



**Universidad Nacional Mayor de San Marcos**

**Universidad del Perú. Decana de América**

**Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica**

**Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica**

**Detección de oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo mediante los algoritmos PSD y OOST utilizando sincrofasores para aplicarlos al sistema eléctrico peruano**

**TESIS**

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

**AUTOR**

Omar Alexander ZAMORA CONDORI

**ASESOR**

Hipólito RODRÍGUEZ CASAVILCA

Lima, Perú

2019



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

## Referencia bibliográfica

---

Zamora, O. (2019). *Detección de oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo mediante los algoritmos PSD y OOST utilizando sincrofasores para aplicarlos al sistema eléctrico peruano*. Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Electricista. Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.

---

## HOJA DE METADATOS COMPLEMENTARIOS

**Código Orcid del autor (dato opcional):**

-----

**Código Orcid del asesor o asesores (dato obligatorio):**

0000-0003-1728-4487

**DNI del autor:**

70285965

**Grupo de Investigación:**

Grupo Ecológico de San Marcos

**Institución que financia parcial o totalmente la investigación**

-----

**Ubicación geográfica donde desarrolló la investigación. Debe incluir localidades y coordenadas geográficas**

Cercado de Lima, Perú, Longitud: 077° 1' 41.66" Altitud: S12° 2' 35.45"

**Año o rango de años que la investigación abarcó:**

2017-2018



**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**  
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA**

**ACTA DE SUSTENTACIÓN N° 004-VDAC-UMRAGT-FIEE/2019**

**TESIS N° 004-FIEE/2019 PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA**

Los suscritos Miembros de Jurado, nombrados por la Dirección de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica de acuerdo a la Resolución Rectoral N° 03823-R-17, reunidos en la fecha bajo la Presidencia del Ing. José Agustín Medina Ramírez e integrado por los Ingenieros: Ing. Luis Felipe Hernández Zevallos, Ing. Jesús Huber Murillo Manrique y el Mg. Hipólito Martín Rodríguez Casavilca (Miembro - Asesor)

Después de escuchar la Sustentación de Tesis del Bachiller **ZAMORA CONDORI, Omar Alexander (10190159)**, para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista por la modalidad de Titulación Ordinaria, quien expuso su **TESIS: "DETECCIÓN DE OSCILACIONES DE POTENCIA Y PÉRDIDA DE SINCRONISMO MEDIANTE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST UTILIZANDO SINCRÓFASORES PARA APLICARLOS AL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO"**.

Se acordó..... APROBAR .....por..... UNANIMIDAD .....

Con la Nota de..... 15 (QUINCE) ..... ( )

Ciudad Universitaria, 13 de agosto del 2019

Ing. José Agustín Medina Ramírez  
Presidente de Jurado

Ing. Luis Felipe Hernández Zevallos  
Miembro de Jurado

Ing. Jesús Huber Murillo Manrique  
Miembro de Jurado

Mg. Hipólito Martín Rodríguez Casavilca  
Miembro de Jurado-Asesor

Ing. Salomón Luque Gamero  
Director de la EPIEI



Dr. Víctor Manuel Cárdenas Ordoñez  
Decano FIEE - UMSM



Dedico la presente tesis a toda mi familia,  
la cual supo apoyarme durante todo este  
tiempo de una manera constante y  
alentadora a fin de alcanzar el objetivo.

Para la realización de la presente tesis fue necesario el apoyo de muchas personas a las cuales quiero agradecer.

En primer lugar a Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

Mi madre Roxana Condori, por darme la vida, creer en mí y porque siempre me apoyaste constantemente que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

Mi padre Orfilez Zamora, por sus consejos, sus valores que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

Mis abuelos Isabel Saturno y Francisco Condori (QEPD), por quererme y apoyarme siempre, esto también se lo debo a ustedes.

Mis tías Susana Condori, Ana Condori, Yolanda Condori, Isabel Condori y Carmen Condori, que son como mis madres en casa que me apoyan, me aconsejan y me criaron, a todas ustedes gracias por su amor.

Mi asesor, el ingeniero Hipólito Rodríguez que me brindo su tiempo para la elaboración de la presente tesis.

Mi amigo, el ingeniero Ricardo Franco que me brindo su tiempo desde Uruguay para la elaboración de la presente tesis; y que sin su ayuda no hubiese sido posible desarrollarla.

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.01.	:	Sistema eléctrico peruano	19
Fig. 1.02.	:	Sistema eléctrico peruano por Zonas	20
Fig. 1.03	:	Sistema eléctrico peruano por Zonas simplificado	22
Fig. 2.01.	:	Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico – Kundur	27
Fig. 2.02.	:	Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico – CIGRE	28
Fig. 2.03.	:	Modelo en régimen estacionario balanceado de un generador síncrono	30
Fig. 2.04.	:	Modelo en régimen transitorio balanceado de un generador síncrono	31
Fig. 2.05.	:	Modelo máquina – bus infinito de un sistema de potencia	31
Fig. 2.06.	:	Potencia eléctrica y mecánica del generador. Puntos de equilibrio estable e inestable	33
Fig. 2.07.	:	Cambios del estado de operación de un sistema eléctrico luego de una perturbación	35
Fig. 2.08.	:	Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia	36
Fig. 2.09.	:	Estructura general de una protección sistémica	37
Fig. 2.10.	:	Sinusoide de frecuencia	41
Fig. 2.11.	:	Sinusoide de frecuencia con amplitud y fase constante	42
Fig. 2.12.	:	Criterio de TVE	44
Fig. 2.13.	:	Red de datos de sincrofasores	47



Fig. 2.14.	:	Diagrama de bloques del algoritmo PSD	52
Fig. 2.15.	:	Operación del algoritmo PSD en el plano A(S). Fuera de escala	53
Fig. 2.16.	:	Operación del algoritmo PSD en el plano A(S) – Zonas simplificadas. Fuera de escala	57
Fig. 2.17.	:	Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST	58
Fig. 2.18.	:	Algoritmo OOST representado en el plano A(S)	59
Fig. 2.19.	:	Combinación utilizada de los algoritmos PSD y OOST	60
Fig. 2.20.	:	Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación amortiguada	62
Fig. 2.21.	:	Ángulo-velocidad-aceleración de oscilación estable amortiguada	63
Fig. 2.22.	:	Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación inestable	64
Fig. 2.23.	:	Ángulo-velocidad-aceleración de oscilación inestable	64
Fig. 2.24.	:	Ángulo-velocidad-aceleración sin extremos relativos entre puntos de inflexión	65
Fig. 2.25.	:	Oscilación inestable e inestable no oscilatorio vistas en el plano $\delta(\dot{\delta})$	67
Fig. 3.01	:	Estructura e interface de los programas	68
Fig. 3.02.	:	Diagrama de flujo del funcionamiento de los programas	69
Fig. 3.03.	:	Modelo del SEIN para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST en tiempo real	73

Fig. 3.04.	:	Reporte de resultados DigSilent	74
Fig. 3.05.	:	Eliminación del segundo grupo de valores en el instante de un cambio en el sistema simulado	76
Fig. 3.06.	:	Diagrama de bloques del algoritmo PSD	81
Fig. 3.07.	:	Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST	81
Fig. 3.08.	:	Combinación utilizada de los algoritmos PSD y OOST	81
Fig. 3.09.	:	Algoritmos PSD y OOST representados en conjunto en el plano A(S)	83
Fig. 3.10.	:	Zoom de la figura Fig. 3.09. Centrados en el origen	83
Fig. 3.11.	:	Modelo del SEIN para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST simulados en DigSilent y Matlab	84
Fig. 4.01.	:	Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 1 – 4	116
Fig. 4.02.	:	Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 5 – 6	117
Fig. 4.03.	:	Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 7 – 8	118
Fig. 4.04.	:	Graficas del plano A(S) para el Escenario Base y Modificado 9	119
Fig. 4.05.	:	Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 10 – 11	120
Fig. 4.06.	:	Escenario 10-Falla 3F Ocoña-San José – Pérdida de Sincronismo	122
Fig. 4.07.	:	Escenario 10-Falla 3F Mantaro-Cotaruse – Pérdida de Sincronismo	123

Fig. 4.08.	:	Escenario 10-Falla 3F Cotaruse-Socabaya – Pérdida de Sincronismo	123
Fig. 4.09.	:	Escenario 5 Base Cap. XC1 y XC3 F/S & L-2052 F/S. Falla 3F Chilca – Poroma. Acciones Correctivas	126
Fig. 4.10.	:	Escenario 8 Base Cap. XC3 F/S & L-2051 y L-2052 F/S. Falla 3F Chilca – Poroma. Acciones Correctivas	128
Fig. 4.11.	:	Derivada de la frecuencia eléctrica – Esc. Modificado 10-Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054)	131
Fig. 4.12.	:	Derivada de la frecuencia eléctrica – Esc. Base 5-Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	132
Fig. 4.13.	:	Derivada de la frecuencia eléctrica – Esc. Base 7-Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	133

## LISTA DE TABLAS

TABLA N° 2.01.	:	Tasa de reporte normalizada para señales de 60 Hz	44
TABLA N° 2.02.	:	Tasa de reporte normalizada para señales de 50 Hz	44
TABLA N° 2.03.	:	Cálculo discreto de aceleración y velocidad	50
TABLA N° 2.04.	:	Operación del Flip-Flop en estado de reposo	53
TABLA N° 3.01.	:	Esquema general de Protección Sistémica	72
TABLA N° 3.02.	:	Cálculo de la derivada primera y segunda sin eliminar filas	76
TABLA N° 3.03.	:	Cálculo de la derivada primera y segunda si se elimina una fila	76
TABLA N° 3.04.	:	Cálculo de la derivada primera y segunda eliminando la fila	79
TABLA N° 3.05.	:	Escenarios de transmisión considerados. Estiaje máximo 2018	80
TABLA N° 3.06.	:	Configuración de reactores para los escenarios de estudios	81
TABLA N° 3.07.	:	Ajustes iniciales para los algoritmos PSD y OOST	83
TABLA N° 3.08.	:	Ajustes finales para los algoritmos PSD y OOST	84
TABLA N° 4.01.	:	Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 1	88
TABLA N° 4.02.	:	Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 2	90
TABLA N° 4.03.	:	Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 3	91

TABLA N° 4.04.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 4	93
TABLA N° 4.05.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 5	96
TABLA N° 4.06.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 6	99
TABLA N° 4.07.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 7	102
TABLA N° 4.08.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 8	104
TABLA N° 4.09.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 9	108
TABLA N° 4.10.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 10	111
TABLA N° 4.11.	: Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 11	113
TABLA N° 4.12.	: Conjunto de resultados	114
TABLA N° 4.13.	: Tiempos correspondientes al Escenarios 5 Base	125
TABLA N° 4.14.	: Tiempos correspondientes al Escenario 5 Base con Acciones Correctivas	126
TABLA N° 4.15.	: Tiempos correspondientes al Escenarios 8 Base	127
TABLA N° 4.16.	: Tiempos correspondientes al Escenario 8 Base con Acciones Correctivas	128
TABLA N° 4.17.	: Variables relacionadas a la frecuencia	130
TABLA N° 4.18.	: Error en ángulo de fase y error total vectorial	135

## GLOSARIO DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

CCT	<i>Critical Clearing Time</i> (Tiempo Crítico de Despeje de Fallas).
COES SINAC	<i>Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.</i>
DC	<i>Data Concentrator.</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i> (Transformada Discreta de Fourier).
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>
L-2051	<i>Código de la línea de transmisión de 220 kV. Enlace entre las S.E. Mantaro y S.E. Cotaruse.</i>
L-2052	<i>Código de la línea de transmisión de 220 kV. Enlace entre las S.E. Mantaro y S.E. Cotaruse.</i>
L-2053	<i>Código de la línea de transmisión de 220 kV. Enlace entre las S.E. Cotaruse y S.E. Socabaya.</i>
L-2054	<i>Código de la línea de transmisión de 220 kV. Enlace entre las S.E. Cotaruse y S.E. Socabaya.</i>
L-5032	<i>Código de la línea de transmisión de 500 kV. Enlace entre las S.E. Chila y S.E. Poroma.</i>
L-5034	<i>Código de la línea de transmisión de 500 kV. Enlace entre las S.E. Poroma y S.E. Ocoña.</i>
L-5036	<i>Código de la línea de transmisión de 500 kV. Enlace entre las S.E. Ocoña y S.E. San José.</i>
MATLAB	Programa de <i>The MathWorks, Inc.</i>
NASPI	<i>North American SynchroPhasor Initiative.</i>
OMIB	<i>One Machine Infinite Bus</i> (Máquina – bus infinito).
OOST	<i>Predictive Out-Of-Step Tripping.</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator.</i>

PMU	<i>Phasor Measurement Unit.</i>
PSD	<i>Power Swing Detection.</i>
RAS	<i>Remedial Action Scheme.</i>
ROCOF	<i>Rate Of Change Of Frequency.</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i>
SEIN	<i>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.</i>
SIPS	<i>System Integrity Protection Scheme.</i>
SPS	<i>System Protection Scheme.</i>
SVP	<i>Synchrophasor Vector Processor.</i>
SWING	<i>Oscilación.</i>
TVE	<i>Total Vector Error.</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>
XC1	<i>Código del capacitor serie ubicado en la S.E. Cotaruse.</i>
XC3	<i>Código del capacitor serie ubicado en la S.E. Cotaruse.</i>

## RESUMEN

El sistema eléctrico peruano se puede describir en 4 Zonas (Zona 1 – Área Norte, Zona 2 – Área Centro, Zona 3 – Área Sureste, Zona 4 – Área Suroeste) que interconectan estas Zonas por líneas de alta tensión de 500kV, 220kV y 138kV.

La motivación de esta tesis es debido a que existen perturbaciones o contingencias reales en estas líneas que pueden causar inestabilidad (angular, de frecuencia y/o tensión) y al no ser capaz de restablecer el estado de equilibrio inicial faculta a conducir a una separación del sistema en dos o más partes, lo cual ocasionaría pérdidas de suministro eléctrico o, lo que es peor aún, un apagón total (Black out).

Por lo tanto, para poder operar el sistema, se ha visto la necesidad de implementar Sistemas de Información en Tiempo Real o SITR que faculten monitorear y controlar el sistema eléctrico de manera confiable, concediendo a los operadores de éste una mayor información de datos al momento de tomar una decisión y acción.

En la actualidad, una de las herramientas más utilizadas en el sistema eléctrico peruano ha sido el *Supervisory Control and Data Acquisition* o SCADA, el cual permite monitorear el sistema con una tasa de muestreo de algunos segundos. Esta adquisición de datos puede ser demasiado lenta como para proveer información acerca de perturbaciones o cambios de la red eléctrica de corta



duración, además el ángulo de las medidas y variables de estado, no se puede comparar de manera directa debido a la falta de una referencia común al momento de realizarlas. Con el avance de la tecnología en los últimos años las dos dificultades mencionadas se han superado con la llegada de los sincrofasores. Esta tecnología faculta adquirir varias muestras de datos por segundo (desde 1 hasta cerca de 200) y suministra data congruente entre los ángulos que son medidos, haciéndolas contrastar unas entre otras.

Este avance permite monitorear y controlar áreas amplias del sistema con mediciones obtenidas en puntos específicos de la red eléctrica. También faculta información suficiente para prevenir la inestabilidad después de acontecer una contingencia, ejecutando las acciones correctivas predeterminadas de protección sistémica.

Bajo este contexto, esta tesis de pregrado analiza un esquema de protección sistemática (WAP o SPS); para la detección anticipada de oscilaciones inestables en las líneas de transmisión que interconectan estas Zonas y se plantea una solución al problema que es el disparo de cargas representativas (mineras, plantas, etc.) en el área Sur; todo esto fundamentándose en mediciones remotas y locales de sincrofasores de tensiones mediante los PMUs y las funciones llamadas PSD y OOST que utilizan la primera derivada (slip) y la segunda derivada (aceleración).

El esquema WAP analizada en esta tesis es ventajoso para el sistema eléctrico peruano porque nos ayudará a tomar la decisión más óptima y rápida.

## ABSTRACT

The Peruvian electrical system can be described in 4 zones (Zone 1 - North Area, Zone 2 - Central Area, Zone 3 - Southeast Area, Zone 4 - Southwest Area) interconnected by 500kV, 220kV and 138kV lines.

The motivation of this thesis is because there are real disturbances or contingencies in these lines that can cause instability (angular, frequency and / or voltage) and that not being able to recover the initial equilibrium state can lead to a segregation of the system in two or more parts, which causes loss of electricity supply or, what is worse, a total blackout (Black out).

Therefore, in order to operate the system, we have seen the need to implement Real Time Information Systems or SISR that allow us to monitor and control the system in an appropriate way, granting the operators of this system more information when taking a decision.

Currently, one of the most used tools in the Peruvian electrical system has been the Supervisory Control and Data Acquisition or SCADA, which allows to monitor the system with a sampling rate of a few seconds. This data acquisition may be too slow to capture or provide information about disturbances or changes of the short-term network, in addition to the angle of the measurements and state variables, it can not be compared directly due to the lack of a common reference when performing them.

With the technological advance of the last years the two mentioned difficulties have been overcome with the appearance of the synchrophasors. This technology allows to acquire several samples per second (from 1 to about 200) and provide consistent information between the angles of the measurements, making them comparable to each other.

This progress allows monitoring and controlling large areas of the system with measurements obtained at specific points in the network. They also provide sufficient information to avoid instability after a disturbance has occurred, performing corrective actions of systemic protection.

Under this context, this undergraduate thesis analyzes a systematic protection scheme (WAP or SPS); for the early detection of unstable oscillations in the transmission lines that interconnect these Zones and a solution is proposed to the problem that is the firing of representative loads (mining, plants, etc.) in the South area; all this based on remote and local measurements of synchrophasors of voltages through the PMUs and the functions called PSD and OOST that use the first derivative (slip) and the second derivative (acceleration).

The WAP scheme investigated in this thesis is beneficial for the Peruvian electric system because it will help us to make the most optimal and fastest decision.

## ÍNDICE GENERAL

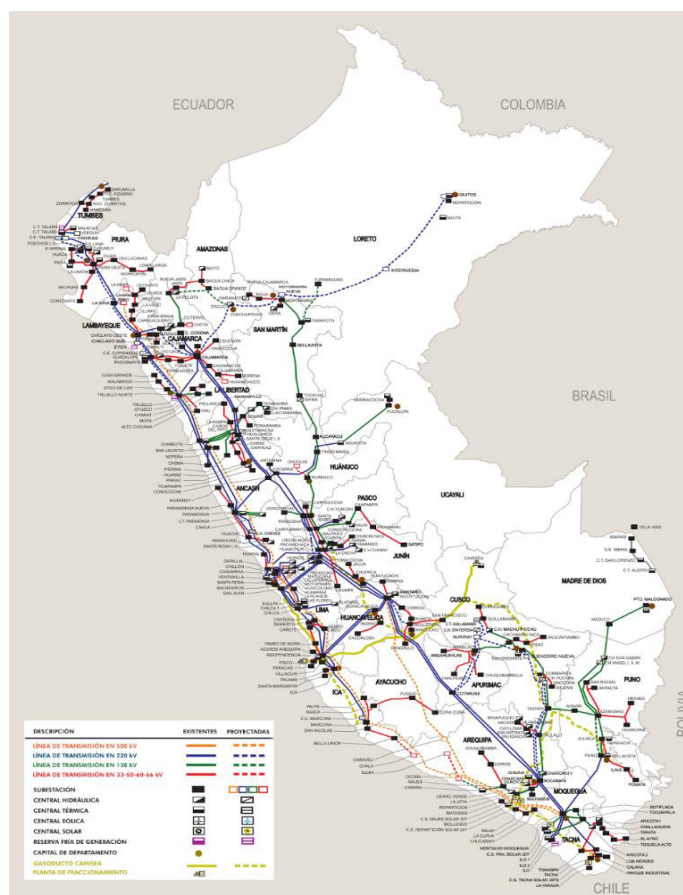
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>v</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>ix</b>
<b>GLOSARIO DE SIGLAS Y ABREVIATURAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>xiii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>xv</b>
<b>ÍNDICE GENERAL.....</b>	<b>xvii</b>
<b>CAPÍTULO 1 . PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS.....</b>	<b>19</b>
1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA.....	19
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	21
1.3. OBJETIVOS.....	22
1.4. JUSTIFICACIÓN .....	23
1.5. METODOLOGÍA .....	24
1.6. APORTES.....	25
1.7. ESTRUCTURA DE LA PRESENTACIÓN.....	26
<b>CAPÍTULO 2 . MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL .....</b>	<b>27</b>
2.1. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	27
2.2. ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR.....	28
2.3. ECUACIÓN DE OSCILACIÓN O DE SWING DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.....	31
2.4. PROTECCIÓN SISTÉMICA SPC O WAP.....	34
2.5. DEFINICIÓN Y NORMA SOBRE SINCRFASORES IEEE C37.118 .....	40
2.6. FUNCIONES PSD Y OOST .....	49
2.7. DETECTOR DE OSCILACIONES DE POTENCIA (PSD).....	51
2.8. DETECTOR PREDICTIVO DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO (OOST).....	57
2.9. COMBINACIÓN DE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST.....	60
2.10. ANÁLISIS EN LOS PLANOS $\delta t$ , $\delta t$ y $\delta(t)$ .....	61
2.11. RESUMEN DEL ANALIS DEL PLANO $\delta(\delta)$ .....	65
<b>CAPÍTULO 3 . METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS.....</b>	<b>68</b>
3.1. METODOLOGÍA .....	68
3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA .....	71

3.3.	SIMULACIÓN DE SINCRÓFASORES EN DIGSILENT .....	74
3.4.	PROCESAMIENTO PREVIO A USAR LAS MEDICIONES EN MATLAB. ....	77
3.5.	ESTUDIOS Y SIMULACIONES REALIZADAS .....	80
<b>CAPÍTULO 4 . ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....</b>		<b>86</b>
4.1.	ANÁLISIS DINÁMICO – ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	86
4.2.	ANÁLISIS DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN ZONA A Y ZONA B (CENTRO-SUR) .....	86
4.3.	RESULTADOS .....	114
4.4.	DISPARO DE CARGA Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO .....	125
4.5.	ERROR EN EL ÁNGULO DE FASE DEBIDO A LA VARIACIÓN DE FRECUENCIA.....	129
<b>CONCLUSIONES .....</b>		<b>136</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>		<b>138</b>
<b>APÉNDICE A .....</b>		<b>139</b>
<b>APÉNDICE B .....</b>		<b>169</b>
<b>APÉNDICE C .....</b>		<b>183</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>		<b>197</b>

## CAPÍTULO 1 . PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

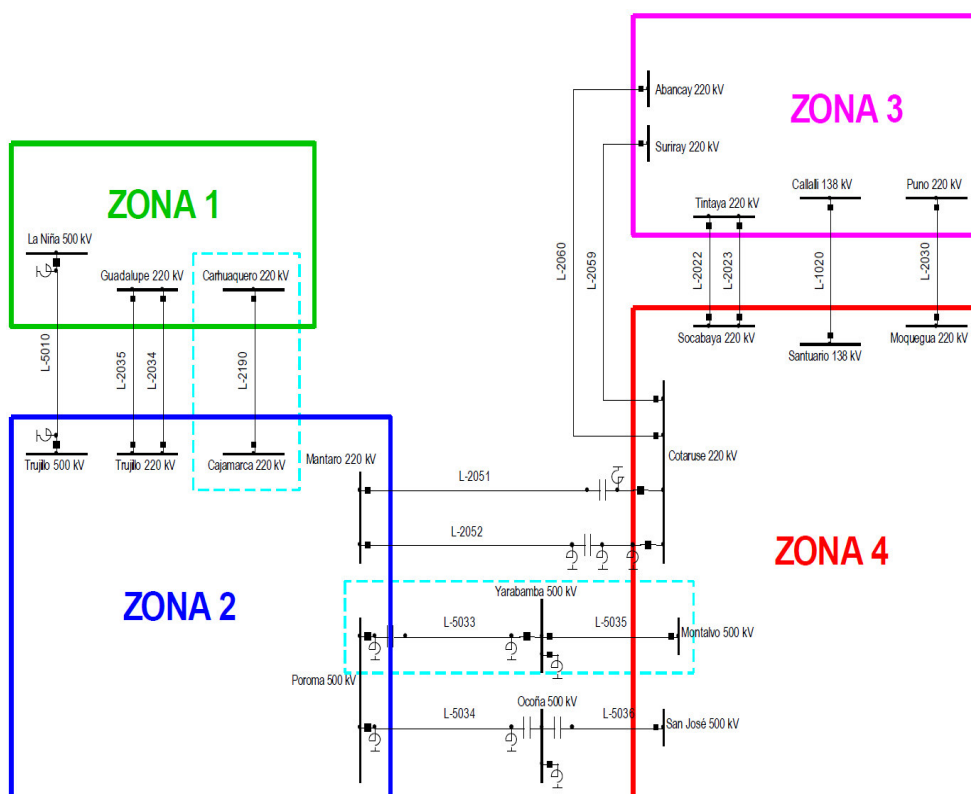
### 1.1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

El sistema eléctrico peruano o más conocido por Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está interconectado por subestaciones y líneas de niveles de alta tensión como 500 kV, 220 kV y 138 kV que conectan el área Norte, Centro y Sur tal como se aprecia en la figura Fig.1.01. Asimismo, el SEIN se puede describir en 4 zonas (Zona 1 – Área norte, Zona 2 – Área Centro, Zona 3 – Área Sureste, Zona 4 – Área Suroeste) interconectadas por líneas de mayor representación de 500kV, 220kV y 138kV. Ver figura Fig.1.02.



**Fig.1.01.** Sistema eléctrico peruano  
**Fuente:** Wikipedia. Sistema Eléctrico Perú

La motivación de esta tesis es debido a que existen perturbaciones o contingencias reales en estas líneas que logran originar inestabilidad (angular, de frecuencia y/o tensión) y al no ser capaz de restablecer el estado de equilibrio inicial faculta a conducir a una segregación del sistema en dos o más partes, lo cual ocasiona pérdidas de suministro o energía eléctrica o, lo que es peor aún, un apagón total (Black out).



**Fig.1.02. Sistema eléctrico peruano por Zonas**

**Fuente:** Comité de operaciones del sistema interconectado nacional (COES)

En la actualidad las segregaciones o separaciones del sistema ante pérdida de generación son menores de lo que eran hace pocos años ante eventos similares. La Zona 1 fue definida cuando existía riesgo de que esta zona de Área Norte se separe del resto del SEIN a consecuencia de una falla.

En comparación a las condiciones pasadas, actualmente el Área Norte está más interconectada al resto del SEIN. En tal sentido, será aún más improbable que se formen grandes sistemas aislados en el Área Norte. Por lo señalado, se unificarán las Zonas 1 y 2 en una sola, Zona A (ver figura Fig.1.03).

Actualmente el Área Sur (Zona 3 y 4) está más interconectada por la conexión de sus líneas de 220 kV Tintaya – Socabaya y Cotaruse – Nueva Abancay – Suriray (Figura Fig.1.02). En tal sentido, actualmente es improbable que se produzca la separación de las Áreas Sureste y Suroeste. Por lo indicado se unificarán las Zonas 3 y 4 en una sola, la Zona B (ver figura Fig.1.03).

## **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

El sistema eléctrico peruano se ha dividido en dos zonas, interconectadas entre si por dos líneas A.T. de 500 kV y dos líneas A.T. 220 kV. Ver figura Fig. 1.03.

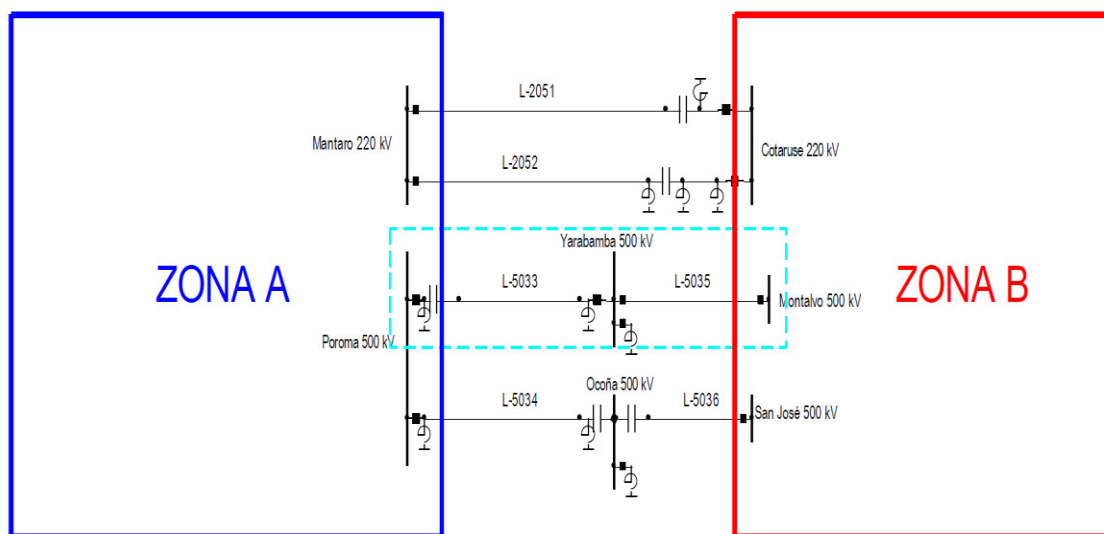
- Zona A: Área Centro – Norte del SEIN.
- Zona B: Área Sur del SEIN.

La mayoría de la generación (fundamentalmente la hidroeléctrica) se encuentra en la Zona A (Área Centro), mientras que la mayoría de la carga de los grandes usuarios libres y algunos generadores (térmicos e hidroeléctricos) se encuentran en la Zona B (Área Sur). La problemática que afronta esta tesis es que existen perturbaciones en estos enlaces y una de ellas (la más severa) es la desconexión de ambas líneas de 500 kV y simultáneamente la ocurrencia de fallas por descargas atmosféricas en ambas líneas de 220 kV Mantaro-Cotaruse, lo cual dejaría la Zona A y B interconectada únicamente por una sola de estas líneas de 220 kV y de no tener alguna acción correctiva de protección sistémica produciría



en la post-falla oscilaciones de potencia inestables o en el peor de los casos una pérdida de sincronismo de la Zona B con el resto del SEIN, lo cual ocasionaría un desabastecimiento de energía eléctrica en el zona sur (Black Out), donde reside el mayor porcentaje de rechazo de carga.

La detección de oscilaciones de potencia inestables con las funciones PSD y OOST se emplea en esta tesis de pregrado midiendo la fase de los sincrofasores de los voltajes de secuencia positiva en las barras de lado de alta de las subestaciones a las que se conectan las líneas de 500 kV y 220 kV que une la Zona A y Zona B.



**Fig.1.03.** Sistema eléctrico peruano por Zonas simplificado  
**Fuente:** Comité de operaciones del sistema interconectado nacional (COES)

### 1.3. OBJETIVOS

En la presente tesis se ha planteado un objetivo general y objetivos específicos que a continuación serán detallados.

### 1.3.1. OBJETIVO GENERAL

- El objetivo general de la presente tesis es detectar las oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo mediante los algoritmos PSD y OOST; todo esto utilizando los sincrofasores para aplicarlos al sistema eléctrico peruano.

### 1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para poder alcanzar el objetivo general, se tienen los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el comportamiento de las oscilaciones de potencia e inestabilidad o pérdida de sincronismo.
- Evaluar la combinación de las funciones PSD y OOST para la detección anticipada de inestabilidad o pérdida de sincronismo.
- Investigar un esquema de protección sistémica (SPS) para la toma de acción.
- Estudiar la teoría sobre los sincrofasores para la obtención de medidas remotas y locales entre las dos zonas de estudio.

## 1.4. JUSTIFICACIÓN

La presente tesis se puede justificar tomando como idea principal los sincrofasores que nos ayudan a localizar, dentro de un sistema eléctrico de potencia, el lugar en el cual ocurre alguna contingencia; motivo por el cual, conocer sus aplicaciones es de gran importancia. Partiendo de esta premisa podemos tener una:

- a. Justificación Tecnológica:** La presente tesis se justifica tecnológicamente; porque brinda las bases para las aplicaciones de nuevas

tecnologías y desarrollo de nuevas herramientas, que ayude a determinar el comportamiento de las oscilaciones e inestabilidad mediante los resultados obtenidos en la aplicación de los algoritmos PSD y OOST.

- b. Justificación Económica:** La presente tesis se justifica económicamente, porque una oscilación de potencia o pérdida de sincronismo puede ocasionar pérdidas de suministro o energía eléctrica o lo que es peor aún, un apagón total, lo cual originaría pérdida de dinero para las empresas afectadas (generación, transmisión, distribución y comercialización).
- c. Justificación Social:** La presente tesis se justifica en el ámbito social, debido que ante las pérdidas de suministro eléctrico o de un apagón total no se podrían desarrollar actividades en la industria, hospitales, centros comerciales, hogares, etc. Esto es altamente perjudicial; porque la reposición del suministro no es de manera inmediata dejando así a miles de personas, dependiendo el área donde ocurra la contingencia, sin energía eléctrica.

## 1.5. METODOLOGÍA

Para alcanzar los objetivos propuestos se analizará la siguiente metodología, simular un sistema eléctrico de potencia real de gran escala y luego procesar los datos para ser llevados a los algoritmos. Se utilizará los siguientes programas:

- a. DigSilent Power Factory:** El programa DigSilent versión *PowerFactory 2016* está destinado en esta tesis a realizar simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo del sistema eléctrico peruano y luego sometido a eventos impuestos para el análisis. Este programa entrega las mediciones

sincronizadas del sistema. Se utiliza la base de datos del COES SINAC actualizada donde los equipos de potencia, controladores y otros dispositivos incluidos están correctamente modelados.

- b. Software Matlab:** El programa Matlab versión R2016a (win64) está destinado en esta tesis a procesar los datos tomados de una simulación dinámica en el dominio del tiempo, DigSilent, para luego ser ingresados a los algoritmos PSD y OOST, los cuales fueron programados en Matlab, la salida de estos datos define la acción correctiva a tomar, esta será devuelta al sistema eléctrico de potencia, al DigSilent.

La metodología de esta tesis se explicará con más detalle en el capítulo III.

Para ambos programas se utilizaron licencias institucionales que proveen las empresas de forma demo y gratuitas a los estudiantes universitarios por un periodo de 30 días, enviando una solicitud formal con el correo institucional de cada estudiante.

## **1.6. APORTES**

El desarrollar la presente tesis, dará un aporte significativo en el área de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, debido a que con los sincrofasores se podrá obtener varias muestras por segundo (desde 1 hasta cerca de 200) y proporcionar información congruente entre los ángulos donde se están midiendo. Dichas muestras nos permiten monitorear y controlar áreas amplias del sistema eléctrico peruano y así poder evitar la inestabilidad mediante el uso de los algoritmos PSD & OOST. Estos algoritmos nos brindaran información necesaria para realizar la toma de acciones correctivas de

protección sistémica como por ejemplo conexión o desconexión de carga, apertura o cierre de líneas de transmisión, etc.

## **1.7. ESTRUCTURA DE LA PRESENTACIÓN**

La estructura que se sigue en la presente tesis, ha sido dividida en cuatro capítulos que a continuación se detallan:

En el Capítulo I, se describe el planteamiento de problema, en el cual como punto de partida se toma la situación problemática y formulación del problema para continuar con los objetivos, justificación, metodología y aportes de la tesis.

En el Capítulo II, se describe el marco teórico conceptual, en el cual se incluyen la base teórica en la cual se incidirá en tres temas fundamentales: Estabilidad de Sistemas de Potencia, Sistema de Protección Sistémica (SPS o WAP) y la tecnología de los sincrofasores.

En el capítulo III, se describe la metodología del análisis; se menciona el modelo eléctrico utilizado para realizar las simulaciones dinámicas en el tiempo, luego se describen los escenarios, configuraciones y contingencias a los que estará sometido el sistema y luego programar los algoritmos de detección de oscilaciones PSD y OOST en el programa de procesamiento de datos para poder mandar la señal de detección de oscilaciones.

En el capítulo IV, se desarrolla el análisis e interpretación de resultados, en la cual se explica claramente la metodología seguida así como la interpretación de resultados obtenidos y se calcula el error obtenido.

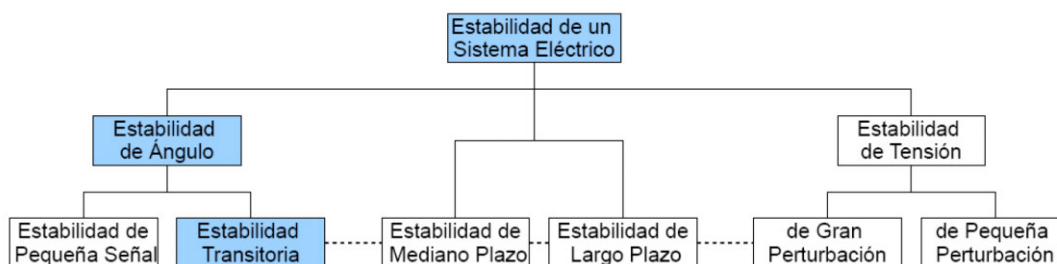
## CAPÍTULO 2 . MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

### 2.1. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La *IEEE/CIGRE* define la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia como: “La capacidad de un sistema eléctrico, para una condición inicial de operación, de recuperar el estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con variables del sistema limitadas de manera que, prácticamente, todo el sistema permanece intacto”.

Como la inestabilidad está sujeta a diferentes causas, se puede encasillar en múltiples categorías. Esto se emplea para favorecer el análisis, determinar las causas fundamentales que aportan a la inestabilidad y establecer la manera para mejorarlo.

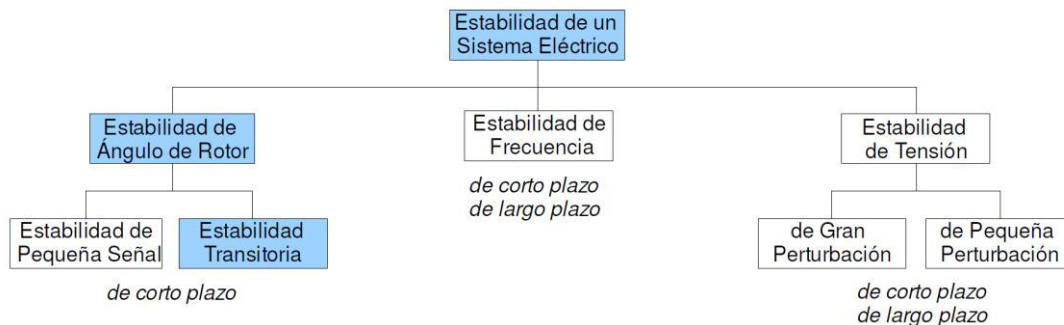
Para clasificar la estabilidad, se debe tomar en consideración: la naturaleza de origen físico de la inestabilidad, la magnitud de la contingencia o perturbación y el período de tiempo. Ver figura Fig.2.01.



**Fig.2.01.** Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico.

**Fuente:** Libro de Estabilidad de Sistema de Potencia y Control – Kundur, 1994

También existe otra clasificación de estabilidad. Ver figura Fig.2.02



**Fig.2.02.** Clasificación de la estabilidad de un sistema eléctrico.  
**Fuente:** Libro de Estabilidad de Sistema de Potencia – CIGRE WG C4.601, 2007

## 2.2. ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DEL ROTOR

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado en permanecer en sincronismo después de haber sido sometidas a una perturbación. Depende de la capacidad de mantener y/o restablecer el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad puede producirse en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que conducen a su pérdida de sincronismo con otros generadores. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, con sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse el uno del otro.

El problema de estabilidad del ángulo del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia.

### 2.2.1. ESTABILIDAD DE PEQUEÑA PERTURBACIÓN O PEQUEÑA SEÑAL

Se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Se considera que las perturbaciones

son lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema a los fines del análisis

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor de pequeñas perturbaciones pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema de potencia, y generalmente están asociados con las oscilaciones de ángulo del rotor de una sola planta de energía contra el resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones se llaman oscilaciones de modo de planta local. Como causa del modo de planta local se encuentra el cambio de demanda de potencia que origina pequeñas perturbaciones en el sistema.

Los problemas globales o modos inter-área son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos generalizados. Implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área que se balancea contra un grupo de generadores en otra área. Tales oscilaciones se llaman oscilaciones de modo inter-área. Sus características son muy complejas y difieren significativamente de las oscilaciones del modo planta local.

El período de tiempo de interés en los estudios de estabilidad de pequeñas perturbaciones es del orden de 10 a 20 segundos después de una perturbación.

### **2.2.2. ESTABILIDAD DE GRANDES PERTURBACIONES O TRANSITORIA**

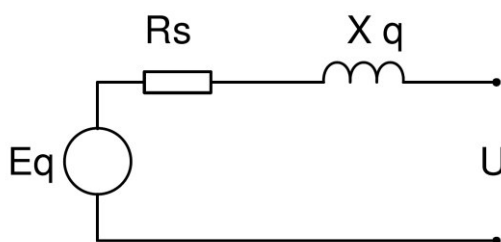
La estabilidad transitoria, como se denomina comúnmente, se refiere a la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación grave, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante implica grandes desviaciones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo de potencia no lineal.



La estabilidad transitoria depende tanto del estado operativo inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación. La inestabilidad suele ser en forma de separación angular aperiódica; es decir el punto de operación inicial o ángulo inicial después de la perturbación no retornará al punto estable de operación (nuevo punto de operación o puede ser el mismo punto de operación inicial), esto es debido a un par de sincronización insuficiente, que se manifiesta como la primera inestabilidad de oscilación. También podría ser el resultado de efectos no lineales que afectan a un modo único que causa inestabilidad más allá del primer balanceo.

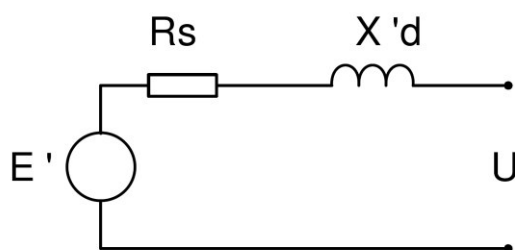
Dado que hay una relación de la frecuencia nominal de la red eléctrica y la velocidad nominal con las que giran los rotores, el ángulo propio de los rotores de los generadores de máquinas síncronas y la fase de la tensión en bornes, es decir a la salida, guardan relación.

Se muestra un ejemplo el modelamiento de un generador síncrono en régimen estacionario balanceado le corresponde el siguiente Thévenin equivalente. La fase de la tensión  $E_q$  se asemeja con el ángulo del rotor (posición de su eje  $q$ ). Ver figura Fig.2.03.



**Fig.2.03.** Modelo en régimen estacionario balanceado de un generador síncrono.  $E_q$ : tensión de fase,  $R_s$ : resistencia del bobinado estático,  $X_q$ : reactancia síncrona

En estado transitorio balanceado el modelamiento del equivalente Thévenin de un generador de máquina síncrona es un acercamiento ampliamente necesario y utilizado por softwares de simulación para estudios de estabilidad transitoria, donde la fase de la tensión de secuencia directa detrás de la reactancia transitoria de eje directo  $E'$  (“barra ficticia interna al generador”) se utiliza como una acercamiento al ángulo del rotor, sin importar de que  $E'$  no se ubica rigurosamente en el mismo eje de cuadratura “ $q$ ” del rotor. “ $X'd$ ” es la reactancia transitoria de eje directo. Ver figura Fig.2.04.

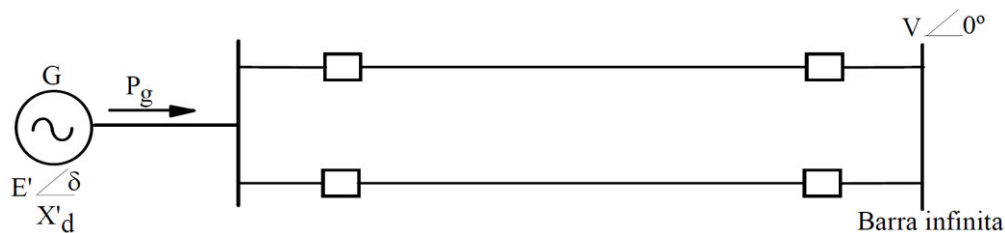


**Fig.2.04.** Modelo en régimen transitorio balanceado de un generador síncrono.  
 $E'$ : tensión,  $R_s$ : resistencia del bobinado estático,  $X'd$ : reactancia transitoria

El marco temporal de interés en los estudios de estabilidad transitoria suele ser de 3 a 5 segundos después de la alteración. Puede extenderse a 10-20 segundos para sistemas muy grandes con oscilaciones dominantes entre áreas.

### 2.3. ECUACIÓN DE OSCILACIÓN O DE SWING DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

El modelamiento más práctico de un sistema eléctrico de potencia es el de máquina–bus infinito u OMIB (*One Machine Infinite Bus*). Ver figura Fig.2.05.



**Fig.2.05.** Modelo máquina – bus infinito de un sistema de potencia.

El bus infinito tiene amplitud de tensión  $V$ , frecuencia  $f_0$  (velocidad angular  $\omega_0$ ) y desfase  $\delta_0 = \text{constantes}$ . Se asume que las dos tensiones  $E'$  y  $V$ , tienen amplitud constante.

Las ecuaciones de potencia eléctrica del sistema máquina – bus infinito es:

$$P_{mx} = \frac{E' \cdot V}{X_{total}} = \text{constante}$$

$$P_e = P_{mx} \sin \delta$$

$P_m$  = potencia mecánica del generador (pu)

$P_e$  = potencia eléctrica entregada por el generador a la red (pu)

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

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

$$\boxed{\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} + \frac{K_D}{\omega_0} \omega = P_m - P_e} \quad \frac{d\delta}{dt} = \omega$$

$H$  = constante de inercia (MWS/MVA)

$\delta$  = ángulo del rotor (radianes eléctricos)  $E' < \delta$

$\omega = \omega_r - \omega_0$  = velocidad relativa del rotor del generador (radianes eléctricos/s)

$\omega_0$  = velocidad nominal (radianes eléctricos/s)

$K_D$  = factor de amortiguación (torque pu/velocidad pu)

$t$  = tiempo (s)

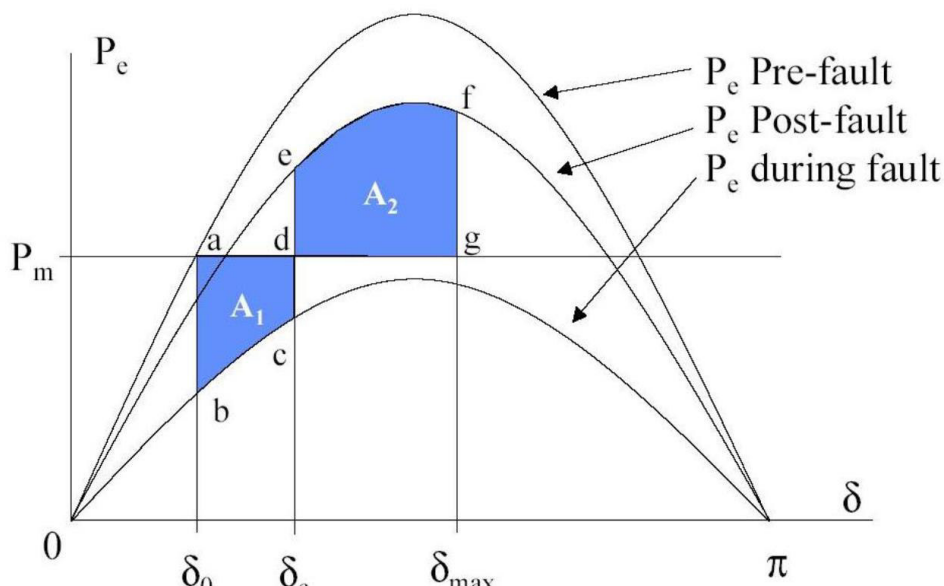
En equilibrio:

$$\omega_r = \omega_0 \Rightarrow \omega = 0 \Rightarrow \frac{d\omega}{dt} = 0 \Rightarrow P_m = P_e$$

*(balance de potencia)*

Como ya se mencionó  $\Rightarrow \delta = \delta_s$

Como se muestra en la siguiente figura Fig.2.06.



**Fig.2.06.** Potencia eléctrica y mecánica del generador. Puntos de equilibrio estable e inestable.

“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”].

Para los casos de múltiples máquinas, haciendo la sumatoria de las ecuaciones swing de cada generador, se determina “un centro de inercia de los rotores” (“G”), “su ángulo” (“ $\delta_G$ ”) “y velocidad angular” (“ $\omega_G$ ”).

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

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

## 2.4. PROTECCIÓN SISTÉMICA SPC O WAP

El presente capítulo se apoya firmemente en la bibliografía [*IEEE PES WG C-6, 2002*].

La protección sistémica recibe distintos nombres:

- SPS (*System Protection Scheme*) antiguamente llamada *Special Protection Scheme*
- WAP (*Wide Area Protection*)
- WAMPAC o WAMPC (*Wide Area Monitoring Protection and Control*)

*“El objetivo de la protección sistémica es detectar condiciones anormales del sistema eléctrico y tomar acciones correctivas predeterminadas (que no sean desconectar equipos en falla) para preservar la integridad del sistema y permitir su desempeño en condiciones aceptables”. [CIGRE TF 38.02.19, 2001]*

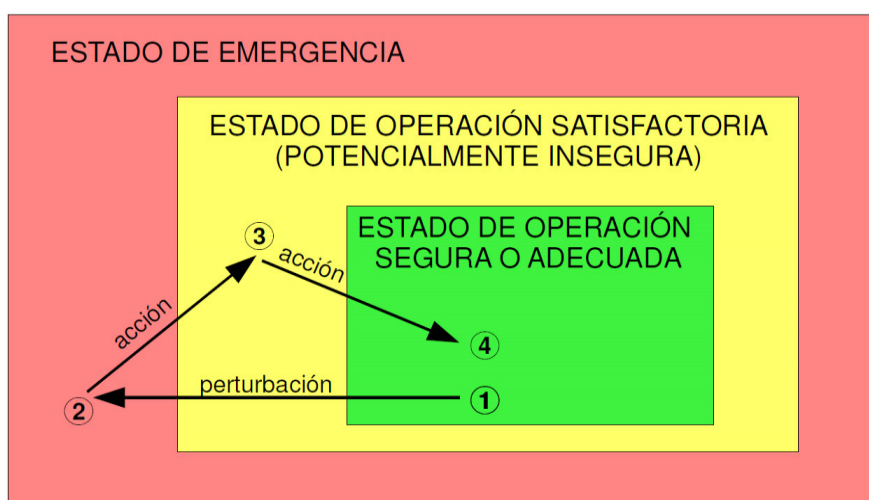
Para determinar si nos encontramos ante una protección de equipo de potencia (transformador, líneas, barras, etc.) o frente a un esquema de protección sistémica, la interrogante que se debe cuestionar es: ¿se está protegiendo a un equipo? Si la respuesta es afirmativa, es una protección para un equipo de potencia (generador, transformador, línea, barra, etc.). Por el contrario, es protección sistémica.

Por lo tanto, se requiere de protecciones que no sean diseñadas en función de los equipos en forma individual, sino en función del sistema eléctrico en su conjunto. Por lo expuesto, un Sistema de Protección Sistémica debe:

- i. Detectar las fallas de operación del sistema y establecer la secuencia de operación necesaria para minimizar su impacto y permitir el restablecimiento del servicio, tan pronto como sea posible:

- ii. Detectar el funcionamiento anormal del sistema y tomar las acciones preventivas que permitan minimizar su impacto.
- iii. Detectar el estado inapropiado en el sistema con la finalidad de tomar las acciones conducentes a evitar perturbaciones en el sistema.

Los SPS priorizan en apartar al sistema eléctrico de potencia de una condición o estado de emergencia conduciéndola a una condición potencialmente insegura y si es factible a una condición adecuada o segura. Ver figura Fig.2.07



**Fig.2.07.** Cambios del estado de operación de un sistema eléctrico luego de una perturbación.

La siguiente figura Fig. 2.08 representa el caso de un sistema de potencia al pasar de un estado de operación segura o adecuada a un estado de operación potencialmente insegura y de allí a un estado de emergencia



**Fig.2.08.** Estados de operación de un sistema eléctrico de potencia.

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

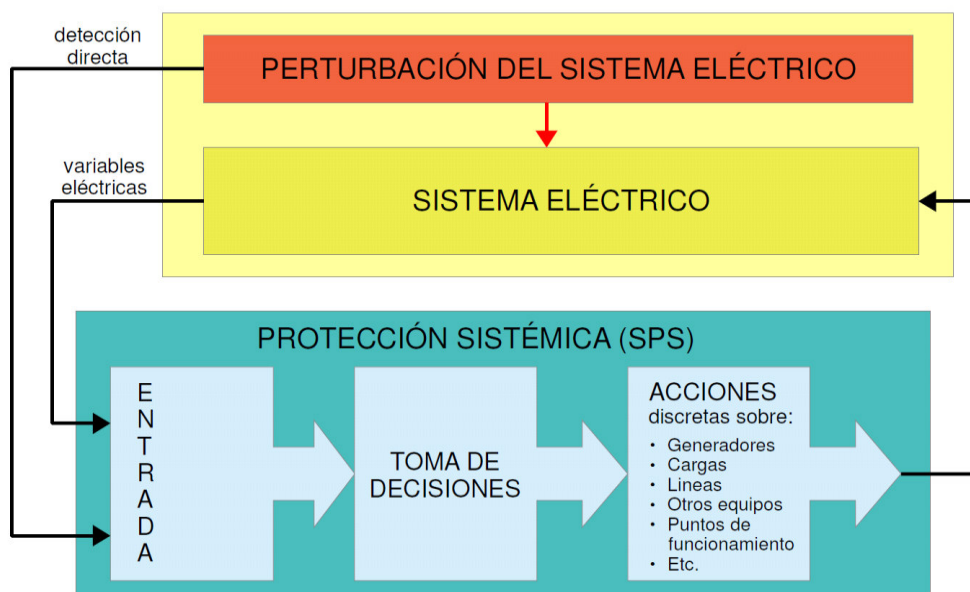
Los SPS no pueden predecir o prevenir todas las contingencias posibles que llevan al colapso a un sistema de potencia. A veces algunos SPS pueden ser suficientes para proteger el sistema adecuadamente. Pero cuanto más grande y complejo es el sistema eléctrico más complejas son las acciones necesarias.

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.

#### 2.4.1. VARIABLES ELECTRICAS QUE UTILIZAN LOS SPS COMO ENTRADAS.

Una clasificación de las variables eléctricas que utilizan los SPS para detectar situaciones o condiciones de operación anormales frente a las que se debe tomar acciones. Ver figura Fig.2.09.



**Fig.2.09.** Estructura general de una protección sistémica.

1. La primera clasificación de SPS toma acción frente a la reacción del SEP a las contingencias o situaciones irregulares de operación, es decir, se apoya en la medición de variables eléctricas como por ejemplo corriente, voltaje, frecuencia o ángulo.



- Los SPS son más comunes porque no consideran la causa de la perturbación o contingencia, sino las secuelas evidentes de ella en el sistema de potencia eléctrico.
  - Poseen la superioridad de aprovechamiento de solución de perturbaciones no estudiadas explícitamente.
2. La segunda clasificación de SPS toma acción frente a eventos o múltiples eventos.
- Los SPS son eficientes frente a situaciones en que los eventos son de emergencia o críticos, por lo que se pueden analizar y estudiar completamente.
  - Son más selectivos en detectar la operación anormal porque no deben esperar la respuesta del sistema eléctrico ante el evento para decidir las acciones necesarias.

#### **2.4.2. ARQUITECTURA DE LOS SPS.**

- Existe SPS que no requieren sistemas de comunicación para su desempeño. Se fundamenta en equipos con mediciones y acciones locales, también en los estudios realizados para su diseño.
- Un ejemplo de este tipo de SPS es el disparo de carga por subfrecuencia, los relés de subfrecuencia se instalan en diferentes puntos o subestaciones del sistema eléctrico y si la frecuencia alcanza los umbrales ajustados, los relés mandan la señal de desconectar carga (*load shedding*) localmente en la subestación o punto 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. El sistema eléctrico peruano

posee la “Red ICCP del SEIN” (RIS) que es una red de intercambio de información operativo de señales y estados de los equipos (protocolo ICCP) del sistema en tiempo real entre el COES y los integrantes de la RIS. El COES como coordinador del sistema eléctrico peruano es el encargado de establecer las ordenes o decisiones entra las áreas de estudio A y B.

- 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 y OOST estudiados en esta tesis corresponden a este tipo de SPS. Ver capítulo 3.

Algunas condiciones que debe cumplir un SPS son:

- Confiabilidad (Fiabilidad y seguridad, es decir operar cuando 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.

- Su explotación, tanto lo que hace a la operación como el mantenimiento.

## 2.5. DEFINICIÓN Y NORMA SOBRE SINCRÓFASORES IEEE C37.118

“La norma *IEEE* sobre sincrofases (fasores sincronizados) utilizada mundialmente es la *C37.118-2011* y su versión actual es la 2011”. Define:

### 2.5.1. SINCRÓFASOR O FASOR SINCRONIZADO

“Un sincrofase o fase sincronizado es un fase calculado a partir de muestras de datos usando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición, así mismo, varios fasores sincronizados pueden compartir el mismo fase de referencia”. [*IEEE C37.118-2011*]

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi)$$

$$X = X_r + jX_i = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi)$$

Donde:

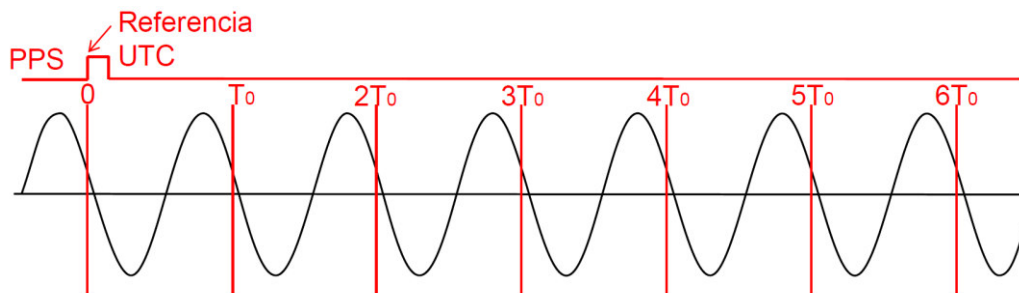
- $X_m/\sqrt{2}$  Es el valor r.m.s. o eficaz de  $x(t)$ .
- “ $\phi$  es el ángulo de fase instantáneo de  $x(t)$  u *offset*, referente a una función coseno cuya frecuencia corresponde a la nominal del sistema eléctrico y que está sincronizada al tiempo universal coordinado (*UTC o Coordinated Universal Time*)”.

En una situación usual, la amplitud y la frecuencia ambas son funciones en el tiempo variables como se muestra en la figura Fig. 2.10. La sinusoides puede ser escrita como:

$$x(t) = X_m(t) \cos(2\pi \int f dt + \phi)$$

$$X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \phi)}$$

Todas las medidas tienen un fundamento de tiempo general referida a la frecuencia nominal entonces los ángulos de fase son comparables directamente.

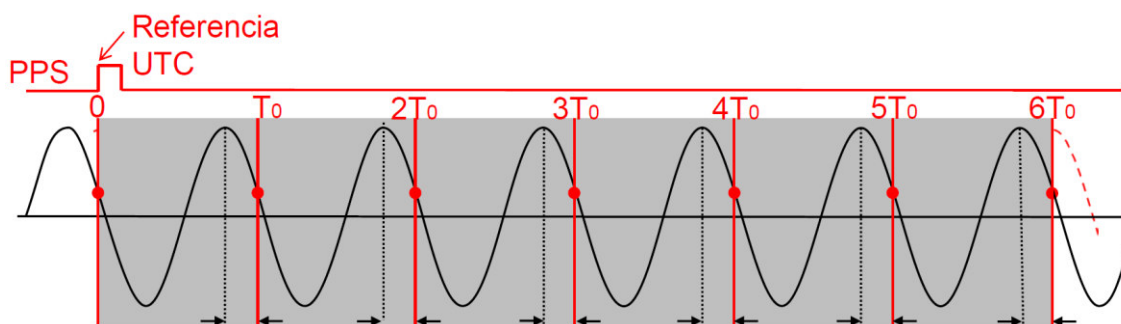


**Fig. 2.10.** Sinusoide de frecuencia

La estimación del sincrofasor incluye el efecto de oscilaciones y variaciones de frecuencia. Para determinar  $\Phi$  es necesario un reloj preciso que el tiempo UTC. Considérese que dicha sinusoide tiene amplitud y ángulo de fase constante. Ver figura Fig. 2.11.

$$X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \phi)}$$

$$X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} \quad \leftarrow \text{cte}$$



**Fig. 2.11.** Sinusoide de frecuencia con amplitud y fase constante

### 2.5.2. FRECUENCIA Y VARIACIÓN DE FRECUENCIA (ROCOF)

Sea una señal sinusoidal  $x(t) = X_m \cos(\gamma(t))$

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

“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”. [IEEE C37.118-2011]. Ver capítulo 2.5.3.

### 2.5.3. PMU (PHASOR MEASUREMENT UNIT)

“La IEEE C37.118.1-2011 define que un 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.”

“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. Evidentemente PMUs idénticas (con igual hardware y algoritmos) deben producir los mismos fasores en todas las condiciones”. [“IEEE C37.118-2011”]

### 2.5.4. 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 establecido en la norma IEEE C37.118.1-2011.” [“IEEE C37.118-2011”]

Está definido por la fórmula:

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

Donde:

- $\hat{X}_r(n)$  y  $\hat{X}_i(n)$  son las secuencias de los valores medidos (estimados) bajo ensayo (parte real y parte imaginaria).
- $X_r(n)$  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 formula.

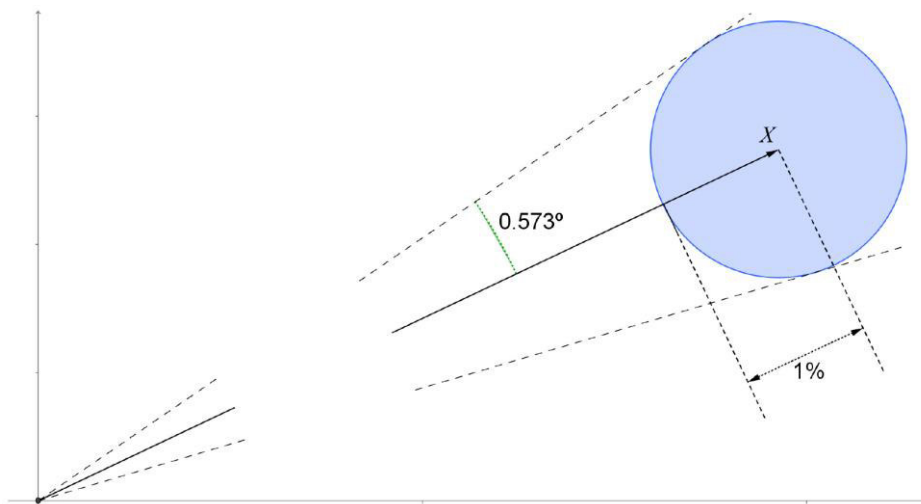
Operando adecuadamente se llega a otra expresión del TVE:

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

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

Esta expresión figuran modulo o amplitud y fase o argumento en vez de parte real y parte imaginaria.

Asumiendo un error máximo TVE=1% (valor usado en la norma) el TVE es aceptable y se representa en el plano complejo como un circulo cuyo radio es 1%, como muestra la siguiente figura Fig.2.12.



**Fig.2.12.** Criterio de  $TVE \leq 1\%$  (dibujo fuera de escala).

### 2.5.5. TASA DE REPORTE Y ESTIMACIÓN DE SINCRÓFASORES

La tasa de reporte  $F_s$  (*Reporting Rate o Frequency of Reporting*) de sincrofases 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 marco o cuadrado de datos (*frame*) de una PMU es el grupo de mediciones (sincrofases, frecuencia, variación de frecuencia, etc.) pertenecientes a una misma estampa de tiempo (*time tag*).

“La tasa de reporte debe ser la misma para todas las medidas (sincrofases, frecuencia, variación de frecuencia) y los instantes de reporte deben estar separados igualmente de forma que el intervalo entre reportes sea constante”.

Para señales de frecuencia nominal 60 y 50 Hz, las tasas de reporte normalizadas son:

<b>Tasa de reporte <math>F_S</math></b>	60 fps	30 fps	20 fp	15 fps	12 fps	10 fp
<b>Período entre reportes <math>1/F_S</math></b>	16.7 ms	33.3 ms	50ms	66.7 ms	83.3ms	100m

**TABLA N° 2.01.** Tasa de reporte normalizada para señales de 60 Hz.

**Fuente:** Norma IEEE C37.118.1-2011.

<b>Tasa de reporte <math>F_S</math></b>	50 fps	25 fps	10 fps
<b>Período entre reportes <math>1/F_S</math></b>	20 ms	40 ms	100 ms

**TABLA N° 2.02.** Tasa de reporte normalizada para señales de 50 Hz.

**Fuente:** Norma IEEE C37.118.1-2011

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

## 2.5.6. VERIFICACIONES DE CONFORMIDAD DE LAS MEDIDAS

*“Para que una PMU sea acorde a la norma IEEE C37.118.1-2011 debe proporcionar medidas de sincrofasores, frecuencia y variación de frecuencia que satisfagan los requerimientos indicados en ella en todo momento y configuración”.*

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

El análisis siguiente presenta que para perturbaciones razonables el efecto es despreciable. Este punto es importante como defensa de esta tesis; desarrollado en la norma. IEEE C37.119-2011.

*“Para un 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” [IEEE C37.119-2011]:*

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



Siendo:

- $\Delta\theta$  el corrimiento de fase acumulado ( $^\circ$ ).
- $df/dt$  la variación de frecuencia (Hz/s).
- $T$  el ancho de la ventana de muestreo (s).

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

Para fasores de  $f_N = 60 \text{ Hz}$ :

- Un error TVE = 1% corresponde a un error en la precisión de la señal de sincronización de  $\pm 26\mu\text{s}$  o sea  $\pm 0.573^\circ$ .

Inclusive para variaciones de frecuencia muy superiores el error sería bajo y aceptable como se muestra en el capítulo 4.3.

### 2.5.7. TRANSFERENCIA DE DATOS

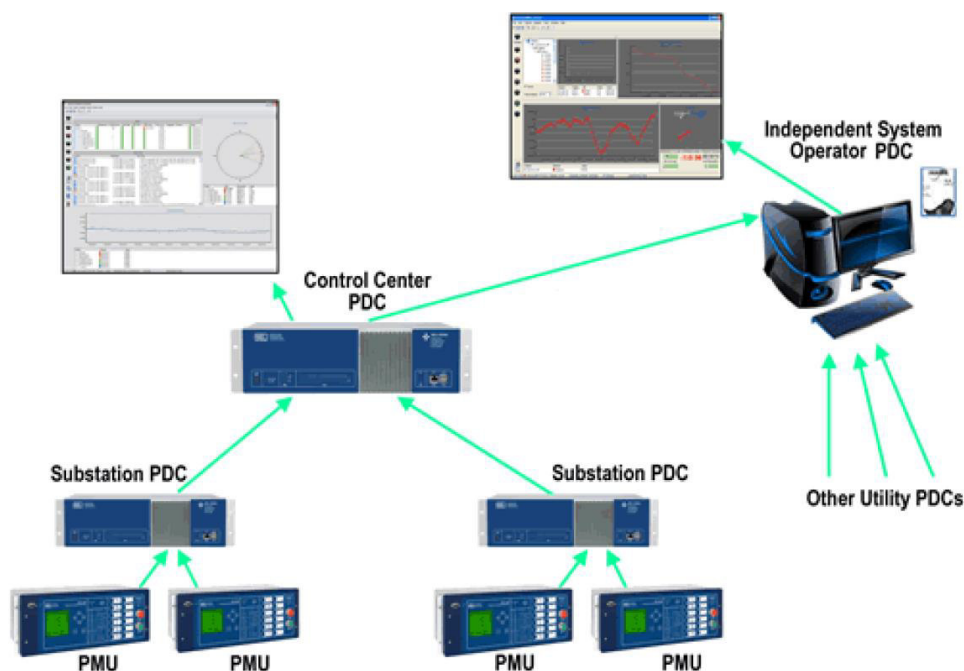
*“La norma define un método para el intercambio o comunicación de los datos de las medidas de sincrofasores. Especifica los mensajes incluyendo tipos, usos, contenidos y formatos de datos para la comunicación en tiempo real entre PMUs (Phasor Measurement Units) y PDCs (Phasor Data Concentrators), así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

Esta tesis aborda el estudio de las funciones de “protección sistémica PSD (power swing detection) y OOST (predictive out-of-step tripping)” y en una posible aplicación al sistema eléctrico peruana (capítulos 3 y 4), funciones que se apoyan en mediciones sincronizadas de voltaje y mientras no se centralice necesariamente en la comunicación de datos sincronizadas, porque para la obtención de mediciones sincronizadas del sistema se obtendrá del programa de

simulación dinámica DigSilent cuya función es reemplazar al sistema SCADA; 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.

### 2.5.7.1. Red de sincrofasores

Una red de sincrofasores se visualiza en la siguiente figura Fig.2.13.



**Fig.2.13.** Red de datos de sincrofasores.

- Los PMUs ya fueron definidas y caracterizadas en el capítulo 2.5.2.
- Un DC (*Data Concentrator*) es un equipo que agrupa los datos de equipos de medición.
- Un PDC (*Phasor Data Concentrator*) es un DC utilizado en un sistema de mediciones fasoriales.

Un PDC trabaja como un nodo eléctrico en una red de comunicaciones, en que datos de sincrofasores procedentes de PMUs o PDCs son marcos o alineados

temporalmente por su estampa de tiempo y enviados juntos a un PDC de nivel jerárquico superior.

Varias PMUs situadas en distintas subestaciones representativas del sistema eléctrico envían información en tiempo real a un PDC donde la información es recolectada y alineada. Esta información se puede utilizar en aplicaciones de visualización y alarmas, hasta complejas funcionalidades de análisis, control, o protección.

#### **2.5.7.2. Formato de comunicación**

Los sistemas de comunicación son un componente vital de un sistema de protección de área amplia, porque estos distribuyen y administran la información necesaria para la operación de WAMS y WAP. La comunicación debe ser diseñada de manera que sea robusta, rápida y confiable, para ello, corresponde considerar el tipo y topología de la red de comunicación, los protocolos y los medios usados.

Con respecto al tipo y topología, el sistema de comunicación debiera estar formado por tres capas: inferior, media y mayor. La primera de tipo estrella y que se compone por los PMU, switch y unidades de control de la subestación; la capa media de tipo anillo y que consiste en el equipamiento de comunicación en la subestación, tal como el módem, bridge y router; finalmente, la capa mayor se basa en la tecnología de internet y está formada por un router y conexiones desde el centro de control a otros puntos del sistema.

## 2.6. FUNCIONES PSD Y OOST

*“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”.*

### 2.6.1. CARACTERISTICAS GENERALES

En forma general las funciones PSD y OOST, son métodos para la detección y discriminación de oscilaciones de potencia haciendo uso de mediciones sincrofasoriales provistas por PMUs.

Estos algoritmos emplean el estudio de las oscilaciones de potencia frente a grandes perturbaciones de un sistema eléctrico de potencia a partir de un dato inicial que es la diferencia angular ( $\delta$ ) entre dos puntos de medidas del sistema, puntos que pertenecen a generadores o sus propios equivalentes Thevenin o áreas del sistema, u otros puntos representativos del sistema eléctrico.

Ambos algoritmos no usan directamente el valor de la diferencia angular, sino más bien su primera derivada que se denotará como  $S, \dot{\delta}$  o  $\delta'$  (*“frecuencia de deslizamiento o slip o velocidad de variación del ángulo”*) y *“su segunda derivada  $A, \ddot{\delta}$  o  $\delta''$  (aceleración)”*.

El cálculo de la diferencia angular, se realiza mediante la diferencia de argumentos fasoriales de voltaje de secuencia positiva entre los dos puntos de medición sincrofasoriales. En cada punto de medición se encuentra una PMU, cada una ubicada en diferentes lugares del sistema de potencia.

El centro eléctrico es el punto (no necesariamente físico) donde la tensión puede llegar a valores cercanos a cero y su localización depende de los generadores (fuentes) y de las impedancias que hay entre ellos (como líneas, transformadores

etc.). Además, los algoritmos o funciones precisa que el centro eléctrico del sistema de potencia se encuentra entre los dos equipos PMUs, porque así se evitan valores de ángulos  $\delta$  (diferencia angular) relativamente bajos o acotados, con lo cual los algoritmos no funcionarían correctamente.

Los ajustes necesarios de las mediciones de las PMUs se realizan en el equipo PDC. Las PMUs realizan las mediciones a los fasores sincronizados a distancias pre establecidas por el usuario, los cálculos de diferencia angular, así como la primera y segunda derivada se aproximan mediante los siguientes cálculos discretos.

$$\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ (Hz)} \quad \ddot{\delta}_i = \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \left( \frac{\text{Hz}}{\text{s}} \right)$$

- a. Un “ciclo” completo de una oscilación de potencia implica a haber vuelto al ángulo considerado “inicial”, es decir, a un ángulo  $\Delta\delta = 360^\circ$ .

Por lo que la ecuación anterior de  $\dot{\delta}$  tiene el coeficiente  $1/360$  (ciclo/ $^\circ$ ) que convierte las unidades ( $^\circ/\text{s}$ ) a (Hz) pues  $\left( \frac{\text{ciclo}}{^\circ} \right) \cdot \left( \frac{^\circ}{\text{s}} \right) = (\text{Hz})$ .

Igualmente para realizar el cálculo de la primera y segunda derivada es necesario tener 2 y 3 muestras de datos seguidas del valor de la diferencia angular respectivamente. Tal como se muestra en la TABLA N° 2.03.

DATOS			CÁLCULOS NECESARIOS PARA OBTENER $\ddot{\delta}_K$			
Tiempo t	Angulo fasor local	Angulo fasor remoto	Angulo relativo	$\Delta t$	Velocidad	Aceleración
$t_{K-2}$	$\phi_{K-2}$	$\varphi_{K-2}$	$\delta_{K-2}$			
$t_{K-1}$	$\phi_{K-1}$	$\varphi_{K-1}$	$\delta_{K-1}$	$t_{K-1} - t_{K-2}$	$\dot{\delta}_{K-1}$	
$t_K$	$\phi_K$	$\varphi_K$	$\delta_K$	$t_K - t_{K-1}$	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$

**TABLA N° 2.03.** Cálculo discreto de aceleración y velocidad.

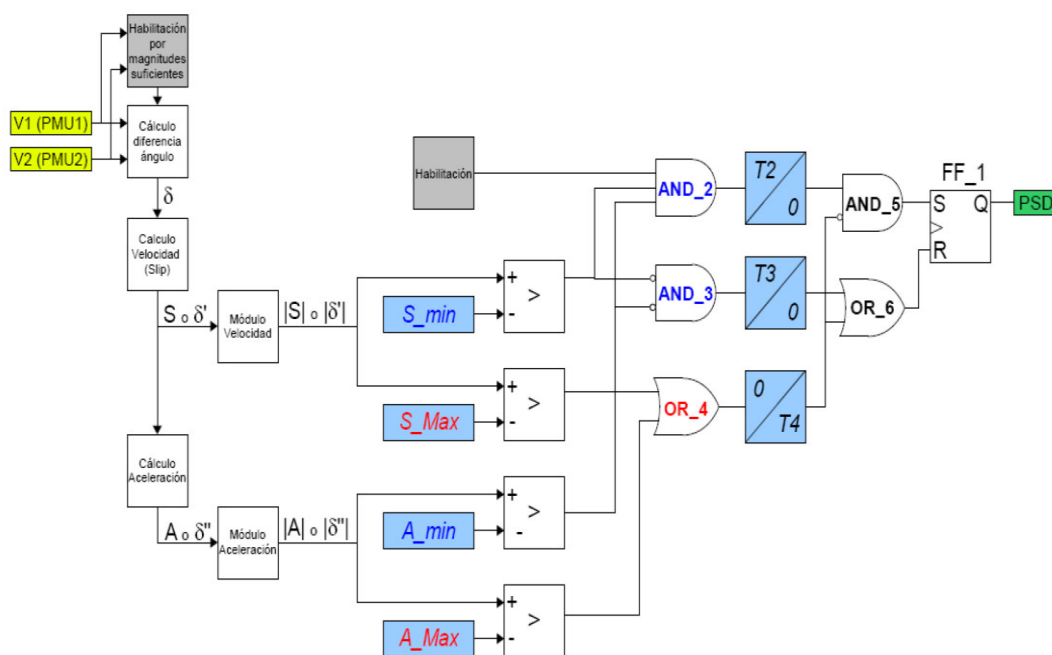
**Fuente:** Elaboración propia.

## 2.7. DETECTOR DE OSCILACIONES DE POTENCIA (PSD)

El algoritmo, función o sistema PSD (*Power Swing Detection*) para caracterizar las oscilaciones de potencia utiliza los valores sincronizados de los ángulos de voltaje de secuencia positiva que se adquiere de dos barras diferentes del sistema de potencia mediante PMUs, para que a partir de ellas se calcule la diferencia angular  $\delta$  entre estas dos barras.

El ángulo obtenido se le deriva respecto del tiempo para obtener la velocidad angular  $S, \dot{\delta}$  o  $\delta'$  y lo deriva nuevamente con respecto al tiempo para obtener la aceleración angular  $A, \ddot{\delta}$  o  $\delta''$  a intervalos constantes de acuerdo a la tasa de reporte fijada de los sincrofasores.

El diagrama de bloques que representa el algoritmo PSD, se muestra en la figura Fig. 2.14.



**Fig.2.14.** Diagrama de bloques del algoritmo PSD.  
**Fuente:** Armando Guzmás – Schweitzer Engineering Lab.

Como se puede observar, el diagrama de bloques culmina con la implementación de un Flip-Flop tipo Set-Reset, en las que sus señales de entrada son temporizadas. El funcionamiento es de la siguiente manera:

Cuando exista detección de oscilación de potencia es decir " $Q=PSD=1$ , el flip-flop *SR*" debe operar:

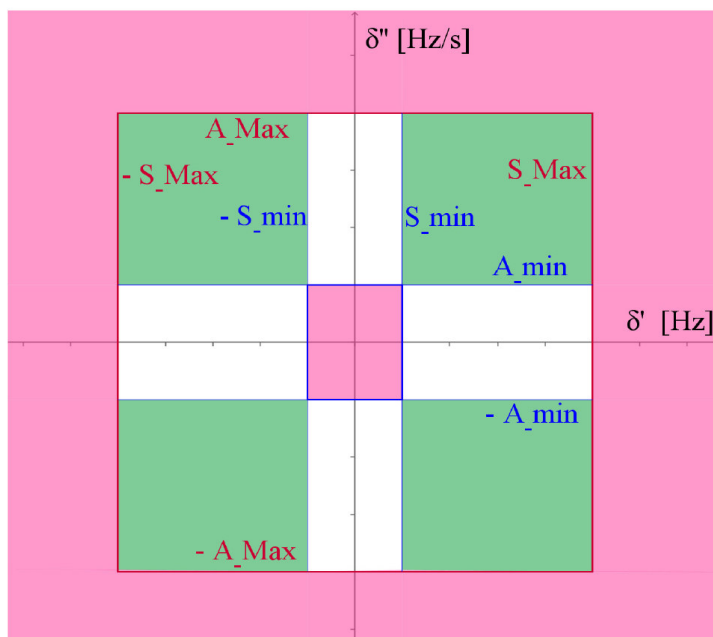
- Estar activado o "seteado" ( $S=1$ ), o
- Estar memorizando una salida previa  $Q=1$  ( $S=0$  y  $R=0$ ).

Cuando no se deba estar detectando oscilación de potencia ( $PSD=0$ ) el flip-flop debe:

- Estar borrado o "reseteado" ( $R=1$ ), o
- Estar memorizando una salida previa  $Q=0$  ( $S=0$  y  $R=0$ ).

Una situación prohibida del flip-flop, es que nunca debe darse simultáneamente que  $S=R=1$ . Para garantizar esta situación, se realiza mediante las compuertas AND2 en conjunto con la AND3 en unos casos, y AND5 en otros casos.

Para explicar el funcionamiento lógico del algoritmo de una mejor manera, es decir cuando el algoritmo detecta o no condiciones de oscilación de potencia, se utiliza la figura Fig. 2.15. Que muestra la operación del algoritmo fuera de escala.



**Fig.2.15.** Operación del algoritmo PSD en el plano A(S). Fuera de escala.  
**Fuente:** Armando Guzmás – Schweitzer Engineering Lab.

### 2.7.1. OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (PSD=0)

La respuesta del diagrama de bloques, cuando el sistema eléctrico de potencia se encuentra en condiciones normales de operaciones y el algoritmo está en estado de reposo es decir  $Q=PSD=0$ , para lo cual las entradas del flip-flop SR deben ser como se indica en la TABLA N° 2.04

Set (S)	Reset (R)	PSD (Q)
0	1	0

**TABLA N° 2.04.** Operación del Flip-Flop en estado de reposo.  
**Fuente:** Elaboración propia

- Para  $S=0$

En operación normal o cuando el punto de operación esta retornado a una situación normal de operación y el algoritmo PSD se encuentra en estado de reposo, se cumple simultáneamente que  $|\delta| \leq S_{min}$  y  $|\dot{\delta}| \leq A_{min}$ . Teniendo todas las salidas de los comparadores lógicos como "0", en ambos casos la



salida del AND2 así como la del AND5 es 0 produciendo que la entrada del flip-flop sea  $S=0$ .

- Para  $R=1$

Considerando que las entradas de la compuerta lógica AND3 están invertidas, su salida será 1. Luego de un tiempo ajustable  $T3$  mediante la compuerta OR6, resetea al flip-flop teniendo como entrada de  $R=1$ .

Obteniendo finalmente la salida PSD (Q) es 0.

El temporizador  $T3$  a la excitación es un contador de seguridad para prever los falsos borrados o “reseteos” de la señal PSD por transitorios engañosos en las señales utilizadas que no pertenezcan a oscilaciones electromecánicas del sistema eléctrico de potencia.

Visto en el plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  (figura Fig.2.15) la señal PSD=0 cuando el punto de operación se encuentre girado dentro del rectángulo pequeño rozado en al menos un tiempo  $T3$ .

### **2.7.2. BORRADO POR VELOCIDAD Y ACELERACION EXCESIVAS (PSD=0)**

Este caso corresponde a cortocircuitos en el sistema eléctrico de potencia, en que la velocidad y/o aceleración del ángulo (diferencia angular) entre máquinas o áreas equivalentes es mucho más grande que en el caso de oscilaciones de potencia.

Esto sucede cuando se cumple una o las dos condiciones siguientes

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

Llegando a darse que la salida de la compuerta OR4 es 1 porque una de las entradas de la compuerta AND5 es negada, se da que la entrada S del flip-flop sea 0. Mientras que por medio de la compuerta OR6, debida a la salida de la OR4 la entrada R del flip-flop es 1.

Llegando a conseguir que la salida PSD (Q) sea 0.

El temporizador  $T4$  a la desexcitación es un contador de seguridad para prever de falsas detecciones de oscilación de potencia por transitorios engañosos en las señales medidas luego de un cortocircuito.

Visto en el plano  $\delta(\delta)$  (figura Fig.2.15) es cuando el punto de funcionamiento está en la zona color rosado exterior al rectángulo de perímetro rojo. El reset del flip-flop continúa forzado hasta un tiempo  $T4$  luego de que la OR4 ha pasado su salida a 0.

### 2.7.3. DETECCIÓN DE OSCILACIÓN DE POTENCIA (“ $PSD=1$ ”).

Para que exista detección de oscilaciones de potencia, se deben cumplir simultáneamente las siguientes condiciones.

- $|\delta| > S_{min}$
- $|\delta| > A_{min}$
- No se cumpla que  $|\delta| > S_{Max}$  ni  $|\delta| > A_{Max}$

Al cumplirse estas condiciones, la entrada S del flip-flop es 1 y R es 0 llegando a obtener la salida PSD en 1. Permaneciendo en ese estado hasta que no sea reseteado.

Incluso permanece en PSD=1 si deja de cumplirse alguna (una sola) de las dos condiciones  $|\dot{\delta}| > S_{min}$  o  $|\ddot{\delta}| > A_{min}$ , porque el flip-flop memoriza la salida previa Q=1 (PSD=1). Ver zonas en blanco de figura Fig.2.14.

El temporizador T2 a la excitación es un contador de seguridad para prever de falsas detecciones de oscilación de potencia por transitorios engañosos en las señales medidas que no correspondan a oscilaciones electromecánicas del sistema de potencia.

En la figura  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  Fig.2.15 corresponde a los cuatro rectángulos de color verde al menos un tiempo ajustable T2.

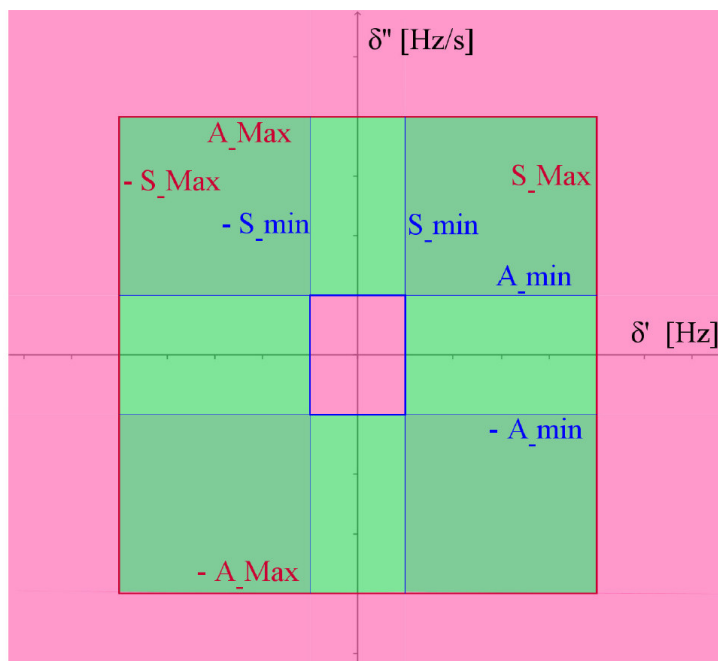
#### **2.7.4. MEMORIZACIÓN DE SALIDAS PREVIAS DEL FLIP-FLOP SR.**

Sabiendo que el flip-flop SR memoriza su salida previa  $Q_{n-1}$  y la retiene como un nuevo valor de salida  $Q_n$ , cuando exista detección de oscilación de potencia PSD=1, la trayectoria de las oscilaciones de potencia giran alrededor del origen en el plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  pasando de una zona verde a una blanca contigua (Fig.2.15), es ahí en donde actúa la memorización del flip-flop llegando a retener el valor de PSD en 1.

En las zonas blancas de la figura  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  Fig.2.15 el flip-flop SR memoriza su salida previa 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.

Así podría considerarse todo lo que está entre las 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.

Entonces es válido considerar para efectos prácticos la siguiente figura Fig.2.16.



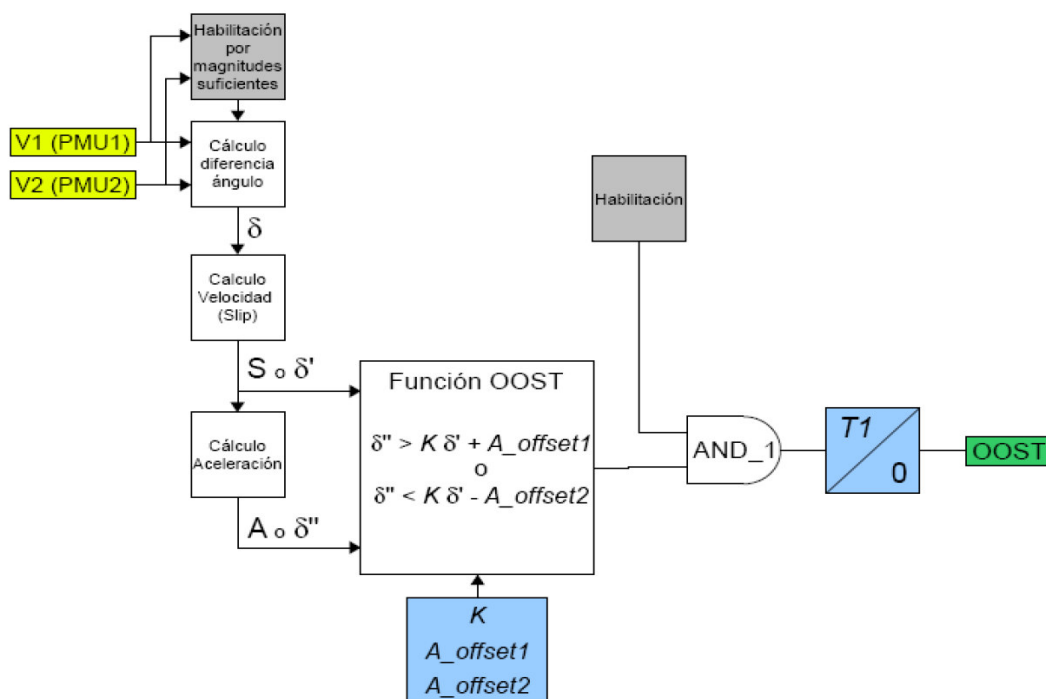
**Fig.2.16.** Op. Del algorit. PSD en el plano A(S) – Zonas simplificadas. Fuera de escala.  
**Fuente:** Armando Guzmás – Schweitzer Engineering Lab.

## 2.8. DETECTOR PREDICTIVO DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO (OOST)

El algoritmo, función o sistema OOST (*Predictive Out-Of-Step Tripping*) predice la pérdida de sincronismo o pérdida de paso polar utilizando los valores sincronizados de los ángulos de voltaje de secuencia positiva que se adquiere de dos PMUs, para que a partir de ellas se calcule la diferencia angular  $\delta$ .

Este ángulo o diferencia angular se derivada respecto del tiempo para obtener la frecuencia de deslizamiento (slip) o velocidad  $S, \dot{\delta}$  o  $\delta'$ . Así mismo el deslizamiento es derivado respecto del tiempo para obtener la aceleración  $A, \ddot{\delta}$  o  $\delta''$ . Esto es igual a lo visto para el algoritmo PSD.

El diagrama de bloques que representa el algoritmo OOST se muestra en la figura Fig. 2.17.



**Fig.2.17.** Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST.  
**Fuente:** Armando Guzmás – Schweitzer Engineering Lab.

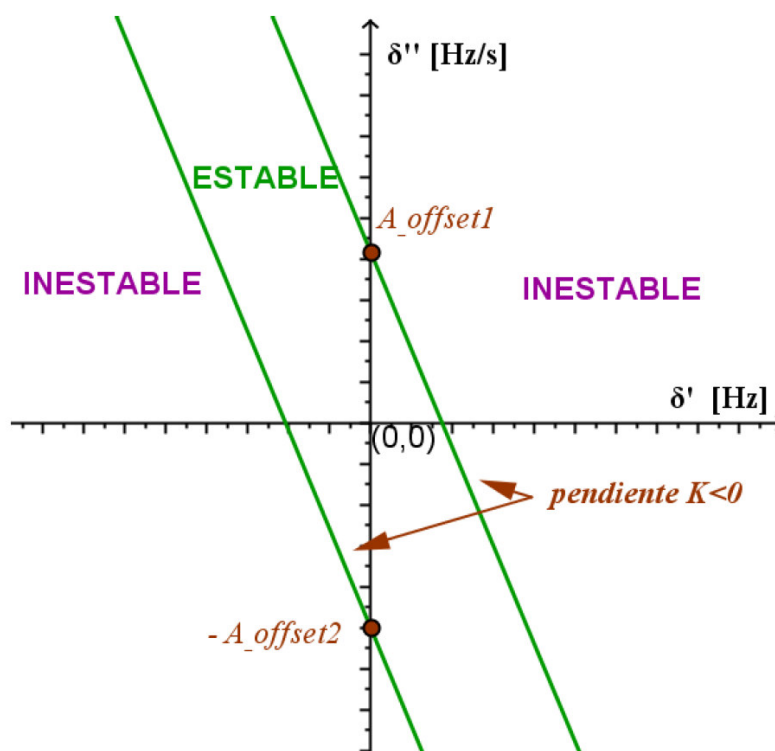
La función OOST puede utilizarse tanto para detección como para disparo ante la predicción anticipada de pérdida de sincronismo.

### 2.8.1. EXPLICACIÓN DEL DIAGRAMA DE BLOQUES OOST

El diagrama de bloques de la función OOST, como se puede observar es mucho más simple porque basta con que se cumpla alguna de las siguientes condiciones en al menos en un tiempo T1 para que la salida de OOST sea 1.

- $\ddot{\delta} > K * \dot{\delta} + A\_offset1$
- $\ddot{\delta} < K * \dot{\delta} - A\_offset1$

El algoritmo OOST delimita una región o zona estable y dos zonas inestables en el plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ . Ver figura Fig.2.18. La zona estable es el área entre las dos rectas oblicuas y paralelas, que se podrían llamar a las rectas “*blindors*”.



**Fig.2.18.** Algoritmo OOST representado en el plano  $A(S)$ .  
**Fuente:** Armando Guzmás – Schweitzer Engineering Lab.

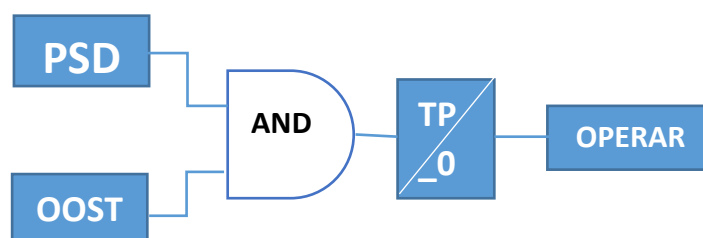
Los valores de los umbrales ajustables  $K$ ,  $A\_offset1$  y  $A\_offset2$  del algoritmo OOST dependen del sistema eléctrico de potencia y de los puntos de medición en que se colocan las PMU para detectar las oscilaciones inestables.

El temporizador T1 a la excitación es un contador de seguridad para prever de falsas detecciones de pérdida de sincronismo por transitorios engañosos en las señales de medición que no pertenezcan a oscilaciones electromecánicas del sistema eléctrico de potencia. El nombre de la función significa que anticipa la detección de las oscilaciones de potencia inestables. Es decir que las predice antes que ocurra, permitiendo adelantarse en la toma de acciones y decisiones ante la ineludible inestabilidad.

## 2.9. COMBINACIÓN DE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST

El autor de estos algoritmos estudiados en sus patentes y artículos no menciona claramente la forma de coordinar las funciones PSD y OOST entonces no las limita.

Una de las tantas combinaciones que obtiene de forma directa es la mostrada en el siguiente diagrama figura Fig.2.19, la que fue utilizada.



**Fig.2.19.** *Combinación utilizada de los algoritmos PSD y OOST.*  
**Fuente:** *Elaboración propia.*

Al momento de detectar “oscilaciones de potencia (PSD)” y detectar anticipadamente “pérdida de sincronismo (OOST)” en un tiempo mayor a TP (temporizador de seguridad), se procede a tomar acción y operar.

Se ha agregado un temporizador de seguridad TP para prevenir falsas detecciones ya sea por oscilaciones de potencia o pérdida de sincronismo.

Se observa que el algoritmo PSD funciona como una condición o preparación para perfeccionar el estado de confiabilidad de la función OOST.

Cuando el diagrama lógico de la figura Fig.2.19 detecta que el sistema eléctrico de potencia está operando en condiciones no deseadas la señal OPERAR=1 puede ser utilizada para disparar generación, disparar carga, separar el sistema eléctrico de potencia en islas o áreas, bloquear funciones de distancia y etc.

## 2.10. ANÁLISIS EN LOS PLANOS $\delta(t)$ , $\dot{\delta}(t)$ y $\ddot{\delta}(t)$

El empleo del plano  $\delta(\dot{\delta})$  que usan las funciones PSD y OOST es para reflejar los cambios de la velocidad de giro entre los generadores síncronos cercanos a cada barra en donde se está monitoreando y adquiriendo las muestras sincronizados de cada PMUs

Los esquemas  $\delta(t)$  y  $\dot{\delta}(t)$  son muy empleadas en estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia para representar su característica de operación y presentar los andamios de distintas oscilaciones. Es preciso el modelamiento de los diversos tipos de oscilaciones de la diferencia angular  $\delta$  entre dos puntos, para lo cual se considera el modelo matemático siguiente:

$$\delta(t) = \delta_0 + K \times e^{\text{signo} \frac{t}{\tau}} \times \cos(\omega t + \theta)$$

Que es solución de la ecuación de “swing” de un sistema eléctrico máquina – bus infinito linealizada en un punto de equilibrio, siendo:

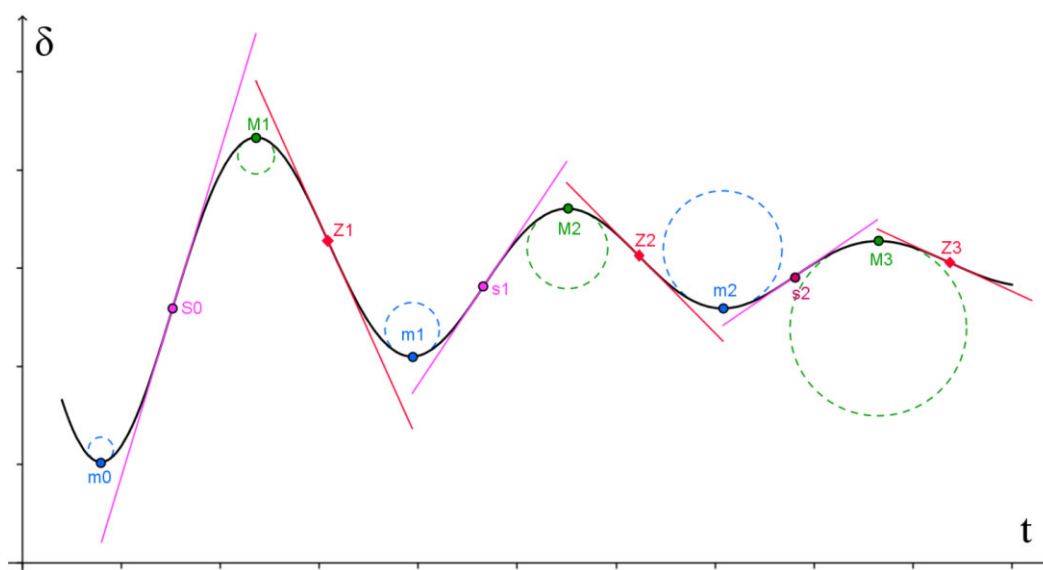
- $\delta_0$ : Diferencia angular inicial
- $K$ : Amplitud de oscilación
- $\omega$ : Frecuencia angular
- $\text{signo} = -1$  para oscilaciones estables amortiguadas (figura Fig.2.20).
- $\text{signo} + 1$  para oscilaciones inestables (figura Fig.2.22).



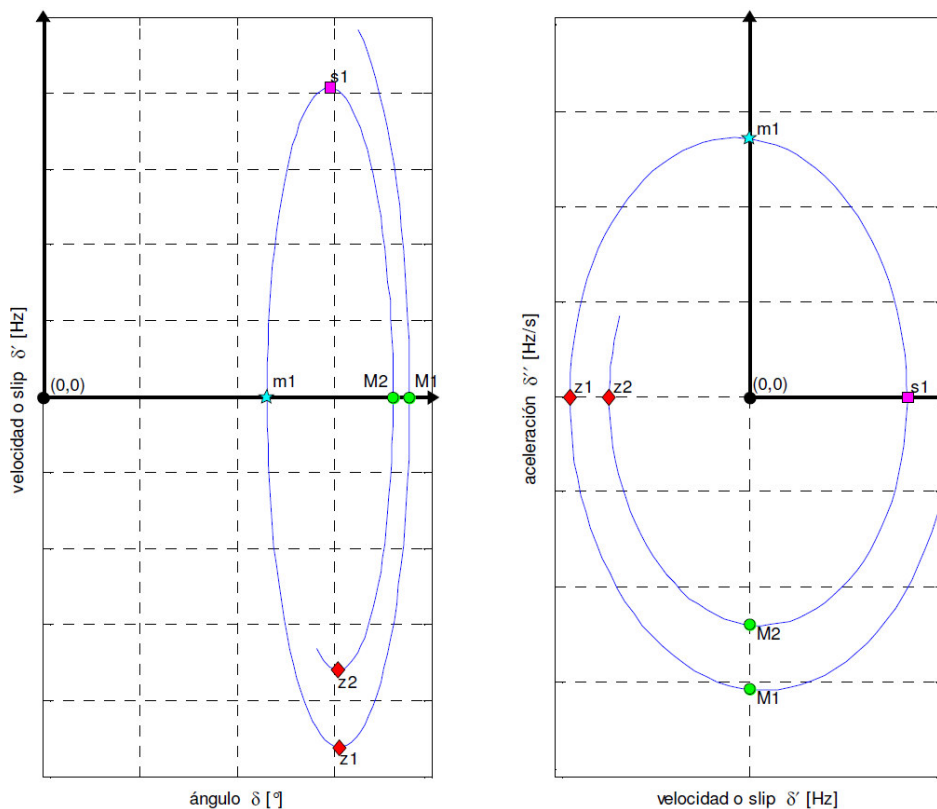
### 2.10.1. CASO DE OSCILACIÓN ESTABLE AMORTIGUADA

Para causar una oscilación de potencia estable se emplea la ecuación anterior con el valor de signo en -1. La diferencia angular en el tiempo  $\delta(t)$  se muestra en la figura Fig.2.20 y la representación en los planos  $\dot{\delta}(t)$  y  $\ddot{\delta}(t)$  se muestra en las figuras Fig.2.21. Se muestra el siguiente análisis:

- Máximo relativo (M) ●
- Punto de inflexión cuando la función transita de ser cóncava hacia abajo a cóncava hacia arriba (Z) ●
- Mínimo relativo (m) ●
- Punto de inflexión cuando la función transita de ser cóncava hacia arriba a cóncava hacia abajo (s) ●



**Fig.2.20.** Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación amortiguada.

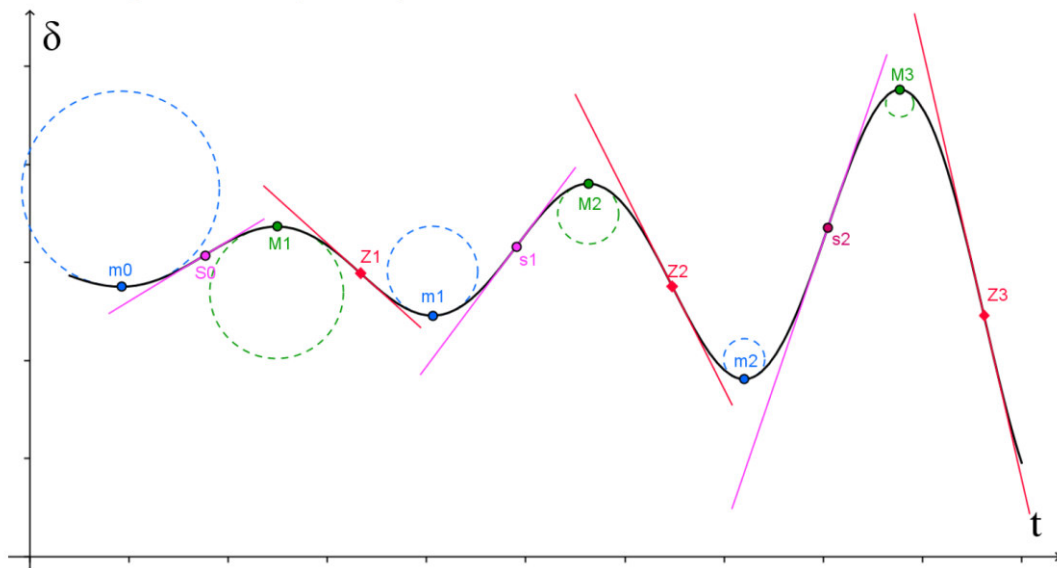


**Fig.2.21.** Velocidad-ángulo y aceleración-velocidad de oscilación estable amortiguada.

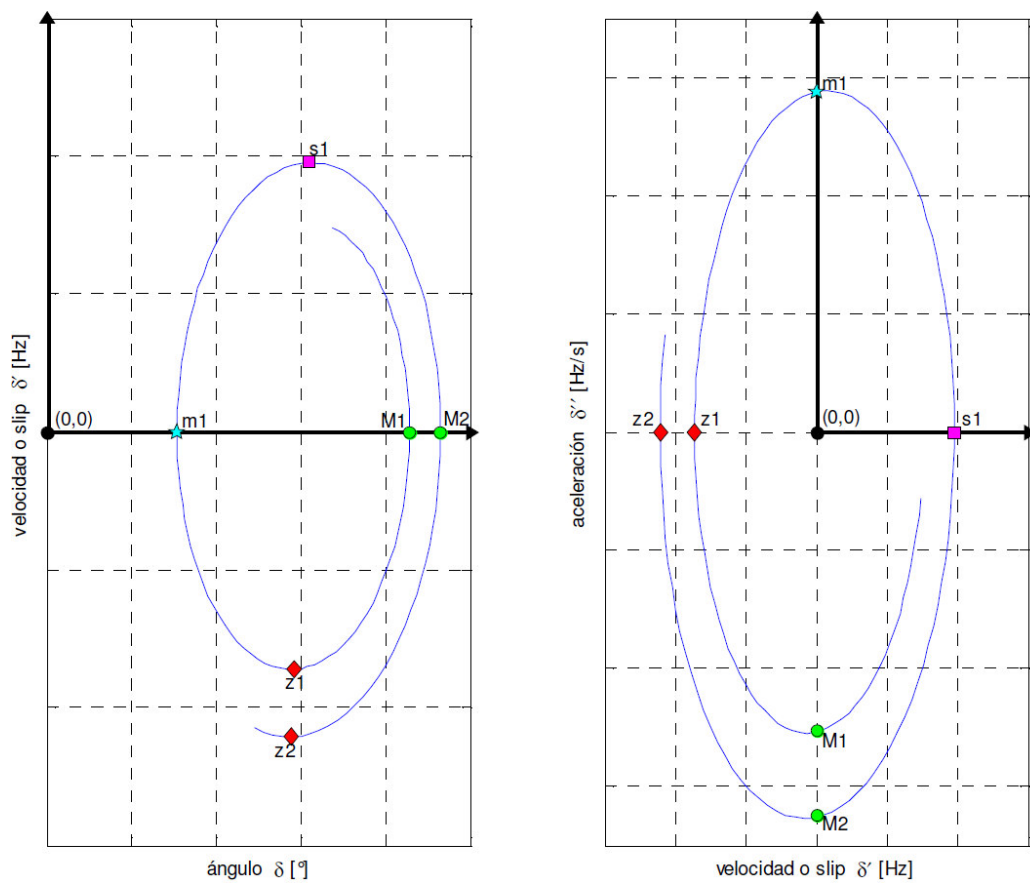
## 2.10.2. CASO DE OSCILACIÓN INESTABLE

Para causar una oscilación de potencia inestable se emplea la ecuación anterior con el valor de signo en +1. La diferencia angular en el tiempo  $\delta(t)$  se muestra en la figura Fig.2.22 y la representación en los planos  $\dot{\delta}(t)$  y  $\ddot{\delta}(t)$  se muestra en las figuras Fig.2.23.

- Máximo relativo (M) ●
- Punto de inflexión cuando la función transita de ser cóncava hacia abajo a cóncava hacia arriba (Z) ●
- Mínimo relativo (m) ●
- Punto de inflexión cuando la función transita de ser cóncava hacia arriba a cóncava hacia abajo (s) ●



**Fig.2.22.** Tangentes en puntos de inflexión y radios de curvatura en extremos relativos de una oscilación inestable.



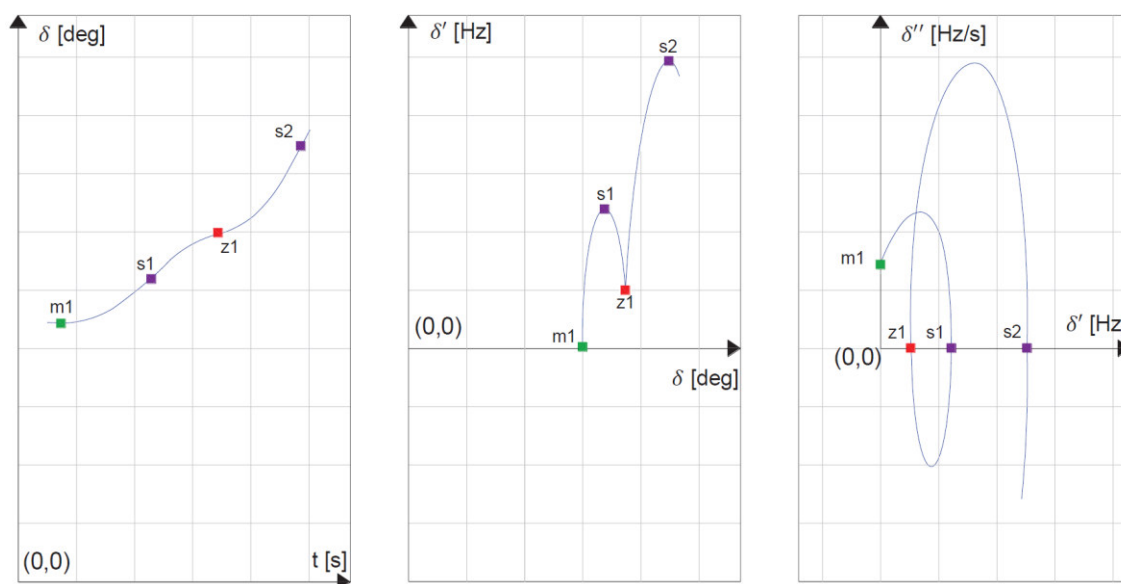
**Fig.2.23.** Velocidad-ángulo y aceleración-velocidad de oscilación inestable.

### 2.10.3. CASO INESTABLE NO OSCILATORIO (PÉRDIDA DE SINCRONISMO)

Se estudia la ocurrencia especial en que no existe un extremo relativo entre dos puntos de inflexión consecutivos, como “first swing”. Esto implica sucesos de pérdida de sincronismo o paso polar.

Para estimar la pérdida de estabilidad (“o pérdida de paso polar”) se indagó empíricamente modular una función en el tiempo que encuentre la forma deseada de la figura Fig.2.24 y que no tenga un significado físico. Esto se obtuvo para un rango de tiempos y con elección apropiada de constantes con la función.

$$\delta(t) = K_1 \times e^{-\frac{t}{K_2 \times \tau}} + (1 + K_0 \times t) \times \delta_0 + K \times e^{\frac{t}{\tau}} \times \cos(\omega t + \theta)$$



**Fig.2.24.** Gráficas 1) ángulo-tiempo, 2) velocidad-ángulo, 3) aceleración-velocidad sin extremos relativos entre puntos de inflexión.

### 2.11. RESUMEN DEL ANALIS DEL PLANO $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$

En este capítulo se recopilo las conclusiones y aportes de los estudios previos desarrollados en el capítulo 2.10 sobre análisis cualitativo.

### 2.11.1. TRAYECTORIA QUE RODEA AL ORIGEN

En el esquema  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  una trayectoria o recorrido que circunda al origen de coordenadas define una oscilación de potencia ya sea estable o inestable.

En otras palabras la trayectoria o recorrido de la oscilación circula por los 4 cuadrantes del plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ . Este rodeo al origen de coordenadas retribuye con una secuencia en el plano  $\delta(t)$  en que entre extremos relativos siempre existe un punto de inflexión y viceversa.

Por medio de los resultados del análisis del comportamiento de oscilaciones, se dispone que cuando la trayectoria en el plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  se acerca al origen de coordenadas es una oscilación de potencia estable; por el contrario cuando la trayectoria se aleja constantemente de él se trata de una oscilaciones inestable.

### 2.11.2. TRAYECTORIA QUE NO RODEA AL ORIGEN.

En el esquema  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  un recorrido que no circunda al origen de coordenadas ("0;0") y si a otro punto ("0;  $\dot{\delta}$ ") es una pérdida de sincronismo.

Un ejemplo es que entre dos ceros consecutivos de  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  (puntos de inflexión consecutivos de  $\delta(t)$ ) no existe un cruce del eje de las ordenadas de  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  (no existe un mínimo o un máximo de  $\delta(t)$ ). En el esquema  $\delta(t)$  es una sucesión de puntos de inflexión sin casos de extremos relativos. Ver figura Fig.2.23.

Por lo que el lugar geométrico de la trayectoria de la oscilación origina un "bucle" en el semiplano derecho de  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  sin rodear al origen.

También puede haber pérdidas de sincronismo en que si exista extremos relativos entre puntos de inflexión consecutivos. Es un caso límite y raro.

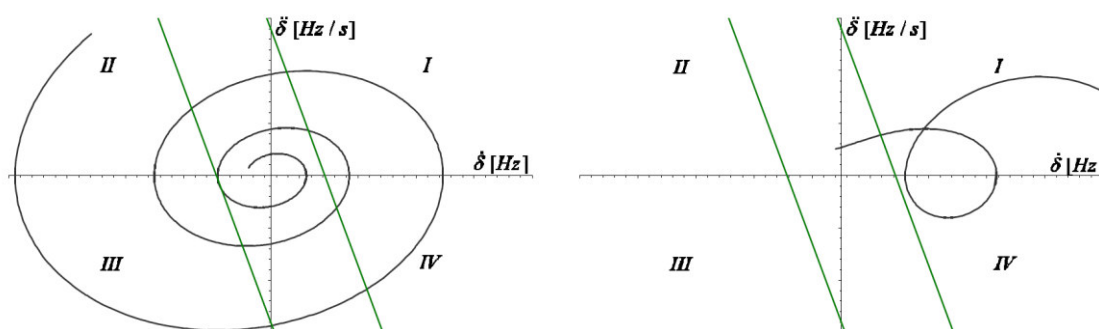
### 2.11.3. SENTIDOS DE INESTABILIDAD

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  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ .

Si son a la vez crecientes o decrecientes tanto la velocidad relativa como la aceleración relativa entre los rotores de los generadores síncronos o entre tensiones de dos áreas de medición, compete a casos en que la pérdida de sincronismo es próximo o inminente de persistir la condición.

Un ejemplo de lo dicho anterior son las trayectorias que se alejan del origen de coordenadas y que están o entrarán en el cuadrante I del esquema  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  (aceleración y velocidad ambas positivas,  $\ddot{\delta} > 0$  y  $\dot{\delta} > 0$ ).

De igual forma la velocidad relativa y aceleración relativa a la vez decrecientes llevan a trayectorias que se alejan del origen de coordenadas y que están o entrarán en el cuadrante III del esquema  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$  (aceleración y velocidad ambas negativas,  $\ddot{\delta} < 0$  y  $\dot{\delta} < 0$ ). Por lo que, 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 sincronismo inminente. Ver la siguiente figura Fig.2.24.



**Fig.2.25.** Oscilación inestable e inestabilidad no oscilatoria vistas en el plano  $\ddot{\delta}(\dot{\delta})$ .

## **CAPÍTULO 3 . METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS**

### **3.1. METODOLOGÍA**

Para alcanzar los objetivos propuestos mencionados en el capítulo 1 se analizará la siguiente metodología:

1. Simular el sistema eléctrico de potencia real peruano de gran escala (SEIN) en el dominio del tiempo para someterlo a eventos impuestos y poder recolectar mediciones sincronizadas de voltaje y ángulo de secuencia positiva de las barras más representativas del sistema.
2. Luego procesar las mediciones sincronizadas obtenidas de la simulación para que sirvan como datos de entrada a los algoritmos PSD y OOST. Por último, mandar la señal de detección de la salida de los algoritmos.

Para comprobar la metodología mencionada se hará uso de los siguientes programas académicos:

- DigSilent Power Factory – Versión 2016
- Software Matlab – Versión R2016a

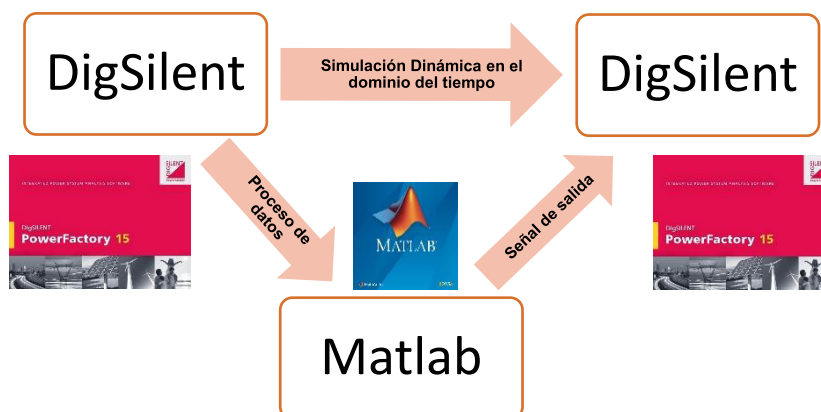
El programa DigSilent Power Factory esta designado en esta tesis a realizar simulaciones dinámicas del sistema eléctrico de potencia peruano sometido a perturbaciones impuestos al sistema. Este programa entrega las mediciones sincronizadas del sistema.

El programa Matlab es un software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio y esta designado en esta tesis a la programación de las funciones PSD y OOST.

Los algoritmos trabajan con los datos tomados de una simulación dinámica de DigSilent, de tal manera, se puede decir que el DigSilent vendría a cumplir el

papel de un sistema SCADA que utiliza unidades de medidas fasoriales de una simulación dinámica, las cuales se encuentran sincronizadas mediante el programa por defecto con la barra slack; luego Matlab vendría hacer los WAMS de un centro de control de un sistema de potencia que son diseñados para detectar condiciones anormales del sistema y poder pre-planificar acciones correctivas para proporcionar un funcionamiento aceptable de éste.

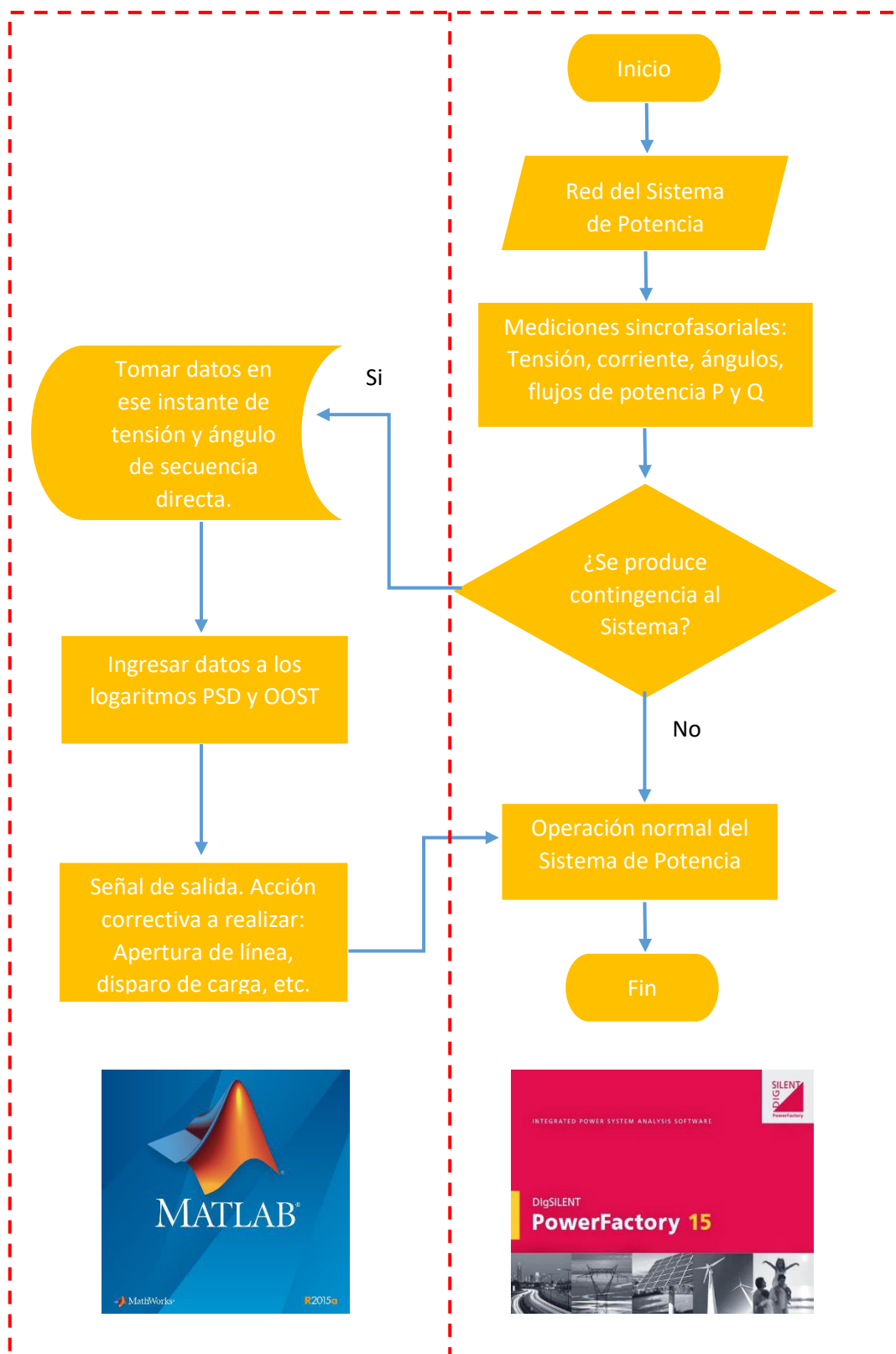
En otras palabras, el Matlab toma una muestra de la simulación dinámica de DigSilent en un instante y los procesa para luego mandar una señal de salida la cual define una acción correctiva a tomar y por ultimo esta señal de salida es devuelta al sistema eléctrico simulado, DigSilent. En la figura Fig.3.01 se muestra el enlace de los dos programas.



**Fig.3.01.** Estructura e Interface de los programas.  
**Fuente:** Elaboración propia.

En forma de resumir la metodología se muestra el diagrama de flujo de como funcionan estos programas.





**Fig.3.02.** Diagrama de flujo del funcionamiento de los programas.  
**Fuente:** Elaboración propia.

## **3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA**

### **3.2.1. MODELO ELÉCTRICO UTILIZADO**

Las corridas de flujo de carga y de estabilidad transitoria que se simularon en esta tesis fueron realizadas usando el modelamiento matemático eléctrico utilizado en el estudio de operatividad del año 2018, otorgado por el COES SINAC, para el software DigSilent PowerFactory, propio del sistema eléctrico peruano del año 2018 que no discrepa en nada del presente. Ver figura Fig.3.03. Los estudios utilizados como referencia para esta tesis son los “Estudio de coordinación de las protecciones del sistema eléctrico interconectado nacional – Anexo N° 10 Protecciones Sistémicas (2014)”, “Estudio de estabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional (2014)”, “Estudio de coordinación de las protecciones del sistema eléctrico interconectado nacional – Anexo N° 7 Determinación de los Tiempos Críticos de Despeje de Fallas (CCT) (2014)”. Estos estudios fueron desarrollados por el COES y se actualizan cada cuatro años, por lo que los estudios del 2014 son los más actuales hasta la fecha. Con respecto a los recursos estabilizantes del SEIN, el modelo DigSilent usado comprende los reguladores de velocidad, reguladores de tensión, PSS. Los mismos que han sido usados en diversos estudios como el ERACG y ETOE. Con respecto a la base de datos del sistema, su modelamiento en DigSilent PowerFactory y los estudios referenciales, no formaron parte de las simulaciones desarrollados en esta tesis de pregrado, tampoco el autor de esta tesis de pregrado contribuyo en su desarrollo, ni ejecución, sino que fueron tomados como materia prima de desarrollo para la tesis presente y utilizados.

### 3.2.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA ESTUDIADO

En el capítulo 1.2 se menciona que el sistema eléctrico peruano depende de las líneas 500 kV y 220 kV que interconectan las Zonas A y B del SEIN, por lo que ya se identificaron las **líneas y subestaciones más representativas para estudiar su comportamiento** frente a contingencias impuestas al sistema y así poder realizar las mediciones sincronizadas. Estas subestaciones son (Ver Figura 3.03):

- SE Mantaro 220 KV (Como barra slack) por parte de la Zona A
- SE Cotaruse 220 KV y SE Montalvo 500 kV por parte de la Zona B

En esta tesis se desarrolló una metodología (ver figura Fig.3.02) para detectar y prevenir las oscilaciones inestables de potencias producidas por la desconexión de las líneas de 500 kV (L-5034/5036 y L-5033/5035) y las líneas de 220 kV (L-2051/2052), utilizando las funciones PSD y OOST ya estudiados en el capítulo 2 midiendo la fase de los sincrofasores de las tensiones de secuencia directas en las barras de las subestaciones a las que se conectan las líneas de 500 kV y 220 kV que unen las dos Zonas. Ver figura Fig.3.03

La protección sistémica (“SPS o WAP”) desarrollada en esta tesis de pregrado tiene el siguiente esquema general según la figura Fig.3.02.

<b>ESQUEMA GENERAL DE PROTECCIÓN SISTÉMICA</b>	
<b>Entradas</b>	Variables eléctricas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión y ángulo de secuencia positiva medidas con sincrofasores (PMUs) en las subestaciones de 500 kV y 220 kV</li> </ul>
<b>Subestaciones 500 kV</b>	Un PMU en cada barra: <ul style="list-style-type: none"> <li>• SE San José</li> <li>• SE Montalvo</li> </ul>
<b>Subestaciones 220 kV</b>	Un PMU en cada barra: <ul style="list-style-type: none"> <li>• SE Mantaro (barra slack)</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SE Cotaruse</li> </ul>
<b>Toma de decisiones</b>	Mediante la combinación de los algoritmos PSD y OOST (En el PDC y SVP)
<b>Acciones correctivas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apertura y/o conexión de líneas.</li> <li>• Disparo de cargas (load shedding).</li> </ul>

**TABLA N° 3.01.** Esquema general de Protección Sistémica.

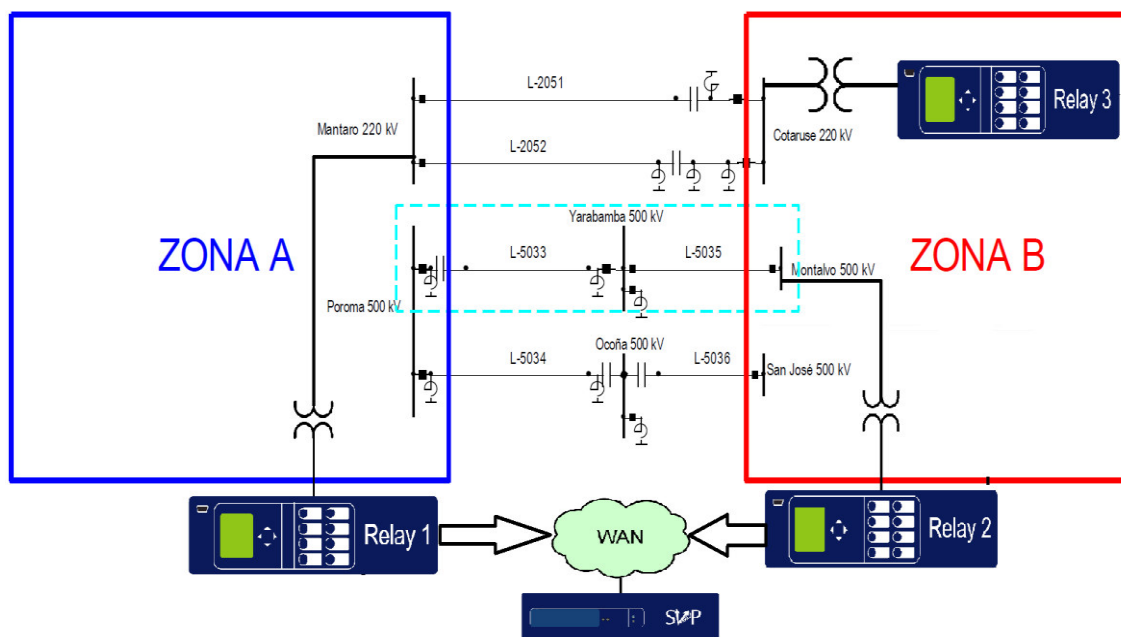
**Fuente:** Elaboración propia.

La barra de Mantaro de 220 kV será la barra slack o barra infinita configurado por defecto por el programa DigSilent.

Los PMUs se han situado en las barras de cada extremo de las líneas de 500 kV y 220 kV que unen cada Zona, debido a que el centro eléctrico del sistema debe encontrarse entre los puntos de medida de cada Zona. Se pudo haber evaluado instalar los PMUs en otros puntos distintos, porque podrían utilizarse otras barras representativas de cada Zona y también debería de cumplir que ante la desconexión de las líneas para cada Zona el centro eléctrico del sistema eléctrico estaría entre los puntos de medida de las PMUs.

Las acciones correctivas a tomar y el estudio del comportamiento posterior a su acción no son parte de los objetivos de la presente tesis. Sin embargo, se mencionan las posibles acciones correctivas a realizar al SEIN mediante la protección sistémica (SPS o WAP).

En la figura Fig.3.03 se muestra la ubicación de los PMUs en las barras ya mencionadas del SEIN (Zona A y Zona B) y la arquitectura que se utilizaría para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST en tiempo real.



**Fig.3.03.** Modelo del SEIN para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST en tiempo real.

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.3. SIMULACIÓN DE SINCRÓFASORES EN DIGSILENT

El programa DigSilent Power Factory por ser un programa de simulación de flujo de carga, corto-circuitos y estabilidad de potencia, maneja las magnitudes eléctricas como fasores y también como magnitudes sinusoidales en el tiempo.

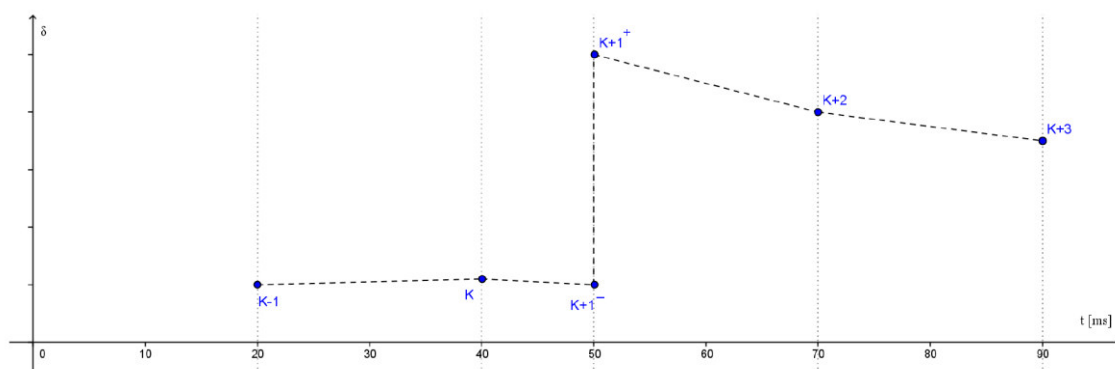
Se pretende simular sincrofases a una tasa constante de  $F_s = 120$  (frames/s) lo que corresponde a 2 sincrofases por periodo nominal de la fundamental. Esta tasa es actualmente la máxima normalizada para señales de 60 Hz.

Para reproducir sincrofases a una tasa constante de reporte de 120  $F_s$  se precisa que el programa produzca datos de salida de intervalos constantes de 8.33 ms. Para ello debemos estar en el módulo *RMS/EMT Contingency*.

Luego se debe ajustar en el DigSilent:

- a) El periodo o paso de integración usado en las contingencias desarrolladas en el DigSilent en  $\Delta t = 0.00833 \text{ s} = 8.33 \text{ ms}$  (“*Integration Step Sizes*”, “*Electromechanical Transients*”, “*Output*”).
- b) Finalmente se exporta la data en el dominio del tiempo. DigSilent tiene la opción de exportar datos en varias extensiones, para el presente estudio de tesis usaremos la extensión de Excel “.CVS”.

Al momento de simular nos percatamos que cuando hay alguna modificación en la red eléctrica, por ejemplo, aperturas de líneas y cortocircuitos, en ese instante de  $t_{K+1}$ , se crean dos datos simultáneos a intervalos menores que el intervalo constante predefinido  $t_{K+1} - t_K = \Delta t < \Delta t_N = 8.33 \text{ ms}$ , el programa DigSilent produce y reportar dos cálculos en ese momento  $t_{K+1}$  correspondientes a  $t_{K+1}$  y  $t^+_{K+1}$  y luego continuando con la tasa constante nominal predefinida en el Digsilent de  $t_{K+2} - t_{K+1} = \Delta t = 8.33 \text{ ms}$ . Como se muestra en la figura Fig.3.04.



**Fig.3.04.** Reporte de resultados DigSilent.  
**Fuente:** Elaboración propia.

Para que DigSilent simule sincrofasores con un paso constante de reporte se debe descartar uno de los dos resultados correspondientes al instante  $t_{K+1}$  en que se cambia la red, el correspondiente a  $t_{K+1}$  o  $t^+_{K+1}$ .

De no ser así, (ver TABLA N° 3.02) el procesamiento posterior de los resultados del DigSilent Power Factory habría un  $\Delta t=0$  que produciría error en los cálculos de las derivadas por lo que se tendría que descartar las dos filas de valores que tienen errores.

Recordar que:

$$\dot{\delta}_i = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ y } \ddot{\delta}_i = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}$$

Tiempo t	$\Delta t$	Ángulo relativo	Velocidad	Aceleración
$t_k$	$\Delta t_N$	$\delta_K$	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
$t_{k+1}$	$\Delta t$	$\delta_{K+1}^-$	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
$t_{k+1}$	0	$\delta_{K+1}^+$	ERROR	ERROR
$t_{k+2}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+2}$	$\dot{\delta}_{K+2}$	ERROR
$t_{k+3}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+3}$	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
$t_{k+4}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+4}$	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

**TABLA N° 3.02.** Cálculo de derivada primera y segunda sin eliminar filas.

**Fuente:** Elaboración propia.

A modo de ejemplo en la siguiente TABLA N° 3.03 se demuestra lo que ocurre si se elimina la segunda fila de  $t_{k+1}$  (es decir  $t_{k+1}^+$ ). No origina errores (divisiones entre cero) y se eliminó únicamente una fila en vez de descartar dos filas como debería hacerse en la tabla anterior.

Tiempo t	$\Delta t$	Ángulo relativo	Velocidad	Aceleración
$t_k$	$\Delta t_N$	$\delta_K$	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
$t_{k+1}$	$\Delta t$	$\delta_{K+1}^-$	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
$t_{k+2}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+2}$	$\dot{\delta}_{K+2}$	$\ddot{\delta}_{K+2}$
$t_{k+3}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+3}$	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
$t_{k+4}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+4}$	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

**TABLA N° 3.03.** Cálculo de derivada primera y segunda si se elimina una fila.

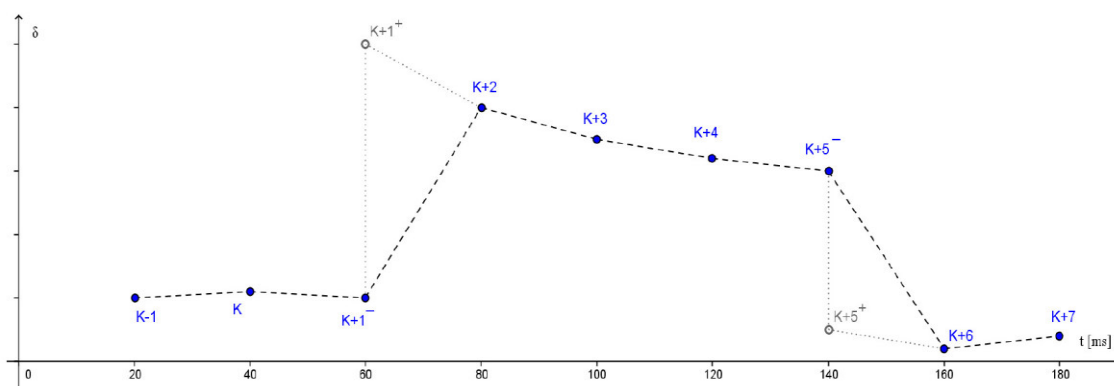
**Fuente:** Elaboración propia.

Estos criterios se aplicaron en los estudios detallados en el capítulo 4.

### 3.4. PROCESAMIENTO PREVIO A USAR LAS MEDICIONES EN MATLAB.

Como se explicó para cada uno de los instantes en que ocurra una modificación del sistema eléctrico de potencia, de la información originada en DigSilent debe descartarse uno de los dos grupos de valores (filas) que tienen la misma estampa de tiempo, para así poder procesarla en MATLAB y usar esos datos a los algoritmos PSD y OOST. Como ya se explicó esto hace que realmente exista un solo grupo de valores simulados cada 8.33 ms y se evita divisiones entre cero en el cálculo de las derivadas.

Se opta por eliminar el segundo grupo de valores (fila), el correspondiente a la red eléctrica ya modificada ( $t^+$ ) como se muestra en la figura Fig.3.05.



**Fig.3.05.** Eliminación del segundo grupo de valores en el instante de un cambio en el sistema simulado.

**Fuente:** Elaboración propia.

Esto opera con un retraso (delay) de 8.33 ms en los efectos vistos en los casos de la modificación del sistema eléctrico.

- Retrasar en 8.33 ms el comienzo de un cortocircuito origina que retrasa ver el inicio de la aceleración de los generadores del sistema eléctrico, pero no afectaría en general los resultados de detección de oscilaciones de potencia.



- Retrasar en 8.33 ms el fin de un cortocircuito origina que retrasa ver el fin de la aceleración, lo que perjudica en detectar tempranamente oscilaciones de potencia si las oscilaciones se dieran desde el mismo fin del cortocircuito (post-falla).

Se debe recordar que las oscilaciones de potencia ocurren luego de una falla (cortocircuito) y raras veces, por no decir nunca (pocas veces) durante la propia falla, aunque mayoritariamente las oscilaciones de potencia ocurren y se detectan en la post-falla.

Estos criterios se aplicaron en los estudios detallados en el capítulo 4.

### **3.4.1. CONSIDERACIONES SOBRE LOS VALORES POSTERIORES A UNA MODIFICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.**

En el esquema anterior Fig.3.05 y TABLA N° 3.02 (se repite a continuación como tabla TABLA N° 3.04) demuestran las variaciones respectivas a las modificaciones del sistema eléctrico de potencia como por ejemplo de imponer o retirar un cortocircuito, conectar o desconectar una línea, etc. Al desechar la segunda de las dos filas que corresponden al mismo instante.

Este descuido en 8.33 ms del ángulo relativo que pasa de  $\delta_{K+1}$  a  $\delta_{K+2}$  (en fondo amarillo en la siguiente TABLA N° 3.04) no refleja la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores síncronos del sistema (oscilaciones de potencia) sino que refleja a cómo ven los sincrofasores (en este caso sincrofasores simulados) los repentinos cambios propios de la electrodinámica de las magnitudes eléctricas, es decir los cambios repentinos en

los ángulos de secuencia positiva de las tensiones en barras, debidos a la aparición (inicio) o fin de un cortocircuito por ejemplo.

Tiempo t	$\Delta t$	Angulo relativo	Velocidad	Aceleración
$t_k$	$\Delta t_N$	$\delta_K$	$\dot{\delta}_K$	$\ddot{\delta}_K$
$t_{k+1}$	$\Delta t$	$\delta_{K+1}^-$	$\dot{\delta}_{K+1}^-$	$\ddot{\delta}_{K+1}^-$
$t_{k+2}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+2}$	$\dot{\delta}_{K+2}$	$\ddot{\delta}_{K+2}$
$t_{k+3}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+3}$	$\dot{\delta}_{K+3}$	$\ddot{\delta}_{K+3}$
$t_{k+4}$	$\Delta t_N$	$\delta_{K+4}$	$\dot{\delta}_{K+4}$	$\ddot{\delta}_{K+4}$

**TABLA N° 3.04.** Cálculo de derivada primera y segunda eliminando la fila.

**Fuente:** Elaboración propia.

Por ello las derivadas que usan la diferencia  $\delta_{K+2} - \delta_{K+1}^-$  (en amarillo de la TABLA N° 3.04) la primera derivada de velocidad  $\dot{\delta}_{K+2}$  y segunda de aceleración  $\ddot{\delta}_{K+2}$  y  $\ddot{\delta}_{K+3}$  (de color azul) tampoco muestra la respuesta dinamica lenta electromecánica de los rotores de los generadores síncronos del sistema. Por ello deben ser “desechadas” de alguna forma para que no afecten incorrectamente la operación de las funciones PSD y OOST que utilizan esa información para la toma de acciones y decisiones.

Ese descarte se logra con el detector de cortocircuito de la función PSD y con el ajuste de los temporizadores de las funciones PSD y OOST en al menos 8.33 ms (1 sincrofasor) en lo que calcula la velocidad y 16.7 ms (2 sincrofasores consecutivos) en lo que calcula la aceleración si se quiere descartar completamente, lo que puede no ser estrictamente necesario.

Este criterio se utilizó en la toma de datos para ser ingresados al Matlab.

### 3.5. ESTUDIOS Y SIMULACIONES REALIZADAS

Se aplicaron al DigSilent Power Factory un conjunto de eventos impuestos sobre el sistema eléctrico nacional modelado.

El objetivo de seleccionar estos eventos es someter a diferentes perturbaciones los enlaces de interconexión de las zonas A y B; para eso se considera diferentes escenarios, configuraciones y contingencias que **logren la condición más severa** impuesta al SEIN. Estos escenarios son resumidos en la siguiente TABLA N° 3.05.

El escenario operativo base que se utilizará en el presente estudio es el correspondiente al periodo de Estiaje Máximo del 2018 considerando la demanda y despachos como se encuentran en ella representados.

Escenario	Sistema 220 kV		Sistema 500 kV
	Compensación serie	Líneas	Líneas
1	-	-	-
2	Capacitor XC1 F/S	-	-
3	Capacitor XC3 F/S	-	-
4	Capacitor XC1 y XC3 F/S	-	-
5	Capacitor XC1 y XC3 F/S	L-2052 F/S	-
6	Capacitor XC1 y XC3 F/S	L-2054 F/S	-
7	-	L-2052 y L-2054 F/S	-
8	Capacitor XC3 F/S	L-2051 y L-2052 F/S	-
9	-	L-2053 y L-2054 F/S	-
10	-	-	L-5032 F/S
11	-	-	L-5034 y L-5036 F/S

**TABLA N° 3.05.** Escenarios de transmisión considerados. Estiaje máximo 2018.

(Nota: F/S = Fuera de servicio)

**Fuente:** Elaboración propia.

Con el objetivo de evaluar el sistema ante oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo, se asumieron las configuraciones de reactores en el enlace Centro-Sur según como se indica en la siguiente TABLA N° 3.06.

Escenario	Configuración de Reactores
1	Todos en servicio.
2	Todos en servicio.
3	Todos en servicio.
4	Todos en servicio.
5	1 reactor XL11 de 50 MVAR en Cotaruse 220 kV F/S.
6	1 reactor XL14 de 50 MVAR en Cotaruse 220 kV F/S.
7	3 reactores XL12, XL13 y XL14 de 50 MVAR en Cotaruse 220 kV F/S.
8	1 reactor XL11 de 50 MVAR en Cotaruse 220 kV F/S.
9	3 reactores XL12, XL13 y XL14 de 50 MVAR en Cotaruse 220 kV F/S.
10	Reactor de 100 MVAR de la barra en Poroma 500 kV y del extremo Poroma línea Ocoña 500 kV F/S, Reactores de 200 MVAR la línea Chilca – Poroma F/S.
11	Reactores de 100 MVAR de la línea Poroma – San Jose 500 kV F/S

**TABLA N° 3.06.** Configuración de reactores para los escenarios de estudio.

**Fuente:** Elaboración propia.

Las contingencias a considerar serán:

- a) Fallas trifásicas simples sin impedancia de falla, al 50% de las líneas individuales de 500 kV y 220 kV del enlace Centro-Sur, con 100 ms de duración y despeje definitivo durante un periodo de 10 segundos.
- b) Fallas monofásicas sin impedancia de falla con una duración de 100 ms, con recierre exitoso, al 50% de las líneas durante un periodo de 10 segundos, tal que para la condición de operación considerada, represente el único enlace entre el Centro y el Sur.

### **3.5.1. SIMULACIÓN Y AJUSTES EN MATLAB DE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST.**

La segunda etapa consiste en simular en MATLAB al PDC donde se programan los algoritmos PSD y OOST (estudiados en el capítulo 2.6). Se repiten las figuras de dichos capítulos.

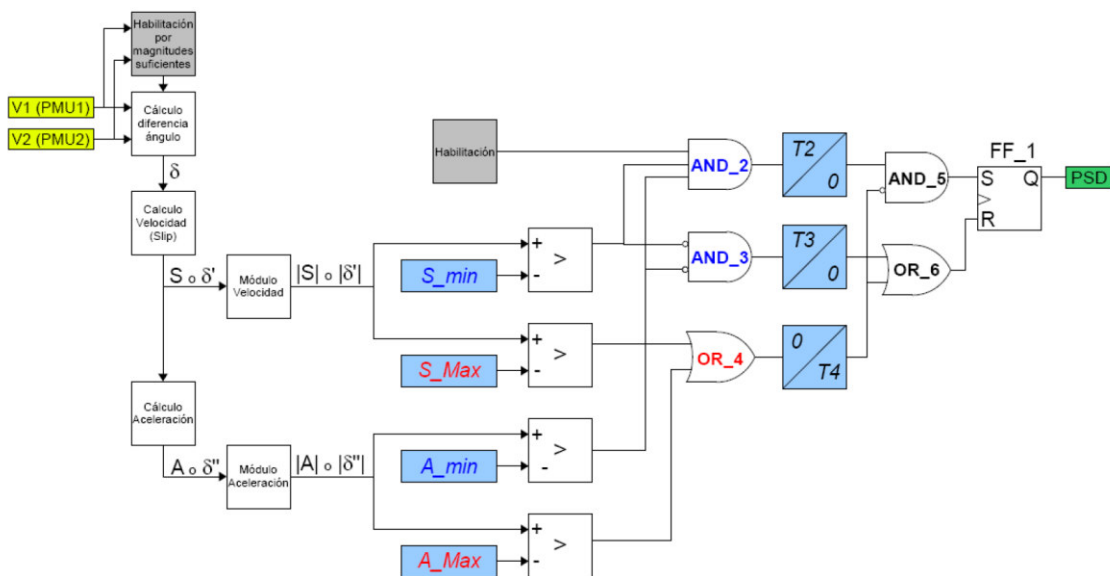


Fig.3.06. Diagrama de bloques del algoritmo PSD.

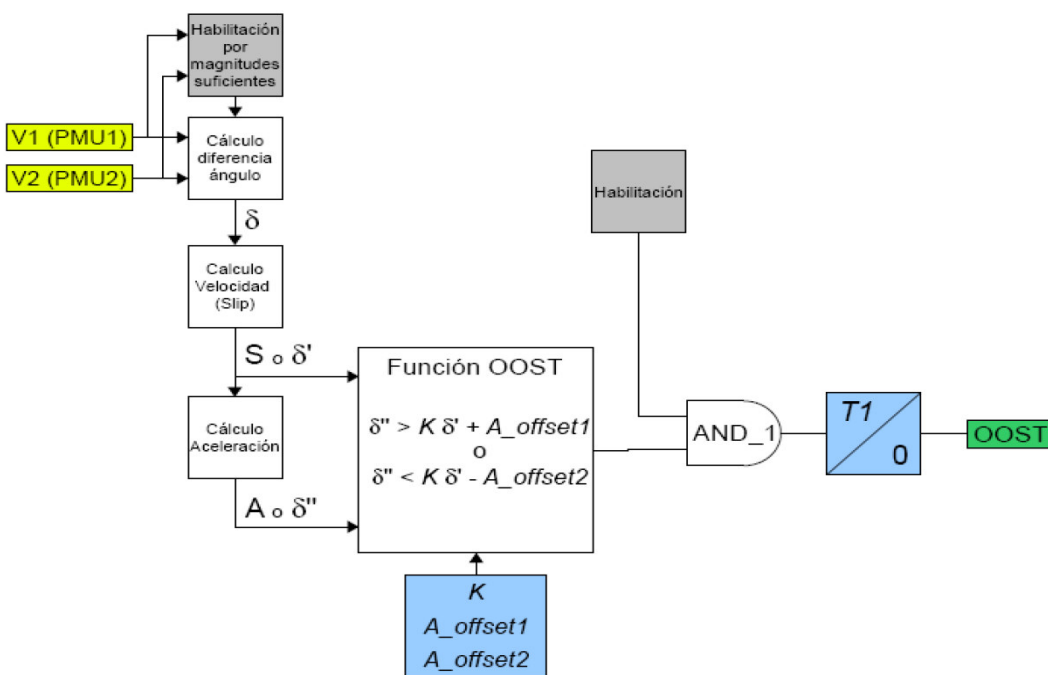


Fig.3.07. Diagrama de bloques del algoritmo predictivo OOST

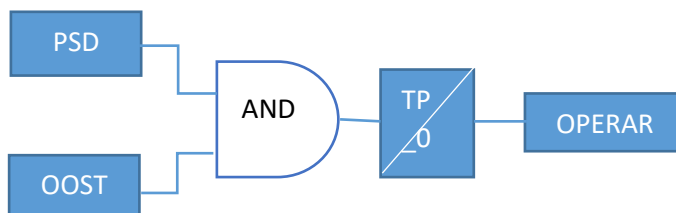


Fig.3.08. Combinación utilizada de los algoritmos PSD y OOST.

Se desarrolló en MATLAB el lenguaje de programación necesaria para ejecutar los algoritmos, según los diagramas de bloques de las figuras Fig.3.06, Fig.3.07 y Fig.3.08. A todas las ternas escenario-configuración-contingencias se le aplicaron los algoritmos.

En el capítulo 3.3 se describe que deben usarse 2 sincrofasores consecutivos (es decir en 1 ciclo porque los sincrofasores se reportan a  $FS=120\text{fps}$ ) en los temporizadores relacionados a la aceleración para desechar cálculos erróneos, por lo que  $T1 \geq 1$  ciclos en el algoritmo OOST y  $T2 \geq 1$  ciclos en PSD.

También se debe tener en cuenta que un programa de estudios de estabilidad transitoria no reproduce los fasores de la misma manera que lo haría un PMU porque los PMUs tienen filtros y una tasa de error.

Ajustes iniciales:

S_min = 0.0004 Hz	T2 = 0 ciclo	A_offset1 = 1 Hz/s
S_Max = 0.06 Hz	T3 = 0 ciclo	A_offset2 = 1.2 Hz/s
A_min = 0.0014 Hz/s	T4 = 0 ciclo	T1 = 0 ciclo
A_Max = 0.5 Hz/s	K = -5 s <sup>-1</sup>	TP = 0 ciclo

**TABLA N° 3.07.** Ajustes iniciales para los algoritmos PSD y OOST.

**Fuente:** Elaboración propia.

Se inició con temporizadores en cero ("0") para buscar valores posibles para los demás ajustes y continuamente se agregaron los temporizadores y se optimizó el conjunto de umbrales ajustables. Esto facultó por ejemplo disminuir los valores de los umbrales ajustables A\_offset1 y A\_offset2 respecto a los necesarios si los temporizadores fueran cero.

### 3.5.2. AJUSTES FINALES DE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST

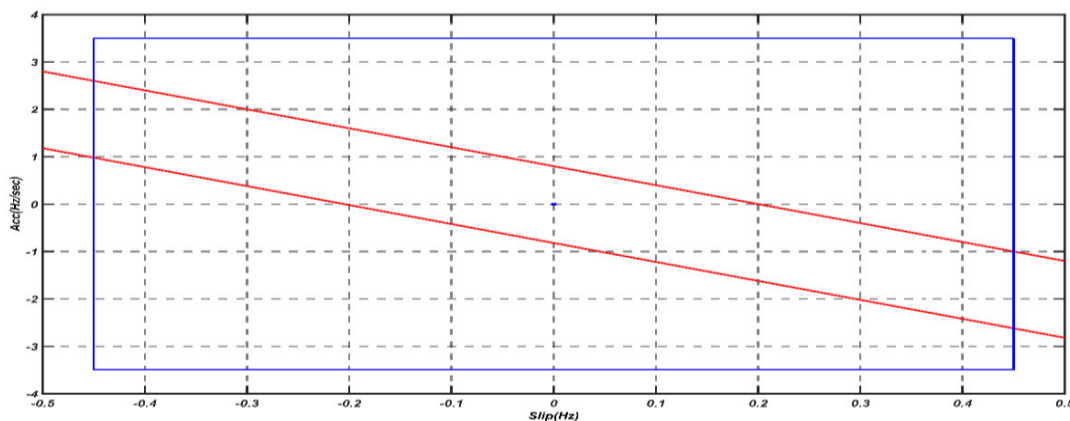
Los ajustes finales se adquirieron simulando contingencias al sistema eléctrico de todos los tipos (cortocircuitos polifásicos) con el objetivo que los algoritmos se ejecuten de la manera más óptima para poder operar lo más rápido posible a las contingencias. Esto se logra de forma empírica mediante ensayo y error, empezando con las temporización en 0 ciclos.

S_min = 0.0022 Hz	T2 = 3 ciclos	A_offset1 = 0.8 Hz/s
S_Max = 0.45 Hz	T3 = 3 ciclos	A_offset2 = 0.82 Hz/s
A_min = 0.012 Hz/s	T4 = 5 ciclos	T1 = 3 ciclos
A_Max = 3.5 Hz/s	K = -4 s <sup>-1</sup>	TP = 4 ciclos

**TABLA N° 3.08.** Ajustes finales para los algoritmos PSD y OOST.

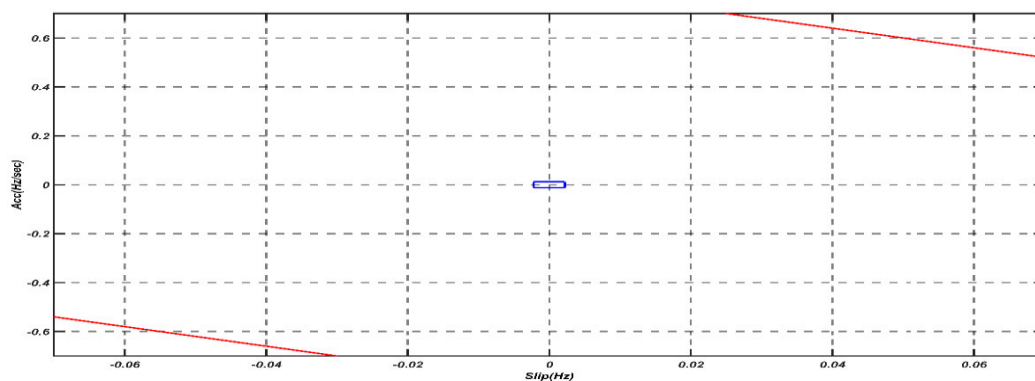
**Fuente:** Elaboración propia.

Que se representan en las siguiente figuras Fig.3.09 y Fig.3.10.



**Fig.3.09.** Algoritmos PSD y OOST representados en conjunto en el plano A(S).

**Fuente:** Elaboración propia.



**Fig.3.10.** Zoom de la figura Fig.3.09. Centrado en el origen.

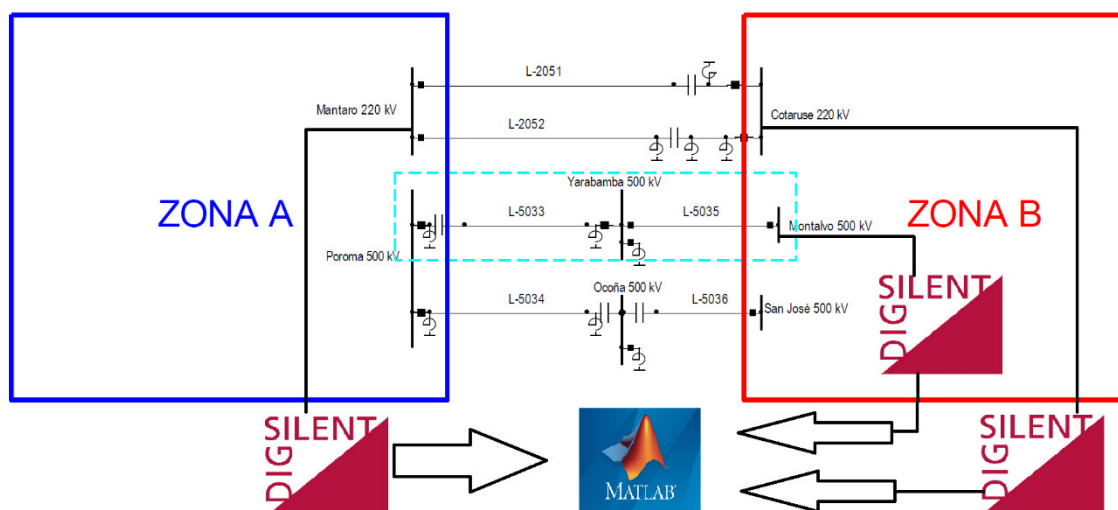
**Fuente:** Elaboración propia.

Este grupo de ajustes faculta que los algoritmos se comporten de manera más confiable y rápida como se muestra a continuación.

Obedece los criterios mínimos del *security* de la confiabilidad mencionados en el capítulo anterior:  $T1 \geq 2$  ciclos y  $T2 \geq 2$  ciclos.

Especialmente se verifico que con los umbrales ajustables  $T1 = 2$  ciclos y  $T2 = 2$  ciclos no opera en los casos en que no debe operar. Por lo que los ajustes finales elegidos son  $T1 = 3$  ciclos,  $T2 = 3$  ciclos y  $TP = 4$  ciclos incorporan un margen adicional de seguridad a pesar que disminuye la rapidez de la operación conjunta de las funciones PSD y OOST.

Finalmente, en la siguiente figura Fig.3.11 se muestra el modelo del SEIN (Zona A y Zona B) y la arquitectura que utilizaremos para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST simulados en los programas DigSilent Power Factory y Matlab.



**Fig.3.11.** Modelo del SEIN para analizar el comportamiento de los algoritmos PSD y OOST simulados en DigSilent y Matlab.

**Fuente:** Elaboración propia.



## **CAPÍTULO 4 . ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

### **4.1. ANÁLISIS DINÁMICO – ESTABILIDAD TRANSITORIA**

Para todas las condiciones de operación consideradas en el capítulo 3, se realizan simulaciones de fallas sobre las líneas del enlace Centro-Sur (Zona A y Zona B). Se evalúa tanto la respuesta dinámica de los ángulos relativos de las tensiones de secuencia directa de las barras supervisadas por el COES como la pérdida de sincronismo.

La unión de las funciones PSD y OOST aplicados al SEIN como también la Diferencia Angular ( $\delta$ ), la Velocidad (S) y la Aceleración (A) en el dominio del tiempo (t) se muestran en el Apéndice A para todos los escenarios vistos en el capítulo 3.

### **4.2. ANÁLISIS DE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN ZONA A Y ZONA B (CENTRO-SUR)**

#### **4.2.1. Escenario 1: Sistema completo**

Para el periodo de estiaje máximo 2018, se partió del caso base que presenta un intercambio Centro-Sur de 234 MW.

Los reactores en 220 kV y 500 kV del enlace Centro-Sur se mantienen en servicio. Debido a que las condiciones de intercambio pueden responder a diferentes despachos de generación. Para alcanzar los objetivos específicos planteados en el capítulo 1.3.2 se complementó el análisis considerando un incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur, resultando este un nuevo despacho y disponibilidad en un intercambio inicial de 330 MW. Para

este caso modificado, se mantuvieron los equipos de compensación reactiva en servicio.

Los resultados obtenidos para el análisis de estabilidad transitoria se muestran en la siguiente TABLA N° 4.01.

Contingencia	Condición de Disponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.4 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-57^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-52.09^\circ</math>, de post-falla de <math>-60.88^\circ</math> y final de <math>-60.52^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-58.74^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-53.94^\circ</math>, de post-falla de <math>-62.63^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-62.60^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) se muestra que la diferencia angular se incrementa no más de <math>-47.9^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de</p>

		pre-falla de $-47.06^\circ$ , de post-falla de $-53.89^\circ$ y final en estado estacionario es de $-50.82^\circ$ .  En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.3 segundos.  En el plano S( $\delta$ ) la diferencia angular se incrementa no más de $-62.89^\circ$ . El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de $-53.94^\circ$ , de post-falla de $-65.39^\circ$ y final en estado estacionario de $-65.66^\circ$ .  En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.

**TABLA N° 4.01.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 1.

#### 4.2.2. Escenario 2: Banco de capacitores serie XC1 fuera de servicio

A partir del caso base, se elaboró un nuevo escenario considerando el banco de capacitores serie XC1 fuera de servicio. Esta condición es para aumentar la capacidad de transmisión de potencia por línea y aumentando el límite de estabilidad, no fue necesario modificar la configuración de reactores en servicio en el enlace en 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Poroma-Ocoña	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.8 segundos

(L-5034)		<p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-60^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-53.95^\circ</math>, de post-falla de <math>-63.395^\circ</math> y final de <math>-63.10^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.8 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-62^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-55.94^\circ</math>, de post-falla de <math>-62.09^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-65.42^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
<p>Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación post-falla es de <math>-59.57^\circ</math> y final en estado estacionario es de <math>-56.37^\circ</math>.</p> <p>El plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y se muestran un picos de 0.1138 Hz/sec, estos valores no corresponden a la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores del sistema (oscilaciones de potencia) por lo que deben ser filtrados de alguna manera.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 8.9 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-66^\circ</math>. El sistema tiene</p>

		<p>como puntos de operación de pre-falla de <math>-55.94^\circ</math>, de post-falla de <math>-68.88^\circ</math> y final de <math>-71.45^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST.</p>
--	--	--

**TABLA N° 4.02.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 2.

#### 4.2.3. Escenario 3: Banco de Capacitores XC3 fuera de servicio

A partir del caso base, se realizó un nuevo escenario considerando el banco de capacitores serie XC3 fuera de servicio. Esta condición es para aumentar la capacidad de transmisión de potencia por línea, no fue necesario modificar la configuración de reactores en servicio en el enlace en 220 kV Mantaro-Socabaya.

Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.85 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-58.2^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-52.7^\circ</math>, de post-falla de <math>-62.24^\circ</math> y final de <math>-61.51^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur	Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema

	818 MW	<p>vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.8 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-60^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-54.53^\circ</math>, de post-falla de <math>-64^\circ</math> y final de <math>-63.67^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.8 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación post-falla es de <math>-68.47^\circ</math> y final en estado estacionario es de <math>-65.67^\circ</math>.</p> <p>El plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y se muestran un picos de 0.2661 Hz/sec, estos valores no corresponden a la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores del sistema (oscilaciones de potencia) por lo que deben ser filtrados de alguna manera.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-66^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-54.53^\circ</math>, de post-falla de <math>-71.85^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-67.88^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>

**TABLA N° 4.03.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 3.

#### 4.2.4. Escenario 4: Banco de Capacitores XC1 y XC3 fuera de servicio

A partir del caso base, se realizó un nuevo escenario considerando los bancos de capacitores series XC1 y XC3 fuera de servicio.

Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.9 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-61^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla de <math>-54.43^\circ</math>, de post-falla de <math>-65.14^\circ</math> y final de <math>-64^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.8 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-63^\circ</math> y tiene como punto de operación final de <math>-66.33^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando el origen.</p>
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-66.22^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla</p>

		<p>de <math>-54.43^\circ</math>, de post-falla de <math>-71.38^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-68.55^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 8.8 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación pre-falla es de <math>-56.45^\circ</math>, post-falla de <math>-74.91^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-73.36^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen. Se observa valores picos en la gráfica, estos valores no representan a la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores del sistema sino a cómo ven los sincrofasores (o sincrofasores simulados en esta tesis) los bruscos cambios correspondientes a la electrodinámica de las magnitudes eléctricas por lo que deben ser filtrados.</p>

**TABLA N° 4.04.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 4.

#### 4.2.5. Escenario 5: Banco de Cap. XC1, XC3 y circuito L-2052 Mantaro-Cotaruse fuera de servicio

A partir del caso base se realizó un nuevo escenario considerando los bancos de capacitores serie XC1, XC3 y el circuito L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse fuera de servicio.

Para obtener un aumento de capacidad de transmisión de potencia por línea y un perfil inicial de tensiones aceptable del mismo orden que el observado para el caso base, fue necesario en este caso poner fuera de servicio los capacitores y el reactor de 50 MVAR en la S/E Cotaruse de 220 kV.



Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.6 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>La diferencia angular en el plano S(<math>\delta</math>) se incrementa no más de <math>-65^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla <math>-60.84^\circ</math>, de post-falla de <math>-69.73</math> y final en estado estacionario de <math>-68^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.4 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) en ángulo pre-falla es de <math>-69.51^\circ</math>, el ángulo post-falla de <math>-91.65^\circ</math> y final de <math>-88.28^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>
Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después de 75.7 ms del despeje de falla el sistema empieza a oscilar por lo que el algoritmo PSD manda la señal lógica “1” y luego de 6 segundos entra al estado estacionario.</p> <p>La diferencia angular en el plano S(<math>\delta</math>) se incrementa no más de <math>-72.24^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla <math>-60.84^\circ</math>, de post-falla de <math>-76.98</math> y final en estado estacionario de <math>-74.73^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región</p>

		estable del esquema OOST y permanece ahí rodeando el origen.
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-75.3^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación pre-falla de <math>-63.42^\circ</math>, de post-falla de <math>-79.43^\circ</math> y final en estado estacionario de <math>-77.63^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) se muestra que en punto de operación post-falla permanece dentro de la región estable del esquema OOST.</p>
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla la diferencia angular entre las dos barras monitoreadas aumenta más allá de <math>-90^\circ</math> a los 4 segundos aproximadamente por lo que el sistema se vuelve inestable.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica “1” a los 75.7 ms después del despeje de falla y manteniendo la señal en ese estado toda la simulación.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular empieza a incrementarse en cada oscilación llegando a un valor máximo de <math>-71.94^\circ</math> a los 8.6 segundos por lo que en este tipo de oscilación no hay un punto de operación final en estado estacionario hasta que se tomen acciones correctivas . El punto de operación pre-falla es de <math>-75.69^\circ</math> y post-falla es de <math>-97.65^\circ</math> a 1 segundo de simulación.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla inicia en la región estable del esquema e ingresa a la región inestable a partir de la tercera oscilación.</p> <p>En algoritmo OOST manda la primera señal lógica “1” a los 3.6 segundos aproximadamente pero esta señal dura poco tiempo, menos de 4 ciclos del temporizador de seguridad TP por lo que el bit TRIP no se activa, luego a los 4.1</p>

		<p>segundos aproximadamente el algoritmo OOST manda la segunda señal “1” y esta señal se activa cada vez que la trayectoria de oscilación se encuentre en la región inestable por lo que a medida que avance la simulación más tiempo permanecerá en esa región y más tiempo durara la señal lógica “1” activada.</p> <p>La señal de disparo TRIP solo necesita detectar que los bits PSD y OOST estén ambos activados (señal lógica “1”) por más tiempo que el temporizador de seguridad TP y por primera vez para poder mandar la señal de acción correctiva al sistema.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla la diferencia angular entre las dos barras monitoreadas aumenta más allá de <math>-100^\circ</math> a los 8.3 segundos aproximadamente por lo que el sistema se vuelve inestable.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica “1” a los 75.7 ms después del despeje de falla y manteniendo la señal en ese estado toda la simulación.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> la diferencia angular empieza a incrementarse a partir de la tercera oscilación llegando a un valor máximo de <math>-78.65^\circ</math> a los 9 segundos por lo que en este tipo de oscilación no hay un punto de operación final en estado estacionario hasta que se tomen acciones correctivas. El punto de operación pre-falla es de <math>-69.51^\circ</math> y post-falla es de <math>-86.76^\circ</math> a 1 segundo de simulación.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> se observa que el punto de operación post-falla ingresa a la región inestable a partir de la sexta oscilación por lo que el algoritmo OOST manda la señal lógica “1” a los 7.365 segundos.</p> <p>La señal de disparo TRIP se activa 66 ms después de ser detectado por primera vez por el algoritmo OOST y PSD.</p>

**TABLA N° 4.05.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 5.

#### 4.2.6. Escenario 6: Banco de Cap. XC1, XC3 y circuito L-2054 Cotaruse-Socobaya fuera de servicio

Se realizó un nuevo escenario considerando los bancos de capacitores XC1, XC3 y el circuito L-2054 fuera de servicio.

Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.3 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> la diferencia angular se incrementa no más de <math>-53.91^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación pre-falla de <math>-55.95^\circ</math>, de post-falla de <math>-56.79^\circ</math> y final de <math>-56.8^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> se muestra que en punto de operación post-falla permanece dentro de la región estable del esquema OOST.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.1 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> los puntos de operación de pre-falla es de <math>-49.85^\circ</math>, post-falla de <math>-53.21^\circ</math> y final de <math>-53.3^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> la trayectoria de la oscilación se encuentra dentro del esquema OOST y rodeando el origen.</p>
Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Se presenta una oscilación estable en el sistema.</p> <p>El algoritmo PSD detecta la oscilación 4 ciclos después del despeje de falla y lo mantiene hasta los 5.4 segundos aproximadamente.</p>

		<p>En el plano <math>S(\delta)</math> la diferencia angular se incrementa no más de <math>-64.43^\circ</math> y el punto de operación post-falla es de <math>-68.5^\circ</math>.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.8 segundos.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> los puntos de operación de pre-falla es de <math>-57.89^\circ</math>, post-falla de <math>-71.09^\circ</math> y el final de <math>-69.7^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> el punto de operación post-falla inicia en la región estable y permanece ahí rodeando el origen.</p>
<p>Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 8.4 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> los puntos de operación de pre-falla es de <math>-57.95^\circ</math> y el final en estado estacionario de <math>-76.28^\circ</math>.</p> <p>El plano <math>A(S)</math> el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y se muestran un picos de 0.2153 Hz/sec, estos valores no corresponden a la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores del sistema (oscilaciones de potencia) por lo que deben ser filtrados de alguna manera.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable amortiguada.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica "1" a los 75.7 ms después del despeje de falla y se mantiene en ese estado durante toda la simulación lo que significa que el sistema no logra alcanzar el estado estacionario en el tiempo de 10 segundos por lo que sigue oscilando establemente.</p>

		En el plano A(S) la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.
Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 4.5 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.  En el plano S( $\delta$ ) la diferencia angular se incrementa no más de $-56.31^\circ$ . El sistema tiene como puntos de operación post-falla de $-58.09^\circ$ y final de $-57.61^\circ$ en estado estacionario.  En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando al origen.
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 3.8 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.  En el plano S( $\delta$ ) la diferencia angular se incrementa no más de $-45.97^\circ$ . El sistema tiene como punto de operación post-falla de $-46.84^\circ$ y final de $-46.91^\circ$ en estado estacionario.  En el plano A(S) la trayectoria de oscilación permanece dentro de la región estable y rodeando el origen.

**TABLA N° 4.06.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 6.

#### **4.2.7. Escenario 7: Circuitos L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse y L-2054 de la línea Cotaruse-Socabaya fuera de servicio**

A partir del caso base se realizó un nuevo escenario considerando los circuitos L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse y L-2054 de la línea Cotaruse-Socabaya fuera de servicio. Para obtener un perfil inicial de tensiones aceptable del mismo orden del caso base, fue necesario poner tres reactores de 50 MVAR en la S/E Cotaruse fuera de servicio. Nuevamente se complementó el análisis de

este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
<p>Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.7 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) los puntos de operación pre-falla es de <math>-56.82^\circ</math>, post-falla de <math>-69.3^\circ</math> y final en estado estacionario es de <math>-68.3^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando al origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.8 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-82^\circ</math> y como punto de operación final de <math>-90.55^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) se muestra una oscilación estable dentro del esquema OOST y rodeando el origen.</p>
<p>Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.9 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-64.87^\circ</math>. El sistema tiene como puntos de operación de pre-falla <math>-56.82^\circ</math>, de post-falla <math>-68.71^\circ</math> y final de <math>-67.4^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) la trayectoria de oscilación permanece dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado</p>	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento</p>

	Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>estable en aproximadamente 7.2 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> la diferencia angular se incrementa no más de <math>-66.89^\circ</math>. Los puntos de operación de pre-falla es de <math>-59.2^\circ</math>, de post-falla es de <math>-71.32^\circ</math> y final de <math>-70.8^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 9.7 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> la diferencia angular se incrementa no más de <math>-70.83^\circ</math>. Los puntos de operación de pre-falla es de <math>-56.81^\circ</math>, de post-falla es de <math>-75.34^\circ</math> y final de <math>-72.76^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen. En la oscilación se muestran picos con valores de 0.2228 Hz/sec, estos valores no representan la respuesta lenta electromecánica de los generadores por lo tanto deben ser filtrados.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Se muestra una oscilación estable en el sistema.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica "1" a los 0.1089 segundos después del despeje de falla y se mantiene en ese estado durante toda la simulación lo que significa que el sistema no logra alcanzar el estado estacionario en el tiempo de 10 segundos por lo que sigue oscilando establemente.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> el punto de operación de post-falla es de <math>-82.14^\circ</math> y el final no se puede determinar porque el sistema no llega al estado estacionario en el rango de 10 segundos.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>



Falla 3F Mantaro- Cotaruse (L-2053)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.1 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.  En el plano $S(\delta)$ el punto de operación post-falla es de $-58.32^\circ$ y el punto de operación final es de $-58.65^\circ$ en estado estacionario.  En el plano $A(S)$ la trayectoria que presenta la oscilación estable se encuentra dentro del esquema OOST.
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.2 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.  En el plano $S(\delta)$ los puntos de operación pre-falla es de $-56.89^\circ$ , post-falla de $-46.49^\circ$ y el final es de $-51.34^\circ$ en estado estacionario.  En el plano $A(S)$ la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen. Se observa en la trayectoria unas oscilaciones no tan amortiguadas, estos no representan la respuesta lenta electromecánica de los generadores por lo cual deben ser filtrados.

**TABLA N° 4.07.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 7.

#### 4.2.8. Escenario 8: Banco de Cap. XC3 y circuitos paralelos L-2051 – L-2052 Mantaro-Cotaruse fuera de servicio

Se realizó un nuevo escenario considerando fuera de servicio el banco de capacitor serie XC3 en la S/E Cotaruse y los circuitos paralelos L-2053 – L-2054 de la línea Mantaro-Cotaruse. Esto presupone la separación del enlace en 220 kV entre el Centro y el Sur (Zona A y Zona B).

Para obtener un perfil inicial de tensiones aceptable del mismo orden del caso base, fue necesario poner un reactor de 50 MVAR en la S/E Cotaruse fuera de servicio.

Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
<p>Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 6.3 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-98^\circ</math>. Los puntos de operación de pre-falla es de <math>-83.7^\circ</math>, de post-falla es de <math>-104.2^\circ</math> y final de <math>-100.5^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen. En la figura se observa valores picos, estos valores no representan la respuesta lenta electromecánica por lo cual deben ser filtrados.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 8.5 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-88^\circ</math> y tiene como punto de operación final de <math>-93.88^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen.</p>
<p>Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla la diferencia angular entre las dos barras monitoreadas aumenta más allá de <math>-100^\circ</math> a los 3.9 segundos aproximadamente por lo que el sistema se vuelve inestable.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica “1” a los 75.7 ms después del despeje de falla y manteniendo la señal en ese estado toda la simulación.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular empieza a incrementarse a partir de la</p>

		<p>segunda oscilación llegando a un valor máximo de <math>-93^\circ</math> a los 4 segundos por lo que en este tipo de oscilación no hay un punto de operación final en estado estacionario hasta que se tomen acciones correctivas. El punto de operación pre-falla es de <math>-85.86^\circ</math> y post-falla es de <math>-110.7^\circ</math> a 1.2 segundo de simulación.</p> <p>En el plano A(S) se observa que el punto de operación post-falla inicia en la región estable y se va incrementando hasta salir del esquema OOST por primera vez para luego ingresar rápidamente al esquema, luego a los 3 segundos el algoritmo OOST manda la señal lógica "1" por segunda vez..</p> <p>La señal de disparo TRIP se activa 67 ms después de ser detectado por segunda vez por el algoritmo OOST y PSD.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla la diferencia angular entre las dos barras monitoreadas aumenta más allá de <math>-55^\circ</math> a los 4 segundos aproximadamente por lo que el sistema se vuelve inestable.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular empieza a incrementarse a partir de la segunda oscilación por lo que en este tipo de oscilación no hay un punto de operación final en estado estacionario hasta que se tomen acciones correctivas. El punto de operación post-falla es de <math>-64.57^\circ</math> a 1 segundo de simulación.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y en cada oscilación se va incrementando hasta salir de ella. El algoritmo OOST detecta la primera oscilación a los 3 segundos pero esta ingresa rápidamente al esquema por lo que no logra ser detectado por el TRIP, la segunda oscilación es detectada por el algoritmo 0.531 segundos después y en ese momento los algoritmos PSD y OOST están activados (señal lógica "1") por lo cual mandan la señal TRIP a los 0.067 segundos más tarde.</p>

**TABLA N° 4.08.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 8.

#### 4.2.9. Escenario 9: Circuitos paralelos L-2053 – L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

A partir del caso base se realizó un nuevo escenario considerando fuera de servicio los circuitos paralelos L-2053 – L-2054 de la Lina Socabaya-Cotaruse. Esto presupone la separación del enlace en 220 kV entre el Centro y el Sur (Zona A y Zona B). Para obtener un perfil inicial de tensiones aceptable del mismo orden del caso base, fue necesario poner tres reactores de 50 MVAR en la S/E Cotaruse fuera de servicio. Nuevamente se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
<p>Falla 1F Poroma-Ocoña Recierre exitoso (L-5034)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después de despejar la fase fallada (fase A) se realiza el recierre exitoso a los 2.4 segundos y luego el sistema vuelve al funcionamiento estable a los 6.6 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación post-falla de <math>-69.94^\circ</math>. Se observa dos trayectorias oscilatorias cuyos puntos de operación antes (oscilación azul) y después (oscilación morada) del recierre son <math>-68.55^\circ</math> y <math>-57.76^\circ</math>. El sistema tiene como punto de operación final de <math>-57^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>El algoritmo PSD responde correctamente ante la maniobra de recierre filtrando sus valores.</p> <p>En el plano A(S) las dos trayectorias oscilatorias se encuentran dentro de la región estable y superpuesta rodeando el origen.</p>

	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después de despejar la fase fallada (fase A) se realiza el recierre exitoso a los 2.4 segundos y luego el sistema vuelve al funcionamiento estable a los 6.3 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación post-falla de <math>-73.45^\circ</math>. Se observa dos trayectorias oscilatorias, una antes del recierre (oscilación azul) y otra después (oscilación morada) cuyos puntos de operación son <math>-71.9^\circ</math> y <math>-58.54^\circ</math> respectivamente. El sistema tiene como punto de operación final de <math>-58.82^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>El algoritmo PSD responde correctamente ante la maniobra de recierre filtrando sus valores.</p> <p>En el plano A(S) las dos trayectorias oscilatorias se encuentran dentro de la región estable y superpuesta rodeando el origen.</p>
<p>Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.5 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-66.56^\circ</math> y el punto de operación post-falla de <math>-69.94^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) el punto post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.4 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) se observa que la diferencia angular se incrementa no más de <math>-69^\circ</math> y tiene como punto de operación final en estado estacionario de <math>-71.88^\circ</math>.</p> <p>En el plano A(S) la trayectoria de oscilación se encuentra dentro del</p>

		esquema OOST, es decir dentro de la región estable y rodeando el origen.
<p>Falla 1F Chilca-Poroma Recierre exitoso (L-5032)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después de despejar la fase fallada (fase A) se realiza el recierre exitoso a los 2.4 segundos y luego el sistema vuelve al funcionamiento estable a los 8.6 segundos aproximadamente.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> se observa dos oscilaciones cuyos puntos de operación antes (oscilación azul) y después (oscilación morada) del recierre son <math>-76.76^\circ</math> y <math>-52.85^\circ</math>. En estado estacionario el punto de operación final es <math>-56.24^\circ</math>.</p> <p>El algoritmo PSD responde correctamente ante la maniobra de recierre filtrando sus valores.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> las dos trayectorias oscilatorias se encuentran dentro de la región estable y superpuesta rodeando el origen.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Después de despejar la fase fallada (fase A) se realiza el recierre exitoso a los 2.4 segundos y luego el sistema vuelve al funcionamiento estable a los 9.1 segundos aproximadamente.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> se observa dos trayectorias oscilatorias, una antes del recierre (oscilación azul) que inicia con el punto operación de post-falla de <math>-82.87^\circ</math> y finaliza antes del recierre con <math>-84.26^\circ</math>. La segunda oscilación (oscilación morada) inicia después del recierre con <math>-59.09^\circ</math> y tiene como punto de operación final de <math>-58.94^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>El algoritmo PSD responde correctamente ante la maniobra de recierre filtrando sus valores.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> las dos trayectorias se encuentran superpuestas rodeando el origen y dentro de la región estable. Se observa valores picos en la gráfica, estos valores no representan la respuesta lenta</p>

		electromecánica de los generadores por lo cual deben ser filtrados.
Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 8.5 segundos.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> los puntos de operación post-falla es de <math>-79.3^\circ</math> y final de <math>-77.75</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> las oscilaciones se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen. Se muestra picos en las trayectorias de oscilación, estos picos son valores que no representan la respuesta lenta electromecánica de los generadores por lo que tienen que ser filtrados.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Se muestra una oscilación estable en el sistema.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal de “1” a los 75.7 ms después del despeje de falla y manteniendo la señal durante toda la simulación lo que significa que en 10 segundos no basta para que el sistema llegue al estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> el punto de operación de post-falla es de <math>-86.24^\circ</math> y el final no se puede determinar porque el sistema no llega al estado estacionario en el rango de 10 segundos.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> la trayectoria de oscilación se encuentra dentro de la región estable y rodeando el origen. Se muestra picos en las trayectorias de oscilación, estos picos son valores que no representan la respuesta lenta electromecánica de los generadores por lo que tienen que ser filtrados.</p>

**TABLA N° 4.09.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 9.

#### 4.2.10. Escenario 10: Circuito L-5032 Chilca-Poroma línea de 500 kV fuera de servicio

Se elaboró un nuevo escenario considerando la línea Chilca-Poroma y sus reactores asociados fuera de servicio además de poner fuera de servicio tres reactores de la S/E Poroma 500 kV. Se complementó el análisis de este escenario considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.9 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-59.38^\circ</math>. Los puntos de operación de post-falla son <math>-61.8^\circ</math> y final de <math>-68.04^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) se observa una oscilación estable con valores picos dentro de la región estable. Estos valores no representan la respuesta electromecánica de los generadores por lo que deben ser filtrados de alguna manera.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Se origina una pérdida de sincronismo entre el área Centro y Sur a los 8.668 segundos.</p> <p>El algoritmo PSD detecta el inicio de la oscilación 2.55 ciclos después del despeje de falla y detecta la condición de oscilación 8.13 segundos antes del deslizamiento de polos de las maquinas (perdida de sincronismo).</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la oscilación se vuelve inestable cuando la diferencia angular (<math>\delta</math>) se incrementa a valores mayores <math>93.8^\circ</math> a</p>



		<p>los 5 segundos después del despeje de falla.</p> <p>En el plano A(S) el algoritmo OOST detecta la pérdida de sincronismo 0.373 segundos antes que ocurra.</p> <p>Estando activado el PSD y OOST se cumple los requisitos para mandar la señal de acción TRIP 66 ms después.</p>
<p>Falla 3F Ocoña-San Jose (L-5036)</p>	<p>Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW</p>	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.7 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la diferencia angular se incrementa no más de <math>-70^\circ</math>. Los puntos de operación post-falla son <math>-72.93^\circ</math> y final de <math>-73.78^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) se muestra una oscilación estable dentro del esquema OOST y rodeando el origen. Se observa valores picos en la trayectoria, estos valores no representan la respuesta dinámica lenta electromecánica de los rotores de los generadores por lo que deben ser filtrados.</p>
	<p>Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW</p>	<p>Se origina una pérdida de sincronismo entre el área Centro y Sur a los 9.316 segundos.</p> <p>El algoritmo PSD detecta el inicio de la oscilación 0.1172 segundos después del despeje de falla y detecta la condición de oscilación 8.7 segundos antes del deslizamiento de polos de las maquinas (pérdida de sincronismo).</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) la oscilación se vuelve inestable cuando la diferencia angular (<math>\delta</math>) se incrementa a valores mayores de <math>90^\circ</math> a los 5 segundos después del despeje de falla,</p> <p>En el plano A(S) el algoritmo OOST detecta la pérdida de sincronismo 0.324 segundos antes que ocurra.</p>

		Estando activando el PSD y OOST se cumple los requisitos para mandar la señal de acción TRIP 3.96 ciclos después.
Falla 3F Cotaruse- Socabaya (L-2054)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.8 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> el punto de operación de pre-falla es de <math>-55.28^\circ</math> y después del despeje de falla el punto de operación post-falla es de <math>-46.04^\circ</math> y final de <math>-52.91^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> se observa una oscilación estable con valores picos dentro de la región estable. Estos valores son falsos transitorios que deben ser filtrados porque no representan la respuesta lenta electromecánica de los generadores del sistema.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Se origina una pérdida de sincronismo entre el área Centro y Sur a los 9.374 segundos.</p> <p>El algoritmo PSD detecta el inicio de la oscilación 2.55 ciclos después del despeje de falla y detecta la condición de oscilación 8.83 segundos antes del deslizamiento de polos de las maquinas (perdida de sincronismo).</p> <p>En el plano <math>S(\delta)</math> la oscilación se vuelve inestable cuando la diferencia angular se incrementa a valores mayores de <math>70^\circ</math> a los 5 segundos después del despeje de falla.</p> <p>En el plano <math>A(S)</math> el algoritmo OOST detecta la pérdida de sincronismo 0.415 segundos antes que ocurra.</p> <p>Estando activado el PSD y OOST se cumple los requisitos para mandar la señal de acción TRIP 3.96 ciclos después.</p>

**TABLA N° 4.10.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 10.

#### 4.2.11. Escenario 11: Circuitos L-5034 Poroma-Ocoña y L-5036 Ocoña-San José líneas de 500 kV fuera de servicio

Se elaboró el escenario considerando fuera de servicio los circuitos L-5034 y L-5036 además de poner fuera de servicio los reactores de 100 MVAR de la S/E Poroma y San José en 500 kV. Se complementó el análisis considerando el mismo incremento de la indisponibilidad de generación en el área Sur (Zona B).

Contingencia	Condición de Indisponibilidad Centro – Sur	Resultados
Falla 3F San Jose-Montalvo (L-5037)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 5.3 segundos según la señal emitida por el algoritmo PSD.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación de pre-falla es de <math>-61.66^\circ</math> y después del despeje de falla el punto de operación post-falla es de <math>-49.41^\circ</math> y final de <math>-54.5^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto de operación post-falla se encuentra dentro de la región estable y permanece ahí rodeando el origen.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable amortiguada.</p> <p>El algoritmo PSD manda la señal lógica “1” a los 9.3 ms después del despeje de falla y se mantiene en ese estado hasta más de 6 segundos lo que significa que el sistema no vuelve al estado estacionario en lo que dura la simulación.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación de pre-falla es de <math>-64.41^\circ</math> y después del despeje de falla el punto de operación post-falla es de <math>-50.24^\circ</math> y final de <math>-54.45^\circ</math> a los 6 segundos lo cual no representa el estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) se muestra una oscilación estable dentro del esquema OOST y</p>

		rodeando el origen por lo cual no activa el algoritmo.
Falla 3F Mantaro- Cotaruse (L-2052)	Despacho Base Intercambio Centro – Sur 750 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7 segundos.</p> <p>El algoritmo PSD funciona correctamente al filtrar el cortocircuito y luego a los 0.7 segundos vuelve a filtrar un transitorio engañoso para luego activarse ante la oscilación a los 0.8 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación de pre-falla es de <math>-50.79^\circ</math> y después del despeje de falla el punto de operación post-falla es de <math>-51.23^\circ</math> y final de <math>-59.78^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>En el plano A(S) el punto post-falla se encuentra fuera de la región estable por un periodo corto de tiempo porque esta no es detectada por el algoritmo OOST para luego ingresar a la región estable y permanecer ahí rodeando el origen.</p>
	Despacho Modificado Intercambio Centro – Sur 818 MW	<p>Después del despeje de falla se muestra una oscilación estable por lo que el sistema vuelve a la condición de funcionamiento estable en aproximadamente 7.2 segundos.</p> <p>El algoritmo PSD funciona correctamente al filtrar el cortocircuito y luego a los 0.75 segundos vuelve a filtrar un transitorio engañoso para luego activarse ante la oscilación a los 0.85 segundos.</p> <p>En el plano S(<math>\delta</math>) el punto de operación de pre-falla es de <math>-53.44^\circ</math> y después del despeje de falla el punto de operación post-falla es de <math>-53.16^\circ</math> y final de <math>-63.09^\circ</math> en estado estacionario.</p> <p>El punto de operación post-falla se encuentra en la región inestable por poco tiempo porque el algoritmo OOST no lo detecta para luego ingresar a la región estable y permanecer ahí rodeando el origen.</p>

**TABLA N° 4.11.** Análisis de estabilidad transitoria – Estiaje 2018 – Escenario 11.

### 4.3. RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos del comportamiento y respuesta del SEIN para las distintas ternas escenario-configuración-contingencia organizados como se muestra en la siguiente TABLA N° 4.12.

Escenario	Contingencia	Desp. Base			Desp. Modificado		
		E	I	PS	E	I	PS
Esc-1	Falla 3F Poroma-Ocoña (L5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
Esc-2	Falla 3F Poroma-Ocoña (L5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
Esc-3	Falla 3F Poroma-Ocoña (L5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
Esc-4	Falla 3F Poroma-Ocoña (L5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
Esc-5	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)	X			X		
	Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)		X			X	
Esc-6	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)	X			X		
	Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053)	X			X		
Esc-7	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051)	X			X		
	Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053)	X			X		
Esc-8	Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)		X			X	
Esc-9	Falla 1F Poroma-Ocoña Recierre exitoso	X			X		
	Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034)	X			X		
	Falla 1F Chilca-Poroma Recierre exitoso	X			X		
	Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032)	X			X		
Esc-10	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052)	X					X
	Falla 3F Ocoña-San José (L-5036)	X					X
	Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054)	X					X
Esc-11	Falla 3F San José-Montalvo (L-5037)	X				X	
	Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052)	X				X	

**TABLA N° 4.12.** Conjunto de resultados. E: Estable, I: Inestable y PS: Pérdida de sincronismo. **Fuente:** Elaboración propia.

### 4.3.1. GRAFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS ALGORITMOS

La combinación de los algoritmos PSD y OOST aplicados al SEIN como también la Diferencia Angular ( $\delta$ ), la Velocidad (S) y la Aceleración (A) en el dominio del tiempo (t) se muestran en el Apéndice A para todas las ternas de escenario-configuración-contingencia vistas en este capítulo. A manera de resumen se muestra la aplicación del esquema OOST y PSD en los planos S( $\delta$ ) y A(S) para los escenarios base y modificado organizados como se muestra en las figuras Fig.4.01, Fig.4.02, Fig.4.03, Fig.4.04 y Fig.4.05.

Tal como indica la tabla anterior TABLA N° 4.12:

- La figura Fig.4.01 corresponde a la terna escenario-configuración-contingencia 1 a 4.
- La figura Fig.4.02 corresponde a la terna escenario-configuración-contingencia 5 a 6.
- La figura Fig.4.03 corresponde a la terna escenario-configuración-contingencia 7 y 8.
- La figura Fig.4.04 corresponde a la terna escenario-configuración-contingencia 9.
- La figura Fig.4.05 corresponde a la terna escenario-configuración-contingencia 10 y 11.

En dichas figuras se muestran:

- El algoritmo PSD filtra la trayectoria durante la falla o cortocircuito.
- Con línea roja las rectas oblicuas que representa los *blindings* o el esquema OOST que separa la región estable e inestable.
- Con azul el recorrido de la post-falla o post-apertura importuno del interruptor.

- En la figura Fig.4.04 el escenario 9 con línea azul la trayectoria pre-recierre y con línea magenta la trayectoria post-recierre exitoso.
- Todos los planos A(S) conservan la misma escala de tamaño para poder visualizar mejor las trayectorias de las oscilaciones estables.
- Las oscilaciones inestables y pérdida de sincronismo se muestran en el plano A(S) cada una con su propia escala para una mejor visualización del tamaño de la trayectoria.

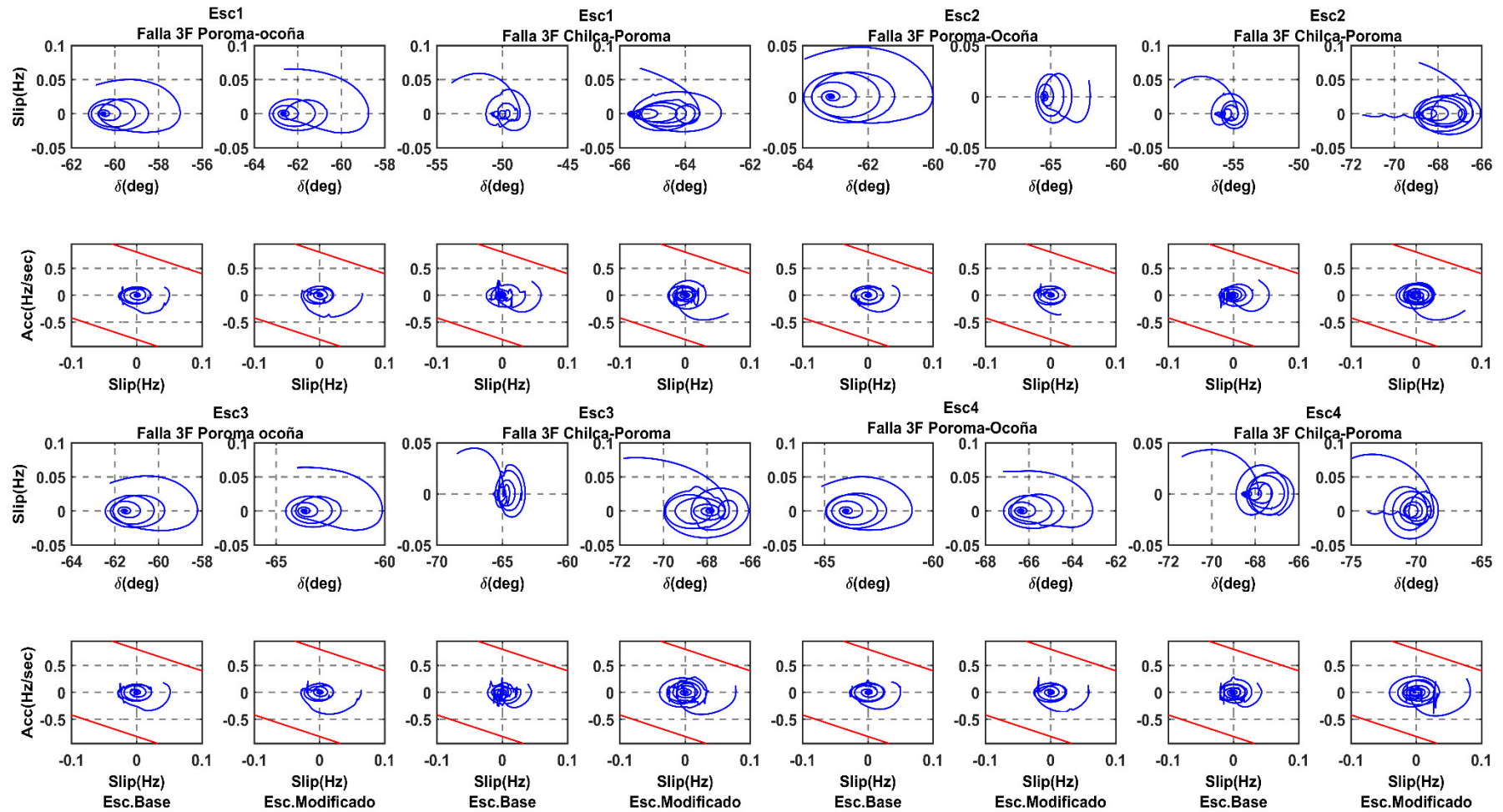
Planos A(S) y S( $\delta$ ) para los Esc 1-4. Base y Modificado

Fig.4.01. Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 1 – 4.



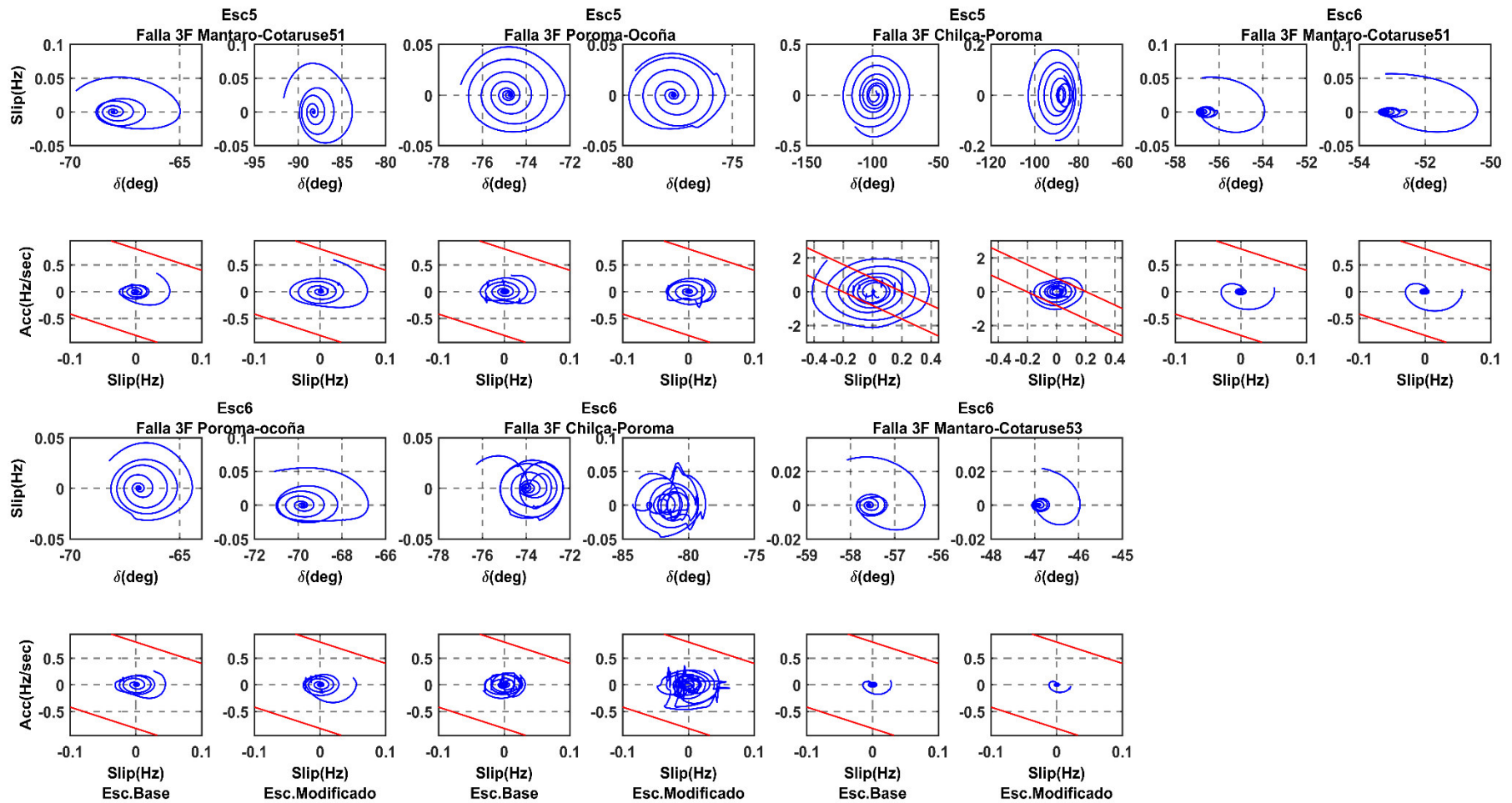
Planos A(S) y S( $\delta$ ) para los Esc 5-6. Base y Modificado

Fig.4.02. Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 5 – 6.

Planos A(S) y S( $\delta$ ) para los Esc 7-8. Base y Modificado

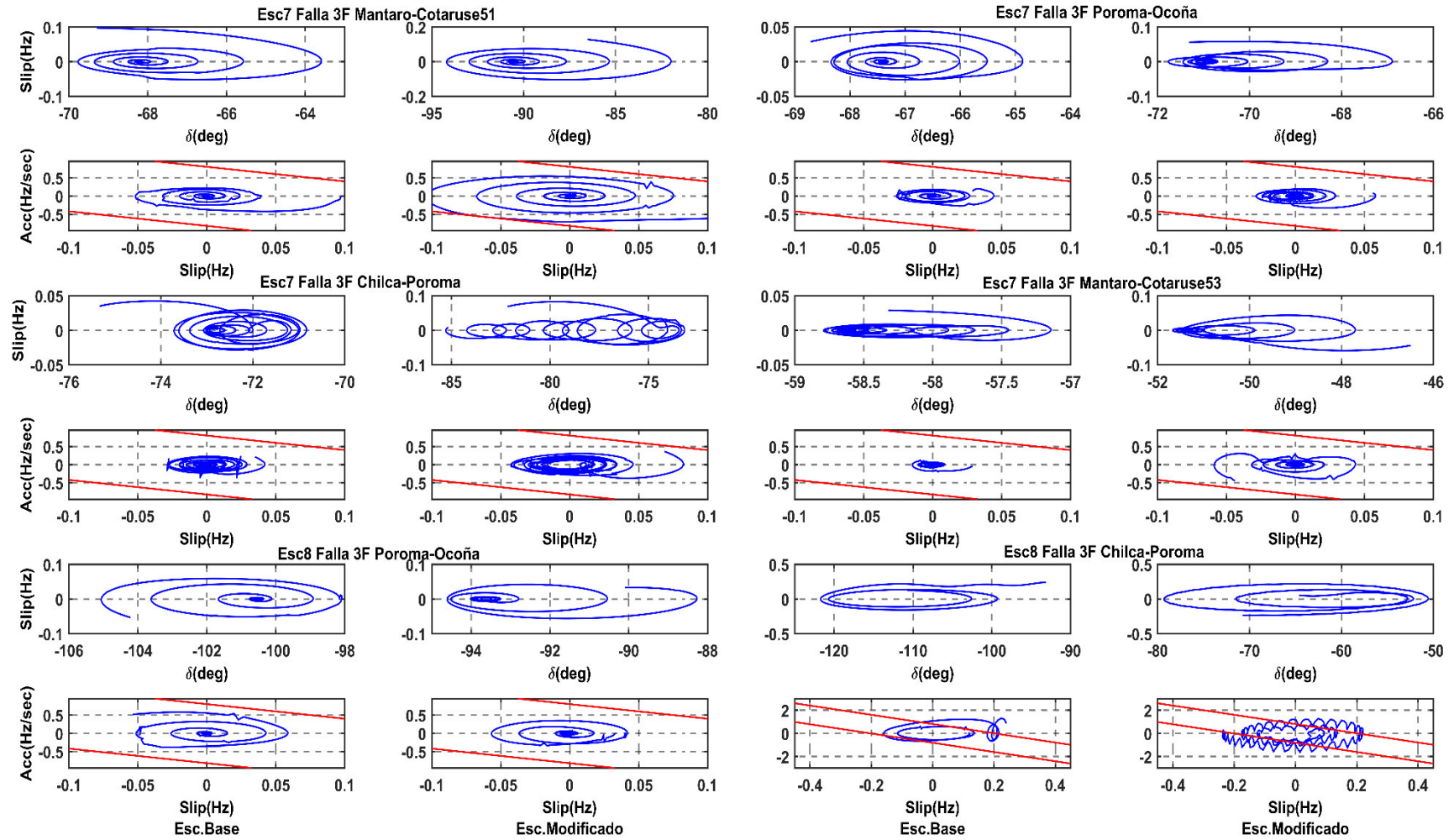


Fig.4.03. Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 7 – 8.

Planos A(S) y S( $\delta$ ) para el Esc 9. Base y Modificado

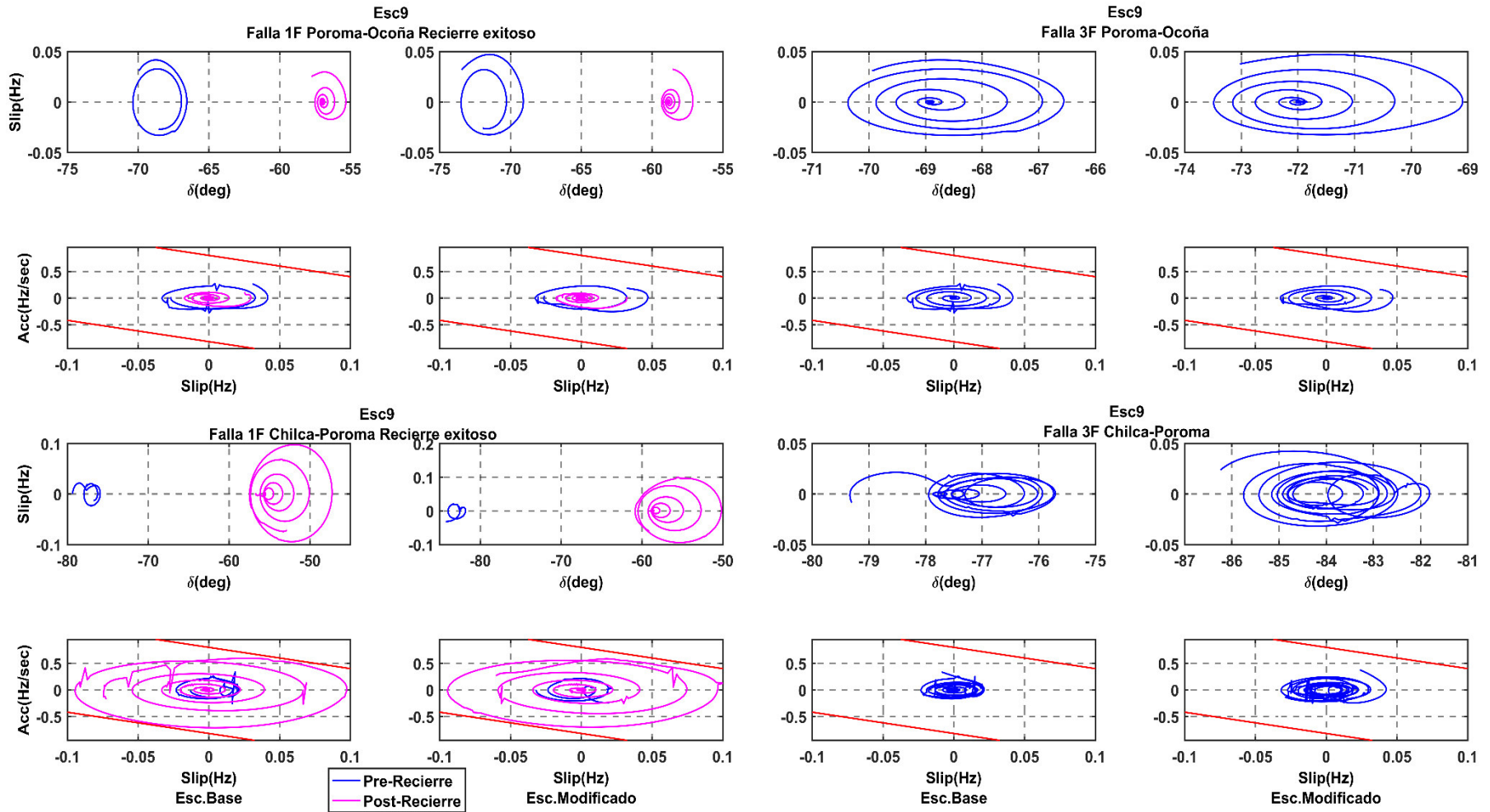


Fig.4.04. Gráficas del plano A(S) para el Escenario Base y Modificado 9.

Planos A(S) y S( $\delta$ ) para los Esc 10 y 11. Base y Modificado

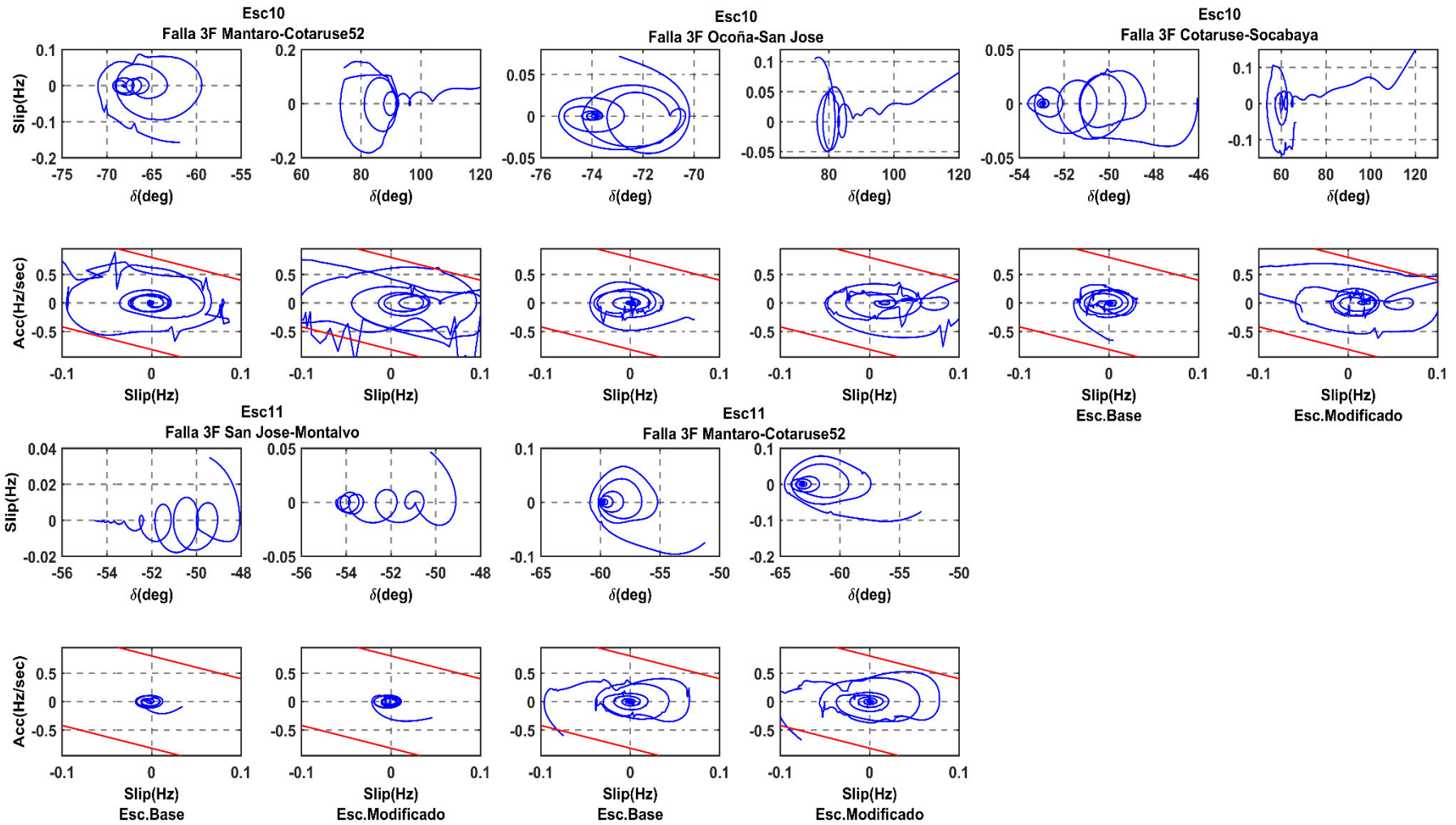


Fig.4.05. Graficas del plano A(S) para los Escenarios Base y Modificado 10 – 11.

### 4.3.2. ASPECTOS DESTACADOS DEL ANALISIS.

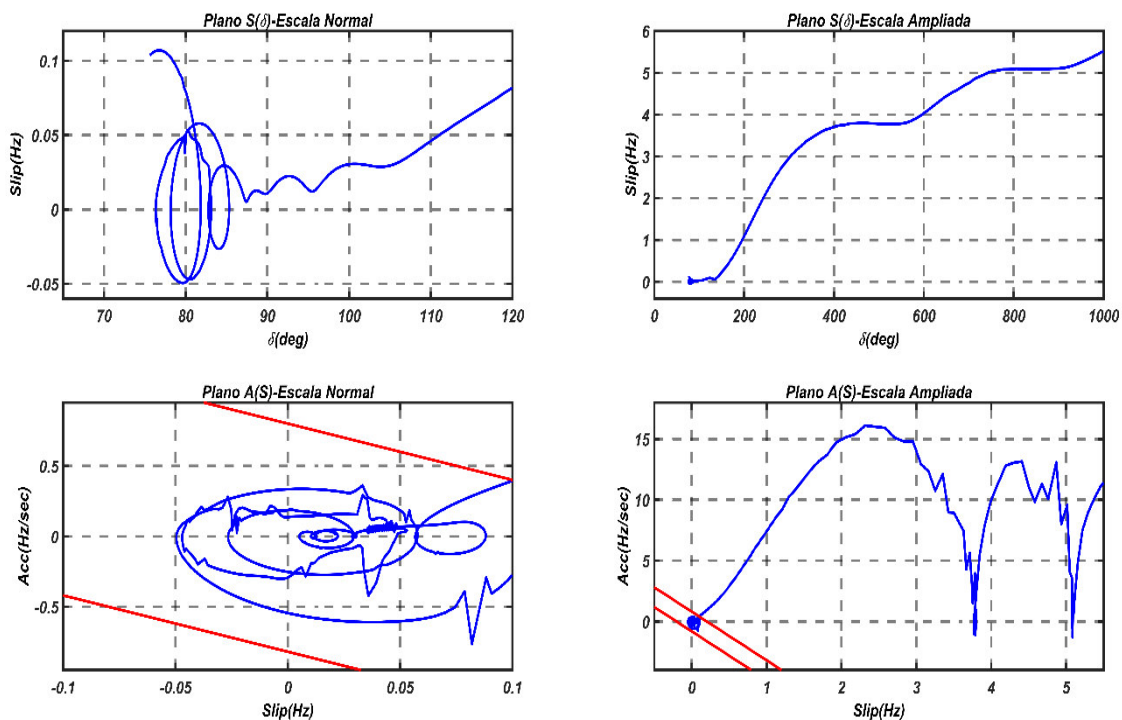
A continuación se destacan algunos aspectos que muestran las figuras Fig.4.01, Fig.4.02, Fig.4.03, Fig.4.04 y Fig.4.05:

- a. Las gráficas confirman el requerimiento sobre *“el centro eléctrico del sistema debe encontrarse entre los puntos de medición”*.
- b. En todas las gráficas de las figuras Fig.4.01 – Fig.4.04 las oscilaciones se ubican por adentro de los blinders, es decir en el régimen de no funcionamiento de la función OOST; salvo para los Esc5 – Falla 3F Chilca-Poroma y Esc8 – Falla 3F Chilca-Poroma que representa unas oscilaciones inestables por lo que sus trayectorias de oscilación ingresan y salen de los blinders.
- c. Para el Escenario 9 – Fallas 1F con Recierre Exitoso se observa dos trayectorias correspondientes al pre-recierre y post-recierre. El algoritmo PSD filtra los valores correspondientes a la falla por cortocircuito y por la maniobra de recierre. En el plano  $S(\delta)$  las dos trayectorias tienen centros diferentes, pero luego en el plano  $A(S)$  se superponen una a otra teniendo como centro el origen de coordenadas.

Para el Escenario 10 despacho modificado se observa que existe una pérdida de sincronismo en el SEIN lo que produce una separación Centro-Sur (Zona A y Zona B).

Para evaluar el funcionamiento de las funciones *“PSD y OOST”* en el escenario 10. En la siguiente figura Fig.4.06 muestra cuatro graficas:  $S(\delta)$ ,  $S(\delta)$  ampliada,  $A(S)$  y  $A(S)$  ampliada.

Esc10 Modificado-Falla 3F Ocoña-San Jose (L-5036)



**Fig.4.06.** Esc 10-Falla 3F Ocoña-San José – Pérdida de Sincronismo.

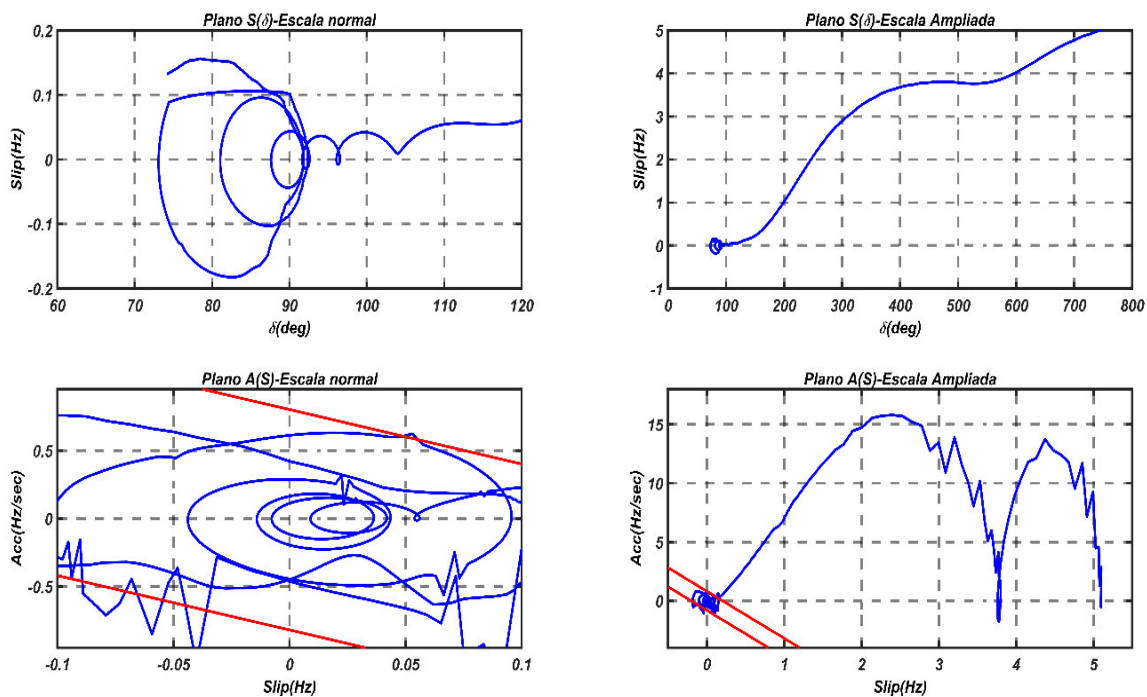
La detección de separación Centro-Sur (Zona A y Zona B) en 500 kV del Escenario 10 Falla 3F Ocoña – San José ocurre:

- En el instante de 8.992 segundos de la simulación.
- Es decir 324 ms antes de que ocurra un deslizamiento de polos o que las máquinas del sistema pierdan el sincronismo.
- 66 ms después que detecta la separación se manda la señal de acción correctiva “TRIP” al sistema.

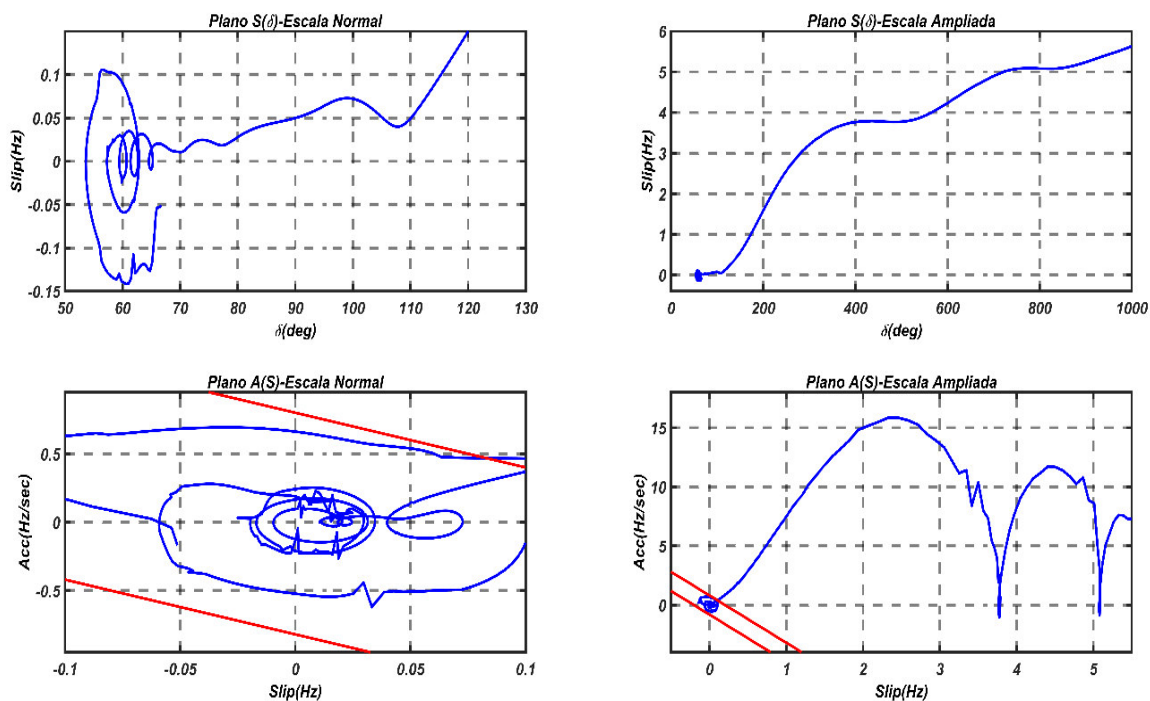
Las siguientes figuras Fig.4.07 y Fig.4.08 son similares porque corresponden al mismo escenario-configuración pero con diferentes contingencias. Para su análisis correspondiente dirigirse a la TABLA N° 4.10 y al Apéndice A.

Se presentan sólo a modo ilustrativo.

Esc10 Modificado-Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052)

**Fig.4.07.** Esc 10-Falla 3F Mantaro-Cotaruse – Pérdida de Sincronismo.

Esc10 Modificado-Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054)

**Fig.4.08.** Esc 10-Falla 3F Cotaruse-Socabaya – Pérdida de Sincronismo.

#### 4.4. DISPARO DE CARGA Y EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Se analiza el desempeño de las funciones PSD y OOST.

##### 4.4.1. TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LA COMBINACIÓN DE LOS ALGORITMOS

Los siguientes cuadros representan el sumario del éxito obtenidos del MATLAB en los dos escenarios que producen oscilaciones inestables de potencia en el SEIN. Los tiempos mostrados se visualizan en el Apéndice A.

<b>ESC 5 BASE. FALLA 3F CHILCA – POROMA (L-5032)</b>	
<b>Tiempo (ms) de la simulación en Digsilent</b>	<b>Descripción del evento</b>
0	Inicio de la simulación
300	Corto circuito 3F al 50 % de la línea L-5032
400	Apertura del interruptor del lado SE Chilca
500	Apertura del interruptor del lado SE Poroma Fin del cortocircuito
757	El algoritmo PSD detecta el inicio de las oscilaciones. Todavía no se define de qué tipo.
3600	El algoritmo OOST detecta la primera oscilación inestable pero todavía no manda la señal correctiva
4100	Se manda la señal de tomar acciones correctivas.

**TABLA N° 4.13.** *Tiempos correspondientes al Escenario 5 Base.*

**Fuente:** *Elaboración propia.*

Al tratarse de una condición de oscilación inestable se evaluará los disparos de carga en puntos o subestaciones estratégicos para que el sistema SEIN vuelva a su estado estable con el objetivo de mantener balanceado el sistema se debe evaluar también cuanta carga es necesario disparar (*load shedding*) en la Zona B, es decir zona Sur.

Resultados del estudio de esta tesis se muestran en la siguiente tabla para el escenario 5.



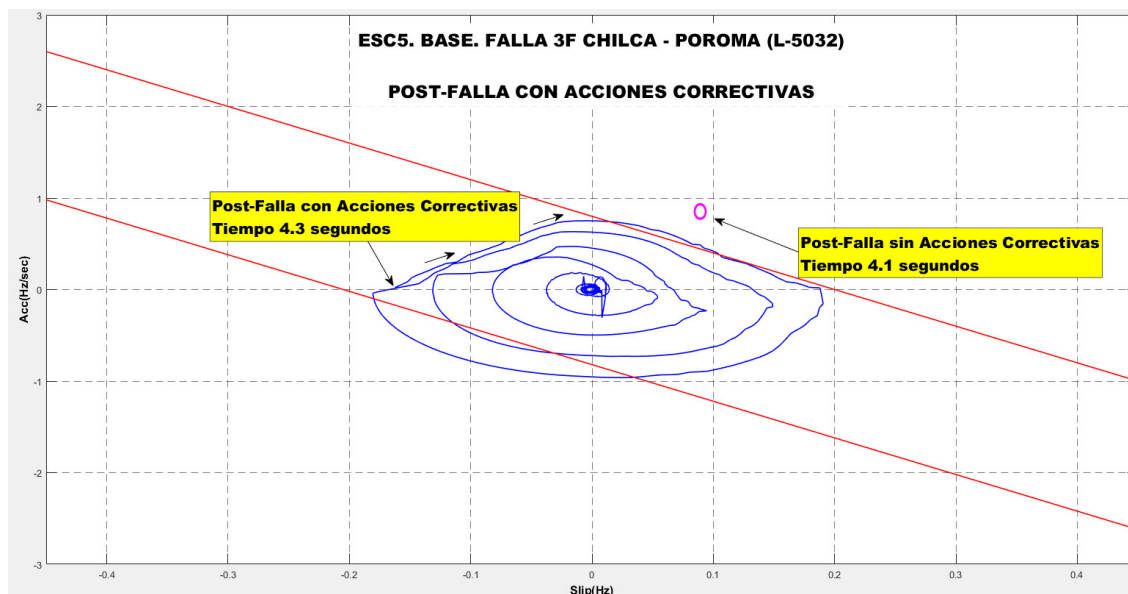
ESC 5 BASE. FALLA 3F CHILCA – POROMA (L-5032)	
Tiempo (ms) de la simulación en Digsilent	Descripción del evento
4100	Se manda la señal de TRIP
4200	Retardo considerado (PMU + PDC)
4300	Disparo de carga Antapacay (118 MW + 30 MVAR)
4800	Disparo de carga Constancia (87 MW + 17 MVAR)
5000	Disparo de carga Huancar (14 MW + 1 MVAR)
5000	Disparo de carga Corani (24 MW + 5 MVAR)
5300	Disparo de carga Refinería Ilo (13 MW + 1 MVAR)
5300	Disparo de carga Mill Site (22 MW + 1 MVAR)
5500	Disparo de carga Cypru (42 MW + 1 MVAR)
5500	Disparo de carga Jesús (19 MW + 1 MVAR)

**TABLA N° 4.14.** *Tiempos correspondientes al Escenario 5 Base con Acciones Correctivas tomadas. Fuente: Elaboración propia.*

En la Tabla N° 4.13 se muestra que los algoritmos PSD y OOST combinados detectan condiciones de oscilaciones inestables en 257 ms luego del fin del cortocircuito (757 ms desde el comienzo del cortocircuito).

En la Tabla N° 4.14 se muestra la planificación de esta tesis de pregrado que en el mismo instante en que se detecta la condición de inestabilidad en el sistema, se espera un retardo considerado, para luego realizar los disparos de carga en la zona Sur, la cual de forma escalonada llega a un total de 339 MW una cantidad suficiente para que la trayectoria de oscilación pase de la región inestable a la región estable de los *blindings* del OOST.

Las simulaciones señalan que el disparo de carga de 339 MW y corresponde sólo el 26.66% de la demanda total de la zona Sur. En la siguiente figura Fig. 4.09 se muestra el comportamiento del sistema post-falla luego de la toma de acciones correctivas (*desprendimiento de carga*).



**Fig.4.09.** Esc 5 Base Cap. XC1 Y XC3 F/S & L-2052 F/S – Falla 3F Chila-Poroma – Acciones correctivas.

El segundo caso de inestabilidad corresponde al Escenario 8 Base Falla 3F en la S.E Chilca – Poroma 500 kV. En la siguiente Tabla N° 4.15 se muestra los tiempos de falla y post-falla de los eventos.

<b>ESC 8 BASE. FALLA 3F CHILCA – POROMA (L-5032)</b>	
<b>Tiempo (ms) de la simulación en Digsilent</b>	<b>Descripción del evento</b>
0	Inicio de la simulación
300	Corto circuito 3F al 50% de la línea L-5032
400	Apertura del interruptor del lado SE. Chilca
500	Apertura del interruptor del lado S.E. Poroma Fin del cortocircuito
757	El algoritmo PSD detecta el inicio de las oscilaciones. Todavía no se define de qué tipo.
3000	El algoritmo OOST detecta que la oscilación se encuentra en la región inestable
3067	Se manda la señal de tomar acciones correctivas.

**TABLA N° 4.15.** Tiempos correspondientes al Escenario 8 Base.

**Fuente:** Elaboración propia.

Al tratarse de una condición de oscilación inestable se evaluará los disparos de carga en puntos o subestaciones estratégicos para que el sistema SEIN vuelva a su estado estable con el objetivo de mantener balanceado el sistema se debe evaluar también la capacidad de carga necesario disparar (*load shedding*).

Además se evaluará la conexión o apertura de líneas de transmisión, con el fin de reforzar la interconexión de ambas zonas.

Resultados del estudio de esta tesis se muestran en la siguiente tabla para el escenario 8.

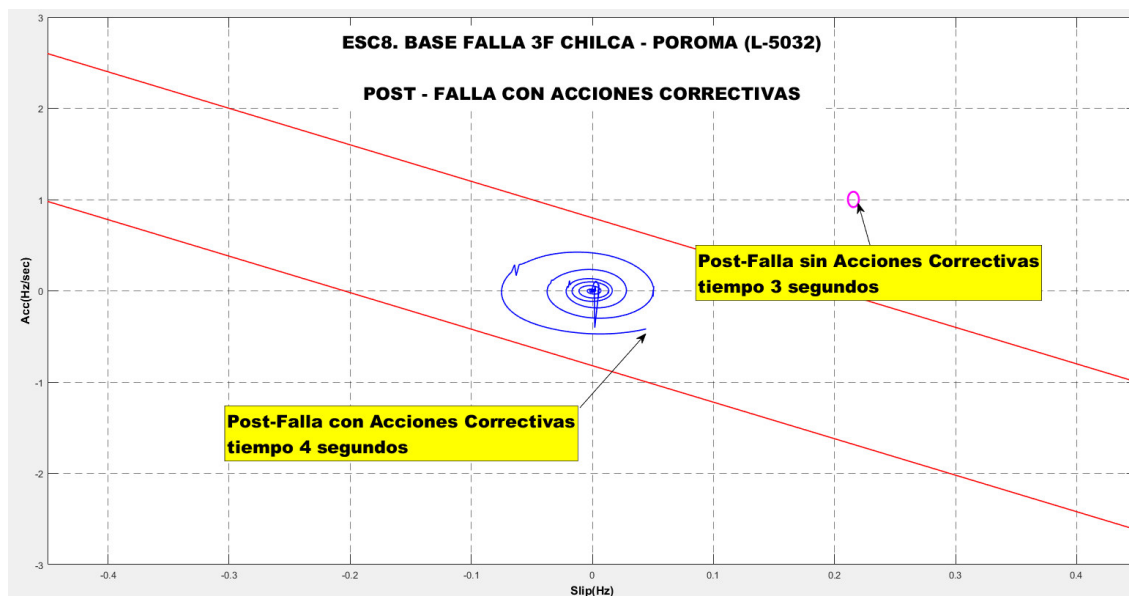
<b>ESC 8 BASE. FALLA 3F CHILCA – POROMA (L-5032)</b>	
<b>Tiempo (ms) de la simulación en Digsilent</b>	<b>Descripción del evento</b>
3067	Se manda la señal de TRIP
3200	Retardo considerado (PMU + PDC)
3400	Conexión de la línea transmisión L-2052
3600	Disparo de carga Antapacay (118 MW + 30 MVAR)
4000	Disparo de carga Constancia (87 MW + 17 MVAR)

**TABLA N° 4.16.** *Tiempos correspondientes al Escenario 8 Base con Acciones Correctivas tomadas. Fuente: Elaboración propia.*

En la Tabla N° 4.15 se muestra que los algoritmos PSD y OOST combinados detectan condiciones de oscilaciones inestables en 257 ms luego del fin del cortocircuito (757 ms desde el comienzo del cortocircuito).

En la Tabla N° 4.16 se muestra la planificación de esta tesis de pregrado que en el mismo instante en que se detecta la inestabilidad, se espera un retardo considerado, en primer lugar, se realiza la conexión de la línea de transmisión L-2052 con el objetivo de reforzar la interconexión de las Zonas A y B, luego se realiza los disparos de carga en la zona Sur, la cual de forma escalonada llega a un total de 205 MW una cantidad suficiente para que la trayectoria de oscilación pase de la región inestable a la región estable de los *blindings* del OOST.

Las simulaciones señalan que el disparo de carga es 205 MW y sólo corresponde al 16.12% de la demanda total de la zona Sur. En la siguiente figura Fig. 4.10 se muestra el comportamiento del sistema post-falla luego de la toma de acciones correctivas (*conexión de línea y desprendimiento de carga*).



**Fig.4.10.** Esc 8 Base Cap. XC3 F/S & L-2051 y L-2052 F/S – Falla 3F Chila-Poroma – Acciones correctivas.

#### ACLARACIÓN:

En la presente tesis se ha cumplido con los objetivos propuestos de detectar condiciones de oscilaciones de potencia estable, inestable y pérdida de sincronismo, y se ha propuesto un esquema de protección sistémica, solución al problema de inestabilidad para cada escenario estudiado.

Sin embargo, una solución para los escenarios de pérdida de sincronismo es separar al sistema en islas eléctricas pero éste es un análisis más profundo y detallado que no cumplen con los objetivos propuestos en esta tesis, pero si se considera como trabajo futuro su desarrollo.

#### **4.5. ERROR EN EL ÁNGULO DE FASE DEBIDO A LA VARIACIÓN DE FRECUENCIA**

También en el capítulo 2.5 se ha analizado el error en el ángulo de fase en las PMUs debido a la variación rápida de frecuencia.

El programa DigSilent Power Factory posee una lista de variables RMS relacionados con la frecuencia en los terminales. Como se observa en la TABLA N° 4.13.

<b>Name</b>	<b>Unit</b>	<b>Description</b>
<i>frnom</i>	<i>Hz</i>	<i>Nominal Frequency</i>
<i>fe</i>	<i>p.u</i>	<i>Electrical Frequency</i>
<i>dfedt</i>	<i>1/s</i>	<i>Derivative of Electrical Frequency</i>
<i>fehz</i>	<i>Hz</i>	<i>Electrical Frequency</i>
<i>dfehz</i>	<i>Hz</i>	<i>Deviation of the Electrical Frequency</i>
<i>frdev</i>	<i>Hz</i>	<i>Average frequency</i>

**TABLA N° 4.17.** Variables relacionadas a la frecuencia.  
**Fuente:** Documento técnico Digsilent 2018.

Los manuales técnicos del DigSilent “TechRef” hacen referencia de como el programa determina la frecuencia para cada variable.

El programa calcula las variables de la TABLA N° 4.13 de la siguiente manera:

- *frnom* es la frecuencia nominal definida en la red (*ElmNet*).
- *fe* se calcula midiendo la variación de fases entre los fasores de voltaje de secuencia directa pasados y presentes con respecto al tamaño del paso de integración (*integration step size*).
- *dfedt* se calcula usando los valores de frecuencia pasados y presentes y el tamaño del paso de integración.

- *fehz* se calcula como:

$$fehz = fe \cdot frnom$$

- *dfehz* se calcula como:

$$dfehz = fehz - frnom$$

- $frdev$  es el valor de frecuencia promedio calculado usando todos los terminales.

Para nuestro análisis utilizaremos la Derivada de la Frecuencia Eléctrica “ $dfedt$ ” (1/s), esta variable usa como frecuencia eléctrica  $f_e$  (p.u.) lo cual significa que se tiene que multiplicar por 60 Hz, la frecuencia nominal del sistema, para obtener la derivada  $df/dt$  en Hz/s.

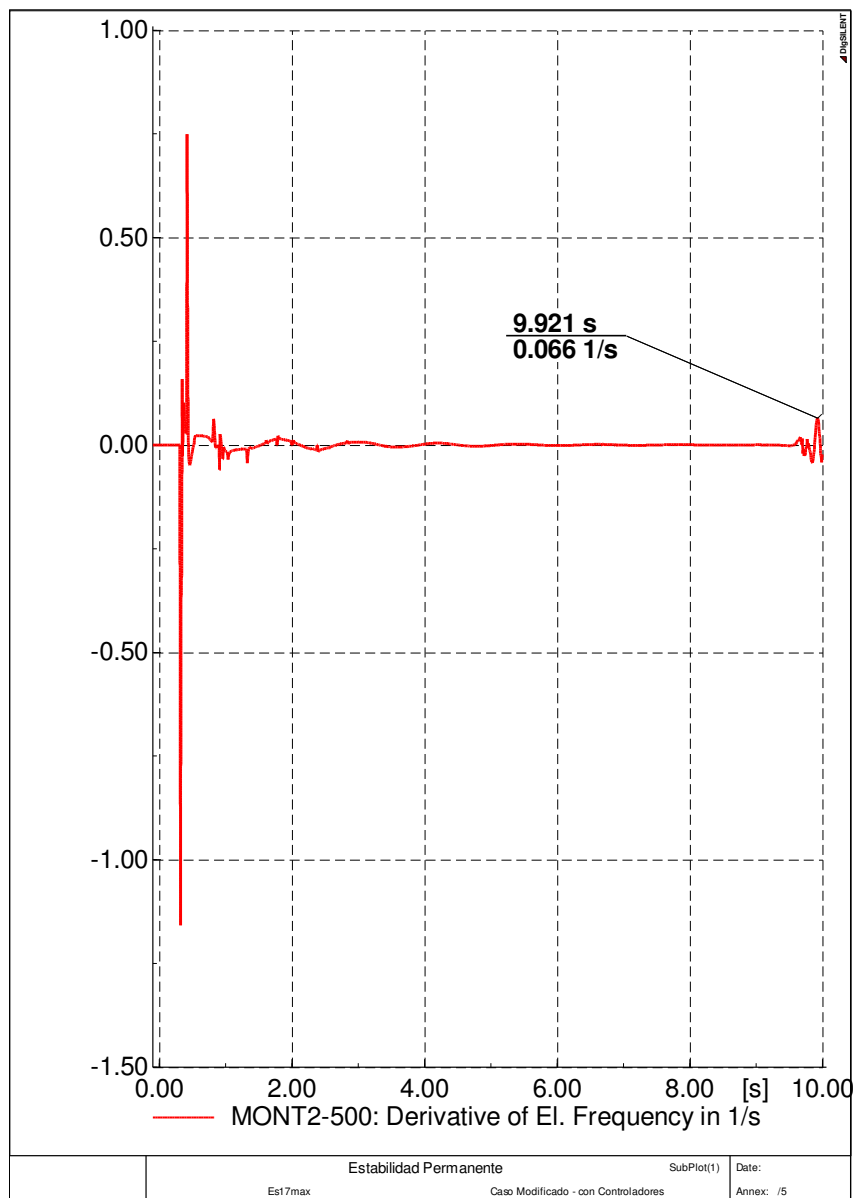
Se analiza la Derivada de la Frecuencia Eléctrica “ $dfedt$ ” para tres escenarios donde se busca obtener el mayor valor de  $dfedt$ , pues esta dará el mayor error en ángulo posible, entonces se muestra las siguientes figuras Fig.4.09, Fig.4.10 y Fig.4.11.

Los valores  $dfedt$  obtenidos en el instante del cortocircuito o despeje de falla no se consideran porque son transiciones bruscas típicas de la estabilidad transitoria de ángulo por lo que son filtrados con las temporizaciones que tienen los algoritmos.

Por último, se usa la formula vista en el capítulo 2.6.4.2

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

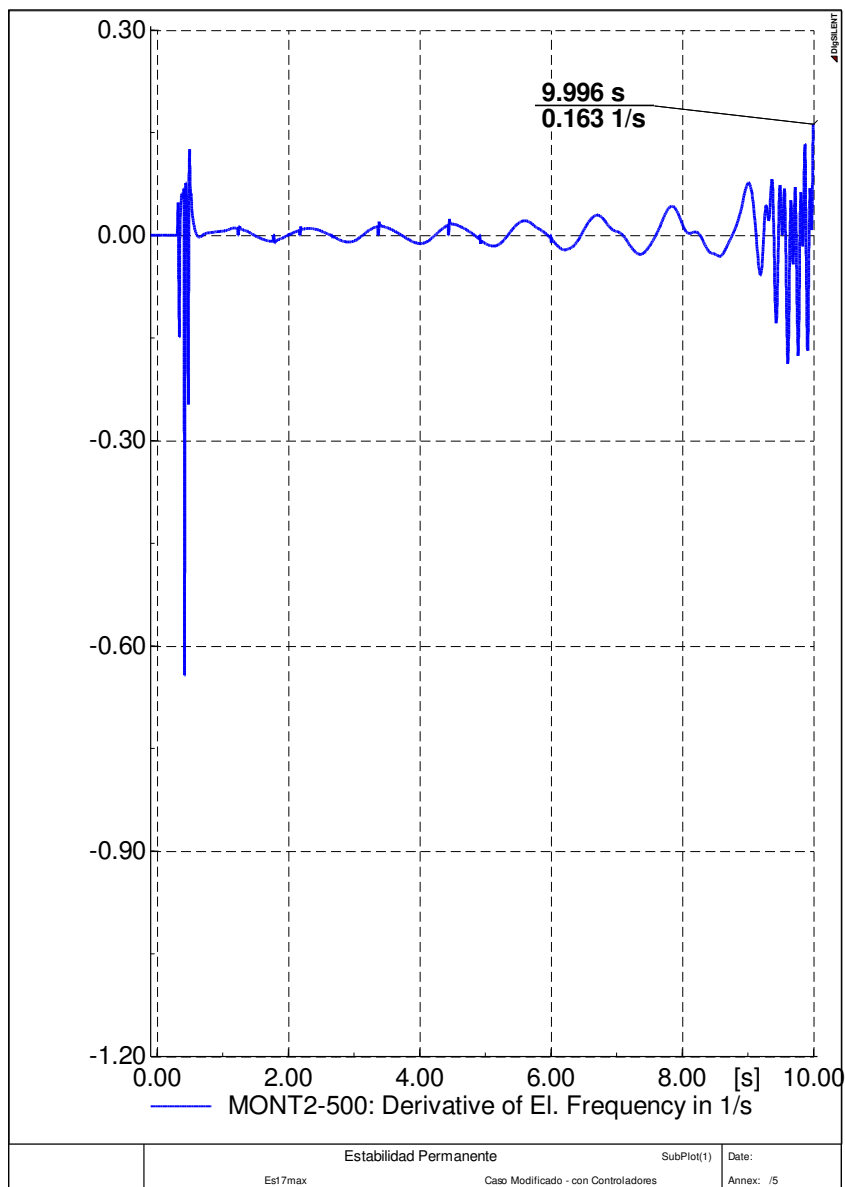
Recordar que para fasores de  $f_N = 60 \text{ Hz}$  le corresponde un error en ángulo ( $\Delta\theta$ ) de  $\pm 0.573^\circ$  es decir, un error total vectorial (TVE) de 1 %.



**Fig.4.11.** Derivada de la Frecuencia Eléctrica “ $dfedt$ ” en 1/s  
Esc. Mod 10 – Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054).  
**Fuente:** Digsilent PowerFactory2018.

La figura Fig.4.09 se muestra el valor máximo que puede alcanzar  $dfedt$  durante una pérdida de sincronismo del sistema entre el área Centro y Sur (Zona A y Zona B) para todos los escenarios estudiados del mismo tipo. Luego se calcula  $df/dt$ :

$$\begin{aligned} \frac{df}{dt} &= dfedt (1/s) \cdot frnom(Hz) \\ &= 0.066 \left(\frac{1}{s}\right) \cdot 60(Hz) = 3.96 \frac{Hz}{s} \end{aligned}$$

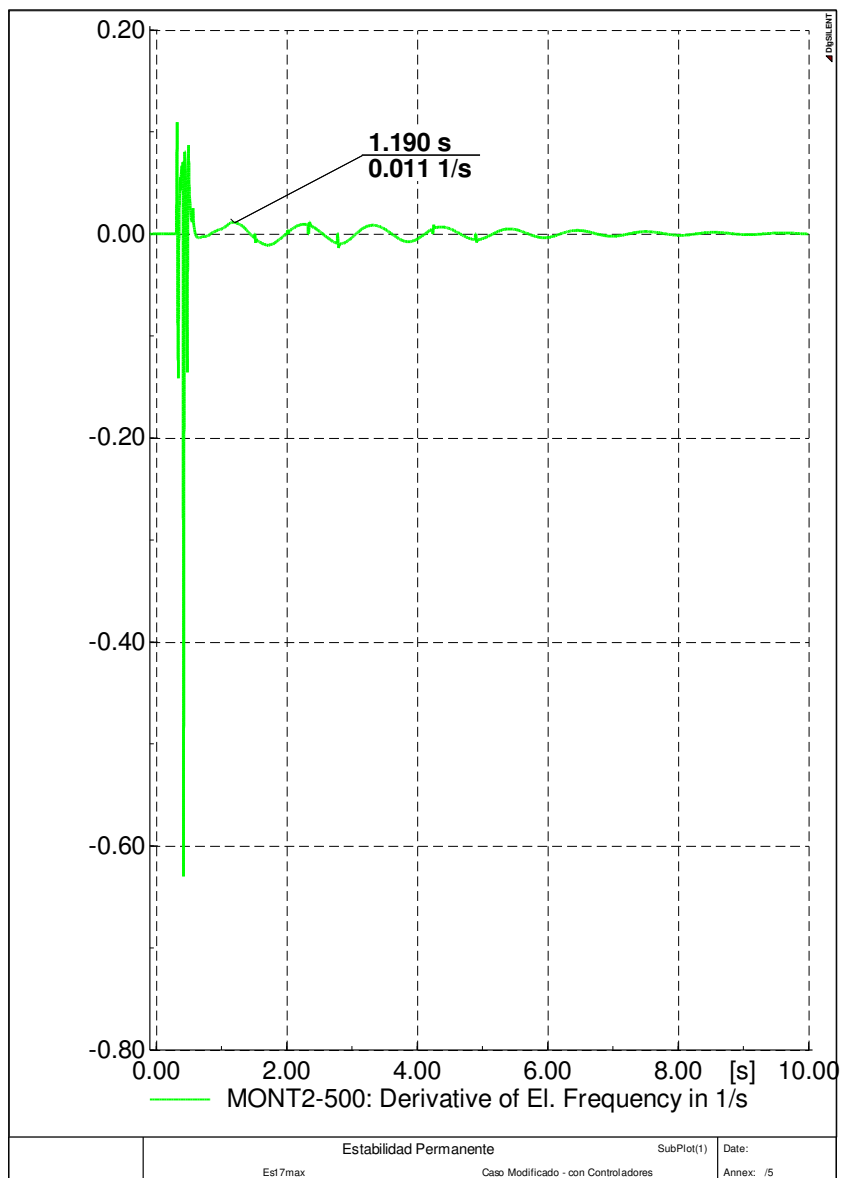


**Fig.4.12.** Derivada de la Frecuencia Eléctrica “dfedt” en 1/s  
Esc. Base 5 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).  
**Fuente:** Digsilent PowerFactory2018.

La figura Fig.4.10 se muestra el valor máximo que puede alcanzar  $dfedt$  durante una oscilación inestable del sistema entre el área Centro y Sur (Zona A y Zona B) para todos los escenarios estudiados del mismo tipo. Luego se calcula  $df/dt$ :

$$\begin{aligned} \frac{df}{dt} &= dfedt (1/s) \cdot frnom(Hz) \\ &= 0.163 \left(\frac{1}{s}\right) \cdot 60(Hz) = 9.78 \frac{Hz}{s} \end{aligned}$$





**Fig.4.13.** Derivada de la Frecuencia Eléctrica “*dfedt*” en 1/s  
 Esc. Base 7 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).  
**Fuente:** Digsilent PowerFactory2018.

La figura Fig.4.11 se muestra el valor máximo que puede alcanzar *dfedt* durante una oscilación estable del sistema entre el área Centro y Sur (Zona A y Zona B) para todos los escenarios estudiados del mismo tipo. Luego se calcula  $df/dt$ :

$$\begin{aligned}
 \frac{df}{dt} &= dfedt (1/s) \cdot frnom(Hz) \\
 &= 0.011 \left(\frac{1}{s}\right) \cdot 60(Hz) = 0.66 \frac{Hz}{s}
 \end{aligned}$$

Finalmente, usamos la fórmula del capítulo 2.6.4.2 (*asumiendo  $df/dt$  constante*).

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

Con  $T = 2/60 = 0.033 \text{ s}$  (*“PMU de 2 ciclos nominales”*) se consiguen los resultados siguientes:

$df/dt$	$\Delta\theta$	TVE
3.96 Hz/s	0.198°	0.345%
9.78 Hz/s	0.489°	0.852%
0.66 Hz/s	0.033°	0.057%

**TABLA N° 4.18.** Error en ángulo de fase y error total vectorial.

Se entiende que los errores son aceptables porque:

- 0.033° es un valor de ángulo muy bajo como para considerarlo error y TVE=0.057%<1% es un valor bajo como error total vectorial. Recordar que este es el valor máximo obtenido en todas las oscilaciones tipo estables del SEIN.
- 0.198° es un valor de ángulo intermedio como error y en TVE 0.345% es intermedio como error total vectorial considerando que es el valor máximo obtenido en todos los escenarios donde ocurre pérdida de sincronismo.
- El valor máximo de 9.78 Hz/s, corresponde al valor máximo obtenido en todas las oscilaciones del tipo inestable del SEIN, es un error en ángulo creciente de 0.489° o TVE de 0.852% y aun así aceptable pero teniendo en consideración que se debe de tomar acción correctiva.
- El máximo error en ángulo se puede obtener ya sea en una oscilación estable, inestable o pérdida de sincronismo.

## CONCLUSIONES

1. El sistema de protección SPS fundamentada en la respuesta del sistema eléctrico peruano bajo las contingencias impuestas y medidas con fasores sincronizados y luego utilizando las funciones “PSD y OOST” es factible y ventajoso de acuerdo a los estudios y simulaciones desarrollados en el presente trabajo de tesis.
2. Los algoritmos PSD y OOST no requieren parámetros de red del sistema de potencia e información de topología para calcular la diferencia de ángulo, la velocidad de deslizamiento y la aceleración entre dos áreas del sistema. Las medidas de corriente y voltaje alineadas en el tiempo adquiridas en diferentes ubicaciones del sistema de potencia mejoran el rendimiento de los algoritmos de detección de oscilación de potencia.
3. Los resultados arrojados y el análisis predictivo realizado muestran la buena performance del conjunto de funciones PSD y OOST para los escenarios estudiados. Esto es posible gracias al gran número de muestras por segundo que se tienen, 120 *fps (frames per seconds)*.
4. Para el despacho actual de Estiaje 2018 el SEIN no es propenso a una pérdida de sincronismo entre el área Centro – Sur, que es el peor de los casos. Se presentan oscilaciones estables de potencia en su mayoría y el sistema responde bien ante las perturbaciones impuestas volviendo a su condición de funcionamiento normal estacionario.
5. Para el despacho actual de Estiaje 2018 los algoritmos PSD y OOST trabajan bien al detectar oscilaciones de potencia estable amortiguada para todas las ternas de escenarios, configuración y contingencia.

6. Para el despacho actual de Estiaje 2018 en el SEIN los Escenarios 5 y 8 arrojan oscilaciones inestables de potencia en el sistema por lo que el algoritmo OOST muestra su capacidad de anticipación o predicción. Logra detectar la condición de inestabilidad en ambos escenarios.
7. La estrategia que propone esta tesis para la toma de acciones correctivas para ambos escenarios de inestabilidad son adecuados y aptos para preservar la integridad del SEIN, porque con el desprendimiento de carga se logra disparar carga solo del 16.12% de la demanda total de la zona Sur y con la conexión de líneas se logra reforzar la interconexión de zonas.
8. Para el despacho modificado de Estiaje 2018 y bajo una terna de escenario, configuración y contingencia el SEIN pierde sincronismo entre el área Centro – Sur por lo que el uso de un sistema de SPS basado en PMUs y los algoritmos antes mencionados funcionan correctamente al detectar la situación de pérdida de sincronismo de forma anticipada o predictiva ahorrando milisegundos de tiempo.
9. Por último, es gratificante también el impacto favorable que tendría sobre esta aplicación los crecientes 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.

## RECOMENDACIONES

1. En el SEIN la red de alta tensión y extra alta tensión se tiene que dar los primeros pasos en WAMS (*Wide Area Measurement System*) para generar conocimiento y ganar experiencia para futuras aplicaciones en WAP (*Wide Area Protection*) usando sincrofasores con PMUs.
2. Instalar PMUs en las subestaciones más representativas del SEIN para niveles de tensión de 500 KV, 220 KV y 138 KV, esto permitiría profundizar el estudio realizado en esta tesis, trabajando con datos reales y no solo con simulaciones, y eventualmente llevarlo a una fase experimental debido a que en la actualidad la tecnología de sincrofasores y PMUs solo lo posee la empresa minera Cerro Verde en el Perú.
3. Realizar un nuevo estudio de recomposición del sistema, teniendo en cuenta estudios previos y combinándolo con los algoritmos PSD y OOST ya estudiados en esta tesis para elegir la más óptima toma de acción correctiva a realizar, por ejemplo sincronización de islas, desprendimiento de carga o apertura de líneas.
4. Los algoritmos PSD y OOST han resultado atractivos y promisorios para aplicaciones WAP concretas con PMUs y PDC, en ese sentido podrían encontrarse otras aplicaciones de estos algoritmos a la detección predictiva e inestabilidad transitoria, oscilaciones de potencia inestables y detección de islas.
5. Por último, profundizar el estudio de las normas IEEE C37.118.1-2011, IEEE C37.118.2-2-2011, IEEE 1588-2008, IEEE C37.238-2011 es otra línea de trabajo a desarrollar.

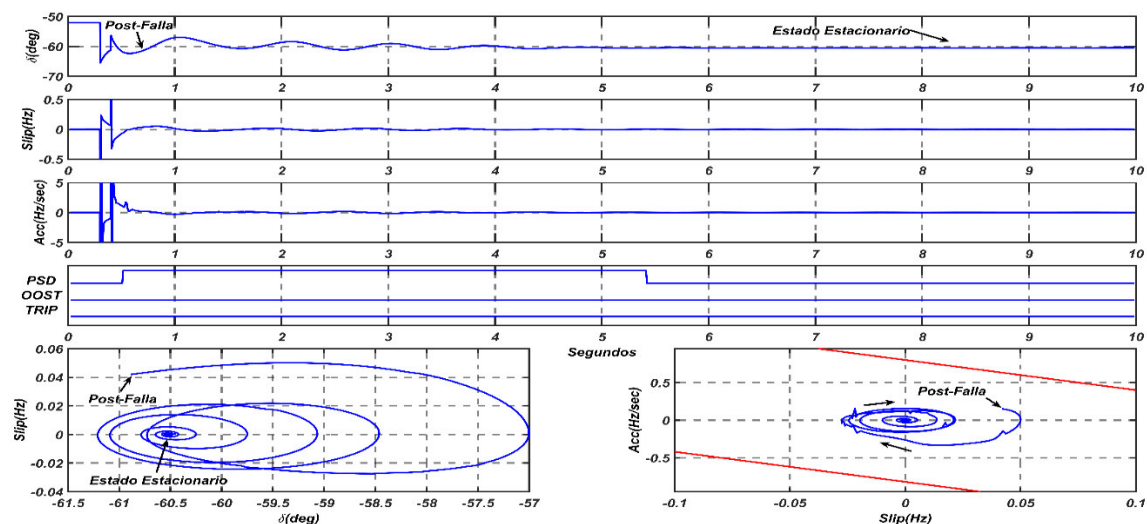
## APÉNDICE A.

### DIFERENCIA ANGULAR, VELOCIDAD, ACELERACIÓN Y COMBINACIÓN DE LOS ALGORITMOS PSD Y OOST EN EL DOMINIO DEL TIEMPO PARA TODAS LAS CONTINGENCIAS

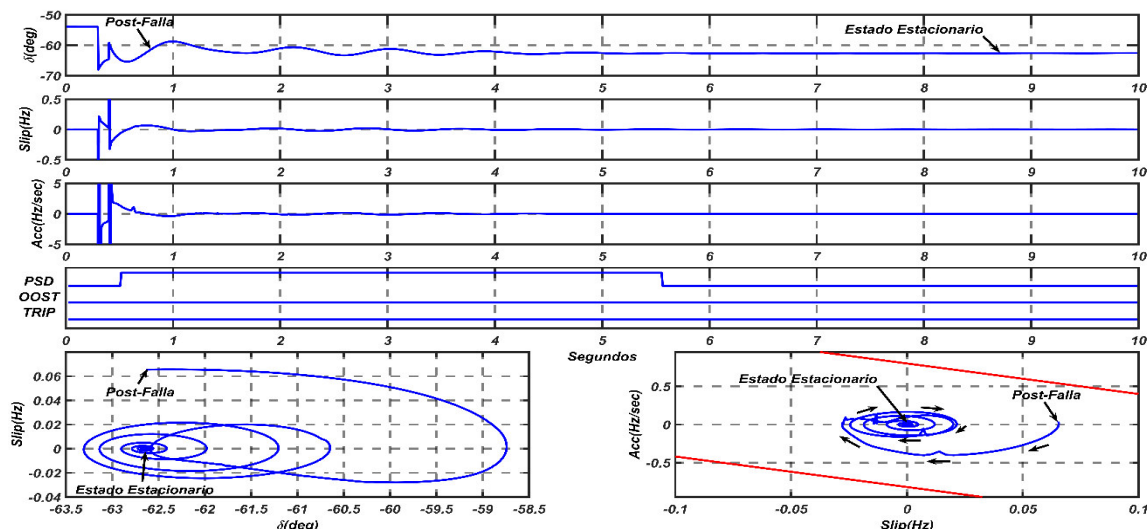
A continuación, se presentan las gráficas de cómo actúan los algoritmos PSD y OOST en el dominio del tiempo y la señal de acción correctiva TRIP para todos los escenarios ya estudiados en el capítulo 3 y 4.

#### A.1. Escenario 1: Sistema completo

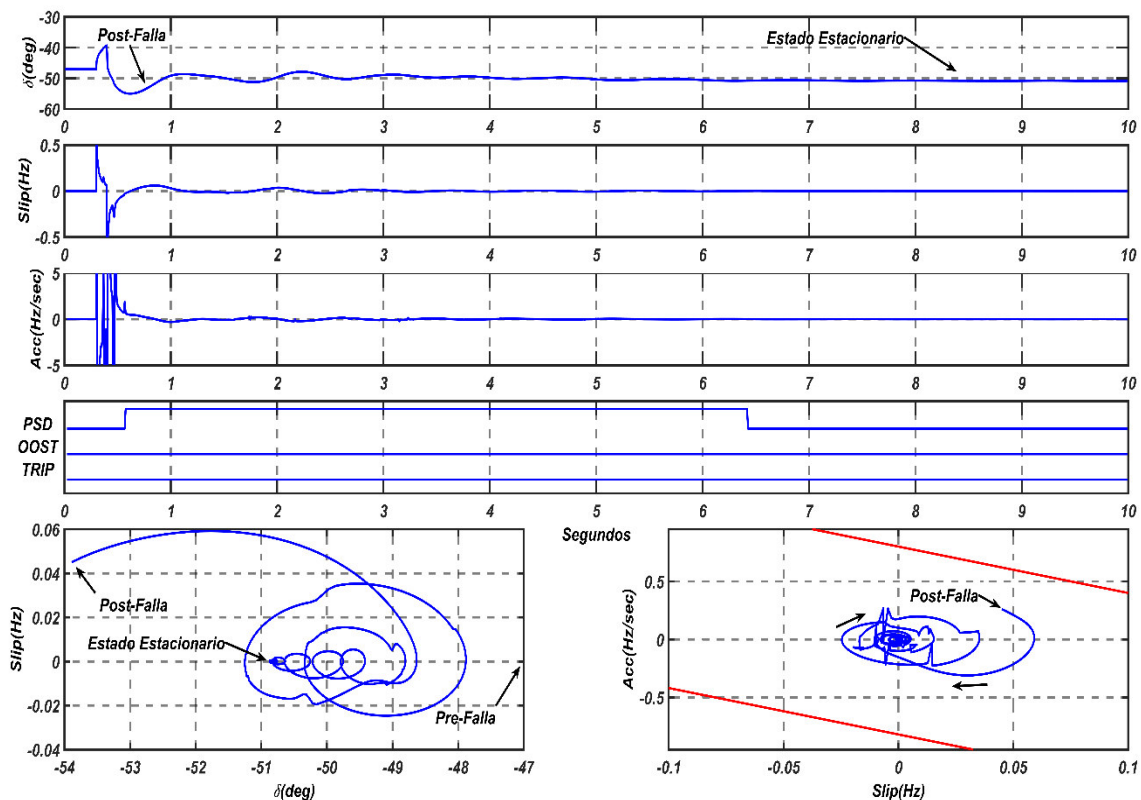
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.01.



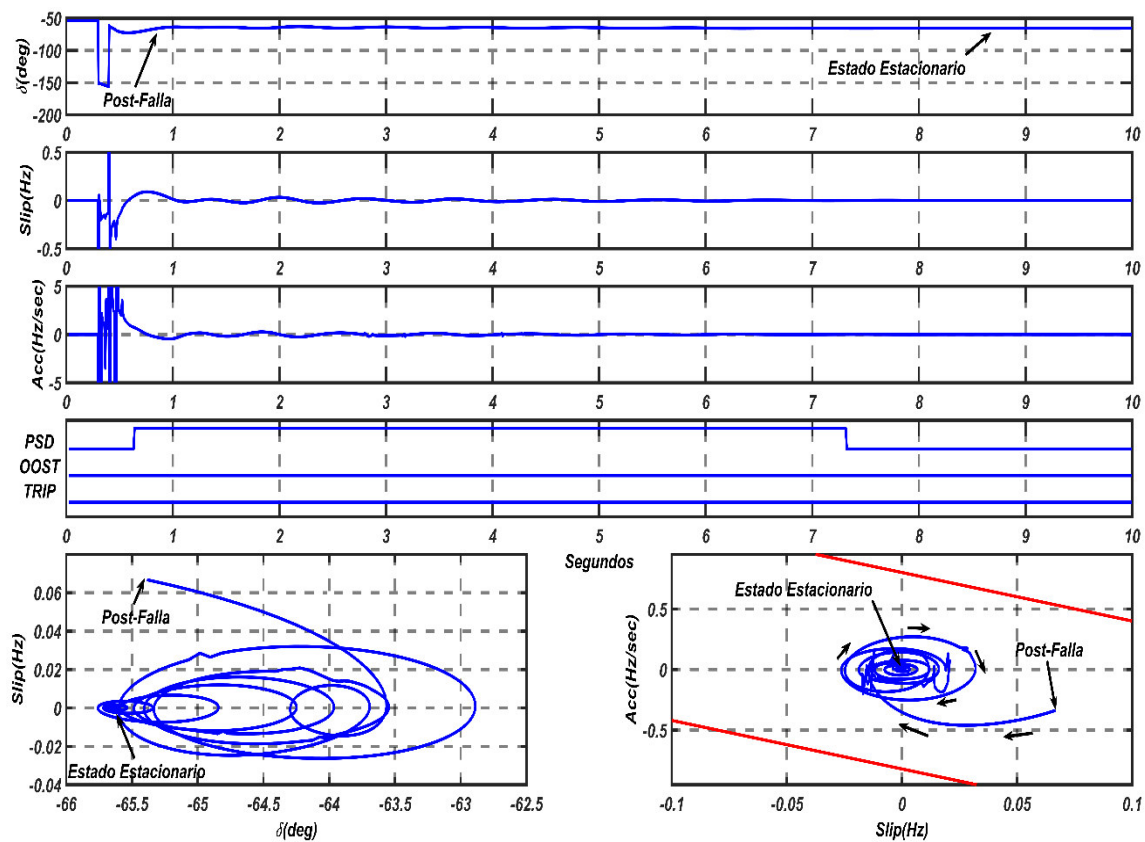
**Fig.A.01.** Escenario Base 1 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.02.** Escenario Modificado 1 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



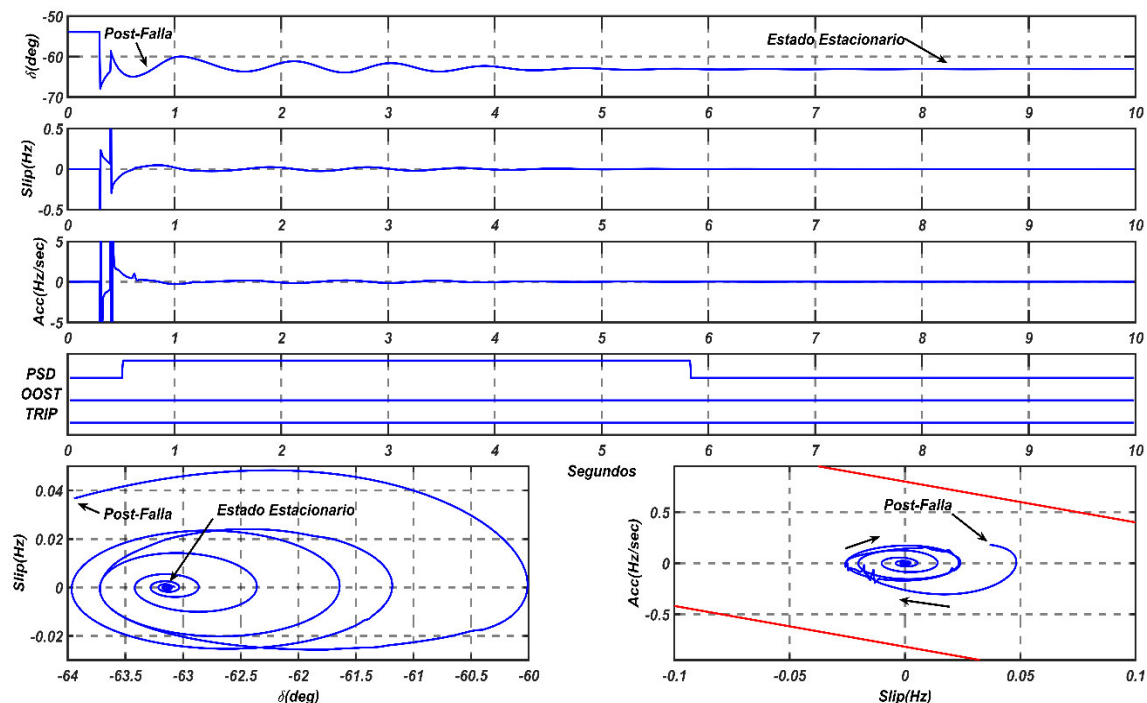
**Fig.A.03.** Escenario Base 1 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



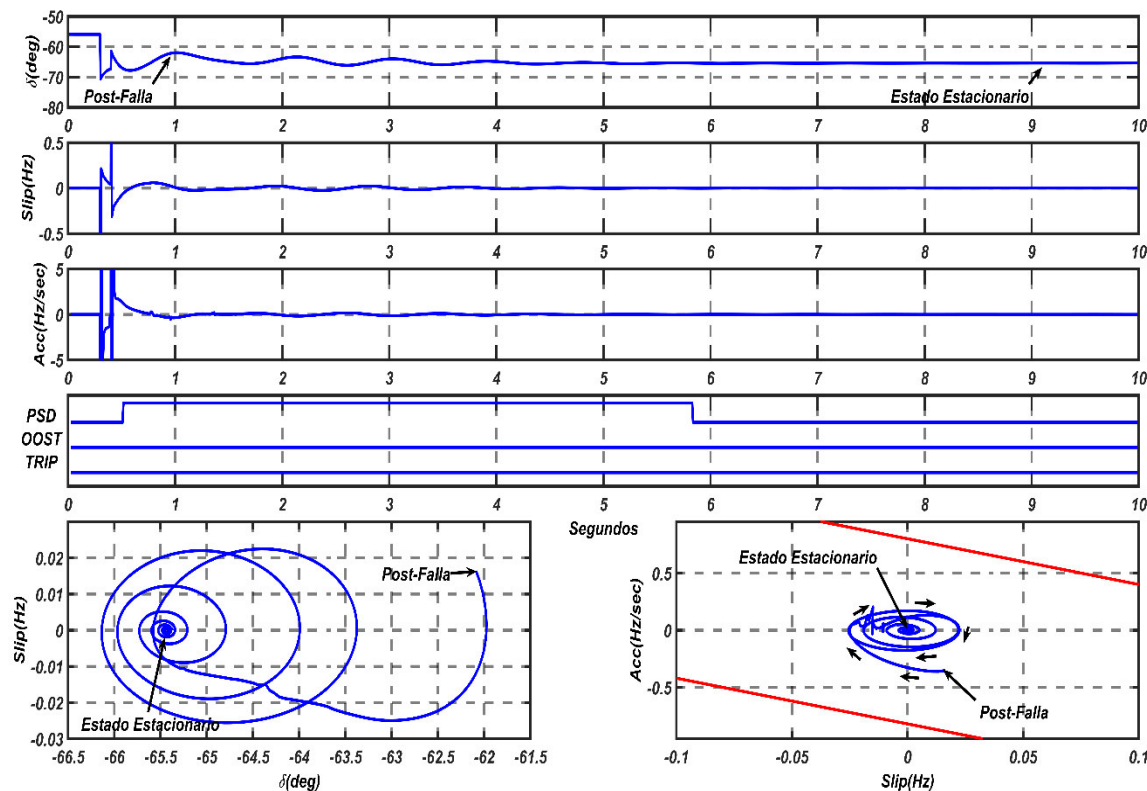
**Fig.A.04.** Escenario Modificado 1 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

### A.2. Escenario 2: Banco de capacitores serie XC1 fuera de servicio

El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.02.

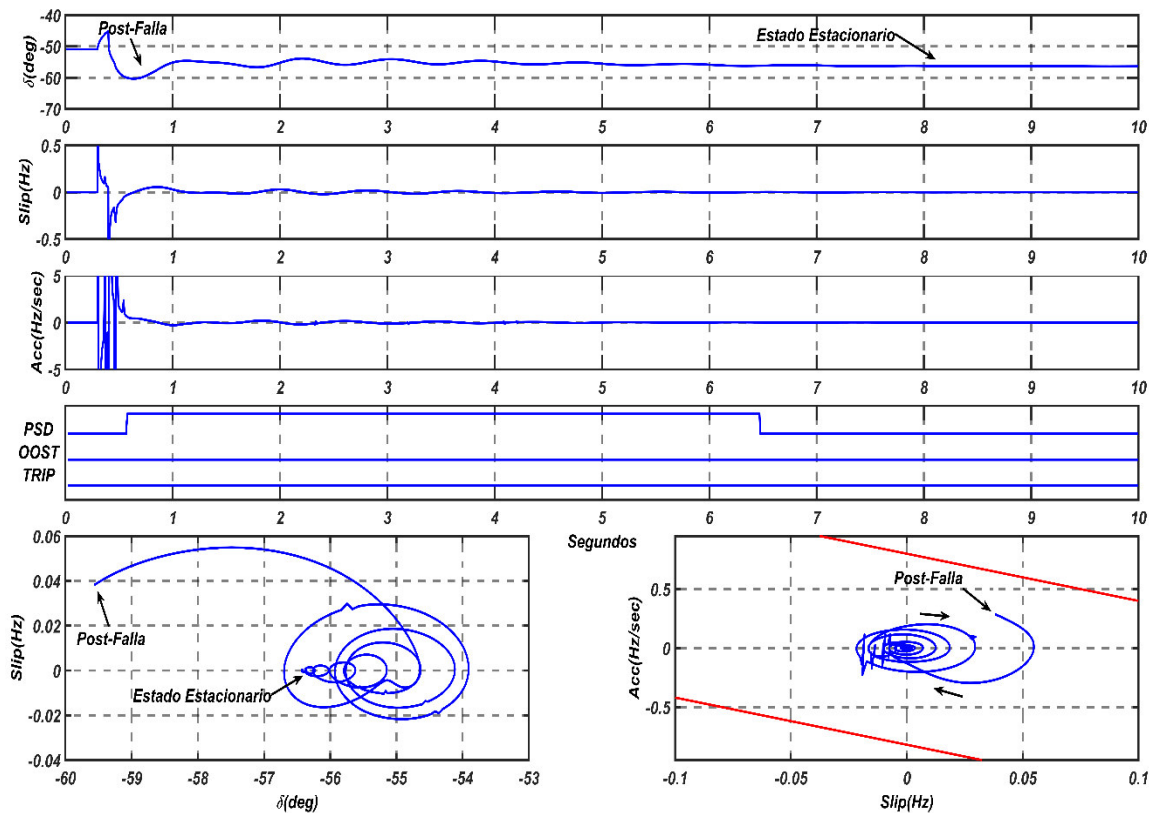


**Fig.A.05.** Escenario Base 2 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).

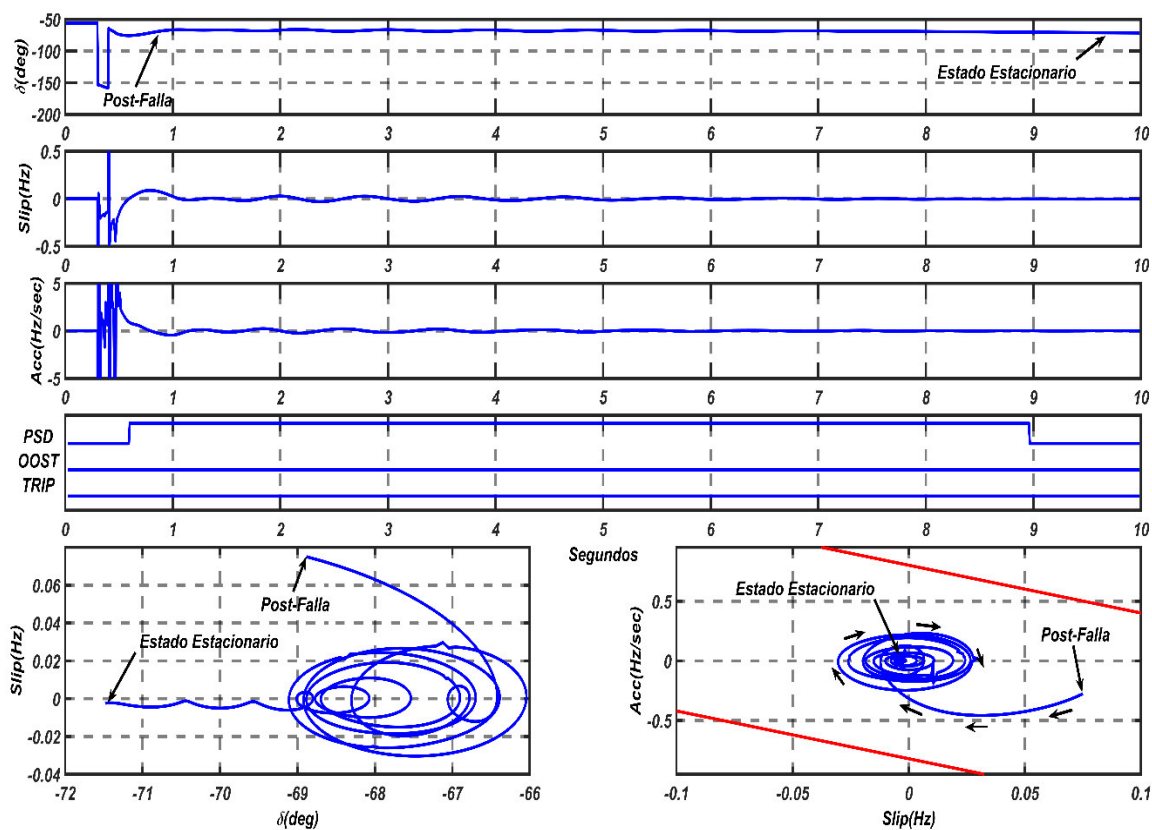


**Fig.A.06.** Escenario Modificado 2 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).





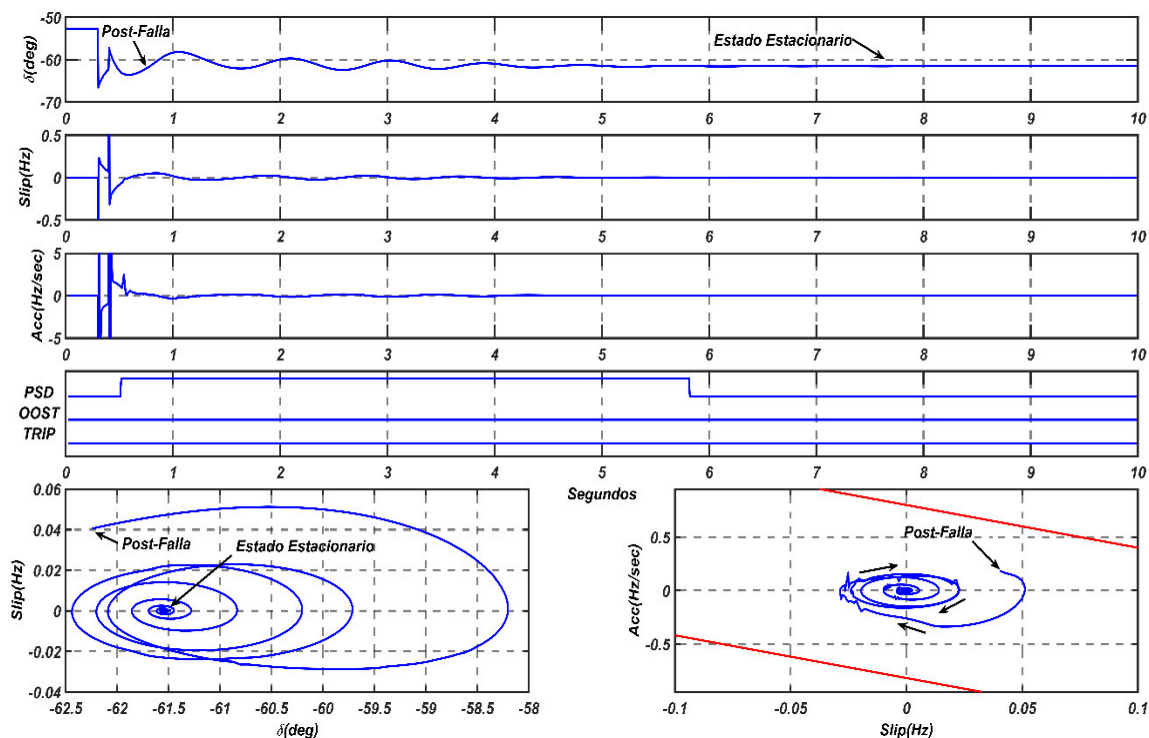
**Fig.A.07.** Escenario Base 2 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



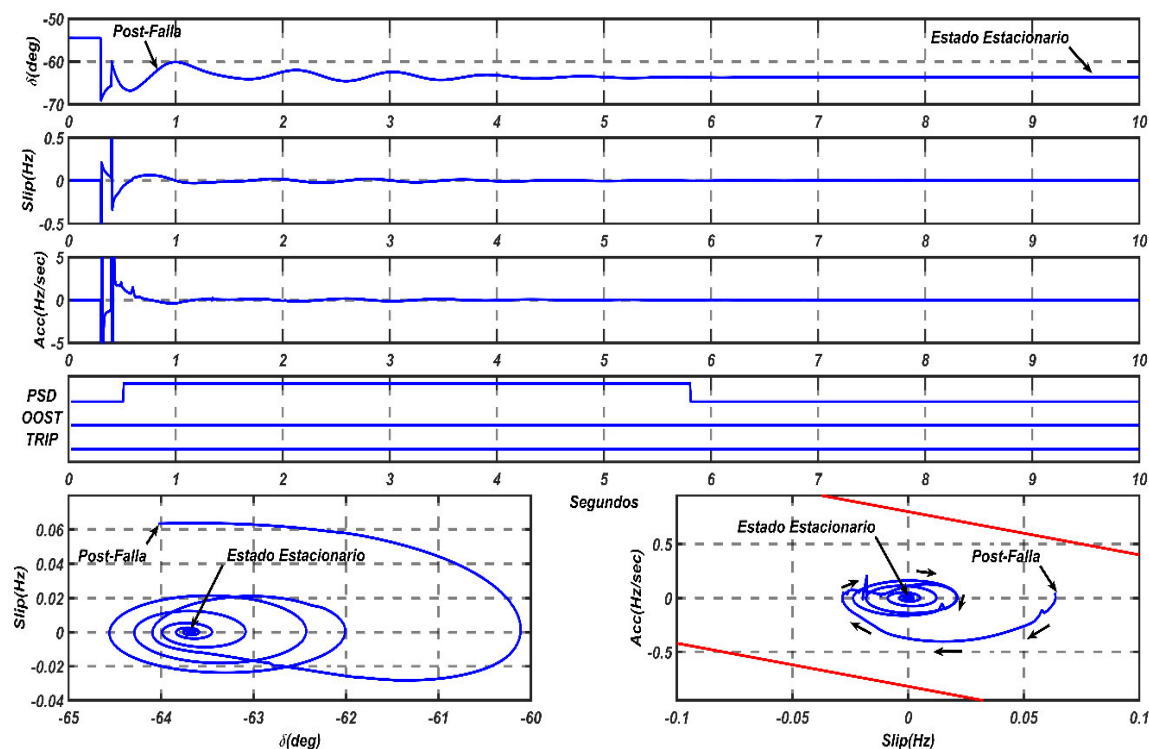
**Fig.A.08.** Escenario Modificado 2 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

### A.3. Escenario 3: Banco de capacitores serie XC3 fuera de servicio

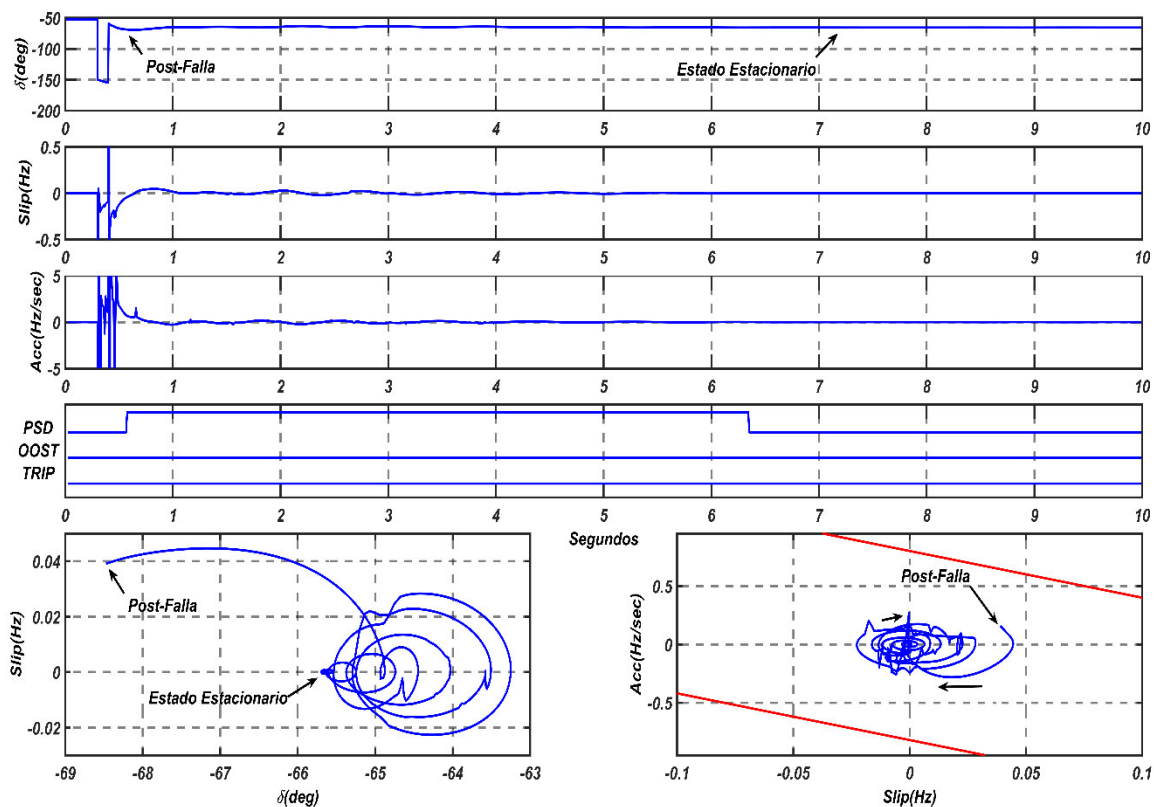
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.03.



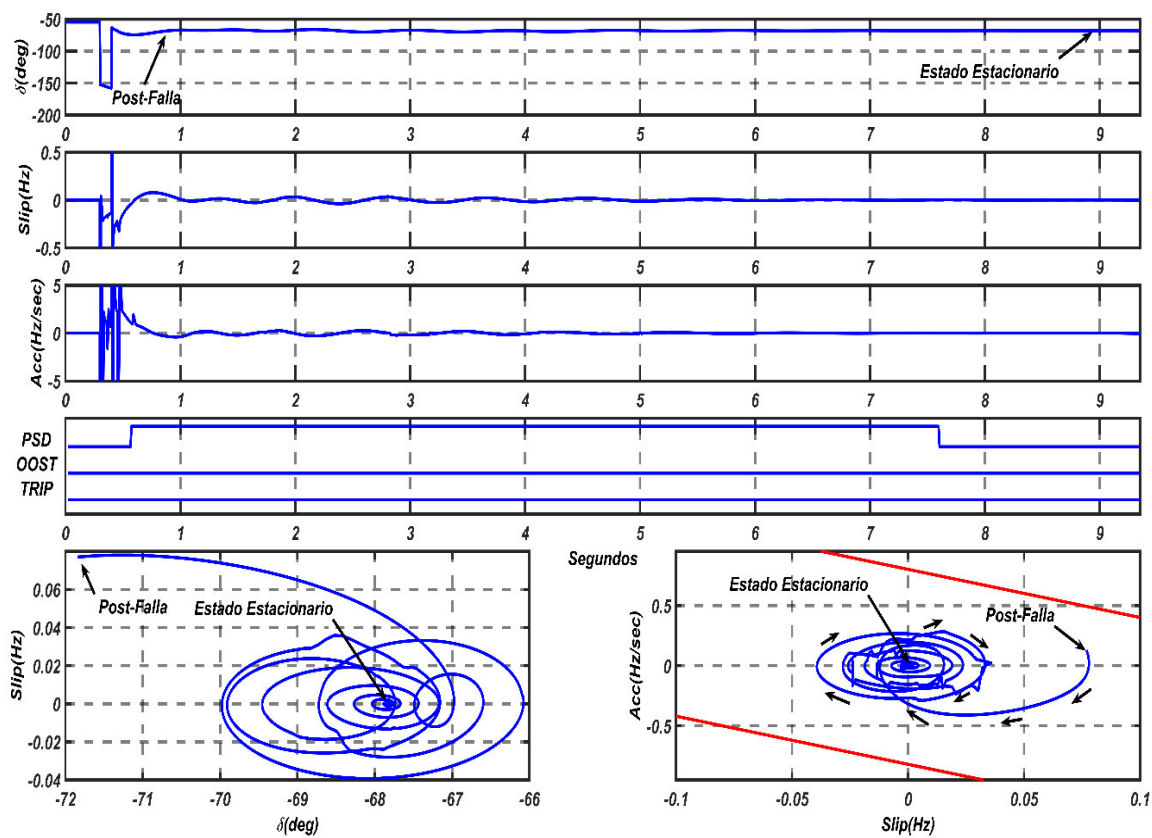
**Fig.A.09.** Escenario Base 3 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.10.** Escenario Modificado 3 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



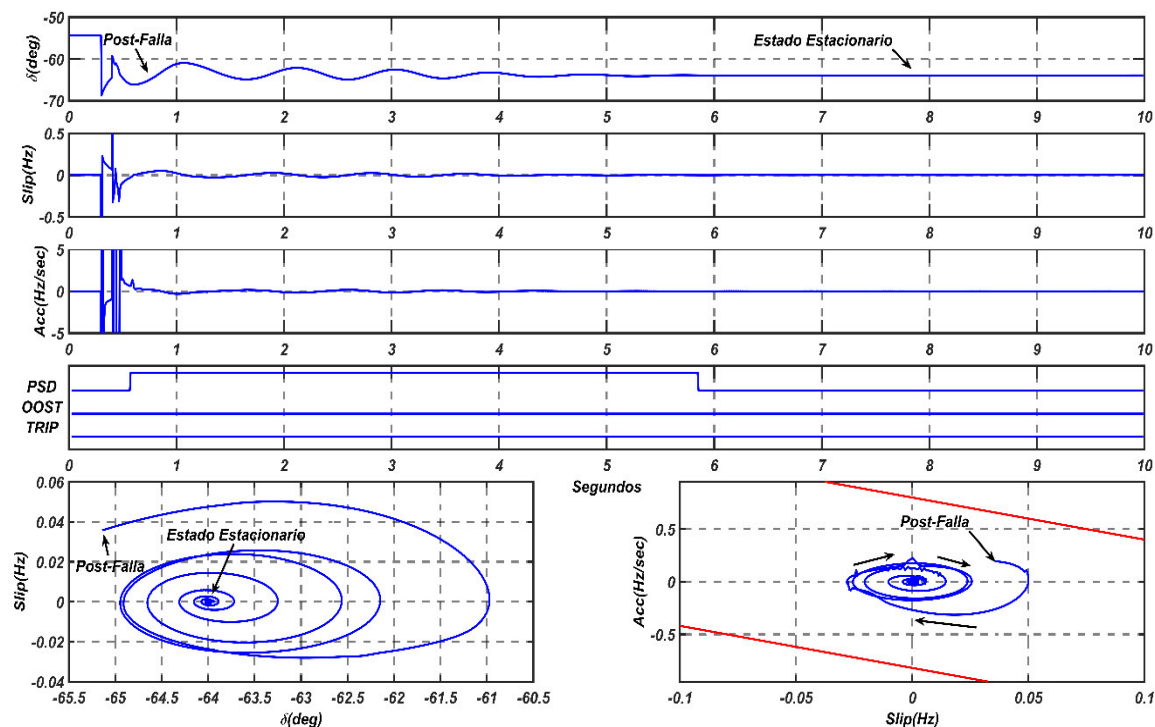
**Fig.A.11.** Escenario Base 3 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



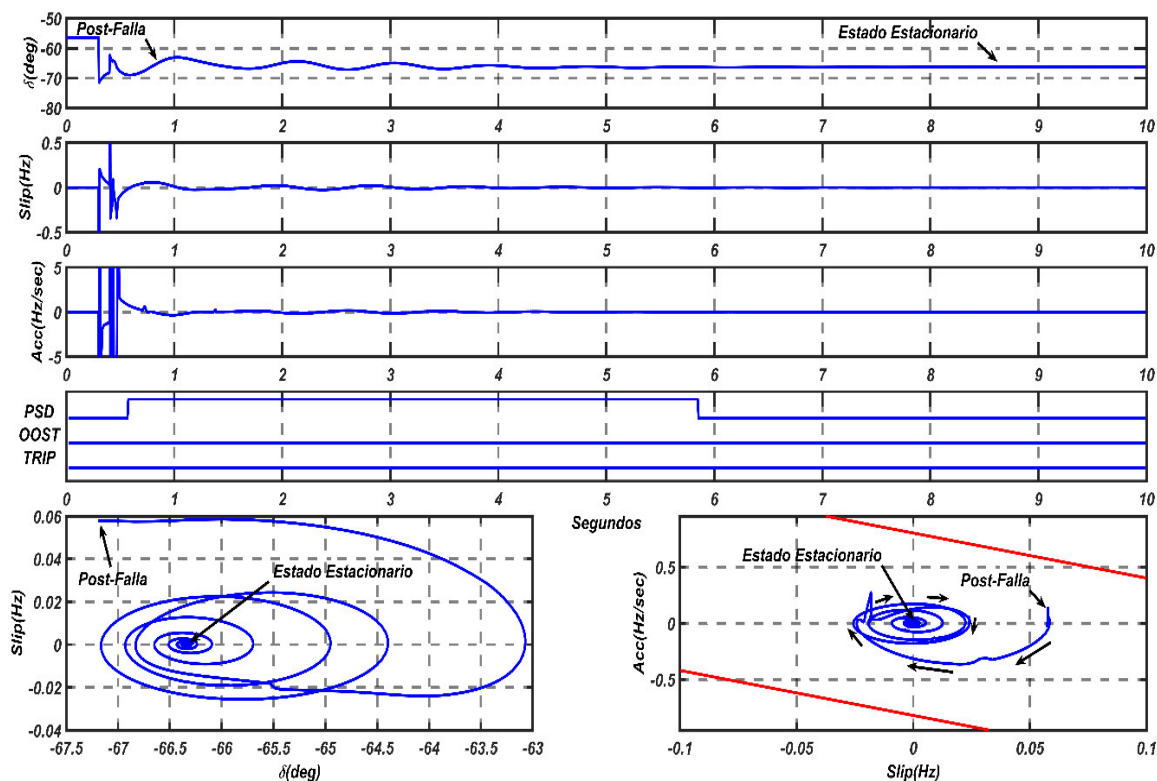
**Fig.A.12.** Escenario Modificado 3 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

### A.4. Escenario 4: Banco de capacitores XC1 y XC3 fuera de servicio

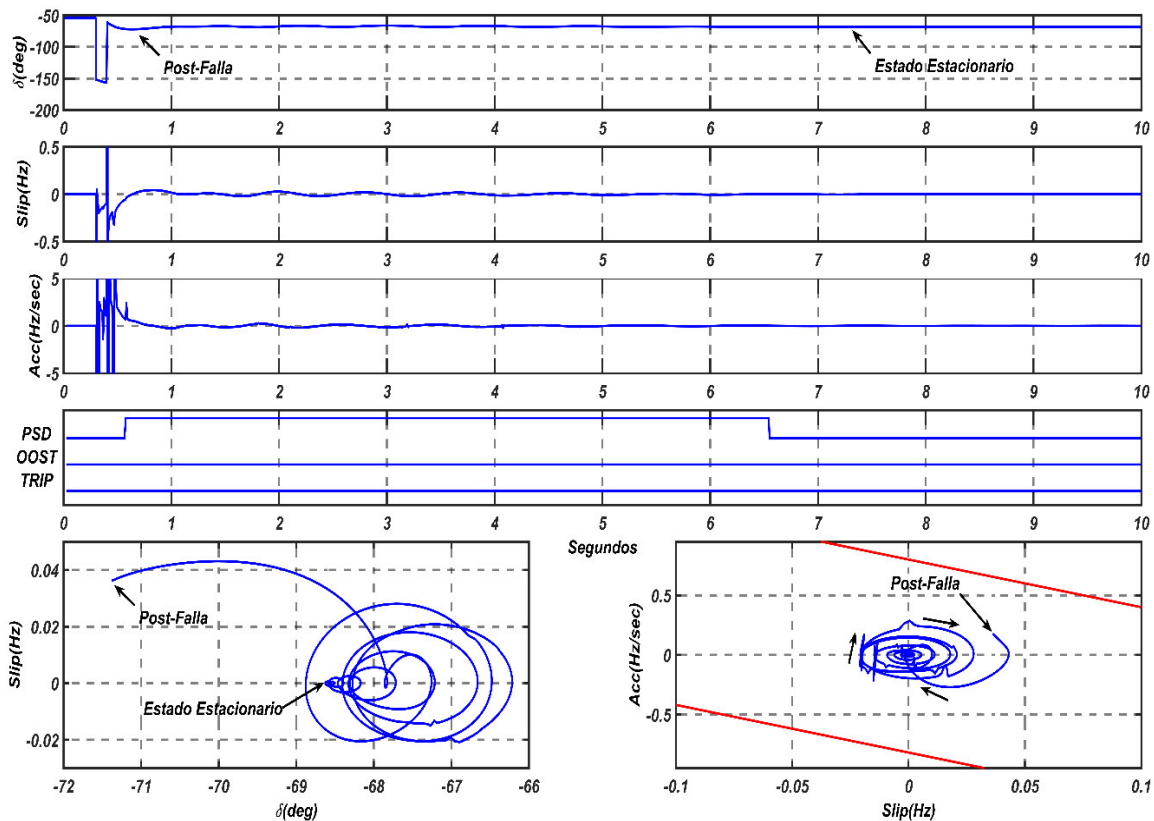
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.04.



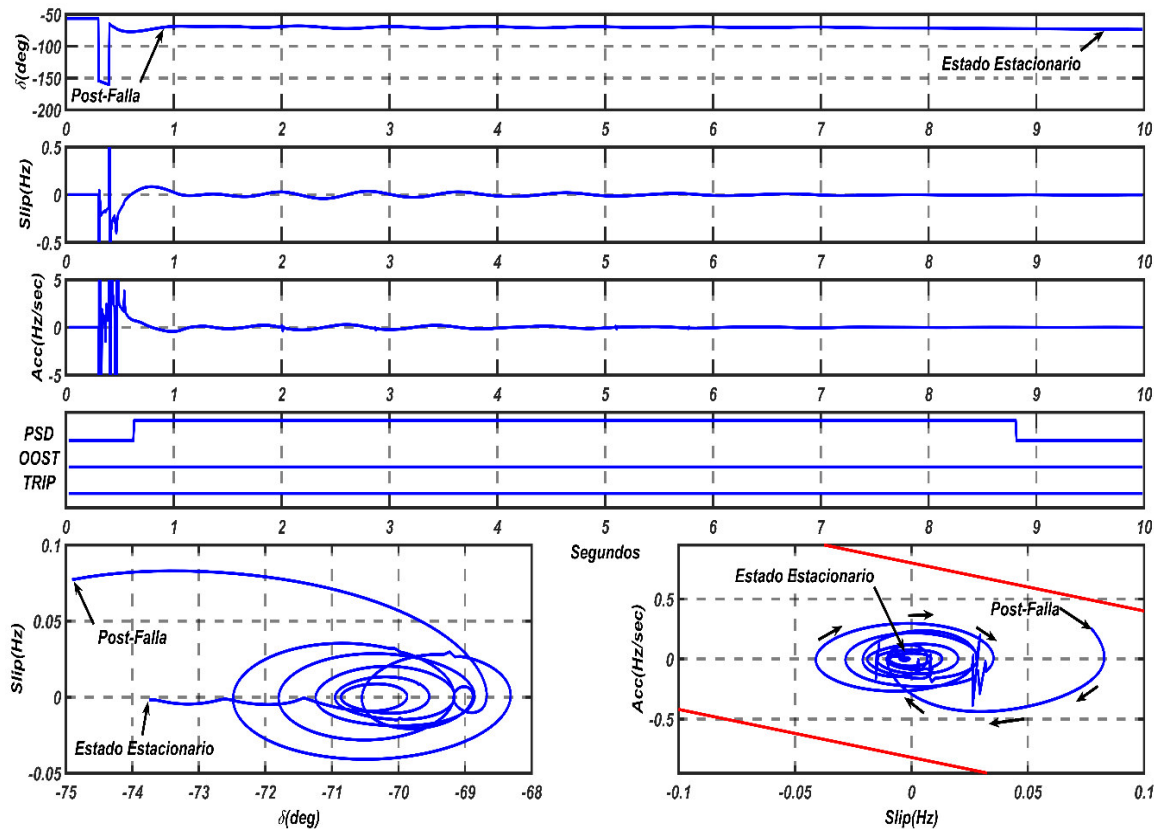
**Fig.A.13.** Escenario Base 4 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.14.** Escenario Modificado 4 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.15.** Escenario Base 4 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



**Fig.A.16.** Escenario Modificado 4 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

### A.5. Escenario 5: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2052 Mantaro-Cotaruse fuera de servicio

El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.05.

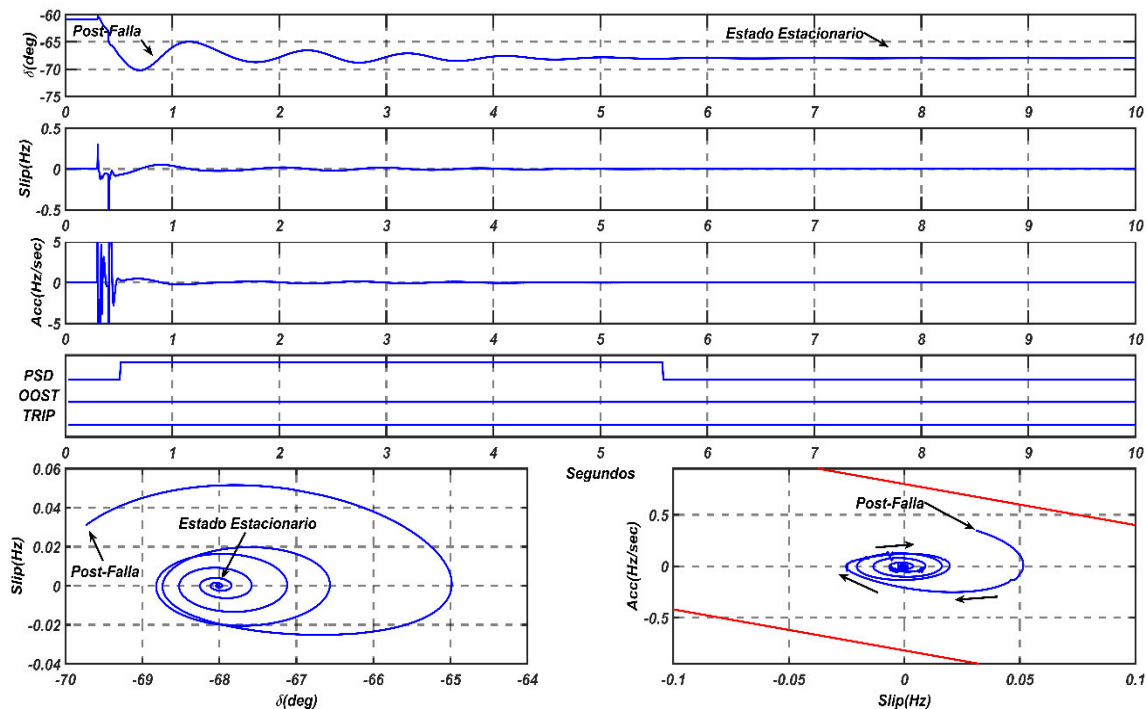


Fig.A.17. Escenario Base 5 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).

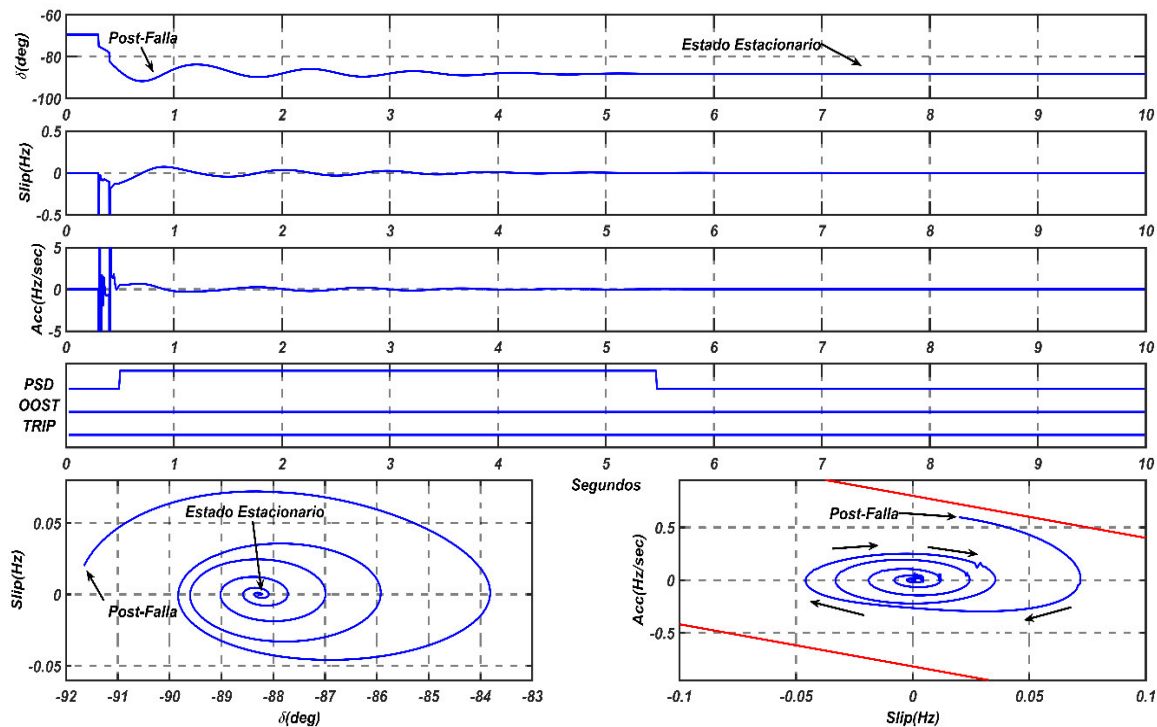
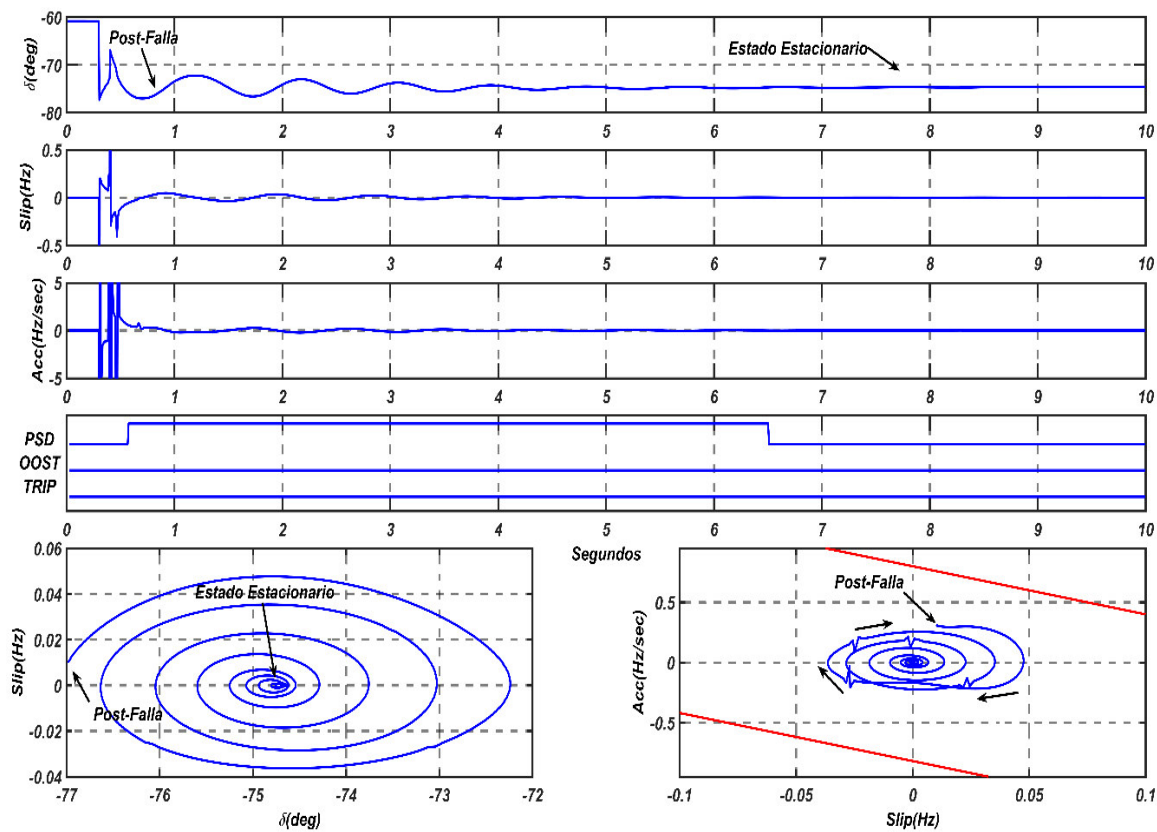
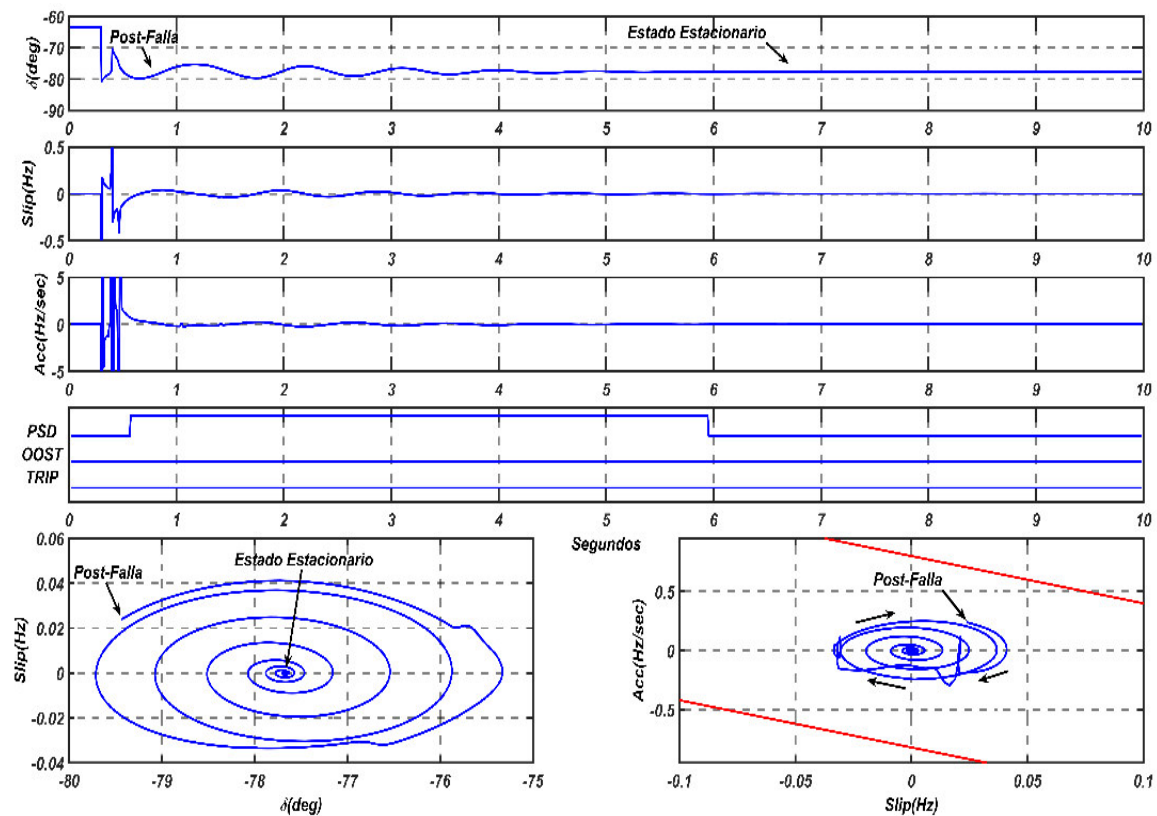


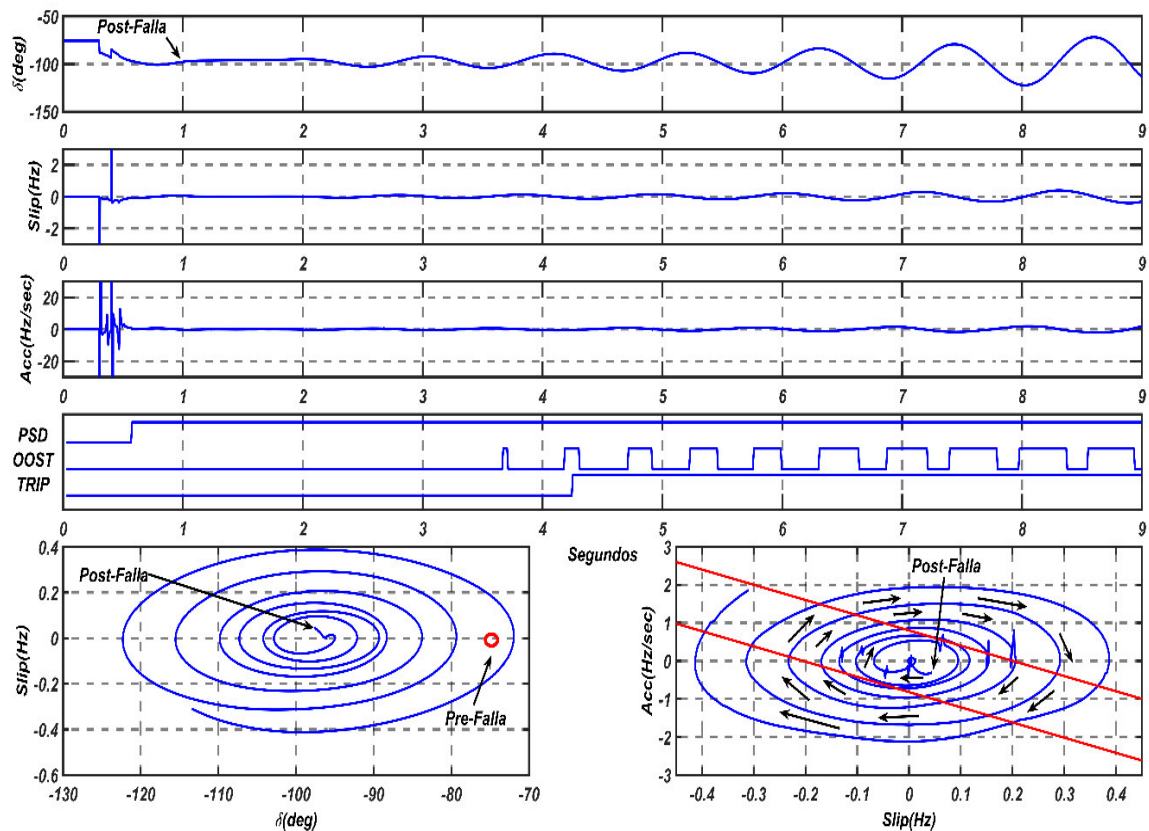
Fig.A.18. Escenario Modificado 5 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).



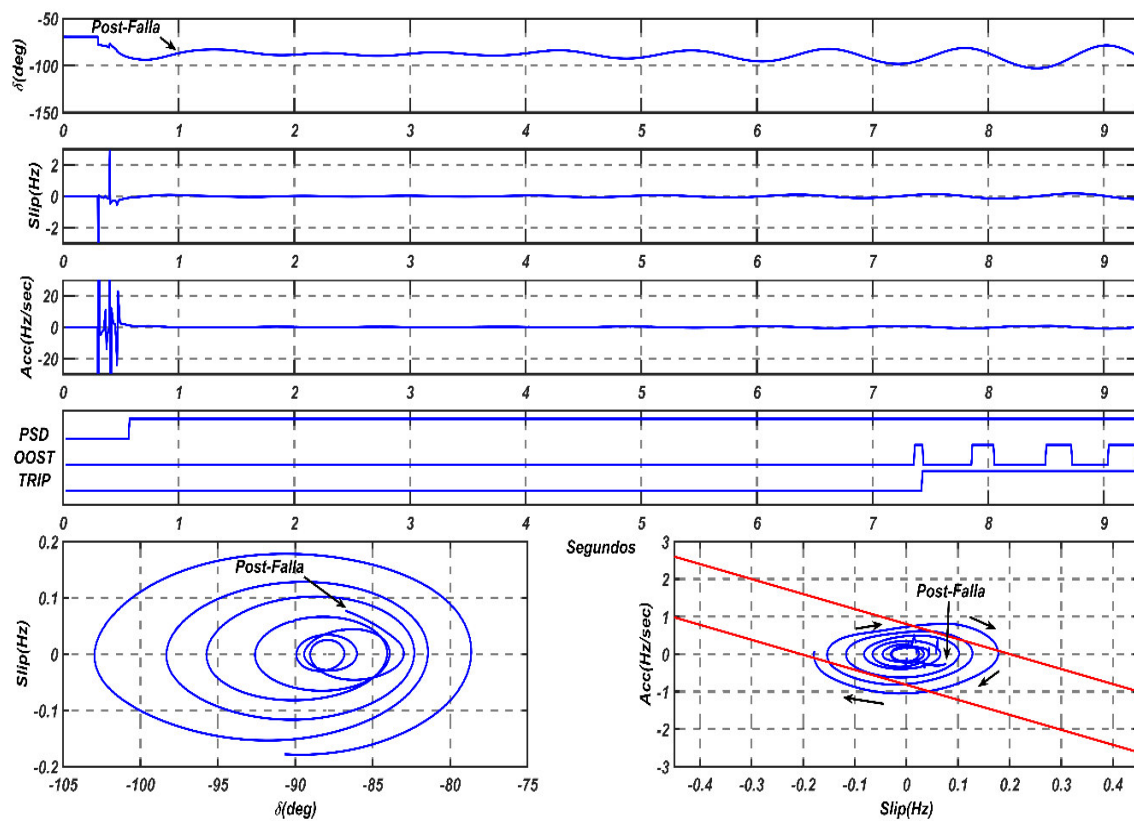
**Fig.A.19.** Escenario Base 5 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.20.** Escenario Modificado 5 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.21.** Escenario Base 5 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

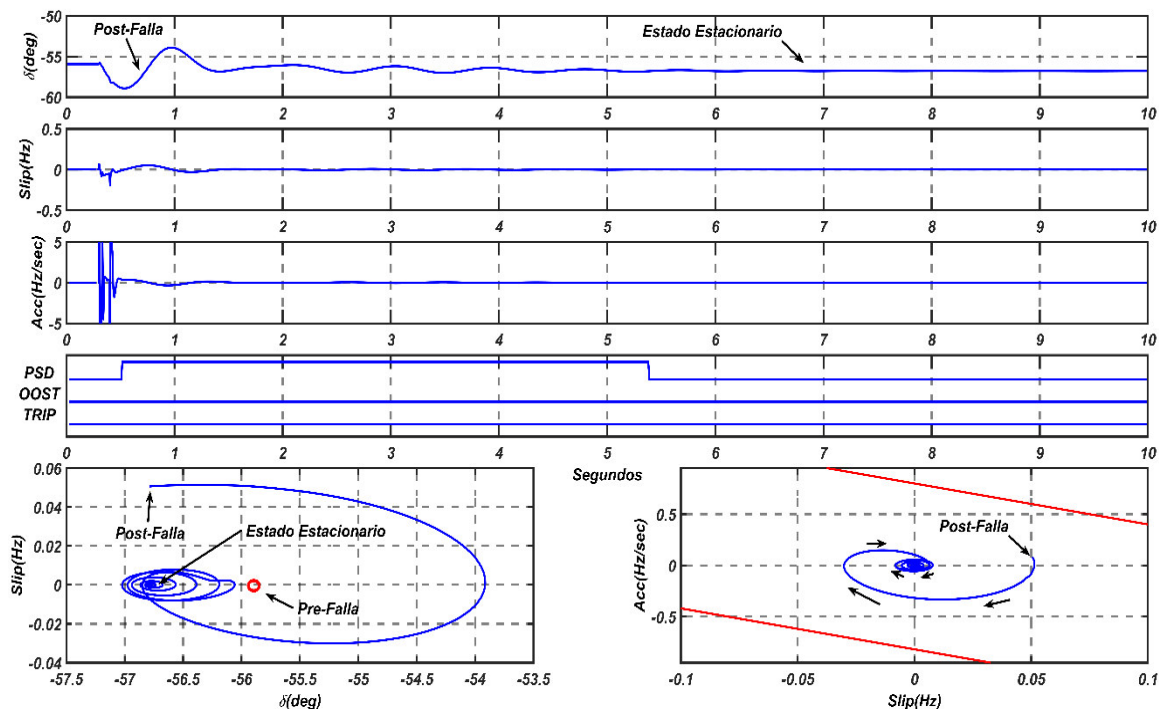


**Fig.A.22.** Escenario Modufucado 5 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

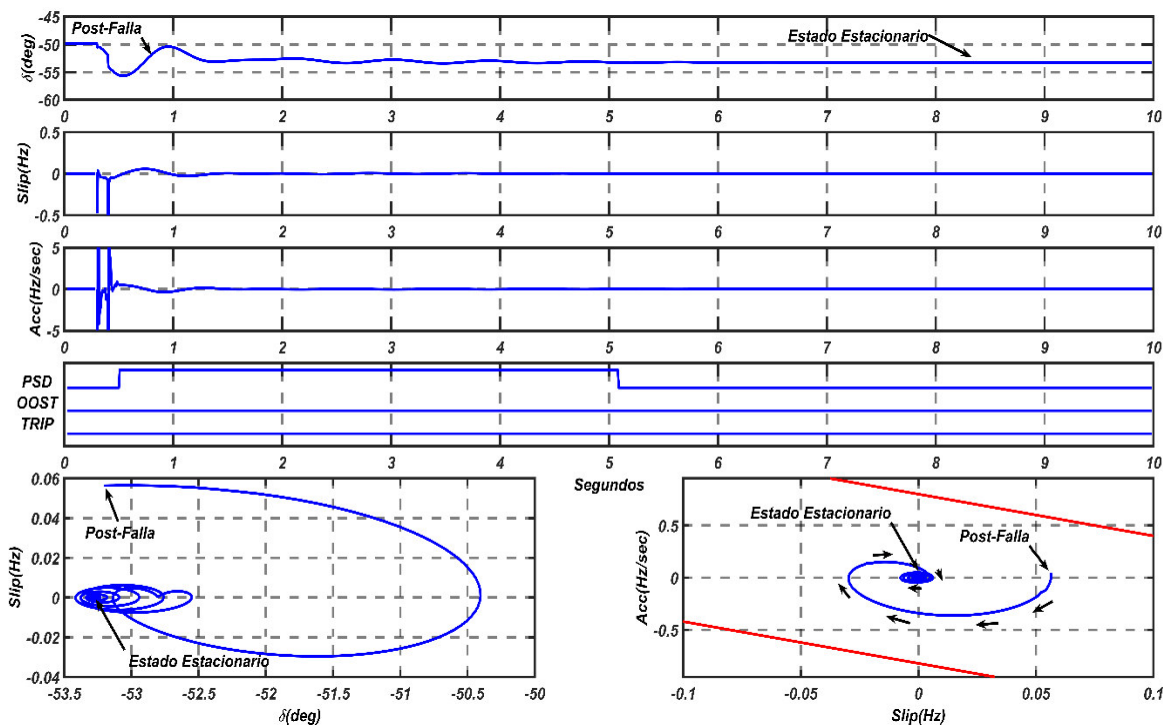


### A.6. Escenario 6: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

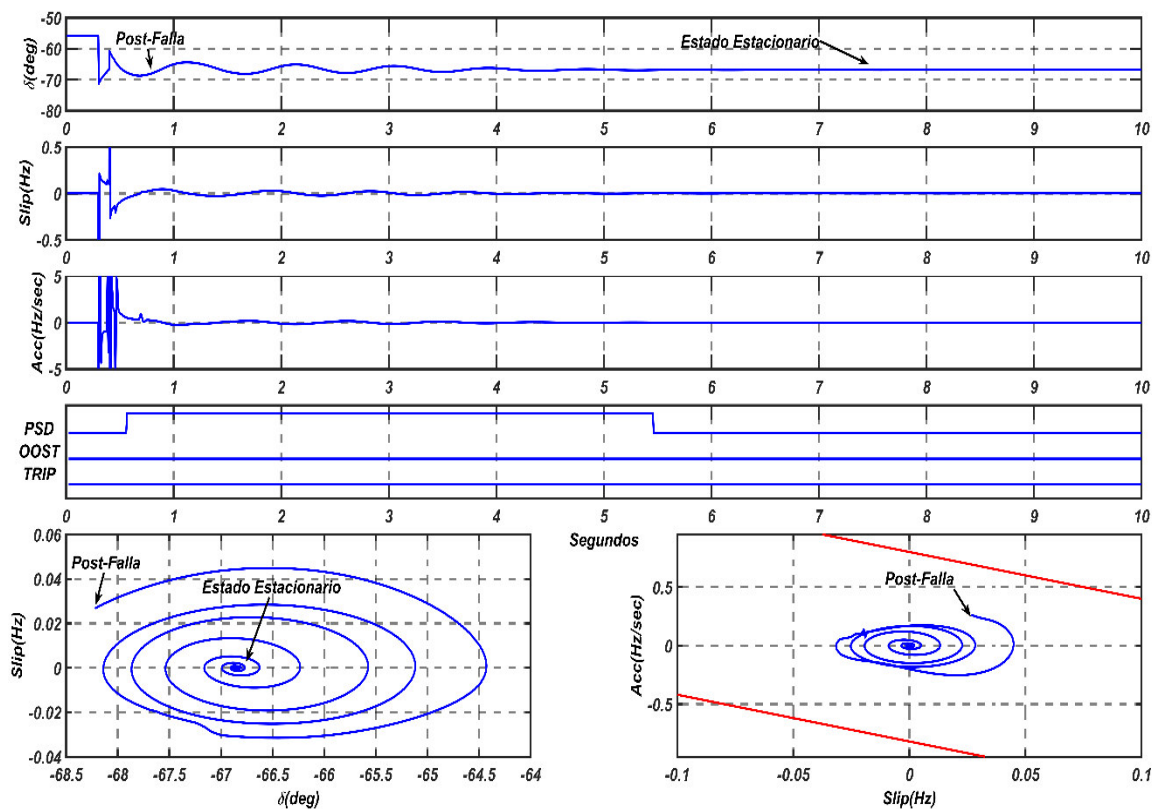
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.06.



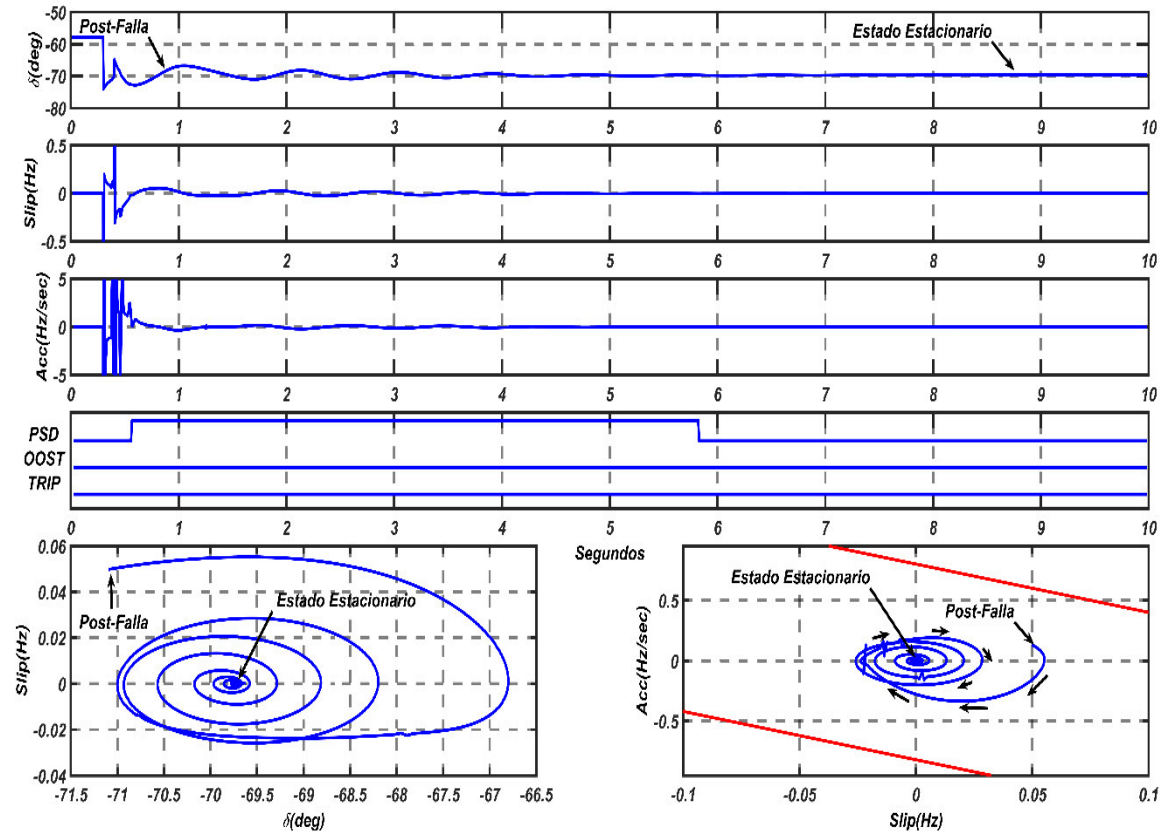
**Fig.A.23.** Escenario Base 6 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).



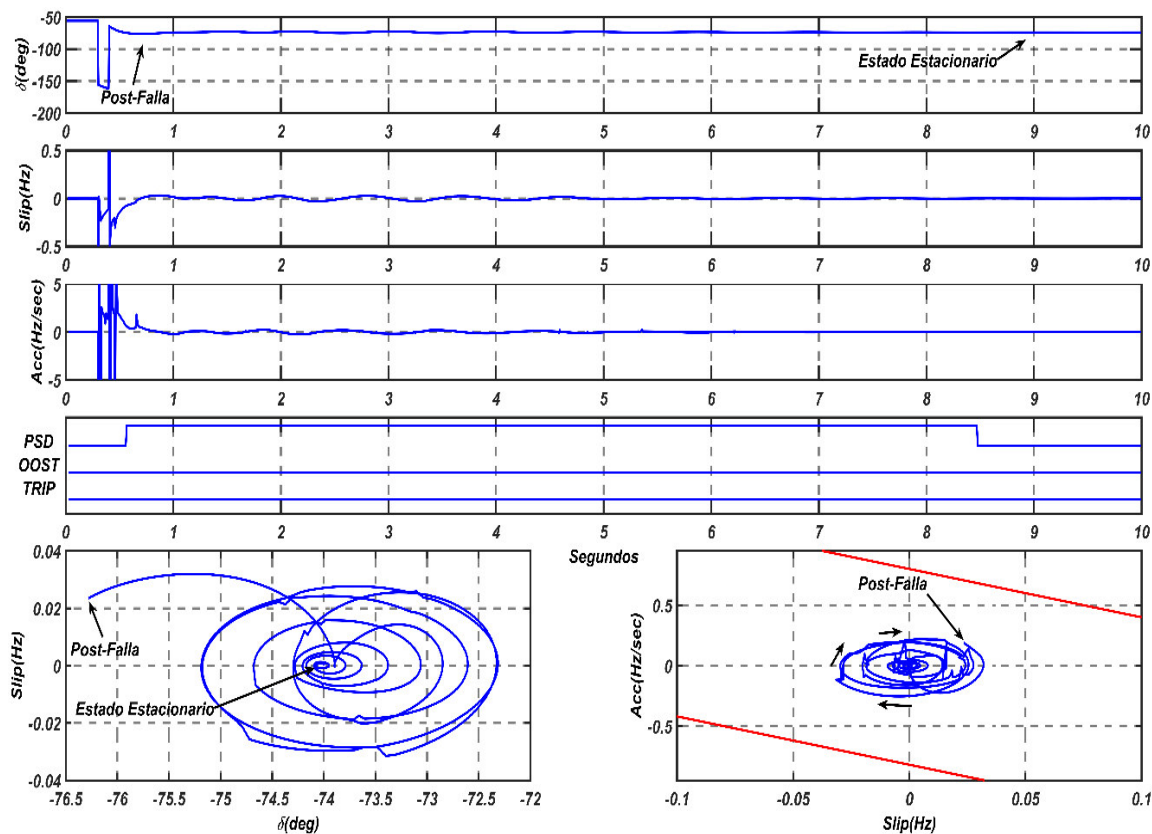
**Fig.A.24.** Escenario Modificado 6 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).



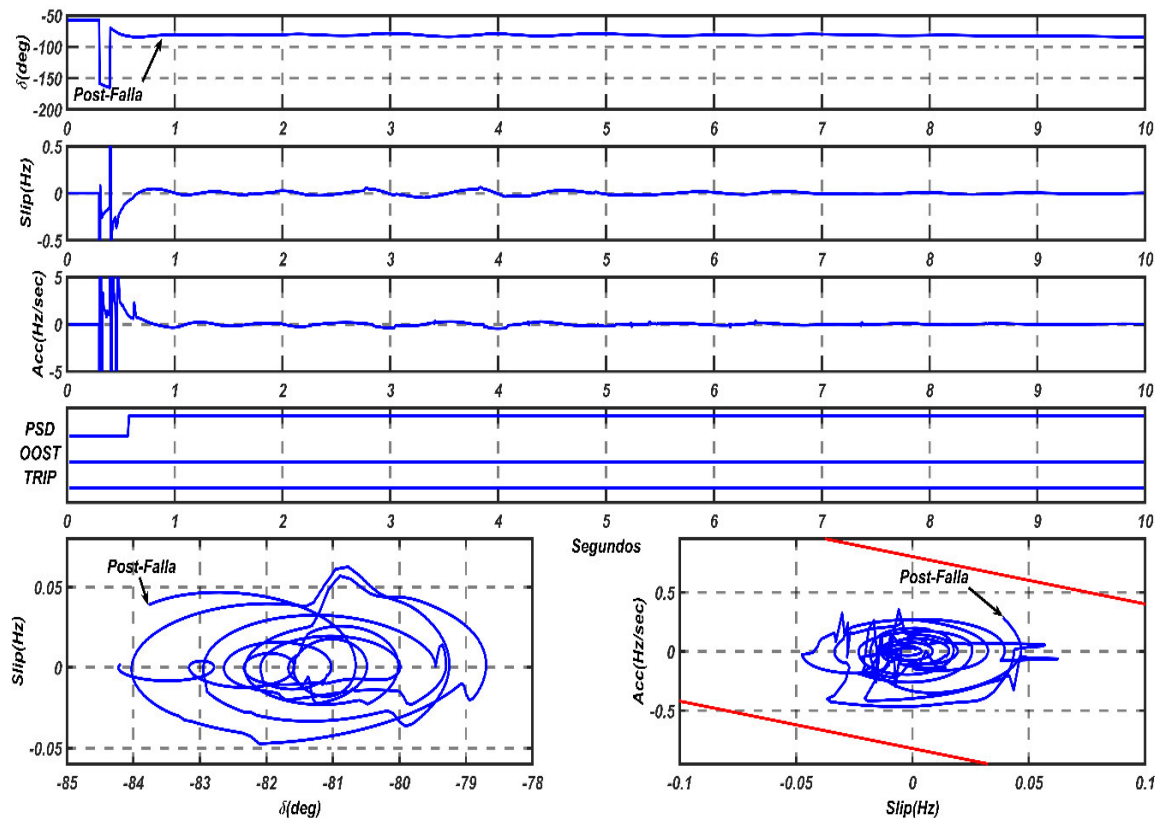
**Fig.A.25.** Escenario Base 6 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



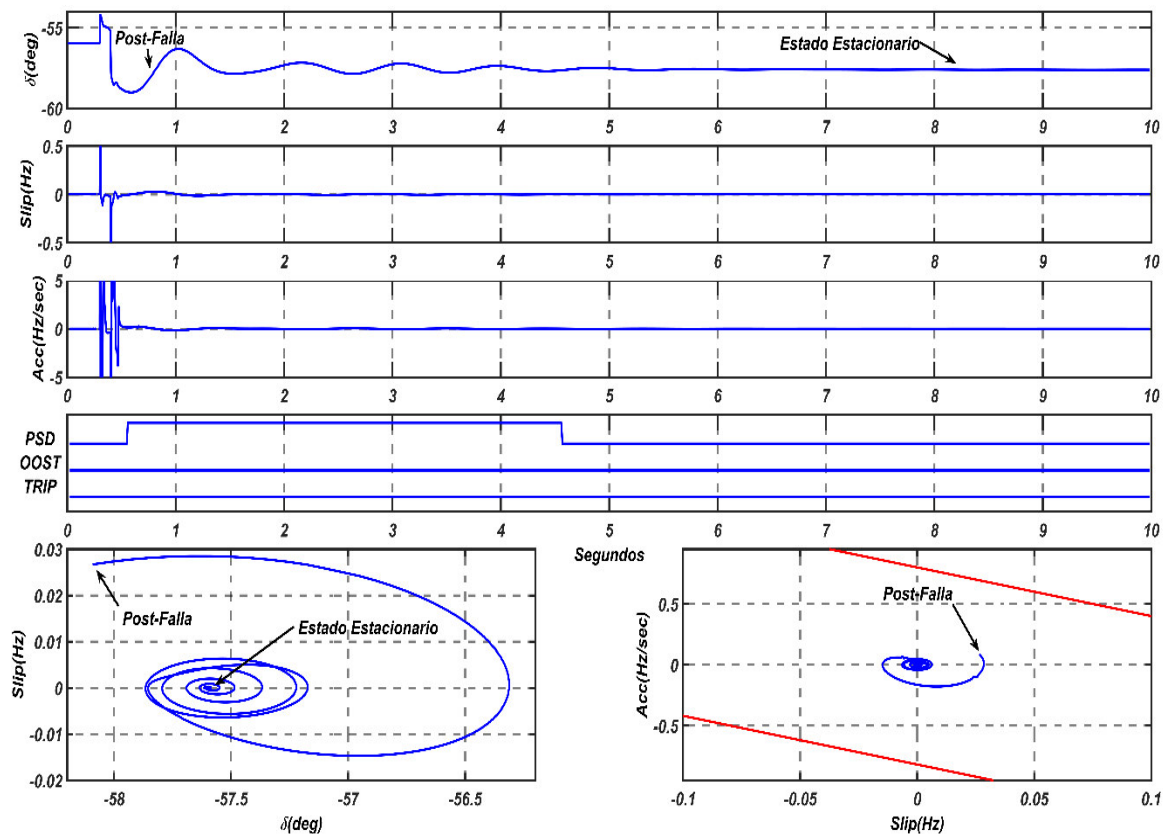
**Fig.A.26.** Escenario Modificado 6 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



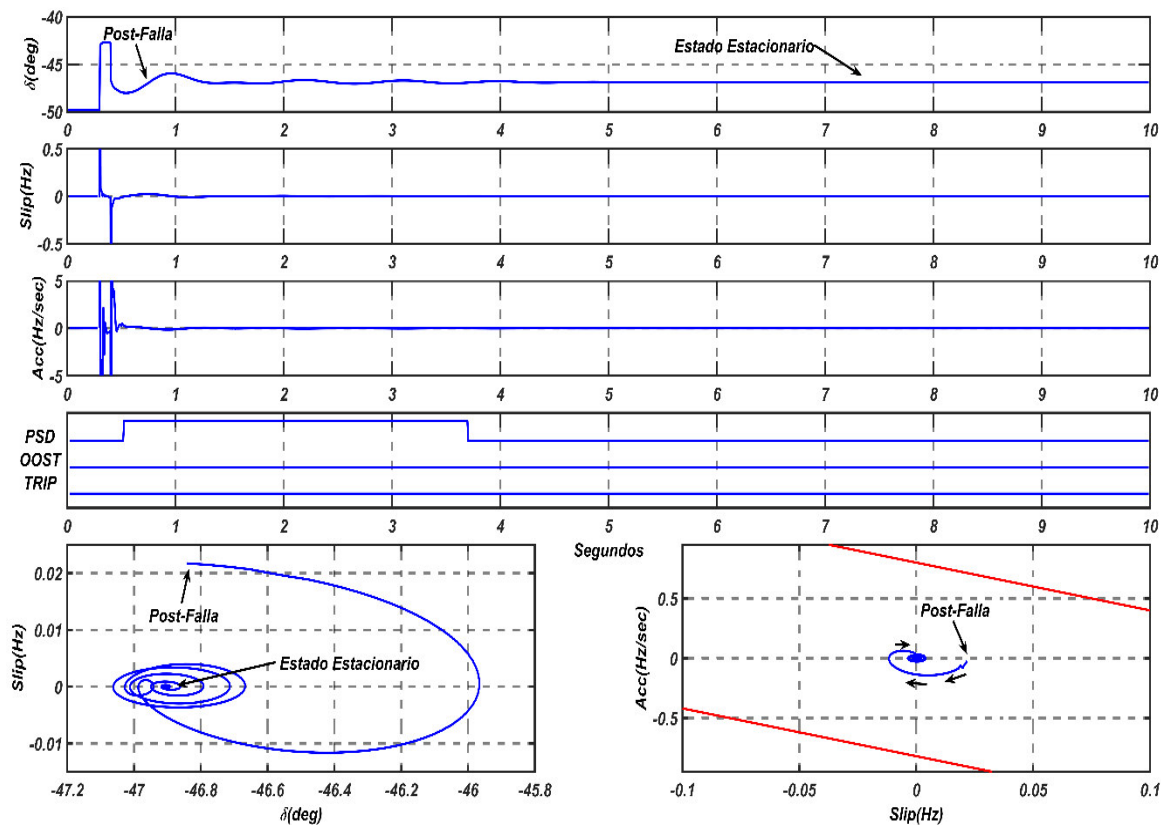
**Fig.A.27.** Escenario Base 6 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



**Fig.A.28.** Escenario Modificado 6 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



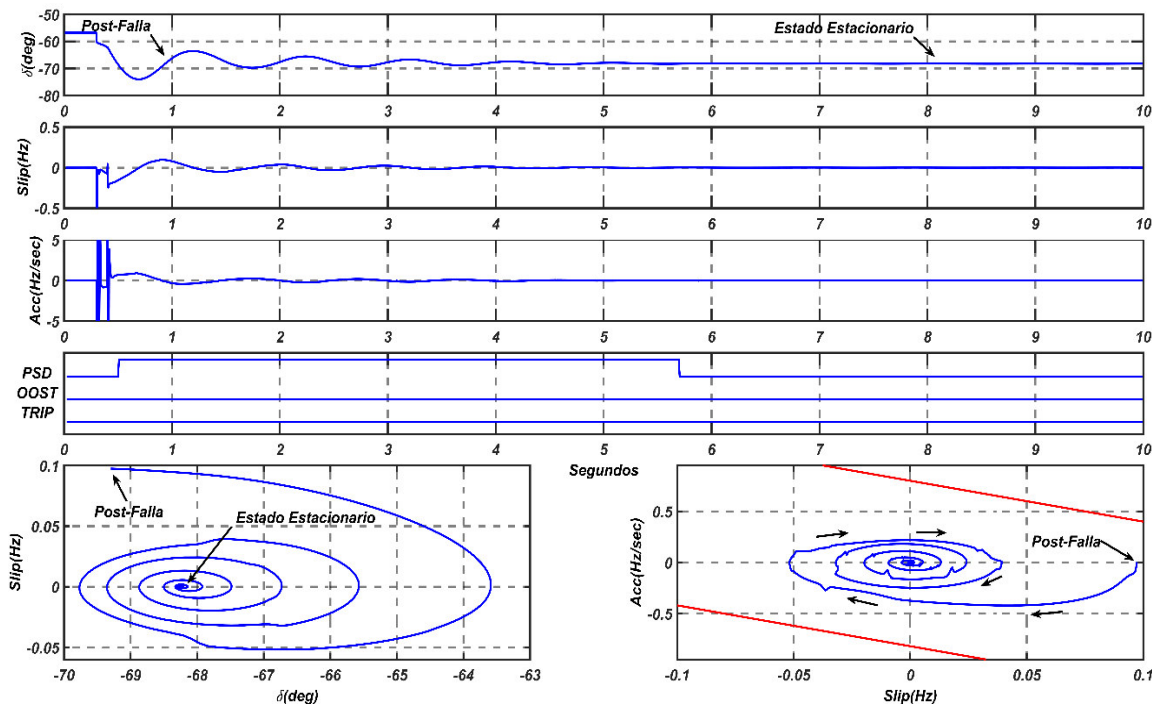
**Fig.A.29.** Escenario Base 6 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053).



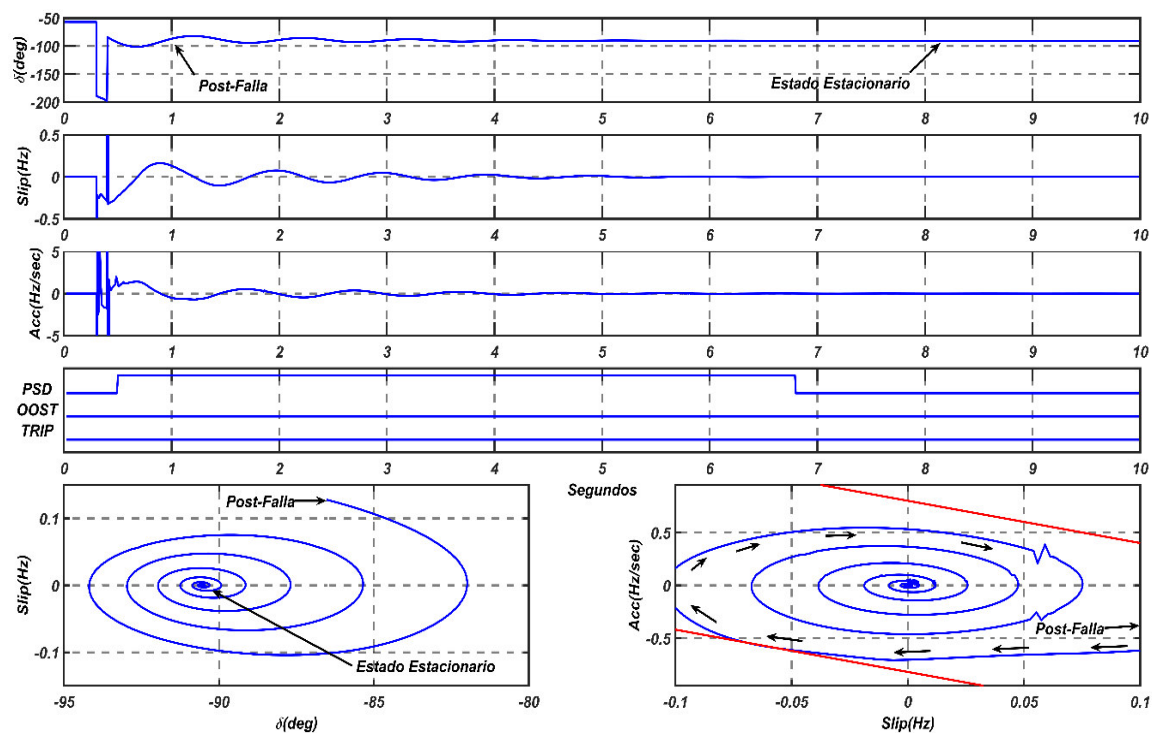
**Fig.A.30.** Escenario Modificado 6 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053).

### A.7. Escenario 7: Circuito L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse y L-2054 de la línea Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

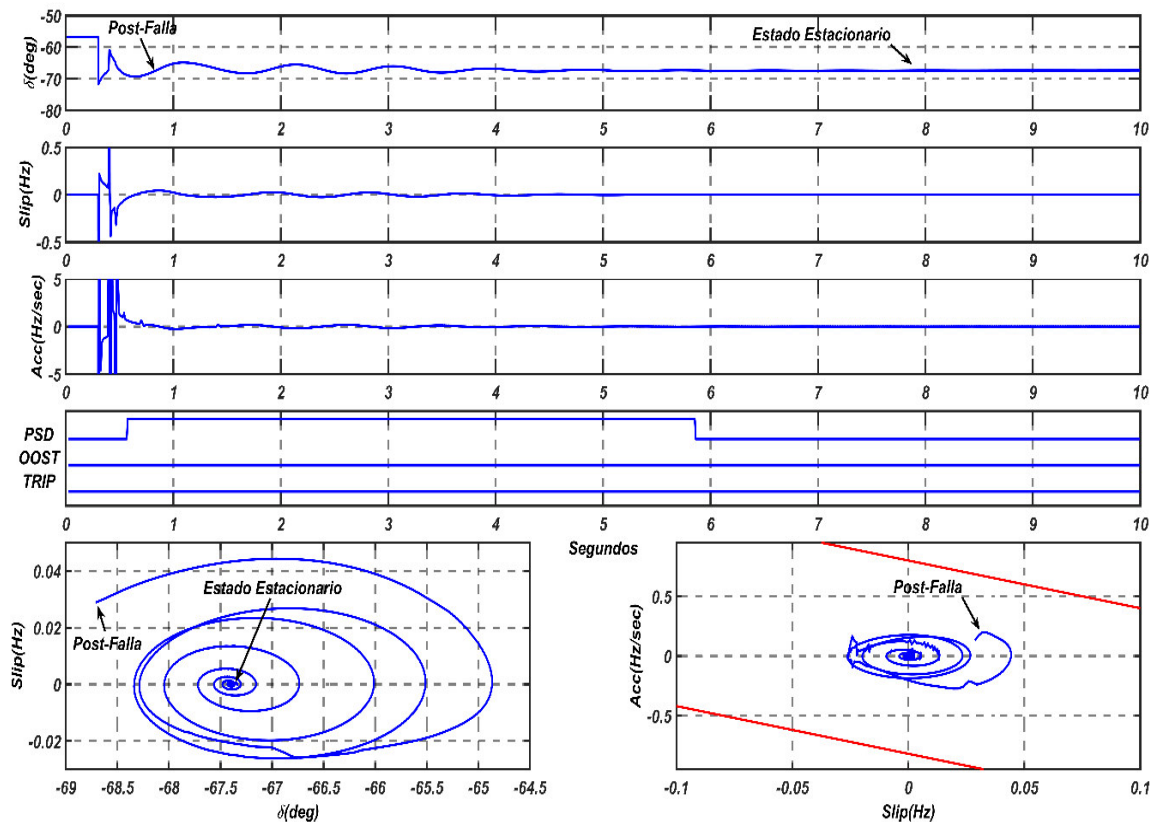
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.07.



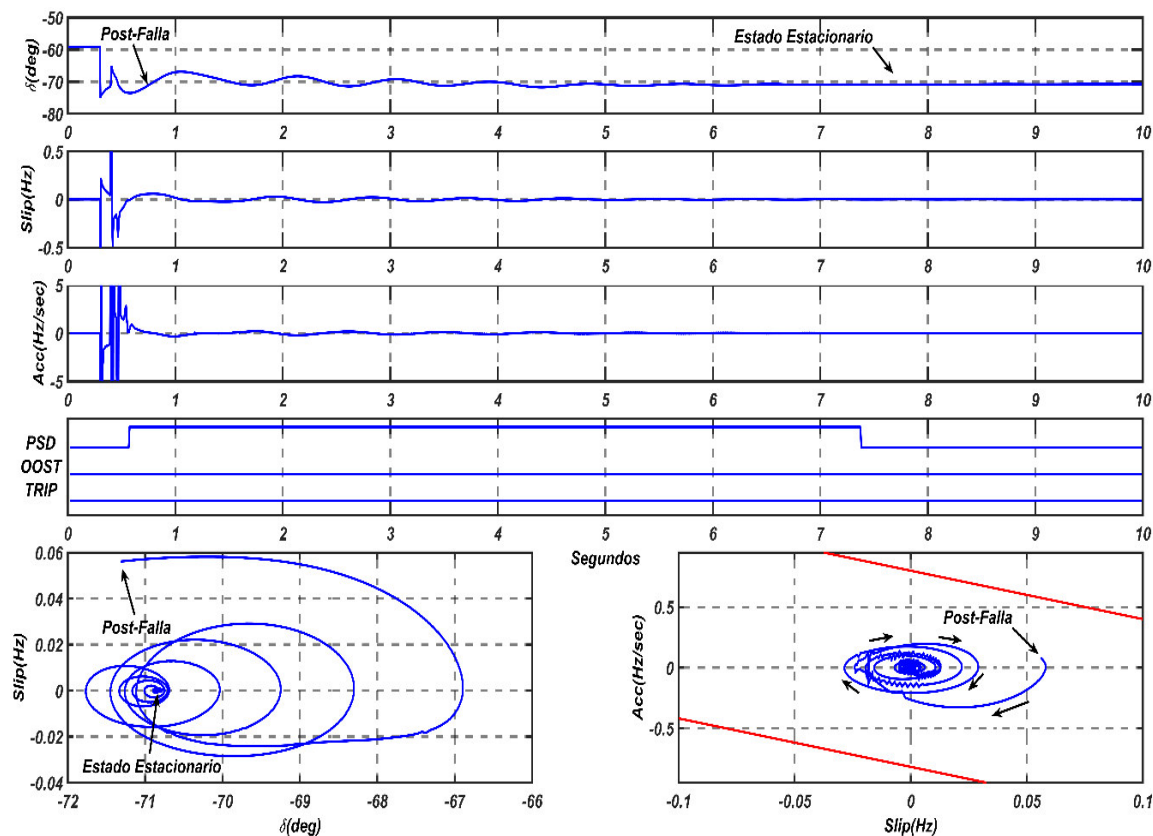
**Fig.A.31.** Escenario Base 7 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).



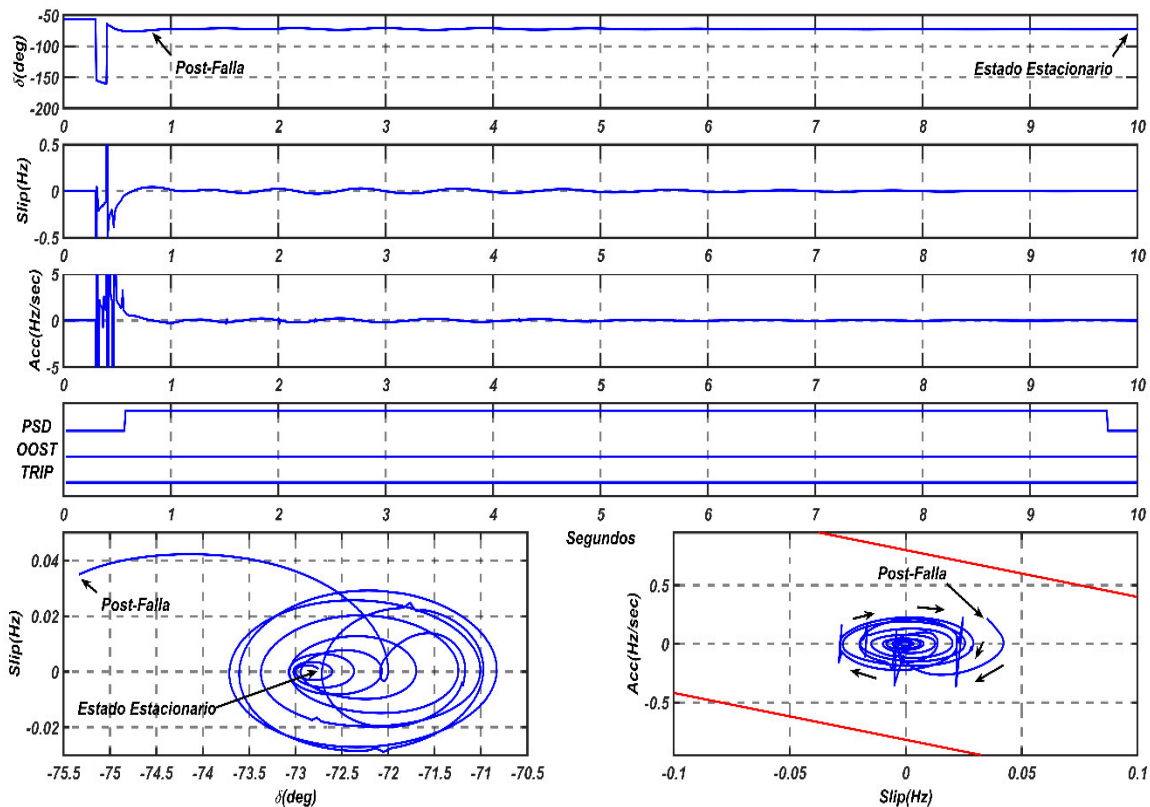
**Fig.A.32.** Escenario Modificado 7 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2051).



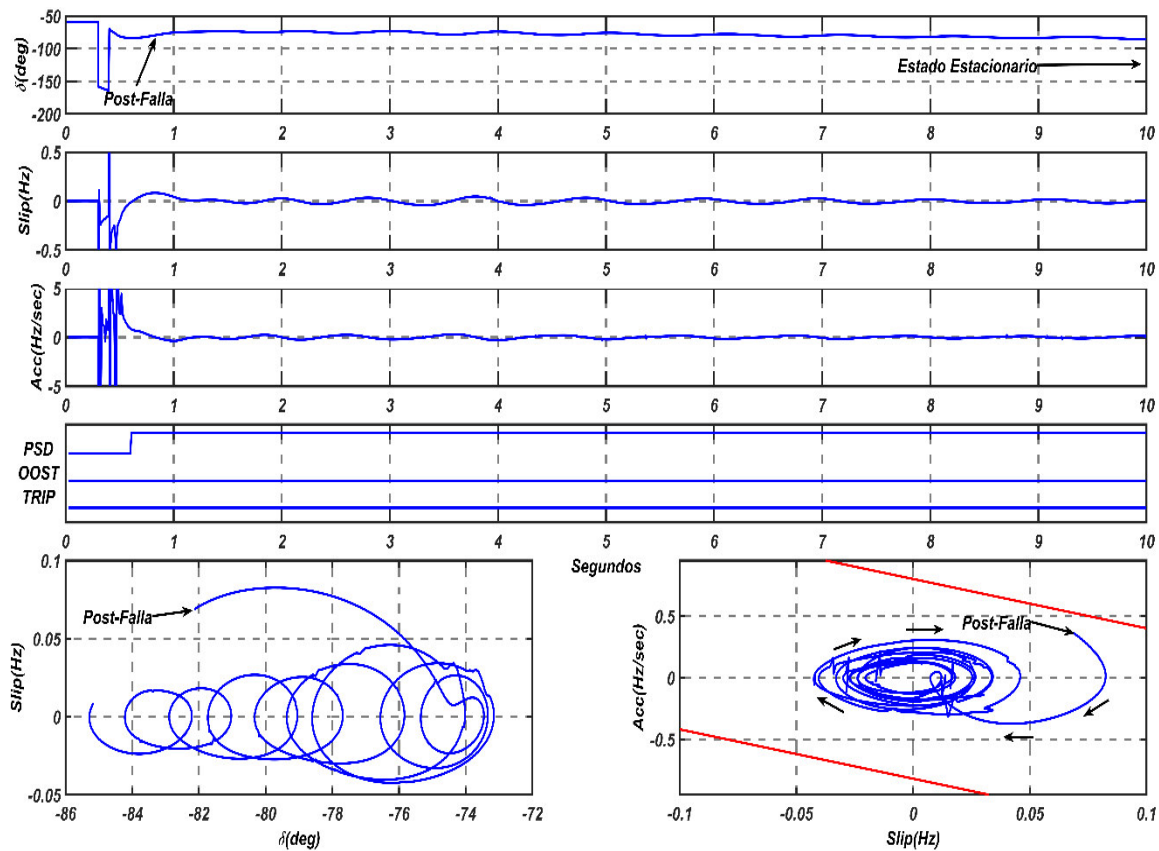
**Fig.A.33.** Escenario Base 7 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



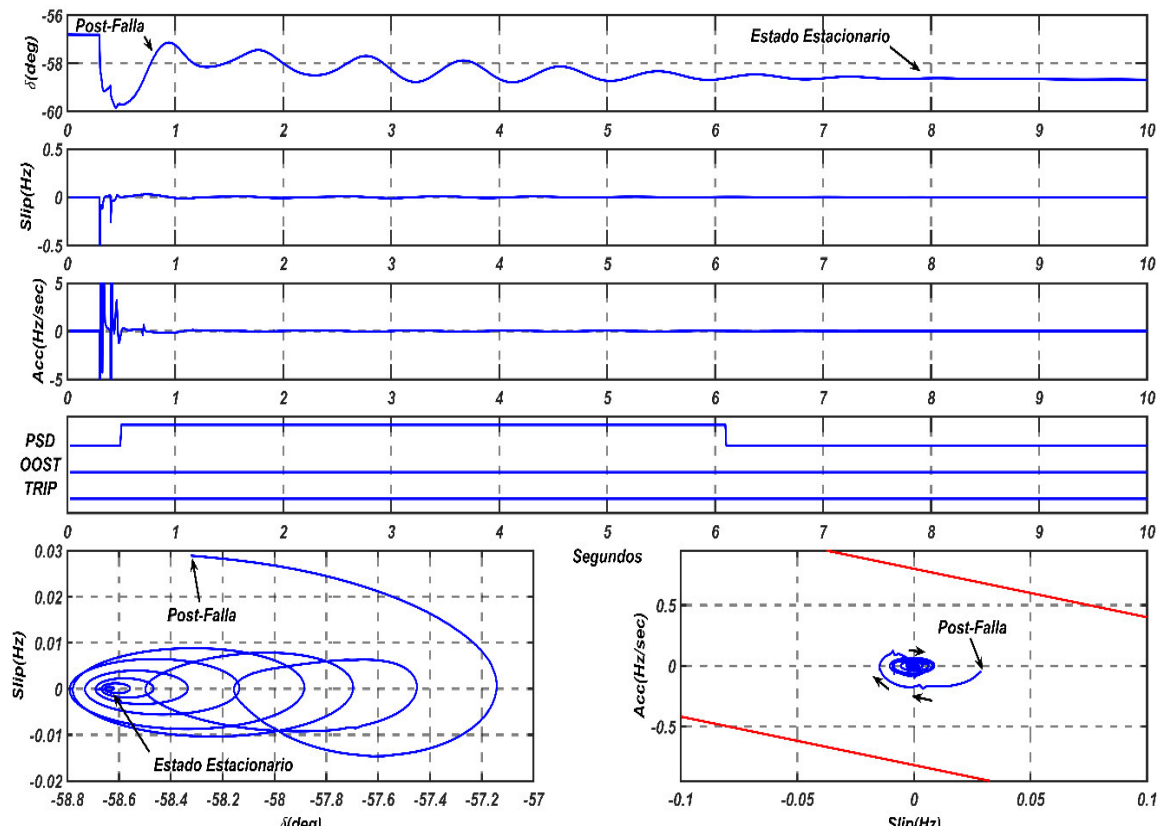
**Fig.A.34.** Escenario Modificado 7 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



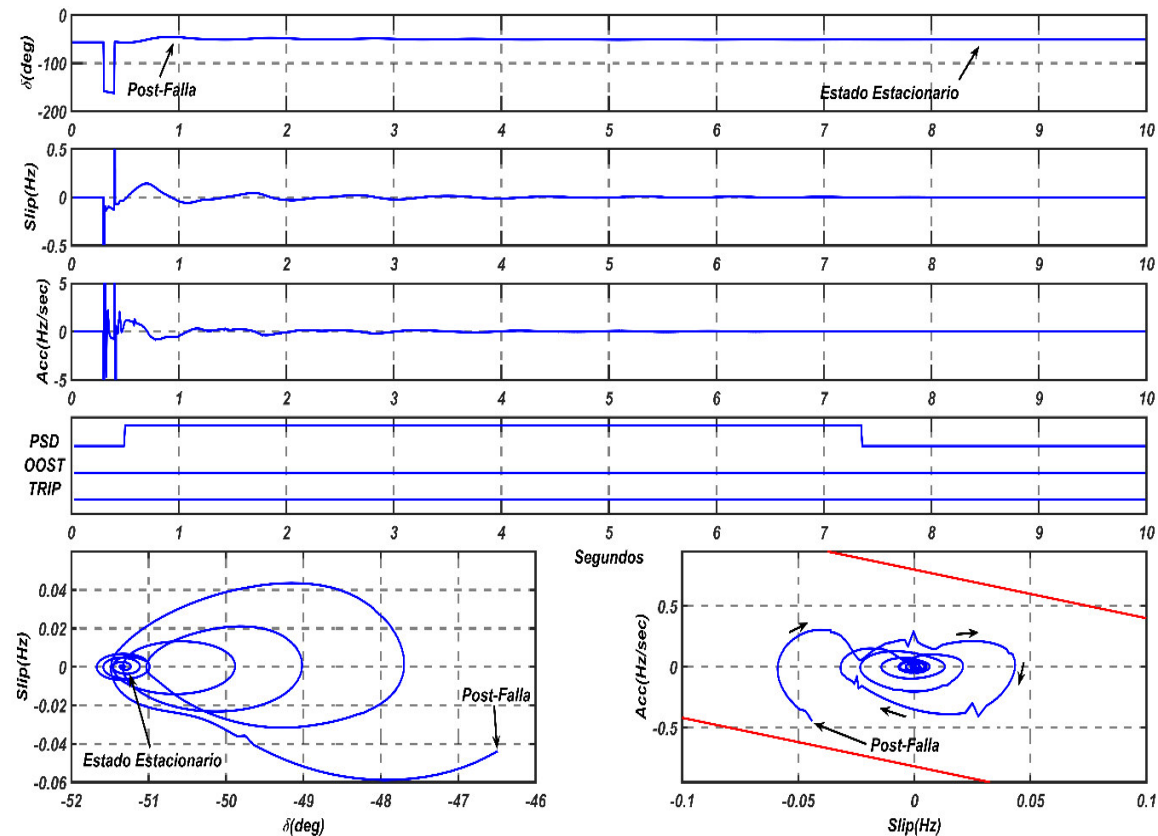
**Fig.A.35.** Escenario Base 7 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



**Fig.A.36.** Escenario Modificado 7 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



**Fig.A.37.** Escenario Base 7 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053).

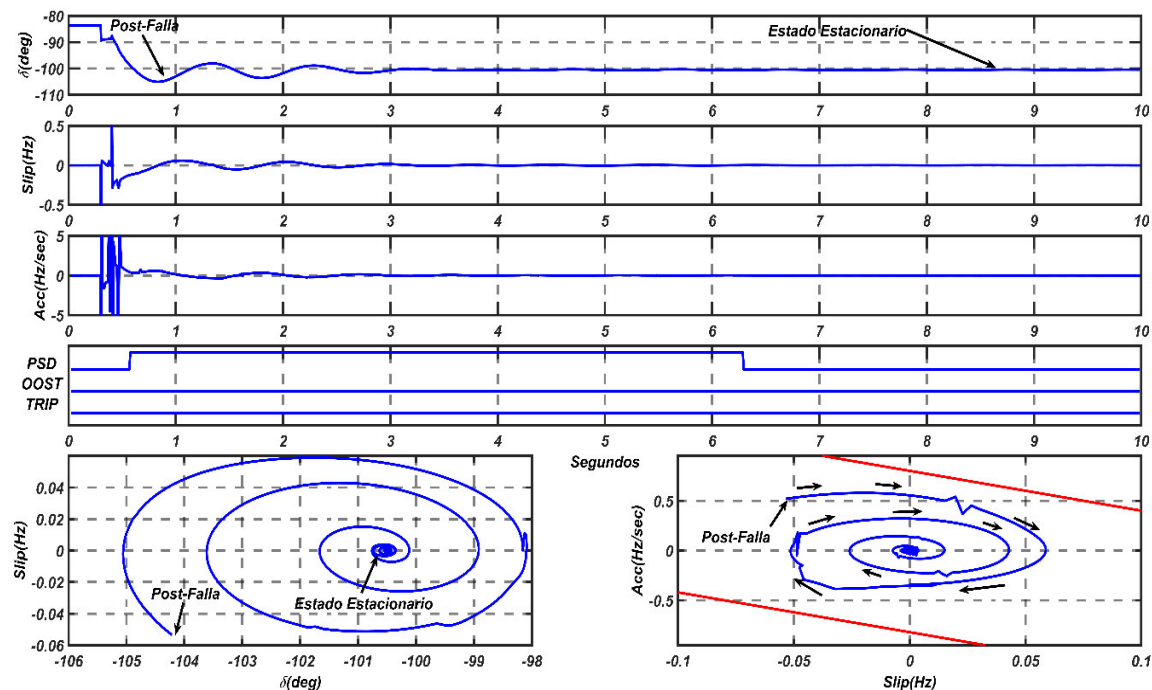


**Fig.A.38.** Escenario Modificado 7 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2053).

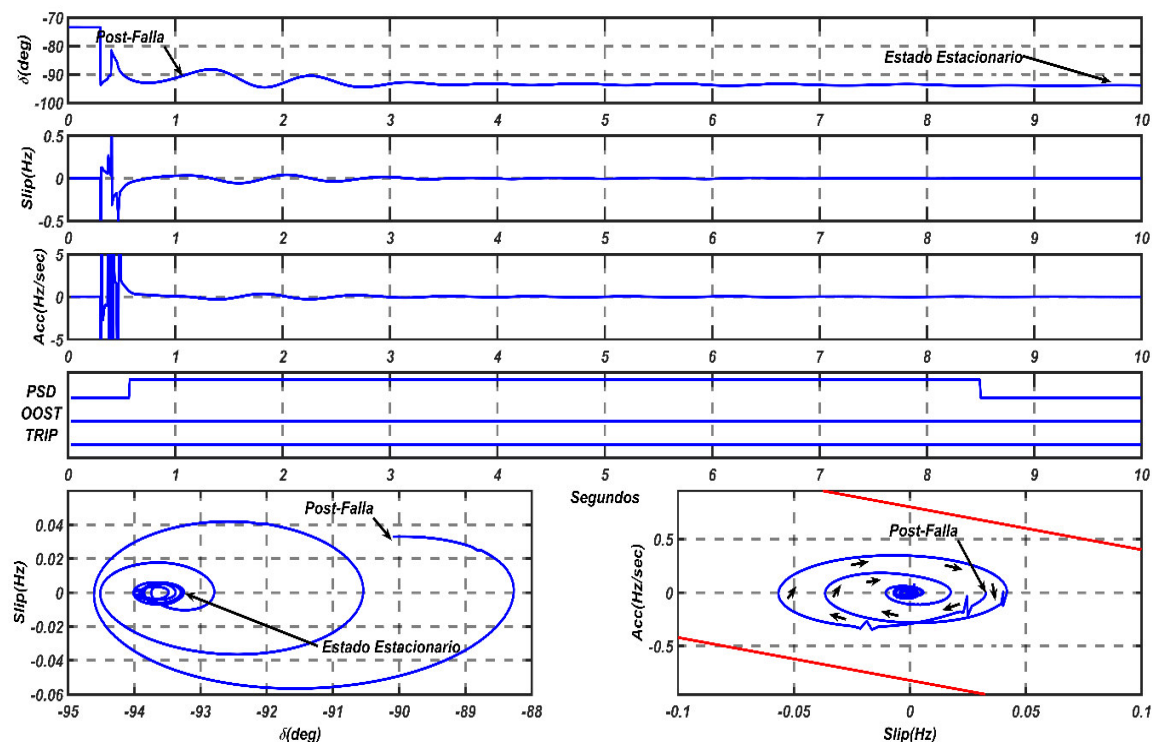


**A.8. Escenario 8: Banco de cap. XC3 y circuitos paralelos L-2051 y L-2052 Mantaro-Cotaruse fuera de servicio**

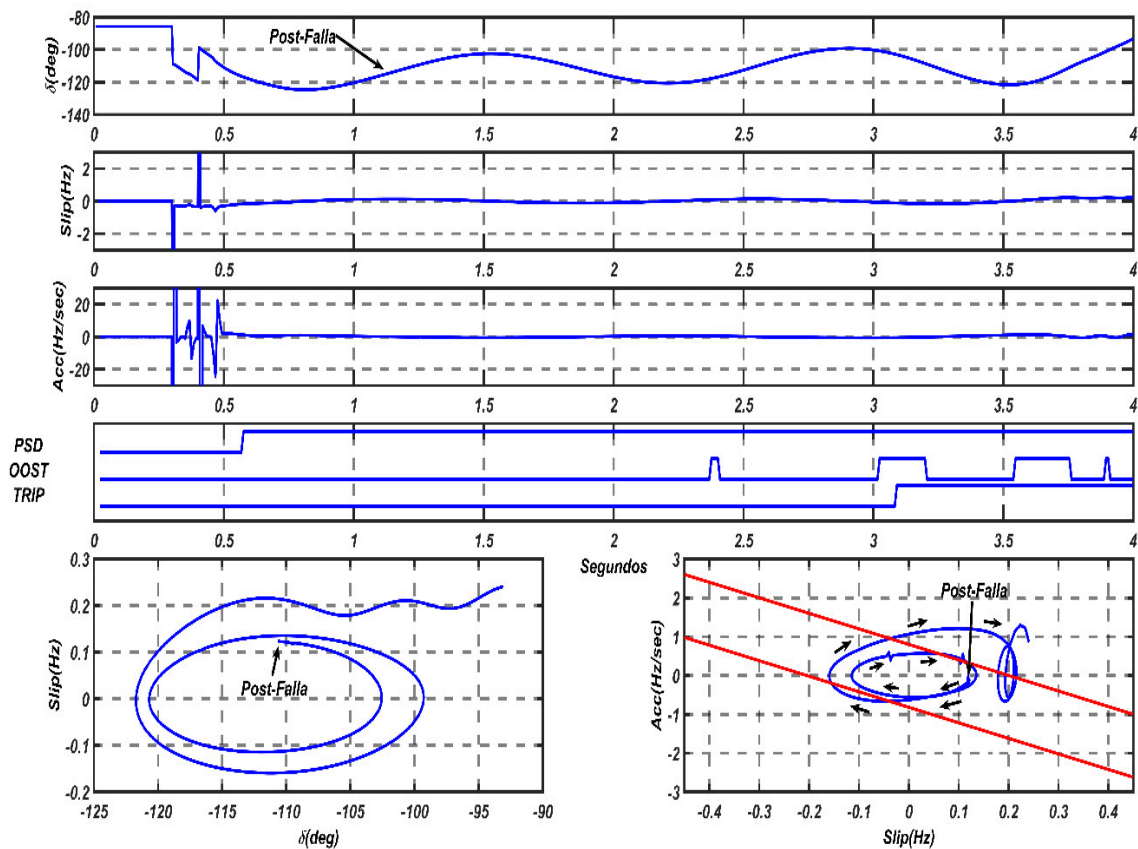
El analisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.08.



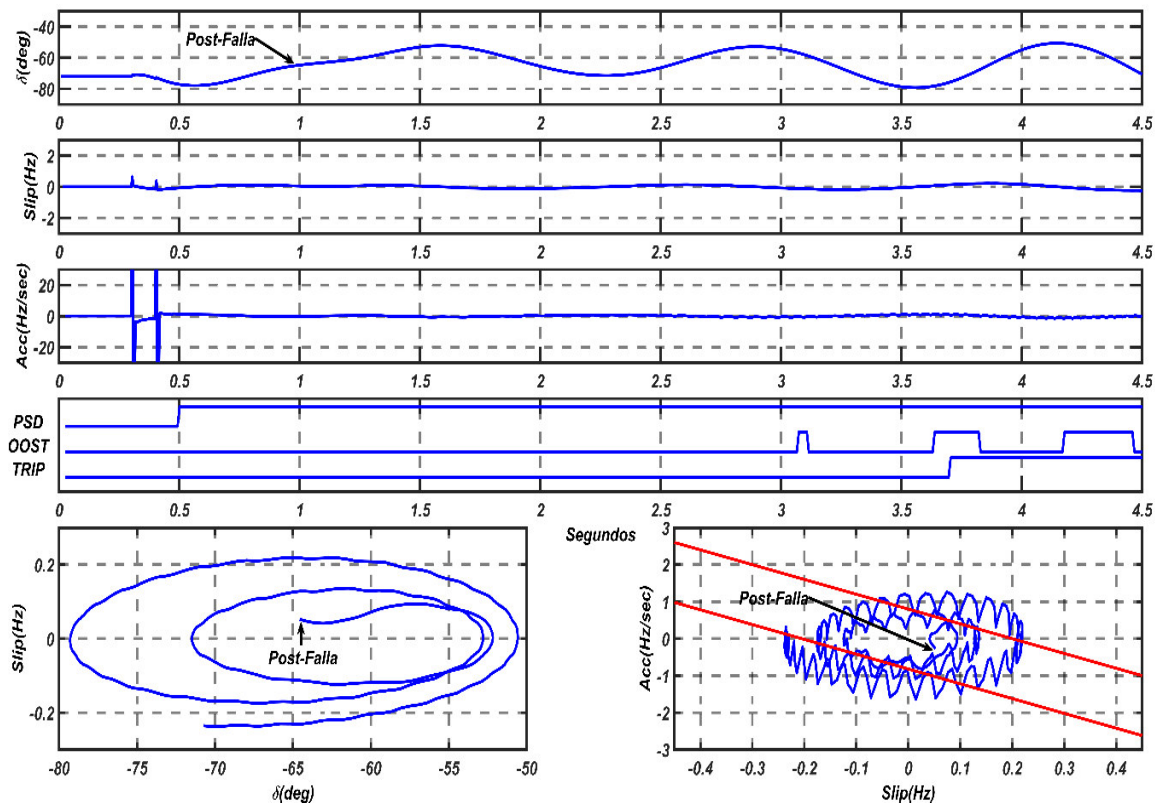
**Fig.A.39.** Escenario Base 8 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



**Fig.A.40.** Escenario Modificado 8 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



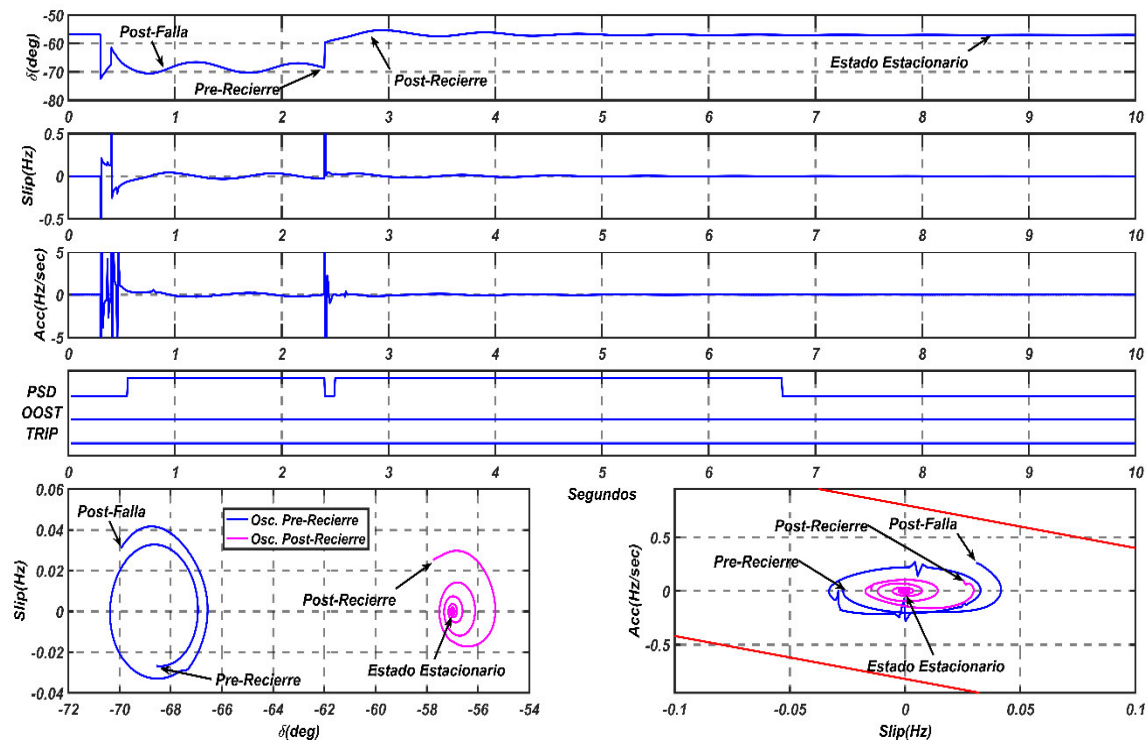
**Fig.A.41.** Escenario Base 8 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



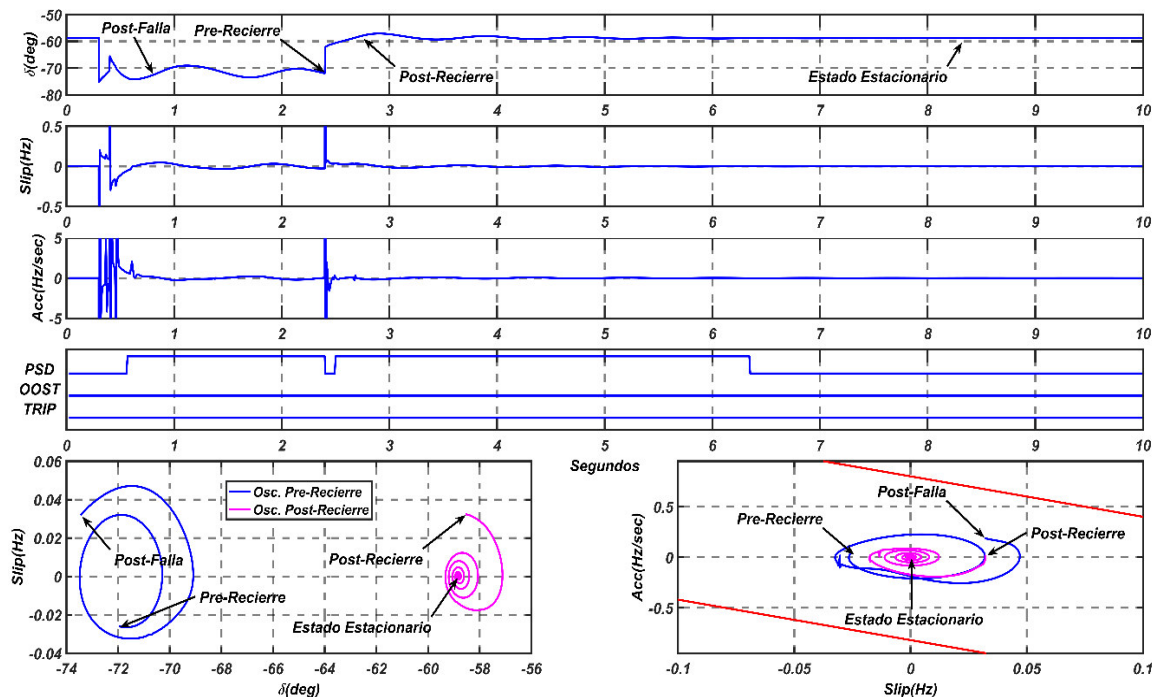
**Fig.A.42.** Escenario Modificado 8 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

### A.9. Escenario 9: Circuitos paralelos L-2053 y L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

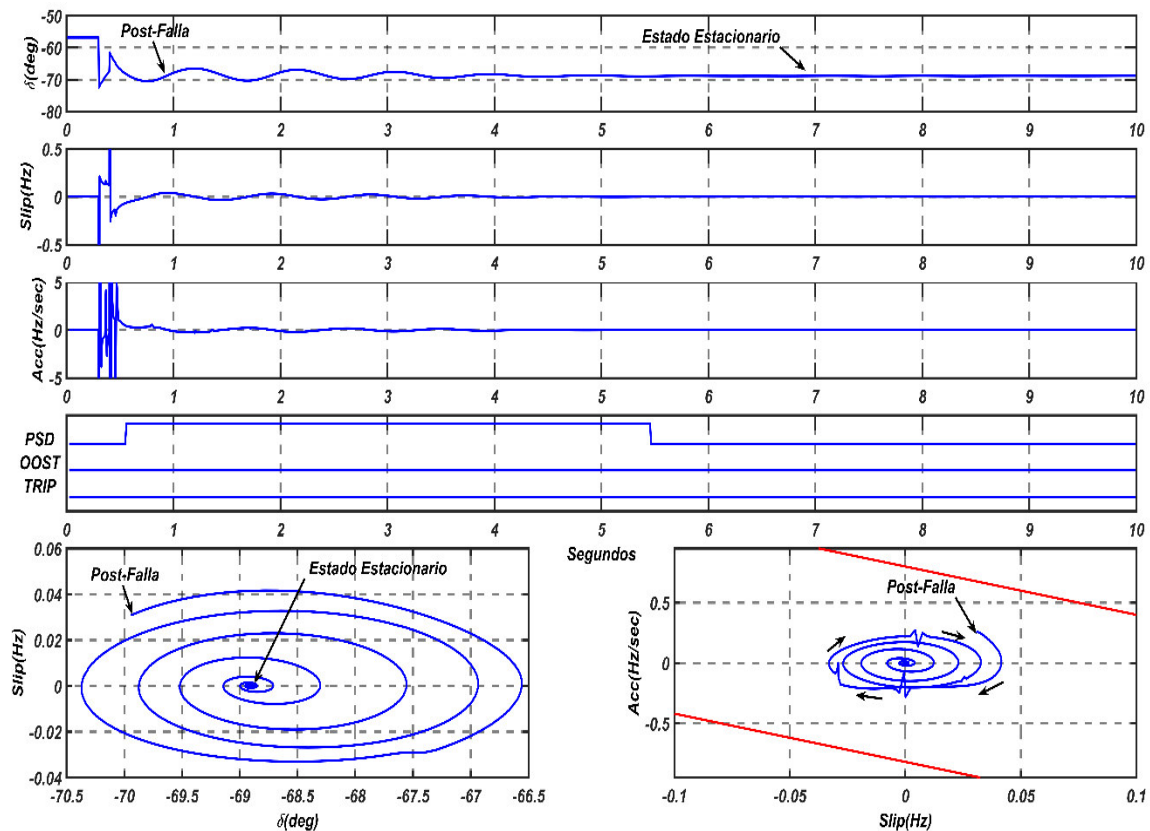
El analisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.09.



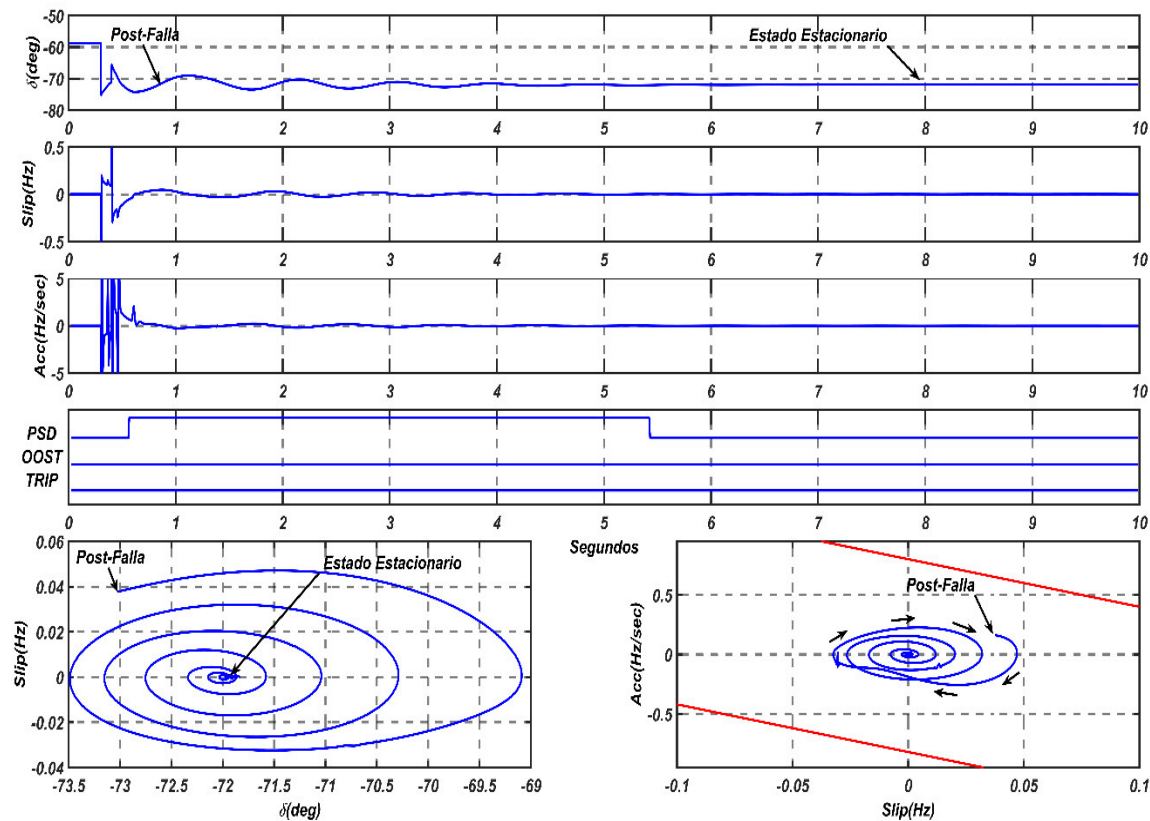
**Fig.A.43.** Escenario Base 9 – Falla 1F Poroma-Ocoña Recierre Exitoso (L-5034).



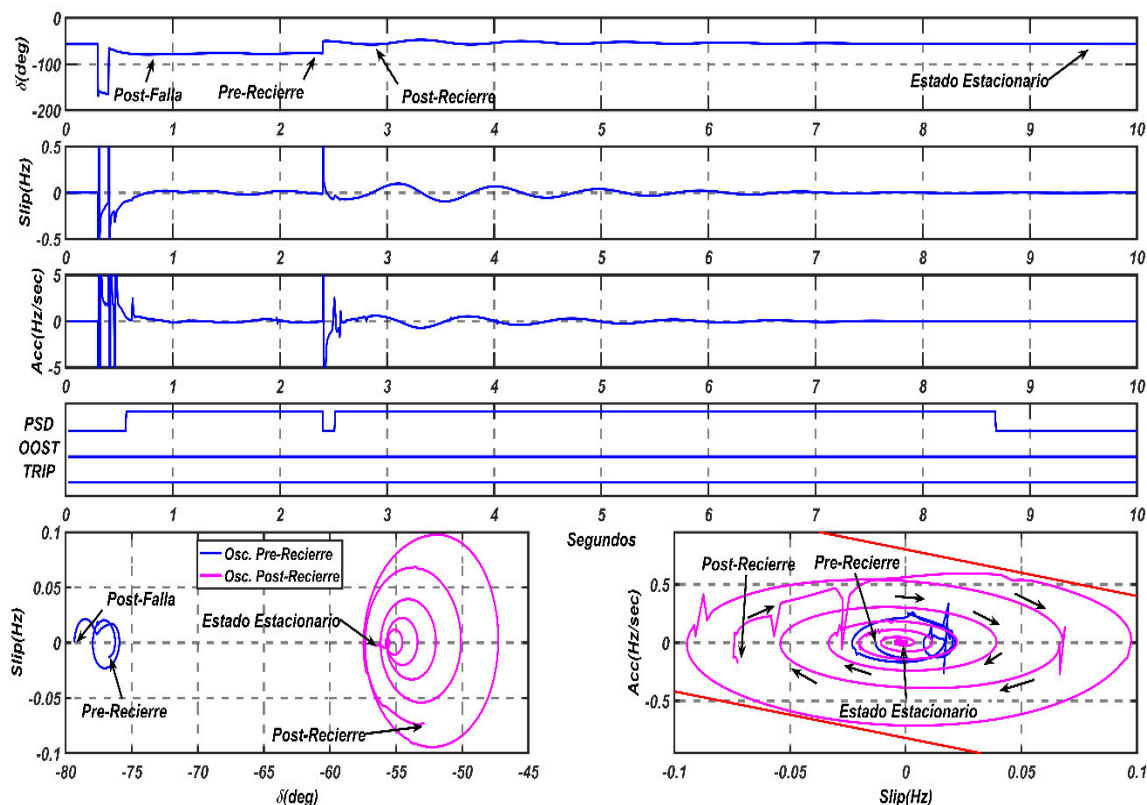
**Fig.A.44.** Escenario Modificado 9 – Falla 1F Poroma-Ocoña Recierre Exitoso (L-5034).



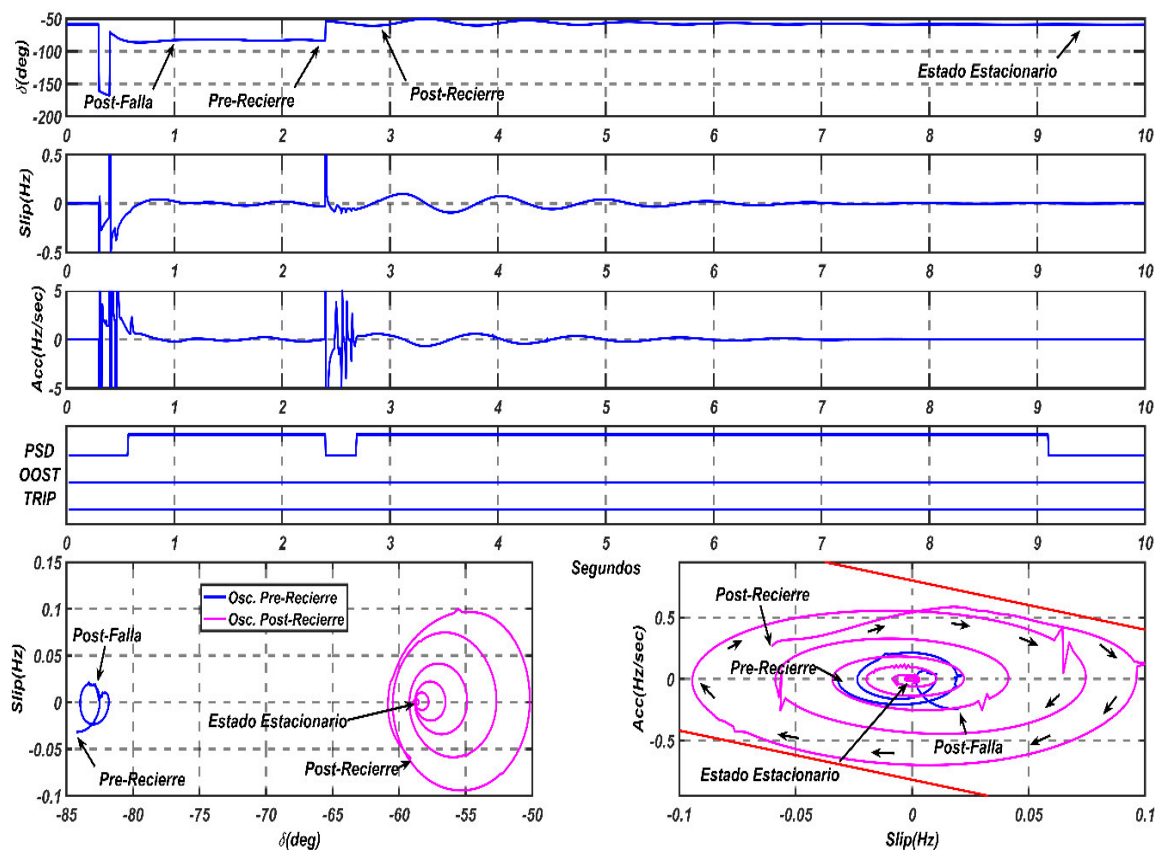
**Fig.A.45.** Escenario Base 9 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



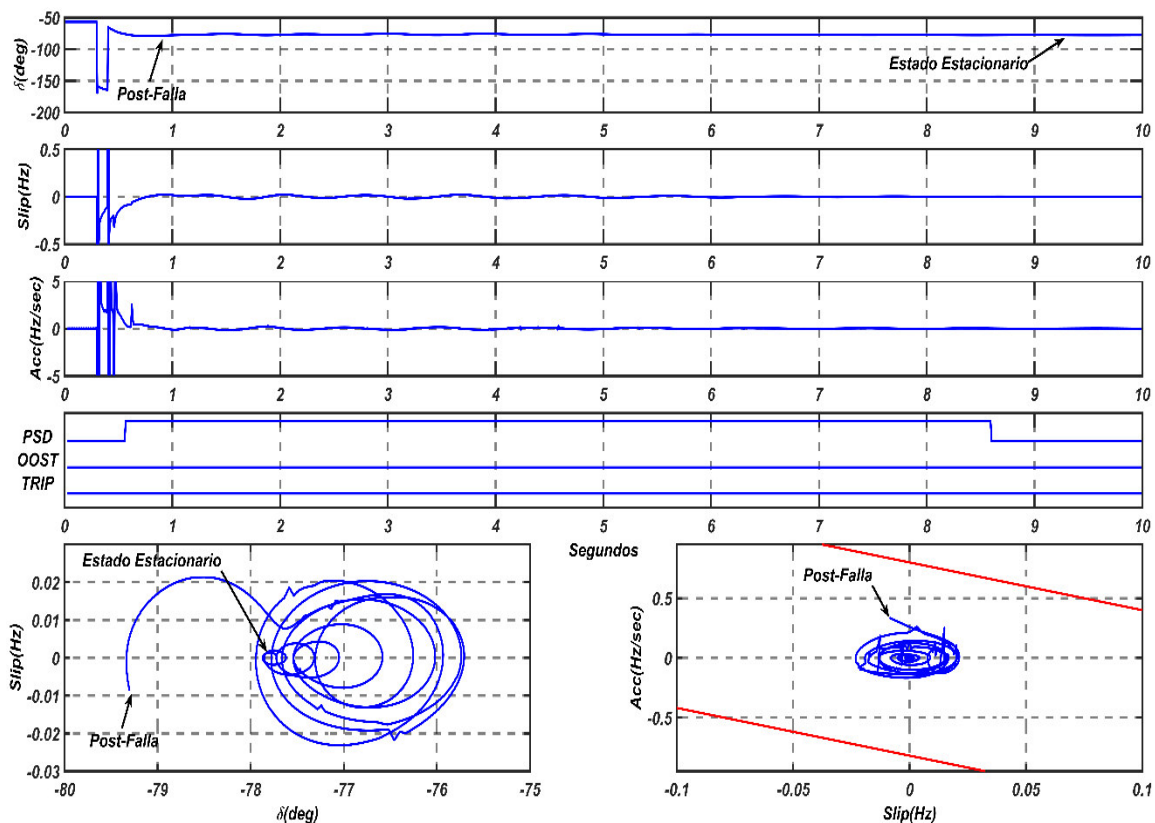
**Fig.A.46.** Escenario Modificado 9 – Falla 3F Poroma-Ocoña (L-5034).



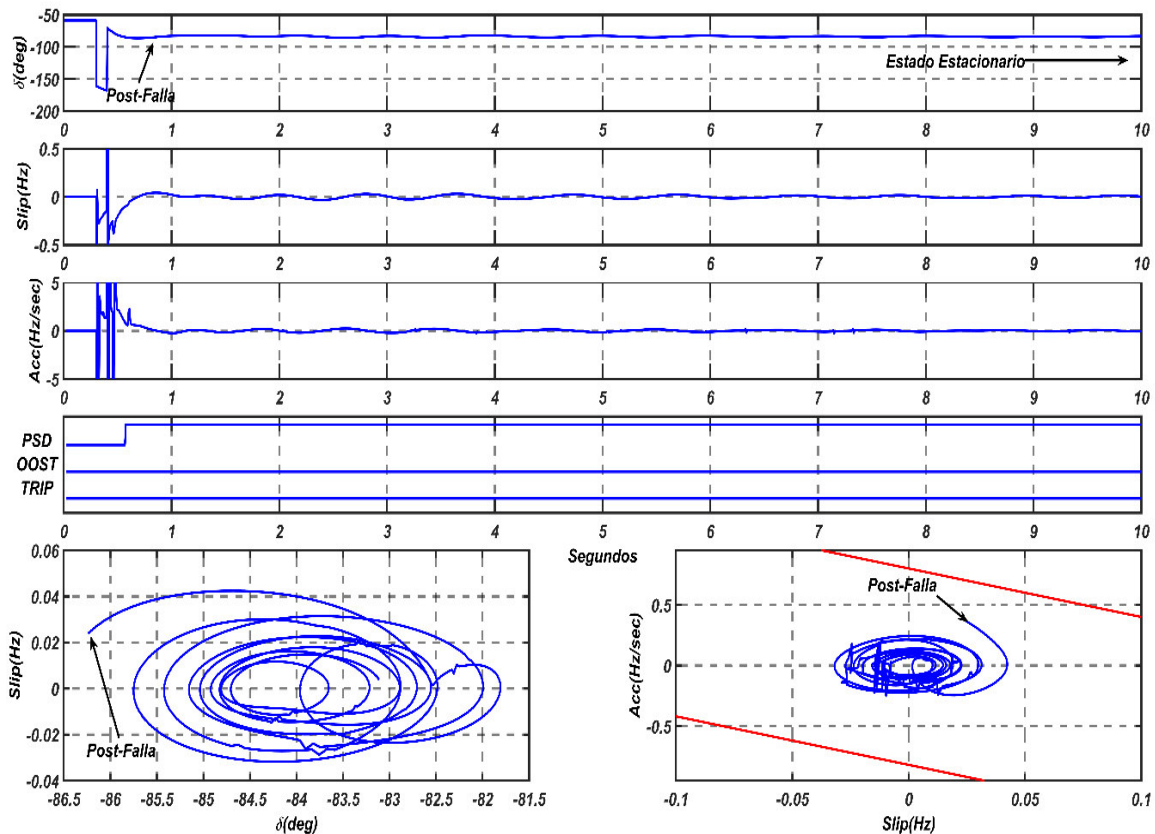
**Fig.A.47.** Escenario Base 9 – Falla 1F Chilca-Poroma Recierre Exitoso (L-5032).



**Fig.A.48.** Escenario Modificado 9 – Falla 1F Chilca-Poroma Recierre Exitoso (L-5032).



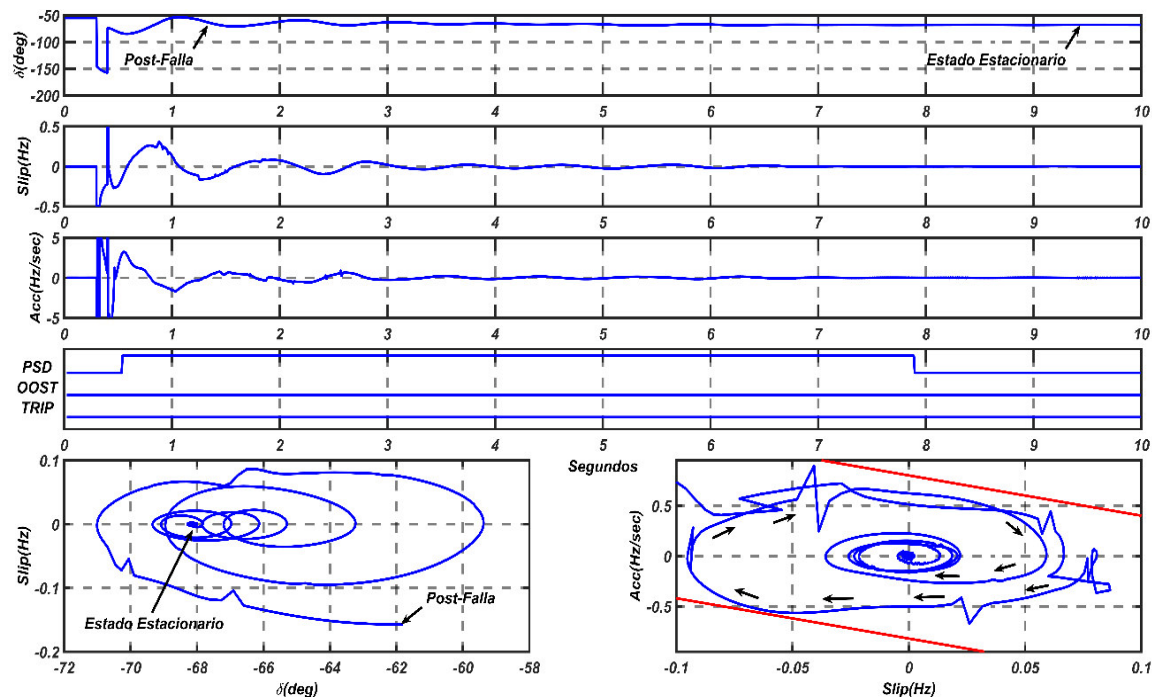
**Fig.A.49.** Escenario Base 9 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).



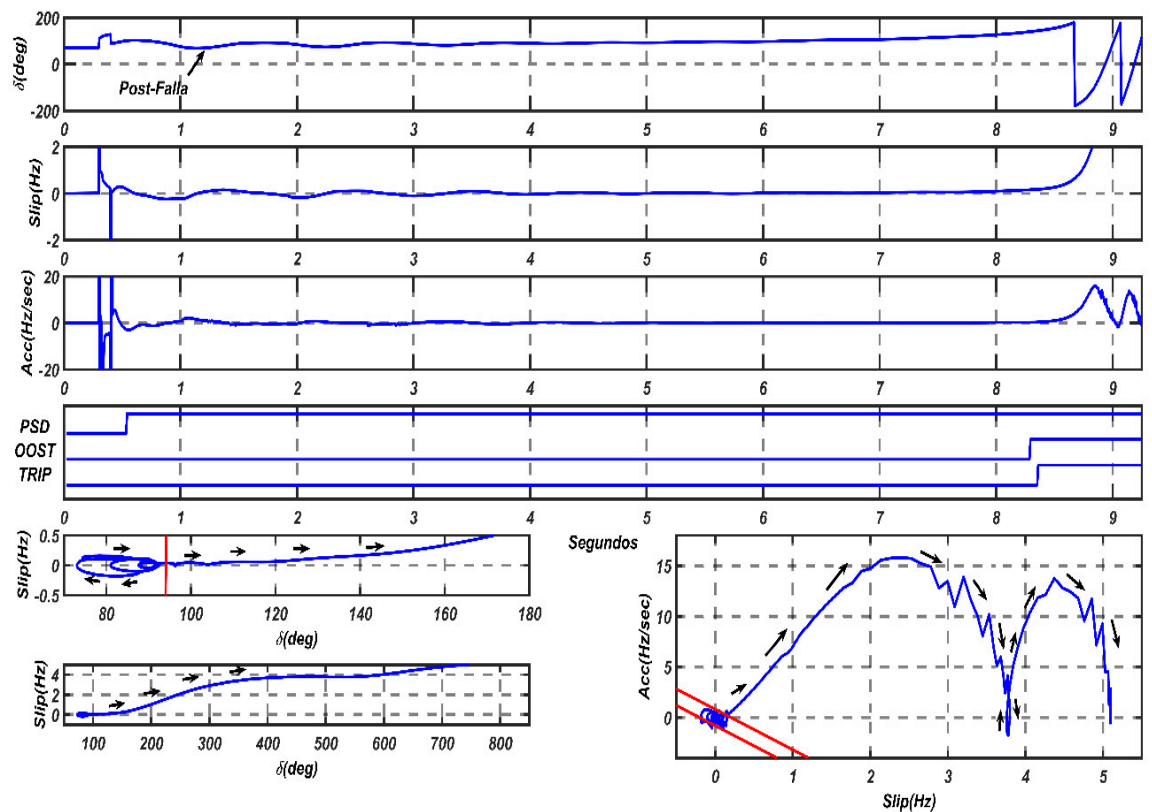
**Fig.A.50.** Escenario Modificado 9 – Falla 3F Chilca-Poroma (L-5032).

**A.10. Escenario 10: Circuito L-5032 Chilca-Poroma línea de 500 kV F/S**

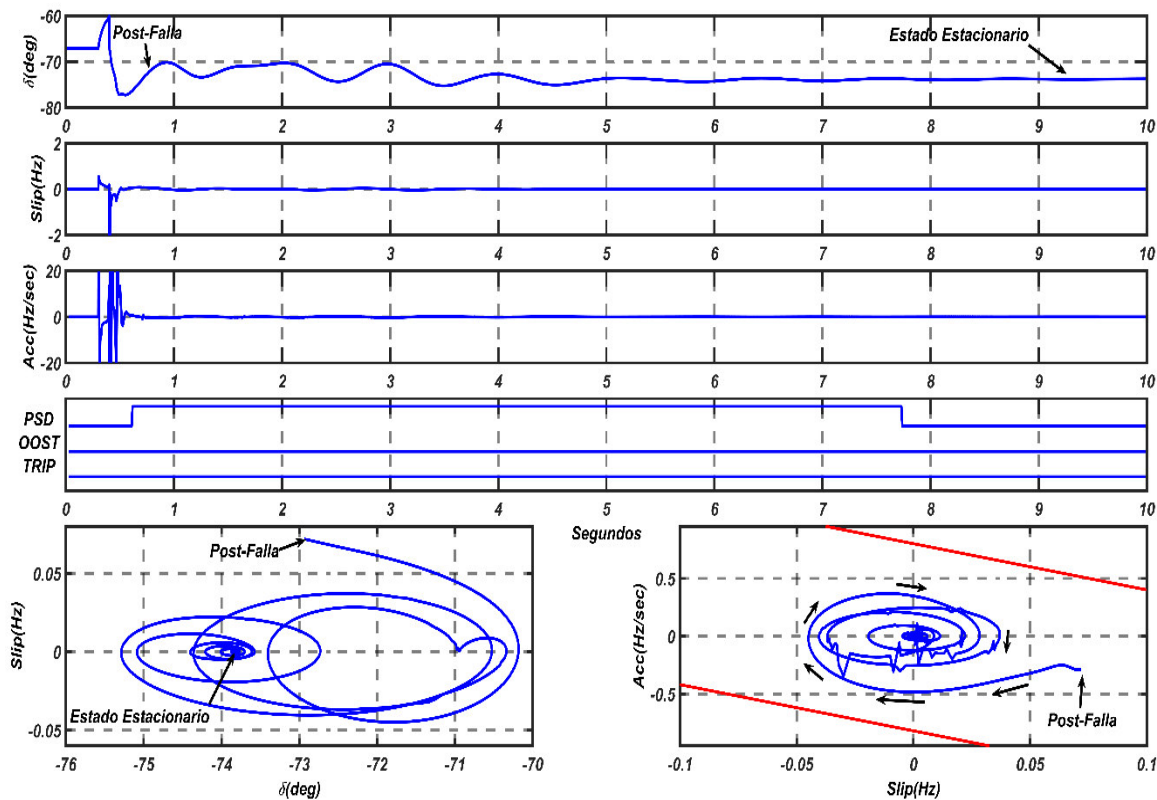
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.10.



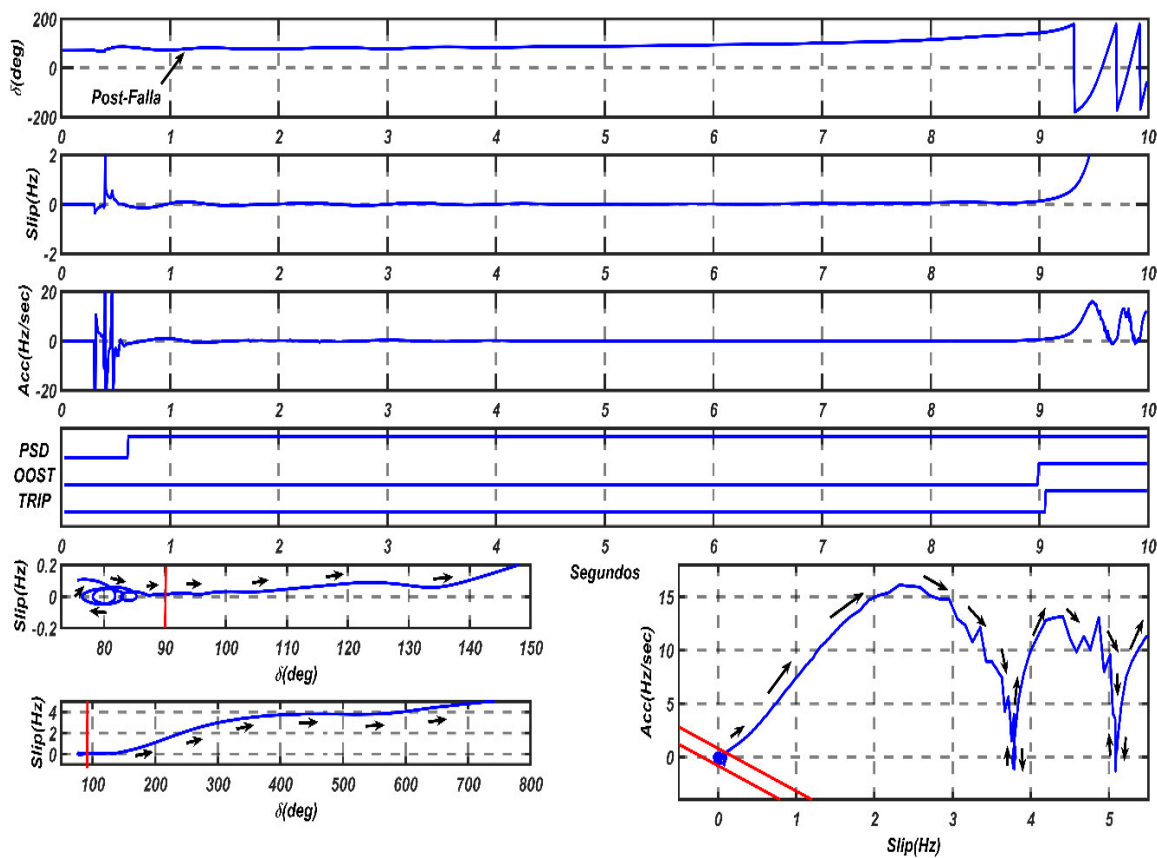
**Fig.A.51. Escenario Base 10 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052).**



**Fig.A.52. Escenario Modificado 10 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052).**

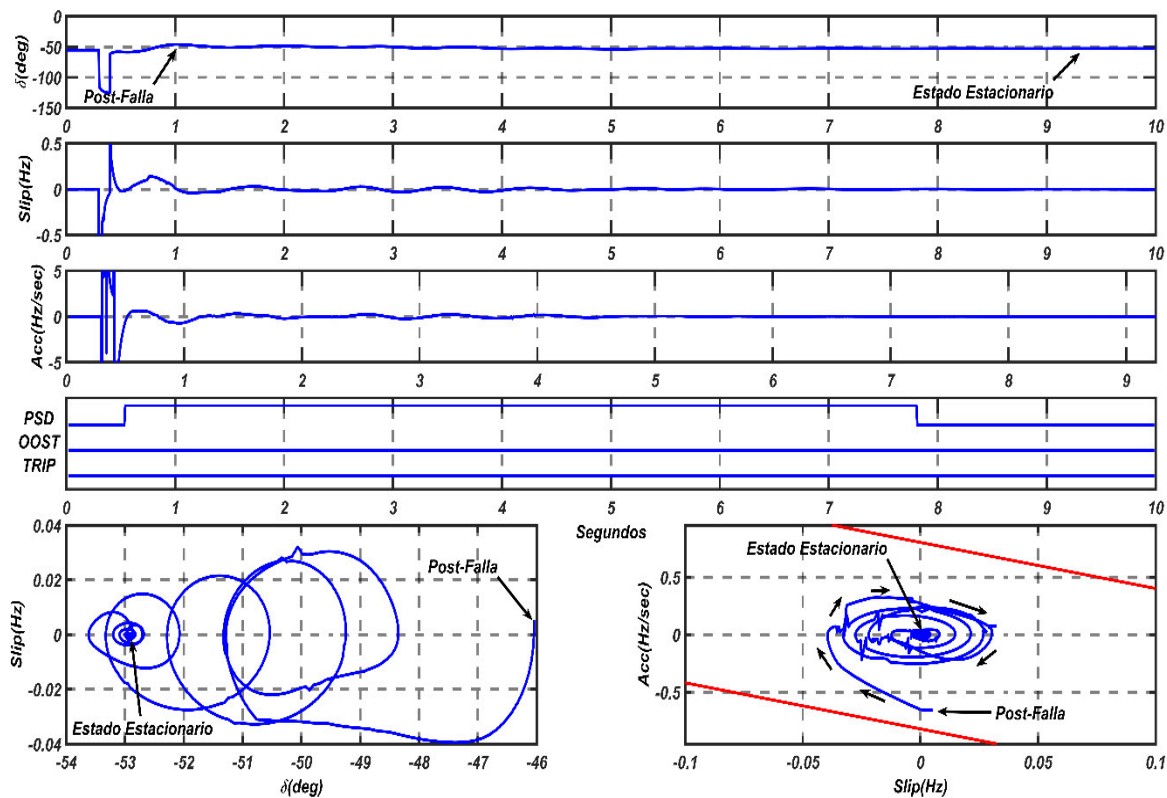


**Fig.A.53.** Escenario Base 10 – Falla 3F Ocoña-San José (L-5036).

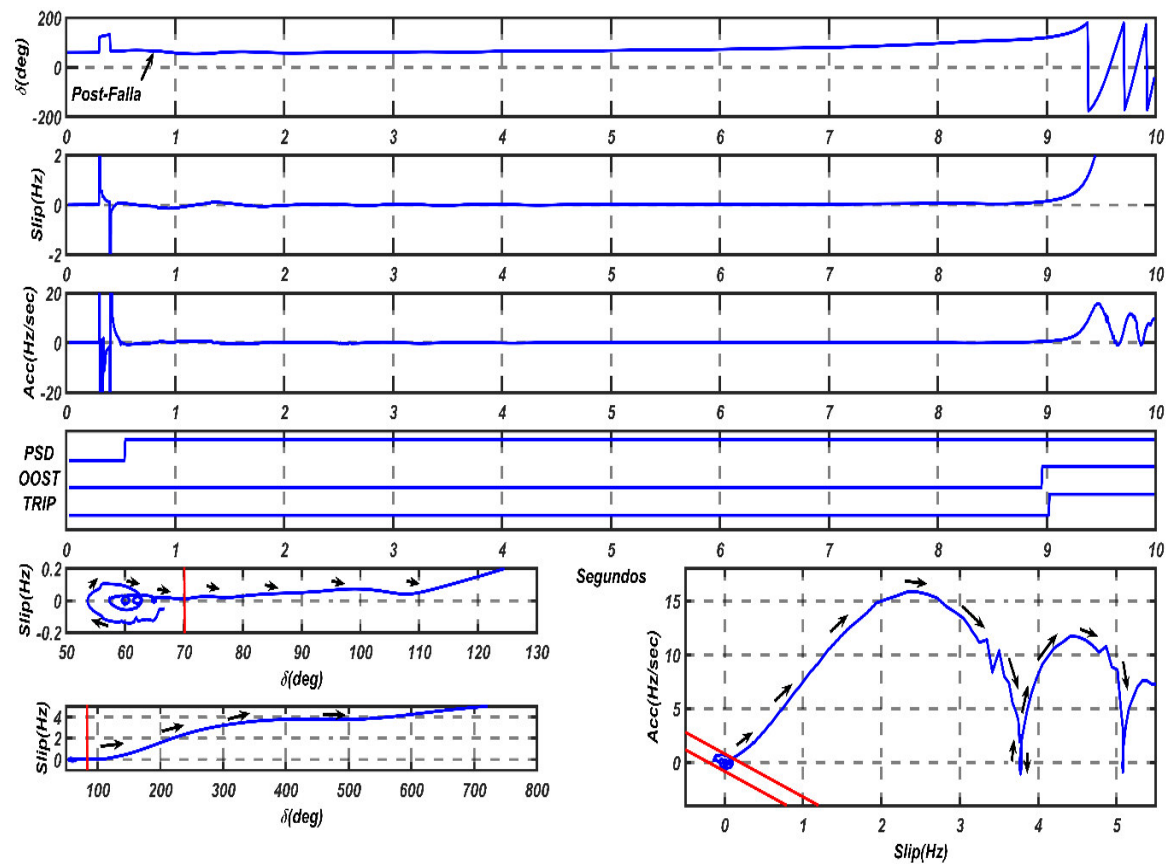


**Fig.A.54.** Escenario Modificado 10 – Falla 3F Ocoña-San José (L-5036).





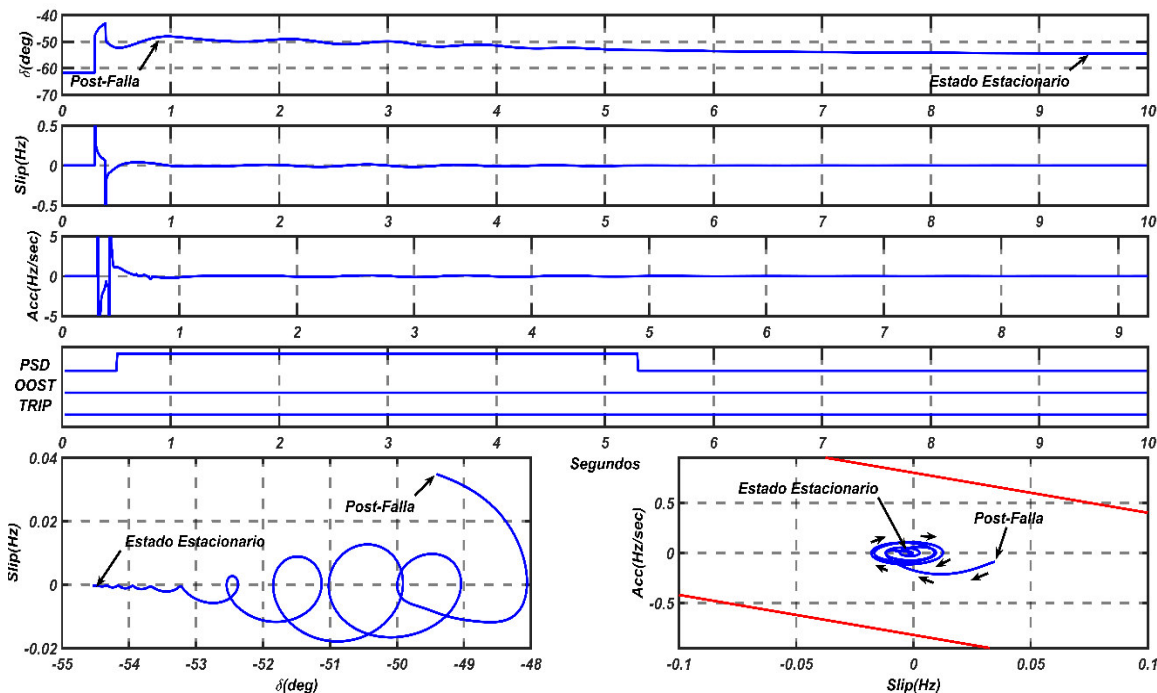
**Fig.A.55.** Escenario Base 10 – Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054).



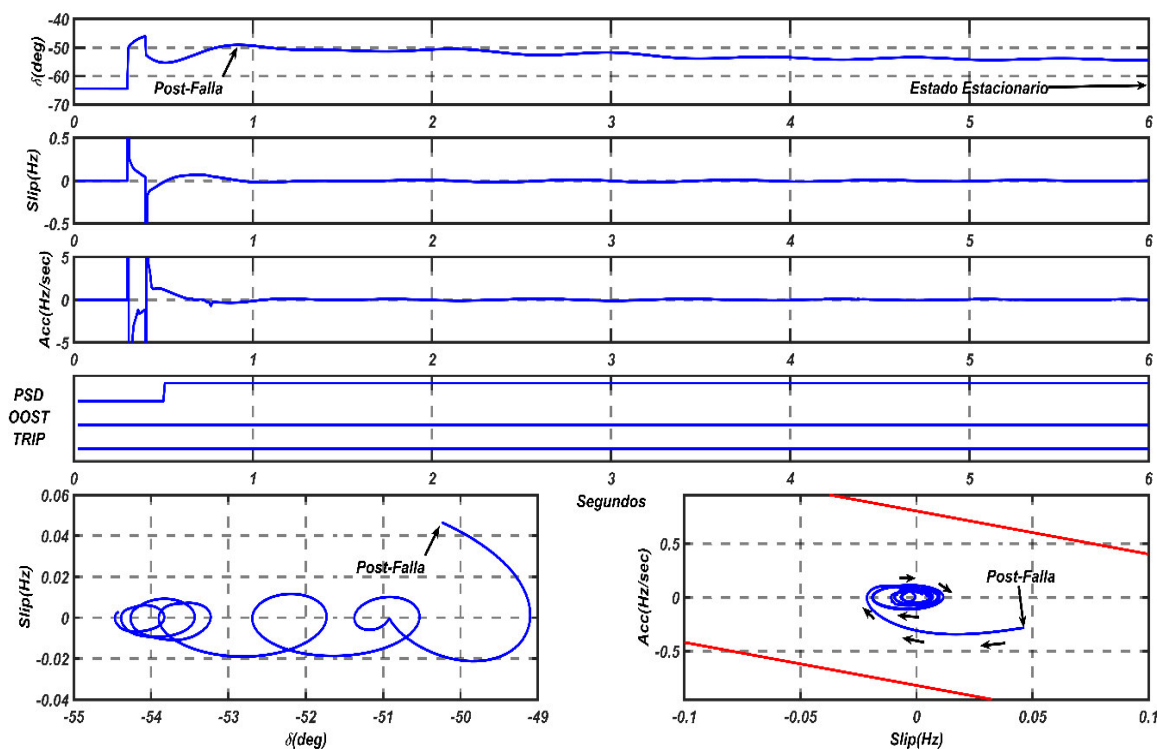
**Fig.A.56.** Escenario Modificada 10 – Falla 3F Cotaruse-Socabaya (L-2054).

**A.11. Escenario 11: Circuitos L-5034 Poroma-Ocoña y L-5036 Ocoña-San José líneas de 500 kV fuera de servicio**

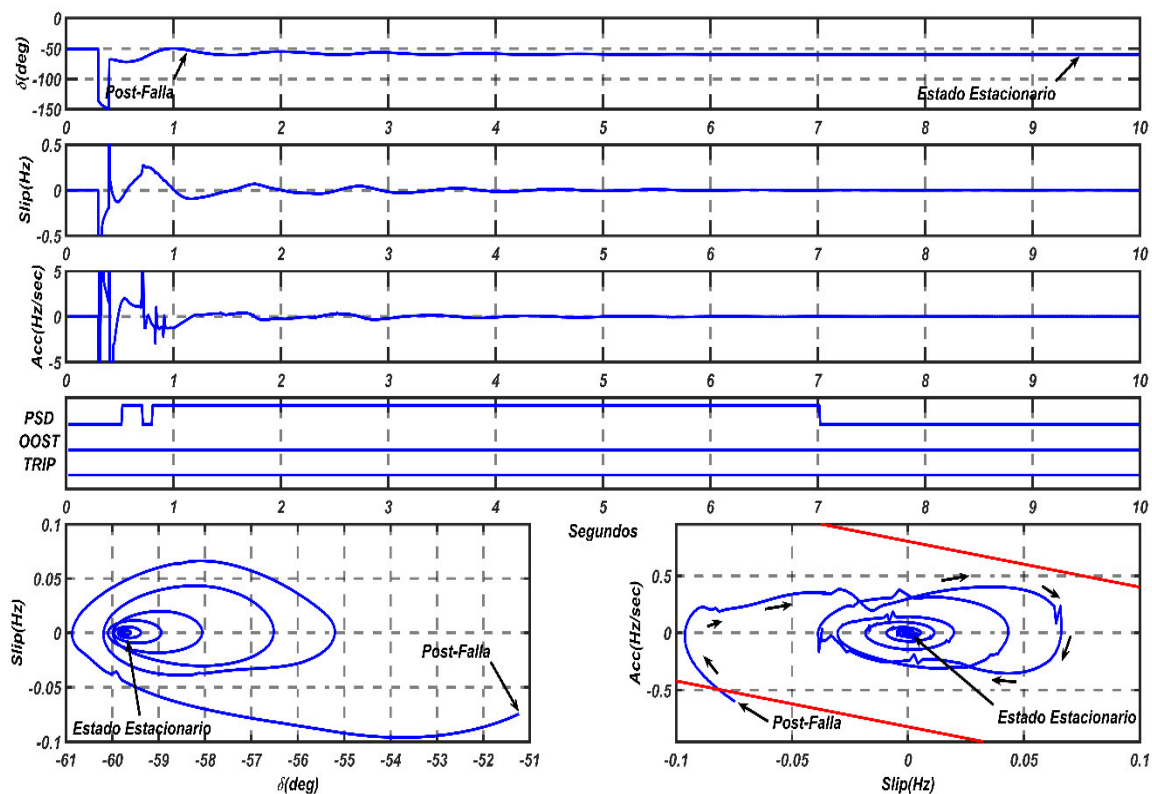
El análisis desarrollado para este escenario se encuentra en la TABLA N° 4.11.



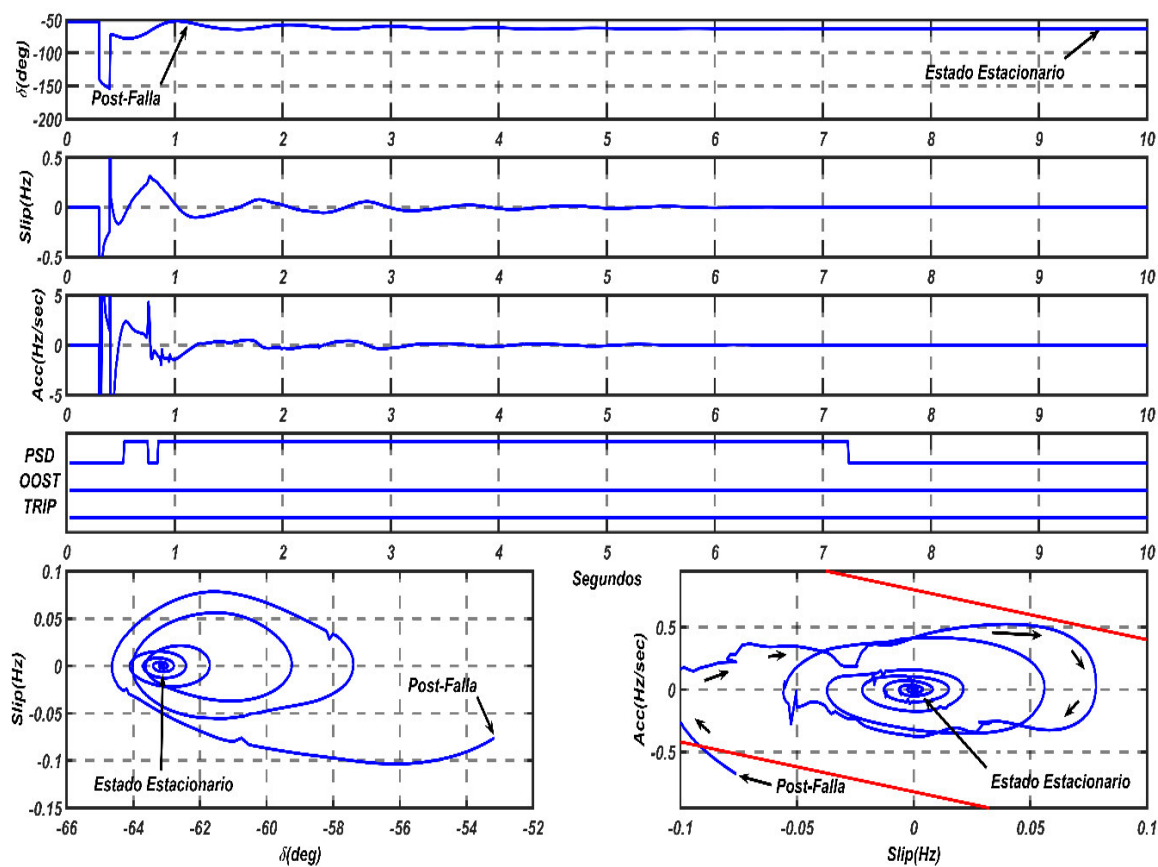
**Fig.A.57.** Escenario Base 11 – Falla 3F San José-Montalvo (L-5037).



**Fig.A.58.** Escenario Modificado 11 – Falla 3F San José-Montalvo (L-5037).



**Fig.A.59.** Escenario Base 11 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052).



**Fig.A.60.** Escenario Modificado 11 – Falla 3F Mantaro-Cotaruse (L-2052).

## APÉNDICE B.

# COMPORTAMIENTO DEL ÁNGULO DEL ROTOR DE LOS GENERADORES DEL SEIN Y PERFIL DE TENSIÓN DE BARRAS 500 KV Y 220 KV

A continuación se presentan las gráficas del comportamiento de los ángulos rotóricos de los generadores del SEIN para todos los escenarios ya estudiados en el capítulo 3 y 4.

### B.1. Escenario 1: Sistema completo

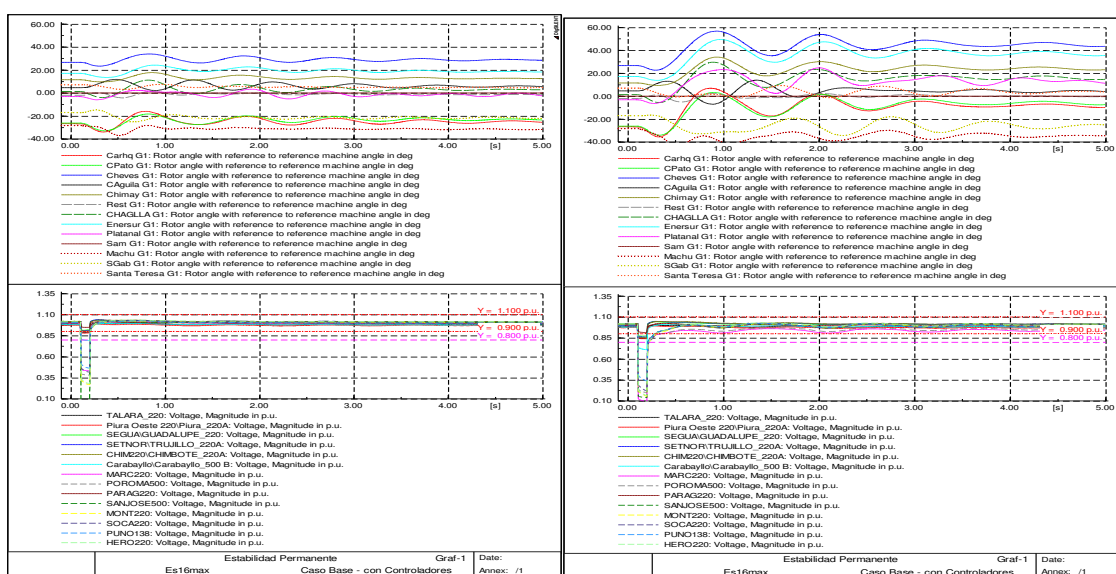


Fig.B.01. Esc. Base 1 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

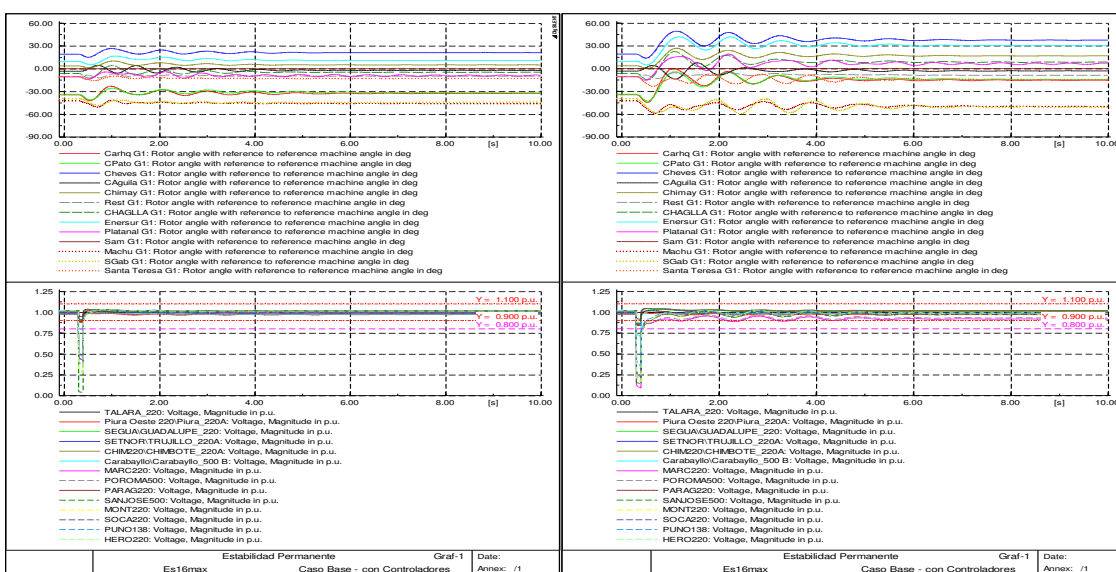
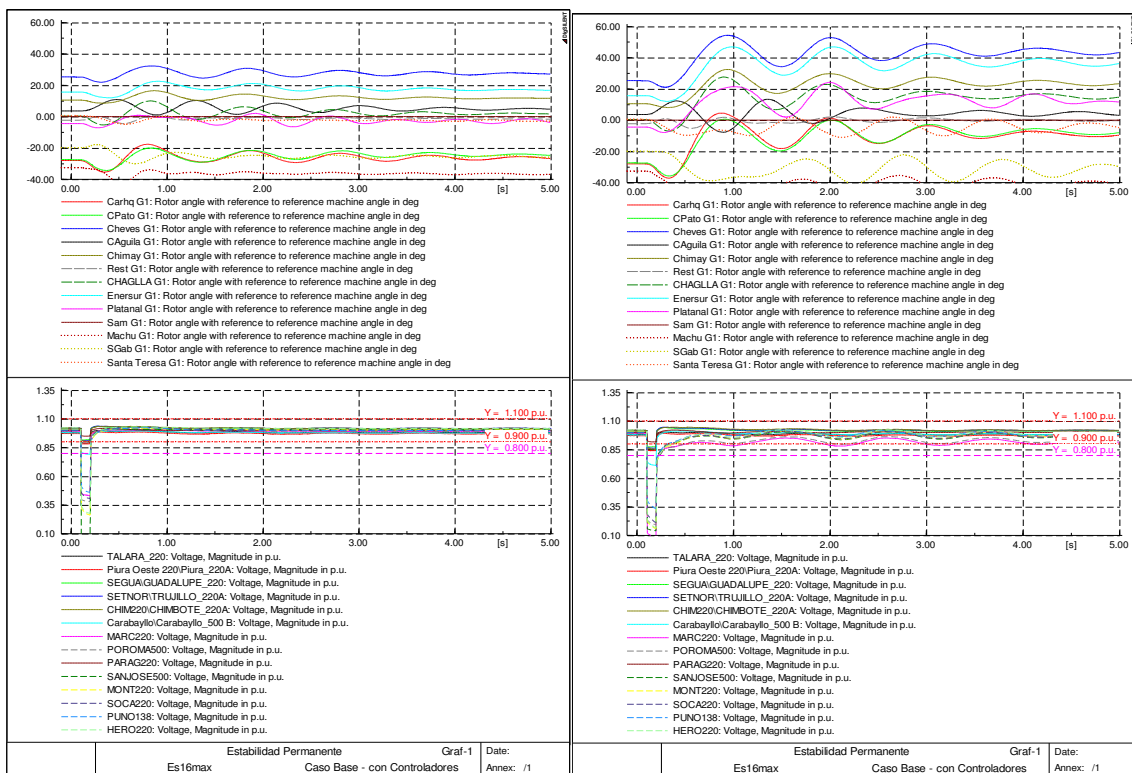
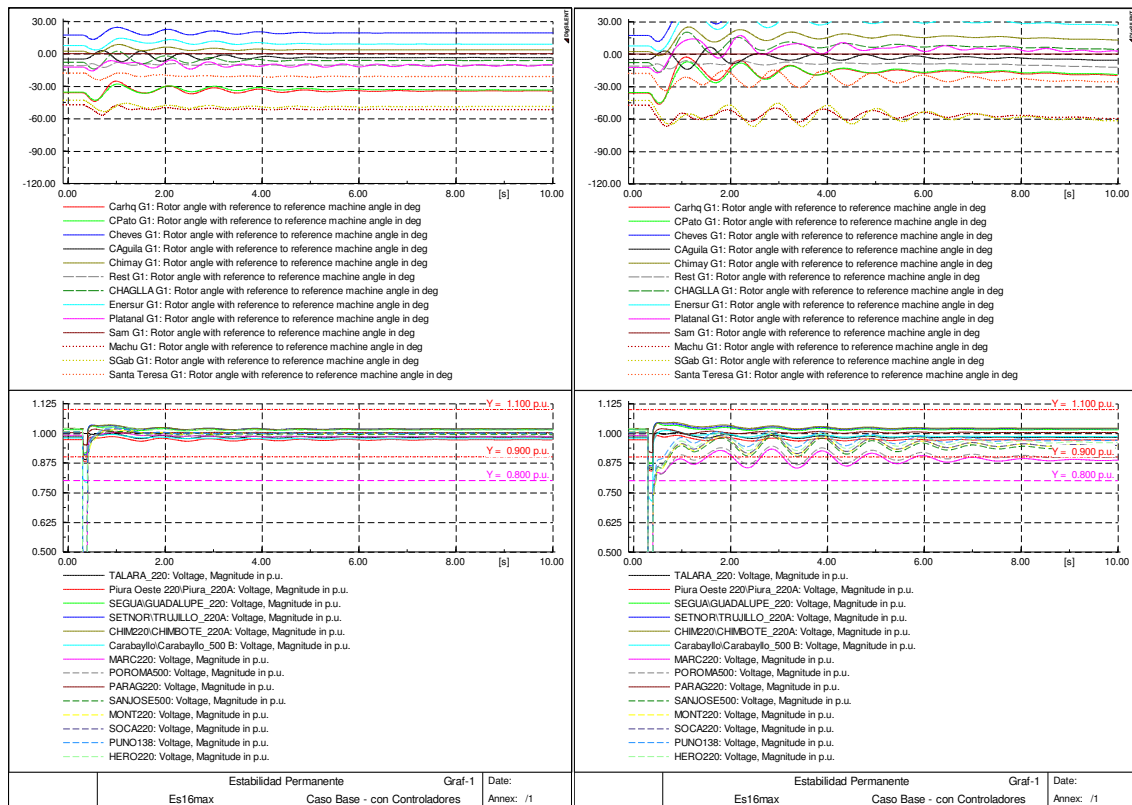


Fig.B.02. Esc. Modificado 1 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

## B.2. Escenario 2: Banco de capacitores serie XC1 Fuera de servicio



**Fig.B.03. Esc. Base 2 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**



**Fig.B.04. Esc. Modificado 2 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

### B.3. Escenario 3: Banco de capacitores serie XC3 fuera de servicio

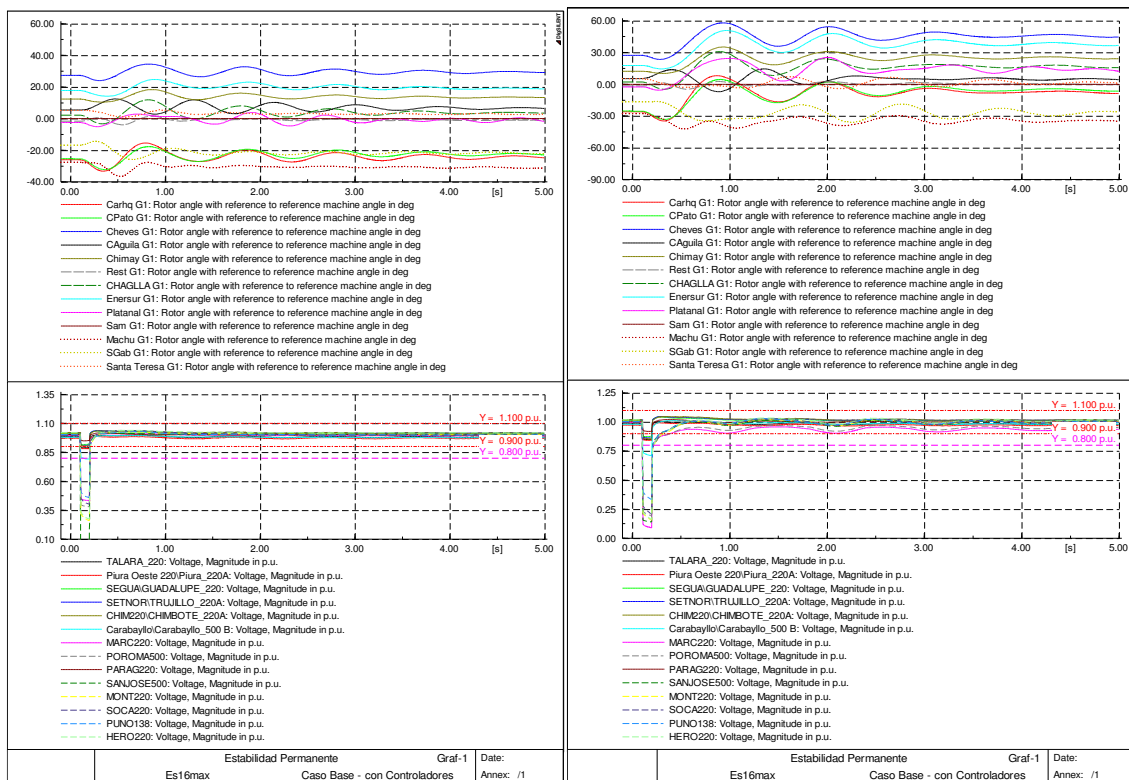


Fig.B.05. Esc. Base 3 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

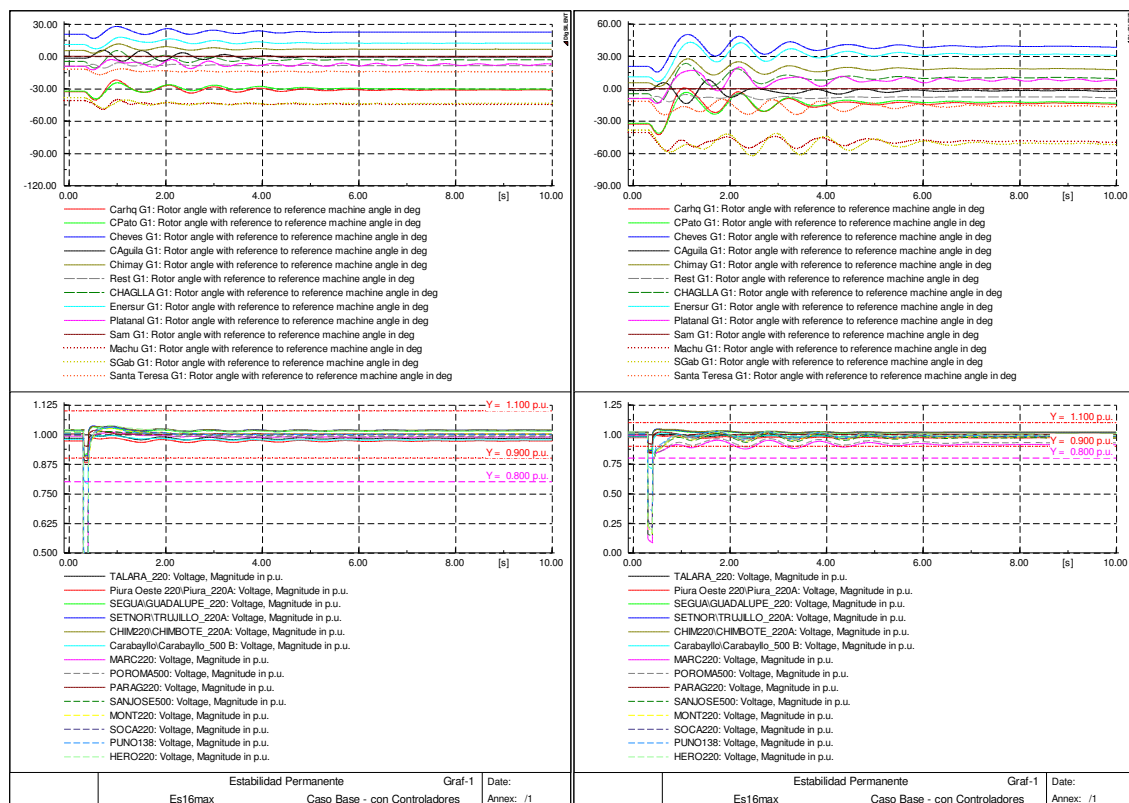


Fig.B.06. Esc. Modificado 3 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

### B.4. Escenario 4: Banco de capacitores XC1 y XC3 fuera de servicio

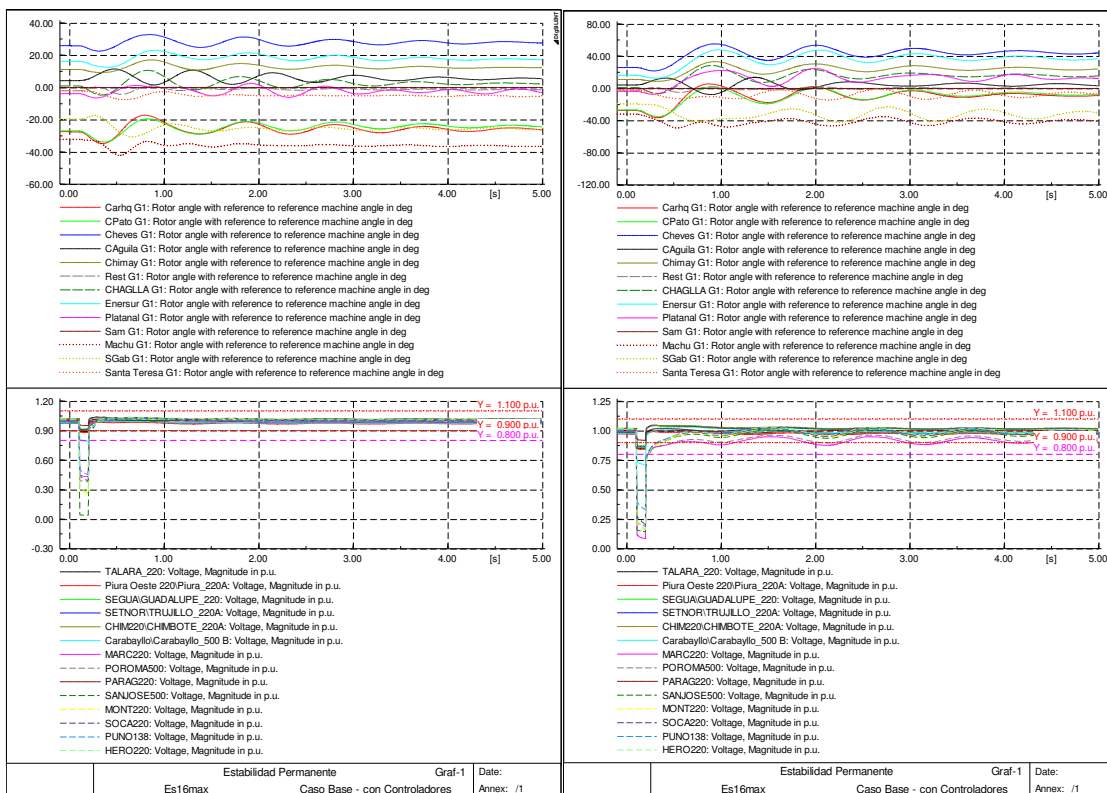


Fig.B.07. Esc. Base 4 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

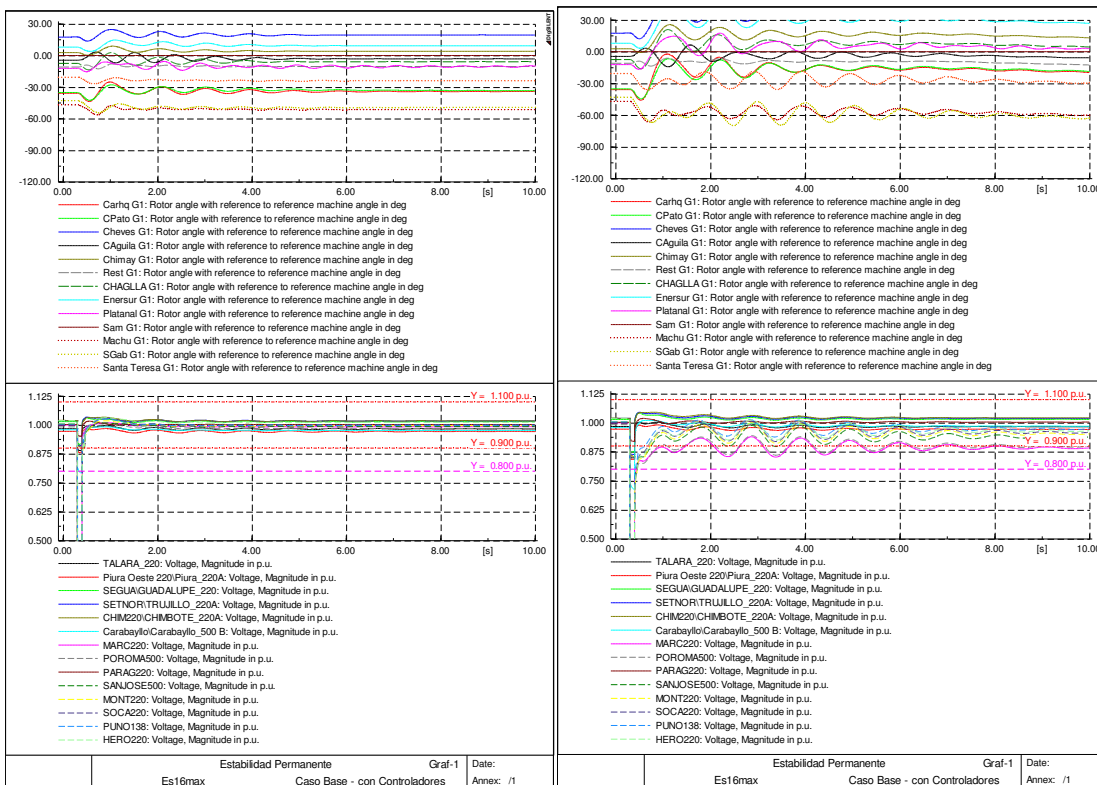


Fig.B.08. Esc. Modificado 4 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

## B.5. Escenario 5: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2052 Mantarose Cotaruse fuera de servicio

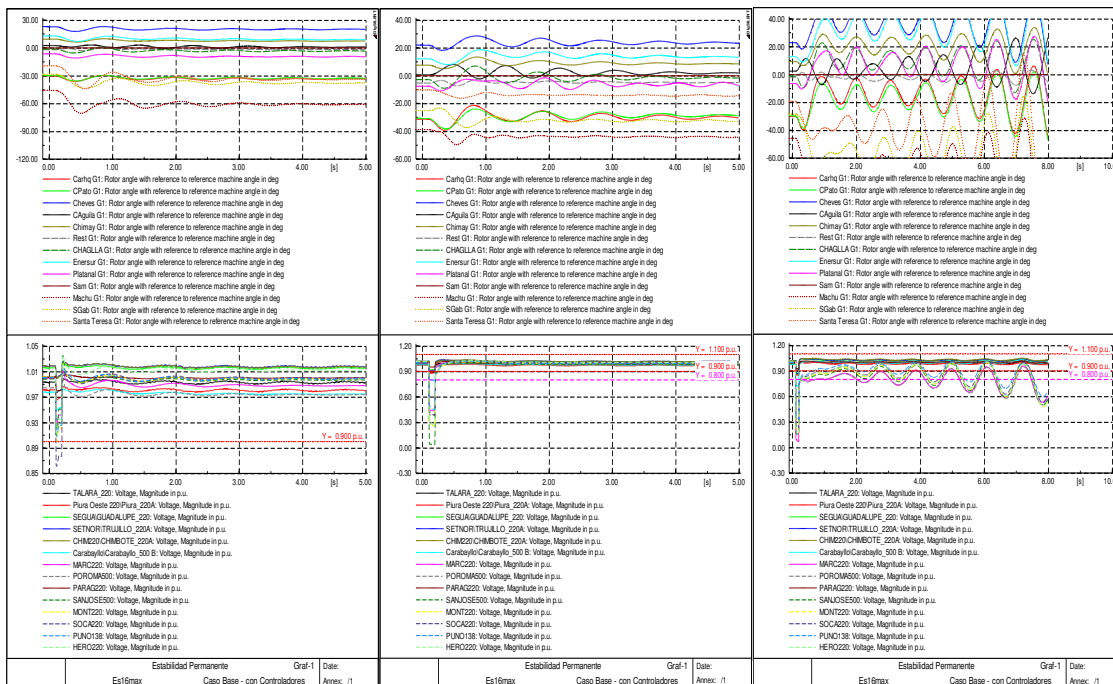


Fig.B.09. Esc. Base 5 – Falla 3F en las líneas L-2051, L-5034 y L-5032.

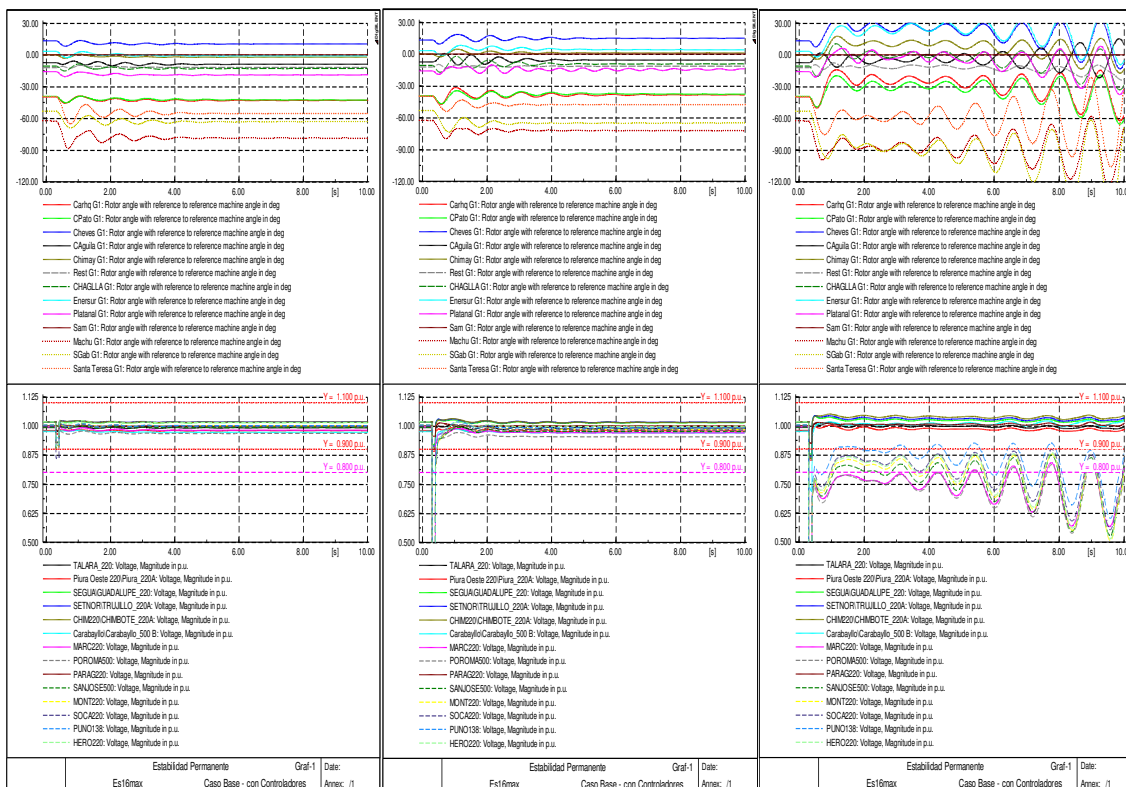


Fig.B.10. Esc. Modificado 5 – Falla 3F en las líneas L-2051, L-5034 y L-5032.



### B.6. Escenario 6: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

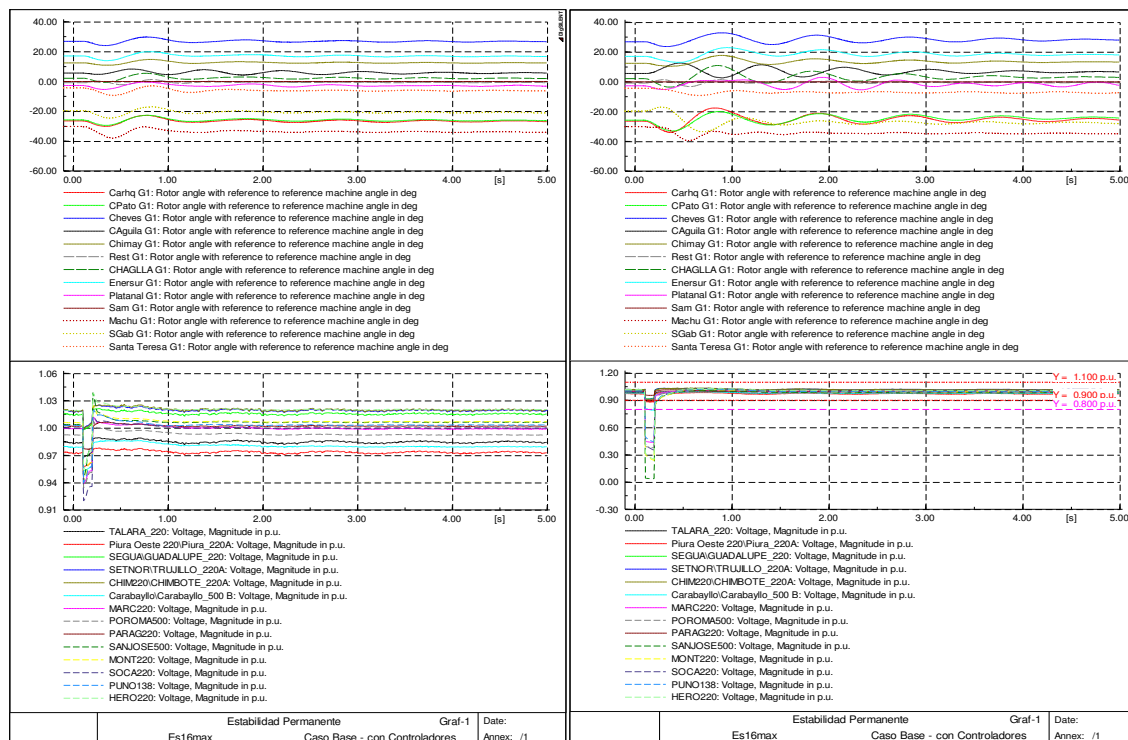


Fig.B.11. Esc. Base 6 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.

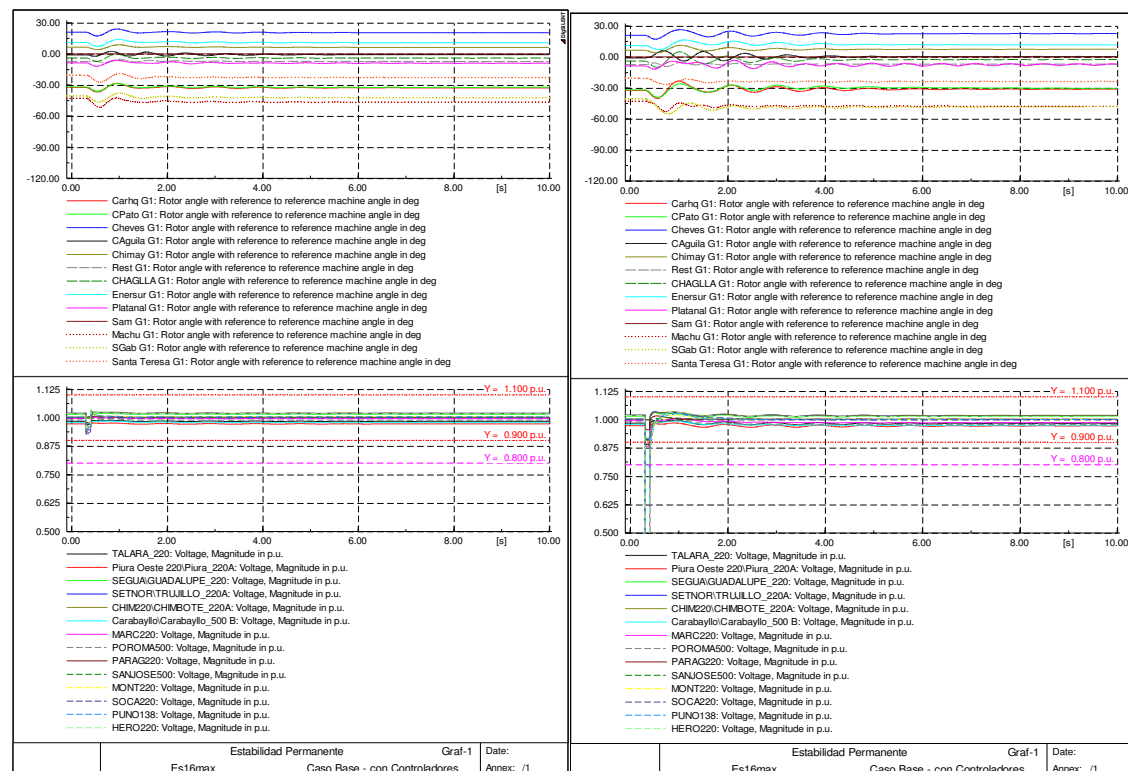


Fig.B.12. Esc. Modificado 6 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.

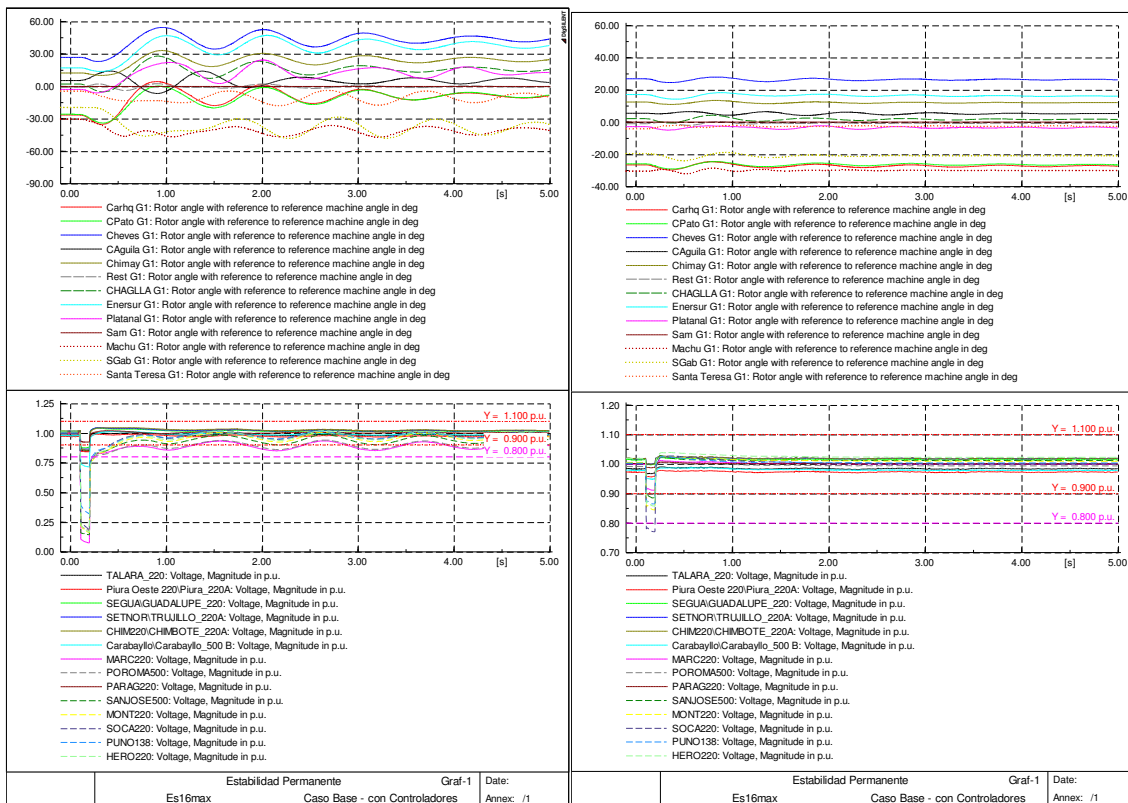


Fig.B.13. Esc. Base 6 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.

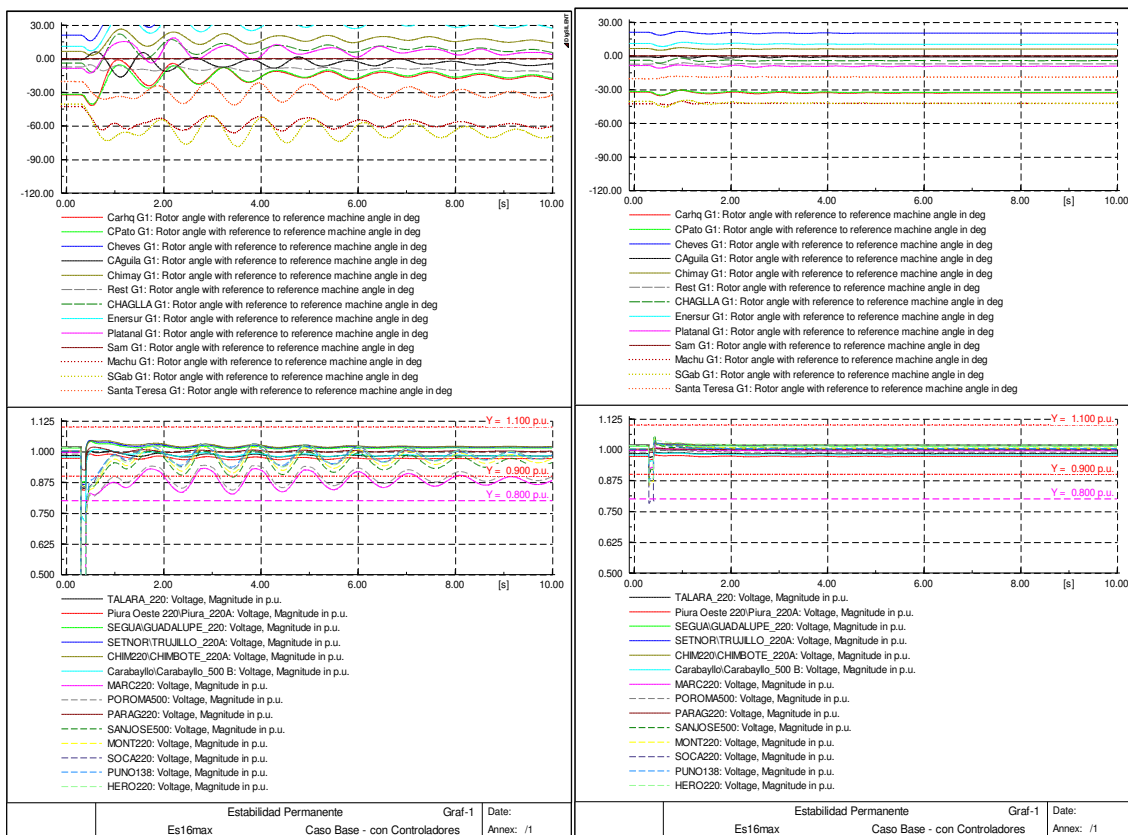


Fig.B.14. Esc. Modificado 6 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.

### B.7. Escenario 7: Circuito L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse y L-2054 de la línea Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

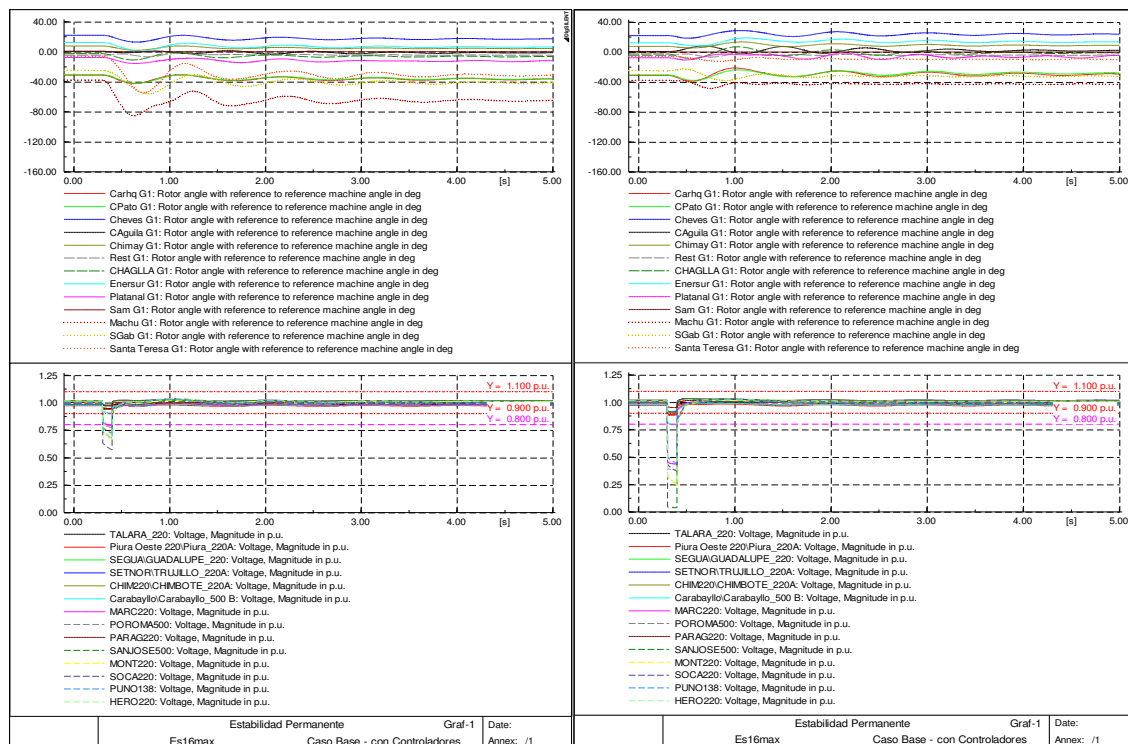


Fig.B.15. Esc. Base 7 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.

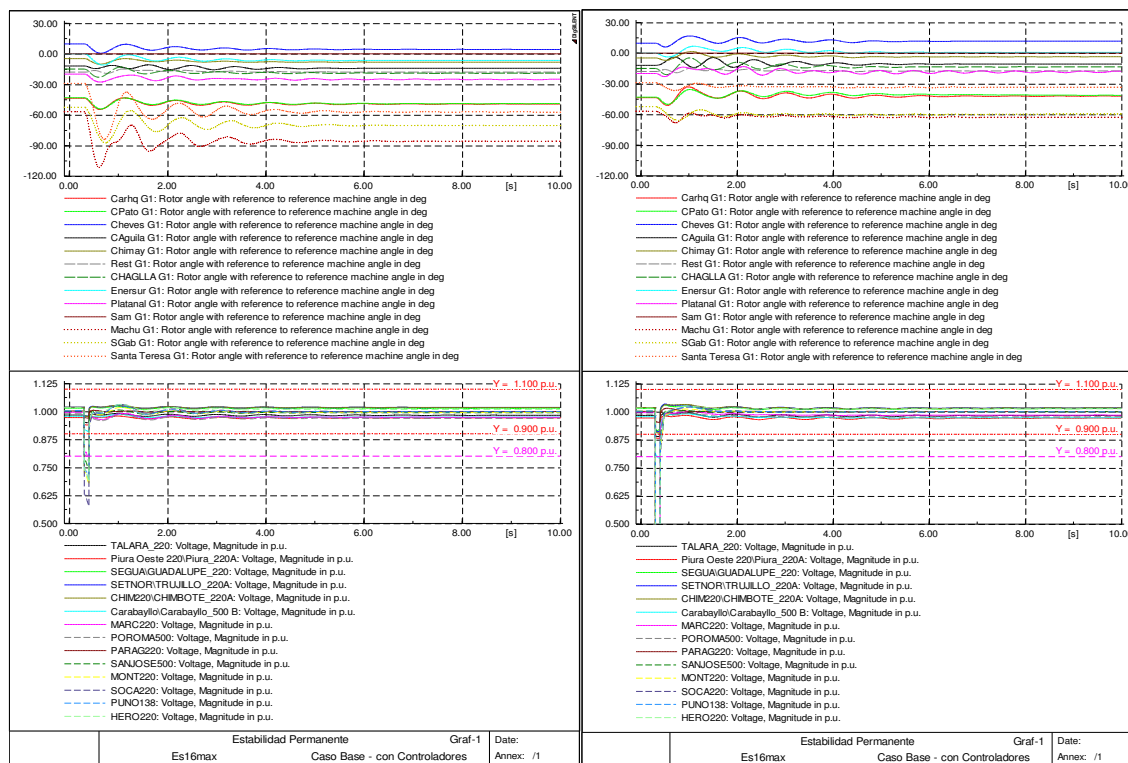
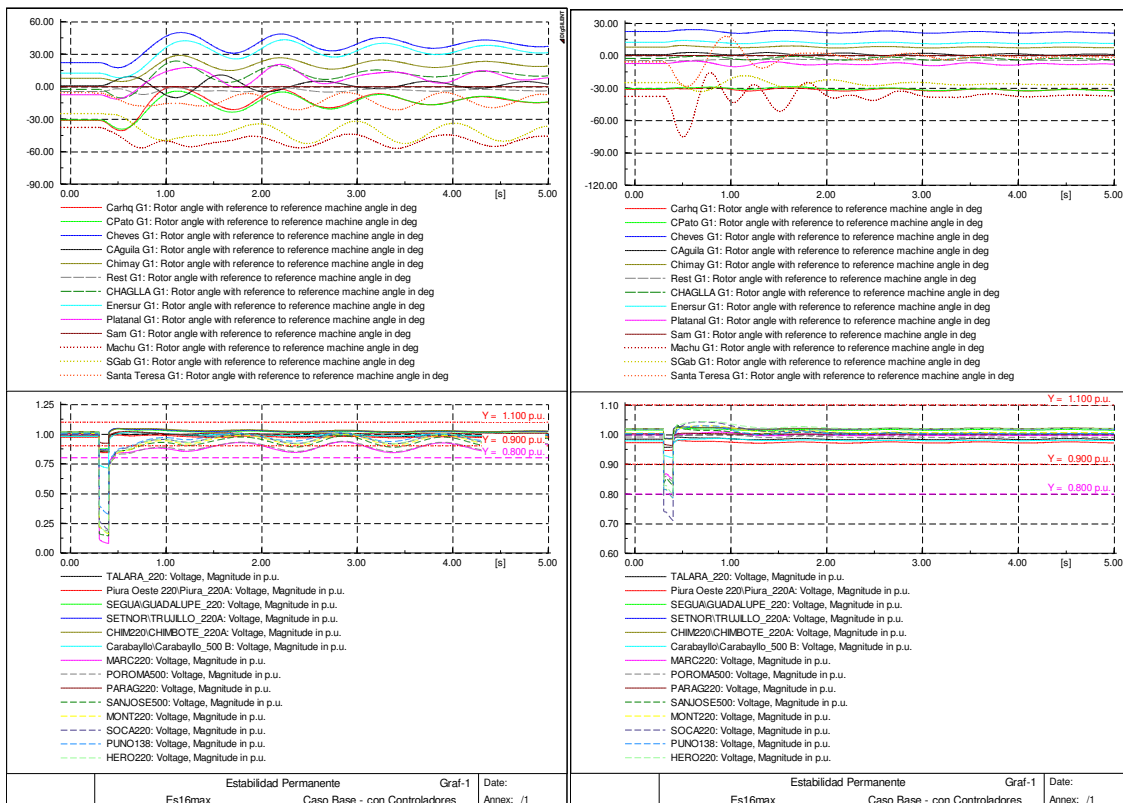
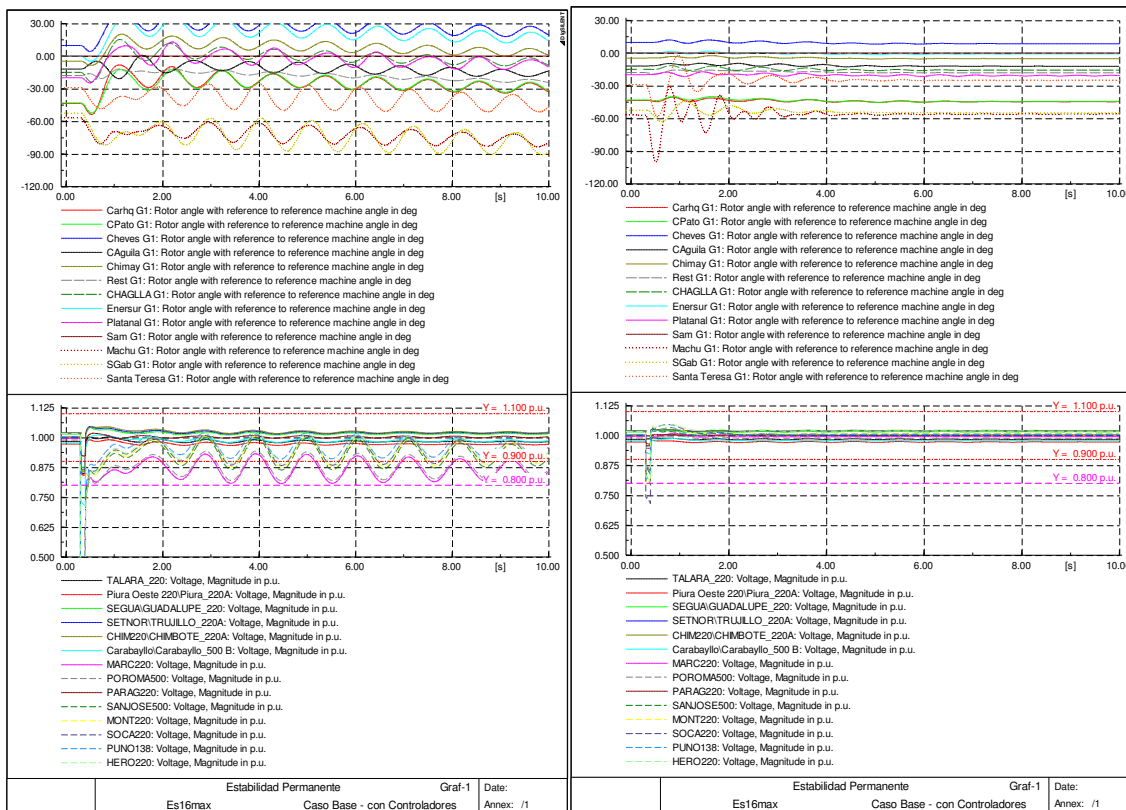


Fig.B.16. Esc. Modificado 7 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.



**Fig.B.17. Esc. Base 7 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.**



**Fig.B.18. Esc. Modificado 7 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.**

### B.8. Escenario 8: Banco de cap. XC3 y circuitos paralelos L-2051 y L-2052

#### Mantaro-Cotaruse fuera de servicio

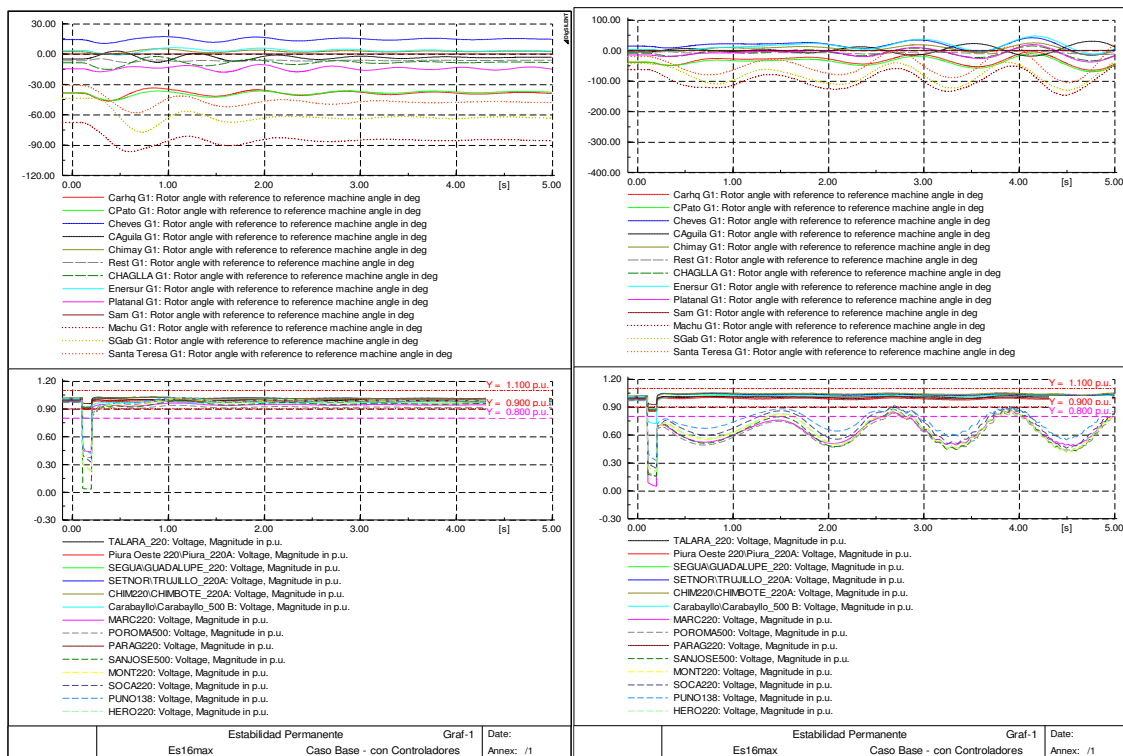


Fig.B.19. Esc. Base 8 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

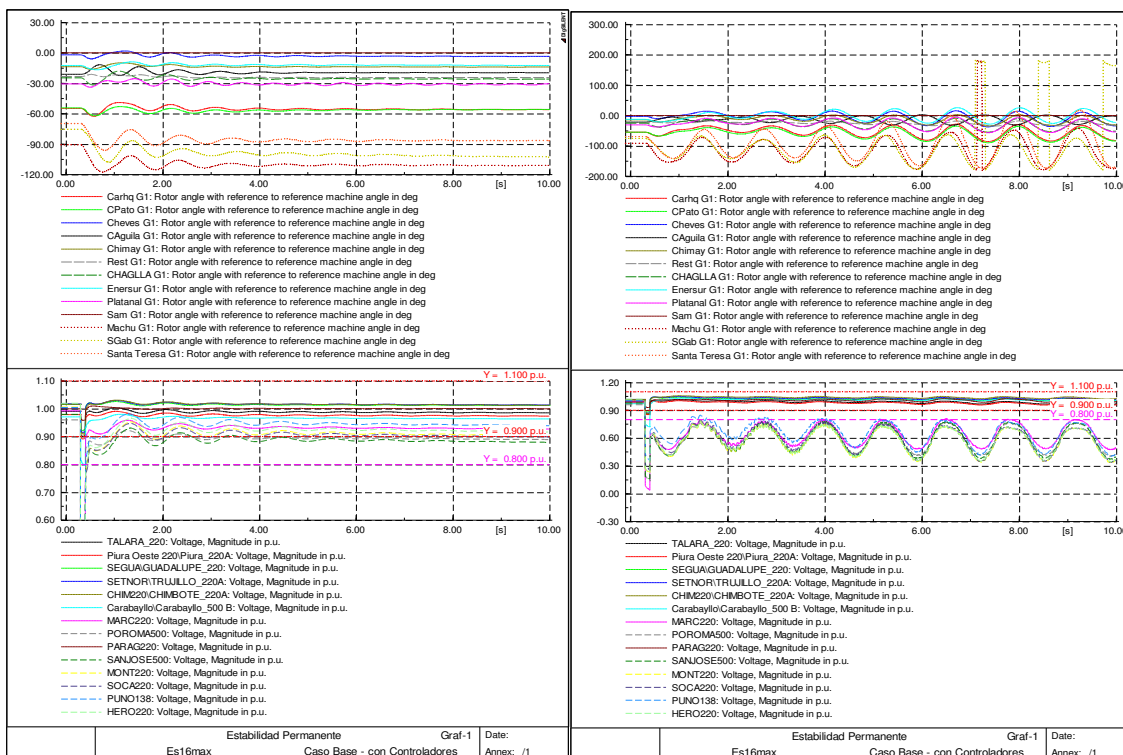


Fig.B.20. Esc. Modificado 8 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.

### B.9. Escenario 9: Circuitos paralelos L-2053 – L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

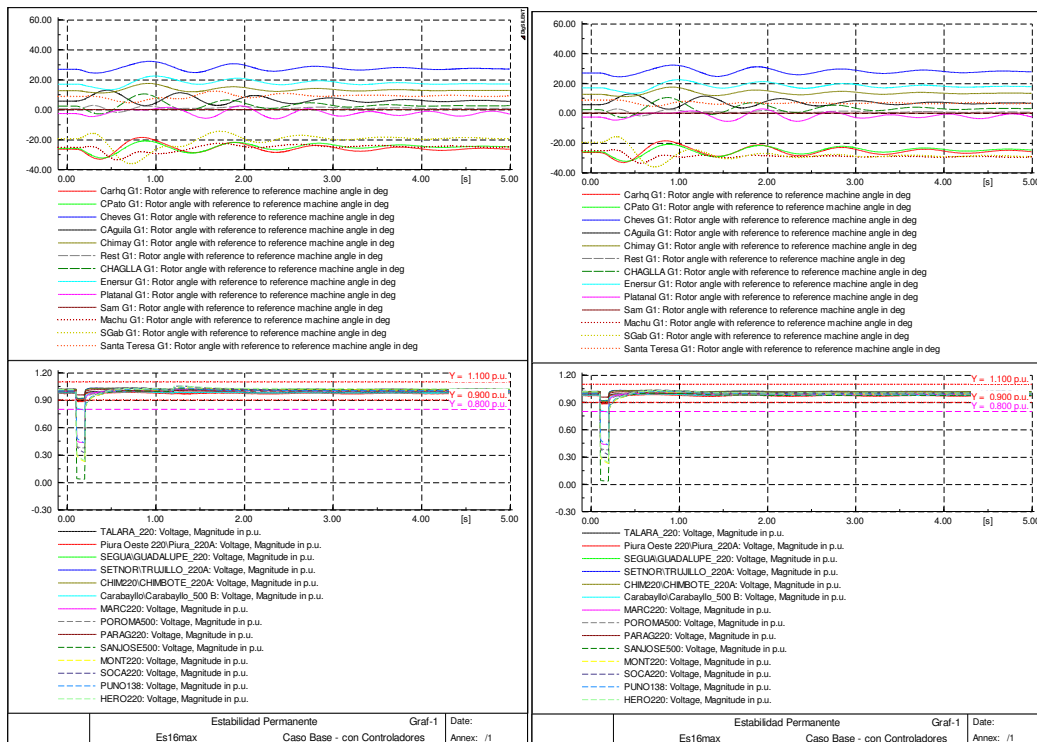


Fig.B.21. Esc. Base 9 – Fallas 1F con Recierre Exitoso y 3F en la línea L-5034.

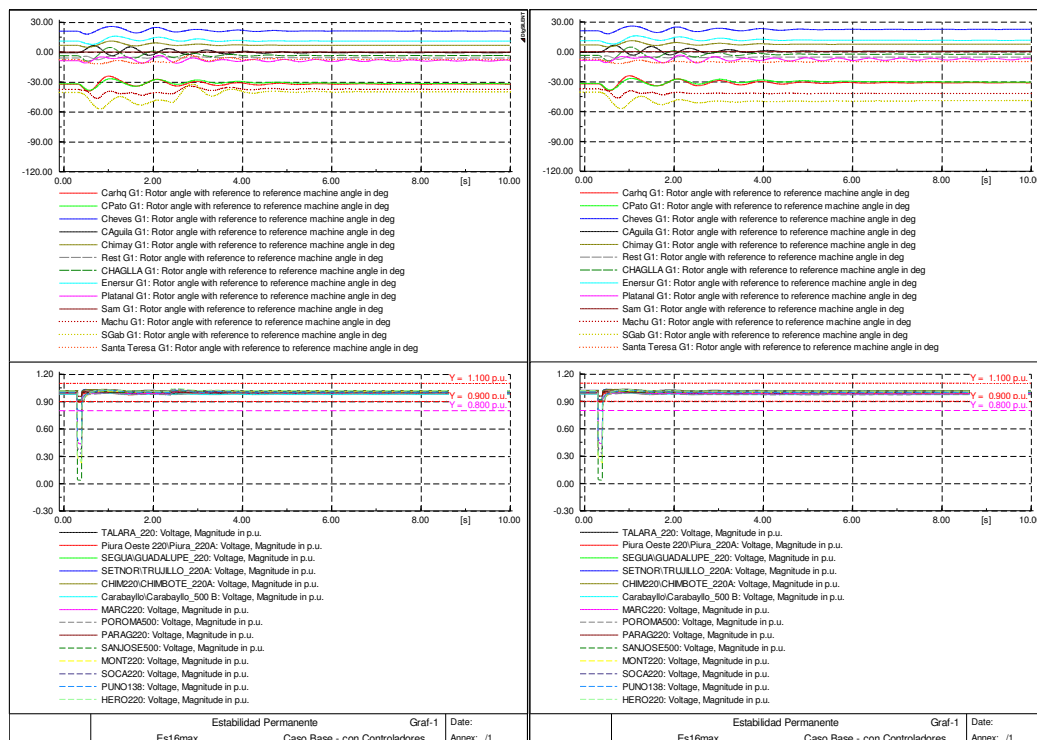
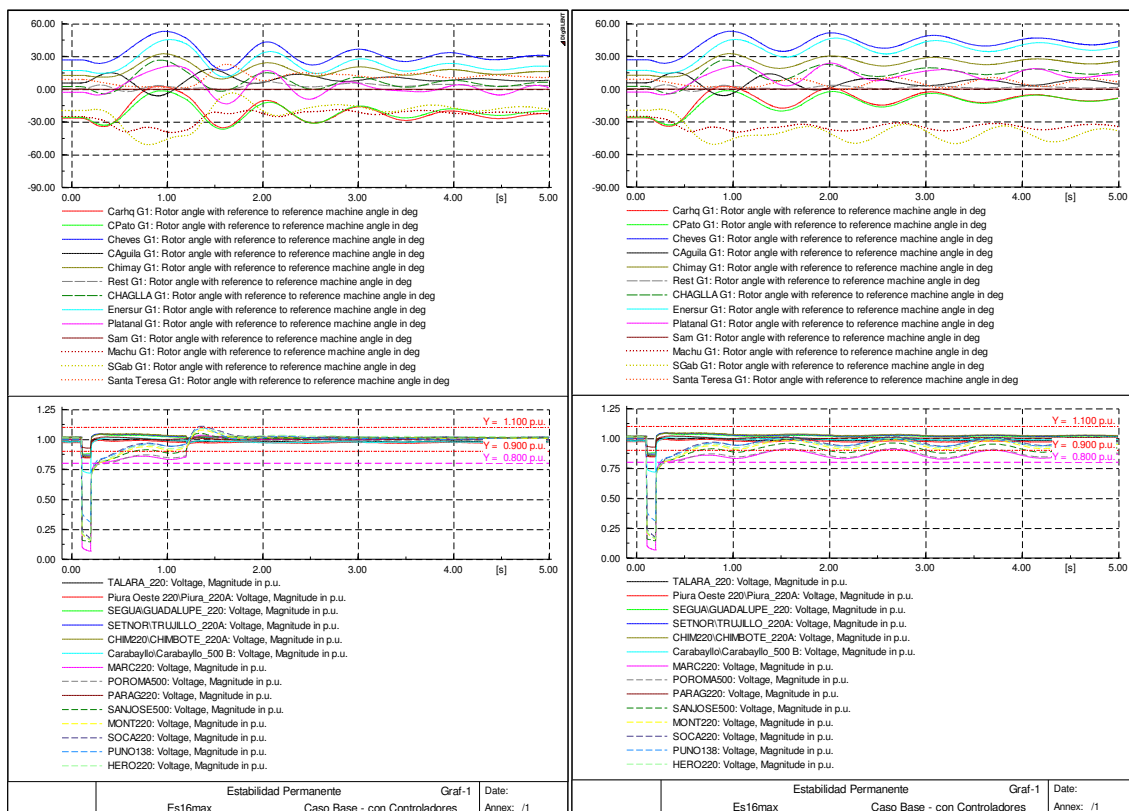
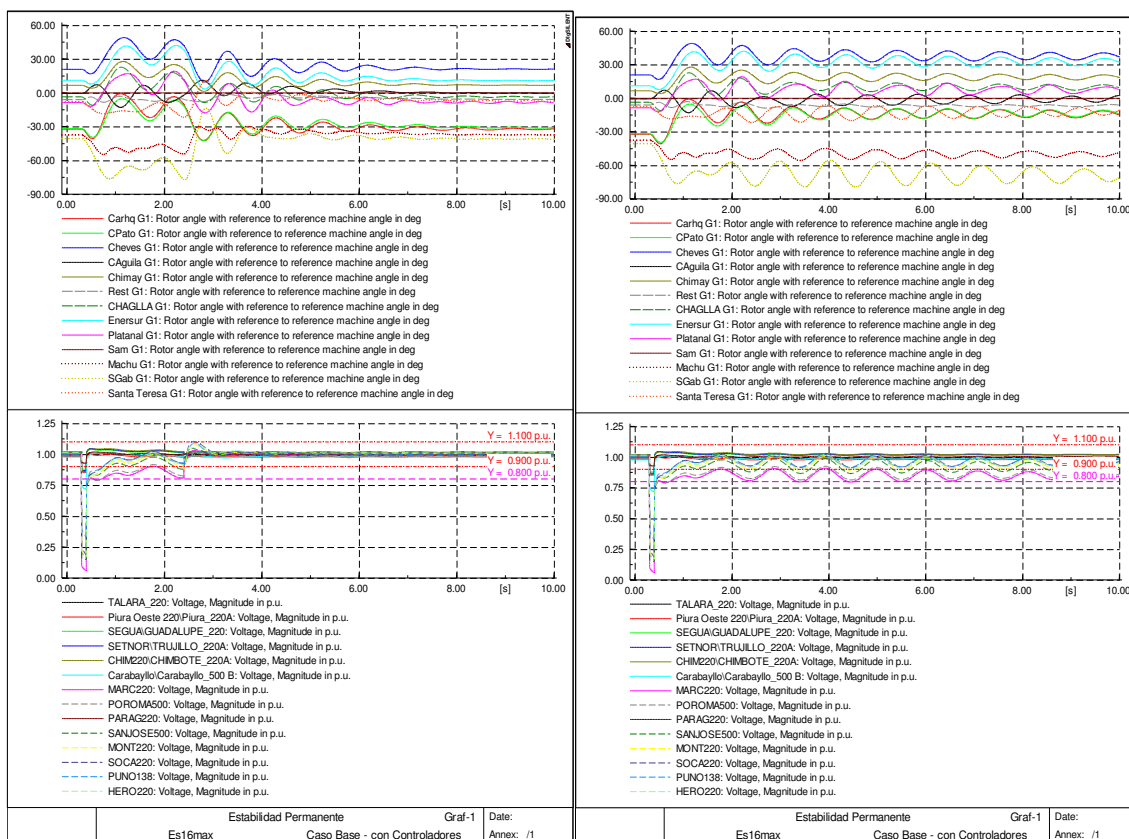


Fig.B.22. Esc. Modificado 9 – Fallas 1F con Recierre Exitoso y 3F en la línea L-5034.

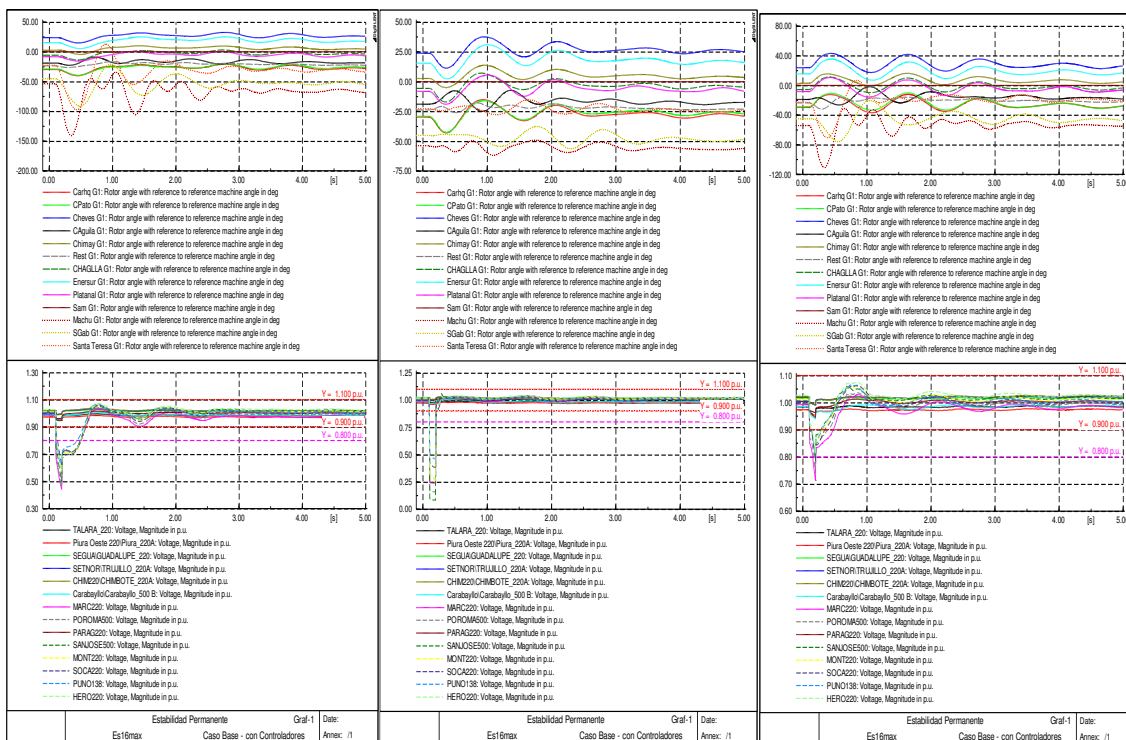


**Fig.B.23. Esc. Base 9 – Fallas 1F con Recierre Exitoso y 3F en la línea L-5032.**

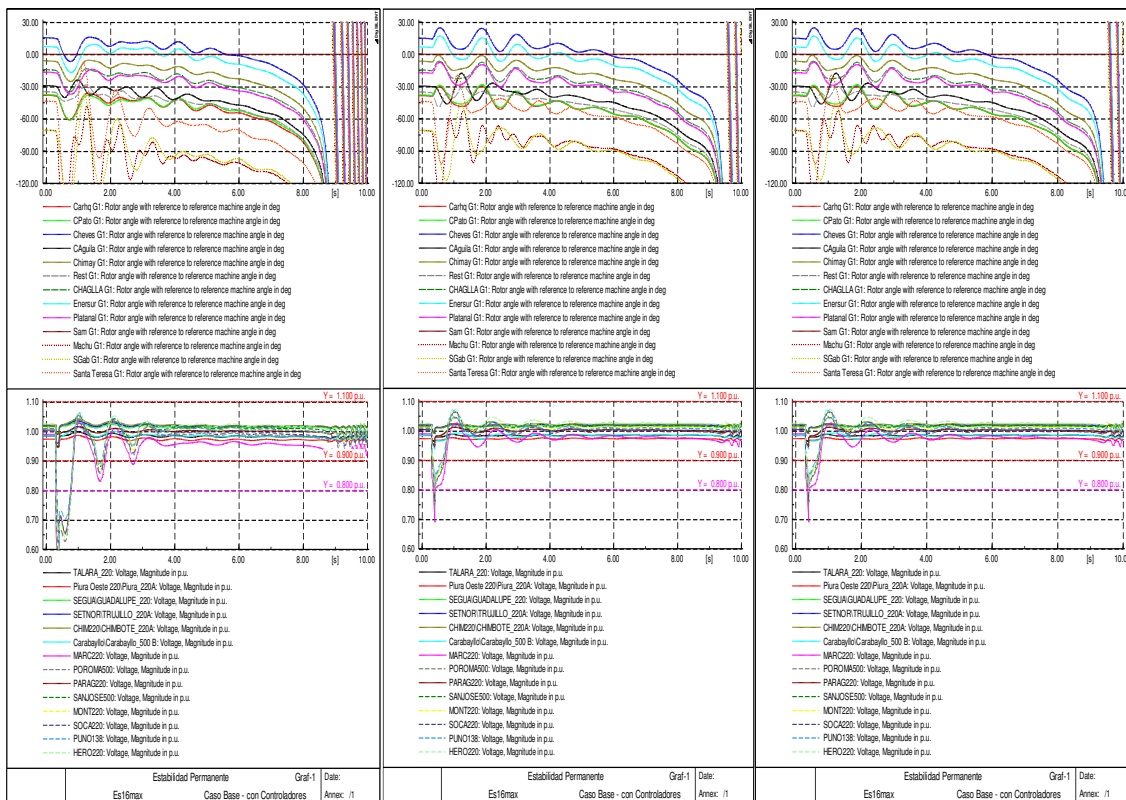


**Fig.B.24. Esc. Modificado 9 – Fallas 1F con Recierre Exitoso y 3F en la línea L-5032.**

### B.10. Escenario 10: Circuito L-5032 Chilca-Poroma línea de 500 kV F/S



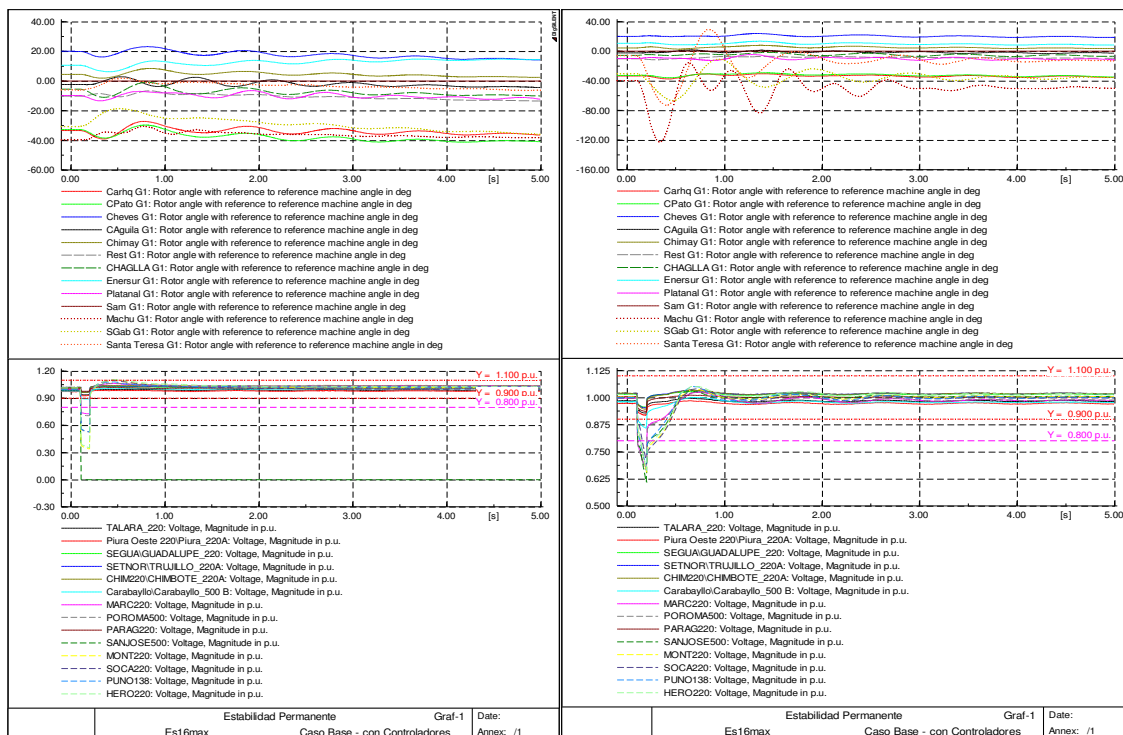
**Fig.B.25. Esc. Base 10 – Falla 3F en las líneas L-2052, L-5036 y L-2054.**



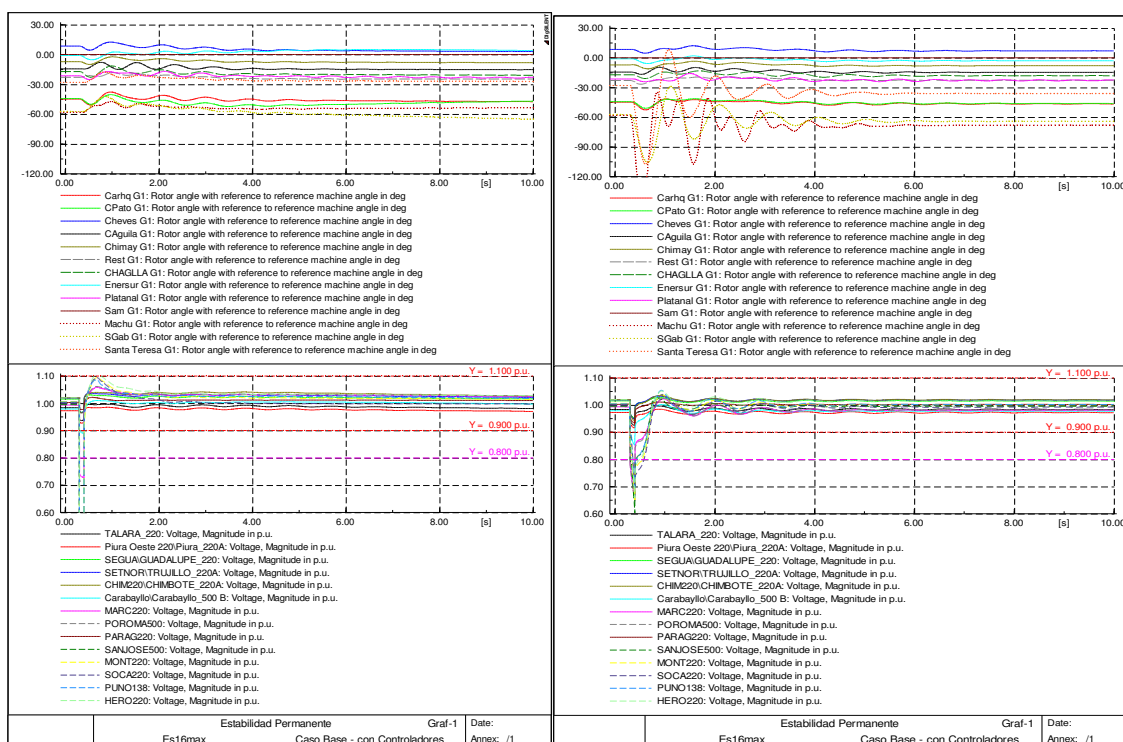
**Fig.B.26. Esc. Modificado 10 – Falla 3F en las líneas L-2052, L-5036 y L-2054.**



## B.11. Escenario 11: Circuitos L-5034 Poroma-Ocoña y L-5036 Ocoña-San Jose líneas de 500 kV fuera de servicio



**Fig.B.27. Esc. Base 11 – Falla 3F en las líneas L-5037 y L-2052.**

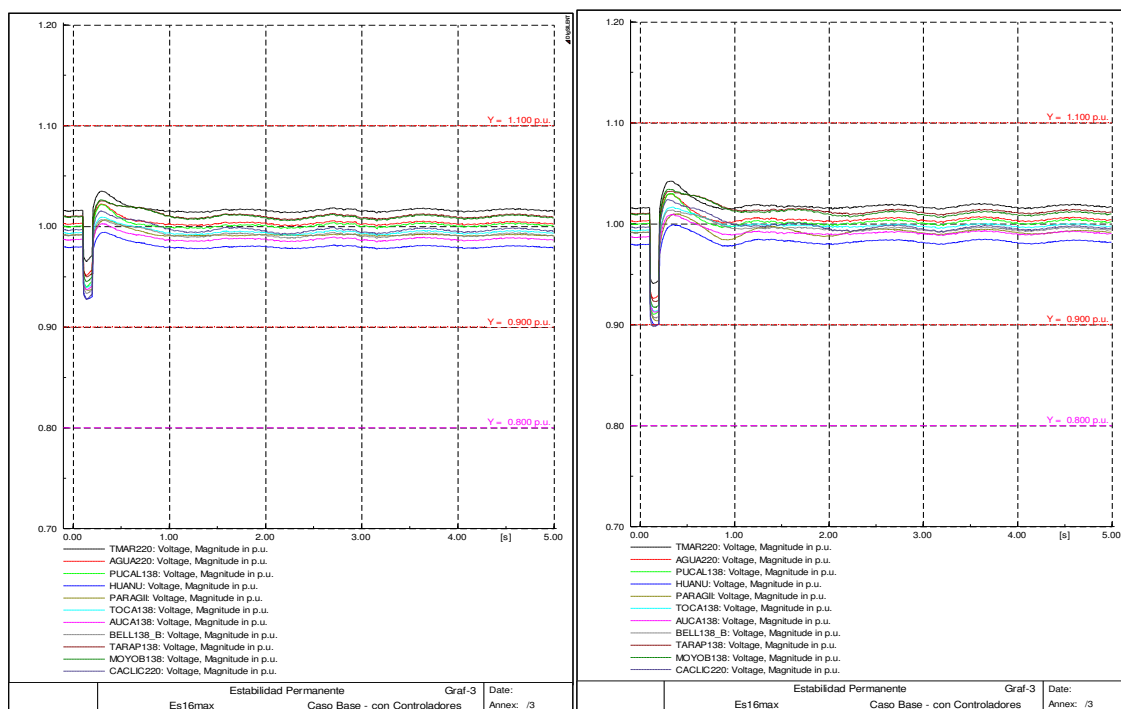


**Fig.B.28. Esc. Modificado 11 – Falla 3F en las líneas L-5037 y L-2052.**

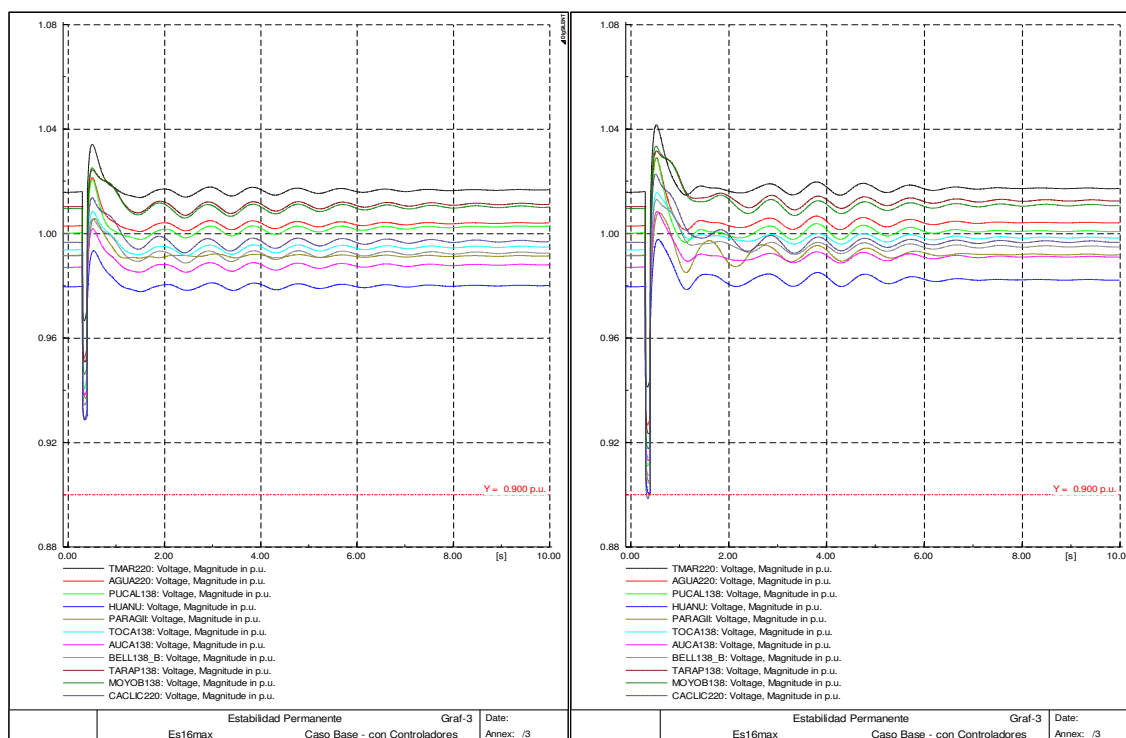
## APÉNDICE C.

### PERFIL DE TENSIÓN DE BARRAS DE 220 KV Y 138 KV

#### C.1. Escenario 1: Sistema completo

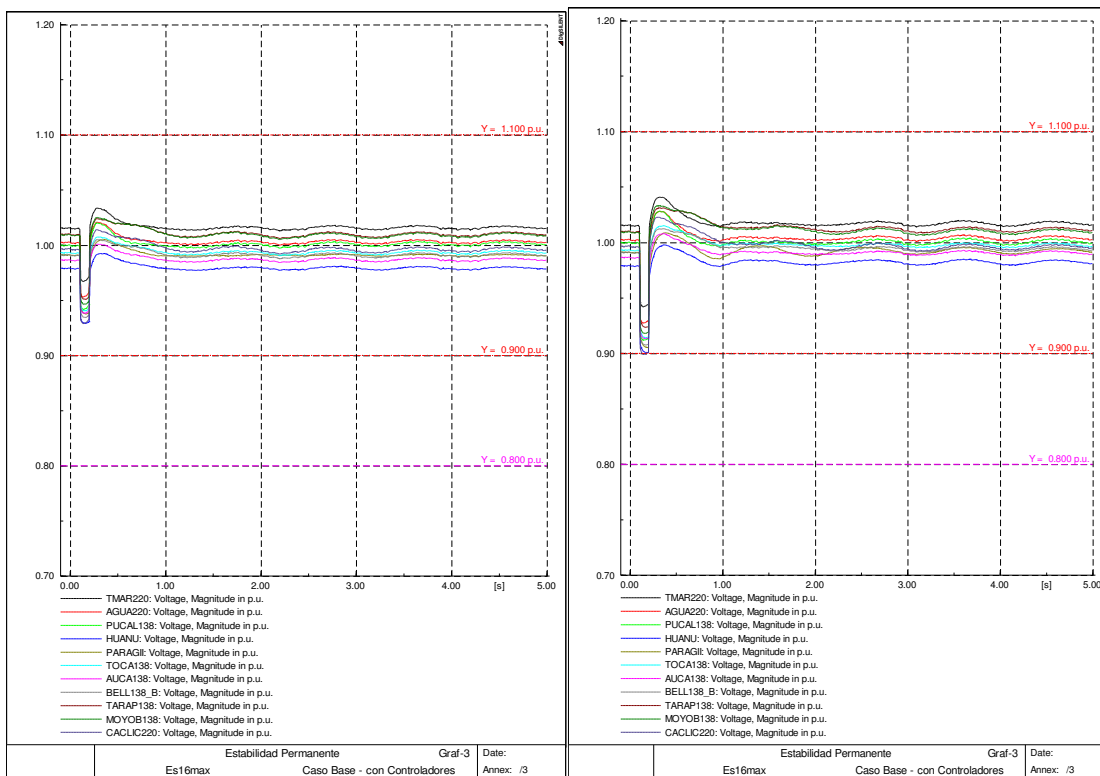


**Fig.C.01. Esc. Base 1 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

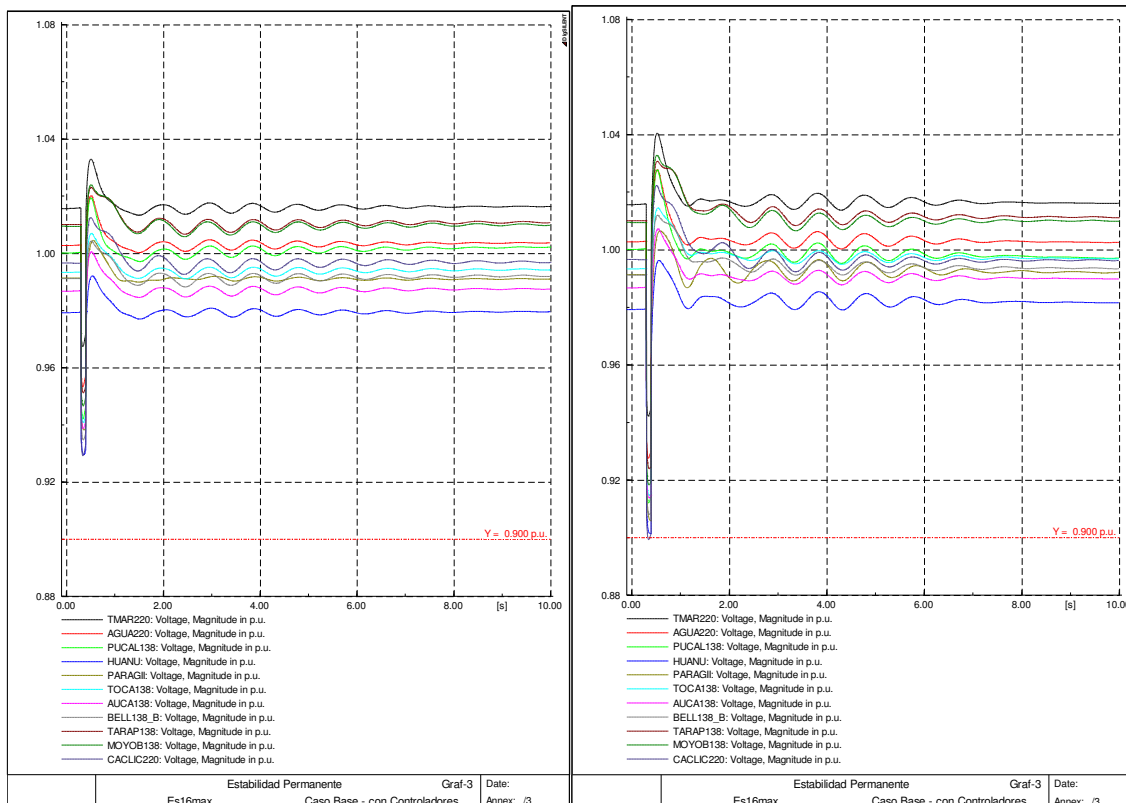


**Fig.C.02. Esc. Modificado 1 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

**C.2. Escenario 2: Banco de capacitores serie XC1 fuera de servicio**

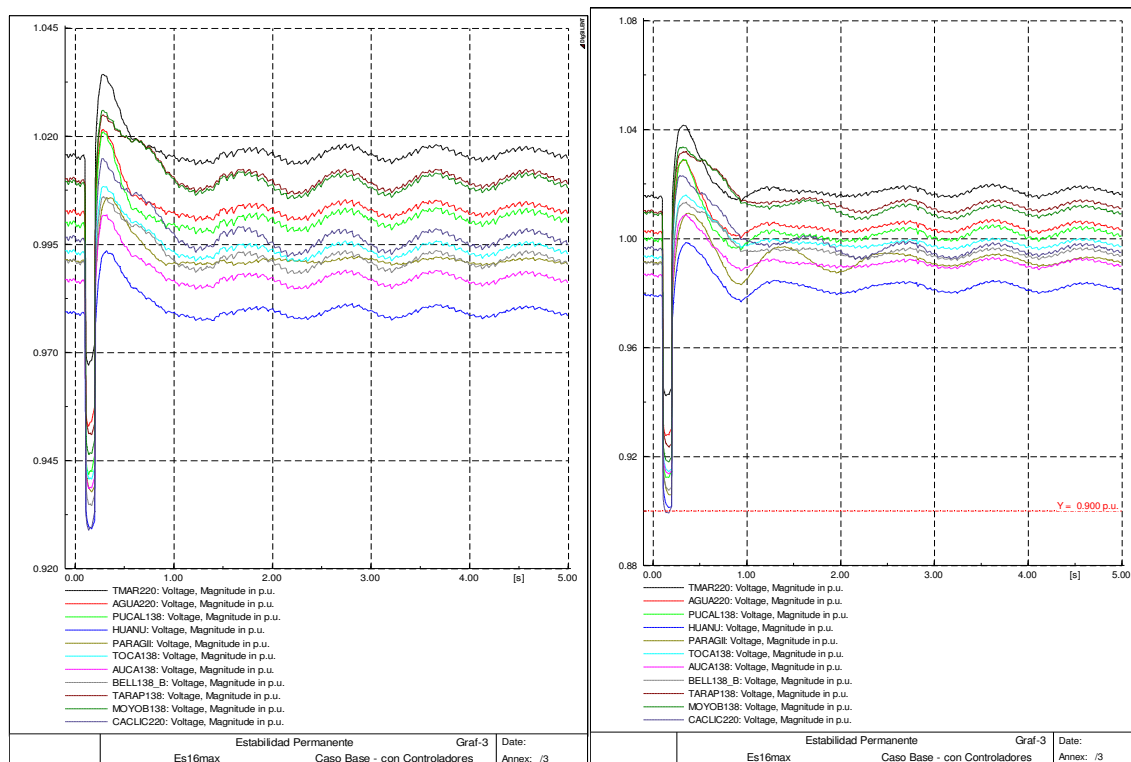


**Fig.C.03. Esc. Base 2 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

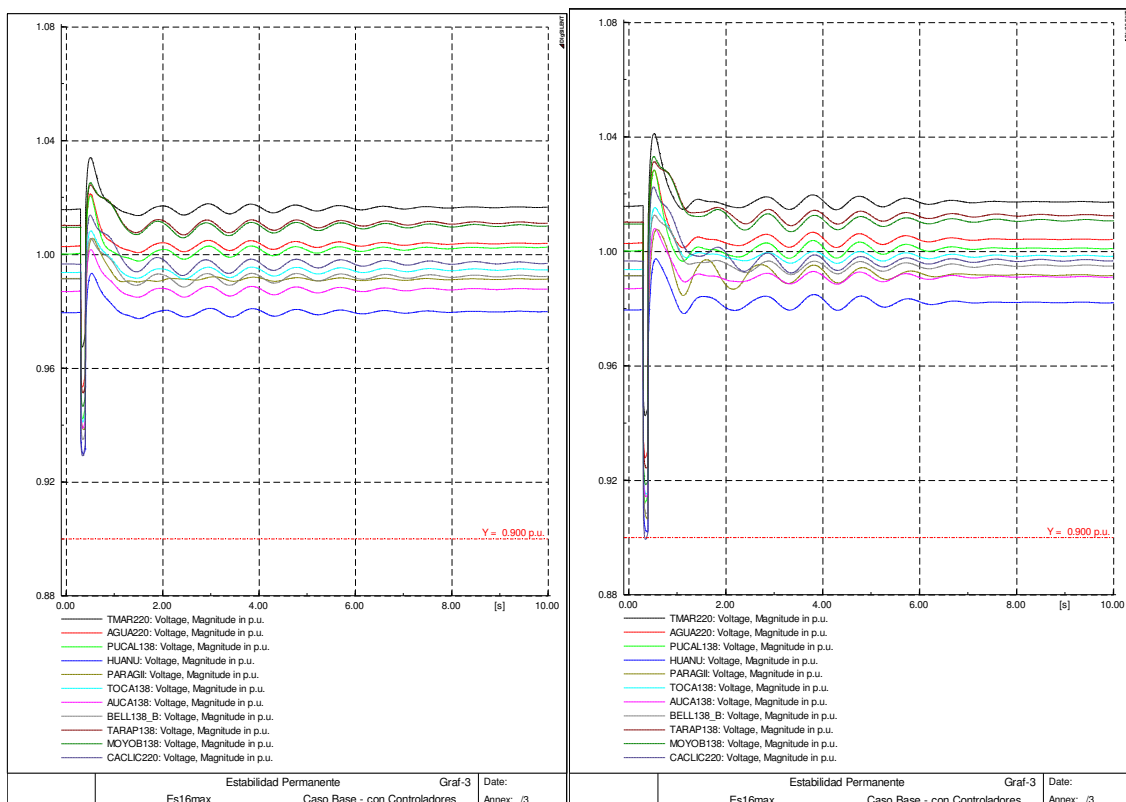


**Fig.C.04. Esc. Modificado 2 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

### C.3. Escenario 3: Banco de capacitores serie XC3 fuera de servicio

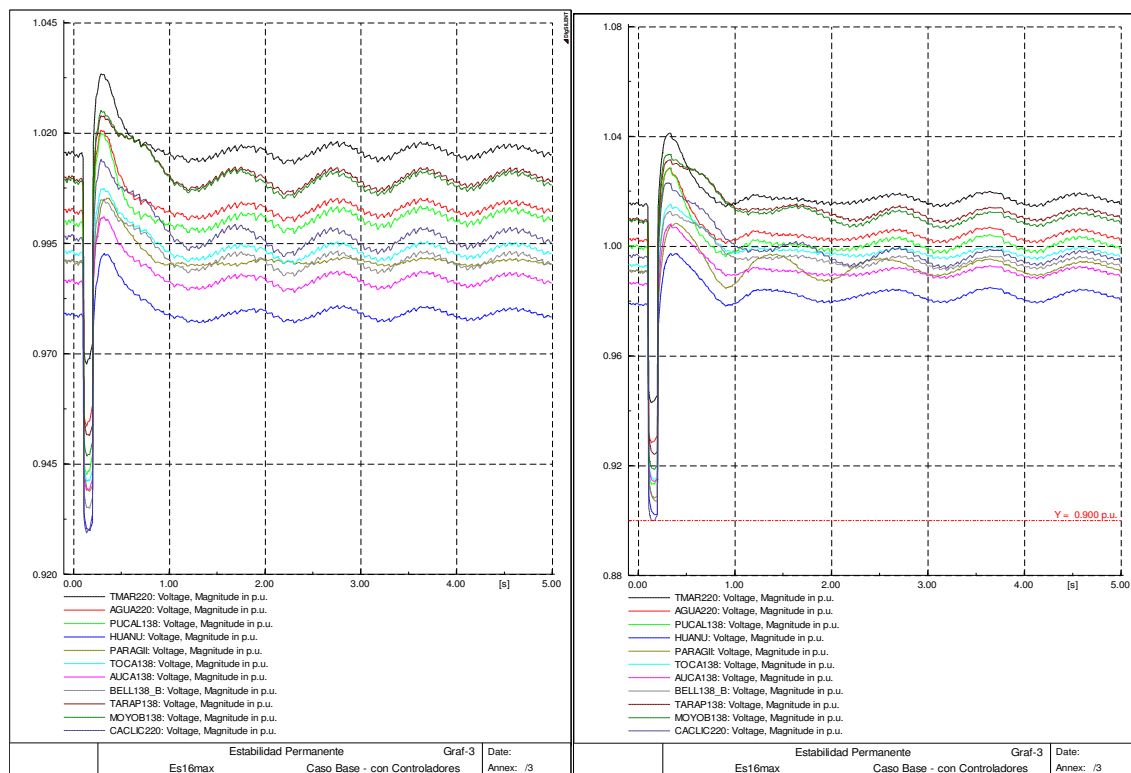


**Fig.C.05. Esc. Base 3 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032**

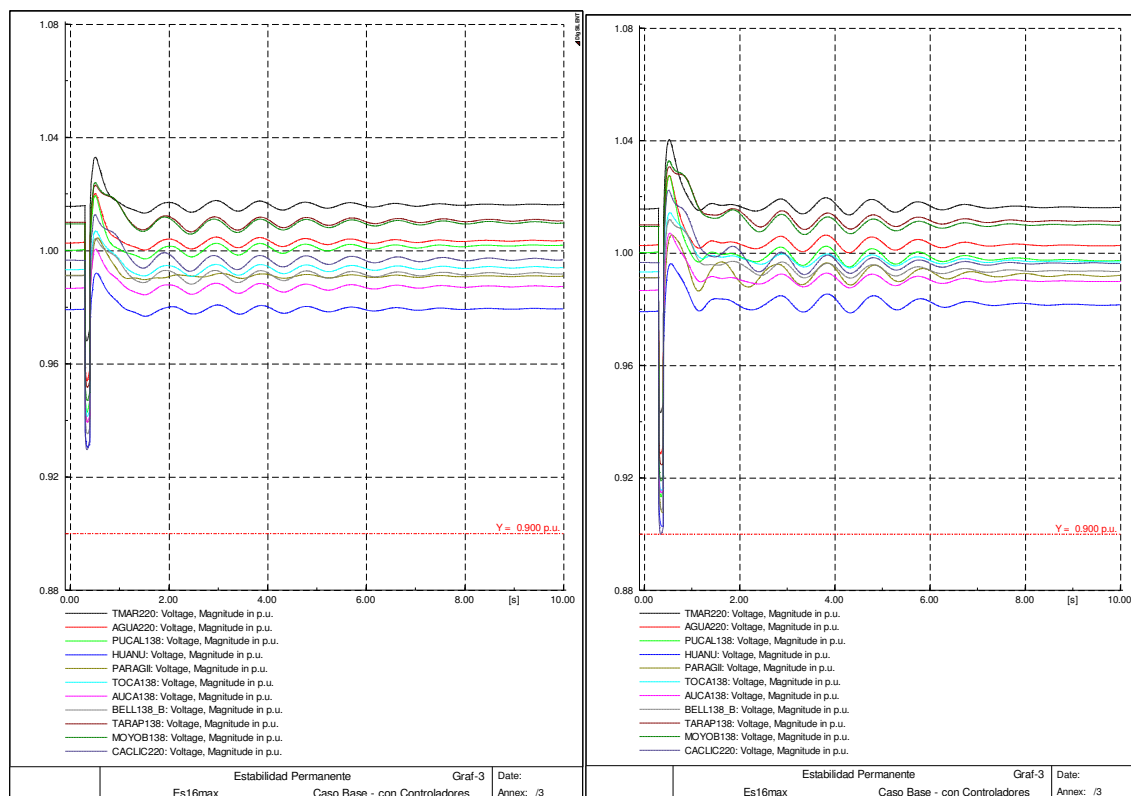


**Fig.C.06. Esc. Modificado 3 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

### C.4. Escenario 4: Banco de capacitores XC1 y XC3 fuera de servicio

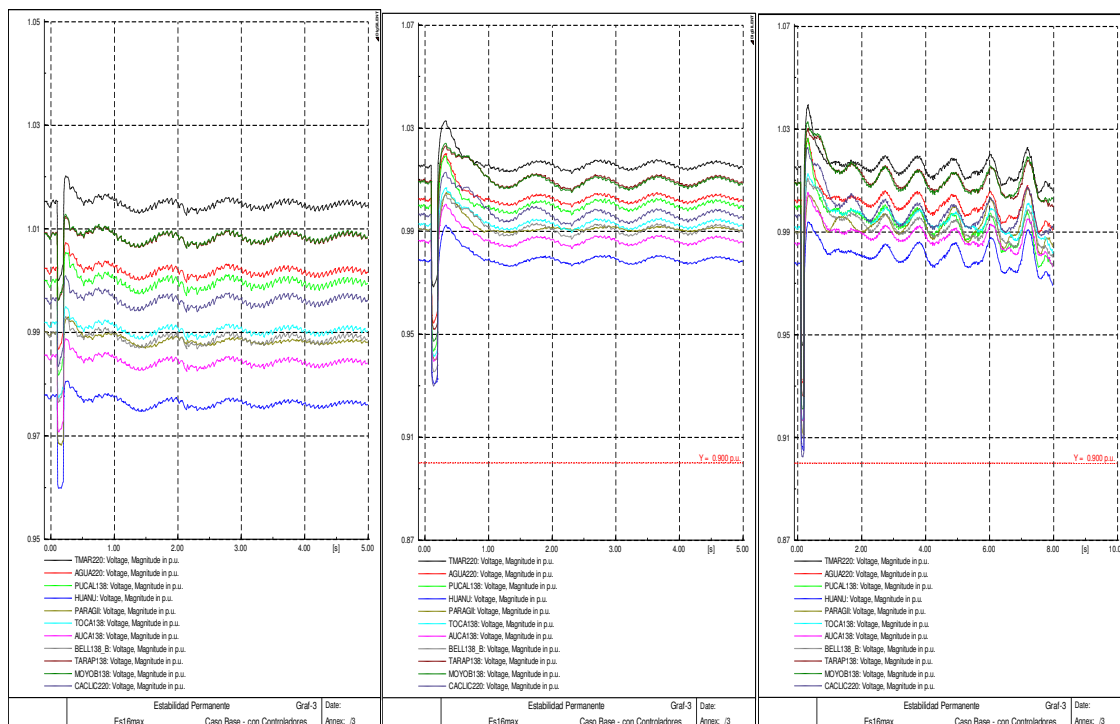


**Fig.C.07. Esc. Base 4 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

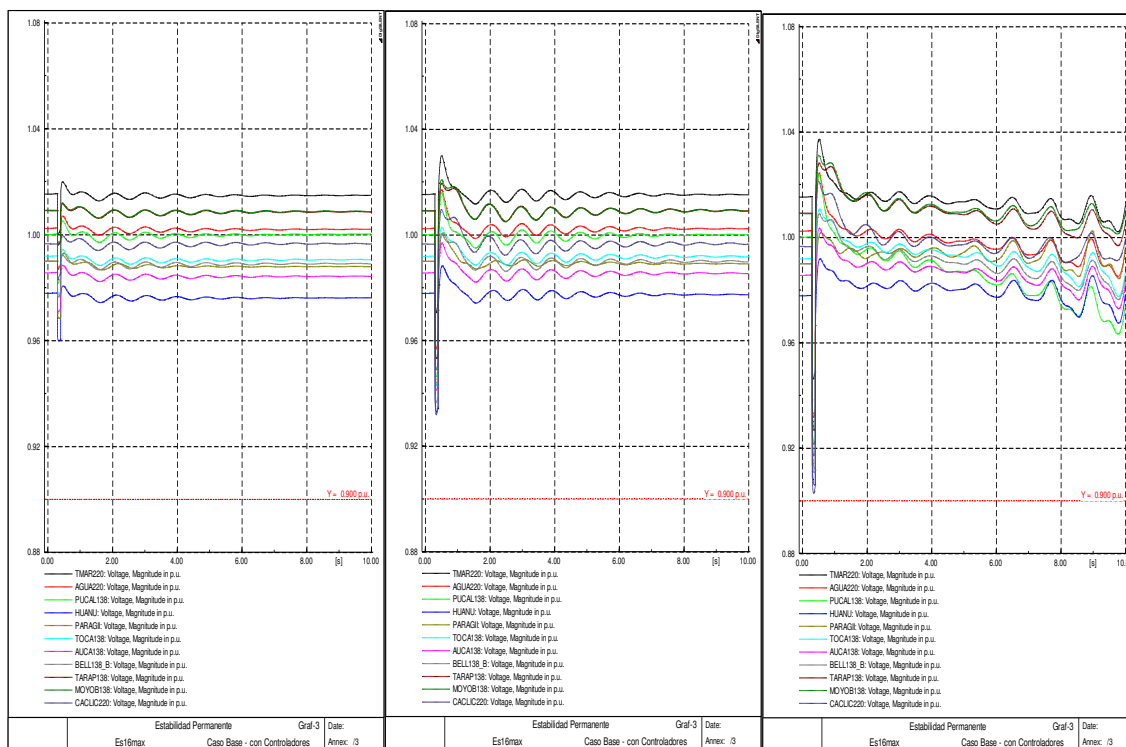


**Fig.C.08. Esc. Modificado 4 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

### C.5. Escenario 5: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2052 Mantaruse Cotaruse fuera de servicio



**Fig.C.09. Esc. Base 5 – Falla 3F en las líneas L-2051, L-5034 y L-5032.**



**Fig.C.10. Esc. Modificado 5 – Falla 3F en las líneas L-2051, L-5034 y L-5032.**

### C.6. Escenario 6: Banco de cap. XC1, XC3 y circuito L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio

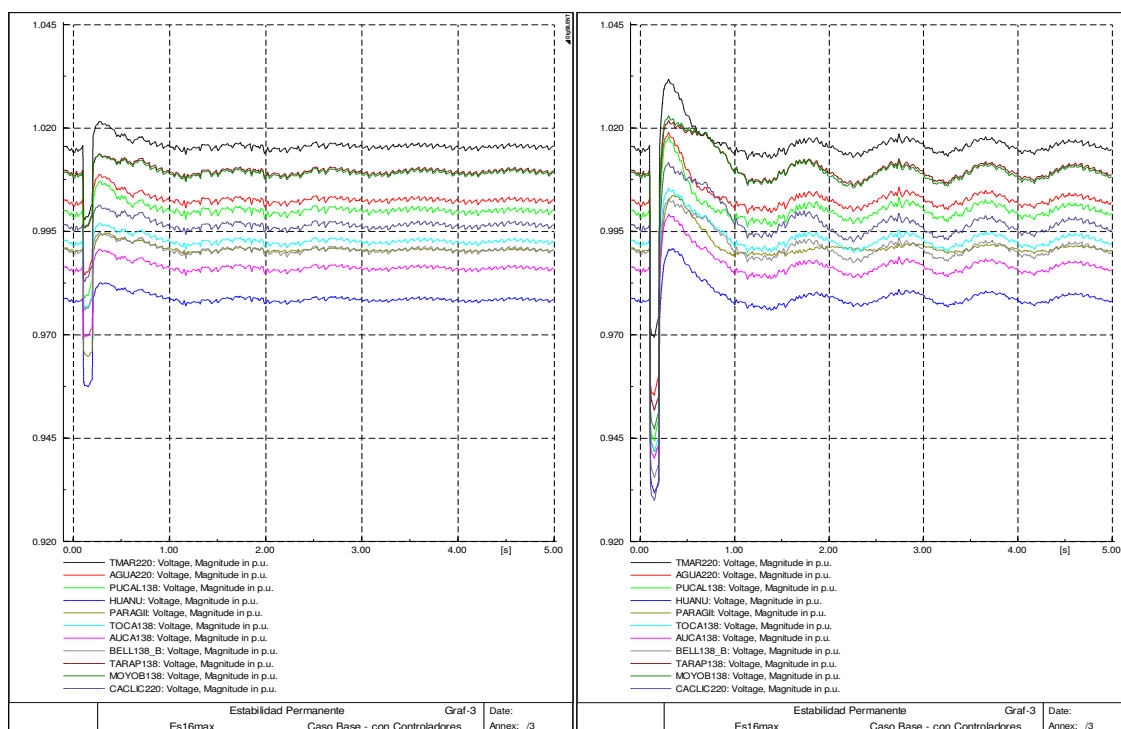


Fig.C.11. Esc. Base 6 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.

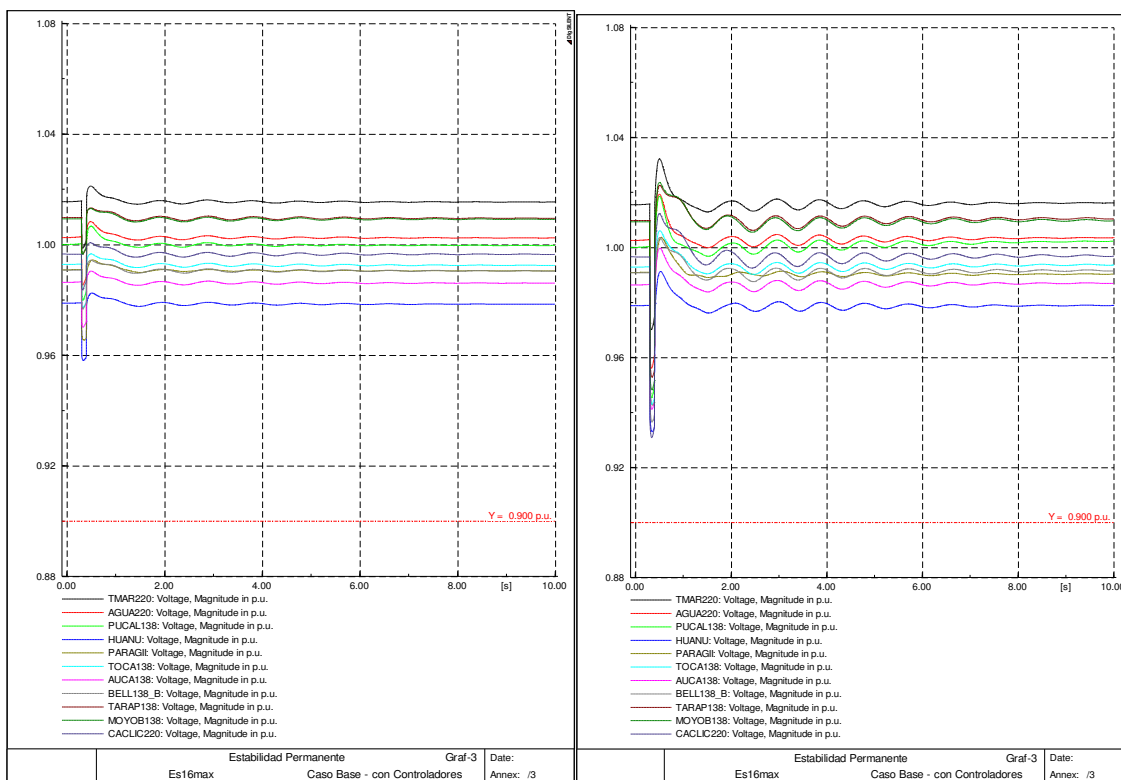
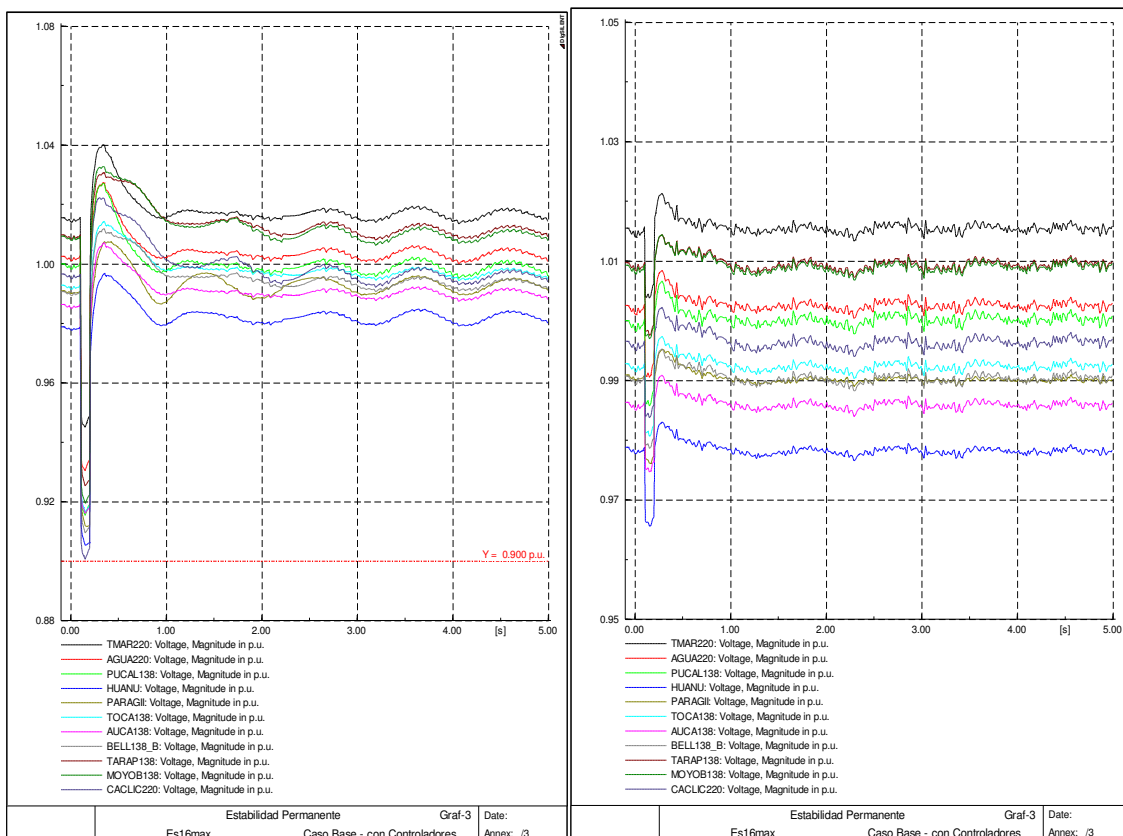
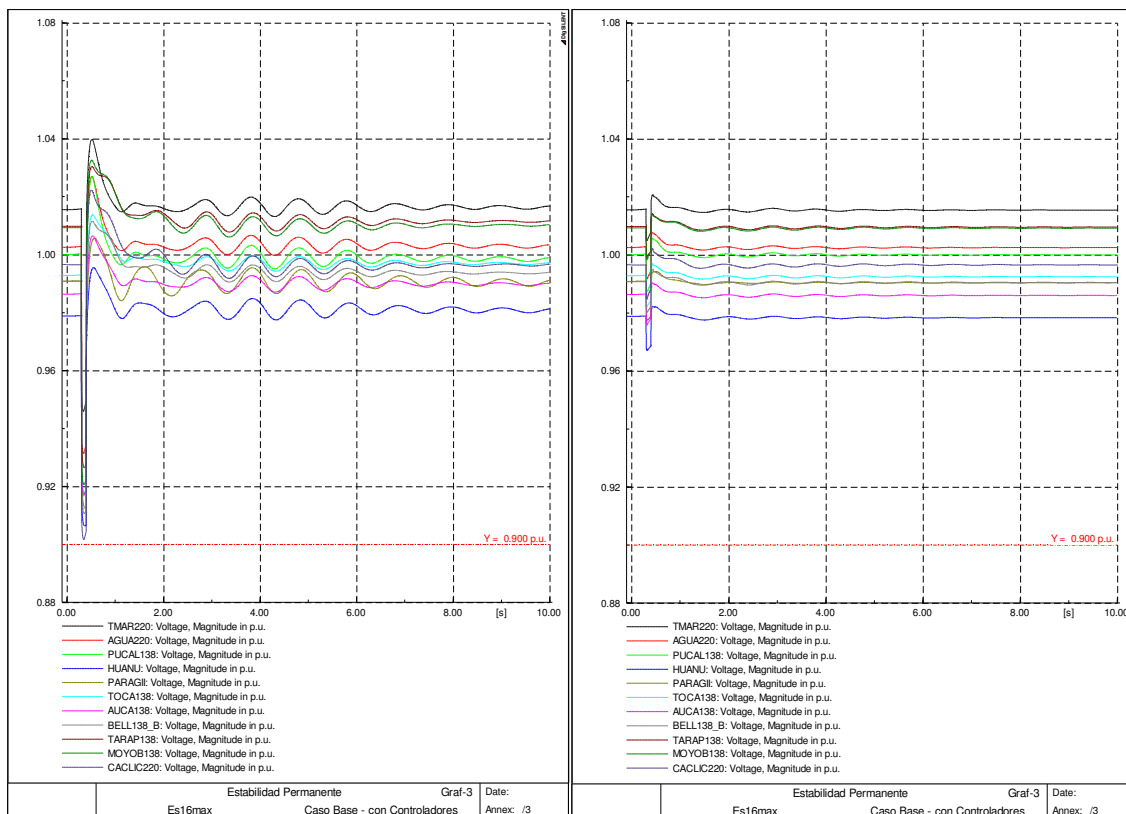


Fig.C.12. Esc. Modificado 6 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.



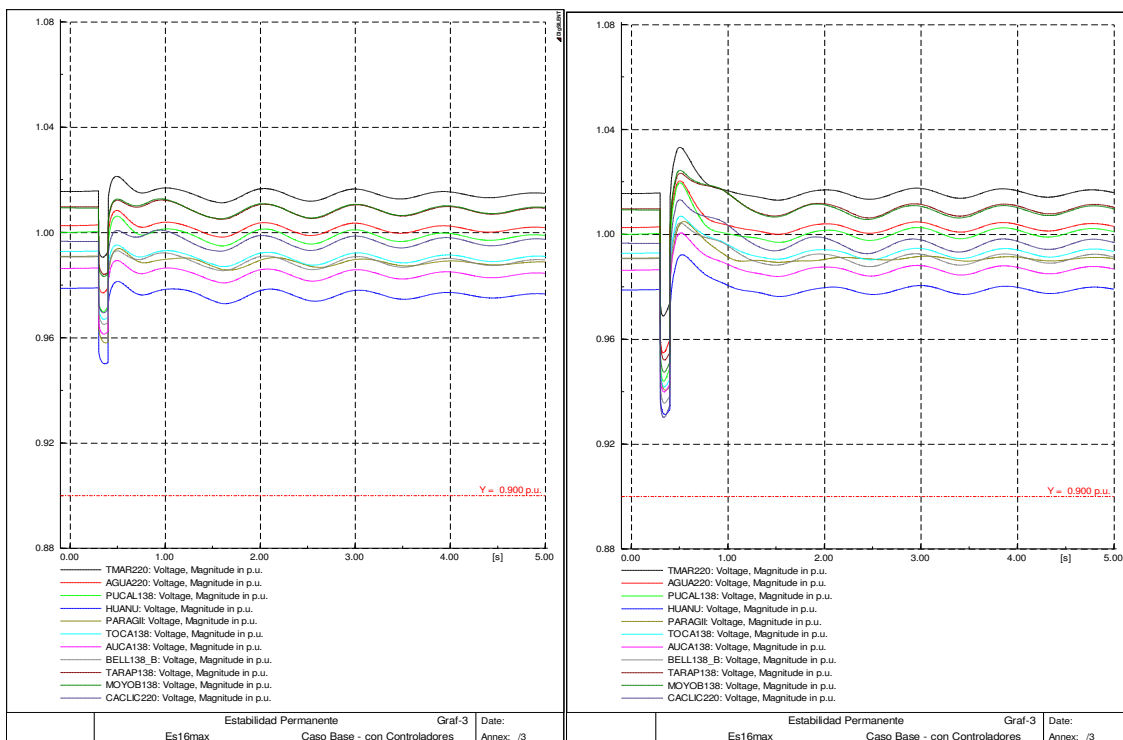
**Fig.C.13.** Esc. Base 6 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.



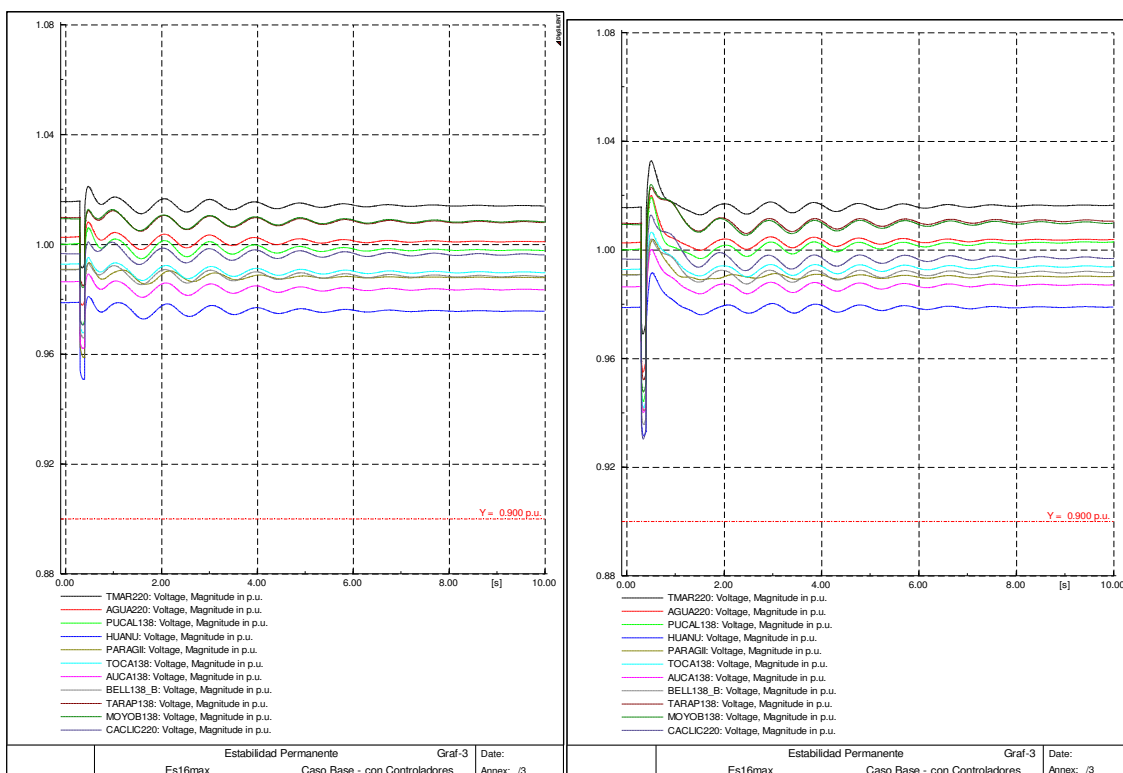
**Fig.C.14.** Esc. Modificado 6 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.



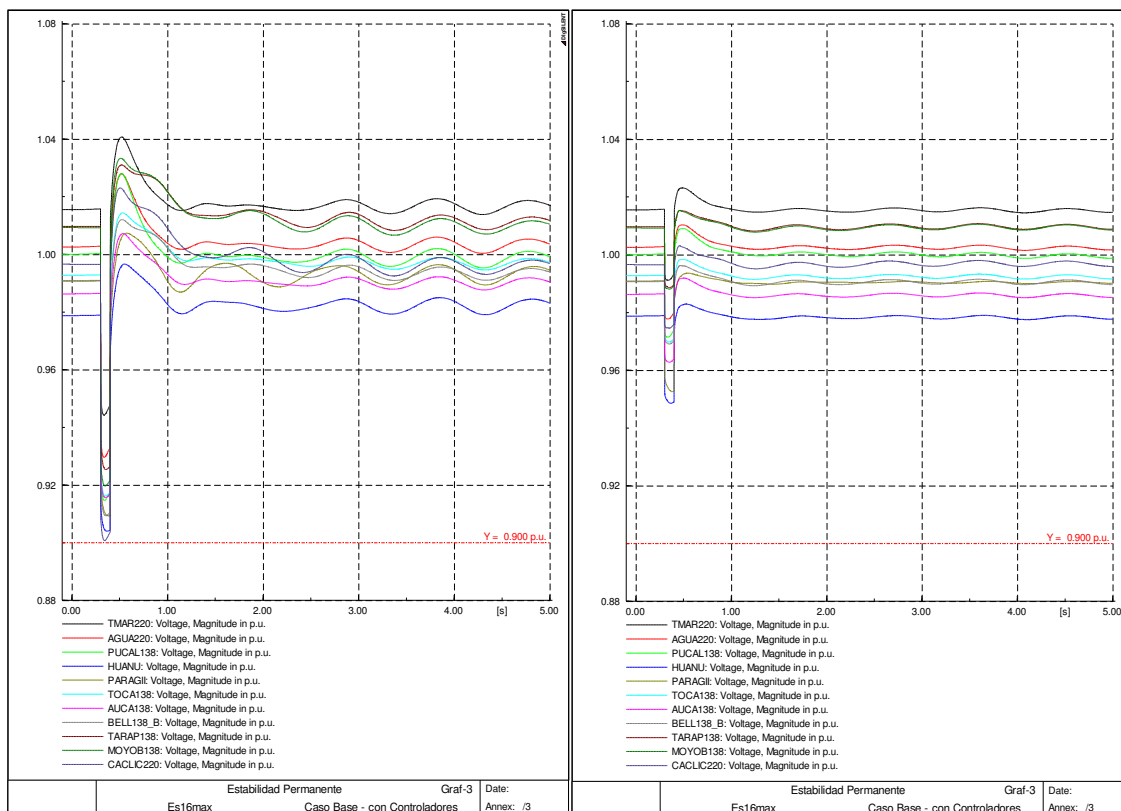
### C.7. Escenario 7: Circuito L-2052 de la línea Mantaro-Cotaruse y L-2054 de la línea Cotaruse-Socabaya fuera de servicio



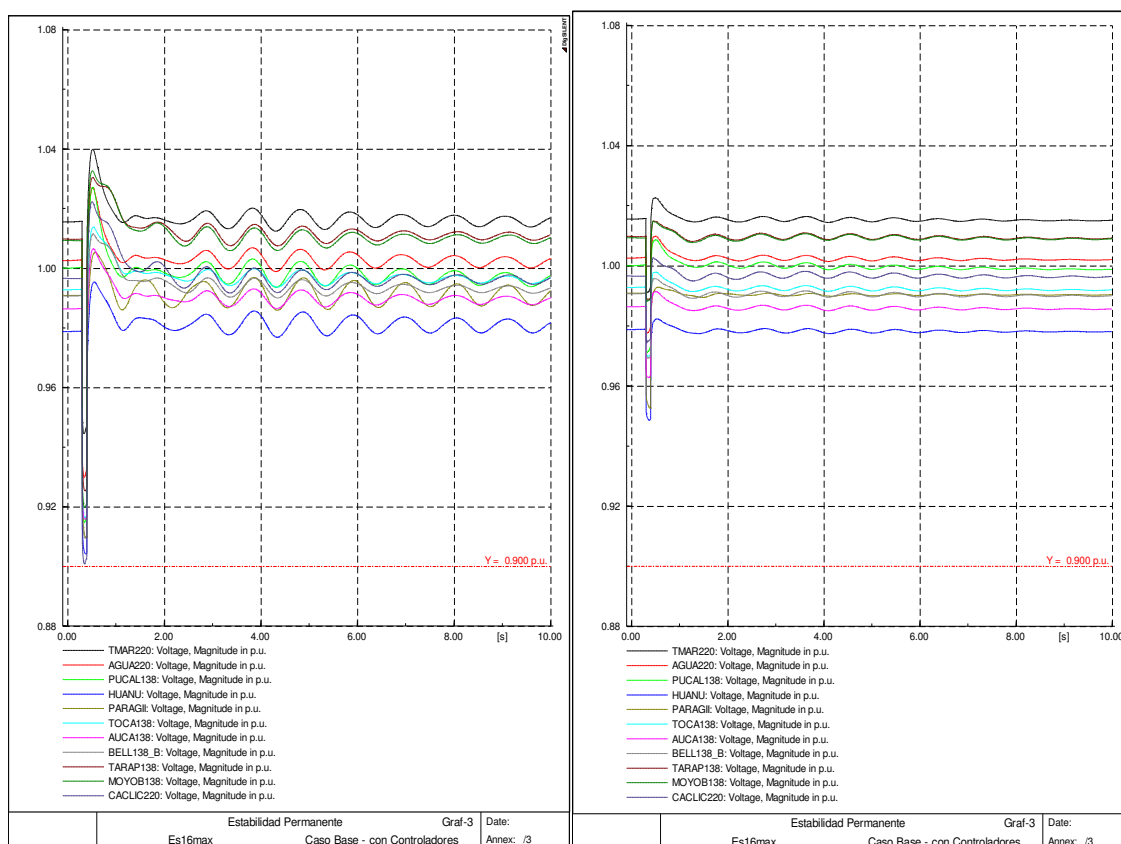
**Fig.C.15. Esc. Base 7 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.**



**Fig.C.16. Esc. Modifica 7 – Falla 3F en las líneas L-2051 y L-5034.**



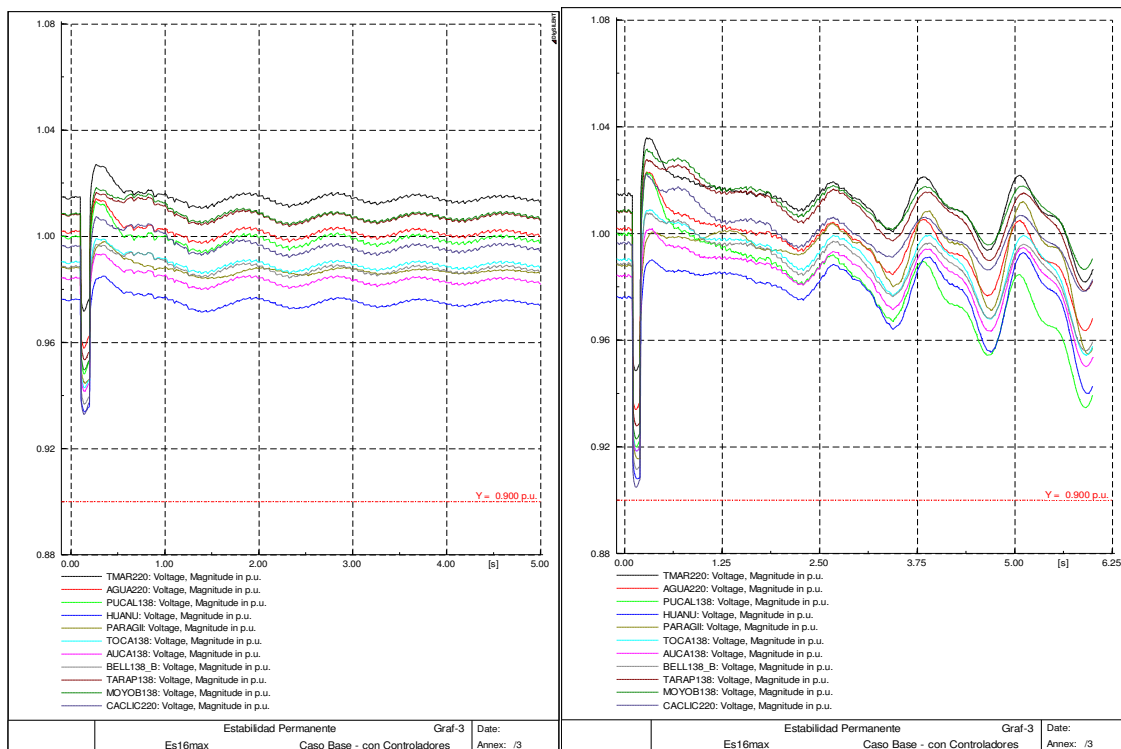
**Fig.C.17. Esc. Base 7 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.**



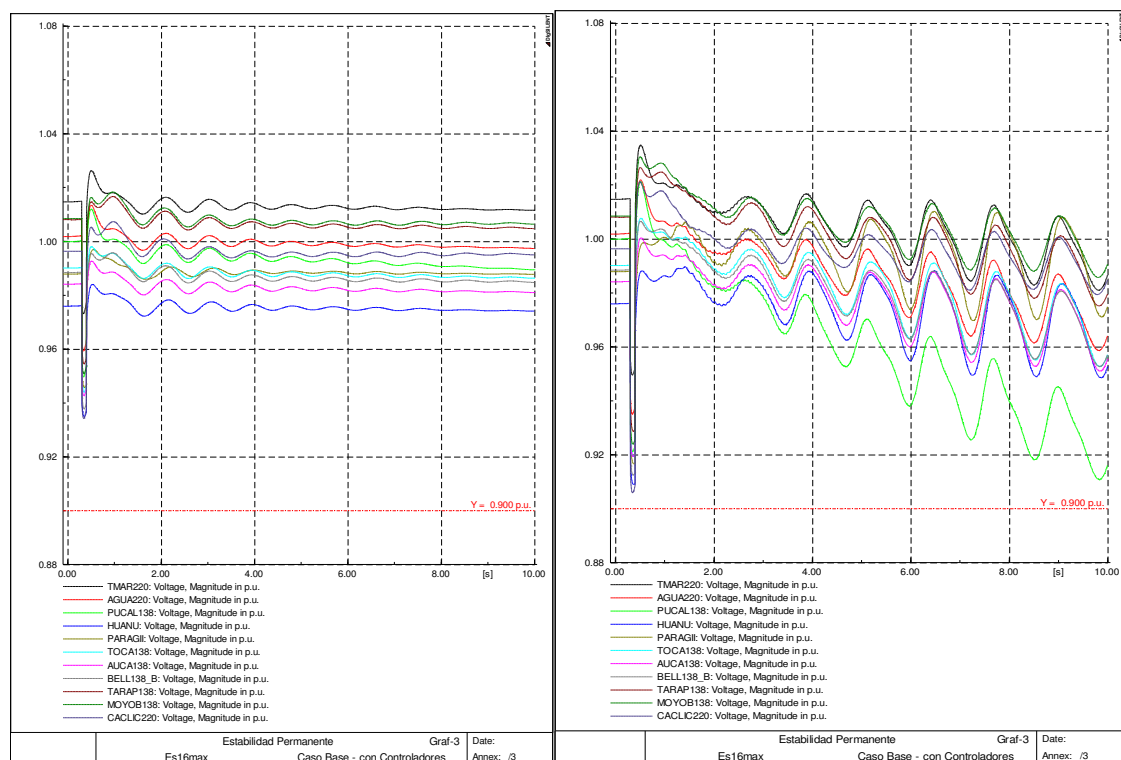
**Fig.C.18. Esc. Modificado 7 – Falla 3F en las líneas L-5032 y L-2053.**

### C.8. Escenario 8: Banco de cap. XC3 y circuitos paralelos L-2051 y L-2052

#### Mantaro-Cotaruse fuera de servicio

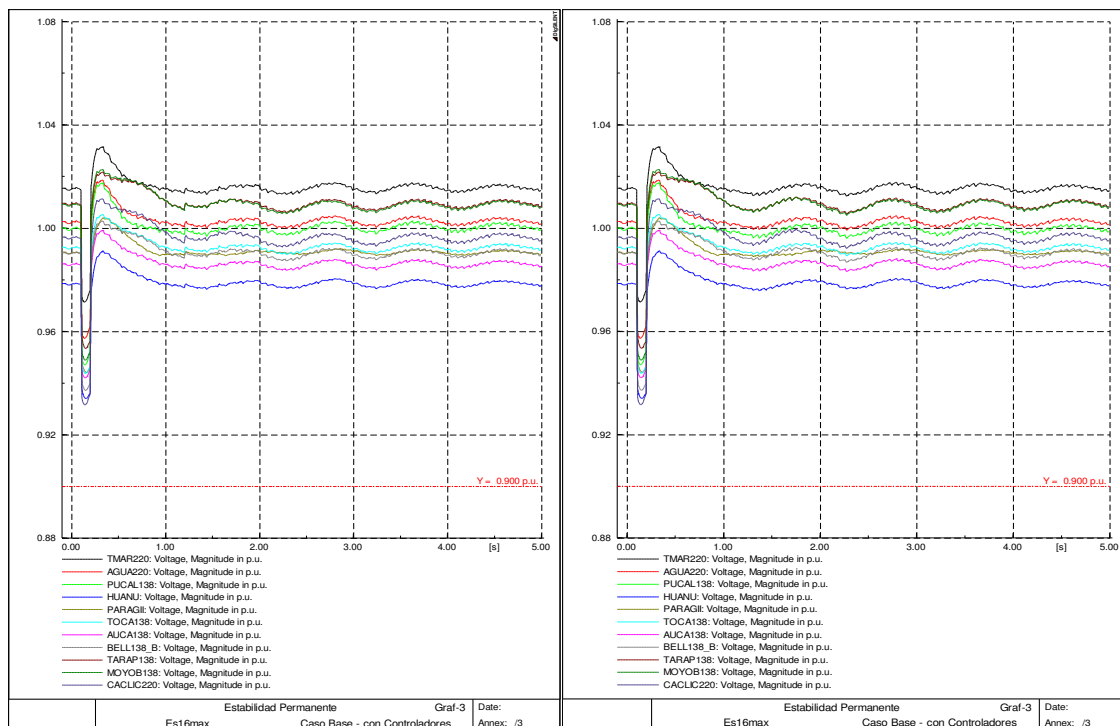


**Fig.C.19. Esc. Base 8 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

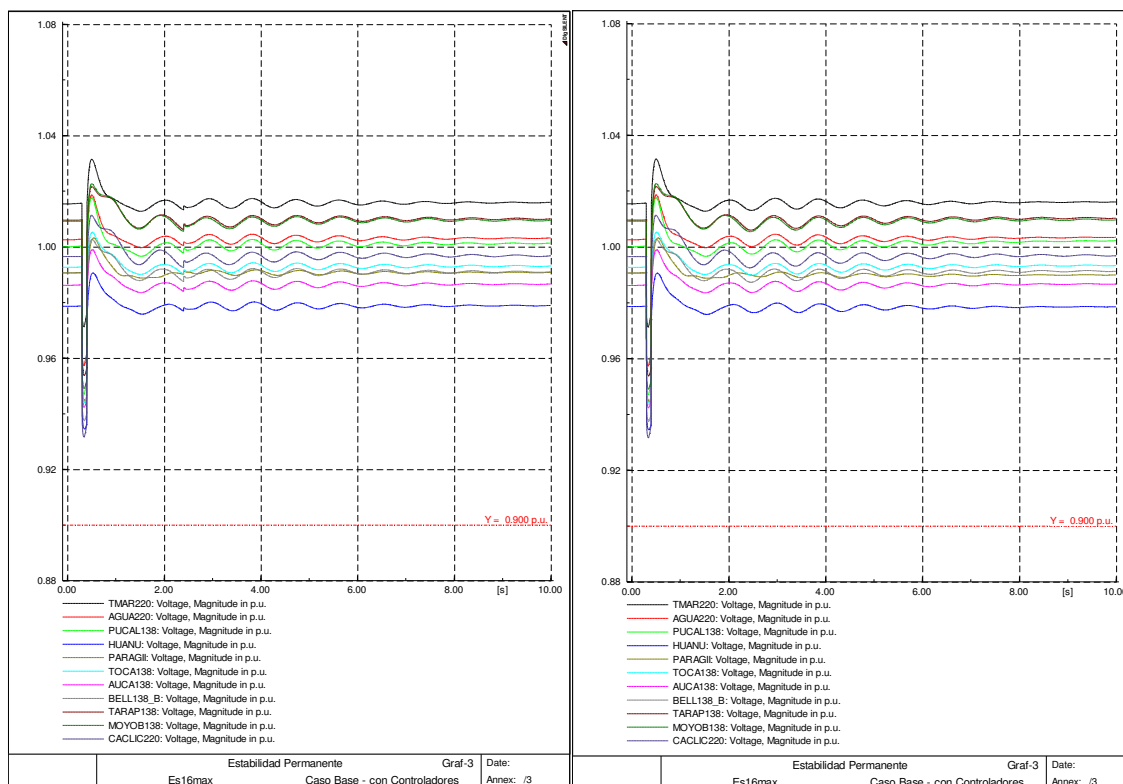


**Fig.C.20. Esc. Modificado 8 – Falla 3F en las líneas L-5034 y L-5032.**

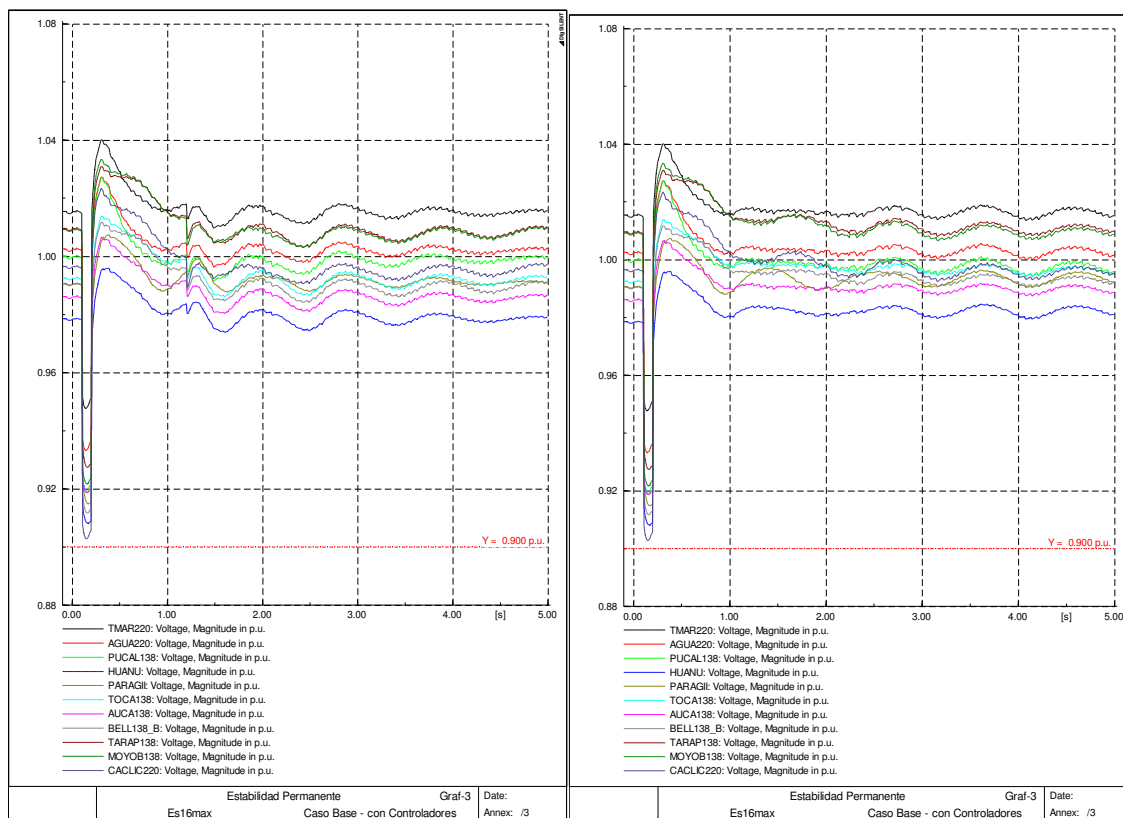
### C.9. Escenario 9: Circuitos paralelos L-2053 – L-2054 Cotaruse-Socabaya fuera de servicio



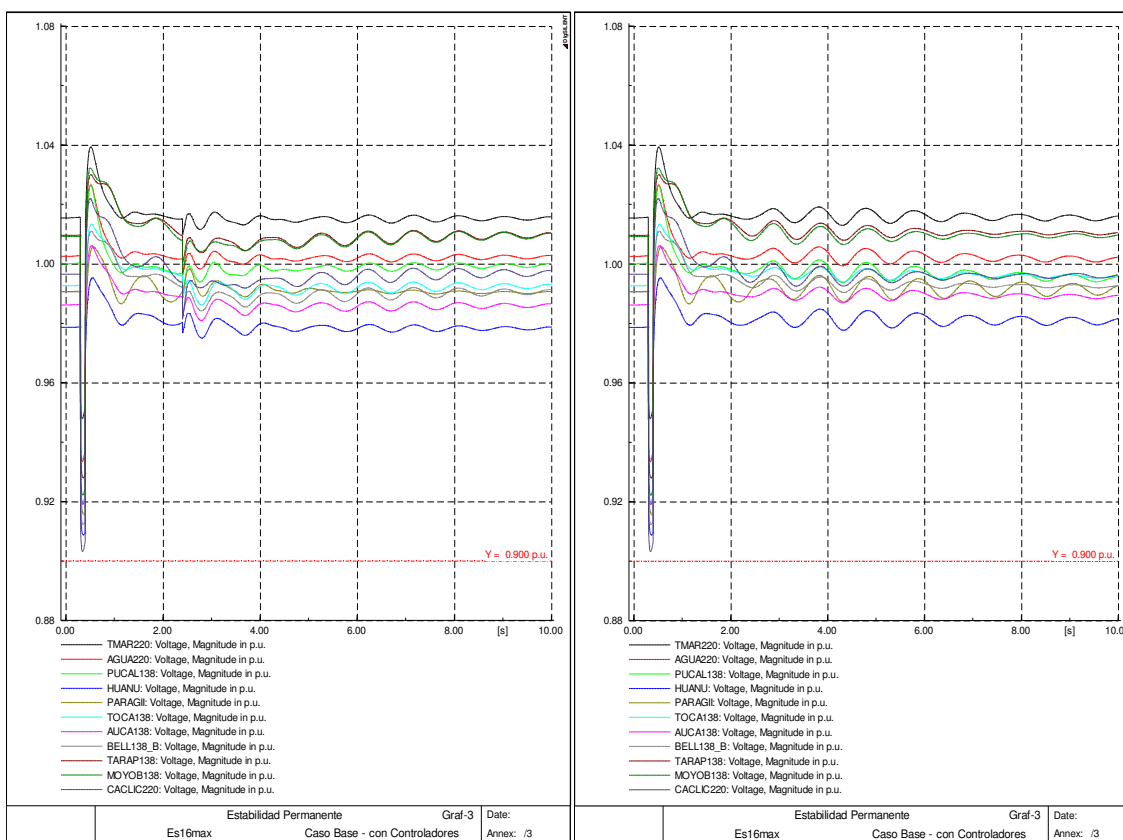
**Fig.C.21. Esc. Base 9 – Falla 1F y 3F en la línea L-5034.**



**Fig.C.22. Esc. Modificada 9 – Falla 1F y 3F en la línea L-5034.**

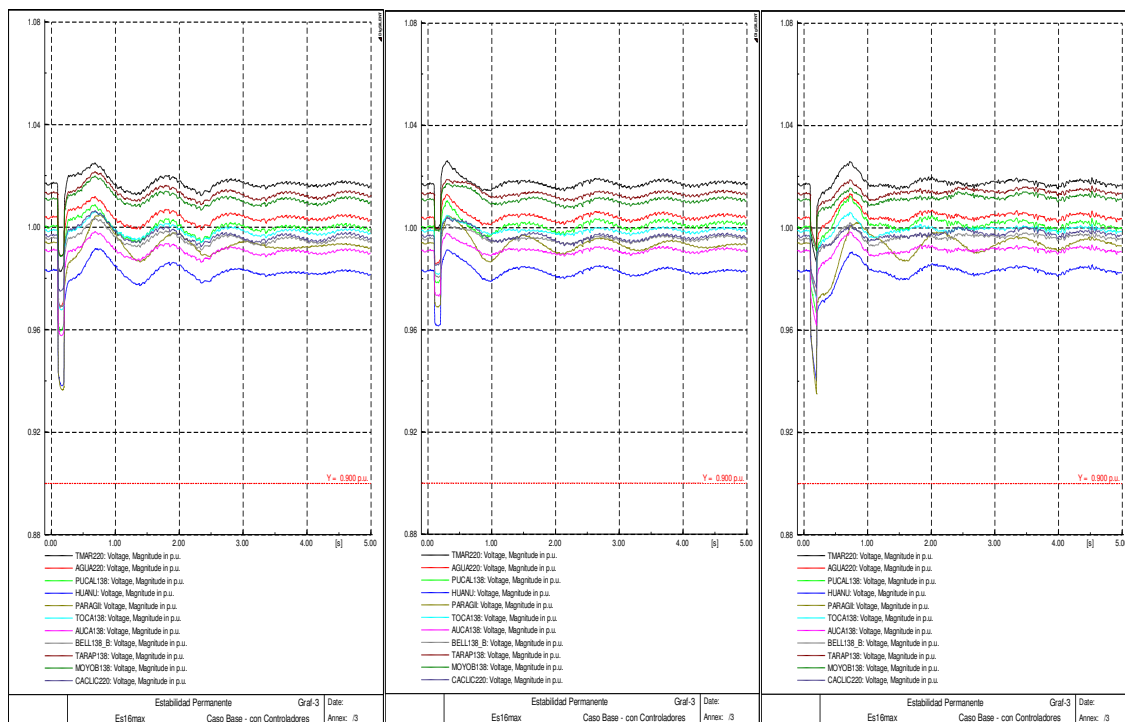


**Fig.C.23. Esc. Base 9 – Falla 1F y 3F en la línea L-5032.**

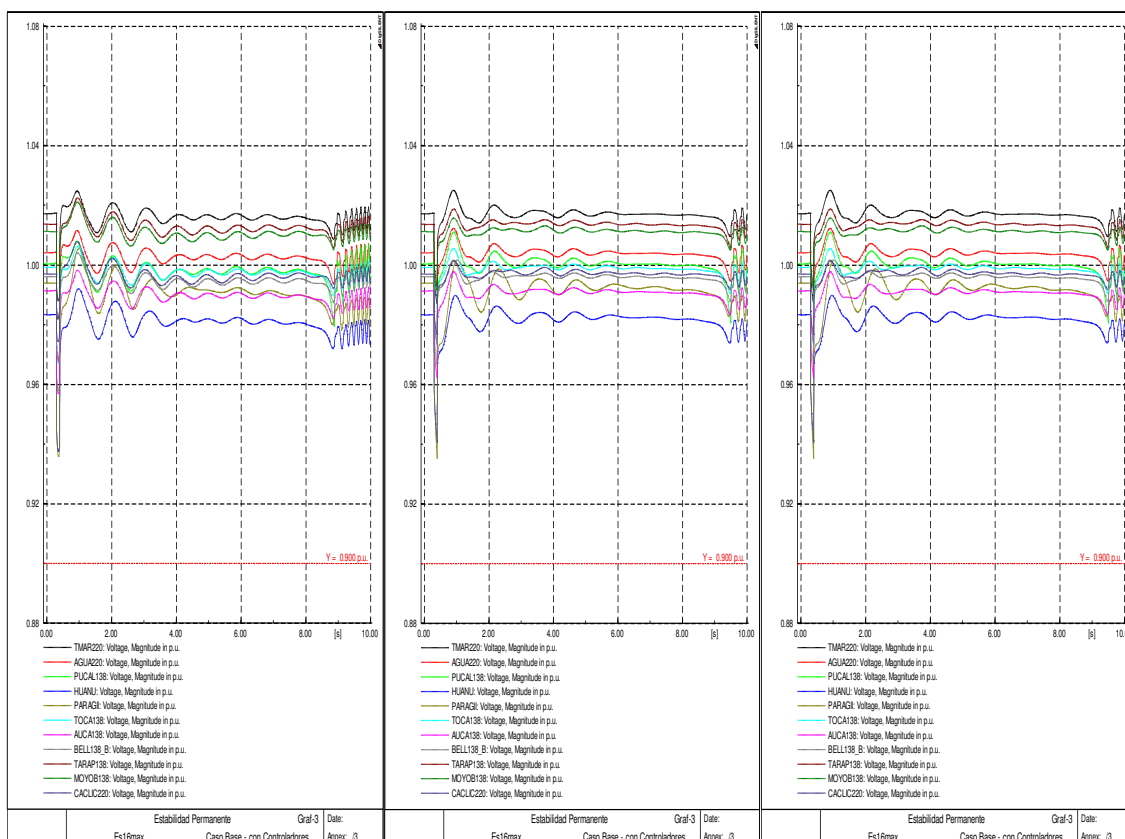


**Fig.C.24. Esc. Modificado 9 – Falla 1F y 3F en la línea L-5032.**

**C.10. Escenario 10: Circuito L-5032 Chilca-Poroma línea de 500 kV F/S**

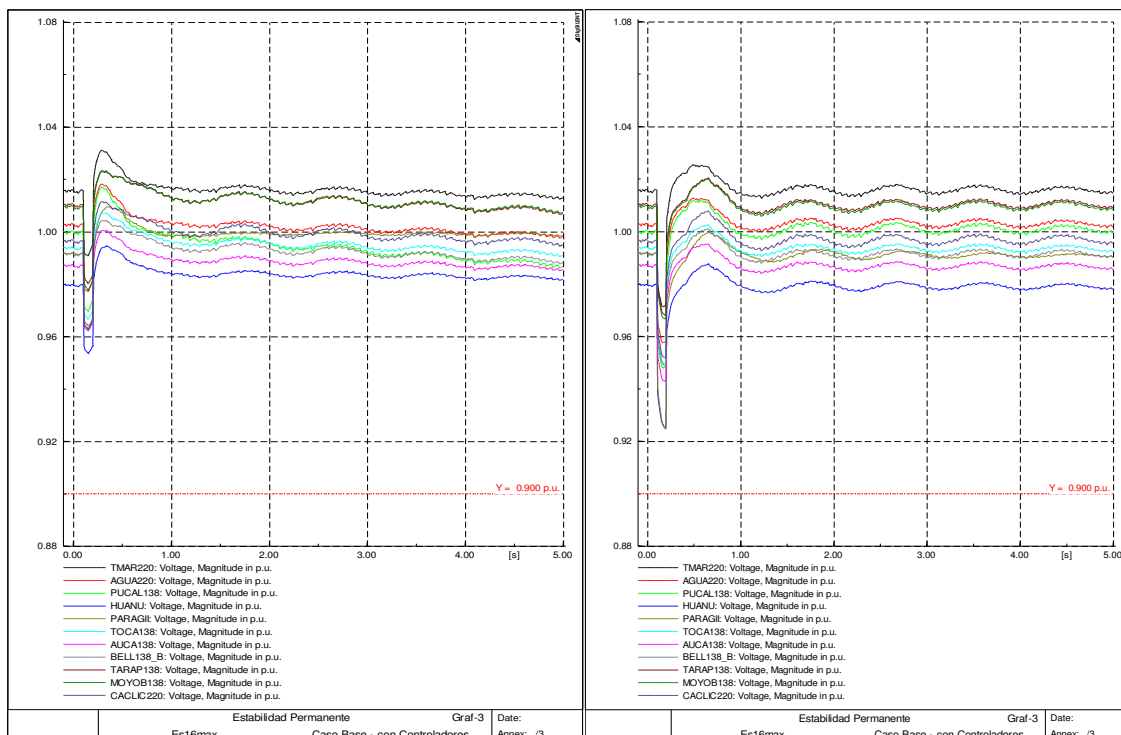


**Fig.C.25. Esc. Base 10 – Falla 3F en las líneas L-2052, L-5036 y L-2054.**

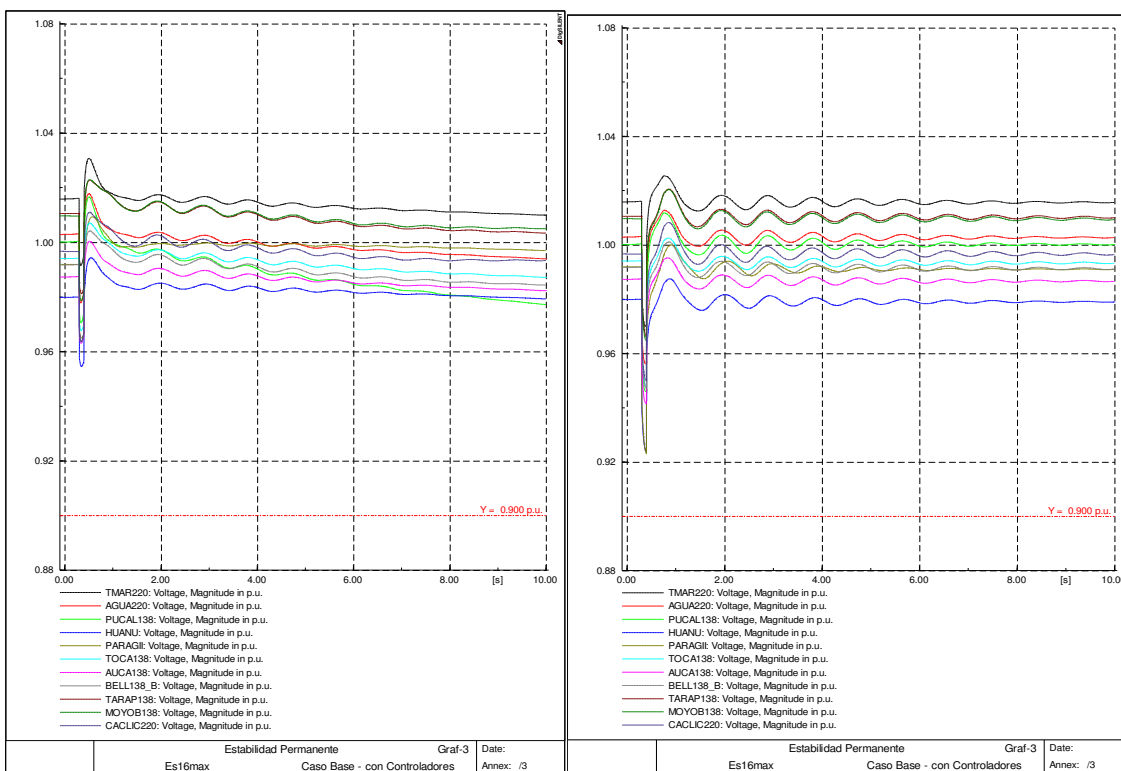


**Fig.C.26. Esc. Modificado 10 – Falla 3F en las líneas L-2052, L-5036 y L-2054.**

### C.11. Escenario 11: Circuitos L-5034 Poroma-Ocoña y L-5036 Ocoña-San José líneas de 500 kV fuera de servicio



**Fig.C.27. Esc. Base 11 – Falla 3F en las líneas L-5037 y L-2052.**



**Fig.C.28. Esc. Modificado 11 – Falla 3F en las líneas L-5037 y L-2052.**

## BIBLIOGRAFIA

- Arias, D. A. (2012) “Índice de detección de problemas de estabilidad de tensión en base a WAMS” (Tesis de Grado) – Universidad de Chile, Chile.
- Arraño, F. A. (2014) “Esquema de detección de inestabilidad para operación en isla eléctrica utilizando sincrofasores” (Tesis de Grado) – Universidad Chile, Chile.
- Franco, R. (2012) “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” (Tesis de Maestría) – Universidad de la República Oriental del Uruguay, Uruguay.
- Tapia, E. A. (2015) “Monitoreo en tiempo real de oscilaciones de potencia en el corredor oriental Molino-Tototas-Santa Rosa-Pomasqui utilizando mediciones sincrofasoriales de las subestaciones Pomasqui y Molino a nivel de 230 kV” (Tesis de Grado) – Escuela Politécnica Nacional de Ecuador, Ecuador.
- Brokering, W., Palma R. and L. Vargas (2008) “Los Sistemas Eléctricos de Potencia”, 1st ed. Prentice Hall, ch. 15.
- CIGRE Task Force 38.02.19 (2001). System Protection Schemes in Power Networks. CIGRE Task Force 38.02.19 Report 187. June 2001.
- Kundur, P. Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. and Vittal, V. (2004) “Definition and Classification of Power System Stability” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401.



- Jácome, Y. (2014) “Actualización del estudio de coordinación de las protecciones del sistema eléctrico interconectado nacional”, COES SINAC, Informe-ECP2014-Anexo10, Perú.
- Jácome, Y. (2014) “Estudio de estabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional”, COES SINAC, Informe-EES2014, Perú.
- 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<sup>o</sup>. 8, August 2012. 0018-9456 © 2012 IEEE.
- 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.
- Guzman, A., Samineni, S., Bryson M. (2005) “Protective Relay Synchrophasor Measurements During Fault Conditions” Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. SEL 2005. 20050920 TP6214-01.
- 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, 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, 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.
- 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, 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.
- IEEE C37.118-2005 (2005). IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
- 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 (2011). IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems. Revision of IEEE Std C37.118-2005.
- IEEE C37.238.2-2011 (2011). IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications.
- 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, 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, 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.
- Y. Gong, N. Schulz and A. Guzmán, (2006) “Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index,” in IEEE PES. Power Systems Conference and Exposition, Austin, U.S.