



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA

Facultad de Ingeniería

Tesis para optar al Título de
Maestría en Ingeniería Eléctrica

OSCILACIÓN DE POTENCIA EN LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS: PROTECCIÓN Y CONTROL

Autor:

Celia Sena

Director de Tesis:

Prof. Glauco N. Taranto

© Derechos de autor reservados (all right reserved)

Montevideo, Uruguay

2010

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL
URUGUAY
INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Los abajo firmantes certificamos que hemos leído el presente trabajo titulado **“Oscilación de potencia en los sistemas eléctricos: Protección y Control”** hecho por **Celia Sena** y encontramos que el mismo satisface los requerimientos curriculares que la Facultad de Ingeniería exige para la tesis del título de **Maestría en Ingeniería Eléctrica**.

Fecha: 20 de diciembre de 2010

Director de Tesis: _____
Prof. Glauco N. Taranto

Tribunal examinador: _____
Dr. Gonzalo Abal

Msc. Michel Artenstein

Dr. Gonzalo Casaravilla

ISSN: 1688-2776 (electronic version)

Celia Sena (csena@fing.edu.uy)

Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Montevideo, Uruguay, 2010.

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL
URUGUAY

Fecha: **20 de diciembre de 2010**

Autor: **Celia Sena**
Titulo: **Oscilación de potencia en los sistemas eléctricos:
Protección y Control**
Instituto: **Ingeniería Eléctrica**
Grado: **Maestría en Ingeniería Eléctrica (M.Sc.)**

Se autoriza a través de la presente a la Universidad de la República Oriental del Uruguay a hacer circular y copiar esta tesis con propósitos no comerciales por requerimientos de individuos o instituciones.

Firma del autor

El autor se reserva otros derechos de publicación o utilización de la tesis y/o de extractos de la misma sin su autorización escrita.

El autor declara que obtuvo permiso explícito para el uso de todo material con derecho de autor que aparece en esta tesis, excepto extractos o menciones de trabajos académicos con autorización similar a la actual, cuyo uso es expresamente identificado.

Indice

Indice	VII
Agradecimientos	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Sistema de potencia	2
1.2. Oscilaciones de un sistema de potencia	2
1.3. Operación de un sistema de potencia	3
1.4. Objetivo de la tesis	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos	5
1.5. Organización de la tesis	5
2. SISTEMA DE PROTECCIÓN	6
2.1. Protección de distancia	7
2.1.1. Características de operación	8
2.2. Oscilación de potencia	9
2.2.1. PSB: Bloqueo por oscilación de potencia	11
2.2.2. OST: Disparo por oscilación de potencia	11
2.3. Métodos para la detección de oscilación de potencia	11
2.3.1. Impedancia medida durante una oscilación de potencia	11
2.3.2. Métodos tradicionales	13
2.3.3. Otros métodos	14
2.3.4. RRdot: Relé de oscilación de potencia basado en la velocidad	16
2.4. Esquema de disparo de carga	18
2.5. Filosofía de Protección ante Oscilación de Potencia	19
3. MODELO Y SIMULACIÓN	21
3.1. Modelado del sistema de potencia	22
3.1.1. Máquina sincrónica	22
3.1.2. Sistema de excitación	23
3.1.3. Cargas	23
3.2. Sistema de potencia uruguayo	25
3.2.1. Descripción del modelo	27
3.2.2. Modelo de la carga	28
3.2.3. Modelo dinámico equivalente del sistema argentino	28

3.3.	Descripción del software	29
3.4.	Descripción de las simulaciones	30
3.4.1.	Sistema de potencia bajo estudio	30
3.4.2.	Detalles Contingencia	30
3.4.3.	CCT: Tiempo crítico de despeje	30
3.4.4.	Software utilizado	31
4.	RESULTADO DE LAS SIMULACIONES	33
4.1.	Estrategia # 0: Sin estrategia de control	33
4.2.	Estrategia # 1: Esquema de rechazo de carga	34
4.3.	Estrategia # 2: Esquema de formación de islas	36
4.3.1.	Centro eléctrico de la oscilación	37
4.3.2.	Temporización	40
4.3.3.	Simulaciones	40
4.4.	Estrategia # 3: Esquema de formación de islas y disparo de carga . . .	41
4.4.1.	Verificación de la temporización	43
5.	DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA Y RECONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA	46
5.1.	Funciones de disparo por oscilación de potencia	46
5.1.1.	Función R-Rdot	46
5.1.2.	Función basada en el cálculo del impedancia	48
5.2.	Esquema de disparo de carga	50
5.3.	Reconstrucción del sistema	50
5.3.1.	Función de sincronización	51
5.3.2.	Simulaciones	52
6.	CONCLUSIONES	55
A.	VERIFICACIÓN DEL DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA	57
	Bibliografía	64

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a mi familia, Fernando, Martín y Felipe por el cariño, apoyo y comprensión que me han brindado durante el transcurso de la presente investigación. También le doy mi especial agradecimiento a la Gerencia de Sector Protecciones, UTE, por toda la comprensión, ayuda y apoyo en todo el proceso de investigación del presente trabajo.

Además quisiera expresar mi especial reconocimiento a mis orientadores, Dr. Gonzalo Casaravilla y Prof. Glauco Taranto, por el constante apoyo y dedicación durante el transcurso de la maestría. Les agradezco a ambos el haberme permitido trabajar con ustedes, para mi fue realmente un honor.

Un reconocimiento especial al apoyo financiero brindado por la Capes y UdelaR en el proyecto 003/08 y al programa PR-POS-2008-003 de Apoyo a Programas de Postgrado, ANII.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Introducción

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de equipamiento responsable por la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a los consumidores. Estos sistemas son vitales para las economías de las naciones. El sistema de potencia es diseñado y operado de manera de entregar la energía eléctrica de manera confiable, económica y segura. La necesidad de entregar esta energía en forma continua y con una cierta calidad hace que estos sistemas eléctricos sean bastantes complejos. Esto requiere de estimaciones en tiempo real del estado del sistema, además de la coordinación con las unidades generadoras de manera de suministrar la energía a los consumidores. Sin embargo, debido a la desregulación del mercado eléctrico, los sistemas de potencia están operando muy cerca de su límite. Además, las demoras en la inversión en la red de transmisión dificulta el poder abastecer las demandas futuras. Por todo esto, el sistema de potencia está más vulnerable a las perturbaciones, y estas perturbaciones pueden llevar al sistema a un colapso general (blackout). Por lo cual, se están necesitando nuevos esquemas de control para reducir este riesgo y la separación controlada del sistema de potencia se puede considerar dentro de estos nuevos esquemas.

Para prevenir que una perturbación se propague a través del sistema de potencia, se estudian diferentes estrategias de protección. Una de las estrategias estudiadas es la separación del sistema en islas; es un esquema que reduce la propagación de la perturbación y daño en el equipamiento.

En este trabajo se propone un sistema de separación en dos islas, basados en funciones de disparo por oscilación de potencia, usando solo magnitudes locales. En las siguientes secciones hay una pequeña introducción a los sistemas de potencia, los efectos de las oscilaciones de potencia sobre los sistemas de protección de las líneas de transmisión y luego se presenta la contribución de esta tesis

1.1. Sistema de potencia

El objetivo de los sistemas de potencia es generar y suministrar energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado y operado de manera de entregar esa energía de manera segura y económica. Un sistema de potencia, como muestra la Fig. 1.1, está formado por unidades de generación, redes de transmisión, redes de distribución y cargas (Report., 2004), (Kundur, 1994). La energía eléctrica se genera en las centrales generadoras, a tensiones bajas (de 10kV a 25kV). Esta tensión es elevada, por medio de los transformadores elevadores a valores entre 150kV a 500kV. Luego, la potencia eléctrica es transmitida, a estos niveles de tensión, por medio de la red de transmisión a subestaciones de transformación. En estas subestaciones se reduce el nivel de tensión de manera que la energía eléctrica es distribuida a los consumidores.

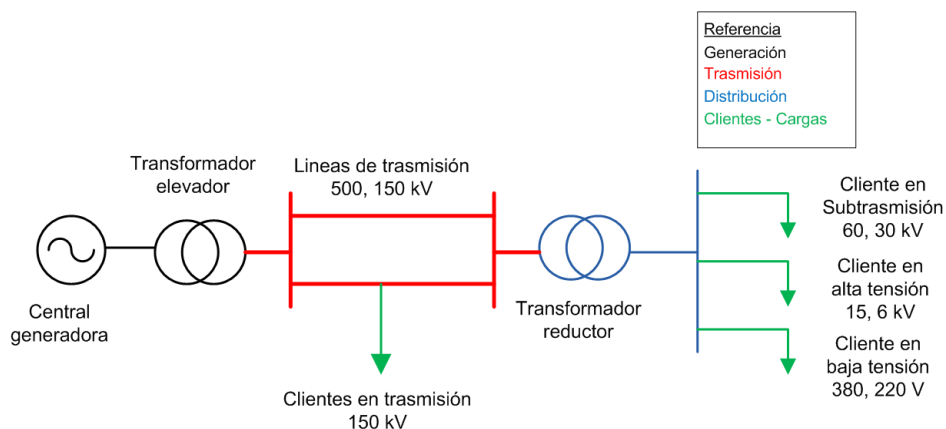


Figura 1.1: Estructura básica de un sistema de potencia

1.2. Oscilaciones de un sistema de potencia

El sistema eléctrico de potencia, en régimen estacionario, opera muy cerca de su frecuencia nominal y las magnitudes de las tensiones en las diferentes barras no varían más de un 5 %, (Tziouvaras and Hou, 2004). Por lo tanto, existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y la consumida. En forma permanente ocurren cambios de la transferencia de potencia, debido a cambios en la generación o la carga y en la configuración del sistema, y estos cambios son compensados por los sistemas de control. Perturbaciones que causan oscilaciones de potencia son:

- las faltas en el sistema de potencia,
- las conexiones de líneas de transmisión,
- las desconexiones de generadores o
- la pérdida o aplicación de grandes bloques de carga

Cuando el sistema de potencia puede alcanzar un nuevo punto de funcionamiento estable, luego de una perturbación, este tipo de oscilación se considera estable. Cuando en el sistema eléctrico ocurre una perturbación y este no puede alcanzar un nuevo punto de funcionamiento estable, la oscilación de potencia es inestable. Como consecuencia de ella, se producen oscilaciones de potencia que llevan a la pérdida de sincronismo entre los generadores o sistemas interconectados.

1.3. Operación de un sistema de potencia

La operación y control de un sistema de potencia es un desafío técnico muy complejo. Esto abarca tanto las funciones de monitoreo en tiempo real así como el análisis de contingencias (Fink and Carlsen, 1978). Sin embargo, la respuesta del sistema de potencia a diferentes perturbaciones son muy difíciles de predecir, para todas las condiciones de operación del mismo.

Las condiciones de operación de un sistema de potencia se puede clasificar en cinco estados diferentes. La Fig. 1.2 muestra los diferentes estados del sistema de potencia y detalla las transiciones entre ellos.

Los estados del sistema de potencia son:

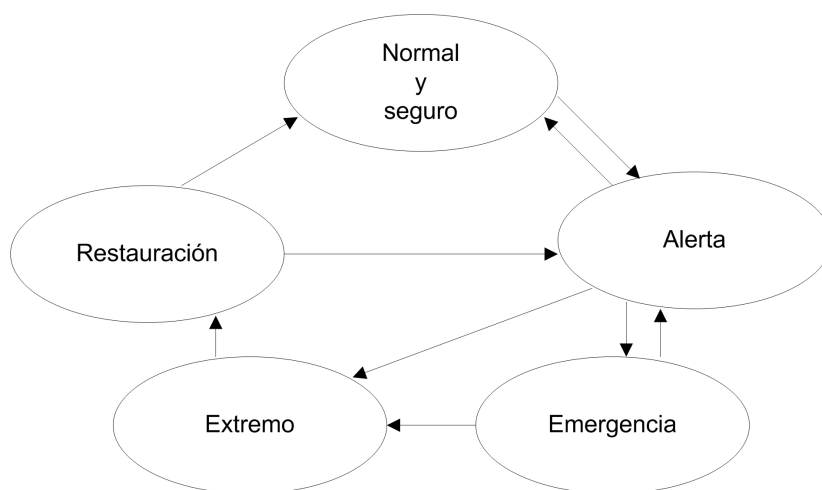


Figura 1.2: Estados del sistema de potencia

normal y seguro Durante el estado normal hay balance entre la energía generada y la energía consumida, y las magnitudes de operación (tensión y frecuencia) se mantienen dentro de los rangos de operación aceptables. El sistema es seguro porque es capaz de soportar una sola contingencia manteniendo las magnitudes de operación dentro de los rangos aceptables.

alerta En este estado el sistema es considerado inseguro. Frente a una perturbación puede pasar a estado de emergencia y dependiendo de la gravedad de la misma puede ir directamente al estado extremo cuando las acciones preventivas no son suficientes.

emergencia El sistema de potencia entra en un estado de emergencia cuando está en el estado de alerta y ocurre una perturbación. En este estado las magnitudes de las tensiones caen por debajo de los límites de estabilidad. El sistema se puede restaurar al estado de alerta, iniciando estrategias de control.

extremo Si el sistema de potencia está en un estado de emergencia, puede entrar en un estado extremo si las acciones correctivas no son suficientes. Un sistema en este estado puede conducir a salidas intempestivas de equipos, llevando a un colapso total y cortes en el servicio. La separación controlada del sistema y rechazos de carga y generación pueden evitar esas salidas intempestivas de equipos y evitar esos cortes al servicio.

restauración Si el sistema de potencia se encuentra en este estado, es porque se han implementado acciones de control con el objetivo de volver a conectar las partes del sistema que se han desconectado.

1.4. Objetivo de la tesis

1.4.1. Objetivo general

El objetivo de esta tesis es analizar diferentes métodos de proteger y controlar un sistema de potencia, utilizando solo magnitudes locales, después que ocurre una perturbación grave; y proponer un nuevo sistema de protección y control de manera de aumentar los límites operacionales y de seguridad. En el trabajo (Sena et al., 2010), se presenta una descripción resumida del método de control propuesto en el presente trabajo.

1.4.2. Objetivos específicos

Propuesto el nuevo sistema de protección y control, que se basa en la separación en islas del sistema de potencia, se busca:

- determinar las ubicaciones donde se divide el sistema de manera de lograr el equilibrio entre la generación y la carga en cada isla; y proponer la ubicación para la instalación de las funciones para armar dichas islas.
- determinar el máximo tiempo para la formación de las islas.
- en caso que en cada isla no existe balance entre generación y carga, determinar la mínima cantidad de carga a rechazar y el tiempo máximo para realizar el rechazo y la mínima cantidad de generación a disparar y el tiempo máximo para este disparo.

1.5. Organización de la tesis

En el capítulo 2 se describen diferentes funciones de protección, como funciones de distancia, funciones de detección de oscilación de potencia y funciones de frecuencia. Además, se detalla las filosofías de bloqueo y disparo por detección de oscilación de potencia. En el capítulo 3 se detallan el modelado de los elementos de los sistemas de potencia, además se incluye los bases de la presente investigación y proporciona una descripción detallada del sistema de potencia bajo estudio, así como de las herramientas de simulación empleadas. En el capítulo 4 se analizan los resultados de las simulaciones dinámicas llevadas a cabo en el sistema de potencia descrito. En el capítulo 5 se evalúan las funciones de detección de oscilación de potencia propuestas para este trabajo y se estudia la reconstrucción (rearmado) del sistema de potencia. El capítulo 6 expone las conclusiones que se obtienen de la presente investigación.

Capítulo 2

SISTEMA DE PROTECCIÓN

Introducción

En un sistema de potencia, la función de los sistemas de protección es detectar faltas y condiciones anormales de funcionamiento e iniciar acciones correctivas, lo más rápido posible, de manera que el sistema retorne a otro punto de funcionamiento estable (AREVA, 2002), (Elmore, 2004), (S. Horowitz, 2008).

Los sistemas de protección tienen cuatro funciones principales:

- Proteger todo el sistema de potencia de manera de mantener la continuidad del servicio
- Minimizar los daños causados por las faltas
- Asegurar la seguridad de las personas
- Aportar a la estabilidad del sistema eléctrico

Estos requerimientos son necesarios tanto para detectar y localizar las faltas como para remover de servicio el o los equipamientos en falta. Para poder cumplir con estos requerimientos, los sistemas de protección deben de tener la siguiente cualidad: confiabilidad.

La confiabilidad, aplicada a los sistemas de protección, tiene dos aspectos: que el sistema de protección *opere correctamente cuando debe operar*; y que el sistema de protección *no dispare cuando no debe operar*. La confiabilidad también incluye la velocidad, que el sistema de protección *opere rápidamente cuando debe hacerlo*, para minimizar los daños y aportar a la estabilidad del sistema de potencia.

2.1. Protección de distancia

Las protecciones de distancia se utilizan principalmente para proteger las líneas de transmisión. Las protecciones de distancia se basan en que la impedancia de una línea es proporcional a su longitud; y está diseñadas para operar para faltas que ocurran entre la ubicación de la protección y un punto determinado (ajuste).

La protección de distancia basa su principio en la medida de la impedancia, como la relación entre la tensión y corriente medidas en el punto de ubicación de la protección. Si la impedancia medida es menor a la impedancia ajustada, se considera que la falta es interna a la zona y la protección opera.

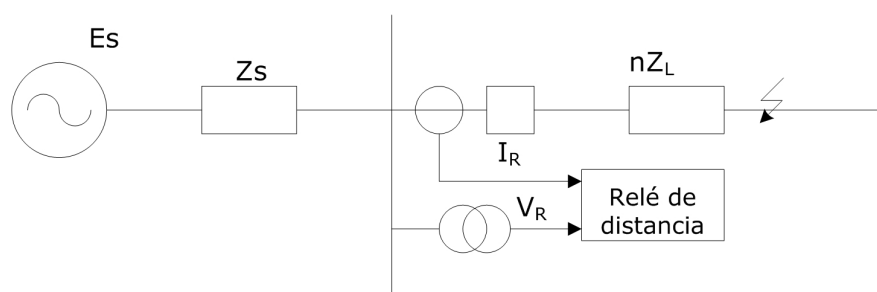


Figura 2.1: Medida de la impedancia

La protección de distancia está conectada a la línea a través de los transformadores de medida, como muestra la Fig. 2.1. Suponemos que ocurre una falta a una distancia $nZ_L[\Omega]$ desde la protección. Dado que la tensión en lugar de la falta es: $V_F = 0 V$, la tensión en el relé:

$$V_R = I_R \times nZ_L \implies \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R nZ_L}{I_R} = nZ_L \quad (2.1)$$

Esto implica que la protección de distancia puede llegar a la decisión de operar solo con las medidas de tensión y corrientes medidas en la ubicación de la protección (locales).

La característica de operación de una protección de distancia se representa en un diagrama R-X, así como la impedancia del sistema, la zona de impedancia de carga y la impedancia de la línea, como muestra la Fig. 2.2.

En las protecciones de distancia, generalmente se ajustan tres zonas de protección, como se muestra en la Fig. 2.3. La zona 1 usualmente alcanza entre el 80 % y 90 % de la longitud de la línea, y en esta zona la protección opera en forma instantánea. Las zonas 2 y 3 se ajustan como zonas de respaldo de la protección de la línea. Estas dos zonas están temporizadas, para permitir que la función principal (zona 1) opere.

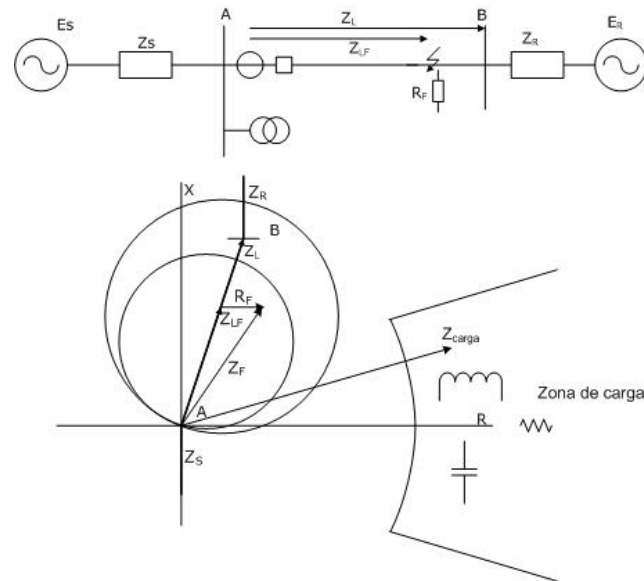


Figura 2.2: Diagrama R-X - Característica de operación

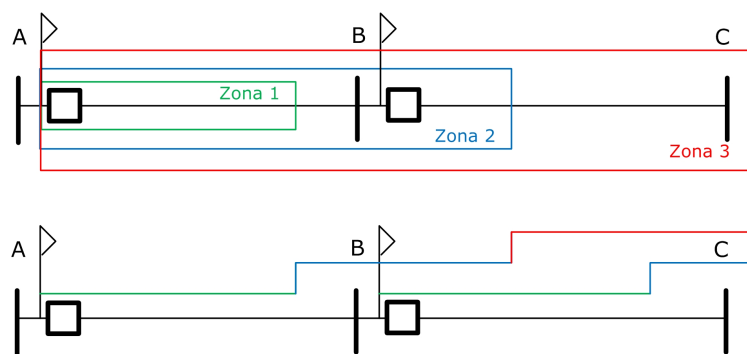


Figura 2.3: Zonas de protección

2.1.1. Características de operación

Las protecciones de distancia tradicionales comparan la impedancia medida durante una falta con una impedancia réplica (ajustada) para determinar si la falta está dentro o fuera de la zona protegida. Las protecciones más comunes realizan esto comparando dos o más señales de entrada para obtener la característica de operación, las cuales pueden ser círculos o rectas en el plano R-X.

Característica de operación MHO:

Cuando se representa en el diagrama R-X, esta característica es un círculo cuya circunferencia pasa por el origen (ubicación de la protección), ver Fig. 2.4. Esto demuestra que la característica de operación es direccional y solo opera para faltas hacia adelante,

en la dirección de la línea AB.

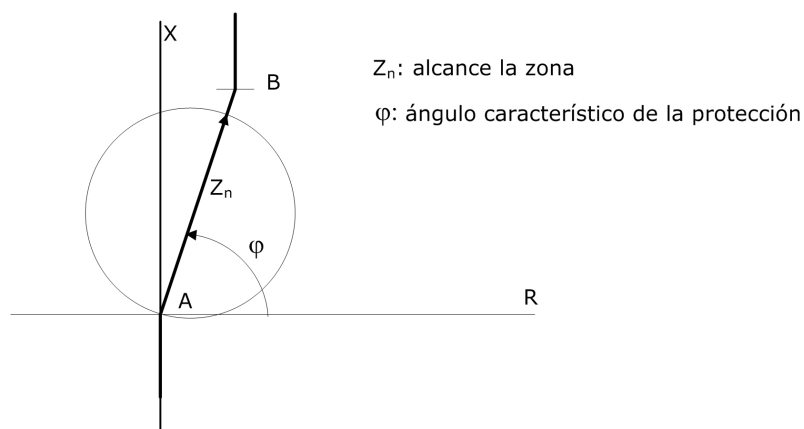


Figura 2.4: Característica MHO

Característica cuadrilateral:

La característica cuadrilateral permite ajustar el alcance hacia adelante (reactivo) y el alcance resistivo en forma independiente. Para las líneas cortas, esta característica permite una mejor cobertura resistiva que la característica MHO, ver Fig. 2.5.

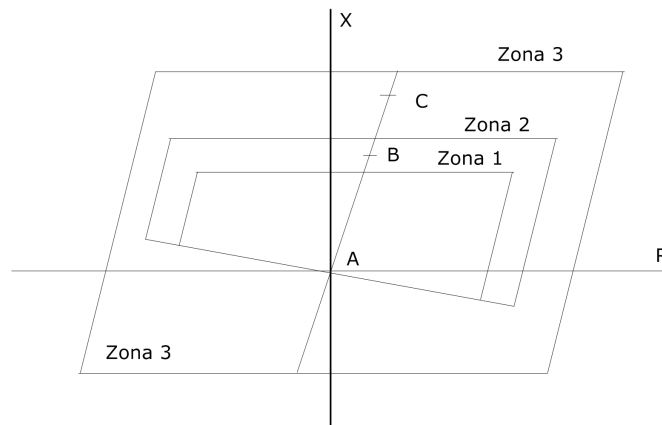


Figura 2.5: Característica cuadrilateral

La característica de operación cuadrilateral es más flexible para cobertura de resistencia de falta, tanto para fases como para tierra.

2.2. Oscilación de potencia

En un sistema eléctrico de potencia, en régimen estacionario, cualquier cambio en la potencia generada, en la potencia demanda o en el sistema eléctrico causa cambios

en la transferencia de potencia del mismo, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga.

La respuesta del sistema de potencia a una perturbación depende de la configuración del mismo y de la severidad de la misma. Dependiendo de la perturbación y de la actuación de los sistemas de protección y equipos de control, el sistema eléctrico puede permanecer estable y continuar operando en un nuevo punto de equilibrio. Este tipo de oscilación la denominamos oscilación de potencia estable. En caso que el sistema eléctrico como consecuencia de la perturbación se vuelva inestable, se produce una gran separación entre los ángulos de los rotores de algunos generadores, oscilaciones de potencia que llevan a la pérdida de sincronismo entre los generadores o sistemas interconectados. Este tipo de oscilación se denomina oscilación de potencia inestable, ver Fig. 2.6.

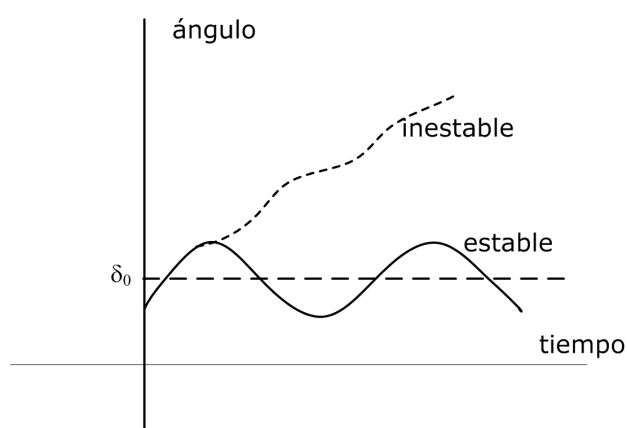


Figura 2.6: Oscilaciones estable e inestable

La oscilación de potencia puede hacer que la impedancia vista por un relé entre en su característica de operación; y la operación de estos relés puede hacer que salgan de servicio líneas de transmisión u otros componentes, haciendo más débil el sistema, aumentando la gravedad de la perturbación.

Los relés de distancia que pueden operar durante una oscilación de potencia deben ser bloqueados temporalmente. En los relés de distancia modernos se tienen disponibles las funciones:

- PSB: Bloqueo por oscilación de potencia (power swing blocking).
- OST: Disparo por oscilación de potencia (out-of-step tripping).

2.2.1. PSB: Bloqueo por oscilación de potencia

Esta función diferencia entre una falta y una oscilación de potencia y bloquea el relé de distancia durante una oscilación de potencia, previniendo el disparo. Además, debe permitir detectar y despejar las faltas que ocurren durante una oscilación de potencia. El disparo indebido de interruptores durante una oscilación de potencia puede causar daño al equipamiento y contribuir al colapso total (apagón) en varias áreas del sistema. Por lo tanto, es necesario, el disparo controlado de ciertos elementos en determinados puntos del sistema para evitar daño al equipamiento y minimizar los efectos de la perturbación.

2.2.2. OST: Disparo por oscilación de potencia

Esta función diferencia entre una oscilación estable de una inestable y permite disparar algunos elementos del sistema para evitar el daño de los equipos y que la perturbación se extienda por el sistema. Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos sistemas de potencia interconectados pierden sincronismo, tanto las áreas como los sistemas deben separarse en forma rápida y automática para evitar daños en los equipamientos o llegar al colapso total. Idealmente, los sistemas deben separarse en determinados lugares para mantener el balance entre generación y carga en cada área. Cuando el sistema se separa en áreas no siempre se alcanza el balance generación-carga, en cada una de ellas. En estos casos, se implementa un sistema de rechazo de carga o disparo de generación, para evitar el colapso total en esas áreas.

2.3. Métodos para la detección de oscilación de potencia

Hay diversos métodos para la detección de oscilaciones de potencia, ya sea para usar en funciones de bloqueo por oscilación de potencia (PSB) o de disparo por oscilación de potencia (OST); (Berdy, n.d.), (G. Benmouyal, October 19-21, 2004),(Group, 2005),(Taylor et al., 1983).

2.3.1. Impedancia medida durante una oscilación de potencia

Durante una oscilación de potencia el relé de distancia detecta la oscilación como un defecto entre fases, si la impedancia característica entra en su zona de operación.

Consideremos un sistema de dos generadores interconectados por una línea (un sistema complejo puede reducirse a eso), como muestra la Fig. 2.7, con las siguientes hipótesis:

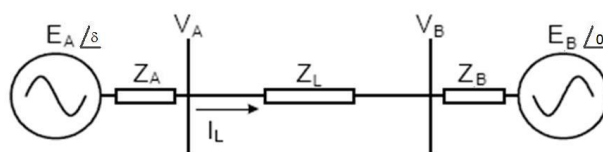


Figura 2.7: Sistema de dos máquinas

- Las amplitudes de E_A y E_B son constantes durante el transitorio.
- Los ángulos de E_A y E_B coinciden con los ángulos relativos de los ejes q de los rotores correspondientes, respecto a la referencia que gira a $\omega_0 = cte$. Su diferencia es δ .

La impedancia medida por un relé de distancia ubicado en el extremo A, de la línea A-B es:

$$Z_A = \frac{V_A}{I_L} = \frac{E_A(Z_A + Z_L + Z_B)}{E_A - E_B} - Z_S \quad (2.2)$$

Sea $k = \frac{|E_A|}{|E_B|}$.

El lugar geométrico de la trayectoria de la impedancia es un círculo, ver Fig. 2.8, que corta el segmento S-R en el Centro Eléctrico.

$$Z_A = \frac{V_A}{I_L} = (Z_A + Z_L + Z_B) \frac{k[(k - \cos\delta) - j\sin\delta]}{(k - \cos\delta)^2 - \sin^2\delta} - Z_A \quad (2.3)$$

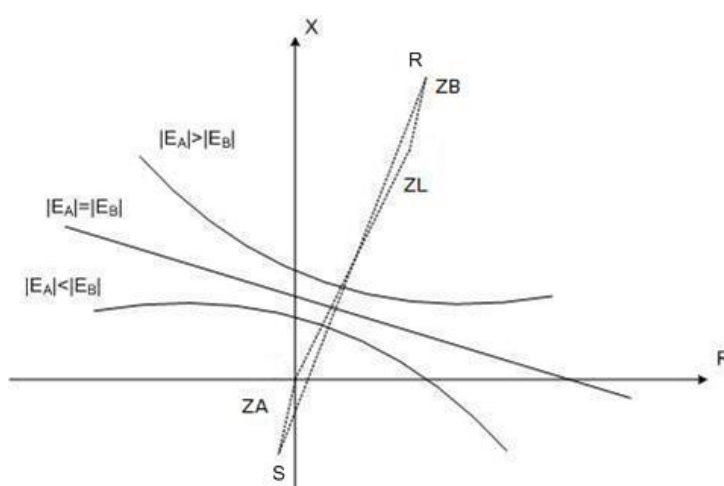


Figura 2.8: Trayectoria de la impedancia durante una oscilación de potencia

2.3.2. Métodos tradicionales

Los métodos tradicionales para la detección de la oscilación de potencia se basan en la medida de la impedancia de secuencia positiva. Durante el régimen estacionario, la impedancia medida por el relé de distancia es la impedancia de carga. Durante una falta, la impedancia medida por el relé se mueve **rápido** desde su valor de carga hasta el valor de falta. Durante una oscilación de potencia, la impedancia medida se mueve **lento**. Los esquemas convencionales de PSB utilizan la diferencia en la velocidad de la impedancia para diferenciar entre una falta y una oscilación de potencia.

Características concéntricas

Para medir la velocidad de la variación de la impedancia, se mide el **tiempo** que requiere la impedancia para atravesar dos características concéntricas, ver Fig. 2.9.

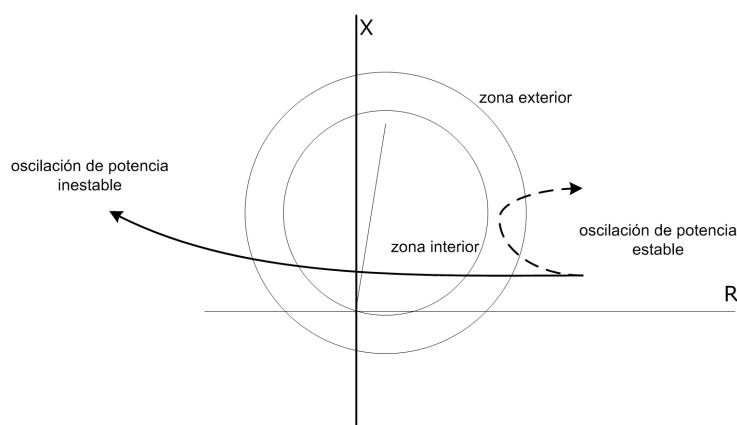


Figura 2.9: Característica concéntrica

La detección de la oscilación de potencia se realiza antes que la impedancia entre en la característica de operación.

Característica con blinder (anteojeras)

Para medir la velocidad de la variación de la impedancia, se mide el **tiempo** que requiere la impedancia para atravesar dos rectas, ver Fig. 2.10. Se **optimiza** el esquema si las rectas son paralelas a la impedancia de la línea, pues las oscilaciones de potencia normalmente ingresan a las zonas de protección en forma aproximadamente perpendicular al ángulo de la línea, ver Fig. 2.8.

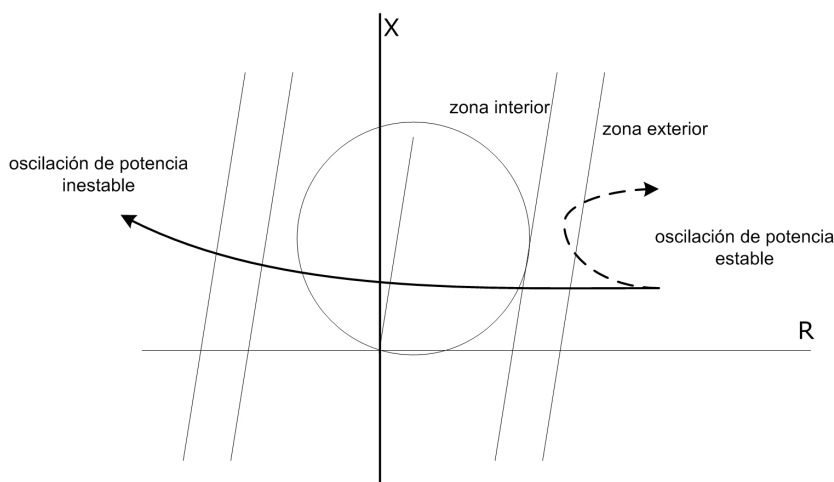


Figura 2.10: Característica blinder (2 rectas)

Característica blinder (1 recta)

Este tipo de esquema se utiliza como OST. Este esquema **retrasa** el disparo hasta que la oscilación ya pasó los 180° y están volviendo a ponerse en fase las tensiones.

2.3.3. Otros métodos

Cálculo continuo de la impedancia

Este método determina la condición de oscilación de potencia calculando la impedancia en forma continua. Calcula la impedancia cada 5ms y se compara con la calculada 5ms antes. Cuando se detecta una desviación, como se explica en el algoritmo detallado más adelante, puede ser una oscilación de potencia. Para detectar una oscilación de potencia, además se debe verificar que la estimación de la impedancia vista a partir de los cálculos de las impedancias vistas en los instantes anteriores, es correcto. En la Fig. 2.11, se muestra la detección de oscilación de potencia mediante el cálculo continuo de la impedancia vista por el relé de protección.

A continuación se detalla el algoritmo para el cálculo continuo de la impedancia vista (Z_{vista}) por la protección:

$$\Delta t = 5ms$$

- en $t = (N - 1) \times \Delta t$: Cálculo de $Z_{vista}(N - 1)$
- en $t = (N) \times \Delta t$: Cálculo de $Z_{vista}(N)$
- $\Delta Z_{vista}(N) = Z_{vista}(N) - Z_{vista}(N - 1)$

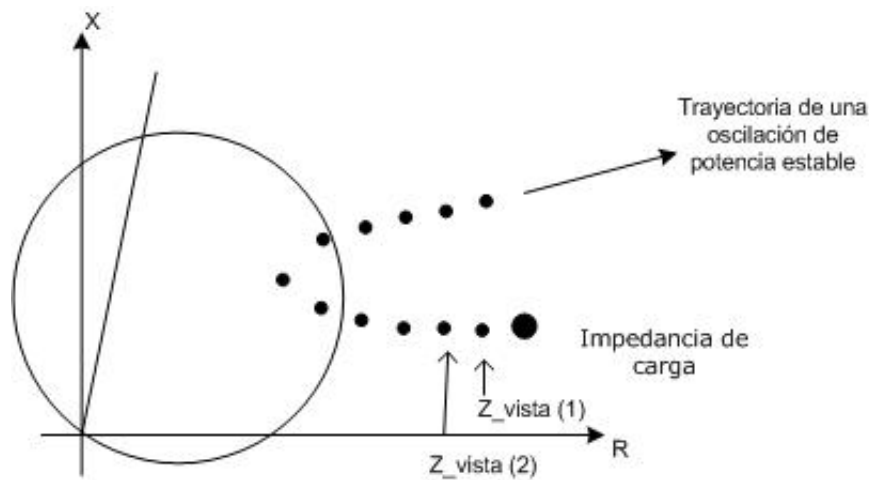


Figura 2.11: Cálculo de la impedancia vista

- Predicción de $Z_{vista}(N + 1)_{esperada}$, según los valores de $\Delta Z_{vista}(N)$, Δt .
- en $t = (N + 1) \times \Delta t$:
 - Cálculo de $Z_{vista}(N + 1)$
 - Comparación de $Z_{vista}(N + 1)$ con $Z_{vista}(N + 1)_{esperada}$
 - Determinación si hay oscilación de potencia
 - Predicción de $Z_{vista}(N+2)_{esperada}$ según $Z_{vista}(N+1)$ y $Z_{vista}(N)$

Sincrofasores

En una oscilación de potencia, el ángulo de las tensiones de las barras reflejan cambios en la velocidad de rotación de las máquinas. Actualmente se puede medir en forma sincronizada los ángulos de diferentes barras del sistema. Cuando se detecta oscilación de potencia, se realiza una separación del sistema o un rechazo de carga.

Centro Eléctrico de Oscilación SCV (Swing Centre Voltage)

SCV o tensión del centro del eléctrico de oscilación: se define como el punto del sistema de un equivalente de 2 máquinas donde la tensión es cero y el ángulo entre los sistemas es $\delta = 180^\circ$, ver Fig. 2.12. La Fig. 2.13 muestra el diagrama del fasor de la tensión de un sistema de dos máquinas, y el fasor de la tensión SVC se muestra como el fasor desde el origen al punto O' .

Este punto, SCV, se puede aproximar por:

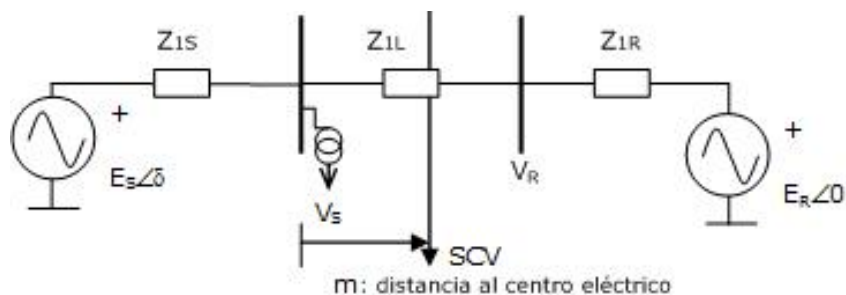


Figura 2.12: Sistema de potencia de dos máquinas

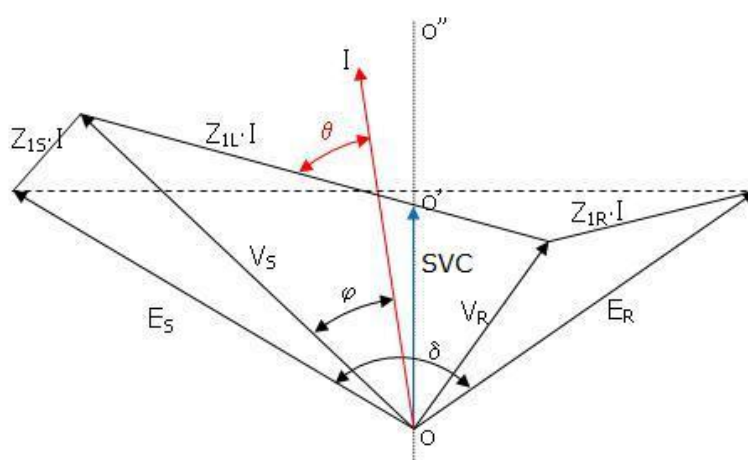


Figura 2.13: Diagrama de las tensiones de un sistema de 2 máquinas

$$SVC \approx |V_S| \cos \varphi$$

donde V_S es la tensión local y φ es el ángulo entre la tensión y la corriente.

En un sistema de potencia, el ángulo de la impedancia del sistema, θ , es cercano a los 90° y la tensión del centro de oscilación se puede aproximar a $V \cos \varphi$, y además, esta aproximación de SCV es independiente de la impedancia del sistema. La variación de la magnitud de la tensión del centro de oscilación permite detectar oscilaciones de potencia. El valor absoluto de SCV tiene su valor máximo cuando el ángulo entre E_R y E_S vale 0° y tiene un valor mínimo cuando el ángulo vale 180° .

2.3.4. RRdot: Relé de oscilación de potencia basado en la velocidad

Una ley de control basada en la resistencia o un algoritmo que describe la detección de oscilación de potencia es :

$$U_1 = (R - R_1) + T_1 \cdot \frac{dR}{dt} \quad (2.4)$$

donde:

- U_1 es la salida de control
- R es la resistencia medida por el relé
- R_1, T_1 son ajustes del relé

La característica de esta protección se puede visualizar mejor en el Fig.2.14.

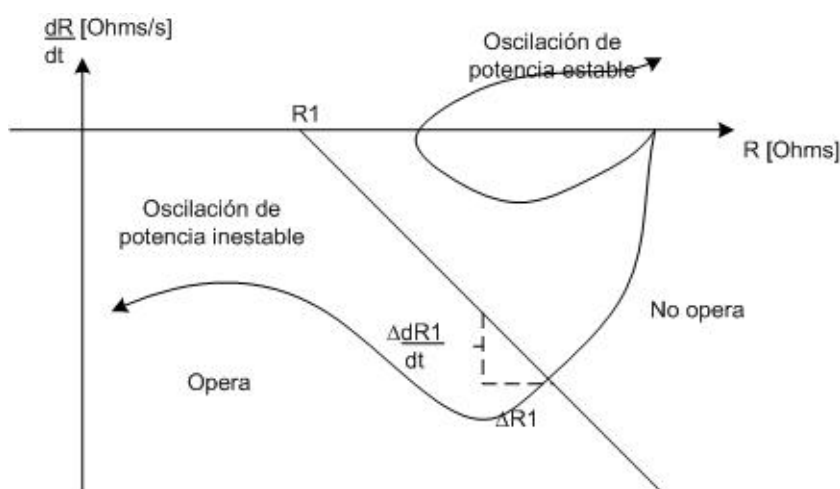


Figura 2.14: Diagrama en el plano de fase de la característica de la protección $RR\dot{d}$

Se inicia el disparo cuando la resistencia medida, R , es menor al ajuste. Esto corresponde, en la ecuación 2.4, a la salida U_1 , cambiando de positivo a negativo. Visualizamos esta función de control en el "plano de fase", ver Fig. 2.15, la variable R en el eje horizontal y la velocidad de cambio, $\frac{dR}{dt}$, en el vertical. U_1 se convierte en una línea en el plano de fase. El disparo se inicia cuando se cruza la línea definida por U_1 de derecha hacia izquierda; o sea la separación se inicia cuando U_1 se vuelve negativa.

En la Fig. 2.15 se muestra en algoritmo implementado, donde los valores de resistencia aparente R_{b1} y R_{b2} son utilizados para distinguir entre oscilaciones y faltas o cortocircuitos.

R_{b1} y R_2 deben estar separados de manera que, para el mayor valor de $\frac{dR}{dt}$ esperado durante una oscilación, debería al menos haber dos muestras de R para pasar entre R_{b1} y R_{b2} . El tiempo ΔT , que R se encuentra entre R_{b1} y R_{b2} es calculado y si R es menor que R_{b2} por dos muestras consecutivas, ΔT es comparado con el ajuste. Un valor de ΔT mayor que el ajuste es necesario para detectar una oscilación.

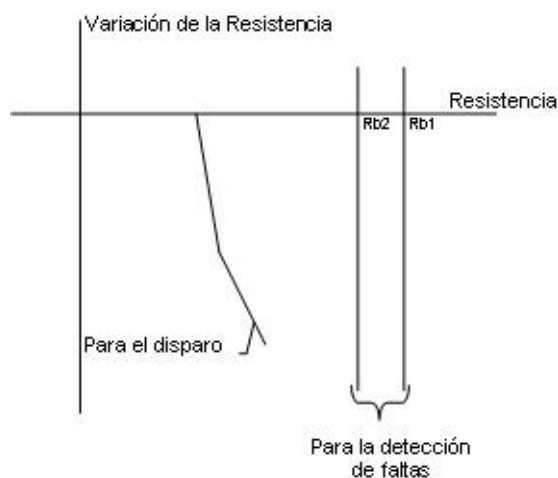


Figura 2.15: Algoritmo implementado

Dos segmentos de recta son utilizados para el disparo. Si $\frac{dR}{dt}$ es positivo, no hay disparo.

2.4. Esquema de disparo de carga

Uno de los requerimientos de los sistemas de potencia es asegurar que la potencia activa y reactiva generada sea suficiente como para satisfacer la demanda, tanto en condiciones normales como en emergencia. Bajo condiciones normales de operación, hay un balance entre la potencia generada y la potencia consumida por la carga y las pérdidas. En estas condiciones, el sistema funciona a una frecuencia de sincronismo de 50Hz, 60Hz.

En caso que ocurra una perturbación, la frecuencia del sistema cambia según el Cuadro 2.1.

Cuadro 2.1: Comportamiento de la frecuencia

Condiciones del sistema	Frecuencia
generación > demanda + pérdidas	aumenta
generación = demanda + pérdidas	no cambia
generación < demanda + pérdidas	disminuye

La caída de la frecuencia ocurre muy rápido, y sin las medidas correctivas adecuadas, puede llevar a un colapso parcial o total del sistema. La caída de la frecuencia es debido a que la potencia generada no es suficiente para satisfacer la demanda. La

mayoría de las máquinas sincrónicas están diseñadas para operar a la frecuencia fundamental y cualquier cambio en la frecuencia puede causar daño en las mismas. Si el desbalance es muy grande, la manera efectiva de corregir este desbalance es rápidamente disparar carga, luego que la frecuencia comienza a caer.

El esquema de disparo de carga por subfrecuencia se puede definir como acciones de control coordinadas que terminan en la disminución de la carga en el sistema de potencia. Estas acciones conducen al sistema de potencia, después de la perturbación, a una nueva condición de equilibrio, donde hay un balance entre generación y carga. El sistema de disparo de carga está compuesto por varias etapas identificadas por la frecuencia de disparo, la cantidad de carga a disparar y el tiempo en que se envía el disparo.

Un esquema de disparo de carga es utilizar relés de subfrecuencia, que operan cuando la frecuencia cae por debajo del valor de frecuencia ajustado. Las etapas de disparo por valores de frecuencia están bastante separados, de manera, de poder influir sobre la frecuencia antes de llegar a la siguiente etapa. Pero en el caso de algunas perturbaciones, puede ser que la frecuencia caiga con una velocidad alta, por lo cual el esquema de disparo por valores de frecuencia puede resultar no adecuado. Por lo tanto, los esquemas de disparo están formados por etapas que operan por el valor de la frecuencia y otras etapas que basan el disparo en la velocidad de variación de la frecuencia.

2.5. Filosofía de Protección ante Oscilación de Potencia

La filosofía para la aplicación de los esquemas PSB y OST es:

- **Evitar** disparar cualquier elemento del sistema durante una oscilación de potencia **estable**
- **Proteger** el sistema de potencia durante oscilaciones **inestables**

Se debe diseñar un sistema de disparo para separar áreas del sistema, en condiciones de oscilación de potencia inestable. Los esquemas de disparo por oscilación de potencia están diseñados para **proteger** el sistema durante oscilaciones inestables, separando en áreas, de manera de mantener la estabilidad dentro de cada área.

Estos esquemas de disparo deben estar instalados cerca del **centro eléctrico** del sistema, para mantener el balance entre generación y carga y además **evitar** disparar cuando el ángulo entre los sistemas es cercano a 180° .

Los esquemas de disparo OST deben estar **acompañados** con esquemas de bloqueo PSB para evitar disparos indeseados. Los esquemas de bloqueo son instalados en otros puntos del sistema, para **evitar** la separación del mismo de manera **no controlada**.

Capítulo 3

MODELO Y SIMULACIÓN

Introducción

El sistema de potencia uruguayo es dependiente de dos líneas de transmisión de 500kV que conectan el gran centro de generación (Salto Grande) y el sistema eléctrico argentino ubicados en el norte, con los grandes centros de consumo ubicados en el sur. Actualmente, hay perturbaciones que conducen a que las dos líneas de transmisión de 500kV (Montevideo A - Palmar y Montevideo B - Palmar) sean disparadas, llevando al sistema a un colapso total.

La separación controlada en islas del sistema de potencia uruguayo, que es objeto de estudio en esta tesis, se basa en:

- Las posibles ubicaciones de las funciones de disparo por oscilación de potencia están predefinidos y no dependen de la contingencia.
- El criterio para definir las ubicaciones de las funciones por oscilación de potencia es de manera de minimizar los lugares donde disparar por esta función.
- Para complementar las funciones de disparo por oscilación de potencia, en caso que sean necesarias, se implementan funciones de bloqueo por oscilación de potencia.
- La ubicación de las funciones de bloqueo por oscilación de potencia, debe ser en aquellos equipos donde se detecta la oscilación y se quiere que permanezca en servicio.

3.1. Modelado del sistema de potencia

Los modelos utilizados para representar los componentes del sistema son un aspecto a tener en cuenta cuando se estudia la dinámica de los sistemas eléctricos de potencia. Debe darse un trato diferente al modelo de los componentes rotativos, pues la dinámica se verá afectada por el comportamiento de los mismos. Entre más completo sea el modelo dinámico empleado, más confiables serán los resultados obtenidos en la simulación. El principal componente del sistema de potencia, es la máquina sincrónica, debido a su comportamiento dinámico. Por lo cual, se hace imperativo utilizar modelos detallados que representen su comportamiento dinámico.

3.1.1. Máquina sincrónica

Al realizar simulaciones para estudiar la dinámica de un sistema de potencia, los modelos de máquinas sincrónicas utilizados en los estudios en régimen estacionario no son adecuados. Estos modelos no tienen en cuenta la dinámica de la misma. Cualquier máquina sincrónica trifásica puede considerarse como un conjunto de circuitos eléctricos acoplados entre sí, (Kundur, 1994). Estos circuitos son:

- **Estatore:** compuesto por tres devanados separados en el espacio 120° entre sí. Estos circuitos son denominados A, B, C. Cada devanado se representa por una resistencia en serie con una reactancia inductiva, las cuales representan las pérdidas en el cobre del conductor de cada devanado y la inductancia mutua de cada uno de estos devanados.
- **Rotor:** compuesto por el devanado de campo y por dos devanados amortiguadores que se encuentran cortocircuitados.

Ecuaciones eléctricas

Dado que la máquina sincrónica se puede ver como un conjunto de circuitos que se encuentran mutuamente acoplados, las ecuaciones que vinculan los flujos de cada circuito y de cada devanado (rotor y estator) dependen de las corrientes que circulan por los otros devanados. Existen acoplamientos entre los devanados del estator y del rotor y entre los devanados del estator entre sí.

Para los devanados del estator se escriben ecuaciones que vinculan la tensión en los terminales de la máquina con la corriente que circula por cada devanado y la variación del flujo en el mismo. De la misma manera se escriben estas ecuaciones para los devanados amortiguadores, con la diferencia que estos están cortocircuitados por

lo cual el valor de la tensión es cero. Para el devanado de campo, también se escribe una ecuación similar, pero hay que tener en cuenta que es alimentado por una fuente externa.

Ecuaciones mecánicas

Adicionalmente a las ecuaciones eléctricas hay que tener en cuenta una expresión que describa el movimiento de la máquina, la cual es conocida como ecuación de oscilación o de "swing".

Modelo de la máquina sincrónica para estudios de estabilidad

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores y dependiendo del número de ecuaciones diferenciales que se utilizan para el modelado de la máquina se obtendrán modelos de diferente orden. El modelo más completo es el modelo subtransitorio. Este método describe a la máquina por medio de cuatro ecuaciones diferenciales eléctricas y de dos ecuaciones diferenciales mecánicas, por lo cual es un modelo de orden 6.

3.1.2. Sistema de excitación

Los sistemas de excitación suministran corriente al devanado de campo de la máquina. Esto permite al operador poder controlar la potencia reactiva inyectada al sistema de potencia, controlando la corriente de campo.

Los sistemas de control de las máquinas sincrónicas tienen como función principal ejercer acciones de control sobre la misma, de manera de que esta pueda mantener ciertas variables determinadas en un rango especificado. Una de las variables a mantener es la tensión en los terminales de la misma, la cual puede controlarse mediante acciones de control sobre la tensión aplicada al devanado de campo, por medio de un regulador automático de tensión (AVR: Automatic Voltage Regulator).

Desde el punto de vista de la estabilidad en pequeña señal, el sistema de excitación junto con el regulador de tensión tiene una gran influencia en el amortiguamiento de las oscilaciones de los rotores de las máquinas.

3.1.3. Cargas

En el estudio del sistema de potencia, la carga en un nodo representa un equivalente de todos los elementos que consumen potencia en dicho nodo. Estas cargas pueden ser redes de distribución, industrias y están compuestas por carga de motores, carga de iluminación y calefacción.

Para el modelado de la carga es posible utilizar dos modelos: estáticos y dinámicos.

En los primeros, la potencia activa y reactiva que consume la carga es función de la magnitud y frecuencia de la tensión en la barra a la cual está conectada, en ese instante. En los modelos dinámicos, la potencia consumida es función de la magnitud y la frecuencia en ese instante y en los instantes anteriores; por lo cual las ecuaciones que describen la carga son diferenciales, (*Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]*, 1993).

Cuando se realizan estudios en estado estacionario, resulta adecuado emplear modelos estáticos para representar la carga. La sensibilidad de la potencia activa y reactiva respecto de la tensión, se puede representar mediante la siguientes expresiones:

$$kP_V = \frac{\Delta P / P_0}{\Delta V / V_0} \quad kQ_V = \frac{\Delta Q / Q_0}{\Delta V / V_0} \quad (3.1)$$

Análogamente se representa la característica de la potencia activa y reactiva respecto de la frecuencia, resultando así las siguientes expresiones:

$$kP_f = \frac{\Delta P / P_0}{\Delta f / f_0} \quad kQ_f = \frac{\Delta Q / Q_0}{\Delta f / f_0} \quad (3.2)$$

Modelos estáticos de la carga

Conociendo la dependencia de la potencia consumida por las cargas respecto de la tensión y frecuencia, es posible encontrar un modelo matemático que describa su comportamiento. El modelo estático más simple que existe es conocido como **modelo polinomial** o **modelo ZIP**. En este modelo se tiene en cuenta la dependencia de la potencia consumida respecto de la tensión empleando la siguiente aproximación polinomial:

$$P_V = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (3.3)$$

$$Q_V = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right]$$

donde:

- P_V, Q_V : potencia activa y reactiva de la carga consumida
- P_0, Q_0 : potencia activa y reactiva consumida por la carga en la condición de operación inicial
- V_0 : tensión inicial en la barra de carga
- V : tensión de la barra de carga

- $a_1 \dots a_6$: coeficientes del modelo de la carga

La carga se modela como un porcentaje a potencia constante (a_3, a_6), un porcentaje a corriente constante (a_2, a_5) y el resto a impedancia constante (a_1, a_4). Este método solo considera la dependencia de la carga respecto de la tensión. Para incluir la influencia de la frecuencia, se debe afectar el modelo por un factor que dependa de la frecuencia, de forma que la potencia activa y reactiva se pueden expresar como:

$$P = P_V[1 + kP_f(f - f_0)] \quad (3.4)$$

$$Q = Q_V[1 + kQ_f(f - f_0)]$$

Modelos dinámicos de la carga

Cuando se realizan estudios dinámicos del sistema de potencia, como es el caso de los estudios de estabilidad de estado estacionario y transitorio, resulta necesario disponer de modelos dinámicos de los principales componentes del mismo.

Tradicionalmente la máquina sincrónica es el componente al cual se le ha prestado más atención, con respecto a su modelado dinámico.

Otro elemento que constituye parte fundamental del sistema de potencia es la carga. Aún cuando la importancia de este componente en los sistemas de potencia es grande, los modelos que se han utilizado para su representación son estáticos, los cuales no tienen en cuenta la variación dinámica que puede presentar la carga si la tensión en la barra que está conectada cambia como consecuencia de una perturbación.

Se asume que la carga está compuesta en su mayor parte por componentes estáticos como son las cargas de iluminación y de calefacción, los modelos estáticos son adecuados para la representación de las mismas en este estudio del sistema.

3.2. Sistema de potencia uruguayo

El sistema de potencia uruguayo está formado por dos tipos de generación: hidroeléctrica y termoeléctrica. Las centrales hidroeléctricas están ubicadas en el centro y norte del país, ver Fig. 3.1. Las centrales ubicadas en el centro del país son:

- Gabriel Terra en Rincón del Bonete [3 x 38MW]
- Rincón de Baygorria en Rincón de Baygorria [3 x 36MW]
- Constitución en Paso Palmar [3 x 111MW]

Y la central hidroeléctrica ubicada en el norte es:

- Salto Grande en Salto [14 x 135MW], represa binacional conjunta entre Argentina y Uruguay

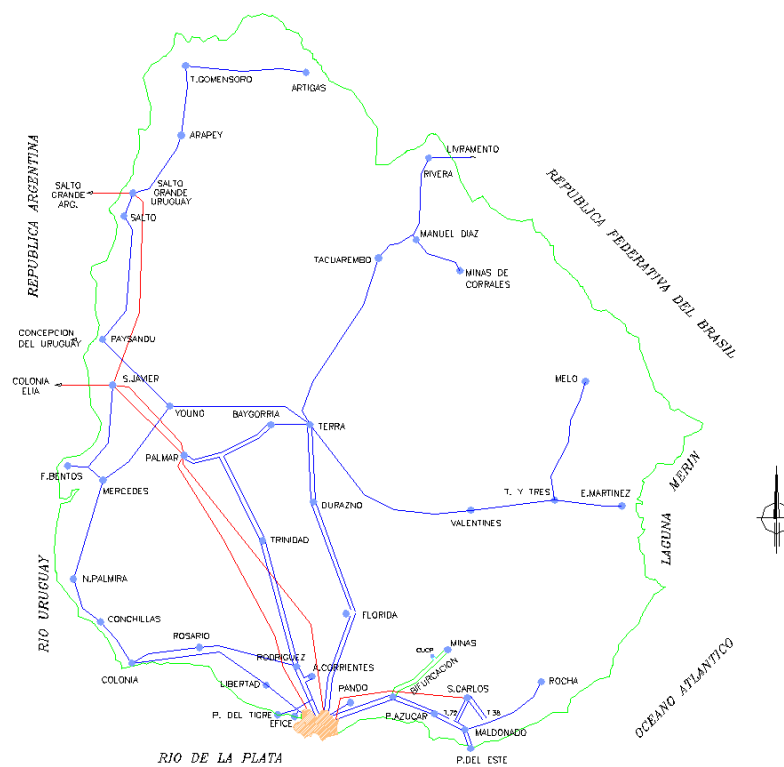


Figura 3.1: Sistema de potencia uruguayo

El sistema eléctrico de potencia cuenta con centrales termoeléctricas ubicadas en el sur del país, donde se encuentran, además, el gran centro de carga, Montevideo, ver Fig. 3.2.

- Central Batlle
 - Unidad 3 [50MW]
 - Unidad 4 [50MW]
 - Unidad 5 [80MW]
 - Unidad 6 [125MW]
- Central La Tablada [2 x 113MW]
- Punta del Tigre [6 x 63.5MW]

La energía producida por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas es complementada por la energía recibida a través de interconexiones internacionales.

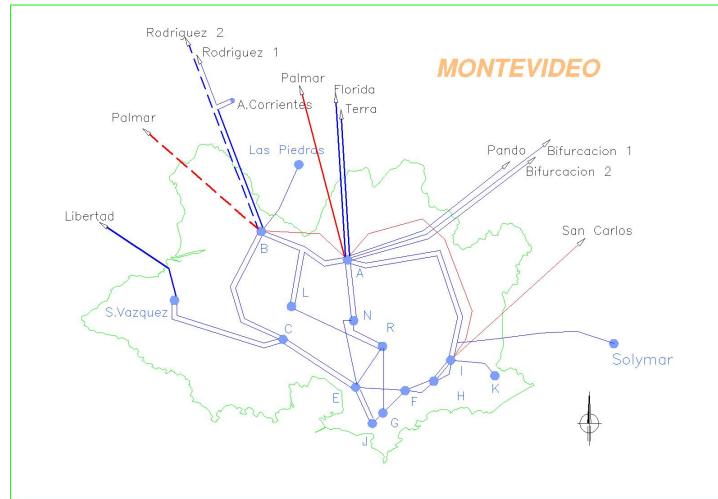


Figura 3.2: Sistema eléctrico de potencia de Montevideo

- Interconexión con Argentina
 - Salto Grande: [1386MW]
 - Paysandú: [52MW]
- Interconexión con Brasil
 - Rivera: [70MW]

La energía eléctrica es transmitida a través de las redes de alta [150kV] y extra alta [500kV] tensión, hacia las subestaciones de distribución, con una potencia instalada de más de 4000MVA.

3.2.1. Descripción del modelo

El modelo del sistema de potencia uruguayo contiene aproximadamente 360 barras y cerca de 50 unidades generadoras. La mayoría de las unidades generadoras son generadores hidráulicos. El sistema de potencia argentino está representado por un modelo reducido con tres generadores equivalentes, 'Ezeiza', 'Almafuerte' y 'Rodriguez' y por modelos detallados de los generadores hidroeléctricos de 'Yacireta' y 'Salto Grande'.

El modelo del sistema de potencia uruguayo incluye las redes de transmisión de 500kV y 150kV y parte de la red de 60kV. Las unidades generadoras hidráulicas están representadas por un modelo de orden 5 y las unidades generadoras térmicas por un modelo

de orden 6.

En el Cuadro 3.1 se presenta los modelos dinámicos de las diferentes unidades generadoras. Los modelos que se mencionan en la tabla son modelos estándar de IEEE (*IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 1992) o modelos de PSS/E (Siemens-PTI, n.d.). Los modelos 'UDM' son modelos del *DSAToolsTM* (Powertech.Labs.Inc, 2007c), los cuales se han desarrollado en el trabajo detallado en (Giusto and Monzon, 2010).

Cuadro 3.1: Modelos dinámicos

Unidades	Sistema de excitación	Control de velocidad
Almafuerte	-	IEEEG3
Ezeiza	-	IEEEG3
Rodriguez	-	IEEEG3
Yacireta	-	-
Salto Grande	UDM	IEEEG3
Batlle	UDM	IEEEG1
Punta del Tigre	ESAC6A	IEEEG0
Botnia	UDM	IEEEG1
CTR	IEEET2	-

3.2.2. Modelo de la carga

El modelo de la carga utilizado para las simulaciones dinámicas es:

Potencia activa: P se modela como corriente constante

Potencia reactiva: Q se modela como impedancia constante

El modelo de corriente constante de la potencia activa representa una mezcla entre equipamiento resistivo y motores.

3.2.3. Modelo dinámico equivalente del sistema argentino

El modelo equivalente del sistema eléctrico argentino para ser utilizado en el estudio de fenómenos dinámicos del sistema uruguayo se calcula mediante las técnicas conocidas como slow coherency. En un primer paso, los generadores que oscilan en forma coherente para frecuencias más bajas de entre las frecuencias naturales del sistema interconectado fueron identificados mediante el análisis modal. El modelo lineal fue construido con modelos de generadores de segundo orden. En un segundo paso, los generadores coherentes fueron agrupados, creando los correspondientes equivalentes

con respecto a la inercia. Finalmente, el modelo se redujo mediante técnicas lineales clásicas, para poder calcular los equivalentes estáticos.

El modelo dinámico utilizado en este estudio se detalla en (Artenstein and Gius-to, 2008).

3.3. Descripción del software

El software *DSAToolsTM* es una herramienta de análisis de los sistemas de potencia y permite evaluar la seguridad del sistema, incluyendo los estudios de todas las formas de estabilidad. El software *DSAToolsTM* proporciona herramientas para planificar y operar el sistema de potencia. Además, posee una gran capacidad de modelado y métodos de cálculo de vanguardia.

Algunos de los componentes del software *DSAToolsTM* son:

- *PowerFlow & Short circuit Assessment Tool (PSAT)*: Es una herramienta gráfica que permite tanto el cálculo de los flujos de carga como el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Sus principales características incluyen el ingreso de los datos en forma gráfica o tabular. La solución a los cálculos realizados se puede presentar en forma gráfica mediante códigos de colores, (Powertech.Labs.Inc, 2007a).
- *Transient Security Assessment Tool (TSAT)*: Esta es una herramienta de simulación diseñada para evaluar la estabilidad transitoria. Los principales métodos de análisis incluyen simulaciones no-lineales en el dominio del tiempo y cálculo de índices de estabilidad transitoria. Esta herramienta es capaz de evaluar el desempeño del sistema con base a criterios relacionados con el amortiguamiento del sistema, excursiones transitorias de tensión y frecuencia, (Powertech.Labs.Inc, 2007c).
- *Small Signal Analysis Tool (SSAT)*: Esta es una herramienta de simulación dinámica lineal diseñada para el análisis de la estabilidad en pequeña señal mediante el uso de autovectores. Esta herramienta cuenta con un gran número de funciones de análisis y permite calcular índices de estabilidad en pequeña señal para una condición de operación dada y un conjunto de contingencias, (Powertech.Labs.Inc, 2007b).

3.4. Descripción de las simulaciones

3.4.1. Sistema de potencia bajo estudio

El sistema de potencia bajo estudio es el sistema de potencia uruguayo, demanda máxima año 2008, operando con un régimen térmico, o sea que están todas las centrales térmicas en servicio y la demanda se completa con algo de generación hidráulica. En este escenario se asume que una de las esas líneas de transmisión de 500kV (Palmar - Montevideo B) está fuera de servicio. El régimen térmico se ha convertido en un régimen utilizado frecuentemente debido al cambio climático que ha traído al Uruguay períodos bastante extensos y seguidos de seca.

3.4.2. Detalles Contingencia

La contingencia a ser analizada es la apertura de las dos líneas de transmisión de 500kV (Montevideo A - Palmar y Montevideo B - Palmar), para lo cual al estar el sistema de potencia operando con solo una de ellas en servicio, se simula la apertura de la segunda:

1. A $t = 1s$ luego de comenzada la simulación, ocurre un cortocircuito trifásico en la línea de transmisión de 500kV que se mantiene en servicio. El cortocircuito esta ubicado en el extremo de Montevideo A de la línea Montevideo A - Palmar.
2. el cortocircuito se mantienen por un tiempo mayor al tiempo crítico de despeje de la falta
3. luego de ese tiempo se produce la apertura de ambos extremos de la línea

El intervalo para la simulación es $\Delta t = 1ms$, y la ventana de simulación es de 10s, lo cual es suficiente para determinar si las oscilaciones se mantienen o se han amortiguado.

Luego de la apertura de la línea, los dos vínculos de 500kV que unen la generación hidráulica del centro y norte con la generación térmica y carga del sur son abiertos y el sistema se mantiene unido por cuatro líneas de 150kV, ver Fig. 3.1.

3.4.3. CCT: Tiempo crítico de despeje

Definición

CCT: Critical Clearing Time of Faults: Por definición el CCT: (tiempo crítico de despeje de una falta), es el tiempo más largo para despejar una falta sin perder la estabilidad. Se considera la mejor medida de la severidad de una contingencia y es

usado para clasificar las contingencias o perturbaciones.

En TSAT, este índice se aplica solo a contingencias que son faltas (las contingencias sin faltas son ignoradas). Este tiempo se obtiene utilizando un método de búsqueda binario, en un rango específico de tiempo de despeje de la falta y con un margen ajustable, ver Fig. 3.3.

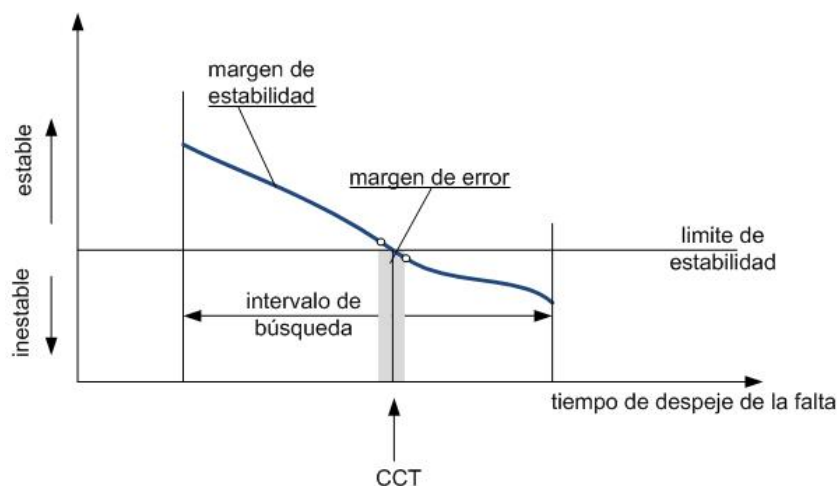


Figura 3.3: Cálculo del tiempo crítico (CCT)

Cálculo del tiempo crítico de la contingencia

La contingencia bajo estudio no es estable, el despeje de la misma en el mínimo tiempo requerido por el sistema de protección, nos conduce a un sistema inestable. Por lo cual para el estudio de la misma se utilizaron los tiempos típicos de operación del sistema de protección, sistema de comunicación y de los interruptores.

- tiempo de operación del sistema de protección + interruptor, extremo más cercano a la falta: 60ms
- tiempo de operación del sistema de protección + canal de comunicación + interruptor, extremo más alejado a la falta: 60ms + 20ms

3.4.4. Software utilizado

Las simulaciones estudiadas en el presente trabajo se llevaron a cabo con el software *DSAToolsTM*, el cual incluye estudio de flujo de carga y de estabilidad transitoria. En el modelo utilizado no se incluyen modelos de los relés de protección. El disparo de las líneas, la separación del sistema y el rechazo de carga son simulados como eventos

especificados. Para las simulaciones se eligió un paso de integración de 0.05 ciclos y el método de cálculo es el método trapezoidal.

Capítulo 4

RESULTADO DE LAS SIMULACIONES

Introducción

En este capítulo se presentan las simulaciones numéricas realizadas sobre el comportamiento del sistema de potencia detallado en los capítulos anteriores, luego de la contingencia anteriormente descrita. En la literatura, se han propuesto varios enfoques para tratar con grandes perturbaciones. En general, los esquemas propuestos para proteger al sistema frente fallas catastróficas se pueden describir como a)- técnicas de control preventivas; b)- técnicas de control correctivas.

En este trabajo se estudian diferentes estrategias de control correctivas, como:

Estrategia # 0 No se implementa ninguna estrategia de control.

Estrategia # 1 Se implementa un esquema de rechazo de carga.

Estrategia # 2 Se implementa un esquema de formación de islas, abriendo el sistema de potencia en lugares estratégicamente elegidos

Estrategia # 3 Se implementa la Estrategia # 2 y además se complementa con un esquema de rechazo de carga en la isla que hay exceso de carga.

4.1. Estrategia # 0: Sin estrategia de control

La Fig. 4.1(a) muestra la frecuencia en las barras del sistema luego que la falta es despejada; y la Fig. 4.1(b) muestra el ángulo relativo de los generadores, con respecto a la barra de Ezeiza, considerada la barra slack. El comportamiento que se muestra en ambas figuras es hipotético, basado en la ausencia de acciones de control; ya que esta condición lleva al colapso de parte del sistema de potencia uruguayo.

El sistema de potencia se divide en 2 grupos de generadores: un grupo que presenta una frecuencia mayor a la nominal (50Hz); y el otro grupo de generadores presenta una frecuencia menor a la frecuencia nominal.

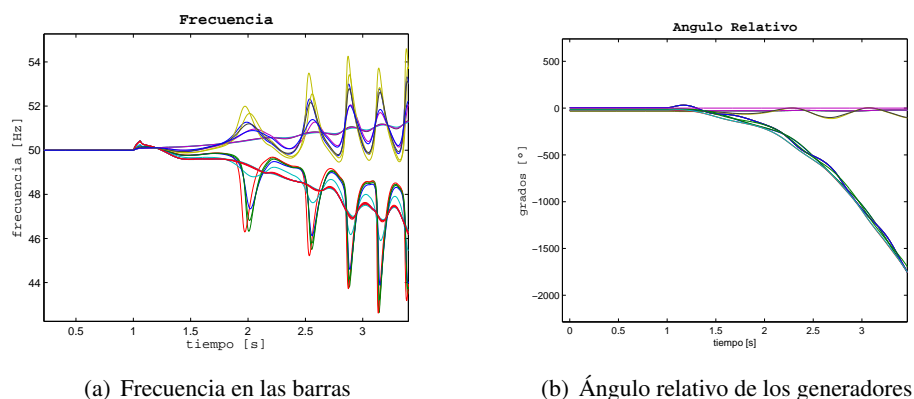


Figura 4.1: Estrategia # 0: Frecuencia y ángulo luego de despejada la falta

El subsistema del sur, el cual incluye las ciudades de Montevideo y otras ciudades del sudeste de país, como Punta del Este, sufren una pérdida de generación la cual causa que la frecuencia decaiga; mientras que el subsistema del norte muestra una leve sobrefrecuencia.

Debido a que la contingencia conduce a una situación inestable del sistema de potencia, se hace necesario implementar alguna estrategia de protección y control para evitar que el sistema sea conducido al colapso total.

4.2. Estrategia # 1: Esquema de rechazo de carga

La primera estrategia estudiada tiene como objetivo el mantener todo el sistema de potencia conectado y evitar que se vuelva inestable, por lo cual se implementa un esquema de disparo de carga en el subsistema que presenta una frecuencia baja.

Para determinar el esquema de disparo de carga, se deben determinar 2 variables:

- carga a rechazar: la cantidad de carga a rechazar en las barras ubicadas en el subsistema sur, de manera que el sistema que se mantiene en servicio sea estable.
- tiempo para realizar el disparo: tiempo que se puede retrasar el esquema de disparo de carga.

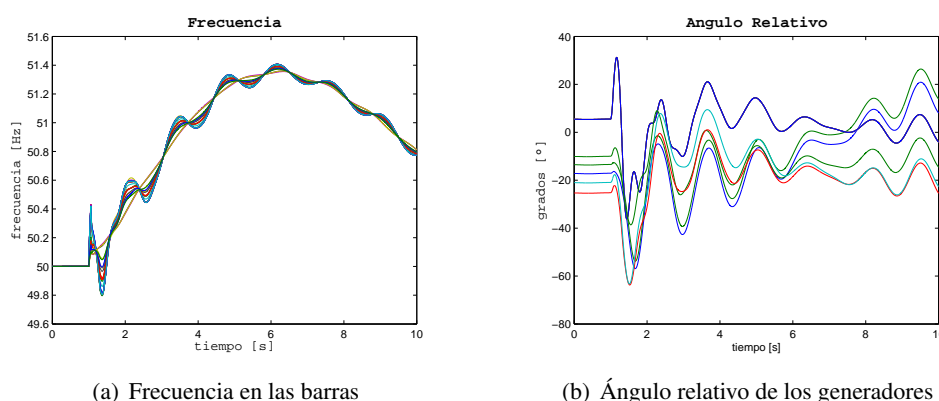


Figura 4.2: Estrategia # 1: Frecuencia y ángulo luego de despejada la falta y el disparo de carga

La carga total en el SEP de Uruguay es:

$$P_{total} = 1750,3 \text{ MW} \quad Q_{total} = 491,9 \text{ MVAr} \quad (4.1)$$

y la carga rechazada es superior a los 600MVA, la cual representa más del 35 % de la carga total del sistema (54 % de la carga ubicada en el sur). El tiempo para rechazar esta carga, debe ser menor a los 300ms después de despejada la falta. Por ejemplo, para una carga rechazada de:

$$P_{total} = 692,9 \text{ MW} \quad Q_{total} = 160 \text{ MVAr} \quad S_{total} = 710 \text{ MVA}$$

el tiempo para realizar el disparo de carga, luego de despejada la falta, es de 240ms. El tiempo se calcula de manera que ninguna de las unidades generadoras pierda el paso. La Fig. 4.2(a) muestra la frecuencia en las barras del sistema luego que la falta es despejada; y la Fig. 4.2(b) muestra el ángulo relativo de los generadores, con respecto a la barra de Ezeiza. En estas gráficas se pueden observar oscilaciones importantes tanto en la frecuencia como en los ángulos de los generadores. Estas oscilaciones son aceptables por las protecciones de oscilación de potencia de los generadores. Los generadores ubicados en el sur del sistema de potencia son los que presentan las oscilaciones más importantes; mientras los que están ubicados en el norte están interconectados con Argentina.

4.3. Estrategia # 2: Esquema de formación de islas

Como la estrategia anterior precisa un esquema de disparo de carga, el cual representa más del 35 % de la demanda total del sistema, se estudió otro tipo de estrategia de protección y control. Dado que el sistema de potencia, luego de la contingencia no puede ser recuperado, la alternativa es controlar la formación de las islas. Por lo tanto, esta estrategia separa el sistema de potencia en islas, con la ventaja que el sistema pueda ser restaurado rápidamente.

La separación en islas de un sistema de potencia es una medida drástica, por lo cual es una acción reservada solo como medida para evitar el colapso total. Para implementar un esquema de separación en islas es necesario asegurar velocidad y precisión en la formación de las mismas, para evitar el colapso total del mismo.

Formación de las islas

El esquema de separación en islas propuesto separa el sistema de potencia en dos islas, con el mérito de que puede ser restaurado rápidamente. Las dos islas se forman de manera de minimizar el desbalance generación-carga en cada una, lo cual también ayuda al proceso de restauración del sistema.

Los esquemas de separación de las islas deben aplicarse en algunos lugares preseleccionados del sistema de potencia, y para determinar estos puntos hay varios métodos, (G. Benmouyal, October 19-21, 2004), (Yang et al., 2007), (You et al., 2004).

El trabajo (You et al., 2004) se basa en la teoría de determinar las islas utilizando la coherencia lenta entre generadores. Propone un método que determina los grupos coherentes de generadores, y teniendo en cuenta la ubicación de la perturbación, aplica un algoritmo para determinar las islas teniendo en cuenta los balances generación-carga y la topología del sistema. Por otro lado, el trabajo (Yang et al., 2007) propone un método que también determina los grupos coherentes de generadores y aplica teoría de grafos para partir el sistema de potencia, de manera de obtener islas donde se mantenga un equilibrio entre la generación y la carga. Este trabajo afirma que el sistema de potencia puede ser convertido a un grafo, de manera que las barras y las líneas de transmisión son nodos y aristas respectivamente. Por lo cual, separar el sistema de potencia en islas se convierte en un problema de particionar el grafo en sub-grafos balanceados. Esta separación se hace teniendo en cuenta los pesos asignados a los nodos.

El trabajo (G. Benmouyal, October 19-21, 2004) propone utilizar la medida de la tensión del centro eléctrico como funciones de bloqueo o disparo por oscilación de

potencia. La tensión del centro de eléctrico de la oscilación, se define como la tensión en el punto de un sistema equivalente de dos máquinas que tiene valor cero cuando el ángulo entre las dos máquinas es de 180° . El determinar las líneas por las cuales cruza el centro eléctrico de la oscilación, permite separar el sistema en esos puntos manteniendo balance entre generación y carga en cada subsistema.

En el presente trabajo se utilizó este último método (G. Benmouyal, October 19-21, 2004) para determinar por cuales líneas pasa el centro eléctrico de la oscilación, y de esta manera encontrar la mejor ubicación de las funciones de disparo por oscilación de potencia.

4.3.1. Centro eléctrico de la oscilación

Para determinar si el centro eléctrico de una perturbación atraviesa una línea de transmisión en particular, durante una pérdida de sincronismo se precisa encontrar un equivalente del sistema de potencia, como muestra la Fig. 4.3 y evaluar si la oscilación pasa por la línea en cuestión.

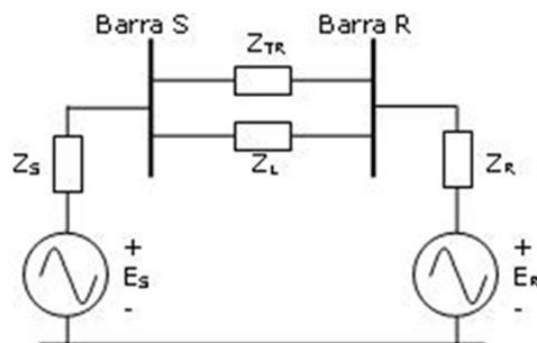


Figura 4.3: Sistema equivalente de 2 máquinas

Método para el cálculo del centro eléctrico (Group, 2005)

Este método obtiene el equivalente de dos máquinas del sistema eléctrico de potencia, a partir de las corrientes de cortocircuito trifásico. Las corrientes de cortocircuito trifásico que se precisan para obtener el modelo son:

- I_{3F-S} : Corriente de cortocircuito trifásico en la barra S [p.u.]
- I_{3F-R} : Corriente de cortocircuito trifásico en la barra R [p.u.]

- I_{3F-RS} : Corriente de cortocircuito trifásico por la línea R-S para un cortocircuito en la barra S [p.u.]
- I_{3F-SR} : Corriente de cortocircuito trifásico por la línea R-S para un cortocircuito en la barra R [p.u.]

A partir de las corrientes de cortocircuito se calculan los factores de distribución:

$$K_S = \frac{I_{3F-RS}}{I_{3F-S}}$$

$$K_R = \frac{I_{3F-SR}}{I_{3F-R}}$$

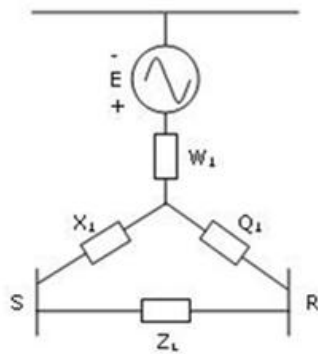


Figura 4.4: Sistema equivalente entre las barras R y S

El sistema equivalente de la Fig. 4.4 puede ser calculado utilizando las siguientes ecuaciones:

$$X_1 = \frac{K_R Z_L}{1 - (K_S + K_R)}$$

$$Q_1 = \frac{K_S Z_L}{1 - (K_S + K_R)}$$

$$W_1 = Z_{Th-S} - X_1(1 - K_S)$$

$$Z_{Th-S} = \frac{1,0}{I_{3F-S}}$$

El sistema que se muestra en la Fig. 4.4 puede ser convertido a un sistema equivalente como el que muestra la Fig. 4.3, mediante una transformación λ / Δ . Para determinar si el centro eléctrico de la oscilación de potencia pasa por la línea R-S, a partir de la Fig. 4.3 se determina la impedancia total entre las barras R y S.

$$Z_{paralelo} = \frac{Z_{TR} Z_L}{Z_{TR} + Z_L}$$

$$Z_{total} = Z_R + Z_S + Z_{paralelo}$$

Por lo tanto, si se dan las condiciones:

$$\frac{Z_{total}}{2} \geq Z_S$$

$$\frac{Z_{total}}{2} \leq Z_R + Z_{paralelo}$$

⇒ el centro eléctrico pasa por la línea R-S.

Implementación en Matlab del cálculo del centro eléctrico

Para poder determinar las líneas de transmisión por las cuales pasa el centro eléctrico para la perturbación bajo estudio, se realizó un programa en Matlab, ver Fig. 4.5, donde se implementó el algoritmo anteriormente presentado.

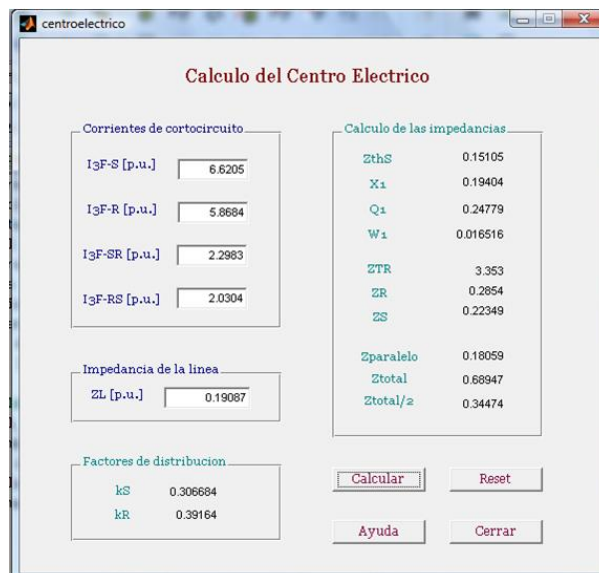


Figura 4.5: Programa para el cálculo del centro eléctrico

Para la contingencia de la pérdida de las líneas de 500kV que unen Palmar con Montevideo, el centro eléctrico de sistema corta ocho líneas de 150kV. Las ocho líneas son:

- Florida - Bonete
- Montevideo A - Bonete
- Rodriguez - Baygorria
- Montevideo A - Montevideo B

- Montevideo L - Montevideo R
- Rodriguez - Palmar
- Rosario - Colonia
- Nueva Palmira - Colonia

Dado que la cantidad de líneas de transmisión por la cual pasa el centro eléctrico es bastante grande, se decide separar el sistema de potencia en dos islas y ubicar los lugares para esta separación en **las cuatro líneas de 150kV** que mantienen el vínculo entre el sistema del norte y el sistema del sur. Al abrir estas líneas todos los generadores hidráulicos, que oscilaban coherentes para esta falta, están ubicados en la isla del norte mientras los generadores térmicos, que también oscilaban en forma coherente para esta falta, están ubicados en la isla ubicada al sur. Las líneas que se abren son:

- Montevideo A - Florida
- Montevideo A - Bonete
- Rodriguez - Aguas Corrientes
- Libertad - Colonia

4.3.2. Temporización

Luego de despejada la contingencia, el esquema de separación en islas debe iniciarse. Este esquema debe distinguir entre las situaciones que requieren la separación en islas y aquellas que no lo requieren. El esquema debe temporizarse de manera de poder distinguir si la situación requiere la separación. Además este esquema debe ser lo suficientemente rápido de manera que el resto del sistema mantenga la estabilidad y el sistema todo no termine en un colapso total.

4.3.3. Simulaciones

Se realizaron varias simulaciones para determinar el mayor tiempo para realizar las islas, manteniendo el sincronismo del resto del sistema. Por lo tanto, un tiempo $t=300\text{ms}$ luego de despejada la falta se separa el sistema en dos islas, al abrir las cuatro líneas de transmisión de 150kV. La Fig. 4.6 muestra como queda conformada la isla ubicada al sur del país.

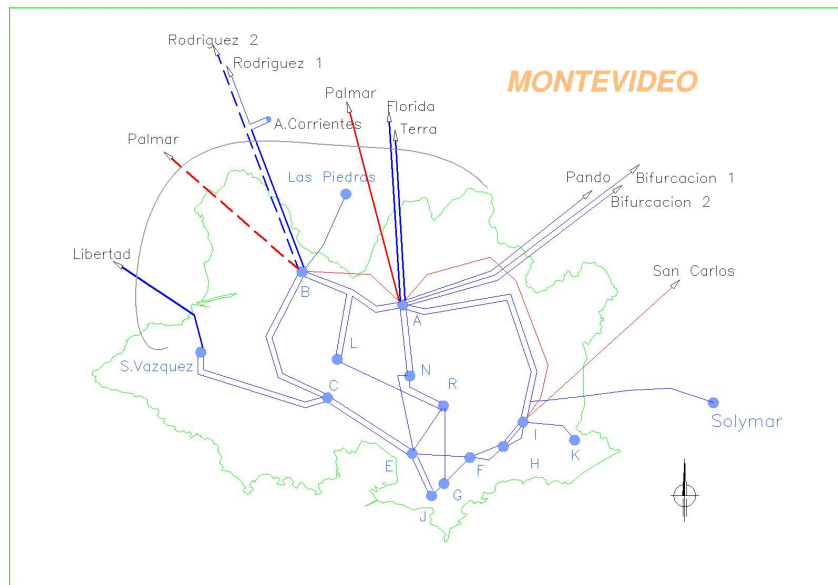


Figura 4.6: Isla ubicada al sur

La Fig. 4.7 muestra la frecuencia en el sistema luego de haberse efectuado la separación del sistema en dos islas. La isla ubicada en el norte presenta una frecuencia superior a la nominal mientras que la isla ubicada al sur presenta una frecuencia inferior a la nominal. Dado que las islas son realizadas en cuatro puntos, alejados del centro eléctrico, no se mantiene el balance entre generación y carga, por lo cual la isla ubicada al norte presenta exceso de generación mientras que la ubicada al sur presenta exceso de carga.

Los sistemas de control de los generadores de la isla ubicada al norte, son suficientes rápidos para controlar la frecuencia, manteniendo una pequeña sobrefrecuencia aceptable en la misma. Por otro lado, para la isla ubicada al sur se hace necesario implementar un esquema de disparo de carga para mantener el balance entre generación y carga.

4.4. Estrategia # 3: Esquema de formación de islas y disparo de carga

Debido a que, luego de separado el sistema en dos islas, la isla ubicada al sur presenta una frecuencia inferior a la frecuencia nominal debido al exceso de carga, se

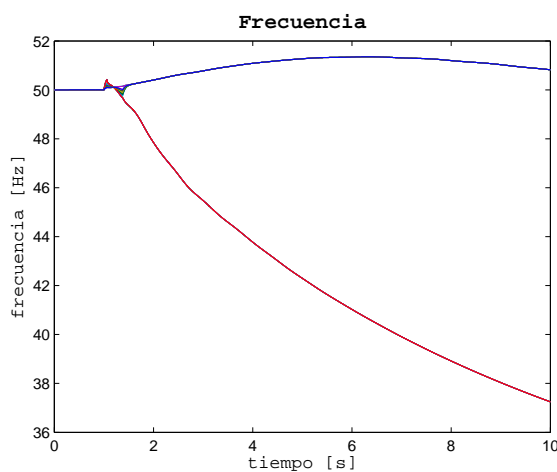


Figura 4.7: Estrategia # 2: Frecuencia luego de realizadas las islas

decide implementar un esquema de disparo de carga.

El esquema de disparo de carga debe ejecutarse antes que operen las protecciones de subfrecuencia de los generadores, ubicados en la isla. La frecuencia mínima para el rechazo de carga es de 48.5Hz, y para esta frecuencia el retardo en el disparo de la carga es de $t=300\text{ms}$.

La carga rechazada en esta oportunidad corresponde a:

$$P_{total} = 495,7 \text{ MW} \quad Q_{total} = 117,5 \text{ MVAr} \quad S_{total} = 510 \text{ MVA}$$

La cantidad de carga rechazada corresponde al 28 % del carga total del sistema de potencia uruguayo y un 39 % del carga de la isla ubicada al sur.

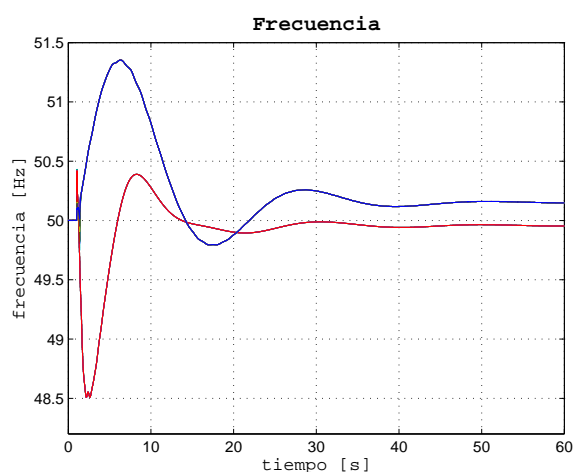


Figura 4.8: Estrategia # 3: Frecuencia en cada una de las islas

La Fig. 4.8 muestra la frecuencia en las dos islas. Las Fig. 4.9(a) y Fig. 4.9(b)

muestran el impacto que tienen la separación en islas y el posterior disparo de cargas sobre los ángulos de los generadores y las tensiones de las barras.

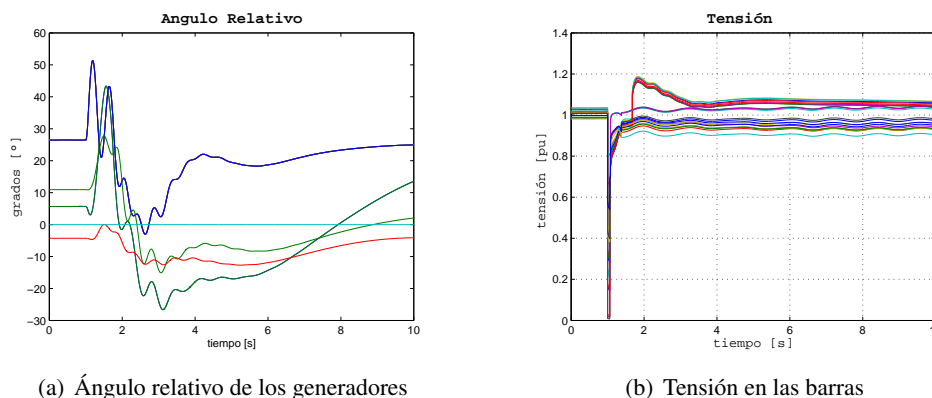


Figura 4.9: Estrategia # 3: Ángulo y tensiones luego de formadas las islas y el rechazo de carga

4.4.1. Verificación de la temporización

Las simulaciones realizadas presentan un esquema de disparo por oscilación de potencia que debe realizarse antes de las 300ms, y este esquema de disparo es complementado con un esquema de rechazo de carga con un tiempo máximo de 300ms. La temporización del esquema de rechazo de carga se comienza a contar luego de realizados las aperturas por oscilación de potencia de las líneas.

Temporización del disparo por oscilación de potencia

El retardo en la ejecución del disparo por oscilación de potencia tiene como consecuencia que cuando se realiza el esquema de rechazo de carga propuesto, la frecuencia en la isla sur es menor que la del caso estudiado. Esto resulta que si la frecuencia en esta isla es menor a $f=48.5$ Hz, se corre el riesgo de disparar generación. Para que la frecuencia no llegue a valores tan bajos, se debe realizar el rechazo para un tiempo menor al propuesto o rechazar una cantidad de carga mayor a la propuesta. En la Fig. 4.10, se muestra la frecuencia en la isla sur para un tiempo de disparo por oscilación de potencia $t_{trip} = 400$ ms y una temporización de $t_{dac} = 300$ ms para el esquema de rechazo de carga, manteniendo la misma cantidad de carga ya propuesta. En la gráfica se puede ver que la frecuencia que con esos valores se corre riesgo de disparar generación, agravando aún más el problema.

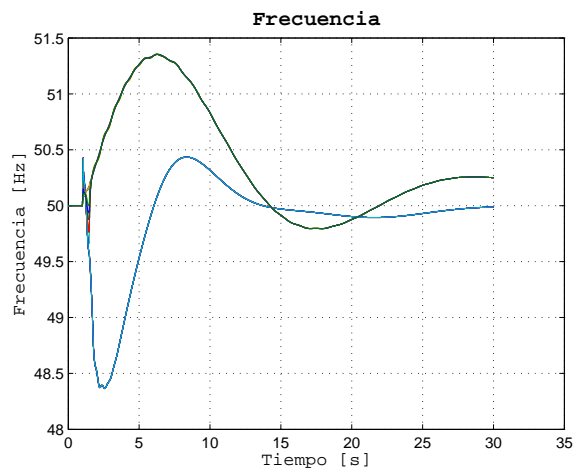


Figura 4.10: Frecuencia en las dos islas para $t_{trip} = 400\text{ms}$ y $t_{dac} = 300\text{ms}$

Temporización del esquema de rechazo de carga

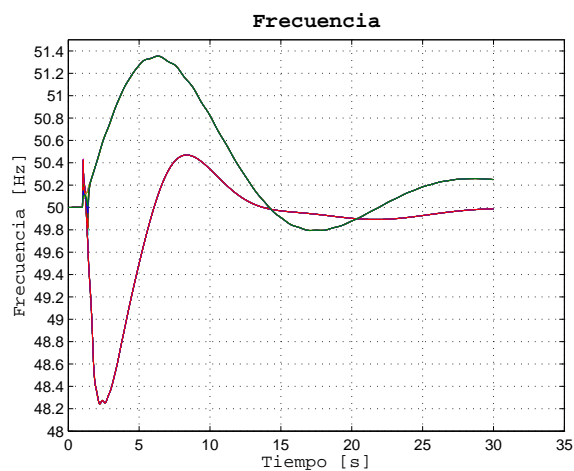


Figura 4.11: Frecuencia en las dos islas para $t_{trip} = 300\text{ms}$ y $t_{dac} = 400\text{ms}$

El retardo en la ejecución del esquema de rechazo de carga tiene como consecuencia que cuando se realiza la frecuencia en la isla sur es menor que la del caso estudiado. Esto resulta que la frecuencia en esta isla es menor a $f=48.5\text{ Hz}$, por lo cual se corre el riesgo de disparar generación. Para que la frecuencia no llegue a valores tan bajos, se debe realizar el rechazo para un tiempo menor al propuesto o rechazar una cantidad de carga mayor a la propuesta. En la Fig. 4.11, se muestra la frecuencia en la isla sur para

un tiempo de disparo por oscilación de potencia $t_{trip} = 300\text{ms}$ y una temporización de $t_{dac} = 400\text{ms}$ para el esquema de rechazo de carga, manteniendo la misma cantidad de carga ya propuesta.

Capítulo 5

DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA Y RECONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA

Introducción

En este capítulo se presentan las funciones de disparo por oscilación de potencia estudiadas, evaluando su desempeño en diferentes perturbaciones. Además, se presenta una propuesta de reconstrucción (rearmado) del sistema de potencia.

5.1. Funciones de disparo por oscilación de potencia

El disparo de las líneas de transmisión frente a la oscilación de potencia, se realiza mediante una función de disparo de oscilación de potencia, considerando solo medidas locales.

De las funciones vistas en en capítulo 2, se estudiaron las funciones R-Rdot y la detección de la oscilación de potencia por medio del cálculo de la impedancia. Se realizaron simulaciones para estudiar cual de los dos métodos es capaz de detectar la oscilación en un tiempo inferior a los 300ms.

5.1.1. Función R-Rdot

Se implementó en Matlab la función R-Rdot para las cuatro líneas de transmisión. La característica implementada se puede visualizar mejor en la Fig.5.1.

Se verificó que los tiempos para detectar la oscilación son superiores a 300ms, por lo cual se concluye que **esta función no es adecuada para separar el sistema en islas.**

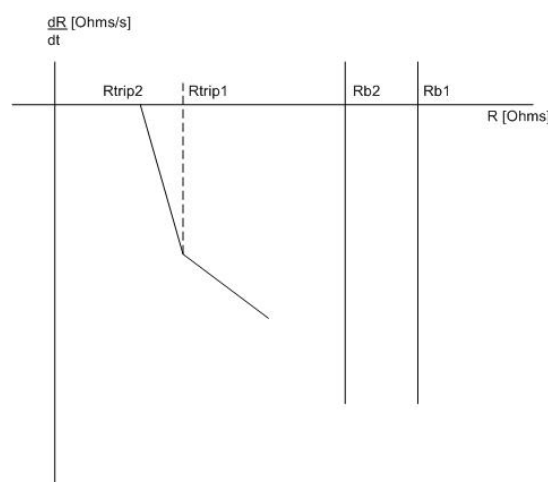


Figura 5.1: Diagrama en el plano de fase de la característica de la protección RRdot

En el Cuadro 5.1, se detallan los valores de las impedancias de las cuatro líneas de transmisión.

Cuadro 5.1: Datos de las líneas

Línea de transmisión	R [pu]	X [pu]
Montevideo A - Terra	0.1340	0.5137
Montevideo A - Florida	0.0462	0.1765
Aguas Corrientes - Rodriguez	0.0155	0.0525
Colonia - Libertad	0.1329	0.2193

La Fig. 5.2 nos muestra como varía la resistencia y su derivada para una de las líneas de transmisión en cuestión y el tiempo que dichas resistencias interceptan la característica de operación. Los cuatro relés de detección de la oscilación de potencia están ajustados iguales, y el Cuadro 5.2 muestra los valores ajustados.

Cuadro 5.2: Ajustes del relé R-Rdot

R_{trip1} [pu]	R_{trip2} [pu]	Rb_1 [pu]	T_1 [s]	Rb_2 [pu]	T_2 [s]
0.32	0.32	0.47	0.01	0.38	0.01

El Cuadro 5.3 nos muestra los tiempos de disparo por detección de la oscilación de potencia. Se descartó la utilización de esta función para disparar las líneas debido a que los tiempos de disparo son mayores a los 300ms requeridos para mantener estable al sistema de potencia.

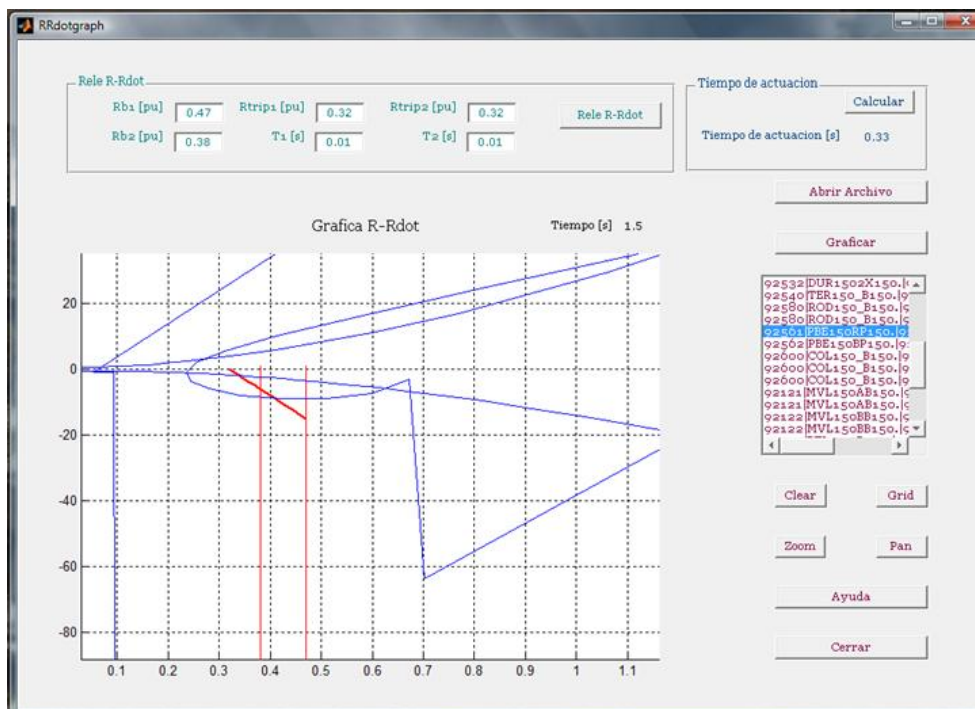


Figura 5.2: Gráfica de la resistencia aparente para una de las líneas de transmisión

Cuadro 5.3: Tiempo de detección de la oscilación de potencia

Línea de transmisión	Tiempo de actuación [ms]
Montevideo A - Terra	680
Montevideo A - Florida	610
Aguas Corrientes - Rodriguez	130
Colonia - Libertad	610

5.1.2. Función basada en el cálculo del impedancia

Se implementó en Matlab una función de detección de oscilación de potencia por medida de impedancia y se verificó que esa función correctamente ajustada detecta la pérdida de sincronismo por las líneas de transmisión elegidas y separa el sistema de manera de formar las dos islas.

La función de detección que se empleó está basada en la característica de impedancia. El temporizador arranca cuando la impedancia medida entra en la característica externa (out). Si la impedancia medida se mantiene entre la característica externa e interna (in) un tiempo mayor al ajustado t_{OST} , entonces la función detecta una oscilación de potencia. Cuando la función de detección de oscilación de potencia se utiliza

para disparar, se puede elegir cuando hacer el disparo. Luego que la función detecto la oscilación de potencia, el disparo se puede realizar cuando la impedancia entra en la característica interna (TOWI: Trip On Way In), o cuando el disparo vuelve a salir por la característica externa (TOWO: Trip On Way Out). La Fig. 5.3 detalla la característica utilizada e implementada en Matlab.

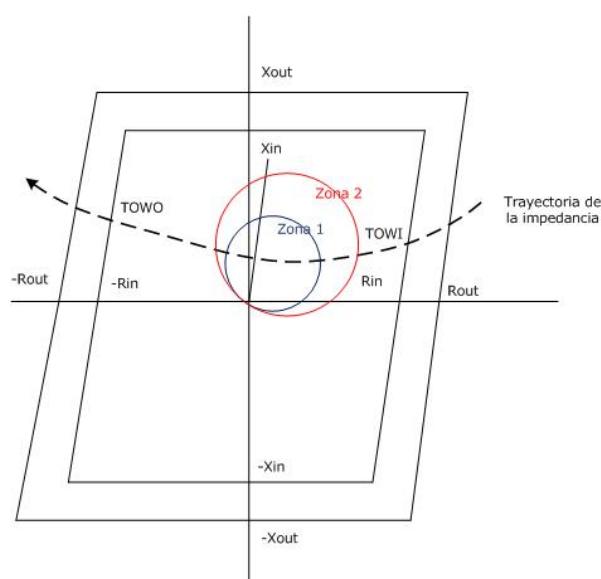


Figura 5.3: Característica de la función de detección de oscilación

En el Apéndice A se detallan los ajustes de las diferentes funciones de oscilación de potencia a implementarse en las cuatro líneas. Además, se verifica el tiempo de actuación de estas funciones se encuentra entre los 250ms y 310ms. De estas verificaciones se extraen las siguientes conclusiones:

- Debido a que el disparo es generado en el momento de entrar en la característica interna (TOWI: Trip On Way In) puede ser que en el momento de abrir los contactos del interruptor, las tensiones a ambos lados del mismo estén defasadas cerca a los 180° . Por lo cual, **estos interruptores deben ser especificados de manera de soportar dos veces la tensión nominal**; para evitar que se dañen en el momento de la apertura.
- Se verificó que en los tiempos en que operan las funciones de oscilación de potencia, las líneas de transmisión por las cuales pasa el centro eléctrico de esta perturbación no operan y tampoco lo hacen las protecciones de oscilación de potencia de los generadores. Debido a esto **no se hace necesario instalar**

funciones de bloqueo por oscilación de potencia, en las demás líneas de transmisión.

5.2. Esquema de disparo de carga

Para el esquema de disparo de carga se propone un relé con la función de disparo por umbral de frecuencia, el cual se instala en las subestaciones donde se dispara carga y el disparo se basa la medida de la frecuencia en forma local, por cada uno de estos relés. En las simulaciones se asume un solo escalón de disparo por subfrecuencia, de manera que opere antes de llegar a la frecuencia ajustada en las protecciones de los generadores.

Por lo cual, la mínima frecuencia que llega la isla ubicada al sur es de 48.5 Hz, de manera de tener margen para detectar y operar, evitando salidas de otros equipamientos.

5.3. Reconstrucción del sistema

Después de formadas las islas y extinguida la perturbación, ambas islas llegan a estados de régimen. En la Fig. 5.4(a) se muestran las frecuencias de ambos sistemas, manteniendo una diferencia de frecuencia de 200mHz. En la Fig. 5.4(b) se muestran las tensiones en esos dos sistemas. Luego que han llegado a estos estados de régimen se hace necesario volver a conectar ambas islas.

Para poder conectar ambas islas, se simularon el cierre de ambas islas por medio de la línea de transmisión de 500kV y por medio de las líneas de transmisión de 150kV; y el efecto que este cierre tiene sobre los generadores. El trabajo (*IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators*, 1980) recomienda que el salto de la potencia, de un generador durante las conexiones y reconexiones, sea limitado a un 50 % de su potencia, de manera de evitar daños o fatiga. Este salto de potencia está definido:

$$\Delta P = P_{t=0+} - P_{t=0-} < 50 \% P_n = 0,5pu$$

donde: $P_{t=0+}$ es el promedio de la potencia en el instante posterior a la conexión y $P_{t=0-}$ es el promedio de la potencia en el instante anterior a la conexión.

Para poder hacer un paralelo de ambos sistemas de manera de no dañar los generadores, se debe elegir el momento de cierre de los interruptores de manera que ambos

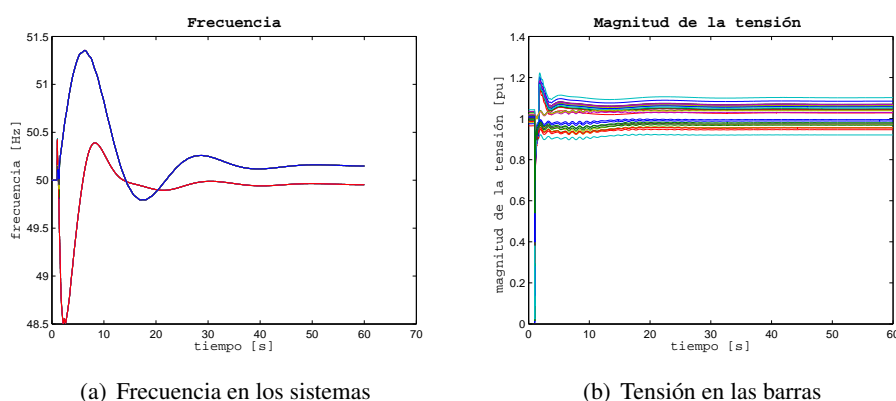


Figura 5.4: Frecuencia y tensión en las dos islas

sistemas estén en fase; por lo cual se precisa una función que permita poner en paralelo dos sistemas asíncronos.

5.3.1. Función de sincronización

Los relés de sincronismo (sincronizadores y verificadores de sincronismo) se utilizan cuando se conectan dos o más fuentes a una barra, dos partes de un sistema o dos sistemas eléctricos aislados. Esta conexión se produce por el cierre de un interruptor.

Si no existe conexión previa entre los dos sistemas a conectar, la conexión se denomina conexión asíncrona, ver Fig. 5.5. Es el caso típico de un generador que se conecta a un sistema de potencia o la conexión dos sistemas aislados o islas. En este caso amplitud de la tensión y de la frecuencia pueden ser distintos en ambos sistemas (o sea a ambos lados del interruptor) y la diferencia de ángulo entre ambos sistemas varía continuamente. Los fasores (las tres tensiones de fase) a un lado del interruptor giran respecto a los del otro lado con un deslizamiento que es la diferencia entre las frecuencias.

El sincronizador mide las siguientes diferencias entre las tensiones a ambos lados del interruptor:

- de amplitud
- de ángulo (defasaje)
- de frecuencia (deslizamiento)

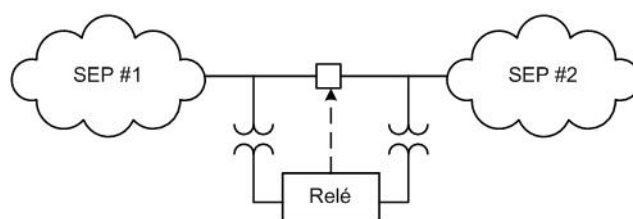


Figura 5.5: Conexión asíncrona de dos sistemas de potencia

y emite la orden de cierre al interruptor, teniendo en cuenta el tiempo el deslizamiento y el tiempo de cierre del interruptor, de manera que cuando los contactos del interruptor cierre, las tensiones a ambos lados están en fase.

En el Cuadro 5.4 se presentan unos valores de ajustes para la función de sincronismo, para que esta función pueda hacer el cierre sincronizado de los dos sistemas las diferencias de tensión y frecuencia deben estar por debajo de los valores ajustado:

Cuadro 5.4: Ajuste de la función de sincronización

ΔV [pu]	Δf [mHz]
0.15	250

5.3.2. Simulaciones

Se realizaron simulaciones de forma de volver a conectar ambos sistemas sin utilizar la función de sincronización, y utilizando dicha función. De las simulaciones realizadas, se verificó que para obtener un punto de operación estable sin poner en riesgo los generadores, luego de realizada la conexión entre ambas islas, la conexión se tiene que realizarse por medio de la línea de transmisión Montevideo A - Palmar (500kV).

En la Fig. 5.4 se grafican los módulos de las tensiones y las frecuencias a ambos lados del interruptor, de la línea Montevideo A - Palmar (500kV) en el extremo de Montevideo A, interruptor que se desea cerrar. Se puede ver que la diferencia de módulo de las tensiones y de las frecuencias a ambos lados del interruptor, tienen valores menores a los propuesto para el ajuste, por lo cual a función de sincronización se puede llevar a cabo. En caso que alguno de estos valores fuese superior al ajuste, la

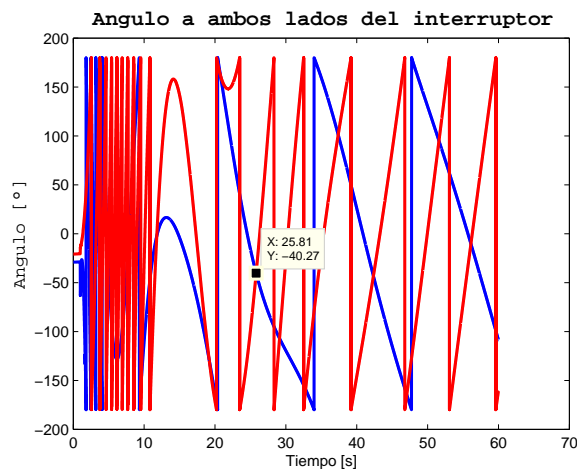


Figura 5.6: Angulos de las tensiones a ambos lados del interruptor

función de sincronismo no se puede llevar a cabo y el interruptor no es cerrado. Para elegir el instante de tiempo para cerrar el interruptor se estudiaron los ángulos de las tensiones a ambos lados del interruptor.

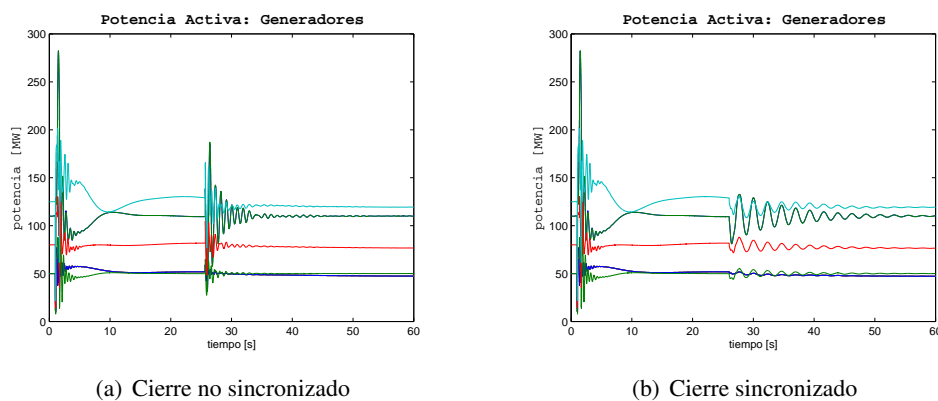


Figura 5.7: Potencia activa en los generadores

En la Fig. 5.6 se grafican los ángulos de las tensiones a ambos lados del mencionado interruptor. En esta gráfica se señala el instante que se elige para el cierre del mismo. En la simulación de la Fig. 5.7(b) se eligió el instante de cierre del interruptor a $t=25.81s$, cuando la diferencia de ángulos entre las tensiones es cero. Se consideró que en el instante de tiempo que se vuelve a conectar ambas partes del sistemas, las dos islas han llegado a una condición de equilibrio.

En la Fig. 5.7(a) se muestra la variación de la potencia activa en los generadores, cuando se realiza una conexión entre los dos sistemas, sin realizar un cierre sincronizado. Se puede ver que el salto en la potencia es superior al 50 % sugerido por el trabajo (*IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators*, 1980). Debido a que este salto puede dañar los generadores, se simuló una condición de cierre sincronizado del interruptor. En la Fig. 5.7(b) se muestra la variación de la potencia activa en los generadores, cuando se realiza un cierre utilizando la función de sincronización, en la que se aprecia la mejora obtenida con respecto al caso previo. Es de hacer notar que las potencias generadas en régimen antes y después del paralelo se mantienen, y que se conectan dos sistemas en equilibrio previo.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

Para disminuir el riesgo de un colapso total en el sistema eléctrico de potencia frente a grandes perturbaciones, se deben tomar acciones de protección y control adecuadas. Entre estas acciones de protección y control se encuentra los esquemas de rechazo de carga y la separación controlada del sistemas en islas. En este trabajo se estudiaron varias de estas estrategias de protección y control para una contingencia severa en el sistema de potencia uruguayo; y se propone una estrategia de separación en islas y rechazo de carga para prevenir el colapso total. Esta estrategia fue probada por un conjunto íntegro de simulaciones, con un sistema de potencia modelado.

A continuación se detallan los hechos más relevantes de esta estrategia:

- para minimizar la cantidad de líneas de transmisión a abrir para separar el sistema de potencia en islas, solo se abre cuatro líneas de transmisión de 150kV. Además, esto comprende que solo en estas líneas deba ser necesario implementar la función de disparo por oscilación de potencia e instalar interruptores de manera de soportar la tensión durante la apertura.
- no es necesario implementar funciones de bloqueo por oscilación de potencia, en las demás líneas de transmisión.
- el máximo tiempo que se puede demorar para formar las islas, manteniendo el sincronismo, es de 300ms después de despejada la falta. Se verifica que con la función de detección de oscilación de potencia por medio de impedancia, se logra detectar y disparar en ese tiempo o menor.
- el máximo tiempo que se puede demorar el rechazo de carga en la isla ubicada al sur, es de 300ms antes que operen las protecciones de frecuencia de los generadores ubicados en esta isla.

- la cantidad de carga a rechazar en esta estrategia es de 509MVA, mientras que en la estrategia de solo rechazar carga, manteniendo un sistema unido, es de 711MVA.

Como resultado del presente trabajo se puede concluir que es posible detectar oscilaciones de potencia basándose solo en magnitudes locales, y poder separar el sistema de potencia en islas, luego que ocurre una gran perturbación, llegando ambas a una condición de operación estable. Como trabajo futuro se debería estudiar y desarrollar estrategias de protección y control para este sistema de potencia, que tengan como base los fundamentos de las protecciones modernas como protecciones sistémicas o sincrofasores. Se debería estudiar si con estos métodos es posible mejorar la detección de oscilación de potencia y poder bajar los tiempo de la formación de las islas.

Apéndice A

VERIFICACIÓN DEL DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA

Oscilación de potencia: Verificación de los tiempos

Para verificar el tiempo de actuación de la función de disparo por oscilación de potencia, se simuló una ventana de 1.5s, y el cortocircuito 3F es a los 200ms luego de comenzada la simulación.

Las Figs. A.1, A.2, A.3 y A.4 nos muestran como varía la impedancia en cada una de las líneas de transmisión que separa el sistema en islas, y el tiempo que esa impedancia atraviesa la característica de operación. Los ajustes de la función de detección de oscilación de potencia están basados en el trabajo (Mooney and Fischer, 2006). El Cuadro A.1 muestra los diferentes valores de los ajustes de la función de disparo por oscilación de potencia, para cada una de las líneas que forman las islas.

Esta función está ajustada de manera que cuando la impedancia medida entra en la característica interior (TOWI: Trip On Way In), emite una señal de disparo al interruptor de la línea de transmisión. Para que se emita ese disparo, el tiempo que demora la impedancia en entrar la característica exterior y entrar en la característica interior debe ser mayor al tiempo de bloqueo ajustado. Si el tiempo que demora la impedancia medida en pasar la característica exterior e interior es menor al tiempo ajustado, se considera que es una falta y la función de disparo por oscilación de potencia no emite ninguna señal de disparo.

Con estos ajustes de la función de disparo por oscilación de potencia, las líneas detectan la oscilación y emiten la señal de disparo en tiempo que van desde los 250 ms a los 310 ms. Por lo cual, **esta función de detección sería adecuada para instalar en las líneas predeterminadas para separar el sistema en islas.** Debido a que el

Cuadro A.1: Ajustes de relé de disparo por oscilación de potencia

Línea de transmisión	Rout [pu]	Xout [pu]	Rin [pu]	Xin [pu]	t_{OST} [ms]
Montevideo A - Terra	5.30	5.30	3.53	3.53	30
Montevideo A - Florida	1.90	1.90	1.26	1.26	30
Aguas Corrientes - Rodriguez	1.90	1.90	1.26	1.26	30
Colonia - Libertad	3.80	3.80	2.17	2.17	30

disparo es generado en el momento de entrar en la característica interna (TOWI: Trip On Way In) puede ser que en el momento de abrir los contactos del interruptor, las tensiones a ambos lados del mismo estén defasadas cerca a los 180° . Por lo cual, **estos interruptores deben ser especificados de manera de soportar dos veces la tensión nominal**; para evitar que se dañen en el momento de la apertura.

En las siguientes figuras se puede ver la gráfica de la impedancia vista por cada uno de los relés de oscilación de potencia para las cuatro líneas que se están disparando.

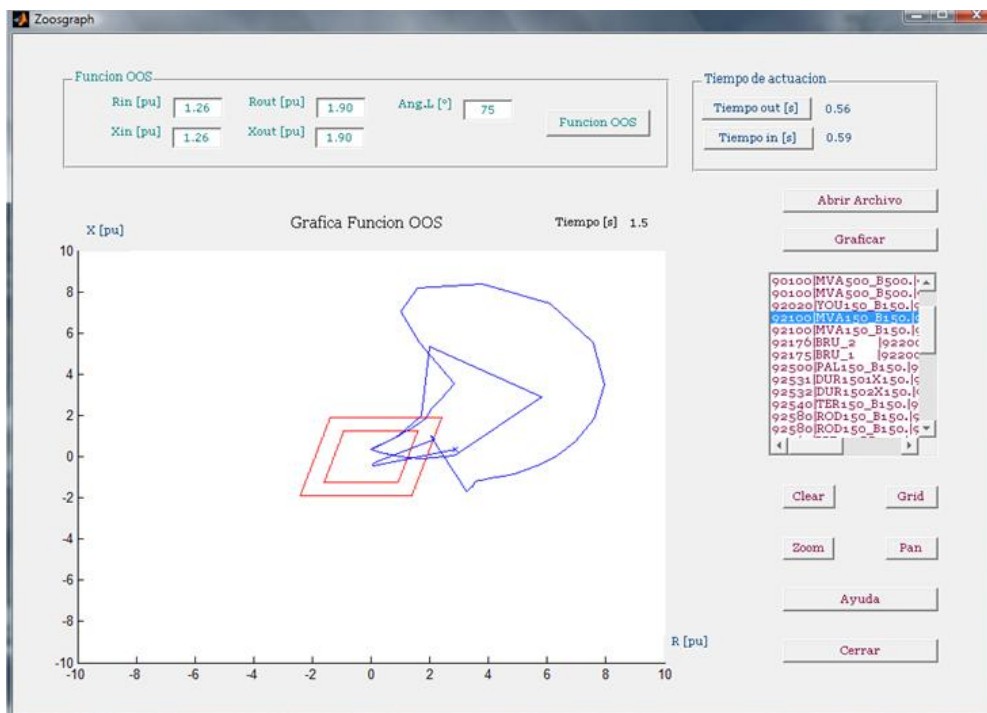


Figura A.1: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Montevideo A - Florida**

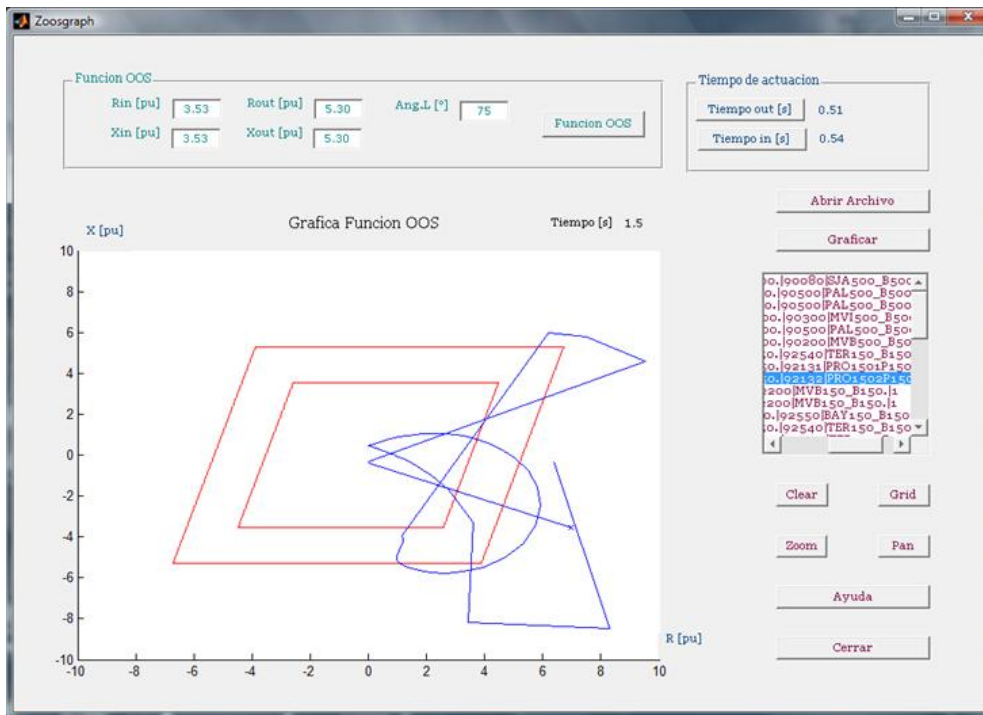


Figura A.2: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Montevideo A - Terra**

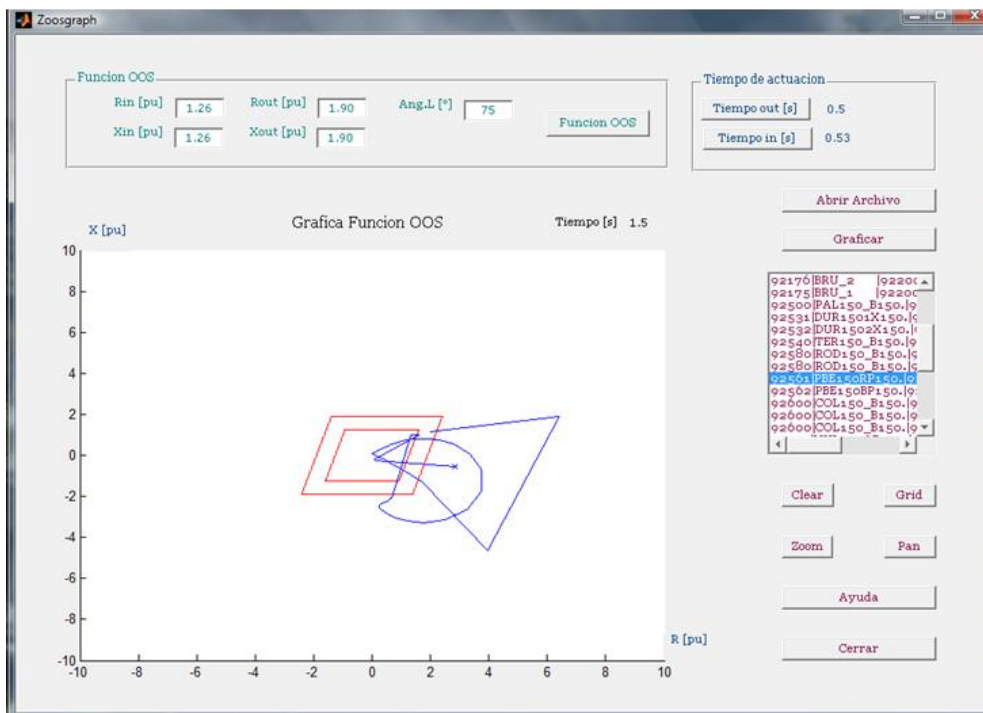


Figura A.3: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Rodriguez - Aguas Corrientes**

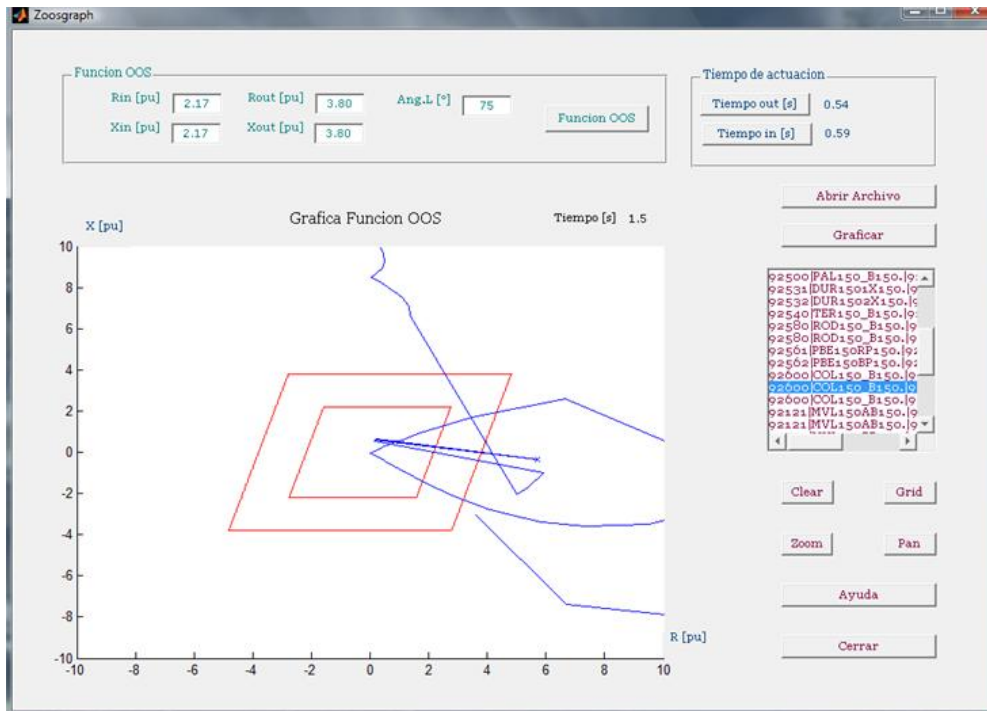


Figura A.4: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Colonia - Libertad**

Oscilación de potencia: Verificación del disparo

Se verificó, que estos relés con los ajustes propuestos operan para la salida de ambas líneas de transmisión de 500kV que unen la subestación de Palmar con Montevideo. Además se verificó que operan para oscilaciones inestables producidas por faltas en estas líneas de transmisión cuando las mismas duran más que el tiempo crítico de despeje, estando estas dos líneas en servicio. También cuando ambas líneas son abiertas en forma manual.

Esta funciones no generan una señal de disparo, para faltas en las otras líneas de transmisión de 500kV y en las líneas de 150kV que unen el centro con el sur del país, con tiempo de faltas superiores a los tiempos críticos de despeje.

Como ejemplo, en las Fig. A.5, A.6, A.7 y A.8 se muestra el comportamiento de la impedancia medida por esta función, para un cortocircuito 3F en una de las líneas San Javier - Palmar (500kV), estando fuera de servicio la línea Montevideo B - Palmar (500kV). En estas gráficas se puede comprobar que la impedancia medidas por las funciones de disparo por oscilaciones de potencia entra en la característica interna (in) en el momento del cortocircuito, pero cuando este es despejado la impedancia sale de

la característica, luego comienza a oscilar pero no vuelve a entrar en la característica interna (in); por lo cual no se genera señal de disparo.

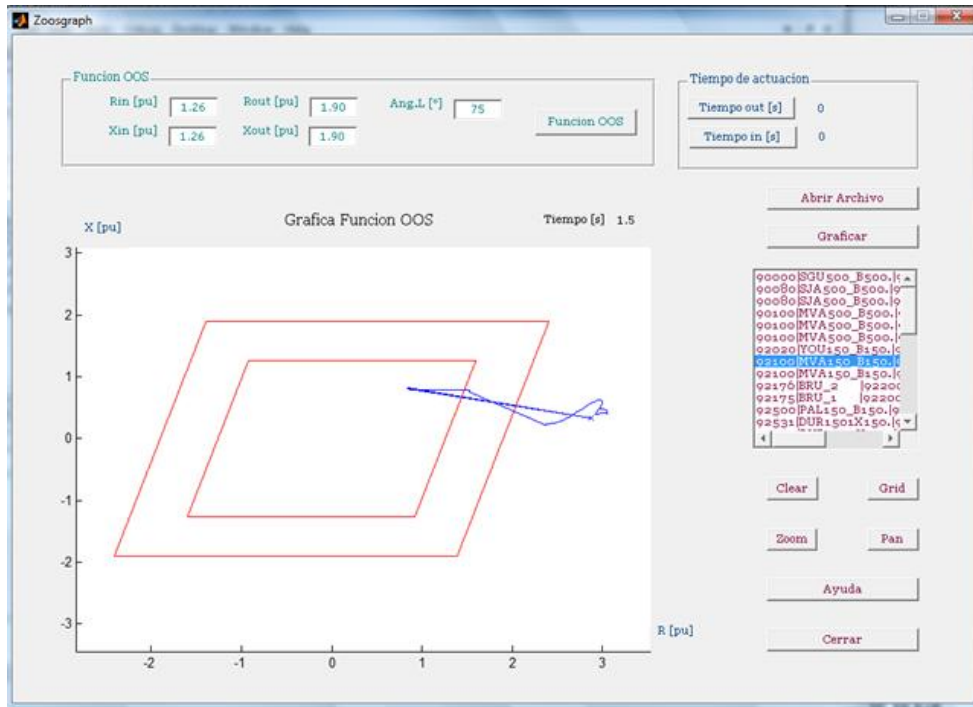


Figura A.5: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Montevideo A - Florida**

Además, se comprobó que en los tiempos en que operan las funciones de oscilación de potencia, las líneas de trasmisión por las cuales pasa el centro eléctrico de esta perturbación no operan y tampoco lo hacen las protecciones de oscilación de potencia de los generadores. Debido a esto **no se hace necesario instalar funciones de bloqueo por oscilación de potencia**, en las demás líneas de trasmisión.

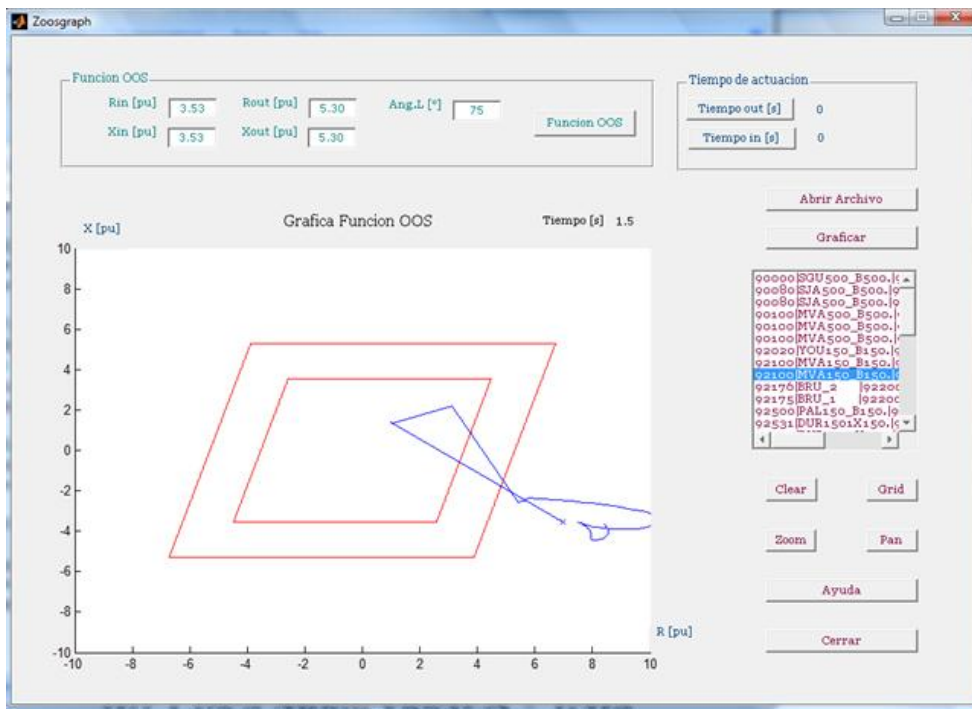


Figura A.6: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Montevideo A - Terra**

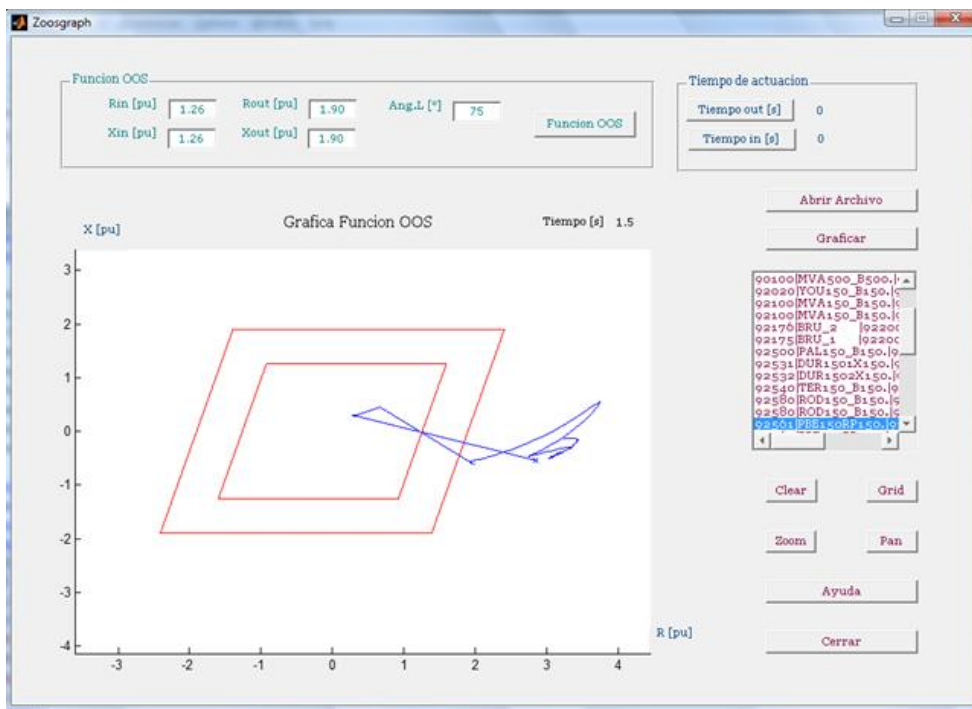


Figura A.7: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Rodriguez - Aguas Corrientes**

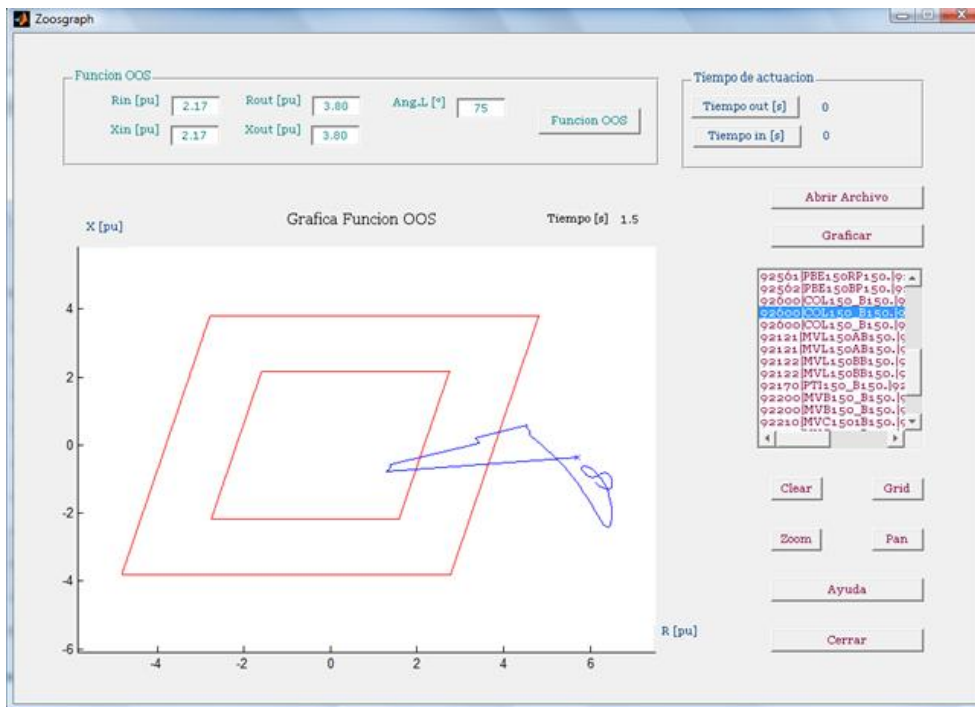


Figura A.8: Impedancia vista por las funciones de oscilación de potencia: **Línea Colonia - Libertad**

Bibliografía

AREVA (2002). *Network Protection & Automation Guide*, AREVA.

Artenstein, M. and Giusto, A. (2008). Equivalent model of the argentinian electrical power system for stability analysis of the uruguayan network, *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*, pp. 1 –5.

Berdy, J. (n.d.). Application of out-of-step blocking and tripping relays, **GER-3180**.

Elmore, W. (2004). *Protective Relaying Theory and Applications*, ABB Inc.

Fink, L. and Carlsen, K. (1978). Operating under stress and strain, *IEEE Spectrum* pp. 48 – 53.

G. Benmouyal, D. Tziouvaras, D. H. (October 19-21, 2004). Zero-setting power-swing blocking protection, *31th Annual Western Protective Relay Conference* .

Giusto, A. and Monzon, P. (2010). Modal analysis of the uruguayan electrical power system, *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1 –6.

Group, I. P. W. D. W. (2005). Power swing and out-of-step considerations on transmission lines, *Technical report*, IEEE. IEEE PSCR WG D6 Working Group Membership: Mike McDonald - Chairman Demetrios Tziouvaras - Vice Chairman Apostolov, Alex Benmouyal, Gabriel Brunello, Gustavo Buanno, Art Darlington, Al Elmore, Walt Fink, Charlie Holbach, Juergen Horton, Randy Johnson, Gerald Kemp, Peter Kennedy, Bill Kim, Chul-Hwan Khan, Shoukat Lowe, Bill Kobet, Gary Nagpal, Mukesh Plumptre, Frank Schroeder, Mark Turner, Steve.

IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies (1992). *IEEE Std 421.5-1992* .

IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators (1980). *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on PAS-99*(4): 1519 –1521.

- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*, EPRI Power System Engineering Series, MC Graw Hill Inc.
- Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]* (1993). *Power Systems, IEEE Transactions on* **8**(2): 472 –482.
- Mooney, J. and Fischer, N. (2006). Application guidelines for power swing detection on transmission systems, *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06* pp. 159 –168.
- Powertech.Labs.Inc (2007a). *PSAT: Powerflow & Short-circuit Analysis Tool*, Powertech Labs Inc, www.powertechlabs.com.
- Powertech.Labs.Inc (2007b). *SSAT: Small Signal Analysis Tool*, Powertech Labs Inc, www.powertechlabs.com.
- Powertech.Labs.Inc (2007c). *TSAT: Transient Security Assessment Software*, Powertech Labs Inc, www.powertechlabs.com.
- Report., U.-C. P. S. O. T. F. I. (2004). Causes of the august 14th blackout in the united states and canada. november 2003., *Technical report*, Available at <https://reports.energy.gov/>.
- S. Horowitz, A. P. (2008). *Power System Relaying*, Wiley.
- Sena, C., Taranto, G. and Giusto, A. (2010). An investigation of controlled power system separation of the uruguayan network, *Bulk Power System Dynamics and Control (iREP) - VIII (iREP), 2010 iREP Symposium*, pp. 1 –7.
- Siemens-PTI (n.d.). *PSS/E Power System Simulator for Engineering*.
- Taylor, C., Haner, J., Hill, L., Mittelstadt, W. and Cresap, R. (1983). A new out-of-step relay with rate of change of apparent resistance augmentation, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* **PAS-102**(3): 631 –639.
- Tziouvaras, D. and Hou, D. (2004). Out-of-step protection fundamentals and advancements, *Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for* pp. 282 – 307.
- Yang, B., Vittal, V., Heydt, G. and Sen, A. (2007). A novel slow coherency based graph theoretic islanding strategy, *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE* pp. 1 –7.

You, H., Vittal, V. and Wang, X. (2004). Slow coherency-based islanding, *Power Systems, IEEE Transactions on* **19**(1): 483 – 491.