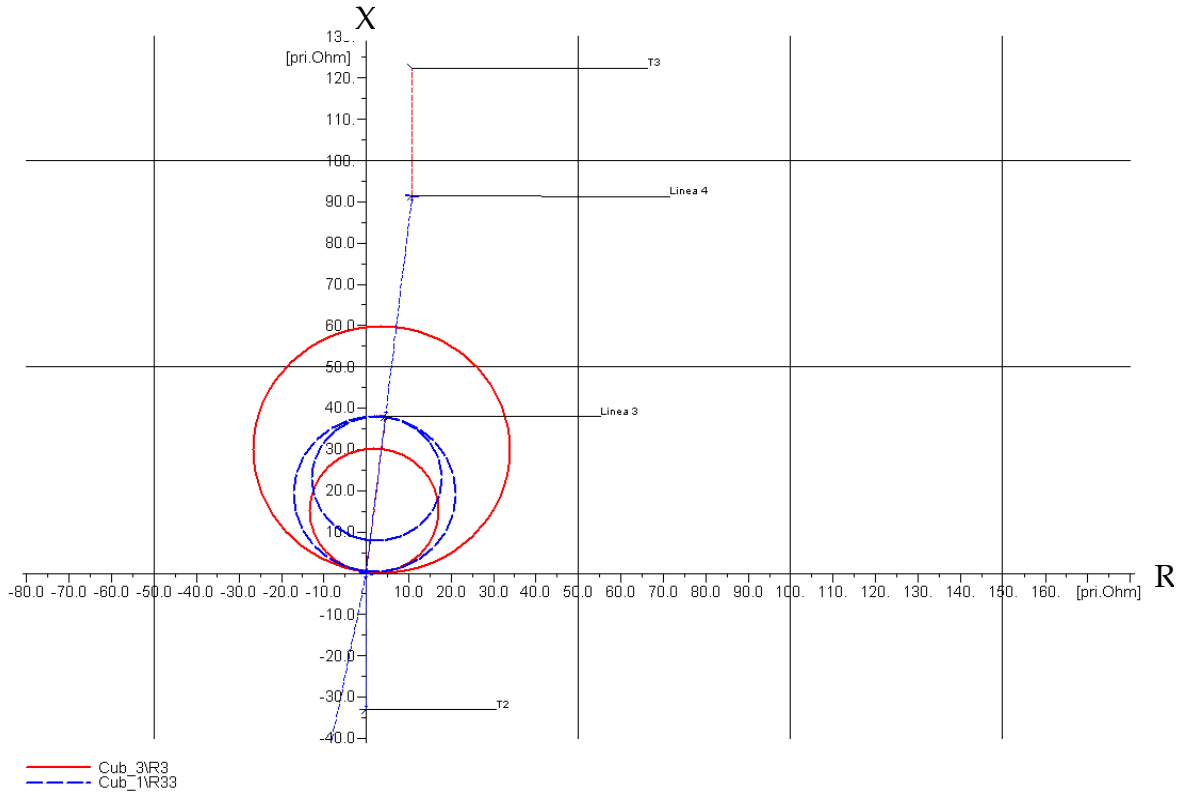


Fig. 4.7 Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 3

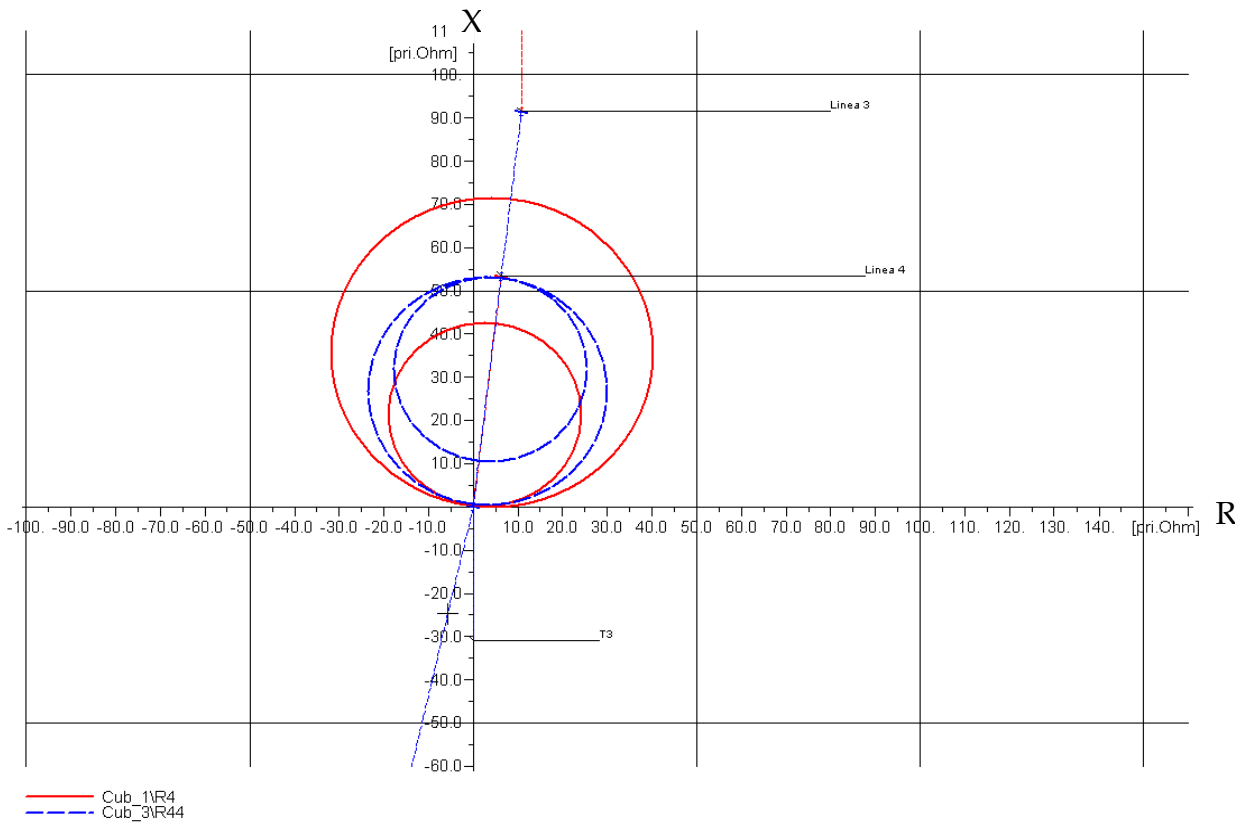
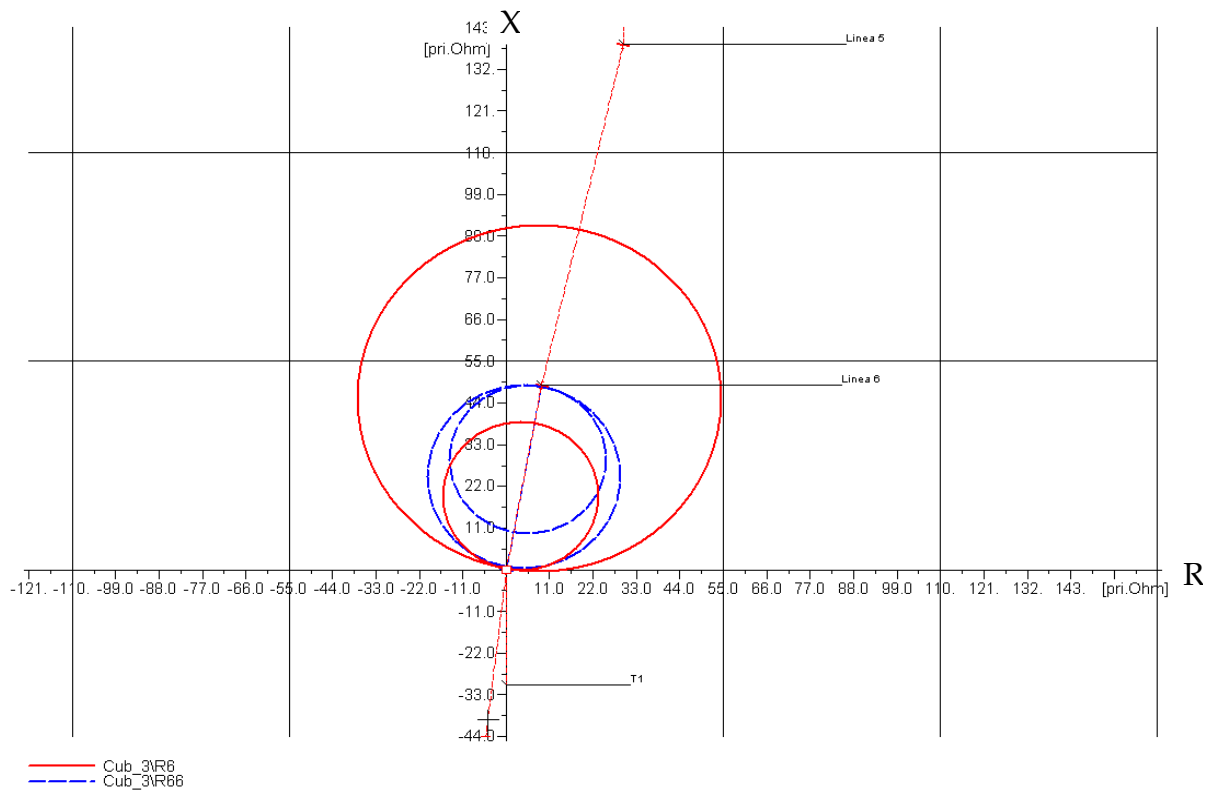
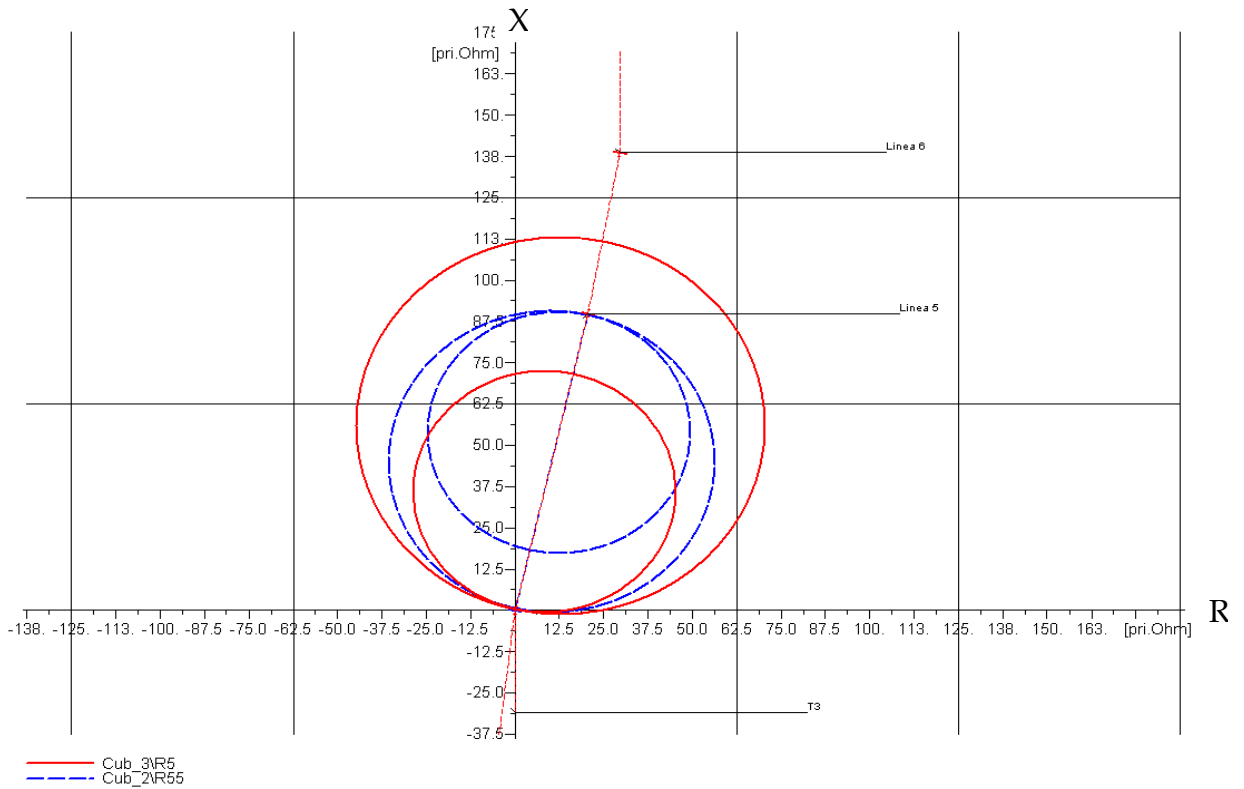


Fig. 4.8 Características de operación de zona 1 y 2 de los relevadores de distancia que protegen la línea 4

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos



4.4 AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA, CONTENIDA EN EL RELEVADOR MULTIFUNCIONAL.

El relevador multifuncional proporciona *dos elementos de distancia diseñados para la protección de respaldo del sistema*, para fallas de fase-fase. Cada zona puede ser configurada de forma independiente, en cuanto a dirección de disparo, offset, torque máximo, compensación por transformador y tiempo de operación.

El *criterio de ajuste de zona 1* para la función de protección de respaldo empleado en este documento, tiene como propósito cubrir el *85% de la impedancia del transformador de unidad*, con un *tiempo de operación instantáneo (2 ciclos)*. El *elemento de zona 2* es ajustado para *alcanzar a través del transformador de unidad al sistema*, con un retardo de tiempo, que permita salvaguardar el sincronismo del generador con la red, *el cual está en función del tiempo crítico de liberación de falla*, para las condiciones de operación más probables de la red. Además es relevante considerar el posible efecto de *infeed* introducido por alimentadores intermedios. *Cabe mencionar que se considera una RTC de 10 000:5 A y una RTP de 18 000:120 V.*

Mediante los valores de potencia y voltaje nominales del T2, se calcula su impedancia base:

$$Z_B = \frac{18^2}{200} = 1.62 \Omega \quad (4-10)$$

Posteriormente se calcula la impedancia del transformador en ohms “vista” desde el lado de 18 000 V:

$$Z_{\Omega-T2} = Z_B * \frac{\%Z}{100} \quad (4-11)$$

$$Z_{\Omega-T2} = 1.62 * 0.125i = 0.2025i(\Omega) \quad (4-12)$$

Una vez determinada la impedancia del transformador, es posible ajustar el alcance de zona 1, considerando las relaciones de transformación del TC y TP, y el criterio de ajuste descrito en párrafos anteriores, por lo tanto:

$$Zona\ 1 = (0.85)Z_{\Omega-T2} * \frac{RTC}{RTP} = \quad (4-13)$$

$$Zona\ 1 = (0.85)0.2025i * \frac{2000}{150} = 2.295i = 2.295\angle 90 \quad (4-14)$$

Como se comentó en párrafos previos, *el ajuste del tiempo de operación para zona 1, debe ser instantáneo. El ajuste de zona 2, es realizado con el objetivo de tener un alcance del 50% de la impedancia de la línea más corta adyacente a la dirección de disparo del relevador.*

Sin embargo, el efecto infeed introducido por la corriente de aportación de falla de la línea 2, introduce un error en la medición de la impedancia, por lo que se recomienda realizar el siguiente procedimiento, figura 4.11.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

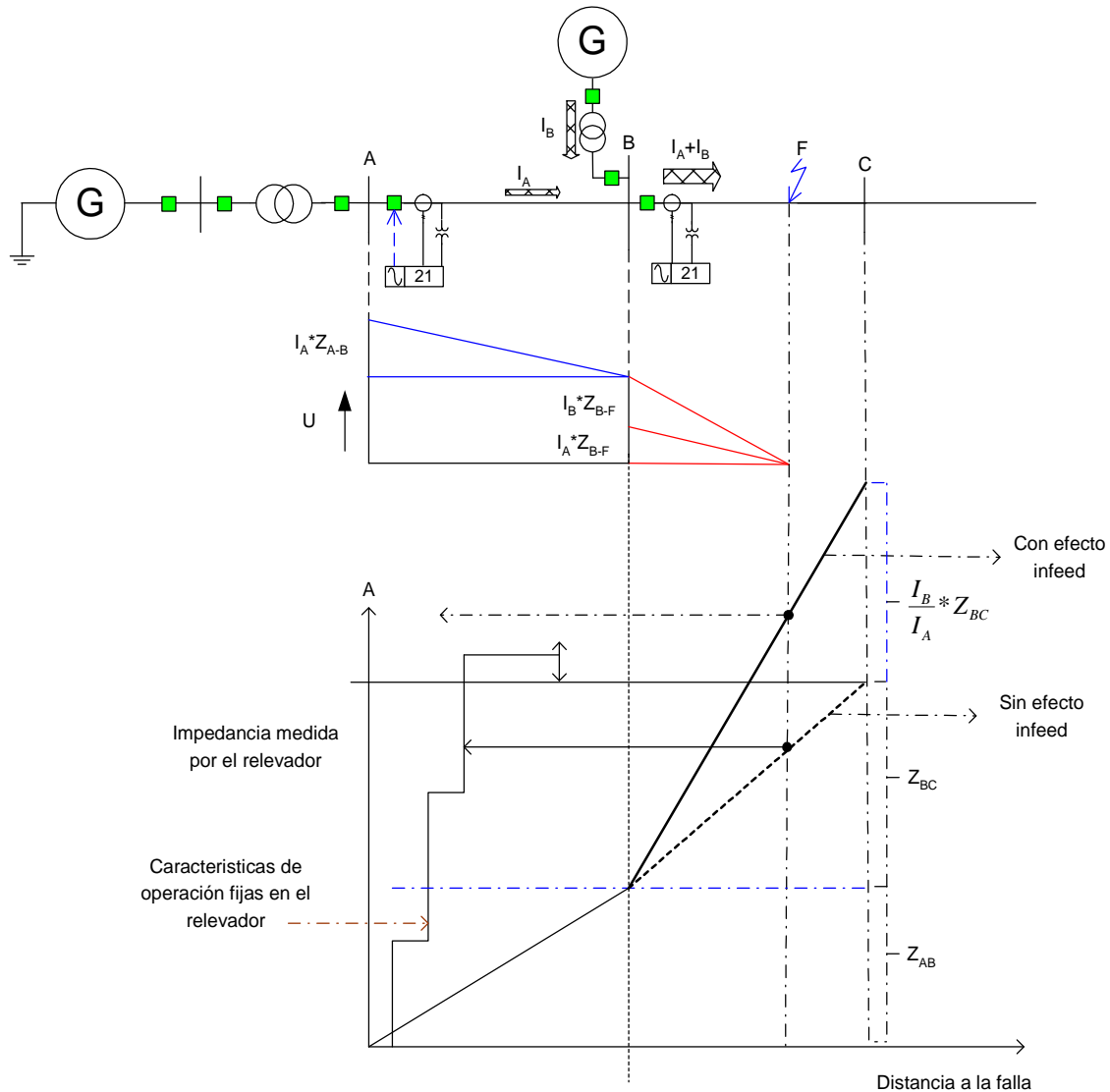


Fig. 4.11 Efecto infeed introducido por alimentadores intermedios.

1. Se debe simular una falla trifásica al 50% de la línea más corta, figura 4.12, y en el plano R-X donde se traza la característica de zona 1 de la protección de respaldo determinar la impedancia que el relevador “ve”, ya que esta impedancia corresponderá al ajuste de zona 2 de la protección de respaldo.
2. Por otro lado es recomendable desconectar el circuito que introduce el efecto infeed, con el objetivo de verificar la coordinación de la zona 2, de la protección de respaldo con la zona 1 de la PP de la línea.
3. Se recomienda para el caso cuando no se mantenga la coordinación, proponer un nuevo grupo de ajuste para la condición sin infeed. Para que de esta forma se mantenga la selectividad y coordinación de los dispositivos de protección.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

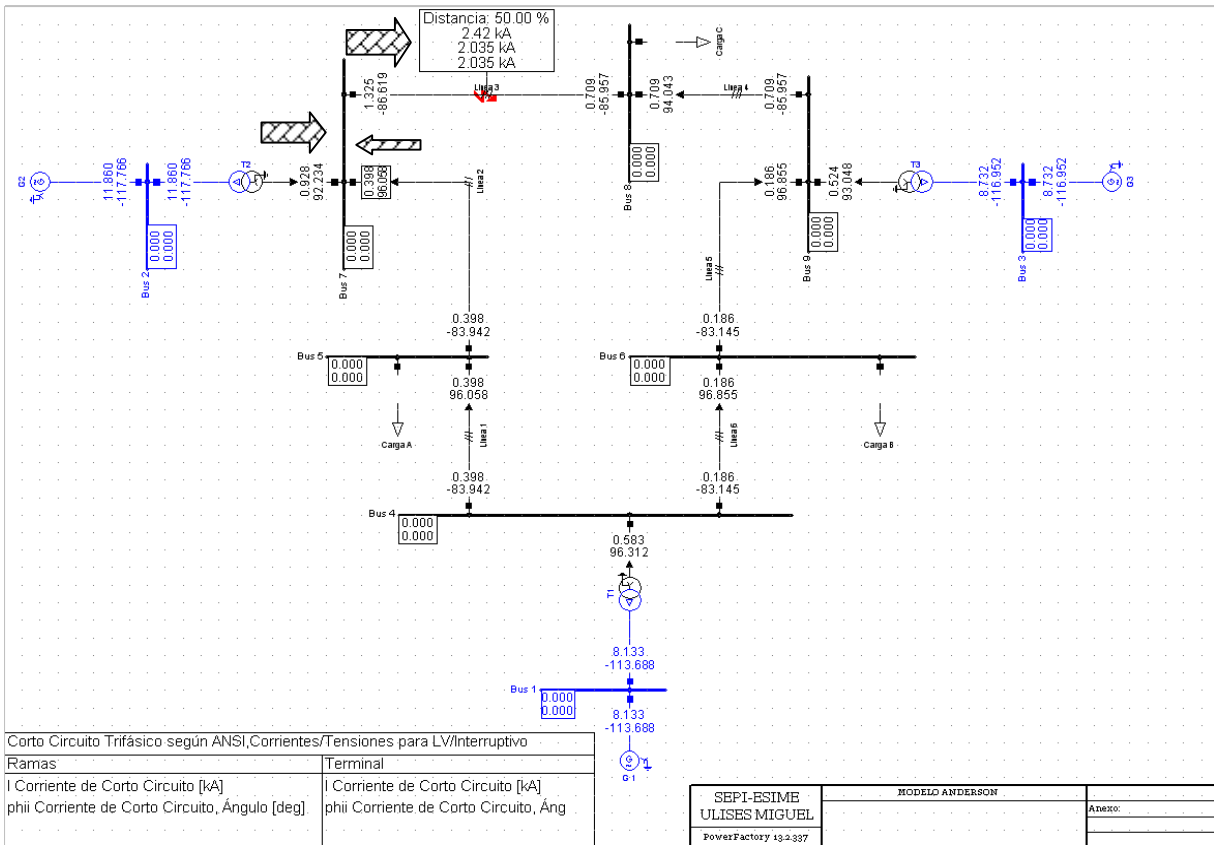


Fig. 4.12 Falla trifásica al 50% de la línea adyacente más corta en la dirección de disparo del relevador.

4.4.1 AJUSTE DE ZONA DOS DE LA PROTECCIÓN DE RESPALDO CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED INTRODUCIDO POR LA LÍNEA 2

En el apéndice A, se describe que el efecto infeed, surge porque la corriente de alimentadores intermedios, introducen una caída de voltaje adicional en el circuito bajo falla. Esto provoca un incremento de voltaje en la localización del relevador, causando un reducido alcance de la zona de operación.

La magnitud del error de la medición es proporcional a la relación de la corriente de la fuente intermedia y la corriente en la localización del relevador:

$$U_A = I_A * Z_{AB} + (I_A + I_B)Z_{BF} \tag{4-15}$$

Factorizando:

$$U_A = I_A(Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B Z_{BF} \tag{4-16}$$

Por lo tanto:

$$Z_r = \frac{U_A}{I_A} = Z_{AB} + Z_{BF} + \frac{I_B}{I_A} Z_{BF} \tag{4-17}$$

Donde:

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

$$\frac{I_B}{I_A} Z_{BF}: \text{error de medición}$$

Esto implica, de la figura 4.11, que la impedancia base del TR para el lado de alta tensión sea:

$$Z_{BT} = \frac{V_{BT}^2}{S_{BT}} = \frac{230^2}{200} = 264.5\Omega \quad (4-18)$$

Esto produce una impedancia del TR-2 vista desde el lado de alta tensión de:

$$Z_{T(\Omega)} = Z_{BT}(\%Z_{T2}) = 264.5(0.125) = 33.062\angle 90^\circ\Omega \quad (4-19)$$

De acuerdo a (4-17) se tiene:

$$Z_r = \frac{U_A}{I_A} = 33.0625\angle 90^\circ\Omega + 19.175\angle 83.26^\circ\Omega + \frac{0.398\angle 96.058^\circ\text{kA}}{0.928\angle 92.234^\circ\text{kA}} * 19.175\angle 83.26^\circ\Omega \quad (4-20)$$

$$Z_r = 60.35\angle 86.9^\circ\Omega \quad (4-21)$$

La impedancia determinada en (4-21), está referida al lado de alta tensión del TR-2, por lo tanto es necesario referirla al lado primario (baja tensión), ya que es donde se encuentra el relevador:

$$Z_r(\text{referida al primario de TR} - 2) = Z_r * \left[\frac{V_{\text{baja tensión}-T2}}{V_{\text{alta tensión}-T2}} \right]^2 \quad (4-22)$$

$$Z_r(\text{referida al primario de TR} - 2) = 60.35\angle 86.9^\circ\Omega \left[\frac{18}{230} \right]^2 = 0.37\angle 86.94^\circ\Omega \quad (4-23)$$

Sin embargo el valor encontrado en (4-23) está en valores primarios, es decir no ha sido afectado por la RTP y RTC de los transductores, esto resulta en:

$$Z_r(21) = Z_r(\text{referida al primario del T2}) * \left[\frac{TRC}{TRP} \right] \quad (4-23)$$

$$Z_r(21) = 0.37\angle 86.94^\circ\Omega \left[\frac{10000:5}{18000:120} \right] = 4.93\angle 86.94^\circ \frac{\Omega}{\text{sec}} \quad (4-24)$$

El valor encontrado en (4-24) corresponde al ajuste del alcance de zona 2, para la protección de respaldo del sistema contenida en el relevador multifuncional SEL 300G.

Por otro lado, para determinar el tiempo de operación de zona 2 de la protección de respaldo, es necesario asegurar que exista coordinación, con la zona 1 del relevador adyacente en la dirección de disparo correspondiente. Se recomienda realizar este ajuste considerando los resultados de estudios de estabilidad transitoria, ya que de esta manera se asegura que el tiempo de operación del relevador, no exceda el tiempo crítico de liberación de falla (TCLF). A continuación se realizan una serie de simulaciones en el dominio del tiempo, para determinar los TCLF, para una falla trifásica cercana al generador síncrono-2 (línea 2 y 3), *tomando como referencia el ángulo del rotor del generador síncrono-1 (nodo slack, debido a que tiene la constante de inercia más grande).*

Comenzando por el **caso A**, el cual está formado por las siguientes características y secuencia de eventos:

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

1. La simulación dura 7 s.
2. Se efectúa una falla trifásica al 10% de la línea 3, en $t_s=5$ s
3. Se efectúa la desconexión de la línea 3, con la finalidad de remover la falla, en $t_s=5.13$ s (8 ciclos).
4. El paso de integración es de 0.001 s
5. La simulación comienza en -0.1 s

La variable *firel* es la que determina si los generadores 2 y 3, pierden sincronismo con respecto al generador 1 (revisar capítulo 3). La figura 4.13, muestra la localización de la falla sobre la línea 3, así como los voltajes de línea de las barras, además de la potencia activa y reactiva de las ramas de la red de prueba después del disturbio. Note que la red permanece estable, ya que el ángulo del rotor de los generadores 2 y 3 tienden a ser amortiguados, figura 4.14, sin embargo, existe un nivel de sobrecarga elevado en el generador 1 y 2, en los TR 1 y 2 y en las líneas 1 y 2, figura 4.13.

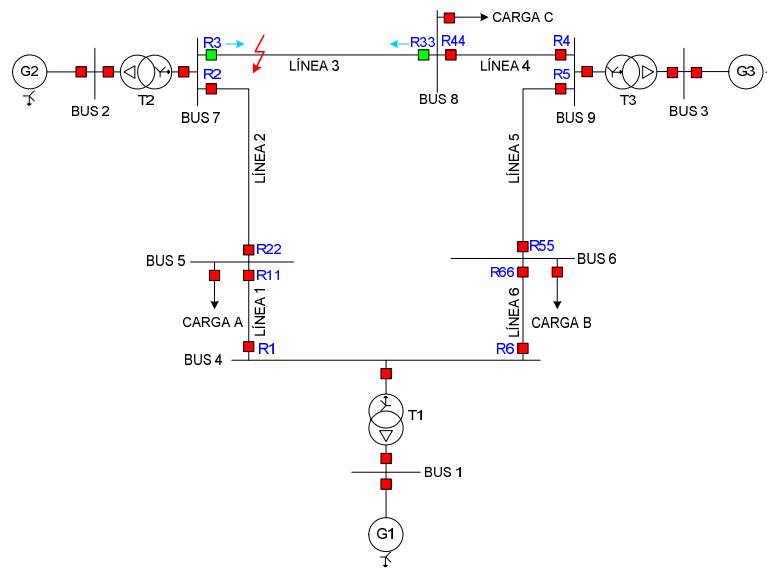


Fig. 4.13 Falla trifásica al 10% de la línea tres, despejada en ocho ciclos.

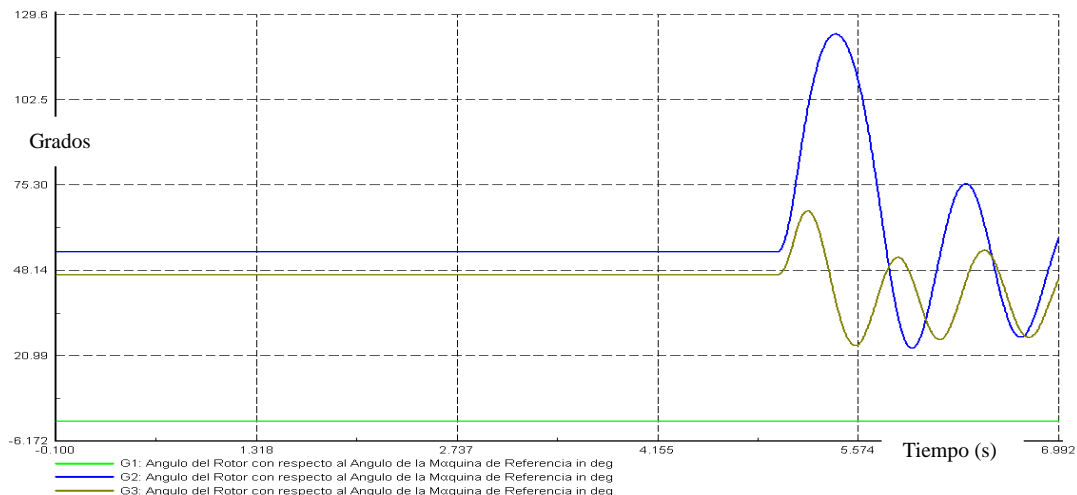


Fig. 4.14 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (Generador 1) ante una falla trifásica al 10% de la línea 3, (falla sostenida durante 8 ciclos).

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El **caso B** está formado por las siguientes características y secuencia de eventos:

1. La simulación dura 7 s.
2. Se efectúa una falla trifásica al 10% de la línea 3, en $t_s=5$ s
3. Se efectúa la desconexión de la línea 3, con la finalidad de remover la falla, en $t_s=5.15$ s (9 ciclos).
4. El paso de integración es de 0.001 s
5. La simulación comienza en -0.1 s

Para el caso B, la figura 4.15, muestra el ángulo del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador 1), donde se puede observar que el ángulo del rotor del generador 2 se incrementa del tal forma que le es imposible establecerse en algún punto de equilibrio el cual mantenga la estabilidad del generador 2. Note que el generador-3, no se ve afectado por dicha condición, ya que este responde de tal forma que la oscilación del ángulo del rotor, es amortiguada, y llevada a un punto de equilibrio.

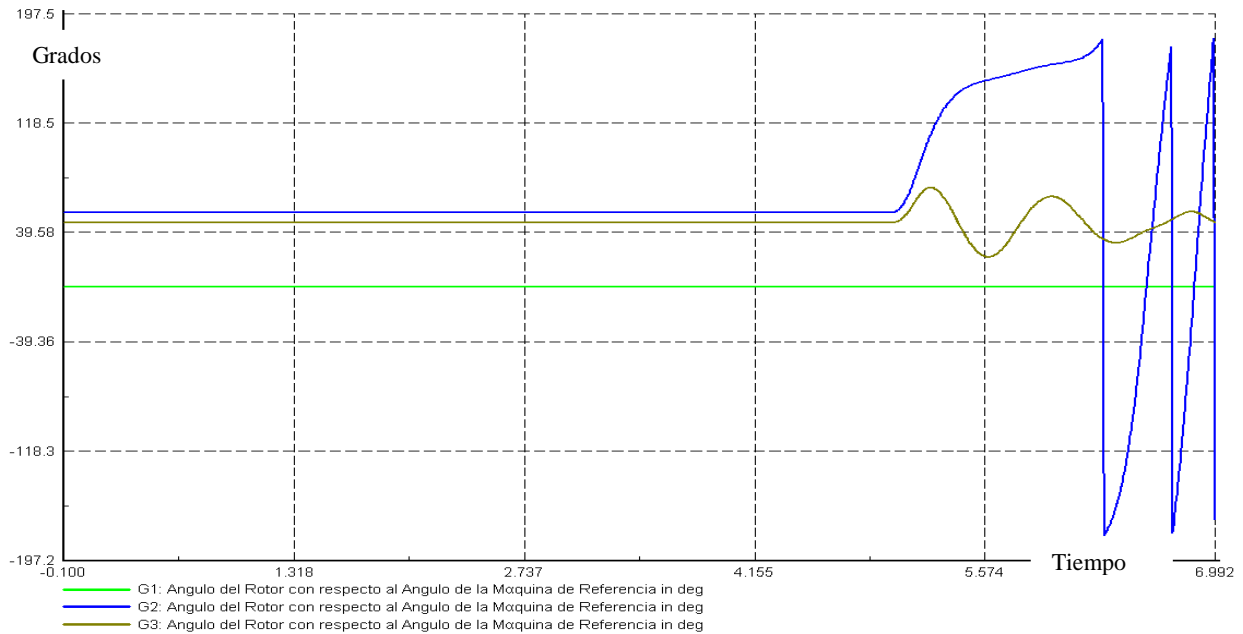


Fig. 4.15 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador 1) ante una falla trifásica al 10% de la línea 3 (falla sostenida durante 9 ciclos, el generador-2 pierde sincronismo)

Por lo tanto, para una falla trifásica sobre la línea 3, es recomendable liberarla antes de que se cumplan 9 ciclos, de lo contrario, el generador 2 perderá sincronismo, provocando esfuerzos eléctricos y mecánicos, en los elementos adyacentes al generador.

El **caso C** está formado por las siguientes características y secuencia de eventos:

1. La simulación dura 7 s.
2. Se efectúa una falla bifásica (fase a y b) al 10% de la línea 3, en $t_s=5$ s
3. Se efectúa la desconexión de la línea 3, con la finalidad de remover la falla, en $t_s=5.13$ s (8 ciclos).
4. El paso de integración es de 0.001 s
5. La simulación comienza en -0.1 s

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Para este caso, la figura 4.16, muestra el comportamiento del ángulo de carga de los generadores 2 y 3, con respecto al ángulo del rotor del generador 1. Note que los ángulos de los rotores de los generadores 2 y 3 tienden a un punto de equilibrio, y son amortiguados conforme el tiempo de simulación es incrementado.

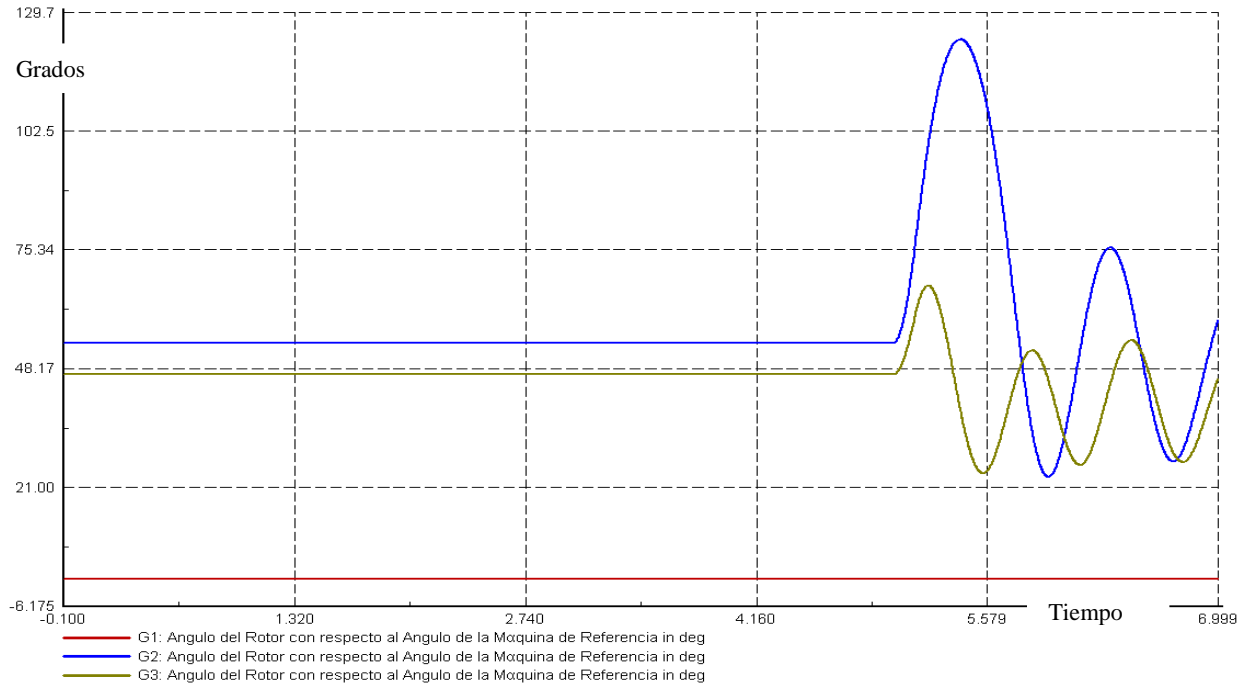


Fig. 4.16 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, mantenida durante ocho ciclos.

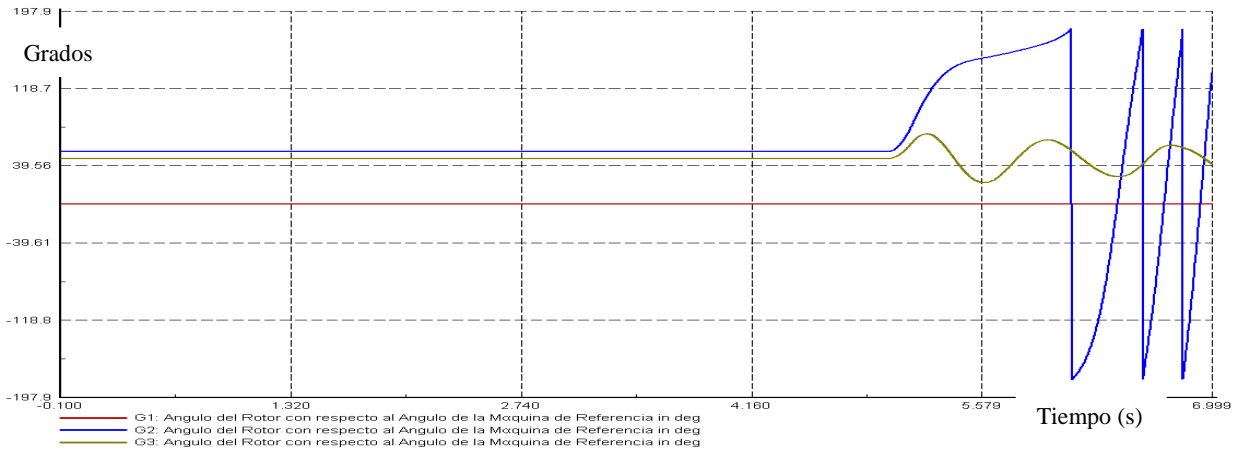
El *caso D* está formado por las siguientes características y secuencia de eventos:

1. La simulación dura 7 s.
2. Se efectúa una falla bifásica (fase a y b) al 10% de la línea 3, en $t_s=5$ s
3. Se efectúa la desconexión de la línea 3, con la finalidad de remover la falla, en $t_s=5.15$ s (9 ciclos).
4. El paso de integración es de 0.001 s
5. La simulación comienza en -0.1 s

Para el caso D, la figura 4.17, muestra el ángulo del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador 1), donde se puede observar que el ángulo del rotor del generador 2 se incrementa de tal forma que le es imposible establecerse en algún punto de equilibrio, el cual mantenga la estabilidad del generador 2.

Por otro lado el generador 3, no se ve afectado por dicha condición, ya que este responde de tal forma que la oscilación del ángulo del rotor, es amortiguada, y llevada a un punto de equilibrio. Por lo tanto, para una falla bifásica sobre la línea 3, es recomendable liberarla antes de que se cumplan 9 ciclos, de lo contrario, el generador 2 perderá sincronismo, provocando esfuerzos eléctricos y mecánicos, en los elementos adyacentes al generador.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos



4.17 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (Generador 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, la falla es mantenida durante nueve ciclos.

El *caso E* está formado por las siguientes características y secuencia de eventos:

1. La simulación dura 7 s.
2. Se efectúa una *falla bifásica a tierra* (fase a-b-g) al 10% de la línea 3, en $t_s=5$ s
3. Se efectúa la desconexión de la línea 3, con la finalidad de remover la falla en:
 $t_s=5.13$ s (8 ciclos).
 $t_s=5.15$ s (9 ciclos).
4. El paso de integración es de 0.001 s
5. La simulación comienza en -0.1 s

Para el caso E, se tienen resultados similares a los de la falla trifásica y bifásica, figura 4.18 y figura 4.19. Por lo tanto de forma generalizada se recomienda liberar una condición de falla que involucre tres o dos fases en un tiempo máximo de ocho ciclos, de lo contrario es muy probable que el generador 2 pierda sincronismo. Considera que en todas las simulaciones no existe resistencia de falla.

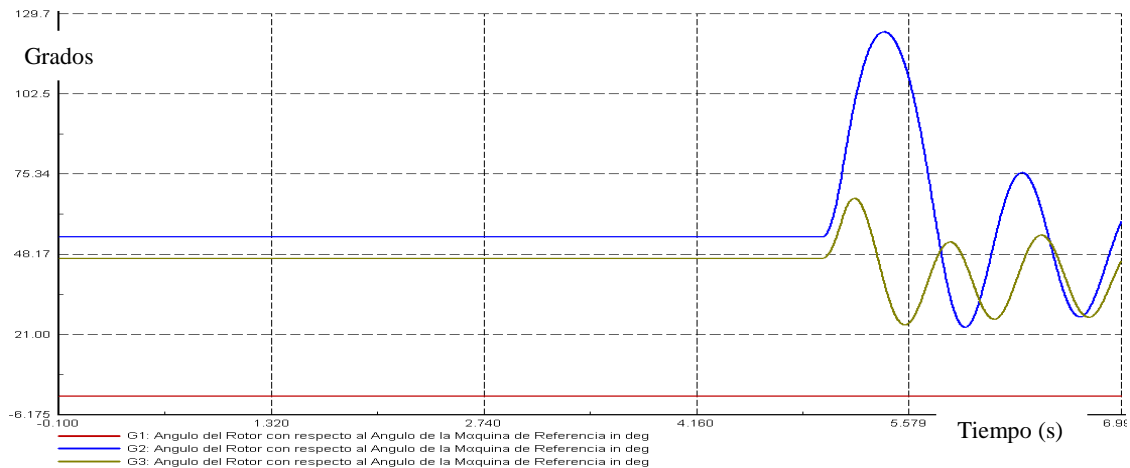


Fig. 4.18 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (Generador 1) ante una falla bifásica a tierra (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, mantenida durante ocho ciclos.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Una vez determinado el ajuste de tiempo de operación de zona 2, es posible, determinar el ajuste de alcance de zona 2, considerando el efecto infeed.

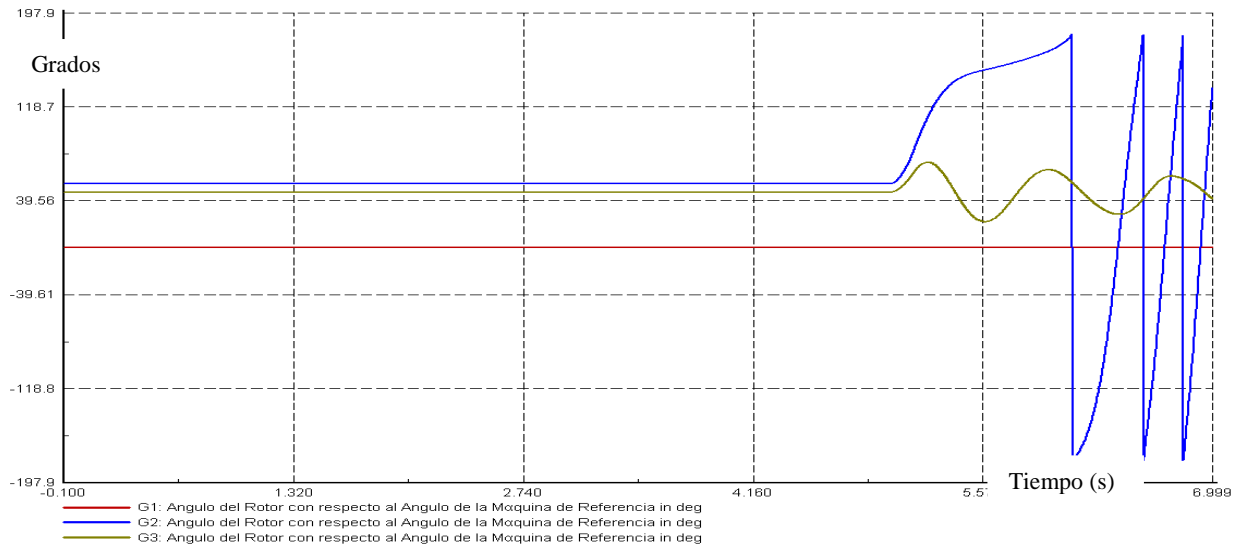


Fig. 4.19 Comportamiento del ángulo del rotor de los generadores 1 y 2 con respecto al ángulo de la máquina de referencia (generador 1) ante una falla bifásica (entre las fases a y b), al 10% de la línea 3, la falla se mantiene durante nueve ciclos.

En la figura 4.20, se muestra la característica de operación de zona 1, de la protección de respaldo, donde se puede observar que tiene un alcance del 85% de la impedancia del TR; siguiendo con lo recomendado en párrafos anteriores, se simula una falla al 50 % de la línea más corta, adyacente a la dirección de disparo de la protección de respaldo.

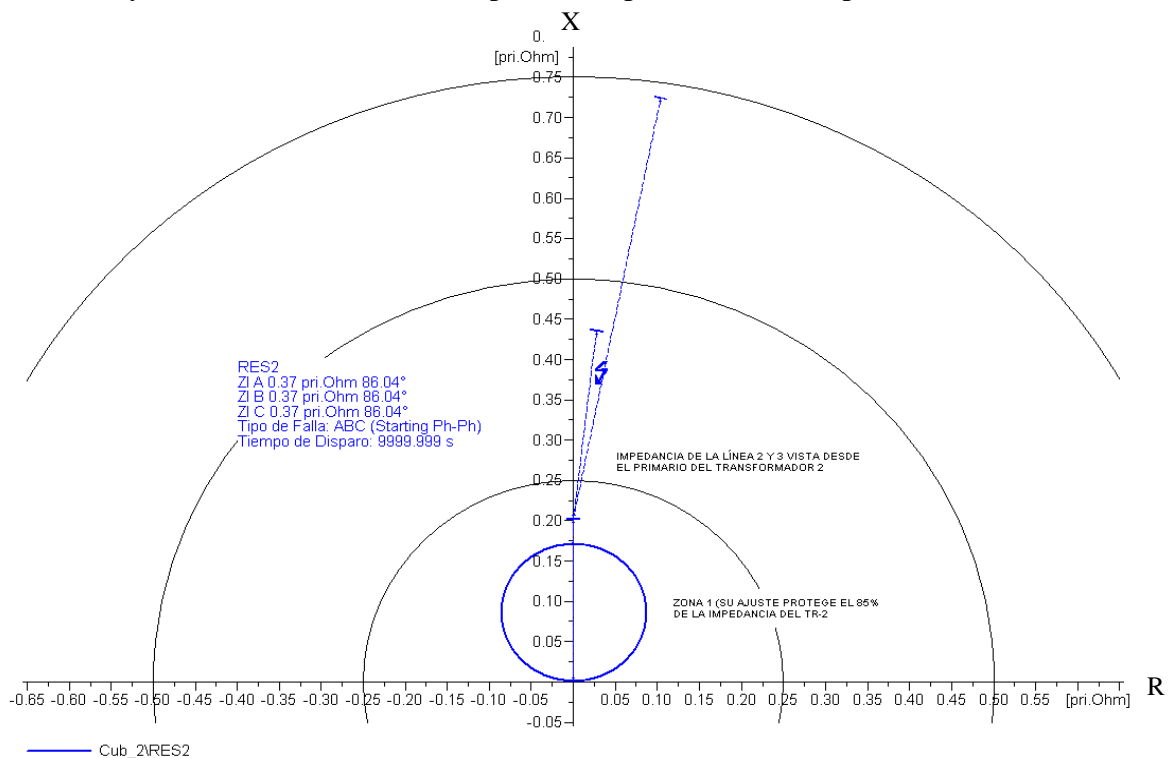


Fig. 4.20 Falla trifásica al 50% de la línea más corta para determinar el alcance de zona 2

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

La impedancia que es desplegada en el plano R-X, al realizar esta condición de falla, resulta ser la impedancia de ajuste de zona 2 de la protección de respaldo.

En la figura 4.21 se muestran las dos características de operación de la protección de respaldo de distancia para el sistema y además se muestra la efectividad del ajuste de zona 2, mediante la simulación de una falla trifásica al 49% de la línea adyacente más corta. *Cabe mencionar que la operación de la protección de respaldo en zona 2 es ajustada para operar en 0.1s.* Como puede verse en la figura 4.21, la flecha prácticamente apunta la circunferencia de la característica de operación del relevador de distancia. Sin embargo esta situación no se cumple, debido a la existencia del efecto infeed, producido por la línea 2.

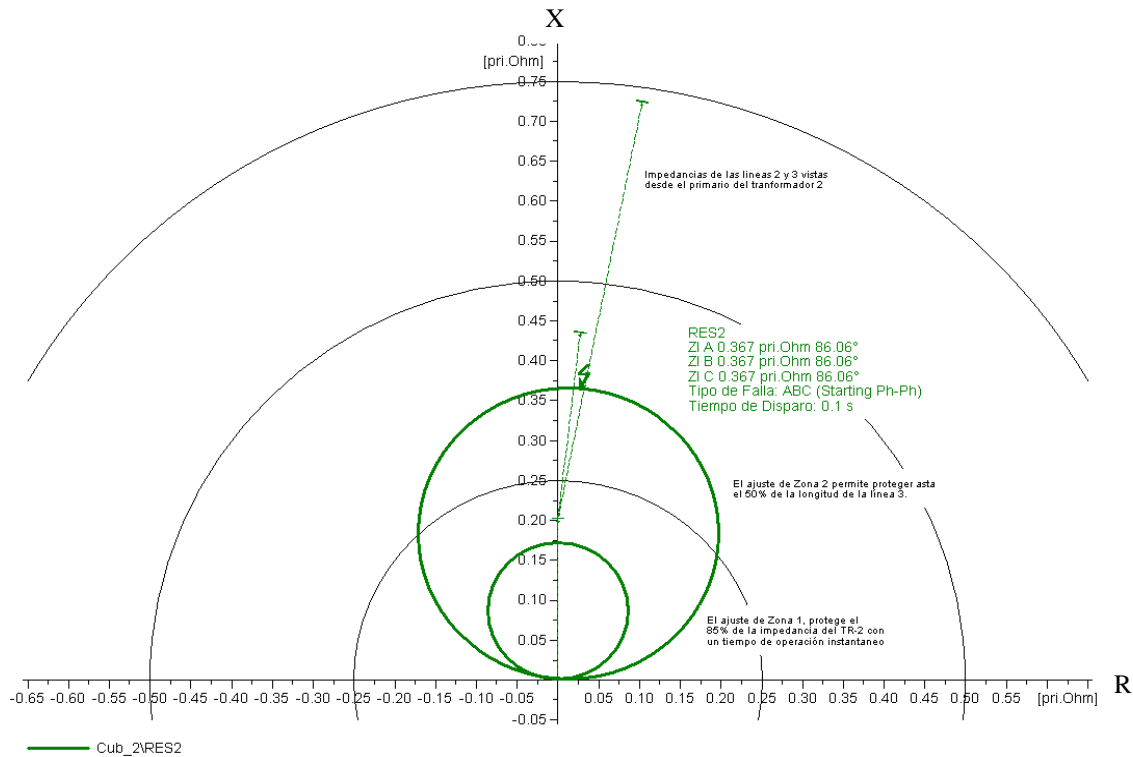


Fig. 4.21 Características de operación de zona 1 y 2 de la protección de respaldo ante una falla trifásica al 49% de la líneas adyacente más corta.

La figura 4.22, muestra las características de operación de la protección de respaldo del sistema y las características de operación de la protección de distancia de la línea 3, en su correspondiente dirección de disparo, con la finalidad de evaluar la coordinación de estos relevadores, se simula una falla al 49% de la línea 3, esto implica que la protección de la línea 3- R3 opere en zona 1 de manera instantánea. Y que la protección de respaldo -RES2 opere con un retardo de tiempo 0.1 s (seis ciclos), con la finalidad de garantizar la selectividad y coordinación de los relevadores.

En el apéndice A, la tabla A-1 muestra los intervalos de tiempo que deben considerarse, al ajustar el mínimo retardo de tiempo de zona 2, con la finalidad de mantener la selectividad y coordinación con los dispositivos de protección adyacentes a la dirección de disparo requerida.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

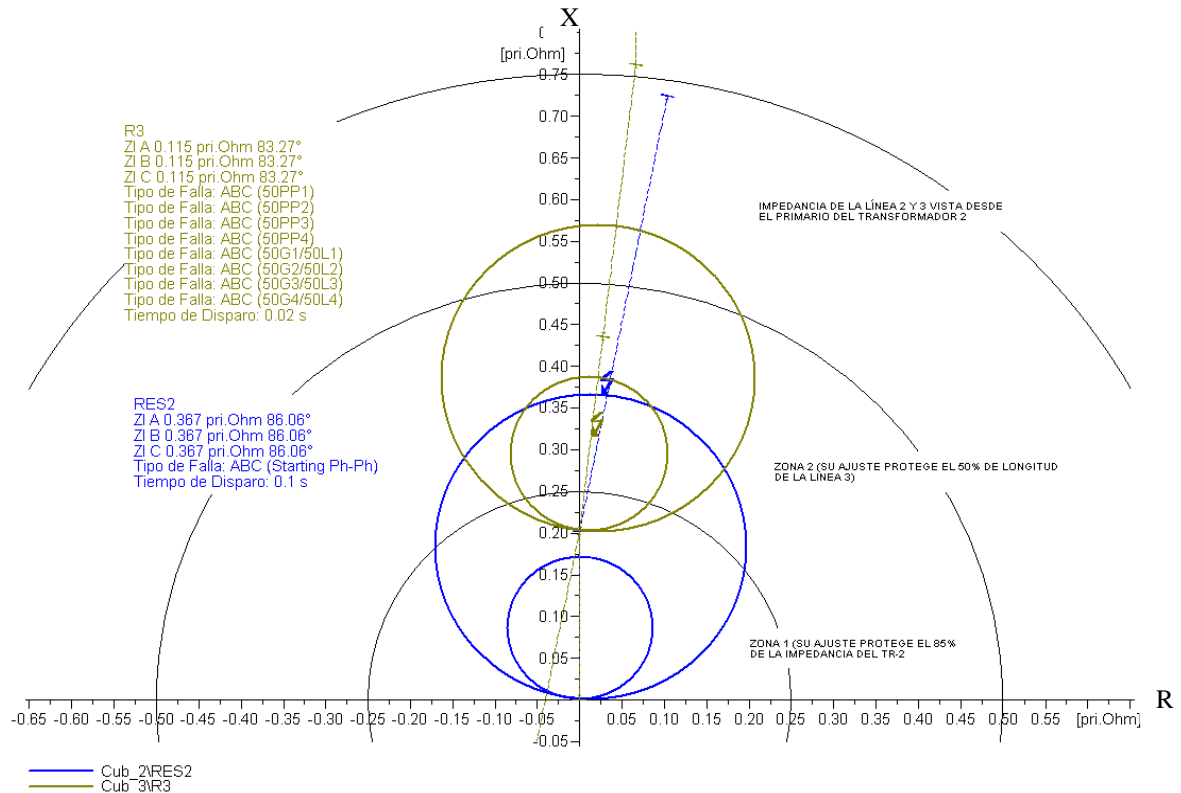


Fig. 4.22 Falla al 49% de la línea 3 (verificación de coordinación en el plano R-X)

Por otro lado en la figura 4.23, se muestra la respuesta de operación de las características previamente mencionadas al simular una falla trifásica al 90% de la línea 3, donde se puede ver que la protección de respaldo no tiene alguna respuesta, esto es debido a que la impedancia de falla, no cae en su característica de operación. Sin embargo la zona 2 de la protección de línea-R3, opera en aproximadamente 15 ciclos.

Es relevante mencionar que este tiempo de operación puede ser reducido, mediante el empleo de los esquemas de protección de distancia que cuentan con canales de comunicación (POTT, hilo piloto, fibra óptica, ondas de radio).

Como parte del procedimiento de ajuste de zona dos para la protección de respaldo, se recomienda verificar su operación, desconectando la línea que introduce el efecto infeed. En la figura 4.24, se muestran las características de operación de la protección de respaldo y protección de la línea 3, así como la impedancia final para una falla trifásica al 40 % de la línea 3, pero sin considerar el efecto infeed introducido por la línea 2.

Note que para esta condición la impedancia de falla no sufre ningún desplazamiento, y que además se mantiene la coordinación entre la zona 1 de la protección de línea y la zona 2 de la protección de respaldo.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

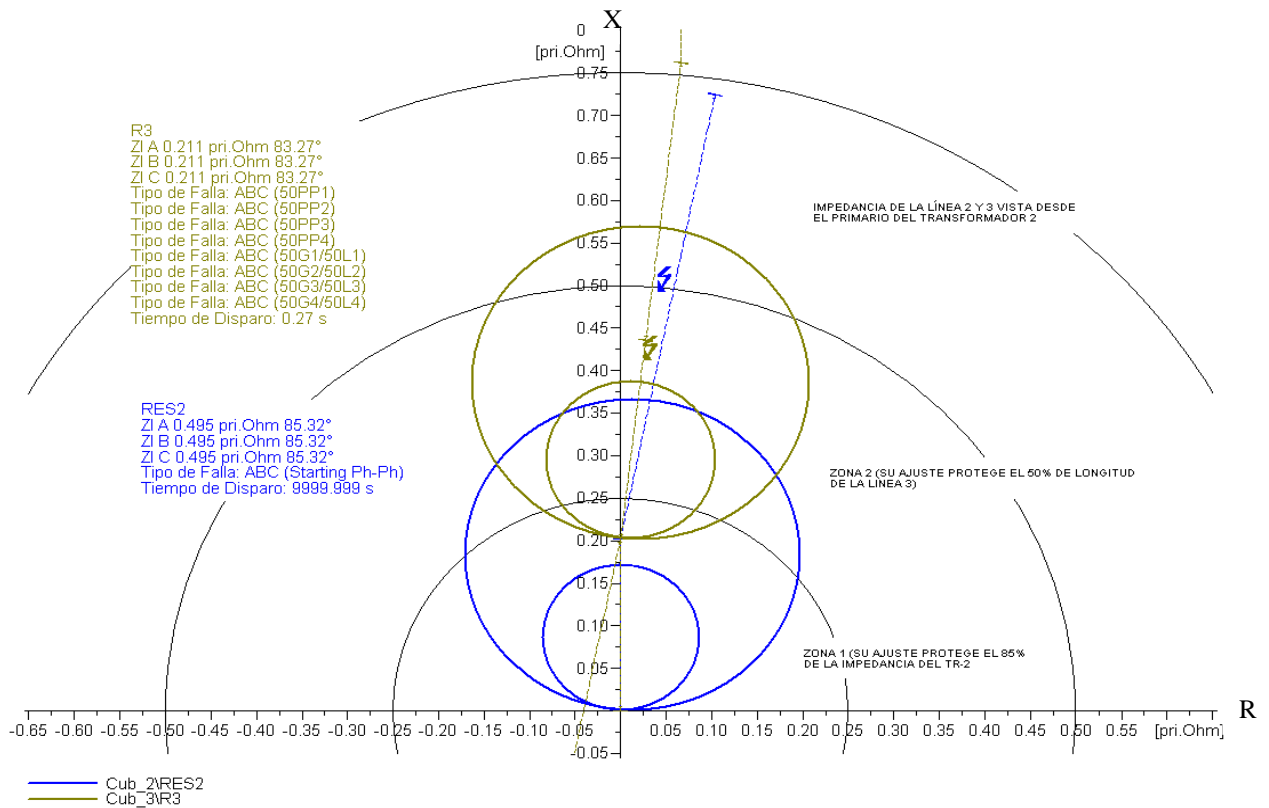


Fig. 4.23 Falla al 90% de la línea 3 (verificación de la coordinación).

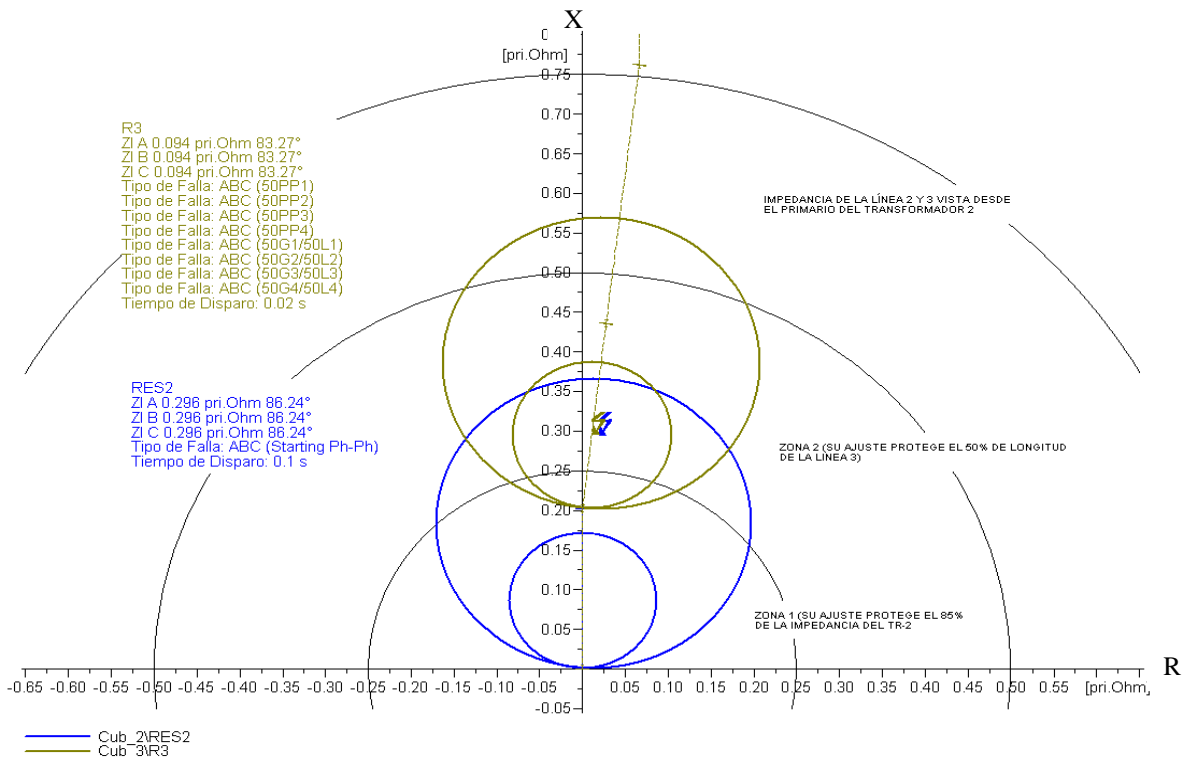


Fig. 4.24. Falla trifásica al 40% de la línea 3 despreciando el efecto de infeed (desconexión de la línea 2)

En la figura 4.25, se muestra la localización de la impedancia para una falla trifásica al 90% de la línea 3, despreciando el efecto infeed introducido por la línea 2. Para esta condición, la

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

operación de la zonas 2, de la protección de línea es efectuada en aproximadamente 15 ciclos. Por otro lado la zona 2 de la protección de respaldo- RES2, no es activada, debido a que impedancia de falla no cae dentro de su zona de operación.

Finalmente, se remarca que la propuesta de los retardos de tiempo para la zona 2 de la protección de respaldo, está basada en estudios de estabilidad transitoria. En el apéndice A se muestra el criterio que se tomó para ajustar el retardo de tiempo para zona 2, basado en una serie de intervalos de tiempo, los cuales permiten asegurar la selectividad y coordinación de los dispositivos de protección en una dirección de disparo previamente fijada.

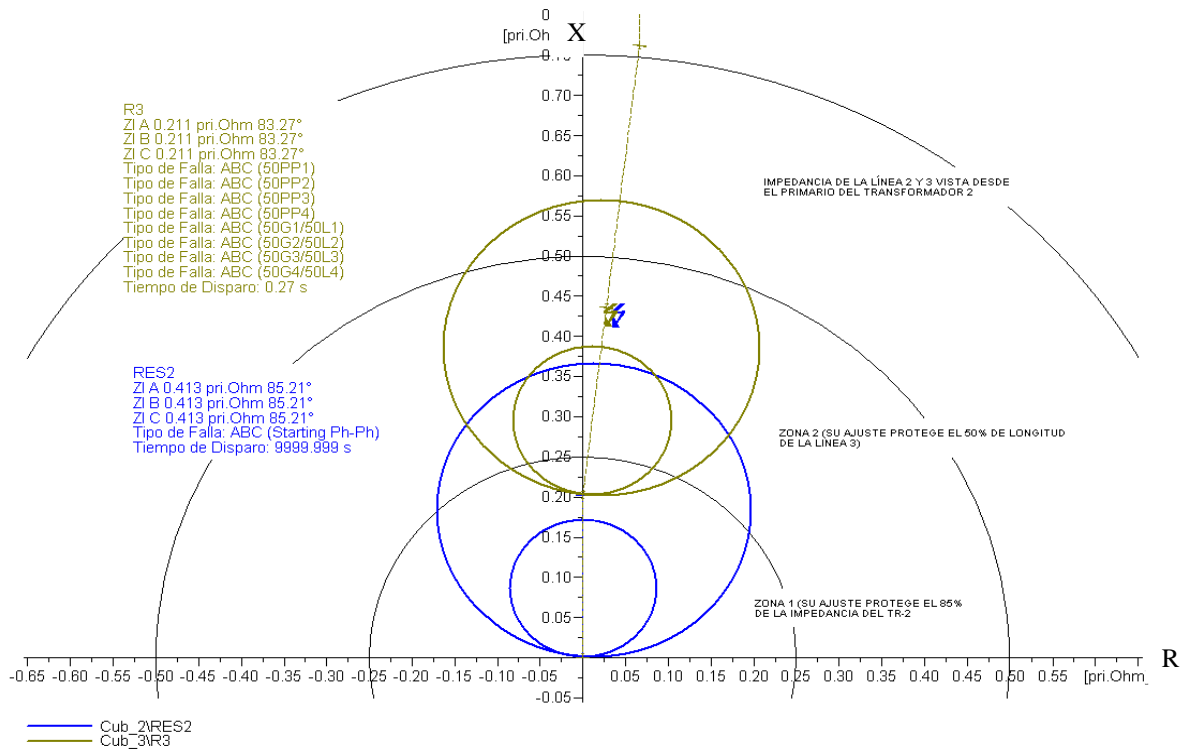


Fig. 4.25. Falla trifásica al 90% de la línea 3, despreciando el efecto infeed.

4.5 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

La necesidad de coordinar los dispositivos de protección y de control de los generadores con su carta de operación; a sido un requerimiento bien conocido por los ingenieros en protecciones, sin embargo en muchos casos estas técnicas, métodos y prácticas no son llevadas a cabo [4-2]. *El ajuste del limite de mínima excitación (LME) con el limite de estabilidad en estado estacionario (LEEE) y carta de operación del generador deben ser consideradas al ajustar la protección contra pérdida de excitación ANSI 40.*

Las técnicas, métodos y prácticas que proveen información acerca de la coordinación de los parámetros previamente mencionados, y en la cual se basa la propuesta de ajuste de la protección contra pérdida de excitación de las máquina 2 de la red de prueba, figura 4-1, se puede revisar en [4-2]. Es relevante mencionar que estas características varían con cada generador y configuración del sistema.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El proceso para establecer la coordinación de los parámetros previamente mencionados se describe a continuación:

1. Se debe obtener la carta de operación del generador síncrono.
2. Se debe obtener la impedancia del transformador elevador, reactancia síncrona y transitoria en eje directo del generador
3. Determinar la impedancia del sistema equivalente (es recomendable dejar fuera de servicio la fuente más fuerte)
4. Posteriormente se debe calcular el LEEE y graficarlo junto con la carta de operación del generador síncrono.
5. Se debe calcular el ajuste del relevador contra pérdida de excitación y graficarlo con la carta de operación del generador. Tal ajuste está en función del LEEE y carta de operación del generador.
6. Se deben determinar las condiciones más restrictivas, tomando en cuenta la carta de operación generador, el LEEE y las características de operación del relevador contra pérdida de excitación.
7. Determine los ajustes de límite de baja excitación.
8. Se debe verificar que la impedancia aparente provocada por oscilaciones transitorias de potencia no causen disparos en falso. (este paso involucra estudios de estabilidad transitoria)
9. Determine los retardos de tiempo, en función de las constantes de tiempo del sistema de excitación y las características de las oscilaciones de potencia. Con el propósito de verificar la coordinación entre los ajustes del límite de baja excitación y ajustes de relevador de pérdida de excitación.

4.5.1 LÍMITE DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO (LEEE).

El LEEE, refleja la habilidad del generador para ajustarse ante cambios graduales de carga, el cual, es una función del voltaje del generador, impedancia síncrona del generador, transformador elevador y sistema. El método gráfico para determinar el LEEE asume que la excitación del campo permanece sin regulador automático de voltaje y es conservativo. El LEEE consiste de un trazo circular en el plano R-X y P-Q definido por las ecuaciones mostradas en la figura 4.26; para realizar dicho trazo es recomendable referir todas las impedancias a la impedancia base del generador.

De la figura 4.26 se tiene:

X_d =reactancia del generador síncrono

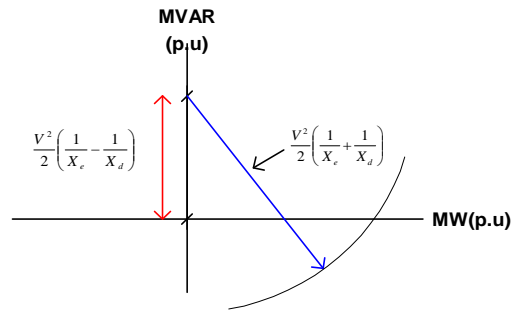
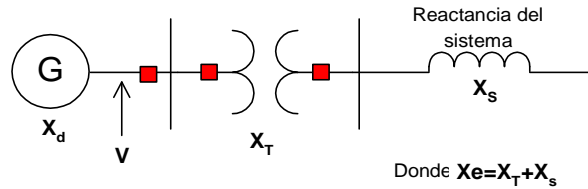
X_s =reactancia del sistema equivalente.

X_e =es la suma de las reactancias del transformador y sistema.

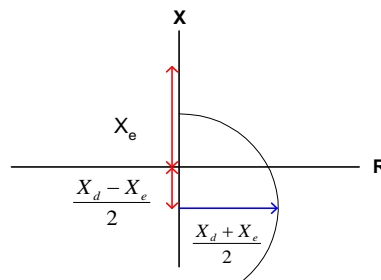
V=voltaje terminal del generador.

Cabe señalar que el método gráfico, que se muestra en la figura 4.26, es ampliamente usado en la industria para mostrar LEEE, en el plano P-Q y R-X. [47]

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos



a) Gráfica en el plano P- Q en p.u.



b) Gráfica en el plano R-X en p.u.

Fig. 4.26 LEEE para el arreglo generador síncrono y equivalente del sistema.

El generador no debe ser operado más allá del LEEE. Por otro lado en sistemas de transmisión débiles, el radio del círculo es pequeño. Algunas veces, la reactancia del sistema, está constituida de forma nominal, es decir, sin desconectar la fuente más fuerte del sistema externo. Esto genera un ajuste aún válido para alguna línea fuera de servicio. En muchos casos, el LEEE está fuera de la carta de operación y no restringe la operación del generador síncrono.

4.5.1.1 Cálculo del LEEE para el generador síncrono 2 de la red de prueba.

1. Para realizar el cálculo del LEEE, considere los datos de la figura 4.27.

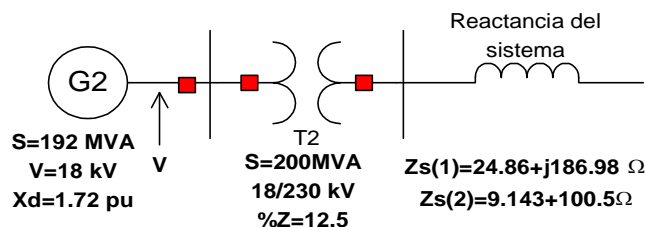


Fig. 4.27 Datos del sistema equivalente para determinar el LEEE del generador síncrono-2.

Donde:

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

$Z_s(1)$ = consiste en la impedancia del sistema sin considerar la línea 3. (Caso 1)

$Z_s(2)$ = consiste en la impedancia del sistema sin desconectar ningún elemento. (Caso 2)

2. Se calcula la impedancia del transformador, referida a la potencia del generador.

$$X_{T2-SBG} = 0.125 \left(\frac{192 \text{ MVA}}{200 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{18 \text{ kV}}{18 \text{ kV}} \right)^2 = 0.12 \text{ p.u.}$$

3. Como siguiente paso se calcula la impedancia del sistema en p.u., tomando como potencia base la del generador 2 y como voltaje base el del sistema, así como la desconexión de la línea 3, lo que implica una reactancia de sistema de $j186.98\Omega$.

$$Z_b(\text{sistema}) = \frac{230^2 \text{ kV}}{192 \text{ MVA}} = 275.5208\Omega$$

$$Z_{\text{sistema}(1)-SBG} = \frac{Z_s(1)}{Z_b(\text{sistema})} = \frac{j186.98 \Omega}{275.5208\Omega} = 0.6786 \text{ pu.}$$

$$Z_{\text{sistema}(2)-SBG} = \frac{Z_s(2)}{Z_b(\text{sistema})} = \frac{j100.5 \Omega}{275.5208\Omega} = 0.3647 \text{ pu.}$$

4. Una vez realizado los tres pasos previos, se puede calcular el LEEE, y graficarlo en el plano P-Q; como se describe en la figura 4.26.

Por lo tanto el centro del círculo que define el LEEE para en el plano P-Q en p.u. se encuentra:

Caso 1:

$$\text{centro} = \frac{V^2}{2} \left[\frac{1}{X_e} - \frac{1}{X_d} \right] =$$

$$\text{centro} = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{0.7968} - \frac{1}{1.72} \right] = 0.3353 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto 0.3353 p.u. a potencia base de 192 MVA, implica 64.3964 MVA

El radio del círculo que define el LEEE, está en función de la siguiente expresión:

$$\text{radio} = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{X_e} + \frac{1}{X_d} \right] =$$

$$\text{radio} = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{0.7968} + \frac{1}{1.72} \right] = 0.9182 \text{ p.u.}$$

Consecuentemente 0.9182 p.u. a una potencia base de 192 MVA, implica 176.2958 MVA. En la figura 4.28, se muestra la carta de operación del generador-2 en color verde y el LEEE en color rojo en el plano P-Q, considerando una reactancia equivalente del sistema con la línea tres fuera de servicio, generando que algunos puntos de la carta de operación sean más restrictivos que el LEEE, sin embargo la situación se invierte para otros puntos.

Lo relevante consiste en verificar que exista una coordinación entre estas curvas, sin embargo únicamente se pueden mover las características de la función de protección ANSI 40 y el LEEE, de acuerdo a las diferentes configuraciones del sistema.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Por otro lado, en la figura 4.29, se muestra en el plano R-X las características de operación de la función ANSI 40 (color amarillo), LEEE (color rojo) y carta de operación (color azul).

Note que las características de operación de la función ANSI 40, abarca una porción de la carta de operación del generador y del LEEE, lo que asegura una operación del dispositivo de protección para una condición donde el LEEE sea rebasado.

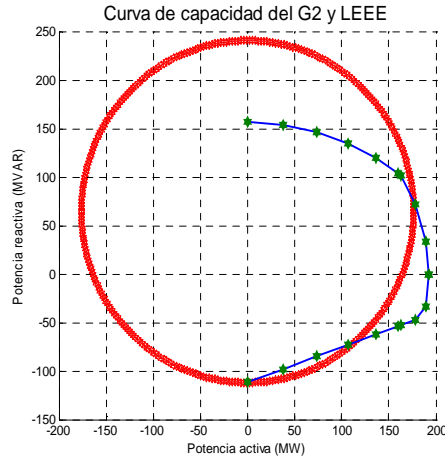


Fig.4.28 LEEE y carta de operación para el generador-2 en el plano P-Q

LEEE, Curva de capacidad y zonas de operación de la función ANSI 40

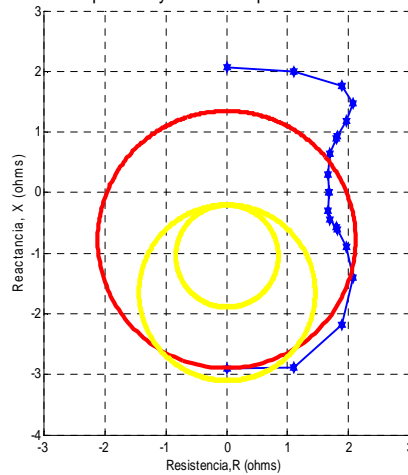


Fig. 4.29 LEEE, carta de operación del generador síncrono-2 y características de operación de la función de protección ANSI 40.

Caso 2:

$$centro = \frac{V^2}{2} \left[\frac{1}{X_e} - \frac{1}{X_d} \right] =$$

$$centro = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{0.4847} - \frac{1}{1.72} \right] = 0.7408 \text{ p.u}$$

Por lo tanto 0.7408 p.u. a potencia base de 192 MVA, implica 142.2467 MVA

El radio del círculo que define el LEEE, está en función de la siguiente expresión:

$$radio = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{X_e} + \frac{1}{X_d} \right] =$$

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

$$radio = \frac{1^2}{2} \left[\frac{1}{0.4847} + \frac{1}{1.72} \right] = 1.3222 \text{ p.u}$$

Por lo tanto 1.3222 p.u. a una potencia base de 192 MVA, implica 253.8746 MVA. En la figura 4.30, se muestra la carta de operación del generador-2 en color verde y el LEEE en color rojo, considerando una reactancia equivalente del sistema sin ningún elemento desconectado.

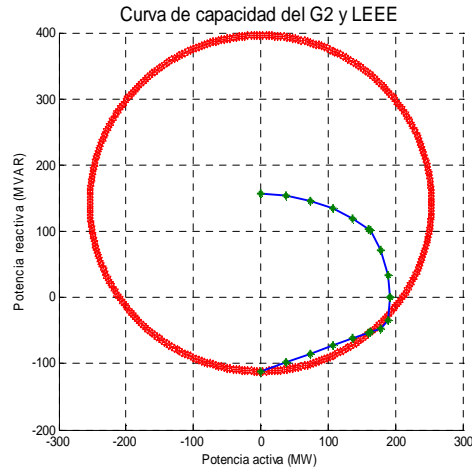


Fig. 4.30 LEEE y carta de operación para el generador-2 en el plano P-Q, sin considerar ningún elemento desconectado.

En la figura 4.31, se muestra el LEEE, carta de operación del generador síncrono-2 y características de operación de la función de protección ANSI 40 en el plano R-X considerando una reactancia equivalente del sistema sin ningún elemento desconectado.

LEEE, Curva de capacidad y zonas de operación de la función ANSI 40

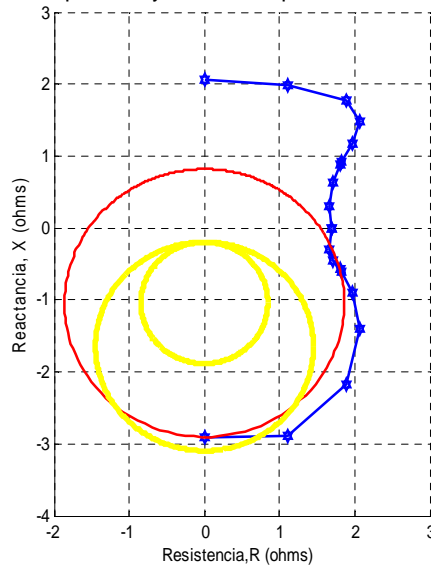


Fig. 4.31 Carta de operación del generador síncrono-2 y características de operación de la función de protección ANSI 40.

4.6 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Normalmente, todos los generadores que se encuentran interconectados dentro de un sistema de potencia operan de tal forma que mantienen la misma frecuencia con sus polos magnéticos acoplados mediante interacciones con la red. Esta fuerza de interacción es elástica, permitiendo algún movimiento angular entre generadores en respuesta a pequeños y grandes disturbios dentro del sistema. Una pérdida de sincronismo ocurre cuando dichas fuerzas de unión son insuficientes para mantener un generador o grupo de generadores en sintonía con el resto del sistema de potencia. Esta condición puede ocurrir cuando equipo averiado, o condiciones de bajo voltaje debilitan al sistema o si las fuerzas de interacción son inadecuadas para restringir imponentes oscilaciones del rotor producidas por fallas o switcheos en el sistema.

Una vez que el sincronismo es perdido, el efecto sobre el generador o generadores, consiste en una desviación de la frecuencia. Esta desviación de la frecuencia es conocida como frecuencia de deslizamiento. Un generador que es llevado a una condición de asincronismo, se adelanta al sistema con una frecuencia de deslizamiento de 4 Hz, esto implica que esté operando a una velocidad de $1 + \text{deslizamiento}/60 = 1.067$ pu o 6.7% de sobre velocidad.

Los efectos de la pérdida de sincronismo pueden ser visualizados mediante los vectores de voltaje del generador y sistema los cuales pasan de mayor a menor frecuencia de deslizamiento, produciendo una corriente pulsante con picos de magnitud potencialmente parecidos a una falla trifásica en las terminales del generador. Un generador fuera de sincronismo debe ser rápidamente aislado del sistema de potencia para prevenir algún daño al generador, turbina y transformador de unidad.

Existen diversos esquemas de protección disponibles para detectar una condición de pérdida de sincronismo. La mayoría de los esquemas detectan la condición de asincronismo mediante la *medición de las variaciones de la impedancia en el sistema*. Los ajustes aplicados a estos esquemas son críticos para la seguridad del sistema. Estos esquemas deben fijarse para aislar rápidamente la máquina fuera de sincronismo, no solo para prevenir el daño, sino además prevenir inestabilidades que se propaguen a otras áreas del sistema. Sin embargo dichos ajustes deben ser seguros para evitar una mala operación. La pérdida en la capacidad de generación durante un disturbio puede apuntalar un mayor problema. Por otro lado, los sistemas de protección especial, son diseñados para disminuir la inestabilidad angular y de voltaje, así como también minimizar los efectos del disturbio. Los sistemas de protección especial incluyen esquemas de bajo voltaje, baja frecuencia, disparo automático de generación y de carga y muchos otros esquemas. Con el propósito de evaluar el comportamiento de la red de prueba y la función de protección ANSI 78, se simulan una serie de casos que están formados por diferentes disturbios y condiciones de operación. Cabe señalar que únicamente se utiliza la red de secuencia positiva, por lo que únicamente las fallas disponibles en los diferentes casos de prueba son trifásicas. Además solo el modelo del sistema de excitación AC1 está disponible para cada generador.

4.6.1 CASO 1-1DE PRUEBA

Caso 1-1: *Para este caso se simula una falla trifásica al 50% de la “línea tres” de la red de prueba, la cual se mantiene durante nueve ciclos y es liberada mediante la desconexión de la línea tres, (la frecuencia natural del sistema es de 60Hz), figura 4.32.*

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

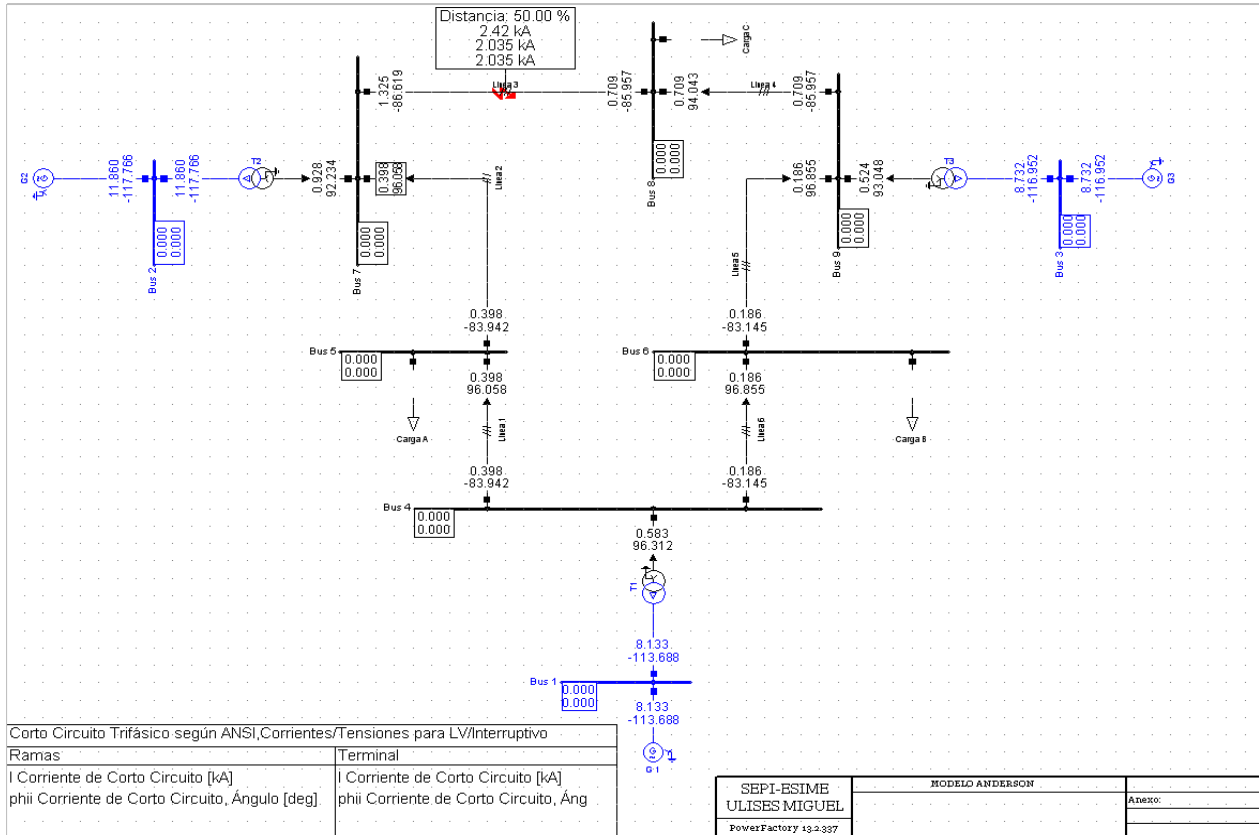


Fig.4.32 Falla trifásica al 50% de la línea tres.

En la figura 4.33, se muestra el comportamiento de los ángulos de los rotores en los generadores con respecto al generador-1 el cual representa la máquina de referencia, debido a que tiene la constante de inercia más grande.

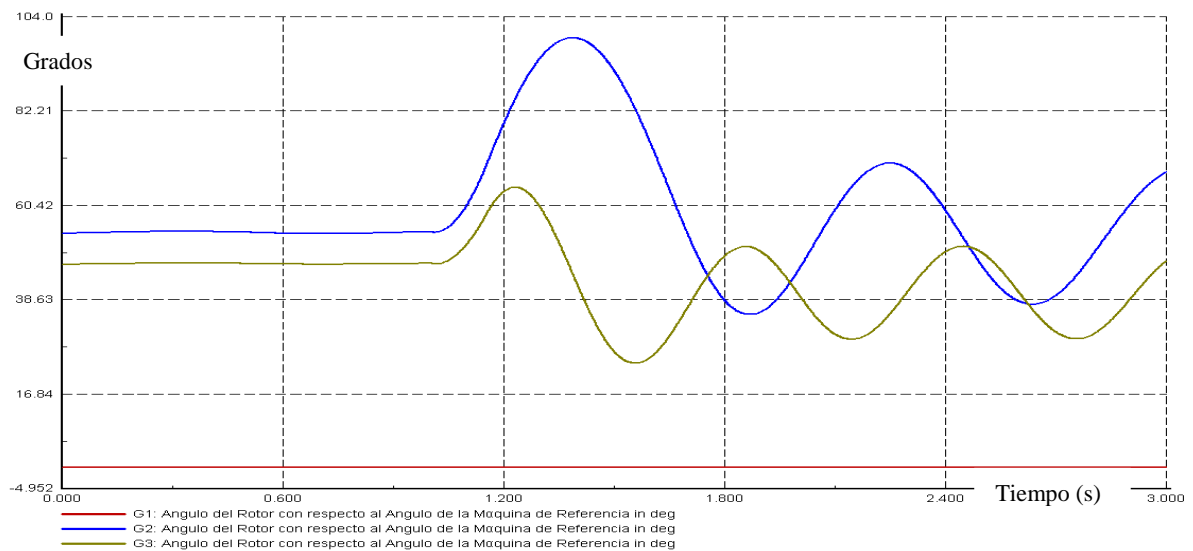


Fig.4.33 Comportamiento de los ángulos de rotor con respecto al generador-1.

En la figura 4.33, se puede ver claramente la habilidad del sistema para recuperarse ante la falla trifásica, con duración de nueve ciclos, sin embargo nótese que el generador-2 rebasa el límite

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

de estabilidad en estado estacionario. Estas variaciones transitorias de los ángulos de los rotores en los generadores , provocan oscilaciones de voltaje y corriente, las cuales substancialmente provocaran oscilaciones de potencia y variaciones de la impedancia aparente vista por los relevadores de distancia que protegen las líneas de transmisión o generador, abriendo la posibilidad de que el relevador de protección opere inadecuadamente. La figura 4.34, muestra el comportamiento instantáneo del voltaje y corriente de la “fase A” en las terminales del generador, ya que es donde se encuentra localizado el relevador multifuncional que proporciona la función de protección ANSI 78.

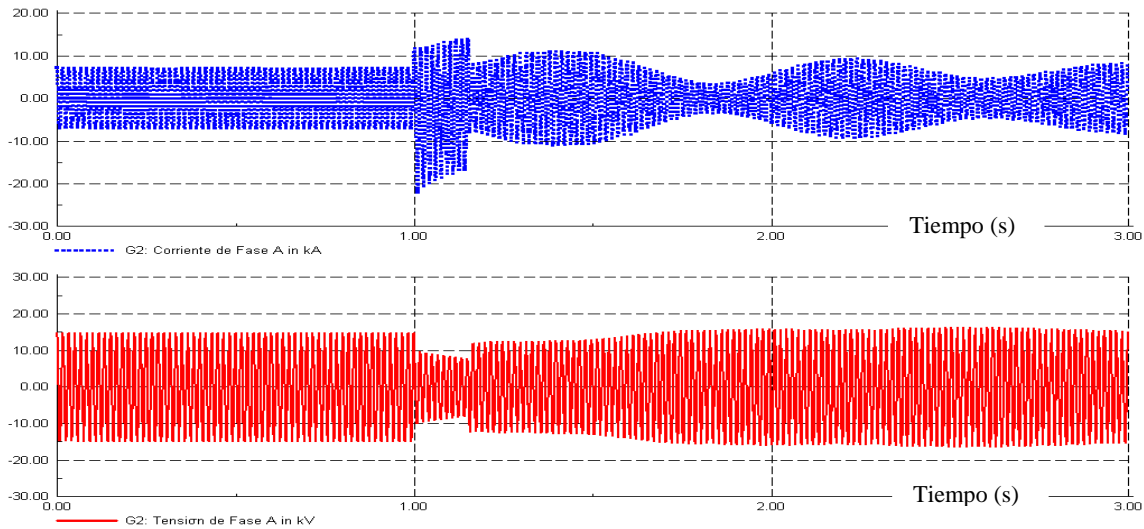


Fig.4.34 valores instantáneos de voltaje y corriente de la fase A ante la simulación de la falla del caso 1.

Note que la simulación comienza en $t=0$, que la falla aparece en $t=1$ s y es liberada en $t=1.15$ s (es decir nueve ciclos después), finalmente observe que la simulación dura 3s. Es importante destacar que la corriente en la fase A, tiene variaciones más pronunciadas que las del voltaje. Las figuras 4.35 y 4.36, ilustran el comportamiento de los “fasores de corriente y voltaje” de la fase A, los cuales son calculados mediante la TDF. En el apéndice A se da una breve explicación de la forma en que se emplea la TDF para estimar los fasores de voltaje y corriente.

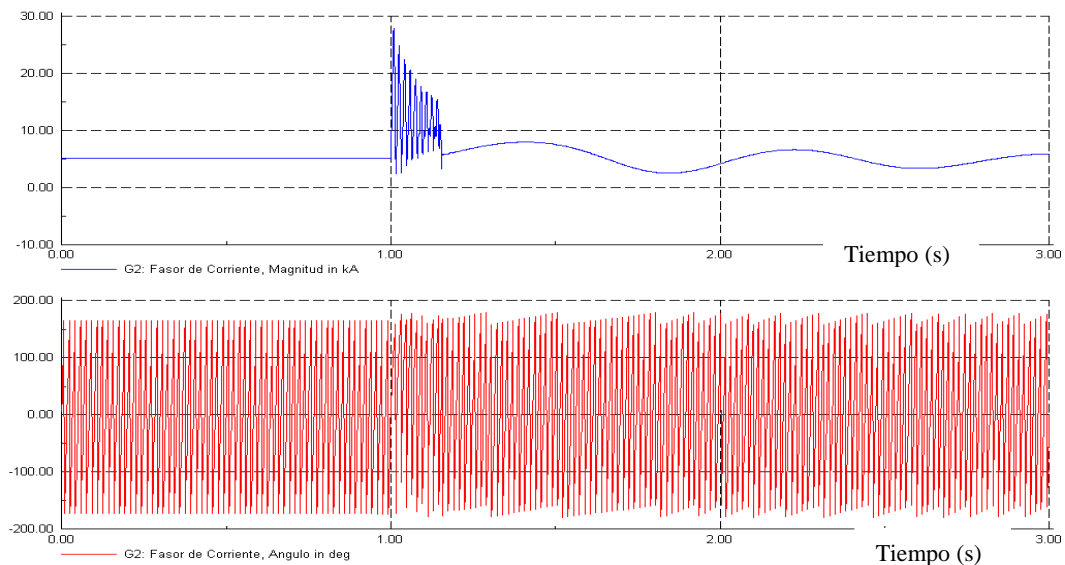


Fig.4.35 Fasor de corriente de la Fase A para el caso 1.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

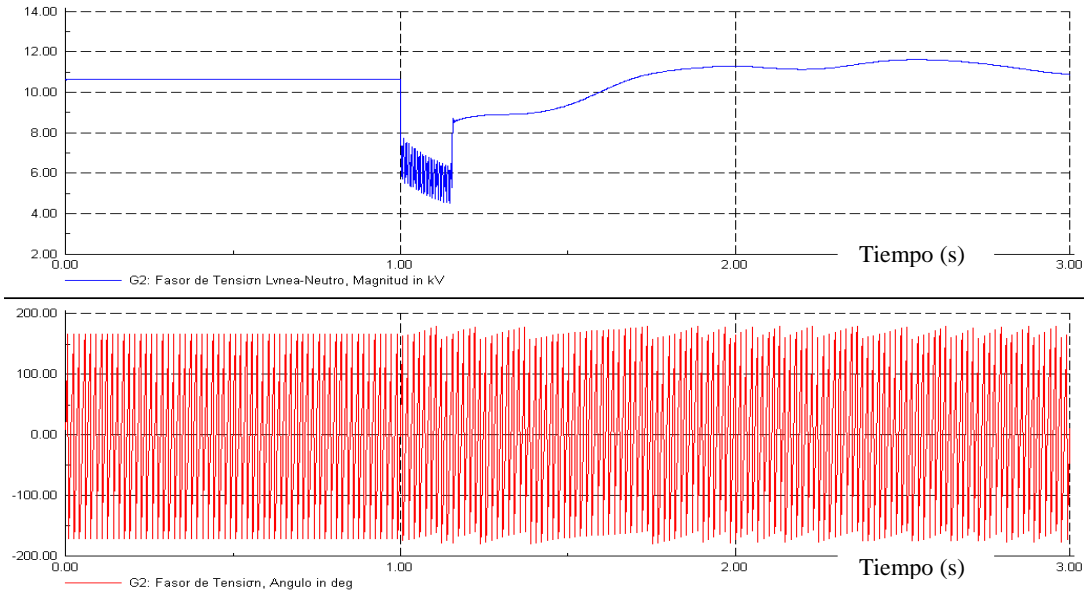


Fig.4.36 Fazor de voltaje de la fase A para el caso 1.

Todas las simulaciones realizadas emplean una frecuencia de muestreo de 960 Hz, es decir 16 muestras por ciclo, 0.001042 s. Cabe señalar que el paso de integración para las simulaciones de estabilidad transitoria, coinciden con los intervalos de tiempo de la frecuencia de muestreo. Finalmente en la figura 4.37, se muestra el comportamiento de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono (trazo de color negro), note que dicha trayectoria cruza por la impedancia equivalente del sistema (línea de color lila), lo que es realista debido a que la falla se genera en la línea tres de la red de prueba. Sin embargo dicha trayectoria es demasiado rápida, como para que la lógica de disparo del relevador ANSI 78 tome la decisión de operar y desconectar al generador-2.

Para está caso de estudio la protección de la línea tres deberá despejar la falla. Sin embargo si no fuera así, es probable que se pierda el sincronismo del generador síncrono-2 y entonces la oscilación de potencia si se mantenga lo suficiente entra las características de operación de la función ANSI 78, para cumplir con la lógica de disparo. El caso prueba 1-3, analiza la condición previamente descrita.

En la figura 4.37, la línea vertical de color verde representa la impedancia transitoria del generador síncrono-2, la línea vertical de color rojo representa la impedancia equivalente del transformador elevador y finalmente la línea de color lila representa la impedancia equivalente del sistema. Los valores de resistencia y reactancia se encuentran en ohms primarios, es decir no son afectados por la relación de transformación de los transductores, esto no afecta a los resultados sin embargo si se requiere visualizar la impedancia aparente vista por los relevadores deberá mapearse toda la información a ohms secundarios.

Cada una de las marcas (+) sobre la trayectoria de la impedancia de la figura 4.37 representa, una muestra de la señal de impedancia calculada mediante la TDF, a una frecuencia de muestreo de 960 Hz (16 muestras por ciclo).

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

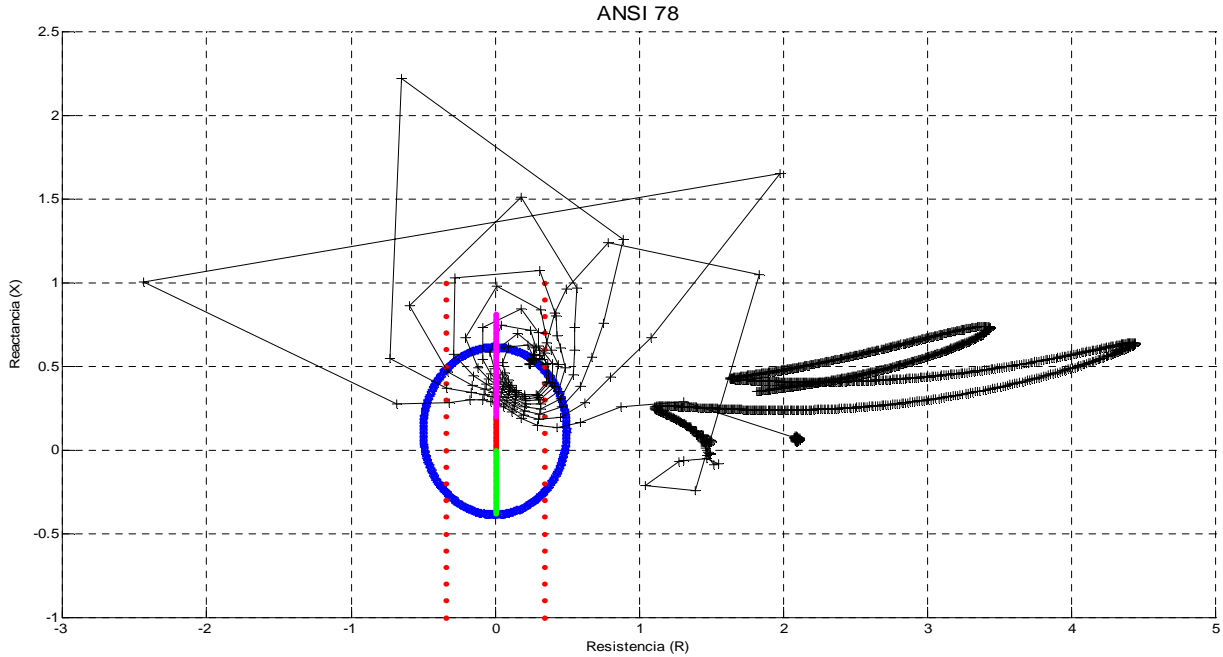


Fig. 4.37 Trayectoria de la impedancia para el caso de prueba 1-1 (ohms primarios).

4.6.2 CASO 1-2 DE PRUEBA

***Caso 1-2:** Para este caso se simula una falla trifásica al 50% de “línea tres” de la red de prueba, la cual se mantiene durante quince ciclos y es liberada mediante la desconexión de la línea tres, (la frecuencia natural del sistema es de 60Hz, figura 4.38).*

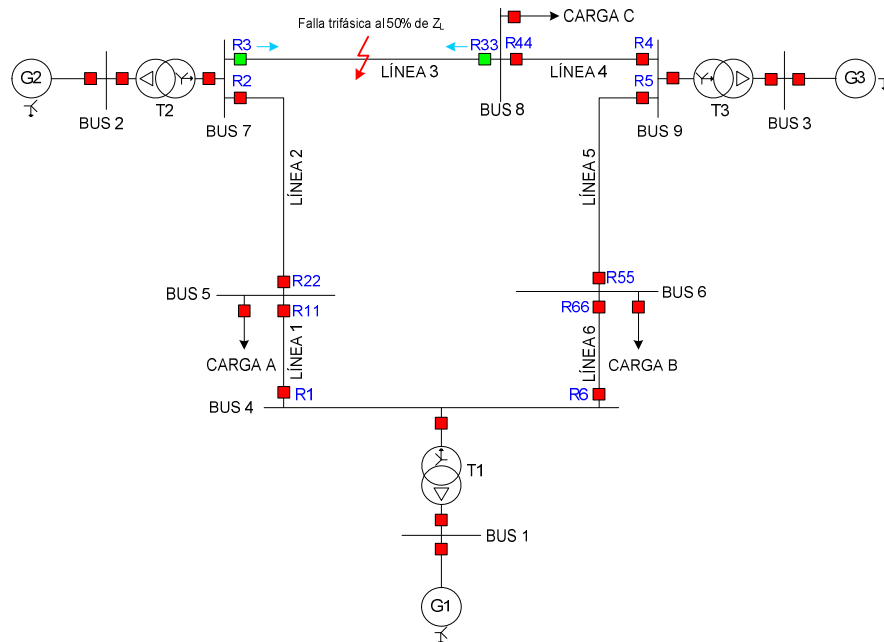
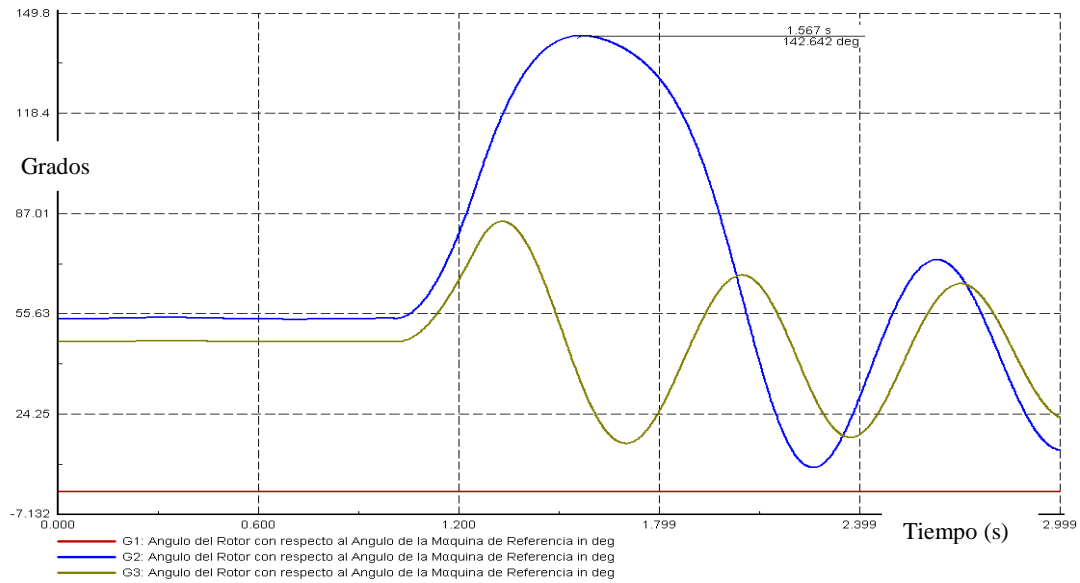


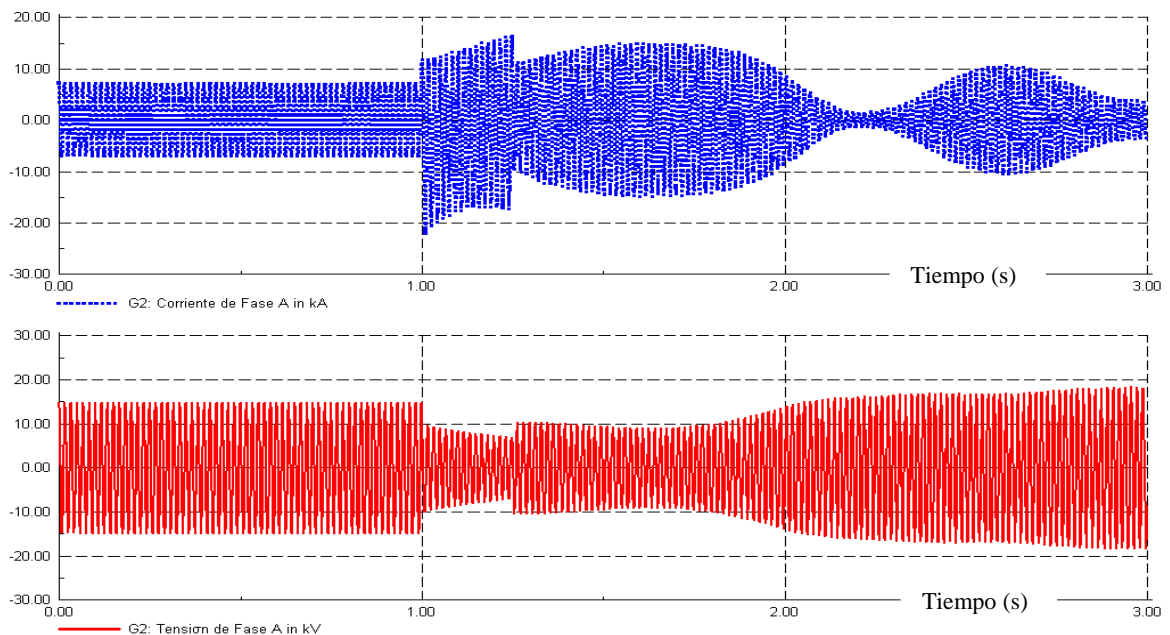
Fig. 4.38 Falla trifásica al 50% de la línea tres de la red de prueba, despejada en 15 ciclos.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

En la figura 4.39 se muestra el comportamiento de los ángulos de los rotores en los generadores con respecto al generador-1, el cual representa la máquina de referencia, debido a que tiene la constante de inercia más grande.



En la figura 4.39, puede verse la habilidad del sistema para recuperarse ante la falla trifásica con duración de quince ciclos, sin embargo de nueva cuenta el generador-2 rebasa el límite de estabilidad en estado estacionario, acercándose peligrosamente a la inestabilidad. La figura 4.40, muestra el comportamiento instantáneo del voltaje y corriente de la “fase A” en las terminales del generador síncrono-2.



Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Las figuras 4.41 y 4.42, ilustran el comportamiento de los “fasores de corriente y voltaje” de la fase A, los cuales son calculados mediante la Transformada Discreta de Fourier

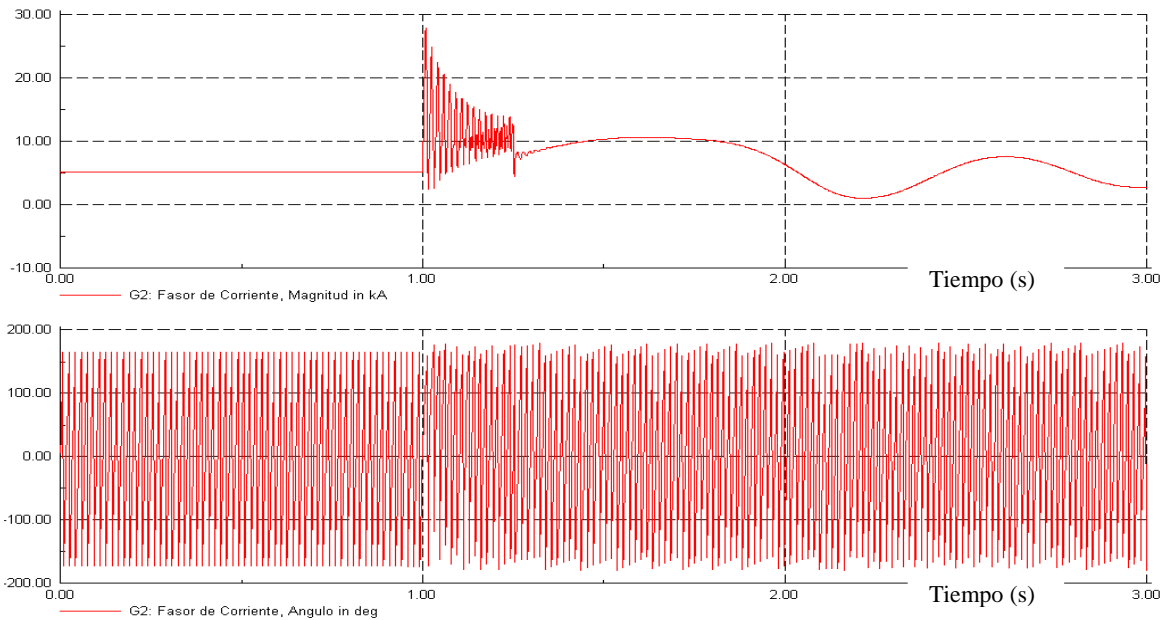


Fig. 4.41 Fasor de corriente para el caso de prueba 1-2.

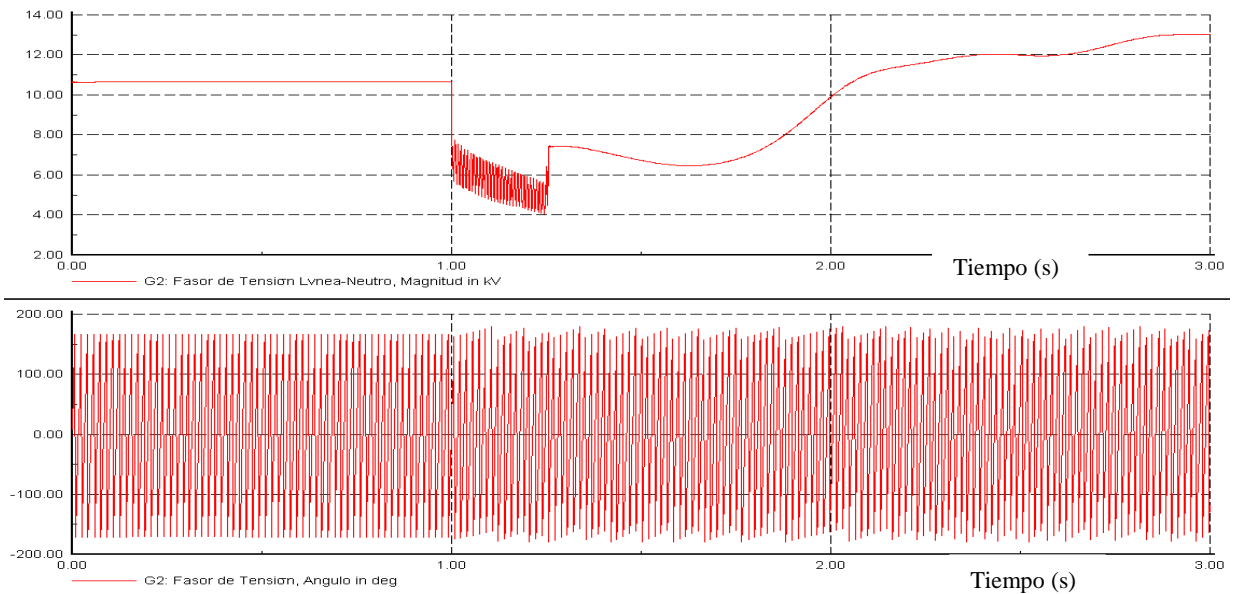


Fig. 4.42 Fasor de voltaje para el caso de prueba 1-2

Finalmente el comportamiento de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2, para el caso de prueba 1-2, se muestra en la figura 4.43.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

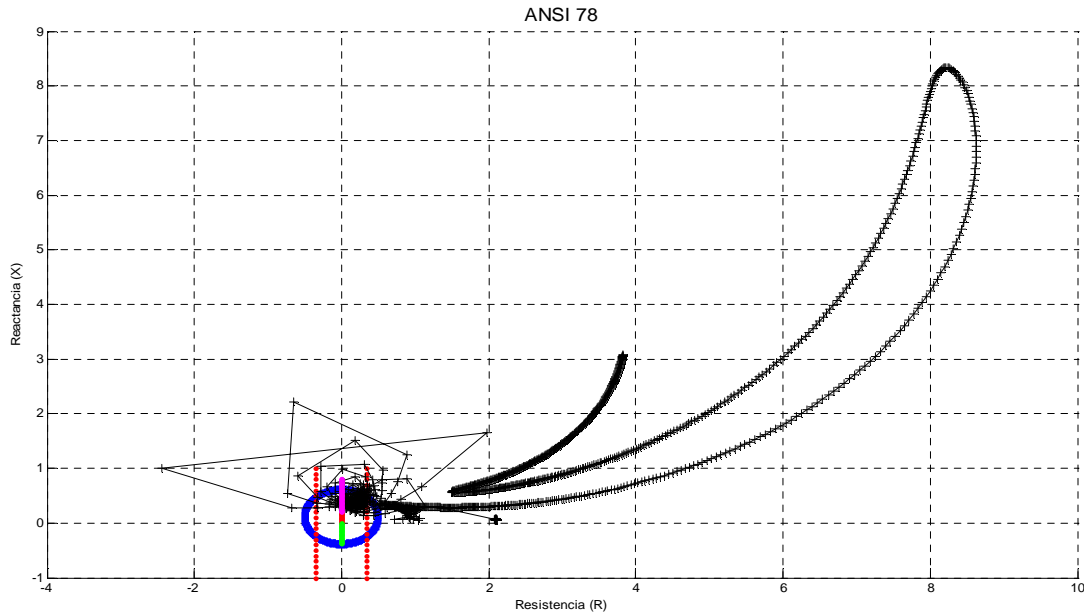


Fig. 4.43 Trayectoria de la impedancia para el caso de prueba 1-2.

De la figura 4.43, se tiene nuevamente que la trayectoria de la impedancia tiene como centro eléctrico la impedancia equivalente del sistema, sin embargo, note que la trayectoria se encuentra muy cerca de pasar por el transformador de unidad, por otro lado cabe señalar que la velocidad de la oscilación es demasiado rápida, como en el caso 1-1, ya que es una característica de una condición de falla. La figura 4.44 muestra un acercamiento de la trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba 1-2.

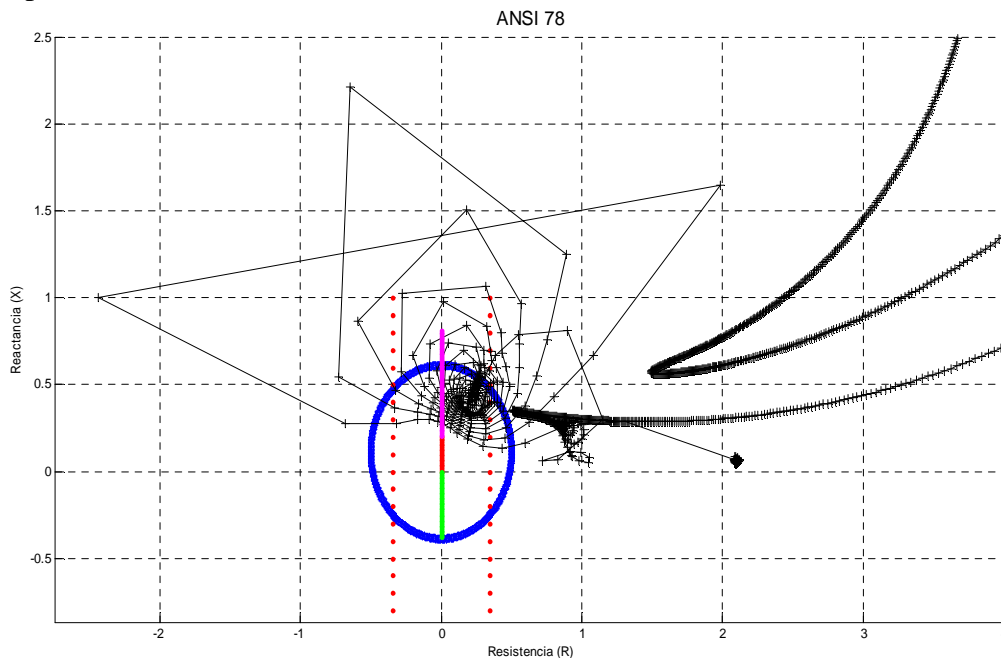


Fig. 4.44 Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba 1-2.

4.6.3 CASO 1-3DE PRUEBA

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Caso 1-3: Para este caso se simula una falla trifásica al 50% de la “línea tres”, la cual se mantiene durante 15.6 ciclos y es liberada por la desconexión de la línea tres, figura 4.45.

Lo relevante de este caso consiste en que el tiempo crítico de liberación de falla es excedido, provocando una gran excursión del ángulo del rotor del generador síncrono-2, con respecto a la máquina de referencia, rebasando permanentemente el límite de estabilidad en estado estacionario, por otro lado las variaciones de las magnitudes de los voltajes y corrientes son más pronunciadas provocando una oscilación de potencia, la cual es reflejada en diferentes trayectorias de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2. Cabe señalar que las tres simulaciones del caso 1 contemplan la acción de sistema de excitación. La figura 4.45, muestra el comportamiento del ángulo del rotor del generador síncrono-2 con respecto a la máquina de referencia, como se puede ver, el generador-2 pierde la capacidad de mantener el sincronismo con los demás generadores, debido a que el TCLF fue excedido.

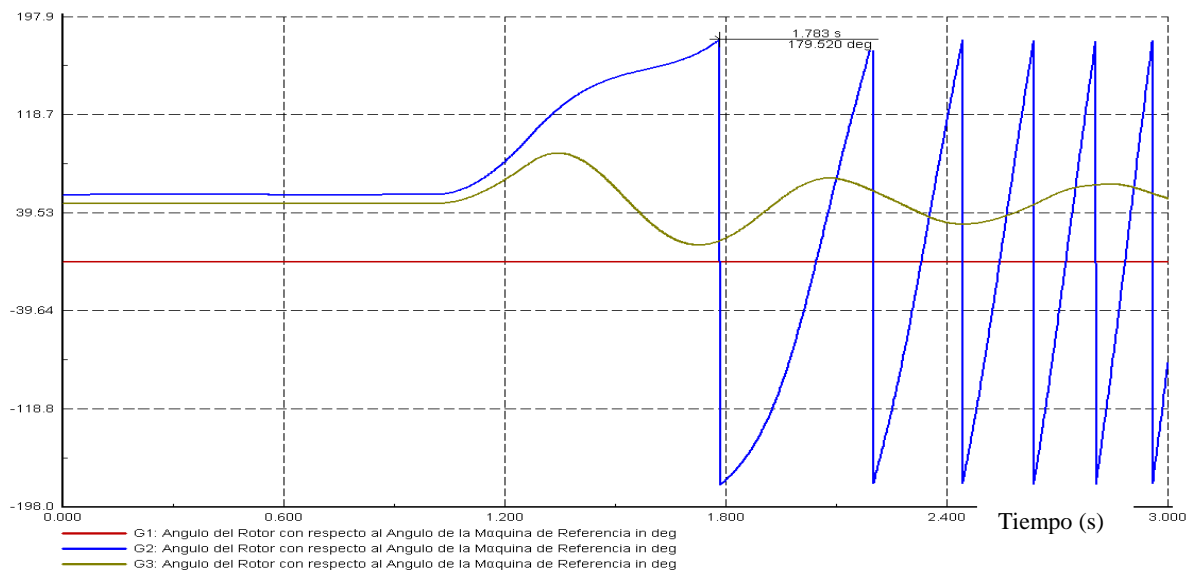


Fig. 4.45 Comportamiento del ángulo de carga de los rotors en los generadores , para el caso de prueba 1-3.

La figura 4.46, muestra los valores instantáneos de corriente y tensión de la fase A, generados para el caso de prueba 1-3. Nótese que el tiempo de simulación es de tres segundos.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

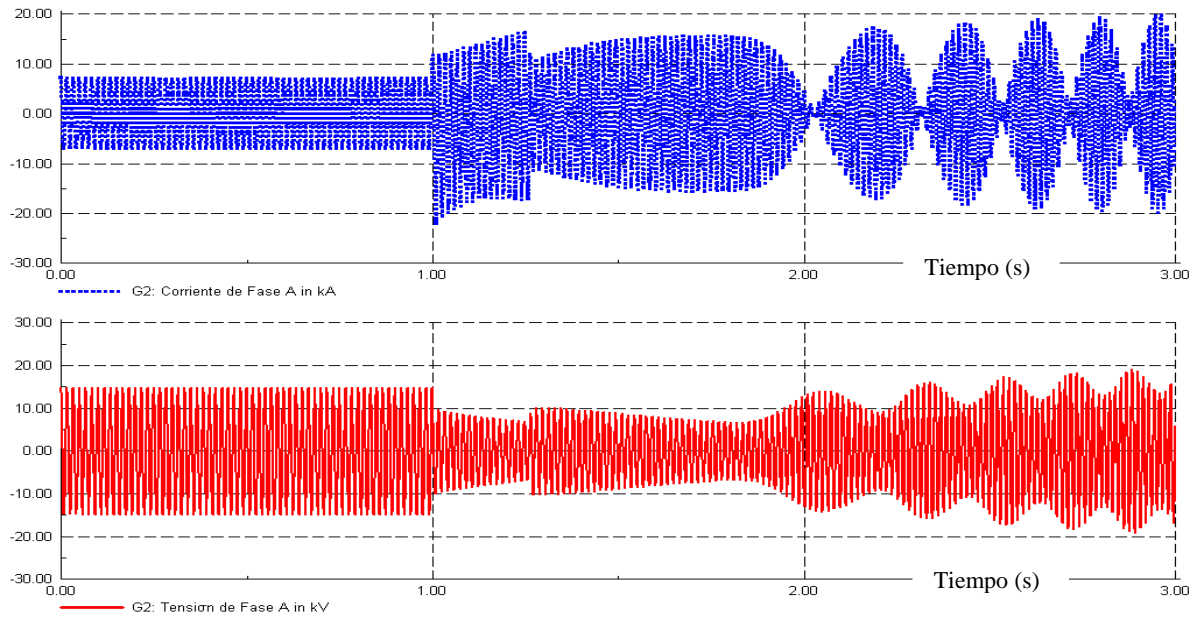


Fig. 4.46 Valores instantáneo de corriente y voltaje para el caso de prueba 1-3.

La figura 4.47 y 4.48, muestran el comportamiento de los fasores de corriente y voltaje para el caso de prueba 1-3, los cuales se determinaron mediante la transformada discreta de Fourier.

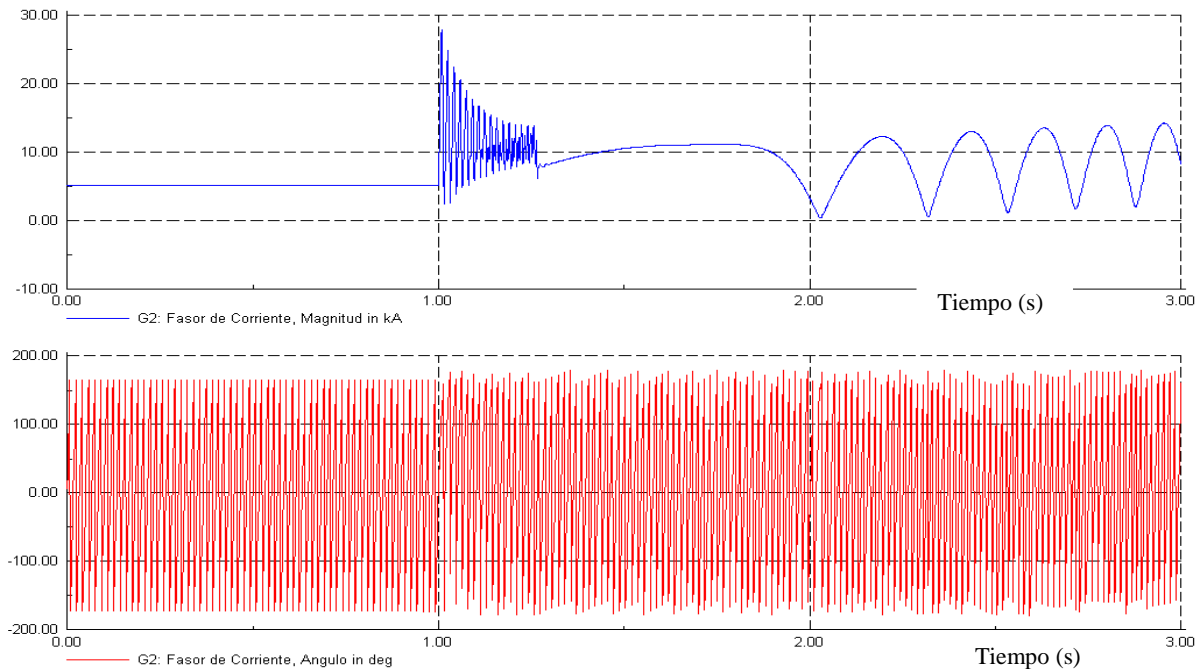


Fig. 4.47 Fasor de corriente para el caso de prueba 1.3

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

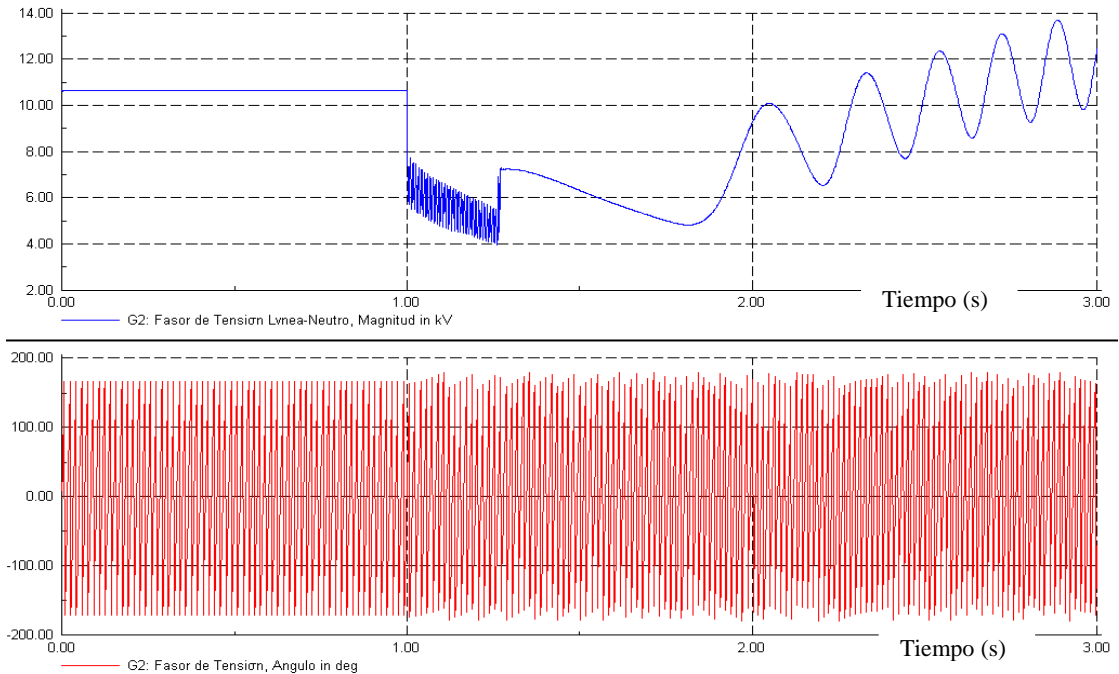


Fig. 4.48 Fasor de voltaje para el caso de prueba 1-3.

El comportamiento de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador-2, se puede visualizar en la figura 4.49.

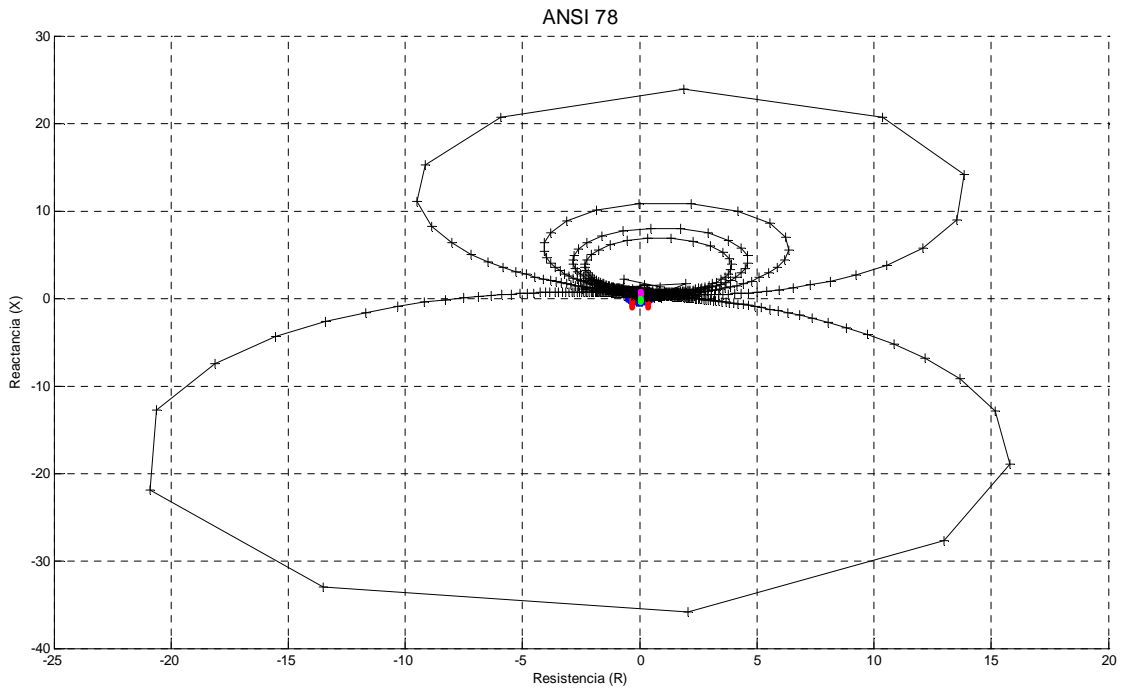


Fig. 4.49 Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba 1-3.

Las figuras 4.50, 4.51 y 4.52 presentan un acercamiento de la figura 4.49, con la finalidad de visualizar la trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba 1-3.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

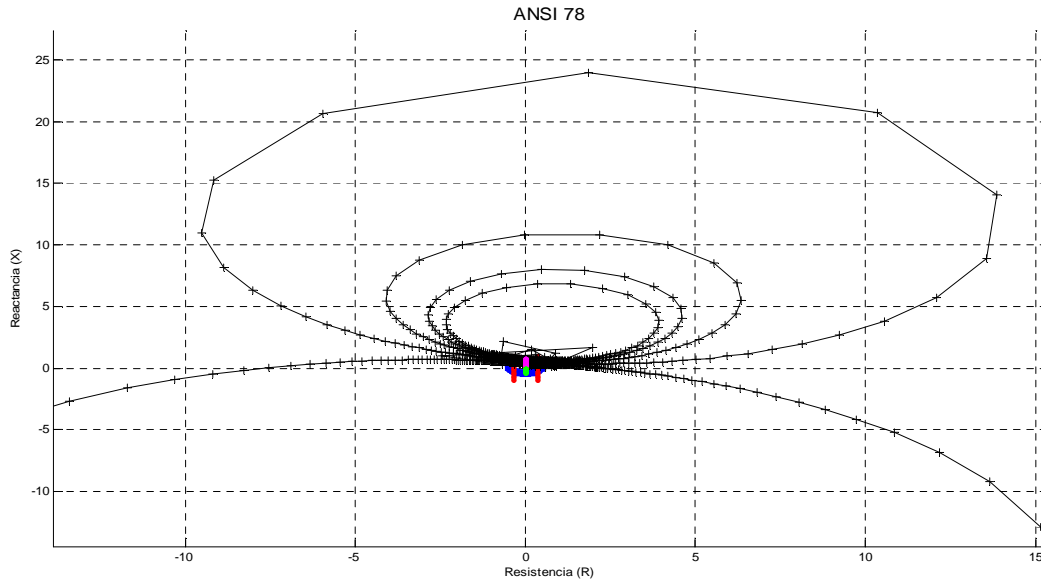


Fig. 4.50 Acercamiento de la figura 4.49.

En la figura 4.51, se puede visualizar como la trayectoria de la impedancia está localizada en el sistema durante el tiempo que la falla se mantiene, por otro lado puede verse también, cuando la falla es liberada, que la trayectoria de la impedancia sale de la característica mho, pero de nueva cuenta entra a la característica mho, posteriormente se mantiene entre las viseras el tiempo suficiente para que la lógica de disparo de la función ANSI 78 active la señal de disparo, y finalmente abandone la característica mho.

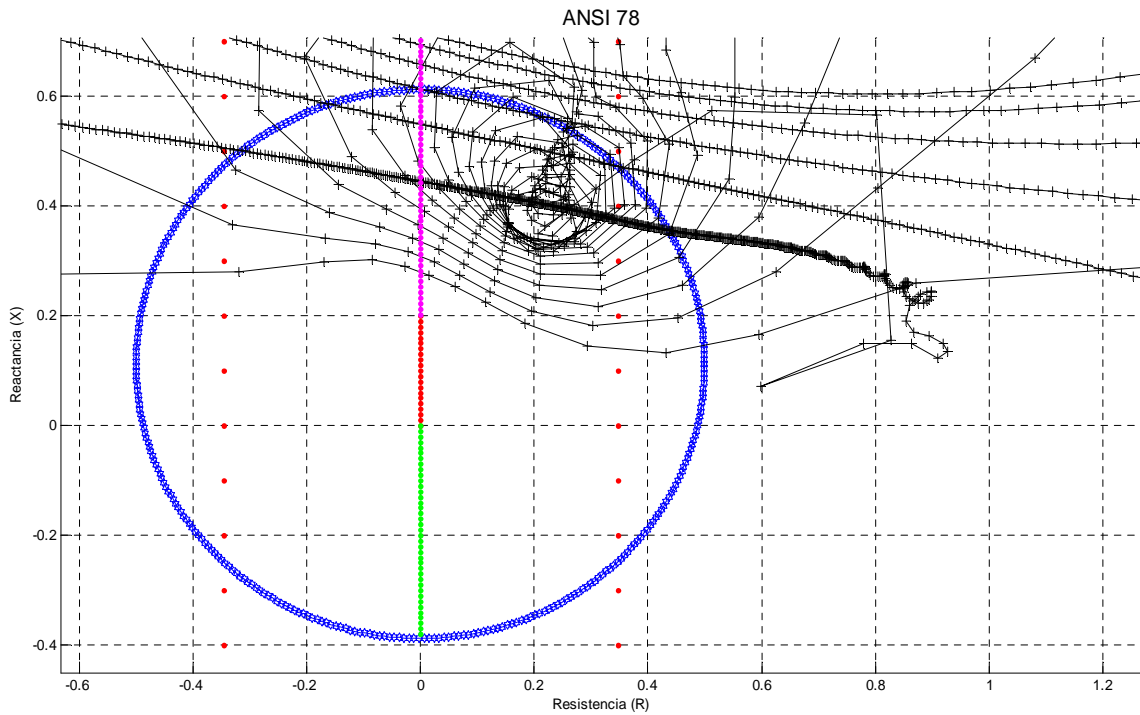


Fig. 4.51 Ampliación de la Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2, para el caso de prueba 1-3, donde se puede ver la disminución de la velocidad de la trayectoria de la impedancia.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

De la figura 4.51, puede comentarse que en un principio, la trayectoria de la oscilación de potencia, estaba localizada por encima del eje real (R), lo que significa que el perfil de voltaje en la terminal del generador síncrono-2 (bus 2), en comparación con el del sistema (bus 7), es mayor, sin embargo la respuesta del sistema debido a la condición de asincronismo hace que el sistema de excitación responda de tal manera que el perfil de voltaje en las terminales del generador síncrono-2 disminuya, de esta forma se puede explicar el motivo por el que la trayectoria de la oscilación de la impedancia tiene una característica circular por debajo del eje real, posteriormente la acción del sistema de excitación, mejora el perfil de voltaje en las terminales del generador síncrono-2, sin embargo conforme el tiempo de simulación avanza el perfil de voltaje en las terminales del generador síncrono-2 comienza a incrementar, de tal forma que entre mayor sea el perfil de voltaje del bus 2 con respecto al voltaje del bus 7 la trayectoria de la oscilación de impedancia tiende a reducirse. La figura 4.50, muestra lo descrito en los párrafos previos.

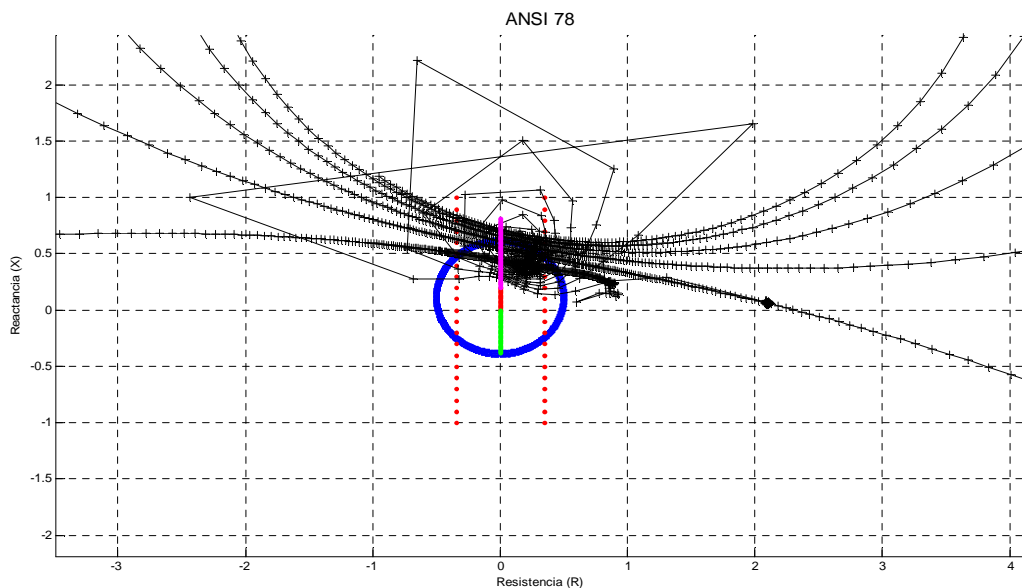


Fig. 4.52 Ampliación de la Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2, para el caso de prueba 1-3, donde se puede ver la disminución de la velocidad de la trayectoria de la impedancia.

4.6.4 CASO 2 DE PRUEBA

El **caso 2**, parte de la suposición es que la línea dos de la red de prueba se encuentra fuera de servicio, las potencias de salida de los generadores 2 y 3, siguen siendo las mismas como el caso base, sin embargo el tiempo de simulación es incrementado a cuatro segundos, para este caso de prueba se desconecta la carga "C" en $t=1$ s. La figura 4.53, muestra las condiciones iniciales la red de prueba.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

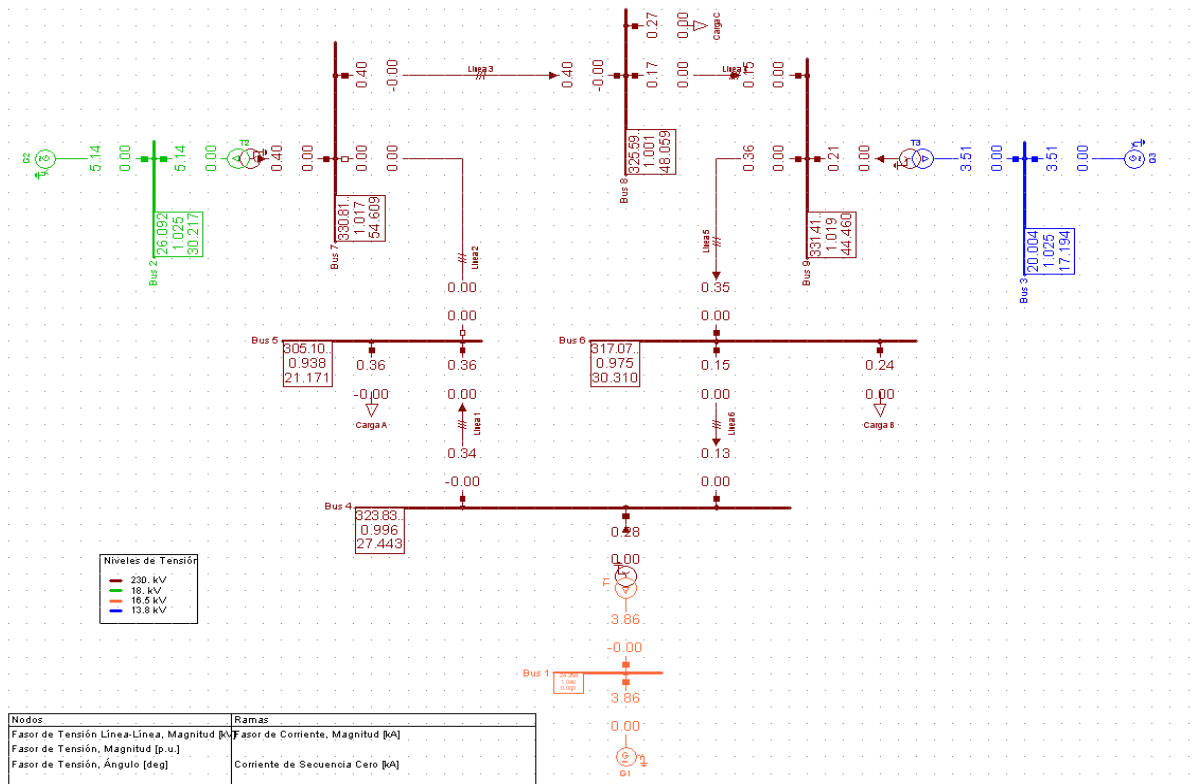


Fig. 4.53 Red de prueba bajo condiciones iniciales (línea dos fuera de servicio).

En la figura 4.54 se muestra el comportamiento de los ángulos de rotor para el caso de prueba dos, cabe señalar que este comportamiento es relativo, ya que se refieren al generador-1 debido a que es la máquina con mayor inercia.

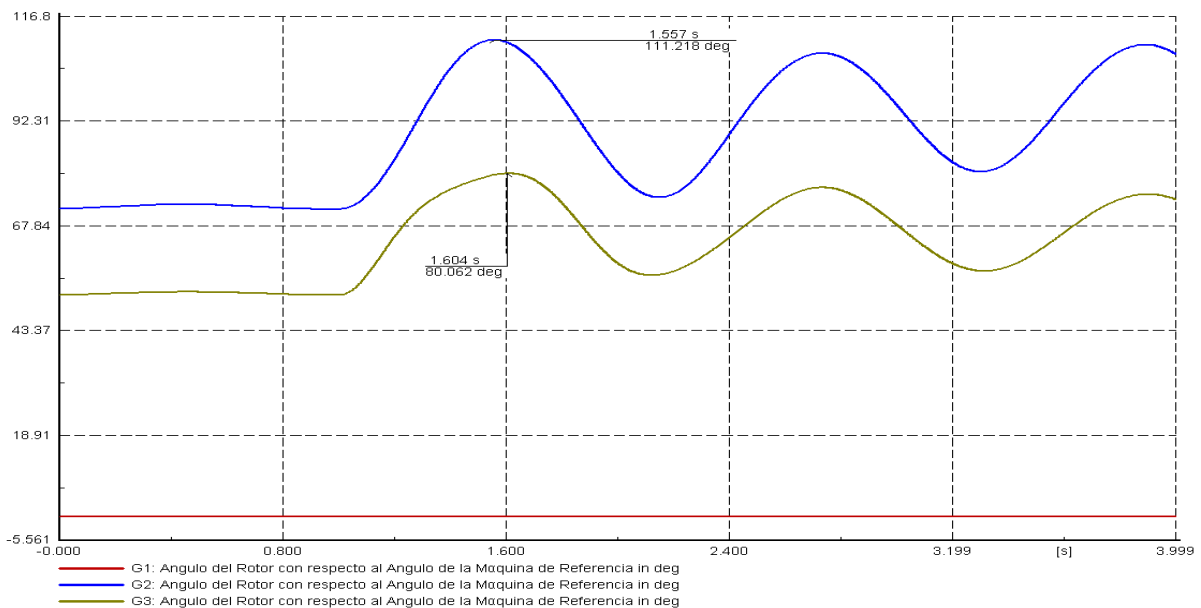


Fig. 4.54 Respuesta de los ángulos de los rotores de los generadores -2 y 3 para el caso de prueba 2.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Por otro lado en la figura 4.55 se muestra el diagrama unifilar de la red de prueba al finalizar la simulación.

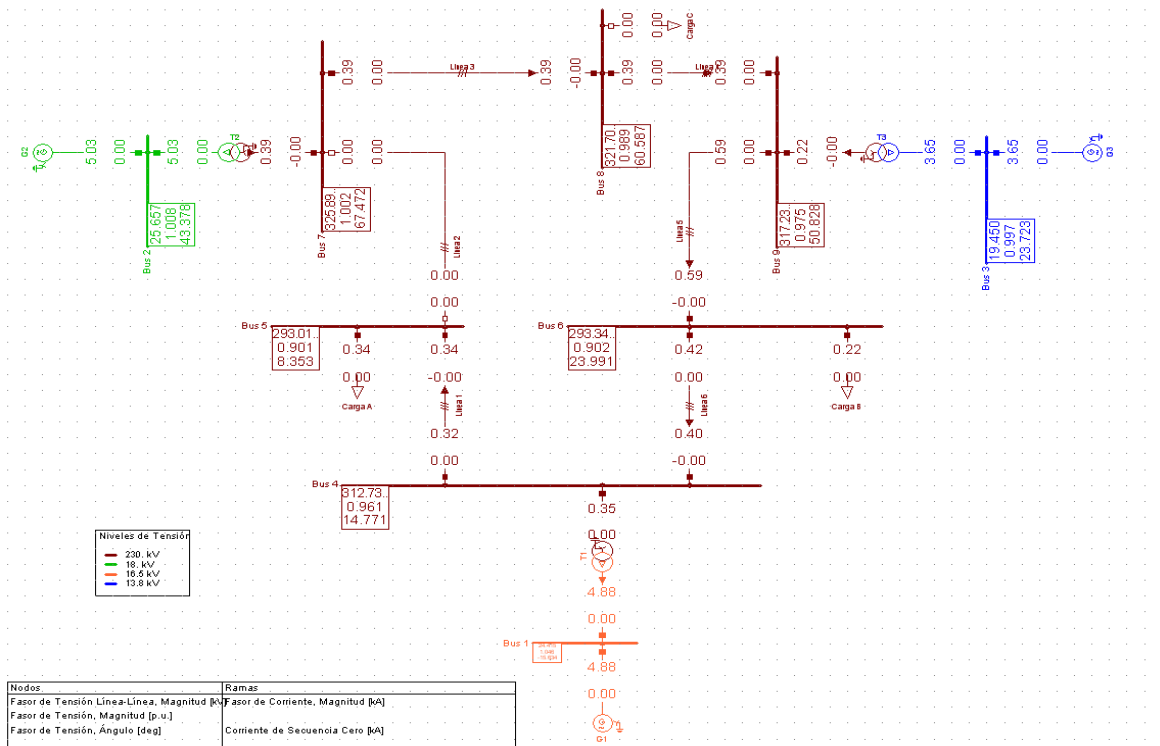


Fig. 4.55 Diagrama unifilar de la red de prueba al finalizar la simulación del caso 2.

La figura 4.56, ilustra el comportamiento del voltaje y corriente instantáneos de la fase A en las terminales del generador síncrono-2, para el caso 2 de prueba. Como se puede ver existen variaciones perceptibles a simple vista en la magnitud de la corriente, lo que genera una oscilación de impedancia.

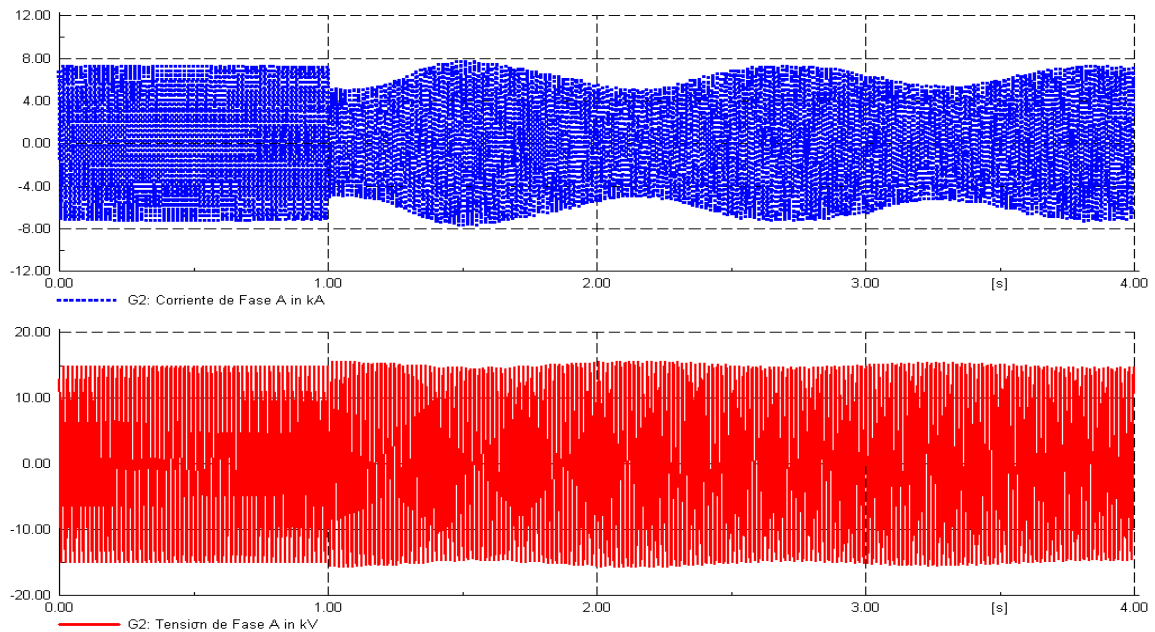


Fig. 4.56 Voltaje y corriente instantáneo de la fase A en las terminales del generador síncrono-2.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Las figuras 4.57 y 4.58 muestran los fasores de voltaje y corriente, determinados mediante la transformada discreta de Fourier, para el caso de prueba 2.

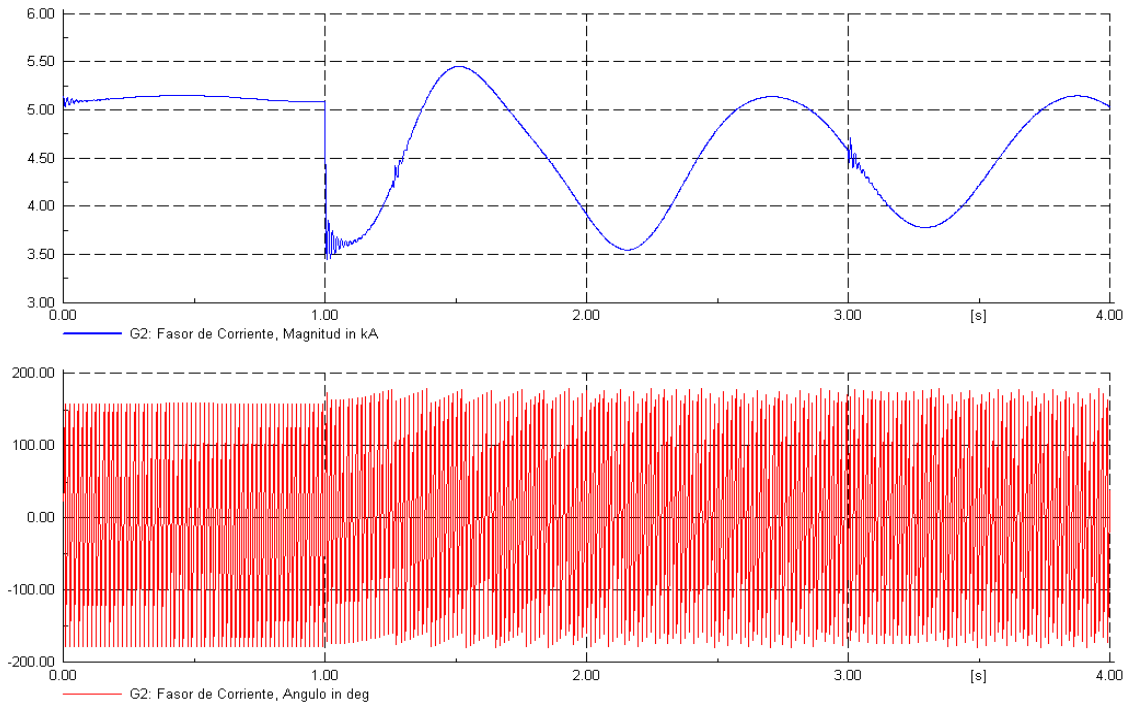


Fig. 4.57 Fazor de corriente de la fase A para el caso de prueba 2.

La figura 4.58, muestra el comportamiento del fazor de voltaje de la fase A en las terminales del generador síncrono-2.

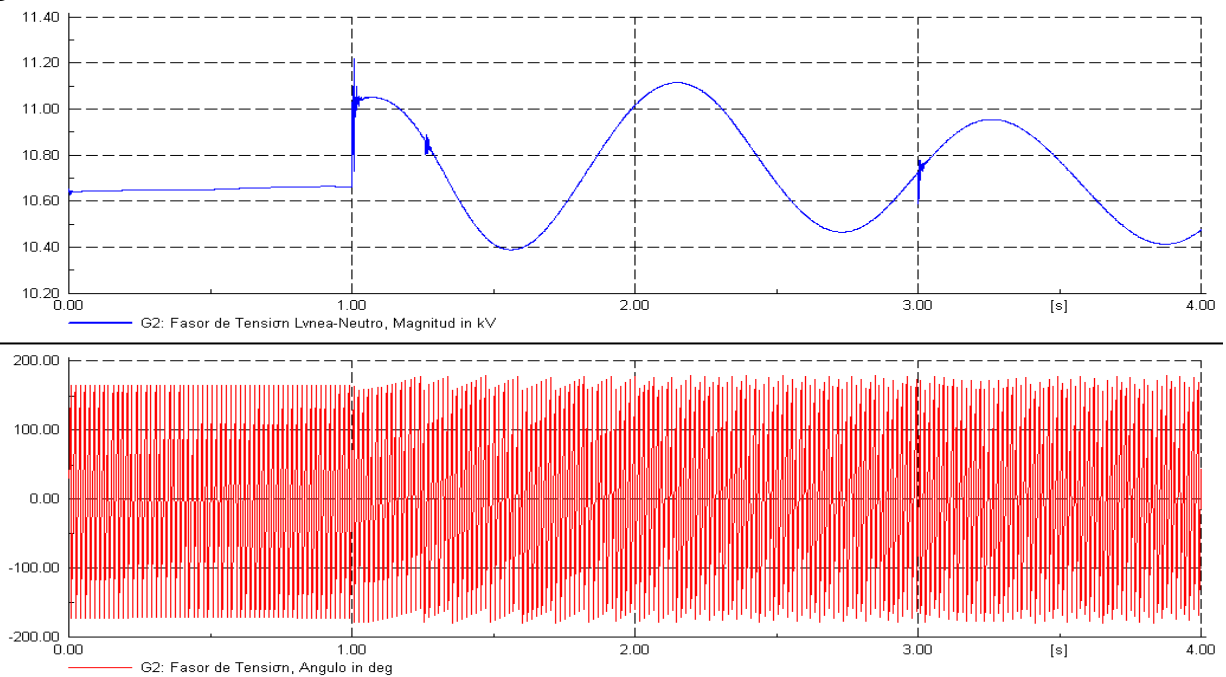


Fig. 4.58 Fazor de voltaje para la fase A en las terminales del generador síncrono-2 del caso 2.

La figura 4.59, ilustra la trayectoria de la oscilación de impedancia, para el caso 2 de prueba.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

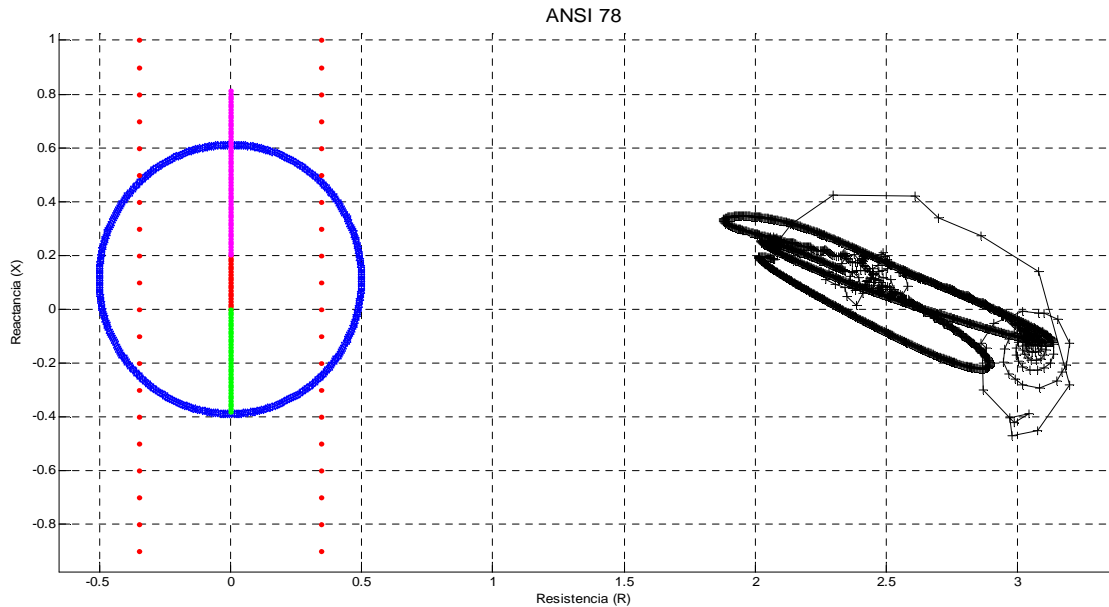


Fig. 4.59 Trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba 2.

Como se puede observar en la figura 4.59, la trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2, para el caso de prueba 2, se localiza lejos de activar la lógica de disparo de la función ANSI 78. La figura 4.60 ilustra un acercamiento de la figura 4.59.

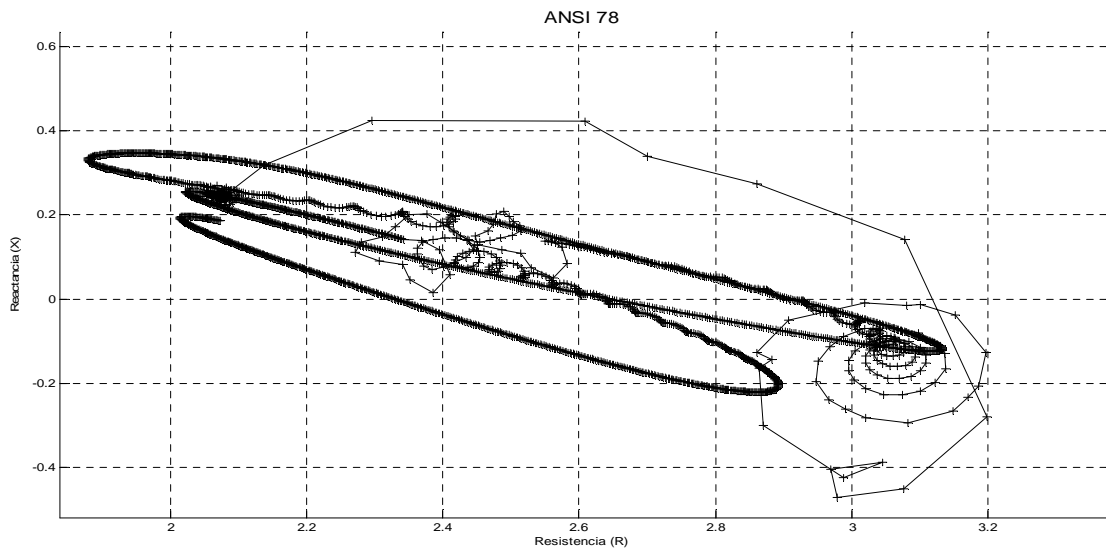


Fig. 4.60 Acercamiento de la trayectoria de la impedancia aparente vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso dos de prueba.

4.6.5 CASO 3 DE PRUEBA

El *caso tres* de prueba tiene como finalidad determinar la trayectoria de la impedancia para cuando se desconecta la línea cinco en $t=1$ s y la carga A en $t=2$ s. La simulación dura 4 s, comienza en $t=0$ s el paso de integración es de 0.001042 s. La figura 4.61 ilustra el

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

comportamiento angular de los rotores en los generadores -2 y 3 con respecto al generador-1, cabe señalar que las salidas de potencia de los generadores -2 y 3, se mantienen sin cambio alguno con respecto a las condiciones del caso base, por otro lado las simulaciones contemplan el efecto del sistema de excitación.

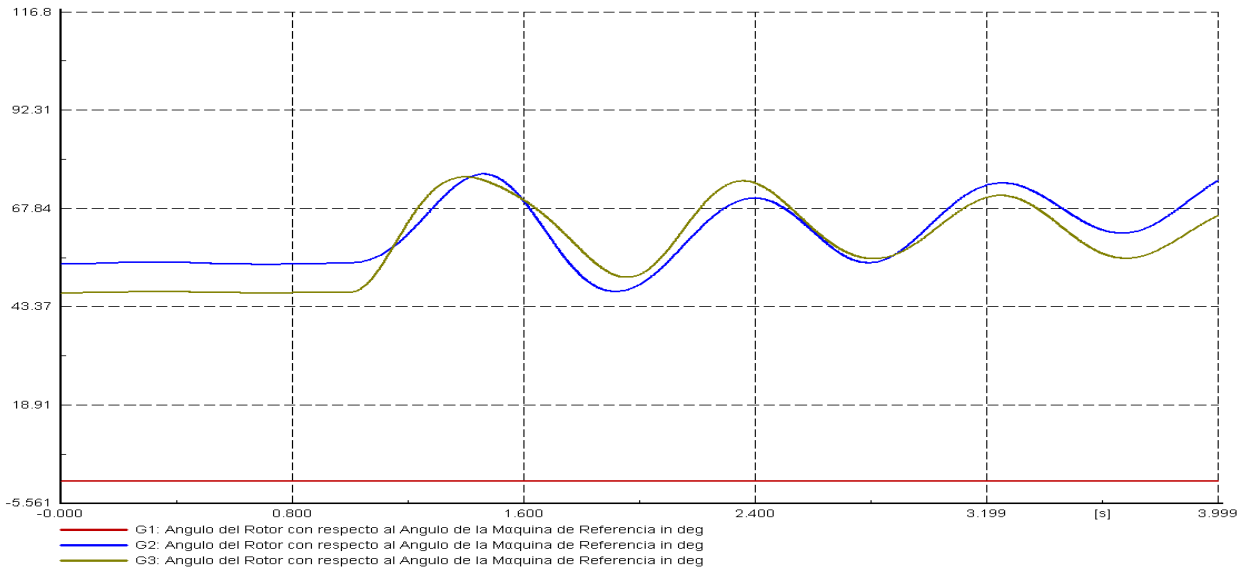


Fig. 4.61 Comportamiento angular de los rotores en los generadores -2 y 3 con respecto al generador-1.

La figura 4.62 muestra el voltaje y corriente instantáneo en las terminales de la fase A del generador síncrono-2, dichas señales son empleadas para determinar los fasores de voltaje y corriente.

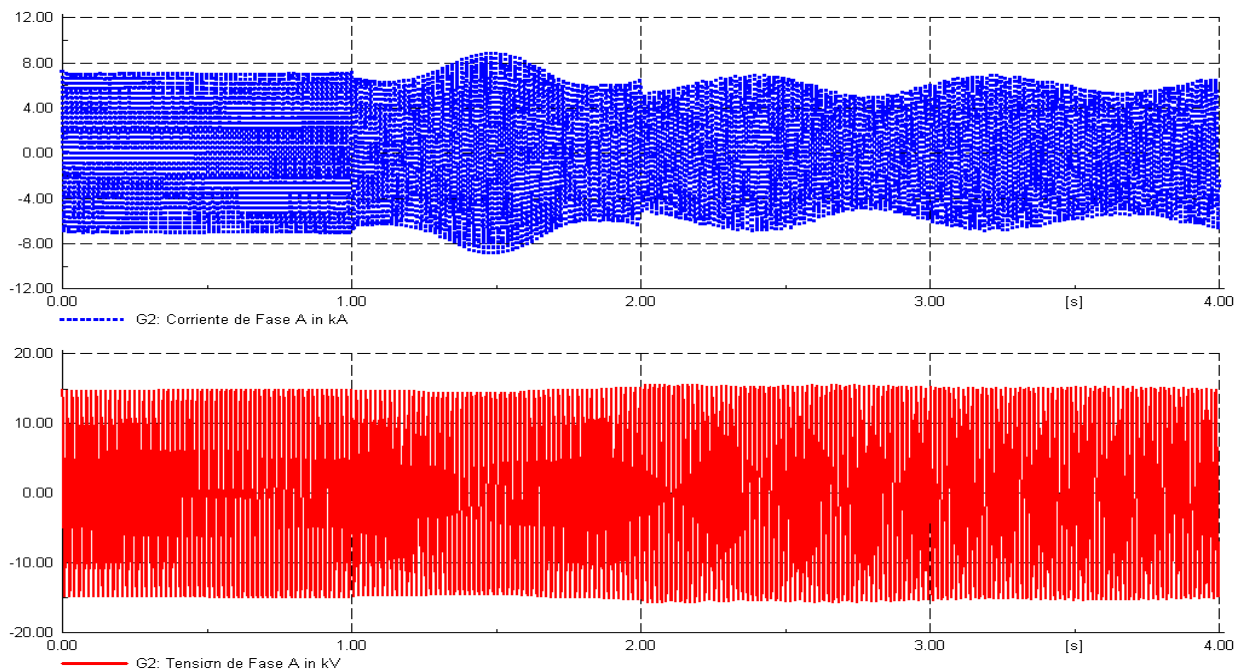


Fig. 4.62 Comportamiento instantáneo de la señal de voltaje y corriente.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

En la figura 4.63, se puede ver la estimación del fasor de corriente la cual es obtenida mediante el empleo de la transformada discreta de Fourier

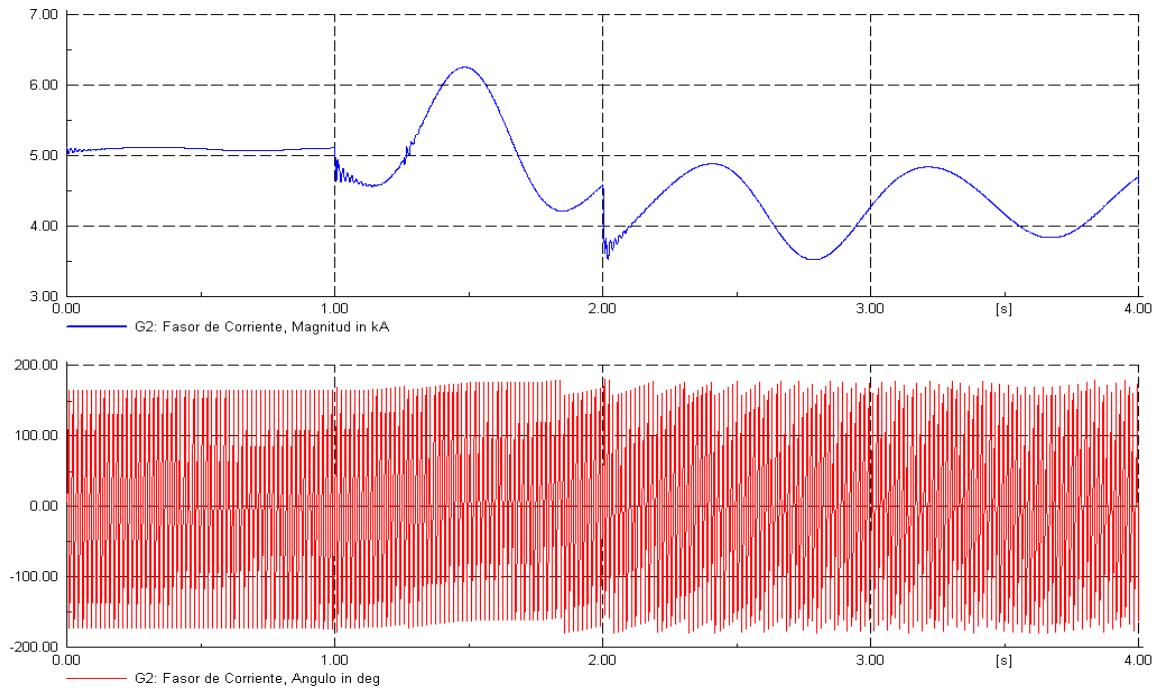


Fig. 4.63 Fasor de corriente para la fase a del generador síncrono-2, estimado mediante la TDF.

La figura 4.64, muestra el fasor de voltaje de la fase A del generador síncrono-2 estimado mediante la TDF, la primera parte ilustra el comportamiento de la magnitud del fasor, por otro lado en la parte de abajo se muestra el comportamiento del ángulo de fase del fasor.

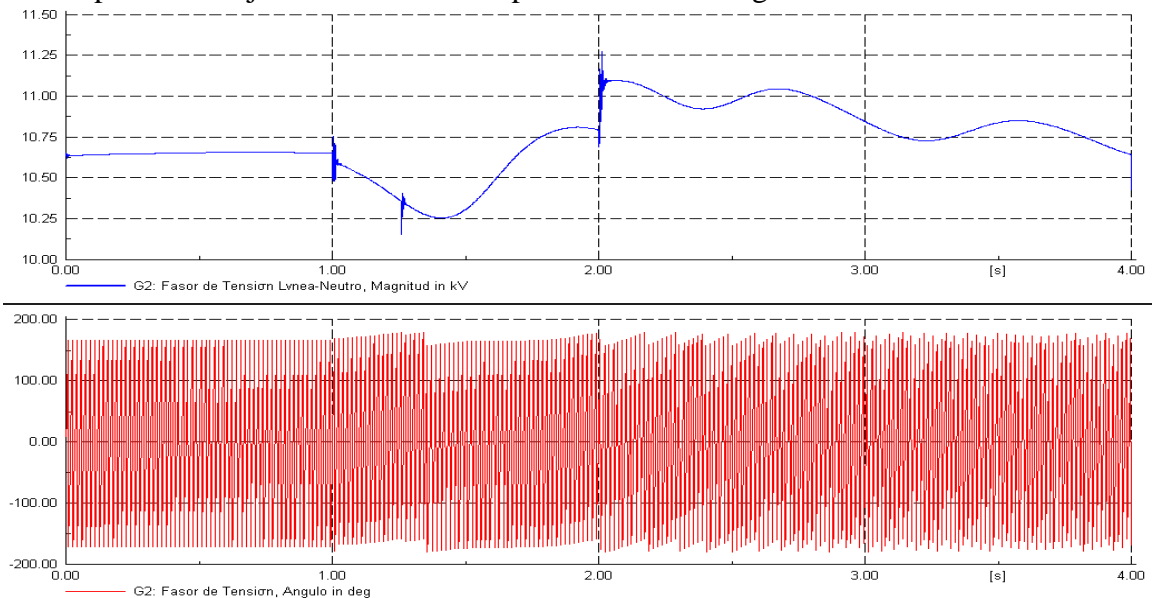


Fig. 4.64 Fasor de voltaje de la fase A del generador síncrono-2 estimado mediante la TDF.

Finalmente la figura 4.65 se ilustra el comportamiento de la trayectoria de la impedancia para el caso de prueba tres.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

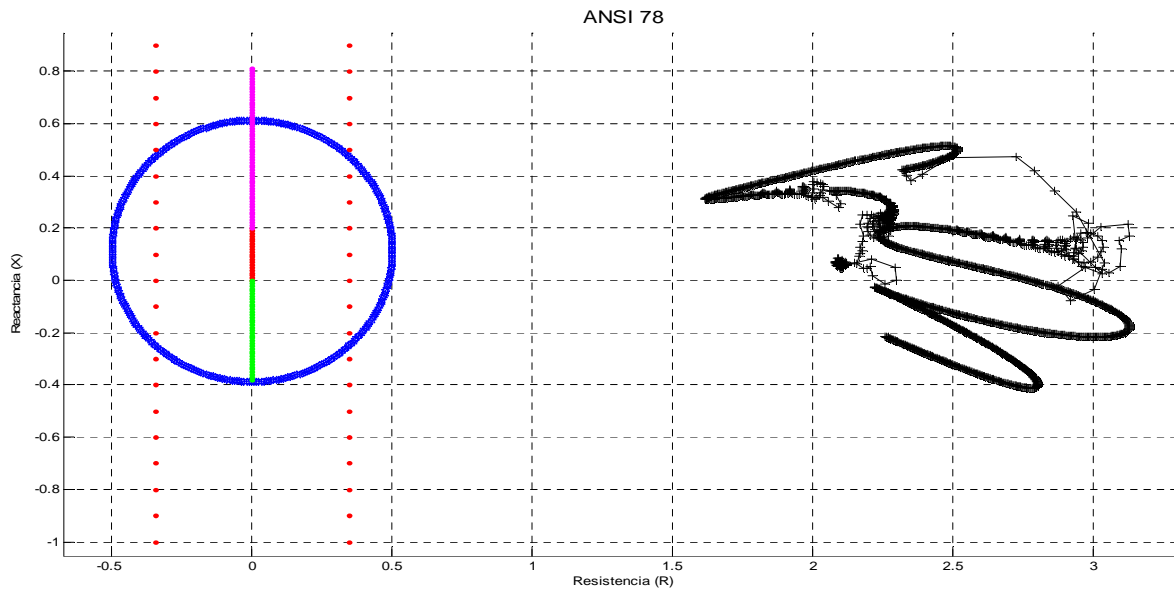


Fig. 4.65 Trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba tres.

La figura 4.66, muestra un acercamiento de la trayectoria de la impedancia mostrada en la figura 4.66.

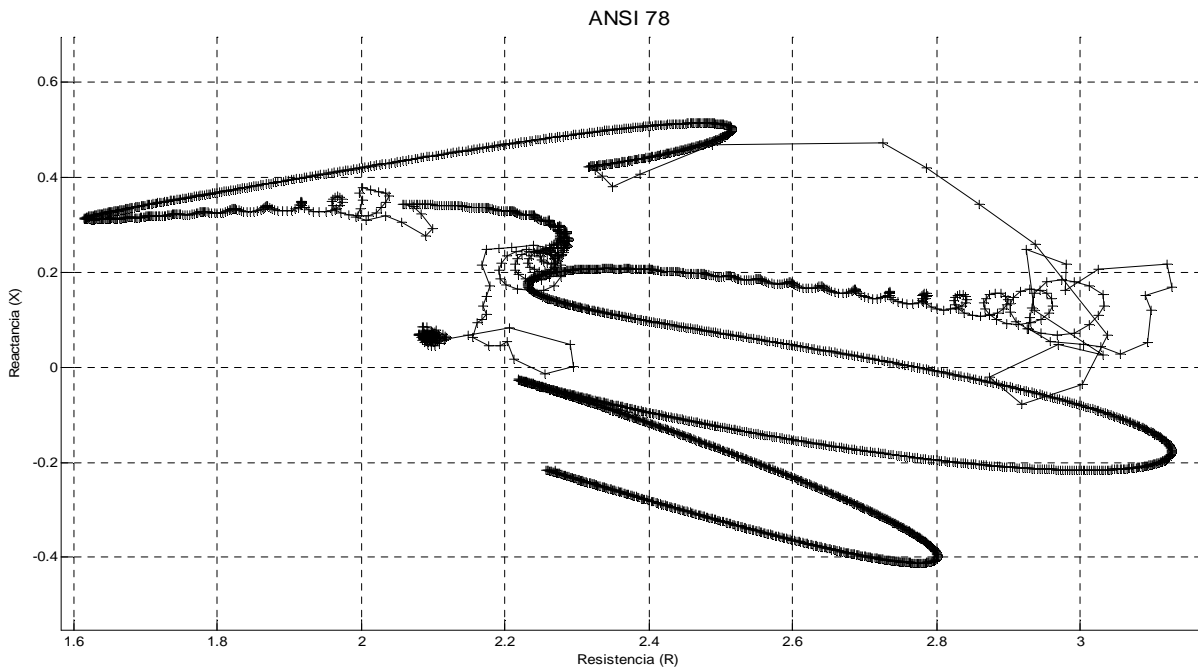


Fig. 4.66 Acercamiento de la trayectoria de la impedancia mostrada en la figura 4.64.

4.6.6 CASO 4 DE PRUEBA

El *caso 4* de prueba tiene como propósito determinar el comportamiento en la trayectoria de la impedancia, para cuando en $t=1$ s, la *línea dos* es desconectada. La figura 4.67 ilustra la condición de desconexión en el diagrama unifilar.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

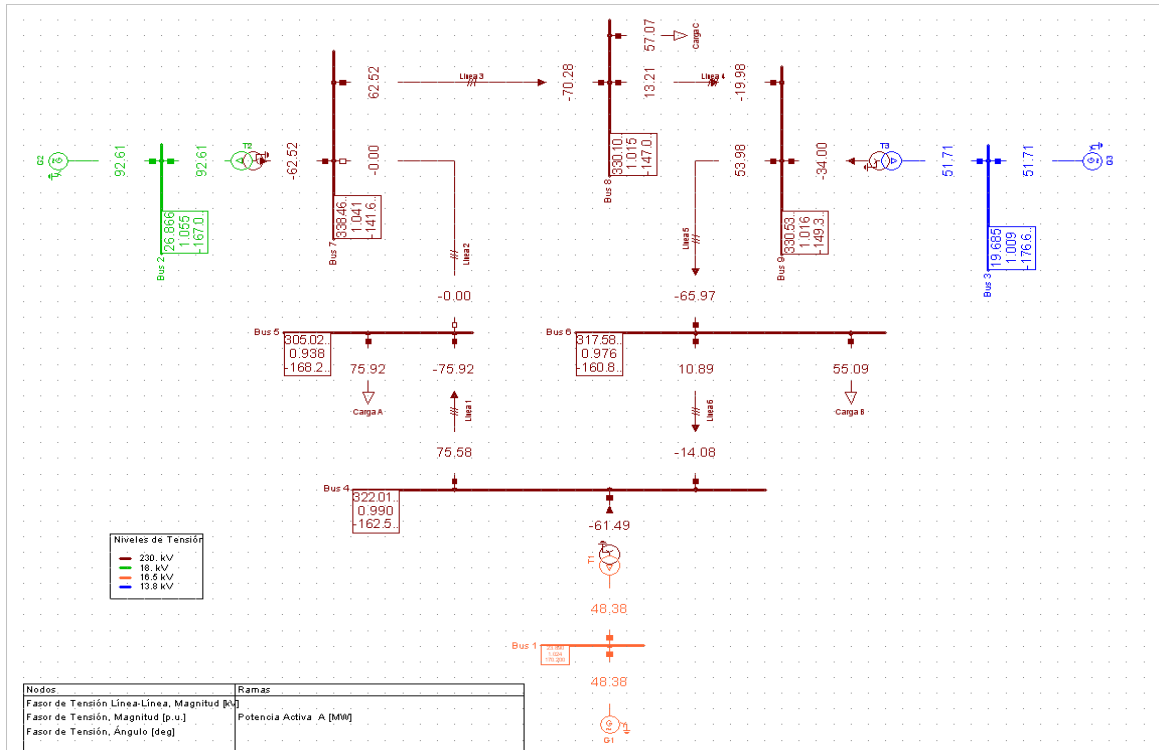


Fig. 4.67 Desconexión de la línea dos para la determinación de la trayectoria en la impedancia para el caso de prueba cuatro.

La figura 4.68, ilustra el comportamiento angular de los rotores en los generadores -2 y 3 con respecto al generador-1.

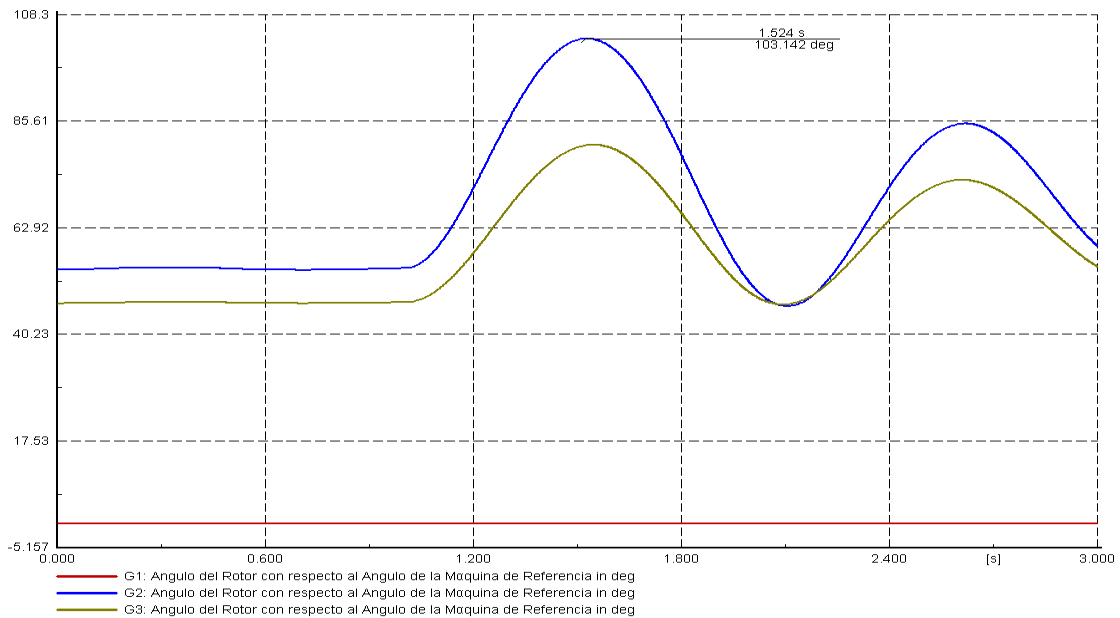


Fig. 4.68 Comportamiento angular de los rotores de los generadores 2 y 3 con respecto al generador-1.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

La figura 4.69, ilustra el comportamiento del voltaje y corriente instantáneo de la fase A para el caso de prueba cuatro. Nótese que la simulación dura tres segundos.

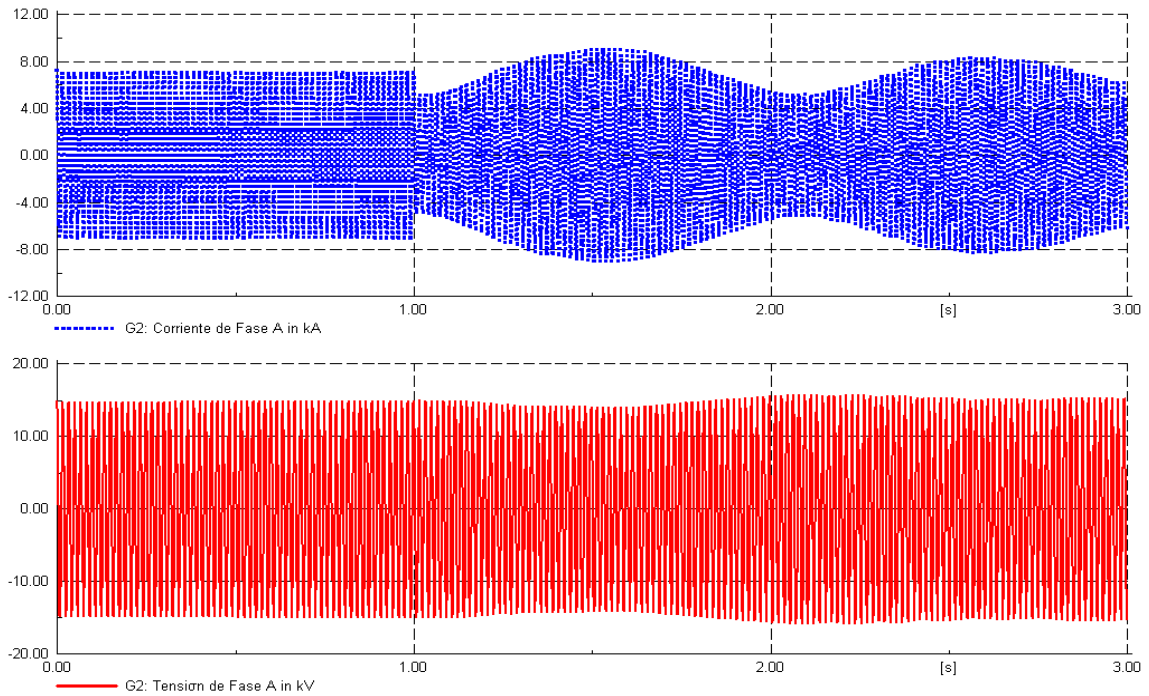


Fig. 4.69 Voltaje y corriente instantáneo de la fase A del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro.

La figura 4.70 ilustra el fasor de corriente de la fase A del generador síncrono-2, para el caso de prueba cuatro.

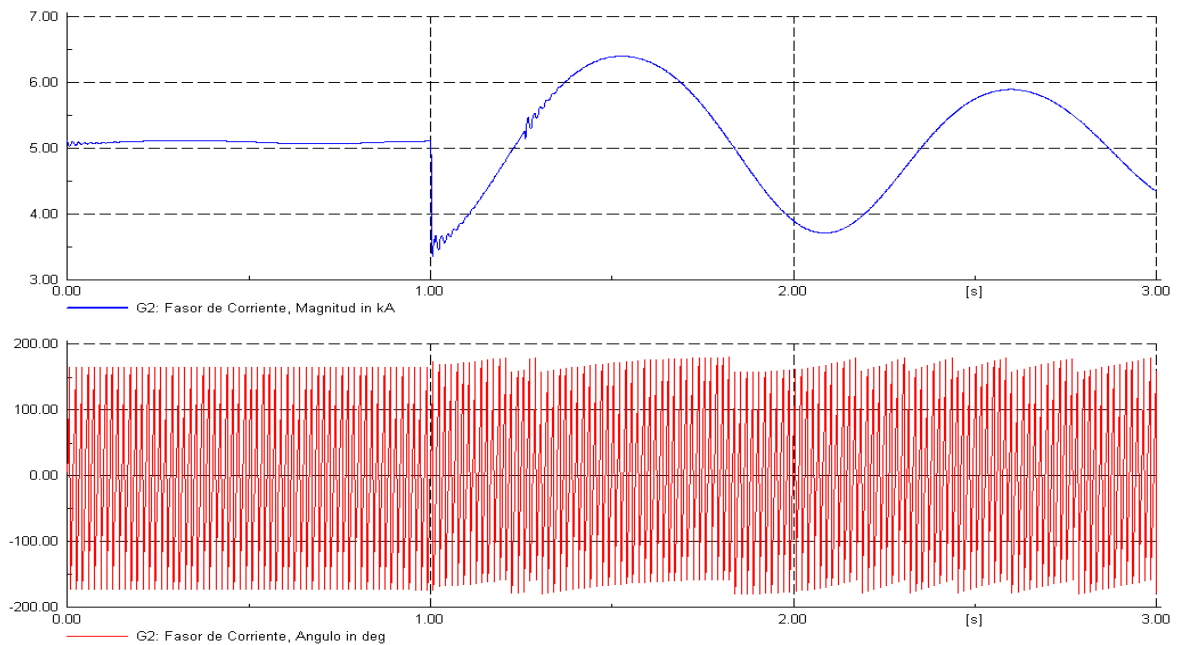


Fig. 4.70 Fasor de corriente de la fase A para el generador-2 estimado mediante la TDF.

La figura 4.71 ilustra el fasor de voltaje de la fase A del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

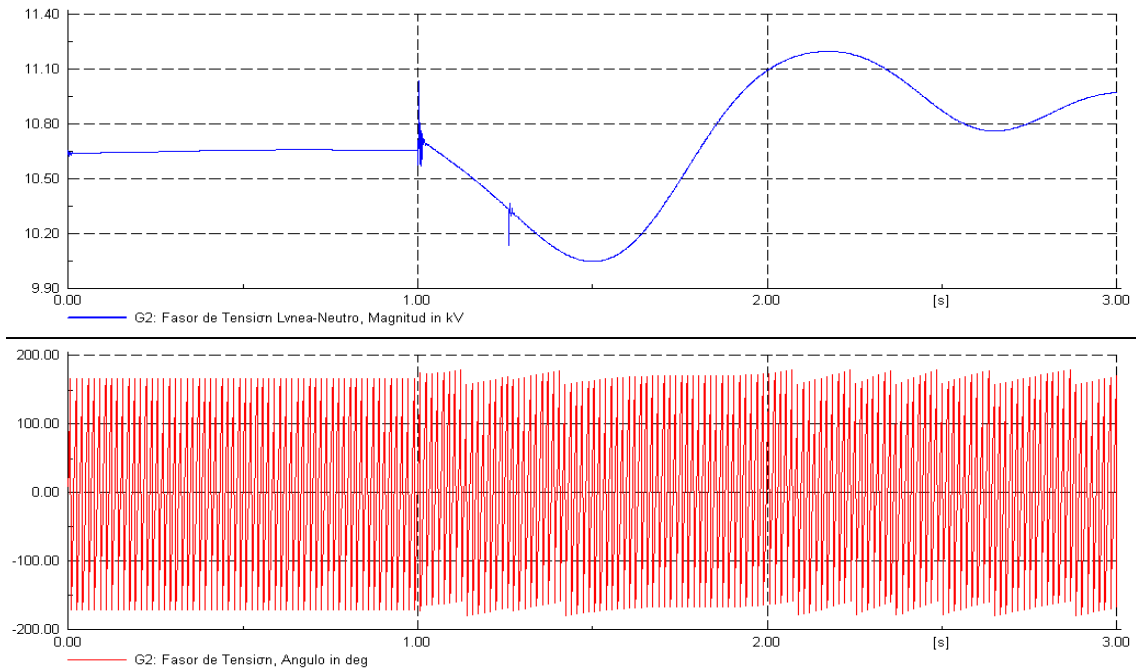


Fig. 4.71 Fasor de corriente de la fase A del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro.

Finalmente la figura 4.72 ilustra la trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro.

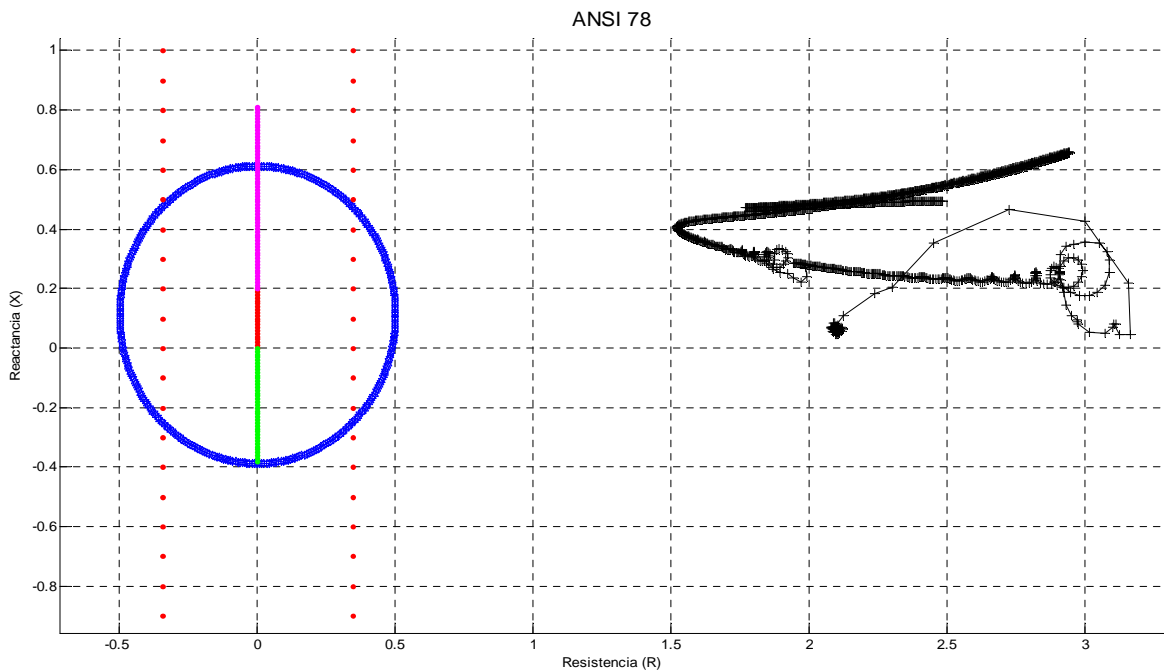


Fig. 4.72 Trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

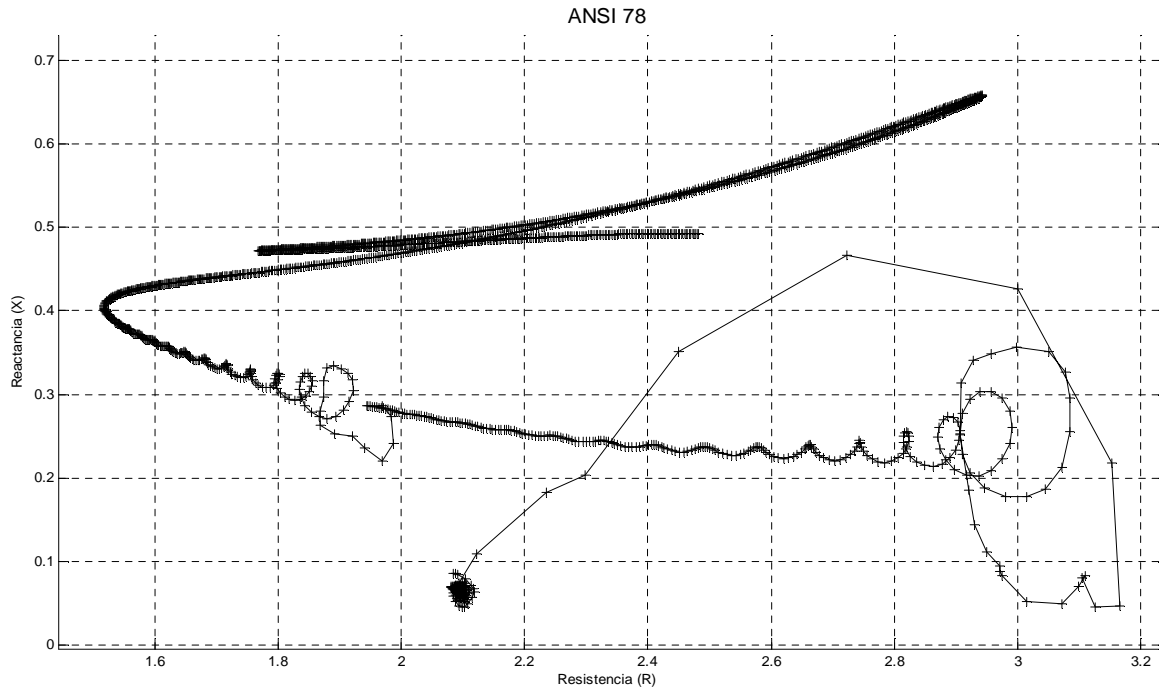


Fig. 4.73. Acercamiento de la trayectoria de la impedancia vista desde las terminales del generador síncrono-2 para el caso de prueba cuatro

CAPÍTULO

5

CONCLUSIONES.

5.1 CONCLUSIONES

En el desarrollo del presente trabajo, se llevo a cabo la evaluación del desempeño de los esquemas de protección del generador síncrono basados en el principio de distancia ante fallas externas y condiciones anormales de operación del generador, mediante su modelado digital en software comercial. Las herramientas de simulación digital comercial, DigSILENT Power Factory 13.2 y MATLAB R2008b ha permitido evaluar el desempeño de las funciones de protección basadas en el principio de distancia de forma estacionaria y dinámica, las cuales se encuentran disponibles en los relevadores multifuncionales microprocesados para la protección de generadores síncronos, criticando la selectividad, velocidad y la confiabilidad de los ajustes recomendados en la literatura para dichas funciones, esto bajo la presencia de diferentes disturbios y configuraciones de la red de prueba.

Se compararon los resultados obtenidos con los de otras publicaciones [1] [50], observando gran similitud, sin embargo, es relevante mencionar, que los resultados considerados como condiciones iniciales en [1] modelan a los transformadores sin considerar ningún desfaseamiento entre el devanado primario y secundario, discrepancia notoria en los resultados asignados como condiciones iniciales en los casos de prueba, implicando una ligera variación en los tiempos críticos de liberación de falla, obtenidos en este trabajo.

Con respecto a la protección de las líneas de la red de prueba para fallas de fase-fase, se concluye que los ajustes propuestos para las características mho de zona 1 y zona 2, responden de manera rápida, manteniendo selectividad y confiabilidad en su funcionamiento debido a que los TC y TP, reproducen las señales de voltaje y corriente de forma ideal. Aunque esta situación es poco realista se considera aceptable, debido a que la selección de los TC, esta basada en los estudios de flujos de potencia para determinar la carga máxima y el estudio de fallas para conocer las corrientes de falla máximas que tendrá que reproducir el TC.

Por otro lado el criterio de ajuste de la PR contenida en los relevador multifuncionales para la protección del generador para fallas entre las fases del sistema (ANSI 21), presenta un buen desempeño en cuanto a rapidez, selectividad y seguridad, cabe señalar que para el ajuste de zona 2 se considero el efecto de infeed introducido por alimentadores intermedios, ya que para la red de prueba en particular, se genera un sobre alcance significativo, sin embargo se mantiene la coordinación entre las características aun cuando los alimentadores intermedios se han desconectado. Además es relevante mencionar que para ajustar el tiempo de operación de la

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

zona 2, es necesario verificar la coordinación con la zona 1 del relevador adyacente en su dirección de disparo, considerando el tiempo crítico de liberación de falla, debido a que lo que se busca con la protección de respaldo no solo es respaldar al relevador adyacente sino además hacerlo en un tiempo en el cual no se comprometa la estabilidad angular del sistema, así como otras posibles inestabilidades de voltaje y frecuencia. Aunque el tiempo de operación de zona 2 asciende a seis ciclos (0.1 s), y pareciese que este tiempo de operación es demasiado corto como para asegurar una coordinación entre el relevador que protege la línea y la PR disponible en los relevadores multifuncionales que protegen al generador, las simulaciones digitales predicen un desempeño confiable.

Con relación al criterio de ajuste empleado para proteger al generador-2 de la red de prueba, frente a la condición de pérdida de excitación (ANSI 40) así como su coordinación con la carta de operación y LEEE determinados mediante un método gráfico, se concluye que existe la posibilidad de una falta de coordinación debido que el método gráfico empleado supone una excitación de campo constante, elevando de dependabilidad de la función de protección ANSI 40.

Por otro lado, se concluye que el criterio de ajuste de la función de protección contra pérdida de sincronismo ANSI 78 del generador-2 de la red de prueba, es de gran relevancia con respecto a la vida útil del generador, así como de la seguridad y estabilidad del sistema, sin embargo, la limitación de este criterio, consiste en que esta basado en un análisis gráfico, donde se suponen condiciones que no se cumplen en la realidad, sin embargo, el estudio de estabilidad transitoria, donde se representa la dinámica del generador síncrono y control de excitación así como el SEP completo, que hace más realista la evaluación del desempeño de la protección.

Además es relevante mencionar que en los diferentes casos de estudio, se nota claramente el diferencial de velocidad en la trayectoria de la impedancia para una condición de falla y una condición de pérdida de sincronismo. Observando que para una condición de falla la impedancia prácticamente brinca del punto de carga a la impedancia equivalente de falla en el sistema (caso 1-1 y 1-2). Por otro lado, cuando se pierde el sincronismo, la velocidad de la trayectoria de la impedancia es más lenta, implicando que la impedancia se mantenga más tiempo entre las viseras y característica mho del esquema de protección, cumpliendo con las condiciones que se requieren por el esquema de protección para ordenar la desconexión del generador.

Además se tiene que para los casos de estudio de la red en particular, solamente una condición de falla que es mantenida por encima del tiempo crítico de liberación puede llevar a la pérdida de sincronismo de los generadores. Los casos 2, 3 y 4 soportan el párrafo anterior.

5.2 APORTACIONES DE LA TESIS

- Se presenta una metodología para ajustar y evaluar el desempeño de la función de protección de respaldo de sistema (ANSI 21) contenida en los relevadores multifuncionales que protegen al generador síncrono, considerando lo recomendado en la literatura especializada y fabricante, mediante la simulación de fallas balanceadas en diferentes porcentajes de las líneas de la red de prueba.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

- Se desarrolla una metodología para ajustar la función de protección contra pérdida de excitación ANSI 40 considerando las recomendaciones de la literatura especializada y proveedor de relevador.
- Se presenta un análisis del desempeño de la función de protección contra pérdida de sincronismo (ANSI 78), mediante la solución en el tiempo de la red de prueba, la cual considera el efecto del control de excitación del generador, en presencia de diferentes disturbios y configuraciones del sistema.

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

- Evaluar el desempeño de las funciones de protección disponibles en los relevadores multifuncionales para la protección del generador síncrono de manera conjunta, empleando los simuladores de sistemas de potencia en tiempo real.
- Evaluar el desempeño de las funciones de protección disponibles en los relevadores multifuncionales para la protección del generador síncrono mediante la reproducción de los archivos en formato COMTRADE obtenidos durante las simulaciones en el tiempo de la red de prueba.
- Representar la dinámica de los controles de excitación modernos con el objetivo de analizar su desempeño e impacto sobre la respuesta de la trayectoria de la impedancia que los relevadores de distancia determinan.
- Modelar las funciones de protección del control de excitación de los generadores síncronos.
- Evaluar el desempeño de la función de respaldo y de pérdida de sincronismo ante fallas a tierra y de alta impedancia.
- Evaluar el desempeño de los esquemas de protección bajo estudio, cuando las líneas adyacentes cuentan con sistema de compensación serie fija y dinámica.
- Evaluar la aplicación y desempeño de las funciones de protección bajo estudio en los generadores síncronos empleados en las tecnologías de generación distribuida.

REFERENCIAS

- 1 Anderson and Fouad. “*Power system control and stability*”. Iowa state, university press.
- 2 IEEE C37.2-1996. *Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations*.
- 3 IEEE COMMITTEE REPORT. “*Survey of Experience With Generator Protection and Prospects for Improvement Using Digital Computers*”. IEEE Transactions. on Power Delivery, Vol. 3, n° 4, pp 1511-1522, October 1988
- 4 ANSI/IEEE C37.102-1986, "*IEEE Guide for AC Generator Protection*."
- 5 BERDY, J. *Loss of Excitation Protection for Modern Synchronous Generators*. IEEE Transactions. Vol. 94, n° 5, pp. 1457-1463, 1975.
- 6 M. J. H. Neher, “*Comprehensive method of determining the performance of distance relay*”, AIEE Transactions, Vol. 56, 1937, pp. 833-844.
- 7 C. R. Mason “*Relay Operation During System Oscillation*”, AIEE Transactions, Vol.56 p 1513-1514, 1937
- 8 Edith Clark, *Circuit Analysis of A-C Power system*, Vol. II, John Wiley & Sons, 1950
- 9 Edith Clark, “*impedances seen by relays during power swings with and without fault*”, AIEE Transactions, Vol. 64, pp 372-384, 1945
- 10 C. R. Mason “*A new loss of excitation relay for synchronous generators*”, AIEE Trans., vol. 68, Pt. II, pp. 1240–1245, 1949”
- 11 LEE, D. C.; KUNDUR, P.; BRWN, R. D. IEEE. *A High Speed, Discriminating Generator Loss Of Excitation Protection*. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, N°.6 November/December, 1979
- 12 MACKENZIE, W. F.; DEWEY, C.; EMMERLING, E. J. *Loss of Field Relay Operation During System Disturbances – Working Group Report – June 1971*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, n°.5, pp. 1464-1472, 1975
- 13 IEEE COMMITTEE REPORT. *Survey of Experience With Generator Protection and Prospects for Improvement Using Digital Computers*. IEEE Transactions. on Power Delivery, Vol. 3, n° 4, pp 1511-1522, October 1988.
- 14 RANA, R. D.; SCHULZ, R. P. et al. *Generator Loss of Field Study for AEP’s Rockport Plant*”, *Comp. Applications in Power*. IEEE, Vol. 3, issue 2, pp 44-49, April 1990.]
- 15 MOZINA, C. J. *Upgrading the Protection and grounding of generators at Petroleum and Chemical Facilities*, *Petroleum and Chem. Ind. Tech. Conf*, 51st Annual Conf. Proc. Sept. 2004
- 16 MOORE, P. J.; STANGENBERG, A. *An Investigation into the impedance Characteristics of a Synchronous Generator under Loss of Excitation Condition*. *Energy Management and Power Delivery*, Vol. 2, 1998. pp. 619-624.
- 17 SHARAF, A. M.; LIE, T. T. *ANN Based Pattern Classification of Synchronous Generator Stability and Loss of Excitation*. IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 9, n° 4, p753-759, 1994

- 18 TAMBAY, S. R.; PAITHANKAR, Y. G. A New Adaptive Loss of Excitation Relay Augmented by rate of Change of Reactance. Power Engineering Society General Meeting IEEE. Vol. 2, pp. 1831-1835, 2005
- 19 MORAIS, A. P.; CARDOSO JUNIOR, G.; AVIZ, C. A. M. et al. Avaliação da Eficiência da Proteção Adaptativa para a Perda de Excitação em Geradores Síncronos Comparada às Técnicas de Mason e Berdy. XII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ. Foz do Iguaçu-PR, Brasil, Maio de 2007
- 20 LEITE, A. G.; SILVEIRA, P. M. Utilização da Proteção Contra a Perda de Excitação de Unidades Geradoras como Proteção Sistêmica: Curva Tomate. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro RJ, Brasil, Outubro de 2007.
- 21 Larios S.Jose; Enriquez H. G. “Análisis de la coordinación de protecciones en las centrales eléctricas.” Tesis de maestría SEPI ESIME ZAC. México D.F. Septiembre de 1997
- 22 Romero C. Pedro; Mota P. Ricardo. “coordinación y ajuste de protecciones de distancia en sistemas de transmisión en condiciones dinámicas. “ Tesis de maestría SEPI ESIME ZAC. México D.F. Diciembre de 1997
- 23 Domínguez C. Jesús A y Enriquez H. G. “análisis de la respuesta de esquemas de protección de distancia de un sistema eléctrico de potencia ante contingencias” Tesis de maestría SEPI ESIME ZAC. México D.F. 1997
- 24 Reyes L. Bernabé; Asiain O. Tomas. “Monitoreo y protección digital de un generador de tipo experimental”. Tesis de maestría SEPI ESIME ZAC. México D.F. 1999
- 25 IEEE C37.102-1986, "IEEE Guide for AC Generator Protection."
- 26 Survey of Rate of Change of Frequency Relays and Voltage Phase Shift Relays for Loss of Mains Protection. ERA Report 95-0712R, 1995. ERA Technology Ltd.
- 27 Kundur. *Power System Stability and Control*. 1st Edition. The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Inc., New York NY, U.S.A., 1994.
- 28 IEEE Power Engineering Society (2007). “IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines”. *IEEE Std 421.1™-2007*, IEEE, New York, NY. USA.
- 29 J. Machowski, W. Bialek, R. Bumby. “POWER SYSTEM DYNAMICS Stability and Control”. *Second Edition, 2008 John Wiley & Sons, Ltd*
- 30 IEEE – The power engineering education committee power system relaying committee. “Tutorial IEEE de protección de generadores síncronos
- 31 C. R. Mason A new loss of excitation relay for synchronous generators”, AIEE Trans., vol. 68, Pt. II, pp. 1240–1245, 1949
- 32 A. Guzman, H.J. Altuve, R. Sandoval. “Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection
- 33 R. L. Tremaine and J. L. Blackburn, “Loss-of-field protection for synchronous machines,” AIEE Trans., vol. 73, pt. III, pp. 765–772, August 1954
- 34 J. L. Blackburn, Protective Relaying, Principles and Applications, 2nd Edition. New York-Basel: Marcel Dekker, Inc., 1998
- 35 IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007. “Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability”. Working Group J-5 of the Rotating Machinery Subcommittee, Power System Relay Committee

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

- 36 Y. G. Paithankar, *Transmission Network Protection/ Theory and practice*, Marcel Dekker. 1998
- 37 Ramón Sandoval, Guzmán Armando, Altuve Héctor “*Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection, CFE-SEL 2006*”
- 38 *User Manual of DigSILENT GmbH- Power Factory Version 13.2*, Gomaringen, Germany
- 39 G W. Stagg and A. H. El-Abiad, *computer Methods in power system analysis*, McGraw-Hill, 1968
- 40 J. Arrillaga and C. P. Arnold, *Computer Analysis of power system*, John Wiley and Sons, 1990
- 41 Gross A. Charles. *Análisis de sistemas de potencia*. Interamericana, México D.F. 1982
- 42 *Dictionary of Scientific & Technical Terms*, 6E, McGraw-Hill Copyright 2003 by The Mc Graw-Hill Companies, Inc
- 43 IEEE-1986 Standard requirements for instrument transformers, IEEE/ANSI C57.13
- 44 IEEE 2007. *Coordination of generator protection with generator excitation control and generator capability*. Working group J-5 of the rotating machinery subcommittee, power system relay committee
- 45 GERENCIA DE PLANEACIÓN CFE. *Manual de procedimientos para coordinación de protecciones de sobre corriente en sistemas de distribución*.
- 46 Instruction manuals SEL-321. <https://www.selinc.com/SEL-321/>
- 47 Elmore A. Walter. “*Protective Relaying theory and Applications*” *Second Edition*. Marcel Dekker, Inc. 2004. ABB Power T&D Company
- 48 Data Sheets, SEL 300G Generator Relay, <http://www.selinc.com/sel-300g/>
- 49 Instruction Manuals. SEL 300 G Generator Relay, <https://www.selinc.com/sel-300g/>
- 50 Juan M Gers, James Ariza, “*Operation simulation of out of step relays using COMTRADE files and transient stability analysis*”
- 51 P. M. Anderson, B. L. Agrawal, J. E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, USA, 1990
- 52 Ziegler Gerhard. *Numerical Distance protection: Principles and Applications*. Siemens Third Edition
- 53 IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993 “*Load representation for dynamic performance analysis*”

APÉNDICE A

A-1 FUNDAMENTOS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

A-1.1 INTRODUCCIÓN

La protección de distancia es una protección universal contra corto circuito, cuyo funcionamiento y selectividad dependen de la medición local de cantidades eléctricas, que son equivalentes a la impedancia de falla, la cual es comparada con sus ajustes de zona. [3.7].

La protección de distancia constituye la base de la protección en redes de transmisión y distribución. Actuando como la principal protección para líneas aéreas y cables, proporcionando además funciones de protección de respaldo para contiguos elementos de la red, tales como barras, transformadores y alimentadores mas alejados.

La protección de distancia es más rápida y selectiva que la protección de sobrecorriente. Y es también menos susceptible a cambios en la impedancia relativa de la fuente y condiciones del sistema. Una ventaja más de la protección de distancia numérica consiste en la función de localización de falla. Por lo tanto es también aplicada en redes radiales. Su tiempo de disparo es de aproximadamente uno a dos ciclos (16.6 a 33.3 ms a 60 Hz) en la primera zona, para fallas dentro del 80 a 90% de la longitud de la línea. En la segunda zona, para fallas en el último 10 o 20 % del alimentador protegido, el tiempo de disparo es de aproximadamente 300 a 400 ms. Otras zonas actúan como protección de respaldo remoto, con intervalos de coordinación más largos.

Con un canal de comunicación entre los extremos de una línea, (hilo piloto, carrier de la línea, enlaces de radio o fibra óptica) la protección de distancia puede generar un esquema de protección por comparación con selectividad absoluta. Y entonces facilitar disparos rápidos, al 100% de la longitud de la línea, similar a un esquema de protección diferencial, pero que además proporciona protección de respaldo remoto para elementos del sistema contiguos. Finalmente la protección de distancia es también aplicada como protección principal y de respaldo para grandes generadores y bloques de transformación. La protección contra pérdida de excitación y pérdida de sincronismo son ejemplos de la aplicación la protección de distancia al bloque generador-transformador.

A-1.2 DEFINICIONES

Protección de distancia numérica:

Es la protección de distancia completamente digital que emplea la tecnología basada en el microprocesador y la conversión analógica digital de los valores medidos de voltaje y corriente, para calcular numéricamente una distancia y lógicas de procesamiento digital.

El termino *relevador de distancia digital*, fue originalmente usado para designar a la generación previa de relevadores con circuitos de medición analógicos y digital, coincidentes en tiempo de medición, usando microprocesadores.

En los US, el termino “protección de distancia digital siempre se a utilizado en el sentido de protección numérica. Hoy en día el término es usado en forma paralela.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Zonas de distancia:

Son los alcances de los elementos de medición de la protección de distancia, en un sistema de potencia.

Característica tipo impedancia:

Es una característica de zona del relevador de distancia, con un alcancé de impedancia constante (círculo en el plano R-X, con centro en el origen).

Por otro lado, cuando el círculo es desplazado en el plano R-X, se genera lo que es conocido como característica tipo impedancia con offset.

Relevador tipo impedancia:

Originalmente este término designa un relevador con la característica circular tipo impedancia. Sin embargo el termino impedancia es un termino genérico que incluye la resistencia y reactancia de manera individual o una combinación de los dos.

Característica Mho (admitancia):

Es una característica circular que cruza el origen del plano R-X, y que por lo tanto es inherentemente direccional. El nombre es dado por el hecho de que el círculo mho corresponde a una línea recta en al plano admitancia (1/ohm).

Polarización:

Provee a un relevador con sensibilidad direccional.

Polarización cross:

Polarización de un relevador para proporcionar direccionalidad, que emplea los voltajes de fase sanos. En muchos casos la polarización en cuadratura es usada. En este caso el voltaje de polarización esta en cuadratura con el voltaje de fase critico. También el voltaje de secuencia positiva es algunas veces usado para polarización.

Característica de polarización MHO:

El relevador tradicional MHO consiste de un círculo que pasa a través del origen del diagrama R-X, el cual usa el voltaje del circuito bajo falla, como cantidades de polarización. Esto es mejor conocido como auto polarización del relevador mho. La versión de polarización cross del relevador MHO, suma un cierto porcentaje de voltaje de fase saludable al voltaje de polarización para garantizar la plena sensibilidad de dirección, para voltajes de falla cercanos a cero. En consecuencia, el círculo se extiende en dirección negativa del eje X, para fallas hacia adelante, dependiendo de la impedancia de la fuente.

Característica tipo reactancia (relevador):

Es una característica de línea recta paralela al eje R con alcance reactivo constante. El alcance resistivo (R) es ilimitado. La característica tipo reactancia puede combinarse con otras características, por ejemplo la característica tipo mho.

Característica tipo cuadrilateral (relevador):

Como su nombre lo indica, es la característica conformada por cuatro líneas rectas.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Característica ángulo-impedancia (ohm):

Este término designa una línea recta caracterizada en el plano R-X, la cual tiene una inclinación con respecto al eje R, (usualmente el ángulo de la línea). Un par de estas líneas rectas son conocidas como características Blinder (viseras) y son usados para limitar los alcances de zona por ejemplo en un relevador tipo mho.

Capacidad de carga de los relevadores de distancia:

A medida que incrementa la carga en la línea, la impedancia de carga medida comienza a disminuir invadiendo las zonas de operación del relevado. La carga en MVA, que llega a la zona más alejada esta en el punto de operación conocido como el límite de capacidad de carga del relevador.

Sistemas de medición (elementos de medición):

Modulo para la medición de la impedancia de falla y dirección, incluyendo las características de arranque. las entradas son voltajes y corrientes de corto circuito.

Tiempo de arranque:

Es el tiempo transcurrido desde que aparece la falla asta que arranca (pick-up) el sistema de medición (por ejemplo, $I > I_{pick-up}$, o $Z < Z_{starting}$). Normalmente cuando este tiempo ha expirado, alguna función adicional es liberada o bloqueada y una alarma es inicializada. El comando de disparo es únicamente generado después de evaluar la lógica de disparo o después de concluirse el retardo de tiempo fijado.

Tiempo de restablecimiento

Es el tiempo durante el cual la señal de salida se mantiene activada después de que la señal medida ha caído por debajo del nivel de restablecimiento del sistema de medición.

Tiempo de disparo

Es el tiempo medido desde la aparición de falla asta el cierre de los contactos de salida. El tiempo de disparo no es constante. Diversos factores influyen tal como: el voltaje y corriente de corto circuito y la localización de la falla así como tiempo de canal en los esquemas de teleprotección.

Tiempo de coordinación:

Es el tiempo de retardo fijo de las zonas de respaldo.

Recierre automático

En líneas de transmisión aéreas muchas fallas son de naturaleza transitoria y desaparecen cuando los alimentadores son desconectados. Después de que la falla es liberada la línea puede ser puesta en servicio. Esto es usualmente implementado con un recierre automático después de un transcurrir un tiempo corto (tiempo muerto).

Voltaje de corto circuito:

Este término se refiere al voltaje en el circuito bajo falla. En el caso de la protección de distancia se refiere al voltaje entre las fases falladas o entre la fase fallada y tierra. El voltaje de corto circuito es requerido para la medición de la distancia.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Voltaje de circuito sin falla:

Para determinar la dirección de falla los relevadores de distancia modernos, utilizan los voltajes medidos que no son afectados por la falla, por ejemplo, el voltaje de las fases A y B, para un corto circuito en la fase A y tierra.

Impedancia de corto circuito

Es la impedancia entre la fase fallada y tierra o entre las fases falladas.

Impedancia aparente

Consiste en la impedancia de falla vista por los relevadores de distancia la cual es determinada por los voltajes y corrientes aplicados al relevador. La cual puede ser diferente de la impedancia actual debido a corrientes de infeed u outfeed en algunos puntos entre el relevador y la falla.

Durante condiciones de carga normal, el relevador de distancia mide la impedancia aparente de acuerdo a los voltajes y corrientes actuales en la localización del relevador. Sin embargo, durante sobre cargas y oscilaciones de potencia la impedancia aparente es aproximada a las zonas de operación del relevador, y puede causar su operación en falso.

Impedancia de la fuente

Para una particular localización de falla, la impedancia de la fuente es la parte de la impedancia en el circuito bajo falla, que se encuentra entre la fuente de voltaje el punto de conexión de la medición de voltaje del relevador.

Relación de impedancia (SIR)

Para un particular punto de medición este se refiere a la relación de la impedancia de la fuente y la impedancia de corto circuito

A-1.3 MODO DE OPERACIÓN

La protección de distancia determina la impedancia de falla mediante las mediciones de voltajes y corrientes de corto circuito en la localización del relevador, figura A-1.

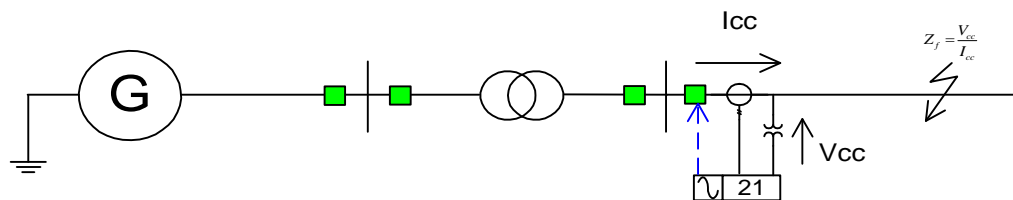


Fig. A-1 Determinación de la impedancia de falla mediante la I_{cc} y V_{cc} en la localización del relevador.

La impedancia de falla medida es entonces comparada con la impedancia de la línea conocida. Si la impedancia de falla medida es más pequeña que la impedancia de la línea establecida, una falla interna es detectada y un comando de disparo se emitirá al interruptor.

Esto implica que la protección de distancia en su forma más simple puede llegar a tomar decisiones de protección con los voltajes y corrientes medidos en la localización del relevador. Para esta decisión de protección básica no requiera mas información, y por lo tanto la protección no depende de equipamiento adicional o canales de transmisión de señales.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

La inexactitud en la medición de impedancia, resulta de los errores de medición de los TC, errores en la inexactitud de la impedancia de la línea, la cual es basada en un cálculo y no en una medición. Un ajuste de protección que abarqué el 100% de la longitud de la línea, con una sola zona de protección no es posible en la practica. Un margen de seguridad del 10 al 15% en el final de la línea puede ser adoptado para la llamada etapa de “under-reaching” (zona 1), para garantizar una selección segura de protección, entre fallas internas y externas, figura A-2

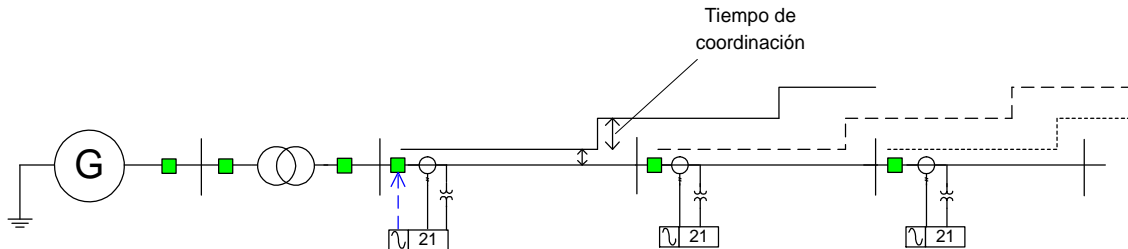


Fig. A-2 Zonas de protección de la protección de distancia.

El resto de la línea es cubierta por la etapa de “over-reaching” (zona 2), la cual proporciona selectividad, mediante un retardo de tiempo relativo a la protección de la línea adyacente. En el caso de protección electromecánica este tiempo de retardo (intervalo de coordinación) es de 400- 500 ms y de 250 a 300 ms para el caso de protección con tecnología estática y numérica, considerando en el intervalo de coordinación el tiempo de operación del interruptor aguas abajo.

Contrariamente a la protección diferencial, que exhibe selectividad absoluta (su zona de protección esta puntualmente definida por la localización de los transformadores en ambos extremos de la línea) la protección de distancia (en su forma más simple sin suplementos de teleprotección) no exhibe selectividad absoluta.

La selectividad de disparo debe ser garantizada mediante el intervalo de coordinación con la protección adyacente. Sin embargo, la protección de distancia adicionalmente proporciona la opción de protección de respaldo para los elementos adyacentes, como líneas y buses. La segunda zona es usada para este propósito.

A-1.4 IMPEDANCIA VISTA POR EL RELEVADOR (Impedancia secundaria).

Los relevadores de protección de distancia son alimentados con señales de voltaje y corriente medidas del sistema primario (línea aérea) por medio de transformadores de instrumento (TC y TP). El relevador por lo tanto mide una impedancia secundaria, que esta en función de las relaciones de transformación de los TC y TP:

$$Z_{sec} = \frac{I_{prim}/I_{sec}}{U_{prim}/U_{sec}} * Z_{prim} \quad (A.1)$$

Los ajustes del relevador se hacen con impedancia secundarias, del mismo modo que las pruebas son realizadas con señales secundarias. Por tanto los valores de impedancia del relevador, deben siempre ser convertidos usando (A.1)

A-1.5 DIAGRAMA DE IMPEDANCIA

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Para el ingeniero en protecciones el diagrama de impedancia es una herramienta esencial para la evaluación del desempeño de la protección de distancia. En este diagrama la característica del relevador, la medición de impedancia equivalente de carga y la impedancia de corto circuito es representada en el plano complejo X-R, figura A-3. En este diagrama la relación de estas tres impedancias es un claro indicador del desempeño del relevador en el sistema.

Durante la operación normal del sistema la impedancia medida corresponde a la impedancia de carga. Esta magnitud es inversamente proporcional a la cantidad de carga transferida ($Z_{\text{carga}} = V_{\text{línea}}^2 / P_{\text{carga}}$). El ángulo entre la corriente y el voltaje durante esta condición corresponde al ángulo de carga φ_{carga} , figura A-3, el cual depende de la relación entre la potencia real y reactiva ($\varphi_L = \tan^{-1}[Q/P]$).

Después de la aparición de la falla, la impedancia medida, brinca a la impedancia de corto circuito, la cual es usualmente más pequeña que la impedancia de carga. Este valor corresponde a la impedancia de falla entre la localización del relevador y la localización de la falla. Cuando la resistencia de arco o resistencia de falla se presentan en la localización de la falla, una componente resistiva (R_F) adicional es añadida a la impedancia de la línea. El ángulo que es medido ahora entre el voltaje y la corriente de corto circuito es el ángulo de corto circuito φ_{SC} . La característica de operación de la protección de distancia es definida de manera fija en el diagrama de impedancia.

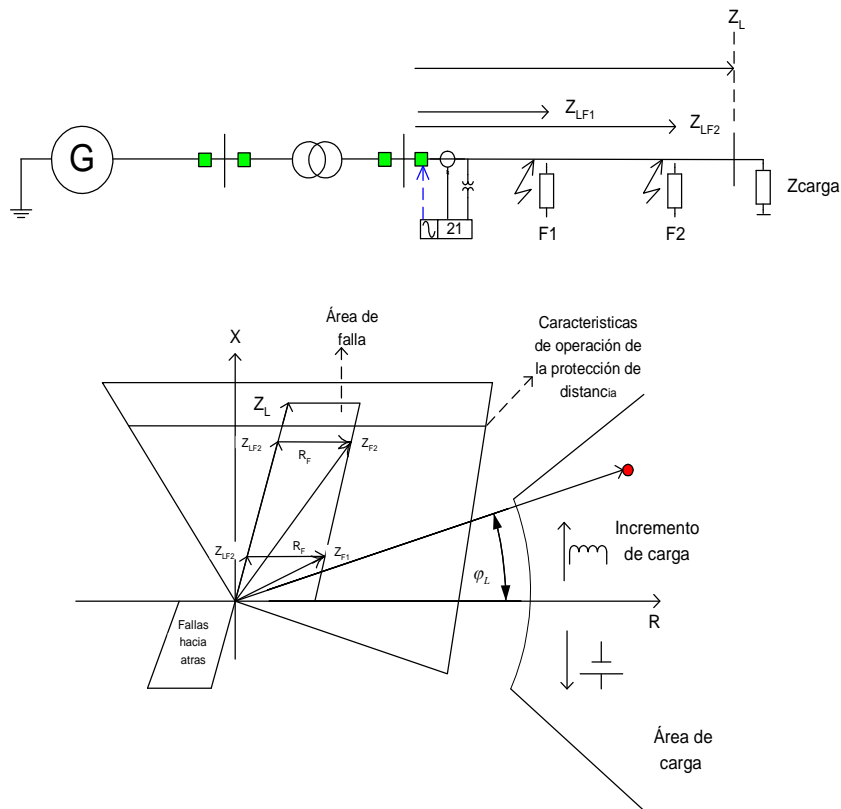


Fig. A-3 Impedancia de carga y de corto circuito. [3.7]

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Las características tradicionales de los relevadores de distancia son figuras geométricas formadas por líneas rectas y círculos o sectores de círculos. Estas restricciones se dieron debido a las limitaciones de las técnicas de medición analógicas.

El incremento en la potencia de procesamiento de los relevadores de protección numérico libero la elección de las características de operación permitiendo se optimización.

A-1.6 MEDICIÓN DE DISTANCIA

Convencionalmente los relevadores de distancia comparan la impedancia de corto circuito con la impedancia replica de la línea, para determinar si la falla esta dentro o fuera de la zona de protección. Por ejemplo los relevadores electromecánicos diseñados en Alemania emplean un circuito de rectificación “bridge” como un balance de impedancia. Inglaterra y América utilizan en su manufactura de relevadores de inducción una técnica de medición basada en el principio “Ferraris”.

Por otro lado en [3.7] y [3.20].se menciona que la mejor característica conocida consiste en el círculo mho (circulo de admitancia), figura 6, La circunferencia de este círculo pasa a través del origen del diagrama R-X y por lo tanto inherentemente combina la medición de distancia y direccionalidad (circulo MHO auto polarizado) figura A-4.

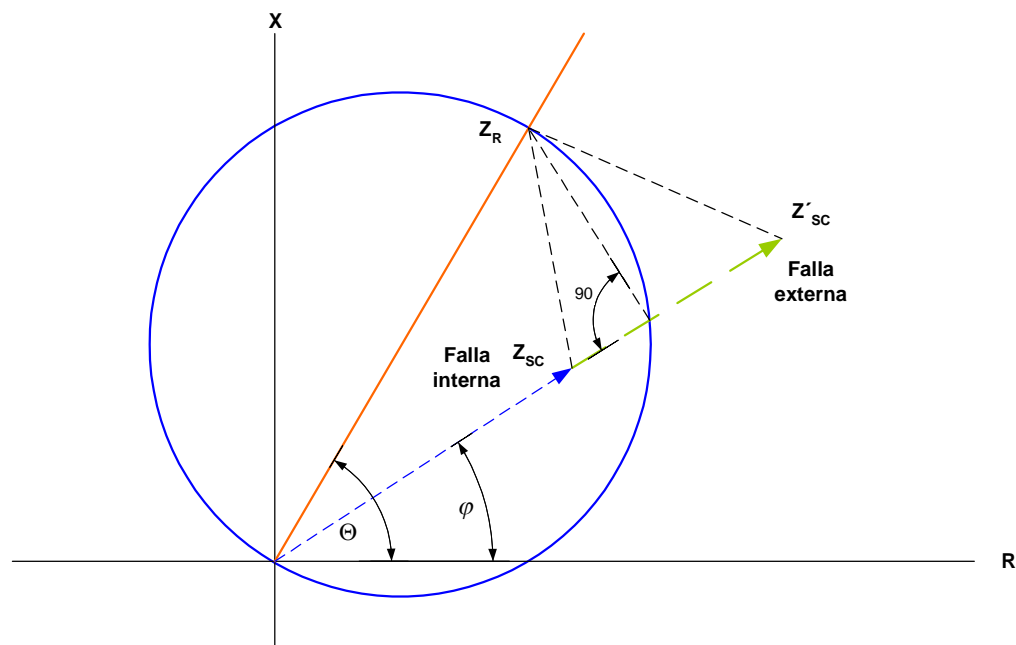


Fig. A-4 Impedancia de carga y de corto circuito. [3.7]

Esto proporciona una ventaja económica en los momentos en que se utilizaba la tecnología electromecánica y tecnología estática de relevadores. Pero aun hoy en día, con la tecnología digital, este tipo de características es preferido en los US, con la aceptación de los relevadores de protección de fase, donde las características cuadrilaterales se han introducido para ampliar el alcance resistivo.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

El ajuste de la impedancia del relevador Z_R define el alcance de la zona. El ángulo Θ es conocido como el ángulo característico del relevado. El alcance de impedancia, depende del ángulo de falla, y esta determinada por:

$$Z = Z_R[\cos(\Theta - \varphi)] \quad (A.2)$$

El ajuste de Θ es normalmente adaptado al ángulo de la impedancia de la línea protegida de modo que Z_R corresponde a una replica de la línea. Esto es importante para relevadores electromecánicos y estáticos de alta velocidad, debido a que estos emplean un transductor para eliminar el impacto de componente de CD de la corriente de falla en la medición de la distancia.

En el caso de líneas cortas, es recomendable fijar el ángulo característico del relevador por debajo del ángulo de la línea para aumentar la compensación para fallas de alta impedancia. Hay un círculo MHO con voltaje de polarización mejorado, (conocido como polarización MHO o polarización MHO cross), el cual mejora su desempeño para fallas de alta impedancia, figura A-5.

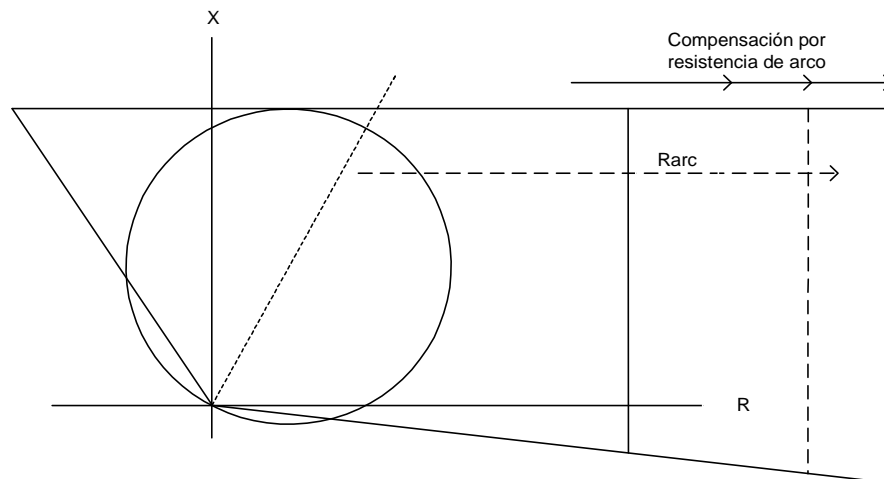


Fig. A-5 Características de operación cuadrilaterales empleadas para la detección de fallas de alta impedancia.

Por otro lado, los relevadores basados en elementos estáticos emplean para la medición de distancia un comparador de fase.

Las señales sinusoidales de los fasores $\Delta \bar{U}$ y \bar{U}_{ref} son cambiadas a formas cuadradas. Por medio de un comparador, la coincidencia (traslape) de las señales cuadradas es monitoreada. La figura A-6 muestra este procedimiento para una característica mho, donde Z_R es el alcance establecido de zona (impedancia vista por el relevador).

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

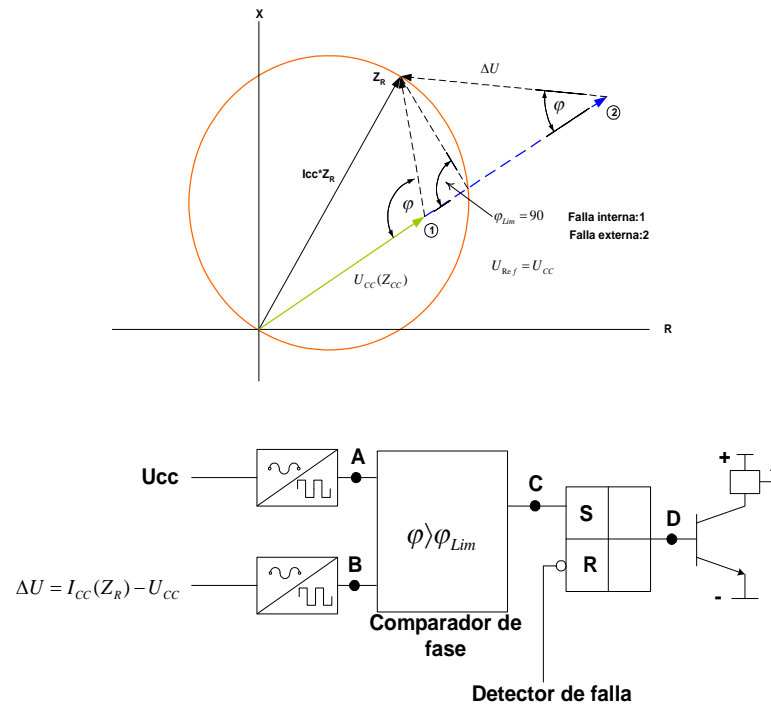


Fig. A-6 Comparación de fase para la medición de la distancia (lógica de coincidencia)

El círculo Mho es producido por mediciones entre el ángulo φ , $\Delta \bar{U}$ y el voltaje de corto circuito U_{cc} . En la circunferencia este ángulo es de 90° correspondientes al valor de pick-up (límite de ángulo de coincidencia, φ_{lim}). Si la impedancia de corto circuito incide el círculo, el resultado será un ángulo grande, es decir de gran coincidencia, y en consecuencia se efectuará un disparo.

Los relevadores numéricos utilizan un algoritmo específico para calcular la impedancia de falla, mediante las mediciones de voltaje y corriente. El resultado es después comparado matemáticamente con los bordes de la característica de pick-up parametrizado. De este modo es posible implementar y optimizar casi cualquier forma de característica.

Para características circulares el ángulo medido entre fasores es más utilizado como un criterio, ya que los fasores nuevos son calculados numéricamente por filtros ortogonales (filtro Fourier).

A-1.7 DISCRIMINACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE FALLA.

En alimentadores configurados de manera anillada, la protección de distancia debe ser capaz de identificar la dirección de la falla (hacia adelante o hacia atrás), con el objetivo de prevenir que las fallas hacia atrás que no están sobre el alimentador protegido, puedan causar disparos incorrectos.

La determinación de la dirección de la falla puede ser ilustrada en el diagrama voltaje corriente o bien dentro del plano de impedancia, figura A-7.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

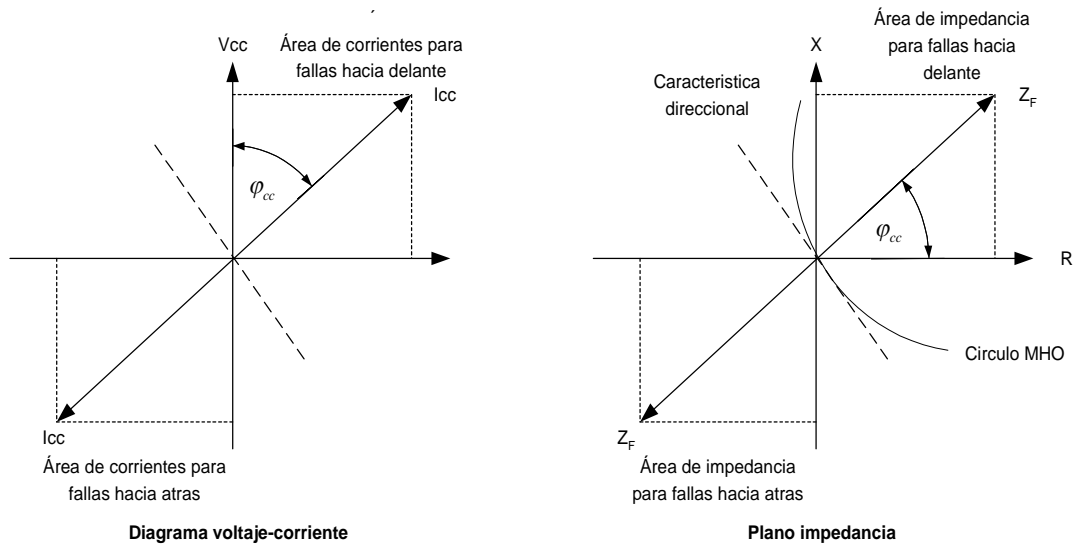


Fig. A-7 Comparación de fase para la medición de la distancia (lógica de coincidencia)

En el caso de fallas en la dirección de disparo (hacia adelante), la corriente hacia adelante entra en un lazo de corto circuito formado por resistencia e inductancia, el cual es el motivo de la rotación de fase de la corriente, la cual está atrasada con respecto al voltaje, figura A-7.

Si la falla es hacia atrás, la corriente es invertida, esta puede estar rotada aproximadamente 180° en comparación con el flujo de corriente que se genera durante una falla hacia adelante.

Esta corriente invertida, también resulta en una impedancia en sentido contrario. Usando este panorama, la decisión de dirección puede ser basada en la medición del ángulo entre la corriente y el voltaje. El circuito de medición de relevadores convencionales es construido de tal manera que la característica direccional es una línea recta en el plano voltaje-corriente o plano de impedancia.

Con relevadores numéricos una similar determinación de la dirección de la falla es posible, por medio del análisis de la señal de la impedancia de falla calculada, también se puede determinar la dirección de la falla con el empleo de un voltaje de prefalla memorizado, el cual está sujeto al tamaño del ciclo del buffer.

A-1.8 ARRANQUE (DETECCIÓN DE FALLA)

La tarea inicial de la función de arranque es detectar y clasificar el corto circuito en el sistema de potencia. Reconociendo las fases falladas correctamente, sin incorrectos arranques en alguna de las fases saludables.

Esto es particularmente importante durante fallas monofásicas para garantizar la selectividad de la fase a disparar, donde recierres monofásicos son implementados.

A-1.8.1 Arranque por sobrecorriente.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Este es el más simple y rápido método de detección de falla. Este método puede ser usado en redes con pequeñas impedancias de línea y grandes infeed así como donde hay grandes flujos de corriente de corto circuito. De tal manera que la corriente de corto circuito mas pequeña no sea menor que aproximadamente el doble de la corriente máxima de carga.

El ajuste aplicado debe ser de aproximadamente 1.3 veces la corriente de carga máxima para las fases, y 0.5 veces la I_N (relación de transformación del TC) para la corriente a tierra. Para el caso de líneas paralelas, es común aumentar los ajustes de fase (hasta el doble de la corriente de carga máxima).

A-1.8.2 Arranque por baja impedancia. ($U < y I >$)

Debido a las siguientes razones, la corriente de corto circuito en el alimentador puede ser demasiado pequeña para ser detectada por sobrecorriente:

- Fuente débil (impedancia de fuente alta)
- Corriente dividida entre los elementos en derivación de un sistema mallado.
- Corriente a tierra limitada por resistencia o reactancia en el punto neutro de transformadores.

El monitoreo del voltaje presente, es ocupado como un criterio de arranque adicional en estos casos.

El voltaje que aparece en la localización del relevador es dependiente de la impedancia de la fuente y de la impedancia de falla (distancia a la falla), figura A-8.

Para prevenir arranques incorrectos cuando el alimentador esta aislado (sin voltaje), el criterio de baja impedancia es combinado con un ajuste de bajo umbral de corriente (0.2 a 0.5 I_N). El arranque por bajo voltaje es liberado únicamente cuando hay un flujo de corriente mínima.

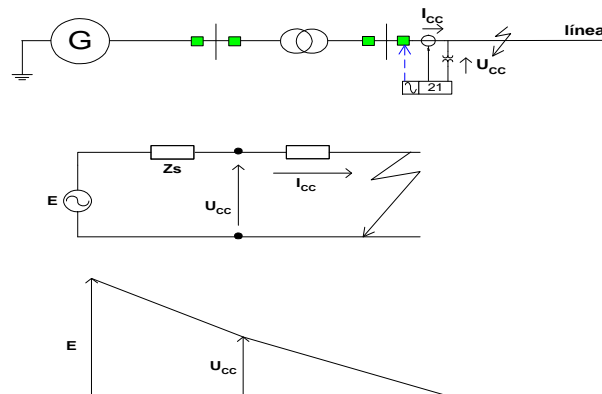


Fig. A-8 Comparación de fase para la medición de la distancia (lógica de coincidencia)

A-1.8.3 Arranque por impedancia

Como se muestra en la figura 3.3, una característica de impedancia también es muy adecuada para discriminar entre falla y condiciones de carga.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

En este caso, existen seis circuitos de falla (L1-G, L2-G, L3-G, L1-L2, L2-L3, L3-L1) que son continuamente medidos o comparados y monitoreados, con tecnología numérica.

La figura A-9, muestra las diferentes variantes de las características de arranque por impedancia, las cuales persiguen los siguientes objetivos:

1. Alcance largo en la dirección del eje X, para la detección de fallas remotas.
2. Suficiente compensación de arco en dirección del eje R, pero sin dejar de mantener un margen de seguridad con respecto a la característica de invasión de carga.
3. Cabe mencionar que existe otras características tale como la lente y ocho (cacahuate).

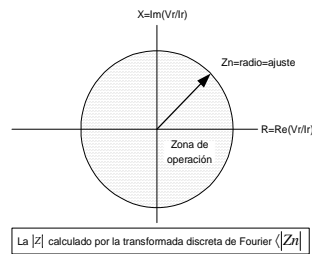


Fig. 3.43a Característica del relevador de distancia tipo impedancia

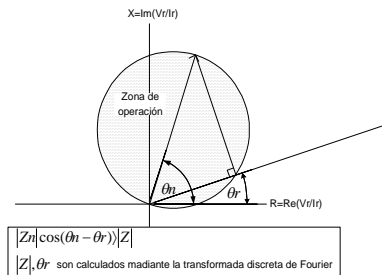


Fig. 3.43b Característica del relevador de distancia tipo mho

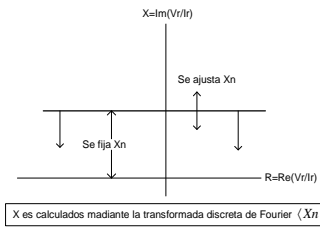


Fig. 3.43c Característica del relevador de distancia tipo reactancia.

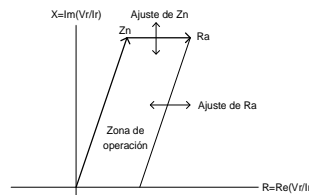


Fig 3.43d Característica del relevador de distancia tipo cuadrilateral.

Fig. A-9 Tecnología convencional para arranque por impedancia.

A-1.9 ZONAS DE DISTANCIA.

La figura A-2 muestra las zonas de operación de la protección de distancia, las cuales representan a una impedancia característica fija en plano de impedancia. El origen en el plano de impedancia ($R=0$; $X=0$,) corresponde a la localización del relevador, desde donde se medirá la distancia. El alcance de la zona de protección de distancia a lo largo del alimentador protegido, siempre corresponde a la intersección de la característica del relevador, con la línea que representa la impedancia del trayecto del alimentador.

Un relevador de distancia generalmente consta de las siguientes zonas de operación, figura A-10:

1. *Zona de arranque (Z_A): Únicamente en el caso de arranque por impedancia, la cual tiene una característica de arranque fija en el plano de impedancia.*

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

2. *Zonas de distancia escalonadas (Z_1 , Z_2 y Z_3): Donde se incluye una zona de “under-reaching” y disparo rápido (sin retardo) y dos zonas de “over-reaching” con retardo de tiempo. Todas estas zonas son direccionales y regularmente son ajustadas hacia adelante.*

En muchos casos únicamente tres zonas son realmente usadas, en particular cuando la protección de falla de interruptor es prevista:

- *Zona 1: “Under-reaching” hacia adelante (Z_1 , $t_1=0$).*
 - *Zona 2: “over-reaching” hacia adelante (Z_2 , t_2).*
 - *Zona 3: no direccional con offset (Z_3 , t_3)*
3. *Zona de bloqueo por oscilación de potencia (Z_p): Esta zona es localizada alrededor de la zona de arranque por impedancia, de tal manera que se genere un espacio igual a ΔZ .*

A-1.9.1 Zonas y control de tiempo

El funcionamiento de las zonas de distancia está controlado por medio de retardos de tiempo, y posiblemente, coordinada por la liberación o el bloqueo de las señales de la protección en el extremo opuesto de línea.

A-1.10 MAPA DE COORDINACIÓN

La coordinación de las zonas y ajustes de tiempo para la protección de distancia es representado en el llamado mapa de coordinación.

En la figura A-10 se expone el caso de un circuito con alimentación en un solo extremo. Para asegurar la selectividad de disparo, con las zonas vecinas, un margen de seguridad en el alcance de impedancia, así como en el tiempo de disparo debe ser mantenido.

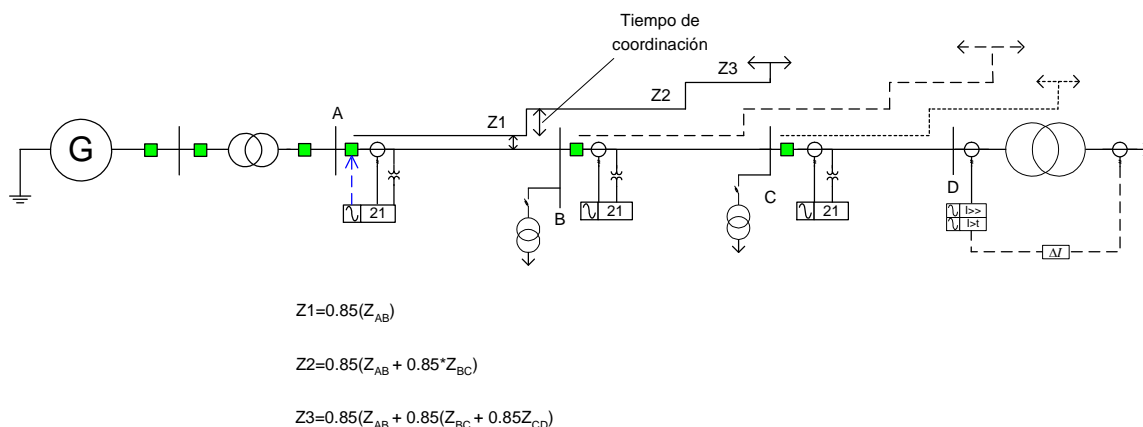


Fig. A-10 Coordinación de las zonas de operación de los relevadores de distancia.

El margen de seguridad en relación al ajuste de impedancia se exprese como un factor de coordinación (FC). La distancia a la zona vecina es multiplicada por el factor de coordinación

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

para lograr el ajuste de zona. Por lo tanto para lograr un margen de seguridad del 15%, un factor de coordinación de 0.85 debe ser usado.

Este factor toma en cuenta los errores de medición, errores por los transformadores de instrumento (TC-TP), y las inexactitudes de los datos de líneas.

Los siguientes factores de coordinación son típicamente aplicados:

- 0.80 para protección electromecánica
- 0.85 para protección numérica y estática, o para protección electromecánica cuando los datos son calculados.
- 0.90 para protección numérica y estática, cuando los datos de la línea son determinados por mediciones.
-

Estos ajustes toman en cuenta el hecho de que los límites de alcance de zona no son absolutos. Mejor dicho, y en particular con relevadores electromecánicos, el tiempo de disparo incrementa continuamente como se aproxima al final de la zona. Figura A-11.

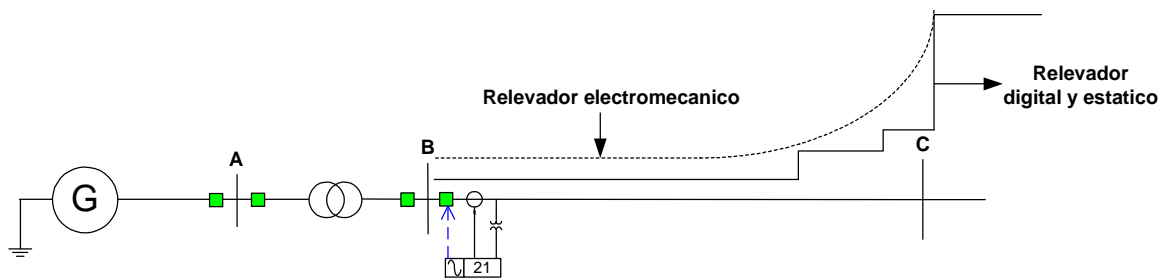


Fig. A-11 Desvanecimiento del tiempo de disparo para las zonas de operación del relevador de distancia.

Para efectuar la coordinación, primero se calcula zona 1. Esta zona es coordinada con el final de la línea en particular. La siguiente zona a determinar es zona 2. Para la zona 2 el límite de alcance de zona 1 dentro del alimentador vecino es usado como referencia similarmente, para zona 3, el final del alcance de zona 2 del alimentador vecino se toma como referencia.

Para logra la protección de respaldo remota para fallas en la barra o subestaciones adyacentes (especialmente cuando la protección de barra no esta disponible), el ajuste de zona 2 deberá, siempre que sea posible alcanzar un mínimo del 20% mas allá del final de la línea. Esto no siempre es factible, por ejemplo, donde un cable cortó le sigue una línea aérea larga (in-feed rurales). En este caso, el tiempo más lento de disparo de zona 3 debe ser aceptado, a menos que medidas especiales sean empleadas. Por ejemplo, un alcance de zona en reversa en el relevador de distancia de la estación remota puede ser usada para cubrir de forma segura fallas en la barra dentro de zona 2. La tercera zona deberá cubrir el alimentador adyacente tanto como le sea posible. Cuando el alimentador adyacente es corto, un problema similar como el de zona 2 es originado.

En la siguiente tabla se propone los retardos de tiempo recomendables para las diferentes zonas de protección del relevador de distancia.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores
Síncronos

<p>Zona 1</p>	<p><i>Esta zona opera sin retardo de tiempo adicional. Un retardo de tiempo T1 es aplicado en casos excepcionales. El tiempo de operación de la protección difiere del tipo de relevador, dicho de otra forma, del algoritmo de procesamiento para determinar una falla.</i></p>	
	<p>Protección mecánica <i>Protección mecánica para medio y alto voltaje.</i> <i>Para Extra alto voltaje (EHV)</i></p> <p>Protección estática (electrónica analógica) <i>Para voltaje medio</i> <i>Para alto voltaje</i> <i>Para extra alto voltaje</i></p> <p>Protección numérica <i>Para medio y alto voltaje</i> <i>Para alto y extra alto voltaje</i></p>	<p>60-80 ms 25-40 ms 35-45 ms 25-35 ms 15-30 ms 20-30 ms 15-25 ms</p>
<p>Zona 2</p>	<p><i>Inicialmente debe permitir que el ajuste de zona 1 del relevador de protección del alimentador adyacente libere la falla.</i> <i>El tiempo de de coordinación por lo tanto resulta de la suma de los siguientes tiempos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Tiempo de operación de zona 1, de la protección del alimentador vecino.</i> <p>+ <i>Tiempo de operación del interruptor en el alimentador vecino (periodo desde la salida del comando de disparo de la protección asta la interrupción de la corriente de corto circuito)</i></p> <p>+ <i>Tiempo de restablecimiento de los relevadores de distancia.</i></p>	<p><i>Sección anterior (zona 1)</i></p> <p><i>Este rango de tiempo consiste de los 40 ms (2 ciclos) en EHV hasta los 80 ms en medio voltaje. Para frecuencia de 50 Hz.</i></p> <p><i>Debido a la inercia, el detector de falla no se repone inmediatamente después de interrumpir la corriente. Este permanece arrancado por un cierto tiempo (tiempo de restablecimiento). Para protección mecánica este tiempo esta entre los 60-100 ms, para protección estática es de aproximadamente 30</i></p>

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

	<p>+ Error de los relojes internos del relevador de distancia.</p> <p>- Tiempo de arranque de la protección de distancia, esto únicamente aplica cuando el retardo de tiempo interno arranca después de que el detector de falla arranca.</p> <p>+ margen de seguridad Depende del tipo de relevador sobre los cuales se este haciendo la coordinación.</p>	<p>ms y para protección numérica es de aproximadamente 20 ms.</p> <p>Mecánicos: 5% del tiempo establecido, con un mínimo de 60-100 ms.</p> <p>Estáticos: 3% del tiempo establecido, con un mínimo de 10 ms</p> <p>Numéricos: 1% del tiempo establecido, mínimo 10 ms</p> <p>mecánicos: Sobrecorriente: 10 ms, Baja impedancia: 25 ms</p> <p>estáticos: sobrecorriente: 5 ms baja impedancia: 25 ms</p> <p>numéricos: generalmente 15 ms</p> <p>mecánicos-mecánico: 100 ms estático/numéricos-mecánico o viceversa: 75 ms Numérico/numérico o estático/estático: 50 ms</p>
Zona 3	<p>El procedimiento es el mismo que para zona 2, pero su tiempo de operación de la protección en el alimentador vecino esta dado por el tiempo de operación de zona 2. Esto es: tiempo de arranque + retardo de tiempo establecido + tiempo para la ejecución del comando de disparo (aproximadamente 10 ms)</p>	

A-1.10 EFECTO DE FUENTES INTERMEDIAS (INFEED)

Fuentes intermedias, entre el relevador y la localización de la falla, influyen en la medición de la impedancia. La impedancia aparente medida parece ser mayor, es decir el relevador “ve” la falla a una mayor distancia, y puede únicamente operar en zonas mas alejadas (es decir la zonas

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

tienen un alcance reducido). Este efecto surge porque la corriente de alimentadores intermedios, introducen una caída de voltaje adicional en el circuito bajo falla. Esto provoca un incremento de voltaje en la localización del relevador, causando un reducido alcance, figura A-12. La magnitud del error de la medición es proporcional a la relación de la corriente de la fuente intermedia y la corriente en la localización del relevador.

$$U_A = I_A * Z_{AB} + (I_A + I_B)Z_{BF}$$

Factorizando:

$$U_A = I_A(Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B Z_{BF}$$

Por lo tanto:

$$Z_r = \frac{U_A}{I_A} = Z_{AB} + Z_{BF} + \frac{I_B}{I_A} Z_{BF}$$

Donde:

$$\frac{I_B}{I_A} Z_{BF}: \text{error de medición}$$

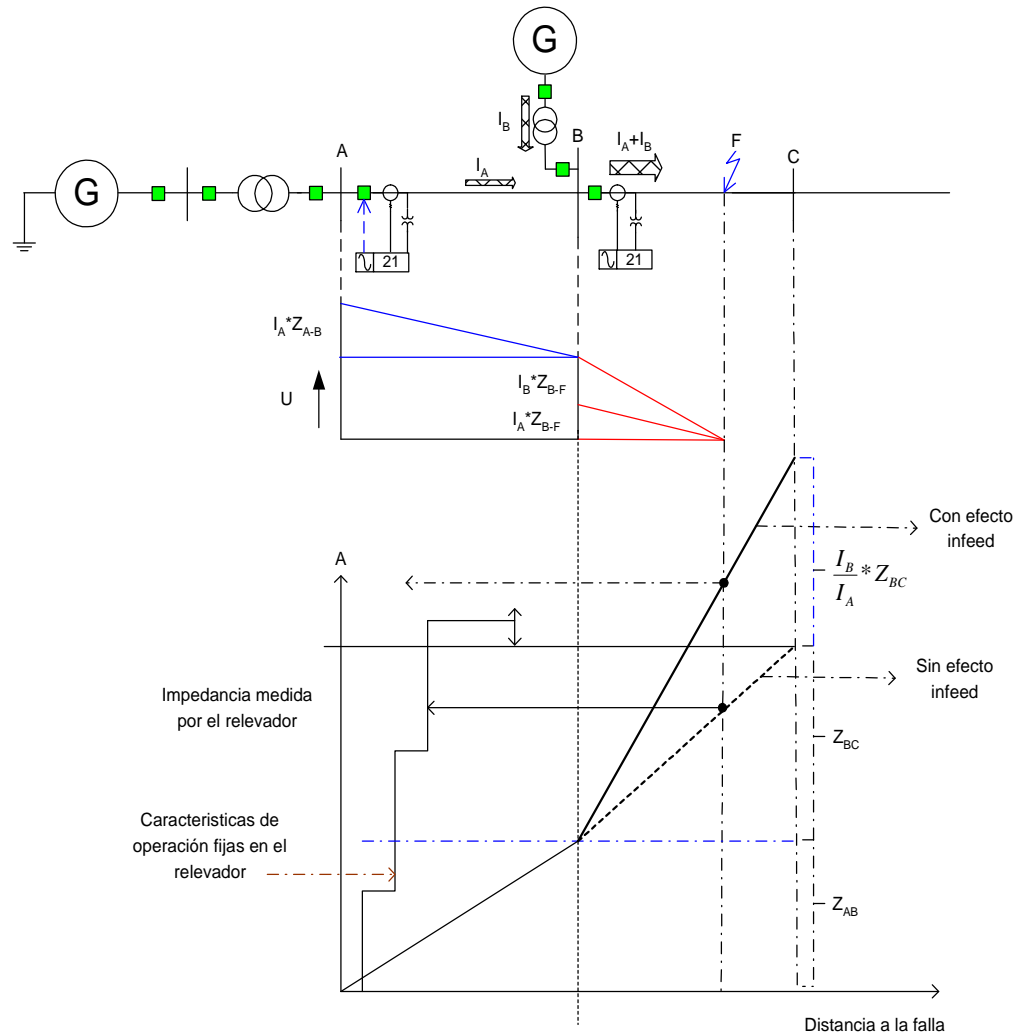


Fig.A-12 Efecto de las fuentes intermedias sobre la medición de distancia

A-1.11 CALCULO DIGITAL DE VALORES RMS DE CORRIENTE VOLTAJE E IMPEDANCIA (MAGNITUD Y ÁNGULO)

Antes de iniciar el diseño de las diversas características de los relevadores, hay que recordar que las entradas básicas para los relevadores basados en microprocesadores son cantidades analógicas (continuas) tal como voltajes y corrientes sinusoidales que regularmente están llenas de ruido no deseado (armónicos y señales de CD). Por lo tanto, el proceso de filtrado es requerido para extraer únicamente la componente de frecuencia fundamental, y entonces los valores RMS, de impedancia ($Z = V_{rms}/I_{rms}$), puedan ser calculadas y una decisión de disparo o bloqueo pueda efectuarse.

A-1.11.1 Calculo de valores RMS a frecuencia fundamental.

Varios métodos han sido publicados para el cálculo digital de valores RMS de corrientes y voltajes, cada uno de ellos con características de velocidad de procesamiento, filtrado de armónicos y señales de CD, que hacen diferenciar su desempeño.

A-1.11.1.1 Técnica de Fourier.

En este método la componente seno y coseno de la señal fundamental es obtenida por la correlación de datos entrantes de muestras de voltaje y corriente (salida del convertidor A/D) con las muestras almacenadas de las funciones seno y coseno de la señal de referencia fundamental.

Es decir:

$v(t) =$ componente de CD + armónicos de la componente senoidal + armónicos de la componente cosenoidal.

$$v(t) = V_0 + \sqrt{2}V_{1,s} \sin wt + \sqrt{2}V_{1,c} \cos wt + \sqrt{2}V_{2,s} \sin 2wt + \sqrt{2}V_{2,c} \cos 2wt$$

Donde

$$V_0 = \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) d(wt) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) d(wt) = \text{componente de CD.}$$

$$V_{1,s} = \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) \sin wt d(wt) = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) \sin wt d(wt) = \text{componente seno}$$

$$V_{1,c} = \int_{wt=0}^{wt=2\pi} v(wt) \cos wt d(wt) = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} V(wt) \cos wt d(wt) = \text{componente coseno}$$

$$V_{1,RMS} = \sqrt{V_{1,s}^2 + V_{1,c}^2}$$

Por lo tanto las muestras tomadas de periodo $v(wt)$ por el convertidor A/D serán multiplicadas por los coeficientes seno y coseno de la señal fundamental para luego sumarse y obtener $V_{1,s}$, $V_{1,c}$ y $V_{1,RMS}$.

Considere el siguiente ejemplo numérico, el cual requiere 16 muestras por ciclo de la señal de voltaje que se requiere estimar, lo que implica que la muestra instantánea de la señal de voltaje $v(t)$, será cada $(360^\circ/16) = 22.5^\circ$.

Entonces

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

$$V_{1,s} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,s} v_n = \text{Componente fundamental sinusoidal RMS}$$

Donde

$$v_0 - v_{15} = \text{valores muestreados de } v(t)$$

$$w_{0,s} - w_{15,s} = \text{coeficientes de la función seno fundamental (sin } 0^\circ, \text{ sin } 22.5^\circ, \text{ sin } 45^\circ \dots \text{ etc)}$$

$$V_{1,c} = \frac{1}{16} \sum_{n=0}^{n=15} w_{n,c} v_n = \text{componente fundamental cosenoidal RMS}$$

Donde:

$$w_{0,c} - w_{15,c} = \text{coeficientes de la función coseno fundamental (cos } 0^\circ, \text{ cos } 22.5^\circ, \text{ cos } 45^\circ \dots \text{ etc)}$$

La figura A-13, muestra el instante de muestreo y coeficientes de las funciones seno y coseno.

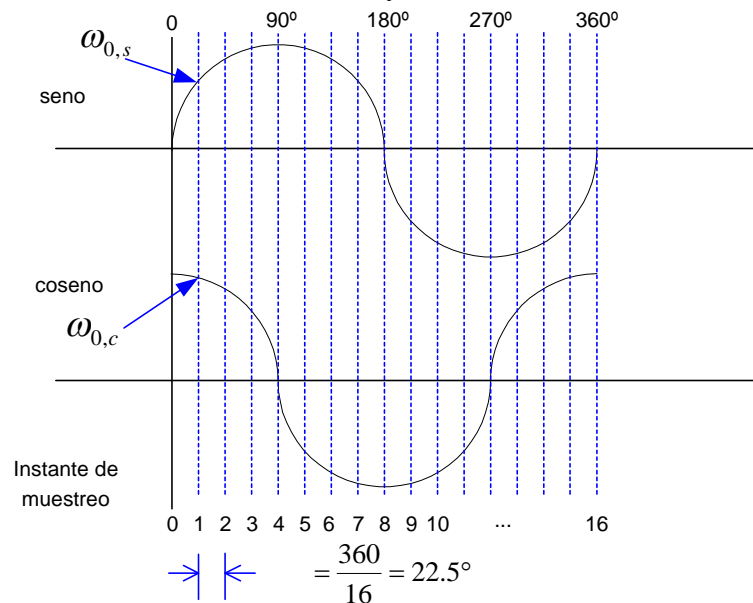


Fig. A-13 Coeficientes de multiplicación para la serie de Furrier.

Por otro lado de [2.12], se expone la respuesta de la frecuencia de la técnica de filtrado de furrier.

Armónico	<i>fundamental</i>	2 ^a <i>armónico</i>	3 ^a <i>armónico</i>	4 ^a <i>armónico</i>	5 ^a <i>armónico</i>	6 ^a <i>armónico</i>	CD
% de ganancia atenuación	100%	0	0	0	0	0	0

A-1.11.2-Calculo de la impedancia.

Una vez que las señales analogías se procesan a valores digitales, y que además se han extraído únicamente las componentes fundamentales de la señal, mediante el empleo de algún algoritmo

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

de procesamiento digita, es posible realizar el calculo de la impedancia que determinara una acción de disparo o bloqueo del relevador. [2.12]

El diagrama de flujo para el cálculo de la impedancia (Z), resistencia (R) y reactancia(X) se encuentra en la figura A-14

Varias características de relevadores, por ejemplo:

- a) *Relevador tipo Impedancia, el cual genera una condición de disparo si $|Z \leq Z_n|$, figura A-9.*
- b) *Relevador tipo reactancia, donde si la X (calculada por furrier) $< X_n$ genera una condición de disparo, figura A-9*
- c) *Relevador tipo mho, donde si $|Z_n \cos(\vartheta_n - \vartheta_r)| \geq |Z_r|$, se genera una condición de disparo, figura A-9.*
- d) *Relevador tipo cuadrilateral el cual dispara si $0 < R < R_n$ y $0 < X < X_n$, figura A-9.*

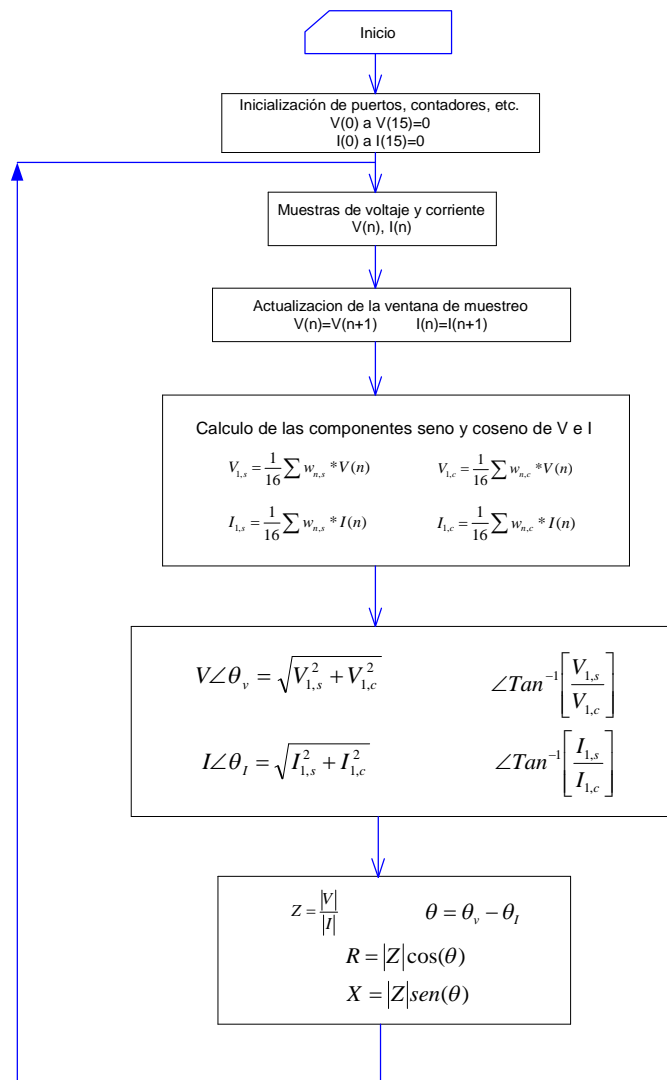


Fig. A-14 Coeficientes de multiplicación para la serie de Furrier.

APÉNDICE B

B-1 CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR SEL 300G

El SEL 300G es un relevador multifuncional, encargado de la protección primaria y de respaldo, de cualquier maquina síncrona.

Las funciones con la que cuenta son las siguientes:

- Protección contra Falla a tierra en el 100% del estator (64G)
- Diferencia de fase (87)
- Volts/Hertz (24)
- Inversión y baja potencia (32)
- Protección de sobrecorriente de respaldo (50)
- Sobrecorriente de secuencia negativa (46)
- Perdida de excitación (40)
- Baja y sobre frecuencia (81 U/O)
- Energización inadvertida
- Perdida de potencial (27)
- Chequeo de sincronismo (25)
- Perdida de sincronismo de 1 o 2 viseras (78)

Sin embargo, debido a los objetivos de este trabajo, únicamente se desarrollan las funciones de protección que se encuentran fundamentadas en el principio de distancia. Las cuales son básicamente tres:

1. Protección de respaldo al sistema (ANSI-21)
2. Protección contra perdida de excitación (ANSI 40)
3. Protección contra perdida de sincronismo (ANSI 78)

A continuación se exponen las especificaciones técnicas más relevantes para su modelado en DigSILENT Power Factory 13.2, de acuerdo a lo descrito en el capítulo 3 de este trabajo.

B-1.1 PROTECCIÓN DE RESPALDO

El relevador SEL 300G proporciona dos zonas de distancia diseñadas para respaldar la protección de distancia del sistema para fallas trifásicas y de fases-fase. Cada zona es ajustada de forma independiente, en alcance hacia adelante, y hacia atrás, offset, ángulo de torque máximo, compensación por transformador elevador y retardos de tiempo definidos.

Para realizar el ajuste de esta función es conveniente que las líneas adyacentes al bloque de generación cuenten con relevadores de distancia como protección primaria, con la finalidad de facilitar su coordinación, además se deben considerar los efectos de infeed y tiempos críticos de liberación de falla, los cuales deben ser determinados mediante estudios de estabilidad transitoria.

Tabla B1 Rangos de ajuste y exactitudes de los elementos de distancia de fase (ANSI 21) para la protección de respaldo del SEP.

MODELO DE 5A	
Alcance	0.1-100.0 ohms
Offset	0.0-10.0 ohms
Exactitud de impedancia en estado estacionario	$\pm 5\%$ ohms, ± 0.1 ohms
Corriente de fase mínima.	0.5 A
Rango de ángulo de torque máximo	90°-45°, pasos de 1°
Tiempo de arranque	33 ms a 60 Hz (Max)
Retardos de tiempo definido para zona 1 y zona 2	0.00 – 400.00 s
Exactitud de retardo de tiempo máximo.	$\pm 0.1\%$, ± 4.2 ms a 60 Hz.

B-1.2 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE CAMPO.

El relevador SEL 300G, cuenta con dos elementos mho de secuencia positiva con offset, para detectar la condición de pérdida de excitación. Los retardos de tiempo son ajustados para ayudar a rechazar oscilaciones de potencia, que pasan cerca de la impedancia característica de la máquina. Al usar la unidad direccional como supervisión, uno de los elementos mho puede ser fijado, para coordinar con el límite de excitación mínima del generador y su límite de estabilidad en estado estacionario.

Tabla B-2 Especificaciones técnicas para el modelado de la función de protección contra pérdida de campo disponible el relevador SEL 300 G.

MODELO DE 5A	
Offset de zona 1	-50.0 – 0.0 ohms
Offset de zona 2	-50.0 – 50.0 ohms
Alcance de zona 1 y zona 2	0.1 - 100.0 ohms
Exactitud de impedancia en estado estacionario	± 0.1 ohms, $\pm 0.5\%$ de offset + diámetro
Tiempo de arranque	50 ms a 60 Hz (Max)
Exactitud de retardo de tiempo máximo	$\pm 0.1\%$, ± 8.3 ms a 60 Hz.

B-1.3 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE SINCRONISMO.

El relevador SEL 300G utiliza ya se el esquema de protección de una sola visera o doble viserta, dependiendo de lo configurado por el usuario, para detectar un condición de perdida de sincronismo.

En adición a las viseras el esquema usa una característica mho que restringe la cobertura de la función de perdida de sincronismo a la extensión deseada.

Además tanto un esquema de supervisor de corriente y control de torque supervisan la operación de los elementos contra perdida de sincronismo.

Tabla B-3 Rangos de ajuste y exactitudes de los elementos viseras para la función ANSI 68.

MODELO DE 5A		
Alcance hacia adelante	0.1-100.0 ohms	
Alcance hacia atrás	0.1-100.0 ohms	
Una visera	visera derecha	0.1-50.0 ohms
	visera izquierda	0.1-50.0 ohms
Doble visera	Resistencia de la visera exterior	0.2-100.0 ohms
	Resistencia de la visera interior	0.1-50.0 ohms
Exactitud de impedancia en estado estacionario	± 0.1 ohms, $\pm 5\%$ de diámetro	
Supervisor de corriente de secuencia positiva	0.25-30.00 A	
Tiempo de arranque	50 ms a 60 Hz.(Max)	
Retardos de tiempo definidos	$\pm 0.1\%$, ± 8.3 ms a 60 Hz.	

B-2 CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR SEL 321.

El SEL 321, es un relevador multifuncional empleado en la protección de líneas de transmisión, con tres funciones de protección básicas:

1. Protección de distancia de fase y de tierra
2. Protección de sobrecorriente direccional.
3. Localizador de falla.

Este relevador consta de cuatro zonas mho de fase-fase, y cuatro Además consta con una unidad direccional, para la protección contra fallas desbalanceadas.

Tabla B-4 Especificaciones técnicas para el modelado de la protección de line SEL 321

MODELO DE 5A PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE FASE-FASE	
Ajustes para la característica MHO de fase-fase	0.05-64 ohms secundarios a el ángulo de la línea
Ajustes para la característica MHO de fase-tierra	0.05-64 ohms secundarios a el ángulo de la línea
Retardos de tiempo	0-2000 ciclos
Exactitud de impedancia en estado estacionario	$\pm 5\%$ del alcance ajustado, $\pm 0.01\Omega$ del ángulo de la línea.
Ajuste de los supervisores de corriente de fase para las características mho.	1-170 A sec. , para las cuarto zonas.
Tiempo de arranque	33 ms a 60 Hz.(Max) /2 ciclos
RTC	1-6000
RTP	1-10000

APÉNDICE C

ARREGLOS DE BARRAS

Existen modelos de arreglos de barras, los cuales pueden ser invocados como se mencionó previamente. Dentro de los modelos disponibles se encuentran, figura. 1C:

1. Sistema de una barra con dos secciones y un interruptor, figura 1.1C
2. Sistema de doble barra, figura 1.2C
3. Sistema de doble barra con dos secciones y doble interruptor, figura 1.3C
4. Sistema de interruptor ½, figura 1.4C [38]

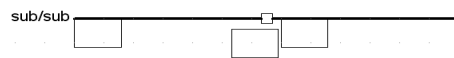


Fig. 1.1C

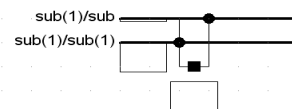


Fig.1.2



Fig.1.3

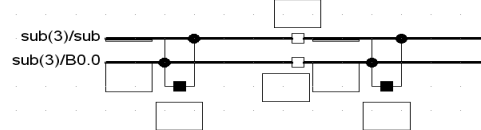


Fig.1.4

Fig. 1C. Arreglos de barras disponibles en DigSILENT Power Factory

LÍNEA

De la figura 3.2, la rama en serie consiste en una impedancia igual a la impedancia total en serie por fase de la línea. La rama en derivación de cada extremo del circuito π , tiene una admitancia igual a la mitad del valor de la admitancia en derivación al neutro de la línea. La impedancia en serie Z consiste de la resistencia (R) y de la reactancia inductiva (jX_L) de la línea, mientras que la admitancia en derivación (Y) de la susceptancia capacitiva (jB) y la conductancia (G). Esta representación es válida debido al periodo de estudio en el cual se está interesado (estabilidad de corto plazo), en la figura 2C, se ilustra la escala de tiempo de los diferentes fenómenos dinámicos de los SEP. Por otro lado, se cuenta con modelos de líneas con parámetros distribuidos, los cuales son utilizados en estudios de transitorios electromagnéticos. [38].

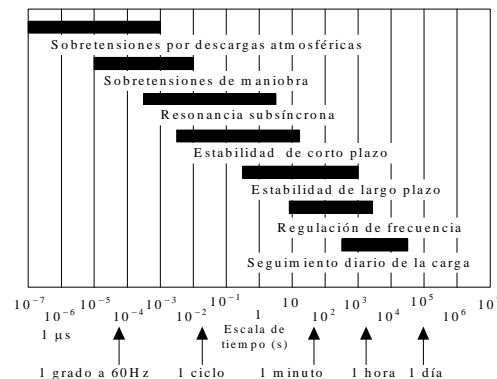


Fig. 2C Escala de tiempo de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia [51]

TRANSFORMADOR

El circuito equivalente de secuencia positiva es mostrado en la figura 3C [38].

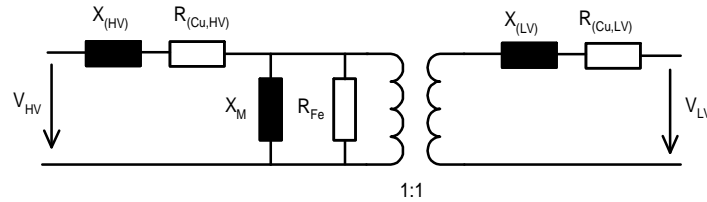


Fig.3C Modelo de secuencia positiva del transformador de dos devanados.

Donde:

- U_{HV} = Voltaje nominal del lado de alto voltaje
- $R_{Cu,HV}$ = Resistencia del devanado de alto voltaje
- X_{HV} = Reactancia en el lado de alto voltaje
- X_M = Reactancia de magnetización
- R_{Fe} = Resistencia de magnetización.
- X_{LV} = Reactancia en el lado de bajo voltaje
- $R_{Cu,LV}$ = Resistencia del devanado de bajo voltaje

Este modelo de transformador, es empleado en la solución de flujos de potencia y simulación en el tiempo.

Por otro lado, en el estudio de corto circuito solo se consideran los elementos de secuencia positiva en serie, despreciando las impedancias de secuencia positiva y negativa en derivación (impedancia de magnetización y pérdidas en el núcleo), sin embargo, las impedancias en derivación de secuencia cero del sistema pueden ser consideradas, figura 4C (Método de solución según IEC).

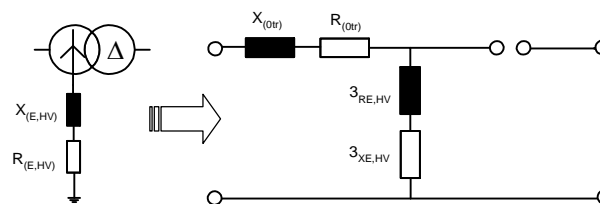


Fig. 4C Representación simplificada del circuito de secuencia cero para el transformador trifásico conexión estrella aterrizada-delta.

Donde:

- r_{0tr} = resistencia equivalente de secuencia cero del transformador.
- X_{0tr} = reactancia de secuencia cero del transformador.
- $3r_{E,HV}$ = tres veces la resistencia a tierra en el lado de alto voltaje
- $3x_{E,HV}$ = tres veces la reactancia a tierra en el lado de alto voltaje.

Una característica relevante del modelo de transformador de dos devanados, que no se muestra en la figura 5C, consiste en el desplazamiento de fase en conexiones delta-estrella.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Para entender este importante detalle (al ajustar las protecciones del transformador y generador) considere los devanados de dos transformadores ideales conectados en Δ - Y como se muestra en la figura 5C, donde el arreglo delta está ubicado en el lado de bajo voltaje.

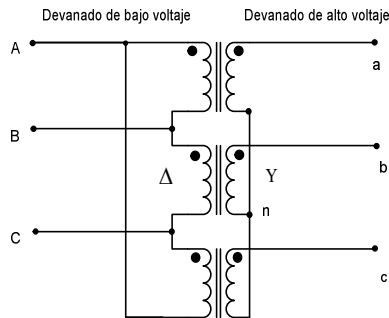


Fig. 5C Conexión estándar delta –estrella.

Por lo tanto:

$$V_{AB} = V_{LV} \angle 0^\circ$$

$$V_{ab} = V_{HV} \angle 30^\circ$$

En general se establece que para cualquier conexión estrella-delta o delta estrella, las fases deberán ser designadas de tal forma que las cantidades de secuencia positiva sobre el devanado de alto potencial, se adelanten en 30° a sus correspondientes magnitudes de secuencia positiva en el extremo de bajo voltaje. El efecto sobre las cantidades de secuencia negativa es de forma inversa, es decir que los voltajes de HV se atrasan a los valores de LV en 30° ; sin embargo no se ven afectadas las cantidades del circuito de secuencia cero. [41]

En algunas ocasiones esto carece de interés, pero en los estudios de ajustes de protecciones tiene gran relevancia, ya que algunos relevadores basan su respuesta final, mediante la comparación del ángulo entre voltaje y corriente (relevadores direccionales y distancia) [52]. Se puede modelar los cambiadores de tap ya sea en el lado de alto o bajo voltaje, sin embargo si se desea conocer más a detalle este modelo, se recomienda revisar [38].

CARGA

Otro dato que caracteriza un tipo de carga, consiste en el número de fases, las figuras 6.1C y 6.2C, muestran los modelos de carga trifásica en conexión estrella y delta respectivamente.

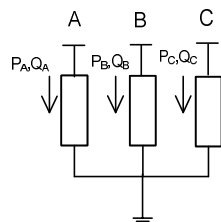


Fig. 6.1C

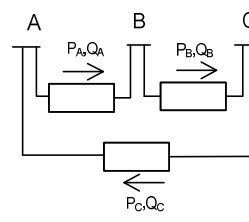


Fig. 6.2C

Fig. 6. C Diagrama del Modelo de carga trifásico, conexión estrella(A) y delta (B).

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Las figuras 7.1C y 7.2C, muestran la conexión de las cargas en delta y estrella para un sistema bifásico.

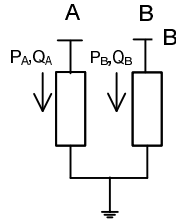


Fig. 7.1C

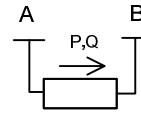


Fig. 7.2C

Fig. 7C Diagrama del modelo de carga bifásico, conexión estrella (A) y delta (B).

La figura 8C muestra el modelo para una carga monofásica.

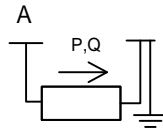


Fig. 8C Diagrama del modelo de carga monofásico.

Por otro lado, DigSILENT Power Factory ofrece un *modelo de carga*¹³ en CD, para el análisis de flujos de potencia, donde la carga es caracterizada por el flujo de potencia activa P.

Dentro de los modelos de carga, que DigSILENT Power Factory ofrece, se puede mencionar [38]:

1. Modelo de carga exponencial. (en función del voltaje o de la frecuencia).
2. Modelo ZIP.
3. Un modelo de carga dinámico (lineal y no lineal), propuesto por los desarrolladores del software.

Modelo de carga exponencial: es un *modelo de carga estático* que representa la relación de potencia y voltaje por medio de una ecuación exponencial, usualmente expresada de la siguiente forma [27] [53]:

$$P = P_0 \left\{ \frac{V}{V_0} \right\}^{kpu} \tag{C.1}$$

$$Q = Q_0 \left\{ \frac{V}{V_0} \right\}^{kpu} \tag{C.2}$$

$$P = P_0 \left\{ \frac{f}{f_0} \right\}^{kpu} \tag{C.3}$$

$$Q = Q_0 \left\{ \frac{f}{f_0} \right\}^{kpu} \tag{C.4}$$

¹³ Es una representación matemática de la relación entre un voltaje de Bus (magnitud y frecuencia) y la potencia (activa o reactiva) o flujo de corriente en el bus de carga. El término de modelo de carga puede referirse a las ecuaciones propias o a las ecuaciones y los valores específicos para los parámetros (coeficientes, exponentes, etc.) de la ecuación.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

Donde el subíndice 0 indica la condición de operación inicial, y los coeficientes Kpu y Kqu, dependiendo de su valor (2,1 ó 0), pueden representar un *modelo de carga de impedancia constante*¹⁴, corriente constante¹⁵ y potencia constante respectivamente. [27]

La tabla C.1 indica los valores de kpu y kqu para lograr un comportamiento de carga, modelada por potencia, corriente e impedancia constante.

Tabla C.1 Coeficientes disponibles para el modelo de carga exponencial.

Relación	Valor	Constante
Kpu/kqu	0	Potencia
Kpu/kqu	1	Corriente
Kpu/kqu	2	Impedancia.

Además DigSILENT Power Factory cuenta con un modelo de carga polinomial (ZIP) [27] [38] [53] el cual es un modelo de carga estático que representa la potencia con relación a la magnitud de voltaje, como una ecuación polinomial, usualmente de la forma siguiente:

$$P = P_0[a_1\hat{V}^2 + a_2\hat{V} + a_3] \tag{C.5}$$

$$Q = Q_0[a_4\hat{V}^2 + a_5\hat{V} + a_6] \tag{C.6}$$

Donde:

$$\hat{V} = \frac{V}{V_0} \tag{C.7}$$

Para estudios de estabilidad transitoria, las cargas trifásicas pueden ser modeladas como un porcentaje de carga estática y dinámica, figura 9C

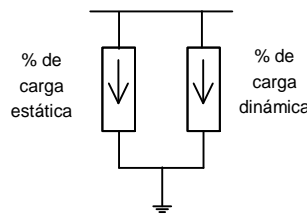


Fig. 9C Modelo de carga para estudios de estabilidad transitoria.

La porción de *carga estática es modelada mediante una característica de impedancia constante*, mientras la *porción de carga dinámica puede ser modelada como una carga lineal o una carga no lineal*, que usualmente son determinadas de las mediciones de carga en campo y que además son *validas en un limitado rango de voltaje*. Cabe mencionar que el modelo de carga que se emplea en la simulación estacionaria y dinámica para el análisis de la respuesta de los relevadores se basa en el de potencia constante.

¹⁴ Es un modelo de carga estático donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud de voltaje, en algunos casos también puede ser llamado modelo de carga de admitancia constante.

¹⁵ En este modelo de carga estático la potencia varía directamente con la magnitud de voltaje.

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La figura 10C muestra la ventana de datos que hay que llenar, al invocar el modelo del TC.

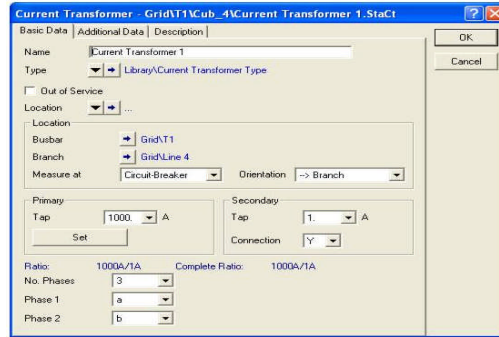


Fig. 10C Ventana de configuración del TC

Si es necesario modificar las características del modelo, por ejemplo el tap primario, se debe ir al cuadro de dialogo “SET” donde se pueden agregar el tap requerido, de la misma forma, se puede ajustar el tap secundario, ya que no siempre el tap consiste en 1 A (este tap es común en el continente Europeo), al menos en el continente Americano en común encontrarse con un tap de 5 A, en la figura 11C se muestra la ventana de datos que aparece si es necesario modificar el tap.

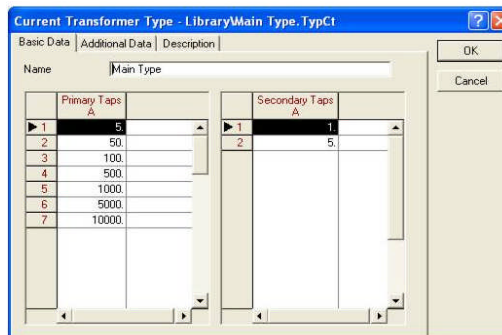


Fig. 11C Ventana de configuración de la relación de transformación del TC.

Por otro lado, el procedimiento de invocación y modificación del TP es similar al del TC, en la figura 12C se muestra la ventana de dialogo que aparece al invocar el TP. En esta ventana de datos hay que ajusta la localización del TP, el tap y conexión del primario y secundario, etc.

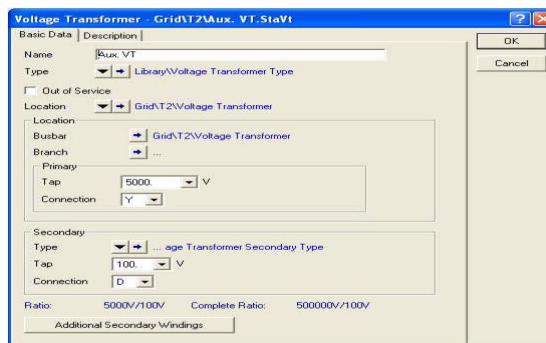
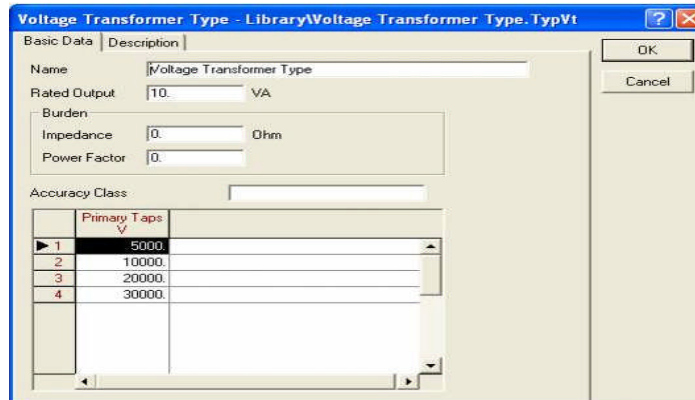


Fig. 12C Ventana de configuración del TP en DigSILENT

Simulación De La Aplicación De La Función De Distancia En La Protección De Generadores Síncronos

En el cuadro de diálogo del TP, figura 13C es necesario incluir, la potencia de salida del transformador, burden, clase de exactitud y factor de potencia.



The dialog box is titled "Voltage Transformer Type - LibraryVoltage Transformer Type. TypVt". It has two tabs: "Basic Data" and "Description". The "Basic Data" tab is selected. The fields are as follows:

- Name: Voltage Transformer Type
- Rated Output: 10. VA
- Burden:
 - Impedance: 0. Ohm
 - Power Factor: 0.
- Accuracy Class: (empty field)

Below the Accuracy Class field is a table for Primary Taps:

	Primary Taps
▶ 1	5000.
2	10000.
3	20000.
4	30000.

Fig. 13C Ventana de configuración del TP (Burden, impedancia, factor de potencia, etc.)