



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



Universidad de la República

Facultad de Ingeniería

Tesis para optar al Título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo.

Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas.

Aplicación de algoritmos predictivos de protección sistémica usando sincrofasores para la detección de oscilaciones de potencia inestables y su posible uso en el sistema eléctrico de potencia uruguayo para detectar la desvinculación norte-sur en 500kV.

Autor:

Ricardo FRANCO

Director de Tesis:

Prof. Glauco N. TARANTO

© Derechos de autor reservados (all right reserved)

Montevideo, Uruguay

Setiembre 2012

ISSN 1688-2792

Tesis de maestría de la Facultad de Ingeniería (Montevideo. CD-ROM)

ISSN 1688-2806

Tesis de maestría de la Facultad de Ingeniería (Montevideo. Impresa)

Ricardo FRANCO (rfranco@fing.edu.uy) (rfn1962@gmail.com)

Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica

Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Montevideo, Uruguay, 2012.

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

Fecha: 06 de setiembre de 2012

Autor: Ricardo FRANCO

Título: Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo. Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas.

Instituto: Ingeniería Eléctrica

Grado: Maestría en Ingeniería Eléctrica (M.Sc.)

Firma del autor

Derechos de autor © Ricardo Franco, 06/09/2012.

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.

Más allá del derecho de autor, los eventuales ingresos, consecuencia de la explotación o aplicación del contenido total o parcial de esta tesis, se regirán por la Ordenanza de los derechos de la propiedad intelectual de la Universidad de la República.

Agradecimientos.

A Natalia, Mariana y Silvia. Por su amor, paciencia y apoyo. Y porque sin ellas y sin ello este trabajo no habría sido posible.

A mamá y a papá. Por todo. Por su amor, esfuerzo y apoyo.

A Yolanda mi “madre negra” como dice y siento.

A Glauco Taranto *o meu Orientador* (mi Director de Tesis de maestría). Por su apoyo y su guía siempre oportuna y sutilmente esclarecedora. Fue un placer el trabajo, el aprendizaje y el tiempo compartido.

A César Briozzo mi Director Académico de maestría. Por su apoyo y acompañamiento; presente en los momentos justos.

A los profesores y compañeros del “Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia”, por el soporte a la maestría dentro del grupo, el apoyo, sus aportes y su compañerismo.

A Álvaro Giusto y Michel Artenstein, por su interés y sus aportes en la discusión de los temas de esta tesis.

A María Misa por su permanente colaboración y disposición.

A los grandes compañeros que tuve en la UFRJ durante las pasantías.

A Julián Malcon, por facilitar mis estudios de maestría y por su apoyo.

A Jorge Alonso que me introdujo como a varios en la ingeniería-arte de las protecciones eléctricas y me enseñó mucho.

A Armando Guzmán Casillas. Por la original idea que creó, por su aporte de información adicional para los estudios de la tesis y su disposición para con un total desconocido.

A la Facultad de Ingeniería de la UdelaR y a su Instituto de Ingeniería Eléctrica, que como organización me han permitido formarme y desarrollar esta maestría.

A la enseñanza pública del Uruguay.

Dedico esta tesis y el trabajo para desarrollarla a Natalia, Mariana y Silvia y toda mi gran familia y a mis amigos.

Índice.

Agradecimientos.	IV
Índice.	V
1. Resumen.	VII
2. Palabras clave.	VII
3. <i>Abstract</i>	VIII
4. <i>Keywords</i>	VIII
5. Introducción.	1
5.1. Organización de la tesis.	2
6. Glosario de siglas y abreviaturas.	3
7. Estabilidad transitoria y oscilaciones de potencia.	5
7.1. Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.	5
7.2. Estabilidad transitoria.	6
7.3. Ecuación de oscilación o de <i>swing</i> de un sistema eléctrico.	7
7.4. Oscilaciones de potencia.	9
7.4.1. Critical Clearing Time (CCT).	11
7.4.2. Oscilaciones de potencia vistas en corrientes y tensiones.	12
7.4.3. Efecto de las oscilaciones de potencia en las funciones de protección.	13
7.4.4. Efectos de las oscilaciones de potencia sobre los generadores y el sistema eléctrico.	18
7.4.5. Funciones de protección ante oscilaciones de potencia.	19
8. Protección sistémica. SPS o WAP.	29
9. Conceptos básicos de sincrofasores y PMU.	35
9.1. La norma sobre sincrofasores. IEEE C37.118.	35
9.2. Definiciones. Medidas o estimaciones.	36
9.2.1. Fasor.	36
9.2.2. Sincrofasor o fasor sincronizado.	36
9.2.3. Frecuencia y variación de frecuencia (ROCOF).	39
9.2.4. PMU (Phasor Measurement Unit).	40
9.3. Evaluación de las medidas.	41
9.3.1. Error total vectorial TVE (<i>Total Vector Error</i>).	41
9.3.2. Error de la medida de frecuencia (FE).	43
9.3.3. Error de la medida de la variación de frecuencia (RFE).	43
9.3.4. Tiempo de respuesta (<i>response time</i>).	43
9.3.5. Tiempo de retardo (<i>delay time</i>).	44
9.3.6. Latencia (<i>latency</i>) del reporte de la medidas.	45
9.3.7. Errores de medida y operacionales.	46
9.3.8. Tasa de reporte y estimación de sincrofasores.	46
9.4. Verificaciones de conformidad de las medidas.	47
9.4.1. Clases de desempeño.	47
9.4.2. Verificaciones de conformidad.	47
9.4.3. Referencias y condiciones de ensayo.	48
9.4.4. Conformidad de estado estable o estacionario.	48
9.4.5. Conformidad dinámica.	50
9.5. Algoritmos para estimación de sincrofasores.	57
9.5.1. Algoritmos y filtros. Modelo básico de referencia.	57
9.5.2. Filtro FIR y ventana móvil.	59
9.5.3. Artículos sobre algoritmos y filtros para estimación de sincrofasores.	61

9.6.	Sincronización horaria de los sincrofasores.	61
9.6.1.	Estampa de tiempo (<i>time tag</i>) de las medidas.	63
9.6.2.	GPS (<i>Global Positioning System</i>).	65
9.6.3.	IRIG e IEEE 1588 (IEC 61588).	65
9.7.	Transferencia de datos. IEEE C37.118.2-2011.	68
9.7.1.	Red de sincrofasores.	68
9.7.2.	Formato de comunicación.	69
9.7.3.	Retardo (<i>delay</i>) en la comunicación.	70
9.7.4.	Mapeo de la comunicación de sincrofasores.	71
9.7.5.	Ancho de banda de la comunicación.	72
10.	Funciones de protección sistémica usadas en esta tesis.	73
10.1.	Descripción de las funciones PSD, OOST y OOSD.	73
10.1.1.	Características generales.	73
10.1.2.	Detector de oscilaciones de potencia (PSD).	76
10.1.3.	Detector predictivo de pérdida de sincronismo (OOST).	84
10.1.4.	Detector de pérdida de sincronismo (OOSD).	86
10.1.5.	Combinación de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.	90
10.2.	Análisis cualitativo de la estabilidad transitoria, vista en los planos $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$	92
10.2.1.	Características cualitativas de los tres planos $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$	92
11.	El sistema eléctrico de potencia uruguayo.	110
11.1.	Características.	110
11.2.	Modelado para su simulación.	112
12.	Estudios realizados sobre la red uruguaya modelada.	113
12.1.	Definición del problema estudiado.	113
12.2.	Simulación de sincrofasores con el programa TSAT y tratamiento de los resultados con MATLAB.	114
12.2.1.	Tasa usada de reporte de sincrofasores.	114
12.2.2.	Simulación de sincrofasores en TSAT.	115
12.2.3.	Procesamiento posterior a las simulaciones en TSAT, previo a usar los resultados en MATLAB.	116
12.2.4.	Consideraciones sobre los valores posteriores a una modificación en el sistema eléctrico.	117
12.3.	Estudios y simulaciones realizados.	118
12.3.1.	Tiempo crítico de despeje de faltas (CCT).	119
12.3.2.	Conjunto de contingencias simuladas en distintos escenarios y configuraciones.	120
12.3.3.	Grupos de generadores coherentes.	120
12.3.4.	Pre-procesamiento de los resultados de las contingencias del capítulo 12.3.2.	121
12.3.5.	Simulación en MATLAB de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.	122
12.3.6.	Resultados.	126
12.3.7.	Tiempos de operación de la combinación de los algoritmos.	137
12.3.8.	Disparo de carga, evaluación del comportamiento y comparación de resultados.	138
12.3.9.	Error en el ángulo de fase debido a la variación de frecuencia.	142
12.3.10.	Errores según la norma IEEE C37.118.1-2011.	143
12.3.11.	Régimen post-perturbación y recomposición del sistema eléctrico (sincronización de islas).	145
13.	Conclusiones y trabajos futuros.	150
13.1.	Conclusiones.	150
13.2.	Posibles trabajos futuros.	150
A.	Apéndice. Alternativas de disparo de carga.	152
A.1.	El Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica uruguayo.	152
A.2.	Disparo de carga según el capítulo 12.3.8 (430MVA).	153
A.3.	Disparo de carga para que la frecuencia de régimen post-perturbación sea 49.8Hz.	155
B.	Apéndice. Artículo en revisión para posible publicación.	157
	Referencias bibliográficas.	167

1. Resumen.

El sistema eléctrico uruguayo se puede describir como dos áreas interconectadas por dos líneas de 500kV y algunas líneas débiles de 150kV.

La motivación de esta tesis son las ocurrencias reales de la apertura de ambas líneas de 500kV, que conduce al sistema a grandes cortes de energía eléctrica incluyendo la zona crítica de la capital del país.

Esta tesis investiga un esquema de protección sistémica (WAP o SPS) para la separación controlada en islas del sistema uruguayo y el disparo de carga para evitar esos cortes de energía, basado en la medida remota y local de sincrofasores de tensión mediante PMU y las funciones de WAP llamadas PSD y OOST que usan la derivada primera (deslizamiento) y la derivada segunda (aceleración) del ángulo de fase relativo entre las tensiones remota y local.

También explora el comportamiento de las oscilaciones de potencia e inestabilidades en el plano aceleración-deslizamiento y las razones por las que la combinación de los algoritmos PSD y OOST detecta anticipadamente inestabilidad o pérdida de sincronismo.

La investigación se basa en estudios exhaustivos de estabilidad transitoria usando modelos dinámicos reales.

El esquema de WAP analizado en esta tesis es hábil y beneficioso para la detección de la contingencia estudiada, así como actuando en consecuencia.

En términos de la cantidad de carga que es necesario disparar para mantener la integridad del sistema, la rápida estrategia PSD-OOST ahorra 30% comparando con la estrategia actual que no separa al sistema en isla, y ahorra 15% comparando con otra estrategia WAP que usa solamente medidas y acciones locales para la separación en isla y el disparo de carga.

2. Palabras clave.

Estabilidad transitoria, oscilación de potencia, pérdida de sincronismo, PMU, RAS, separación controlada en isla, simulación dinámica, sincrofasor, SIPS, SPS, WAMPAC, WAP.

3. Abstract.

The Uruguayan power system can be described as two areas interconnected by two 500kV lines and a few weak 150kV lines.

The motivation of this thesis are actual occurrences where both 500kV lines are tripped leading the system to widespread blackouts including the critical area of the nation's capital district.

This thesis researches a Wide Area Protection (WAP or SPS) scheme for controlled islanding of the Uruguayan network and load shedding to avoid those blackouts, based on local and remote voltage synchrophasor measurements through Phasor Measurement Unit (PMU) and WAP functions called PSD and OOST that use the first derivative (slip) and second derivative (acceleration) of the phase angle difference between remote and local voltages.

It also explores the behavior of power swings and instabilities in the acceleration-slip plane and the reasons why PSD and OOST algorithms combination detects instability or out-of-step in advance.

The investigation is based on comprehensive transient stability studies using actual dynamical models.

The WAP scheme analyzed in this thesis is skillful and profitable detecting the contingency under study and acting in consequence.

In terms of the load shedding amount necessary to maintain system integrity, the fast PSD and OOST WAP strategy saves 30% compared to the actual WAP strategy without islanding, and saves 15% compared to another WAP strategy that only uses local measurements and actions for islanding and load shedding.

4. Keywords.

Controlled islanding, dynamic simulation, out-of-step, PMU, power swing, RAS, SIPS, SPS, synchrophasor, transient stability, WAMPAC, WAP.

5. Introducción.

En un sistema eléctrico de potencia sometido a grandes perturbaciones son necesarias acciones de Protección Sistemática (Wide-Area Protection o WAP, System Protection Scheme o SPS) tales como el disparo de carga, el disparo de generación y la separación en islas de forma controlada, acciones que deben ser rápidas, precisas y confiables.

Esta tesis profundiza en una forma concreta de Protección Sistemática ante inestabilidad transitoria y oscilaciones de potencia inestables basada en el uso de sincrofasores y estudia su posible aplicación para separar en islas el sistema eléctrico de potencia uruguayo.

El método de WAP estudiado, patentado por Armando Guzmán-Casillas de Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b] utiliza novedosos algoritmos basados en sincrofasores llamados OOST (Predictive Out-of-Step Tripping) y PSD (Power Swing Detection) que utilizan para su operación el deslizamiento (velocidad de variación) y la aceleración (derivada del deslizamiento) de la fase relativa entre dos tensiones medidas.

Se analizan las características del plano aceleración-velocidad en que se desarrollan los algoritmos PSD y OOST, cómo se comportan distintos tipos de oscilaciones en dicho plano y se estudian las razones por las que el algoritmo OOST es útil y en qué sentido es predictivo.

Se estudia la aplicación de dichos algoritmos al sistema eléctrico uruguayo. Éste consta de dos grandes áreas, la Norte y la Sur, interconectadas por dos líneas de 500 kV y algunas líneas débiles de 150 kV. Mientras que las interconexiones internacionales y la mayoría de la generación (hidroeléctrica fundamentalmente) están en el norte, la mayoría de la carga y varios generadores térmicos se encuentran en el sur. La desconexión de ambas líneas de 500 kV es una de las contingencias más severas en el sistema y de no existir alguna acción de protección sistemática desencadenaría oscilaciones de potencia inestables que llevarían a un corte total de energía eléctrica en el sur, donde reside el 80% de la demanda.

La detección de oscilaciones inestables con los algoritmos PSD y OOST se aplica en esta tesis midiendo la fase de los sincrofasores de las tensiones directas en las barras de las subestaciones a las que se conecta una de las líneas de 500 kV que une el norte y el sur.

Se analizan en el plano aceleración-deslizamiento diversos patrones de oscilación en diversos escenarios para evaluar el desempeño de la combinación de los algoritmos PSD y OOST en la detección y predicción de oscilaciones inestables que se producen cuando se separa a nivel de 500kV la zona Sur de la Norte.

Las investigaciones se desarrollaron mediante estudios exhaustivos de estabilidad transitoria usando modelos dinámicos reales para simular el comportamiento del sistema eléctrico y de las PMUs.

El desarrollo de la tesis de maestría contó con el apoyo económico del Proyecto 003/08 CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, Brazil) - UdelaR (Universidad de la Republica, Uruguay).

El desarrollo de la maestría contó con el apoyo económico del Programa de Desarrollo Tecnológico (PDT) de la Dirección de Innovación, Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (DICyT) para el Proyecto PDT 47/05 “Estudios de estabilidad de escenarios a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo” [Giusto, Monzón, Artenstein, Sena, Franco, 2008].

5.1. Organización de la tesis.

En el capítulo 6 se listan las siglas y abreviaturas usadas.

En el capítulo 7 se describen los conceptos estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia, oscilaciones de potencia y la protección asociada.

En el capítulo 8 se aborda la protección sistémica de los sistemas de potencia

En el capítulo 9 se analizan los conceptos fundamentales sobre sincrofasores y PMUs.

En el capítulo 10 se describen y analizan las funciones de protección sistémica PSD, OOST y OOSD estudiadas en esta tesis.

En el capítulo 11 se describe el sistema eléctrico uruguayo y se menciona su modelado para los estudios de estabilidad transitoria.

En el capítulo 12 se muestran los estudios realizados sobre la red uruguayana simulada aplicado los algoritmos PSD, OOST y OOSD.

En el capítulo 13 se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

6. Glosario de siglas y abreviaturas.

CCT	<i>Critical Clearing Time</i> (tiempo crítico de despeje de faltas).
DC	<i>Data Concentrator.</i>
DFR	<i>Digital Fault Recorder.</i>
DFT	<i>Direct Fourier Transform</i> (Transformada Discreta de Fourier).
DSATools	<i>Dynamic Security Assessment Software, Powertech Labs Inc.</i> (incluye las aplicaciones PSAT, SSAT y TSAT).
FE	<i>Frequency Measurement Error.</i>
FIR	<i>Finite Impulse Response filter.</i>
GPS	<i>Global Positioning System.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
IP	<i>Internet Protocol.</i>
IRIG	<i>Inter Range Instrumentation Group.</i>
MATLAB	Programa de <i>The MathWorks, Inc.</i>
MA5	Subestación de 500kV Montevideo A.
MB5	Subestación de 500kV Montevideo B.
NASPI	<i>North American SynchroPhasor Initiative</i>
OMIB	<i>One Machine Infinite Bus</i> (Máquina - bus infinito).
OOSD	<i>Out-Of-Step Detection.</i>
OOSDv	Variante del algoritmo OOSD.
OOST	<i>Predictive Out-Of-Step Tripping.</i>
OST	<i>Out of Step Tripping</i> (disparo por oscilación de potencia).
PA5	Subestación de 500kV Palmar.
PDC	<i>Phasor Data Concentrator.</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit.</i>
PSAT	<i>PowerFlow & Short Circuit Assessment Tool, Powertech Labs Inc.</i>
PSB	<i>Power Swing Blocking</i> (Bloqueo por oscilación de potencia).
PSD	<i>Power Swing Detection.</i>
RAS	<i>Remedial Action Scheme.</i>
RFE	<i>ROCOF Measurement Error.</i>
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency.</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator.</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i>
SCV	<i>Swing Center Voltage</i> (Voltaje del centro de oscilación o centro eléctrico).
SIN	Sistema Interconectado Nacional (Sistema de Trasmisión).
SIPS	<i>System Integrity Protection Scheme.</i>

SPS	<i>System Protection Scheme.</i>
SSAT	<i>Small Signal Analysis Tool, Powertech Labs Inc.</i>
SVP	<i>Synchrophasor Vector Processor.</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol.</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion (Distorsión Armónica Total).</i>
TSAT	<i>Transient Security Assessment Tool, Powertech Labs Inc.</i>
TVE	<i>Total Vector Error.</i>
UDP	<i>User Datagram Protocol.</i>
UTC	<i>Coordinated Universal Time.</i>
WAM	<i>Wide Area Measurement.</i>
WAMPAC	<i>Wide Area Monitoring Protection and Control.</i>
WAP	<i>Wide Area Protection.</i>

7. Estabilidad transitoria y oscilaciones de potencia.

Este capítulo tiene en su desarrollo cuatro referencias bibliográficas fundamentales [Kundur, 1994], [CIGRE WG C4.601, 2007], [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003], [IEEE PSRC WG D6, 2005].

7.1. Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es la propiedad que le permite permanecer operando en estado de equilibrio en condiciones de operación normal y que le permite luego de ser sometido a una perturbación recuperar un estado de equilibrio aceptable.

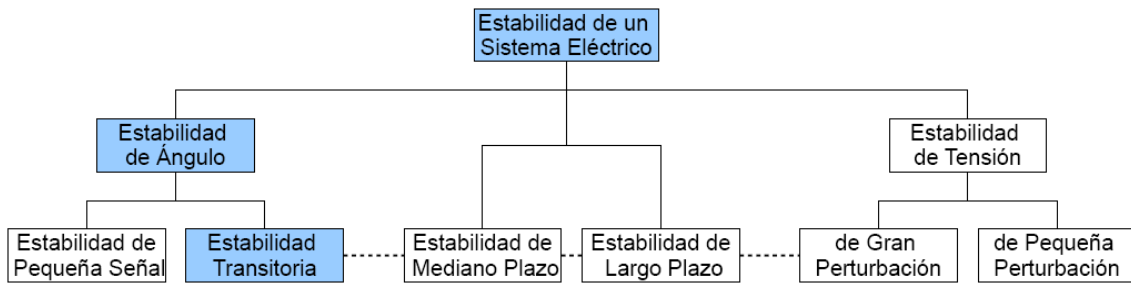
Un sistema de potencia en equilibrio o régimen estacionario opera muy cerca de su frecuencia nominal por ejemplo en un entorno $(1 \pm 0.5\%)f_N$ y las tensiones de las diferentes barras están cerca de la tensión nominal por ejemplo en un entorno de $(1 \pm 5\%)U_N$ hasta $(1 \pm 10\%)U_N$ dependiendo del nivel de tensión y si es en régimen N o N-1.

La estabilidad de un sistema eléctrico es un solo hecho. Aunque ello nunca debe perderse de vista, el estudio de la estabilidad no se aborda como un único problema ya que sería inviable por su complejidad.

Como la inestabilidad toma diferentes formas y depende de diversos factores, la estabilidad se puede clasificar en distintas categorías o tipos. Esto se realiza para: facilitar el análisis, identificar los principales factores que contribuyen a la inestabilidad y determinar las formas para mejorar la estabilidad.

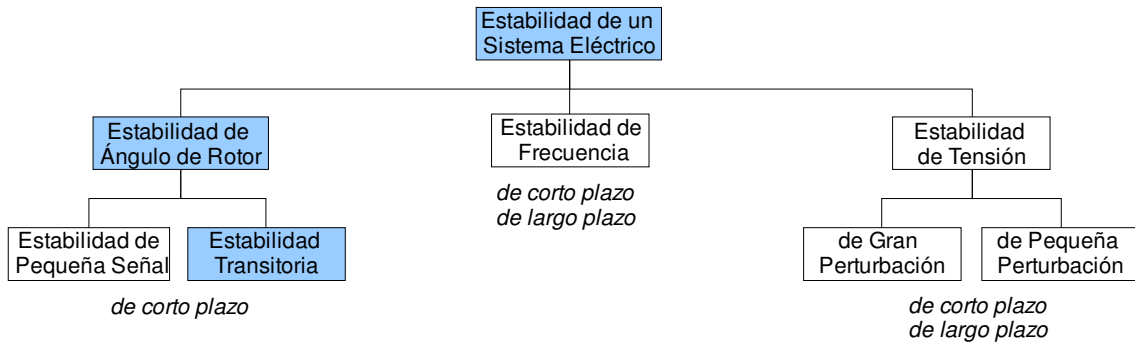
Para la clasificación en tipos de estabilidad, se toman en cuenta aspectos como: la naturaleza física de la inestabilidad, el “tamaño” de la perturbación o contingencia, el período de tiempo a considerar, los equipos y procesos involucrados y el método más apropiado de cálculo y predicción de la estabilidad o inestabilidad.

La clasificación en distintos tipos de estabilidad no tiene necesariamente fronteras rigurosas y a veces las clases se superponen. Por ejemplo se solapan la estabilidad transitoria, la de mediano y la de largo plazo, ya que las tres usan técnicas similares para estudiar la respuesta no lineal en el dominio del tiempo de los sistemas ante grandes perturbaciones.



F 1. Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico [Kundur, 1994].

Otra posible clasificación de estabilidad es la siguiente.



F 2. Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico [CIGRE WG C4.601, 2007].

7.2. Estabilidad transitoria.

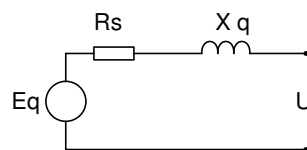
Un requerimiento para que un sistema eléctrico sea estable es que opere en sincronismo. Esta es la estabilidad de ángulo.

Para que el sistema eléctrico esté en sincronismo los rotores de sus generadores síncronos deben estar en sincronismo o sea girando a la misma velocidad, lo que está directamente vinculado a la frecuencia eléctrica en el sistema ya que en un generador síncrono el campo magnético del rotor induce en los bobinados trifásicos del estator la tensión alterna generada.

Este aspecto de la estabilidad se relaciona entonces con la electrodinámica del sistema y sus generadores, la dinámica del ángulo de sus rotores y la relación potencia-ángulo. Dentro de la estabilidad de ángulo es la llamada estabilidad transitoria ante grandes perturbaciones, como se muestra en las figuras F 1 y F 2.

Debido a la relación antedicha de la frecuencia de la red eléctrica y la velocidad de giro de los rotores de los generadores, el ángulo de los rotores de los generadores síncronos y la fase de su tensión de salida guardan relación.

Por ejemplo en el modelo en régimen estacionario balanceado de un generador síncrono que tiene el siguiente equivalente Thévenin

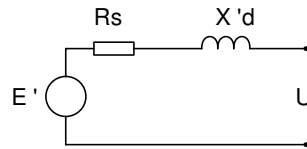


F 3. Modelo en régimen estacionario balanceado de un generador síncrono.

la fase de la tensión E_q coincide con el ángulo del rotor (posición de su eje q).

X_q es la reactancia síncrona de eje en cuadratura, U es la tensión directa a la salida del generador y E_q es la tensión detrás de la reactancia síncrona de eje en cuadratura que está sobre el eje q del rotor y R_s la resistencia del bobinado estatórico.

En régimen transitorio balanceado el modelo de un generador con el siguiente equivalente Thévenin



F 4. Modelo en régimen transitorio balanceado de un generador síncrono.

es una aproximación suficientemente precisa usada por programas de simulación para estudios de estabilidad transitoria, en que la fase de la tensión detrás de la reactancia transitoria de eje directo E' (barra ficticia “interna” al generador) se usa como una aproximación del ángulo del rotor, más allá de que E' no es estrictamente colineal con el eje q del rotor. $X'd$ es la reactancia transitoria de eje directo.

Entonces en un generador síncrono a veces se utiliza indistintamente como una aproximación del ángulo del rotor el ángulo de la tensión de secuencia positiva o tensión directa E' e inclusive el ángulo de la propia tensión de salida U (que introduce más error).

En general se usan ángulos relativos a referenciales de velocidad ω_0 o frecuencia f_0 nominales.

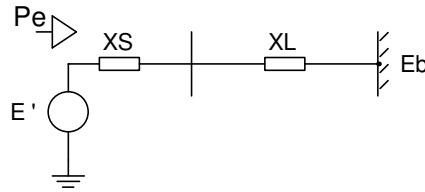
La inestabilidad transitoria se da cuando como consecuencia de una perturbación importante un generador o un grupo de generadores no logra mantener acotado el ángulo relativo de sus rotores respecto de los rotores del resto de los generadores del sistema. En ese caso se dice que el o los generadores pierdan su “paso polar”.

7.3. Ecuación de oscilación o de swing de un sistema eléctrico.

Un aspecto importante en la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos es la relación no lineal entre el intercambio de potencia activa y la posición angular de los rotores de los generadores síncronos.

En régimen estable, en un sistema eléctrico de potencia existe un balance entre la potencia activa generada (generación) o potencia mecánica P_m y la potencia activa consumida (carga) P_e en cada generador, o sea $P_m = P_e$ y estos balances de potencia definen los valores de los ángulos de los rotores de los generadores como se verá a continuación.

El modelo más sencillo de sistema eléctrico de potencia es el de máquina – bus infinito u OMIB (*One Machine Infinite Bus*).



F 5. Modelo máquina – bus infinito de un sistema de potencia.

El bus infinito tiene amplitud de tensión E_b , frecuencia f_0 (velocidad angular ω_0) y defasaje $\delta_0 = 0$ constantes. Se asume que las dos tensiones E' y E_b tienen amplitud constante.

La ecuación de *swing* del sistema máquina – bus infinito es

$$\boxed{\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} + \frac{K_D}{\omega_0} \omega = P_m - P_e} \quad \frac{d\delta}{dt} = \omega \quad P_e = P_{mx} \sin \delta \quad P_{mx} = \frac{E' \cdot E_b}{X_{total}} = \text{constante}$$

$P_m = \text{potencia mecánica del generador [pu]}$

$P_e = \text{potencia eléctrica entregada por el generador a la red [pu]}$

$H = \text{constante de inercia [MWS / MVA]}$

$\delta = \text{ángulo del rotor [radianes eléctricos]} \quad E' \angle \delta$

$\omega = \omega_r - \omega_0 = \text{velocidad relativa del rotor del generador [radianes eléctricos / s]}$

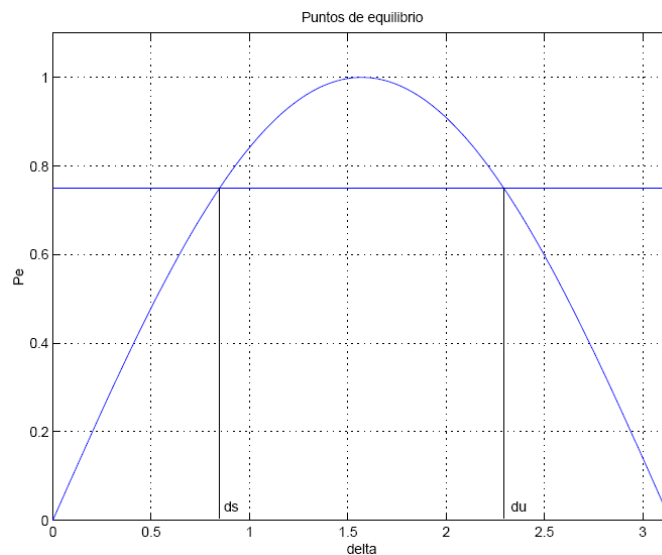
$\omega_0 = \text{velocidad nominal [radianes eléctricos / s] del bus infinito}$

$K_D = \text{factor de amortiguación [torque pu / velocidad pu]}$

$t = \text{tiempo [s]}$

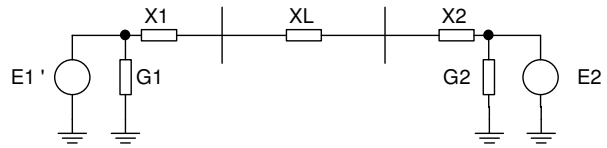
En equilibrio: $\omega_r = \omega_0 \Rightarrow \omega = 0 \Rightarrow \frac{d\omega}{dt} = 0 \Rightarrow \boxed{P_m = P_e} \text{ (balance de potencias)}$

como ya se mencionó $\Rightarrow \boxed{\delta = \delta_s}$ como se muestra en la siguiente figura



F 6. Potencia eléctrica y mecánica del generador. Puntos de equilibrio estable e inestable.

Para un sistema de dos máquinas



F 7. Modelo de dos máquinas de un sistema de potencia.

también vale una ecuación de *swing* similar a la anterior en que δ es el ángulo relativo del rotor del generador 1 respecto del 2 ($\delta = \delta_1 - \delta_2$, $E_1' \langle \delta_1$, $E_2' \langle \delta_2$)

Para el caso de múltiples generadores sincrónicos en un sistema eléctrico, con simplificaciones adecuadas, la dinámica del sistema queda representada con ecuaciones de similar forma que la ecuación de *swing* para el modelo máquina – bus infinito. [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003]

En estos casos multimáquina, sumando las ecuaciones de *swing* de los generadores individuales, se puede definir un centro de inercia de los rotores (G), su ángulo δ_G y velocidad angular ω_G .

$$M_T \frac{d\omega_G}{dt} + \sum_{i=1}^n \frac{K_D}{\omega_0} \omega_i = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n P_{ei}$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n \frac{2H_i}{\omega_0} \quad \delta_G = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n \frac{2H_i}{\omega_0} \delta_i \quad \omega_G = \frac{d\delta_G}{dt}$$

Los generadores “eléctricamente cercanos” se pueden agrupar con este criterio ya que se comportan de manera parecida; entonces cada grupo A de generadores “coherentes” puede ser considerado como un único gran generador. [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003]

$$M_A \frac{d\omega_A}{dt} + \frac{K_D}{\omega_0} \omega_A = P_{mA} - P_{eA}$$

$$M_A = \sum_{j \in A} \frac{2H_j}{\omega_0} = \frac{2H_A}{\omega_0} \quad K_D = \sum_{j \in A} K_{Dj} \quad \delta_A = \frac{1}{M_A} \sum_{j \in A} \frac{2H_j}{\omega_0} \delta_j \quad \omega_A = \frac{d\delta_A}{dt}$$

P_{eA} es el intercambio de potencias eléctricas de los generadores del grupo A con cada máquina de fuera de A y con la carga en “bornes” de A , asumiendo una red sin pérdidas.

P_{mA} es la potencia mecánica de todos los generadores de grupo A .

Para el estudio de la estabilidad transitoria interesa el comportamiento de los ángulos δ_j , por lo que en la ecuación anterior recuadrada interesa el comportamiento del ángulo δ_A ($\omega_A = d\delta_A/dt$).

7.4. Oscilaciones de potencia.

Dada la relación ya vista entre el intercambio de potencia activa y la posición angular de los rotores de los generadores síncronos, la estabilidad transitoria está directamente vinculada con las oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico y viceversa.

En operación normal del sistema eléctrico cualquier cambio en la potencia generada, potencia demanda, cambios de configuración del sistema de potencia, etc. causan cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila de forma estable hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga. Estos cambios ocurren permanentemente y son compensados por los sistemas de control.

También puede suceder que no se llegue a un nuevo punto de equilibrio o que las oscilaciones no se amortigüen en un tiempo aceptable.

Perturbaciones que causan oscilaciones de potencia pueden ser:

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

Estas perturbaciones resultan en cambios repentinos en la potencia eléctrica, mientras que las potencias mecánicas que impulsan los rotores de los generadores se mantienen inicialmente constantes.

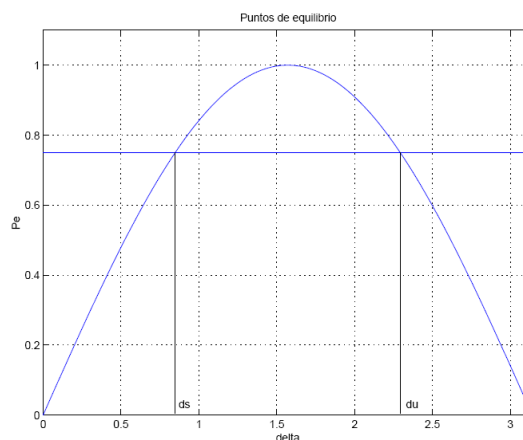
Dependiendo de la perturbación, la configuración de la red eléctrica y la acción de los controladores las oscilaciones pueden ser estables o inestables. Los sistemas de control de los generadores y los recursos estabilizantes actúan para amortiguar las oscilaciones y que sean estables.

Las oscilaciones de potencia estables se van amortiguando y el sistema de potencia llega transcurrido cierto tiempo a un estado de equilibrio.

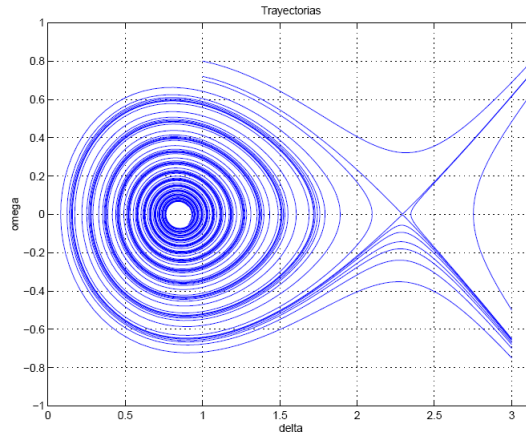
Son conocidas y muy usadas en el estudio de estabilidad transitoria las gráficas

- Potencia – ángulo relativo o $P(\delta)$ (figura F 8, repetición de la figura F 6),
- Velocidad relativa – ángulo relativo o $\dot{\delta} = \varpi(\delta)$ (figura F 9),
- Ángulo – tiempo o $\delta(t)$ (figura F 10),

que se muestran a continuación (figuras usadas con permiso de sus autores [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003]).

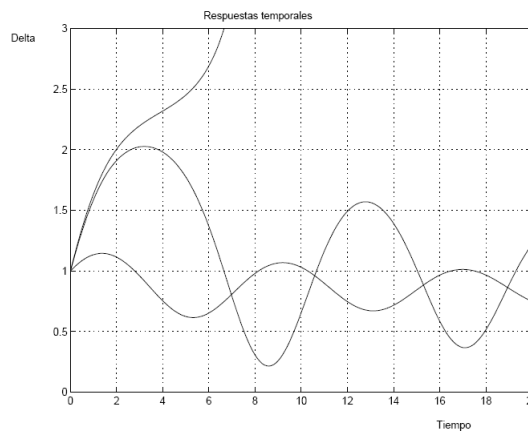


F 8. Potencia eléctrica y mecánica del generador. Puntos de equilibrio estable e inestable.



F 9. Gráfica velocidad-ángulo de oscilaciones estables e inestables.

Nótese la ubicación de los ángulos de equilibrio estable δ_s e inestable δ_U en las figuras F 8 y F 9. Se ve en la figura F 9 que las oscilaciones estables rodean al punto $(0, \delta_s)$ de equilibrio estable acercándose a él; y que si una trayectoria en un instante supera δ_U ($\delta > \delta_U$) se produce la pérdida de paso polar en que el sistema no vuelve a δ_s sino que sigue creciendo δ .



F 10. Gráfica ángulo-tiempo de oscilaciones estables e inestables.

Por ejemplo si se considera un sistema eléctrico mallado en que en régimen los ángulos relativos δ_s de los rotores de los generadores son menores o iguales a 60° , cuando oscilan entre si no superan la cota δ_U de por ejemplo los 120° entre si en los peores momentos de un oscilación estable y la oscilación se va amortiguando hasta estabilizarse en valores aceptables por debajo de los 90° (el máximo de la figura F 8). En las oscilaciones de potencia inestables los rotores de algún o algunos generadores superan δ_U respecto de otros, por lo que ocurre la “pérdida de sincronismo” o “pérdida de paso polar” de esos generadores respecto del resto, en que el ángulo de sus rotores seguirán creciendo pasando por los 180° y seguirá creciendo hasta superar los 360° (o sea 0° nuevamente), comenzando una nueva oscilación tal vez nuevamente inestable.

7.4.1. Critical Clearing Time (CCT).

En estabilidad transitoria se define CCT (*Critical Clearing Time* o *Critical Fault-Clearing Time* o Tiempo Crítico de Despeje de Faltas) como el mayor tiempo en

despejar una falta (cortocircuito) para el cual los generadores continuarán en sincronismo [Machowski et al., 2008].

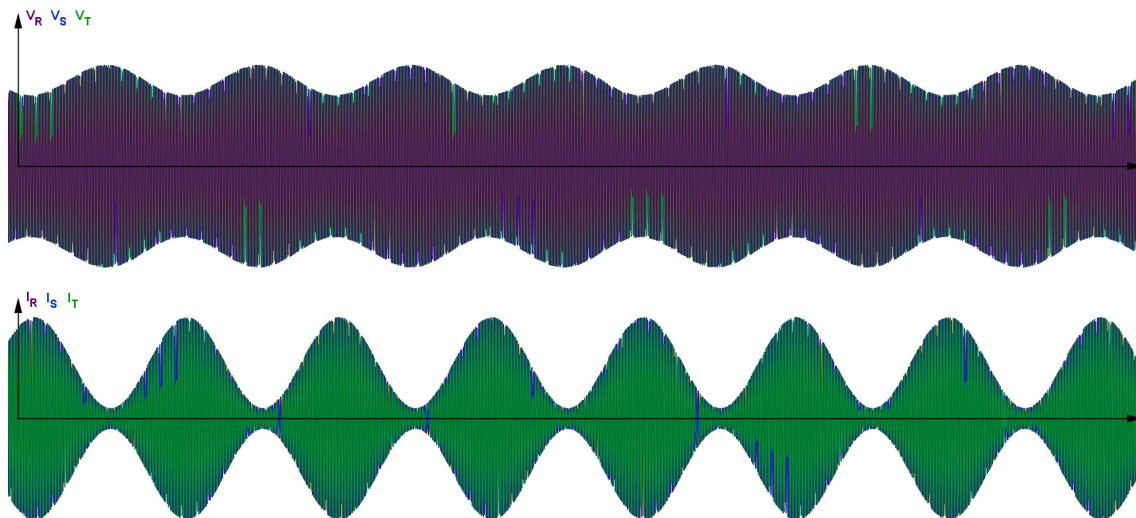
El CCT depende del tipo de falta y del lugar del sistema eléctrico en que se aplica la misma. Entonces un cortocircuito que dure un tiempo mayor al CCT producirá inestabilidad transitoria y la pérdida de paso polar o sincronismo de algún generador.

7.4.2. Oscilaciones de potencia vistas en corrientes y tensiones.

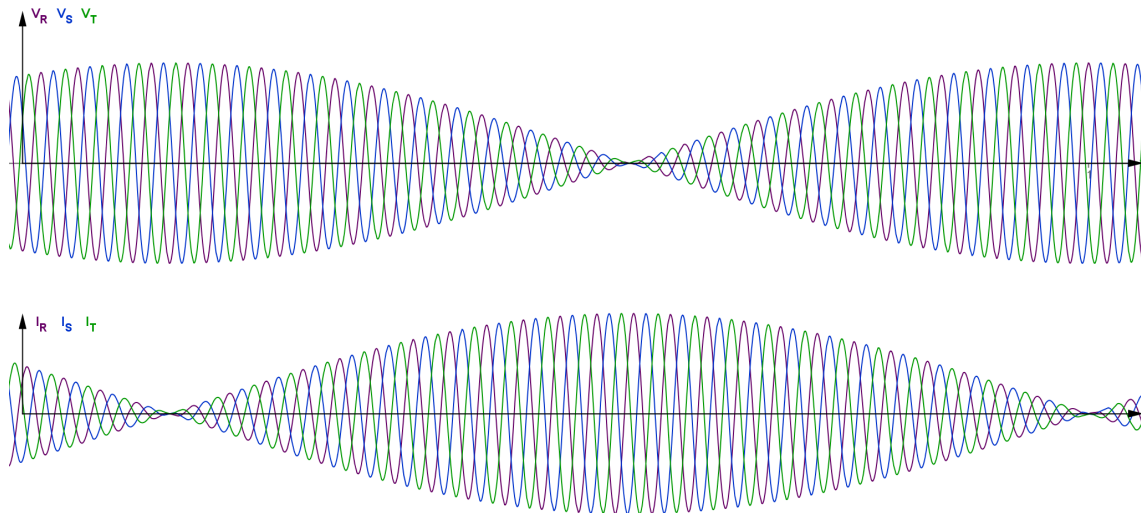
Las oscilaciones de potencia desde el punto de vista eléctrico son fundamentalmente fenómenos trifásicos equilibrados pues mecánicamente corresponden a las oscilaciones de los rotores de los generadores síncronos entre si, siendo sus estatores bobinados trifásicos, simétricos e idénticos.

Una característica importante de las oscilaciones de potencia es que son fenómenos lentos (con constantes de tiempo electromecánicas), por lo que se pueden diferenciar de los defectos o cortocircuitos trifásicos (que son rápidos, con constantes de tiempo eléctricas).

A continuación se muestran en las figuras F 11 y F 12 formas de onda de tensiones y corrientes en un determinado punto de un sistema eléctrico, durante oscilaciones de potencia. Se ve, por las envolventes de la amplitud de corrientes y tensiones, que la oscilación es trifásica equilibrada y que cuando la amplitud de las tensiones aumenta la de las corrientes disminuye y viceversa.



F 11. Oscilación de potencia vista en tensiones y corrientes.



F 12. Oscilación de potencia vista en tensiones y corrientes en el centro eléctrico.

Cuando el sistema eléctrico está equilibrado, las oscilaciones de potencia que ocurran en él también lo son. Éste es el caso de la mayoría de las oscilaciones de potencia de interés, las que ocurren luego de una perturbación eléctrica, como por ejemplo un cortocircuito equilibrado o desequilibrado.

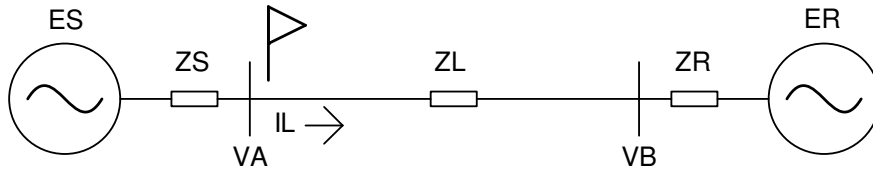
Pueden ocurrir oscilaciones de potencia eléctricamente desequilibradas por diversas razones. Por ejemplo una oscilación de potencia vista en una línea que en un extremo tiene el interruptor con un polo abierto. Otro ejemplo son las oscilaciones de potencia que pueden darse durante un cortocircuito. El desequilibrio de estas oscilaciones no es necesariamente visto en todos los puntos del sistema que perciben la oscilación.

7.4.3. Efecto de las oscilaciones de potencia en las funciones de protección.

Los relés, funciones y zonas de distancia, sobrecorriente, etc. que pueden operar durante una oscilación de potencia deben ser bloqueados temporalmente, pues de lo contrario operarían inadecuadamente e innecesariamente, e inclusive una oscilación estable podría llegar a convertirse en inestable.

7.4.3.1. Impedancia medida durante una oscilación de potencia. Diagrama General de Impedancia del Sistema.

Durante una oscilación de potencia, un relé de distancia puede detectar la oscilación como un defecto trifásico si la impedancia medida entra en su característica de operación. La operación indeseada de relés de distancia durante oscilaciones de potencia hace que salgan de servicio líneas de transmisión u otros componentes, debilitando el sistema eléctrico y aumentando la gravedad de la perturbación.



F 13. Sistema de dos máquinas o dos máquinas equivalentes.

Se considera un sistema de dos generadores interconectados por una línea (un sistema complejo puede reducirse a esto), como muestra la figura anterior, con las siguientes hipótesis:

- \bar{E}_S y \bar{E}_R son las tensiones detrás de las reactancias transitorias de eje directo de los generadores, según se vio en el capítulo 7.2.
- Las amplitudes de \bar{E}_S y \bar{E}_R son constantes durante el transitorio. El sistema puede proporcionar las potencias reactivas necesarias para mantener estas tensiones.
- Los ángulos (fases) de \bar{E}_S y \bar{E}_R son aproximadamente 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 .

Se calcula la impedancia medida por un relé de distancia ubicado en el extremo A de la línea A-B, indicado como un banderín en la figura F 13.

$$\bar{Z} = \frac{\bar{V}_A}{\bar{I}_L} = \frac{\bar{E}_S (\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R)}{\bar{E}_S - \bar{E}_R} - \bar{Z}_S$$

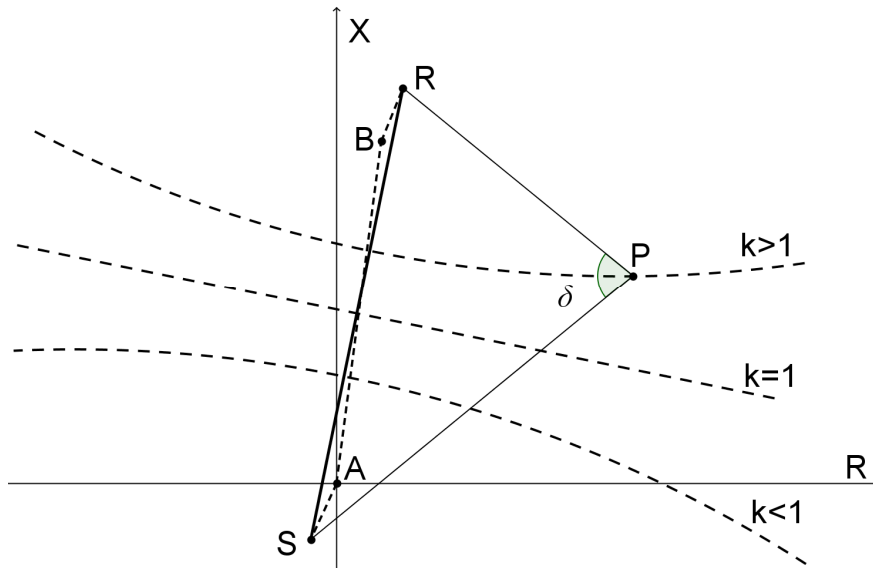
Se realiza un estudio de la impedancia vista \bar{Z} como función de la variable o parámetro δ (ángulo entre rotores o entre tensiones \bar{E}_S y \bar{E}_R).

$$\text{Sea } k = \left| \frac{\bar{E}_S}{\bar{E}_R} \right|.$$

El lugar geométrico de la trayectoria de la impedancia vista cumple la siguiente ecuación.

$$\bar{Z} = \frac{\bar{V}_A}{\bar{I}_L} = (\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R) \frac{k[(k - \cos \delta) - j \sin \delta]}{(k - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} - \bar{Z}_S$$

Es un círculo (para $k \neq 1$) o recta (para $k=1$) que corta al segmento de recta S-R en el Centro Eléctrico. Ver la siguiente figura F 14.



F 14. Plano de impedancia vista (diagrama general de impedancia) en que se muestra como varía el ángulo δ para distintas trayectorias de oscilaciones inestables (distintos k).

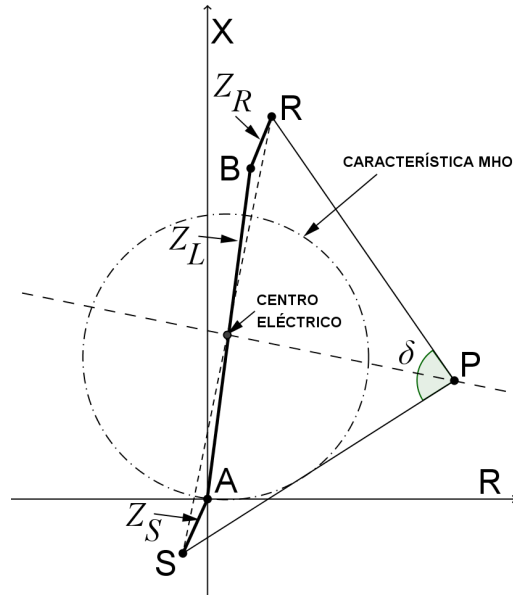
Para cualquier valor de k , se cumple: $\angle SPR = \delta$, siendo P cualquier punto del lugar geométrico de la impedancia vista $\bar{Z} = \bar{V}_A / \bar{I}_L$.

El centro eléctrico de un sistema representado por dos fuentes equivalentes es el punto donde la tensión es cero cuando el ángulo entre las dos fuentes es $\delta=180^\circ$. Ver la figura anterior F 14 y la figura F 12.

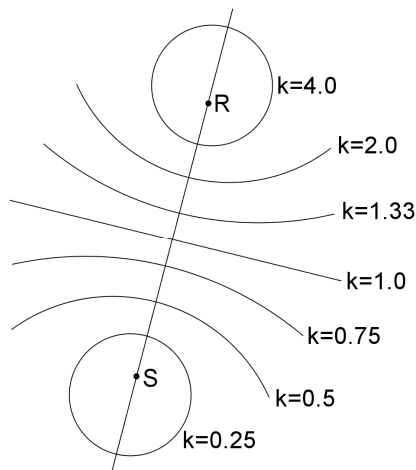
Para el caso particular en que las tensiones tienen igual amplitud ($k = |\bar{E}_S| / |\bar{E}_R| = 1$), la ecuación de la impedancia medida por el relé de distancia ubicado en la barra A se reduce a

$$\bar{Z} = \frac{\bar{V}_A}{\bar{I}_L} = \frac{(\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R)}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - \bar{Z}_S$$

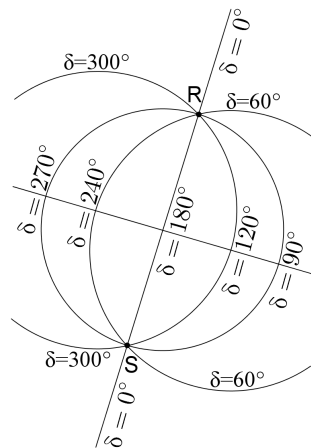
en que la trayectoria de la impedancia medida por el relé es una recta perpendicular al segmento de recta S-R en el centro eléctrico. En ese caso el centro eléctrico es el punto que corresponde a la mitad de la impedancia entre las dos fuentes. Ver la siguiente figura F 15.



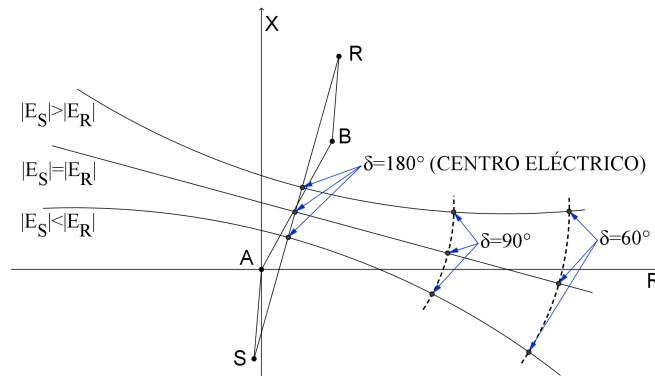
F 15. Plano de impedancia vista (diagrama general de impedancia) en que se muestra el ángulo δ y el centro eléctrico. Por definición cuando la trayectoria de la oscilación está en el centro eléctrico, sea cual sea el valor de k , se cumple $\delta = 180^\circ$ como se ve en las figuras F 18, F 14 y F 17.



F 16. Lugares geométricos para $k = cte$ y $\delta = parámetro$.



F 17. Lugares geométricos para $\delta = cte$ y $k = parámetro$.



F 18. Lugares geométricos para $k = parámetro$ y $\delta = parámetro$.

Las gráficas anteriores son llamadas “*General Impedance Chart*” o “*System Impedance Chart*” y fueron sugeridas y construidas por primera vez por A. J. McConnell [Clarke, 1950].

El concepto de usar diagramas de impedancia para estudiar relés de distancia y considerar la “recta de oscilación” del caso $k = \left| \frac{\bar{E}_S}{\bar{E}_R} \right| = 1$ fue desarrollado inicialmente por C. R. Mason y J. H. Neher y fue desarrollado y extendido posteriormente por otros autores entre los que se encuentra Edith Clarke [Kundur, 1994].

Entonces las gráficas anteriores también son llamadas más recientemente como “Diagrama de Clarke” por algunos autores [Guzmán et al., 2007].

Es fácil demostrar que las circunferencias del “Diagrama General de Impedancia” o “Diagrama de Clarke” que se muestran en las figuras F 14, F 16 y F 18 son “Circunferencias de Apolonio” (siendo P un punto cualquiera de una circunferencia, se cumple la relación $\frac{\overline{SP}}{\overline{RP}} = r$ constante).

Ni en las referencias bibliográficas ni en las búsquedas de información realizadas se han encontrado reseñas o menciones sobre este hecho.

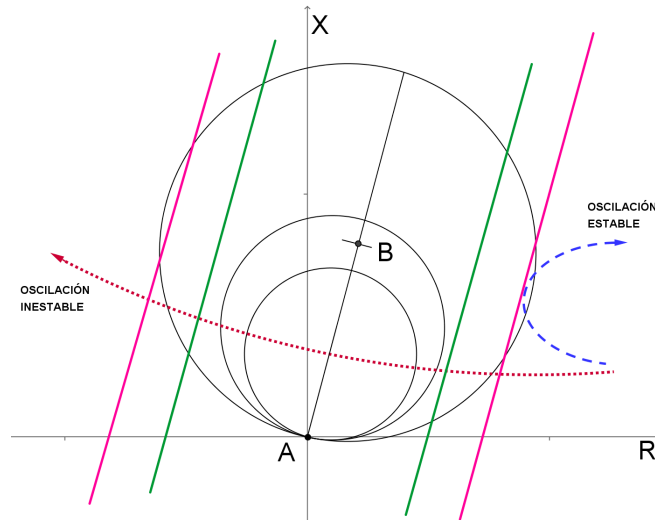
\overline{SP} es la impedancia vista por el generador S. $\overline{SP} = \bar{Z}_{V_S} = (\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R) \frac{\bar{E}_A}{\bar{E}_A - \bar{E}_B}$.

\overline{RP} es la impedancia vista por el generador R. $\overline{RP} = \bar{Z}_{V_R} = (\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R) \frac{-\bar{E}_B}{\bar{E}_A - \bar{E}_B}$.

Entonces operando: $r = \frac{|\overline{SP}|}{|\overline{RP}|} = \frac{|\bar{Z}_{V_S}|}{|\bar{Z}_{V_R}|} = \frac{|\bar{E}_A|}{|\bar{E}_B|} = k$ (queda demostrado).

Las rectas $r = k = 1$ son circunferencias de radio infinito.

Las oscilaciones de potencia vistas en el plano de impedancias se mueven mucho más lento que los cortocircuitos. Esta diferencia es generalmente aprovechada para caracterizar y detectar oscilaciones de potencia como se verá más adelante (capítulo 7.4.4).



F 19. Trayectorias de oscilaciones estables e inestables.

En el plano de impedancia vista medida en el punto A de la línea A-B, las oscilaciones estables parten de la zona de carga a la izquierda o la derecha del plano de impedancias (ver figura F 19) en que δ es relativamente pequeño y acotado (ver figura F 14) y desarrollan una trayectoria hacia la zona donde está la impedancia de la línea; el ángulo relativo δ aumenta hasta cierto punto y posteriormente δ decrece cambiando el sentido de la oscilación y en particular cambiando el signo de la variación de la resistencia vista. El sistema continúa oscilando, creciendo y decreciendo δ , pero cada vez con menor amplitud hasta estabilizarse en un punto de la zona de carga con un valor de δ estable relativamente pequeño.

Pero si en la oscilación el ángulo δ supera cierto valor la trayectoria ya no cambiará de sentido posteriormente. La oscilación es entonces inestable. La trayectoria continúa de derecha a izquierda o de izquierda a derecha, pasando por el centro eléctrico y recorriendo una característica circular o rectilínea como lo determinan las ecuaciones antes mencionada, reapareciendo por la derecha o la izquierda respectivamente (ver figuras F 18 y F 19).

7.4.4. Efectos de las oscilaciones de potencia sobre los generadores y el sistema eléctrico

Durante las oscilaciones de potencia ocurren picos equilibrados de corriente y tensión estatísticas como se mostró en las figuras F 11 y F 12, pares mecánicos pulsantes y posibles resonancias mecánicas que potencialmente pueden dañar los conjuntos turbina – generador.

Cuando durante una oscilación inestable de potencia se llega al centro eléctrico (defasaje máximo $\delta = 180^\circ$):

- las corrientes llegan al orden de las de cortocircuito pues el centro eléctrico es un punto de amplitud cero de la tensión (recordar que en un cortocircuito trifásico franco la tensión también es cero),

- la tensión en un interruptor que se intente abrir es de orden del doble de la de régimen, pues los generadores de la figura F 13 están en contrafase.

Las fluctuaciones de tensión pueden afectar a las cargas del sistema y a los servicios que brindan. En oscilaciones inestables se producen mínimos de tensión en cada oscilación como muestran las figuras F 11 y F 12. Las variaciones de tensión son mayores cerca del centro eléctrico pues en él cuando $\delta = 180^\circ$ la tensión se anula.

Ante oscilaciones de potencia inestables o se toman acciones sobre el sistema eléctrico o se puede llegar a su colapso.

7.4.5. Funciones de protección ante oscilaciones de potencia.

Hay dos funciones de protección asociadas a la oscilación de potencia: PSB y OST.

Estas funciones se denominan genéricamente como 68 (*blocking or “out-of-step” relay*) o a veces 78 (*phase-angle measuring relay*) según los códigos IEEE normalizados [IEEE C37.2-1996, 1996].

7.4.5.1. PSB: Bloqueo por oscilación de potencia (Power Swing Blocking).

Esta función diferencia entre una falta y una oscilación de potencia. O sea que es una función para detectar oscilaciones de potencia.

Típicamente se utiliza para bloquear las funciones de distancia (y otras de protección) durante las oscilaciones de potencia, evitando su disparo intempestivo indeseado. En caso contrario podrían disparar al confundir las oscilaciones de potencia con cortocircuitos en las líneas protegidas. Así mismo el bloqueo deber ser de tal forma que permita a las protecciones detectar y despejar las faltas que eventualmente ocurran durante una oscilación de potencia.

7.4.5.2. OST: Disparo por oscilación de potencia (Out-of-Step Tripping).

La función para detectar oscilaciones de potencia inestables es la llamada OST. Diferencia una oscilación estable de una inestable y permite disparar de manera controlada algunos elementos del sistema eléctrico para evitar el daño a los equipos y que los efectos de la perturbación se extiendan en el sistema.

De ser necesario la función OST puede incluir o trabajar en conjunto con una función del tipo OSB que detecte previamente la ocurrencia de la oscilación de potencia.

Durante oscilaciones de potencia inestables se deben tomar acciones (típicamente la apertura de interruptores) que modifiquen el sistema de potencia de manera de mitigar las oscilaciones inestables y llevar al sistema a una nueva situación aceptable de régimen.

Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos sistemas de potencia interconectados pierden sincronismo entre sí (ver figura F 13), deben separarse en forma rápida y automática para evitar daños en los equipamientos y apagones. Idealmente un sistema

debe separarse en determinados lugares formando “islas”, subsistemas o áreas coherentes independientes en que se mantenga el balance entre generación y carga en cada uno.

Cuando el sistema se separa en áreas no siempre se alcanza ese balance generación-carga en cada una de ellas. En estos casos se implementa un sistema de rechazo de carga (*load shedding*) o disparo de generación para lograr el equilibrio y evitar el apagón en esas áreas.

El disparo indebido de un interruptor o en un momento inapropiado durante una oscilación de potencia inestable puede causar daño al interruptor y otro equipamiento y contribuir al 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.

Si el interruptor a abrir (por ejemplo en el extremo A de la línea de interconexión de la figura F 13) no está fabricado para soportar las sobretensiones mencionadas en el capítulo 7.4.4 del orden del doble de la tensión de régimen, debe ser abierto de manera controlada cuando el ángulo δ sea suficientemente pequeño de manera que la tensión en el polo abierto sea soportada por éste.

En los generadores sincrónicos es necesario tener disponible una función de disparo por oscilación de potencia (OST). Si dicha función OST efectivamente saca de servicio o no al generador depende de los estudios de estabilidad del sistema eléctrico, ya que debe ser estudiado en qué puntos deben producirse disparos ante oscilaciones inestables de potencia, de manera de evitar el colapso del sistema y minimizar la cantidad de carga afectada.

Sin embargo a veces se habilita el OST de un generador sobre su interruptor de salida. Esta política apunta más a proteger al generador que al sistema.

7.4.5.3. Algoritmos para detección de oscilaciones de potencia y discriminación entre oscilaciones estables e inestables.

Hay diversos métodos para la detección de oscilaciones de potencia (PSB) y la detección de oscilaciones de potencia inestables (OST).

Este capítulo se basa fuertemente en la bibliografía [IEEE PSRC WG D6, 2005].

7.4.5.3.1. Métodos convencionales

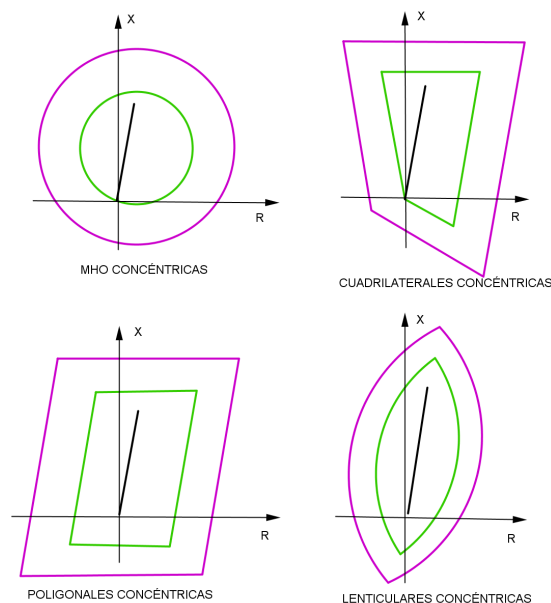
Los métodos convencionales asociados a la protección ante oscilaciones de potencia se basan en la medida de las magnitudes eléctricas corriente y tensión de las tres fases ya sea del estator de un generador o de un extremo de línea, para calcular generalmente la impedancia de secuencia positiva medida con bucles de fase de una función 68 o 78.

A continuación se mencionan algunos métodos clásicos o convencionales que en el plano de impedancia vista utilizan algunos de los siguientes hechos para su principio de funcionamiento:

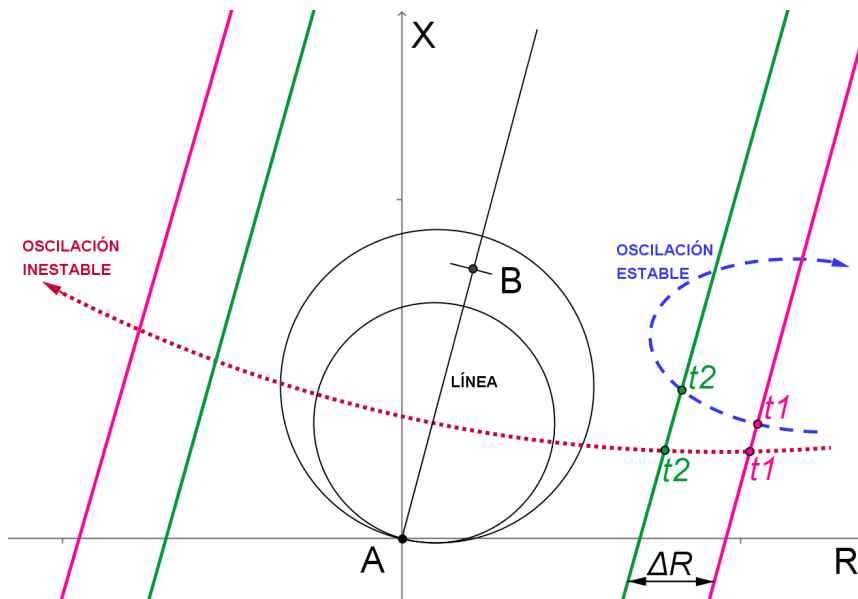
- Durante el régimen estacionario, la impedancia medida por una función de distancia es la impedancia de carga o de la transferencia de potencia.
- Al ocurrir una falta, la impedancia medida por el relé se mueve rápido desde su valor de carga hasta el valor de falta.
- Durante una oscilación de potencia, la impedancia medida se mueve lentamente.
- Las oscilaciones de potencia son típicamente trifásicas equilibradas (excepto en puntos donde hay una fase abierta o durante un cortocircuito desequilibrado).
- Durante una oscilación de potencia estable, la impedancia medida no cruza de derecha a izquierda del plano de impedancias o viceversa.
- Durante una oscilación de potencia inestable, la impedancia medida cruza de derecha a izquierda del plano de impedancias o viceversa.

Algunos valores posibles de la frecuencia o deslizamiento de las oscilaciones son del orden de 0.8 Hz para modos inter-área y 3 Hz para modos locales.

Los esquemas convencionales PSB utilizan la diferencia en la velocidad de variación de la impedancia vista o medida, para diferenciar entre una falta y una oscilación de potencia, como ya se mencionó en el capítulo 7.4.3.1 midiendo el tiempo Δt que tarda la impedancia vista en atravesar dos características concéntricas de impedancia o dos rectas paralelas a la impedancia de la línea (*blindings*) separadas una “distancia” ΔR . Ver las siguientes figuras.



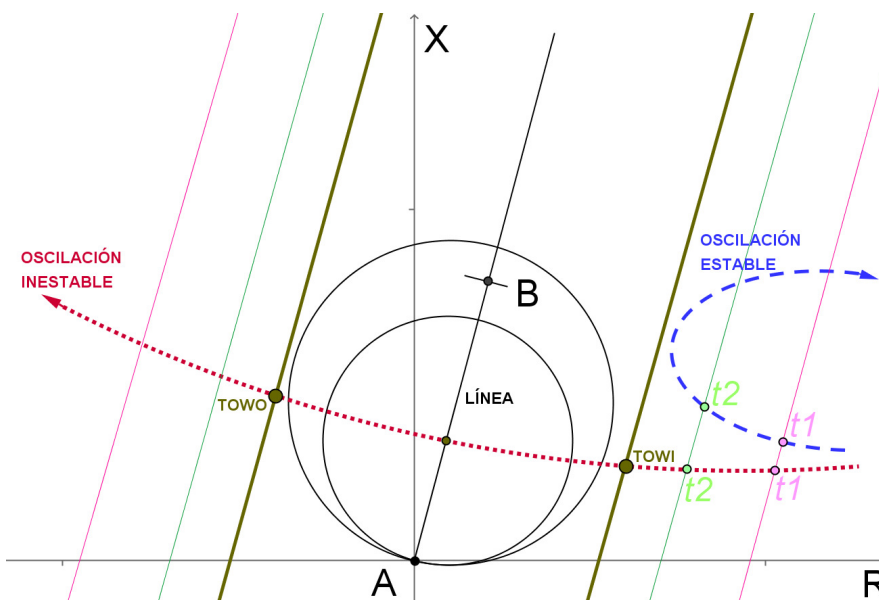
F 20. Diversas formas de funciones PSB en el plano de impedancias.



F 21. Funciones PSB para detección de oscilaciones de potencia.

Si ese tiempo $\Delta t = t2 - t1$ es mayor al ajustado ΔT en la protección se considera que es una oscilación de potencia; en caso contrario no, es un cortocircuito. Ver figura F 21.

Para el disparo ante oscilación de potencia inestable (OST) se puede usar un esquema con una sola característica (una característica cerrada o dos rectas como las de color marrón de la figura siguiente F 22), que al ser alcanzada de derecha a izquierda como muestra la figura o de izquierda a derecha, detecta que $|\delta|$ está creciendo y supera un valor a partir del cual se considera que la oscilación ya no puede ser estable.



F 22. Funciones OST para detección de oscilaciones de potencia inestables

Este esquema generalmente emite el disparo luego de que la oscilación ya ha pasado por el centro eléctrico ($\delta = 180^\circ$) y sale de la característica marrón de la figura anterior F 22 o sea cuando las tensiones están volviendo a ponerse en fase. Esto garantiza que el interruptor disparado abrirá pues la tensión a ambos lados de él es aceptable y está

decreciendo, pues $|\delta|$ está decreciendo. O sea que dispara cuando la impedancia vista sale de dentro de la zona encerrada por la característica. A esta estrategia se la llama *trip-on-way-out* (TOWO).

Algunas veces es posible disparar en el ingreso a la característica de la función OST, estrategia llamada *trip-on-way-in* (TOWI). Ver figura anterior F 22. Como la tensión a ambos lados del interruptor es aceptable pero está creciendo pues $|\delta|$ está aumentando, esta estrategia requiere o garantizar que el interruptor abrirá rápidamente o que soporta abrir tensiones del orden del doble de la de régimen.

Ajustar precisamente las funciones PSB y OST de oscilación de potencia no es sencillo y se requieren profundos estudios de la estabilidad transitoria del sistema de potencia concreto en sus posibles escenarios, configuraciones, causas y tipos de transitorios.

Las impedancias de fuente dependen de las posibles configuraciones del sistema, y además pueden variar fuertemente durante grandes perturbaciones en que las funciones de oscilación de potencia deben cumplir su rol correctamente (bloqueo y disparo). Y en principio la impedancia total del sistema $(\bar{Z}_S + \bar{Z}_L + \bar{Z}_R)$ (ver figura F 15) además de ser cambiante a priori no es conocida con precisión.

Pero es posible simplificar el cálculo del ajuste de estas funciones [Mooney and Fischer, 2005], asumiendo que la frecuencia máxima $f_{O\text{ MÁX}}$ de deslizamiento de las oscilaciones de potencia de un sistema eléctrico es por ejemplo un valor entre 4 y 7 Hz y asumiendo velocidad de oscilación aproximadamente constante en un período de ella. Esto permite ajustar razonablemente estas funciones de manera más sencilla (ver figuras F 14, F 15, F 21 y F 22) como se muestra a continuación.

$$\Delta T = t_{\text{ajuste}} = (t_2 - t_1)_{\text{ajuste}} < \frac{\delta 2_{\text{ajuste}} - \delta 1_{\text{ajuste}}}{360^\circ f_{O\text{ MÁX}}}$$

usando normalmente valores $t_{\text{ajuste}} \geq 30$ a 50 ms

Si los blinders no se definen ajustando los ángulos $\delta 1_{\text{ajuste}}$ y $\delta 2_{\text{ajuste}}$, sino con los valores de resistencia $R 1_{\text{ajuste}}$ y $R 2_{\text{ajuste}}$ en que ellos cruzan al eje de las abscisas la expresión anterior se convierte en

$$\Delta T = t_{\text{ajuste}} < \frac{2}{360^\circ f_{O\text{ MÁX}}} \left[\arctg \left(\frac{|\bar{Z}_R + \bar{Z}_L + \bar{Z}_S|}{2 \times R 2_{\text{ajuste}} \times \text{sen } \theta} \right) - \arctg \left(\frac{|\bar{Z}_R + \bar{Z}_L + \bar{Z}_S|}{2 \times R 1_{\text{ajuste}} \times \text{sen } \theta} \right) \right]$$

siendo θ el ángulo del *blinder* (cercano a 90°).

$$t 1 \leftrightarrow \delta 1_{\text{ajuste}} \leftrightarrow R 1_{\text{ajuste}} \quad , \quad t 2 \leftrightarrow \delta 2_{\text{ajuste}} \leftrightarrow R 2_{\text{ajuste}} \quad , \quad \Delta R = R 1_{\text{ajuste}} - R 2_{\text{ajuste}}$$

Las zonas de operación de los relés o funciones de distancia deben estar contenidas en la característica concéntrica interna o *blinder* interno de detección de oscilación de potencia (PSB) verde en la figura F 21.

La zona de carga debe estar por fuera de la característica concéntrica externa o *blinder* externo de detección de oscilación de potencia (PSB).

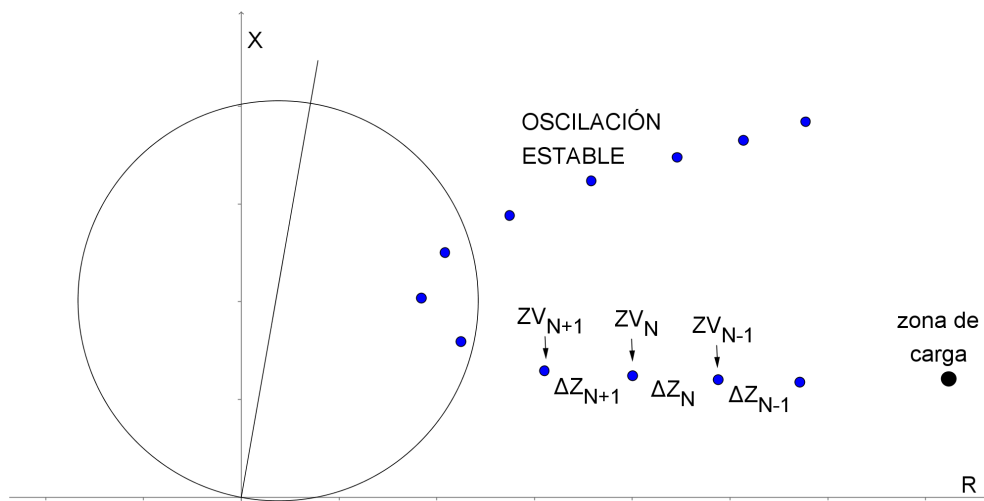
La zona de disparo de una función OST debe ajustarse para que el ángulo δ sea soportable por el interruptor a disparar (por ejemplo $|\delta| < 120^\circ$ y decreciendo).

En general las oscilaciones de potencia de interés son equilibradas (ver capítulo 7.4.2). Cuando las oscilaciones de potencia son desequilibradas se pueden establecer estrategias de medida como considerar las magnitudes de secuencia directa, tres bucles bifásicos o combinaciones de secuencias [Clarke, 1950].

7.4.5.3.2. Cálculo continuo de la impedancia

Este método detecta oscilaciones de potencia calculando la impedancia vista midiendo en forma “continua” como muestra la figura F 23.

Forma “continua” se refiere a que calcula la impedancia por ejemplo cada $\Delta t = 5$ ms y se compara con la calculada 5ms antes.



F 23. Cálculo continuo de impedancia.

- en N-1: Se calcula ZV_{N-1}
- en N: Se calcula ZV_N
Se predice $ZV_{N+1_esperada}$, a partir de ZV_N , ZV_{N-1} y Δt
- en N+1: Se calcula ZV_{N+1}
Se compara ZV_{N+1} con $ZV_{N+1_esperada}$
Se determina si hay oscilación de potencia
Se predice $ZV_{N+2_esperada}$, a partir de ZV_{N+1} , ZV_N y Δt

Este método no precisa de los ajustes ΔR y ΔT de las características concéntricas o *blindings* vistos en los métodos convencionales del capítulo 7.4.5.3.1.

Una aplicación concreta [SIEMENS, 2005] de cálculo “continuo” combina el cálculo y evaluación cada 5ms simultáneamente de:

- la velocidad de la trayectoria de la impedancia vista,
- la continuidad y monotonía de la trayectoria, por ejemplo $|(R_{N+1} - R_N) - (R_N - R_{N-1})| < Umbral$,

- la coincidencia de la trayectoria entre los tres bucles de medida (fases), o eventualmente sólo en 2 de los bucles si un polo del interruptor está abierto,
- la trayectoria en zonas de inestabilidad estacionaria $X_m < X_c$ (estimación de la reactancia X_c del centro de la trayectoria circular de la oscilación y comparación contra la reactancia medida X_m)

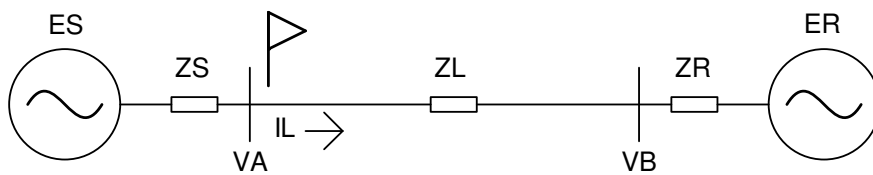
siempre que se esté dentro de una característica cuadrilateral de detección de oscilación de potencia que sea exterior a las zonas de protección de distancia.

7.4.5.3.3. Voltaje del Centro de Oscilación SCV (Swing Center Voltage).

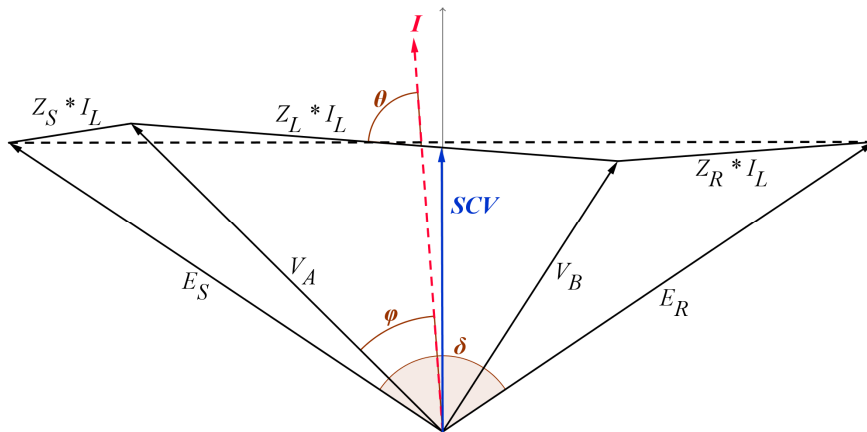
El voltaje del centro de oscilación SCV (*Swing Center Voltage*) se define como la tensión en el lugar del centro eléctrico.

Recordar que el centro eléctrico de un sistema representado por dos fuentes equivalentes es el punto donde la tensión es cero cuando el ángulo entre las dos fuentes es $\delta=180^\circ$.

Entonces dada una oscilación, el vector o fasor \overrightarrow{SCV} es la tensión en el lugar del centro eléctrico de esa oscilación.



F 24. Sistema de dos máquinas o dos máquinas equivalentes.



F 25. Diagrama de la función SCV.

$|\overrightarrow{SCV}| = E1 \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$ de manera aproximada, asumiendo $|E_R| \approx |E_S|$ y siendo

$$E1 = |E_R| \text{ o } E1 = |E_S|.$$

$$\frac{d(|\overrightarrow{SCV}|)}{dt} = -\frac{E1}{2} \text{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) \frac{d\delta}{dt} \text{ es la derivada de SCV.}$$

Casos:

- Si $\delta = 180^\circ \Rightarrow |\overrightarrow{SCV}| = 0 \quad \frac{d(|\overrightarrow{SCV}|)}{dt} = \text{máximo} \quad \left\langle \text{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) = 1 \right\rangle$
- Si $\delta = 0^\circ \Rightarrow |\overrightarrow{SCV}| = 1 pu \quad \frac{d(|\overrightarrow{SCV}|)}{dt} = \text{mínimo} \quad \left\langle \text{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) = 0 \right\rangle$
- Si $\delta = 120^\circ \Rightarrow |\overrightarrow{SCV}| = \frac{1}{2} pu$

Entonces se concluyen las siguientes características que son las grandes ventajas del método:

- $0 \leq |\overrightarrow{SCV}| \leq 1 pu$ $|\overrightarrow{SCV}|$ está acotado entre 0 y 1 pu.
- $|\overrightarrow{SCV}|$ está vinculado directamente con el valor de δ .
- $|\overrightarrow{SCV}|$ es independiente de Z_S, Z_L, Z_R .

Se puede aproximar $|\overrightarrow{SCV}|$ con la ecuación: $|\overrightarrow{SCV}| \approx |\overrightarrow{V_A}| \cos \varphi$ como se ve en la figura F 25 anterior, donde V_A es la tensión local y φ es el ángulo entre la tensión y corriente locales.

Entonces se usa esta aproximación de $|\overrightarrow{SCV}|$ que se obtiene solamente con medidas locales (corriente y tensión) en un extremo de la línea.

Evaluando la tasa de variación de $|\overrightarrow{SCV}|$ se pueden detectar oscilaciones de potencia.

Nótese que la figura F 25 es como el diagrama de Clarke (ver capítulo 7.4.3.1, figura F 15) usado normalmente para analizar las oscilaciones de potencia, pero rotado aproximadamente 90° y siendo un plano de tensiones y no de impedancias.

7.4.5.3.4. Algoritmo Rdot (tasa de variación de la resistencia aparente).

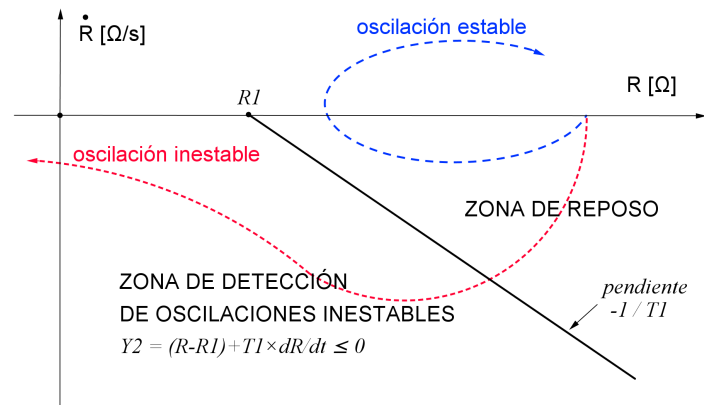
Hay dos formas de detección de oscilaciones de potencia inestables basados en la resistencia:

1. Las funciones convencionales (*blindings*, etc.) vistas en el capítulo 7.4.5.3.1 y otras que utilizan inecuaciones del tipo $Y1 = (R - R1) \leq 0$ como condición de detección de oscilaciones de inestables.

La ecuación de la recta que separa los semiplanos de detección y reposo $Y1 = 0$ es una vertical que pasa por el punto $R1$, no dibujada en la figura F 26.

2. La Función Rdot (\dot{R}) que utiliza la inecuación $Y2 = (R - R1) + T1 \frac{dR}{dt} \leq 0$ como condición de detección de oscilaciones inestables. Ver la siguiente figura F 26.

R es la resistencia aparente medida y $R1$ y $T1$ son ajustes de la función $Rdot$. $Y2$ es la salida que usa la protección ($Y2 \leq 0$ significa oscilación inestable detectada).



F 26. Diagrama de la función $Rdot$.

Si el andamio de la oscilación es lento o sea si $\frac{dR}{dt}$ es pequeño, las inecuaciones del punto 1 $Y1 \leq 0$ y del punto 2 $Y2 \leq 0$ son similares, por lo que ambos algoritmos se comportan de manera similar.

Si la oscilación es más rápida $\left| \frac{dR}{dt} \right|$ es mayor, entonces la inecuación del punto 2

$Y2 = (R - R1) + T1 \frac{dR}{dt} \leq 0$ se cumple antes que $Y1 = (R - R1) \leq 0$, por lo que el algoritmo $Rdot$ es más rápido para detectar oscilaciones inestables que el método convencional como es el de *blindings* paralelos a la impedancia de la línea.

7.4.5.3.5. Mediante el uso de sincrofasores

En una oscilación de potencia los ángulos de las tensiones de las barras cercanas a los generadores reflejan los cambios en su velocidad de rotación. En particular puede usarse el ángulo o fase de las tensiones de secuencia directa.

El actual estado del arte en los sincrofasores medidos mediante PMUs (*Phasor Measurement Units*) recolectados y utilizados en un PDC (*Phasor Data Concentrator*), permite conocer en tiempo real los ángulos o fases en diversas barras en un sistema eléctrico. Esto puede usarse para diversas estrategias de protección sistémica ante oscilaciones de potencia.

En el capítulo 9 se comentan las características de los sincrofasores.

Es posible o promisorio el uso de los sincrofasores para lograr protección adaptativa (también llamada “adaptiva”) y predictiva ante oscilaciones de potencia [Phadke and Thorp, 2008].

Hay al menos dos aproximaciones al tema [CIGRE WG C4.601, 2007] las que se describen brevemente a continuación.

7.4.5.3.6. Cálculo en tiempo real del criterio de igual área.

El criterio de igual área es ampliamente conocido en el estudio de la estabilidad transitoria [Kundur, 1994], [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003]

Si el sistema eléctrico puede ser representado por un modelo de dos máquinas como el visto en los capítulos 7.3 y 7.4.3.1, se puede medir las tensiones de dos barras representativas de las dos áreas y estimar la tensión detrás de la reactancia transitoria de eje directo de los generadores equivalentes de ambas áreas.

Cuando ocurre una perturbación, a partir de la diferencia angular $\Delta\delta$ entre los generadores equivalentes de las áreas se puede calcular en tiempo real el criterio de igual área y así saber si la oscilación será estable o inestable [Phadke and Thorp, 2008].

7.4.5.3.7. Algoritmos predictivos.

Otro abordaje es medir tensiones en dos o más barras estratégicas del sistema eléctrico.

Cuando ocurre una perturbación, a partir de la diferencia angular δ entre las barras calculada periódicamente en tiempo real y utilizando un algoritmo predictivo determinar si la perturbación será estable o no.

7.4.5.3.7.1. Un algoritmo predictivo posible.

Consiste en suponer que el andamio de las diferencias angulares $\delta(t)$ es el de una senoide amortiguada $\delta(t) = \delta_0 + Ae^{\alpha t} \text{sen}(\omega t + \beta)$ y a partir de las medidas sincronizadas y del modelo identificar preventivamente condiciones de inestabilidad. [CIGRE WG C4.601, 2007]

7.4.5.3.7.2. Otros algoritmos predictivos.

Otros algoritmos predictivos basado en sincrofasores son los llamados PSD (*power swing detection*), OOST (*predictive out-of-step tripping*) y OOSD (*out-of-step detection*) que se estudian en esta tesis en el capítulo 10 y se aplican en el capítulo 12 [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b] [Guzmán et al., 2007], [Schweitzer et al., 2008], [Schweitzer et al., 2009], [Schweitzer et al., 2010], [Mulhausen et al., 2010].

8. Protección sistémica. SPS o WAP.

Se desarrolla en este capítulo un muy breve resumen de algunos aspectos relevantes de la protección sistémica, basado fuertemente en la bibliografía [CIGRE TF 38.02.19, 2001] [IEEE PES WG C-6, 2002].

A la protección sistémica se la llama de varias maneras:

- SPS (*System Protection Scheme*) antiguamente llamada *Special Protection Scheme*
- SIPS (*System Integrity Protection Scheme*)
- RAS (*Remedial Action Scheme*)
- WAP (*Wide Area Protection*)

y en forma general la protección sistémica se encuentra incluida en una disciplina más global la llamada:

- WAMPAC o WAMPC (*Wide Area Monitoring Protection and Control*)

que a su vez es una actividad o aplicación de *Smart Grids* o Redes Inteligentes.

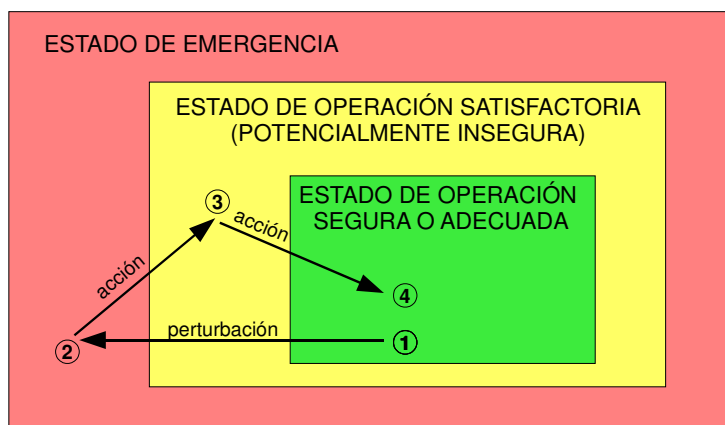
Una definición de protección sistémica es la siguiente.

El objetivo de la protección sistémica es detectar condiciones anormales del sistema eléctrico y tomar acciones correctivas predeterminadas (que no sean desconectar equipos en falta) para preservar la integridad del sistema y permitir su desempeño en condiciones aceptables.

Para saber si se está ante una protección de equipo de potencia o ante un esquema de protección sistémica, la pregunta a hacer es: ¿se está protegiendo a un equipo? Si la respuesta es sí, es una protección o sistema de protección para un equipo de potencia (línea, transformador, generador, barra, etc.). En caso contrario es protección sistémica.

Problemas a solucionar o disminuir con SPS.

Los SPS apuntan a sacar al sistema eléctrico de un estado de emergencia llevándolo a una condición al menos satisfactoria y si es posible a una condición segura.



F 27. Cambios del estado de operación de un sistema eléctrico luego de una perturbación.

Los SPS se justifican frecuentemente en casos donde está en juego la integridad del sistema eléctrico.

Eso puede ocurrir ante inestabilidades:

- transitoria (de ángulo),
- de pequeña señal,
- de frecuencia,
- de tensión,
- por disparos en cascada.

Los SPS no pueden predecir o prevenir ante todas las contingencias posibles que llevan al colapso a un sistema de potencia.

A veces algunos SPS pueden ser suficientes para proteger el sistema adecuadamente. Pero cuanto más grande y complejo es el sistema eléctrico más complejas son las acciones necesarias.

Para ello generalmente es necesario que existan Planes de Defensa, de los que los SPS forman parte. Sin embargo a veces se pueden tomar algunas acciones básicas mediante SPS (disparo de carga, o generación, etc.) para las cuales no es necesario que exista un Plan de Defensa. Debe incluirse el estudio del comportamiento de todos los SPS habilitados simultáneamente ante diversas contingencias, de manera que su operación sea la prevista y las eventuales interacciones entre las acciones de los distintos SPS no lleven a situaciones indeseadas.

¿Para qué sirven los SPS? ¿Por qué se usan?

La protección sistémica puede servir para alguno o varios de los siguientes objetivos.

- Para mejorar la operación del sistema de potencia.
- Para permitir operar más cerca de los límites del sistema, ya que su existencia garantiza acciones rápidas para llevar al sistema de un estado de emergencia a un estado satisfactorio o seguro.
- Para aumentar los límites de transferencia de potencia manteniendo similar confiabilidad.
- Para aumentar la seguridad del sistema, especialmente ante contingencias extremas que llevarían al colapso.

Situación actual de los sistemas eléctricos ¿Por qué se usan los SPS?

- El mercado eléctrico y el negocio eléctrico muchas veces tiende a llevar a los involucrados a buscar maximizar el rendimiento técnico-económico de las instalaciones. Esto puede llevar incluso en algunos casos al retraso de inversiones.
- Cada vez es más importante la calidad del suministro eléctrico, así como la calidad de los procesos involucrados. Las reglamentaciones y los agentes reguladores tienden a que sea efectivo el cumplimiento de los criterios de calidad.
- Cada vez son más importantes los clientes, lo que tiene que ver con la calidad y con otros requerimientos que promuevan.
- Los sistemas eléctricos tienden a trabajar cada vez más cerca de sus límites técnicos. Esto hace que el riesgo deba ser considerado y tenido bajo control, ya que sin

acciones preventivas el acercarse al límite técnico implica un aumento en el riesgo. Los SPS forman parte de esas acciones preventivas.

Algunas acciones típicas de los SPS son producir cambios en:

- la carga (o *load shedding*),
- la generación,
- la interconexión entre sistemas o áreas,
- la configuración del sistema,

para mantener:

- la estabilidad del sistema,
- los voltajes en niveles aceptables,
- la frecuencia en niveles aceptables,
- los flujos de potencia en niveles aceptables.

Algunos ejemplos de SPS son los siguientes:

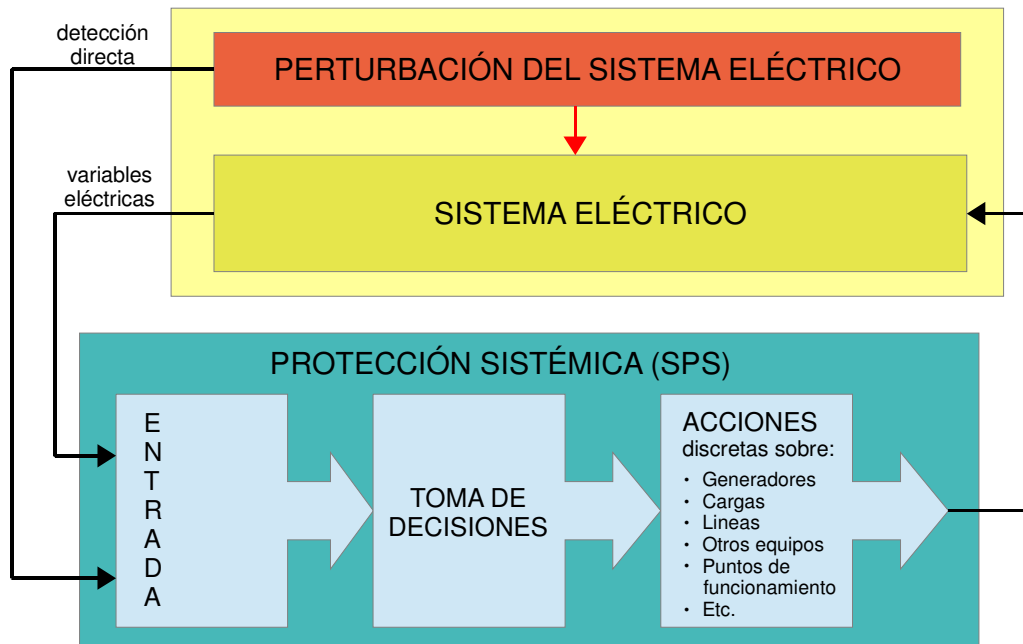
- Disparos de carga por subfrecuencia,
- Disparos remotos de generación,
- Disparos ante posible colapso de tensión,
- Disparos ante pérdida de sincronismo.

Algunas características de los SPS son las siguientes:

- Los SPS no son equipos estándar con funciones estándar, sino que son sistemas que se diseñan a medida.
- No son funciones clásicas de protección de los equipos de potencia.
- Protegen ante algunas contingencias seleccionadas y/o “raras” fuera de los rangos de diseño y operación normal del sistema de potencia. Los SPS no son entonces los sistemas de control del sistema de potencia.
- Son sistemas que, con fines deseados, a veces aumentan el riesgo de operación.
- Son sistemas con medidas y/o acciones coordinadas en múltiples lugares.

Clasificación de los SPS según las variables de entrada que utilizan.

La protección sistémica puede clasificarse según en qué se base para detectar las condiciones anormales de funcionamiento ante las que debe actuar.



F 28. Estructura general de una protección sistémica.

1. El primer tipo de SPS actúa ante la respuesta del sistema eléctrico de potencia a las perturbaciones, contingencias o condiciones anormales de funcionamiento, o sea que se basa en la medida de variables eléctricas como por ejemplo tensión y/o frecuencia.
 - Son en principio SPS más generales pues no toman en cuenta el origen de la contingencia o perturbación, sino las consecuencias visibles de ella en el sistema eléctrico.
 - Tienen la ventaja de que puede servir para resolver contingencias no estudiadas explícitamente.
2. El segundo tipo de SPS actúa ante eventos o combinación de eventos, por ejemplo ante la apertura de líneas.
 - Son buenos SPS para casos en que los eventos críticos son pocos y se pueden identificar y estudiar completamente.
 - Son más rápidos en detectar la condición anormal pues no deben esperar a la respuesta del sistema ante el evento para decidir las acciones necesarias.
 - Pero su diseño debe ser muy minucioso pues requiere ser realizado para todos los conjuntos de eventos.

Existen SPS que son puramente de uno u otro de los dos tipos mencionados anteriormente. Pero también existen SPS que utilizan simultáneamente una combinación de ambos principios en mayor o menor medida.

Clasificación de los SPS según su arquitectura.

- Hay SPS que no utilizan medios o sistemas de comunicación para su funcionamiento. Se basan en equipos con medidas y acciones locales y la coherencia y la coordinación del SPS que conforman está basado en los estudios realizados para su diseño.

Un ejemplo de este tipo de SPS es el disparo de carga por subfrecuencia, en que los relés de subfrecuencia se instalan en distintas estaciones del sistema eléctrico y si la frecuencia alcanza los umbrales ajustados los relés mandan desconectar carga (*load shedding*) localmente en la estación en donde está cada relé.

- Otros SPS tienen un fuerte soporte en la comunicación ya sea de las medidas y/o de las órdenes o decisiones.

Un ejemplo de este tipo de SPS son los que usan sincrofasores para recolectar variables eléctricas del sistema de potencia y tomar decisiones de forma centralizada, dispersando sus acciones en los puntos del sistema eléctrico de potencia en que son necesarias.

Los algoritmos PSD, OOST y OOSD estudiados en esta tesis corresponden a este tipo de SPS. Ver capítulos 10 y 12.

- Por supuesto existen sistemas mixtos.

Las decisiones (ver figura F 28) de los SPS se pueden realizar con distintas técnicas como las que se listan a continuación.

- Lógicas y algoritmos predeterminados (determinísticos),
- Matrices predeterminadas (determinísticas) según la condición o estado previo del sistema (casos finitos, rangos de las variables),
- Redes neuronales (*artificial neural networks* o ANN),
- Lógica difusa (*fuzzy logic*),
- Algoritmos genéticos (*genetic algorithms*),
- Sistemas expertos (*expert systems*).

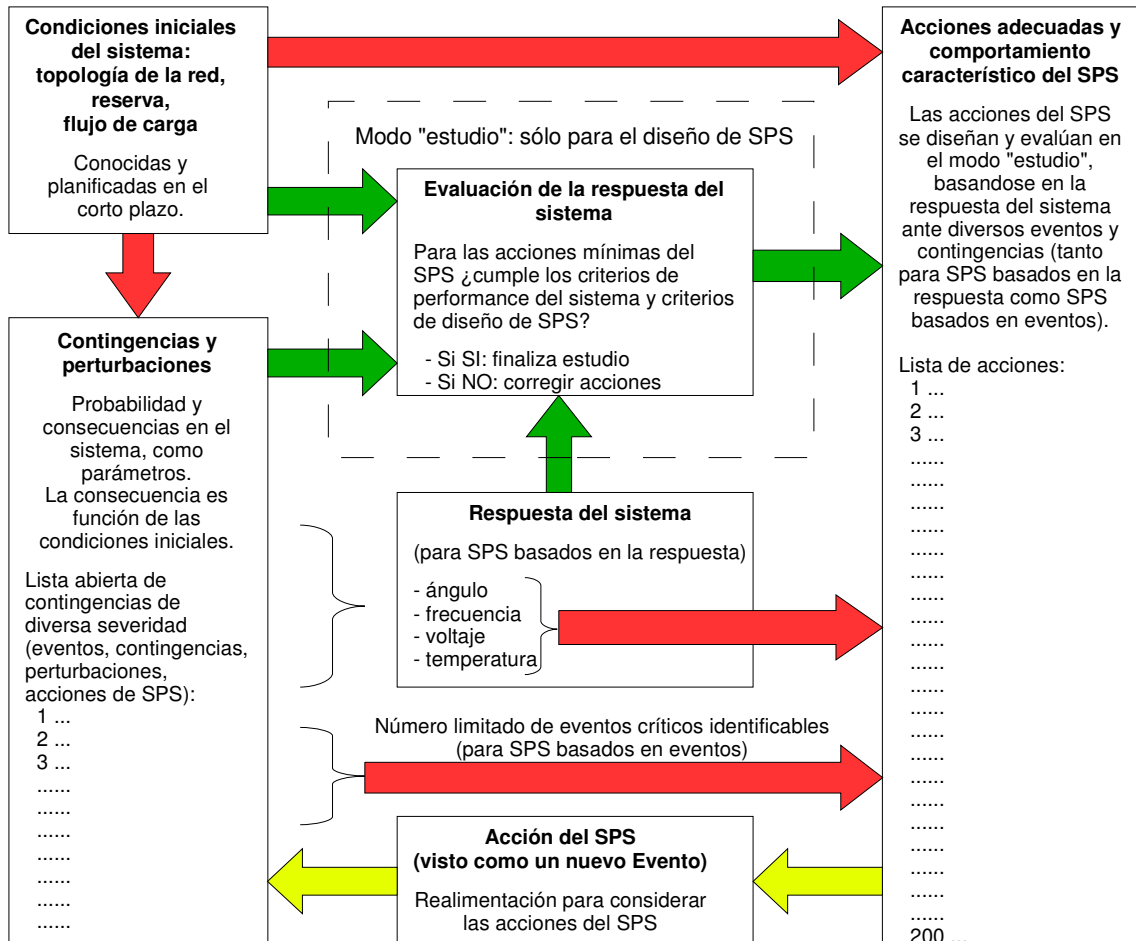
Algunos requisitos que debe satisfacer un SPS son:

- Confiabilidad (Fiabilidad, *Reliability*).
 - *Dependability* (operar cuando debe operar).
 - *Security* (no operar cuando no debe operar).
- Velocidad.
- Disponibilidad.
- Flexibilidad.
- Coordinación con los demás SPS y protecciones principales y respaldos.
- Que esté pensado para todo su Ciclo de Vida (no sólo pensar su diseño y montaje).
- Que pueda adaptarse a cambios en:
 - el sistema eléctrico, debidos a su crecimiento, nuevas instalaciones, nuevas configuraciones, etc.
 - los criterios que se le aplican a él o al sistema de potencia, los reglamentos y normas, etc.
 - los requerimientos de los clientes, actores o involucrados (*stakeholders*), la gerencia, los técnicos, etc.
 - su explotación, tanto lo que hace a la operación como el mantenimiento.

En el desarrollo esta tesis en que se estudia un SPS en particular, se busca considerar los aspectos antes mencionados en la medida que apliquen al estudio.

Procedimiento de diseño y operación de un SPS.

La siguiente figura muestra un diagrama de flujo en que se describen los principales aspectos del diseño y operación de los SPS.



F 29. Procedimiento de diseño y operación de un SPS.

En el estudio desarrollado en esta tesis sobre un SPS en particular, se han seguido los pasos indicados en la figura anterior, en la medida que aplican.

9. Conceptos básicos de sincrofasores y PMU.

Este capítulo se basa fuertemente en la norma IEEE C37.118.1-2011 [IEEE C37.118.1, 2011] y en menor medida en las normas IEEE C37.118.2-2011 [IEEE C37.118.2, 2011] e IEEE C37.118-2005 [IEEE C37.118, 2005].

Por ser la 2011 una reciente versión de la norma IEEE C37.118, se entiende adecuado presentar en este capítulo un estudio bastante detallado de varios aspectos de la norma IEEE C37.118.1-2011 y en menor detalle de la IEEE C37.118.2-2011.

9.1. La norma sobre sincrofasores. IEEE C37.118.

La norma IEEE sobre sincrofasores (fasores sincronizados) utilizada mundialmente es la C37.118 y su versión actual es la 2011.

Esta nueva versión tiene fecha reciente del 28 de diciembre de 2011.

Está dividida en dos documentos:

- IEEE C37.118.1-2011 Norma para Medidas de Sincrofasores para Sistemas de Potencia [IEEE C37.118.1, 2011],
- IEEE C37.118.2-2011 Norma para Transferencia de Datos de Sincrofasores para Sistemas de Potencia [IEEE C37.118.2, 2011].

Ambas partes de la versión 2011 de la norma son la revisión y división de la versión anterior IEEE C37.118-2005 [IEEE C37.118, 2005].

Tanto la versión 2011 como la 2005 están en estado “activo” según consta a la fecha en la biblioteca digital del IEEE (IEEE Xplore *Digital Library*), <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/standards.jsp?queryText=c37.118>. Entonces ambas versiones están vigentes y válidas como referencias normativas.

Esta tesis utiliza y estudia con detalle la norma IEEE C37.118.1-2011 y en parte la norma IEEE C37.118-2005 (hasta el capítulo 9.6 inclusive) y se menciona algo acerca de la norma IEEE C37.118.2-2011 pues su temática en muchos casos escapa al alcance de esta tesis (ver capítulo 9.7).

El propósito principal de la norma IEEE C37.118 es asegurar la interoperabilidad de PMUs (*Phasor Measurement Units*) o equipos que miden sincrofasores de diferentes fabricantes y/o de diferentes modelos (equipos que tienen distintos algoritmos y/o distinto hardware, en particular distintos circuitos analógicos). Ver más adelante el capítulo 9.2.4.

Tres aspectos relevantes que establece la norma son:

- las definiciones (ver capítulo 9.2),
- los requerimientos de medida y su evaluación (ver capítulo 9.3),
- las verificaciones de conformidad (ver capítulo 9.4).

Para estado estable o estacionario los requerimientos de medida y verificaciones de conformidad ya estaban establecidos en la norma IEEE C37.118-2005 (versión 2005).

La versión 2011 los revisa y expande el contexto incorporando la respuesta dinámica ante transitorios, por lo que todas las medidas de PMUs a nivel operacional son comparables.

9.2. Definiciones. Medidas o estimaciones.

Las medidas son realmente estimaciones de un cierto valor de una magnitud, por lo que los términos medida y estimación se usan indistintamente en la norma IEEE C37.118.

9.2.1. Fasor.

La representación de señales sinusoidales como fasores es usada comúnmente en el análisis de sistemas de potencia de corriente alterna.

Definición. [IEEE C37.118.1, 2011] [IEEE C37.118, 2005]

Una senoide $x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi)$ se puede representar como un fasor

$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \text{sen} \phi)$ en que ϕ depende de la definición de la

escala de tiempos u origen de tiempos $t=0$.

Entonces un fasor es un número complejo que representa a una senoide, con parte real X_r y parte imaginaria X_i .

Esto aplica a las señales eléctricas sinusoidales como las tensiones y corrientes.

Dado que los vectores también pueden representarse mediante números complejos los vectores que representan señales sinusoidales eléctricas son llamados fasores.

El fasor visto como vector tiene entonces módulo $X_m/\sqrt{2}$ (valor eficaz) y ángulo o argumento ϕ respecto de la referencia de ángulos ($t=0$).

Es importante indicar que el fasor está definido para la velocidad angular ω , por lo que la evaluación con otros fasores (o de varios fasores) debe ser realizada con la misma escala de tiempos y la misma frecuencia.

9.2.2. Sincrofasor o fasor sincronizado.

Definición. [IEEE C37.118.1, 2011] [IEEE C37.118, 2005]

Un sincrofasor o fasor sincronizado es un fasor calculado a partir de una señal muestreada, usando una señal de tiempo estándar como referencia para las medidas. Los sincrofasores de lugares distintos o remotos tienen una relación de fase definida y común. Cada sincrofasor tiene una estampa de tiempo que corresponde al instante en que es medido.

Un sincrofasor que representa una señal $x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi)$ es el valor X (fasor)

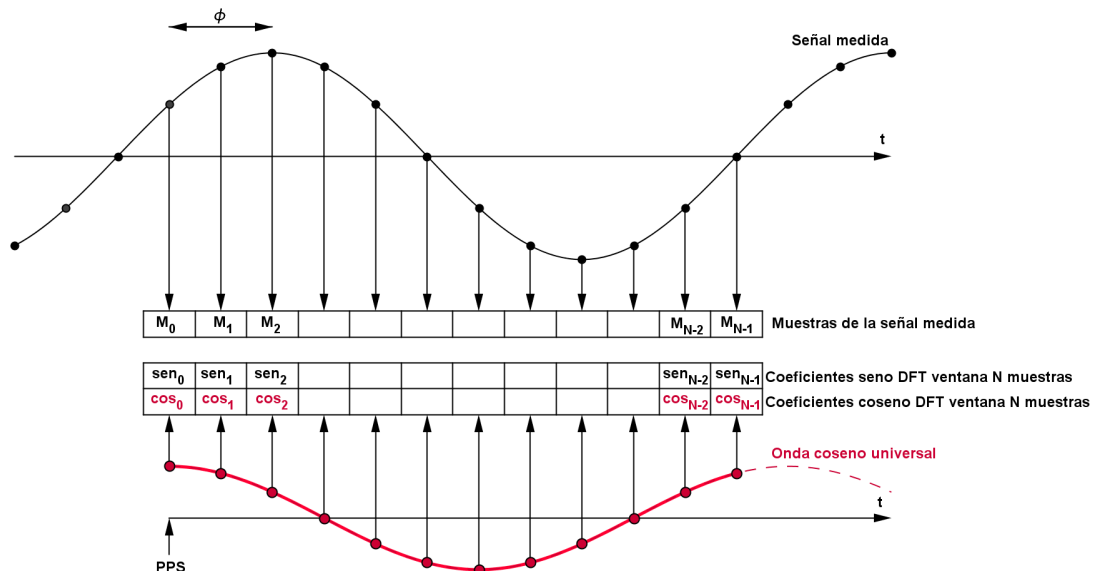
dado por la ecuación $X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \text{sen} \phi)$ en que

- $X_m/\sqrt{2}$ es el valor r.m.s. o eficaz de $x(t)$

- ϕ es el ángulo de fase instantáneo de $x(t)$ u *offset*, relativo a una función coseno cuya frecuencia es la nominal del sistema eléctrico y que está sincronizada al tiempo universal coordinado (UTC o *Coordinated Universal Time*). Esta “onda coseno universal” esta sincronizada con la hora UTC de forma que su máximo coincide con el cambio del segundo o sea con el comienzo de cada nuevo segundo el que está determinado por el flanco ascendente de una señal llamada PPS (pulso por segundo o *pulse per second*).

Si la señal sinusoidal es de frecuencia nominal $f_0 = 50$ o 60 Hz $x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \phi) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \phi)$, ésta es representada directamente por el fasor X de la ecuación anterior.

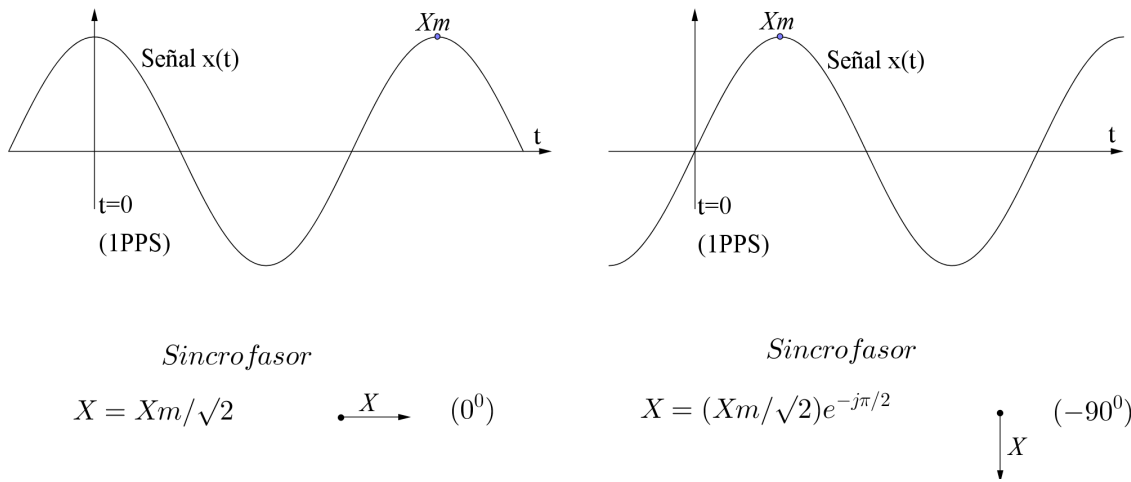
La figura F 30 muestra en negro la señal $x(t)$ medida de manera muestreada y en rojo la onda coseno universal y a modo de ejemplo los coeficientes que permiten hacer el cálculo de fasores o sincrofasores con filtros como DFT (transformada discreta de Fourier), coseno, etc. de ventana de un ciclo.



F 30. Representación de la sinusoide $x(t)$ y la onda coseno universal para calcular su sincrofasor.

Como una función $\cos(\omega_0 t)$ tiene su máximo en $t=0$ la figura F 31 muestra dos casos de defasaje en que el ángulo del sincrofasor es:

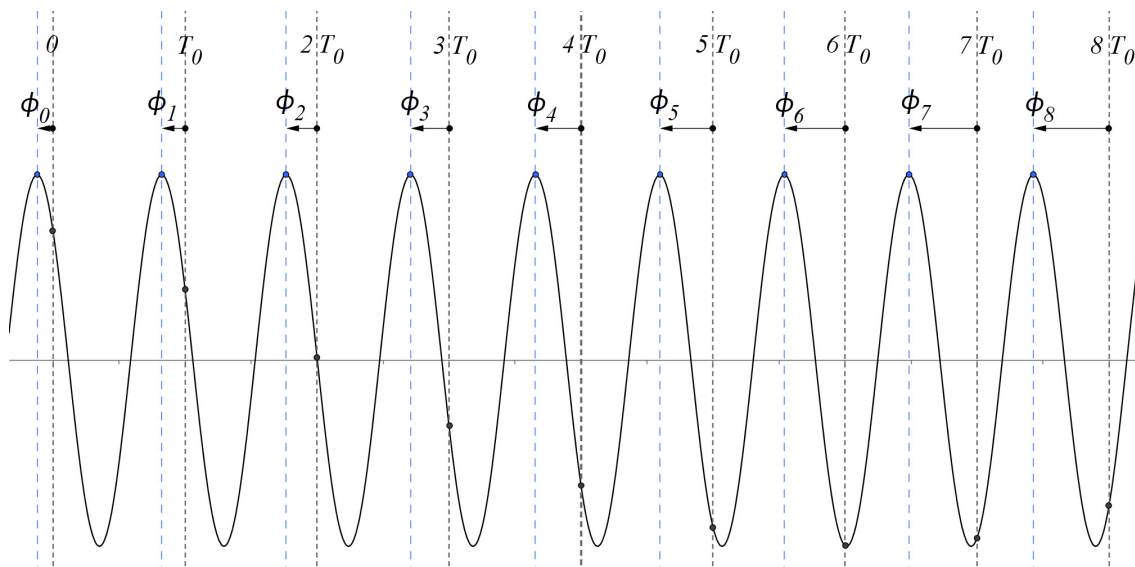
- $\phi = 0^\circ$ cuando el máximo de $x(t)$ ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS).
- $\phi = -90^\circ$ cuando el cruce por cero de pendiente positiva o creciente ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS).



F 31. Convención de la representación de sincrofasores. Dos señales $x(t)$ y sus correspondientes sincrofasores.

En un caso general la amplitud y la frecuencia son funciones del tiempo y se puede definir la función $g(t) = f(t) - f_0$ diferencia entre la frecuencia real y la nominal. La sinusoide puede ser escrita como $x(t) = X_m(t) \cos(2\pi \int f dt + \phi)$ por lo que $x(t) = X_m(t) \cos(2\pi f_0 t + 2\pi \int g dt + \phi)$ y el sincrofasor para esta onda es $X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \phi)}$.

En el caso particular en que $X_m(t) = X_m$ constante y $g(t) = g = f - f_0 = \Delta f$ constante, $\int g(t) dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$ por lo que la señal es $x(t) = X_m \cos(2\pi f t + \phi)$ y su sincrofasor es simplemente $X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \Delta f t + \phi)}$ que tiene amplitud constante y rota uniformemente a una tasa $2\pi \Delta f$.



F 32. Sinusoide de frecuencia $f > f_0$ observada a períodos T_0 . La fase Φ crece uniformemente.

Considérese que dicha senoide de frecuencia $f \neq f_0$ ($f < 2f_0$) es observada periódicamente a intervalos $T_0 = 1/f_0$. El fasor observado tiene amplitud constante pero su ángulo de fase cambia para cada nueva observación a una tasa uniforme de $2\pi(f - f_0)T_0$. Ver la figura anterior F 32.

Si por el contrario $f = f_0$ se obtiene un fasor que es constante en cada nueva observación.

A continuación se resaltan algunos aspectos de la definición de sincrofasores.

- Las medidas de distintos sincrofasores están referidas a una base de tiempos común y relacionadas a una frecuencia común. Esto es lo que permite la comparación directa de los ángulos o fases ϕ de los sincrofasores.
- La estimación de la fase ϕ incluye las diferencias en la frecuencia.
- La estimación de sincrofasores incluye los efectos de otras contribuciones como ser oscilaciones y variaciones locales de frecuencia.
- Los sincrofasores son funciones del tiempo por lo que cambian de una observación a la siguiente, salvo que sean una senoide pura de frecuencia nominal.
- Para determinar la fase ϕ es necesaria una referencia de tiempo (o reloj) precisa que provea el tiempo UTC.

Los sincrofasores pueden ser reportados en coordenadas rectangulares (X_r y X_i) o polares ($X_m/\sqrt{2}$ y ϕ) y los ángulos ϕ son comúnmente reportados entre -180° y $+180^\circ$.

9.2.3. Frecuencia y variación de frecuencia (ROCOF).

Definiciones. [IEEE C37.118.1, 2011]

Sea una señal sinusoidal $x(t) = X_m \cos[\psi(t)]$.

La frecuencia es $f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt}$

La variación de frecuencia (ROCOF o *Rate Of Change Of Frequency*) es

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt}$$

Una PMU debe calcular y reportar frecuencia y variación de frecuencia usando estas definiciones. Ver capítulo 9.2.4.

Los sincrofasores son calculados en relación a la frecuencia nominal f_0 del sistema.

Si el argumento del coseno se representa como $\psi(t) = \omega_0 t + \phi(t) = 2\pi f_0 t + \phi(t) = 2\pi[f_0 t + \phi(t)/2\pi]$

Las fórmulas de frecuencia y variación de frecuencia son

$$f(t) = f_0 + \frac{d[\phi(t)/2\pi]}{dt} = f_0 + \Delta f(t)$$

$$ROCOF(t) = \frac{d^2[\phi(t)/2\pi]}{dt^2} = \frac{d[\Delta f(t)]}{dt}$$

en que $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia respecto de la nominal.

La frecuencia en la medida de fasores puede ser reportada como la frecuencia actual $f(t)$ o como la desviación respecto de la nominal $\Delta f(t)$.

En estado estacionario $\Delta f(t) = \Delta f$ constante.

9.2.4. PMU (Phasor Measurement Unit).

El equipo que calcula sincrofasores se llama PMU (*Phasor Measurement Unit*).

Una PMU es un tipo de IED (*Intelligent Electronic Device*) o una función de un IED.

Definición [IEEE C37.118.1, 2011]

Una PMU es un equipo que produce estimaciones de fasores sincronizados, de frecuencia y de variación de frecuencia (ROCOF o *Rate Of Change Of Frequency*) a partir de señales de voltaje y/o corriente y una señal de sincronización horaria o temporal. El mismo equipo IED además de la función de PMU puede desarrollar otras funciones y hasta tener otro nombre funcional; por ejemplo un equipo que también realice registros oscilográficos llamado DFR (*digital fault recorder*), o que también realice funciones de protección numérica y sea llamado protección o relé de protección.

Una PMU debe calcular los sincrofasores y poder reportarlos a una tasa constante. Las estimaciones deben incluir sincrofasores de fase o de secuencia positiva o ambos y estas medidas deben poder ser seleccionables por el usuario.

Una PMU puede realizar otras medidas de forma sincronizada con las medidas anteriormente especificadas (sincrofasores, frecuencia y ROCOF), como ser estados booleanos, muestreos de formas de onda u otros datos calculados.

Evidentemente PMUs idénticas (con igual *hardware* y algoritmos) deben producir los mismos fasores en todas las condiciones.

Hasta fines del año 2011 la norma IEEE C37.118 (IEEE C37.118-2005) no incluía una definición de PMU aunque utilizaba el término.

La mejor definición de PMU encontrada previo a la aparición de la normalizada IEEE 2011 es la de NASPI (*North American SynchroPhasor Initiative*) [NASPI, 2008] que se muestra a continuación.

Definición [NASPI, 2008]

Una PMU es un equipo que provee como mínimo medidas de sincrofasores y de frecuencia de una o más formas de onda de tensión y/o corriente alterna trifásica. Los sincrofasores pueden ser por fase o en componentes simétricas. Los

sincrofasores y valores de frecuencia deben satisfacer la definición general y precisión mínima requerida en la norma IEEE C37.118-2005. La PMU puede proveer además de los sincrofasores medidas de otras formas de onda analógicas y señales digitales, incluyendo valores crudos muestreados de forma sincronizada y puede guardar información localmente. La PMU puede también opcionalmente ejecutar otras funciones como protección, medida, registro de faltas, etc., pero esas otras funciones no deben interferir con el desempeño de la función PMU ni viceversa.

Puede verse que la definición IEEE C37.118.1, 2011 es casi idéntica a la definición NASPI del 2008. Esto hace suponer entonces que la definición NASPI fue un insumo relevante para la definición IEEE.

9.3. Evaluación de las medidas.

Para la evaluación de las medidas la norma IEEE C37.118.1-2011 establece tres errores que se estudian en los siguientes capítulos: TVE, FE y RFE.

Estos errores se utilizan posteriormente para la evaluación de las medidas o estimaciones que realizan las PMUs.

En el cálculo de TVE, FE y RFE intervienen los valores teóricos o verdaderos de las magnitudes, los que en verdad no son exactamente conocidos. Un observador tiene conocimiento incompleto de la magnitud verdadera y lo máximo que puede hacer es cuantificar la probabilidad de que la magnitud esté dentro de cierto rango. Entonces es correcto referirse a valores teóricos o verdaderos si se toma en cuenta esta limitación o imprecisión.

9.3.1. Error total vectorial TVE (*Total Vector Error*).

La medida de sincrofasores se evalúa usando el TVE.

Es la medida del error entre el valor teórico del fasor de la señal medida y el fasor estimado.

Está definido por la fórmula

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad [pu]$$

en que

- $\hat{X}_r(n)$ y $\hat{X}_i(n)$ son las secuencias de los valores medidos (estimados) por la PMU bajo ensayo (parte real y parte imaginaria), y
- $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son las secuencias de los valores teóricos de la señal de entrada (parte real y parte imaginaria)

en el instante “n” en que es medida, calculados con la fórmula

Los valores $X_i(n)$ y $X_i(n)$ pueden ser determinados de forma muy cercana o precisa en determinadas situaciones claramente definidas, como ser frecuencia o fase constantes.

El TVE ya estaba definido en la versión 2005 de la norma y permanece en la versión 2011.

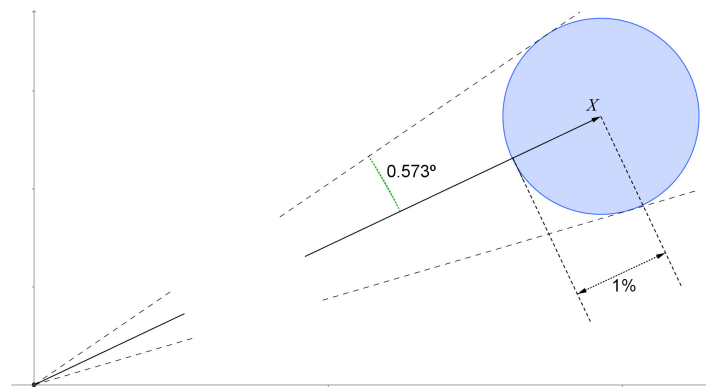
Operando adecuadamente se llega a otra expresión del TVE:

$$TVE(n) = \frac{\left| \frac{\hat{X}_m(n)}{\sqrt{2}} e^{j\hat{\phi}(n)} - \frac{X_m(n)}{\sqrt{2}} e^{j\phi(n)} \right|}{\frac{X_m(n)}{\sqrt{2}}} \quad [pu] \quad \text{o}$$

$$TVE(n) = \frac{\left| \hat{X}_m(n) e^{j\hat{\phi}(n)} - X_m(n) e^{j\phi(n)} \right|}{X_m(n)} \quad [pu]$$

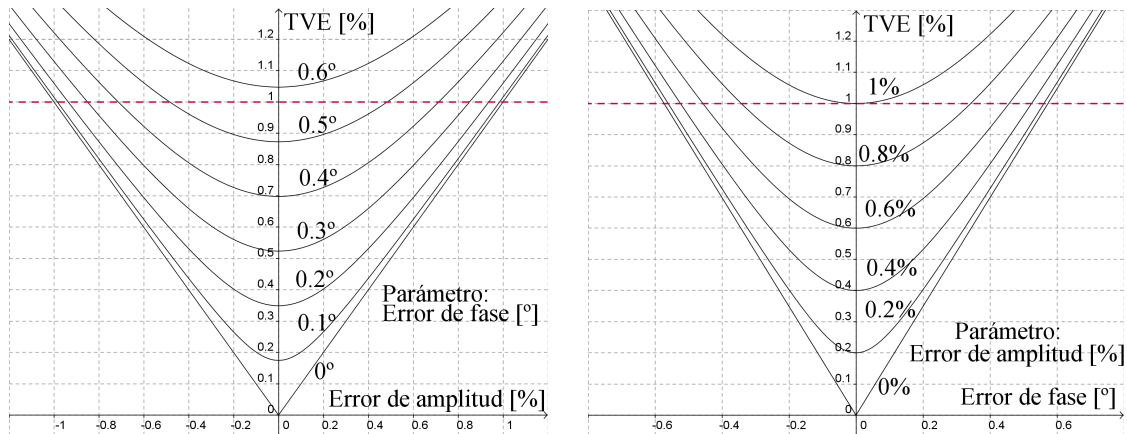
en que figuran módulo o amplitud y fase en vez de parte real y parte imaginaria (expresiones basadas en la presentada en [Lixia, 2010-2011]).

Asumiendo un error máximo $TVE=1\%$ (valor usado en la norma, ver posteriormente capítulo 9.4.4 por ejemplo) el TVE aceptable se representa en el plano complejo como un círculo alrededor del extremo del sincrofasor teórico, como muestra la siguiente figura F 33. Ver también el capítulo 9.6.



F 33. Criterio de $TVE \leq 1\%$ (dibujado fuera de escala).

De acuerdo a la última ecuación, el TVE combina todas las fuentes de error, como ser el error de amplitud y el error de fase mostrados en las gráficas de la figura F 33. Pero dicha figura no muestra claramente la interacción de ambos errores ni la contribución de cada uno al TVE . Las gráficas de la siguiente figura F 34 permiten visualizar dichas interacciones y contribuciones.



F 34. TVE como función del error de amplitud y paramétrico en el error de fase, y viceversa. Se muestra el error límite $TVE=1\%$ con una recta horizontal punteada.

El TVE también incluye el error de sincronización temporal que puede ser visto como un error de fase. Basta considerar por ejemplo que la fase instantánea de una senoide de frecuencia constante es $2\pi f t + \phi$ por lo que para este ejemplo la relación entre un error de tiempo y un error de fase es $2\pi f$. Ver capítulo 9.6 .

9.3.2. Error de la medida de frecuencia (FE).

La medida de la frecuencia se evalúa usando el FE (*Frequency Measurement Error*).

Está definido por la fórmula

$$FE = |f_{verdadera} - f_{medida}| = |\Delta f_{verdadero} - \Delta f_{medido}|$$

El error en frecuencia FE es el valor absoluto de la diferencia entre el valor teórico y el valor estimado, en Hz.

Los valores verdadero y medido corresponden el mismo instante, el que está dado por la etiqueta (*tag*) de los valores medidos (estimados).

9.3.3. Error de la medida de la variación de frecuencia (RFE).

La medida de la variación de frecuencia (ROCOF o *Rate Of Change Of Frequency*) se evalúa usando el RFE (*ROCOF Measurement Error*).

Está definido por la fórmula

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{verdadera} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{medida} \right|$$

El error en la variación de frecuencia RFE es el valor absoluto de la diferencia entre el valor teórico y el valor estimado, en Hz/s.

Los valores verdadero y medido corresponden el mismo instante, el que está dado por la etiqueta (*tag*) de los valores medidos (estimados).

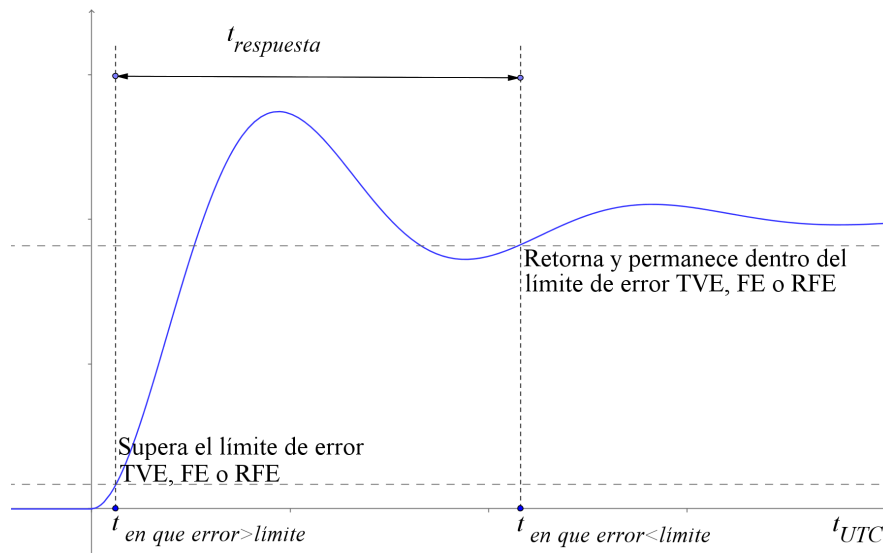
9.3.4. Tiempo de respuesta (*response time*).

El tiempo de respuesta es el tiempo de transición de la medida o estimación, ante un escalón entre dos estados estacionarios aplicado en la entrada.

El tiempo de respuesta se determina como la diferencia de tiempos entre que la medida:

- supera cierto límite de precisión, luego del escalón y respecto del estado estacionario pre-escalón, y
- entra y permanece dentro de cierto límite de precisión, en el estado estacionario post escalón.

O sea que durante la transición en la estimación debida al escalón (y durante un tiempo $t_{respuesta}$) el error de medida supera los límites de precisión.



F 35. Gráfica de la medida de una magnitud, que muestra el concepto de tiempo de respuesta.

Aclaración.: los errores límite TVE, FE o RFE que determinan el comienzo y fin de respuesta en la figura, estrictamente no pueden ser representados en la gráfica pues ella muestra los valores de la magnitud y no el error correspondiente. Las rectas horizontales punteadas de la figura están para fijar la idea de que se supera un límite o se retorna por debajo de él, aunque con el riesgo de confundir respecto a su real significado.

El escalón puede ser positivo o negativo, tanto en la fase como en la amplitud de la señal de entrada.

Los límites de precisión son en: TVE para sincrofasores, FE para frecuencia y RFE para ROCOF y los valores máximos aceptables para estos errores están dados en la norma.

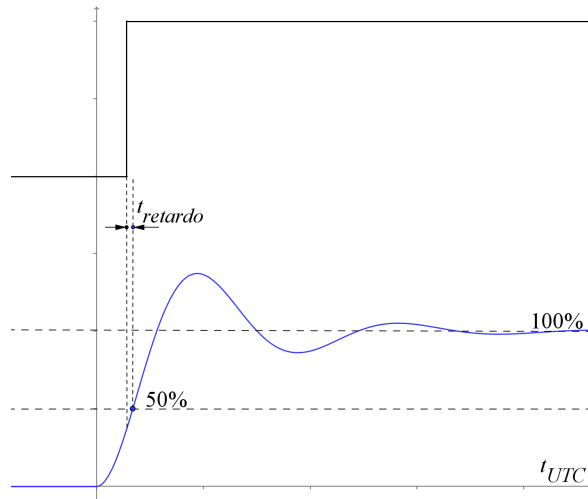
El tiempo de respuesta se determina a partir de la evaluación de la precisión de la medida realizada por la PMU. No se utiliza para nada el tiempo u otros parámetros del escalón en si mismo.

Los tiempos considerados son los estampados por la PMU a sus medidas (sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia).

9.3.5. Tiempo de retardo (delay time).

Aplicado un escalón entre dos estados estacionarios en la entrada de una PMU, el tiempo de retardo es el intervalo entre:

- que se aplica el escalón (o el instante del punto medio del escalón, si el escalón no fuese instantáneo) y
- que la medida del parámetro que sufre el escalón alcanza un valor que es la semi-suma del valor inicial y el valor final.



F 36. Representación gráfica del concepto de tiempo de retardo o delay.

Medir el tiempo de retardo requiere comparar un escalón de amplitud de la señal de entrada con la amplitud de la magnitud estimada por la PMU, y un escalón de fase de la señal de entrada con la fase de la magnitud estimada por la PMU.

Los tiempos se miden referidos a la hora UTC, tanto el del inicio del escalón de la señal en la entrada a la PMU como la estampa de tiempo que realiza la PMU a sus medidas o estimaciones.

El escalón puede ser positivo o negativo, tanto en la fase como en la amplitud de la señal de entrada.

El tiempo de retardo permite evaluar si el estampado de tiempo que realiza la PMU está adecuadamente compensado. Es esperable que los retardos de filtrados, etc. de una PMU estén adecuadamente compensados y que el tiempo de retardo sea aproximadamente cero (ya sea positivo o negativo).

9.3.6. Latencia (*latency*) del reporte de la medidas.

La latencia en el reporte de las medidas es el tiempo de retardo:

- desde la ocurrencia de un evento en el sistema eléctrico de potencia,
- hasta el instante en que es reportado como dato.

Esta latencia incluye muchos factores como ser: la ventana con la que se procesan las muestras para realizar la medida o estimación, el método o algoritmo de estimación, el filtrado de la medida, el tiempo de procesamiento de la PMU, el instante en que se produce el evento (respecto del instante de reporte).

Los factores más importantes que afectan o determinan la latencia del reporte de las medidas son la tasa de reporte (*reporting rate*) y la clase de desempeño (*performance class*), ya que ellos determinan la ventana de medida, el filtrado y el largo del intervalo en que un evento será reportado. Ver capítulos 9.3.8 y 9.4.1.

Para los propósitos de la norma IEEE C37.118.1-2011 se define la latencia de reporte de la PMU como el máximo intervalo de tiempo entre:

- el instante de reporte, tal como es indicado en la estampa de tiempo (*time tag*) del marco (*frame*), y
- el instante en que la información está disponible en la salida de la PMU (identificado por la primera transición del primer *bit* del mensaje de salida en el punto de interfase de la comunicación).

9.3.7. Errores de medida y operacionales.

La PMU debe asignar una bandera (*flag*) a cada medida o estimación para indicar si hubo problemas durante el proceso de medida.

Incluye errores detectables por la PMU como ser: en la conversión análogo/digital (A/D), rebasado o desborde (*overflow*) de memoria, rebasado o desborde (*overflow*) de cálculo, u otras condiciones que puedan causar error en la medida.

Si se usa la norma IEEE C37.118.2-2011 para reportar la información de la PMU, esta bandera es el bit 14 “*PMU error*” en la palabra de estado (*status word*). O sea que cualquier tipo de error de operación o medida es reportado de una única manera con ese bit.

9.3.8. Tasa de reporte y estimación de sincrofasores.

La tasa de reporte F_s (*Reporting Rate o Frequency of Reporting*) de sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia es:

- Un número entero de cuadros/s (*frames per second o fps*) si la tasa es mayor a 1/s; en este caso la variable $DATA_RATE = F_s > 0$.
- Un número entero de segundos entre medidas si la tasa es igual o menor a 1/s; en este caso la variable $DATA_RATE = - F_s < 0$.

$DATA_RATE$ es una variable o campo de los mensajes de configuración que transmiten PMUs y PDCs [IEEE C37.118.2, 2011].

Un cuadro o marco de datos (*frame*) de una PMU es el conjunto de medidas (sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia, etc.) que corresponden a una misma estampa de tiempo (*time tag*).

La tasa de reporte debe ser la misma para todas las medidas (sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia) y los instantes de reporte deben estar espaciados uniformemente de forma que el intervalo entre reportes sea constante.

Para señales de frecuencia nominal 50 Hz, las tasas de reporte normalizadas son:

tasa de reporte F_s	50 <i>fps</i>	25 <i>fps</i>	10 <i>fps</i>
período entre reportes $1/F_s$	20 ms	40 ms	100 ms

T 1. Tasas de reporte normalizadas para señales de 50 Hz.

La tasa de reporte debe ser seleccionable por el usuario de la PMU.

La norma IEEE C37.118.1-2011 permite que las PMUs soporten más tasas de reporte y fomenta que incluyan tasas más altas como 100*fps* (o 120*fps* para señales de 60 Hz) o más bajas como 1*fps*.

Los instantes de reporte se estudian posteriormente en el capítulo 9.6.1.1.

9.4. Verificaciones de conformidad de las medidas.

Para que una PMU sea conforme a la norma IEEE C37.118.1-2011 debe proveer medidas de sincrofasores, frecuencia y variación de frecuencia que satisfagan los requerimientos en ella indicados en todo momento y configuración, ya sea que la PMU sea un equipo o una función de un equipo.

La norma especifica condiciones o ensayos para evaluar las medidas y provee errores límites para la evaluación. Detalla los requerimientos y las condiciones en que dichos requerimientos deben ser satisfechos, los equipos de ensayo necesarios y las condiciones de ensayo. Para ello utiliza las definiciones vistas en el capítulo 9.2 y las formas de evaluación de las medidas vistas en el capítulo 9.3 de la tesis.

En este capítulo 9.4 de la tesis se mencionan algunos aspectos relevantes de dichos requerimientos de conformidad y condiciones.

9.4.1. Clases de desempeño.

La norma define dos clases de desempeño: P y M.

La clase P está pensada o destinada a aplicaciones que requieren respuesta rápida y no obliga explícitamente al filtrado. Se usa la letra P ya que las aplicaciones de protección requieren (generalmente) respuesta rápida.

La clase M está pensada o destinada a aplicaciones que no requieren la máxima velocidad de reporte y que podrían ser afectadas desfavorablemente por “alias” de las señales si estas fueran mal filtradas o no filtradas. Se usa la letra M ya que muchas veces realizar medidas para análisis requiere alta precisión pero no requiere reporte con el mínimo retardo.

De todas maneras el usuario debe elegir la clase de desempeño (P o M) según los requerimientos de cada aplicación. Y las designaciones P o M no indican necesariamente que esa clase sea adecuada o requerida para una aplicación concreta de protección o medida respectivamente.

Si una PMU provee ambas clases de desempeño (P y M) estas deben ser seleccionables por el usuario.

9.4.2. Verificaciones de conformidad.

Para las verificaciones de conformidad se deben usar dispositivos de calibración que deben tener trazabilidad con normas nacionales.

Deben tener una relación de incertidumbre de ensayo (*test uncertainty ratio*) de por lo menos 4, o sea que para medir $TVE=1\%$ el instrumento de medida (calibración) usado para los ensayos debe dar una medida con TVE no mayor a 0.25%.

Si no hay estándar nacional para establecer la trazabilidad, se debe realizar un detallado análisis de errores para demostrar la conformidad con los requerimientos.

Un equipo que cumple la norma IEEE C37.118.1-2011 debe incluir la siguiente información:

- Clase de desempeño,
- Medidas que satisfacen esa clase de desempeño,
- Resultados de los ensayos que demuestran ese desempeño,
- Ajustes del equipamiento usado en el ensayo,
- Condiciones ambientales durante el ensayo,
- Análisis de errores (si corresponde).

Las verificaciones de conformidad son por PMU y por clase de desempeño.

9.4.3. Referencias y condiciones de ensayo.

Los ensayos de conformidad se desarrollan con todos los parámetros en condiciones de referencia normales, excepto los que deben ser variados según especifica el ensayo.

La condición de referencia especificada para cada ensayo es el valor de la magnitud a ser ensayada, cuando no es variada.

Solamente los parámetros especificados para cada requerimiento deben ser variados, para así poder considerar sus efectos de forma independiente.

La condición de referencia para todos los ensayos son los siguientes.

- Voltaje nominal,
- Corriente nominal,
- Frecuencia nominal,
- Voltaje, corriente, fase y frecuencia constantes,
- Distorsión armónica total (THD) < 0.2% de la fundamental,
- Todas las señales que interferentes < 0.2% de la fundamental.

A las medidas realizadas a tasas de reporte menores a 10fps no se les aplican los requerimientos de comportamiento dinámico, sino que solamente se le aplican todos los ensayos de estado estacionario menos uno.

Si no se especifica lo contrario, los ensayos se realizan en condiciones de laboratorio a temperatura $23\text{ °C} \pm 3\text{ °C}$ y humedad < 90%.

9.4.4. Conformidad de estado estable o estacionario.

La conformidad de estado estacionario se determina comparando los sincrofasores, frecuencia y variación de la frecuencia estimados obtenidos en condiciones de estado estacionario con los correspondientes valores teóricos X_r , X_i , F y $ROCOF$.

Las condiciones de estado estacionario se dan cuando X_m , ω y ϕ de la señal de ensayo y cualquier otra magnitud de influencia son constantes en el período de la medida.

En el caso de ensayo a frecuencia distinta a la nominal, la fase ϕ evidentemente varía.

Los mismos ensayos se aplican a sincrofasores (tabla T 2), frecuencia y variación de la frecuencia (tabla T 3).

Los criterios para que la medida de sincrofasores esté conforme a la norma en estado estacionario son $TVE \leq 1\%$ o $TVE \leq 1.3\%$ para ensayos en que la magnitud de influencia tiene valor constante dentro del rango mínimo de variación especificado, como muestra la tabla siguiente T 2.

Magnitud de influencia	Condición de referencia	Mínimo rango de la magnitud de influencia en que la PMU debe estar dentro del máximo TVE indicado			
		Clase P		Clase M	
		Rango	Máx. TVE [%]	Rango	Máx. TVE [%]
Rango de la frecuencia de la señal f_{DEV} ($f = f_0 \pm f_{DEV}$)	Frecuencia nominal (f_0)	± 2.0 Hz	1	± 2.0 Hz ($F_s < 10$) $\pm F_s/5$ Hz ($10 \leq F_s < 25$) ± 5.0 Hz ($F_s \geq 25$)	1
Amplitud de la señal (tensión)	100 % de la nominal	80 % a 120 % de la nominal	1	10 % a 120 % de la nominal	1
Amplitud de la señal (corriente)	100 % de la nominal	10 % a 200 % de la nominal	1	10 % a 200 % de la nominal	1
Ángulo de fase con $ f_{in} - f_0 < 0.25$ Hz	Ángulo constante o que varía lentamente	$\pm \pi$ radianes	1	$\pm \pi$ radianes	1
Distorsión armónica (un solo armónico)	< 0.2 % (THD)	1 % de cada armónica hasta la 50	1	10 % de cada armónica hasta la 50	1
Señal de interferencia fuera de banda $f_0 - 0.1 F_s/2 \leq f_{in} \leq f_0 + 0.1 F_s/2$	< 0.2 % de la magnitud de la señal de entrada		Ninguno	10 % de la magnitud de la señal de entrada ($F_s \geq 10$) Sin requerimientos ($F_s < 10$)	1.3

T 2. Requerimientos para la medida de estado estacionario de sincrofasores.

Magnitud de influencia	Condición de referencia	Requerimientos de error para la conformidad			
		Clase P		Clase M	
		Rango	Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. RFE [Hz/s]
Frecuencia de la señal	Frecuencia nominal (f_0) Fase constante	Rango $f_0 \pm 2.0$ Hz			
			Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. RFE [Hz/s]
			0.005	0.01	0.01
Distorsión armónica (un solo armónico)	< 0.2 % (THD)	Rango 1 % de cada armónica hasta la 50			
			Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. RFE [Hz/s]
			0.005	0.01	0.025
	$F_s \leq 20$	0.005	0.01	0.005	2
Señal de interferencia fuera de banda $f_0 - 0.1 F_s/2 \leq f_{in} \leq f_0 + 0.1 F_s/2$	< 0.2 % de la magnitud de la señal de entrada	Rango Sin requerimientos			
			Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. RFE [Hz/s]
			Ninguno	Ninguno	0.01

T 3. Requerimientos para la medida de estado estacionario de frecuencia y su variación.

Más allá de que la norma exige las precisiones indicadas en la tabla anterior solamente para frecuencias en los rangos indicados, la mayoría de las medidas de frecuencia y variación de frecuencia operarán satisfactoriamente en rangos de frecuencia más amplios.

9.4.5. Conformidad dinámica.

Como ya se comentó, la norma IEEE C37.118.1-2011 incorpora definiciones, requerimientos de medida y verificaciones de conformidad para la respuesta dinámica de las PMUs ante transitorios.

La conformidad dinámica se determina verificando los siguientes aspectos:

- Medida de ancho de banda (ver capítulo 9.4.5.1),
- Desempeño durante una rampa de frecuencia (ver capítulo 9.4.5.2),
- Desempeño ante escalones en amplitud y fase (ver capítulo 9.4.5.3),
- Medida de latencia del reporte (ver capítulo 9.4.5.4).

La norma indica que con estos requerimientos se abarcan las condiciones dinámicas que se dan en la práctica en los sistemas eléctricos de potencia. Entonces el cumplimiento de la norma garantiza la interoperabilidad de PMUs durante la respuesta dinámica ante transitorios.

9.4.5.1. Medida de ancho de banda. Conformidad dinámica.

La medida del ancho de banda (*bandwith*) de los sincrofasores se determina barriendo la entrada con amplitud sinusoidal y modulando la fase, simulando así oscilaciones.

Las señales de entrada de las tres fases se modulan de forma balanceada, ya sean voltajes o corrientes, con señales sinusoidales aplicadas simultáneamente a la amplitud y la fase de la señal.

La señal de secuencia positiva correspondiente a las señales de las tres entradas de fase es: $X_1 = X_m [1 + k_x \cos(\omega t)] \cos[\omega_0 t + k_a \cos(\omega t - \pi)]$.

En los instantes de reporte cuya etiqueta es $t = nT$ (en que n es un número entero y T es el intervalo de reporte de los sincrofasores) una PMU debe producir una estimación de la secuencia positiva:

$$X(nT) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} [1 + k_x \cos(\omega nT)] \langle [k_a \cos(\omega nT - \pi)]$$

y las siguiente estimaciones de frecuencia y de la variación de frecuencia:

$$f(nT) = \frac{\omega_0}{2\pi} - k_a \frac{\omega}{2\pi} \text{sen}(\omega nT - \pi) \quad \text{o} \quad \Delta f(nT) = -k_a \frac{\omega}{2\pi} \text{sen}(\omega nT - \pi)$$

$$ROCOF(nT) = \frac{d f(nT)}{dt} = -k_a \frac{\omega^2}{2\pi} \cos(\omega nT - \pi)$$

Las fórmulas anteriores muestran que la diferencia de frecuencia Δf crece linealmente con la frecuencia de modulación $f_m = \omega/2\pi$, mientras que ROCOF crece de forma cuadrática con la frecuencia de modulación.

El ensayo de modulación se realiza según las siguientes tablas, con k_a y k_x indicados y con f_m variando en el rango indicado en pasos de 0.2Hz o menos y permitiendo entre un paso y el siguiente que las medidas se establezcan.

Los errores máximos no deben superar en todo el rango del ensayo los límites indicados en las dos tablas siguientes.

Nivel de modulación	Condición de referencia	Mínimo rango de la magnitud de influencia en que la PMU debe estar dentro del máximo TVE indicado			
		Clase P		Clase M	
		Rango	Máx. TVE [%]	Rango	Máx. TVE [%]
$k_x=0.1$ $k_a=0.1$ rad	100% de amplitud nominal, $f_{nominal}$	Frecuencia de modulación de 0.1Hz hasta $F_s/10$ o 2 Hz (el que sea menor)	3	Frecuencia de modulación de 0.1Hz hasta $F_s/5$ o 5 Hz (el que sea menor)	3
$k_x=0$ $k_a=0.1$ rad	100% de amplitud nominal, $f_{nominal}$		3		3

T 4. Requerimientos para la medida de ancho de banda de sincrofasores usando señal modulada de ensayo.

Nivel de modulación, condición de referencia, rango (los mismo que en la tabla anterior)	Requerimientos de error para la conformidad			
	Clase P		Clase M	
	Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]
$F_s > 20$	0.06	3	0.3	30
$F_s \leq 20$	0.01	0.2	0.06	2

T 5. Requerimientos de desempeño de frecuencia y su variación en el ensayo de modulación.

9.4.5.2. Desempeño durante rampa de frecuencia. Conformidad dinámica.

La medida del desempeño ante la variación de frecuencia del sistema debe ensayarse con una rampa lineal de frecuencia aplicada en forma trifásica balanceada, ya sean voltajes o corrientes.

La señal de secuencia positiva correspondiente a las señales de las tres entradas de fase es: $X_1 = X_m \cos [\omega_0 t + \pi R_f t^2]$ siendo $R_f = \frac{df}{dt}$ la pendiente de la rampa.

En los instantes de reporte cuya etiqueta es $t = nT$ (en que n es un número entero y T es el intervalo de reporte de los sincrofasores) una PMU debe producir una estimación de la secuencia positiva:

$$X(nT) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \langle [\pi R_f (nT)^2] \rangle$$

y las siguiente estimaciones de frecuencia y de la variación de frecuencia:

$$f(nT) = \frac{\omega_0}{2\pi} + R_f nT \quad \text{o} \quad \Delta f(nT) = R_f nT$$

$$ROCOF(nT) = \frac{d f(nT)}{dt} = R_f$$

Los errores máximos no deben superar en todo el rango del ensayo los límites indicados en las dos tablas siguientes.

Señal de ensayo	Condición de referencia	Mínimo rango de la magnitud de influencia en que la PMU debe estar dentro del máximo TVE indicado			
		R_f (rampa positiva y negativa)	Clase de desempeño	Rango de la rampa	Máx. TVE [%]
Rampa de frecuencia lineal	100% de amplitud nominal y $f_{nominal}$ al comienzo o en algún punto durante el ensayo	± 1.0 Hz/s	Clase P	± 2 Hz	1
			Clase M	$\pm F_s/5$ o ± 5 Hz (el que sea menor)	1

T 6. Requerimientos de desempeño de sincrofasores en el ensayo de rampa de frecuencia.

Especificación de la señal	Condición de referencia	Tiempo de transición	Requerimientos de error para la conformidad			
			Clase P		Clase M	
			Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]	Máx. FE [Hz]	Máx. RFE [Hz/s]
Rampa con igual especificación que en la tabla anterior.	100% de amplitud nominal y 0 rad. ángulo base	$\pm 2/F_s$ en el inicio y fin de la rampa	0.01	0.1	0.005	0.1

T 7. Requerimientos de desempeño de frecuencia y su variación en el ensayo de rampa de frecuencia.

En el “tiempo de transición” correspondiente a un cambio de R_f las medidas de los errores TVE, FE y RFE deben ser desechadas ya que el ensayo no debe incluir discontinuidades.

9.4.5.3. Desempeño ante escalones de amplitud y fase. Conformidad dinámica.

El desempeño ante escalones de amplitud y fase se determina aplicando escalones equilibrados a señales trifásicas equilibradas, ya sean voltaje o corrientes. Esto se representa con las siguientes ecuaciones de fase:

$$X_a = X_m [1 + k_x f_1(t)] \cos[\omega_0 t + k_a f_1(t)]$$

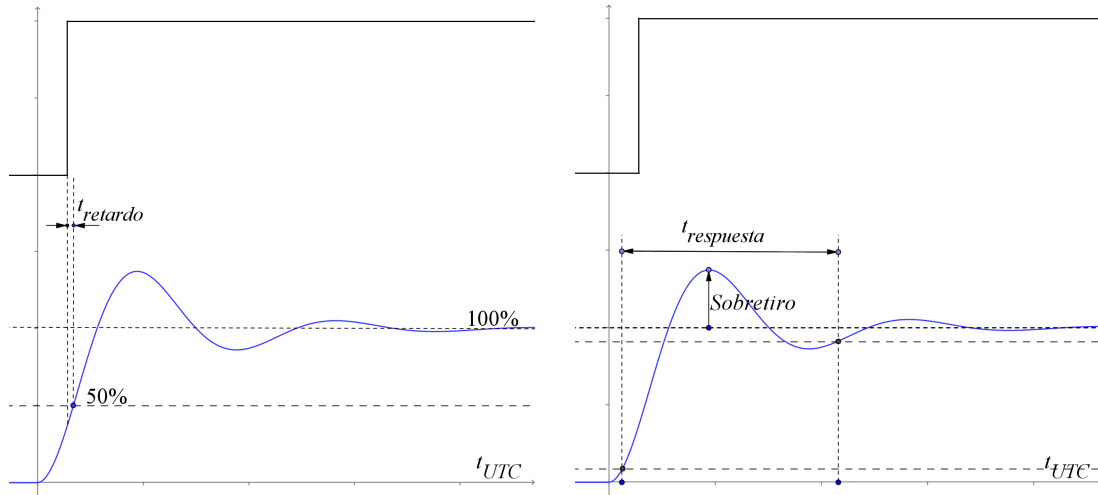
$$X_b = X_m [1 + k_x f_1(t)] \cos[\omega_0 t + k_a f_1(t) - 2\pi/3]$$

$$X_c = X_m [1 + k_x f_1(t)] \cos[\omega_0 t + k_a f_1(t) + 2\pi/3]$$

siendo $f_1(t)$ un escalón unitario y k_x y k_a los tamaños de los escalones de amplitud y fase.

El ensayo aplica la transición entre dos estados estacionarios para determinar:

- el tiempo de respuesta (*response*) (ver capítulo 9.3.4),
- el tiempo de retardo (*delay*) (ver capítulo 9.3.5) ya sea positivo o negativo, y
- el sobretiro (*overshoot*) en la medida, ya sea positivo o negativo.



F 37. Representación del tiempo de retardo, tiempo de respuesta y sobretiro.

Para determinar el tiempo de respuesta ante escalones de amplitud y fase se utilizan los límites de error de las tablas T 2 y T 3 de estado estacionario $TVE=1\%$ para tabla T 8, y $FE=0.005\text{Hz}$ y $RFE=0.01\text{Hz/s}$ para la tabla T 9.

Los instantes en que se superan:

- los límites de error anteriores (para determinar el tiempo de respuesta), o
- el 50% de la suma de los valores estacionarios de inicio y fin (para determinar el tiempo de retardo)

se deben determinar con precisión $F_s/10$.

Para ello y como es improbable que dichos instantes coincidan con los instantes de reporte, se deben realizar series de ensayos en que el instante del escalón se vaya variando respecto de los instantes de reporte de manera de ir “rellenando” la curva de medidas o estimaciones, como se indica a continuación.

Para cada ensayo de esa serie el instante de inicio del pulso $f_1(t)$ es $t = t_r + \frac{k}{nF_s}$

siendo t_r un instante de reporte, $\frac{1}{F_s}$ el intervalo de reporte (intervalo entre reportes), n es el número de ensayos a realizar o sea el número de subdivisiones al intervalo de reporte y k el índice del ensayo que va de 0 a $n-1$. Generalmente una cantidad $n = 10$ puede ser suficiente.

Las tablas que definen los parámetros y los requerimientos de desempeño ante escalón de amplitud y fase son las siguientes:

Especificación del escalón	Condición de referencia	Máximo tiempo de respuesta, retardo y sobretiro					
		Clase P			Clase M		
		Tiempo de respuesta [s]	Retardo l [s]	Máximo overshoot / undershoot	Tiempo de respuesta [s]	Retardo l [s]	Máximo overshoot / undershoot
Escalón de amplitud = $\pm 10\%$ $k_x = \pm 0.1$ $k_a = 0$	Todas las condiciones nominales al inicio o fin del escalón	$1.7/f_0$	$1/(4 F_s)$	5% de la amplitud del escalón	Ver tabla T 10 fila 1	$1/(4 F_s)$	10% de la amplitud del escalón
Escalón de fase = $\pm 10^\circ$ $k_x = 0$ $k_a = \pm \pi/18$	Todas las condiciones nominales al inicio o fin del escalón	$1.7/f_0$	$1/(4 F_s)$	5% de la amplitud del escalón	Ver tabla T 10 fila 1	$1/(4 F_s)$	10% de la amplitud del escalón

T 8. Requerimientos de desempeño de fasores ante escalón de entrada.

Especificación de la señal	Condición de referencia	Máximo tiempo de respuesta			
		Clase P		Clase M	
		Tiempo de respuesta de la frecuencia [s]	Tiempo de respuesta de ROCOF [s]	Tiempo de respuesta de la frecuencia [s]	Tiempo de respuesta de ROCOF [s]
Ensayo de amplitud como en la tabla anterior.	La misma que en la tabla anterior.	$3.5/f_0$	$4/f_0$	Ver tabla T 10 fila 2	Ver tabla T 10 fila 3
Ensayo de fase como en la tabla anterior.	La misma que en la tabla anterior.	$3.5/f_0$	$4/f_0$	Ver tabla T 10 fila 2	Ver tabla T 10 fila 3

T 9. Requerimientos de desempeño de frecuencia y ROCOF ante escalón de entrada.

Tiempo máximo de respuesta [s] en un ensayo de escalón para Clase M										
F_s [fps]	10	12	15	20	25	30	50	60	100	120
Fasor (TVE)	0.595	0.493	0.394	0.282	0.231	0.182	0.199	0.079	0.050	0.035
Frecuencia (FE)	0.869	0.737	0.629	0.478	0.328	0.305	0.130	0.120	0.059	0.053
ROCOF (RFE)	0.038	0.863	0.691	0.520	0.369	0.314	0.134	0.129	0.061	0.056

T 10. Tiempo de respuesta para fasores, frecuencia y ROCOF Clase M ante escalón de entrada.

Las dos últimas columnas de la tabla anterior ($F_s = 100$ y 120) no son requerimientos sino solamente indicativas.

9.4.5.4. Medida de latencia del reporte. Conformidad dinámica.

La definición y la forma de medir la latencia del reporte de las medidas fueron vistas en el capítulo 9.3.6.

La latencia del reporte de las medidas es un factor crítico para aplicaciones en tiempo real.

Además de la latencia en el reporte, hay otros factores que contribuyen al retardo del reporte como ser la codificación de la comunicación y la distancia de la transmisión. Una aplicación concreta debe tener en cuenta todos los retardos para determinar el desempeño del sistema.

Como ya se indicó (capítulo 9.3.6) la latencia del reporte incluye muchos factores como ser el instante en que se produce el evento respecto del instante de reporte, por lo que siempre será mayor al período de reporte $1/F_s$.

Por ello la latencia del reporte, para cada tasa de reporte F_s es el máximo de los valores obtenidos en al menos 1000 mensajes consecutivos, medido con una precisión de al menos 0.1 ms.

Los errores máximos no deben superar en todo el rango del ensayo los límites indicados en la siguiente tabla.

Clase de desempeño	Máxima latencia de reporte de las medidas [s]
Clase P	$2/F_s$
Clase M	$5/F_s$

T 11. Latencia del reporte de medidas.

9.4.5.5. Comportamiento dinámico según norma previa IEEE C37.118-2005 y hasta el año 2011 inclusive.

La última versión de la norma IEEE C37.118 desde el año 2005 hasta los últimos días del año 2011 era la IEEE C37.118-2005.

Los estudios de esta tesis se desarrollaron dentro de ese lapso.

Dicha versión de la norma determina los requerimientos de medida y verificaciones de conformidad solamente para estado estable o estacionario Y el comportamiento dinámico estaba expresamente fuera del alcance de dicha versión de la norma.

Esta norma IEEE C37.118-2005 comenta lo siguiente acerca del comportamiento transitorio.

Esta norma no impone limitaciones para el uso de PMUs en ninguna condición.

Las PMU son realmente buenas tomado medidas bajo muchas condiciones transitorias.

La norma no especifica la precisión ni la respuesta temporal en condiciones transitorias.

La tecnología de PMU es aún emergente (2005) y aplicar requerimientos por anticipado a su desempeño puede estorbar o impedir su desarrollo. Armonizar un conjunto común de requerimientos de desempeño dinámico debe ser desarrollado una vez que se haya explorado más completamente el rango de implementaciones y aplicaciones. Actualmente el desempeño dinámico de las PMU debe ser especificado y verificado por los usuarios para confirmar que satisfacen sus requerimientos y necesidades.

Es de esperar que dos PMUs con diferentes circuitos analógicos y/o diferentes algoritmos produzcan diferentes resultados midiendo una misma magnitud en estado transitorio, en que se producen cambios en módulo, fase y frecuencia.

PMUs idénticas (con igual hardware y algoritmos) midiendo la misma magnitud deben producir en todas las condiciones los mismos sincrofasores.

A modo informativo (no mandatorio) comenta algunos aspectos sobre dinámica en sus anexos.

Bibliografía de la época del período 2005-2011 de la norma IEEE C37.118-2005 comentan lo siguiente sobre el comportamiento dinámico de las PMUs ante transitorios.

Las oscilaciones de los rotores de las máquinas sincrónicas son tratadas como una secuencia de condiciones de estado estacionario y las PMUs han mostrado medir de forma precisa las oscilaciones de los rotores para todos los sistemas de potencia prácticos [Phadke and Thorp, 2008].

El efecto de escalones en las tensiones o corrientes debidas a faltas o maniobras es que los fasores no representan el estado del sistema de potencia mientras la ventana de medida contenga tanto datos de pre-escalón como de post-escalón. Esto es ampliamente conocido y estudiado como parte de los fundamentos de los relés de protección numéricos (microprocesados). Este efecto puede solucionarse detectando esas ventanas (fasores) con una función “monitor de transitorios” [Phadke and Thorp, 2008] que se puede usar para descartar esos valores, u otros detector similar. Otra alternativa, usada en esta tesis, es temporizar las funciones de protección (ver capítulos 12.2.4 y 12.3.5) que no es lo mismo pero procura solucionar el mismo inconveniente.

Un artículo [Guzmán et al., 2005] presenta un equipo (IED) concreto que incorpora la función PMU que es ensayado con un RTDS (*Real Time Digital Simulator*). Se muestra que esa PMU ya en el año 2005 es completamente hábil para calcular sincrofasores de forma precisa durante condiciones normales y de faltas y en particular muestra el bajo error en la estimación de la diferencia de ángulos (fase) entre dos tensiones medidas con dos PMUs inclusive durante las transiciones prefalta – falta – postfalta.

Un artículo sobre el borrador de la revisión de la norma IEEE C37.118-2005 [Madani et al., 2011] comenta que las PMUs que cumplan con la nueva norma deberían ofrecer medidas comparables para la mayoría de las condiciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia. Así mismo indica que estima que la mayoría de las PMU actuales al 2011 cumplirían los requerimientos de la futura norma (actual IEEE C37.118.1-2011), lo que deberá ser confirmado con ensayos.

Lo antedicho ya daba suficiente sustento al desarrollo de esta tesis para el uso de sincrofasores para medir oscilaciones de potencia.

La IEEE C37.118.1-2011 normaliza y garantiza los comportamientos de las PMUs por ejemplo ante oscilaciones de potencia y cortocircuitos, así como incrementa las tasas de reporte normalizadas. Esto eventualmente podría mejorar el desempeño transitorio de las PMUs y garantiza su interoperabilidad ante transitorios.

9.4.5.5.1. Error en el ángulo de fase debido a la variación rápida de frecuencia.

¿Cómo se espera que las PMUs respondan en frecuencia durante grandes perturbaciones? La preocupación es que el comportamiento de las PMUs ante cambios rápidos en la frecuencia pueda llevar a errores en la medida del ángulo de fase.

El siguiente análisis desarrollado en la norma IEEE C37.118-2005 muestra que para perturbaciones razonables el efecto es despreciable. Este aspecto es importante como sustento del desarrollo de esta tesis.

Para una PMU que calcula fasores centrados en la ventana, que estima con precisión la frecuencia en el centro de la ventana y asumiendo que la tasa de variación de la frecuencia es constante a lo largo de la ventana, se muestra que el error en el ángulo o fase de un sincrofasor debido a la variación de frecuencia es la siguiente:

$$\Delta\theta = \frac{360}{8} \frac{df}{dt} T^2$$

siendo

- $\Delta\theta$ el corrimiento de fase acumulado [°],
- df/dt la variación de frecuencia [Hz/s],
- T el ancho de la ventana de muestreo [s].

O sea que dado T constante, el corrimiento de fase acumulado $\Delta\theta$ es proporcional a df/dt .

Por ejemplo si $f_N = 50\text{Hz}$ y la ventana de cálculo del sincrofasor es de 1 ciclo, para un $df/dt = 1\text{ Hz/s}$ el error es de 0.018° o $\text{TVE}=0.031\%$ lo que es despreciable.

Inclusive para variaciones de frecuencia muy superiores el error sería bajo y aceptable como se muestra en el capítulo 12.3.9.

9.5. Algoritmos para estimación de sincrofasores.

Para asegurar la interoperabilidad de PMUs en estado estacionario y en su respuesta dinámica la norma IEEE C37.118.1-2011 no impone o determina ningún algoritmo de medida en particular a ser utilizado. Por el contrario, la interoperabilidad la asegura definiendo el desempeño que deben cumplir las PMUs y sus algoritmos de medida bajo diversas condiciones, usando el TVE como principal herramienta para asegurar el desempeño de las medidas de fasores.

La norma apunta entonces a no limitar a los fabricantes de PMUs en las formas de cálculo de las medidas, pero si exigir interoperabilidad entre las PMUs que la satisfacen.

9.5.1. Algoritmos y filtros. Modelo básico de referencia.

En el anexo C de la norma [IEEE C37.118.1, 2011] (que es informativo, no mandatorio) se presenta como ejemplo y modelo básico de referencia de estimación de sincrofasores un algoritmo con frecuencia de muestreo fija.

El sincrofasor de la ventana i es $X(i) = \frac{\sqrt{2}}{\text{Ganancia}} \sum_{k=-N/2}^{N/2} x_{(i+k)} W_{(k)} e^{-j(i+k)\Delta t \omega_0}$

en que

$$\text{Ganancia} = \sum_{k=-N/2}^{N/2} W_{(k)} \cdot$$

N es el orden del filtro FIR (*Finite Impulse Response Filter*),
o sea que la ventana tiene $N+1$ muestras.

$\omega_0 = 2\pi f_0$ en que f_0 es la frecuencia nominal de la señal.

$$\Delta t = 1/f_{\text{muestreo}} \cdot$$

$x_{(i)}$ la muestra de la señal en el instante $t = i\Delta t$ ($k=0$, el centro de la ventana).

$W_{(k)}$ coeficientes del filtro pasabajo. El filtro es diferente para PMUs clase P o M.

Como se ve este algoritmo tiene una ecuación de forma parecida a la de DFT (Transformada Discreta de Fourier) pero en ella las muestras de la señal medida $x(i+k)$ se ponderan multiplicándolas por coeficientes de un filtro FIR pasabajo o ventana $W_{(k)}$. Se le llama “*Windowing*” a este proceso de aplicar un filtro $W_{(k)}$ a la salida del algoritmo “básico” de cálculo de fasores para corregir o mejorar su desempeño.

Estos coeficientes $W_{(k)}$ son los que permiten que el sincrofasor así estimado tenga buen comportamiento dinámico ante transitorios.

El algoritmo DFT $X(i) = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{k=-N/2}^{N/2} x_{(i+k)} e^{-j(i+k)\Delta t \omega_0}$ de ventana de un ciclo nominal no

logra la conformidad dinámica requerida por la norma [IEEE C37.118.1, 2011] por ejemplo para frecuencias distintas a la nominal. Se puede decir que el filtro o algoritmo DFT tiene un filtro $W_{(k)}$ de coeficientes unitarios.

Para PMU clase P el anexo de la norma presenta el siguiente filtro.

$$W_{(k)} = 1 - |k| \frac{2}{N+2}$$

en que

$$k = -N/2 : N/2 \text{ (deben ser números enteros)}$$

N es el orden del filtro (par)

El apéndice de la norma presenta el caso en que $N=28$ y se usa una ventana de tamaño fijo de dos ciclos nominales. El hecho de que N sea par facilita el estampado de tiempo en el centro de la ventana, ya que en ese instante ($k=0$) ocurre el muestreo de la señal $x_{(i)}$. $W_{(k)}$ es un filtro con coeficientes simétricos a lo largo de la ventana ($W_{(k)} = W_{(-k)}$) y con forma de ventana triangular.

Si los retardos de las muestras de entrada estén compensados (debidos a filtros analógicos y al muestreo) con la estampa de tiempos en el centro de la ventana la estimación de la fase del fasor $X(i)$ sigue adecuadamente a la frecuencia real de la magnitud medida y no requiere correcciones posteriores de fase o retardo, pero si requiere corrección de la amplitud estimada cuando la frecuencia no es la nominal como se muestra a continuación.

$$\hat{X}_{(i)} = \frac{X_{(i)}}{\frac{\sin[\pi(f_0) + 1.625\Delta F_{(i)}]}{2f_0}}$$

en que $\Delta F_{(i)} = \frac{6[\theta_{(i)} - \theta_{(i-1)}] + 3[\theta_{(i-1)} - \theta_{(i-2)}] + [\theta_{(i-2)} - \theta_{(i-3)}]}{20\pi\Delta t}$

es la desviación de la frecuencia respecto de la nominal.

El apéndice de la norma detalla más aspectos que escapan al objetivo de la tesis.

La ecuación anterior es además la que el anexo de la norma propone como algoritmo para la estimación de frecuencia de la PMU (Clases P y M), basada en la variación de fase considerando la fase del fasor de la ventana actual y las tres anteriores.

Para ROCOF propone el cálculo $DF_{(i)} = \frac{\Delta F_{(i)} - \Delta F_{(i-1)}}{\Delta t}$

Para PMU Clase M el anexo de la norma presenta el siguiente filtro.

$$W_{(k)} = \frac{\sin\left(2\pi \frac{2F_{fr}}{F_{muestreo}} k\right)}{2\pi \frac{2F_{fr}}{F_{muestreo}} k} h_{(k)}$$

El requerimiento es que el filtro atenúe al menos 20dB las señales que estén sobre la frecuencia de Nyquist para una frecuencia de reporte dada.

Este filtrado produce mayores retardos pero reduce la probabilidad de *aliasing* y produce mayor precisión.

Abundar en los detalles de este filtro escapa al objetivo de esta tesis.

9.5.2. Filtro FIR y ventana móvil.

El contenido de este capítulo no es extractado de la norma IEEE C37.118.

Para las explicaciones de este capítulo el índice k no va de $k = -N/2 : N/2$ (como en el capítulo anterior) sino de $k = 0 : N$ y las muestras de la señal no son $x_{(i+k)}$ sino $x_{(i-k)}$.

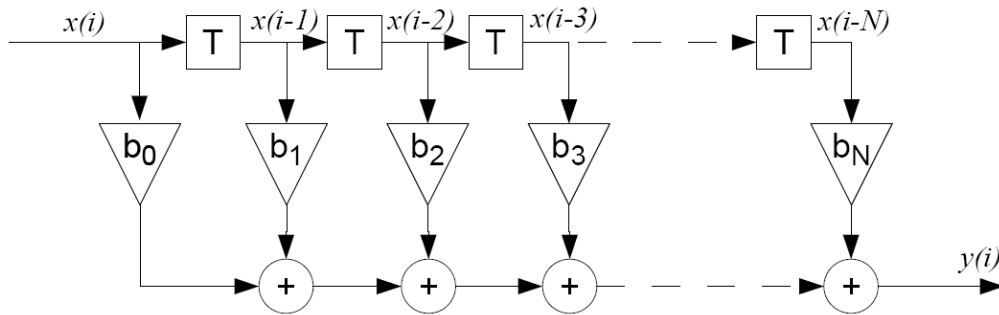
Un filtro FIR (*Finite Impulse Response*) es un filtro digital en que si la entrada es un impulso de amplitud 1 (delta de Kronecker), la salida tendrá un número finito de términos no nulos (la salida será cero luego de un tiempo finito máximo).

La salida de un FIR de orden N en el instante i es

$$y(i) = b_0 x(i) + b_1 x(i-1) + \dots + b_N x(i-N) = \sum_{k=0}^N b_k x(i-k) \quad i = 0 \dots \infty$$

Es una convolución de los coeficientes b_k con la señal de entrada x .

El filtro tiene $N+1$ términos en que considera la última muestra de la señal $x(i)$ y los N valores muestreados previamente de la señal ($x(i-1)$ hasta $x(i-N)$).



F 38. Esquema de un filtro FIR. Las muestras de x se mueven un paso hacia la derecha cada T s.

$T = 1/f_{\text{muestreo}}$ es el período de muestreo de la señal, o sea el período con que las muestras de x se mueven un paso a la derecha en la figura F 38. O sea que a intervalos T el índice i aumenta en 1 (pues llega una nueva muestra a la entrada del filtro), y como una muestra dada $x_{(m)}$ tiene $m = i - k$ dado (fijo), si i aumenta en 1, k aumenta también en 1 (lo que es correr la muestra $x_{(m)}$ un paso a la derecha). O sea que para una muestra dada de la señal el índice i varía con la misma velocidad que el índice k pues en una muestra dada $i - k = \text{constante}$.

Aplicando lo anterior puede verse que los coeficientes b_k del filtro corresponden a las salidas que produce el filtro FIR ante una entrada que sea un impulso delta de Kronecker $x(0) = \delta(0)$, entrada de amplitud 1 en el instante $i = 0$ y entrada 0 en todo otro instante i .

$$\delta_{(m)} = \begin{cases} 1, & m = 0 \\ 0, & m \neq 0 \end{cases}$$

En la figura F 38 la delta de Kronecker va moviéndose un paso a la derecha a intervalos T .

La respuesta a impulso delta de Kronecker del FIR es exactamente la secuencia de coeficientes del filtro:

$$y(i) = \sum_{k=0}^N b_k \delta_{(i-k)} \quad \text{entonces}$$

$$y(i) = b_k \quad \text{cuando } i = k = 0 \dots N \quad (\text{o sea cuando } i - k = 0)$$

$$y(i) = 0 \quad \text{para cualquier otro } i$$

Como ya se vio en el cálculo de fasores anterior, se utilizan filtros digitales FIR que están asociados al concepto de “ventana”.

La ventana es el conjunto de muestras que utiliza el filtro para calcular el fasor de un instante dado i . Como se ve, el filtro FIR definido como se hace en este capítulo (definición clásica) no es una ventana con estampa de tiempo i en el centro de la ventana, sino en el final de la ventana. Pero esto no representa ningún inconveniente.

La ventana de tamaño $N+1$ considera $N+1$ muestras (FIR de orden N). O sea que la historia que utiliza o “ve” el filtro FIR es únicamente la muestra “actual” y las N muestras previas, y no más atrás.

La ventana es una ventana móvil o deslizante al ir variando i . Este movimiento de la ventana es permanente.

En el caso de cálculo de sincrofasores si la frecuencia de muestreo de la señal $f_{muestreo}$ es fija, es múltiplo de la tasa de reporte F_s de la PMU. Evidentemente no es necesario calcular los sincrofasores a intervalos $T = 1/f_{muestreo}$ (ante cada nueva muestra ingresada a la entrada del filtro FIR) pues se precisa reportar los sincrofasores solamente cada $\Delta t = 1/F_s$.

9.5.3. Artículos sobre algoritmos y filtros para estimación de sincrofasores.

Además del modelo básico de referencia de estimación de sincrofasores [IEEE C37.118.1, 2011] del capítulo 9.5.1 existen varios artículos recientes que analizan diversos algoritmos o filtros para estimación de fasores y sincrofasores y su desempeño [Lixia, 2010-2011], [Castello, P. et al., 2012], [Macii, D. et al., 2012], [Barchi, G. et al., 2012], [Belega, D. and Petri, D., 2012].

Estos artículos presentan distintos algoritmos en que se aplica “*windowing*” con ventanas de diversas extensiones, uso de polinomios complejos de segundo orden para algoritmo de 6 parámetros, cálculo del sincrofasor con tres ventanas parcialmente solapadas, mínimos cuadrados ponderados, etc. Algunos algoritmos se basan en el modelo estático de fasor y otros en el modelo dinámico de fasor.

No forma parte de esta tesis la profundización en dichos artículos y estrategias para estimar fasores.

Pero se mencionan estas referencias bibliográficas pues esta información es de aparición muy reciente, y así como la norma IEEE C37.118.1-2011 también reciente, dejan claro que el algoritmo DFT no funciona correctamente en condiciones dinámicas (no cumple los requerimientos de la norma).

9.6. Sincronización horaria de los sincrofasores.

Como ya se mencionó en el capítulo 9.2.2, la sincronización horaria de los sincrofasores y de las demás medidas o estimaciones de una PMU (frecuencia, variación de

frecuencia, etc.) se hace respecto a la hora UTC (*Coordinated Universal Time*) y dicho tiempo se estampa o asocia a las medidas (como se menciona en capítulos anteriores, por ejemplo en 9.3.8).

La hora UTC es el instante del día en el meridiano de Greenwich (longitud 0°).

La señal UTC de tiempo debe ser recibida por las PMUs de una fuente de alta precisión, por ejemplo de GPS (*Global Positioning System*). Ver el siguiente capítulo 9.6.2.

Su precisión debe ser suficiente para mantener en los límites requeridos a los errores TVE, FE y RFE de las medidas y cumplir los demás requerimientos de la norma IEEE C37.118.1-2011.

Para fasores de $f_N = 50\text{Hz}$:

- un error $TVE = 1\%$ corresponde a un error en la precisión de la señal de sincronización de $\pm 31.8\mu\text{s}$ o sea a $\pm 0.573^\circ$.
- un error en frecuencia de 0.1 MHz en la fuente de tiempo lleva a un error límite $FE = 0.005\text{ Hz}$,

que son los errores límite de estado estacionario para PMUs de Clase P, según las tablas T 2 y T 3 del capítulo 9.4.4.

La norma C37.118.1-2011 recomienda que la fuente de tiempo sea estable de forma que sea al menos 10 veces mejor que el valor que lleva al error $TVE = 1\%$.

$\pm 1\mu\text{s}$ de error en el reloj corresponde un defasaje espurio de $\pm 0.018^\circ$ y a un $TVE = 0.031\%$.

Entonces $1\mu\text{s}$ es un error o retardo admisible para las aplicaciones con sincrofasores.

La siguiente tabla muestra diversos valores de errores y su relación.

error en tiempo	error en ángulo	TVE
1 μs	0.018 °	0.031 %
2 μs	0.036 °	0.063 %
31.8 μs	0.573 °	1 %

T 12. Relación entre los errores expresados como tiempo, ángulo y TVE.

El máximo error de sincronización está dado por la siguiente ecuación, según presenta un anexo informativo de la versión previa de la norma [IEEE C37.118, 2005].

$$E_i = E_s + R_i A_c \quad [s]$$

en que

- E_s es el error máximo de la señal de sincronización en [s]
- R_i es el intervalo de repetición [s]
- A_c es la relación de precisión del reloj [s/s]

Por ejemplo una PMU sincronizada con una señal de 1PPS de GPS que tenga un error de $1\mu s$, acoplado a un reloj con precisión 10^{-6} produce un error total

$$E_t = 10^{-6} s + \frac{1}{1pps} 10^{-6} = 2\mu s.$$

A continuación se mencionan y describen muy brevemente formas concretas de sincronización de IEDs mediante GPS y IRIG-B o IEEE 1588. Escapa al alcance de esta tesis profundizar en estos temas.

9.6.1. Estampa de tiempo (*time tag*) de las medidas.

La medida de un fasor es la representación estimada del fasor de una señal sinusoidal. La estimación se realiza para un instante particular de la señal y ese instante es representado por la estampa de tiempo del fasor.

O sea que el instante de la estampa de tiempo se usa para determinar los valores instantáneos de los sincrofasores, tal como fue definido el sincrofasor en el capítulo 9.2.2.

Entonces una PMU le asigna a cada medida una etiqueta o estampa de tiempo (*time tag*) que se corresponde con el instante UTC de la medida.

En la norma IEEE C37.118-2005 la estampa de tiempo se definía como el instante del fasor teórico que el sincrofasor estimado (medido) representa. Esta definición reconoce que un sincrofasor es una estimación de los parámetros de una senoide dentro de la ventana de observación, más que la respuesta a la señal de entrada; como dicha estimación cubre un pequeño lapso (ventana), representa una especie de promedio de los parámetros que pudieran cambiar durante la ventana. En muchos casos la mejor estimación del fasor se obtiene si el tiempo de la etiqueta es el del centro de la ventana.

La etiqueta debe indicar el instante con resolución de al menos $1\mu s$ en un período de 100 años. El estado de la hora de la etiqueta debe incluir la calidad de ese tiempo que indique trazabilidad con la hora UTC.

Un cuadro o marco de datos (*frame*) es el conjunto de medidas (múltiples canales de sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia, muestras de señales, valores digitales, etc.) que corresponden a una misma estampa de tiempo.

El tiempo o instante de la medida está dado por la siguiente fórmula

$$time = SOC + \frac{FRACSEC}{TIME_BASE}$$

La etiqueta consiste en tres números, lo dos primeros determinan la hora (*time*) y el tercero la calidad de dicha hora (*time quality*):

- SOC (*second-of-century*).

Indica el segundo en el que se realiza la medida, tomando como origen la medianoche UTC del 1° de enero de 1970. Es un número entero sin signo de 32 bits, lo que permite que cuente de a segundos hasta 136 años.

- **FRACSEC** (*fraction-of-second*).

Representa la fracción de segundo de la medida actual. Es un número entero de 24 bits.

- **Time Quality Flag**.

TIME_BASE expresa la resolución de la estampa de tiempo. Es una variable entera o campo de los mensajes de configuración que transmiten PMUs y PDCs.

La evaluación del tiempo de retardo (visto en el capítulo 9.3.5) permite conocer si el estampado de tiempo que realiza la PMU está adecuadamente compensado, ya que tiene que ser aproximadamente 0.

El anexo C [IEEE C37.118.1, 2011] (que es informativo, no mandatorio) indica que si en una PMU los retardos de las muestras de entrada estén compensados (debidos a filtros analógicos y el muestreo) y si los coeficientes del filtro FIR que estima los fasores son simétricos respecto de la ventana de muestreo, es adecuado usar la estampa de tiempo de la muestra del centro de la ventana como la estampa de tiempo del fasor estimado. Además indica que el retardo de grupo (*group delay*) del algoritmo FIR que estima los fasores es $Gd = N/2 \Delta t$ (media ventana). Ver capítulos 9.5 y 9.7.3.

El retardo de grupo de un sistema lineal invariante en el tiempo es una medida de la linealidad de la fase de la transferencia del sistema respecto de la frecuencia. Si la fase es lineal, todas las frecuencias experimentan el mismo retardo al atravesar el sistema por lo que no hay dispersión en el tiempo de las distintas frecuencias.

9.6.1.1. Instantes de reporte.

La tasa de reporte de sincrofasores F_s ya fue descrita en el capítulo 9.3.8.

Los instantes de reporte a dicha tasa ocurren como se indica a continuación.

- Si $F_s = N \text{ fps}$ (la tasa es mayor que 1/s).

Al primer marco (conjunto de medidas) de un segundo dado (marco n° 0) se le asigna el valor FRACSEC=0.

Al siguiente marco reportado (marco n° 1) se le asigna FRACSEC=1 y corresponde al instante $\frac{1}{N} s$ (fracción dentro del segundo).

Así sucesivamente FRACSEC=k corresponde al marco n° k, siendo $\frac{k}{N} s$ la fracción del segundo, variando k de 0 y N-1.

El marco siguiente al n° N-1 ya corresponde al inicio de un nuevo segundo (SOC) y comienza nuevamente FRACSEC=0 siendo el marco n° 0 del nuevo segundo.

Recordar la figura F 32 del capítulo 9.2.2.

- Si $F_s = M$ segundos entre medidas (la tasa es menor o igual que 1/s).

En el instante de inicio de cada hora (hh:00:00) se efectúa un reporte. Los siguientes reportes están uniformemente espaciados de acuerdo a la tasa de reporte.

9.6.2. GPS (Global Positioning System).

El Sistema Global de Posicionamiento (GPS) es un sistema de navegación que usa una constelación de 24 satélites del Departamento de Defensa de los Estados Unidos de Norte América (EEUU).

Este sistema difunde señales de alta precisión para localización y sincronización de tiempo.

El primer satélite GPS fue lanzado en 1978. El sistema GPS fue liberado al uso civil en 1980 y está disponible para este uso excepto en caso de emergencia nacional en los Estados Unidos de Norte América.

Desde cualquier punto de la tierra siempre hay visibles al menos 5 satélites.

En tierra hay:

- 4 estaciones monitoras (rastrea los satélites y envían datos a la estación de control central)
- 1 estación de control central (calcula las trayectorias de los satélites y los coeficientes de corrección de los relojes y los envía a las estaciones de transferencia)
- 3 estaciones de transferencia (transmiten los datos a los satélites al menos 1 vez por día)

Cada satélite GPS transmite dos señales de radio:

- L1 a 1575,42 MHz (de uso civil; utiliza el Código de Adquisición Aproximativa "C/A")
- L2 a 1227,60 MHz (de uso militar y permite compensar la variación de velocidad de las ondas al atravesar la atmósfera; utiliza el código de precisión "P").

Un receptor GPS instalado en un lugar dado:

1. Recibe las señales GPS de los satélites,
2. Calcula la posición y el tiempo local a partir de las señales recibidas,
3. Envía el tiempo a otros dispositivos (protecciones, RTU, etc.) utilizando por ejemplo el protocolo IRIG o IEEE 1588).

Relojes sincronizados con GPS proveen suficiente precisión para aplicaciones como los sincrofasores.

GPS tiene una precisión básica de $\pm 0.2 \mu s$, no excediendo el error de $\pm 0.5 \mu s$ el 92% del tiempo ni $\pm 1.1 \mu s$ el 99.9% del tiempo.

9.6.3. IRIG e IEEE 1588 (IEC 61588).

La señal de sincronización horaria puede llegar a la PMU diseminada desde el receptor GPS por señales IRIG-B según norma [IRIG 200, 2004], o más recientemente por IEEE 1588 [IEEE 1588, 2008] y IEEE C37.238-2011 [IEEE C37.238, 2011].

9.6.3.1. IRIG-B.

El *Inter-Range Instrumentation Group* (IRIG) fue creado en 1959 para sincronizar equipos de monitoreo de lanzamiento de misiles.

La norma IRIG 200-04 [IRIG 200, 2004] del *Range Commanders Council of the U.S. Army Sands Missile Range*) define varios formatos para transmitir la información horaria, precisiones, etc.

El código IRIG (*serial time code format*) completo consiste en una letra y 3 dígitos, por ejemplo IRIG-B120, IRIG-B122, IRIG-B000, IRIG-B002.

- La letra determina el Formato (*Bit Rate / Index Count Interval* o frecuencia y período de 1 bit entre 2 flancos ascendentes) y también el *Time Frame Rate* y su correspondiente *Time Frame Interval*.

A – 1 kpps / 1 ms	-	10 fps / 0.1 s
B – 100 pps / 10 ms	-	1 fps / 1 s
D – 1 ppm / 1 min	-	1 fph / 1 h
E – 10 pps / 0.1 s	-	6 fpm / 10 s
G – 10 kpps / 0.1 ms	-	100 fps / 10 ms
H – 1 pps / 1 s	-	1 fpm / 1 m
- El primer dígito corresponde a la técnica de modulación:
 - 0 – pulso con código (DCLS o *Direct Current Level Shift, with coded*) (demodulado).
 - 1 – onda sinusoidal (*sine wave carrier*) (AM o amplitud modulada).
 - 2 – modulación Manchester modificada.
- El segundo dígito corresponde a la frecuencia/resolución del *carrier* (cuentas incluidas en el mensaje):
 - 0 – sin carrier (DCLS).
 - 1 – 100 Hz (10 ms de resolución).
 - 2 – 1 kHz / (1 ms de resolución).
 - 3 – 10 kHz (100 μ s de resolución).
 - 4 – 100 kHz (10 μ s de resolución).
 - 5 – 1 MHz (1 μ s de resolución).
- El tercer dígito corresponde a expresiones codificadas y su intervalo:
 - 0 – BCD (*binary-coded decimal day of year, hours, minutes, and for some formats seconds and fractions*),
 - CF (*control functions*),
 - SBS (*straight binary seconds of day*).
 - 1 – BCD, CF.

- 2 – BCD.
- 3 – BCD, SBS.
- 4 – BCD, BCD Year, CF, SBS.
- 5 – BCD, BCD Year, CF.
- 6 – BCD, BCD Year.
- 7 – BCD, BCD Year, SBS.

Por ejemplo IRIG-B122 (que es comúnmente usada) transmite 100 pulsos por segundo en una señal sinusoidal de 1 kHz modulada en amplitud codificando la información en BCD.

El *frame* (marco o entramado) de IRIG-B (definido por la letra B) es de 1s, por lo que la información de tiempo se trasmite 1 vez por segundo. Cada dispositivo (PMU en el caso estudiado) debe ajustar su reloj interno con la señal IRIG-B que recibe cada 1 segundo.

Si se usa IRIG-B AM (códigos IRIG-B1xx) para sincronizar PMUs, esta señal debe ser necesariamente suplementada por una señal de un pulso por segundo (1 PPS) para obtener la referencia de tiempo precisa necesaria para los sincrofasores. Los receptores comerciales GPS pueden proveer dicha señal de 1 PPS además de la señal IRIG-B AM.

La norma no hace referencia a un eventual uso de IRIG-B DC o demodulada (IRIG-B0xx, por ejemplo IRIG-B000).

Si se usa IRIG-B modulación Manchester modificada (códigos IRIG-B2xx) la señal ya es suficientemente precisa para su uso en sincrofasores y no requiere la señal adicional de 1 PPS. Además IRIG-B2xx es más compatible con la fibra óptica y los sistemas digitales que los otros formatos IRIG-B.

9.6.3.2. IEEE 1588.

La norma IEEE 1588-2008 [IEEE 1588, 2008] permite tiempos con precisiones mejores a $1\mu s$ para equipos conectados vía una red de datos como ser Ethernet.

La norma IEEE C37.238-2011 [IEEE C37.238, 2011] especifica un subconjunto de funcionalidades IEEE 1588 a ser soportadas por aplicaciones para protección, control, automatización y comunicación de datos de sistemas de potencia utilizando una arquitectura de comunicación Ethernet.

En 2009 la IEC (*International Electrotechnical Commission*) adoptó la norma IEEE 1588-2008 como norma conjunta IEC 61588-2009 - IEEE 1588-2008 [IEC 61588, 2009].

Actualmente existen tanto *switches* como relojes maestros y esclavos Ethernet comerciales con funcionalidades IEEE C37.238 implementadas que han demostrado su buen desempeño.

En la búsqueda de equipos comerciales realizada en la fecha de redacción de esta tesis no se han encontrado PMUs (o IEDs con función de PMU incorporada, como ser relés de protección) que usen la sincronización horaria IEEE 1588 – IEEE C37.238, pero seguramente en el futuro cercano los fabricantes la incorporarán.

9.7. Transferencia de datos. IEEE C37.118.2-2011.

La norma [IEEE C37.118.2, 2011] define un método para el intercambio o comunicación de los datos de las medidas de sincrofasores. Especifica los mensajes incluyendo tipos, usos, contenidos y formatos de datos para la comunicación en tiempo real entre PMUs (*Phasor Measurement Units*) y PDCs (*Phasor Data Concentrators*), así como otras aplicaciones.

El objetivo de la norma IEEE C37.118.2-2011 es facilitar el intercambio de datos y provee un método definido y de acceso abierto a los fabricantes para facilitar el desarrollo y uso de sincrofasores.

Para facilitar la amplia adopción de la tecnología de medida de sincrofasores y facilitar el uso de otros protocolos de comunicación para la transmisión de sincrofasores, es que la norma IEEE C37.118-2005 se separó en dos en el año 2011. Ver el capítulo 9.1.

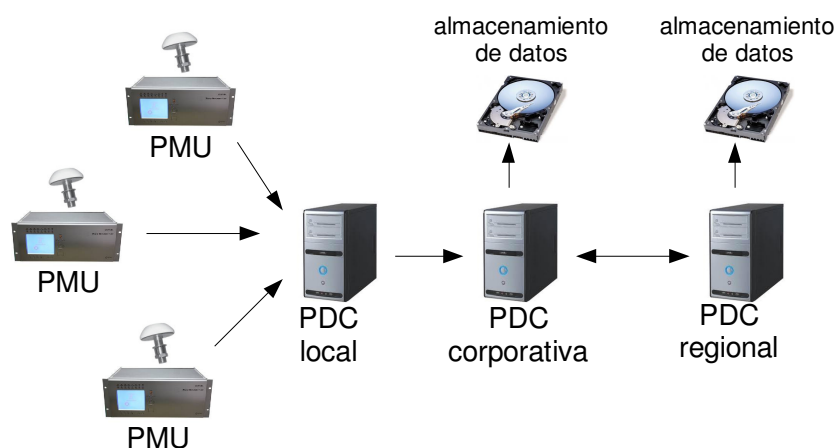
Esto permite que los equipos puedan cumplir con la norma IEEE C37.118.1-2011 sobre las medidas de sincrofasores para sistemas de potencia (el objetivo original de la norma) más allá que usen otros protocolos de comunicación en vez de cumplir con la norma IEEE C37.118.2-2011 sobre transferencia de datos de sincrofasores para sistemas de potencia, facilitando por ejemplo la armonización de la norma IEEE C37.118-2005 con la norma IEC 61850.

Esta tesis se concentra en el estudio de los algoritmos de protección sistémica PSD (*power swing detection*), OOST (*predictive out-of-step tripping*) y OOSD (*out-of-step detection*) y en una posible aplicación a la red eléctrica uruguaya (capítulos 10 y 12), algoritmos que se basan en la medida de sincrofasores de tensión y no se concentra en la necesaria comunicación de datos de sincrofasores, por lo que no se profundiza en la norma IEEE C37.118.2-2011 pues su temática en general escapa al alcance de la tesis.

Más allá de ello, en este capítulo se mencionan algunos aspectos de la norma IEEE C37.118.2-2011 y la comunicación de datos.

9.7.1. Red de sincrofasores.

Una red de sincrofasores sencilla puede ser como muestra la siguiente figura.



F 39. Red de datos de sincrofasores.

Las PMUs ya fueron definidas y caracterizadas en el capítulo 9.2.4.

Un DC (*Data Concentrator*) es un equipo que combina datos de equipos de medida.

Un PDC (*Phasor Data Concentrator*) es un DC usado en un sistema de medida de fasores.

Un PDC opera como un nodo en una red de comunicaciones, en que datos de sincrofasores provenientes de PMUs o PDCs son correlacionados o alineados temporalmente por su estampa de tiempo y enviados juntos a un PDC de nivel jerárquico superior y/o a una aplicación.

El PDC puede realizar algunas funcionalidades adicionales:

- Chequeos de calidad de la información,
- Chequeos para marcar perturbaciones y grabar archivos de información para su análisis,
- Monitorear el conjunto de medidas recibidas desde todo el sistema y exhibir los resultados,
- Salidas especiales, como ser una interfaz directa con un SCADA

Si hay varias PMU en una subestación puede haber en ella un PDC.

Típicamente varias PMUs ubicadas en distintas subestaciones clave del sistema eléctrico envían información en tiempo real a un PDC en el que la información es alineada y recolectada. Dicha información puede ser usada desde aplicaciones de visualización y alarmas, hasta para sofisticadas funcionalidades de análisis, control, o protección.

PDCs de distintas empresas pueden reportar a un PDC central para proporcionar información de toda la red eléctrica.

9.7.2. Formato de comunicación.

La norma IEEE C37.118.2-2011 determina los formatos de la comunicación en tiempo real desde o hacia PMUs y PDCs.

La información (medidas) puede ser almacenada en la PMU o PDC de forma conveniente; pero si la información se transmite, esta debe ser formateada como indica la norma IEEE C37.118.2-2011 si ésta es usada.

La implementación de otros protocolos adicionales para comunicación de datos de sincrofasores no está limitada.

La estructura de mensajes (*messaging framework*) es la siguiente.

Se definen cuatro tipos de mensajes:

- Datos (las medidas hechas por la PMU),
- Configuración (tipos de datos, factores de calibración, otros meta-datos que envían PMUs y PDCs),

- Cabecera (información descriptiva provista por el usuario que envían PMUs y PDCs),
- Comando (códigos que envían PMUs y PDCs para control y configuración).

En operación normal las PMUs solamente transmiten mensajes (*frames*) de datos.

En la norma IEEE C37.118.2-2011 se hace referencia a *frames* con dos acepciones distintas, pero no hay confusión pues el contexto aclara el significado.

- Como ya se mencionó en el capítulo 9.3.8, un cuadro o marco de datos (*frame*) de una PMU es el conjunto de medidas (sincrofasores, frecuencia, variación de frecuencia, etc.) que corresponden a una misma estampa de tiempo (*time tag*).
- Referido a la comunicación de datos, se menciona *frame* o *framework* como la estructura del mensaje.

Todos los tipos o estructuras de mensaje tienen los siguientes campos:

- SYNC (sincronización, tipo y versión del mensaje),
- FRAME SIZE (número total de *bytes* en el mensaje),
- IDCODE (identifica el destino del mensaje de comando, o el origen del mensaje de datos, configuración o cabecera),
- SOC (la primera parte de la estampa de tiempo: el segundo, tomando como origen la medianoche UTC del 1° de enero de 1970).
- FRACSEC (la primera parte de la estampa de tiempo: la fracción de segundo),
- CHK (comprobación de redundancia cíclica CRC-CCITT),

comenzando siempre con la secuencia de las siguientes cinco palabras (*words*) SYNC, FRAME SIZE, IDCODE, SOC y FRACSEC y finalizando siempre con la palabra CHK; entre ambos grupos de palabras se envía la información propia de cada tipo de mensaje.

La estampa de tiempo de las medidas ya fue estudiada en el capítulo 9.6.1.

El capítulo actual se refiere a la estampa de tiempo en los mensajes de comunicación. Si el mensaje es de datos la estampa de tiempo del mensaje es la estampa de tiempo de las medidas del mensaje. Si el mensaje no es de datos (es de comando, configuración o cabecera) la estampa de tiempo es el instante de la transmisión de datos.

En ambos casos el instante está dado por la ecuación

$$time = SOC + \frac{FRACSEC}{TIME_BASE}$$

9.7.3. Retardo (*delay*) en la comunicación.

Para realizar una medida, enviar una medida y usar una medida se requiere tiempo.

Éste es el retardo global considerado en este capítulo.

El proceso de medida produce un retardo. Incluye la ventana de recolección de muestras para la medida, el método o algoritmo de estimación, el filtrado y el tiempo para

procesar la información. Esto ya fue mencionado en los capítulos 9.3.6 y 9.4.5.4 así como en 9.3.4 y 9.4.5.3.

La comunicación produce un retardo. Incluye el tiempo para enviar cada *bit* del mensaje, la distancia, el tipo de comunicación, *buffers* de comunicación, multiplexado y procesos de conversión.

El procesamiento en el equipo receptor produce un retardo. Incluye los tiempos de procesamiento de los algoritmos de aplicación (toma de decisiones y acciones) como se mencionó en el capítulo 8 (ver figura F 28).

El retardo de la comunicación (retardo global) depende fuertemente de la ventana de medida y el filtrado, lo que depende de la tasa de reporte (*reporting rate*) y la clase de desempeño de la PMU (*performance class*). Ver capítulos 9.3.8 y 9.4.1.

Los retardos de procesamiento para calcular la estimación son generalmente menores en comparación con otros retardos.

La norma IEEE C37.118.2-2011 en su anexo C, solamente a título informativo, presenta la siguiente tabla de causas de retardo y rangos típicos.

Causas de retado	Rango típico del retardo
Ventana de muestreo (retardo de ½ ventana)	17 ms a 100 ms
Filtrado de la medida	8 ms a 100 ms
Procesamiento en la PMU	0.005 ms a 30 ms
Procesamiento y alineación en el PDC	2 ms a más de 2 s
Salida serie	0.05 ms a 20 ms
Sistema de comunicación E/S	0.05 ms a 30 ms
Distancia de comunicación	3.4µs/km a 6µs/km
Almacenamiento en <i>buffer</i> y corrección de errores	0.05 ms a 8 ms
Entrada de aplicación	0.05 ms a 5 ms

T 13. Causas de retardo y rangos típicos.

Estos valores típicos serán utilizados luego en el capítulo 12 para determinar los retardos a considerar en los estudios de simulación realizados en el sistema eléctrico de potencia uruguayo.

9.7.4. Mapeo de la comunicación de sincrofasores.

La transmisión de datos de la norma IEEE C37.118.2-2011 es un método en tiempo real en que la información es enviada inmediatamente a que fue medida utilizando un intervalo constante predefinido.

Los mensajes y estructuras de datos descritos en la norma IEEE C37.118.2-2011 (ver capítulo 9.7.2 de esta tesis) pueden ser transmitidos de diversas maneras.

Pueden ser mapeados en una interfase de comunicación serie RS-232, usando equipos de comunicación serie. El orden de recepción debe ser el mismo que el de envío.

Pueden ser mapeados en TCP (*Transmission Control Protocol*) o UDP (*User Datagram Protocol*), y escritos y leídos usando funciones IP (*Internet Protocol*) estándar de

entrada-salida y transportado por Ethernet u otros medios. El método más usado para transmitir mensajes IEEE C37.118 es IP en una red de comunicación. Se puede usar solamente TCP, solamente UDP, UDP para mensajes de datos y TCP para mensajes de configuración, cabecera y comando, o transmisión espontánea por UDP.

Profundizar estos aspectos escapa la alcance de la tesis.

9.7.5. Ancho de banda de la comunicación.

La norma IEEE C37.118.2-2011 no impone o restringe el sistema o medio de comunicación empleado entre PMUs y PDC o entre PDCs.

La mayoría del tiempo se está transmitiendo continuamente mensajes de datos desde las PMUs o PDCs a la tasa de reporte definida.

Por eso el ancho de banda requerido está determinado fundamentalmente por el tamaño del mensaje de datos, la tasa de reporte y las cabeceras adicionales de los medios de comunicación (*overheads*).

Típicamente los mensajes de datos de una PMU pueden ser de entre 40 y 70 *bytes*.

TCP agrega una cabecera de 44 *bytes/frame*, lo que puede representar un incremento de más del 50%.

La norma IEEE C37.118.2-2011 en su anexo C, solamente a título informativo, presenta una tabla de la que se extraen los siguientes valores. Usando UDP/IP sobre Ethernet y para una tasa de reporte $F_s = 50 \text{ fps}$, la tasa de transmisión de dos fasores es de 33600 *bps* o 38400 *bps* según si las magnitudes se expresan como enteros o en punto flotante.

10. Funciones de protección sistémica usadas en esta tesis.

10.1. Descripción de las funciones PSD, OOST y OOSD.

En este capítulo se describen las funciones o algoritmos PSD (*power swing detection*), OOST (*predictive out-of-step tripping*) y OOSD (*out-of-step detection*) que fueron mencionados en el capítulo 7.4.5.3.7.2 para detección y discriminación de oscilaciones de potencia.

Estos algoritmos están patentados [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b] y fueron estudiados tanto de la patente como de artículos sobre algunas aplicaciones o posibles aplicaciones de los mismos [Guzmán et al., 2007], [Schweitzer et al., 2008], [Schweitzer et al., 2009], [Schweitzer et al., 2010], [Mulhausen et al., 2010].

Muchas de las descripciones a continuación son tomadas de las referencias bibliográficas antes mencionadas y otras fueron desarrolladas en los estudios de esta tesis.

Estos algoritmos posteriormente se aplican de forma simulada a la red eléctrica uruguaya en el capítulo 12.

10.1.1. Características generales.

Estas funciones o algoritmos abordan el análisis de las oscilaciones ante grandes perturbaciones en un sistema eléctrico a partir de un dato base que es la diferencia angular δ entre dos puntos del mismo, puntos que corresponden a generadores o equivalentes de los mismos o áreas, u otros puntos relevantes del sistema eléctrico.

El algoritmo OOSD utiliza dicha diferencia angular, ángulo relativo o fase relativa δ , mientras que los algoritmos PSD y OOST no lo utilizan directamente sino que usan su derivada primera que notaremos $S, \dot{\delta}$ o δ' (frecuencia de deslizamiento o *slip* o velocidad de variación del ángulo) y su derivada segunda que notaremos $A, \ddot{\delta}$ o δ'' (aceleración).

Se comenta a continuación una de las maneras descritas [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b] en que se pueden implementar estos algoritmos.

Llamaremos a los dos puntos de medida L (local) y R (remoto).

La diferencia de ángulo δ antes mencionada se calcula como la diferencia de argumento de los fasores de las tensiones de secuencia positiva $\bar{V}_d = 1/3(\bar{V}_a + \bar{a}\bar{V}_b + \bar{a}^2\bar{V}_c)$ en los dos puntos de medida, siendo \bar{V}_a, \bar{V}_b y \bar{V}_c las tensiones de las fases (fase-tierra).

Dado que se miden tensiones en dos puntos distintos del sistema de potencia y que interesa su diferencia de fase:

- evidentemente esta diferencia de fase corresponde a fasores medidos en el mismo instante o adecuadamente corregidos de manera que sean buena estimación de fasores en el mismo instante,
- el cálculo de la diferencia de fase se hace en un lugar, por lo que al menos uno de los puntos de medida (R) no es el lugar donde se calcula la diferencia; entonces se precisan medios de comunicación para enviar las medidas de ángulo desde al menos uno de los puntos de medida (R) hasta el lugar donde se calcula la diferencia de ángulos.

Estos algoritmos requieren que el centro eléctrico del sistema se encuentre entre los puntos de medida L (local) y R (remoto) en que se ubican las dos PMUs (*Phasor Measurement Units*). Este aspecto mencionado en las referencias bibliográficas de los algoritmos, puede ser visualizado considerando los estudios posteriores del capítulo 10.2.1.3 y considerando en conjunto las figuras F 15 del capítulo 7.4.3.1, F 50 del capítulo 10.1.4, F 62, F 64 y F 65 del capítulo 10.2.1.3 ya que si para la perturbación bajo estudio el centro eléctrico del sistema no estuviese entre los puntos de medida L y R el ángulo relativo δ siempre estaría acotado a valores relativamente bajos.

No se utilizan mediciones o estimaciones del retardo o latencia de la comunicación para buscar corregir su efecto en la fase del fasor recibido.

Recordar que en fasor de frecuencia f un retardo en la comunicación o un error en el estampado de tiempo de valor τ se ven como un defasaje de $2\pi f\tau$ radianes respecto de la fase verdadera.

Ejemplos para una señal de $f = 50\text{Hz}$:

- 1ms de error o retardo corresponde un error o defasaje espurio de 18° !!!.
- Si corresponde a un error es inadmisibles para estas aplicaciones.
- $1\mu\text{s}$ de error o retardo corresponde un error o defasaje espurio de 0.018° . Es un error o retardo admisible para estas aplicaciones.

Por el contrario se utilizan fasores sincronizados también llamados sincrofasores para lograr alta precisión en los algoritmos PSD, OOST y OOSD.

Los sincrofasores de ambos puntos L y R de medida tienen incorporada una estampa de tiempo suficientemente precisa y con referencia común o única, por lo que esta técnica no introduce error de fase apreciable. Los sincrofasores se miden en el mismo instante en ambos puntos de medida y a intervalos periódicos.

La precisa estampa de tiempo incluida en los sincrofasores es la que permite posteriormente “alinearse” a los correspondientes al mismo instante y calcular su diferencia angular o de fase δ .

Esta actividad de alineación de las dos medidas del mismo instante i requiere un “stack” o pila o memoria FIFO (*first-in-first-out*) para esperar a la medida que llega más tarde o a la medida remota (R).

Esta alineación de los sincrofasores así como los cálculos necesarios para los algoritmos PSD, OOST y OOSD y las órdenes correctivas que los algoritmos determinen se realizan en un equipo o función llamado PDC (*Phasor Data Concentrator*) y/o SVP (*Synchrophasor Vector Processor*).

El equipo que contiene la función PDC y/o SVP también puede incluir la función de PMU local (*L*) si está instalado en uno de los dos puntos de medida de sincrofasores.

Dado que los PDC y/o SVP son computadoras (“*hardware*” y “*software*”) digitales dedicadas y las PMU miden sincrofasores a intervalos predefinidos, los cálculos de las derivadas primera y segunda de la diferencia angular δ (expresada en grados) son aproximados por los siguientes cálculos discretos [Schweitzer et al., 2009]:

$$\boxed{\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ en [Hz]}} \quad \boxed{\ddot{\delta}_i = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ en } \left[\frac{\text{Hz}}{\text{s}} \right]}$$

A continuación se realizan dos pequeños comentarios sobre las ecuaciones anteriores que se consideran interesantes, no incluidos en las referencias bibliográficas mencionadas en 10.1.

1. Un “ciclo” completo de una oscilación de potencia corresponde a haber vuelto al ángulo considerado “inicial”, o sea a un ángulo $\Delta\delta = 360^\circ$.

Esto se hace evidente observando las envolventes de las tensiones y corrientes medidas en un punto dado de la red eléctrica (ver figuras F 11 y F 12), o considerando una oscilación inestable en el diagrama de Clarke (ver figura F 14) en el plano de impedancias usado normalmente para el bloqueo ante oscilaciones de potencia en relés de distancia (ver capítulo 7.4.3.1, figura F 15).

Por ello la ecuación anterior de $\dot{\delta}$ tiene el coeficiente $1/360$ [ciclo/°] que convierte las unidades [°/s] a [Hz], pues $\left[\frac{\text{ciclo}}{\circ} \right] \left[\frac{\circ}{\text{s}} \right] = [\text{Hz}]$.

2. Como se ve $\dot{\delta}_i = f(\delta_i, \delta_{i-1})$ y $\dot{\delta}_i = g(\delta_i, \delta_{i-1})$ por lo que $\ddot{\delta}_i = f_1(\delta_i, \delta_{i-1}, \delta_{i-2})$.

Entonces calcular $\ddot{\delta}$ requiere valores de tres muestras consecutivas, mientras que calcular $\dot{\delta}$ requiere valores de dos muestras consecutivas como presenta la siguiente tabla con los datos y cálculos necesarios.

Datos			Cálculos necesarios para obtener $\ddot{\delta}_k$			
tiempo t	ángulo fasor local	ángulo fasor remoto	ángulo relativo	Δt	velocidad	aceleración
t_{K-2}	ϕ_{K-2}	φ_{K-2}	δ_{K-2}			
t_{K-1}	ϕ_{K-1}	φ_{K-1}	δ_{K-1}	$t_{K-1} - t_{K-2}$	$\dot{\delta}_{K-1}$	
t_K	ϕ_K	φ_K	δ_K	$t_K - t_{K-1}$	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$

T 14. Cálculo discreto de aceleración y velocidad.

siendo Δt un valor fijo si no hay pérdida de datos o muestras y los relojes son precisos y sincronizados, por lo que Δt podría no ser calculado por ser conocido.

El sistema PDC y/o SVP debe incluir también funcionalidades sobre aspectos que hacen a la confiabilidad y validación de las señales recibidas, considerando el estado de las comunicaciones, la integridad de los datos y el estado de la sincronización horaria, etc. para habilitar o bloquear las funciones PSD, OOST y OOSD.

Las tres funciones tienen un bloqueo si la amplitud de las magnitudes es menor por ejemplo al 1% de la tensión nominal Un , o sea aproximadamente 1V secundario en muchas instalaciones.

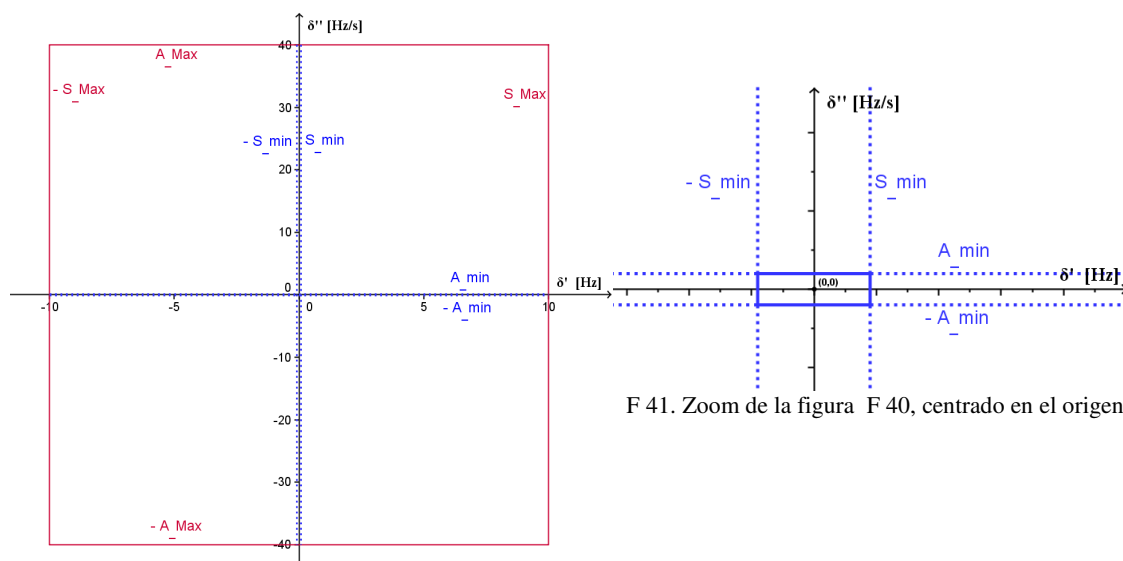
También puede tener que ser necesaria o posible para la aplicación una habilitación por corriente significativa en el extremo local (L) de la línea bajo estudio de por ejemplo más que el 10% de la corriente nominal In . En la aplicación desarrollada en esta tesis (capítulo 12) no se usa esta habilitación.

Las habilitaciones y bloqueos de los algoritmos se ven en los bloques grises de sus diagramas de bloques en figuras F 42, F 47 y F 49.

10.1.2. Detector de oscilaciones de potencia (PSD).

El algoritmo, función o sistema PSD (*Power Swing Detection*) para caracterizar las oscilaciones de potencia utiliza las medidas de tensión de secuencia directa de dos PMUs, para a partir de ellas calcular la diferencia angular δ entre ambas medidas sincronizadas o sincrofases.

Dicho ángulo o diferencia angular es derivado respecto del tiempo para obtener la frecuencia de deslizamiento (*slip*) o velocidad de variación del ángulo $S, \dot{\delta}$ o δ' . Así mismo el deslizamiento es derivado respecto del tiempo para obtener la aceleración $A, \ddot{\delta}$ o δ'' .



F 40. Algoritmo PSD representado en el plano A(S).

F 41. Zoom de la figura F 40, centrado en el origen.

El algoritmo utiliza el valor absoluto de la velocidad (deslizamiento o *slip*) $|S|, |\dot{\delta}|$ o $|\delta'$ y lo compara con los umbrales ajustables llamados S_{min} y S_{Max} .

También utiliza el valor absoluto de la aceleración $|A|, |\ddot{\delta}|$ o $|\delta''$ y lo compara con los umbrales ajustables llamados A_{min} y A_{Max} .

Entonces el algoritmo PSD no usa la diferencia angular δ , sino solamente los valores absolutos de su velocidad $|\dot{\delta}|$ y su aceleración $|\ddot{\delta}|$.

10.1.2.1. Descripción simplificada y aproximada del funcionamiento del algoritmo PSD.

Considérense las figuras anteriores F 40 y F 41 en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

El algoritmo PSD NO detecta oscilación de potencia si el punto de funcionamiento se encuentra:

1. Dentro del rectángulo azul de la figura F 41.

Corresponde a velocidad y aceleraciones bajas (ambas simultáneamente), que corresponden a situaciones normales de operación.

- $|\ddot{\delta}| < A_{min}$
- $|\dot{\delta}| < S_{min}$

2. Fuera del rectángulo rojo de la figura F 40.

Corresponde a velocidad o aceleraciones excesivas, que ocurren por ejemplo ante cortocircuitos.

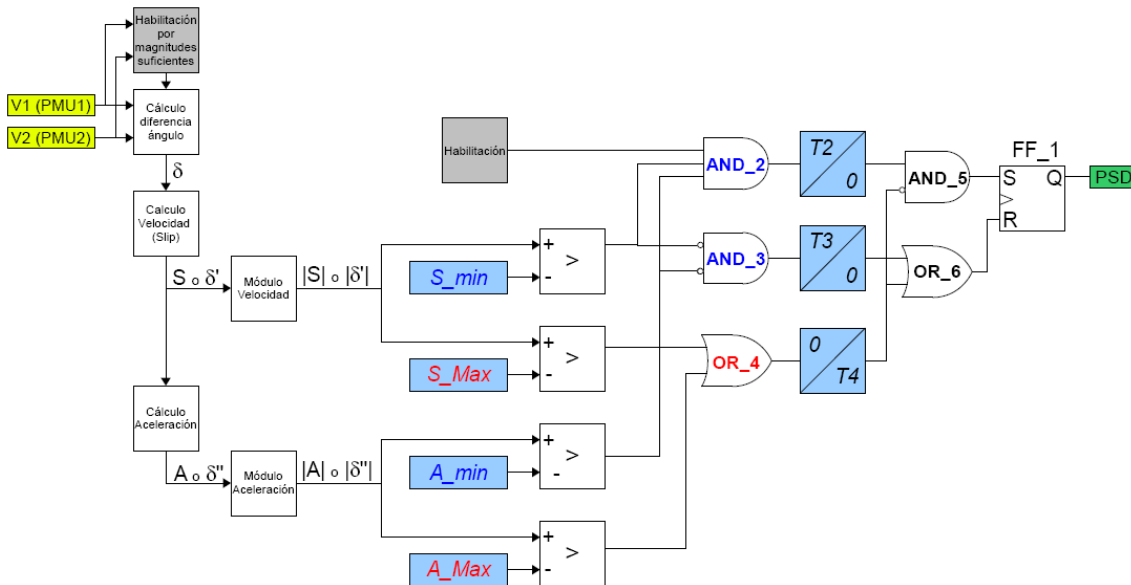
- $|\dot{\delta}| > S_{Max}$
- $|\ddot{\delta}| > A_{Max}$

El algoritmo PSD detectaría oscilaciones de potencia en caso contrario.

Lo anterior es una simplificación del funcionamiento del algoritmo PSD. Por ejemplo la afirmación del párrafo anterior es sólo aproximada, por ello se redactó en condicional. Tampoco se han considerado las temporizaciones que tiene el algoritmo.

10.1.2.2. Estudio detallado del funcionamiento del algoritmo PSD.

El algoritmo PSD cumple el diagrama en bloques de la siguiente figura.



F 42. Diagrama de bloques del algoritmo PSD.

El flip-flop SR temporizado toma en cuenta los valores de sus entradas S y R solamente durante los pulsos de reloj (entrada de reloj dibujada como ">" en 1 lógico).

Para que se detecte oscilación de potencia (PSD=1) el flip-flop SR FF_1 debe

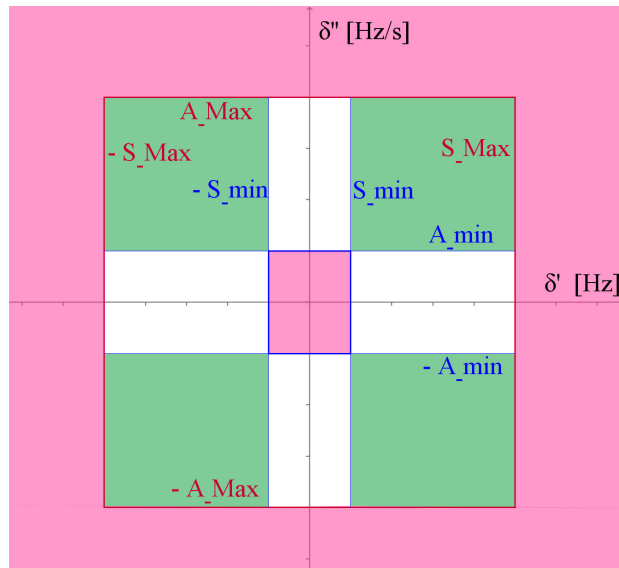
- estar siendo activado o "seteado" (S=1), o
- estar memorizando una salida previa Q=1 (S=0 y R=0).

Para que no se detecte oscilación de potencia (PSD=0) el flip-flop SR FF_1 debe

- estar siendo borrado o "reseteado" (R=1), o
- estar memorizando una salida previa Q=0 (S=0 y R=0).

Nunca debe darse simultáneamente S=R=1. Es una situación "prohibida" para las entradas de un flip-flop SR. Esto lo garantizan AND_2 en conjunto con AND_3 en unos casos y AND_5 en otros casos.

Se utiliza la siguiente figura F 43 $\delta(\delta)$ para facilitar la siguiente explicación. Está fuera de escala para facilitar su comprensión. Considérese también la figura anterior F 42.



F 43. Operación del algoritmo PSD en el plano A(S). Fuera de escala.

10.1.2.2.1. Situación normal de operación del sistema eléctrico (PSD=0).

En operación normal del sistema eléctrico $|\dot{\delta}| \leq S_min$ y $|\ddot{\delta}| \leq A_min$ por lo que el algoritmo está en reposo con todas las salidas de los comparadores en 0.

Cuando el sistema eléctrico está retornando a una condición normal de operación también se cumplirá que a partir de determinado momento $|\dot{\delta}| \leq S_min$ y $|\ddot{\delta}| \leq A_min$ simultáneamente.

En ambos casos la salida de la AND_2 es 0 así como la salida de AND_5, por lo que en el flip-flop SR FF_1 $S=0$.

Y como las entradas de la compuerta AND_3 están invertidas, su salida es 1 y luego de un tiempo $T3$ ajustable reinicia, borra o “resetea” ($R=1$) al flip-flop SR FF_1 poniendo su salida en $Q=0$.

La temporización $T3$ a la excitación es un contador de seguridad para prevenir de falsos borrados o “reseteos” de la señal PSD por transitorios engañosos en las señales utilizadas que no correspondan a oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia.

Resumiendo, $PSD=0$ en operación normal.

Visto en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (figura F 41) la señal $PSD=0$ si el punto de funcionamiento permanece dentro del rectángulo azul durante un tiempo $T3$ o mayor. En la figura $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ F 43 corresponde el rectángulo de color rosado con perímetro azul.

10.1.2.2.2. Borrado de la salida por aceleración o velocidad excesivas. (PSD=0).

Esto sucede si se cumple alguna cualquiera de las dos condiciones:

- $|\dot{\delta}| > S_Max$

- $|\ddot{\delta}| > A_Max$

Este caso corresponde a cortocircuitos en el sistema eléctrico, en que la velocidad y/o la aceleración del ángulo entre máquinas o áreas es mucho más grande que en el caso de oscilaciones de potencia.

En el algoritmo PSD la salida de la OR_4 en 1 (o estrictamente el temporizador a su salida):

- borra al flip-flop SR FF_1 (R=1) vía la OR_6,
 - garantiza que S=0 en el flip-flop, ya que bloquea la AND_5,
- por lo que PSD=Q=0.

La temporización T4 a la desexcitación es un contador de seguridad para prevenir de falsas detecciones de oscilación de potencia por transitorios engañosos en las señales medidas luego de un cortocircuito.

Visto en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (figura F 40) es cuando el punto de funcionamiento está fuera del rectángulo rojo. El reset del flip-flop SR FF_1 continúa forzado hasta un tiempo T4 luego de que la OR_4 ha pasado su salida a 0.

En la figura $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ F 43 corresponde a la zona color rosado exterior al rectángulo de perímetro rojo.

10.1.2.2.3. Detección de oscilación de potencia (PSD=1).

Se detecta una oscilación de potencia si se cumplen simultáneamente las cuatro condiciones siguientes, las tres primeras (entradas de la AND_2) durante un tiempo T2 o mayor:

- La función PSD está habilitada
- $|\dot{\delta}| > S_min$
- $|\ddot{\delta}| > A_min$
- El flip-flop SR FF_1 no está siendo “reseteado”. O sea no es ni $|\dot{\delta}| > S_Max$ ni $|\ddot{\delta}| > A_Max$.

En este caso S=1 y el flip-flop SR FF_1 pone su salida en Q=1 (PSD=1); ver zonas en verde de figura F 43. Y así permanece hasta que no sea “reseteado” o borrado.

Incluso permanece en Q=1 (PSD=1) si deja de cumplirse alguna (una sola) de las dos condiciones $|\dot{\delta}| > S_min$ o $|\ddot{\delta}| > A_min$, pues el flip-flop SR FF_1 memoriza la salida previa Q=1 (PSD=1). Ver zonas en blanco de figura F 43.

La temporización T2 a la excitación es un contador de seguridad para prevenir de falsas detecciones de oscilación de potencia por transitorios engañosos en las señales medidas que no correspondan a oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia. Como los sincrofasores se reportan cada 20 ms, T2 = N ciclos significa que si aparece un escalón

de 0 a 1 en su entrada, su salida será 1 recién $20 \times N$ ms después de que se detectó el 1 por primera vez, o sea la vez $N+1$ que se detecte consecutivamente el 1.

Visto en el plano $\delta(\dot{\delta})$ (figura F 41) la señal PSD pasa a 1 si el punto de operación entra en alguno de los ángulos rectos delimitados por las semirrectas punteadas en azul durante un tiempo $T2$ o mayor, siempre que no supere los límites de las líneas en rojo de la figura F 40.

En la figura $\delta(\dot{\delta})$ F 43 corresponde a los cuatro rectángulos de color verde.

10.1.2.2.4. Memorización de salidas previas del flip-flop SR.

En las zonas blancas de la figura $\delta(\dot{\delta})$ F 43 el flip-flop SR FF_1 memoriza su salida previa Q_{n-1} y la retiene como nuevo valor de la salida Q_n en el instante en que se produce el pulso positivo del reloj del flip-flop SR.

Entonces si una oscilación de potencia gira alrededor del origen en el plano $\delta(\dot{\delta})$ sin entrar en ninguna de las zonas rosadas de la figura F 43, al pasar de una zona verde (PSD=1) a una blanca contigua retiene el valor PSD=1 en toda la zona blanca.

Así podría considerarse todo lo que está entre las zonas rosadas (zonas blancas y verdes) como una única zona verde pues a partir de determinado momento será PSD=1, ya sea por detección o por memorización.

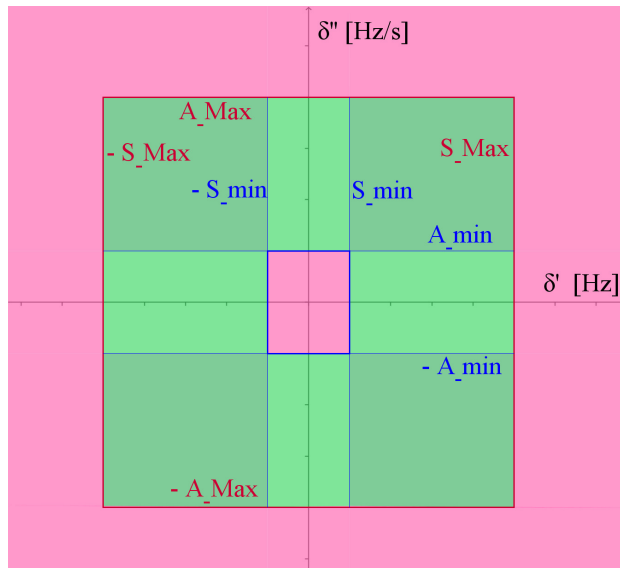
El comportamiento de las oscilaciones de potencia en el plano $\delta(\dot{\delta})$ se estudia más adelante en el capítulo 10.2.1.3.

Dadas las proporciones reales en el plano $\delta(\dot{\delta})$ dadas por la relación entre los ajustes S_{Max} y S_{min} y entre los ajustes A_{Max} y A_{min} , que no están en proporción en la figura F 43, es muy poco probable que una oscilación permanezca mucho tiempo en una zona de color blanco. Ver figura F 40.

Por esa misma razón es improbable que se pase de una zona rosada a otra rosada por alguna zona blanca sin entrar en alguna verde (memorizando $Q=PSD=0$ sin pasar a detectar $Q=PSD=1$).

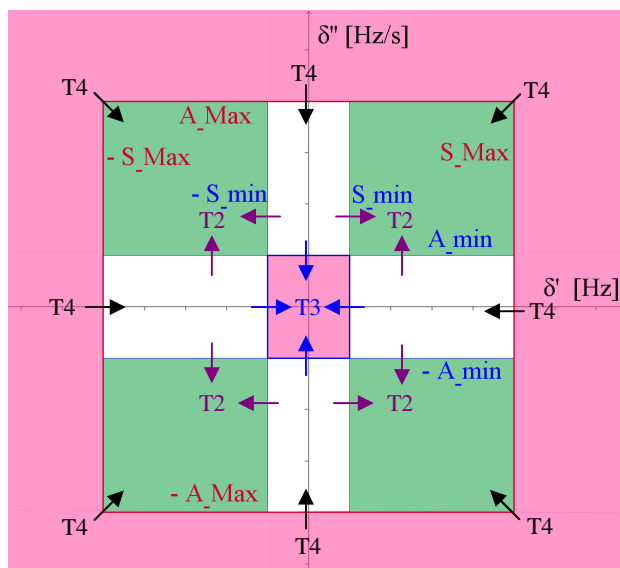
Entonces es válido considerar a los efectos prácticos la faja entre las zonas rosadas como toda verde, como se muestra en la siguiente figura F 44.

Es esto lo que valida las simplificaciones manejadas en el capítulo 10.1.2.1.



F 44. Operación del algoritmo PSD en el plano A(S). Fuera de escala.

Finalmente se muestra gráficamente en la siguiente figura en qué transiciones actúan las distintas temporizaciones de la función PSD.



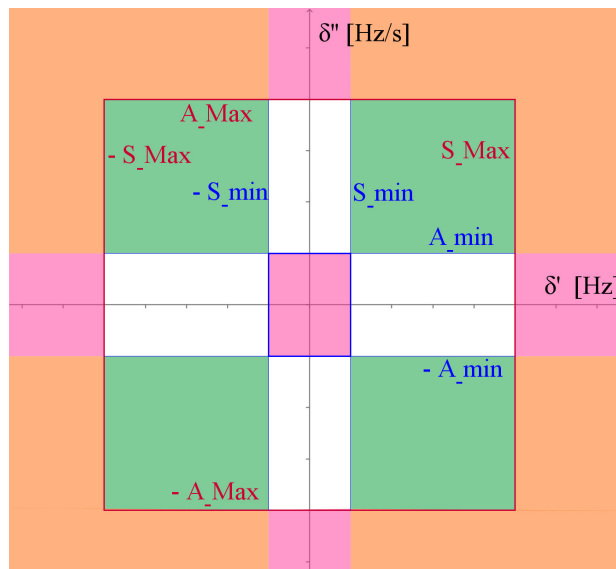
F 45. Operación del algoritmo PSD con temporizaciones en el plano A(S). Fuera de escala.

10.1.2.2.5. Aportes de esta tesis a la descripción de la función PSD.

A continuación se comentan tres pequeños estudios o aportes que se realizaron en el desarrollo de esta tesis a partir de las referencias bibliográficas [Guzman-Casillas, 2009a], [Guzman-Casillas, 2009b] y [Guzmán et al., 2007] y que no se han encontrado explícitamente en la bibliografía ni en las búsquedas de información realizadas.

1. Las representaciones gráficas en el plano $\delta(\dot{\delta})$ del algoritmo PSD de las figuras F 40, F 41, F 43 y F 45.

2. El análisis detallado del capítulo 10.1.2.2.4 sobre la memorización o las zonas color blanco de la figuras F 43 y F 45, que valida la descripción simplificada del capítulo 10.1.2.1.
3. La inclusión de la compuerta AND_5 de la figura F 42 que evita en ciertos casos que pueda ocurrir la situación “prohibida” $S=R=1$ para las entradas de un flip-flop SR FF_1. Los diagramas lógicos de la función PSD de las referencias bibliográficas antes mencionadas se corresponden con la siguiente figura



F 46. Algoritmo PSD con operación prohibida de su flip-flop SR. Fuera de escala.

en que la diferencia con la figura F 43 es que en la zona color naranja se produce la condición prohibida $S=R=1$ del flip-flop FF_1 en vez de la salida $PSD=Q=0$.

Dado que las descripciones escritas del funcionamiento del algoritmo en las referencias bibliográficas son correctas y exactas, pero no coinciden estrictamente con los diagramas lógicos que contienen, se buscó la manera de corregir el diagrama lógico de la función PSD para que coincidiera con su descripción en palabras de las referencias bibliográficas.

La manera que se utiliza en esta tesis es agregar la compuerta lógica AND_5 como está en la figura F 42.

Hay otras maneras de lograrlo, como por ejemplo conectar la salida negada del temporizador T4 a una cuarta entrada de la AND_2, en vez de a una nueva compuerta AND_5 como se hizo.

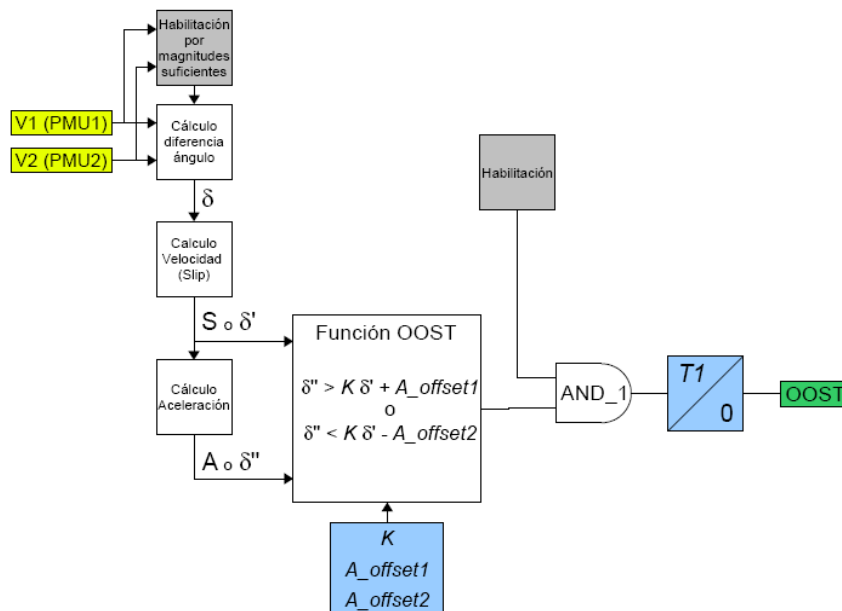
Como ya se mencionó anteriormente, en la descripción detallada del algoritmo PSD (capítulo 10.1.2.2), que no se de simultáneamente $S=R=1$ lo garantizan AND_2 en conjunto con AND_3 en unas situaciones y AND_5 en otras.

10.1.3. Detector predictivo de pérdida de sincronismo (OOST).

El algoritmo, función o sistema OOST (*Predictive Out-Of-Step Tripping*) para predecir la pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar utiliza las medidas de tensión de secuencia directa de dos PMUs para, a partir de ellas, calcular la diferencia angular δ entre ambas medidas sincronizadas o sincrofasores.

Dicho ángulo o diferencia angular es derivado respecto del tiempo para obtener la frecuencia de deslizamiento (*slip*) o velocidad de variación del ángulo $S, \dot{\delta}$ o δ' . Así mismo el deslizamiento es derivado respecto del tiempo para obtener la aceleración $A, \ddot{\delta}$ o δ'' . Esto es igual a lo visto para el algoritmo PSD en el capítulo 10.1.2.

El algoritmo no usa la diferencia angular δ , sino solamente su velocidad $\dot{\delta}$ y su aceleración $\ddot{\delta}$.



F 47. Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST.

El algoritmo OOST puede usarse tanto para detección como para disparo ante la predicción de pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar.

La función OOST define una región estable y dos regiones inestables en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$. Ver figura F 48.

La región estable es la franja que queda entre dos rectas oblicuas y paralelas, que se podrían llamar anteojeras (*blindners*).

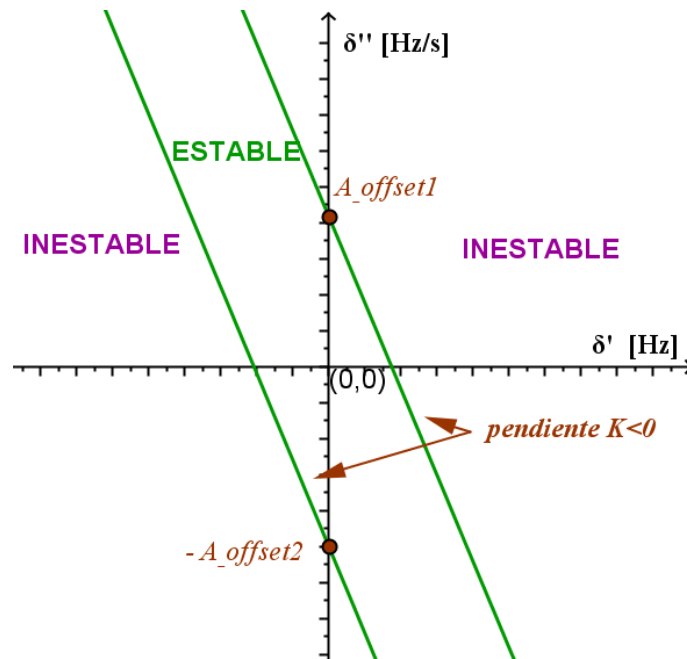
Las regiones de detección predictiva de inestabilidad son el resto del plano, o sea lo que queda fuera de esa banda oblicua: el semiplano por encima de la recta superior y el semiplano por debajo de la recta inferior.

O sea que la zona de detección predictiva de pérdida de sincronismo queda definida por las siguientes inecuaciones:

- $\ddot{\delta} > K \times \dot{\delta} + A_offset1$
- $\ddot{\delta} < K \times \dot{\delta} - A_offset2$

siendo

- $K < 0$ la pendiente de las rectas.
- $A_offset1 > 0$, $A_offset2 > 0$.
- $A_offset1$ y $-A_offset2$ los valores en que las rectas 1 y 2 cortan el eje de las ordenadas $\ddot{\delta}(\dot{\delta} = 0)$. Pueden ser iguales o no.



F 48. Algoritmo OOST representado en el plano A(S).

Los valores de los ajustes K , $A_offset1$ y $A_offset2$ de la función OOST dependen del sistema de potencia y de los puntos de medida en que se colocan las PMU para detectar las oscilaciones inestables.

Para determinar dichos ajustes es necesario modelar el sistema de potencia y simular su comportamiento en diversos escenarios frente a diversas contingencias como cortocircuitos, aperturas intempestivas de líneas, etc.

Finalmente, el algoritmo se completa con una habilitación externa y una temporización $T1$, de forma que la salida $OOST=1$ ocurre si alguna de las condiciones

- $\ddot{\delta} > K \times \dot{\delta} + A_offset1$
- $\ddot{\delta} < K \times \dot{\delta} - A_offset2$

persiste durante un tiempo $T1$ o mayor.

La temporización $T1$ a la excitación es un contador de seguridad para prevenir de falsas detecciones de pérdida de sincronismo por transitorios engañosos en las señales medidas que no correspondan a oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia. Como los sincrofasores se reportan cada 20 ms, $T1 = N$ ciclos significa que si aparece

un escalón de 0 a 1 en su entrada, su salida será 1 recién $20 \times N$ ms después de que se detectó el 1 por primera vez, o sea la vez $N+1$ que se detecte consecutivamente el 1.

El nombre del algoritmo indica que es predictivo en la detección de las oscilaciones de potencia inestables. O sea que las detecta antes que sucedan, permitiendo anticiparse en la toma de decisiones ante la inminente inestabilidad.

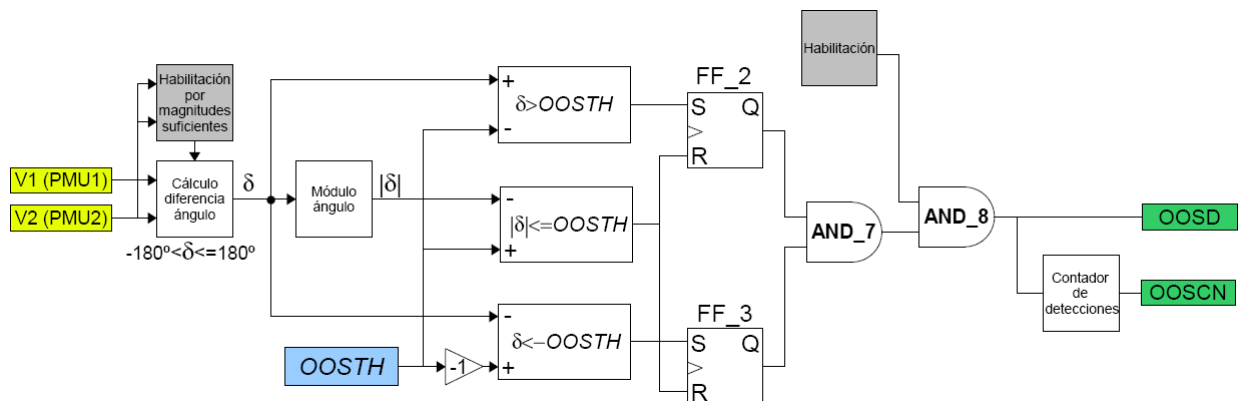
En ese sentido algunas de las referencias bibliográficas [Guzmán et al., 2007] [Schweitzer et al., 2008] muestran ejemplos en que el algoritmo OOST puede detectar pérdida de sincronismo antes que el algoritmo OOSD (del siguiente capítulo 10.1.4) o sea antes de que ocurra la pérdida de paso polar.

10.1.4. Detector de pérdida de sincronismo (OOSD).

El algoritmo, función o sistema OOSD (*Out-Of-Step Detection*) para detectar la pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar utiliza las medidas de tensión de secuencia directa de dos PMUs para a partir de ellas calcular la diferencia angular δ entre ambas medidas sincronizadas o sincrofases.

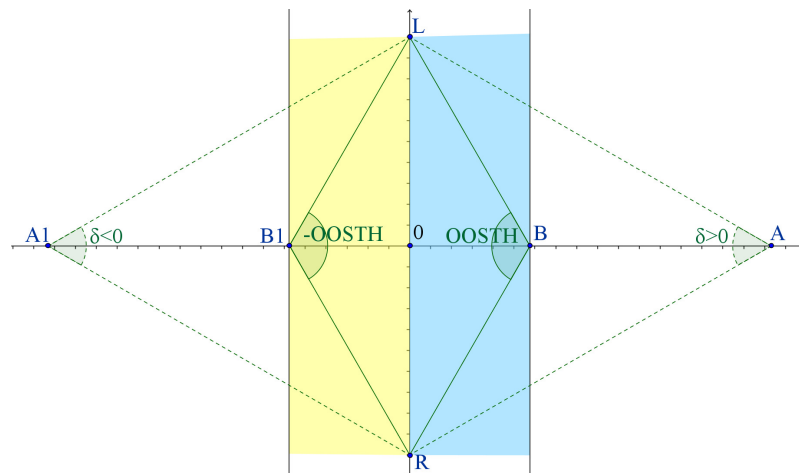
El algoritmo utiliza la diferencia angular δ y su valor absoluto $|\delta|$ y los compara con el umbral ajustable *OOSTH* (*out-of-step threshold*).

El diagrama lógico del algoritmo es el de la siguiente figura.



F 49. Diagrama de bloques del algoritmo OOSD.

que se puede analizar con la siguiente figura



F 50. Operación del algoritmo OOSD.

en que se representa el ángulo δ relativo entre dos tensiones V_R (PMU remota) y V_L (PMU local).

El plano de la figura F 50 no tendría ningún significado físico en particular. El motivo de su uso sería dibujar en ángulo δ de manera similar a como se ve en el diagrama de Clarke en el plano de impedancias (ver capítulo 7.4.3.1 y figura F 15) usado normalmente para analizar las oscilaciones de potencia, ya sea para el bloqueo ante oscilaciones de potencia en relés de distancia como para el disparo ante oscilaciones de potencia inestables en relés de pérdida de sincronismo de generadores síncronos. Evidentemente ambos planos no son lo mismo. Además en el Diagrama de Clarke se representa el ángulo δ entre las tensiones detrás de las reactancias transitorias de eje directo de los generadores (en un sistema de dos máquinas) o el ángulo correspondiente de los generadores equivalentes de las dos áreas representadas; y el origen del plano es el punto o barra en que la protección de distancia o relé de pérdida de sincronismo mide tensión. Mientras que en el algoritmo OOSD y su diagrama de la figura F 50 el ángulo δ es el medido entre dos barras. Por ejemplo es el ángulo relativo de las tensiones de los dos extremos de una línea que conecta dos generadores o áreas o el ángulo relativo de las tensiones de salida de dos generadores, pero no es el ángulo relativo de las tensiones detrás de sus reactancias transitorias de eje directo. Cuando el ángulo se va aproximado a $\delta = 180^\circ$ la diferencia entre el ángulo de ambos diagramas disminuye y en particular coinciden cuando $\delta = 180^\circ$.

El algoritmo OOSD trabaja con ángulos en el rango $-180^\circ < \delta \leq +180^\circ$. Entonces los ángulos negativos son $-180^\circ < \delta \leq 0^\circ$ y los ángulos positivos son $0 < \delta \leq +180^\circ$, coincidente con la forma más común de reportar la fase de los sincrofasores.

10.1.4.1. Análisis estático del algoritmo OOSD.

- Si $|\delta| < OOSTH$ (zonas blancas a la izquierda y la derecha de la figura F 50), ya sea $\delta > 0$ o $\delta < 0$, ambos flip-flops SR FF_2 y FF_3 estarán borrados o “reseteados” ($R=1$ y $S=0$) por lo que sus salidas serán $Q=0$ y la señal $OOST=0$.
- Si $OOSTH < \delta \leq +180^\circ$ (zona celeste de la figura F 50) el comparador $\delta > OOSTH$ es el único con su salida en 1, activando el flip-flop SR FF_2 cuya salida es $Q=1$.
- Si $-OOSTH > \delta > -180^\circ$ (zona amarilla de la figura F 50) el comparador $\delta < -OOSTH$ es el único con su salida en 1, activando el flip-flop SR FF_3 cuya salida es $Q=1$.

10.1.4.2. Análisis dinámico de la oscilación de potencia inestable.

Se considera ahora la capacidad de memoria de los flip-flops SR FF_2 y FF_3 de la figura F 49.

Sea una oscilación de potencia inestable que se traslada de derecha a izquierda en el plano de la figura anterior F 50.

1. Como ya se mencionó, en la zona blanca de la derecha la señal $OOST=0$ pues ambos flip-flops SR FF_2 y FF_3 estarán “reseteados” ($R=1$ y $S=0$, $Q=0$).
2. Luego la oscilación entra en la zona celeste (punto B), en la que como ya se indicó el comparador $\delta > OOSTH$ es el único con su salida en 1, activando el flip-flop FF_2 cuya salida es $Q=1$.

El flip-flop FF_3 continúa con $Q=0$ pues al tener sus entradas $S=R=0$ está memorizando la salida previa que era $Q=0$.

3. Al entrar en la zona amarilla (punto O) el comparador $\delta < -OOSTH$ es el único con su salida en 1 (pues $-OOSTH > \delta > -180^\circ$), activando el flip-flop FF_3 cuya salida ahora es $Q=1$.

En el flip-flop FF_2 su entrada S pasa a $S=0$ (pues $\delta < 0$) pero continúa memorizando su salida previa $Q=1$.

Entonces en el punto O ($\delta = +180^\circ$) ambos flip-flops pasan a tener salidas $Q=1$ con lo que si el algoritmo está habilitado la señal de salida será $OOSD=1$.

Esta situación continúa mientras se esté en la zona amarilla.

4. Al llegar al punto B1 el comparador $|\delta| < OOSTH$ “resetea” ($R=1$) a ambos flip-flops SR FF_2 y FF_3 pasando la señal de salida a $OOSD=0$.

Para una oscilación de potencia inestable que se traslada de izquierda a derecha en el plano de la figura anterior F 50 el razonamiento es totalmente similar.

1. En la zona blanca de la izquierda la señal $OOST=0$ pues ambos flip-flops SR FF_2 y FF_3 estarán “reseteados” ($R=1$ y $S=0$, $Q=0$).
2. Luego la oscilación entra en la zona amarilla (punto B1), en la que como ya se indicó el comparador $\delta < -OOSTH$ es el único con su salida en 1, activando el flip-flop FF_3 cuya salida es $Q=1$.

El flip-flop FF_2 continúa con $Q=0$ pues al tener sus entradas $S=R=0$ está memorizando la salida previa que era $Q=0$.

3. Al entrar en la zona celeste (punto O) el comparador $\delta > OOSTH$ es el único con su salida en 1 (pues $OOSTH < \delta \leq +180^\circ$), activando el flip-flop FF_2 cuya salida ahora es $Q=1$.

En el flip-flop FF_3 su entrada S pasa a $S=0$ (pues $\delta > 0$) pero continúa memorizando su salida previa $Q=1$.

Entonces en el punto O ($\delta = +180^\circ$) ambos flip-flops pasan a tener salidas $Q=1$ con lo que si el algoritmo está habilitado la señal de salida será $OOSD=1$.

Esta situación continúa mientras se esté en la zona amarilla.

4. Al llegar al punto B el comparador $|\delta| < OOSTH$ “resetea” ($R=1$) a ambos flip-flops SR FF_2 y FF_3 pasando la señal de salida a $OOSD=0$.

Resumiendo:

El algoritmo detecta la condición de pérdida de sincronismo ($OOSD=1$) cuando $\delta = 180^\circ$ y dicha señal cae ($OOSD=0$) cuando $|\delta| < OOSTH$.

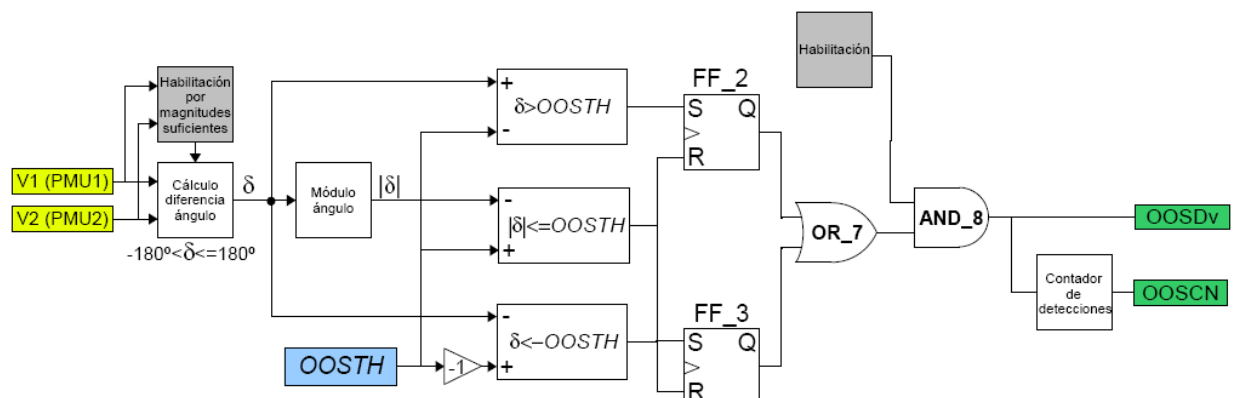
El contador de detecciones de la figura F 49 permite conocer la cantidad de pérdidas de sincronismo o pérdidas de paso polar que ocurren en una oscilación dada.

10.1.4.3. Variante al algoritmo OOSD de las referencias [Guzman-Casillas, 2009a], [Guzman-Casillas, 2009b] y [Guzmán et al., 2007].

Considerando la similitud ya analizada en los capítulos 10.1.4 y 7.4.3.1.entre el algoritmo OOSD y la detección clásica de oscilaciones inestables en las protecciones de distancia o de pérdida de sincronismo (diagrama de Clarke) se pensó en la siguiente variante.

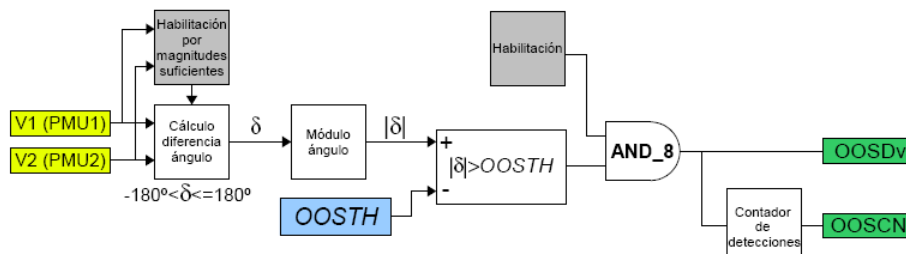
Consiste en detectar oscilaciones inestables para ángulos distintos a $\delta = 180^\circ$, por ejemplo si $|\delta| > 120^\circ$ usando al ajuste $OOSTH$ como punto de detección ($OOSTH=120^\circ$ en el ejemplo).

Esto se logra sustituyendo la compuerta AND_7 de la figura F 49 por una compuerta OR llamada OR_7 como se muestra en la siguiente figura F 51.



F 51. Diagrama de bloques del algoritmo OOSD modificado o OOSDv.

Analizado el diagrama lógico F 51 se concluye que la funcionalidad es la misma que la del diagrama de la siguiente figura F 52 que es más sencillo



F 52. Diagrama de bloques del algoritmo OOSD modificado o OOSDv. Lógica minimizada.

Este es el algoritmo OOSDv (variante) que se utiliza en vez del OOSD en los estudios de simulación en la red uruguaya de esta tesis en capítulo 12.

La lógica de la figura F 52 es lo que naturalmente se pensaría puede ser útil para detectar oscilaciones de potencia inestables. Una oscilación es inestable si se supera cierto

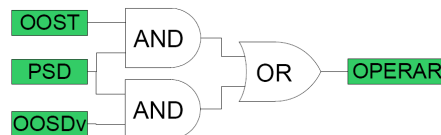
ángulo relativo entre las tensiones de áreas o de rotores de generadores de grupos no coherentes. El algoritmo OOSDv es una manera de medir y utilizar directamente el ángulo δ , en vez de estimarlo midiendo impedancia como se hace en muchas funciones de bloqueo por oscilación de potencia de relés de distancia y en muchos relés de pérdida de sincronismo de generadores.

10.1.5. Combinación de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.

En la patente [Guzman-Casillas, 2009a], [Guzman-Casillas, 2009b] y en el artículo [Guzmán et al., 2007] estudiados no se mencionan expresamente la o las formas de combinar las funciones PSD, OOST y OOSD por lo que no las restringe.

Sí se menciona en forma genérica que “... las prestaciones, operaciones o características se pueden combinar de manera adecuada...” [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b].

Una de las posibles combinaciones que resulta bastante natural es la mostrada en el siguiente diagrama, la que fue utilizada.



F 53. Combinación utilizada de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.

Si se detectan oscilaciones de potencia (PSD) y se detecta predictivamente pérdida de sincronismo (OOST), se procede a operar o actuar.

También se opera si se detectan oscilaciones de potencia (PSD) y se detecta pérdida de sincronismo con el algoritmo OOSDv.

Esa combinación de señales es la utilizada en los estudios de simulación en la red uruguaya de esta tesis, capítulo 12.

Puede verse a la función PSD como una habilitación o condición para mejorar el aspecto “*security*” de la confiabilidad de la función OOST.

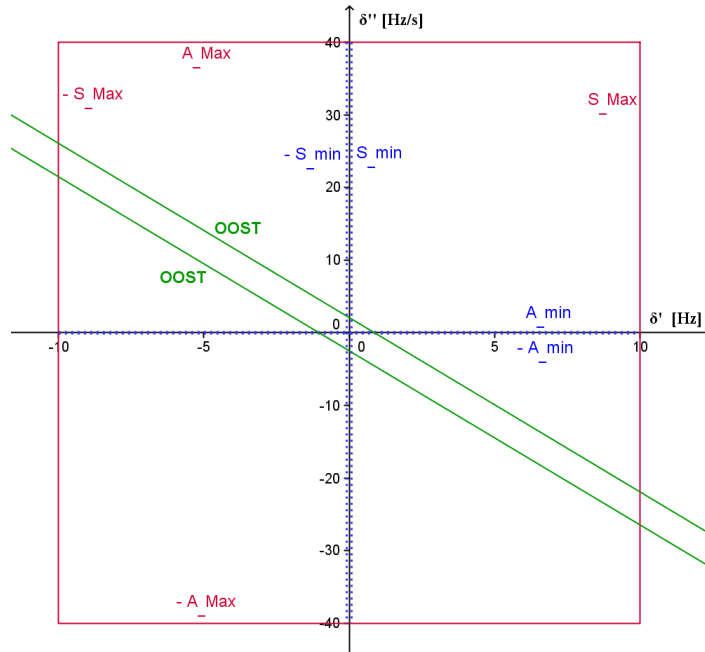
Puede verse también a la combinación de la función PSD con la función OOSDv como similar a lo que se hace clásicamente en relés de distancia y de pérdida de sincronismo:

- detectar que hay una oscilación de potencia y no un cortocircuito (con PSD utilizando velocidad y aceleración de δ en vez de con dos zonas concéntricas, blinders u otros métodos que miden la velocidad de la impedancia vista)
- determinar que la oscilación es inestable considerando el ángulo δ entre los rotores de los generadores o entre las tensiones representativas de las áreas coherentes con el algoritmo OOSDv en vez de estimando el ángulo δ midiendo impedancia y considerando el diagrama de Clarke.

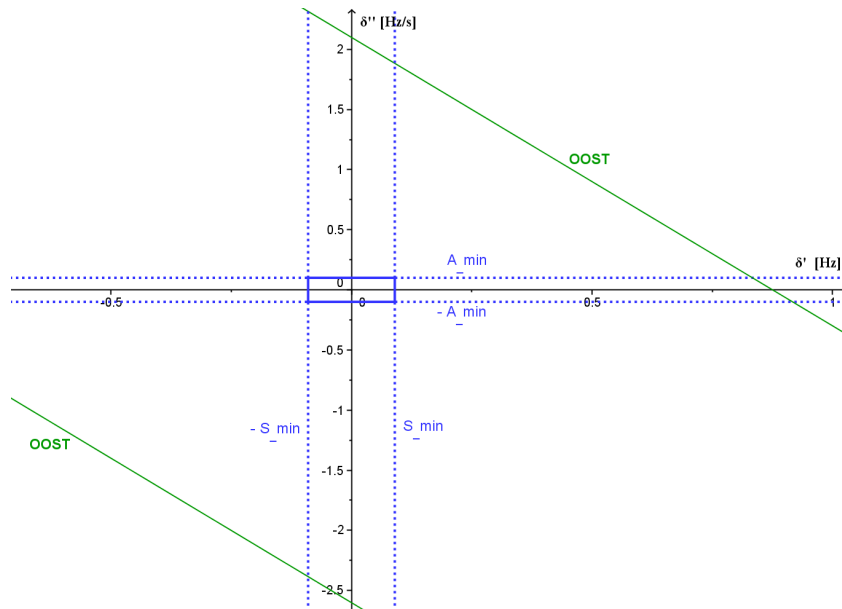
Cuando la lógica de la figura F 53 detecta que el sistema eléctrico está funcionando en condiciones indeseadas la señal OPERAR=1 puede ser usada para disparar carga,

disparar generación, separar el sistema en islas o áreas, bloquear funciones de distancia, etc. [Guzman-Casillas, 2009a] [Guzman-Casillas, 2009b].

En las siguientes figuras se muestran las funciones PSD y OOST actuando en conjunto en los ajustes calculados para el caso estudiado en la red uruguaya más adelante en esta tesis (capítulo 12; copia de las figuras F 77 y F 78). La función OOSTv (δ) no es representable en dicho plano.



F 54. Algoritmos PSD y OOST representados en conjunto en el plano A(S).



F 55. Zoom de la figura F 54, centrado en el origen.

10.2. Análisis cualitativo de la estabilidad transitoria, vista en los planos $\delta(t)$, $\delta(\delta)$ y $\delta(\dot{\delta})$.

Las gráficas $\delta(t)$ y $\delta(\delta)$ son muy usadas en estabilidad transitoria de sistemas eléctricos, pero no así la gráfica $\delta(\dot{\delta})$ que se utiliza en el algoritmo OOST (ver capítulo 10.1.3) para representar su característica de operación y mostrar los andamios de diversas oscilaciones.

Por ello se trabajó apuntando a los siguientes objetivos:

- 1) estudiar cualitativamente las características de las gráficas $\delta(\dot{\delta})$ y las principales relaciones con las conocidas $\delta(t)$ y $\delta(\delta)$,
- 2) estudiar cualitativamente el comportamiento de las oscilaciones eléctricas estables e inestables vistas en el plano $\delta(\dot{\delta})$,

de manera de comprender el uso del plano $\delta(\dot{\delta})$ y el andamio de las oscilaciones en dicho plano mostrado en las referencias bibliográficas [Guzmán et al., 2007] [Schweitzer et al., 2008] y a partir de estos estudios

- 3) deducir algunas características, razones y justificaciones detrás del algoritmo OOST, su representación en $\delta(\dot{\delta})$ y su capacidad predictiva.

10.2.1. Características cualitativas de los tres planos $\delta(t)$, $\delta(\delta)$ y $\delta(\dot{\delta})$.

10.2.1.1. Repaso de análisis matemático. Características generales de las derivadas 1era. y 2da. de una función de una variable. Extremos relativos y puntos de inflexión.

Características generales de las derivadas primera y segunda de una función de una variable. Extremos relativos y puntos de inflexión.

Se abordó el tema con las herramientas que brinda el análisis de funciones de una variable.

Se aplicaron a las gráficas $\delta(t)$, $\delta(\delta)$ y $\delta(\dot{\delta})$ las características de las derivadas primera y segunda de una función.

Análisis de una función $\delta(t)$ dos veces derivable.

- $\dot{\delta}(t)$ es la pendiente de la tangente de $\delta(t)$, con signo.
 - $\ddot{\delta}(t)$ representa la concavidad de $\delta(t)$.
 - $\ddot{\delta} < 0$ ($\delta(t)$ cóncava hacia abajo, por debajo de la tangente)
 - $\ddot{\delta} > 0$ ($\delta(t)$ cóncava hacia arriba, por encima de la tangente)
- Radio de curvatura (RC). Si $|\ddot{\delta}|$ decrece (\downarrow) entonces RC crece (\uparrow) y viceversa.
- $\ddot{\delta}(t)$ es la pendiente de la tangente de $\dot{\delta}(t)$, con signo.

Extremos relativos.

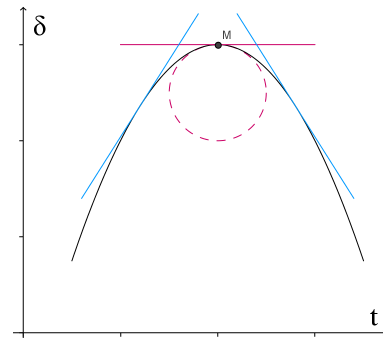
Máximo (M)

$\dot{\delta}_M = 0$

- tangente horizontal en δ_M .
- $\dot{\delta}$ cambia de signo en M^- y M^+ , pasa de $\dot{\delta}_{M^-} > 0$ a $\dot{\delta}_{M^+} < 0$.

$\ddot{\delta}_M < 0$

- Curva $\delta(t)$ cóncava hacia abajo en M (por debajo de su tangente)



F 56. Máximo relativo M.

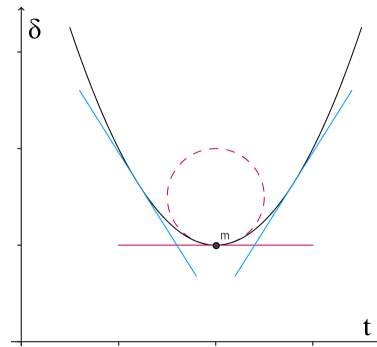
Mínimo (m)

$\dot{\delta}_m = 0$

- tangente horizontal en δ_m
- $\dot{\delta}$ cambia de signo en m^- y m^+ , pasa de $\dot{\delta}_{m^-} < 0$ a $\dot{\delta}_{m^+} > 0$.

$\ddot{\delta}_m > 0$

- Curva $\delta(t)$ cóncava hacia arriba en m (por encima de su tangente)



F 57. Mínimo relativo m.

Puntos de inflexión (cambio de signo de la derivada segunda, cambio de sentido de la concavidad).

Caso 1 (z): pasar de concavidad hacia abajo a concavidad hacia arriba.

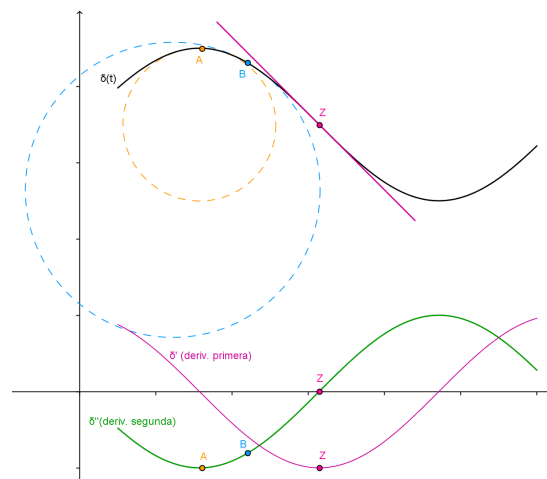
Un ejemplo de este caso se da en algún punto entre un Máximo y un mínimo posterior.

$\ddot{\delta}_z = 0$

- δ_z tiene radio de curvatura $RC = \infty$
- $\ddot{\delta}$ (curva verde) cambia de signo en Z^- y Z^+ , pasando de $\ddot{\delta}_{z^-} < 0$ a $\ddot{\delta}_{z^+} > 0$
 $\Rightarrow \delta(t)$ pasa de cóncava hacia abajo a cóncava hacia arriba
- $\dot{\delta}(t)$ es la derivada primera de $\delta(t)$
 $\Rightarrow \dot{\delta}_z$ es un mínimo relativo de $\dot{\delta}$ (curva roja) (por cómo cambia el signo de $\ddot{\delta}$)

$\dot{\delta}_z < 0$

- δ_z con pendiente negativa



F 58. Punto de inflexión z.

Caso 2 (s): de pasar de concavidad hacia arriba a concavidad hacia abajo.

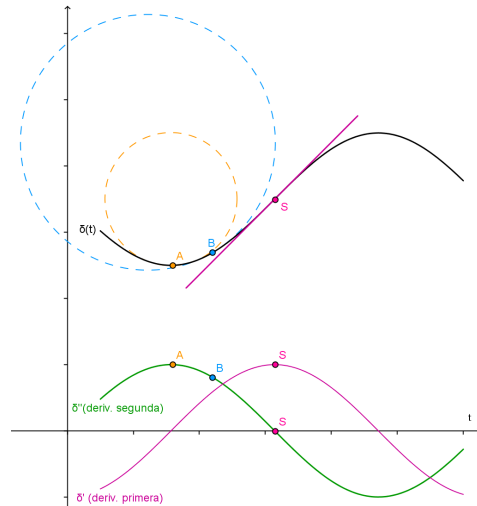
Un ejemplo de este caso se da en algún punto entre un mínimo y un Máximo posterior.

$$\ddot{\delta}_s = 0$$

- δ_s tiene radio de curvatura $RC = \infty$
- $\ddot{\delta}$ (curva verde) cambia de signo en S^- y S^+ , pasando de $\ddot{\delta}_{s^-} > 0$ a $\ddot{\delta}_{s^+} < 0$
 $\Rightarrow \delta(t)$ pasa de cóncava hacia arriba a cóncava hacia abajo
- $\dot{\delta}(t)$ es la derivada primera de $\delta(t)$
 $\Rightarrow \dot{\delta}_z$ es un Máximo relativo de $\dot{\delta}$ (curva roja) (por cómo cambia el signo de $\ddot{\delta}$)

$$\dot{\delta}_s > 0$$

- δ_s con pendiente positiva

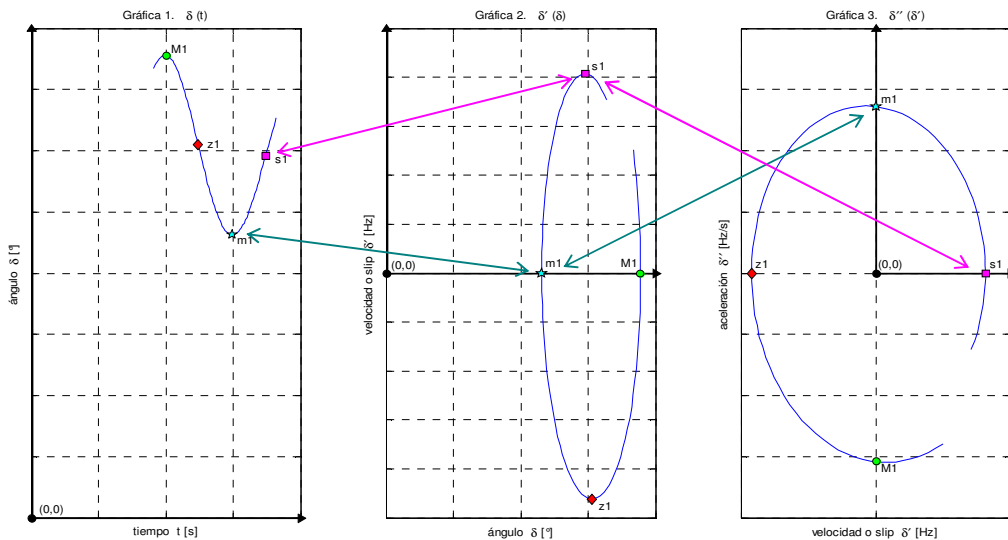


F 59. Punto de inflexión s .

10.2.1.2. Ubicación de extremos relativos y puntos de inflexión en las tres gráficas o planos $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

Si se considera que en la siguiente figura (F 60):

- la ordenada de la Gráfica 3 es la derivada de la ordenada de la Gráfica 2 que a su vez es la derivada de la ordenada de la Gráfica 1,
 - la abscisa de la Gráfica 3 es la ordenada de la Gráfica 2,
- lo que es decir que las gráficas 1, 2 y 3 son $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ respectivamente, se deduce que:
- los extremos relativos (máximos y mínimos) de la Gráfica 1 son los ceros de la Gráfica 2 y por ello estarán sobre el eje de las ordenadas en la Gráfica 3,
 - los cambios de inflexión de la Gráfica 1 son los extremos relativos (máximos o mínimos) de la Gráfica 2 y a su vez ceros de la Gráfica 3,
- como se muestra en la siguiente figura.



F 60. Gráficas 1) ángulo-tiempo $\delta(t)$, 2) velocidad-ángulo $\dot{\delta}(\delta)$ y 3) aceleración-velocidad $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

y se resume en la siguiente tabla

Gráfica 1: $\delta(t)$	Información para la gráfica Gráfica 2: $\dot{\delta}(\delta)$	Información para la gráfica Gráfica 3: $\ddot{\delta}(\delta)$
extremo relativo (MI o mI)	cero (sobre eje de las abscisas)	sobre el eje de las ordenadas
punto de inflexión (sI o zI)	extremo relativo (máx. o mín)	cero (sobre eje de las abscisas)

T 15. Ubicación de extremos relativos y puntos de inflexión de $\delta(t)$, en distintas gráficas.

10.2.1.3. Análisis de oscilaciones de potencia.

Caso de oscilaciones estables e inestables.

Para evaluar las características de las oscilaciones de interés se utilizó una función

$$\text{particular: } \delta(t) = \delta_0 + K \times e^{\frac{\text{signo} \cdot t}{\tau}} \times \cos(\omega t + \theta)$$

que es solución de la ecuación de “swing” de un sistema eléctrico máquina – bus infinito linealizada en un punto de equilibrio, siendo:

- $\text{signo} = -1$ para oscilaciones estables amortiguadas (tablas T 16 y T 17, figura F 62),
- $\text{signo} = +1$ para oscilaciones inestables (tablas T 16 y T 18, figura F 64).

Nótese que en el análisis en algunos momentos se usa la hipótesis adicional que la frecuencia de oscilación ($\omega/2\pi$) es constante. Esta hipótesis adicional es una condición suficiente pero no necesaria para mostrar algunas características.

Caso de inestabilidad no oscilatoria.

Para evaluar la pérdida de estabilidad (pérdida de paso polar) se buscó empíricamente una función que tuviera la forma deseada en las gráficas figura F 65, en especial en su gráfica 1 $\delta(t)$.

Esto se logró para un rango de tiempos dado y con elección adecuada de constantes con la función

$$\delta(t) = K_1 \times e^{-\frac{t}{K_2 \times \tau}} + (1 + K_0 \times t) \times \delta_0 + K \times e^{\frac{t}{\tau}} \times \cos(\omega t + \theta)$$

la que no tiene significado físico.

Al caso inestable no oscilatorio corresponden la figura F 65 y la tabla T 19.

A continuación en la siguiente tabla T 16 se analiza la figura general anterior F 60.

10.2.1.3.1. Caso genérico de oscilación.

Para comenzar estudiando las oscilaciones de potencia en el plano $\ddot{\delta}(\delta)$ y su relación con los planos $\delta(t)$ y $\dot{\delta}(\delta)$ se usa la función indicada, la figura F 60 y la siguiente tabla T 16.

Tabla T 16. Muestra las características de una oscilación de secuencia $M_I-z_I-m_I-s_I$ en las gráficas $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$. Ver figuras F 60, F 62 y F 64.

	Información para la Gráfica 1: $\delta(t)$ de las figuras F 60, F 62 y F 64.	Información para la Gráfica 2: $\dot{\delta}(\delta)$ de las figuras F 60, F 62 y F 64.	Información para la Gráfica 3: $\ddot{\delta}(\delta)$ de las figuras F 60, F 62 y F 64.
M_I Extremo relativo (Máximo)	Ordenadas. • δ_{M_I} <u>Máximo relativo</u>	Abscisas $\dot{\delta}_{M_I} = 0$ $\Rightarrow M_I$ <u>sobre el eje de las abscisas</u> $\dot{\delta}_{M_{I-}} > 0, \dot{\delta}_{M_{I+}} < 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido δ_{M_I} <u>Máximo relativo</u> $\Rightarrow M_I$ <u>la mayor abscisa</u> en su entorno (el punto más a la izquierda)	Ordenadas. $\dot{\delta}_{M_I} = 0$ $\Rightarrow M_I$ <u>sobre el eje de las ordenadas</u> $\dot{\delta}_{M_{I-}} > 0, \dot{\delta}_{M_{I+}} < 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido $\ddot{\delta}_{M_I} < 0$ $\Rightarrow M_I$ en el semieje negativo de las ordenadas
z_I Punto de inflexión	δ_{z_I} • Cambio de concavidad en el entorno (pasa de estar por debajo a estar por encima de la tangente) • Radio de curvatura ∞ $\dot{\delta}_{z_I} < 0$ • Pendiente negativa (y mínima)	Ordenadas. $\ddot{\delta}_{z_I} = 0, \ddot{\delta}_{z_{I-}} < 0,$ $\ddot{\delta}_{z_{I+}} > 0$ $\Rightarrow \delta_{z_I}$ <u>mínimo relativo</u> $\dot{\delta}_{z_I} < 0$ \Rightarrow <u>ordenada z_I negativa</u>	Abscisas. $\ddot{\delta}_{z_I} = 0$ $\Rightarrow z_I$ <u>sobre el eje de las abscisas</u> $\ddot{\delta}_{z_{I-}} < 0, \ddot{\delta}_{z_{I+}} > 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido $\dot{\delta}_{z_I}$ <u>la menor abscisa</u> en su entorno $\dot{\delta}_{z_I} < 0$ \Rightarrow <u>abscisa z_I negativa</u>
m_I Extremo relativo (mínimo)	Ordenadas. • δ_{m_I} <u>mínimo relativo</u>	Abscisas $\dot{\delta}_{m_I} = 0$ $\Rightarrow m_I$ <u>sobre el eje de las abscisas</u> $\dot{\delta}_{m_{I-}} < 0, \dot{\delta}_{m_{I+}} > 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido δ_{m_I} <u>mínimo relativo</u> $\Rightarrow m_I$ <u>la menor abscisa</u> en su entorno (el punto más a la derecha)	Ordenadas. $\dot{\delta}_{m_I} = 0$ $\Rightarrow m_I$ <u>sobre el eje de las ordenadas</u> $\dot{\delta}_{m_{I-}} < 0, \dot{\delta}_{m_{I+}} > 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido $\ddot{\delta}_{m_I} > 0$ $\Rightarrow m_I$ en el semieje positivo de las ordenadas
s_I Punto de inflexión	δ_{s_I} • Cambio de concavidad en el entorno (pasa de estar por encima a estar por debajo de la tangente) • Radio de curvatura ∞ $\dot{\delta}_{s_I} > 0$ • Pendiente positiva (y máxima)	Ordenadas. $\ddot{\delta}_{s_I} = 0, \ddot{\delta}_{s_{I-}} > 0,$ $\ddot{\delta}_{s_{I+}} < 0$ $\Rightarrow \delta_{s_I}$ <u>Máximo relativo</u> $\dot{\delta}_{s_I} > 0$ \Rightarrow <u>ordenada s_I positiva</u>	Abscisas. $\ddot{\delta}_{s_I} = 0$ $\Rightarrow s_I$ <u>sobre el eje de las abscisas</u> $\ddot{\delta}_{s_{I-}} > 0, \ddot{\delta}_{s_{I+}} < 0$ \Rightarrow corta al eje en ese sentido $\dot{\delta}_{s_I}$ <u>es la mayor abscisa</u> en su entorno $\dot{\delta}_{s_I} > 0$ \Rightarrow <u>abscisa s_I positiva</u>

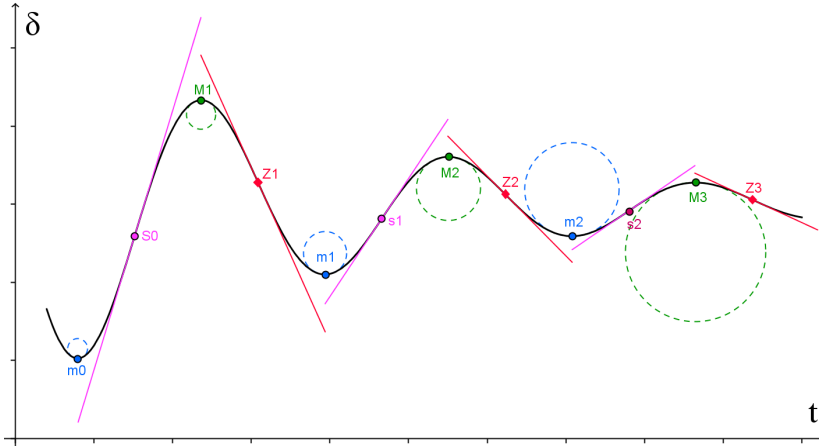
T 16. Oscilación. Secuencia $M-z-m-s$.

CONCLUSIÓN IMPORTANTE. Se ve en la Gráfica 3 $\ddot{\delta}(\delta)$ de las figuras F 60, F 62 y F 64 que la secuencia $M_I-z_I-m_I-s_I$ rodea al origen (punto de régimen, $\dot{\delta} = 0$ y $\ddot{\delta} = 0$).

10.2.1.3.2. Caso de oscilación estable amortiguada.

Estudio de extremos y puntos de inflexión consecutivos, como continuación del caso genérico del capítulo anterior 10.2.1.3.1.

Se analiza con las figuras F 61 y F 62 y la tabla T 17.



F 61. Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación estable amortiguada.

Extremos.

- $\delta_{M2} < \delta_{M1}$ y $\delta_{m2} > \delta_{m1}$
- $\Delta\delta$ entre extremos relativos consecutivos disminuye $|\delta_{M2} - \delta_{m1}| < |\delta_{m1} - \delta_{M1}|$

Suponiendo adicionalmente frecuencia de oscilación constante, en $\delta(t)$ se ve que

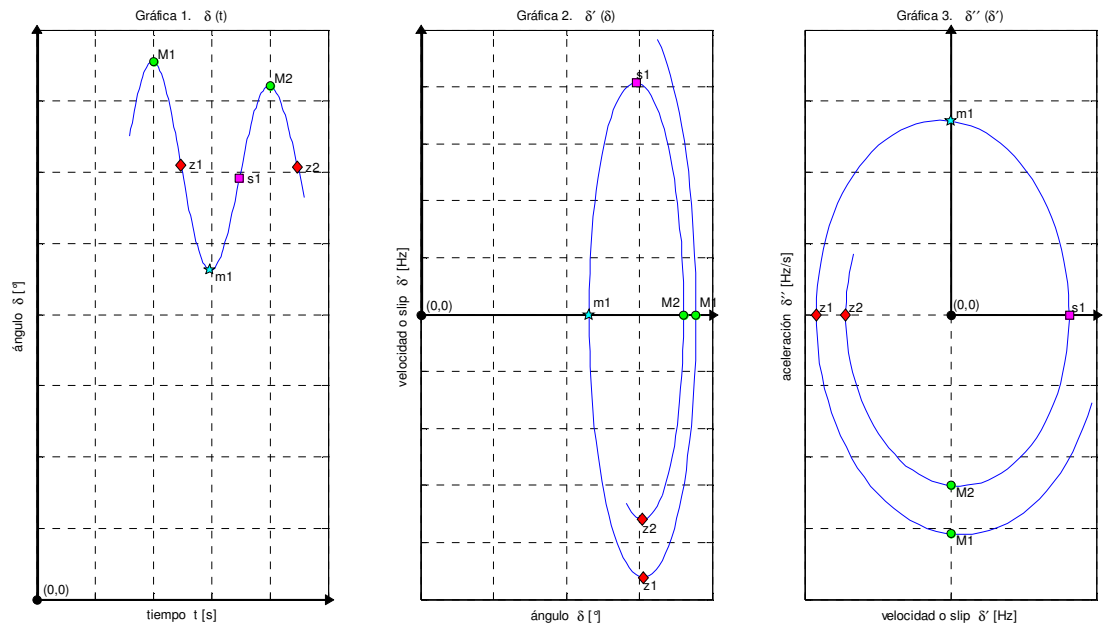
- $RC\delta_{M2} > RC\delta_{M1}$ o sea $|\ddot{\delta}_{M2}| < |\ddot{\delta}_{M1}|$
- $RC\delta_{m2} > RC\delta_{m1}$ o sea $|\ddot{\delta}_{m2}| < |\ddot{\delta}_{m1}|$

Puntos de inflexión.

Suponiendo frecuencia de oscilación constante y como $\Delta\delta$ entre extremos relativos consecutivos disminuye, en $\delta(t)$ se ve que

- $|\dot{\delta}_{z2}| < |\dot{\delta}_{z1}|$
- $|\dot{\delta}_{s2}| < |\dot{\delta}_{s1}|$

disminuye el valor absoluto de la pendiente de la tangente considerando puntos de inflexión consecutivos.



F 62. Gráficas 1) ángulo-tiempo, 2) velocidad-ángulo y 3) aceleración-velocidad de oscilación estable amortiguada.

Tabla T 17. Caso de oscilación estable amortiguada.

Se muestra como continúa en las gráficas $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ la secuencia $M_1-z_1-m_1-s_1$ antes descrita en la Tabla T 16.

Se destacan fundamentalmente las diferencias y características particulares de los nuevos puntos respecto de los anteriores de tabla T 16

	Información para la Gráfica 1: $\delta(t)$ de la figura F 62.	Información para la Gráfica 2: $\dot{\delta}(\delta)$ de la figura F 62.	Información para la Gráfica 3: $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 62.
<p>M_2</p> <p>Siguiente extremo relativo</p> <p>Máximo</p>	<p>Ordenadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> M_2 Máximo relativo $\delta_{M_2} < \delta_{M_1}$ $\Delta\delta$ disminuye entre extremos relativos consecutivos <u>Ordenada M_2 menor que M_1</u> 	<p>Abscisas.</p> <p>$\dot{\delta}_{M_2} = 0$ Máximo relativo</p> <p>$\Rightarrow M_2$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>sobre el eje de las abscisas</u> <u>mayor abscisa en su entorno</u> <p>$\delta_{M_2} < \delta_{M_1}$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>abscisa M_2 menor que la de M_1</u> 	<p>Ordenadas.</p> <p>$\ddot{\delta}_{M_2} = 0$</p> <p>$\Rightarrow M_2$ sobre el eje de las ordenadas</p> <p>$\ddot{\delta}_{M_2} < \ddot{\delta}_{M_1}$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>ordenada M_2 menor que la de M_1</u> la desigualdad también se cumple en cierto entorno de M_1 y M_2 <p>\Rightarrow <u>la curva no se cruza consigo misma en un entorno de M_1 y M_2</u></p>
<p>z_2</p> <p>Siguiente punto de inflexión</p>	<p>$\dot{\delta}_{z_2} < \dot{\delta}_{z_1}$</p> <p>El valor absoluto de la pendiente de la tangente en z_2 es menor que el de z_1.</p>	<p>Ordenadas.</p> <p>$\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_2-} < 0$,</p> <p>$\ddot{\delta}_{z_2+} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>$\dot{\delta}_{z_2}$ mínimo relativo</u> <u>ordenada z_2 negativa</u> <p>$\dot{\delta}_{z_2} < \dot{\delta}_{z_1}$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>Ordenada z_2 menor valor absoluto que el de z_1</u> 	<p>Abscisas.</p> <p>$\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_2-} < 0$,</p> <p>$\ddot{\delta}_{z_2+} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$</p> <p>$\Rightarrow z_2$</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>sobre el eje de las abscisas</u> <u>menor abscisa en su entorno</u> <p>$\dot{\delta}_{z_2} < \dot{\delta}_{z_1}$</p> <ul style="list-style-type: none"> La desigualdad también se cumple en cierto entorno de z_2 <p>\Rightarrow <u>las curva no se cruza consigo misma en un entorno de z_1 y z_2</u></p>

T 17. Continuación M - z de la secuencia de una oscilación sobreamortiguada.

pudiendo procederse con similares razonamientos para continuar con m_2 y s_2 .

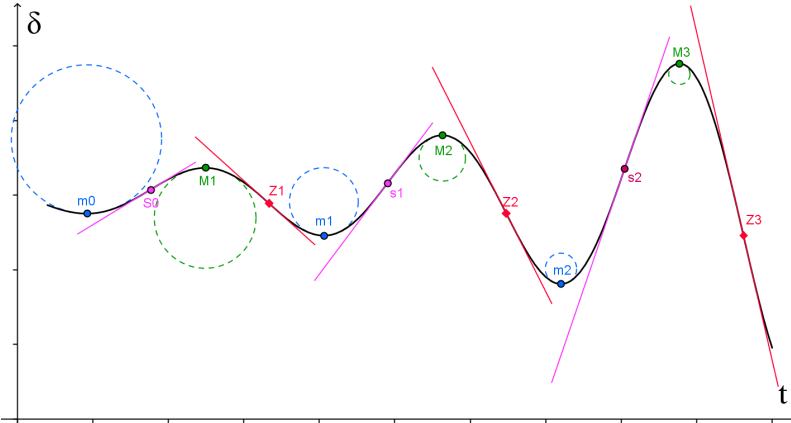
CONCLUSIÓN IMPORTANTE.

Se ve en la Gráfica 3 $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 62 que la secuencia $M_1-z_1-m_1-s_1-M_2-z_2-m_2-s_2-\dots$ rodea al origen acercándose a él (punto de régimen, $\dot{\delta} = 0$ y $\ddot{\delta} = 0$).

10.2.1.3.3. Caso de oscilación inestable.

Estudio de extremos y puntos de inflexión consecutivos, como continuación del caso genérico del capítulo 10.2.1.3.1.

Se analiza con las figuras F 63 y F 64 y la tabla T 18.



F 63. Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación inestable.

Extremos.

- $\delta_{M_2} > \delta_{M_1}$ y $\delta_{m_2} < \delta_{m_1}$
- $\Delta\delta$ entre extremos relativos consecutivos disminuye $|\delta_{M_2} - \delta_{m_1}| > |\delta_{m_1} - \delta_{M_1}|$

Suponiendo adicionalmente frecuencia de oscilación constante, en $\delta(t)$ se ve que

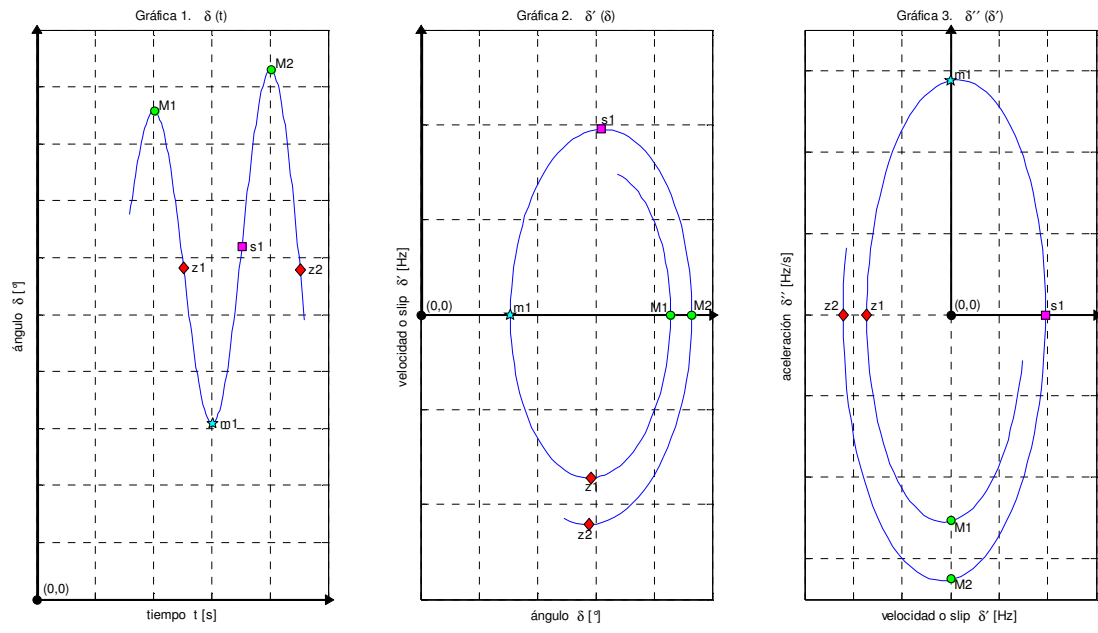
- $RC\delta_{M_2} < RC\delta_{M_1}$ o sea $|\ddot{\delta}_{M_2}| > |\ddot{\delta}_{M_1}|$
- $RC\delta_{m_2} < RC\delta_{m_1}$ o sea $|\ddot{\delta}_{m_2}| > |\ddot{\delta}_{m_1}|$

Puntos de inflexión.

Suponiendo frecuencia de oscilación constante y como $\Delta\delta$ entre extremos relativos consecutivos disminuye, en $\delta(t)$ se ve que

- $|\dot{\delta}_{z_2}| > |\dot{\delta}_{z_1}|$
- $|\dot{\delta}_{s_2}| > |\dot{\delta}_{s_1}|$

aumenta el valor absoluto de la pendiente de la tangente considerando puntos de inflexión consecutivos.



F 64. Gráficas 1) ángulo-tiempo, 2) velocidad-ángulo y 3) aceleración-velocidad de oscilación inestable.

Tabla T 18. Caso de oscilación inestable.

Se muestra como continúa en las gráficas $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ la secuencia $M_1-z_1-m_1-s_1$ antes descrita en la Tabla T 16.

Se destacan fundamentalmente las diferencias y características particulares de los nuevos puntos respecto de los anteriores de tabla T 16.

	Información para la Gráfica 1: $\delta(t)$ de la figura F 64.	Información para la Gráfica 2: $\dot{\delta}(\delta)$ de la figura F 64.	Información para la Gráfica 3: $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 64.
M_2 siguiente extremo relativo Máximo	Ordenadas. <ul style="list-style-type: none"> M_2 Máximo relativo $\delta_{M_2} > \delta_{M_1}$ $\Delta\delta$ crece entre extremos relativos consecutivos <u>Ordenada M_2 mayor que M_1</u> 	Abscisas. $\dot{\delta}_{M_2} = 0$ Máximo relativo $\Rightarrow M_2$ <ul style="list-style-type: none"> <u>sobre el eje de las abscisas</u> <u>mayor abscisa en su entorno</u> $\delta_{M_2} > \delta_{M_1}$ <ul style="list-style-type: none"> <u>abscisa M_2 mayor que la de M_1</u> 	Ordenadas. $\dot{\delta}_{M_2} = 0$ $\Rightarrow M_2$ <u>sobre el eje de las ordenadas</u> $ \dot{\delta}_{M_2} > \dot{\delta}_{M_1} $ <ul style="list-style-type: none"> <u>ordenada M_2 mayor que la de M_1</u> la desigualdad también se cumple en cierto entorno de M_1 y M_2 \Rightarrow <u>la curva no se cruza consigo misma en un entorno de M_1 y M_2</u>
z_2 Siguiente punto de inflexión	$ \dot{\delta}_{z_2} > \dot{\delta}_{z_1} $ El valor absoluto de la pendiente de la tangente en z_2 es mayor que el de z_1 .	Ordenadas. $\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_2-} < 0$, $\ddot{\delta}_{z_2+} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$ <ul style="list-style-type: none"> <u>$\dot{\delta}_{z_2}$ mínimo relativo</u> <u>ordenada z_2 negativa</u> $ \dot{\delta}_{z_2} > \dot{\delta}_{z_1} $ <u>Ordenada z_2 mayor valor absoluto que el de z_1</u>	Abscisas. $\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_2-} < 0$, $\ddot{\delta}_{z_2+} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$ $\Rightarrow z_2$ <ul style="list-style-type: none"> <u>sobre el eje de las abscisas</u> <u>menor abscisa en su entorno</u> $ \dot{\delta}_{z_2} > \dot{\delta}_{z_1} $ <ul style="list-style-type: none"> La desigualdad también se cumple en cierto entorno de z_2 \Rightarrow <u>las curva no se cruza consigo misma en un entorno de z_1 y z_2</u>

T 18. Continuación $M-z$ de la secuencia de una oscilación subamortiguada.

pudiendo procederse con similares razonamientos para m_2 y s_2 .

CONCLUSIÓN IMPORTANTE.

Se ve en la Gráfica 3 $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 64 que la secuencia $M-z-m-s-M_2-z_2-m_2-s_2-\dots$ rodea al origen alejándose a él (punto de régimen, $\dot{\delta} = 0$ y $\ddot{\delta} = 0$).

10.2.1.3.4. Caso inestable no oscilatorio.

Se analiza el caso particular en que no hay un extremo relativo entre dos puntos de inflexión consecutivos, como continuación del caso genérico del capítulo 10.2.1.3.1 o como “*first swing*”. Corresponde a casos de pérdida de sincronismo o paso polar.

Se analiza con la figura F 65 y la tabla T 19.

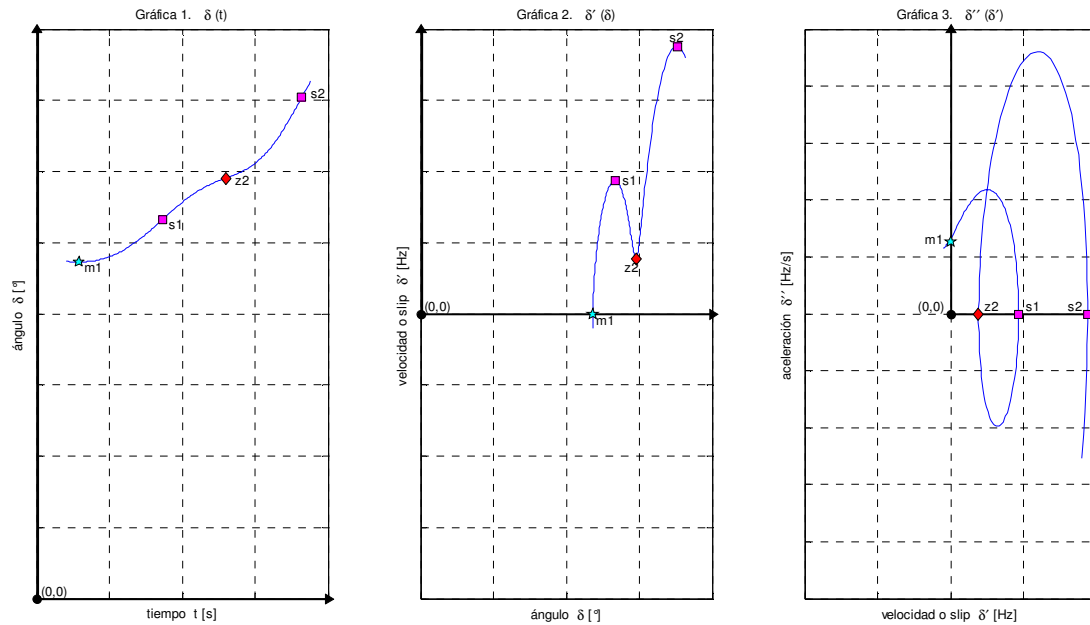
En z_2 y entre s_1 y z_2 .

- no cambia el signo de la pendiente de la tangente a $\delta(t)$ debido a que se pasa de un punto de inflexión s_1 a otro z_2 sin que exista extremo (máximo) relativo intermedio.
- $\dot{\delta}_{z_2} > 0$. $\dot{\delta}$ continúa siendo positiva, ya lo era en s_1

Luego de z_2

$\ddot{\delta} > 0$ y creciente.

- el radio de curvatura disminuye, pues en z_2 era ∞
- hay cambio de concavidad en $\delta(t)$ luego de z_2 . Pasa de estar por debajo de la tangente a estar por encima de la tangente.



F 65. Gráficas 1) ángulo-tiempo , 2) velocidad-ángulo y 3) aceleración-velocidad de respuesta sin extremos relativos entre puntos de inflexión.

Tabla T 19. Caso inestable no oscilatorio.

Se muestra como continúa en las gráficas $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ la secuencia m_1-s_1 antes descrita en la Tabla T 16.

Se destacan fundamentalmente las diferencias y características particulares de los nuevos puntos respecto de los anteriores de tabla T 16

	Información para la Gráfica 1: $\delta(t)$ de la figura F 65.	Información para la Gráfica 2: $\dot{\delta}(\delta)$ de la figura F 65.	Información para la Gráfica 3: $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 65.
z_2 Siguiete punto de inflexión	$\dot{\delta}_{z_2} > 0$ <ul style="list-style-type: none"> pendiente positiva (y mínima) $\dot{\delta} > 0$ entre s_1 y z_2 <ul style="list-style-type: none"> la pendiente es positiva 	Ordenadas. $\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_{2-}} < 0$, $\ddot{\delta}_{z_{2+}} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$ <ul style="list-style-type: none"> $\dot{\delta}_{z_2}$ <u>mínimo relativo</u> <u>ordenada z_2 positiva</u> $\dot{\delta} > 0$ entre s_1 y z_2 <ul style="list-style-type: none"> el tramo $s_1 - z_2$ está en el semiplano superior 	Abscisas. $\ddot{\delta}_{z_2} = 0$, $\ddot{\delta}_{z_{2-}} < 0$, $\ddot{\delta}_{z_{2+}} > 0$ y $\dot{\delta}_{z_2} < 0$ $\Rightarrow z_2$ <ul style="list-style-type: none"> <u>sobre el eje de las abscisas</u> <u>menor abscisa en su entorno (pero positiva)</u> $\dot{\delta} > 0$ entre s_1 y z_2 <ul style="list-style-type: none"> el tramo $s_1 - z_2$ está en el semiplano izquierdo
Luego de z_2	δ_{z_2} <ul style="list-style-type: none"> Cambio de concavidad en el entorno (pasa de estar por debajo de la tangente a estar por encima de la tangente) $\dot{\delta} > 0$ pendiente positiva	Ordenadas. En el entorno de z_2 : <ul style="list-style-type: none"> z_2 <u>mínimo relativo</u> $\dot{\delta}$ decrecía antes de z_2 y luego de z_2 pasa a crecer 	Abscisas. $\dot{\delta} > 0$ y crece <ul style="list-style-type: none"> luego de z_2 $\dot{\delta}$ pasa a crecer Ordenadas. <ul style="list-style-type: none"> en z_2 $\ddot{\delta}$ cambió de signo, luego de z_2 pasa a ser $\ddot{\delta} > 0$

T 19. Continuación de la secuencia de una pérdida de sincronismo sin extremos relativos.

pudiendo procederse con similares razonamientos para s_2 ...

Esto corresponde a situaciones en que se produce la pérdida de paso polar, ya sea en el caso del llamado “*first-swing*” causado por haber insuficiente par sincronizante o luego de oscilaciones crecientes en amplitud como las del capítulo anterior 10.2.1.3.3. lo que ocurre generalmente cuando la condición de post-falta es inestable en pequeña señal y no necesariamente como resultado de una gran perturbación [Kundur, 1994].

10.2.1.3.5. Simetrías.

Anteriormente, mediante el uso de funciones particulares, se estudiaron cualitativamente en el plano $\delta(\dot{\delta})$ las oscilaciones del ángulo relativo $\delta(t)$ de los rotores de dos generadores síncronos o de las tensiones en dos puntos de un sistema eléctrico. Dadas dos tensiones el ángulo utilizado es el relativo de una tensión respecto de la otra

$$\delta_{ABSOLUTO} - \phi_{ABSOLUTO} = \delta_{relativo\ a\ \phi} = \delta.$$

Por ejemplo se vio en el plano $\delta(\dot{\delta})$ que en caso de inestabilidad sin extremos entre puntos de inflexión consecutivos de $\delta(t)$, el andamio se desarrolla a partir de cierto momento en los cuadrantes I y IV (semiplano derecho) sin cruzar el eje de las ordenadas (sin rodear el origen).

Pero podría haberse usado el otro ángulo como la referencia, o sea

$$\phi_{ABSOLUTO} - \delta_{ABSOLUTO} = \phi_{relativo\ a\ \delta} = \phi.$$

Por ello, para completar el estudio cualitativo es necesario hacer el cambio de variable $\phi = -\delta$ que surge de sumar las dos ecuaciones anteriores.

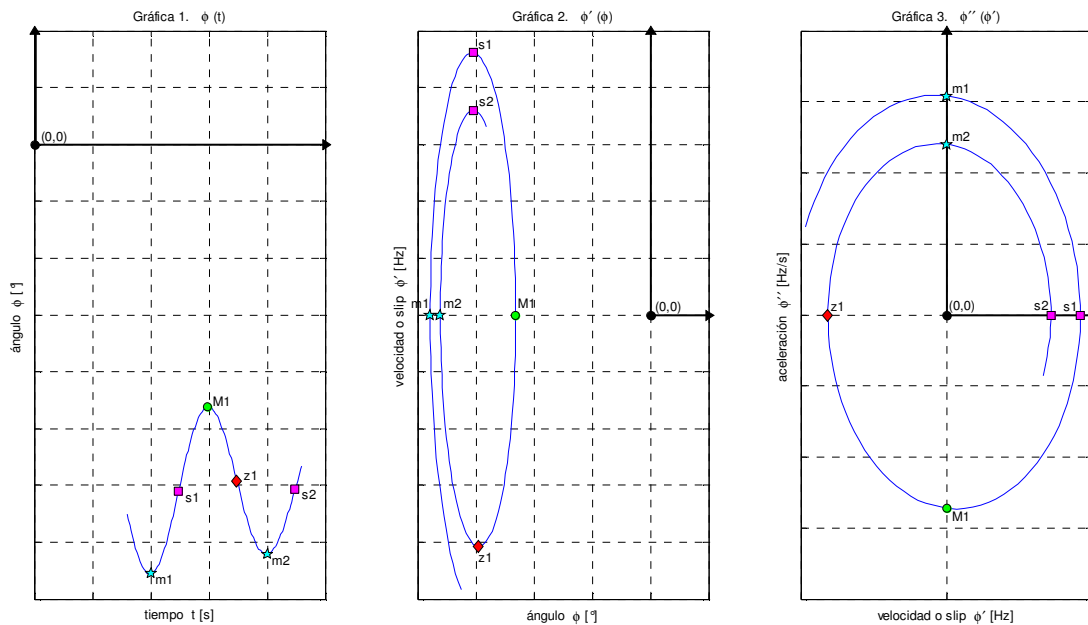
$$\phi = -\delta \Rightarrow \dot{\phi} = -\dot{\delta} \Rightarrow \ddot{\phi} = -\ddot{\delta}$$

entonces:

- el plano $\phi(t)$ es una simetría axial de $\delta(t)$, con eje de simetría el eje de las abscisas,
- el plano $\dot{\phi}(\dot{\phi})$ es una simetría central de $\dot{\delta}(\dot{\delta})$, con centro en el origen,
- el plano $\ddot{\phi}(\ddot{\phi})$ es una simetría central de $\ddot{\delta}(\ddot{\delta})$, con centro en el origen.

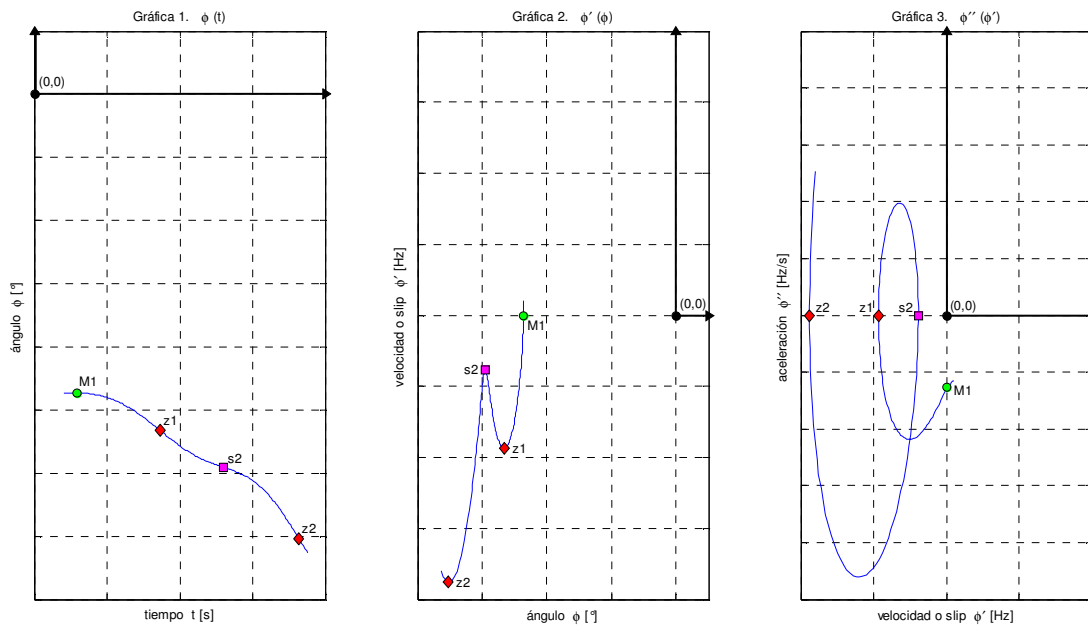
Esto explica por qué el algoritmo OOST en el plano $\delta(\dot{\delta})$ es simétrico respecto del origen si se usan ajustes idénticos para ambas rectas del algoritmo.

Compárese la figura siguiente con la figura F 62



F 66. Gráficas 1) ángulo-tiempo , 2) velocidad-ángulo y 3) aceleración-velocidad de oscilación sobreamortiguada.

y compárese la figura siguiente con la figura F 65.



F 67. Gráficas 1) ángulo-tiempo , 2) velocidad-ángulo y 3) aceleración-velocidad de respuesta sin extremos relativos.

Las simetrías antes mencionadas muestran que:

- las oscilaciones tienen comportamiento similar en $\delta(\dot{\delta})$ y en $\ddot{\phi}(\dot{\phi})$,
- las inestabilidades no oscilatorias también pueden verse como “bucles” en los cuadrantes II o III (semiplano izquierdo) de $\delta(\dot{\delta})$ o $\ddot{\phi}(\dot{\phi})$ en que no se cruza el eje de las abscisas (no se rodea el origen).

10.2.1.4. Resumen de las conclusiones del estudio del plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

A continuación se resume las conclusiones y aportes de los estudios desarrollados en este capítulo 10.2 sobre análisis cualitativo. Surgen de los estudios que se realizaron a partir de las referencias bibliográficas [Guzman-Casillas, 2009a], [Guzman-Casillas, 2009b] y [Guzmán et al., 2007] y no se han encontrado explícitamente en la bibliografía ni en las búsquedas de información realizadas.

10.2.1.4.1. Trayectoria que rodea al origen.

En el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ una trayectoria que rodea al origen caracteriza una oscilación ya sea estable o inestable.

O sea que el lugar geométrico de la trayectoria de la oscilación recorre los cuatro cuadrantes del plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

En el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (figuras F 60, F 62 y F 64) los cortes de la trayectoria de la oscilación

- con el eje de las ordenadas corresponden a
 - los mínimos de $\delta(t)$ si cortan el semieje positivo, o
 - los máximos de $\delta(t)$ si cortan el semieje negativo.
- con el eje de las abscisas corresponden a
 - los puntos de inflexión de $\delta(t)$ que pasan de concavidad hacia arriba a concavidad hacia abajo si cortan el semieje positivo, o
 - los puntos de inflexión de $\delta(t)$ que pasan de concavidad hacia abajo a concavidad hacia arriba si cortan el semieje negativo.

Este rodeo al origen en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ se corresponde con una secuencia en el plano $\delta(t)$ en que entre extremos relativos siempre hay un punto de inflexión y viceversa.

10.2.1.4.2. Trayectoria que no rodea al origen.

En el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ una trayectoria que no rodea al origen $(0;0)$ y si a otro punto $(0;\dot{\delta})$ es una pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar.

Es el caso en que entre dos ceros consecutivos de $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (puntos de inflexión consecutivos de $\delta(t)$) no hay un cruce del eje de las ordenadas de $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (no hay un mínimo o un máximo de $\delta(t)$). En el plano $\delta(t)$ es una secuencia de puntos de inflexión sin ocurrencia de extremos relativos. Ver figuras F 65 y F 67.

O sea que el lugar geométrico de la trayectoria de la oscilación cierra un “bucle” en el semiplano derecho o izquierdo de $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ sin encerrar al origen.

Puede haber también pérdidas de sincronismo o pérdidas de paso polar en que si haya extremos relativos entre puntos de inflexión consecutivos. Es un caso límite y raro.

10.2.1.4.3. Sentidos de inestabilidad.

Sentido de inestabilidad $\ddot{\delta} > 0$ y $\dot{\delta} > 0$ ambos crecientes o $\ddot{\delta} < 0$ y $\dot{\delta} < 0$ ambos decrecientes en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

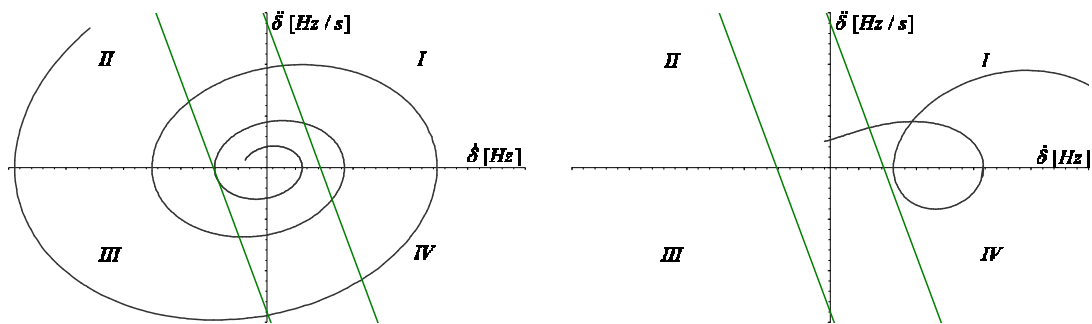
Que sean simultáneamente crecientes o decrecientes tanto la velocidad relativa como la aceleración relativa entre los rotores de dos generadores o entre tensiones de dos áreas, corresponde a casos en que la pérdida de sincronismo es esperable o inminente de persistir la condición.

Corresponde por ejemplo a trayectorias que se alejan del origen y que están o entrarán en el cuadrante I de la gráfica $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (aceleración y velocidad ambas positivas, $\ddot{\delta} > 0$ y $\dot{\delta} > 0$).

Para que la inestabilidad no suceda, en algún momento la aceleración debería pasar a ser negativa pasando al cuadrante IV de la gráfica $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$. Es condición necesaria pero no suficiente.

De la misma manera velocidad relativa y aceleración relativa simultáneamente decrecientes llevan a trayectorias que se alejan del origen y que están o entrarán en el cuadrante III de la gráfica $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ (aceleración y velocidad ambas negativas, $\ddot{\delta} < 0$ y $\dot{\delta} < 0$).

Entonces estos sentidos en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ alejándose del origen en o hacia los cuadrantes I y III son sentidos de inestabilidad y pérdida de paso polar inminente de persistir la condición. Ver la siguiente figura.



F 68. Oscilación inestable e inestabilidad no oscilatoria vistas en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$.

Esto es una justificación de por qué las rectas del algoritmo OOST que definen la detección de inestabilidad son cualitativamente perpendiculares y claramente no colineales con estos sentidos de inestabilidad.

Esta es de alguna manera la razón o causa de la potencialidad predictiva del algoritmo OOST, o al menos una de dichas razones. Las direcciones perpendiculares a las rectas que definen el algoritmo, de persistir ese andamio, llevan a la inestabilidad.

Por otra parte, que sea creciente la velocidad relativa y decreciente la aceleración relativa entre los rotores de dos generadores o tensiones de áreas, o viceversa, pensando

en los cuadrantes II y IV del plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$, no son situaciones que a priori se pueda decir que llevarán a inestabilidad. Por el contrario alejarse del origen en los cuadrantes II y IV del plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ son situaciones en que la aceleración tiene signo contrario a la velocidad entre rotores o áreas, lo que tendería a mejorar la estabilidad o al menos no empeorar la situación de inestabilidad.

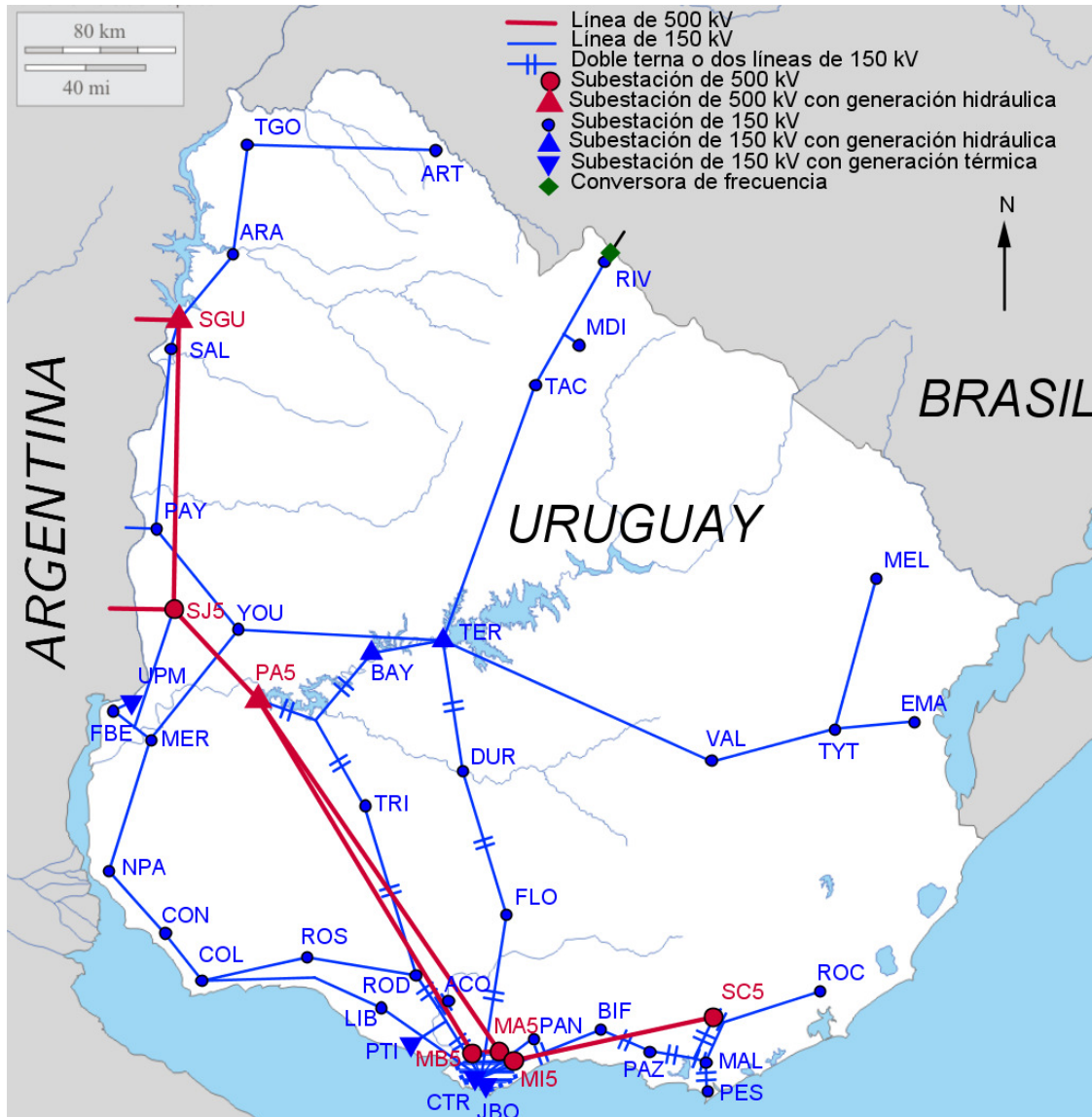
Esto explicaría la razón por la que el algoritmo OOST que detecta inestabilidad en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ no tiene un límite en estas direcciones, sino que son rectas en esa dirección.

Puede verse que en el plano $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ una recta (dirección) colineal con las rectas oblicuas del algoritmo OOST $\ddot{\delta} + K\dot{\delta} = C$ ($K < 0$) tiene solución $\delta = A + \frac{C}{K}t + Be^{-Kt}$ que es una exponencial creciente. Pero evidentemente dicha ecuación no es solución de la ecuación diferencial del sistema de la forma $\frac{2H}{\omega_0} \ddot{\delta} + \frac{K_D}{\omega_0} \dot{\delta} = P_m - P_{mx} \text{sen} \delta$ (ecuación de *swing*).

11. El sistema eléctrico de potencia uruguayo

11.1. Características

La figura F 69 muestra un mapa del sistema eléctrico uruguayo de alta y extra alta tensión, en que la traza de las líneas es aproximada. Se realizó sobre un mapa hidrográfico y de fronteras de libre de uso [d-maps.com]



F 69. Mapa del sistema eléctrico de alta tensión y extra alta tensión uruguayo.

El sistema eléctrico de potencia uruguayo consta de dos grandes áreas, la Norte o centro-Norte y la sur, interconectadas por dos líneas de 500kV entre la localidad de Palmar y la capital Montevideo (líneas PA5-MA5 y PA5-MB5) y algunas líneas de 150kV que resultan débiles. Mientras que las interconexiones internacionales con Argentina y Brasil y la mayoría de la generación (hidroeléctrica fundamentalmente) se encuentran en el norte y en el centro, la mayoría de la carga y varios generadores térmicos se encuentran en el sur. Esto hace que el sistema sea muy dependiente de las

líneas de 500kV antes mencionadas, así como de la interconexión en 500kV con Argentina.

Al sur la zona de Montevideo es fundamentalmente una red muy mallada de subestaciones mediante líneas y cables de 150kV que por aparecer muy pequeña en la figura F 69 es mostrada como una zona azul sin detalles, excepto tres subestaciones de 500kV (MA5, MB5 y MI5) y dos centrales térmicas (JBO y CTR).

La red tiene 711km de líneas de 500kV y 3560km de líneas y cables de 150kV.

Tiene las siguientes potencias instaladas en transformación: 1.8GVA en 500kV y 3.2GVA en 150kV, esto sin considerar los transformadores elevadores de salida de los generadores.

La demanda eléctrica crece, así como la oferta de generación y energía, por lo que la red está siendo ampliada y se está avanzando en su mallado. Algunas obras se encuentran en etapa de montaje y otras en etapa aún de proyecto o licitación.

Se está montando una interconexión fuerte con Brasil en el noreste mediante una convertidora de frecuencia de 500MW ampliable a 1000MW cercana a la actual subestación MEL, que se conectará en 500kV con la actual subestación SC5. Se adjudicó la licitación por el mallado de la red de 150kV desde el norte (ART) hasta el noreste (MEL). La central térmica PTI dejará de conectarse al sistema en 150kV, y pasará a hacerlo en 500kV, para lo que se están construyendo dos subestaciones de 500kV una de las cuales abrirá la línea de 500kV PA5-MA5; la propia central está siendo ampliada. Los emprendimientos de generación eléctrica eólica y con biomasa (ya sean de generación distribuida o de mayor porte) son varios y por una potencia importante para el sistema uruguayo.

Más allá de esta expansión y crecimiento a la fecha y posiblemente por varios años más la situación de dependencia de ambas líneas de 500kV Palmar – Montevideo persistirá.

A continuación se describen las potencias de la generación uruguaya e interconexiones internacionales.

- TER: 4 x 38 MW = 152 MW
- BAY: 3 x 36 MW = 108 MW
- PA5: 3 x 111 MW = 333 MW
- SGU: 7 x 135 MW = 945 MW

Salto Grande tiene 7 unidades del lado uruguayo y 7 del lado argentino.

- JBO Unidad 3: 50MW
- JBO Unidad 4: 50MW
- JBO Unidad 5: 80MW
- JBO Unidad 6: 125MW
- CTR: 2 x 113 MW = 226 MW
- PTI: 6 x 50 MW = 300 MW

- UPM: $83\text{ MW} + 79\text{ MW} = 162\text{ MW}$ (planta industrial con cogeneración, que entrega al sistema eléctrico uruguayo su excedente de generación)
- Interconexión con Argentina en SGU y SJ5: 1386 MW
- Interconexión con Argentina en PAY: 52 MW
- Interconexión con Brasil en RIV: 70 MW

El pico de demanda en 2008 fue de 1481 MW y en 2011 de 1745 MW.

11.2. Modelado para su simulación

Las simulaciones de flujo de carga y de estabilidad transitoria realizadas en esta tesis fueron hechas con una base de datos del sistema eléctrico de potencia uruguayo correspondiente a la red uruguaya del año 2008 que no se diferencia mayormente de la actual.

Esta red está modelada en el conjunto de programas DSATools de la empresa Powertech Labs Inc. (PSAT para flujos de carga, TSAT para estudios de estabilidad transitoria).

La base de datos de la red y su modelado en DSATools (PSAT y TSAT) no formaron parte de los trabajos desarrollados en esta tesis ni para ella, ni el autor de esta tesis participó en su desarrollo, sino que fueron tomados como insumos para la tesis y utilizados. El desarrollo fue realizado como parte del Proyecto PDT 47/05 “Estudios de estabilidad de escenarios a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo” [Giusto, Monzón, Artenstein, Sena, Franco, 2008]. Esta es la misma base usada en los estudios de referencia [Sena, 2010] con los que se comparan los resultados y el desempeño de los algoritmos PSD, OOST y OOSD estudiados en esta tesis (ver capítulo 12.3.8).

A continuación una breve descripción extractada de la referencia bibliográfica [Sena, 2010].

El modelado del sistema eléctrico de potencia uruguayo consta de las redes de transmisión de 500 kV y 150 kV y parte de la de 60 kV. Tiene aproximadamente 360 barras y cerca de 50 unidades generadoras.

El sistema argentino interconectado al uruguayo está representado por tres generadores equivalentes (Ezeiza, Almafuerte y Rodríguez) además de los generadores con modelos detallados de las centrales Yaciretá y Salto Grande (lado argentino).

Los generadores hidráulicos se representan con un modelo de orden 5 y los térmicos con uno de orden 6. Para los generadores uruguayos están modelados sus sistemas de excitación y para casi todos los generadores de la base de datos los controles de velocidad.

Las cargas están modeladas de la siguiente manera para las simulaciones dinámicas: potencia activa P a corriente constante y potencia reactiva Q a impedancia constante, como forma de representar cargas de motores y resistivas.

12. Estudios realizados sobre la red uruguaya modelada.

12.1. Definición del problema estudiado.

Como ya se mencionó en la introducción y en el capítulo 11.1 el sistema eléctrico uruguayo es muy dependiente de las líneas de 500kV entre Palmar y Montevideo, así como de la interconexión en 500kV con Argentina.

La desconexión de ambas líneas de 500kV Palmar – Montevideo es una de las contingencias más severas en el sistema. Esto es así porque las líneas de 150 kV que quedan interconectando el norte con el sur (ver mapa de la figura F 69) son débiles e insuficientes. Entonces de no tomarse acciones de protección sistémica (SPS o WAP) se desencadenarían oscilaciones de potencia inestables que llevarían a un corte total de energía eléctrica en la zona sur donde reside el 80% de la demanda. Esta doble contingencia no es un caso teórico sino que ha ocurrido en varias oportunidades.

La detección rápida y confiable de esta situación (separación Norte-Sur en 500 kV) y la toma de acciones rápidas, precisas y confiables es una función de protección sistémica de fundamental importancia.

Algunas acciones posibles de los SPS, como se vio en el capítulo 8, son el disparo de carga, el disparo de generación y la separación en islas.

A esos efectos en esta tesis se desarrollan estrategias para detectar las oscilaciones inestables producidas por la desconexión de ambas líneas de 500kV Palmar – Montevideo, utilizando los algoritmos PSD y OOST estudiados en el capítulo 10 midiendo la fase de los sincrofasores de las tensiones directas en las barras de las subestaciones a las que se conecta una de las líneas de 500 kV que une el norte y el sur: Palmar – Montevideo A (PA5-MA5).

Y a partir de la detección de la desvinculación en 500 kV de las zonas Norte y Sur se toman acciones para separar completamente la zona Sur dejándola en isla, acompañadas de disparo de carga en la isla Sur. La separación completa Norte-Sur y el disparo de carga en la isla Sur son las acciones tomadas en el estudio de referencia [Sena, 2010] aunque con otras herramientas de medida y toma de decisiones distintas a las de esta tesis.

La protección sistémica (SPS o WAP) estudiada en esta tesis y desarrollada en este capítulo 12 tiene el siguiente esquema general según la figura F 28 del capítulo 8:

- Entradas:
 - Variables eléctricas (tensiones directas) medidas con sincrofasores (PMUs) en las subestaciones de 500 kV: MA5 (Montevideo A) y PA5 (Palmar).
- Toma de decisiones:
 - Mediante la combinación de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv (en el PDC + SVP).

- Acciones:
 - Disparo de cuatro líneas de 150 kV para separar el Norte (Centro-Norte) del Sur, dejando al Sur en isla.
Las líneas son LIB-COL, ACO-ROD, MVA-BON y MVA-FLO (ver líneas azules que salen de Montevideo hacia el oeste y el norte en la figura F 69).
 - Disparo de carga (*load shedding*) en la isla Sur.

La red de sincrofasores a utilizar (ver capítulo 9.7.1) está compuesta por los siguientes IEDs o funciones:

- En subestación PA5 (Palmar)
 - 1 PMU en barras de 500 kV reportando tensión de secuencia directa.
- En subestación MA5 (Montevideo A)
 - 1 PMU en barras de 500 kV reportando tensión de secuencia directa.
 - 1 PDC+SVP para recibir las medidas locales y remotas, procesarlas, tomar decisiones y enviar acciones.

Las PMUs se han ubicado en las barras extremo de una de las líneas de 500 kV que une el Norte con el Sur del país, ya que el centro eléctrico del sistema debe encontrarse entre los puntos de medida en que se ubican las PMUs (ver capítulos 10.1.1 y 12.3.6.1.1). Se podría haber evaluado ubicar las PMUs en otros puntos (aunque no se hizo), ya que podrían usarse otras barras representativas de las zonas Norte (Centro-Norte) y Sur del país y también se cumpliría que ante la desconexión en 500 kV de ambas zonas el centro eléctrico del sistema estaría entre los puntos de medida de las PMUs.

12.2. Simulación de sincrofasores con el programa TSAT y tratamiento de los resultados con MATLAB

En el capítulo 9 se analizaron las características de los sincrofasores y las PMUs.

A continuación se estudia la simulación de sincrofasores realizada en el programa TSAT de Powertech Labs Inc.

12.2.1. Tasa usada de reporte de sincrofasores.

Se pretende simular sincrofasores a una tasa fija $REPORTING\ RATE = F_s = 50$ [frames/s] lo que corresponde a 1 sincrofasor por período nominal de la fundamental (20 ms).

Esta tasa es actualmente la máxima normalizada para señales de 50 Hz [IEEE C37.118.1, 2011] y es el doble de la máxima normalizada hasta el año 2011 de 25 fps [IEEE C37.118, 2005].

Incluso según la anterior norma [IEEE C37.118, 2005] (última versión durante los estudios de esta tesis) era razonable usar la tasa de $F_s = 50$ fps ya que la propia norma dice que “fomenta la inclusión de más tasas en especial hasta la frecuencia del sistema”, lo que la industria ya ha desarrollado. Desde hace algunos años existen en el mercado

PMUs que tienen tasa de $F_s = 50 \text{ fps}$ y existen PDCs y SVPs que las soportan y manejan.

12.2.2. Simulación de sincrofasores en TSAT.

El programa TSAT por ser un programa de simulación para estudios de estabilidad transitoria, maneja las magnitudes eléctricas como fasores y no como magnitudes sinusoidales en el tiempo.

Para emular sincrofasores a una tasa de reporte $50 F_s$ se precisa que el programa TSAT genere datos de salida a intervalos fijos de 20ms.

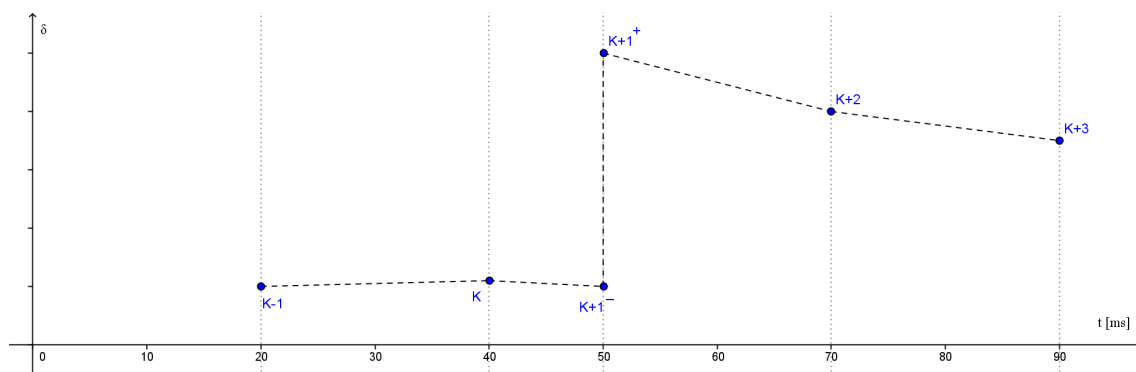
Para ello se debe ajustar en TSAT:

- el período o paso de integración usado en las contingencias desarrolladas en TSAT en $\Delta t = 0.05 \text{ ciclos} = 1 \text{ ms}$ (“Integration TRAP”, “Step Size 0.05 Cycles”).
- que se generen datos de salida solamente cada 20 pasos de integración (“Plot 20 Steps”) o sea cada 20 ms.

Pero esto no es siempre suficiente para que entre un juego de resultados correspondiente al instante t_{k-1} y al siguiente instante predefinido t_k transcurra un tiempo fijo $t_k - t_{k-1} = \Delta t_N = 20 \text{ ms}$.

Pues si se realiza una modificación en la red (se impone o retira un cortocircuito, se conecta o desconecta una línea, etc.) en un instante t_{k+1} anterior al predefinido ($t_{k+1} - t_k = \Delta t < \Delta t_N = 20 \text{ ms}$) el programa TSAT hace y reporta dos cálculos en ese instante t_{k+1} correspondientes a t_{k+1}^- y a t_{k+1}^+ , continuando posteriormente con la tasa fija nominal predefinida de reporte de resultados $t_{k+2} - t_{k+1} = \Delta t_N = 20 \text{ ms}$.

En el instante t_{k+1} TSAT resuelve tanto el circuito previo como el nuevo modificado como muestra la siguiente figura F 70.



F 70. Reporte de resultados TSAT.

Conclusiones.

Para que TSAT simule sincrofasores con un paso de reporte siempre fijo

- Las modificaciones en el sistema eléctrico deben realizarse en uno de instantes predefinidos de reporte (múltiplo de 20ms), lográndose siempre $\Delta t = \Delta t_N$.

En caso contrario habrá un corrimiento en cada modificación del sistema eléctrico como nuestra la figura F 70 entre t_k y t_{k+1} .

- Además debe desecharse uno de los dos resultados correspondientes al instante t_{k+1} en que se modifica la red, el correspondiente a t_{k+1}^- o a t_{k+1}^+ .

En caso contrario (ver tabla siguiente T 20) en el procesamiento posterior de los resultados de TSAT habría un $\Delta t = 0$ que haría dar error en los cálculos de las derivadas por lo que habría que desechar las dos filas de valores que tienen errores.

Recordar que $\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}$ y $\ddot{\delta}_i = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}$.

tiempo t	Δt	ángulo relativo	velocidad	aceleración
t_K	Δt_N	δ_K	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
t_{K+1}	Δt	δ_{K+1}^-	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
t_{K+1}	0	δ_{K+1}^+	Error	Error
t_{K+2}	Δt_N	δ_{K+2}	$\dot{\delta}_{K+2}$	Error
t_{K+3}	Δt_N	δ_{K+3}	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
t_{K+4}	Δt_N	δ_{K+4}	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

T 20. Cálculos de derivada primera y segunda si no se eliminan filas.

A modo de ejemplo en la siguiente tabla (T 21) se muestra lo que sucede si se elimina la segunda fila de t_{K+1} (o sea t_{k+1}^+). No aparecen errores (divisiones entre cero) y se eliminó solamente una fila en vez de desechar dos filas como debería hacerse en la tabla anterior T 20.

tiempo t	Δt	ángulo relativo	velocidad	aceleración
t_K	Δt_N	δ_K	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
t_{K+1}	Δt	δ_{K+1}^-	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
t_{K+2}	Δt_N	δ_{K+2}	$\dot{\delta}_{K+2}$	$\ddot{\delta}_{K+2}$
t_{K+3}	Δt_N	δ_{K+3}	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
t_{K+4}	Δt_N	δ_{K+4}	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

T 21. Cálculos de derivada primera y segunda si se elimina una fila.

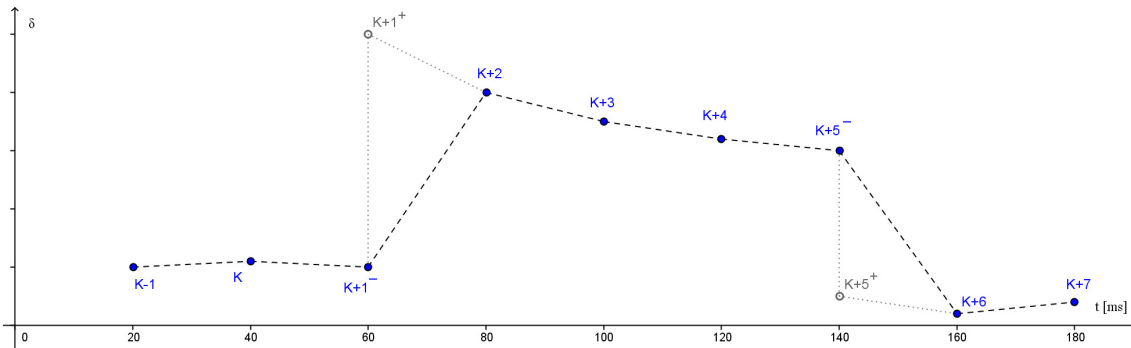
Estos criterios y conclusiones se aplicaron en los estudios detallados en el capítulo 12.3.

12.2.3. Procesamiento posterior a las simulaciones en TSAT, previo a usar los resultados en MATLAB.

Como se comentó para cada uno de los instantes en que se produce una modificación del sistema eléctrico, de la información generada en TSAT debe eliminarse uno de los dos grupos de valores (filas) que tienen la misma estampa de tiempo, para así poder procesarla en MATLAB (programa de The MathWorks, Inc.) y aplicarle a esos datos los algoritmos PSD, OOST y OOSD. Como ya se indicó esto hace que realmente haya

un solo grupo de valores cada 20 ms (simulación de una PMU) y evita divisiones entre cero en el cálculo de las derivadas.

Se prefiere eliminar el segundo grupo de valores (fila), el correspondiente a la red ya modificada (t^+) como muestra la siguiente figura F 71.



F 71. Eliminación del segundo grupo de valores en el instante de un cambio en el sistema simulado.

Esto opera como un retraso de 20ms en los efectos vistos de la ocurrencia de la modificación del sistema eléctrico. O sea que se retrasa la consideración o relevamiento de la modificación del sistema eléctrico.

- Retrasar en 20ms ver el inicio de un cortocircuito retrasa ver el comienzo de la aceleración de los generadores del sistema eléctrico, lo que no afectaría en general los resultados de detección de oscilaciones de potencia.
- Retrasar en 20ms ver el fin de un cortocircuito retrasa ver el fin de la aceleración, lo que es un peor caso en lo que hace a detectar tempranamente oscilaciones de potencia si las oscilaciones se dieran desde el mismo fin del cortocircuito (post-falta).

Se debe recordar que las oscilaciones de potencia pueden ocurrir tanto luego de una falta (cortocircuito) como durante la propia falta, aunque mayoritariamente las oscilaciones de potencia ocurren y se detectan en las post-faltas.

Pensando en la detección temprana de oscilaciones de potencia optar por eliminar el segundo grupo de valores (figura F 71 y tabla T 21) y no el primero sería un peor caso o caso más desfavorable para los algoritmos, pues hace que las transiciones sean relevadas con un retraso de 20 ms (peor retraso que puede darse en la realidad si se obtienen o relevan y reportan valores cada 20 ms).

Es preferible trabajar con el caso más desfavorable para que los tiempos de detección de oscilaciones inestables o potencialmente inestables sean valores conservadores y así no sobre-estimar la rapidez de detección de los algoritmos bajo estudio OOST y OOSDv.

Estos criterios y conclusiones se aplicaron en los estudios detallados en el capítulo 12.3.

12.2.4. Consideraciones sobre los valores posteriores a una modificación en el sistema eléctrico.

La figura anterior F 71 y tabla T 21 (que se repite a continuación como tabla T 22) muestran las variaciones correspondientes a las modificaciones del sistema eléctrico

como lo son imponer o retirar un cortocircuito, conectar o desconectar una línea, etc. al eliminar la segunda de las dos filas correspondientes al mismo instante.

Este salto en 20ms del ángulo relativo que pasa de δ_{K+1}^- a δ_{K+2} (en fondo celeste en la siguiente tabla T 22) no corresponde a la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores (oscilaciones de potencia) del sistema sino que corresponde a cómo ven los sincrofasores (o sincrofasores simulados) los bruscos cambios correspondientes a la electrodinámica de las magnitudes eléctricas (cambios bruscos en los ángulos de las tensiones en barras, debidos a la aparición o fin de un cortocircuito por ejemplo).

tiempo t	Δt	ángulo relativo	velocidad	aceleración
t_K	Δt_N	δ_K	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
t_{K+1}	Δt_N	δ_{K+1}^-	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
t_{K+2}	Δt_N	δ_{K+2}	$\dot{\delta}_{K+2}$	$\ddot{\delta}_{K+2}$
t_{K+3}	Δt_N	δ_{K+3}	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
t_{K+4}	Δt_N	δ_{K+4}	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

T 22. Cálculos de derivada primera y segunda si se elimina una fila.

Por ello las derivadas que usan la diferencia $\delta_{K+2} - \delta_{K+1}^-$ (en amarillo en la tabla T 22): derivada primera (velocidad) $\dot{\delta}_{K+2}$ y segundas (aceleración) $\ddot{\delta}_{K+2}$ y $\ddot{\delta}_{K+3}$ tampoco reflejan la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores del sistema (oscilaciones de potencia). Por ello deben ser “filtradas” de alguna manera para que no afecten indebidamente la operación de los algoritmos PSD y OOST que utilizan esa información para la toma de decisiones. En el capítulo 9.4.5 se trata el comportamiento dinámico de los sincrofasores ante transitorio.

Ese filtrado se consigue con el detector de cortocircuitos del algoritmo PSD y con el ajuste de las temporizaciones de los algoritmos PSD y OOST en al menos 20 ms (1 sincrofasor) en lo que hace a la velocidad y 40 ms (2 sincrofasores consecutivos) en lo que hace a la aceleración si se quiere filtrar completamente, lo que puede no ser estrictamente necesario.

Estos son retardos inherentes o propios de los algoritmos PSD y OOST y del hecho de que usen sincrofasores.

Estos criterios y conclusiones se aplicaron en los estudios detallados en el capítulo 12.3.

12.3. Estudios y simulaciones realizados.

Se aplicaron en TSAT un conjunto de contingencias sobre el sistema eléctrico de potencia simulado o modelado.

ESCENARIOS.

Se estudiaron dos escenarios de generación diferentes:

Gen1) Sin generación hidroeléctrica en el Río Negro.

Gen2) Con generación hidroeléctrica en el Río Negro, además de los generadores del escenario Gen1.

CONFIGURACIONES.

Para ambos escenarios se estudiaron dos configuraciones de la red eléctrica:

BPF) Con la línea de 500 kV MB5-PA5 desconectada (fuera de servicio).

En esta configuración la apertura de la línea MA5-PA5 desvincula a nivel de 500 kV las regiones Norte y Sur del sistema eléctrico.

BPE) Con la línea de 500 kV MB5-PA5 conectada (en servicio).

En esta configuración ante la apertura de la línea MA5-PA5 las regiones Norte y Sur del sistema eléctrico continúan vinculadas a nivel de 500 kV por la línea MB5-PA5.

CONTINGENCIAS.

Para las cuatro combinaciones de casos y escenarios se simuló en TSAT la ocurrencia de cinco contingencias:

- 1) Cortocircuito trifásico en la línea MA5-PA5, cercano a MA5, que se despeja en 60ms en MA5 y en 80ms en PA5.
- 2) Cortocircuito trifásico en la línea MA5-PA5, cercano a MA5, que se despeja en el tiempo crítico de despeje de faltas de la configuración BPE (*critical clearing time* o CCT)
- 3) Apertura intempestiva de la línea MA5-PA5 sin que exista un cortocircuito o perturbación que la produzca. Por ejemplo debida a un error de ejecución de mantenimiento o de operación.
- 4) Cortocircuito trifásico en una de las líneas PA5-SJ5, cercano a PA5, que se despeja en 60ms en PA5 y en 80ms en SJ5.
- 5) Cortocircuito trifásico en una de las líneas MA5-MI5, cercano a MA5, que se despeja en 60ms en MA5 y en 80ms en MI5.

12.3.1. Tiempo crítico de despeje de faltas (CCT).

Previo a establecer las Contingencias 2 en los Escenarios Gen1 y Gen2 se procedió en la Configuración BPE a determinar en TSAT los tiempos críticos de despeje de faltas (CCT) para cortocircuito trifásicos en la línea MA5-PA5. Estos tiempos resultaron ser CCT=140ms para el Escenario Gen1 y CCT=320 ms para el Escenario Gen2, valores redondeados a múltiplos de 20 ms.

Para la Configuración BPF en que la línea MB5-PA5 está fuera de servicio, un cortocircuito en la línea MA5-PA5 con apertura definitiva tiene CCT=0ms ya que la separación en 500kV siempre llevará a inestabilidad transitoria. Es el caso de la Contingencia 3 en la Configuración BPF una apertura sin cortocircuito lleva a inestabilidad.

Se aplicaron solamente cortocircuitos trifásicos y no monofásicos o bifásicos, ya que los trifásicos son el peor caso. Además los cortocircuitos monofásicos y bifásicos no

resultaban de interés por tener valores de CCT muy superiores a los tiempos de disparo de las zonas de respaldo de las protección de distancia de las líneas adyacentes.

12.3.2. Conjunto de contingencias simuladas en distintos escenarios y configuraciones.

En la configuración BPF (MB5-PA5 fuera de servicio) las contingencias 1, 2 y 3 llevan a oscilaciones de potencia inestables entre las áreas Norte y Sur que quedan vinculadas sólo por líneas de 150 kV. Esta situación debe ser detectada por los algoritmos bajo estudio.

En el resto de los casos no se produce la separación Norte-Sur en 500 kV por lo que las oscilaciones de potencia son estables. Corresponde a las contingencias 4 y 5 en la configuración BPF y a todas las contingencias en la configuración BPE.

La siguiente tabla resume esta casuística.

Configuración	Contingencia		¿Debe detectar separación N-S en 500 kV?	Nº de Gráfica en las Figuras F 79 a F 84
BPF (MB5-PA5 F/S)	1)	cc 3F 60 y 80 ms en MA5-PA5	SI	1
	2)	cc 3F durante CCT en MA5-PA5	SI	2
	3)	apertura intempestiva MA5-PA5 sin cc	SI	3
	4)	cc 3F 60 y 80 ms en PA5-SJ5	NO	4
	5)	cc 3F 60 y 80 ms en MA5-MI5	NO	5
BPE (MB5-PA5 E/S)	1)	cc 3F 60 y 80 ms en MA5-PA5	NO	6
	2)	cc 3F durante CCT en MA5-PA5	NO	7
	3)	apertura intempestiva MA5-PA5 sin cc	NO	8
	4)	cc 3F 60 y 80 ms en PA5-SJ5	NO	9
	5)	cc 3F 60 y 80 ms en MA5-MI5	NO	10

T 23. Resumen de configuraciones y contingencias. "cc" significa cortocircuito.

Se corrieron los cuatro flujos de carga en el programa PSAT de Powertech Labs Inc. correspondientes a las dos configuraciones BPF y BPE en los dos escenarios Gen1 y Gen2.

A esas cuatro situaciones se le aplicaron las cinco contingencias 1, 2, 3, 4 y 5 en TSAT. Estas son el conjunto de ternas escenario-configuración-contingencia a las que se le aplicaron los algoritmos PSD, OOST y OOSDv en el capítulo 12.3.5.

12.3.3. Grupos de generadores coherentes.

Se buscó estudiar cuales eran los grupos de generadores coherentes del sistema luego de que ocurren las perturbaciones de las Contingencias 1, 2 y 3 de la Configuración BPF.

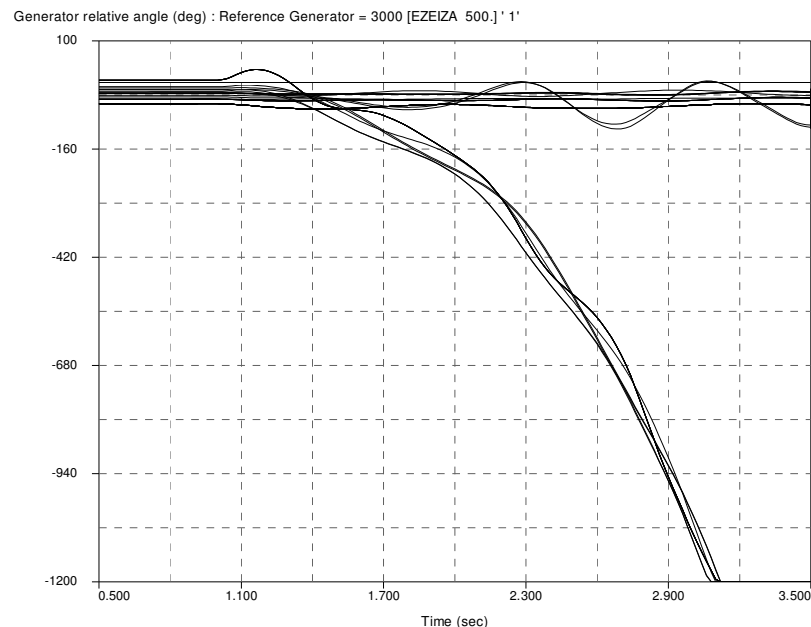
Se esperaba poder concluir que el sistema uruguayo con Norte y Sur desvinculados en 500kV pero aún vinculados en 150kV pueden tener un equivalente de dos máquinas (ver capítulos 7.3, 7.4.3.1, 10.1.4, etc.) en que los generadores del Norte y del Sur se pueden ver como dos áreas con generadores coherentes entre si en cada área.

Para ello se buscó, a partir de los resultados del programa TSAT para las Contingencias 1, 2 y 3 de la Configuración BPF, obtener las frecuencias naturales del sistema asociadas a los ángulos de los generadores y los *mode shape* correspondientes usando el programa SSAT (de Powertech Labs Inc.) de estabilidad de pequeña señal. Se esperaba que esto permitiera ver los generadores que oscilan a frecuencias parecidas y fundamentalmente en fase. Pero en estas Contingencias no se completa la corrida del programa SSAT pues no tiene solución el flujo de carga ya que la interconexión Norte-Sur es solamente la débil interconexión en 150kV (ya mencionada en el capítulo 12.1), y por ello SSAT no puede calcular los *mode-shapes*.

Entonces este abordaje no resulta útil.

Como alternativa se procedió a revisar con el programa Result View (visor de resultados de TSAT) los ángulos de los generadores (resultados de las simulaciones de TSAT). Se comprobó que los generadores del Norte por un lado y del Sur por otro oscilan de manera similar manteniendo su diferencia de ángulo acotada.

Entonces se concluye que en las zonas Norte y Sur los generadores son coherentes porque los ángulos de sus rotores tienen comportamientos similares como se muestra en la siguiente figura. Esto muestra que alcanza con colocar dos PMUs, una en la zona Norte y otra en la zona Sur, las que se instalan en las subestaciones de 500 kV PA5 (Palmar) y MA5 (Montevideo A).



F 72. Ángulos de los rotores de los generadores de las zonas Norte y Sur para la Contingencia 1, Configuración BPF, Escenario Gen1.

12.3.4. Pre-procesamiento de los resultados de las contingencias del capítulo 12.3.2.

Los resultados de las simulaciones (aplicando los criterios establecidos en el capítulo 12.2.2) se visualizaron y seleccionaron con el programa Result View (visor de

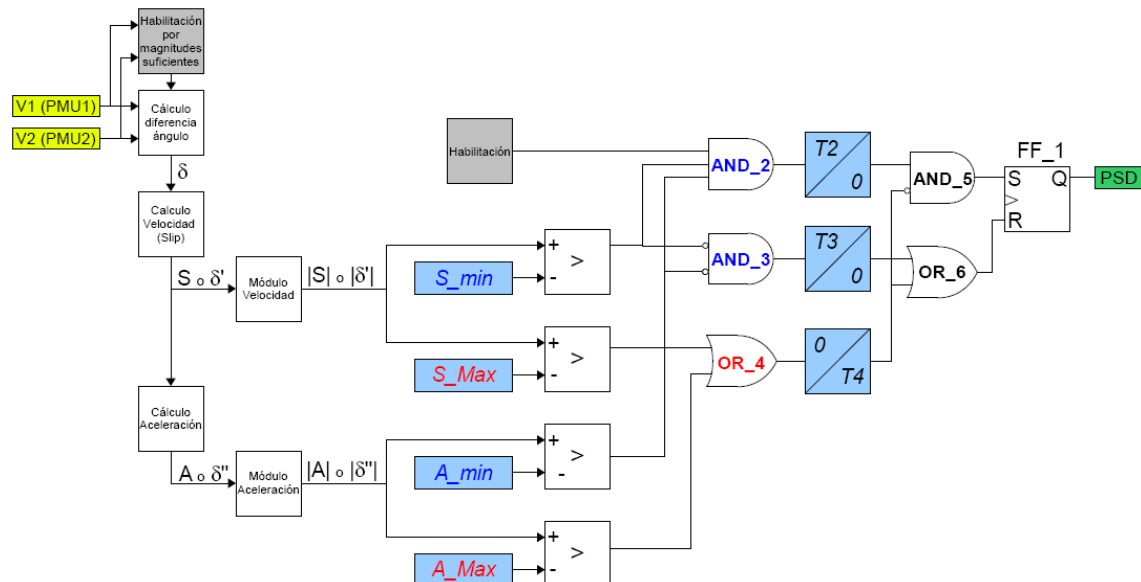
resultados de TSAT) y los ángulos (fases) de las tensiones de las barras de 500 kV PA5 y MA5 se exportaron a archivos de texto. Estos archivos de texto, adecuadamente tratados según lo visto en los capítulos 12.2.3 y 12.2.4, corresponden a los datos que recibiría en tiempo real un PDC desde las dos PMU que miden las tensiones de fase de las barras de las subestaciones PA5 y MA5.

El pre-procesamiento que se le realiza a los archivos de texto generados con el programa Result View es sencillo: sacarles la primera fila que contiene los nombres de las barras.

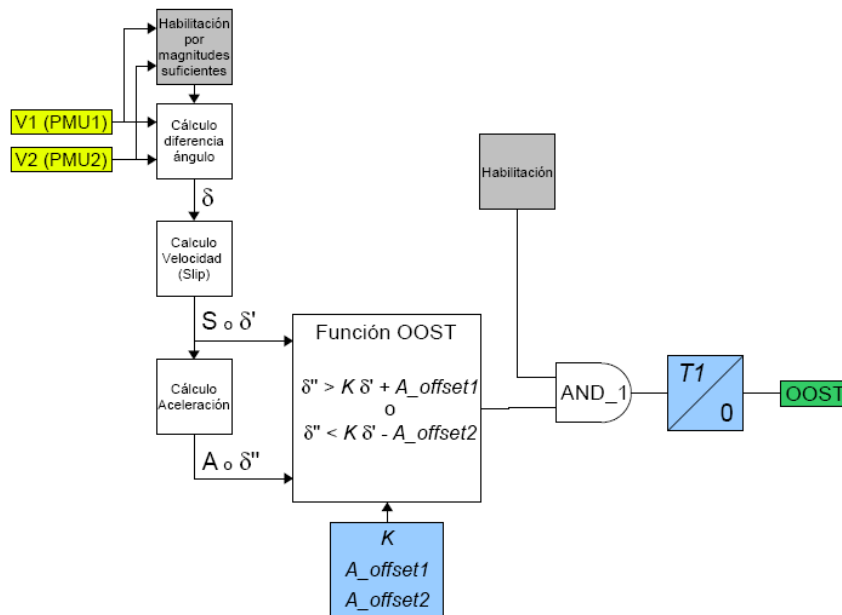
El segundo pre-procesamiento se realiza en los primeros pasos del programa en MATLAB y corresponde a lo que se mencionó en los capítulos 12.2.2 y 12.2.3. En cada uno de los instantes t en que se produce una modificación del sistema eléctrico (inicio del cortocircuito, fin del cortocircuito, apertura de la línea, etc.) TSAT genera dos juegos de valores para el mismo instante (t^- y t^+). Se elimina el segundo grupo de valores (fila) de los dos que tienen la misma estampa de tiempo. Así se logra simular una PMU con valores cada 20 ms y se evitan divisiones entre cero en el cálculo de derivadas.

12.3.5. Simulación en MATLAB de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.

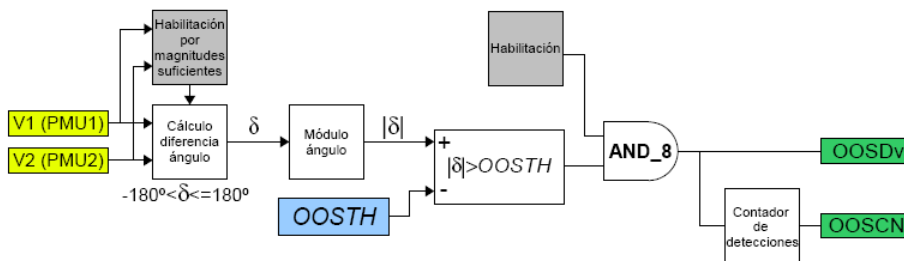
La segunda etapa consiste en emular en MATLAB al PDC + SVP que corre los algoritmos PSD (estudiado en el capítulo 10.1.2), OOST (estudiado en el capítulo 10.1.3) y OOSDv (estudiado en el capítulo 10.1.4), combinados según se indicó en el capítulo 10.1.5. Se repiten las figuras de dichos capítulos.



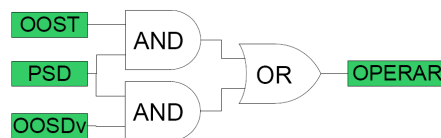
F 73. Diagrama de bloques del algoritmo PSD. Repetición.



F 74. Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST. Repetición.



F 75. Diagrama de bloques del algoritmo OOSD modificado o OOSDv. Repetición.



F 76. Combinación utilizada de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv. Repetición.

Se desarrollaron en MATLAB los programas necesarios para ejecutar los algoritmos PSD, OOST y OOSDv, según los diagramas de bloques de las figuras F 73, F 74, F 75 y F 76 aplicándolos a los datos (ángulos de las tensiones V1 y V2) contenidos en los archivos de texto antes mencionados y los programas para visualizar los resultados.

Se aplicaron los algoritmos a todas las ternas escenario-configuración-contingencia indicadas en el capítulo 12.3.2.

Se desarrolló el trabajo de optimizar empíricamente mediante ensayo y error los ajustes de los algoritmos antes mencionados (ajustes que aparecen en fondo celeste en las figuras F 73, F 74 y F 75) de manera que su desempeño fuera el mejor dentro de los requerimientos planteados en la tabla T 23: operar lo más rápido posible ante las contingencias 1, 2 y 3 en la configuración BPF en los escenarios Gen1 y Gen2 y nunca operar en el resto de los casos. Esto implica en la práctica que hay que hacer muchos estudios previos antes de ajustar los algoritmos.

Se consideraron especialmente los aspectos de la confiabilidad mínima necesaria para un SPS, en particular lo que hace a la seguridad (*security*) de los algoritmos: que un SPS no opere cuando no debe operar. Ver capítulo 8. Esto lleva a tomar márgenes de seguridad tanto en los ajustes como en el uso y combinación de los algoritmos.

- Como se muestra en la figura F 76 y se comentó en el capítulo 10.1.5 se condicionan los algoritmos OOST y OOSDv con el algoritmo PSD.
- Las restricciones de partida para la optimización vienen dadas fundamentalmente por el ajuste mínimo de las temporizaciones a la excitación de la detección realizada por los algoritmos.
 - En el capítulo 12.2.4 se menciona que deben usarse ajustes de 2 sincrofasores consecutivos (o sea en 2 ciclos pues los sincrofasores se reportan a $F_s=50fps$) en las temporizaciones relacionadas a la aceleración para filtrar cálculos erróneos, entonces $T1 \geq 2$ ciclos en el algoritmo OOST y $T2 \geq 2$ ciclo en PSD.
 - Considerando sincrofasores calculados con ventana de 2 ciclos (posible ventana para PMUs según se deduce de la norma IEEE C37.118.1-2011, ver capítulo 9.5.1 de la tesis) y que al ocurrir una transición brusca los sincrofasores se calculan con error hasta que todas las muestras de la ventana sean post-transición (lo que sucede recién 2 ciclos luego de la transición), los ajustes de las temporizaciones deben cumplir $T1 \geq 2$ ciclos y $T2 \geq 2$ ciclos.
- También debe considerarse que un programa de estudios de estabilidad transitoria no genera los fasores de igual manera que una PMU, así como que las PMUs tienen su tasa de error. Esto se ha analizado en el capítulo 9 y se analiza para el caso concreto estudiado en esta tesis más adelante en el capítulo 12.3.9.

Se comenzó a trabajar con ajustes:

- | | | |
|--------------------|--------------------------|------------------------|
| • S_min = 0.2 Hz | • T2 = 0 ciclo | • A_offset1 = 7.5 Hz/s |
| • S_Max = 10 Hz | • T3 = 0 ciclo | • A_offset2 = 7.5 Hz/s |
| • A_min = 0.1 Hz/s | • T4 = 0 ciclo | • T1 = 0 ciclo |
| • A_Max = 50 Hz/s | • K = -2 s ⁻¹ | • OOSTH = 120 ° |

Se comenzó con temporizaciones en cero para encontrar valores posibles para los demás ajustes y posteriormente se incorporaron las temporizaciones y se optimizó el conjunto de ajustes. Esto permitió por ejemplo reducir los valores de los ajustes A_offset1 y A_offset2 respecto a los necesarios si las temporizaciones fueran cero.

Cada juego tentativo de ajustes se aplicó a todas las ternas escenario-configuración-contingencia, de manera de verificar si operaba correctamente o no en todas las situaciones.

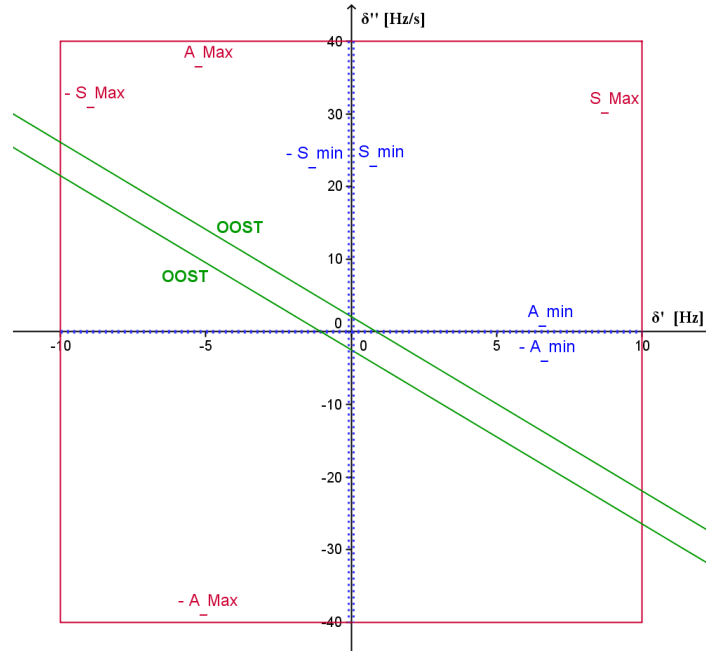
12.3.5.1. Ajustes finales de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv.

Los ajustes definitivos son:

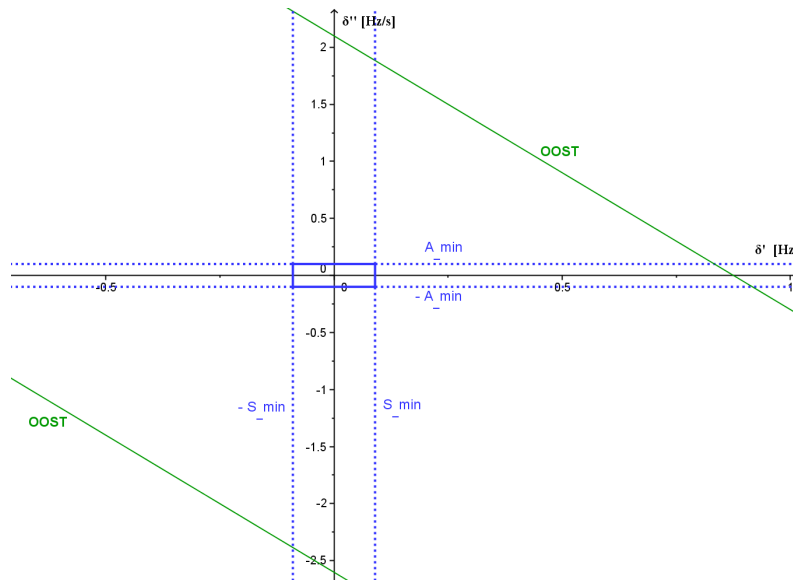
- | | | |
|-------------------|-----------------|--------------------|
| • S_min = 0.09 Hz | • S_Max = 10 Hz | • A_min = 0.1 Hz/s |
|-------------------|-----------------|--------------------|

- $A_Max = 40 \text{ Hz/s}$
- $T4 = 3 \text{ ciclos}$
- $A_offset2 = 2.6 \text{ Hz/s}$
- $T2 = 3 \text{ ciclos}$
- $K = -2.4 \text{ s}^{-1}$
- $T1 = 3 \text{ ciclos}$
- $T3 = 3 \text{ ciclos}$
- $A_offset1 = 2.1 \text{ Hz/s}$
- $OOSTH = 120^\circ$

que se representan en las siguientes figuras F 77 y F 78 (excepto las temporizaciones y OOSTH que no pueden mostrarse en el plano $\delta(\dot{\delta})$).



F 77. Algoritmos PSD y OOST representados en conjunto en el plano A(S).



F 78. Zoom de la figura F 77, centrado en el origen.

Este conjunto de ajustes permite que los algoritmos se comporten de manera confiable y rápida como se muestra a continuación.

Cumplen los criterios mínimos del aspecto *security* de la confiabilidad mencionados en el capítulo anterior: $T1 \geq 2 \text{ ciclos}$ y $T2 \geq 2 \text{ ciclos}$.

En particular se verificó que con ajustes T1 = 2 ciclos y T2 = 2 ciclos no opera en los casos en que no debe operar. Entonces los ajustes finales elegidos T1 = 3 ciclos y T2 = 3 ciclos agregan un margen adicional de seguridad que pese a disminuir la rapidez de la operación conjunta de los algoritmos PSD y OOST en algunos casos, se consideraron los mínimos adecuados pensando en el comportamiento transitorio de las PMUs.

12.3.6. Resultados.

12.3.6.1. Gráficas del comportamiento de los algoritmos.

En este capítulo se muestran los resultados de la simulación de las distintas ternas escenario-configuración-contingencia aplicadas a la simulación de la combinación de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv organizados como muestra la figura F 76.

Tal como indica la tabla T 23, en las figuras F 79 a F 84 las:

- gráficas 1 a 5 corresponden a las contingencias 1 a 5 en la configuración BPF,
- gráficas 6 a 10 corresponden a las contingencias 1 a 5 en la configuración BPE.

Las figuras F 79 a F 84 corresponden a la casuística de la siguiente tabla

	$\delta(t)$	$\dot{\delta}(\delta)$ o $\delta'(\delta)$ o $S(\delta)$	$\ddot{\delta}(\delta)$ o $\delta''(\delta')$ o $A(S)$
Escenario Gen1	F 83	F 81	F 79
Escenario Gen2	F 84	F 82	F 80

T 24. Casuística representada en las figuras F 79 a F 84.

Entonces las gráficas 1 de las tres figuras F 79, F 81 y F 83 se corresponden; son tres formas de ver una misma situación 1 en los planos $\ddot{\delta}(\delta)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\delta(t)$. Ídem para las gráficas 2 y las gráficas 3.

De manera similar, las gráficas 1 de las tres figuras F 80, F 82 y F 84 se corresponden. Ídem para las gráficas 2 y las gráficas 3.

En dichas figuras se muestran:

- Con cruces rojas + los puntos en que la combinación de algoritmos PSD y OOST detecta la separación Norte-Sur en 500 kV y debe desencadenar acciones (OOST AND PSD),
- Con línea azul la trayectoria durante la falta o cortocircuito.
- Con línea turquesa la trayectoria de la post-falta o post-apertura intempestiva del interruptor.
- Con línea celeste la condición estable previa (pre-falta o pre-apertura intempestiva del interruptor).
- Las líneas punteadas no corresponden estrictamente a los transitorios que ven los algoritmos posteriormente a las modificaciones del sistema eléctrico (discutidos en el capítulo 12.2.4), sino que son rectas que unen el último punto de interés previo a la modificación y el primer punto de interés posterior a la modificación. Esto es sólo a los efectos de mejorar la visualización de las gráficas. Los algoritmos tienen sus propias temporizaciones para “filtrar” estos transitorios que no reflejan la respuesta dinámica lenta electromecánica del sistema, tal como se comentó en el capítulo

12.2.4 y se implementó en los ajustes definitivos de los algoritmos (capítulo 12.3.5.1).

12.3.6.1.1. Algunos aspectos destacados de las gráficas.

A continuación se destacan algunos aspectos que muestran las figuras.

- Las gráficas confirman el requerimiento visto en el capítulo 10.1.1 acerca de que el centro eléctrico del sistema debe encontrarse entre los puntos de medida en que se ubican las PMUs, para las oscilaciones que se pretende que este SPS opere.
- Casos en que la combinación de algoritmos PSD, OOST y OOSDv no debe operar (gráficas 4 a 10 según tabla T 23) pues no hay separación Norte-Sur en 500 kV por lo que la oscilación es estable.

En todas esas gráficas de la figura F 79 las oscilaciones quedan dentro de los blinders o sea en la zona de no operación del algoritmo OOST, y en la figura F 80 también salvo en la gráfica 7 en que es necesaria la temporización T1 para que OOST no opere.

En las gráficas de las figuras F 79 y F 80 en que no aparecen las rectas oblicuas (*blindere*s) de color rojo del algoritmo OOST, es porque los *blindere*s están por fuera de lo que muestra la gráfica. En estas gráficas se prefirió mostrar el comportamiento de las oscilaciones estables rodeando al origen a mostrar la relación del tamaño de dichas oscilaciones con los blindere

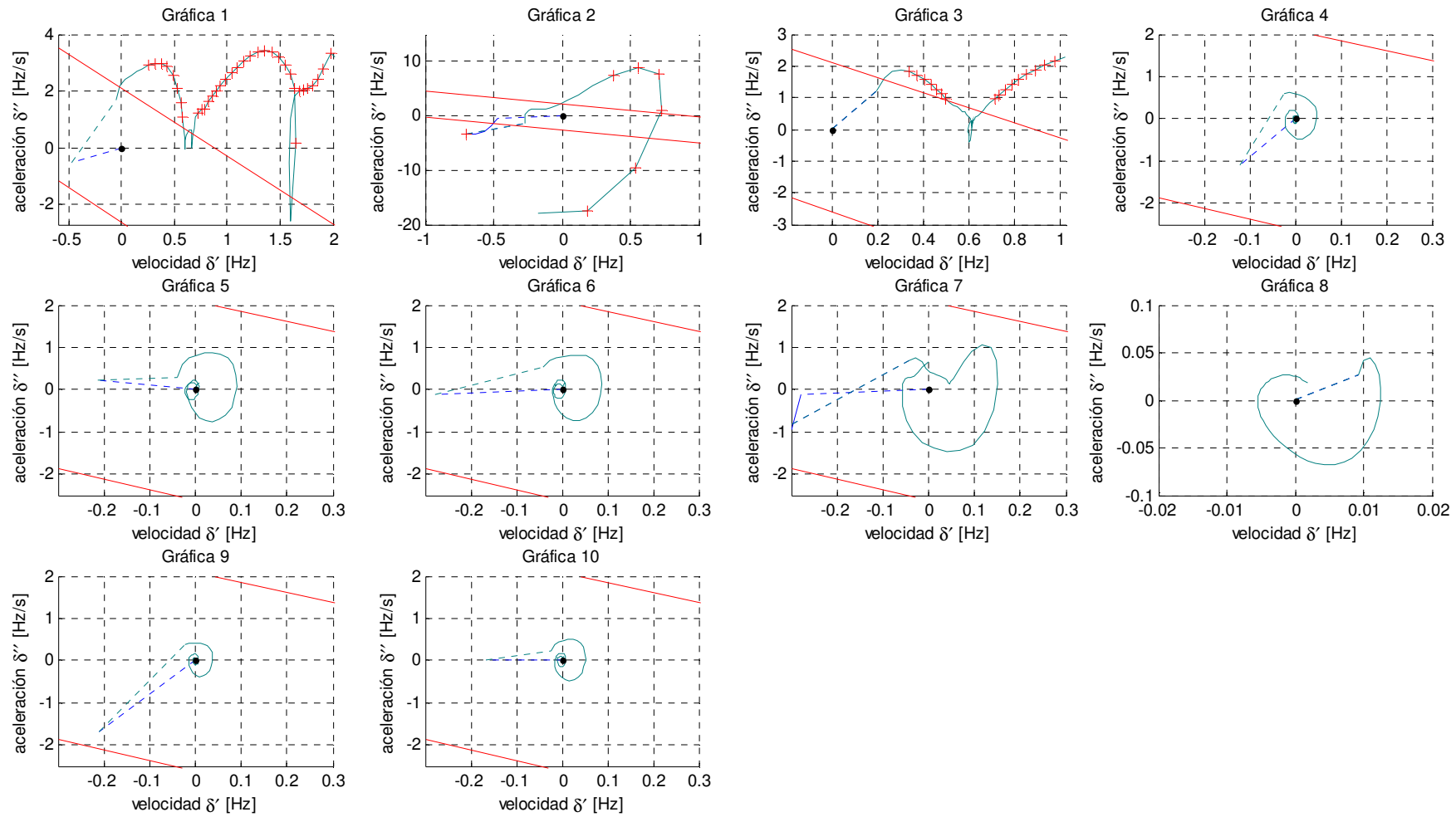
- Se puede ver, en las simulaciones mostradas en las figuras, lo estudiado en los capítulos 10.2.1.3 y 10.2.1.4 sobre cómo se ven las oscilaciones de potencia en el plano $\delta(\dot{\delta})$.
 - En las gráficas 4 a 10 de las figuras F 79 y F 80 se ve cómo en el plano $\delta(\dot{\delta})$ las oscilaciones estables salen del origen y retornan a él girando a su alrededor, como se vio en los capítulos 10.2.1.3.2 y 10.2.1.4.1.
 - En las gráficas 1 a 3 de las figuras F 79 y F 80 se ve cómo la dirección perpendicular a los blindere del algoritmo OOST es una dirección o sentido de inestabilidad como se comentó en el capítulo 10.2.1.4.3.
 - En las gráficas 1 y 3 de las figuras F 79 y F 80 se ven claramente los bucles mencionados en los capítulos 10.2.1.3.4 y 10.2.1.4.2 que no rodean al origen.
- En las gráficas 2 de las figuras F 79, F 80, F 83 y F 84 puede verse cómo se detectan las oscilaciones de potencia inestables inclusive durante el cortocircuito (cruces rojas sobre las líneas azules), debido a que éste es bastante largo. Son los casos en que el cortocircuito dura el CCT de la configuración BPE.
- En las figuras F 83 y F 84 en que se grafica $\delta(t)$ se ve que en las situaciones bajo estudio el algoritmo OOST siempre detecta la oscilación inestable antes que el algoritmo OOSDv incluso si estuviera ajustado en un valor mucho más bajo (por

ejemplo en OOSTH =50°) que en el que está (OOSTH=120°). El ajuste OOSTH no se muestra en las figuras.

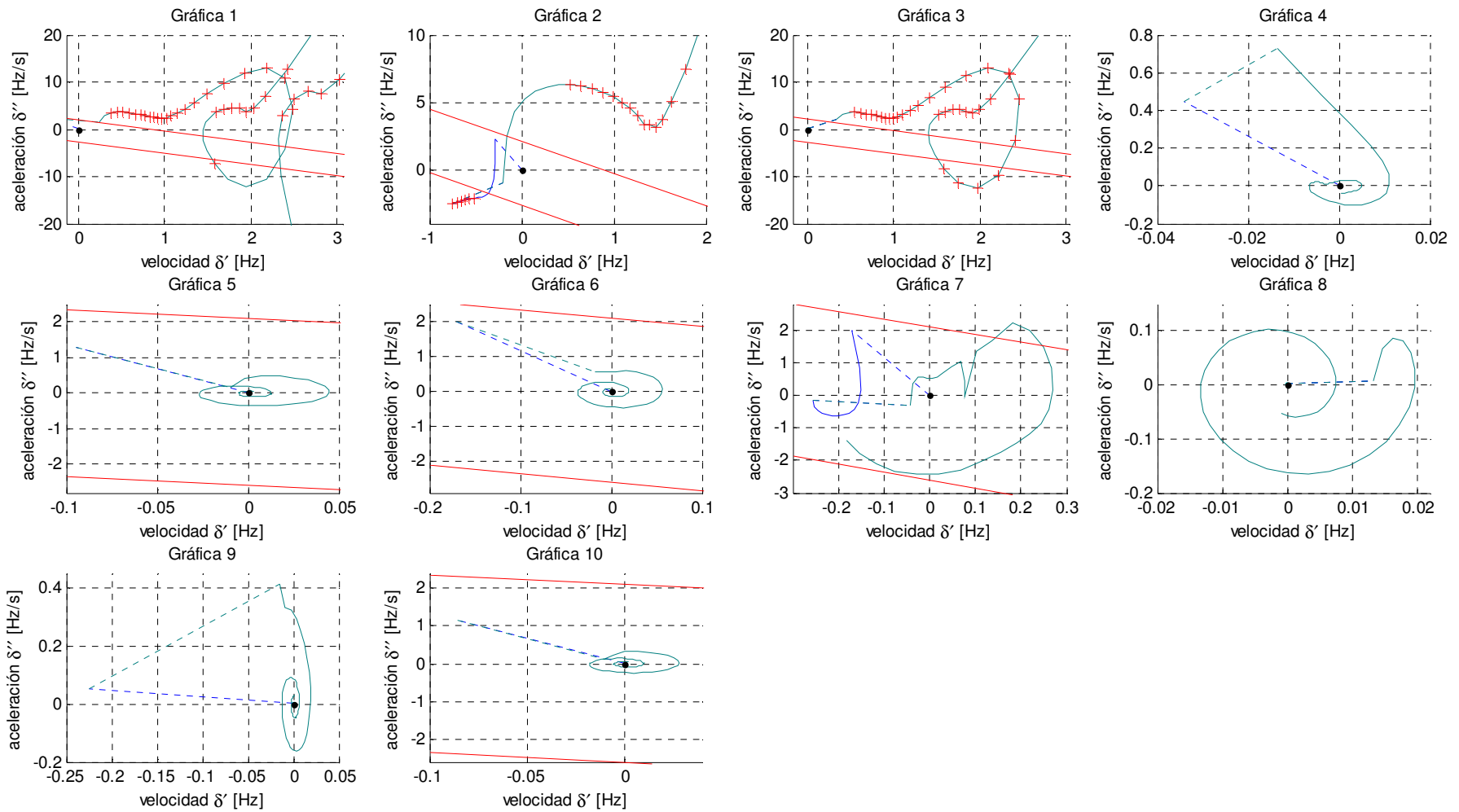
El ajuste del algoritmo OOSDv no puede ser más bajo que 50° ya que en muchos casos de oscilaciones estables (defectos en la línea por debajo del CCT, defectos en otras líneas del sistema) la diferencia de ángulo inicial llega a los 45°.

Por lo antedicho y tomado un margen de seguridad holgado se podría ajustar la función OOSDv en por ejemplo OOSTH =70° en vez de en OOSTH =120°. Pero como se ha mostrado que esto no permite adelantar la detección de la separación Norte-Sur en 500 kV, es que se ha optado por mantener el ajuste OOSTH =120°.

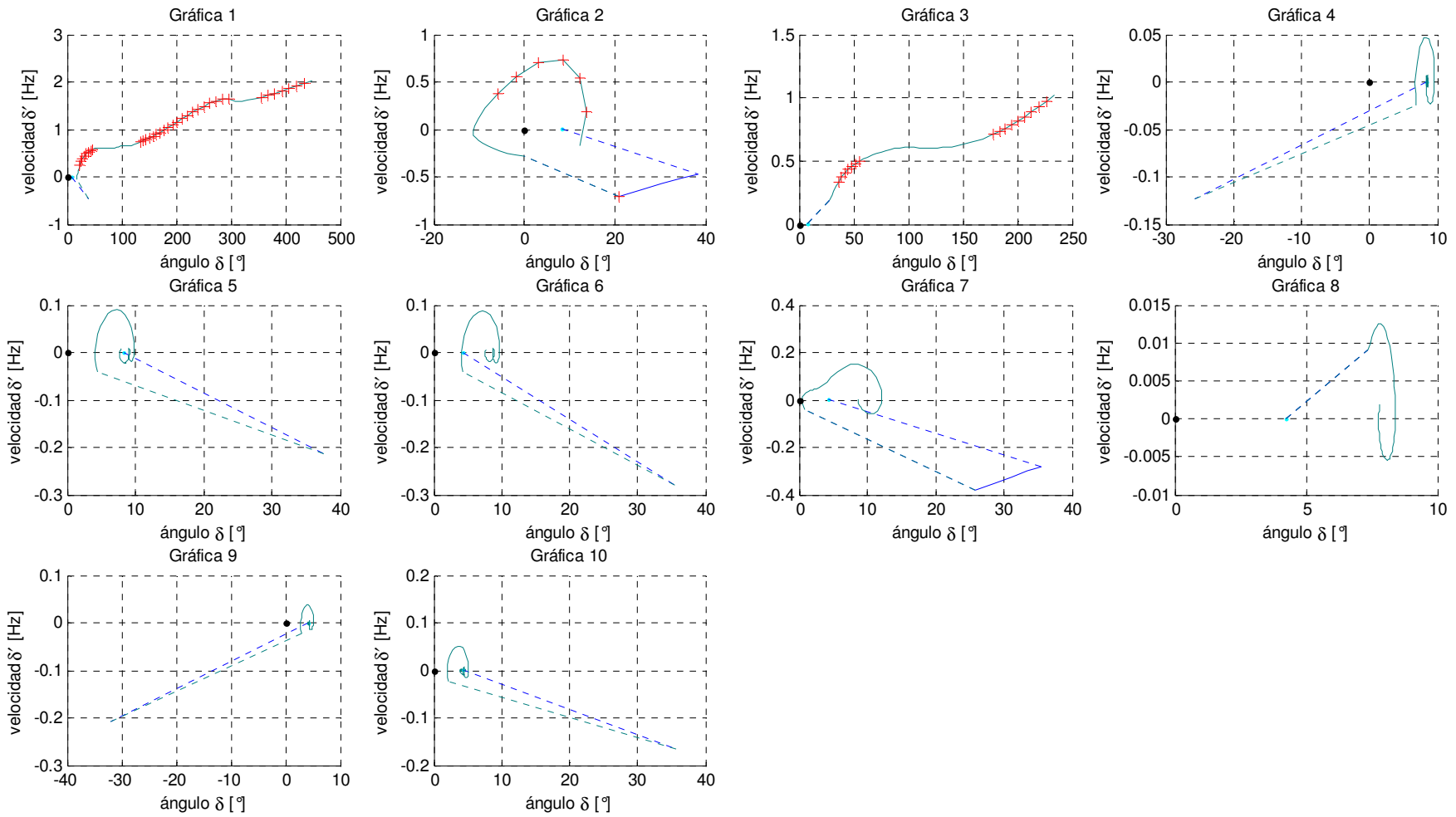
Tampoco parece mejorar la situación temporizar la función OOSDv a la excitación y bajar su ajuste. Simplemente en la aplicación al sistema eléctrico y contingencias estudiadas, el algoritmo OOST se muestra más apto que el OOSDv, aunque es conveniente tener al algoritmo OOSDv como respaldo.



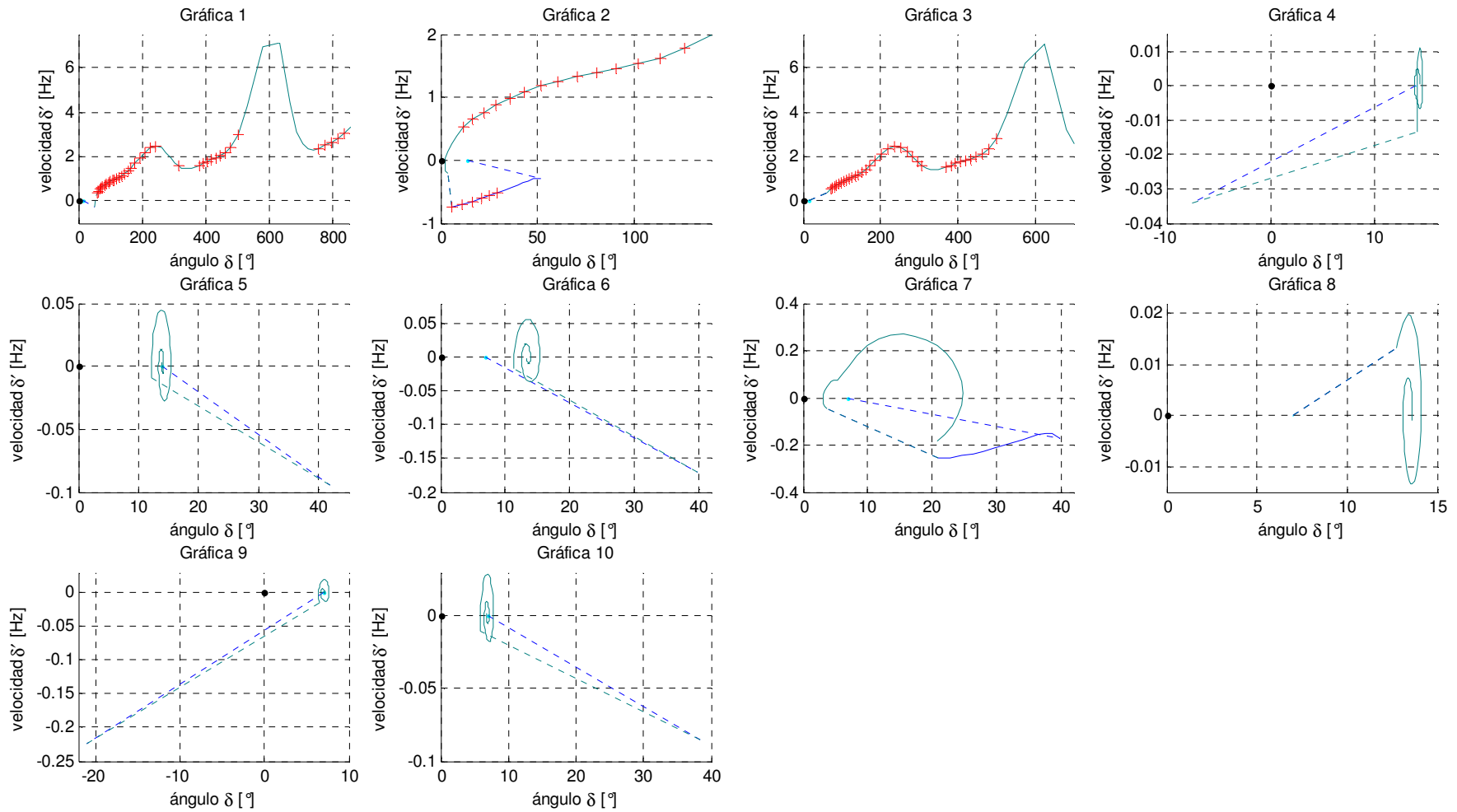
F 79. Gráficas aceleración-velocidad $\delta''(\delta')$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen1.



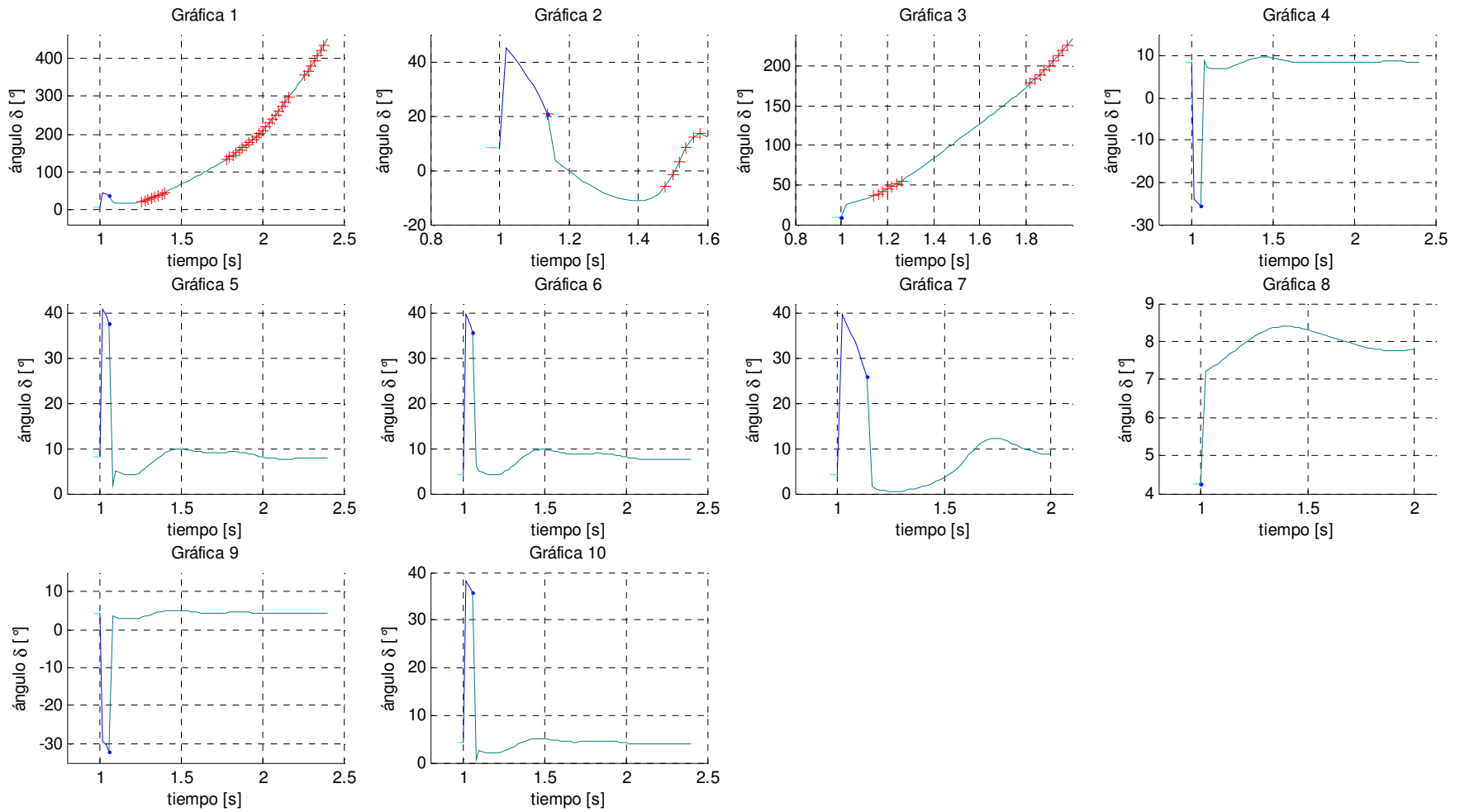
F 80. Gráficas aceleración-velocidad $\delta''(\delta')$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen2.



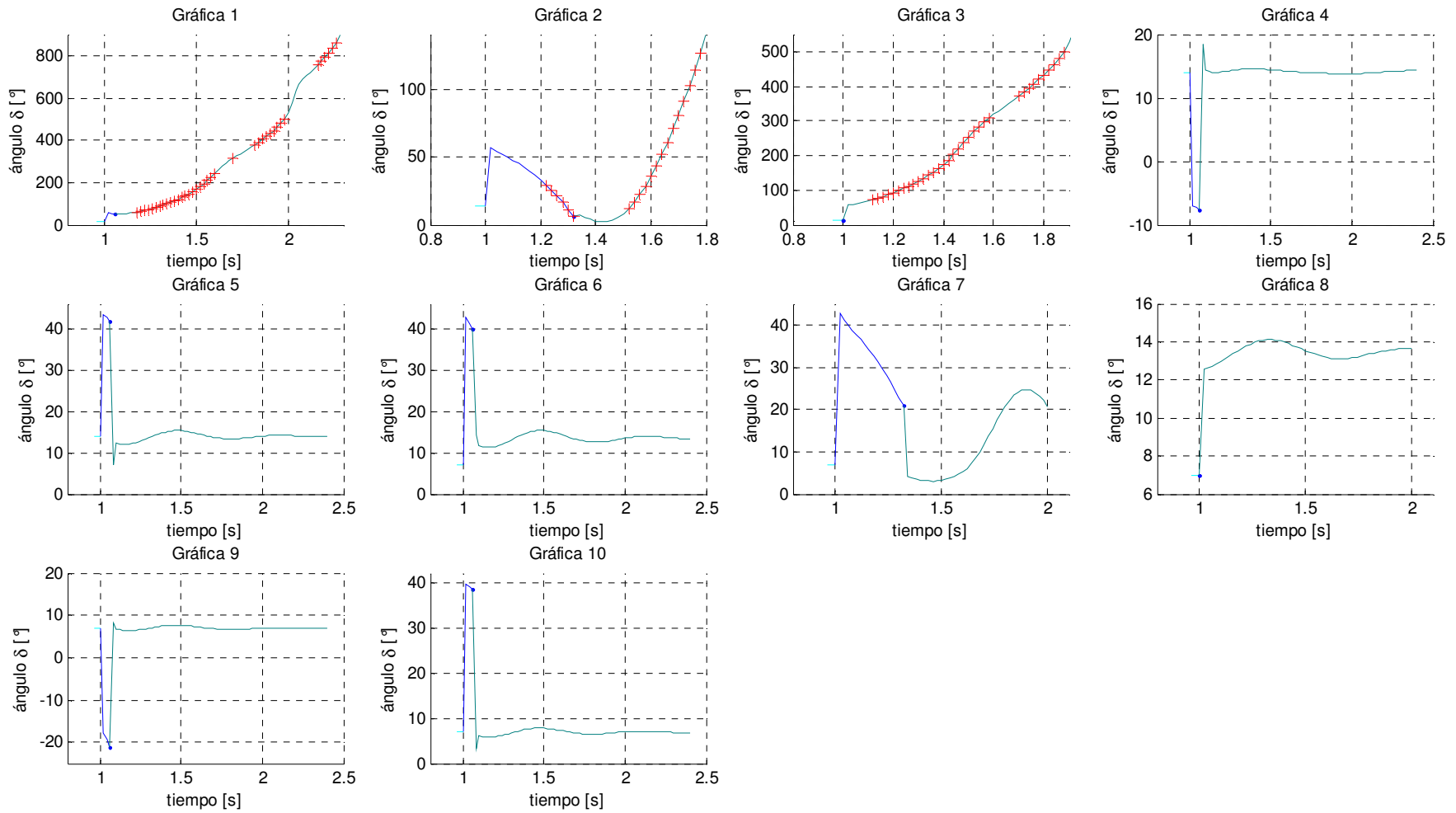
F 81. Gráficas velocidad-ángulo $\delta'(\delta)$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen1.



F 82. Gráficas velocidad-ángulo $\delta'(\delta)$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen2.



F 83. Gráficas ángulo-tiempo $\delta(t)$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen1.



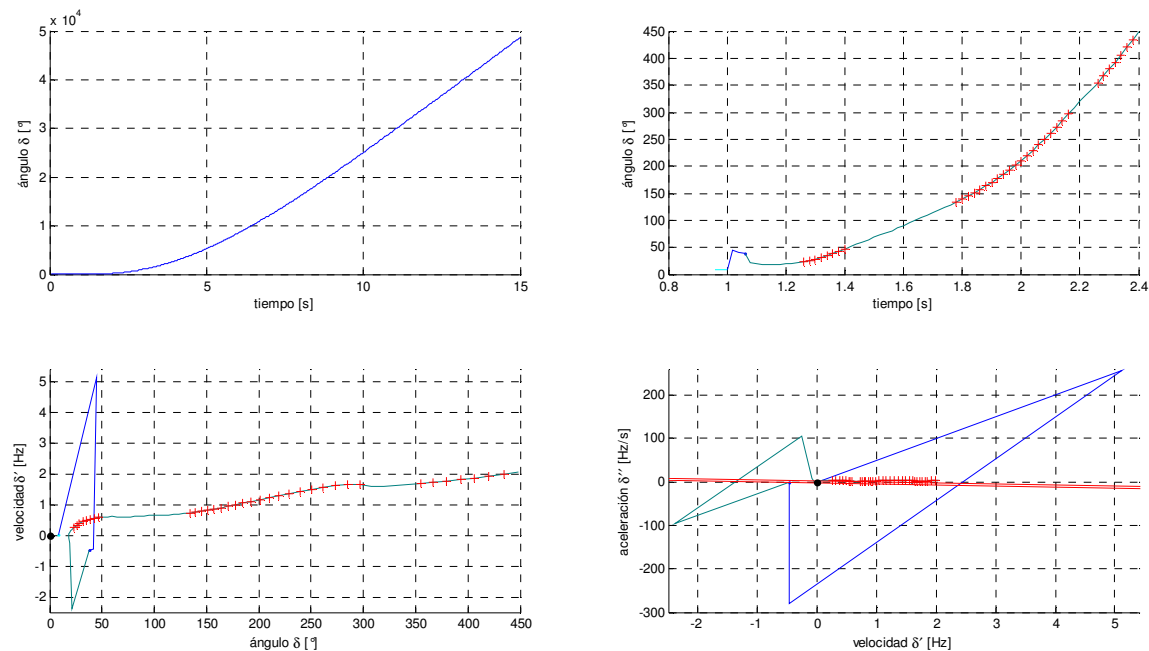
F 84. Gráficas ángulo-tiempo $\delta(t)$ de las cinco contingencias en ambas configuraciones BPF y BPE para el escenario Gen2.

En las siguientes figuras F 85 y F 86 se agrupa y muestra en forma ampliada lo ya visto en las gráficas 1 de las figuras F 79, F 81 y F 83: la contingencia 1 en la configuración BPF y en el escenario Gen1.

Este es el caso a usar para evaluar el comportamiento de la combinación de los algoritmos PSD, OOST y OOSDv comparándolo con el estudio de referencia [Sena, 2010]. Ese análisis se realiza en el capítulo 12.3.8.

La figura F 85 muestra las cuatro gráficas: $\delta(t)$, $\delta(t)$ ampliada, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$. En la primera de las gráficas no se muestran las cruces rojas de los puntos de operación.

En estas gráficas $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ de las figuras F 85 y F 86 (a diferencia de lo que se hizo en las figuras F 79, F 80, F 81 y F 82) se muestran todos los transitorios que ven los algoritmos posteriormente a las modificaciones del sistema eléctrico. Por ello no aparecen las líneas punteadas azules ni turquesa.

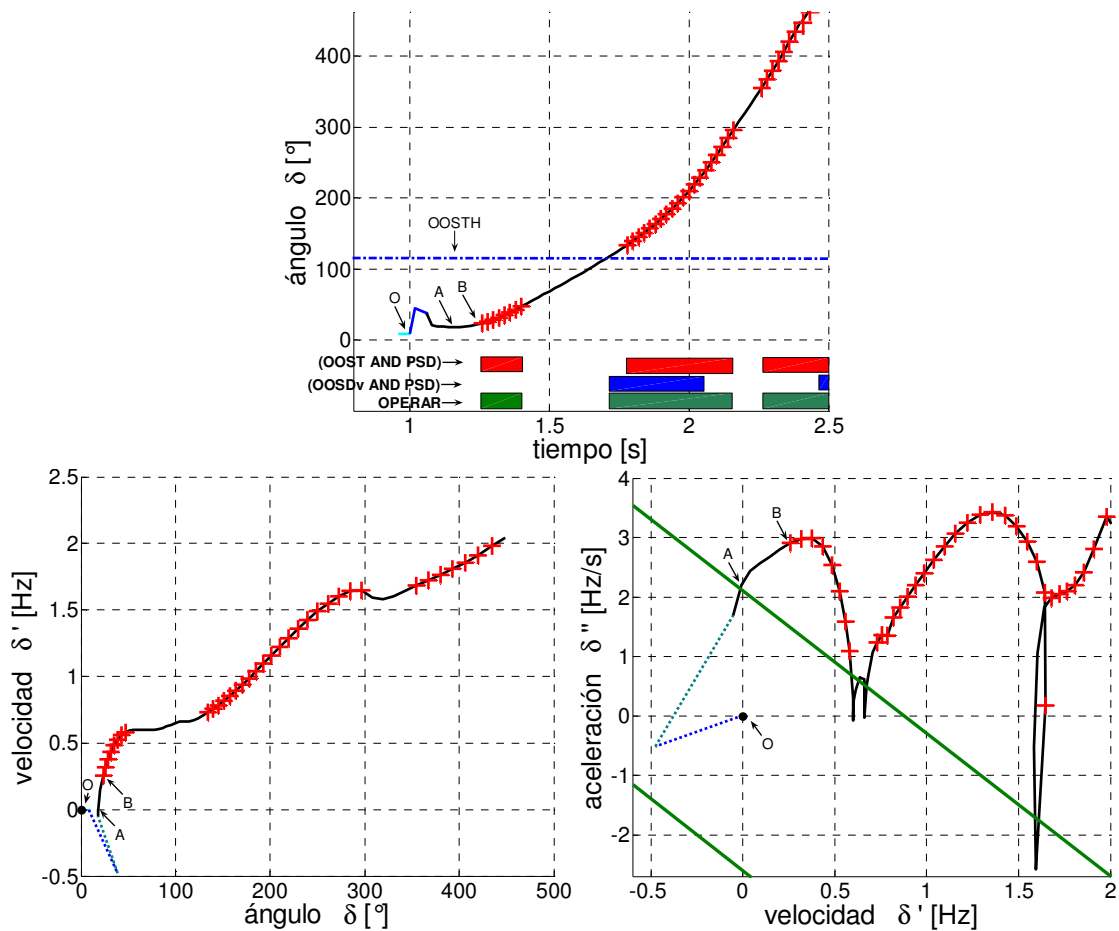


F 85. Gráficas $\delta(t)$, $\delta(t)$ ampliada, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ de la Contingencia 1 en la Configuración BPF para el Escenario Gen1. Caso a comparar con el estudio de referencia.

La figura F 86 muestra ampliadas las gráficas $\delta(t)$, $\dot{\delta}(\delta)$ y $\ddot{\delta}(\delta)$ de la figura F 85, omitiendo (como en otras figuras anteriores) los transitorios posteriores a las modificaciones del sistema eléctrico (líneas punteadas celestes y azules).

En la gráfica $\dot{\delta}(\delta)$ además se ha representado al algoritmo OOSDv para comparar gráficamente los instantes en que las combinaciones (OOST AND PSD) y (OOSDv AND PSD) detectan la separación Norte-Sur en 500 kV.

- El punto O es el punto de operación estable del sistema.
- El punto A ocurre cuando la ecuación $\dot{\delta} = K \times \delta + A_offset1$ del algoritmo OOST (línea recta verde) es superada por primera vez.
- El punto B ocurre un tiempo $T2$ después del punto A, poniéndose en “1” la señal de salida (OOST AND PSD) que es la primer cruz roja en las gráficas.



F 86. Gráficas ampliadas $\delta(t)$, $\delta'(\delta)$ y $\delta''(\delta')$ de la Contingencia 1 en la Configuración BPF para el Escenario Gen1. Caso a comparar con el estudio de referencia.

La primer detección de separación Norte-Sur en 500 kV del caso “Contingencia 1 en la Configuración BPF para el Escenario Gen1” (punto B) ocurre:

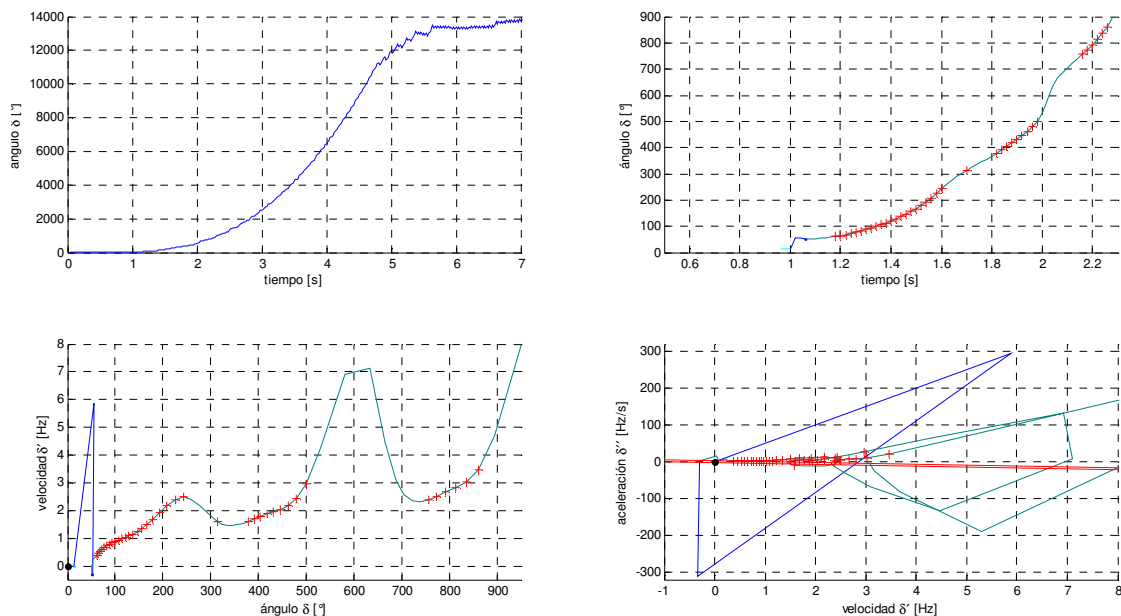
- en el instante 1.260 s de la simulación,
- o sea 260 ms luego del comienzo del cortocircuito,
- o sea 180 ms luego del fin del cortocircuito.

Esta información se usa posteriormente en el capítulo 12.3.7.

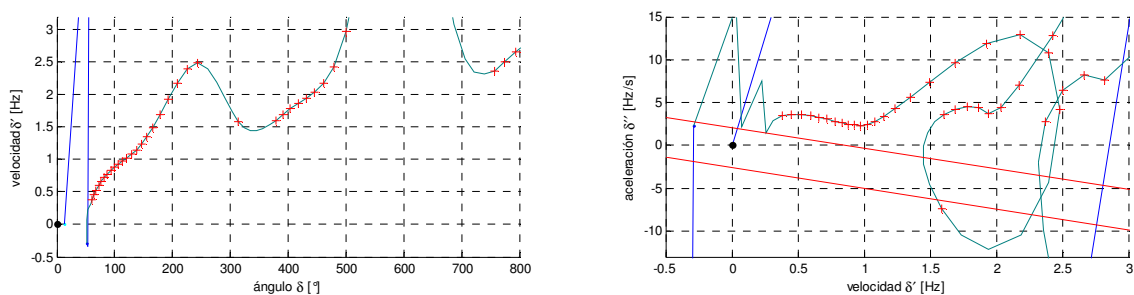
Las siguientes figuras F 87 y F 88 son similares a las figuras F 85 y F 86 pero corresponden a otro caso: la contingencia 1 en la configuración BPF y en el escenario Gen2.

En las figuras F 87 y F 88 se agrupa y muestra en forma ampliada lo ya visto en las gráficas 1 de las figuras F 80, F 82 y F 84.

Se presentan sólo a modo ilustrativo.



F 87. Gráficas $\delta(t)$, $\delta'(t)$ aumentada, $\delta'(\delta)$ y $\delta''(\delta)$ de la contingencia 1 en la configuración BPF para el escenario Gen2.



F 88. Zoom de la figura anterior F 87. Gráficas $\delta'(\delta)$ y $\delta''(\delta)$.

12.3.7. Tiempos de operación de la combinación de los algoritmos.

El siguiente cuadro muestra el resumen de resultados obtenidos en MATLAB para los tres casos en que se produce la separación Norte-Sur en 500 kV: Configuración BPF MB5-PA5 fuera de servicio, Contingencias 1, 2 y 3.

Escenario	Contingencia 1 cc 3F 60 y 80 ms en MA5-PA5	Contingencia 2 cc 3F durante CCT en MA5-PA5	Contingencia 3 apertura intempestiva MA5-PA5 sin cc
Gen1 (sin generación hidroeléctrica en el río Negro) en que CCT = 140 ms	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 260ms desde inicio cc (180ms luego fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 140ms desde inicio cc (en el mismo fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 140ms desde apertura
Gen2 (con generación hidroeléctrica en el río Negro y sólo JBO en MVD) en que CCT = 320 ms	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 180ms desde inicio cc (100ms luego fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 220ms desde inicio cc (100ms <u>antes</u> fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 120ms desde apertura

T 25. Tiempos de detección de la separación en 500 kV.

Para que los tiempos de la tabla anterior T_{25} (obtenidos en las simulaciones en MATLAB de los algoritmos) sean realistas, se les debe agregar los retardos propios del manejo de sincrofasores: de las PMUs en medir, calcular y dejar disponibles los sincrofasores en su boca de salida de datos, los retardos de la transmisión de datos y los retardos de procesamiento en el PDC + SVP.

En el capítulo 5.7.3 se habían mencionado los rangos típicos de los retardos asociados a los sincrofasores [IEEE C37.118.2, 2011].

En esta tesis se considera que se utilizan PMUs Clase P (rápidas) con algoritmos de cálculo de sincrofasores con ventana de 2 ciclos nominales, por lo que se los retardos son los siguientes:

Causas de retado	Retardo considerado
Ventana de muestreo (retardo de ½ ventana)	20 ms
Filtrado de la medida	10 ms
Procesamiento en la PMU	0.005 ms
Procesamiento y alineación en el PDC	1.8 ms
Salida serie	0.05 ms
Sistema de comunicación E/S	0.05 ms
Distancia de comunicación	1.8ms (< 300km PA5-MA5)
Almacenamiento en <i>buffer</i> y corrección de errores	0.05 ms
Entrada de aplicación	0.05 ms

T 26. Retardos utilizados en la simulación de sincrofasores. Valores según tabla T 13 del capítulo 9.7.3.

La suma de los retardos de la tabla anterior es 34.05ms, por lo que se considerará un retardo adicional de 35ms por el manejo de los sincrofasores.

12.3.8. Disparo de carga, evaluación del comportamiento y comparación de resultados.

Como parte de la evaluación del comportamiento de los algoritmos estudiados PSD, OOST y OOSTv se compara su desempeño respecto de la metodología empleada en los estudios de referencia [Sena, 2010].

Para dicha comparación corresponde utilizar la misma terna escenario-configuración-contingencia, o sea solamente la contingencia 1 en la configuración BPF en el escenario Gen1, en condiciones similares: separación del sistema eléctrico en dos islas o áreas en los mismos puntos (líneas de 150 kV) y disparo de carga en los mismos puntos o subestaciones.

La verdadera comparación no es realmente en los tiempos de detección de la situación de desconexión Norte-Sur en 500kV (inestabilidad). Sino que se debe comprar también la cantidad de carga que es necesario disparar (*load shedding*), la que depende del tiempo de detección de la situación de desconexión Norte-Sur en 500kV.

Resultados del estudio de esta tesis. Caso a comparar con el estudio de referencia. Contingencia 1 en el Escenario Gen1, Configuración BPF, cc 3F 60 y 80 ms en MA5-PA5.

t [ms] de la simulación en TSAT	Δt [ms]	t [ms] desde el comienzo del cortocircuito	t [ms] desde el fin del cortocircuito	
0				Comienza simulación
1000		0		Comienza cortocircuito en línea PA5-MA5 de 500 kV
1060		60		Abre interruptor en extremo PA5
1080		80	0	Abre interruptor en extremo MA5 (fin del cortocircuito)
1270	215	295 = =(260+35)	215 = =(180+35)	Se detecta desconexión en 500 kV (es el tiempo de detección del algoritmo calculado en MATLAB + retardos asociados a sincrofasores)
1330	55	350	270	Formación de isla (se abren las líneas de 150 kV). Disparo de cargas. Retardo total = 55ms (5 ms de transmisión de interdisparos + 50ms de apertura de los interruptores).

T 27. Tiempos correspondientes a la Contingencia 1 en el Escenario Gen1, Configuración BPF del estudio realizado.

Resultados del estudio usado como referencia y comparativo [Sena, 2010].

t [ms] de la simulación en TSAT	Δt [ms]	t [ms] desde el comienzo del cortocircuito	t [ms] desde el fin del cortocircuito	
0				Comienza simulación
1000		0		Comienza cortocircuito en línea PA5-MA5 de 500 kV
1060		60		Abre interruptor en extremo PA5
1080		80	0	Abre interruptor en extremo MA5 (fin del cortocircuito)
1330	250	330	250	Se detecta desconexión en 500 kV (mediante funciones de impedancia en líneas de 150 kV)
1380	50	380	300	Formación de isla (se abren las líneas de 150 kV). 50 ms de apertura de los interruptores de 150 kV
	300	680	600	Disparo de cargas. Incluye retardo de los interruptores.

T 28. Tiempos correspondientes al estudio usado como referencia.

En las dos tablas anteriores se ve que con los algoritmos PSD y OOST combinados se detecta la separación Norte-Sur en 500 kV 215ms luego del fin del cortocircuito (295ms desde el comienzo del cortocircuito), cuando en el estudio de referencia se hacía en 250 ms luego del fin del cortocircuito (330ms desde el comienzo del cortocircuito).

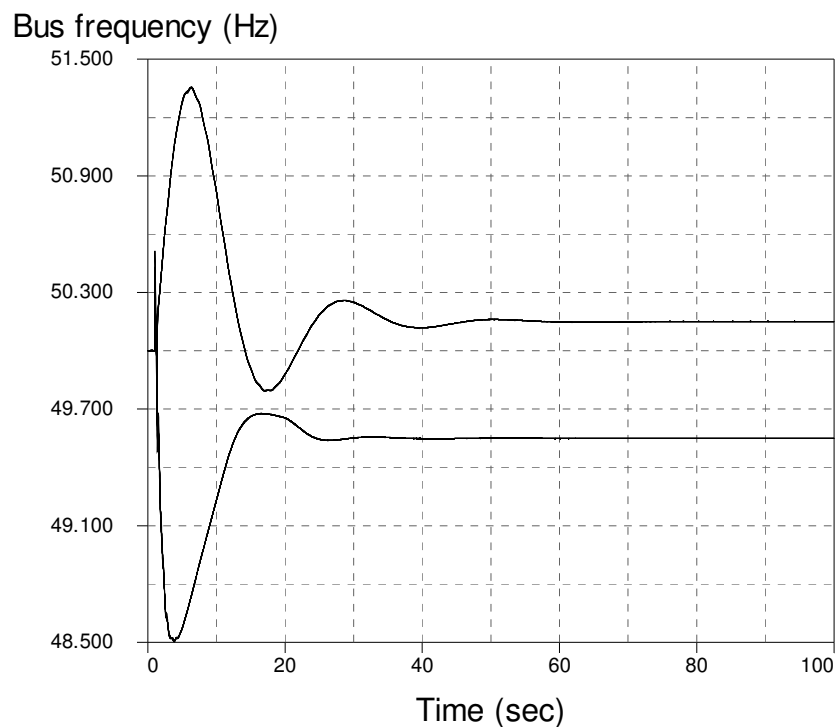
Este resultado es favorable y promisorio. La detección ocurre 35ms antes que en el estudio de referencia; esto es una anticipación del 14% o 10.5% respecto del estudio de referencia (según se consideren tiempos desde el inicio del cortocircuito o el fin del mismo). Para el ajuste de los algoritmos de detección de separación Norte-Sur en 500 kV se han tomado en cuenta más de un escenario y varias contingencias, y también se han considerado los retardos de cálculo de los fasores; es por ello que la ventaja relativa (anticipación) eventualmente podría ser aún algo mayor.

En el comparativo se ve que la separación en isla de la zona Sur se hace efectiva a los 270ms luego del fin del cortocircuito; en el estudio de referencia se hace a los 300ms luego del fin del cortocircuito. Esto es un adelanto de 30ms o 10% en dicha acción.

En la estrategia de esta tesis en el mismo instante en que se separa el sistema en islas también se realiza el disparo de carga en la isla Sur en cantidad suficiente para que la frecuencia esté siempre por encima de 48.5Hz, que es la frecuencia de disparo de algunos generadores sincrónicos del sistema. En el estudio de referencia el disparo de carga ocurre 300ms después ya que se dispara por funciones de subfrecuencia.

Se realizaron simulaciones en TSAT para encontrar el mínimo disparo de carga compatible con que la frecuencia en la isla Sur esté siempre por encima de 48.5Hz.

Las simulaciones muestran que dicho disparo de carga de 430MVA es sólo el 84.4% de la carga disparada en el estudio de referencia (es 15.5% menos que 509MVA). Eso es disparar solamente el 69.5% de la carga que se debe disparar si no se realizara la separación en isla y sólo se disparara carga (es 30.4% menos que 618MVA). La siguiente figura muestra el andamio de la frecuencia ante dicho disparo de carga.



F 89. Frecuencia de las barras del sistema Norte y la isla Sur en el caso estudiado en esta tesis. Ver tabla T 27.

La siguiente tabla muestra los valores de potencia manejados en el disparo de carga y los porcentajes correspondientes: Datos obtenidos de la referencia [Sena, 2010] y los estudios desarrollados.

	P [MW]	Q [MVA _r]	S [MVA]	% respecto del sistema	% respecto de fila 1	% respecto de fila 2
Sistema eléctrico uruguayo	1750	492	1818	100%		
1 Carga disparada si sólo se dispara carga (estrategia actual en el sistema)	602	143	618	34.0%	100%	
2 Carga disparada en estudio de referencia	496	118	509	28.0%	82.4%	100%
3 Carga disparada en el estudio de esta tesis	418	99	430	23.6%	69.5%	84.4%

T 29. Potencia del sistema y de los disparos de carga.

El siguiente cuadro muestra el resumen de los tiempos de

- detección de la separación Norte-Sur en 500 kV,
- creación de la isla Sur y
- disparo de carga en la isla Sur

para todos los casos de interés.

Escenario	Contingencia 1 cc 3F 60 y 80 ms en MA5-PA5	Contingencia 2 cc 3F durante CCT en MA5-PA5	Contingencia 3 apertura intempestiva MA5-PA5 sin cc
Gen1 (sin generación hidroeléctrica en el río Negro) en que CCT = 140 ms	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 295ms desde inicio cc (215ms luego fin cc) <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 350ms desde inicio cc (270ms luego fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 175ms desde inicio cc (35ms luego fin cc) <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 230ms desde inicio cc (90ms luego fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 175ms desde apertura <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 230ms desde apertura
Gen2 (con generación hidroeléctrica en el río Negro y sólo JBO en MVD) en que CCT = 320 ms	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 215ms desde inicio cc (135ms luego fin cc) <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 270ms desde inicio cc (190ms luego fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 255ms desde inicio cc (65ms <u>antes</u> fin cc) <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 310ms desde inicio cc (10ms <u>antes</u> fin cc)	<u>Detecta separación 500 kV:</u> 155ms desde apertura <u>Creación islas y disparo de carga:</u> 210ms desde apertura

T 30. Tiempos de detección de la separación en 500 kV, separación en isla y disparo de carga. Complemento de la tabla T 25.

La contingencia 1 en el escenario Gen1, en fondo gris en la tablas T 25 y T 30, es el caso que se compara con el estudio de referencia, porque como ya se dijo es el único comparables (es el mismo).

Los valores de régimen de las tensiones y frecuencias en el sistema Norte y la isla Sur luego de la separación se analizan en el capítulo siguiente.

Conclusiones:

- Se ha mostrado que los algoritmos PSD y OOST resultan adecuados y aptos para la detección de la separación en 500 kV de las zonas Norte y Sur del sistema eléctrico uruguayo.
- El algoritmo OOST ha mostrado su capacidad de anticipación o predicción. Logra detectar la separación Norte-Sur en 500 kV antes que el algoritmo clásico OST de detección de oscilaciones inestables y disparo con la estrategia TOWI (mencionada en el capítulo 7.4.5.3.1) de los relés de distancia usados en el estudio de referencia.
- El análisis comparativo con el estudio de referencia muestra que el uso de los algoritmos PSD y OOST y del soporte de comunicación necesario para los sincrofasores y para los interdisparos de líneas y de carga, logra detectar la separación Norte-Sur en 500 kV 35 ms

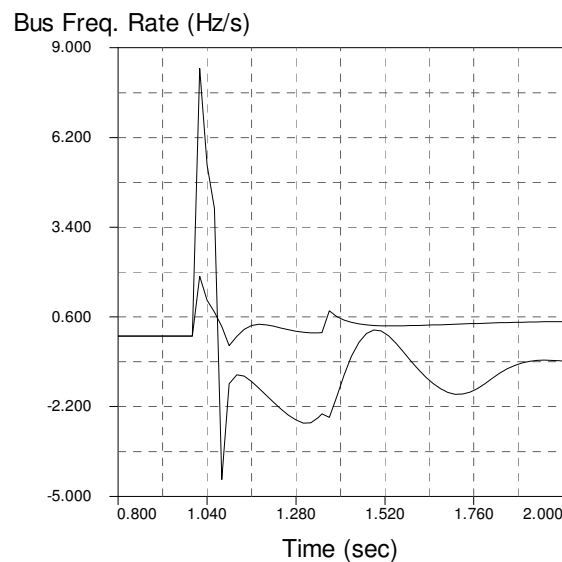
antes (14% o 10.5% antes) así como disparar 15.5% menos de carga para equilibrar la isla Sur.

- Respecto de la estrategia actual existente en la empresa eléctrica de solamente disparar carga y no crear una isla en el Sur, con el método estudiado en esta tesis se dispara un 30.4% menos de carga.

12.3.9. Error en el ángulo de fase debido a la variación de frecuencia.

También en el capítulo 9.4.5.5 se ha analizado el error en el ángulo de fase en las PMUs debido a la variación rápida de frecuencia.

Analizando la variación de frecuencia df/dt por ejemplo en la contingencia 1, configuración BPF, escenario Gen1 se obtiene la siguiente figura.



F 90. df/dt en la contingencia 1, configuración BPF, escenario Gen1. Resultados de TSAT.

No se han encontrado referencias en los manuales de TSAT a cómo el programa determina la frecuencia.

Usando la fórmula del capítulo 9.4.5.5.1 (asumiendo df/dt constante en la ventana de cálculo del sincrofasor)

$$\Delta\theta = \frac{360}{8} \frac{df}{dt} T^2$$

con $T=0.04s$ (PMU de ventana de 2 ciclos nominales) se obtienen los siguientes resultados:

- Para un $df/dt = 8.3 Hz/s$ (máximo de la isla Sur, durante el cortocircuito) el error es de 0.60° o TVE = 1.0%.
- Para un $df/dt = 1.9 Hz/s$ (máximo del sistema Norte, durante el cortocircuito) el error es de 0.14° o TVE = 0.24%.

Se entiende que son errores aceptables porque:

- 0.14° es un valor muy bajo como error en ángulo y $TVE = 0.24\% < 1\%$ es bajo como error total vectorial. Inclusive 0.60° es un error bajo en ángulo.
- El valor máximo antes mencionado de 8.3Hz/s (que corresponde al inicio del cortocircuito) pasa en el siguiente reporte a 5.4Hz/s y en el siguiente a 4Hz/s , a las que le corresponden respectivamente errores que decrecen a 0.39° o $TVE = 0.68\%$ y 0.29° o $TVE = 0.50\%$.
- Las temporizaciones de los algoritmos PSD y OOST enmascaran las primeras muestras de los transitorios (transitorios mostrados por ejemplo en las figuras F 85 a F 88).

Como muestra la figura anterior, los altos valores de df/dt ocurren fundamentalmente con los cambios bruscos que se producen en el comienzo y fin del cortocircuito. Como las oscilaciones de potencia no se detectan inmediatamente a estos cambios bruscos (ver las figuras F 83 y F 84) este error de ángulo no parece preocupante en la aplicación.

Por otra parte, como se mencionó en el capítulo 9.4.5.5 un artículo [Guzmán et al., 2005] presenta ensayos de un IED con función PMU que muestran que esa PMU es precisa para calcular sincrofasores durante condiciones normales y de falta y para calcular la diferencia angular (fase) entre dos tensiones inclusive durante las transiciones prefalta – falta – postfalta.

12.3.10. Errores según la norma IEEE C37.118.1-2011.

Como ya se indicó en el capítulo 12.3.7 se consideró que se utilizan PMUs Clase P (rápidas), con algoritmos de cálculo de sincrofasores con ventana de 2 ciclos nominales, con señales de 50 Hz reportadas a $F_s = 50\text{ fps}$.

En los capítulos 9.4.4 y 9.4.5 se estudiaron los criterios de conformidad de estado estable y dinámica según la norma [IEEE C37.118.1, 2011].

Se listan a continuación los errores máximos admisibles para la estimación de sincrofasores con PMU Clase P para magnitudes dentro de las condiciones, señales de ensayo, rangos y niveles definidos en la norma.

- $TVE = 1\%$ error máximo para todos los ensayos de conformidad de estado estacionario.
- $TVE = 3\%$ error máximo para los ensayos de medida del ancho de banda, que simulan oscilaciones.
- $TVE = 1\%$ error máximo para los ensayos de rampa de frecuencia.
- $t_{\text{respuesta}} = 34\text{ms}$ máximo para un límite de error $TVE = 1\%$ en los ensayos de escalón de amplitud o fase.
- $t_{\text{retardo}} = 5\text{ms}$ error máximo para los ensayos de escalón de amplitud o fase.
- 40 ms de latencia máxima.

Se realizan a continuación algunos comentarios sobre los resultados y criterios adoptados en esta tesis respecto de dichos errores límite.

- Tiempo de respuesta.

Por definición, durante el $t_{\text{respuesta}}$ se supera el TVE límite 1% .

Como los sincrofasores se reportan a $F_s = 50 \text{ fps}$ (cada 20 ms), $t_{\text{respuesta}}$ máximo admisible 34ms según norma implica que los reportes de sincrofasores con $TVE > 1\%$ son uno o dos a lo sumo.

Razonando como en el capítulo 12.2.4 se ve en la siguiente tabla que si hay un valor δ_{K+1} reportado con $TVE > 1\%$, afecta a dos medidas de velocidad $\dot{\delta}$ y tres medidas de aceleración $\ddot{\delta}$ (celdas en fondo rosado). Y si se agrega un segundo valor δ_{K+2} reportado con $TVE > 1\%$, se ven afectadas tres medidas de $\dot{\delta}$ y cuatro medidas de $\ddot{\delta}$ (se agregan las celdas en fondo rojo a las celdas en fondo rosado).

$$\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad \ddot{\delta}_i = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}$$

tiempot	Δt	δ ángulo relativo	$\dot{\delta}$ velocidad	$\ddot{\delta}$ aceleración
t_K	Δt_N	δ_K	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
t_{K+1}	Δt_N	δ_{K+1}	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
t_{K+2}	Δt_N	δ_{K+2}	$\dot{\delta}_{K+2}$	$\ddot{\delta}_{K+2}^-$
t_{K+3}	Δt_N	δ_{K+3}	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
t_{K+4}	Δt_N	δ_{K+4}	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$
t_{K+5}	Δt_N	δ_{K+5}	$\dot{\delta}_{K+5}$	$\ddot{\delta}_{K+5}$

T 31. Cálculos afectados por una o dos medidas con $TVE > 1\%$.

Por otra parte, como los sincrofasores se reportan cada 20 ms los cálculos de $\dot{\delta}$ y $\ddot{\delta}$ también se actualizan cada 20 ms por lo que las entradas de los temporizadores T1 y T2 de los algoritmos OOST y PSD pueden cambiar de valor solamente cada 20ms o cada múltiplos de 20 ms, no en tiempos menores. Entonces las temporizaciones $T1 = T2 = 3$ ciclos = 60ms significan que si aparece un escalón de 0 a 1 en la entrada del temporizador, la salida será 1 recién 60ms después que se detectó el 1 por primera vez, o sea la 4ª vez consecutiva que se detecta el 1.

Se entiende que las temporizaciones elegidas $T1 = T2 = 3$ ciclos = 60ms son adecuadas por las razones que se presentan a continuación:

- Los algoritmos PSD y OOST combinan $\dot{\delta}$ y $\ddot{\delta}$. Si hay dos medidas δ consecutivas con error excesivo, están afectados tres cálculos consecutivos de $\dot{\delta}$ pero el cuarto cálculo es correcto. Entonces la temporización de 3 ciclos deja pasar un escalón en $\dot{\delta}$ si el cuarto valor es correcto. Inclusive si el cuarto valor de $\ddot{\delta}$ proviniera de una medida con error excesivo, $\dot{\delta}$ ya sería una medida correcta.
- Es posible usar la entrada de habilitación de los algoritmos PSD y OOST para bloquearlos ante escalones con detectores de transitorios como el “monitor de transitorios” [Phadke and Thorp, 2008] o similares, lo que ya fue mencionado en el capítulo 9.4.5.5.

- Si se considera una PMU cuyos sincrofasores tienen $t_{respuesta} < 20\text{ms}$, hay un solo reporte de sincrofasores con $TVE > 1\%$ por lo que se ven afectados 2 cálculos de $\delta^{\dot{}}$ y 3 cálculos de $\delta^{\ddot{}}$. En ese caso las temporizaciones $T1 = T2 = 3$ ciclos son estrictamente suficientes.
- Ya se ha visto en las simulaciones (figuras F 83 y F 84) que las oscilaciones de potencia no se detectan al principio de los transitorios de comienzo o fin de los cortocircuitos. Esto relativiza para la aplicación bajo estudio la importancia del cálculo de derivadas luego de escalones.
- Comparación del error de fase debido a la variación rápida de frecuencia y los límites de $TVE = 1\%$ (rampa de frecuencia) y $TVE = 3\%$ (ensayo de oscilaciones).

En el capítulo anterior se estudió el error de fase debido a la variación rápida de frecuencia y se vio que en las simulaciones la peor situación es $df/dt = 8.3\text{ Hz/s}$ que corresponde a un error de 0.60° que equivale a un $TVE = 1\%$. Este error intrínseco es menor al $TVE = 3\%$ de los ensayos de oscilación e igual al de ensayo de rampa. Se considera aceptable.

- Latencia.

Según lo que presenta la norma [IEEE C37.118.2, 2011] a nivel informativo no mandatorio, se tomó una latencia de PMU $\approx 30\text{ms} < 40\text{ ms}$ (ver capítulo 12.3.7).

Como ya se mencionó en los capítulos 12.3.9 y 9.4.5.5, una referencia bibliográfica [Guzmán et al., 2005] muestra el comportamiento preciso de una PMU para calcular sincrofasores durante condiciones normales y de falta y para calcular la diferencia angular (fase) entre dos tensiones inclusive durante las transiciones prefalta – falta – postfalta.

12.3.11. Régimen post-perturbación y recomposición del sistema eléctrico (sincronización de islas).

Como finalización de los estudios se simula la recomposición o sincronización de la isla Sur con el sistema Norte, para volver a conformar un único sistema eléctrico.

Se sincroniza la isla Sur con el sistema Norte usando la línea de 500 kV MA5-PA5.

Para estabilizar la isla Sur se había disparado carga de manera que la frecuencia mínima llegara sólo hasta 48.51 Hz. En el sistema Norte la frecuencia máxima llega a ser de hasta 51.36 Hz.

En el régimen post separación en islas, que se puede considerar alcanzado transcurridos 60s o 100s de la separación, las magnitudes de régimen son las siguientes:

f_{Norte} [Hz]	50.15 Hz
f_{Sur} [Hz]	49.55 Hz
Δf [Hz]	0.60 Hz
Δf [% f_n]	1.2 %
U_{PA5} pu	1.041
U_{MA5} pu	1.034
ΔU % U_{NOMINAL}	0.7%

T 32. Valores de régimen previos a la re-sincronización del área Norte y la isla Sur.

Según la bibliografía consultada [IEEE WG, 1980] [Walker et al, 1981] para que una sincronización sea aceptable, debe protegerse a los generadores de la fatiga de sus ejes. Para ello la diferencia instantánea de par que produce la sincronización en los ejes de los generadores debe estar limitada cumpliendo la siguiente fórmula:

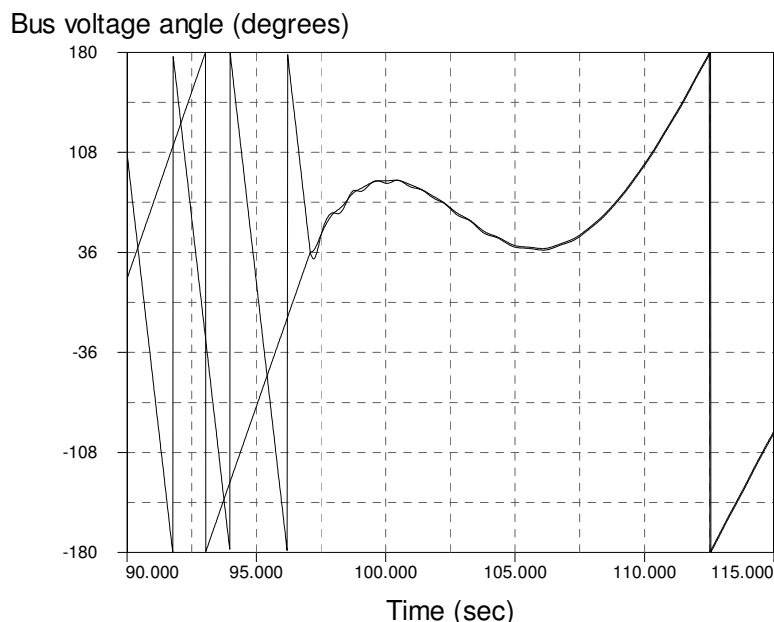
$$|P^+ - P^-| < 0.5 S_{\text{NOMINAL}}$$

siendo

- P^+ la potencia activa pre-cierre
- P^- la potencia activa post-cierre
- S_{NOMINAL} la potencia aparente nominal del generador.

$$P_{\text{NOMINAL}} < S_{\text{NOMINAL}}$$

Se intenta sincronizar en un instante favorable ($t=97.09\text{s}$ de la simulación) en que los ángulos de las tensiones en PA5 y MA5 son cercanos como muestra la siguiente figura.



F 91. Comportamiento del ángulo de las barras MA5 y PA5 en la sincronización en $t=97.09\text{s}$.

En el instante de sincronización se obtienen saltos muy bajos en las potencias de los generadores de la isla Sur, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Generadores	$ P^+ - P^- $	P_{NOMINAL}
CTR	3 MW	113 MW
PTI	$\ll 1$ MW	50 MW
4ª JBO	2 MW	50 MW
5ª JBO	2 MW	80 MW
6ª JBO	3 MW	125 MW

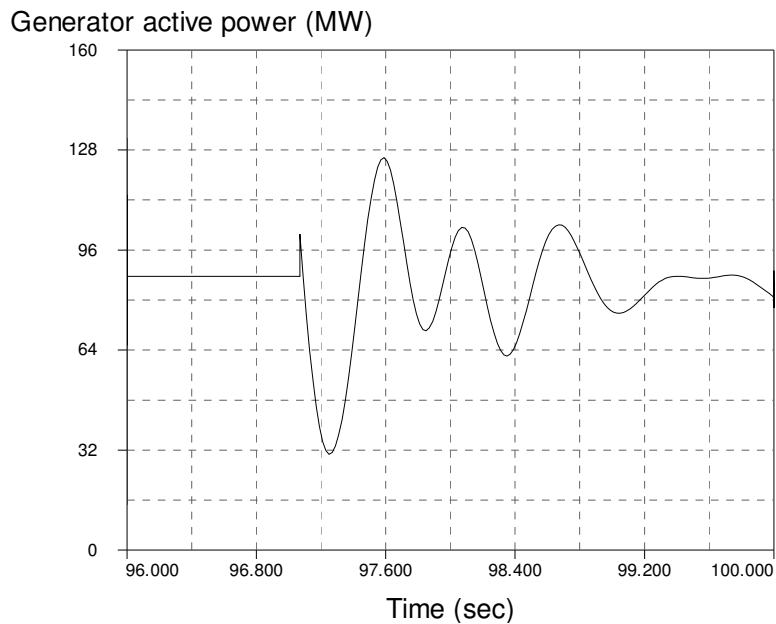
T 33. Escalones de potencia en los generadores ante la sincronización en $t=97.09\text{s}$.

La tabla anterior muestra que la inecuación $|P^+ - P^-| < 0.5 S_{\text{NOMINAL}}$ se verifica de forma holgada.

Si se realiza el cierre en un instante algo menos apropiado ($t=97.07s$ de la simulación, ver figura F 92) igual el criterio se cumple como muestra la tabla siguiente.

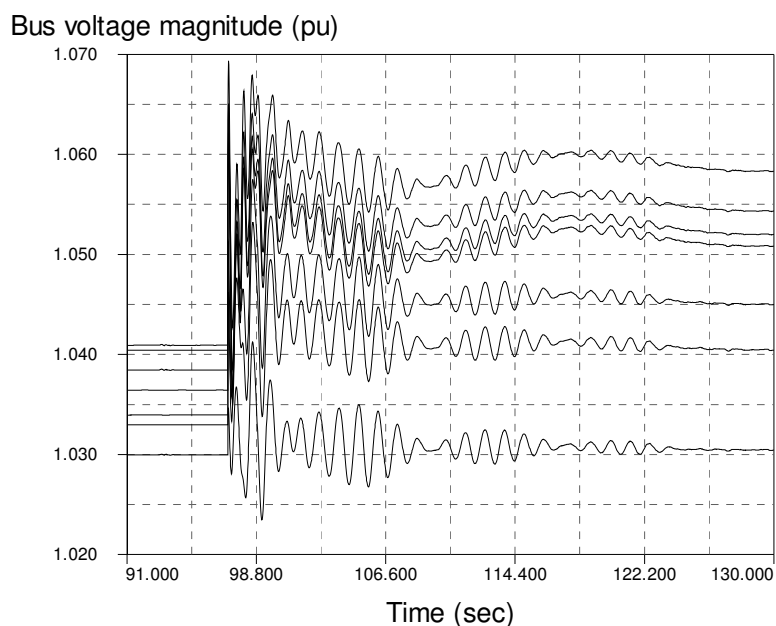
Generadores	$ P^+ - P^- $	$P_{NOMINAL}$
CTR	17 MW	113 MW
PTI	5 MW	50 MW
4ª JBO	8 MW	50 MW
5ª JBO	13 MW	80 MW
6ª JBO	22 MW	125 MW

T 34. Escalones de potencia en los generadores ante la sincronización en $t=97.07s$.



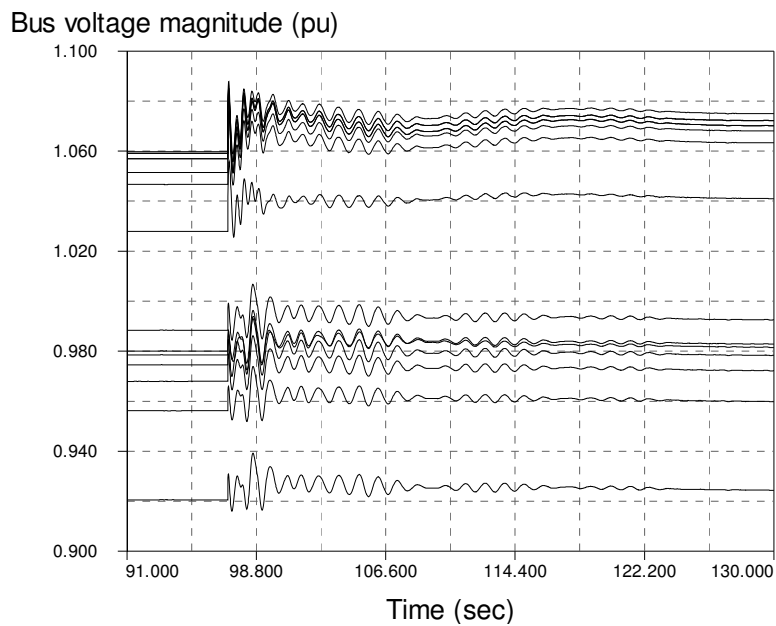
F 92. Potencia activa del generador 5ªJBO. $\Delta P=13MW$ en el instante de sincronización en $t=97.07s$.

Se concluye que la sincronización es posible y no es riesgosa para los generadores ni para el sistema eléctrico.



F 93. Tensión de las barras de 500 kV en la sincronización en $t=97.09s$.

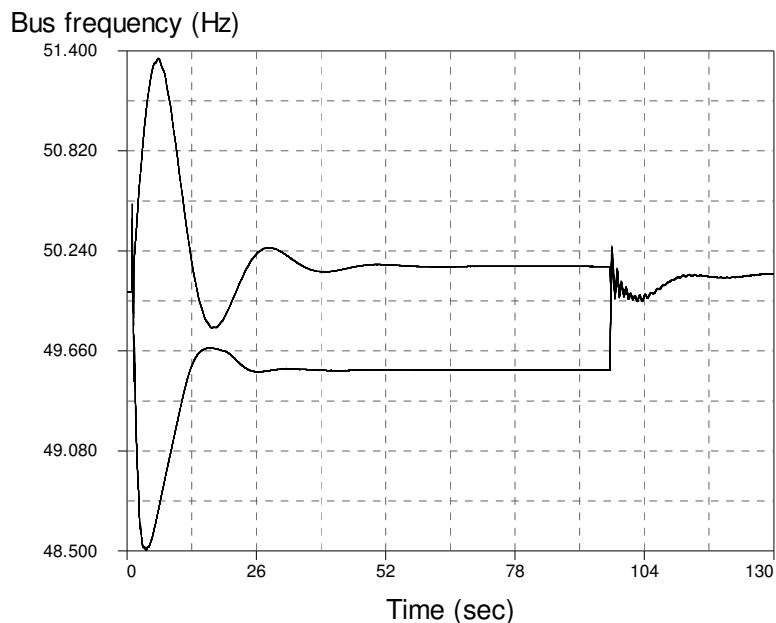
Las tensiones de las barras de 500 kV de las zonas Norte y Sur previas y posteriores a la sincronización se mantienen en el rango aceptable para contingencias N-1 $0.93 pu < U < 1.07 pu$. Ver la figura anterior.



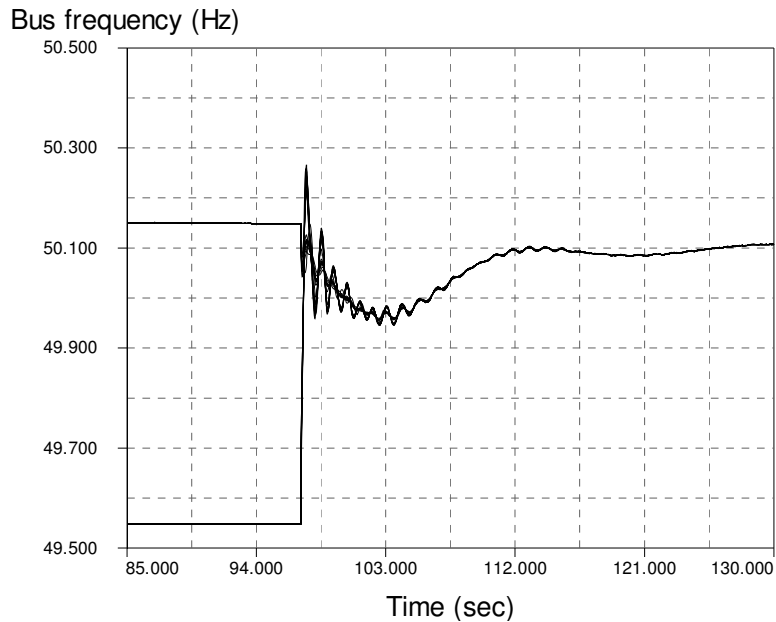
F 94. Tensión de las barras de 150 kV en la sincronización en $t=97.09s$.

Las tensiones de las barras de 150kV de las zonas Norte y Sur previas y posteriores a la sincronización se mantienen en el rango aceptable para contingencias N-1 $0.9 pu < U < 1.1 pu$. Ver la figura anterior.

Las frecuencias de las zonas Norte y Sur tienen el comportamiento que se muestra en las siguientes figuras.



F 95. Frecuencias de la zona Norte y Sur durante toda la simulación; sincronización en $t=97.09s$.



F 96. Zoom de la figura anterior F 95. Comportamiento de la frecuencia en el entorno de la sincronización en $t=97.09s$.

La frecuencia previa a la sincronización en la zona Norte es de 50.15Hz que está por debajo del límite máximo operativo en régimen N de 50.20Hz.

La frecuencia de régimen previa a la sincronización en la isla Sur es de 49.55Hz que está levemente por debajo del límite mínimo operativo en régimen N de 49.8Hz aunque esto no es preocupante, pues los actuales disparos por sub-frecuencia existentes en la zona Sur no disparan con 49.55Hz y porque además se está en un régimen especial (y no en régimen N ni N-1) sólo durante poco tiempo hasta sincronizar nuevamente el sistema.

Se observa que:

- la frecuencia era la misma en Norte y Sur antes de su separación (50 Hz),
- durante el cortocircuito la frecuencia aumenta pues se aceleran los generadores,
- luego del cortocircuito las islas tienen un transitorio hasta que estabilizan su frecuencia y
- luego de la sincronización la frecuencia vuelve a ser la misma tendiendo a 50.1 Hz en el período analizado luego del transitorio.

13. Conclusiones y trabajos futuros.

13.1. Conclusiones.

El método estudiado de WAP basado en la respuesta del sistema eléctrico a las perturbaciones medida con sincrofasores y aplicando las funciones PSD y OOST es hábil y beneficioso según muestran los estudios desarrollados en esta tesis.

Los resultados obtenidos y el análisis comparativo realizado muestran el muy buen desempeño conjunto de los algoritmos PSD y OOST para el caso estudiado.

Se concluye que en el caso estudiado en la red uruguaya el uso de un sistema de WAP basado en PMUs y los algoritmos antes mencionados para la toma de decisiones centralizada permiten detectar la situación de inestabilidad debida a la separación Norte-Sur en 500kV de forma anticipada o predictiva. Y que ello junto con la emisión centralizada de acciones (formación de isla y disparo de carga) y el soporte de comunicación permiten disparar menos carga en el sistema (un 15.5% menos que el estudio de referencia y un 30.4% menos que la estrategia actual en el sistema eléctrico), por lo que su desempeño es superior; ver resumen al fin del capítulo 12.3.8. Esto sería posible con el estado actual del arte y desarrollo de las PMUs, los PDCs y las comunicaciones.

Es auspicioso también el impacto favorable que tendrían sobre esta aplicación las crecientes capacidades y velocidades de comunicación y los seguros avances que habrá en el desarrollo de las PMUs según las nuevas normas IEEE C37.118.1-2011 y C37.118.2-2011, lo que llevaría el desempeño de los algoritmos estudiados a los límites de su teoría sin que pesen mayormente cuestiones tecnológicas. La reciente normalización del comportamiento dinámico de las PMUs es fundamental en este aspecto.

Se entiende que esta tesis realiza algunos aportes a la descripción de las oscilaciones de potencia en el plano aceleración-velocidad $\delta(\dot{\delta})$ de la fase relativa entre dos tensiones, a la comprensión de los algoritmos PSD y OOST, así como a la comprensión de los fundamentos o razones que hay tras ellos o que los justifican (ver resúmenes en los capítulos 10.1.2.2.5 y 10.2.1.4).

13.2. Posibles trabajos futuros.

En la red uruguaya de alta y extra alta tensión recién se están comenzando a dar los primeros pasos en WAMPAC (*Wide Area Monitoring Protection and Control*) usando sincrofasores. Como parte de las ampliaciones de la red eléctrica, en etapa de ejecución y aún no concluidas ni en servicio, se instalarán PMUs y aplicaciones de WAM (*Wide Area Measurement*) las que pueden servir para generar conocimiento y ganar experiencia para futuras aplicaciones WAP o SPS con sincrofasores.

Entonces medir sincrofasores en la red uruguaya e ir creando la base de datos histórica de sincrofasores de ella, será un avance importante para evaluar aplicaciones de WAMPAC. En particular contar con PMUs en las subestaciones PA5, MA5 y otras permitiría profundizar el estudio realizado en esta tesis, trabajando con datos reales y no sólo con simulaciones, y

eventualmente llevarlo a una fase experimental (siempre considerando que son algoritmos patentados). Los algoritmos PSD y OOST han resultado atractivos y promisorios para aplicaciones WAP concretas con PMUs y PDC reales en la red uruguaya. Así mismo se podrán encarar otros estudios de aplicación de WAMPAC.

En este sentido el estudio del efecto de las ampliaciones en ejecución y previstas en la red eléctrica uruguaya de 500 kV y 150 kV son una línea de trabajo en que podría usarse esta aplicación, así como podrían encontrarse otras aplicaciones de estos algoritmos a la detección predictiva de inestabilidad transitoria, oscilaciones de potencia inestables y detección de islas.

El tipo de protección sistémica (SPS o SIPS) basado en la respuesta del sistema eléctrico ante las perturbaciones (como el estudiado en esta tesis), pese a que tiene que esperar a que dicha respuesta ocurra, tiene la importante ventaja de ser SPS en principio más generales que los que actúan a partir de eventos pues no se basan en el origen de la contingencia o perturbación sino en sus consecuencias visibles en el sistema eléctrico y por ello pueden inclusive servir para resolver contingencias no estudiadas explícitamente. Esto requiere metodologías de análisis adicionales a las usadas en este trabajo. En una red eléctrica que se vuelve cada vez más compleja este tipo de SPS puede realizar aportes destacados, más aún utilizando las facilidades que brindan los sincrofasores y las comunicaciones.

La profundización del estudio de las normas IEEE C37.118.1-2011, IEEE C37.118.2-2011, IEEE 1588-2008, IEEE C37.238-2011 es otra línea de trabajo a desarrollar.

A. Apéndice. Alternativas de disparo de carga.

Se estudian en este capítulo el Reglamento de Trasmisión y eventuales restricciones adicionales al disparo de carga.

A.1. El Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica uruguayo.

El Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica uruguayo [Poder Ejecutivo, 2002] en el Artículo 10 (criterios para la regulación de frecuencia) del Título III (Criterios de Desempeño Mínimo de la Trasmisión) del Anexo IV (Desempeño Mínimo del Sistema) dice:

1. Los equipamientos del SIN deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de $\pm 0,2$ Hz en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos $+3/-2,5$ Hz durante 3 (tres) segundos.
2. A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, un porcentaje de la carga del SIN debe estar controlada por equipos de desconexión automática por baja frecuencia.
3. Ante contingencias simples no se deberá superar un porcentaje de la desconexión de carga que propondrá el DNC y aprobará el Regulador.

El punto 1 dice entonces que la frecuencia del sistema eléctrico de potencia debe estar controlada entre 49.8Hz y 50.2Hz en “condiciones normales”. Y que los equipamientos (por ejemplo generadores) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben tolerar transitorios de por lo menos 53Hz y 47.5 Hz durante 3 segundos.

Este criterio de “tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos $+3/-2,5$ Hz durante 3 (tres) segundos” el Reglamento de Trasmisión lo define para el equipamiento y no lo plantea expresamente como un criterio de funcionamiento del sistema de potencia, aunque podría pensarse que tal vez esa fue también la idea del redactor del reglamento.

Es claro es que el Reglamento de Trasmisión no plantea requerimientos entre el transitorio de 3 segundos (si es que ese requerimiento de 3 segundos existiera para el sistema) y el establecimiento de las “condiciones normales” del sistema eléctrico; tampoco plantea nada acerca de cómo se llega a las “condiciones normales”, en qué tiempos, etc.

Para la frecuencia, el Reglamento de Trasmisión tampoco presenta criterios para regímenes que no sean las “condiciones normales”. Sin embargo para la tensión presenta criterios para “condiciones posteriores a contingencia simple” y para “condiciones posteriores a cualquier contingencia”, además de criterios para “condiciones normales”. Esto deja claro que para el Reglamento las “condiciones posteriores a contingencia simple” y las “condiciones posteriores a cualquier contingencia” no son “condiciones normales”.

A.2. Disparo de carga según el capítulo 12.3.8 (430MVA).

En el capítulo 12.3.8 se estudió el mínimo disparo de carga necesario para estabilizar la isla Sur y que su frecuencia esté siempre por encima de 48.5Hz de manera que ningún generador saliera de servicio por subfrecuencia. El disparo de carga necesario para ello es de 430MVA. En el capítulo 12.3.11 de esta tesis indicó que “la frecuencia de régimen previa a la sincronización en la isla Sur es de 49.55Hz que está levemente por debajo del límite mínimo operativo en régimen N de 49.8Hz aunque esto no es preocupante, pues los actuales disparos por sub-frecuencia existentes en la zona Sur no disparan con 49.55Hz y porque además se está en un régimen especial (y no en régimen N ni N-1) sólo durante poco tiempo hasta sincronizar nuevamente el sistema”.

Considerando la figura F 27 del capítulo 8 se ve que lo antedicho es correcto ya que la separación en isla y el disparo de carga son las acciones que sacan al sistema eléctrico de un “Estado de Emergencia” llevando a la isla Sur a un “Estado de Operación Satisfactoria (potencialmente insegura)” pero que no es el “Estado de Operación Segura o Adecuada” (N o N-1).

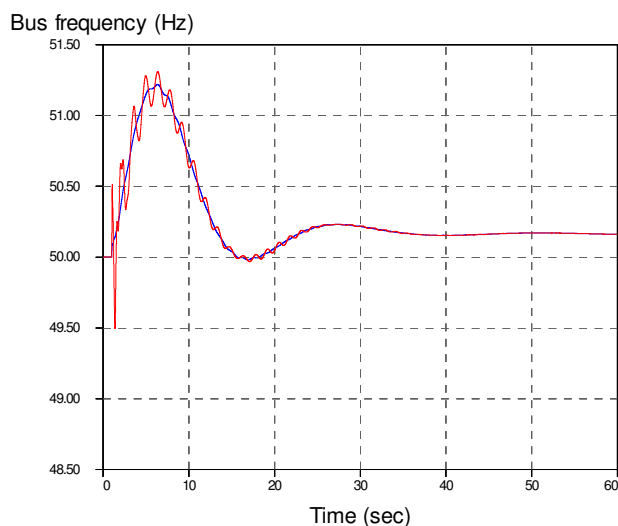
La acción que lleva del “Estado de Operación Satisfactoria (potencialmente insegura)” al “Estado de Operación Segura o Adecuada” es la sincronización posterior de la isla Sur con el sistema Norte uniendo nuevamente al sistema eléctrico de potencia.

El “Estado de Operación Satisfactoria” luego del disparo de carga no es las “condiciones normales” a que refiere el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica, por lo que no corresponde aplicarle la restricción de que la frecuencia esté entre 49.8Hz y 50.2Hz. Como ya se vio al final del capítulo A.1: para el Reglamento las “condiciones posteriores a contingencia simple” y las “condiciones posteriores a cualquier contingencia” no son “condiciones normales”.

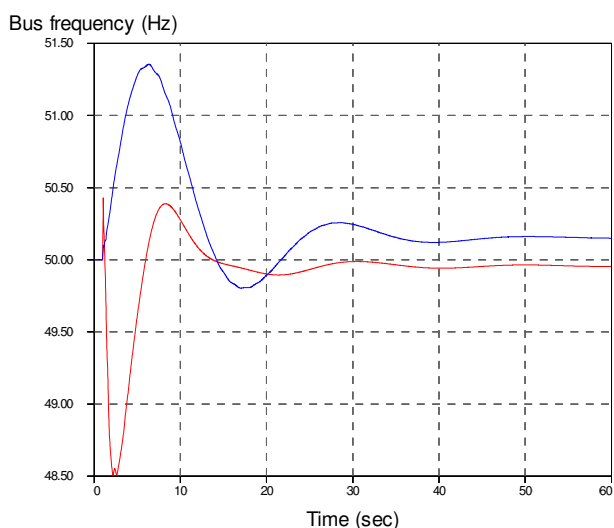
Resumiendo:

- No corresponde entonces aplicar a la separación en isla y disparo de carga del capítulo 12.3.8 la restricción de que la frecuencia esté por encima de 49.8Hz que vale para “condiciones normales”, por lo que dicho estudio realizado es válido y correcto.
- La única restricción en frecuencia considerada válida y utilizada en el estudio del capítulo 12.3.8 es que no se disparen generadores por subfrecuencia, que es una restricción operativa de los equipos y no una restricción reglamentaria.

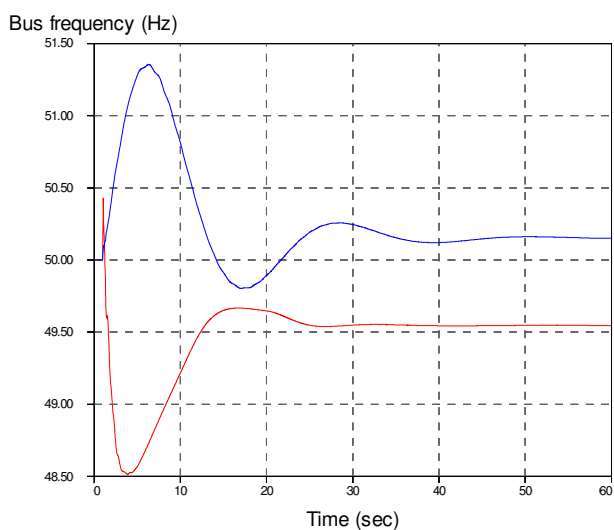
Supóngase por un momento el caso hipotético en que existieran penalizaciones económicas por la energía no suministrada (la del disparo de carga) y penalizaciones por estar uno o dos minutos en la isla Sur con frecuencia 49.55Hz. Un balance económico completo diría si es más conveniente para la empresa eléctrica desde ese aspecto disparar los 430MVA y que la frecuencia sea 49.55Hz, o disparar más carga y que la frecuencia sea algo superior (ver el siguiente capítulo A.3). Posiblemente para los clientes afectados sea preferible la primer alternativa en el supuesto de que la frecuencia de 49.55Hz durante un corto tiempo no afectaría los servicios.



F 97. Frecuencias en el sistema eléctrico para el actual de disparo de carga en el sistema uruguayo, sin separación en isla.



F 98. Frecuencias en el sistema Norte (azul) y la isla Sur (rojo) en el estudio de referencia [Sena, 2010].



F 99. Frecuencias en el sistema Norte (azul) y la isla Sur (rojo) en el estudio de esta tesis (capítulo 12.3.11).

En las tres figuras anteriores puede verse que las tres estrategias de la tabla T 29 del capítulo 12.3.8 (el disparo de carga actual en el sistema eléctrico uruguayo, la separación en isla y

disparo de carga del estudio de referencia, y la separación en isla y disparo de carga desarrollados en esta tesis) hacen que se superen los límites de frecuencia en “condiciones normales” 49.8Hz y/o 50.2Hz durante más de 3 segundos.

En la figura F 99 se ve que en la estrategia desarrollada en esta tesis limitar la sub-frecuencia a 48.5Hz hace que la frecuencia de régimen de “Estado de Operación Satisfactoria” (post-perturbación) quede en 49.55Hz. Mientras que la figura F 98 muestra que en la estrategia del estudio de referencia [Sena, 2010] limitar la sub-frecuencia a 48.5Hz hace que la frecuencia de régimen de “Estado de Operación Satisfactoria” (post-perturbación) sea 49.95Hz.

En la tabla T 32 del capítulo 12.3.11 se mostró que para la estrategia desarrollada en esta tesis en el régimen post-perturbación previo a la sincronización los valores de diferencia de frecuencia entre el sistema Norte y la Isla Sur son: $\Delta f=0.6\text{Hz}$ o sea $1.2\%fn$.

Estos valores son manejables por sincronizadores comerciales que tienen rangos de ajuste de Δf para poner en paralelo dos redes de por ejemplo hasta $6\%fn$, $2\%fn$ o 2Hz .

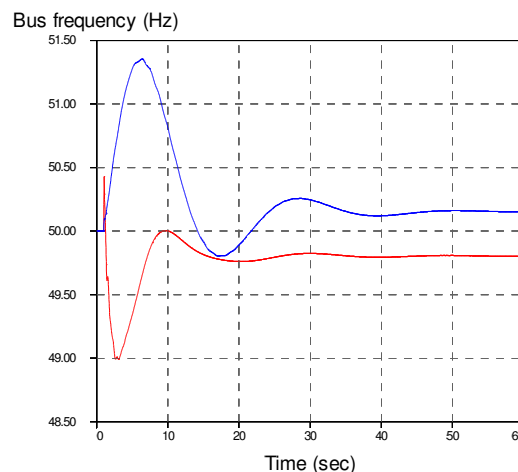
Inclusive podría pensarse en utilizar las medidas de los ángulos de los sincrofasores de las tensiones de las barras de las subestaciones MA5 y PA5 para que el PDC/SVP ejecute un algoritmo de sincronización enviando la orden de cierre sincronizado, pero tendría a priori algunas desventajas respecto al uso de un sincronizador convencional.

A.3. Disparo de carga para que la frecuencia de régimen post-perturbación sea 49.8Hz.

Ya se ha explicado en el capítulo anterior que no es necesario restringir la frecuencia de “Estado de Operación Satisfactoria” post-perturbación de la isla Sur a no menos de 49.8 Hz.

Más allá de ello a modo ilustrativo se estudió cuánta carga es necesario disparar para que esta condición se de.

El porcentaje de disparo de carga necesario (disparo a los 270ms luego del fin del cortocircuito) es del 93,8 % de la carga del estudio de referencia (111% de la carga del estudio del capítulo 12.3.8) y el perfil de frecuencias correspondiente se muestra en la siguiente figura. La frecuencia mínima alcanzada en la isla Sur es de tan solo 48.97Hz.



F 100. Frecuencias en el sistema Norte (azul) y la isla Sur (rojo) para la estrategia del estudio de este capítulo.

Compárese el perfil de frecuencia de la isla Sur de la figura F 101 con los de las figuras F 98 y F 99.

Más allá de que se dispare más carga que en el estudio del capítulo 12.3.8 de esta tesis, ésta es una situación ventajosa ya que dispara menos carga que la estrategia actual en el sistema eléctrico uruguayo (22.7% menos) así como menos carga que en el estudio de referencia (6.2% menos).

Ver la tabla siguiente, que es la tabla T 29 del capítulo 12.3.8 a la que se le ha agregado la fila 4 correspondiente al estudio de este capítulo.

		P [MW]	Q [MVA _r]	S [MVA]	% respecto del sistema	% respecto de fila 1	% respecto de fila 2	% respecto de fila 3
	Sistema eléctrico uruguayo	1750	492	1818	100%			
1	Carga disparada si sólo se dispara carga (estrategia actual en el sistema)	602	143	618	34.0%	100%		
2	Carga disparada en estudio de referencia	496	118	509	28.0%	82.4%	100%	
3	Carga disparada en el estudio de esta tesis (cap. 8.3.8)	418	99	430	23.6%	69.5%	84.4%	100%
4	Carga disparada según este capítulo	465	110	478	26.3%	77.3%	93.8%	111%

T 35. Potencia del sistema y de los disparos de carga.

B. Apéndice. Artículo en revisión para posible publicación.

Se incluye a continuación en este anexo la versión actual del artículo TPWRS-00423-2012 [Franco, Sena, Taranto, Giusto, 2012b] presentado para su posible publicación en la Sección Especial de *IEEE Transactions on Power Systems* sobre Aplicación de Sincrofasores en Sistemas de Potencia.

El artículo abarca los trabajos de esta tesis de maestría y de otra tesis de maestría [Sena, 2010], completando el trabajo de una publicación previa [Franco, Sena, Taranto, Giusto, 2012a].

En julio 2012 la primera versión del artículo fue considerada por los Editores de posible interés para su publicación si las correcciones y aclaraciones solicitadas por los Revisores responden plena y adecuadamente a sus inquietudes.

La actual versión R1 del artículo fue enviada al IEEE en setiembre 2012 y actualmente está a consideración de los Revisores y Editores de la *IEEE Transactions on Power Systems*.

Using Synchrophasors for Controlled Islanding – A Prospective Application for the Uruguayan Power System

RICARDO FRANCO¹, MEMBER, CELIA SENA¹, GLAUCO N. TARANTO², SENIOR MEMBER, ALVARO GIUSTO³

Abstract — This paper describes two Wide-Area Protection schemes for controlled islanding of the Uruguayan electrical power system. The first scheme relies only on local signals available for distance protection relays, whereas the second scheme is based both on local and remote synchrophasor measurements. The paper compares results in terms of load shedding amount necessary to maintain system integrity, with and without the proposed protection schemes. The investigation is based on comprehensive transient stability studies using actual dynamical models. Past occurrences that led the system to widespread blackouts have motivated the investigations presented in this paper.

Index Terms— Controlled islanding, Dynamic Simulation, Out-of-step protection, PMU, Synchrophasors, Transient Stability, WAMPAC.

I. INTRODUCTION

CONTROLLED islanding in electric power networks must be fast, precise and reliable, since it normally deals with significant structural changes in the network [1, 2]. This paper describes two Wide-Area Protection (WAP) schemes for controlled islanding in the Uruguayan power system. The first scheme relies only on local signals available for distance protection relays, and the second scheme is based on local and remote synchrophasor measurements [3, 4].

Uruguay is facing strong energetic challenges. The traditional arrange, dominated by hydro and oil-based thermal generation backed up by international AC interconnections, is being confronted by the growth of the demand, the fuel prices, and a worsening of the hydro scenario. The responses to this panorama are the ongoing plans of energetic expansion and diversification that specify, among others, the appearance of various, geographically-distributed private-owned small generators and wind-farms. The new scenarios have been object of studies reported in [5, 6].

The Uruguayan power system can be described as two large areas. Bulk generation comes mainly from the hydro units located in the North and Center (hereafter namely North), while the largest consumer center and the main thermal units are located in the South. Fig. 1 depicts a schematic diagram of the network. The North and South areas are interconnected by

two 500 kV lines (Palmar-Montevideo circuits shown in red dashed lines) and a set of 150 kV lines (blue dashed lines) connecting Montevideo to other regions.

The main characteristics of the Uruguayan power system can be summarized with the following numbers:

- ▲ peak demand (winter 2010): 1.7 GW;
- ▲ installed generation: 2.6 GW (1.4 hydro + 1.2 thermal);
- ▲ transmission system: 1,000 km @ 500 kV and 3,560 km @ 150 kV;
- ▲ Strong AC interconnection with Argentina 2 GVA @ 500 kV – 50 Hz in the West, and a small-capacity (70 MW) HVDC interconnection with Brazil in the East.

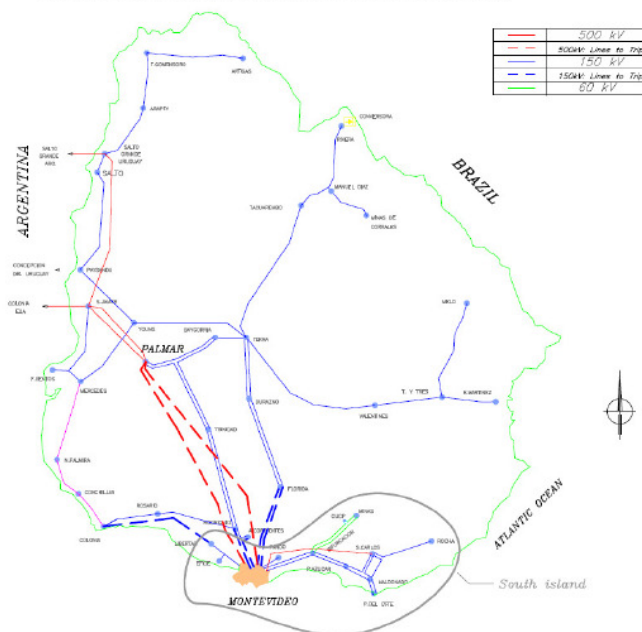


Fig. 1. The Uruguayan power system

Disturbances that cause the outage of both 500 kV lines Palmar-Montevideo lead the system to a widespread blackout including the critical area of great Montevideo, where 80% of the country's demand is located. In order to minimize the load curtailment caused by this severe outage, this paper investigates the controlled separation of the system into two stable islands, the minimum amount of necessary load shedding in the importing area, and in what time those actions should take place.

¹R. Franco and C. Sena are with UTE the National Electric Utility of Uruguay and with Universidad de la República, Uruguay. (rfranco@ute.com.uy and celiam.sena@gmail.com)

²G. N. Taranto is with Federal University of Rio de Janeiro, COPPE/UF RJ, 21945-970, Rio de Janeiro, Brazil, (tarang@coep.ufrj.br).

³A. Giusto is with Universidad de la República, Uruguay (alvaro@fing.edu.uy).

To assess these questions, the paper compares two proposed WAP schemes against the current protection strategy implemented on field.

The first WAP scheme is based on conventional power swing blocking (PSB) and out-of-step tripping (OST) functions included in distance protection relays, namely PSB-OST scheme [7, 8]. The controlled islanding was performed by measuring, locally, the rate of change of the impedance at both ends of 150kV lines. This strategy acts at four pre-selected 150 kV locations to make the North-South separation. The OST function was complemented with PSB function installed in other locations to prevent undesirable relay operations and network separation. Further details of this protective scheme are included in [9].

The second WAP scheme utilizes a novel algorithm based on synchrophasors called predictive Out-Of-Step Tripping, namely OOST scheme proposed in [10-15]. The detection of unstable oscillations is based on voltage phasors that are measured at both ends of the 500 kV lines. The instability is identified by monitoring slip (rate of change of their relative phase) and acceleration (rate of change of slip). Many oscillation patterns in the slip-acceleration plane were synthesized in order to assess the detection and prediction performance of the OOST algorithm.

A comprehensive set of simulations is performed using the complete and official database of the Uruguayan network by transient stability analysis along with a simplified model of the neighbor Argentinian network [16].

The main contribution of this paper is the comparative analysis of the results obtained with two different wide-area protective strategies (one based on distance relays, and the other based on synchrophasors) to detect the system separation after a severe fault. The analysis is based on simulations of a detailed dynamical model of the Uruguayan system. The results are also compared to the current protective strategy used by the utility.

The paper is organized as follows: Section II focuses on the out-of-step theory for line distance protection, Section III describes the synchrophasor theory for WAP. The simulations and studies performed are described in Section IV, including a discussion of the protection strategies, and Section V wraps up the paper with some concluding remarks.

II. DISTANCE PROTECTION AND POWER SYSTEM STABILITY

There are many technical books and papers describing power system stability and its relation to distance protection [7, 8, 17]. Electromechanical oscillations are common events in power systems. They may be the consequence of any disturbance in the power system such as line switching, faults, load shedding and generator tripping. During normal operation the magnitude of the oscillations are usually small and damped, but during abnormal operation the oscillations can become sustainable or undamped.

The loss of synchronism between areas affects the transmission lines relays. Distance relay elements may operate during a power swing, if the impedance locus enters the distance operating characteristic.

A) Distance Relays

Distance relays respond to positive-sequence quantities. The impedance measured by the distance relay during a power swing depends on the phase angle separation (δ) between the two equivalent system source voltages.

The two-machine equivalent system shown in Fig. 2 can be used to describe the performance of distance protection during electromechanical power swings. The impedance seen by the relay at point C during a power swing can be determined by (1), when assuming equal magnitude for the voltage sources, i.e., $|E_A| = |E_B| = 1$ p.u..

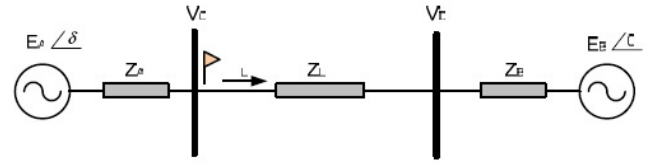


Fig. 2. Two machine system

$$Z_C = \frac{V_C}{I_L} = \frac{(Z_A + Z_B + Z_L)}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - Z_A \quad (1)$$

During a power swing the angle δ varies. For stable swing, the angle δ increases to a maximum value when the trajectory shifts direction and δ decreases to a minimum value, from where the trajectory shifts direction again. This sequence repeats until the power swing ends. For unstable swing, the δ trajectory reaches 180° .

B) Power Swing Detection Methods

The traditional and most commonly used method in power swing detection is based on measuring the positive-sequence impedance and the transition time through a blocking impedance area in the R-X diagram, as shown in Fig.3. The movement of the impedance for short circuit faults is faster compared to the movement of a power swing.

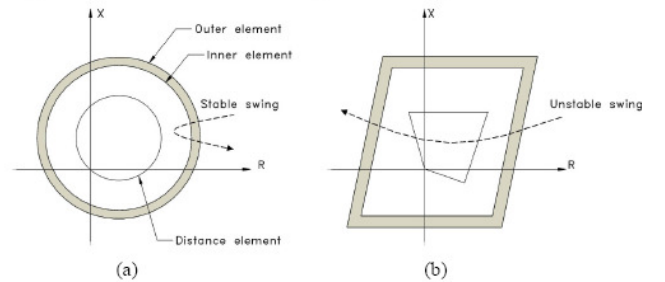


Fig. 3. Circular and quadrilateral power swing detection characteristic

A timer starts when the measured impedance enters the outer layer. If the measured impedance remains between the inner and outer layers for the set time delay, it is considered a power swing and the tripping of the relay is blocked during a certain period of time (Fig. 3). However, if the impedance crosses the inner and outer layers in a time shorter than the set time delay, the disturbance is considered a short circuit and tripping is allowed.

C) Out-of-Step Protection Functions

In order to prevent cascading failures triggered by the loss of synchronism, it is common the application of out-of-step protection functions. These functions detect the out-of-step conditions and take actions to separate affected areas, minimizing the loss of load and maintaining the service continuity.

There are two functions related to out-of-step detection. One is the OST (out-of-step tripping) function that discriminates between stable and unstable power swings, and starts a network islanding during loss of synchronism. The other is the PSB (power swing blocking) function that discriminates between a fault and a power swing. This function blocks the relay elements that are prepared to operate.

D) Out-of-Step Tripping (OST) and Power Swing Blocking (PSB) Functions

The OST schemes are planned to protect the power system during unstable power swings, isolating unstable generators or subsystems by the formation of stable islands. These functions must be installed in some pre-selected locations, and network separation must take place at these locations. The OST scheme must be supplemented with a PSB function installed in other locations, to prevent undesirable relay operations and network separation in an indiscriminate way.

The combination of OST and PSB functions for the controlled separation of the Uruguayan system into two stable islands, namely Strategy #1, is described later in Section IV.

III. OUT-OF-STEP AND UNSTABLE POWER SWINGS DETECTION WITH SYNCHROPHASORS

Synchrophasors can effectively be used to detect out-of-step or unstable power swings and are the basis of modern WAP schemes. Three algorithms based on synchrophasors are described in this section, to be later combined and applied to the Uruguayan power system.

Synchrophasors are defined as phasors calculated from a sampled voltage or current measurement, using a common or standard time signal [3]. A synchrophasor is represented as a complex number. Its module is the rms value of the magnitude and its argument is the instantaneous phase angle at nominal system frequency synchronized to universal time coordinated (UTC) [18].

A Phasor Measurement Unit (PMU) is a device that measures one- or three-phase AC electrical variables according to the general definition and accuracy required in the IEEE Synchrophasor Standard C37.118.1-2011 [19].

The standard IEEE C37.118-2005 [20] did not address the synchrophasors accuracy and time response under transient conditions; therefore, all tests were restricted to steady-state conditions. However, modern PMUs designed and constructed under that standard are capable of making accurate measurements under transient conditions, and there have been many publications documenting this feature [18]. The present technology allows the use of synchrophasors to measure power swings in power systems. New IEEE C37.118.1-2011 [19] standard includes dynamic requirements besides steady state, so static and dynamic interoperability of different manufacturers' PMUs is possible.

Time synchronization with Global Positioning System (GPS) and IRIG-B or IEEE 1588 time dissemination is enough to achieve 1 μ s accuracy or better, that corresponds to a 0.018 $^\circ$ angle error or to a Total Vector Error (TVE) of 0.031%.

Adequate communication capability is needed to send synchrophasors data to the Phasor Data Concentrator (PDC) in order to process them and take decisions.

A) Detection of unstable power swing with synchrophasors. PSD and OOST algorithms

Power Swing Detection (PSD) and Predictive Out-Of-Step Tripping (OOST) algorithms patented by Guzman-Casillas and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) [10, 11] are based on synchrophasors. These algorithms were studied comprehensively, slightly modified and suitably combined to test their prospective application in the Uruguayan power system for WAP protection and controlled islanding.

The distinctive characteristic of these algorithms is the use of the second derivative $\ddot{\delta}$ (acceleration, A , in Hz/sec) and the first derivative $\dot{\delta}$ (velocity or slip, S , in Hz) of the synchronized phase angle difference between two nodal voltages. These quantities are computed from subsequent samples of the relative angle δ :

$$\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad [Hz] \quad (2)$$

$$\ddot{\delta}_i = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad \left[\frac{Hz}{s} \right] \quad (3)$$

The placement of the two PMUs must ensure that the electrical center is between them. The PSD algorithm has the block diagram shown in Fig. 4 and it is described referring to Fig. 5, which represents the A - S plane. In few words, the PSD function is cleared (to a 'False' value) when the trajectory in the A - S plane enters the regions labeled "RESET" in Fig. 5, i.e., when A and S are both small or both large with respect to suitably chosen threshold values.

PSD is set to 'True' value when the trajectory enters the regions labelled "SET", where both variables A and S show intermediate values. When the trajectory enters in any of the white regions in Fig. 5, the PSD function is not modified and its last value is retained. Each transition has a timer associated in order to avoid spurious detections.

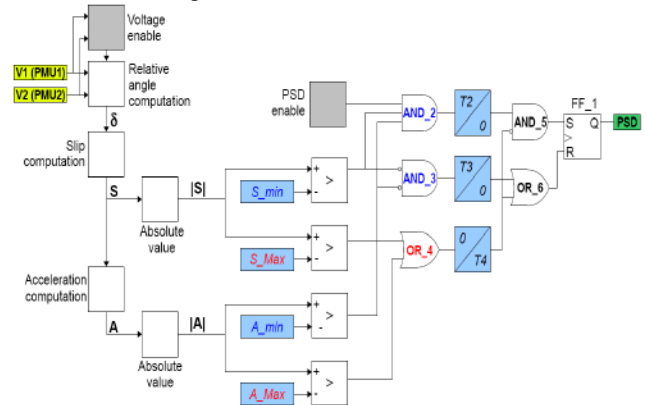


Fig. 4. PSD diagram

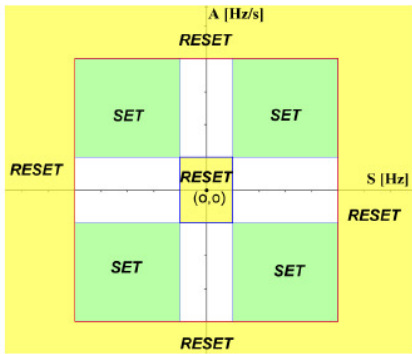


Fig. 5. PSD characteristic on the A-S plane

OOST algorithm is also based on the A-S plane and can be described with the help of Fig. 6. The algorithm identifies as unstable any trajectory going out of the central strip.

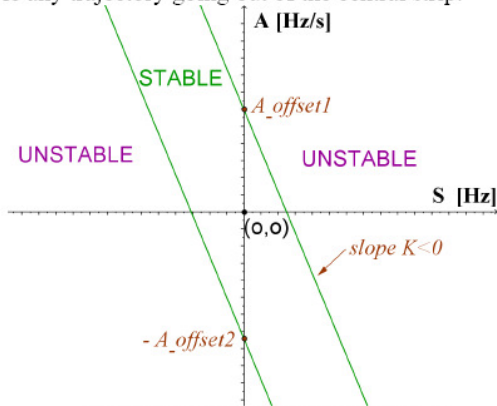


Fig. 6. OOST characteristic on the A-S plane

The idea behind this zone can be briefly described as follows. A monotonous unstable trajectory will go outside of the stable strip either by right or left since the slip variation direction will be unchanged. An unstable oscillatory trajectory will appear as a growing spiral hitting the boundaries after some cycles. A detailed discussion about the interpretation of the trajectories in the A-S plane is included in Section III.B. The corresponding logical block diagram is shown in Fig. 7. Transitions have also timers associated.

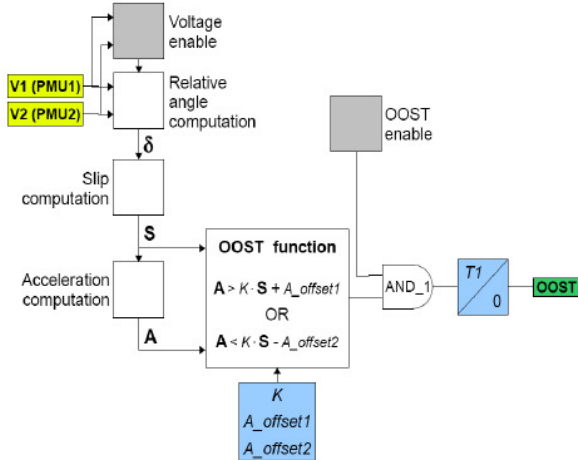


Fig. 7. OOST block diagram

Both algorithms PSD and OOST have a predictive behavior, since the detection is not only based on the angle, but also on its first and second derivative. A detailed study of different oscillation patterns in the A-S plane was performed in [21] along with a discussion of the role of each algorithm. Complementary to these approaches is the algorithm OOST (Out-Of-Step Detection) [10] which is only based on the angle. A slightly modified variant of this algorithm, named OOSTv, is shown in Fig. 8. It basically consists in the comparison of the absolute value of the angle with a suitable threshold (typically 120 degrees to detect out-of-step condition [21]). The same behavior can be obtained by a proper configuration of applications in patent [20].

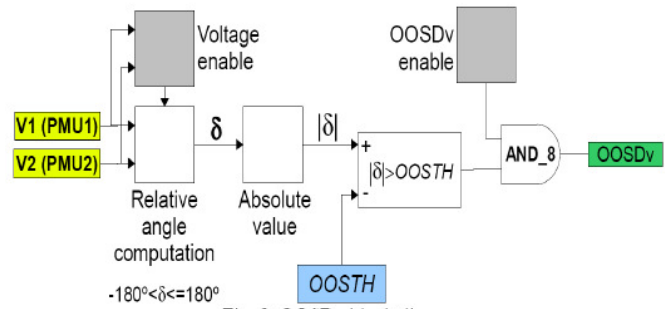


Fig. 8. OOSTv block diagram

The out-of-step condition and the unstable swings are assessed with the combination of the three functions PSD, OOST and OOSTv in the following way:

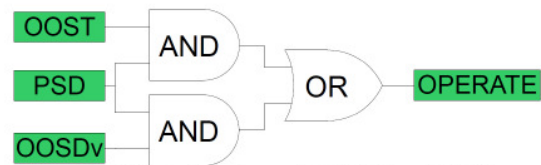


Fig. 9. Logical function on OOST, PSD, and OOSTv.

The combined OOST AND PSD characteristic of Fig. 9 may be seen as the superposition of Fig. 5 and Fig. 6. The characteristic is shown, with the parameters of Table I of Section IV, on the A-S plane as seen in Fig. 10.

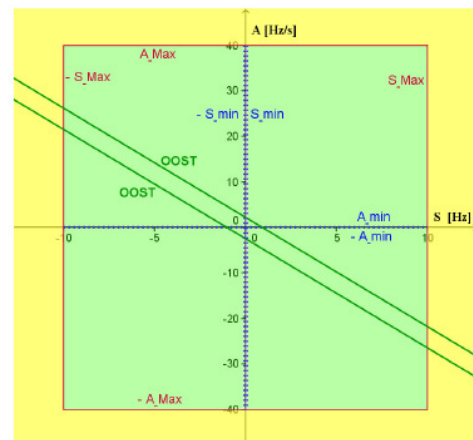


Fig. 10. OOST AND PSD characteristic on the A-S plane.

As A_{\min} and S_{\min} are very small, see Table I, the inner yellow reset region and the white regions of Fig. 5 are imperceptible in Fig. 10.

In the presence of detected power swings (PSD function), the WAP scheme is operated if either predictive or conventional out-of-step is detected (OOST, OOSTv). This procedure was used for the studies developed for the Uruguayan network in Strategy#2 described in Section IV.

B) Quantitative analysis of transient response in the A-S plane

Transient behavior of power systems is studied with the help of different plots. Angular time responses are commonly visualized in $\delta(t)$, $\dot{\delta}(t)$ plots. The protection systems typically are studied on the impedance $R-X$ plane. Each analysis tool provides meaningful information once the patterns associated to the basic phenomena under study are known.

The predictive algorithms described in Section III.A take decisions based on the location of the trajectories on the $A-S$ plane. This analysis tool is not thoroughly exploited in the power system literature, but it has its roots on the well-known phase-plane plots, used in the classical literature of dynamical systems [23].

Fig. 11 shows three typical time responses, commonly found in transient stability studies where a representative relative angle is plotted as a function of time. An unstable oscillatory response is shown in the upper plot, along with a non-oscillatory unstable response (center plot) and a stable damped response (lower plot).

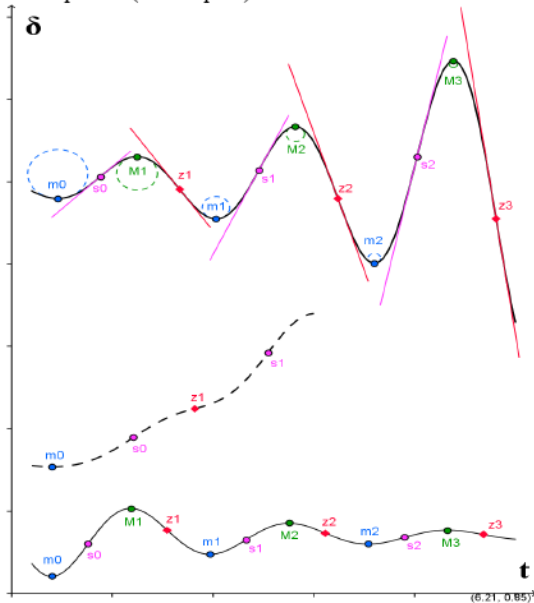


Fig. 11. Representative $\delta(t)$ time responses

Consider the upper plot of Fig. 11. Characteristic singular points are marked, namely the local maxima (M_i), minima (m_i), the inflection points with positive (s_i) and negative (z_i) derivative. The osculating circles, for the maxima and minima, are also shown. The second derivatives at these points are inversely proportional to the respective radii. The corresponding plot in the $A-S$ plane is shown in Fig. 12.

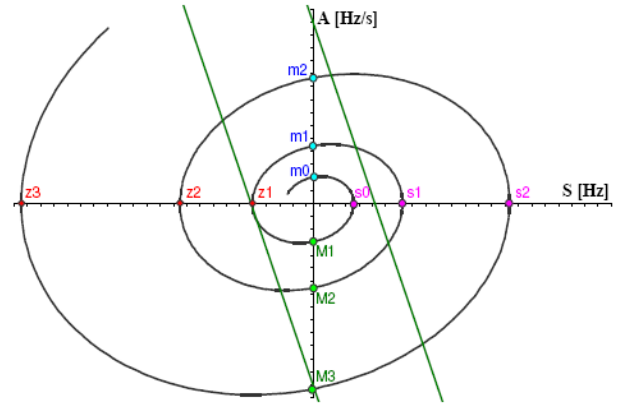


Fig. 12. A-S plot of oscillatory unstable trajectory.

Growing swings result in a growing spiral linking the positive and negative inflection points on the abscissa axis and the maxima and minima on the ordinate axis. Fig. 13 shows the $A-S$ plots of the two remaining time responses in Fig. 11.

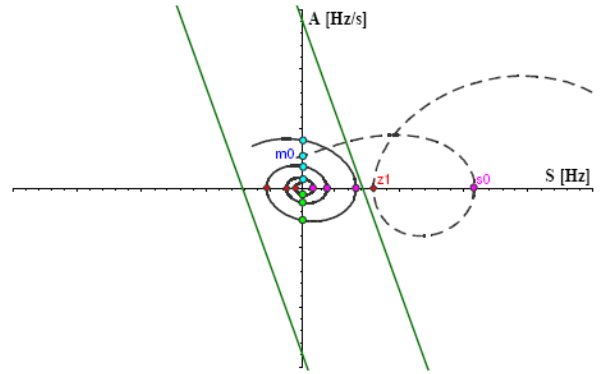


Fig. 13. A-S plots of time responses of Fig. 11.

The dashed line in Fig. 13 (that corresponds to the dashed center plot of Fig. 11) has a characteristic loop of out-of-step or loss of synchronism that crosses the abscissa axis without encircling the origin. So, the OOST algorithm appears predictive or preventive since the out-of-step is detected by OOST when the trajectory goes outside of the central stable strip (green lines) and before the mentioned loop occurs.

The PSD function described with the help of Fig. 5 can be briefly explained as follows. In steady-state condition, power systems ideally operate at the origin (0,0) of the $A-S$ plane. Normal operation moves slightly the point around the origin and motivates the central RESET region marked yellow in the figure. On the other hand, excessive acceleration or slip are associated to short circuits and motivate the outer RESET yellow region.

IV. TIME DOMAIN DYNAMICAL SIMULATIONS

The Uruguayan power network model used in this study contains approximately 360 buses and nearly 50 generator units. Most of these units are hydroelectrical generators. The neighbor Argentinian network is represented by a reduced model with three equivalent generators, referred to as 'Ezeiza', 'Alfuferte' and 'Rodríguez', and detailed models for the hydroelectrical generator units at 'Yaciretá' and 'Salto Grande'

[16]. The Uruguayan power system model includes the complete power grids of 500 kV and 150 kV and part of the 60 kV grid. Fifth-order and 6th-order models are utilized for the hydro and thermal synchronous machines, respectively.

The scenario under study is one with maximum thermal generation with some hydro units in service. The scenario assumes that one of the 500 kV Palmar-Montevideo lines is out of service. The critical contingency is a fault in the remaining 500 kV line that carries power from North to South. The disturbance to be analyzed is the following:

1. A 3-phase fault at $t=1s$, on the mentioned 500 kV line, near the Montevideo end.
2. The clearance times used were:
 - a. $t=60ms$ (3 cycles) for the near end
 - b. $t=80ms$ (4 cycles) for the far end
3. The fault is removed with the complete outage of the line.

After the fault is removed, the power system is divided into two groups of coherent machines: one that presents a frequency over the nominal (50 Hz); and the other that presents a frequency under the nominal. The respective over and under frequency simply reflects the mismatch between load and generation for each subsystem.

Three emergency protection strategies involving load shedding in the South and network separation are analyzed and compared:

1. Strategy#0 – mimics utility current practice, which consists of a large amount of load shedding with no network separation;
2. Strategy#1 – performs load shedding and network separation into two stable islands, considering only local measurements;
3. Strategy#2 – also performs load shedding and network separation, but considers both local and remote synchronized phasors.

This investigation was performed with the software DSATools [24]. The action of the protective devices on the network was not automated into DSATools. Instead, the tripping actions were thoroughly studied in A-S plots using DSATools outputs and Matlab [25], successively.

A) Strategy#0 – Load shedding

This strategy, the one actually in operation, consists in a load shedding on the subsystem that presented low frequency, in order to maintain the whole network connected through the 150kV lines. So, after the removal of the fault, 600 MVA of load was rejected in Montevideo's area, representing 36% of the total load in the Uruguayan system.

The impacts of the load shedding on frequency and voltages are shown in Fig. 14 and Fig. 15, respectively.

We remark the significance of the amount of the load shed. The critical results shown in Strategy#0 motivated the investigation of alternative emergency protective schemes, that would consider controlled network separation.

The UFLS scheme is based on under-frequency relays installed in substations, in order to trip the low-voltage circuit breakers. The low-frequency setting is 49.5 Hz, instantaneous tripping [9].

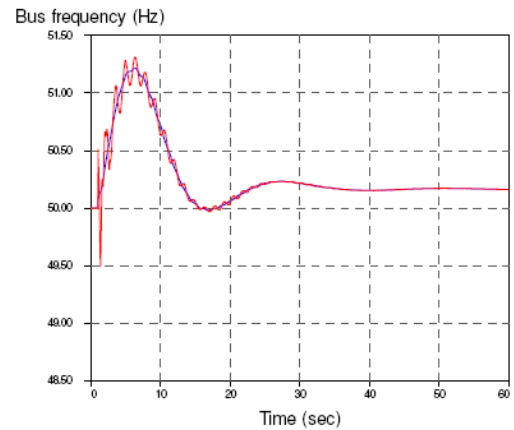


Fig. 14. System frequencies with Strategy#0.

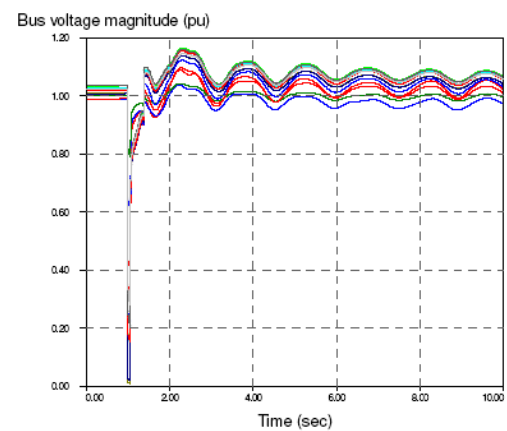


Fig. 15. System voltages with Strategy#0.

B) Strategy#1 – Controlled Islanding and load shedding with local measurement

The islanding scheme must be applied to pre-selected network locations, preferably near the electrical center, and network separation must take place at such locations to preserve a close balance between load and generation. The island scheme can be performed by installing OST functions in the preselected locations.

In the Uruguayan network, the electrical center is located in the middle of Montevideo city, which makes difficult the suitable splitting of the system. Thus, the locations to perform the islanding were changed to the southern ends of the 150 kV lines linking Montevideo with the North. The resulting South island is formed by the busbars within the circled area shown in Fig. 1. Therefore, 300 ms after the fault was cleared, the power system splits in two islands. To perform a controlled islanding, the PSB function must be installed in some lines to avoid uncontrolled trip of some lines. The time is selected to allow the protection system to detect the North-South low-frequency oscillation (250 ms), let the breakers open (50 ms) and minimize the number out-of-step functions to install.

Since the controlled islanding was performed in four points relatively far from the electrical center, both islands were unbalanced in load and generation. A load shedding scheme was implemented at the South island. The amount of load shed was 496 MW. The load shedding was set to be done 300 ms after the island formation. The time selection criterion for the

load shedding is dependent on the under frequency protection limit: 48.5 Hz. The load shedding must occur before the under frequency relays trip the generating units in the South island. The impact of this protective strategy on frequency is shown in Fig. 16; the voltages (not shown) have a behavior similar to Fig 15.

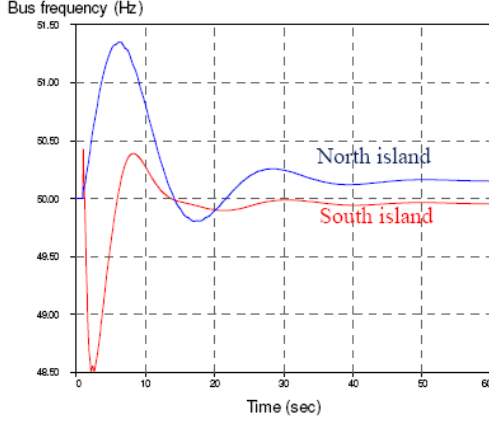


Fig. 16. North (blue) and South (red) frequencies with Strategy#1

C) Strategy#2 – Controlled Islanding and load shedding with synchrophasor

This strategy uses the function OPERATE that results of the logical combination of functions PSD, OOST and OOSDv shown in Fig. 9 and Fig. 10. The case under study is the same already described for Strategy#1. The same contingency, the same sites for tripping, and the same places for load shedding are used. Likewise it was done for Strategy#1, a comprehensive set of contingencies and operating scenarios was also analyzed to evaluate the PSD-OOST algorithm performance and to establish a robust arrangement for its settings, shown in Table I.

Table I – PSD-OOST Parameters

$S_{min} = 0.09$ Hz	$T2 = 3$ cycles	$A_{offset1} = 2.1$ Hz/s
$S_{Max} = 10$ Hz	$T3 = 3$ cycles	$A_{offset2} = 2.6$ Hz/s
$A_{min} = 0.1$ Hz/s	$T4 = 3$ cycles	$T1 = 3$ cycles
$A_{Max} = 40$ Hz/s	$K = -2.4$ s ⁻¹	$OOSTH = 120$ °

The procedure to establish these settings was based on simulations and the direct experience with the system under study. The analysis started with typical values proposed in [10 - 15] but without timers. Then acceleration, slip and slope settings were modified until OOST and PSD worked suitably. Finally, all the settings, timers included, were adjusted interactively to their definitive values. This procedure was carried out for a representative set of scenarios and contingencies, see [21].

The two PMUs are simulated as located in Palmar (North) and Montevideo (South). With reference to Fig. 1, one of the two dashed 500 kV lines linking Montevideo and Palmar is initially out of service and the fault occurs on the other line. So, the bulk 500 kV link is suddenly lost, making the two strong 500 kV buses fall apart, thus becoming a natural choice for the PMU locations. We remark that the choice of the PMU locations is specific for the studied contingencies.

The PDC that receives synchrophasors data and performs the predictive PSD and OOST algorithms is simulated in Matlab [25].

The results show that the combination of PSD and OOST algorithms with the settings given in Table I detected South-North separation at 190 ms after the fault is cleared. This allows us to conclude that the islanding in 150 kV and load shedding can be done 250 ms after the fault is cleared.

Fig. 18 and Fig. 19 show the performance of the algorithms in the A - S plane, as well as in the slip-phase plane, respectively, while Fig. 20 shows the time response of the angle difference of the 500 kV nodal voltages for the contingency under study. ‘‘O’’ is the stable pre-fault operating point, shown in the three plots. Red crosses represent points where PSD AND OOST function detects the 500 kV North-South separation, circumstance that triggers islanding by the opening of the 150 kV lines and performs the load shedding.

Fig. 18 shows the first out-of-step detection in a predictive way (first red cross, point B) once the $T2$ timer is completed after $\dot{\delta} = K \times \delta + A_{offset1}$ (upper green line) is exceeded in point A. Points D and F show the second and third out-of-step detection done by (OOST AND PSD) signal that sets the OPERATE signal of Fig. 9, and points C and E correspond to the reset of OOST signal. It is clear that only the first and faster out-of-step detection has practical interest; the others show the behavior of OOST algorithm.

Fig. 20 shows the angle trajectory, highlighting the same points A to F along with the logical signals (OOST AND PSD), (OOSDv AND PSD) and OPERATE defined in Fig. 9. It is also shown, with a blue dash-dotted line, the $OOSTH=120^\circ$ setting of the OOSDv algorithm. It is seen that OOST function is faster than OOSDv function, even if a smaller OOSTH setting is used. So OOSDv is not relevant in this particular contingency.

Fig. 17 shows that the power system protected with Strategy#2 has frequency behavior similar to the Strategy#1 shown in Fig. 16. The South frequency for Strategy#2 has slower recovery with less overshoot and less final frequency. The voltage behavior, not shown, is also similar to Fig. 15.

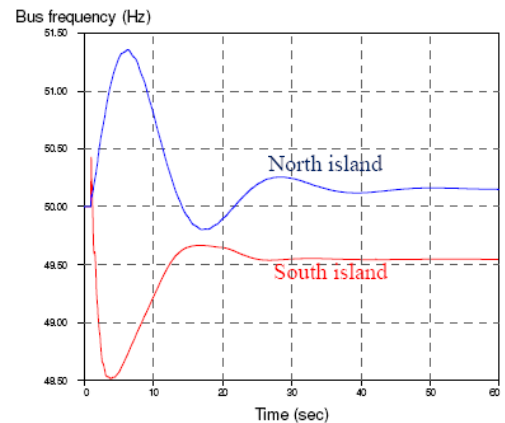


Fig. 17. North (blue) and South (red) frequencies with Strategy#2

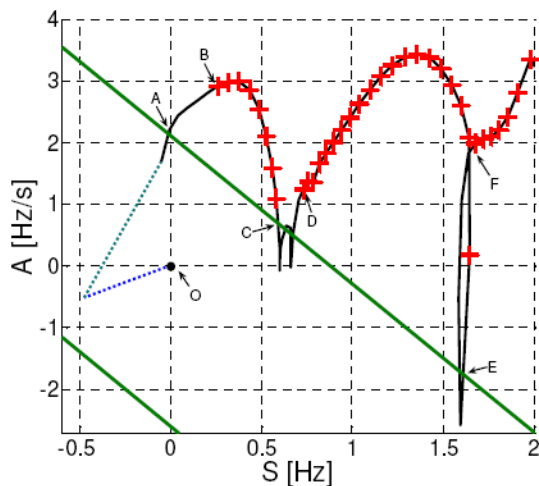


Fig. 18. Operation of combination of PSD and OOST algorithms on the A - S plane

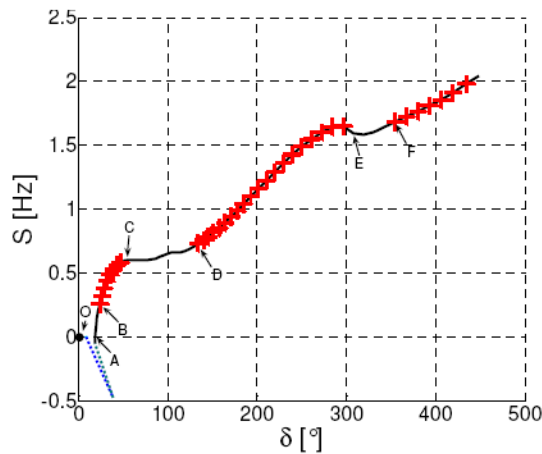


Fig. 19. Operation of PSD and OOST on the $S \times \delta$ plane

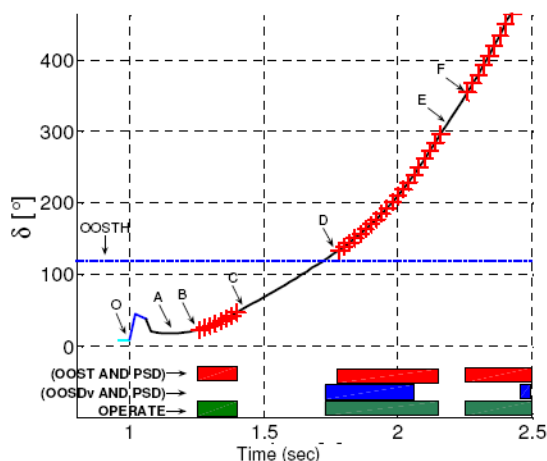


Fig. 20. Operation of PSD and OOST on the δ time response

The contingency under study is so critical that only a significant load shedding is able to prevent a widespread blackout. If the system is not split (Strategy#0), the minimum amount of the load shedding, able to keep acceptable transient behavior of the generation units is near 602 MW. This strategy has the advantage of keeping the system intact, but it has the biggest cost in terms of avoidable load shedding. Strategy#1

consists of the splitting at four preselected locations plus a load shedding allowing a stable operation in two islands with acceptable transient swings. The amount of load to be shed is 496 MW.

On the other hand, the use of synchrophasors for a predictive out-of-step detection, Strategy #2, has allowed a faster detection than Strategy #1. Thus, it turns possible a further reduction of the load shedding to 418 MW, ensuring the transient stability of both resulting islands. Table II summarizes the amount of load shedding, in percentage and absolute values, needed in each strategy analyzed.

Table II – Load shedding

Strategy #0	Strategy #1	Strategy #2
602 MW	496 MW	418 MW
100%	82,40%	69,50%

V. CONCLUSIONS

This paper presented two WAP schemes for controlled islanding of the Uruguayan electrical power system. The performance of both approaches was assessed for different scenarios of generation and load profiles. The results showed that controlled islanding of the North-South tie with fast load shedding with both schemes performed significantly better than the current utility practice. The necessary load shedding was reduced by 18% when the PSB-OST scheme (using only local signals) was utilized, and by 30% when the OOST scheme (using synchrophasor measurement) was utilized when compared with the current utility practice. The OOST scheme looked more attractive since it is able to curtail less amount of load, due to its predictive capability. However, the PSB-OST scheme should not be discarded since it provides a simple and cost effective solution to the problem. It also has the advantage that it can be implemented with the current protection system already in place.

VI. ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to acknowledge Gonzalo Casaravilla and Cesar Briozzo for providing the means of our collaboration. We also acknowledge UdelaR and CAPES for the financial support.

VII. REFERENCES

1. CIGRE Task Force 38.02.19, "System Protection Schemes in Power Networks" Technical Brochure 187, June 2001.
2. B. Yang, V. Vittal, G. T. Heydt, "Slow-Coherency-Based Controlled Islanding—A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 4 pp. 1840-1847, November 2006.
3. A. G. Phadke, "Synchronized Phasor Measurements in Power Systems", *IEEE Computer Applications in Power*, Vol.6, No.2, pp.10-15, April 1993.
4. A.G. Phadke, J.S. Thorp, "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications", Springer, ISBN 978-0-387-76535-8, 2008.
5. C. Sena, R. Franco, A. Giusto, "Performance evaluation of power swing blocking functions and islanding protection - A case study on the Uruguayan network", *Proc. IEEE PES General Meeting*, July 2010.
6. A. Giusto, P. Monzón, "Modal analysis of the Uruguayan Electrical Power System", *Proc. IEEE PES General Meeting*, July 2010.

7. D. Tziouvaras, D. Hou, "Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements", 30th Annual Western Protective Relay Conference, October 21-23, 2003, Spokane Washington.
8. G. Benmouyal, D. Tziouvaras, D. Hou, "Zero-Setting Power-Swing Blocking Protection", 31th Annual Western Protective Relay Conference, October 19-21, 2004, Spokane Washington.
9. C.Sena, G.Taranto, A.Giusto, "An Investigation of Controlled Power System Separation of the Uruguayan Network", 2010 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control, August 2010.
10. A. Guzman-Casillas, "Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data", International Application Published Under The Patent Cooperation Treaty (PCT), World Intellectual Property Organization International Bureau, *International Publication Number WO 2009/1042966.A1*, April 2009.
11. A. Guzman-Casillas, "Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data", *United States Patent Application Publication US 2009/0089608.A1*, April 2009.
12. A. Guzman-Casillas, V. Mynam, G. Zweigle, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., "Backup Transmission Line Protection for Ground Faults and Power Swing Detection Using Synchrophasors", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.* 20070918 • TP6291-01, 2007.
13. E. III Schweitzer, D. Whitehead, A. Guzman-Casillas, Y. Gong, M. Donolo, "Advanced Real-Time Synchrophasor Applications", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.* 20080923 • TP6337-01, 2008.
14. E. III Schweitzer, A. Guzman-Casillas, H. Altuve, D. Tziouvaras, "Real-Time Synchrophasor Applications for Wide-Area Protection, Control, and Monitoring", *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.* 20090831 • TP6379-01, 2009.
15. E. III Schweitzer, D. Whitehead, G. Zweigle, K. Ravikumar, "Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications", *Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers*, IEEE, 20100304 • TP6372-01, 2010.
16. M. Arstenstein, A. Giusto, "Equivalent Models of the Argentinian Electrical Power system for Stability analysis of the Uruguayan Network", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Colombia, August 2008.
17. P. Kundur, *Power System Stability and Control*, The EPRI Power System Engineering Series, Mc-Graw Hill Inc, 1994.
18. North American SynchroPhasor Initiative (NASPI), Performance and Standards Task Team (PSTT), "Basic PMU Specification and Standard Definition", <https://www.naspi.org/site/Module/Resource/PMUInstallation.aspx>, May 2008.
19. IEEE Standard, "IEEE C37.118.1-2011 for Synchrophasor Measurements for Power Systems", December 2011.
20. IEEE Standard, "IEEE C37.118-2005 for Synchrophasors for Power Systems", March 2006.
21. R. Franco, "Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo. Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas", *M.Sc. Thesis*, Universidad de la República, Uruguay, 2012 (*in Spanish*). ISSN 1688-2806. ISSN 1688-2792.
22. A. Guzman-Casillas, M. Mynam, M. Donolo, "Islanding Detection in an Electrical Power Delivery System", United States Patent Application Publication US 2010/0286838 A1, November 2010.
23. H. Khalil, "Nonlinear Systems", Prentice Hall, 1996.
24. DSATools – Dynamic Security Assessment Software, *PowerTech Labs Inc.*, www.powertechlabs.com
25. MATLAB – The Language of Technical Computing, *The MathWorks Inc.*, www.mathworks.com

BIOGRAPHIES



Ricardo Franco was born in Montevideo (Uruguay) in 1962. He graduated in Electrical Engineering from Universidad de la República, Uruguay, in 1994. He is pursuing the master degree in Electrical Engineering. He works in the Protection Section of Transmission (and Generation) of UTE (Uruguayan national electricity generation, transmission and distribution public utility) since 1989. He is with the Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de

Ingeniería, Universidad de la República since 2007. His research interests are power system protection and relaying, WAMPAC, power system stability, and artificial neural networks. He is IEEE Member and Graduate Student Member since 1995 and CIGRÉ Member since 2008.



Celia Sena received the engineering degree in 1997 and the master degree in 2010 from Universidad de la República, Uruguay, both in Electrical Engineering (EE). Since 1992, she has been working at the public Uruguayan utility (UTE) at the power system protection department. Since 2007, she has been with the Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay. Her research interests include power system protection, dynamics and control.



Glauco N. Taranto (S'92, M'96, SM'04) received the B.Sc. degree in 1988 from the State University of Rio de Janeiro, the M.Sc. degree in 1991 from the Catholic University of Rio de Janeiro, and the Ph.D. degree in 1994 from Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, NY, USA, all in Electrical Engineering (EE). In 2006, he was on sabbatical leave as a Visiting Fellow at CESI, Milan, Italy. Since 1995, he has been with the EE Dept. - Federal University of Rio de Janeiro /COPPE, Brazil, where he is currently an Associate Professor. His research interests include power system dynamics and controls, intelligent control, and robust control design. He is member of the IEEE PES, PSDP Committee, IEEE CSS and CIGRÉ.



Alvaro Giusto was born in Montevideo (Uruguay) in 1965. He graduated in Electrical Engineering (1992) and obtained the Ph.D. Degree (2010) from the Universidad de la República, Uruguay and his M.Sc. degree from the Universidade Federal de Santa Catarina, Brazil. He is with the Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República since 1990. He has been working as independent consultant in automation and control since 1998. His research interests are power system stability, control theory and control applications.

Referencias bibliográficas.

- [Barchi, G. et al., 2012] Barchi, G., Macii, D., Petri, D. (2012). Accuracy of One-cycle DFT-based Synchrophasor Estimators in Steady-state and Dynamic Conditions. *978-1-4577-1772-7/12 ©2012 IEEE*
- [Belega, D. and Petri, D., 2012] Belega, D., Petri, D. (2012). Accuracy of the Synchrophasor Estimator Provided by the Interpolated DFT Algorithm. *978-1-4577-1772-7/12 ©2012 IEEE*
- [Castello, P. et al., 2012] Castello, P., Lixia, M., Muscas, C., Pegoraro, P. (2012). Impact of the Model on the Accuracy of Synchrophasor Measurement. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Vol. 61, N° 8, August 2012. 0018-9456 © 2012 IEEE*
- [CIGRE TF 38.02.19, 2001] CIGRE Task Force 38.02.19 (2001). System Protection Schemes in Power Networks. *CIGRE Task Force 38.02.19 Report 187. June 2001.*
- [CIGRE WG C4.601, 2007] CIGRE Working Group C4.601 (2007). Review of On-Line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques. *CIGRE Report 325. ISBN 978-2-85873-009-4*
- [Clarke, 1950] Clarke, E. (1950). Circuit Analysis of A-C Power Systems. Volume II., *New York – John Wiley & Sons Inc, London – Chapman & Hall Limited.*
- [d-maps.com]
http://d-maps.com/carte.php?lib=uruguay_mapa&num_car=1926&lang=es
- [Franco, Sena, Taranto, Giusto, 2012a] Franco, R., Sena, C., Taranto, G., Giusto, A. (2012). Using Synchrophasors for Controlled Islanding – A Prospective Application in the Uruguayan Power System. *XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE). May – 20th to 23rd – 2012, Rio de Janeiro (RJ) – Brasil.*
- [Franco, Sena, Taranto, Giusto, 2012b] Franco, R., Sena, C., Taranto, G., Giusto, A. (2012). Using Synchrophasors for Controlled Islanding – A Prospective Application in the Uruguayan Power System. *Under Revision of IEEE Transactions on Power Systems Editor and Reviewers. 2012.*
- [Giusto, Monzón, Artenstein, Hirsch, 2003] Giusto, A., Monzón, P., Artenstein, M., Hirsch, R. (2003). Apuntes del curso Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. UdelaR- FING-IIE.
- [Giusto, Monzón, Artenstein, Sena, Franco, 2008] Giusto, A., Monzón, P., Artenstein, M., Sena, C, Franco, R. (2006-2008). Estudios de estabilidad de escenarios a corto plazo del sistema eléctrico uruguayo. *Proyecto PDT 47/05.*
- [Guzman et al., 2005] Guzman, A., Samineni, S., Bryson M. (2005). Protective Relay Synchrophasor Measurements During Fault Conditions. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. SEL 2005. 20050920 TP6214-01.*

- [Guzmán et al., 2007] Guzmán, A., Mynam, V., Zweigle, G., Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2007). Backup Transmission Line Protection for Ground Faults and Power Swing Detection Using Synchrophasors. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 20070918 • TP6291-01*.
- [Guzman-Casillas, 2009a] Guzman-Casillas, A. (2009a). Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data. *International Application Published Under The Patent Cooperation Treaty (PCT), World Intellectual Property Organization International Bureau, International Publication Number WO 20091042966 A1*.
- [Guzman-Casillas, 2009b] Guzman-Casillas, A. (2009b). Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data, *United States patent Application Publication US 2009/0089608 A1*.
- [IEC 61588, 2009] IEC 61588-2009 (2009). Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems. *ISBN 2-8318-1026-3*.
- [IEEE C37.2-1996, 1996] IEEE C37.2-1996 (1996). IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations.
- [IEEE C37.118, 2005] IEEE C37.118-2005 (2005). IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
- [IEEE C37.118.1, 2011] IEEE C37.118.1-2011 (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. Revision of IEEE Std C37.118-2005.
- [IEEE C37.118.2, 2011] IEEE C37.118.2-2011 (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. Revision of IEEE Std C37.118-2005.
- [IEEE C37.238, 2011] IEEE C37.238-2011 (2011). IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications.
- [IEEE PES WG C-6, 2002] IEEE Power Engineering Society – Power System Relaying Committee – System Protection Subcommittee Working Group C-6 (2002). Wide Area Protection and Emergency Control. *System Protection Subcommittee Working Group C-6 Final Report*.
- [IEEE PSRC WG D6, 2005] IEEE PSRC WG D6 (2005). Power Swing And Out-Of-Step Considerations On Transmission Lines. *Report to the Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society*.
- [IEEE WG, 1980] IEEE Working Group on the Effects of Switching on Turbine-Generators (1980). IEEE Screening Guide for Planned Steady-State Switching Operations to Minimize Harmful Effects on Steam Turbine-Generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 4 July/Aug 1980*.
- [IEEE 1588, 2008] IEEE 1588-2008 (2008). IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems.

- [IRIG 200, 2004] Range Commanders Council, Telecommunications and Timing Group (2004). IRIG Standard 200-04. IRIG Serial Time Code Formats. September 2004.
- [Kundur, 1994] Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. *McGraw-Hill 1994 ISBN 9780070359581*.
- [Lixia, 2010-2011] Lixia, M. (2010-2011). IEEE 1588 Synchronization in distributed measurement systems for electric power networks. *Dottorato di ricerca in ingegneria elettronica ed informatica. (PHD). Università degli Studi di Cagliari*.
- [Machowski et al., 2008] Machowski, J., Bialek, J., Bumby, J. (2008) Power System Dynamics. Stability and Control. Second Edition. *John Wiley & Sons Ltd, ISBN 978-0-470-72558-0*
- [Macii, D. et al., 2012] Macii, D., Petri, D., Zorat, A. (2012). Accuracy Analysis and Enhancement of DFT-Based Synchrophasor Estimators in Off-Nominal Conditions. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement (article accepted for inclusion in a future issue of this journal). 0018-9456 © 2012 IEEE*
- [Madani et al., 2011] Madani, V., Martin, K. Novosel, D. (2011) . Synchrophasor Standards and Guides PSTT and IEEE PSRC. *NASPI General Meeting, February 23, 2011. Ft. Worth, TX <https://www.naspi.org/site/Module/Resource/Resource.aspx>*
- [Mooney and Fischer, 2005] Mooney, J., Fischer, N. (2005). Application Guidelines for Power Swing Detection on Transmission Systems. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. SEL 20050920 TP6228-01*.
- [Mulhausen et al., 2010] Mulhausen, J., Schaefer, J., Mynam, M., Guzmán, A., Donolo, M., Florida Power & Light Company, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.(2010). Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future. *2010 Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers. © 2010 IEEE. 20100527 • TP6381-01*.
- [NASPI, 2008] North American SynchroPhasor Initiative (NASPI), Performance and Standards Task Team (PSTT) (2008). Basic PMU Specification and Standard Definition. <https://www.naspi.org/site/Module/Resource/PMUInstallation.aspx>. 5/22/08
- [Phadke and Thorp, 2008] Phadke, A.G., Thorp J.S. (2008). Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. *Springer Science+Business Media ISBN 978-0-387-76535-8*
- [Poder Ejecutivo, 2002] Poder Ejecutivo del Uruguay. (2002). Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica. *Decreto N° 278/002, Junio 2002*.
- [Schweitzer et al., 2008] Schweitzer, E. III, Whitehead D., Guzman, A., Gong Y., Donolo, M., (2008). Advanced Real-Time Synchrophasor Applications. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 20080923 • TP6337-01*.
- [Schweitzer et al., 2009] Schweitzer, E. III, Guzmán, A., Altuve, H., Tziouvaras, D. (2009). Real-Time Synchrophasor Applications for Wide-Area Protection, Control, and Monitoring. *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 20090831 • TP6379-01*.

- [Schweitzer et al., 2010] Schweitzer, E. III, Whitehead, D., Zweigle, G., Ravikumar K., Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2010). Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications. *2010 Texas A&M Conference for Protective Relay Engineers*. © 2010 IEEE. 20100304 • TP6372-01.
- [Sena, 2010] Sena, C. (2010). Oscilación de Potencia en los Sistemas Eléctricos: Protección y Control. *Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. ISSN: 1688-2776.*
- [SIEMENS, 2005] SIEMENS (2005). SIPROTEC Distance Protection 7SA6 V4.61 and higher Manual, C53000-G1176-C156-5.
- [Walker et al., 1981] Walker, D., Adams, S., Placek, R., (1981). Torsional Vibration and Fatigue of Turbine-Generator Shafts. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 11 November 1981.*