



POSGRADOS

MAESTRÍA EN

ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE
TITULACIÓN:

ARTÍCULOS PROFESIONALES DE ALTO NIVEL

TEMA:

ANÁLISIS DE LA TRAYECTORIA DE LA IMPEDANCIA DE
FALLA VISTA POR EL RELÉ DE DISTANCIA EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE OSCILACIONES DE
POTENCIA

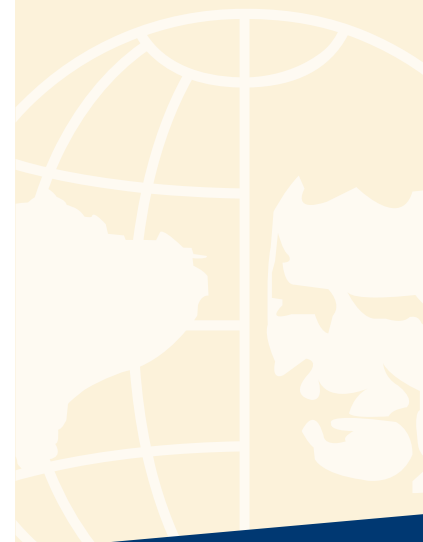
AUTOR:

DANIEL ALEXANDER BETANCOURT PROAÑO

DIRECTOR:

ALEX DAVID VALENZUELA SANTILLÁN

QUITO - ECUADOR
2023



Autor/a:



Daniel Alexander Betancourt Proaño

Ingeniero Eléctrico y Electrotécnico.

Magíster en Sistemas Eléctricos y Redes.

Candidato a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Quito.

dbetancourt2@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alex David Valenzuela Santillán

Ingeniero Eléctrico.

Doctor en Ingeniería; Magíster en Ingeniería de Distribución de Energía.

avalenzuela@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana.

QUITO – ECUADOR – SUDAMÉRICA

DANIEL ALEXANDER BETANCOURT PROAÑO

ANÁLISIS DE LA TRAYECTORIA DE LA IMPEDANCIA DE FALLA VISTA POR EL RELÉ DE DISTANCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE OSCILACIONES DE POTENCIA

Análisis de la trayectoria de la impedancia de falla vista por el relé de distancia en sistemas eléctricos ante oscilaciones de potencia.

Resumen—Los rechazos e ingresos de grandes bloques de carga, salidas bruscas o desconexiones de líneas, ingresos y rechazos de centrales generadoras, provocan alteraciones en el flujo de potencia, por consiguiente, estas afectaciones provocan una modificación en los ángulos de las máquinas síncronas ocasionando oscilaciones de potencia. El impacto de las oscilaciones de potencia en los sistemas eléctricos pueden ser devastadoras y muestran los puntos endebles en sistemas eléctricos grandes, de tal manera que se debe disociar los sistemas que oscilan de modo que el resto del sistema eléctrico mantenga la estabilidad. De igual forma, las oscilaciones de potencia pueden afectar las zonas de protección del relé de distancia debido a las ondas a diferente frecuencia, las cuales alteran las magnitudes de voltaje y corriente del sistema eléctrico y esto puede aperturar erróneamente las líneas de transmisión. La programación de los relés de protección de distancia ante eventos oscilatorios cuentan con una función, la cual, permite analizar la trayectoria de la impedancia facultando así el bloqueo o la apertura de las líneas eléctricas de transmisión. Por consiguiente, el objetivo de este artículo es analizar las oscilaciones de potencia cuando el centro de la oscilación del sistema eléctrico se encuentra en la línea de transmisión y, a su vez como se presenta la trayectoria de la impedancia cuando entra en la zona de protección del relé de distancia mediante simulaciones en laboratorio.

Index Terms—electrical systems, electric protections, power swings, distance protection relay, omicron test case.

I. INTRODUCCIÓN

El comportamiento de un sistema eléctrico de potencia (SEP) posterior a una perturbación está sujeto a: las acciones de equipos de control y operaciones de los sistemas de protección, severidad de la perturbación y el flujo de potencia. Las afectaciones peligrosas del apareamiento de las oscilaciones de potencia determinan los puntos débiles en los sistemas eléctricos grandes, para lo cual, el sistema oscilante o por lo menos una pequeña parte de este, debe desacoplarse para poder mantener la estabilidad antes de que el sistema eléctrico completo colapse [1]. A continuación, se detallan las razones, por las que, una oscilación de potencia (OP) suele suceder: después del despeje de un cortocircuito, cuando se lleva a cabo operaciones de maniobra o a su vez la conexión o desconexión de grandes bloques de carga.

Desde un punto de vista electromecánico, una OP es un fenómeno dinámico caracterizado por la diferencia angular de los generadores, lo que da como resultado variaciones de potencia en la red eléctrica [2]. Un SEP en estado estable opera cerca de la frecuencia nominal del sistema, por consiguiente, hay un equilibrio entre generación y carga, manteniendo la velocidad de la máquina en valores nominales gracias a su regulador de velocidad; pero, al momento de existir un

disturbio en el sistema, el equilibrio de la máquina, se altera produciendo aceleraciones o desaceleraciones de los rotores, por lo tanto, si una máquina síncrona va más rápida que otra, va a existir un aumento en el desplazamiento angular [3] entre los rotores de dichas máquinas. En la figura 1 se puede apreciar valores de voltaje y corriente a diferentes valores de frecuencia debido a la aparición de una OP la cual, altera la forma de onda [4].

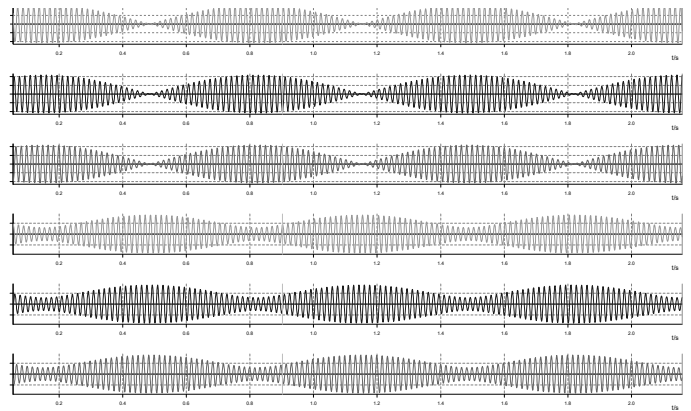


Figura 1. Ondas de corriente y voltaje durante un evento oscilatorio.

Un SEP puede encontrarse unido a un sistema mallado por varias centrales de generación de una misma frecuencia, durante una OP estas zonas inicialmente unidas se independizan entre sí con su propia velocidad de rotación de sus máquinas síncronas (MS), es decir, con una frecuencia independiente. Por lo tanto, para que se presente una OP en el sistema eléctrico [5], obligatoriamente debe existir una diferencia en la frecuencia entre las áreas formadas. Esta aparición de diferencias de frecuencia puede ser pequeñas, sin embargo, los efectos pueden ser devastadores para el sistema.

En estado estable, la reactancia propia del circuito y la potencia activa transferida por medio de las líneas establecen la diferencia angular [6][7], por consiguiente, en una línea de transmisión (LT) inicialmente la diferencia angular entre los voltajes de extremo a extremo bajo un valor típico de transferencia grande de potencia puede encontrarse en torno a los 15 grados eléctricos, pero, durante una OP la diferencia angular entre los extremos de la LT se separa conforme pasa el tiempo [8]. Si la OP es estable, dicha oscilación se amortigua en el sistema y la diferencia angular vuelve a su estado inicial de transferencia; si la OP es inestable la diferencia angular puede alcanzar valores de 180 grados eléctricos, lo cual,

establece que fasorialmente los voltajes entre los extremos de la línea se alinean, pero en sentido contrario.

Si se mantiene la diferencia de frecuencia, el valor del ángulo se acrecienta desde los 180 hasta los 360 grados, similar a cero grados. Para las oscilaciones de estado estable en los relés de protección de distancia [9][10], se activa la función de bloqueo “Power Swing Blocking” (PSB), lo que impiden la actuación de los relés garantizando la continuidad eléctrica del sistema, ya que, si actúa de manera errónea podría producir islas con grandes desequilibrios de generación y carga, por consiguiente, producen un colapso completo de dichas islas por exceso de generación o falta de la misma [11].

Para las oscilaciones de estado inestable, los relés de protección de distancia activan la función de fuera de paso “Out of step” (OST), lo que, produce el disparo y apertura de los interruptores de potencia a fin de evitar el colapso del sistema, desvinculando de esta manera el sistema eléctrico oscilante del sistema eléctrico protegido e iniciando también con esquemas de alivio de carga.

En la tabla I se detalla la terminología utilizada en el artículo para su correcta interpretación y comprensión.

Variable	
SEP	Sistema eléctrico de potencia
OP	Oscilaciones de potencia
MS	Máquinas síncronas
LT	Línea de transmisión
TP	Transformadores de voltaje
TC	Transformadores de corriente
RD	Relé de protección de distancia
OST	Out of step
PSB	Power Swing Blocking

Cuadro I
TERMINOLOGÍA

II. OSCILACIONES DE POTENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Las OP son originadas por fallas en los sistemas de potencia o eventos como: desconexiones de generadores, desconexión o conexión, y salida de LT de grandes bloques de carga [12][13]. Estas perturbaciones en el sistema provocan oscilaciones en los ángulos de los rotores de las máquinas eléctricas lo que da como resultado cambios bruscos del flujo de potencia [14][15]. Entonces, se puede decir que, las OP son alteraciones en el flujo de potencia cuando los voltajes internos de los generadores síncronos localizados a lo largo del SEP varían uno respecto a otro. En este contexto las oscilaciones que se presentan en el sistema eléctrico pueden ser estables o inestables.

Las OP estables son aquellas donde la variación del rotor de las máquinas eléctricas al instante de darse una perturbación en los sistemas eléctricos de potencia, no se produce disparidades angulares de 180 grados; mientras que las OP inestables al instante de una perturbación en los sistemas eléctricos de potencia produzcan, que, los ángulos de los rotores en las máquinas eléctricas podrían llegar a ser iguales o superiores a 180 grados.

Todos los sistemas eléctricos de potencia son capaces de tolerar perturbaciones [16], pero, estas mismas perturbaciones provocan que el sistema se vuelva inestable. Cuando ocurre el apareamiento de las OP en el sistema eléctrico [17], las MS intercambian energía cinética en forma de potencia eléctrica a través de la red mediante tres modos de oscilación:

■ Modo entre áreas

El modo entre áreas ocurre entre 2 sistemas eléctricos, cuando, un grupo de MS oscilan respecto a otras MS. Este tipo de oscilaciones son las más graves y tienen una frecuencia dentro del rango de 0.1 Hz a 1 Hz.

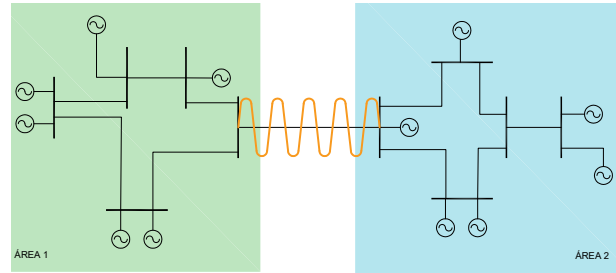


Figura 2. Modo de oscilación entre áreas.

■ Modo Local

El modo local es el más usual y está relacionado con oscilaciones de una máquina síncrona con respecto al resto del SEP, este modo de oscilaciones tiene una frecuencia dentro del rango de 0.7 Hz a 2 Hz.

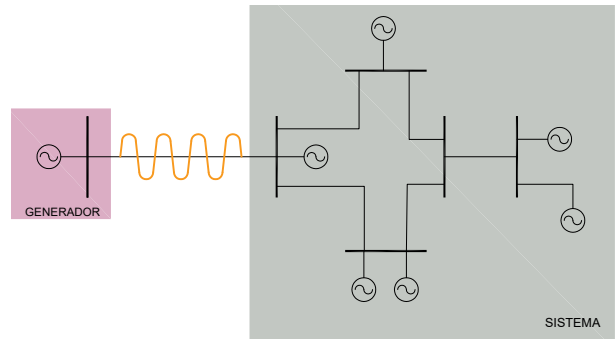


Figura 3. Modo de oscilación local.

■ Modo intra planta

El modo intra planta ocurre cuando las máquinas síncronas de una misma planta comienzan a oscilar entre ellas. Estos tipos de oscilaciones se amortiguan rápidamente en el sistema y no causan afectaciones y tienen una frecuencia dentro del rango de 1.5 Hz a 3 Hz.

II-A. Ilustración de la protección del relé de distancia ante eventos de oscilaciones de potencia

En la figura 5, se puede apreciar una LT con una zona de protección de distancia cuadrilateral, dicha figura muestra la

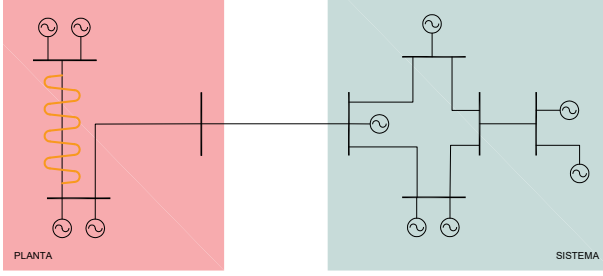


Figura 4. Modo de oscilación intra planta.

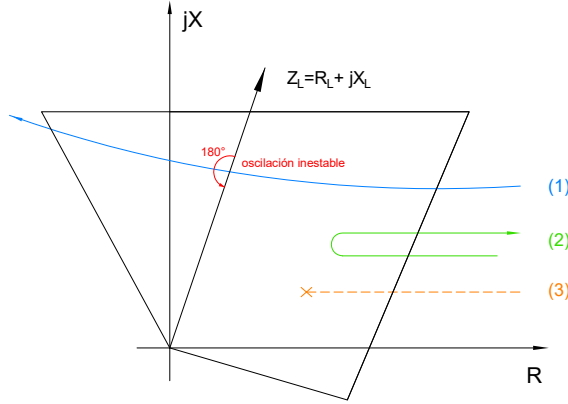


Figura 5. Propiedad de la impedancia en el transcurso de una oscilación de potencia.

característica de impedancia ante eventos de OP y eventos de cortocircuitos [8][18][19].

Como se puede visualizar, la figura 1 muestra 3 patrones de movimiento de características de la impedancia.

CASO 1: Si el recorrido de la impedancia circula por toda la zona cuadrilateral de protección significa que se trata de una OP inestable. Se puede visualizar que, cuando la oscilación pasa por la LT existe una separación de 180° .

CASO 2: Si el recorrido de impedancia se desplaza de manera lenta, accediendo a la zona de protección cuadrilateral y después de un tiempo abandona la zona, significa que, se trata de una OP estable.

CASO 3: Si después de un evento de cortocircuito en una LT el recorrido de la impedancia se dirige de forma efímera desde la zona de carga hacia la zona de protección cuadrilateral, el RD despeja la falla.

II-B. Modificación de la impedancia en el transcurso de una oscilación de potencia.

El impacto de las OP vistos por los relés de protección de distancia en el SEP, se puede, comprender mejor en un sistema simple de dos máquinas eléctricas [20][21].

Las fórmulas matemáticas provenientes a la figura 3 detalla el comportamiento del sistema eléctrico descrito.

$$I_L = \frac{V_{G1} - V_{G2}}{Z_{G1} + Z_{G2} + Z_L} \quad (1)$$

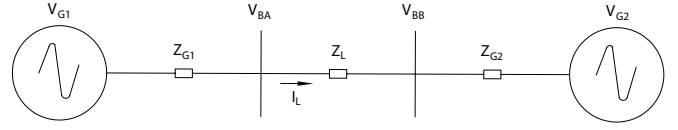


Figura 6. SEP equivalente de 2 máquinas.

$$Z_A = \frac{V_{BA}}{I_L} \quad (2)$$

$$Z_A = \frac{V_{BA}(Z_{G1} + Z_{G2} + Z_L)}{V_{G1} - V_{G2}} \quad (3)$$

$$V_{BA} = V_{G1} - I_L * Z_{G1} \quad (4)$$

$$Z_A = \frac{V_{G1} - I_L * Z_{G1}}{I_L} \quad (5)$$

$$Z_A = \frac{V_{G1}}{I_L} - Z_{G1} \quad (6)$$

Si se estima que el valor del voltaje de G2 es estacionario y el valor del voltaje G1 cambia en función del ángulo delta que, aumenta o disminuye en el curso de una OP, las ecuaciones matemáticas quedan planteadas de la siguiente forma:

$$Z_A = \frac{V_{G1}(Z_{G1} + Z_{G2} + Z_L)}{V_{G1} - V_{G2}} - Z_{G1} \quad (7)$$

$$V_{G1} = V_{G1} * (\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) \quad (8)$$

$$V_{G2} = V_{G2} \quad (9)$$

$$Z_A = \frac{V_{G1} * (\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) * (Z_{G1} + Z_{G2} + Z_L)}{V_{G1} * (\cos(\phi) + j\text{sen}(\phi)) - V_{G2}} - Z_{G1} \quad (10)$$

De las fórmulas descritas se demuestra que la variabilidad de la impedancia queda sujeta exclusivamente del ángulo delta en el extremo A de la línea eléctrica de transmisión.

III. RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Para que un SEP opere en óptimas condiciones, las protecciones deben ser lo suficientemente rápidas para despejar las fallas al momento del sensado de una operación anormal en el sistema [22][23]. La protección de distancia es un elemento que se caracteriza por su rápido disparo y exactitud de medida de valores al momento de despejar fallas en las LT.

En la figura 7 se puede apreciar un relé de protección de distancia ubicado en un extremo de una línea de transmisión conectado con un transformador de corriente TC y transformador de voltaje TP los cuales se encargan de la medición de valores de corrientes y voltajes del sistema eléctrico.

El RD calcula [24][25], la relación entre la corriente y el voltaje, lo cual identifica la impedancia de la LT en la zona de protección, por lo tanto, si la impedancia medida por el relé

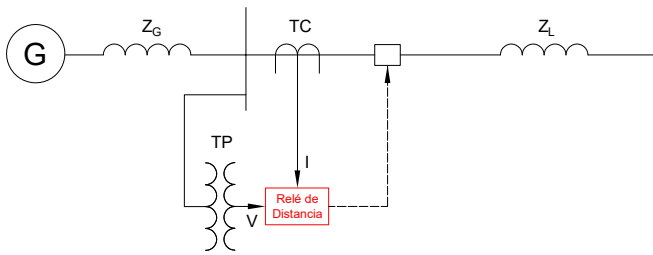


Figura 7. Acoplamiento del relé de distancia en una línea de transmisión.

se encuentra dentro de la zona de protección, el RD entra en operación; por otro lado, si la impedancia medida se encuentra fuera de la zona de protección, el RD no entrará en operación.

III-A. Arquitectura del relé de protección de distancia.

En figura 8 podemos apreciar cómo está estructurada la arquitectura de detección de fallas en relés de protección de distancia digitales modernos ante eventos de cortocircuitos en las líneas de transmisión.

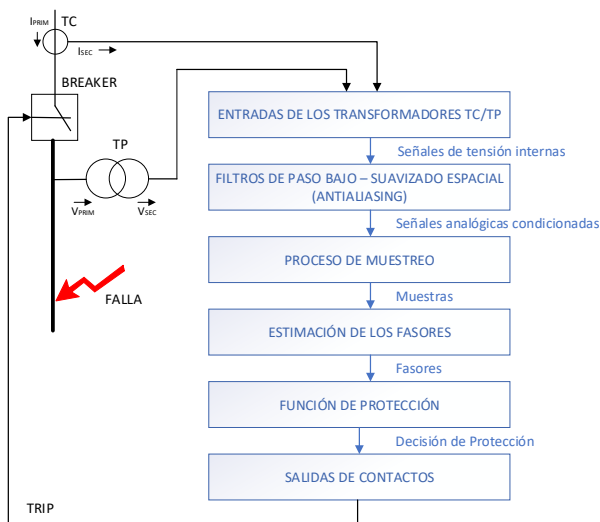


Figura 8. Arquitectura del relé de protección digital de distancia.

Esta estructura se basa principalmente en los elementos de medición que son los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de voltaje (TP), estos son los encargados de enviar señales al relé de protección [26][27]. Una vez que las señales llegan al relé de protección, como se muestra en la figura 3, se aprecia que, al ser recibidas las señales, pasa por un proceso de filtrado, posteriormente, pasa por bajos analógicos, las cuales, se encargan de limpiar la señal de muestreo en la conversión analógica a digital para luego obtener un muestreo limpio de datos. Luego de realizar las acciones previamente mencionadas, se continúa a la estimación de los fasores, esta transformada fasorial nos permite representar una señal periódica más sencilla de analizar [28]. Después, que el relé realice la estimación fasorial, se continúa, a la protección de distancia 21, en esta zona el RD analiza la trayectoria de la

impedancia para verificar si existe una oscilación de potencia e inmediatamente manda una señal de TRIP para despejar la falla abriendo el interruptor.

IV. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

Los rechazos de carga, salidas o desconexiones de líneas, el ingreso de generadores sin previo análisis de condición en estado estable, generan alteraciones de los flujos en las LT produciendo OP. En este contexto, las OP pueden afectar las zonas de protección del RD debido a las ondas a diferente frecuencia las cuales alteran las magnitudes de voltaje y corriente del sistema eléctrico y esto puede aperturar erróneamente las LT. La programación de los relés de protección de distancia, permite ver y analizar la trayectoria de la impedancia ante eventos oscilatorios facultando así el bloqueo o la apertura de las LT para evitar el colapso del sistema.

La zona de protección 1 en los relés de distancia es la zona más importante, encargada de proteger el 80 % de la LT, además se puede analizar de mejor manera las OP inestables ya que al pasar la oscilación por zona 1, esta pasa por el centro eléctrico del sistema de potencia; lo que implica que, el voltaje medido en el punto de medida del relé se encuentra muy cercano a cero.

La zona de protección 2 es igual de importante, encargada de completar la protección de la LT al 100 % y sirve de protección de respaldo para LT adyacentes ante cualquier evento o perturbación. Por tal razón, el presente artículo busca implementar en el laboratorio el sistema de prueba para analizar el comportamiento de la protección de distancia en zona 1 y zona 2 para analizar la trayectoria de la impedancia cuando ingresa a las zonas de protección ante el apareamiento de OP y cortocircuitos.

La trayectoria de la impedancia en la zona cuadrilateral define el comportamiento de apertura o bloqueo de la protección eléctrica de distancia. Para esto se abarca 2 etapas de estudio, en la primera etapa se busca observar el comportamiento de la protección cuando ocurren cortocircuitos en las LT y la segunda etapa busca observar el comportamiento de la protección de distancia ante simulaciones de oscilaciones a diferentes frecuencias.

En la primera etapa se realizan once casos de análisis de cortocircuitos a lo largo de la LT, con lo que, se busca configurar el RD y observar el comportamiento de la impedancia de falla cuando ocurren contingencias de cortocircuito.

En la segunda etapa se simulan cinco casos de OP para analizar el comportamiento de la impedancia cuando ingresa a la zona 1 de protección observando si el relé opera por OP o por bloqueo mediante el sistema Power Swing (bloqueo de oscilaciones de potencia).

En la figura 9, se muestra, el procedimiento detallado del desarrollo de las dos etapas para llegar a obtener las trayectorias de impedancia y realizar el respectivo análisis, desde, el modelamiento de los sistemas eléctricos en los programas de simulación hasta la generación de resultados.

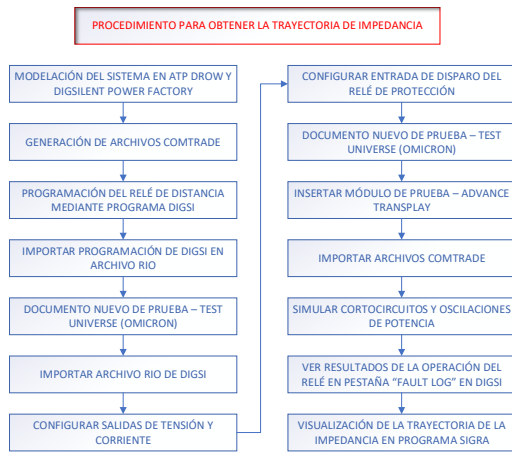


Figura 9. Procedimiento de análisis.

En la figura 10 observamos la realización de la configuración de los equipos, una vez obtenida la configuración del relé de protección SIEMENS mediante el programa Digisi, se introduce los valores al programa TEST Universe, y mediante la maleta de pruebas Omicron CMC, se inyecta voltajes y corrientes en valores secundarios para la simulación de cortocircuitos y OP.

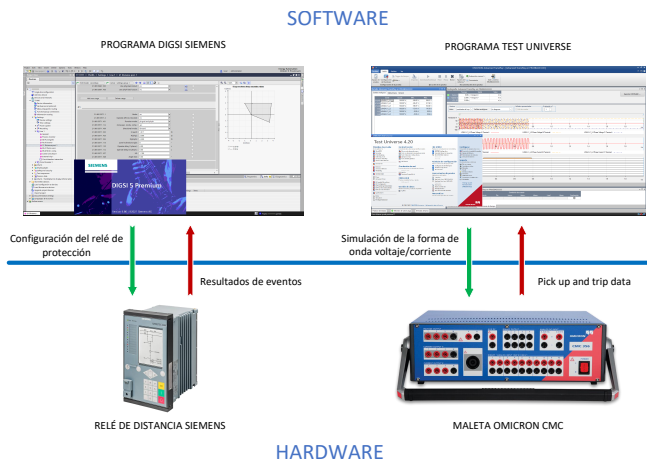


Figura 10. Configuración de Software y Hardware.

V. CASO DE ESTUDIO.

El RD a usarse es el relé SIEMENS 7SA86 y la configuración de los parámetros para la protección se describen en la tabla II.

Las características técnicas de la maleta de pruebas Omicron CMC se muestran en la tabla III.

Para tal efecto, la ejecución se derivará en dos partes; la primera parte se realizan simulaciones de eventos de cortocircuitos a lo largo de la línea para observar el comportamiento mediante la configuración del RD. En la segunda parte se simulan eventos de OP para observar el comportamiento del RD en la LT analizando la trayectoria de impedancia.

DESCRIPCIÓN	CONFIGURACIÓN
Características Generales	Zona 1 y Zona 2
Ángulo característico	85
3I0 ζvalor umbral (A)	0.063
V0 ζvalor umbral (V)	0.330
ZONA 1	
Característica	Adelante.
R ph-ph (ohm)	Zona cuadrilateral.
R ph-g (ohm)	3.300
X (ohm)	3.300
Modo de funcionamiento	1.917
ZONA 2	
Característica	ph-gnd and ph-ph
ZONA 3	
Característica	Adelante.
R ph-ph (ohm)	Zona cuadrilateral.
R ph-g (ohm)	4.000
X (ohm)	4.000
Modo de funcionamiento	2.182
Bloqueo por oscilación de potencia	ph-gnd and ph-ph
Tiempo máximo de bloque (s)	Desactivado
	Activado
	0.500

Cuadro II
CONFIGURACIÓN RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

PARÁMETROS	VALORES TÉCNICOS
Salidas de corriente (trifásicas)	3x64 A.
Salidas de voltaje (trifásico)	3x300 V.
% Error (corriente)	≤ 0,05 %
% Error (voltaje)	≤ 0,03 %
% Distorsión (corriente)	≤ 0,05 %
% Distorsión (voltaje)	≤ 0,015 %
Resolución (corriente)	1 mA
Resolución (voltaje)	5 mV/10 mV

Cuadro III
PARÁMETROS MALETA DE PRUEBAS OMICRON CMC.

Para el análisis de cortocircuitos como para el análisis de OP, se diseña una línea de transmisión de 20 kilómetros con 3 MS, tanto en el programa ATP Draw figura 11, como en el programa Digilent Power Factory figura 12 para contrastar los resultados de los transitorios electromagnéticos.

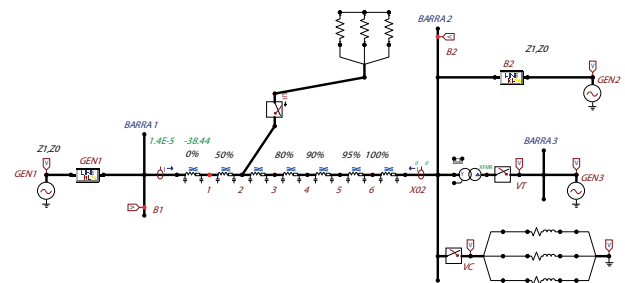


Figura 11. Línea de transmisión programa ATP Draw.

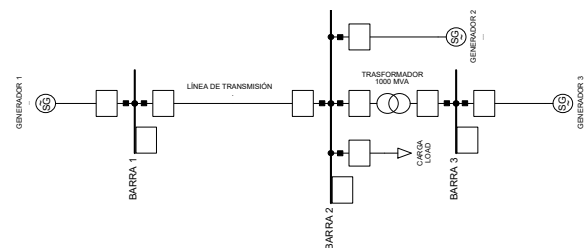


Figura 12. Línea de transmisión programa Digilent Power Factory.

A continuación, se muestran los parámetros del SEP propuesto para el análisis. Los parámetros de la LT se pueden observar en la tabla IV.

PARÁMETROS	VALORES
Distancia	20 Km
Voltaje	400 KV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de red	Trifásica
R	0.03184 ohm/km
R0	0.1274 ohm/km
X	j 0.3636 ohm/km
X0	j 0.1.4552

Cuadro IV
DATOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

Los datos de las relaciones de transformación del transformador de corriente y del transformador de voltaje se describen en la tabla V.

Transformador de corriente.		Transformador de Potencia.	
Relación	1200 A - 1 A.	Relación	400 kV - 100 V.

Cuadro V
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TC Y TP.

Los datos de la carga conectado al sistema eléctrico se describen en la tabla VI.

PARÁMETROS	VALORES
P activa	200 MW.
cos ϕ	0.9 inductivo
sistema	balanceado.

Cuadro VI
DATOS DE LA CARGA.

Los datos del transformador de potencia se describen en la tabla VII.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia	1000 MVA
Frecuencia	60 Hz
Alto voltaje	400 kV
Bajo voltaje	230 kV
Conexión	YnD

Cuadro VII
DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Los datos de los generadores 1, 2 y 3 se describen en las tablas VIII.

V-A. *Simulaciones para ver el comportamiento del relé de protección de distancia.*

Las pruebas consisten en la simulación simultánea de cortocircuitos típicos en un extremo de la LT, para verificar el comportamiento integral del sistema de protección, sistema de comunicaciones y equipos asociados.

Las fallas típicas son obtenidas mediante software de simulación de transitorios electromagnéticos ATP Draw y Digsilent Power Factory de sistemas de potencia. Para las pruebas se utiliza el equipo de inyección secundaria Omicron CMC 356, obteniendo esta manera la simulación de una falla real en la línea con lo cual se verificará la actuación de la protección. Para este apartado se simularán 11 casos de cortocircuitos, observar tabla IX.

Generador 1		Generador 2	
Potencia	110 MVA	Potencia	170 MVA
Potencia activa	85 MW	Potencia activa	95 MW
Frecuencia	60 Hz	Frecuencia	60 Hz
Voltaje	400 kV	Voltaje	400 kV
cos fi	0.85	cos fi	0.85
Conexión	Yn	Conexión	Yn

Generador 3	
Potencia	60 MVA
Potencia activa	45 MW
Frecuencia	60 Hz
Voltaje	230 kV
cos fi	0.85
Conexión	Yn

Cuadro VIII
DATOS GENERADOR 1, GENERADOR 2 Y GENERADOR 3.

Caso	Ubicación de la falla	Dirección	R falla	Fases Falladas
caso 1	50 %	Adelante	3 Ω	ABC
caso 2	80 %	Adelante	franca	AT
caso 3	15 %	Adelante	1 Ω	BT
caso 4	55 %	Adelante	franca	CT
caso 5	60 %	Adelante	3 Ω	ABC
caso 6	8 %	Adelante	3 Ω	CA
caso 7	1 %	Adelante	3 Ω	AB
caso 8	10 %	Adelante	2 Ω	ABC
caso 9	3 %	Adelante	1 Ω	BC
caso 10	90 %	Adelante	3 Ω	ABC
caso 11	95 %	Adelante	2 Ω	CA

Cuadro IX
CASOS DE PRUEBAS DE CORTOCIRCUITOS.

V-B. *Simulaciones de oscilaciones de potencia para ver el comportamiento del relé de protección de distancia.*

Las pruebas consisten en la simulación simultánea de OP a diferentes frecuencias para verificar el comportamiento del relé de protección. Para las pruebas se va a usar el equipo de inyección secundaria Omicron CMC 356, obteniendo de esta manera la simulación de una OP en la línea con lo cual, se verificará la actuación de la protección. Para este apartado se simularán 5 casos de oscilaciones de potencia, observar tabla X.

Caso	Diferencia de frecuencia
Oscilación caso 1	0.5 Hz
Oscilación caso 2	0.75 Hz
Oscilación caso 3	1 Hz
Oscilación caso 4	1.25 Hz
Oscilación caso 5	1.5 Hz

Cuadro X
CASOS DE OSCILACIONES DE POTENCIA.

VI. SIMULACIÓN Y RESULTADOS DE LOS CASOS DE PRUEBA.

Las señales de onda de los transitorios electromagnéticos generados en los programas ATP Draw y Digsilent Power Factory son ingresados al RD SIEMENS 7SA86 y mediante la maleta de pruebas Omicron CMC 356, se inyectan señales de voltajes y corrientes para la ejecución de las pruebas dinámicas.

VI-A. *Simulación de cortocircuitos a lo largo de la línea.*

En el presente apartado se muestran los resultados y el análisis del caso 3, caso 5 y caso 10 de cortocircuitos mencionados

en la tabla X y los resultados de los 11 casos restantes se detallan en la tabla XII.

En las simulaciones de cortocircuitos, las corrientes y voltajes simulados se llevan a cabo con 250 ms de prefalla, posteriormente la duración de la falla permanece durante 500 ms, es decir, 750 ms tiempo de simulación, y por ultimo el post fallo con un tiempo total de simulación hasta 2 s.

Los resultados de las gráficas R, X de la trayectoria de la impedancia se generaron en el programa de oscilografía SIGRA SIEMENS. Cada grafico muestra cómo se construye la trayectoria de la impedancia en las diferentes zonas cuadrilaterales de protección.

Para el caso 7, se simula un cortocircuito bifásico AB con $R_f = 3$ ohm al 1% de la línea de transmisión. En la figura 13 los valores de voltaje nominal son de 330 KV disminuyen hasta los 60 KV en el momento de la falla y posteriormente se hace cero al actuar la protección.

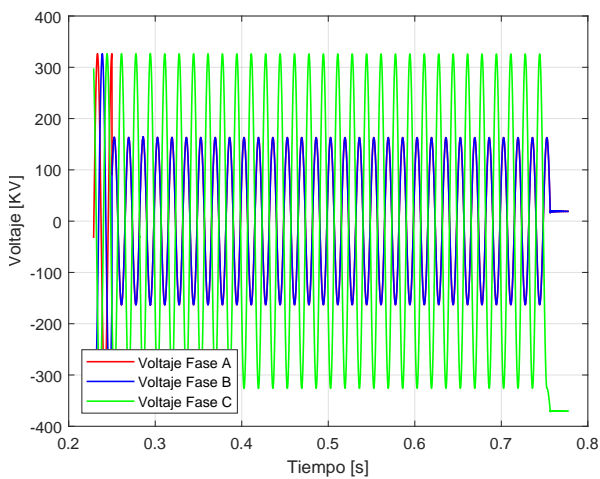


Figura 13. Comportamiento de la onda de voltaje caso 7.

En la figura 14, se aprecia que, los valores de corriente superan los 25 KA al inicio de la falla, permanece en valores de 15 KA por un tiempo aproximado de 0.45s y posteriormente se hace cero al actuar la protección.

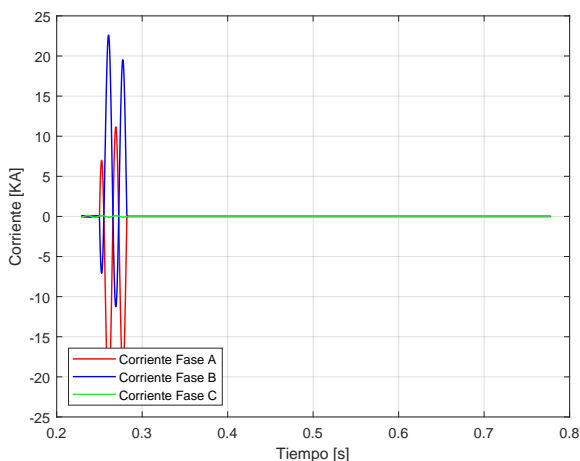


Figura 14. Comportamiento de la onda de corriente caso 7.

En la figura 15, en la simulación de las zonas de protección en el programa Digsilent Power Factory, se puede observar el cortocircuito bifásico al 1% que ingresa en la zona de protección 1.

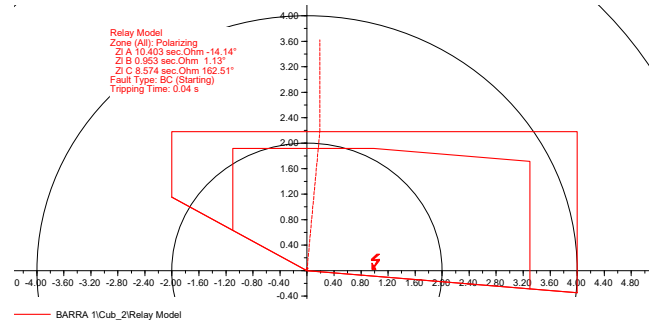


Figura 15. Simulación Digsilent cortocircuito bifásico al 1% zona 1.

Como resultado del caso de cortocircuito bifásico AB 1%, en la figura 16, se observa la trayectoria de la impedancia de las 2 fases que ingresan desde la parte superior derecha hacia la parte inferior de la zona de protección 1, lo cual hace que el relé de protección dispare en un tiempo de 40 ms, debido a que, la apertura en zona 1 es instantánea. El gráfico de la zona de protección de la trayectoria de la impedancia se contrasta con el gráfico de la simulación de la zona de protección en DidSielnt.

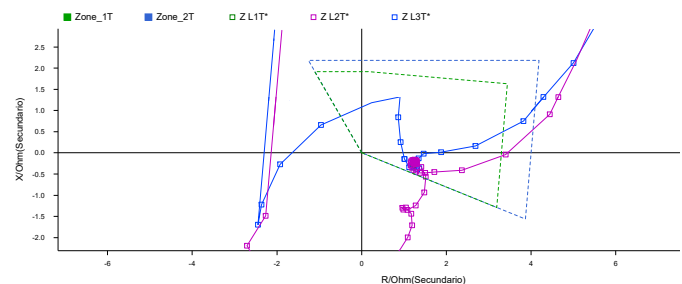


Figura 16. Trayectoria de la impedancia fases AB caso 7.

Para el caso 10, se simula un cortocircuito trifásico ABC al 90% de la línea de transmisión. En la figura 17, los valores de voltaje nominal de 330 KV disminuyen hasta los 60 KV en el momento de la falla y posteriormente se hace cero al actuar la protección.

En la figura 18 los valores de corriente superan los 25 KA al inicio de la falla, permanece en valores de 15 KA por un tiempo aproximado de 0.45s y posteriormente se hace cero al actuar la protección.

En la figura 19, en la simulación de las zonas de protección en el programa Digsilent Power Factory, se puede observar el cortocircuito trifásico al 90% que ingresa en la zona de protección 2.

Como resultado del caso de cortocircuito trifásico ABC 90%, en la figura 20, se puede observar, la trayectoria de la impedancia de las 3 fases que ingresan desde la parte superior derecha hacia la parte superior de la zona de protección 2, lo cual, hace que el relé de protección dispare en un tiempo de 340 ms, debido a que, la apertura en zona 2 es temporizada.

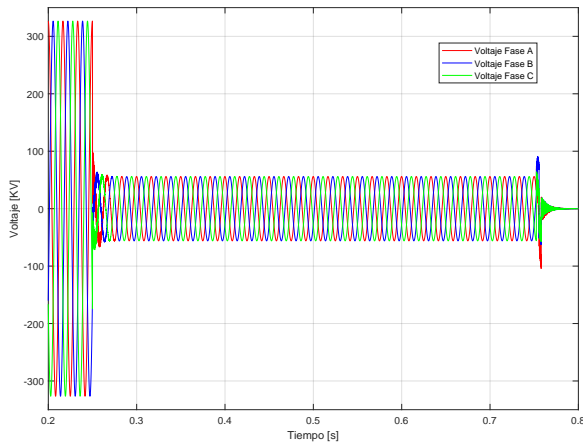


Figura 17. Comportamiento de la onda de voltaje caso 10.

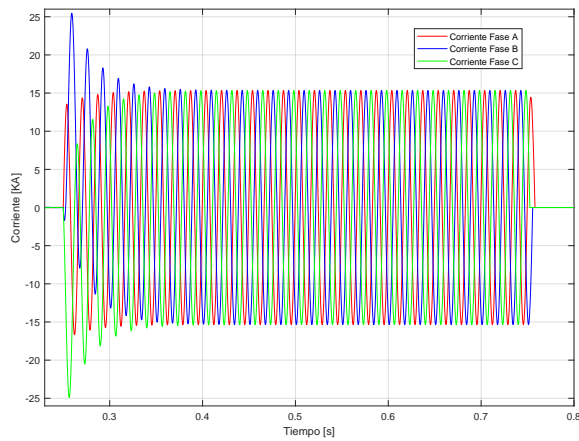


Figura 18. Comportamiento de la onda de corriente caso 10.

Como resultado de las simulaciones de los 11 casos de cortocircuitos en laboratorio, en la tabla XII se puede concluir que para todos los casos de cortocircuitos en zona 1 la protección operó en un tiempo instantáneo de 40 ms y para los cortocircuitos en zona 2 la protección operó en un tiempo temporizado de 340 ms.

Caso	Falla	Arranque	Z1	Z2	Tiempo operación
caso 1	ABC	X	X	-	40 ms
caso 2	AT	X	X	-	40 ms
caso 3	BT	X	X	-	40 ms
caso 4	CT	X	X	-	40 ms
caso 5	ABC	X	X	-	40 ms
caso 6	CA	X	X	-	40 ms
caso 7	AB	X	X	-	40 ms
caso 8	ABC	X	X	-	40 ms
caso 9	BC	X	X	-	40 ms
caso 10	ABC	X	-	X	340 ms
caso 11	CA	X	-	X	340 ms

Cuadro XI

TIEMPOS DE DURACIÓN FALLA Y DISPARO DE RELÉ DE PROTECCIÓN.

VI-B. Simulación de oscilaciones en el sistema.

A continuación, se muestran 5 simulaciones de contingencias para oscilaciones de potencia: pérdida de generación,

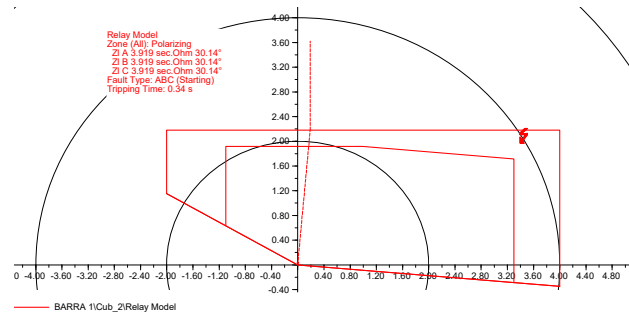


Figura 19. Simulación Digsilent cortocircuito trifásico al 90 % zona 2.

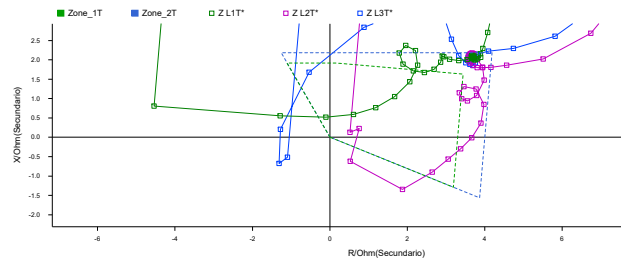


Figura 20. Trayectoria de la impedancia fase ABC caso 10.

pérdida de carga, ingreso fuerte de una carga elevada e ingreso de generación mencionados en la tabla IX. Las simulaciones de voltajes y corrientes se llevan a cabo con 0.1 s de pre-contingencia y 100 s de post-contingencia.

Los gráficos muestran el acercamiento de la trayectoria de la impedancia a la zona cuadrilateral al momento de la oscilación de potencia. Lo que se busca en este análisis es ver como se mueve la impedancia en el instante de una oscilación estable e inestable.

Para el caso 1 se simula el ingreso de la carga de 200 MW al sistema, para lo cual se obtienen los valores de corriente RMS en la estabilidad del generador 1 como muestra en la figura 21.

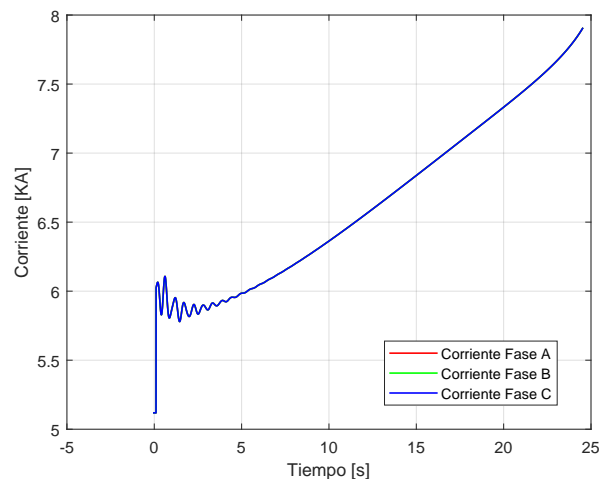


Figura 21. Oscilación Inestable - Generador 1, valores RMS.

En la figura 22, muestra como al ingresar la carga, la

corriente se dispara de 5.1 kA a 6.2 kA, provocando que sistema se oscile lentamente a lo largo del tiempo y por lo tanto no encuentre un punto de equilibrio

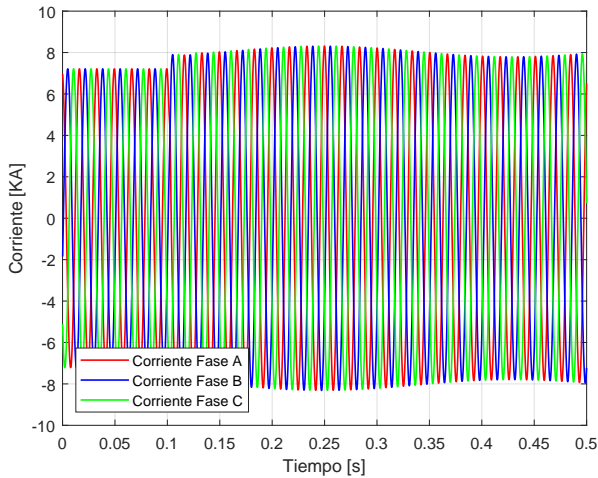


Figura 22. Oscilación Inestable - valores instantáneos de corriente.

En la figura 23, muestra como al ingresar la carga, el voltaje cae de 15 kV a 13 kV, fluctuando y provocando que sistema se oscile lentamente a lo largo del tiempo y por lo tanto no encuentre un punto de equilibrio.

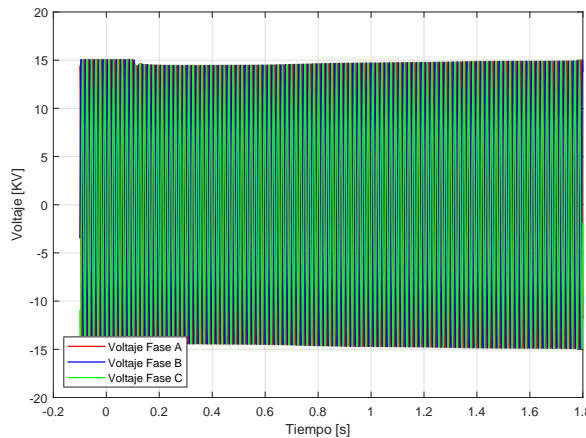


Figura 23. Oscilación Inestable - valores instantáneos de voltaje

En la figura 24, se muestra de mejor manera la fluctuación de onda trifásica de voltaje y corriente ante el evento de OP obtenidos del programa SIGRA después de la simulación con la maleta de pruebas Omicron. En el gráfico se puede observar el comienzo de la oscilación, y como no tiene estabilidad ni tampoco se amortigua, la onda se distorsiona continuamente infinitamente y no desaparece, estas ondas se ven distorsionadas y alargadas en el tiempo ya que son oscilaciones lentas con valores de diferencia de frecuencia de 0.5 Hz.

En la figura 25, se puede observar como la impedancia sale de su zona de carga, desplazándose hasta ingresar a la zona de protección, primero la trayectoria recorre desde la parte inferior hasta la parte superior traspasando la zona cuadrilateral, y luego decae hacia la parte central de la zona cuadrilateral donde el relé de protección lo detecta como una

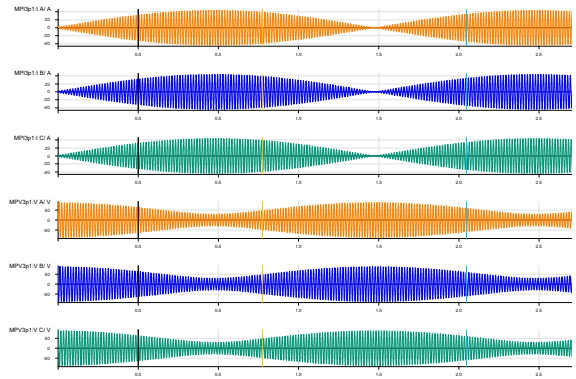


Figura 24. Onda de Corriente y Voltaje distorsionadas por la oscilación inestable.

OP inestable y opera activándose la función OST produciendo el disparo y apertura de los interruptores de potencia a fin de evitar el colapso del sistema.

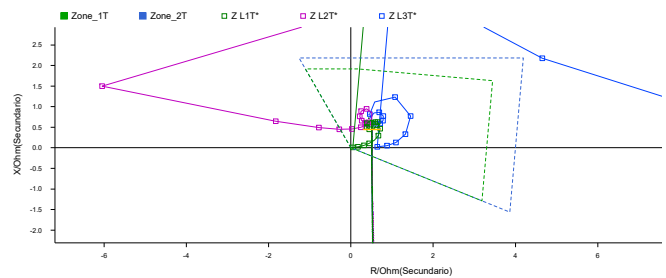


Figura 25. Trayectoria de la impedancia ante oscilación a 0.5 Hz.

Para el caso 4 se simula el ingreso del generador de 45 MW al sistema, para lo cual se obtienen los valores de corriente RMS como muestra la figura 26.

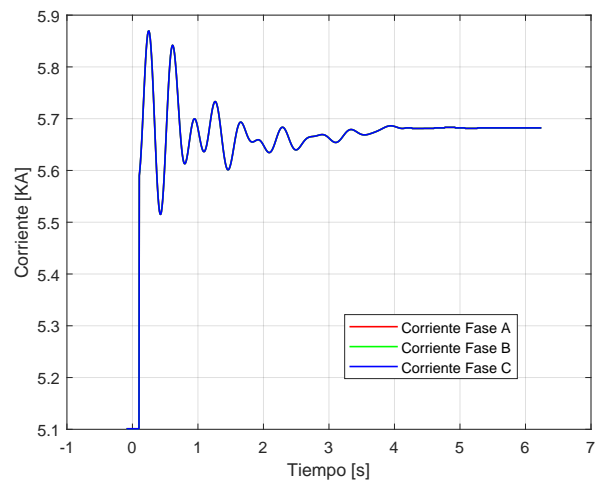


Figura 26. Oscilación estable - Generador 1, valores RMS.

En la figura 27, se aprecia como, al ingresar el generador 3 la corriente se dispara de 7.2 kA a 8.5 kA, provocando que sistema se desestabilice por dos segundos, pero después vuelve a entrar en punto de equilibrio.

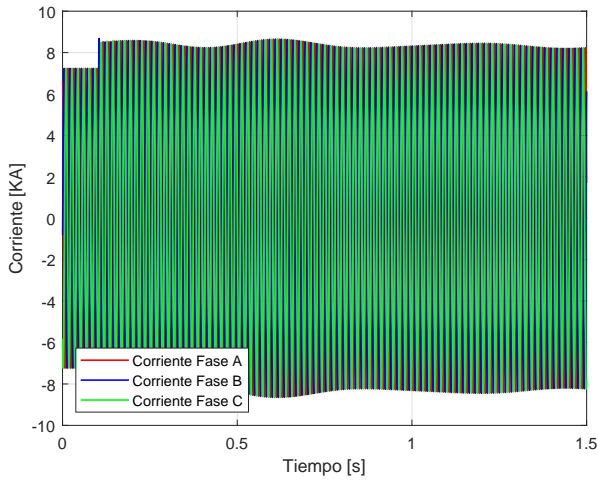


Figura 27. Oscilación estable - valores instantáneos de corriente.

En la figura 28, muestra como al ingresar la carga, el voltaje cae de 15 kV a 13 kV, fluctuando y provocando que sistema se oscile rápidamente a lo largo del tiempo y por lo tanto no encuentre un punto de equilibrio.

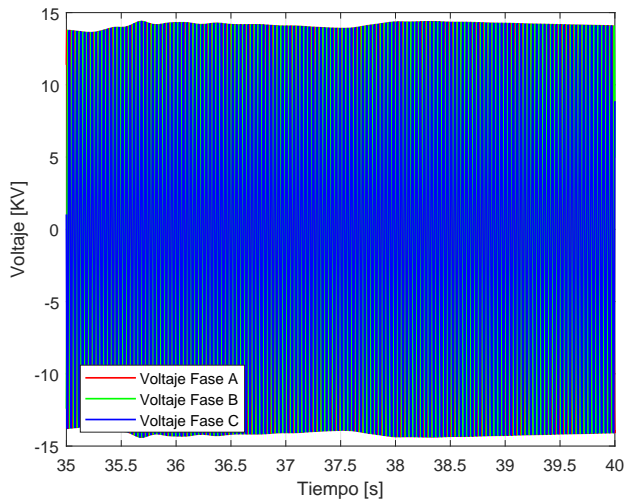


Figura 28. Oscilación estable - valores instantáneos de voltaje.

En la figura 29, se muestra la fluctuación de onda trifásica de voltaje y corriente ante el evento de OP obtenido del programa SIGRA después de la simulación con la maleta de pruebas Omicron. En el gráfico se puede observar el comienzo de la oscilación hasta llegar a un punto estable donde se amortigua hasta que desaparezca, estas ondas distorsionadas se ven que fluctúan más rápidamente en el tiempo ya que son oscilaciones rápidas con valores de diferencia de frecuencia de 1.25 Hz.

En la figura 30, se puede observar que, al momento de la desconexión de la central generadora, la impedancia sale de la zona de carga y se desplaza ingresando levemente en la zona de protección y saliendo rápidamente, a lo cual, el RD la detecta activando la función PSB, lo que impiden la actuación de los relés garantizando la continuidad eléctrica del sistema.

Como resultado de las simulaciones de los 5 casos de oscilaciones de potencia en laboratorio, en la tabla XII, se

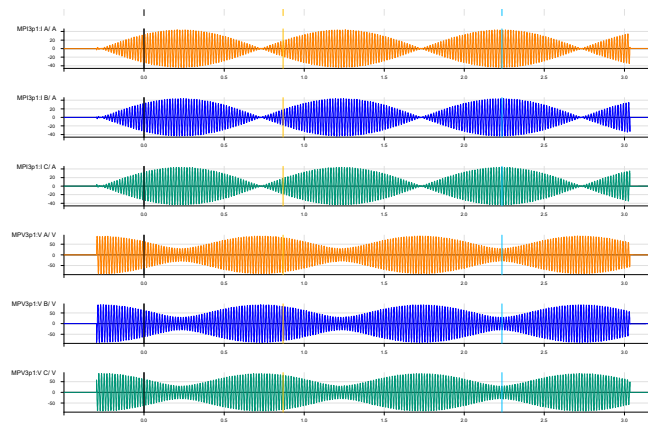


Figura 29. Onda de Corriente y Voltaje distorsionadas por la oscilación estable.

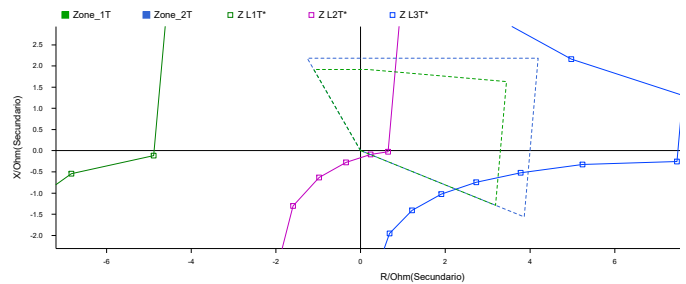


Figura 30. Trayectoria de la impedancia ante oscilación a 1.25 Hz.

puede apreciar que para los casos 1 y 2 donde las OP son lentas, el relé opera en zona 1 activando la función OST, produciendo el disparo y apertura de los interruptores de potencia de manera instantánea en un tiempo de 40 ms a fin de evitar el colapso del sistema; mientras que para los casos 3, 4 y 5 el relé no opera ya que son OP rápidas activando la función PSB, lo que, impide la actuación de los relés garantizando la continuidad eléctrica del sistema, este tipo de apariciones de oscilaciones es muy común en el sistema eléctrico, ya que, siempre se presentan desconexiones de líneas, entradas y salidas de una fuerte carga.

Caso	Arranque	ZI	Tiempo operación relé
Oscilación caso 1	X	X	40ms
Oscilación caso 2	X	X	40ms
Oscilación caso 3	-	-	-
Oscilación caso 4	-	-	-
Oscilación caso 5	-	-	-

Cuadro XII

TIEMPOS DE DURACIÓN FALLA Y DISPARO DE RELÉ DE PROTECCIÓN.

VII. CONCLUSIONES.

Por medio del trabajo realizado se logro evidenciar, que el sistema de prueba establecido para realizar las simulaciones de oscilación de potencia en los sistemas en los diferentes casos, cumple con su propósito y permite el análisis de los resultados obtenidos mediante las simulaciones realizadas.

En la parte de operación del relé de protección, el relé de distancia puede identificar correctamente las oscilaciones

lentas y las oscilaciones rápidas. Las oscilaciones de potencia en sistemas eléctricos de potencia son fenómenos simétricos trifásicos y pueden ser confundidos con una falla trifásica. El relé de protección de distancia identifica y opera adecuadamente por oscilación de potencia en los casos de variación de frecuencia en rangos menores a 1 Hz ya que pueden llegar a ser casos de severidad en el sistema eléctrico, y para valores superiores a 1 Hz la protección activa el sistema de bloqueo de Power Swing ya que estas oscilaciones se amortiguan rápidamente y no llegan a causar ningún daño al sistema. La correcta ejecución de un estudio de oscilaciones de potencia a un sistema eléctrico de potencia posibilita identificar y entender las zonas endebles a las cuales está expuesto constantemente el sistema y así establecer correctamente la configuración y parametrización de los relés de protección para así evitar colapsos en el sistema eléctrico y garantizar la continuidad del servicio.

REFERENCIAS

- [1] B. Patel, P. Bera, and S. H. N. Dey, "Differential voltage-based fault detection during power swing," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 1, pp. 157–165, 2020.
- [2] B. Mahamedi and J. E. Fletcher, "Setting-free method for detection of asymmetrical faults during power swings," *Electric Power Systems Research*, vol. 181, no. December 2019, p. 106177, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106177>
- [3] A. Mohammadi, M. Abedini, and M. Davarpanah, "A Straightforward Power Swing Detection Algorithm Using Rate of Impedance Angle Change," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 4, pp. 3325–3334, 2022.
- [4] B. Patel and P. Bera, "Detection of Power Swing and Fault during Power Swing Using Lissajous Figure," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 3019–3027, 2018.
- [5] B. Patel, "A new technique for detection and classification of faults during power swing," *Electric Power Systems Research*, vol. 175, no. July 2018, p. 105920, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105920>
- [6] S. M. Hashemi and M. Sanaye-Pasand, "Distance protection during asymmetrical power swings: Challenges and solutions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6, pp. 2736–2745, 2018.
- [7] S. Das, B. K. Panigrahi, and P. K. Jaiswal, "Qualitative Assessment of Power Swing for Enhancing Security of Distance Relay in a TCSC-Compensated Line," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 223–234, 2021.
- [8] B. Taheri, S. Salehimehr, F. Razavi, and M. Parpaei, "Detection of power swing and fault occurring simultaneously with power swing using instantaneous frequency," *Energy Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 491–514, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s12667-018-00320-0>
- [9] N. C. Munukutla, V. S. K. R. Gadi, and R. Mylavaram, "Wavelet energy-based stable and unstable power swing detection scheme for distance relays," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 27, no. 4, pp. 2908–2921, 2019.
- [10] S. Chatterjee, A. Anand, B. K. Saha Roy, and V. Terzija, "Dual use line relays to improve power swing deblocking function," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 121, no. March, p. 106156, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106156>
- [11] M. H. Musa, Z. He, L. Fu, and Y. Deng, "A covariance indices based method for fault detection and classification in a power transmission system during power swing," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 105, no. September 2018, pp. 581–591, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.003>
- [12] J. Kumar and P. Jena, "Fault Detection During Asymmetrical Power Swing Using Superimposed Negative Sequence Current," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 44, no. 8, pp. 7033–7046, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s13369-019-03768-z>
- [13] J. Desai and V. Makwana, "Power Swing Blocking Algorithm based on Real and Reactive Power Transient Stability," *Electric Power Components and Systems*, vol. 48, no. 16-17, pp. 1673–1683, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1080/15325008.2021.1906794>
- [14] S. Chatterjee, B. K. Saha Roy, and A. Anand, "Speedy Detection of Symmetrical Faults During Power Swing," *National Academy Science Letters*, vol. 44, no. 4, pp. 321–324, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40009-020-01001-2>
- [15] M. K. Jena and B. K. Panigrahi, "Transient Potential Power Based Supervisory Zone-1 Operation during Unstable Power Swing," *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 2, pp. 1823–1830, 2019.
- [16] H. Shekhar and J. Kumar, "Fault section identification of a three terminal line during power swing," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 1–25, 2021.
- [17] B. Taheri, M. Faghihlo, S. Salehimehr, and F. Razavi, "A Fast Fourier Transform-Based Method for Power Swing Detection and Distance Relay Malfunction Prevention," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 1458–1468, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40313-020-00638-0>
- [18] C. Lazaro, J. P. Marques, G. Marchesan, and G. Cardoso, "Waveform asymmetry of instantaneous current signal based symmetrical fault detection during power swing," *Electric Power Systems Research*, vol. 155, pp. 340–349, 2018. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.11.005>
- [19] S. McGuinness, M. Patel, and A. Kelly, "Performance of protection relays during stable and unstable power swings," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 15, pp. 1125–1129, 2018.
- [20] S. Salehimehr, B. Taheri, and M. Faghihlo, "Detection of power swing and blocking the distance relay using the variance calculation of the current sampled data," *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 2, pp. 913–927, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01350-1>
- [21] I. Kiaei, S. Lotfifard, and A. Bose, "Secure loss of excitation detection method for synchronous generators during power swing conditions," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, no. 4, pp. 1907–1916, 2018.
- [22] Y. R. Alsyoufi and A. A. Hajjar, "A high-speed algorithm to discriminate between power swing and faults in distance relays based on a fast wavelet," *Electric Power Systems Research*, vol. 172, no. February, pp. 269–276, 2019.
- [23] B. Patel and P. Bera, "Fast fault detection during power swing on a hybrid transmission line using WPT," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 13, no. 10, pp. 1811–1820, 2019.
- [24] M. S. Prabhu, P. K. Nayak, and G. Pradhan, "Detection of three-phase fault during power swing using zero frequency filtering," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 1–15, 2019.
- [25] B. Taheri, M. Faghihlo, S. Salehimehr, and F. Razavi, "Symmetrical Fault Detection During Power Swing Using Mean Value of Sampled Data from the Current Signal," *IETE Journal of Research*, vol. 68, no. 6, pp. 4516–4528, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00898-3>
- [26] S. Salehimehr, B. Taheri, F. Razavi, M. Parpaei, and M. Faghihlo, "A new power swing detection method based on chaos theory," *Electrical Engineering*, vol. 102, no. 2, pp. 663–681, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00898-3>
- [27] J. R. A. K. Yellajosula, Y. Wei, M. Grebla, S. Paudyal, and B. A. Mork, "Online Detection of Power Swing Using Approximate Stability Boundaries," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 3, pp. 1220–1229, 2020.
- [28] M. M. Ghalesefidi and N. Ghaffarzadeh, "A new phaselet-based method for detecting the power swing in order to prevent the malfunction of distance relays in transmission lines," *Energy Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 491–515, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s12667-019-00366-8>