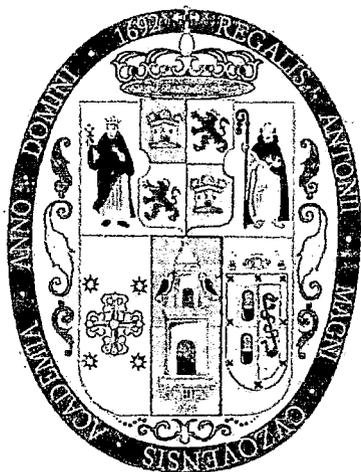


UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, MECÁNICA Y MINAS

CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**"ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA
OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014
AL 2016"**

TESIS PRESENTADA POR:

Br. MAX ARTUR HUARANKA SACACA

Br. WILFREDO NANCAY QUISPE

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR:

MSC. VLADIMIRO CASILDO CANAL BRAVO

CUSCO - PERÚ

2014

A Dios... qué hubiera hecho sin El
A Maximo, mi padre, desde el cielo cuida de mí.
A Feliza, mi madre, por toda una vida de infinito amor, comprensión y dedicación.

Max Artur

A Dios, por mostrarme el camino correcto en esta difícil travesía
A Constantina, mi madre
Por toda una vida de infinito amor, comprensión y dedicación
A toda mi familia por su amor, comprensión y apoyo incondicional en los momentos más
difíciles.

Wilfredo

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Vladimiro Canal Bravo, por su acertada orientación y dedicación como asesor de esta tesis. Su confianza, su espíritu científico y amistad han sido un gran aporte que ha permitido el cumplimiento de los objetivos trazados.

Al Ingeniero Raphael Jiménez, por su apoyo incondicional al brindarnos información y orientación en el manejo del software DigSILENT que eran de mucha importancia para el desarrollo de esta tesis.

A todos los ingenieros y personal del Área Comercial de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu (EGEMSA) que nos brindaron su amistad y experiencia para el desarrollo de esta tesis.

Sería una ingratitud olvidarnos de aquellas personas más cercanas a nosotros: Nuestras familias, nuestro especial y eterno agradecimiento a ellos; por su amor, comprensión, paciencia y colaboración, brindándonos su fortaleza y ánimo en los momentos en los que ya se perdían las fuerzas. Su exhortación constante para concluir este trabajo fue el motor a nuestras vidas.

Por último, hay tantos amigos que agradecer, a todos ellos que nos brindaron su apoyo moral e incondicional, en los momentos más oportunos.

ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria.....	i
Agradecimientos.....	ii
Índice general.....	iii
Índice de cuadros.....	ix
Índice de figuras.....	xii
Abreviaturas.....	xvii
Resumen.....	xviii
CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1.- Introducción.....	2
1.2.- Ubicación.....	2
1.3.- El Problema.....	2
1.3.1.- Planteamiento del problema.....	2
1.3.2.- Formulación del problema.....	5
1.4.- Objetivos.....	6
1.4.1.- Objetivo general.....	6
1.4.2.- Objetivo específicos.....	6
1.5.- Justificación.....	6
1.6.- Alcances y limitaciones.	6
1.6.1.- Alcances.....	6
1.6.2.- Limitaciones.....	7
1.7.- Hipótesis.....	7
1.7.1.- Hipótesis general.....	7
1.7.2.- Hipótesis específicas.....	7
1.8.- Variables.....	7
1.8.1.- Variables dependientes.....	7

1.8.2.- Variables independientes.....	7
1.8.3.- variables intervinientes.....	7
1.9.- Indicadores.....	7
1.9.1.- Indicadores de las variables dependientes.....	7
1.9.2.- Indicadores de las variables independientes.....	8
1.9.3.- Indicadores de las variables intervinientes.....	8
1.10.- Metodología.....	8
1.11.- Antecedentes.....	8
1.12.- Estructura de la investigación	9
1.13.- Matriz de consistencia.....	11
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	12
2.1.- Introducción.....	13
2.2.- Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia,	13
2.2.1.- Clasificación de la estabilidad.....	14
2.3.- Estabilidad angular.	15
2.3.1.- Estabilidad transitoria.	16
2.4.- Modelación de los componentes de un sistema de potencia.....	18
2.4.1.- Líneas de transmisión.....	18
2.4.2.- Transformadores de potencia.....	19
2.4.2.1.- Modelo del transformador de dos devanados con o sin tap.....	20
2.4.2.2.- Modelo de un transformador cambiador de fase.....	21
2.4.3.- Máquinas síncronas.....	22
2.4.3.1.- Relación potencia - ángulo.....	23
2.4.4.- Controles básicos de una máquina síncrona.....	26
2.4.4.1.- Sistema de control de excitación de la máquina síncrona.....	27
2.4.4.2.- Requerimientos de los sistemas de excitación.....	27
2.4.4.3.- Elementos de los sistemas de control de excitación.....	28

2.4.4.4.- Regulador Automático de Voltaje (AVR).....	29
2.4.4.5.- Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS).....	29
2.4.5.- Modelo compuesto de la máquina síncrona (Composite Type Sym).....	30
2.5.- Ecuación de oscilación.....	32
2.6.- Factores que influyen en la estabilidad transitoria.....	37
2.7.- Métodos de diseño para mejorar la estabilidad transitoria de los SEP.....	37
2.8.- Marco Normativo.	39
2.8.1.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).....	39
2.8.2.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).....	40
CAPÍTULO III: SELECCIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS Y CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	42
3.1.- Introducción.	43
3.2.- Métodos para el análisis de estabilidad transitoria.....	44
3.2.1.- Métodos de integración numérica.....	44
3.2.1.1.- Método de Euler.....	44
3.2.1.2.- Método de Euler Modificado.	47
3.2.1.3.- Método Trapezoidal.	48
3.2.1.4.- Método de Runge-Kutta (R-K).	49
3.2.1.5.- Limitaciones de los Métodos de integración numérica.....	52
3.2.2.- Métodos directos.	52
3.2.2.1.- Método del criterio de áreas iguales.....	52
3.2.2.2.- Método de la función de la energía transitoria.....	59
3.2.2.3.- Limitaciones de los métodos directos.....	63
3.3.- Selección del método más adecuado para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas multimáquinas.....	64
3.4.- Método de Runge-Kutta de cuarto orden aplicado al cálculo de estabilidad transitoria en un sistema multimáquina.....	66

3.4.1.- Modelo clásico de estabilidad transitoria para un sistema multimáquina.....	66
3.4.2.- Solución de la ecuación de oscilación con el método de Runge-Kutta de cuarto orden.....	70
3.4.2.1.- Aplicación del método Runge-Kutta de cuarto orden a un sistema de 5 barras.....	72
3.5.- Criterios para el cálculo de los tiempos críticos de despeje de fallas (CCT).....	89
3.5.1.- Metodología de evaluación de los CCT.....	89
3.5.2.- Criterios de aceptación para el cálculo de los CCT.	89
3.5.3.- Lectura de resultados.	89
3.5.3.1.- Tolerancias en los resultados.....	89
3.5.3.2.- Respecto a los escenarios.....	90
3.5.3.3.- Respecto de los recursos estabilizantes y oscilaciones.....	90
3.5.3.4.- Respecto a la detección de la estabilidad angular.....	90
CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.....	92
4.1. Introducción.	93
4.2.- Área operativa sur este del sistema interconectado nacional.....	94
4.2.1.- Descripción del área operativa sur este.....	95
4.2.1.1.- Área N°12: Puno y Puerto Maldonado.....	96
4.2.1.2.- Área N°13: Cusco y Apu rímac.....	97
4.2.2.- Características de las instalaciones del AOSE.....	97
4.2.2.1.- Centrales Eléctricas.....	97
4.2.2.2.- Líneas de transmisión.....	98
4.2.2.3.- Usuarios libres.....	99
4.2.2.4.- Empresas distribuidoras.....	99
4.2.2.5.- Sistema de compensación reactiva.....	100
4.3.- Análisis operativo actual del área operativa sur este en condiciones normales.....	100
4.3.1.- Operación en condiciones normales del área operativa sur este.....	100

4.3.2.- Resultados	101
4.4.- Evaluación de la robustez del sistema actual del área operativa sur este.....	111
4.4.1.- Cálculo de la potencia de cortocircuito.....	111
4.4.2.- Operación en estado estacionario en contingencia (N-1) del área operativa sur este	112
4.5.- Estudio de estabilidad transitoria del área operativa sur este actual.....	121
4.5.1.- Obtención de los tiempos críticos de despeje de fallas.....	121
4.6.- Impacto económico de las interrupciones en el área operativa sur este actual.....	126
4.6.1.- Número total de interrupciones por cliente por semestre (N).....	126
4.6.2.- Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D).....	126
4.7.- Resumen.....	128
CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL	
 ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL	
 2016.....	132
5.1.- Introducción.....	133
5.2.- Sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) para el periodo 2014 al 2016.....	133
5.3.- Área operativa sur este del SEIN en el periodo 2014 al 2016.....	134
5.3.1.- Área operativa sur este para el año 2014.....	134
5.3.2.- Área operativa sur este para el año 2015.....	135
5.3.3.- Área operativa sur este para el año 2016.....	137
5.4.- Estudio del área operativa sur este en operación normal para el periodo 2014 al 2016 (condiciones de pre-falla).....	138
5.4.1.- Condiciones operativas del área operativa sur este para el año 2014.....	138
5.4.2.- Condiciones operativas del área operativa sur este para el año 2015.....	142
5.4.3.- Condiciones operativas del área operativa sur este para el año 2016.....	145
5.5.- Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del área operativa sur este del SEIN.....	148
5.5.1.- Eventos para el año 2014.	148
5.5.2.- Eventos para el año 2015.	149

5.5.3.- Eventos para el año 2016.	150
5.6.- Determinación de los tiempos críticos de despeje de fallas (CCT).....	152
5.6.1.- Tiempos críticos de despeje de fallas para el año 2014.....	152
5.6.2.- Tiempos críticos de despeje de fallas para el año 2015.....	160
5.6.3.- Tiempos críticos de despeje de fallas para el año 2016.....	169
5.7.- Determinación de los límites de estabilidad transitoria del sistema del área operativa sur este reconfigurado para el año 2016.....	179
5.7.1.- Propuesta de doble tema para las líneas: Machupicchu-Suriray 138 kV y Suriray-Collpani 220 kV.....	179
Conclusiones.....	182
Recomendaciones.....	184
Bibliografía.....	185
Anexos.....	186
Anexo A: Resultados del flujo de potencia y determinación de las matrices reducidas del sistema de 5 barras.	
Anexo B: Resultados de la aplicación del método Runge-Kutta al sistema de 5 barras.	
Anexo C: Resultados del flujo de potencia del AOSE del SEIN actual en operación normal.	
Anexo D: Resultados del cálculo de las potencias de cortocircuito del AOSE del SEIN actual.	
Anexo E: Programas de obras en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) para el periodo 2013 – 2016.	
Anexo F: Resultados del flujo de potencia en el estado de pre-falla del AOSE del SEIN para el periodo 2014 al 2016.	
Anexo G: Propuesta para la reconfiguración del AOSE del SEIN para el periodo 2014 al 2016.	

ÍNDICE DE CUADROS

CAPÍTULO I

Cuadro 1.1	Demanda global del SEIN para el periodo 2013 – 2016.....	3
Cuadro 1.2	Demanda de potencia y energía de los principales proyectos en el AOSE para el periodo 2013 - 2016.....	3
Cuadro 1.3	Programa de obras de generación para el periodo 2013 – 2016.....	3
Cuadro 1.4	Programa de obras de transmisión para el periodo 2013 – 2016.....	3
Cuadro 1.5	Estadística de fallas en las líneas de transmisión del AOSE, en el periodo 2010 - 2012.....	4
Cuadro 1.6	Estadística de fallas en las unidades generadoras del AOSE, en el periodo 2010 - 2012	5

CAPÍTULO II

Cuadro 2.1	Señales de entrada del sym slot.....	31
Cuadro 2.2	Señales de salida del sym slot.....	32

CAPÍTULO III

Cuadro 3.1	Ventajas y desventajas de los métodos de integración numérica y métodos directos.....	64
Cuadro 3.2	Datos de las líneas de transmisión del sistema, en p.u.....	73
Cuadro 3.3	Generación, cargas y voltajes asumidos en las barras del sistema.....	73
Cuadro 3.4	Datos de las máquinas síncronas del sistema.....	74
Cuadro 3.5	Tensiones internas de las máquinas síncronas con sus respectivos ángulos.....	75
Cuadro 3.6	Matrices Y_{bus} reducidas para los diferentes estados de falla.....	76
Cuadro 3.7	Resultados para la máquina N°1.....	86
Cuadro 3.8	Resultados para la máquina N°2.....	86

CAPÍTULO IV

Cuadro 4.1	Centrales hidroeléctricas del AOSE.....	97
Cuadro 4.2	Centrales térmicas del AOSE.....	98
Cuadro 4.3	Principales líneas de transmisión del AOSE.....	98

Cuadro 4.4	Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2013.....	101
Cuadro 4.5	Tensiones en las barras del AOSE.....	101
Cuadro 4.6	Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE.....	105
Cuadro 4.7	Flujo de potencia en las principales líneas de transmisión del AOSE.....	108
Cuadro 4.8	Cargabilidad de los transformadores de potencia del AOSE.....	110
Cuadro 4.9	Potencia de cortocircuito en las barras del AOSE.....	111
Cuadro 4.10	Eventos para el estudio del AOSE en el estado de contingencia (N-1).....	113
Cuadro 4.11	Tensiones en las barras del AOSE, bajo las peores contingencias en avenida.....	114
Cuadro 4.12	Tensiones en las barras del AOSE, bajo las peores contingencias en estiaje.....	115
Cuadro 4.13	Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE, bajo las peores contingencias en avenida.....	116
Cuadro 4.14	Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE, bajo las peores contingencias en avenida.....	117
Cuadro 4.15	Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE, bajo las peores contingencias en estiaje.....	119
Cuadro 4.16	Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE , bajo las peores contingencias en estiaje.....	120
Cuadro 4.17	Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE actual.....	121
Cuadro 4.18	Tiempos críticos de despeje de fallas en el AOSE actual.....	125
Cuadro 4.19	Tolerancias por semestre de las interrupciones.....	127

CAPÍTULO V

Cuadro 5.1	Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2014.....	135
Cuadro 5.2	Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2015.....	136

Cuadro 5.3	Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2016.....	137
Cuadro 5.4	Tensiones en barras del AOSE para el año 2014.....	139
Cuadro 5.5	Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2014.....	140
Cuadro 5.6	Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2014.....	141
Cuadro 5.7	Tensiones en barras del AOSE para el año 2015.....	142
Cuadro 5.8	Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2015.....	143
Cuadro 5.9	Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2015.....	144
Cuadro 5.10	Tensiones en barras del AOSE para el año 2016.....	145
Cuadro 5.11	Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2016.....	146
Cuadro 5.12	Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2016.....	147
Cuadro 5.13	Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE, para el año 2014.....	148
Cuadro 5.14	Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE para el año 2015.....	149
Cuadro 5.15	Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE, en estiaje para el año 2016.....	150
Cuadro 5.16	Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE, en avenida para el año 2016.....	151
Cuadro 5.17	Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2014.....	156
Cuadro 5.18	Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2015.....	164
Cuadro 5.19	Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016.....	172
Cuadro 5.20	Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema reconfigurado del AOSE (área N° 13), año 2016.....	180

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1	Ubicación geográfica actual del AOSE del SEIN.....	2
Figura 1.2	Actividades de la investigación.....	10

CAPÍTULO II

Figura 2.1	Analogía mecánica de la estabilidad transitoria en un SEP.....	13
Figura 2.2	Clasificación de la estabilidad.....	15
Figura 2.3	Respuesta del ángulo de rotor a un disturbio transitorio.....	17
Figura 2.4	Característica de la curva de potencia-ángulo de acuerdo al tipo de falla.....	18
Figura 2.5	Modelo π de la línea de trasmisión.....	19
Figura 2.6	Circuito equivalente para el transformador real.....	20
Figura 2.7	Diagrama aproximado del transformador con o sin tap.....	20
Figura 2.8	Modelo π del transformador con o sin tap.....	21
Figura 2.9	Diagrama del transformador cambiador de fase.....	21
Figura 2.10	Significado físico del ángulo de potencia δ	22
Figura 2.11	Diagrama esquemático de una máquina síncrona.....	23
Figura 2.12	Modelo simplificado de una máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria a) Circuito equivalente b) Diagrama fasorial.....	24
Figura 2.13	Diagrama fasorial de la máquina síncrona con polos salientes en régimen transitorio.....	25
Figura 2.14	Máquina síncrona conectado al equivalente del sistema.....	25
Figura 2.15	Curva potencia-ángulo en la primera oscilación.....	26
Figura 2.16	Controles básicos de una máquina síncrona.....	27
Figura 2.17	Elementos de un sistema de excitación.....	29
Figura 2.18	Modelo compuesto de la máquina síncrona en Power Factory.....	31
Figura 2.19	Sym Slot de una máquina síncrona.....	31
Figura 2.20	Representación del rotor de una máquina síncrona comparando la dirección de rotación y los pares mecánico y eléctrico.....	33

CAPÍTULO III

Figura 3.1	Principio de aplicación general del método de Euler.....	45
Figura 3.2	Principio de aplicación a la máquina síncrona del método de Euler.....	46
Figura 3.3	Principio de aplicación del método Trapezoidal.....	49
Figura 3.4	SEP compuesto de una máquina síncrona conectado a una barra infinita.....	52
Figura 3.5	Circuito equivalente del sistema.....	53
Figura 3.6	Circuito equivalente reducido.	53
Figura 3.7	Relación potencia-ángulo.	54
Figura 3.8	Respuesta a un cambio de la potencia mecánica de entrada. a) Variación de la curva potencia-ángulo. b) Respuesta en el tiempo del ángulo del rotor.....	55
Figura 3.9	Ilustración del fenómeno de estabilidad transitoria. a) Diagrama. b) Circuito equivalente.....	57
Figura 3.10	Respuesta del sistema para los casos: a) estable b) inestable.....	58
Figura 3.11	Analogía de la bola oscilante en el interior de un recipiente por la inyección de energía a un SEP.....	59
Figura 3.12	Ilustración del equivalente entre el método de la función de energía y el criterio de áreas iguales.....	61
Figura 3.13	Región de estabilidad y su aproximación local.....	63
Figura 3.14	Esquema de un SEP, para estudios de estabilidad transitoria multimáquina.....	67
Figura 3.15	Sistema multimáquina de 5 barras para el estudio de estabilidad transitoria.....	73
Figura 3.16	Representación del sistema para el estudio de estabilidad transitoria por el método Runge-Kutta de cuarto orden.....	74
Figura 3.17	Modelo clásico de la i-ésima máquina síncrona conectada a un sistema multimáquina.....	75
Figura 3.18	Oscilación de los ángulos internos de las máquinas del sistema, para una falla con un tiempo de despeje de 100 ms.....	87

Figura 3.19	Variación de la velocidad angular las máquinas del sistema, para una falla con un tiempo de despeje de 100 ms.....	87
Figura 3.20	Resultados de las oscilaciones de los ángulos y variación de la velocidad angular de las máquinas del sistema de 5 barras.....	88

CAPÍTULO IV

Figura 4.1	Áreas operativas del SEIN con sus respectivos enlaces de transmisión.....	94
Figura 4.2	Conformación básica del AOSE, con sus respectivos enlaces de interconexión.....	95
Figura 4.3	Interconexión del AOSE al SEIN.....	96
Figura 4.4	Tensiones en las barras de 138 kV del AOSE, en avenida.....	102
Figura 4.5	Tensiones en las barras de 220 kV del AOSE, en avenida.....	103
Figura 4.6	Tensiones en las barras de 138 kV del AOSE, en estiaje.....	103
Figura 4.7	Tensiones en las barras de 220 kV del AOSE, en estiaje.....	104
Figura 4.8	Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE, en avenida.....	106
Figura 4.9	Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE, en estiaje.....	107
Figura 4.10	Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE, en avenida.....	109
Figura 4.11	Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE, en estiaje.....	109
Figura 4.12	Niveles de potencia de cortocircuito en las barras del AOSE.....	112
Figura 4.13	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito en la barra de Tintaya 138 kV con salida de la línea L-1008 con un tiempo crítico de 287 ms (estable).....	122
Figura 4.14	Oscilaciones de las potencias de las máquinas síncronas (estable).....	123
Figura 4.15	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro 138 kV con apertura de la línea L-1005, caso inestable.....	124
Figura 4.16	Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE, para las diferentes condiciones simuladas.....	131
Figura 4.17	Resumen general de las máquinas más afectadas en el AOSE actual.....	131

CAPÍTULO V

Figura 5.1	Esquema del SEIN para el año 2016.....	134
Figura 5.2	Esquema del AOSE para el año 2014.....	135
Figura 5.3	Esquema del AOSE para el año 2015.....	136
Figura 5.4	Esquema del AOSE para el año 2016.....	138
Figura 5.5	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro con salida de la línea L-1002 con un tiempo crítico de 177 ms (estable).....	153
Figura 5.6	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 kV con salida de la línea Tintaya-Socabaya con un tiempo crítico de 381 ms (estable).)	154
Figura 5.7	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1010 con un tiempo crítico de 137 ms (estable).....	155
Figura 5.8	Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2014 para los diferentes escenarios simulados.....	159
Figura 5.9	Resumen general de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2014.....	160
Figura 5.10	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 151 ms (estable).....	161
Figura 5.11	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006 con un tiempo crítico de 169 ms (estable).....	162
Figura 5.12	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 kV con salida de la línea Tintaya-Socabaya 220 kV con un tiempo crítico de 573 ms (estable).....	163
Figura 5.13	Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2015 para los diferentes escenarios simulados.....	168
Figura 5.14	Resumen general de las máquinas más afectadas del AOSE, año 2015.....	169

Figura 5.15	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 148 ms (estable).....	170
Figura 5.16	Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006 con un tiempo crítico de 172 ms (estable).....	171
Figura 5.17	Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2016 para los diferentes escenarios simulados.....	178
Figura 5.18	Resumen general de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2016.....	179
Figura 5.19	Esquema del AOSE (área N°13) para el año 2016 (propuesta).....	180

ABREVIATURAS

AOSE-SEIN	: Área Operativa Sur Este del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
AOSO-SEIN	: Área Operativa Sur Oeste del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
AVR	: Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Voltaje).
CCT	: Critical Clearing Time (Tiempo Crítico de Despeje)
C.H.	: Central Hidroeléctrica.
COES SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
C.T.	: Central Térmica.
DC	: Direct Current.
DigSILENT	: Digital Simulation and Electrical NeTwork.
DOCOES	: Dirección de Operación del COES.
EGEMSA	: Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.
HFP	: Horas Fuera de Punta.
HF	: Horas Punta.
NTCOTR	: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.
OSINERGMIN	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
p.u.	: Por unidad.
PSS	: Power System Stabilizers.
PRAOSE	: Plan de Restablecimiento del Área Operativa Sur Este.
RK	: Runge-Kutta.
S.E.	: Sub-Estación.
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia.

RESUMEN

En la actualidad, los operadores encargados de realizar el despacho de la energía eléctrica, se enfrentan constantemente con la exigencia de satisfacer la demanda dentro de rangos de calidad regidos por las condiciones de economía y seguridad. En el planeamiento de la operación, se requieren herramientas que permitan en el horizonte del corto plazo, el análisis de la seguridad de los SEP, debido a que estos sistemas, cada vez se van expandiendo e interconectando haciendo que su análisis se vuelva más complejo.

Este trabajo de investigación tiene como objetivo fundamental el estudio de estabilidad transitoria del AOSE del SEIN para el periodo 2014 al 2016, utilizando el método de integración numérica de Runge-Kutta de Cuarto Orden, el cual ha sido implementado en software especializados para el estudio de los SEP, la ventaja de utilizar este método, es poder observar las oscilaciones de los ángulos y las velocidades de los rotores de cada máquina síncrona cuando el sistema ha sido sometido a perturbaciones severas. Se realiza la aplicación del Método Runge-Kutta de Cuarto Orden para un sistema de 5 barras y dos máquinas síncronas.

En el capítulo IV, se realiza el estudio actual del AOSE utilizando el software DigSILENT, para conocer las condiciones operativas en operación normal (tensión en barras, flujos de potencia en las líneas, cargabilidad de las líneas y transformadores de potencia) y se realiza la determinación de la robustez del sistema mediante el estudio del sistema en condiciones de contingencia (N-1) y el cálculo de la potencia de cortocircuito. Con estos estudios se determina los puntos críticos (instalaciones críticas) del AOSE del SEIN.

En el capítulo V se determina los límites de estabilidad transitoria del AOSE del SEIN, utilizando el software DigSILENT, para el periodo 2014 al 2016, considerando la expansión del sistema, ingreso de los nuevos proyectos (generación, transmisión y demanda) y considerando las condiciones hidrológicas de avenida y estiaje, en condiciones de máxima y mínima demanda.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1.- INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación, está dirigido a determinar las condiciones de operación segura del área operativa sur este del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (AOSE-SEIN) para el periodo 2014 al 2016, determinando los límites de estabilidad transitoria para los cuales dicho SEP, opere dentro sus límites de estabilidad y de esa forma delimitar hasta qué punto podría seguir operando y así alcanzar un nuevo punto de equilibrio frente a perturbaciones de gran severidad.

1.2.- UBICACIÓN

El desarrollo del presente estudio abarca el ámbito geográfico del área operativa sur este del SEIN, comprendido por las zonas de generación de las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán. De acuerdo a la Figura 1.1.

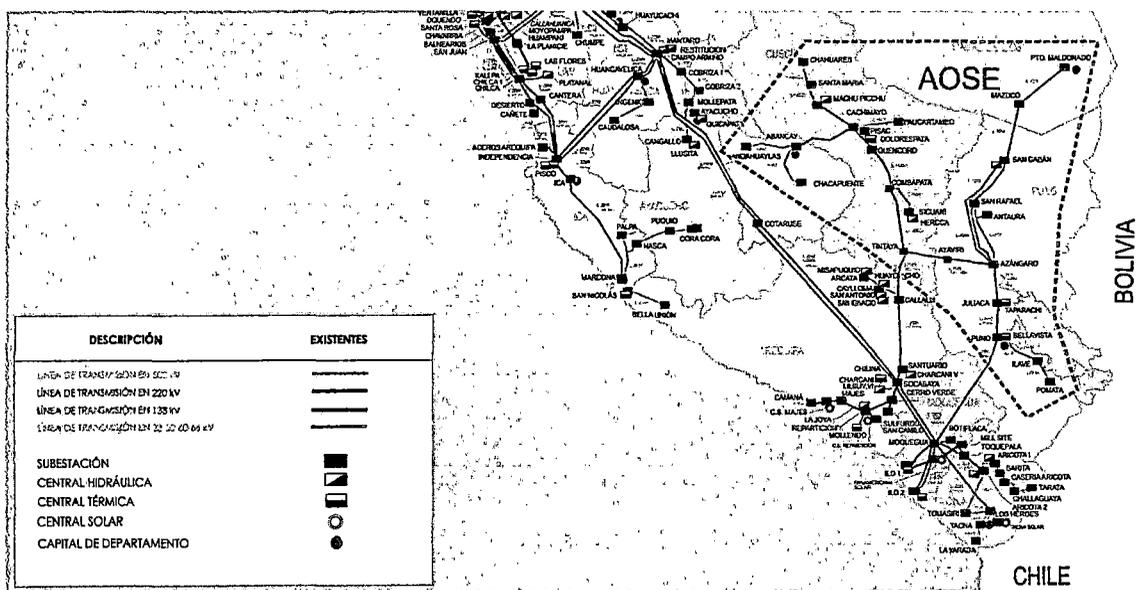


Figura 1.1 Ubicación geográfica actual del AOSE del SEIN. [9]

1.3.- EL PROBLEMA

1.3.1.- PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA

El área operativa sur este del SEIN para los años en estudio, no tendrá la capacidad de operar en condiciones adecuadas debido al importante crecimiento de la demanda de energía en esta área, como se muestra en el Cuadro 1.1, el resumen de la proyección de la demanda global del SEIN y el Cuadro 1.2, muestra la proyección de la demanda de potencia y energía de los principales proyectos en el AOSE.

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES.

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2013	41 330	8.8%	5 909	10.7%
2014	45 810	10.8%	6 544	10.8%
2015	53 202	16.1%	7 380	12.8%
2016	59 690	12.2%	8 156	10.5%
PROMEDIO 2013 - 2016	12.0%		11.2%	

Cuadro 1.1 Demanda Global del SEIN para el periodo 2013 - 2016. [11]

	2013		2014		2015		2016	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH
Antapacay	90	724	93	745	96	771	96	773
Las Bambas (Apurimac)	28	16	113	313	157	1,228	158	1,270
Constancia			62	326	87	610	87	610
Corani					10	323	41	323
TOTAL ZONA SUR ESTE	118	740	268	1,384	350	2,932	382	2,976

Cuadro 1.2 Demanda en potencia y energía de los principales proyectos del AOSE para el periodo 2013 - 2016. [11]

La incorporación de estos proyectos de generación y transmisión, los cuales cuentan con una mayor certidumbre de puesta en operación, se muestran en los Cuadros 1.3 y Cuadro 1.4 respectivamente; los ingresos de estos proyectos harán que el sistema se expanda y que los estudios de estabilidad transitoria sean cada vez más extensos y complejos.

FECHA	PROYECTO	MW
Jul-2014	C.H. Santa Teresa - LUZ DEL SUR	98.1
Dic-2014	C.H. Machupicchu II Etapa - EGEMSA	99.9
POTENCIA TOTAL GENERADA		198.0

Cuadro 1.3 Programa de obras de generación para el periodo 2013 - 2016. [11]

FECHA	PROYECTO	EMPRESA
Nov-2013	S.E. Puno: Ampliación de la Capacidad de Transformación mediante la Instalación de un Transformador de 138/60/22.9 kV - 40/40/20 MVA	REP
Ene-2014	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.	TESUR
Ago-2014	S.E. Puno Instalación de bancos de capacitores de 2x12.5 MVAR en la barra de 60 kV	REP
Ene-2015	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.	CTM
Jul-2016	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas	ABENGOA

Cuadro 1.4 Programa de obras de transmisión para el periodo 2013 - 2016. [11]

A continuación se muestra la frecuencia de presencia de fallas en la zona de estudio; en los tres últimos años se han incrementado provocando la salida de líneas de

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES.

transmisión afectando la confiabilidad del sistema, generando daños económicos y operativos, por consiguiente afectando la operación normal del sistema.

El Cuadro 1.5, muestra el total de fallas ocurridas en las líneas de transmisión y el Cuadro 1.6, muestra las fallas ocurridas en las unidades generadoras del AOSE.

ANO	EQUIPO	UBICACIÓN	TENSIÓN (kV)	TOTAL
2010	L-1001	Machupicchu - Cachimayo	138	6
	L-1002	Machupicchu - Quencoro	138	4
	L-1003	Cachimayo - Dolorespata	138	5
	L-1004	Dolorespata - Quencoro	138	2
	L-1005	Quencoro - Tintaya	138	7
	L-1006	Azángaro - Tintaya	138	4
	L-1007	Cachimayo - Abancay	138	2
	L-1009	Azángaro - San Rafael	138	1
	L-1010	San Gabán II - Azángaro	138	7
	L-1013	San Gabán II - San Rafael	138	6
L-2030	Moquegua - Puno	220	1	
2011	L-1001	Machupicchu - Cachimayo	138	4
	L-1002	Machupicchu - Quencoro	138	1
	L-1005	Quencoro - Tintaya	138	5
	L-1006	Azángaro - Tintaya	138	6
	L-1008	Tintaya - Callalli	138	15
	L-1009	Azángaro - San Rafael	138	4
	L-1010	San Gabán II - Azángaro	138	4
	L-1013	San Gabán II - San Rafael	138	5
	L-1014	San Gabán II - Mazuco	138	7
L-1015	Mazuco - Pto. Maldonado	138	6	
2012	L-1001	Machupicchu - Cachimayo	138	3
	L-1002	Machupicchu - Quencoro	138	4
	L-1004	Dolorespata - Quencoro	138	1
	L-1005	Quencoro - Tintaya	138	11
	L-1006	Azángaro - Tintaya	138	9
	L-1007	Cachimayo - Abancay	138	1
	L-1008	Tintaya - Callalli	138	10
	L-1009	Azángaro - San Rafael	138	1
	L-1011	Azángaro - Juliaca	138	4
	L-1010	San Gabán II - Azángaro	138	3
	L-1013	San Gabán II - San Rafael	138	2
	L-1014	San Gabán II - Mazuco	138	17
	L-1015	Mazuco - Pto. Maldonado	138	9
	L-2030	Moquegua - Puno	220	3

Cuadro 1.5 Estadística de fallas en las líneas de transmisión del AOSE, en el periodo 2010 - 2012. [9]

AÑO	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	TOTAL
2010	EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	9
			G2	4
			G3	1
	SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G1	1
			G2	7
2011	EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	3
			G2	2
			G3	2
	SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G1	5
			G2	2
2012	EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	2
			G2	1
			G3	2
	SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G1	8
		G2	8	

Cuadro 1.6 Estadística de fallas en las unidades generadoras del AOSE, en el período 2010 - 2012. [9]

La situación mencionada en los cuadros anteriores, muestran que el sistema actual está sometido a fallas continuamente que alteran la operación normal y por la débil topología que posee, los efectos son de consideración por la interrupción de la potencia transferida; es por tal razón que amerita realizar un estudio del comportamiento del AOSE, con los cambios que se tienen previsto en el plazo mencionado, ante la presencia de perturbaciones severas y que estas puedan generar problemas de estabilidad transitoria, y que deben dar resultados que permitan establecer la robustez del sistema y la posibilidad que ante estos eventos, el sistema del AOSE este en la capacidad de no perder la estabilidad. La falta de un estudio actualizado referente a este tema puede conllevar a un estado de operación crítica del sistema después de la ocurrencia de perturbaciones severas.

En el Perú, el último estudio de estabilidad realizado por el COES en el año 2006, no considera el ingreso de las nuevas instalaciones, proyectos de generación, transmisión y demanda programados para el periodo 2013 al 2016, también dicho estudio no determina los tiempos críticos de despeje de fallas ante la presencia de perturbaciones severas. De esta manera el estudio realizado no garantiza la operación del sistema desde el punto de vista de la estabilidad transitoria para el periodo 2014 al 2016.

1.3.2.- FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Conocer los límites de estabilidad transitoria; permitirá mejorar la operación del área operativa sur este del SEIN ante la presencia de perturbaciones severas?

1.4.- OBJETIVOS

1.4.1.- OBJETIVO GENERAL.

Determinar los límites de estabilidad transitoria del área operativa sur este del SEIN para el periodo 2014 al 2016, que permita atender la expansión del sistema.

1.4.2.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Evaluar la operación actual del área operativa sur este del SEIN desde el punto de vista de estabilidad transitoria.
- b. Realizar la simulación para determinar los tiempos críticos del área operativa sur este, en las condiciones de máxima y mínima demanda, y en los escenarios de avenida y estiaje, con la incorporación de los nuevos proyectos.
- c. Desarrollar la propuesta de la reconfiguración del área operativa sur este del SEIN.

1.5.- JUSTIFICACIÓN.

El crecimiento de la demanda en el área operativa sur este del SEIN, exige el desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión para la expansión del sistema, así de esa manera poder cubrir los nuevos requerimientos de demanda, ameritando la necesidad de realizar estudios periódicos de la estabilidad transitoria.

El presente estudio permitirá conocer y determinar los puntos de mayor vulnerabilidad o de mayor riesgo, frente a la ocurrencia de un evento severo durante la operación del sistema, permitiendo mejorar aspectos como: el de una mayor confiabilidad en el sistema de protección en respuesta a un evento y consecuentemente mejorar la seguridad en la operación de estos puntos determinados.

1.6.- ALCANCES Y LIMITACIONES

1.6.1.- ALCANCES

El presente trabajo estará enfocado al estudio de la operación del área operativa sur este para el periodo 2014 al 2016, en condiciones de operación estable (pre-falla), condiciones de falla (transitorio), y condiciones de reconfiguración del sistema (post-falla), para determinar el comportamiento del sistema ante perturbaciones severas para evitar la pérdida de estabilidad.

El estudio abarcará niveles de tensión de transmisión de 138 *kV* y 220 *kV*, así también a niveles de tensión de generación, de acuerdo a los datos de operación de los generadores del área operativa sur este del SEIN.

Para un manejo más adecuado se utiliza la base de datos del SEIN, proporcionada por el COES para el periodo 2013 al 2016.

1.6.2.- LIMITACIONES

El estudio está enfocado a determinar los límites de la estabilidad transitoria, sin incluir estudios de estabilidad de tensión, pequeña señal ni de frecuencia.

1.7.- HIPOTESIS

1.7.1.- HIPÓTESIS GENERAL

El estudio apropiado de estabilidad transitoria en el sistema del área operativa sur este del SEIN, permitirá conocer los límites de estabilidad transitoria ante la presencia de perturbaciones severas.

1.7.2.- HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- a. La evaluación de la operación actual del AOSE, conducirá a una propuesta de configuración del sistema eléctrico del área en estudio.
- b. La simulación de estabilidad transitoria del AOSE, en el periodo de estudio, permitirá conocer las barras y generadores de mayor riesgo ante la presencia de perturbaciones severas.
- c. Una reconfiguración apropiada del AOSE, permitirá una operación adecuada del mismo ante la presencia de perturbaciones severas.

1.8.- VARIABLES

1.8.1.- VARIABLES DEPENDIENTES

- Tiempo crítico de aclaramiento (t_c).

1.8.2.- VARIABLES INDEPENDIENTES

- Ángulo crítico del rotor (δ_c).
- Configuración de la red.

1.8.3.- VARIABLES INTERVINIENTES

- Constante de inercia de los generadores.
- Localización y tipo de falla.

1.9.- INDICADORES

1.9.1.- INDICADORES DE LAS VARIABLES DEPENDIENTES.

- Milisegundos [ms].

1.9.2.- INDICADORES DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES.

- Grados sexagesimales y/o radianes.
- Impedancia equivalente [Ω].

1.9.3.- INDICADORES DE LAS VARIABLES INTERVINIENTES.

- Segundos [s].
- Potencia y Corriente de cortocircuito [MW, kA].

1.10.- METODOLOGÍA

El método empleado en el presente trabajo de investigación, está enmarcado dentro del método científico, dicho método presenta una clasificación en base a distintas características inherentes de acuerdo al tipo de estudio, cuyo fin es la obtención del conocimiento.

En el presente trabajo, se considera el **tipo de investigación descriptiva y explicativa**:

- Es **descriptiva**, porque se describirá el comportamiento de estabilidad transitoria en el sistema del AOSE.
- Es **explicativa**, porque su interés se centra en explicar las causas que pueden llevar a que el sistema pierda estabilidad y proponer una adecuada reconfiguración del AOSE.

1.11.- ANTECEDENTES

Entre las principales investigaciones utilizadas como referencia, para el desarrollo de este trabajo de investigación, se puede mencionar las siguientes:

- **Br. OSCAR CUARESMA ZEVALLOS – Br. DANIEL LUNA RIVERA, Determinación del Límite de Estabilidad Transitoria Utilizando el Criterio de Áreas Iguales Extendido, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, 2010.**
Tesis presentada para optar al título de Ingeniero Electricista; donde se desarrolla un método para determinar los límites de estabilidad transitoria; el tiempo crítico de despeje de la falla utilizando el criterio de áreas iguales extendido (EEAC). Este método es aplicado para calcular los límites de estabilidad transitoria y determinar los puntos más vulnerables a la ocurrencia de una falla y por ende la pérdida de sincronismo en el área sur del SEIN, simulando diferentes perturbaciones severas que afecten la operación normal del sistema. Se determinó los límites de estabilidad transitoria para el año 2010.
- **Br. LENIN JAVIER ARCOS GUERRÓN – Br. IVÁN SANTIAGO FLORES GOMEZ, Análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL – ESCUELA DE INGENIERIA, QUITO – ECUADOR, 2007.**

Tesis presentada para optar al título de ingeniero electricista: donde se presenta un estudio de la estabilidad transitoria para el sistema eléctrico del Ecuador, estructurando una base de datos necesaria para utilizar el módulo de estabilidad del software NEPLAN; para simular y analizar el comportamiento en estado estable y dinámico del SIN de Ecuador.

- **COES – SINAC, ESTUDIO DE COORDINACION DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL AECN – 2010, ANEXO N°8 DETERMINACION DE LOS TIEMPOS CRITICOS DE DESPEJE DE FALLAS (CCT), EDPSAC – 2010.**

Estudio realizado para el COES por parte de EDPSAC, para la determinación de los tiempos críticos de despeje de falla o CCT (Critical Clearing Time) calculados sobre una lista de eventos propuestos para el SEIN para el año 2010. Este documento forma parte del estudio coordinación de las protecciones del SEIN, en el cual se indican los criterios adoptados en la determinación del CCT y las tolerancias de los resultados. El reporte de los CCT se realiza mediante una tabla que asocia para cada uno de los eventos propuestos, el tiempo calculado, el criterio empleado para calcularlo y la condición que lo determina.

1.12.- ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo del proyecto de investigación de esta tesis, se divide en cinco actividades básicas, descritas a continuación y bosquejadas en la Figura 1.2.

- Identificación y análisis del problema, desarrollado en el capítulo I.
- Construcción de la base teórica, sobre el estudio de la estabilidad transitoria y su clasificación dentro de la estabilidad en SEP, desarrollado en el capítulo II.
- Abordar de la manera general las metodologías usadas en el estudio de la estabilidad transitoria y definir los criterios para la determinación de los límites de estabilidad transitoria, desarrollado en el capítulo III.
- Realizar la evaluación operativa del área sur este del SEIN en la actualidad, desarrollado en el capítulo IV.
- Determinar los límites de estabilidad transitoria del área operativa sur este del SEIN para el periodo 2014 al 2016, desarrollado en el capítulo V.

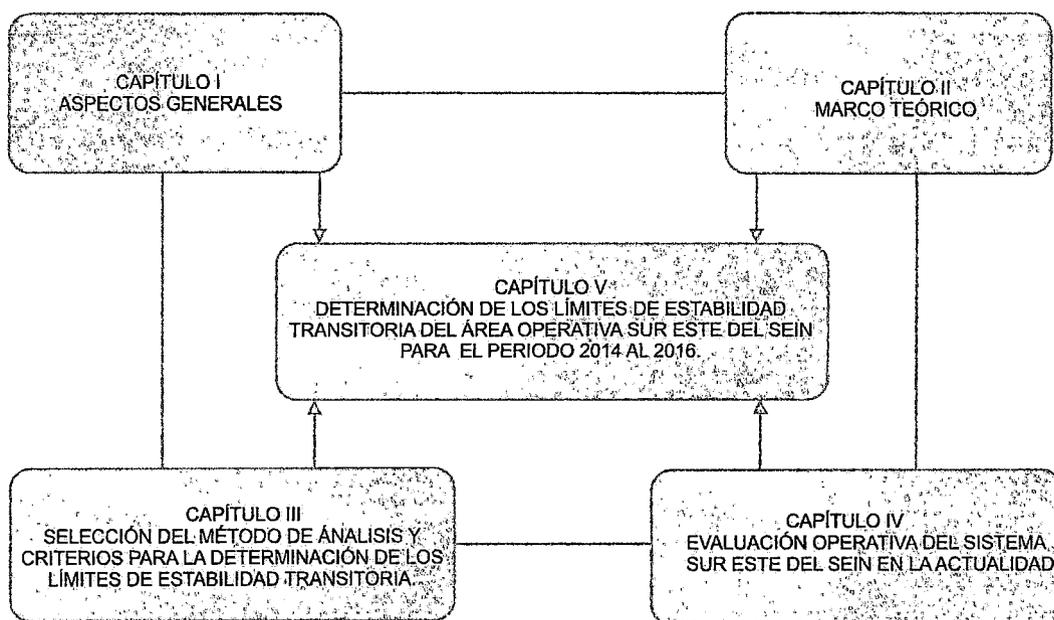


Figura 1.2 Actividades de la investigación. [EP]

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.- INTRODUCCIÓN

En el ámbito del estudio de los SEP, uno de los principales factores que influye en la operación es la estabilidad, que en la actualidad es uno de los problemas más importantes para la operación segura de los sistemas de potencia. Mucho de los grandes *blackouts* (apagones) causados por la inestabilidad de los sistemas de potencia ilustraron la importancia de este fenómeno. Por tal razón el objetivo primordial de mantener un SEP estable, es no llegar al colapso o inestabilidad del sistema, con el cual no se detenga la producción de energía eléctrica con los adecuados niveles de calidad.

Una interesante analogía mecánica con el estudio de la estabilidad transitoria de los SEP, se muestra en la Figura 2.1, donde una cierta cantidad de masas que representan las máquinas síncronas que están conectadas mediante una red de bandas elásticas que representan las líneas de transmisión. Suponga que esta red se encuentra inicialmente en estado estable y que la fuerza neta sobre cada banda está por debajo de su límite de ruptura. Una de las cuerdas se rompe, lo que significa la pérdida de una línea de transmisión; lo cual da como resultado que las masas sufren oscilaciones transitorias y fluctúan las fuerzas sobre las bandas; entonces el sistema trabajará en un nuevo punto de operación de estado estable con un nuevo conjunto de fuerzas en las bandas, o bien, las bandas adicionales se romperán, lo que daría por resultado una red más débil y a la larga el colapso del sistema. Es decir, para un disturbio dado el sistema es estable o inestable transitoriamente [5].

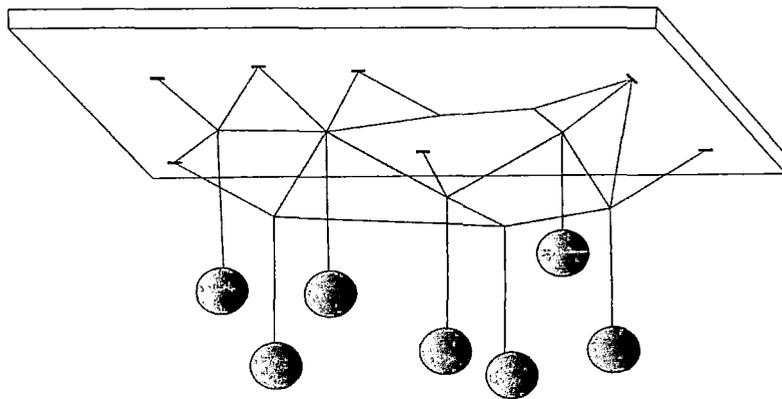


Figura 2.1 Analogía mecánica de la estabilidad transitoria en un SEP. [5]

2.2.- ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.^[1,3,4]

La estabilidad de un SEP, que por definición viene a ser la capacidad de un sistema de potencia en volver a su estado inicial o buscar un nuevo punto de equilibrio, tras la ocurrencia de una perturbación o un fenómeno que altere el estado de operación normal del sistema [1]. Bajo condiciones de estado estable, hay un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Ahora si

el sistema es perturbado, este equilibrio es alterado, resultando en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo a las leyes de movimiento de un cuerpo en rotación. Si una máquina temporalmente gira más rápido que otro, la posición angular de su rotor en relación con la de la máquina más lenta avanzará.

Las diferentes formas de inestabilidad dependen del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación, por lo que es necesario el entendimiento de la complejidad de la operación, diseño, el uso de nuevas tecnologías y controles.

Un SEP, está en una condición de estado estable, si todas las variables eléctricas que se miden, se mantienen constante y dentro de sus rangos de operación normal, en el caso que el sistema sufre un cambio repentino o una secuencia de cambios en una o más variables, es debido a que el sistema experimenta perturbaciones, que altera su estado de operación estable y debido a esto el sistema por su inercia tratará de retomar a su punto inicial de operación, o modificará su topología llegando a un nuevo punto de equilibrio estable.

Un SEP, se tomará inestable, si al sufrir una perturbación, sus variables eléctricas saldrán fuera de los límites de operación estable, debido a que sus fuerzas de restauración o inercia no pudieron contrarrestar el efecto de la perturbación.

Las perturbaciones en un SEP, pueden ser grandes o pequeñas de acuerdo a su origen; una perturbación grande es aquella para la cual, las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de potencia, no se pueden linealizar de forma válida para propósitos de análisis. Las fallas en los SEP, los cambios repentinos de carga, la pérdida de unidades generadoras y las maniobras en líneas son ejemplos de perturbaciones grandes y se estudian bajo el nombre de *estabilidad transitoria*. Los estudios de estabilidad transitoria, normalmente se hacen en base a la primera oscilación, lo que significa considerar un tiempo de 3 a 5 segundos análisis.

Si el SEP está operando en una condición estable y experimenta un cambio, el cual puede ser analizado de manera apropiada a través de versiones linealizadas de sus ecuaciones dinámicas, se dice que ha ocurrido una perturbación pequeña. Como ejemplos, podemos mencionar un cambio pequeño y gradual de carga, un cambio en la ganancia de un AVR en el sistema de excitación de una unidad generadora, etc. Estos son estudiados bajo el nombre de *estabilidad permanente*, estos estudios consideran varias oscilaciones, lo que significa tiempo bastantes mayores que los de la estabilidad transitoria y por lo tanto, en algunos casos pueden ser importantes los efectos de los sistemas de control.

2.2.1.- CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD.

A pesar de que el problema de estabilidad se vea como un problema único y general, no es conveniente y tampoco es posible estudiarlo de manera única, puesto que se

presentan varias clases de estabilidad en un SEP. La clasificación es esencial para la comprensión práctica, el análisis y resolución de problemas de estabilidad de los SEP, las cuales están influenciadas por diversos factores, que tienden a inestabilizar el sistema, estos factores están basados en las siguientes consideraciones [1]:

- La robustez y la topología del SEP.
- La naturaleza física de la inestabilidad.
- La severidad de la perturbación considerada.

El estudio de estabilidad de un SEP, está clasificada en tres grandes grupos: La estabilidad angular, la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de tensión, como se observa en la Figura 2.2.

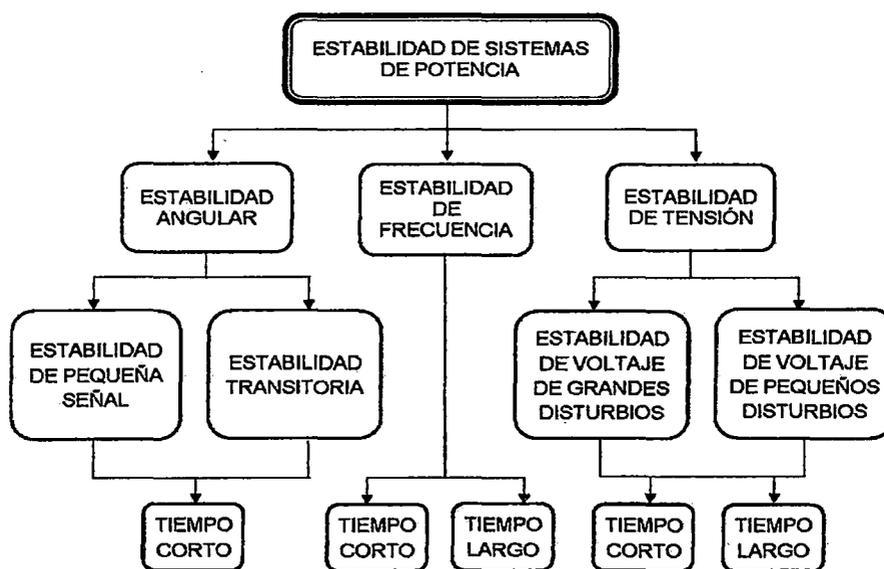


Figura 2.2 Clasificación de la estabilidad. [1]

La estabilidad angular origina dos tipos de análisis: La estabilidad de pequeña señal que se aplica al análisis de pequeñas perturbaciones y la estabilidad transitoria que se desarrolla para el estudio de grandes perturbaciones, estos dos tipos de estabilidad se estudian en periodos muy cortos de tiempo, teniendo como la variable principal el ángulo del rotor de las máquinas síncronas.

2.3.- ESTABILIDAD ANGULAR.

La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas de un sistema de potencia en mantener el sincronismo después de haber sido sometido a perturbaciones [1].

El problema de la estabilidad envuelve el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes al sistema de potencia; a respuesta del sistema resultante envuelve grandes

excursiones de ángulo del rotor y es influenciada por la no linealidad de la relación potencia-ángulo. Esto depende de la capacidad de mantener y/o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona en el sistema.

La inestabilidad angular puede ocurrir en forma de incremento de oscilaciones angulares de alguna máquina síncrona conduciendo a su pérdida de sincronismo con las otras máquinas. Un factor fundamental de este problema, es la manera en la cual las potencias de salida de las maquinas síncronas varían de acuerdo a la oscilación de los ángulos de sus rotores.

2.3.1.- ESTABILIDAD TRANSITORIA.^[1,3,4]

Es la habilidad de un sistema de potencia en mantener el sincronismo cuando es sometido a perturbaciones transitorias severas. La respuesta del sistema resultante envuelve trayectorias amplias de los ángulos de las máquinas, flujos de potencia, voltajes en barras y otras variables; y es influenciado por la relación no lineal de la curva potencia-ángulo. La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación, usualmente el sistema es alterado así que la operación en post-falla en régimen permanente difiere de la operación en pre-falla [1].

Los problemas de estabilidad transitoria en los SEP, son generalmente el resultado de perturbaciones mayores. El resultado de un fenómeno dinámico inestable, se manifiesta en un periodo de tiempo muy corto (segundos), que elimina la posibilidad de tomar acciones manuales, de aquí la importancia del análisis preventivo que permita el diseño de estrategias de operación segura así también la selección de controles apropiados.

Las perturbaciones varían extensamente de acuerdo al grado de severidad y probabilidad de ocurrencia en el sistema. Sin embargo el sistema es diseñado y operado para ser estable para un grupo de contingencias seleccionados.

Las contingencias generalmente consideran cortocircuitos de diferentes tipos: fase-tierra, dos fases-tierra, dos fases o trifásico. Usualmente se asume que ocurren en las líneas de transmisión, pero ocasionalmente ocurren fallas en las barras o en los transformadores. Se asume que la falla es despejada por la apertura de los interruptores apropiados para aislar el elemento defectuoso.

Cuando una máquina síncrona pierde sincronismo con el resto del sistema, su rotor gira a mayor o menor velocidad que la requerida para generar voltajes a la frecuencia nominal del sistema. La separación entre el campo rotatorio del estator (correspondiente a la frecuencia del sistema) y el campo del rotor resulta en grandes fluctuaciones en la potencia, corriente y voltaje de la máquina; esto causa que el sistema de protección aisle la máquina inestable del sistema.

La Figura 2.3, muestra el comportamiento de la máquina síncrona para los estados estable e inestable. Donde se indica la respuesta de ángulo del rotor para un caso estable y dos casos inestables.

- **Caso 1:** Caso estable, el ángulo del rotor se incrementa a un valor máximo, luego decrece y oscila con un decrecimiento de la amplitud hasta alcanzar un estado estable.
- **Caso 2:** Caso inestable, el ángulo del rotor continúa incrementándose hasta la pérdida de sincronismo. Esta forma de inestabilidad está referida a la primera oscilación "*first-swing*", y es causada por el insuficiente torque sincronizante.
- **Caso 3:** Caso inestable, el sistema es estable en la primera oscilación pero llega a ser inestable como resultado del crecimiento de las oscilaciones según como se acerca al extremo.

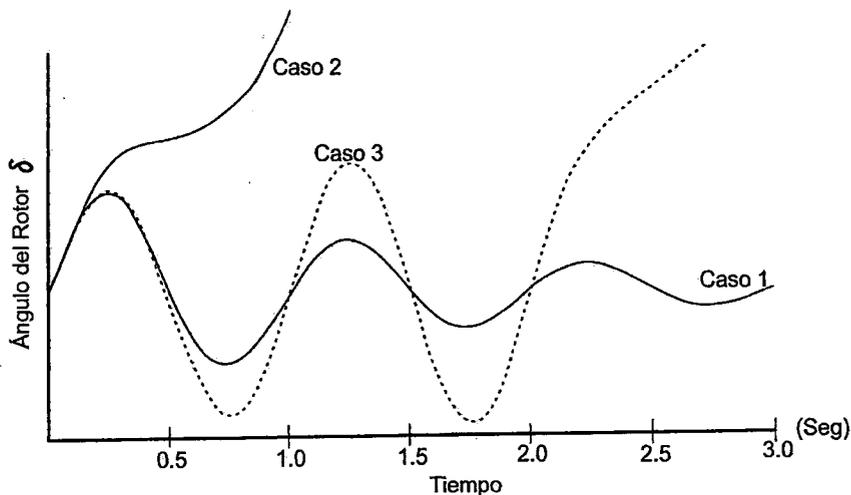


Figura 2.3 Respuesta del ángulo del rotor a un disturbio transitorio. [1]

En sistemas de potencia grandes; la inestabilidad podría no siempre ocurrir en la primera oscilación, este podría ser el resultado de la superposición de numerosos modos de oscilación, causando largas trayectorias del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación.

En estudios de estabilidad transitoria, el período de estudio de interés es por lo general de 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque puede ser extendido hasta 10 segundos para sistemas muy grandes. La estabilidad del ángulo del rotor de pequeño disturbio y la estabilidad transitoria son caracterizadas como fenómenos de corto término.

Una falla impide parcial o totalmente la transferencia de potencia. El grado de severidad de la falla depende de la impedancia de la falla (Z_f), que conecta la falla al sistema,

entre menor es la impedancia, más severa es la falla. El peor caso es cuando ocurre un falla trifásica ($Z_f = 0$), llamada "falla franca". La Figura 2.4, ilustra cualitativamente la severidad que presentan las fallas más comunes, como se observa la características de la curva potencia-ángulo cambia drásticamente durante la falla. Dependiendo de que esta sea monofásica, bifásica, bifásica a tierra o trifásica.

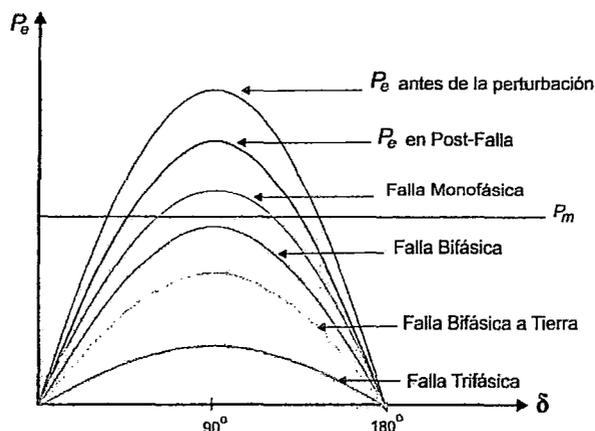


Figura 2.4 Característica de la curva de potencia-ángulo de acuerdo al tipo de falla. [1]

2.4.- MODELOS DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Los diversos elementos en un sistema de potencia, cuya identificación y modelación con sus características y parámetros son necesarias para determinar el comportamiento dinámico de la manera más ajustada a la realidad.

En este sentido las máquinas síncronas, líneas de transmisión, transformadores y el equipo de compensación del SEIN, han sido modeladas de la manera más rigurosa posible, constituyendo esta, la base que permite garantizar la calidad de la modelación y la exactitud de los resultados a obtener.

2.4.1.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido a la facilidad de transmisión que presenta la corriente alterna (CA), los sistemas de potencia a nivel mundial utilizan este tipo de corriente para transmitir potencia. El único inconveniente de la corriente alterna con respecto a la corriente directa es que genera fenómenos electromagnéticos como: autoinductancia, capacitancia e inductancias mutuas en los conductores de las líneas de trasmisión, lo cual dificulta el análisis [3].

El circuito mostrado en la Figura 2.5, brinda resultados satisfactorios y es utilizado en la mayoría de programas computacionales para el cálculo de flujos de potencia. La suceptancia suele menospreciarse en el cálculo de cortocircuitos o cuando la línea no supera los 80 km. A este circuito se le denomina modelo π de las líneas de transmisión

con parámetros concentrados debido a la impedancia de toda la línea, está concentrada en sus extremos y en el centro del diagrama.

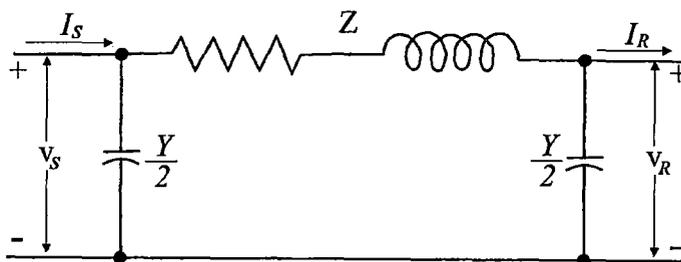


Figura 2.5 Modelo π de la línea de transmisión. [3]

Donde:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (2.1)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (2.2)$$

Donde:

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (2.3)$$

$$B = Z \quad (2.4)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (2.5)$$

A las constantes A,B,C y D les llama *constantes generalizadas del circuito* de la línea de transmisión. En general, son números complejos; A y D son adimensionales e iguales entre sí, las dimensiones de B y C son ohms y los mhos o siemens, respectivamente.

2.4.2.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores de potencia permiten producir varios niveles de voltaje a través del sistema, por razones económicas y de eficiencia no es correcto transportar la energía a grandes distancias a un nivel de voltaje bajo, por otro lado, razones físicas y de aislamiento impiden construir alternadores que puedan generar voltajes superiores a los 22 kV. Si se transmitieran grandes potencia a niveles de voltaje de las decenas de kilovoltios las corrientes serían muy altas al igual que las pérdidas de potencia. También se debe considerar que sería imposible entrar con niveles altos a la ciudad y peor aún servir a los usuarios. Las razones mencionada hacen que le uso de los transformadores en los SEP sea imprescindible.

Se define al transformador como un dispositivo electromagnético que permite transformar la magnitud voltaje través de la inducción magnética [3].

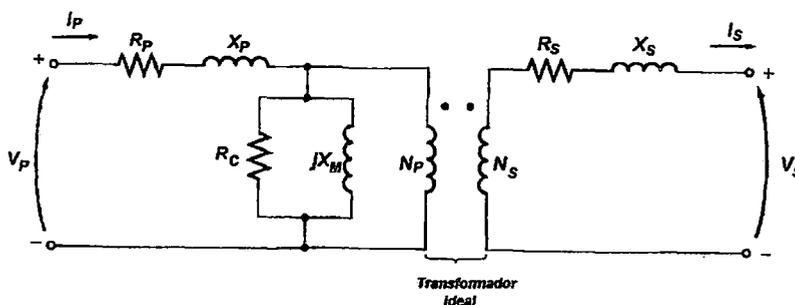


Figura 2.6 Circuito equivalente para el transformador real. [3]

Donde:

R_P, R_S : Resistencia del devanado primario y secundario respectivamente.

X_P, X_S : Reactancia del devanado primario y secundario respectivamente.

I_P, I_S : Corriente en el devanado primario y secundario respectivamente.

V_P, V_S : Tensión del devanado primario y secundario respectivamente.

R_C, X_M : Resistencia y reactancia para representar las pérdidas en el núcleo.

N_P : Número de vueltas del lado primario.

N_S : Número de vueltas del lado secundario.

2.4.2.1.- MODELO DEL TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS CON O SIN TAP.

Una forma aproximada de representar a los transformadores es omitiendo las pérdidas que existen en el núcleo, con los niveles de voltaje al igual que las impedancias en *p.u.* se puede deducir el modelo de admitancias o modelo π del transformador.

A partir del siguiente grafico se determina las ecuaciones para definir el modelo π de los transformadores en el sistema *p.u.*:

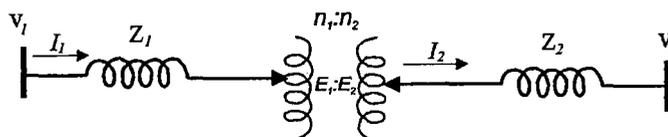


Figura 2.7 Diagrama aproximado del transformador con o sin tap. [8]

Tomando en cuenta el voltaje neto que se induce del primario al secundario se tiene:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{n_1}{n_2} \quad (2.6)$$

$$\frac{V_1 - I_1 Z_1}{n_1} = \frac{V_2 - I_2 Z_2}{n_2} \quad (2.7)$$

$$I_2 = -\frac{n_1 I_1}{n_2} \quad (2.8)$$

$$I_1 = n_1 n_2 y (V_1 - V_2) + n_2 (n_2 - n_1) y V_1 \quad (2.9)$$

$$I_2 = n_1 n_2 y (V_2 - V_1) + n_1 (n_1 - n_2) y V_2 \quad (2.10)$$

$$y = \frac{1}{n_1^2 Z_2 + n_2^2 Z_1} \quad (2.11)$$

De lo expuesto se puede deducir el equivalente π del transformador:

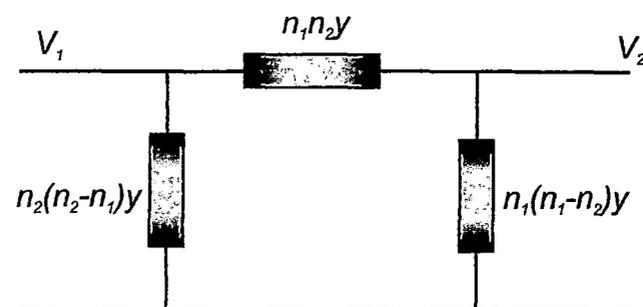


Figura 2.8 Modelo π del transformador con o sin tap. [8]

2.4.2.2.- MODELO DE UN TRANSFORMADOR CAMBIADOR DE FASE.

Este transformador está provisto de taps que cambian el ángulo de desfase del secundario con respecto al primario en varios pasos, son utilizados para controlar el flujo de potencia activa.

No es posible definir un circuito equivalente para este tipo de transformadores pero si es posible establecer un modelo matemático como el siguiente:

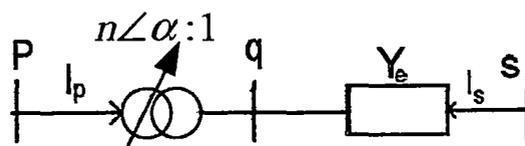


Figura 2.9 Diagrama del transformador cambiador de fase. [8]

Por definición se tiene que:

$$\frac{V_p}{V_q} = n \angle \alpha \quad (2.12)$$

$$\frac{V_p}{V_q} = a_s + j b_s \quad (2.13)$$

En donde:

α : Ángulo de desfase entre la barra p y la barra q .

n : Relación de transformación.

2.4.3.- MÁQUINAS SÍNCRONAS.

La máquina síncrona tiene dos elementos esenciales: el campo y la armadura; normalmente, el campo está en el rotor y la armadura en el estator, como se muestra en la Figura 2.10.

El devanado de campo es excitado por una fuente de corriente directa (*DC*) y cuando el rotor adquiere movimiento mediante una turbina (motor primo), el campo magnético rotatorio del devanado de campo del rotor, induce voltajes alternantes y corrientes resultantes que circulan a través de los devanados del estator cuando se conecta una carga. La frecuencia de las cantidades eléctricas del estator, es tal que esta sincronizada con la velocidad mecánica del rotor, de ahí la designación de máquina síncrona.

Tanto el campo del estator y del rotor reaccionan mutuamente; un torque electromagnético resulta de la tendencia de los dos campos a alinearse entre ellos, este torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, por lo cual es importante la aplicación de un torque mecánico dado por un motor primo (o turbina), para mantener la rotación. La potencia de salida de la máquina síncrona cambia solo si cambia el torque mecánico de entrada de la turbina, el efecto de aumentar la entrada del torque mecánico es de avanzar al rotor a una nueva posición relativa con respecto al campo magnético rotatorio del estator; inversamente una reducción del torque mecánico o potencia de entrada retardará la posición del rotor.

Bajo condiciones de operación en estado estable, el campo del rotor y la rotación del campo del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos dependiendo de la potencia de salida de la máquina síncrona. Físicamente, el δ (ángulo de potencia), representa el ángulo formado entre el eje central del rotor y el eje generado por el flujo total en el entrehierro.

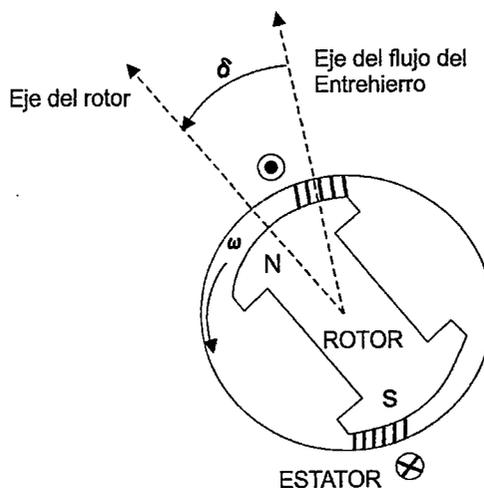


Figura 2.10 Significado físico del ángulo de potencia δ . [7]

Las máquinas síncronas son sin duda alguna los elementos más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Estas máquinas se caracterizan porque el rotor gira a la misma velocidad que el flujo magnético existente en el entrehierro.

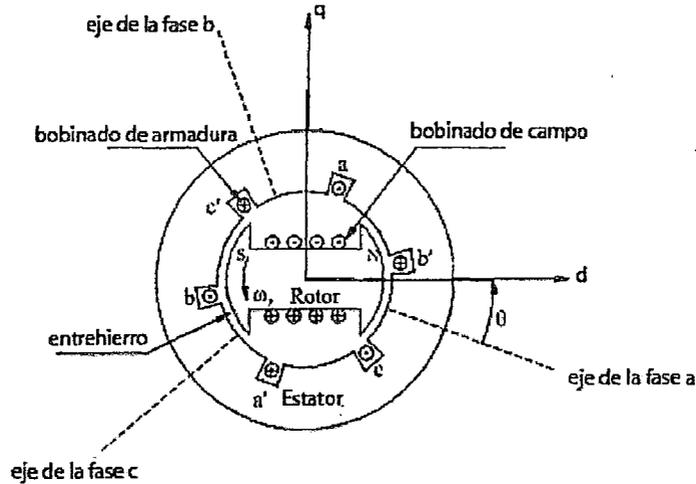


Figura 2.11 Diagrama esquemático de una máquina síncrona. [1]

2.4.3.1.- RELACIÓN POTENCIA - ÁNGULO.

La Figura 2.12a, muestra el modelo clásico simplificado de una máquina síncrona, que se utiliza en estudios de estabilidad transitoria. Según se ilustra, la máquina síncrona se representa por un voltaje interno transitorio E' , detrás de su reactancia transitoria X'_d , este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

1. La máquina está operando en condiciones de secuencia positiva trifásica balanceada.
2. La excitación de la máquina es constante.
3. Se ignoran las pérdidas, saturación y saliencia de la máquina.

El voltaje detrás de la reactancia transitoria es determinado por:

$$E' = E_t + jx'_d I_t \quad (2.14)$$

Donde:

E' : Voltaje detrás de la reactancia transitoria.

E_t : Voltaje en la terminal de la máquina.

I_t : Corriente en la terminal de la máquina.

x'_d : Reactancia transitoria.

La representación de la máquina síncrona usado para soluciones de redes y el diagrama fasorial correspondiente es mostrado en la Figura 2.12.

En la mayoría de los casos la resistencia de armadura es despreciable, de manera que el diagrama fasorial de la Figura 2.12b, se aplica en este caso, como cada máquina se debe considerar relativa al sistema del que forma parte, los ángulos de los fasores de las cantidades de la máquina se miden con respecto a la máquina referencia común del sistema.

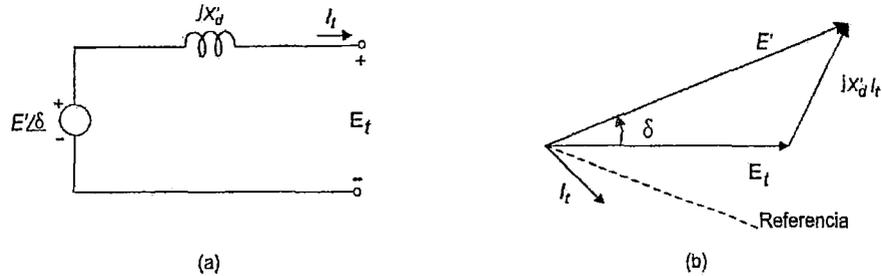


Figura 2.12 Modelo simplificado de una máquina síncrona para estudios de estabilidad transitoria. a) Circuito equivalente. b) Diagrama fasorial. [6]

Los programas de estabilidad transitoria se utilizan modelos más detallados para representar excitadores, pérdidas, saturación y saliencia. En estudios de estabilidad transitoria donde se desea tener resultados reales, es necesario también la utilización del modelo de la máquina síncrona con polos salientes.

La Figura 2.13, muestra el diagrama fasorial de una máquina síncrona con polos salientes en régimen transitorio.

Donde:

E_t : Tensión interna de la máquina.

E_t : Tensión en las terminales de la máquina síncrona.

E_f : Tensión de campo.

E' : Tensión detrás de la reactancia transitoria

E_q : Tensión detrás de $R_a + jx_q$.

E'_d, E'_q : Componentes de los eje directo y cuadratura respectivamente, del voltaje detrás de la reactancia transitoria x'_d .

$$E_t = e_d + je_q \quad (2.15)$$

$$E' = E'_d + E'_q \quad (2.16)$$

$$E' = E_t + (R_a + jx'_d)I_t \quad (2.17)$$

$$E'_q = e_q + R_a i_q + jx'_d i_d \quad (2.18)$$

$$E'_d = e_d + R_a i_d - jx'_d i_q \quad (2.19)$$

$$E_q = e_q + R_a I_q + jx_q i_d \quad (2.20)$$

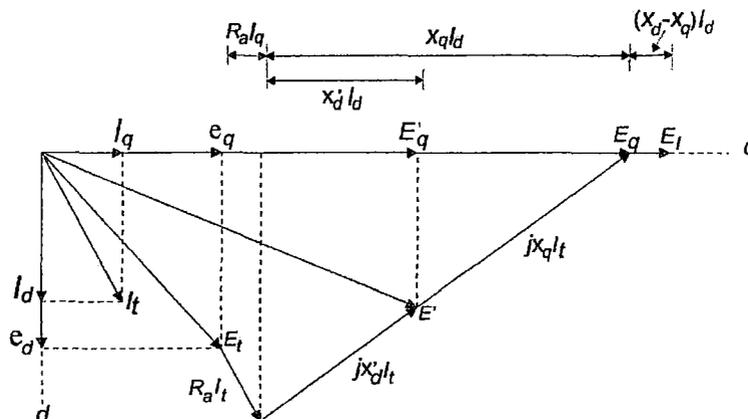


Figura 2.13 Diagrama fasorial de la máquina síncrona de polos salientes en régimen transitorio. [1]

El modelo clásico, la máquina síncrona se conecta a un sistema que consiste en líneas de transmisión, transformadores, cargas y otras máquinas. Como primera aproximación, el sistema se representa como un **“nodo infinito”** detrás de una reactancia equivalente del sistema. Uno nodo o bus infinito es una fuente de voltaje ideal que mantiene constantes la magnitud del voltaje, la fase y la frecuencia.

La Figura 2.14, ilustra una máquina síncrona conectado al equivalente del sistema, la magnitud del voltaje E_B , y fase de 0° del bus infinito son constantes. El ángulo de fase δ , del voltaje interno de la máquina es el ángulo de potencia de la máquina con respecto al nodo infinito.

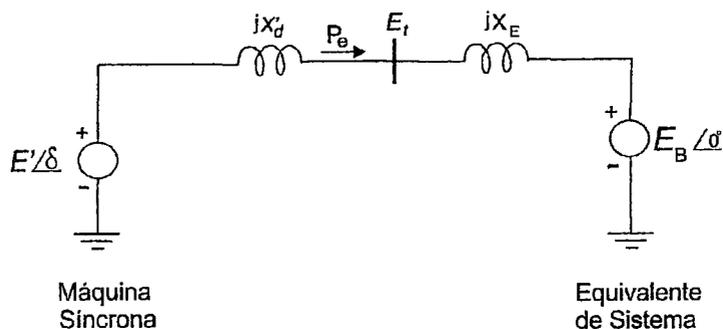


Figura 2.14 Máquina síncrona conectado al equivalente del sistema. [5]

La reactancia equivalente entre el voltaje interno de la máquina y el bus infinito es $X_{eq} = (X'_d + X_E)$. La potencia activa entregada la máquina síncrona al bus infinito está dada por la ecuación (2.21), representando una onda sinusoidal en función del ángulo δ , como se observa en la Figura 2.15:

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_{eq}} \text{Sen} \delta \tag{2.21}$$

Durante las perturbaciones transitorias tanto E' , como E_B , permanecen constantes en la ecuación (2.21).

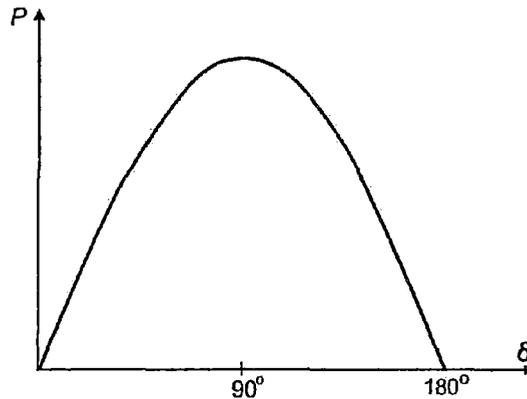


Figura 2.15 Curva potencia - ángulo en la primera oscilación. [1]

Cuando el ángulo δ , es cero, ninguna potencia es transferida al sistema, pero a medida que el ángulo se incremente la potencia transferida se incrementa hasta un valor máximo. Después de cierto ángulo, normalmente 90° , un aumento posterior en ángulo resulta en un decrecimiento de la potencia transferida.

Además, las potencias activa y reactiva de una máquina síncrona están limitadas por la curva de cargabilidad, la cual se debe considerar en la solución del flujo de potencia.

2.4.4.- CONTROLES BÁSICOS DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA.

El objetivo primordial de los controles de una máquina es generar y llevar potencia a un sistema de potencia de la manera más económica y confiable posible, al mismo tiempo que deben mantener los límites de voltaje y frecuencia dentro de los rangos permitidos. Los cambios en la potencia activa afectan principalmente a la frecuencia del sistema, mientras que la potencia reactiva es menos sensitiva a los cambios en la frecuencia y depende principalmente en los cambios de la magnitud de voltaje.

Los sistemas de control de excitación y los estabilizadores de sistemas de potencia son tecnologías fuertemente establecidas debido a que estos sistemas ofrecen la posibilidad de mejorar la operación de los sistemas de potencia, mejorando sus límites de estabilidad y asegurando la operación confiable.

La Figura 2.16, muestra los controles básicos de una máquina síncrona:

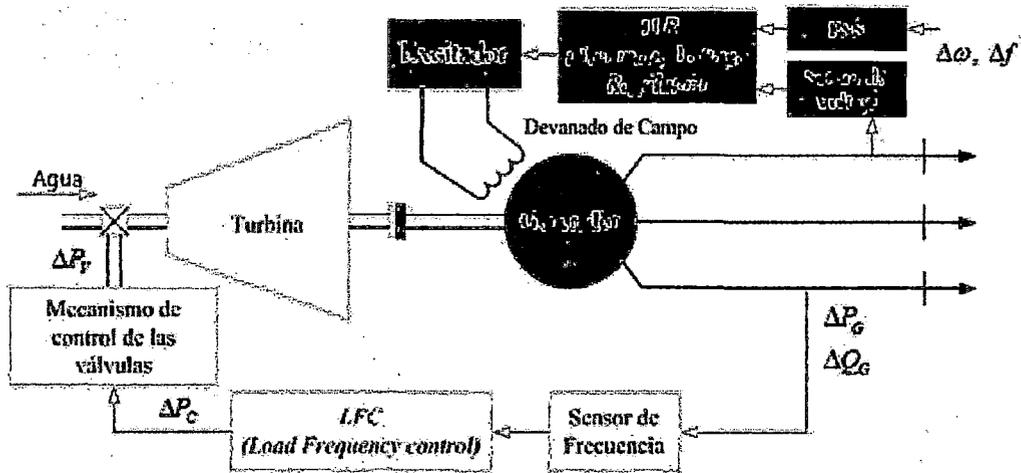


Figura 2.16 Controles básicos de una máquina síncrona. [4]

El lazo del regulador automático de voltaje o de potencia reactiva – voltaje (QV), AVR (*automatic voltage regulator*), regula la potencia reactiva y la magnitud de voltaje; un estabilizador de sistemas de potencia PSS (*Power System Stabilizer*) es utilizado para amortiguar oscilaciones electromecánicas de modo local o entre áreas a través de la modulación de la señal de excitación del AVR, por lo que actualmente se considera parte integral y necesaria del sistema de control de excitación.

2.4.4.1.- SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.

Los sistemas de excitación de la máquina síncrona son un factor importante en el problema de determinación del tiempo de variación de ángulo, voltaje y cantidades de potencia durante perturbaciones.

La función básica de un sistema de excitación es proveer corriente continua al devanado de campo de la máquina. Además, sistema de excitación realiza funciones de control y de protección, esenciales para la operación satisfactoria del sistema de potencia, controlando el voltaje y de ese modo la corriente de campo.

Las funciones de control incluyen el control de voltaje, flujo de potencia reactiva y mejorar la estabilidad de sistema de potencia. Las funciones de protección controlan que los límites de capacidad de la máquina, del sistema de excitación y otros equipos no sean excedidos [1].

2.4.4.2.- REQUERIMIENTOS DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN.

Los requerimientos de funcionamiento del sistema de excitación en función de las consideraciones del generador y del sistema de potencia.

➤ Consideraciones del generador.

El requisito básico es que el sistema de excitación provea y automáticamente ajuste la corriente de campo de la máquina para mantener el voltaje en terminales a un valor

dado. En adición, el sistema de control de excitación debe ser capaz de responder a perturbaciones transitorias.

➤ **Consideraciones del sistema de potencia.**

La función del sistema de excitación es contribuir al efectivo control de voltaje y a mejorar la estabilidad del sistema. Debe ser capaz de responder lo suficientemente rápido ante una perturbación para mejorar la estabilidad transitoria y de modular el campo del generador de manera que se mejore la estabilidad.

2.4.4.3.- ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN.^[1]

Como se muestra en la Figura 2.17, el diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación para una máquina síncrona. La descripción rápida de los subsistemas identificados en la figura es:

- a) **Excitatriz:** Provee corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona, constituye la etapa de potencia del sistema de excitación.
- b) **Regulador Automático de Voltaje (AVR):** Procesa y amplifica la señal de entrada a un nivel y forma adecuada para determinar la magnitud en que se deben cambiar los parámetros (voltaje y/o corriente) de la excitatriz.
- c) **Transductor del voltaje terminal y compensador de carga:** monitorea, rectifica y filtra el voltaje en terminales a una cantidad en corriente directa, luego la compara con un valor de referencia. Además, la compensación de carga puede utilizarse para mantener el voltaje constante a un punto remoto, eléctricamente de las terminales del generador.
- d) **Estabilizador de sistema de potencia (PSS):** Provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones electromecánicas del sistema. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son: velocidad del rotor, potencia y/o la frecuencia.
- e) **Circuitos limitadores y de protección:** Asegura que los límites de capacidad de la excitatriz y de la máquina no sean excedidos. Algunas de las funciones son: límites de corriente de campo, máxima tensión de excitación, tensión en terminales, sobreexcitación y subexcitación.

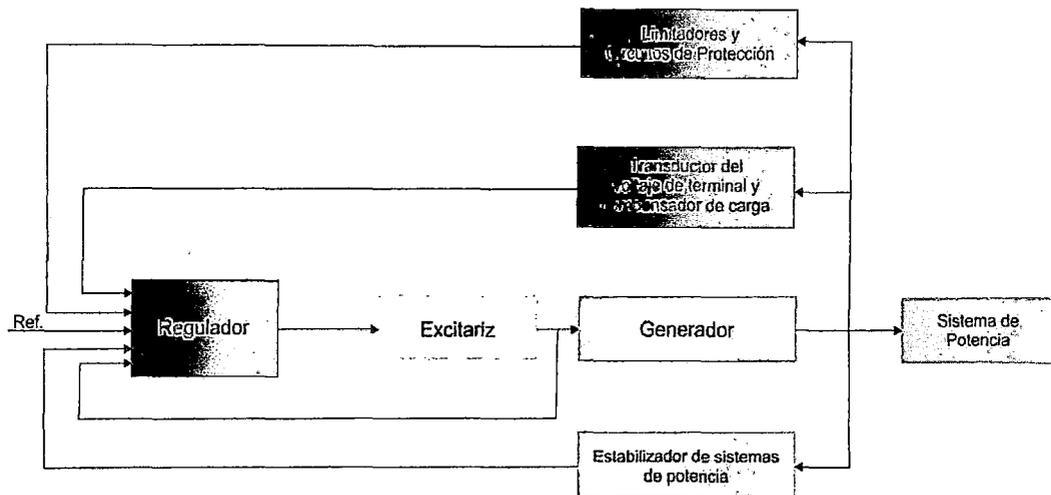


Figura 2.17 Elementos de un sistema de excitación. [1]

2.4.4.4.- REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE (AVR).

El medio primario para el control de potencia reactiva de las máquinas síncronas es el sistema de control de excitación utilizando el regulador automático de voltaje AVR (Automatic Voltage Regulator). El papel del AVR es mantener la magnitud de voltaje en terminales de una máquina síncrona a un nivel específico. Un aumento de la demanda de potencia reactiva está acompañada de una caída de la magnitud de voltaje en las terminales de la máquina. La magnitud de voltaje es detectada a través de un transformador de tensión en una de las fases de la máquina. El voltaje es rectificado y comparado con una señal de referencia, la señal amplificada de error controla el devanado de campo y aumenta el voltaje en terminales del excitador. Por lo tanto, la corriente del devanado de campo es aumentada, también la generación de potencia reactiva es aumentada y se alcanza un nuevo equilibrio al mismo tiempo en que se aumenta el voltaje en las terminales a un valor deseado [1].

2.4.4.5.- ESTABILIZADORES DE SISTEMA DE POTENCIA (PSS).

La función básica del PSS es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor a través del control de excitación. En ocasiones es utilizado en el lazo de control del AVR para ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia en el sistema. El PSS es típicamente un elemento diferenciador con elementos correctivos de cambio de fase. El PSS monitorea las señales que informan del estado dinámico del sistema (velocidad del rotor, voltaje en el terminal, potencia, frecuencia, etc.) y modula el error entre el voltaje de referencia del generador y el voltaje del regulador automático de voltaje (AVR) para lograr producir un torque de amortiguación en fase con la velocidad de la máquina para de esta forma compensar el atraso de fase del conjunto generador,

excitación y carga. La utilización de PSS permite extender los límites de estabilidad y mejorar la operación de los sistemas de potencia [1].

Los PSS fueron diseñados para corregir el error de fase presente en los sistemas de excitación rápidos y son sintonizados para corregir la respuesta del sistema de excitación ante bajas frecuencias. Un PSS es típicamente ajustado para detectar oscilaciones en los modos interárea e intraárea (0.05 a 1 Hz). Si las oscilaciones están fuera del rango de ajuste del PSS, este no enviara señales de tensión correctivas al AVR [12].

2.4.5.- MODELO COMPUESTO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA (COMPOSITE TYPE SYM).

Un modelo compuesto permite adquirir las señales producidas por cualquier elemento para poder someterlos a procesos matemáticos e introducirlas en sistemas de control o para simplemente monitorear su comportamiento en el tiempo. Para el caso de las máquinas síncronas es posible alterar las señales de entrada como la potencia que le brinda la turbina.

Power Factory posee algunos modelos compuestos IEEE, que pueden ser utilizados para monitorear y controlar a una máquina síncrona, este es el caso del armazón (Frame) denominado Composite Type Sym.

En la Figura 2.18, el elemento a controlar es una máquina síncrona, la cual esta modelada en el recuadro denominado "sym slot", el resto de slots únicamente toman las señales de salida disponibles de la máquina, para someterlas a análisis y ejercer control sobre las señales de entrada de la máquina que para este caso son el voltaje de excitación (V_e) y la potencia de la turbina (p_t).

Señales de salida:

Variable	Descripción	Unidad
Pg	Potencia activa generada	<i>p. u.</i>
Qg	Potencia reactiva positiva	<i>p. u.</i>
U	Voltaje en terminales	<i>p. u.</i>
Ur	Voltaje en terminales parte real	<i>p. u.</i>
Ui	Voltaje en terminales parte imaginaria	<i>p. u.</i>
Fe	Frecuencia	<i>Hz</i>
$Xspeed$	Velocidad de rotación	<i>p. u.</i>
xme	Torque eléctrico	<i>p. u.</i>
xmt	Torque mecánico	<i>p. u.</i>
phi	Ángulo del rotor	<i>rad</i>

Cuadro 2.2 Señales de salida del *sym slot*. [1]

2.5.- ECUACIÓN DE OSCILACIÓN.^[1,3]

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona se basa en un principio elemental de dinámica, que establece que el torque de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular. En el sistema de unidades MKS (metro, kilogramo, segundo), se puede escribir esta ecuación, para la máquina síncrona de la forma:

$$J\alpha_m = T_a = T_m - T_e \quad (2.22)$$

Dónde:

J : Momento total de inercia de la masa del rotor en [*kg.m²*].

α_m : Aceleración angular del rotor [*rad/s²*].

T_a : Torque o par de aceleración total en [*N.m*].

T_m : Torque mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica menos el torque de retardo debido a las perdidas rotaciones [*N.m*].

T_e : Torque electromagnético o eléctrico total en [*N.m*].

La aceleración angular del rotor está dada por:

$$\alpha_m = \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (2.23)$$

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2.24)$$

Finalmente reemplazando (2.23) y (2.24) en la ecuación (2.22):

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.25)$$

θ_m : Desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario, en radianes mecánicos [rad].

ω_m : Velocidad angular de la máquina síncrona, en radianes mecánicos por segundo [rad/s].

Bajo condiciones de operación estable, T_m y T_e son iguales, por lo que el par de aceleración T_a es cero, en este caso no existe aceleración o desaceleración de la masa del rotor y la velocidad es constante, la cual viene ser la velocidad síncrona.

Cuando T_m es mayor que T_e , T_a es positivo y α_m es positivo; por lo que se tiene una mayor velocidad del rotor. De manera similar, cuando T_m es menor que T_e , T_a es negativo y α_m es negativo; por lo que la velocidad del rotor disminuye.

En la Figura 2.20a, se observa que el movimiento rotacional de una máquina síncrona es proporcionado por el torque mecánico de un motor primo o turbina, al cual se le opone el torque eléctrico de la carga del sistema.

En el caso del motor síncrono, Figura 2.20b, el movimiento rotacional es proporcionado por el torque eléctrico que el sistema suministra, y a este se le opone el torque mecánico de la carga exigida.

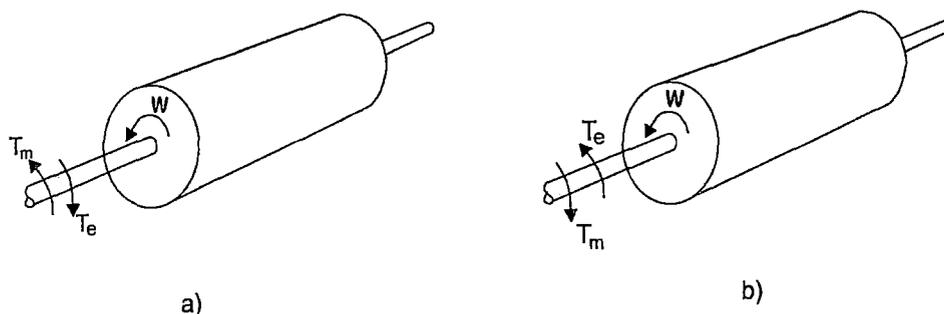


Figura 2.20 Representación del rotor de una máquina síncrona comparando la dirección de rotación y los pares mecánico y eléctrico. [3]

La masa rotatoria que incluye el rotor de la máquina síncrona y la fuente de energía mecánica (motor primo o turbina), está en *sincronismo* con las otras máquinas que operan a velocidad síncrona en un sistema de potencia.

Para el caso de estudio se considera que T_m es constante, esta suposición no es muy válida para máquinas síncronas, aun cuando la entrada desde la fuente de energía mecánica se controle con gobernadores, estos no actúan hasta después de que se ha percibido un cambio en la velocidad. El torque eléctrico T_e , corresponde a la potencia neta de entrehierro en la

máquina, por lo tanto, se toma en cuenta la potencia de salida total de la máquina más las pérdidas por efecto joule ($R I^2$), que se producen en el devanado de la armadura.

Como el ángulo θ_m se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, el cual es una medición absoluta del ángulo del rotor, y continuamente se incrementa con el tiempo a una velocidad síncrona constante. Como es de interés la velocidad del rotor relativa a la velocidad síncrona, es más conveniente medir la posición angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad síncrona. Por lo tanto, se define:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (2.26)$$

Donde:

ω_{sm} : Velocidad síncrona de la máquina en radianes mecánicos por segundo [rad/s].

δ_m : Posición del rotor antes del disturbio en un $t = 0$, medido con respecto al eje de referencia, en radianes mecánicos [rad].

La primera y segunda derivada de la ecuación (2.26), con respecto al tiempo representa la velocidad y aceleración respectivamente:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.27)$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.28)$$

La ecuación (2.27), muestra la velocidad angular del rotor, dada por $d\theta_m/dt$, es constante e igual a la velocidad síncrona ω_{sm} solo cuando $d\delta_m/dt$ es cero. Por lo tanto $d\delta_m/dt$, representa la desviación que hay entre velocidad del rotor con respecto a la velocidad síncrona y sus unidades son [rad/s]. La ecuación (2.28), representa la aceleración del rotor medida en [rad/s^2].

Al sustituir la ecuación (2.27) en la ecuación (2.25) se obtiene:

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.29)$$

Para la velocidad angular del rotor, se recuerda de la dinámica elemental, que la potencia es igual al torque por la velocidad angular y así al multiplicar la ecuación (2.29) por ω_m se obtiene:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m T_m - \omega_m T_e = P_m - P_e \quad (2.30)$$

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.31)$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica de entrada [w].

P_e : Potencia eléctrica de salida [w].

$J\omega_m$: Momento angular del rotor a la velocidad síncrona ω_{sm} , este coeficiente se puede denotar con M , y se le conoce como el coeficiente de inercia de la máquina y sus unidades de medida son Joules-segundo por radián [$J - s/rad$].

Debido a esto se puede escribir la siguiente ecuación:

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.32)$$

Por lo general se desprecian las pérdidas rotacionales y las pérdidas por efecto joule (I^2R) de la armadura y se considera que P_m , es la potencia suministrada por la fuente de energía mecánica y P_e , potencia eléctrica de salida.

Aunque se ha usado M , en esta expresión, en sentido estricto el coeficiente no es una constante porque ω_m , no es igual a la velocidad síncrona en todas las condiciones de operación. Sin embargo, en la práctica, ω_{sm} no difiere de manera significativa de la velocidad síncrona cuando la máquina está estable.

Otro parámetro importante para estudiar el fenómeno de la estabilidad es la constante H , que se relaciona con la inercia de las máquinas y se define por:

$$H = \frac{\text{Energía Cinética almacenada en megajoules a velocidad síncrona}}{\text{Capacidad de la Máquina en MVA}}$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{nominal}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{nominal}} \quad (2.33)$$

Donde :

$S_{nominal}$: Potencia trifásica nominal de la máquina síncrona en megavoltamperios [MVA].

Al despejar M de la ecuación (2.33) se obtiene:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{nominal} \quad (2.34)$$

Y sustituyendo la ecuación (2.34) en la ecuación (2.32), se obtiene:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.35)$$

De la ecuación (2.35), se observa que el ángulo δ_m , se expresa en radianes en el numerador, para $\omega_{sm} = \omega_s$ (velocidad síncrona), en el denominador se expresa en radianes por segundo, por lo que se puede escribir lo siguiente:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad [p. u.] \quad (2.36)$$

Al sustituir el valor de $w_s = 2\pi f$ en la ecuación (2.36), el resultado es el siguiente:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ [p.u.]} \quad (2.37)$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica de entrada, [p.u.]

P_e : Potencia eléctrica de salida, [p.u.].

H : Constante de inercia, en [s].

δ : Ángulo de rotor, [rad].

t : Tiempo, [s].

La ecuación (2.38), es la llamada ecuación de la oscilación de la máquina síncrona, y es la que gobierna la dinámica rotacional en los estudios de estabilidad. Se puede ver que esta ecuación es diferencial de segundo orden y se puede escribir como dos ecuaciones de primer orden:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.38)$$

Si el ángulo δ , es la posición angular del rotor en radianes eléctricos con respecto a la referencia rotativa síncrona y δ_0 , es evaluado para $t = 0$:

$$\delta = \omega t - \omega_s t + \delta_0 \quad (2.39)$$

Derivando la ecuación (2.39) con respecto al tiempo, se tiene:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.40)$$

En las que ω , ω_s y δ ; involucran radianes y grados.

Cuando se resuelve la ecuación de oscilación, se obtiene una expresión para δ , como una función del tiempo. La gráfica de la función se llama *curva de oscilación* de la máquina y la observación de las curvas de oscilación de los rotores de todas las máquinas de un sistema, mostrará si las máquinas permanecen en sincronismo después de la perturbación.

La ecuación (2.41), representa la ecuación de movimiento de la máquina síncrona, y se le conoce comúnmente como la ecuación de oscilación porque representa las oscilaciones del ángulo del rotor δ , durante la perturbación.

Se empleará el torque y la potencia de forma alternada, cuando sea referida a la ecuación de oscilación, por tanto la ecuación de movimiento o la ecuación de oscilación puede ser escrita como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} * \text{Sen}(\delta) \quad (2.41)$$

2.6.- FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ESTABILIDAD TRANSITORIA.^[1]

Dos factores que indican la estabilidad de una máquina síncrona son:

- La oscilación angular de la máquina durante y después de las condiciones de falla.
- El tiempo crítico de despeje de la falla.

Es evidente que la constancia de inercia H , y la reactancia transitoria X'_d , de las máquinas síncronas, tienen un efecto directo en ambos factores. La ecuación de oscilación muestra que entre más pequeña sea la constante de inercia H , mayor será la oscilación angular, en cualquier intervalo de tiempo. A una menor reactancia transitoria X'_d , se incrementará la potencia y reducirá el ángulo inicial del rotor.

La estabilidad transitoria de los SEP, es afectada debido a muchos otros factores que son mencionados a continuación:

- Cuan cargado está la máquina síncrona.
- La potencia de salida de la máquina síncrona durante la falla. Esto depende del tipo de falla y localización de la falla.
- Tiempo de despeje de la falla, mediante los sistemas de protección.
- Reactancias del sistema de transmisión de post-falla.
- Reactancia de la máquina síncrona. Una baja reactancia incrementa la potencia pico y reduce el ángulo inicial del rotor.
- La constante de inercia de la máquina síncrona. A mayor inercia más lenta es la velocidad de cambio del ángulo del rotor, lo que reduce la energía cinética incrementada durante la falla.
- La magnitud del voltaje interno de la máquina síncrona (E'), que depende de la excitación de campo.

2.7.- MÉTODOS DE DISEÑO PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LOS SEP.^[1,6]

Los métodos para mejorar la estabilidad transitoria intentan lograr una o más de los siguientes efectos:

- a. Reducción de la influencia de las perturbaciones por la minimización de la severidad de la falla y duración.
- b. Incremento de las fuerzas restauradoras sincronizante (torque sincronizante).
- c. Reducción del torque de aceleración a través del control de la potencia mecánica del motor primo.

Los siguientes son los métodos para lograr estos objetivos:

1. Estabilidad de estado permanente mejorada.
 - a. Niveles de voltaje del SEP más altos.

- b. Más líneas de transmisión.
 - c. Reactancias de las líneas de transmisión en serie más pequeñas.
 - d. Reactancia de dispersión de los transformadores de potencia menores.
 - e. Compensación capacitiva de las líneas de transmisión en serie.
 - f. Compensadores estáticos de Var (SVC) y sistemas de transmisión flexibles de CA (FACTS).
2. Liberación de fallas a alta velocidad.
 3. Reconexión a alta velocidad de interruptores.
 4. Conmutación de un solo polo.
 5. Constante de inercia mayor de la máquina y reactancia transitoria menor.
 6. Respuesta rápida, excitadores de ganancia alta.
 7. Turbinas con valvuleo rápido.

En los siguientes párrafos se analizan estos métodos de diseño:

1. Al aumentar la transferencia máxima de energía en el estado estable puede mejorar también la estabilidad transitoria, con lo cual se facilita la transferencia del aumento de energía por la parte sin perturbaciones de una red durante la falla. Elevar el voltaje en la transmisión existente o preferir voltajes superiores en la transmisión nueva incrementa la capacidad de carga de las líneas. Al aumentar líneas en paralelo se incrementa la capacidad para transferir potencia. Si se reducen las reactancias del sistema también aumenta dicha capacidad. Las líneas con conductores de fase en haz tienen reactancias en serie menores que las líneas que no están en haz. También ayudan los transformadores sobredimensionados con reactancias de dispersión bajas. Los capacitores en serie reducen las reactancias en serie totales de una línea compensando la inductancia en serie de la misma. Los FACTS mejoran la capacidad de carga de las líneas y mantener la estabilidad.
2. La cantidad de energía cinética ganada por los generadores durante la falla es directamente proporcional a la duración de la falla; el rápido despeje de la falla hace que sea menor el efecto de la falla. La eliminación de fallas a alta velocidad es fundamental para la estabilidad transitoria. La práctica normal para los sistemas es tener control mediante relés de un ciclo e interruptores de 2 ciclos, con lo cual se elimina la falla dentro de 3 ciclos (0.05 s). La investigación actual se enfoca en reducir este tiempo mediante relés de medio ciclo e interruptores de 1 ciclo.
3. La mayoría de los cortocircuitos en las líneas de transmisión son momentáneos, ya que el arco de la falla se auto extingue en un lapso de 5 a 40 ciclos (lo cual depende del voltaje del sistema) después de que la línea se desenergiza. La reconexión a alta velocidad de

- Los interruptores incrementa la transferencia de potencia después de la falla, con lo cual se mejora la estabilidad transitoria.
4. Como la mayoría de los cortocircuitos son de una sola línea a tierra, se usan los esquemas de protección mediante relés e interruptores de circuito de polos independientes para eliminar la fase fallada en tanto se mantiene en operación las fases sin falla de la línea, con lo cual se mantiene cierta transferencia de potencia a través de la línea que falló.
 5. Mediante la inspección de la ecuación de oscilación se observa que al incrementar la constante de inercia H de una máquina síncrona se reduce la aceleración angular, con lo cual se reducen las oscilaciones angulares y aumentan los tiempos críticos de despeje de las fallas. La estabilidad también se mejora cuando se reducen las reactancias transitorias de las máquinas, las cuales aumentan la capacidad de transferencia de potencia durante el periodo de falla o después de ésta. Es una lástima que las tendencias actuales en la fabricación de máquinas estén encaminados a obtener constantes H , menores y reactancias de máquina mayores, lo cual va en disminución de la estabilidad.
 6. Los sistemas de excitación modernos de las máquinas con controles rápidos de tiristores y ganancias mayores en el amplificador (para vencer la saturación de la máquina) aumentan con rapidez la excitación de campo de la máquina después de detectar el bajo voltaje en las terminales de la máquina durante la falla. El efecto es incrementar rápidamente el voltaje interno de la máquina durante las fallas, con lo cual aumenta la potencia de salida de la máquina durante la falla y post-falla. También son mayores los tiempos críticos de despeje de la falla.
 7. Algunas turbinas están equipadas con valvuleo rápido que desvía los flujos y reducen con rapidez las entregas de potencia mecánica de la turbina. Durante las fallas cercanas a la máquina síncrona, cuando la entrega de energía eléctrica es baja, el valvuleo rápido equilibra la potencia mecánica y la eléctrica, proporcionando una aceleración menor y mayores tiempos críticos para liberar la falla.

2.8.- MARCO NORMATIVO.

El marco normativo que enmarca este trabajo de investigación es el siguiente:

2.8.1.- NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS (NTCOTR).

Aprobada con la RESOLUCIÓN DIRECTORAL N°014-2005-E M/DGE y publicada el 03 de marzo de 2005.

En el título séptimo "DE LAS ACCIONES Y ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA", que enfatiza sobre el racionamiento de la energía, rechazos y reconexiones automáticos de carga, desconexión automática

de generación, estudio de estabilidad del SEIN y la coordinación de los sistemas de protección.

De acuerdo al numeral 7.4. ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SEIN y en el numeral 7.4.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), menciona que el estudio de estabilidad del SEIN comprenderá lo siguiente:

- a. Estabilidad angular: permanente y transitoria.
- b. Estabilidad de tensión.

Por otro lado, es necesario mencionar que de acuerdo al numeral 7.4.2 de la NTCOTR, el DOCOES, elaborará cada cuatro años los estudios de estabilidad necesarios para definir lo siguiente:

- a) Los límites de operación de los principales enlaces del SEIN.
- b) Confirmar y/o determinar nuevas calibraciones de los estatismos permanentes y transitorios de los reguladores de velocidad, así como las ganancias de los reguladores de tensión de las unidades de generación de las centrales.
- c) Confirmar el tipo de ajustes, y/o determinar la necesidad de nuevos ajustes y/o reemplazo de los estabilizadores de algunas centrales, para mejorar el amortiguamiento del SEIN.

Por lo tanto, el actual estudio de estabilidad transitoria) previsto en la NTCOTR, tratara solo de la definición de los límites de operación por estabilidad de los principales enlaces de transmisión del AOSE.

2.8.2.- NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE).

Aprobada con el Decreto Supremo N° 020-97-EM, que consta de 8 Títulos y 12 disposiciones.

➤ EI TÍTULO QUINTO

5. CALIDAD DE PRODUCTO:

En el numeral 5.0.1. La calidad de producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en periodos mensuales, denominados "Periodos de Control".

5.1 TENSIÓN.

5.1.2 TOLERANCIAS.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y todos los niveles de tensión, es de hasta el ± 5.0 % de las tensiones nominales de tales puntos. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del

rango de tolerancias establecida en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5 %) del periodo de medición.

➤ **TÍTULO SEXTO**

6. CALIDAD DE SUMINISTRO.

6.1 INTERRUPCIONES.

La calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

6.1.1 Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El periodo de control de interrupciones se de seis (6) meses calendario de duración.

6.1.2 Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden se causadas, entre otras razones, por salida de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que los alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programada oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobadas y calificadas como tales por la Autoridad.

CAPÍTULO III

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS Y **CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE** **LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD** **TRANSITORIA.**

3.1.- INTRODUCCIÓN.

En este capítulo, se enfocará a la descripción de manera no detallada los métodos existentes para el análisis de estabilidad transitoria, haciendo énfasis en las virtudes y deficiencias que estas poseen, y así sustentar la utilización de los métodos de integración numérica, como la más adecuada para el estudio de estabilidad transitoria.

Existen varios métodos de integración numérica que son utilizados en el análisis de estabilidad transitoria, entre los que se tiene los siguientes: Método de Euler, Método de Euler Modificado, Método Trapezoidal, Método Runge-Kutta (segundo y cuarto orden); estos son los más utilizados para la solución de las ecuaciones diferenciales. Por otro lado, dentro de los métodos directos se tiene: Método de Áreas Iguales y Método de la Función de Energía Transitoria.

Los estudios de estabilidad transitoria en un SEP, en la actualidad son cada vez más complejos debido a su expansión (nuevas instalaciones); la tendencia actual hace que estos estudios sean analizados en el dominio del tiempo, para así de esa manera se pueda mostrar las oscilaciones de los ángulos y velocidades de los rotores de cada máquina ante la presencia de perturbaciones. Tomando en cuenta esta prioridad, el método que se adecua más a esta necesidad son los Métodos de Integración Numérica, los cuales resuelven las ecuaciones diferenciales en el dominio del tiempo y sobre todo son aplicables a sistemas multimáquinas.

Dentro de los Métodos de Integración Numérica el más utilizado, debido a las características únicas que posee, es el método Runge-Kutta de cuarto orden, el cual ha sido implementado en software especializado para realizar estudios de estabilidad transitoria de los SEP.

Los límites de estabilidad transitoria están basados en la determinación de los Tiempos Críticos de Despeje de Fallas (CCT); los cuales son calculados sobre una lista de eventos propuestos para el sistema.

El ingreso de nuevas instalaciones en el AOSE; hacen que los CCT sufran modificaciones; y estos son utilizados en los sistemas de protección, donde cumplen con el resguardo de los principales equipamientos del sistema ante posibles deterioros o pérdidas de los mismos, los cuales pueden ser provocados por las altas corrientes y sobrecargas posterior a perturbaciones en el sistema.

3.2.- MÉTODOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.^[1]

La estabilidad transitoria, es un importante pero complicado aspecto de la seguridad en la operación de un SEP, así mismo debido a la creciente complejidad de estos, se hace necesario lograr la satisfacción de ciertos requerimientos, que aparecen en la operación de un sistema, en especial cuando este es sometido a eventos de gran perturbación.

3.2.1.- MÉTODOS DE INTEGRACIÓN NUMÉRICA.

Las ecuaciones diferenciales a ser resueltas, en el análisis de estabilidad transitoria de un SEP, son ecuación diferenciales ordinarias no-lineales, con valores iniciales conocidos:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (3.1)$$

Donde x , es el vector de estado de n variables dependientes, y t es la variable independiente (tiempo). El objetivo es resolver el vector de estado x , como una función de t , con variables iniciales para x y t , representados por x_0 y t_0 , respectivamente.

Como se mencionó anteriormente, se presenta una descripción general de los métodos de integración numérica aplicables a la solución de ecuaciones diferenciales, como la ecuación (3.1), para el desarrollo de los métodos se trata a la ecuación como si fuese una ecuación diferencial de primer orden. Se asume esto, para poder simplificar y hacer más fácil la comprensión de las características especiales de cada método.

En general, las ecuaciones diferenciales no-lineales admiten soluciones por los métodos de integración numérica que utilizan el proceso paso a paso para determinar una serie de valores para cada variable dependiente correspondiente un intervalo seleccionado de la variable independiente.

Se describe en primer lugar el método de Euler, el cual tiene la virtud de su simplicidad sirve como una buena introducción para el análisis de la integración numérica.

3.2.1.1.- MÉTODO DE EULER.

El método de Euler es un método de muy baja precisión que requiere el uso de pasos Δt , excesivamente pequeños para proporcionar resultados de mayor calidad. También su poca precisión se debe a que la derivada se calcula al inicio del intervalo y es asumida constante a lo largo del mismo. Es por eso que es necesario utilizar métodos de mayor precisión para resolver ecuaciones diferenciales ordinarias. Considerando la ecuación (3.1), la cual es una ecuación diferencial de primer orden; con $x = x_0$ y $t = t_0$. La Figura 3.1, ilustra el principio de aplicación del método de Euler [1].

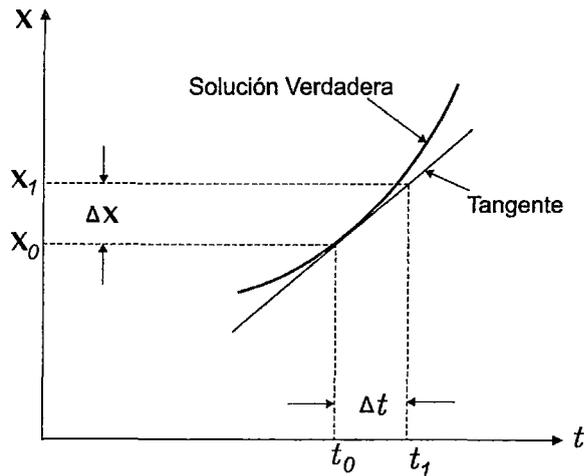


Figura 3.1 Principio de aplicación general del método de Euler. [1]

Para $x = x_0$ y $t = t_0$, se puede aproximar la curva representando la solución verdadera, teniendo como tangente la pendiente de la curva:

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_0} = f(x_0, t_0) \quad (3.2)$$

Por consiguiente:

$$\Delta x = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_0} \cdot \Delta t \quad (3.3)$$

Por lo tanto, dado los valores iniciales x_0 y t_0 , habrá un nuevo valor de x , para un $t_1 = t_0 + \Delta t$, esta dada por:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_0} \cdot \Delta t \quad (3.4)$$

Donde Δx , es el incremento de x , correspondiente al incremento de t ; después de determinar el valor de x_1 correspondiente para t_1 , podemos tomar otro tiempo de paso corto Δt y determinar x_2 , correspondiente a $t_2 = t_1 + \Delta t$, como sigue:

$$x_2 = x_1 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_1} \cdot \Delta t \quad (3.5)$$

Por la aplicación del método sucesivamente, se llega a determinar los valores de x correspondientes a diferentes valores de t .

De este método se concluye lo siguiente:

- Usa sola la primera derivada, por lo tanto es un método de primer orden.
- Para obtener suficiente precisión, Δt debe ser pequeño.

- Un valor pequeño de Δt , incrementa los errores de redondeo y el tiempo de cálculo.
- La propagación del error; leves errores cometidos al principio son magnificados en pasos posteriores.

Para el análisis de una máquina síncrona; se considera que el par de aceleración se mantiene constante durante un intervalo de tiempo, suficientemente pequeño para que esta suposición no introduzca un error apreciable (0.05 s), se resuelve las ecuaciones para esta condición. La Figura 3.2, muestra el principio de aplicación de este método:

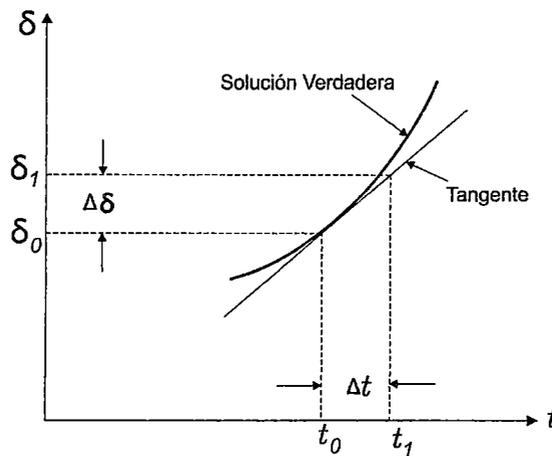


Figura 3.2 Principio de aplicación a la máquina síncrona del método de Euler. [1]

Si el par de aceleración, se considera constante, la ecuación de oscilación queda de la siguiente forma:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} T_a \quad (3.6)$$

Integrando con respecto al tiempo, la ecuación (3.6) se obtiene:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{\pi f}{H} T_a \cdot t + \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} \quad (3.7)$$

Donde:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (3.8)$$

$$\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{t=0} = \omega_0 \quad (3.9)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.8) y (3.9) en la ecuación (3.7) se obtiene:

$$\omega = \frac{\pi f}{H} T_a \cdot t + \omega_0 \quad (3.10)$$

Integrando nuevamente la ecuación (3.10), se obtiene:

$$\delta = \frac{\pi f}{H} T_a \cdot t^2 + \omega_0 \cdot t + \delta_0 \quad (3.11)$$

Donde

δ_0 : Ángulo inicial.

ω_0 : Velocidad angular inicial.

Conociendo los valores δ_0 , ω_0 , el par de aceleración y el periodo de tiempo en el cual se considera que el par de aceleración es constante, se puede calcular el ángulo y la velocidad angular al final del intervalo.

3.2.1.2.- MÉTODO DE EULER MODIFICADO.

Este método pertenece a una categoría de técnicas numéricas conocidas como métodos *predictor-corrector*, el cual consiste en seguir los siguientes pasos para solucionar la ecuación (3.1):

- a) *Paso Predictor*: Usando la derivada al inicio del paso, el nuevo valor del paso es previsto como:

$$x_1^{(p)} = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_0} \cdot \Delta t \quad (3.12)$$

- b) *Paso Corrector*: Usando el valor previsto de $x_1^{(p)}$, para calcular el valor aproximado de $\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_1}^{(p)}$, al final del intervalo y usando el promedio de esta derivada y la derivada al inicio del paso se puede calcular el *valor corregido*.

$$x_1^{(c)} = x_0 + \frac{1}{2} \left[\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_0} + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x_1}^{(p)} \right] \cdot \Delta t \quad (3.13)$$

Aplicando este método para la solución de la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, se obtiene el siguiente procedimiento:

- a) Cálculo de la potencia acelerante, las derivadas del ángulo y de la velocidad angular al principio del intervalo, es decir, en el instante t :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - 2\pi f \quad (3.14)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} [P_m - P_e] \quad (3.15)$$

- b) Cálculo del primer valor del ángulo y la velocidad al final del intervalo, es decir, en el instante $t + \Delta t$:

$$\delta_{(t+\Delta t)} = \delta_{(t)} + \frac{d\delta_{(t)}}{dt} \Delta t \quad (3.16)$$

$$\omega_{(t+\Delta t)} = \omega_{(t)} + \frac{d\omega_{(t)}}{dt} \Delta t \quad (3.17)$$

- c) Cálculo de la potencia acelerante y de la derivada de la velocidad al final del intervalo, es decir, en el instante $t + \Delta t$:

$$\frac{d\omega_{(t+\Delta t)}}{dt} = \frac{d^2\delta_{(t+\Delta t)}}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_{e(t+\Delta t)}) \quad (3.18)$$

- d) Cálculo del valor corregido de la velocidad al final del intervalo, es decir, en el instante $t + \Delta t$:

$$\omega_{(t+\Delta t)} = \omega_{(t)} + \frac{1}{2} \left[\frac{d\omega_{(t)}}{dt} + \frac{d\omega_{(t+\Delta t)}}{dt} \right] \cdot \Delta t \quad (3.19)$$

- e) Cálculo de la derivada del ángulo al final del intervalo:

$$\frac{d\delta_{(t+\Delta t)}}{dt} = \omega_{(t+\Delta t)} - 2\pi f \quad (3.20)$$

- f) Cálculo del valor corregido del ángulo al final del intervalo:

$$\delta_{(t+\Delta t)} = \delta_{(t)} + \frac{1}{2} \left[\frac{d\delta_{(t)}}{dt} + \frac{d\delta_{(t+\Delta t)}}{dt} \right] \cdot \Delta t \quad (3.21)$$

El proceso iterativo continúa hasta que se presente nuevos cambios en el sistema o hasta que se concluya el tiempo de estudio.

3.2.1.3.- MÉTODO TRAPEZOIDAL.

Este método puede ser considerado como un refinamiento del método de Euler, en que el valor de la derivada de la función en el instante t_0 , es aproximado por la media entre los valores de los instantes t_0 y $t_0 + \Delta t$. En la Figura 3.3, se presenta la característica que envuelve a la aplicación del método trapezoidal.

Se considera la ecuación diferencial de primer orden de la ecuación (3.1); la solución para x en $t_1 = t_0 + \Delta t$, expresada en forma de integral es:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, t) \cdot dt \quad (3.22)$$

El método de integración implícito más simple es la *regla trapezoidal*, el cual usa la interpolación lineal, lo que implica que el área bajo la integral de la ecuación (3.22), sea aproximado por trapecios.

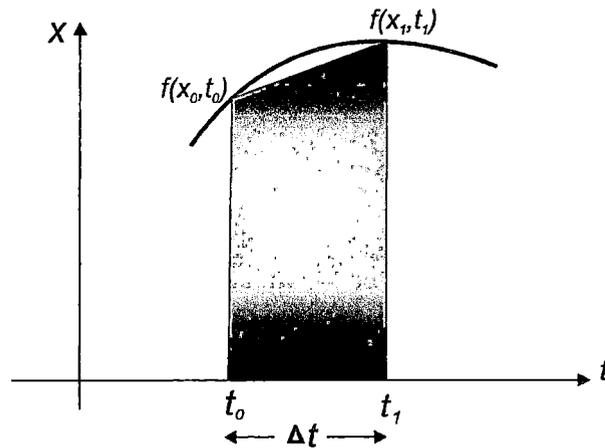


Figura 3.3 Principio de aplicación del método trapezoidal. [1]

La regla trapezoidal para la ecuación (3.22) está dada por:

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (3.23)$$

La formula general del valor de x en $t = t_{n+1}$:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2} [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \quad (3.24)$$

3.2.1.4.- MÉTODOS DE RUNGE KUTTA (R-K).^[1,6]

Este método es considerablemente más exacto que el método Euler mejorado. Los métodos Runge-Kutta, no son solo un método, sino una importante familia de métodos iterativos para aproximar las soluciones de ecuaciones diferenciales ordinarias; y buscan una buena aproximación lineal para la derivada de la función en el intervalo $[t_0, t_0 + \Delta t]$.

Las implementaciones más usadas del método de R-K, son las de 2° y 4° orden.

➤ MÉTODO RUNGE - KUTTA DE SEGUNDO ORDEN.

A partir de la ecuación (3.1), se tiene que la fórmula para el método R-K de segundo orden, para el valor de x en el intervalo $[t_0, t_0 + \Delta t]$ es:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \frac{k_1 + k_2}{2} \quad (3.25)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, t_0) \cdot \Delta t \quad (3.26)$$

$$k_2 = f(x_0 + k_1, t_0 + \Delta t) \cdot \Delta t \quad (3.27)$$

Este método es equivalente a considerar, los términos de la primera y segunda derivada de las series de Taylor, y el error está en el orden de Δt^3 .

La fórmula general que da el valor de x , para el paso $(n + 1)$ es:

$$x_{n+1} = x_n + \Delta x = x_n + \frac{k_1 + k_2}{2} \quad (3.28)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_n, t_n) \cdot \Delta t \quad (3.29)$$

$$k_2 = f(x_n + k_1, t_n + \Delta t) \cdot \Delta t \quad (3.30)$$

➤ **MÉTODO RUNGE - KUTTA DE CUARTO ORDEN.**

Los métodos de Runge-Kutta de cuarto orden son uno de los integradores de paso fijo más utilizados para obtener resultados rápidos y precisos en problemas de valor inicial.

La fórmula general, dando el valor de x para el paso $(n + 1)$ es:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.31)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_n, t_n) \cdot \Delta t \quad (3.32)$$

$$k_2 = f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \cdot \Delta t \quad (3.33)$$

$$k_3 = f\left(x_n + \frac{k_2}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \cdot \Delta t \quad (3.34)$$

$$k_4 = f(x_n + k_3, t_n + \Delta t) \cdot \Delta t \quad (3.35)$$

La interpretación física de la solución dada previamente, es como sigue:

k_1 : Pendiente al comienzo del intervalo.

k_2 : Pendiente en el punto medio del intervalo, usando k_1 para determinar el valor de x en el punto $t_n + \frac{\Delta t}{2}$.

k_3 : Es otra vez la pendiente del punto medio, pero ahora usando k_2 para determinar el valor de x .

k_4 : Pendiente al final del intervalo de tiempo, con el valor de x determinado por k_3 .

Promediando las cuatro pendientes, se le asigna mayor peso a las pendientes en el punto medio:

$$Pendiente = \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.36)$$

El método Runge-Kutta es más fácil de utilizar en la práctica debido a que el cálculo de los números k_1, k_2, k_3 y k_4 requiere solo evaluaciones de la función original $\frac{dx}{dt} = f(x, t)$. Por lo general el método provee de soluciones muy precisas con un número pequeño de iteraciones, sin embargo al aumentar el número de iteraciones pueden aparecer otro tipo de errores.

Aplicando el método Runge-Kutta de cuarto orden a la solución del problema de estabilidad transitoria, es necesario resolver dos ecuaciones diferenciales de primer orden para obtener los cambios del ángulo del rotor δ y velocidad angular de la máquina ω . Estas ecuaciones son:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\pi f}{H} [P_m - P_{max} * \text{sen}(\delta)] \quad (3.37)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (3.38)$$

Para una máquina síncrona se tiene:

$$\omega_{n+1} = \omega_n + \frac{1}{6} (L_1 + 2L_2 + 2L_3 + L_4) \quad (3.39)$$

$$\delta_{n+1} = \delta_n + \frac{1}{6} (K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (3.40)$$

Para las condiciones iniciales ω_0 y δ_0 , se tiene:

$$L_1 = \frac{\pi f}{H} [P_m - P_{max} * \text{sen}(\delta_0)]. \Delta t \quad (3.41)$$

$$L_2 = \frac{\pi f}{H} \left[P_m - P_{max} * \text{sen} \left(\delta_0 + \frac{k_1}{2} \right) \right]. \Delta t \quad (3.42)$$

$$L_3 = \frac{\pi f}{H} \left[P_m - P_{max} * \text{sen} \left(\delta_0 + \frac{k_2}{2} \right) \right]. \Delta t \quad (3.43)$$

$$L_4 = \frac{\pi f}{H} [P_m - P_{max} * \text{sen}(\delta_0 + k_3)]. \Delta t \quad (3.44)$$

$$k_1 = (\omega_0 - 2\pi f). \Delta t \quad (3.45)$$

$$k_2 = \left(\omega_0 + \frac{L_1}{2} - 2\pi f \right). \Delta t \quad (3.46)$$

$$k_3 = \left(\omega_0 + \frac{L_2}{2} - 2\pi f \right). \Delta t \quad (3.47)$$

$$k_4 = (\omega_0 + L_3 - 2\pi f). \Delta t \quad (3.48)$$

3.2.1.5.- LIMITACIONES DE LOS MÉTODOS DE INTEGRACIÓN NUMÉRICA.

La ventaja más importante de los métodos de integración numérica, es que mediante estos se puede observar en el dominio del tiempo, el comportamiento de las oscilaciones de los ángulos y velocidades de todas las máquinas, sin embargo, no es posible evaluar el sistema desde el punto de vista de la energía transitoria, que se produce bajo condiciones de fallas severas, esto hace que estos métodos no puedan determinar los límites de estabilidad transitoria de un sistema de manera directa. Estos métodos están implementados en software especializados para el estudio de los SEP, donde se realizan estudios de estabilidad transitoria y de esta manera se determina los límites de estabilidad transitoria con simulaciones sucesivas.

3.2.2.- MÉTODOS DIRECTOS.^[1]

Los métodos directos evalúan la estabilidad transitoria sin solucionar explícitamente el sistema de ecuaciones diferenciales. Esta aproximación que es académicamente atractiva y ha recibido una considerable atención en el uso de la energía transitoria para la evaluación de la estabilidad transitoria. A continuación son descritos los conceptos básicos en los que están basados algunos métodos directos.

3.2.2.1.- MÉTODO DEL CRITERIO DE ÁREAS IGUALES.

Considere el sistema mostrado en la Figura 3.4, el cual consiste de una máquina síncrona entregando potencia a un SEP grande, dicho sistema está representado por una barra infinita, a través de dos líneas de transmisión. Cabe mencionar que una barra infinita, representa una fuente de voltaje de magnitud y frecuencia constante. Se presenta los conceptos y principios fundamentales de la estabilidad transitoria, mediante el análisis de la respuesta del SEP ante grandes perturbaciones, usando modelos simples. Todas las resistencias y los efectos del gobernador de velocidad no son tomados en cuenta y la máquina es representada por su modelo clásico [1].

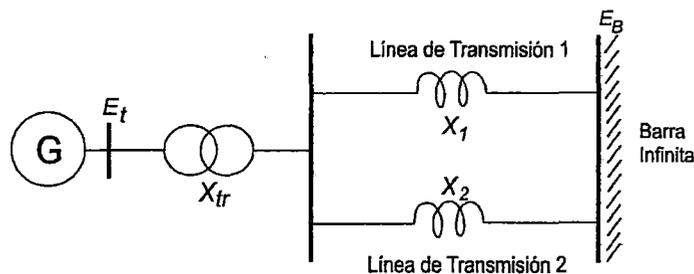


Figura 3.4 SEP compuesto de una máquina síncrona conectado a una barra infinita. [1]

El equivalente del sistema es mostrado en la Figura 3.5, el voltaje detrás de la reactancia transitoria X'_d , es denotado por E' . En ángulo del rotor δ , representa el ángulo por el cual E' adelanta a E_B .

Cuando el sistema es perturbado, la magnitud de E' permanece constante y el ángulo δ cambia; así como la velocidad de la máquina se desvía de la velocidad síncrona ω_s .

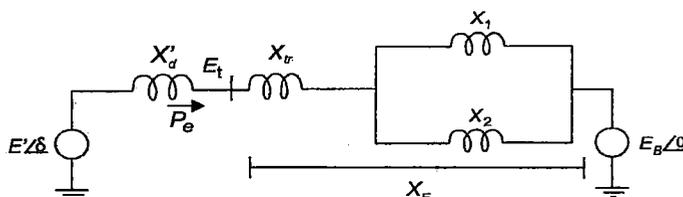


Figura 3.5 Circuito equivalente del sistema. [1]

El modelo del sistema puede ser reducido a la forma mostrada en la Figura 3.6. El cual puede ser analizado utilizando métodos analíticos simples y es utilizado para obtener una comprensión básica del fenómeno de la estabilidad transitoria.

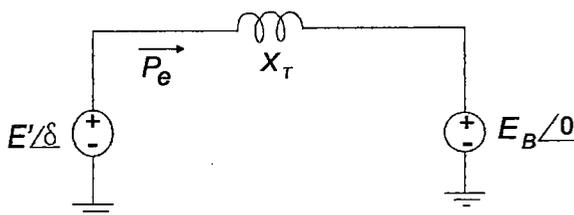


Figura 3.6 Circuito equivalente reducido. [1]

Donde:

$$\bar{E}' = \bar{E}_{t0} + jX'_d \bar{I}_{t0} \quad (3.49)$$

$$X_T = X'_d + X_E; X_E = X_{tr} + \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} \quad (3.50)$$

La potencia eléctrica de salida de la máquina es:

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \text{sen}(\delta) = P_{max} \text{sen}(\delta) \quad (3.51)$$

Donde:

$$P_{max} = \frac{E' E_B}{X_T} \quad (3.52)$$

Puesto que hemos despreciado la resistencia del estator, P_e representa la potencia en el entrehierro y también la potencia en el terminal de la máquina. La relación potencia-ángulo con ambas líneas de transmisión en servicio es mostrado gráficamente en la Figura 3.7, como la *curva 1*. Con una potencia mecánica de

entrada de P_m , en estado estable la potencia eléctrica de salida P_e es igual a P_m , y la condición de operación es representado por el punto "a" en la **curva 1** y el correspondiente ángulo de rotor es δ_a .

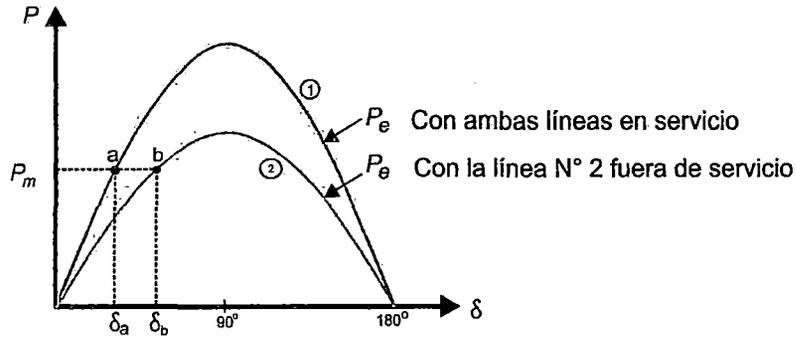


Figura 3.7 Relación potencia – ángulo. [1]

Si una de las líneas está fuera de servicio, la reactancia efectiva X_T , es mayor. La relación potencia-ángulo del sistema con la línea N° 2, fuera de servicio está mostrado en la Figura 3.7, como la **curva 2**.

La potencia máxima es ahora menor, con una potencia mecánica de entrada de P_m , el ángulo del rotor es ahora δ_b , correspondiente al punto de operación "b" en la **curva 2**; ahora el ángulo del rotor es mayor para transmitir la misma potencia en estado estable.

La ecuación de oscilación es:

$$\frac{2H d^2\delta}{\omega_s dt^2} = P_m - P_{max} * Sen(\delta) \quad (3.53)$$

Donde:

- P_m : Potencia mecánica de entrada, [p. u.].
- ω_s : Velocidad síncrona de la máquina. [rad/s]
- P_{max} : Potencia eléctrica máxima de salida, [p. u.].
- H : Constante de inercia, en [s].
- δ : Ángulo de rotor, en [rad].
- t : Tiempo, en [s].

La información con respecto al ángulo de oscilación máximo δ_m y el límite de estabilidad transitoria pueden ser obtenidos gráficamente usando el diagrama potencia-ángulo mostrado a continuación:

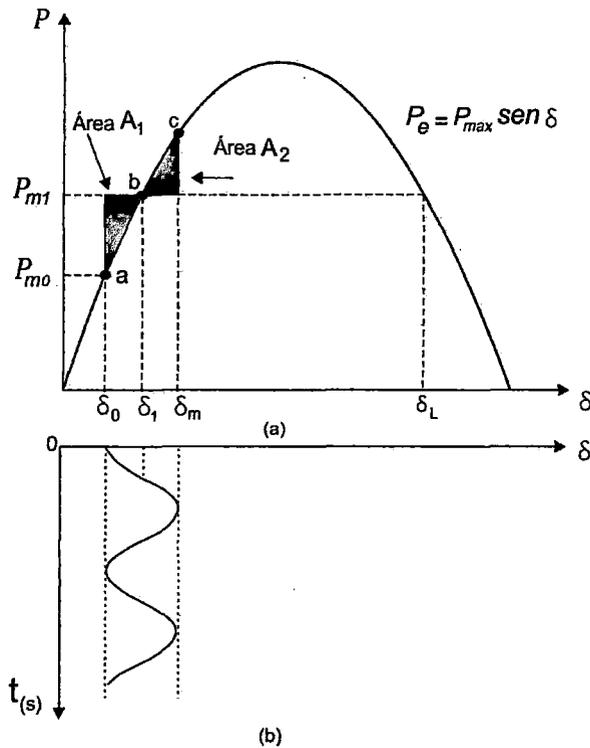


Figura 3.8 Respuesta a un cambio de la potencia mecánica de entrada. a) Variación de la curva potencia-ángulo. b) Respuesta en el tiempo del ángulo de rotor. [1]

Aunque este método no es aplicable a los sistemas multimáquina, que es el caso de nuestro estudio, ayuda a entender los factores básicos que influyen en la estabilidad transitoria de cualquier sistema.

De la ecuación (3.53), tenemos las siguientes relaciones entre el ángulo del rotor y la potencia de aceleración:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \quad (3.54)$$

Donde P_e , es una función no lineal de δ , y por tanto la ecuación anterior no puede ser solucionada directamente. Si los dos miembros son multiplicados por $2d\delta/dt$, tenemos:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.55)$$

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_s (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.56)$$

Integrando resulta:

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_s (P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (3.57)$$

La desviación de velocidad $d\delta/dt$, es inicialmente cero, la cual cambiará como consecuencia de la perturbación. Para la operación estable la desviación del ángulo δ , debe ser limitada, al alcanzar un valor máximo (como el punto "c" en la Figura 3.8) y después cambiar de dirección. Esto requiere que la desviación de velocidad $d\delta/dt$ llegue a ser cero en algún momento después del disturbio. Por lo tanto de la ecuación (3.57), como criterio para estabilidad podemos escribir:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_s(P_m - P_e)}{H} d\delta = 0 \quad (3.58)$$

Donde δ_0 , es el ángulo inicial de la máquina y δ_m es el ángulo máximo, como se ilustra en la Figura 3.8. Así, el área bajo la función $P_m - P_e$ vs. δ , debe ser cero si el sistema va a ser estable. En la Figura 3.8, esto se logra cuando el área A_1 es igual al área A_2 . La energía cinética es incrementada por el rotor durante la aceleración, cuando δ cambia de δ_0 a δ_1 . La energía incrementada es:

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) \cdot d\delta = A_1 \quad (3.59)$$

La energía perdida durante la desaceleración cuando δ , cambia de δ_1 a δ_m es:

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) \cdot d\delta = A_2 \quad (3.60)$$

Puesto que no se han considerado pérdidas, la energía incrementada es igual a la energía perdida; por tanto el área A_1 es igual al área A_2 ; lo que forma la base para el criterio de igualdad de áreas, lo cual permite determinar la máxima oscilación de δ , y por tanto la estabilidad del sistema sin calcular la respuesta en el tiempo a través de la solución de la ecuación de oscilación.

Se examinará la estabilidad transitoria considerando la respuesta del sistema a un cortocircuito en el sistema de transmisión, el cual es uno de las más comunes perturbaciones considerados en estudios de estabilidad transitoria.

➤ CURVAS DE POTENCIA ELÉCTRICA FRENTE A UN CORTOCIRCUITO EN UN SEP.^[1]

Se considera la respuesta del sistema a una falla trifásica localizada en el punto F , sobre la línea de transmisión N°2, como se muestra en la Figura 3.9a.

El circuito equivalente correspondiente, asumiendo el modelo clásico de la máquina síncrona, se muestra en la Figura 3.9b. La falla es despejada abriendo los

interruptores a los dos lados de la línea en falla, el tiempo de despeje depende de la calibración de los elementos de protección.

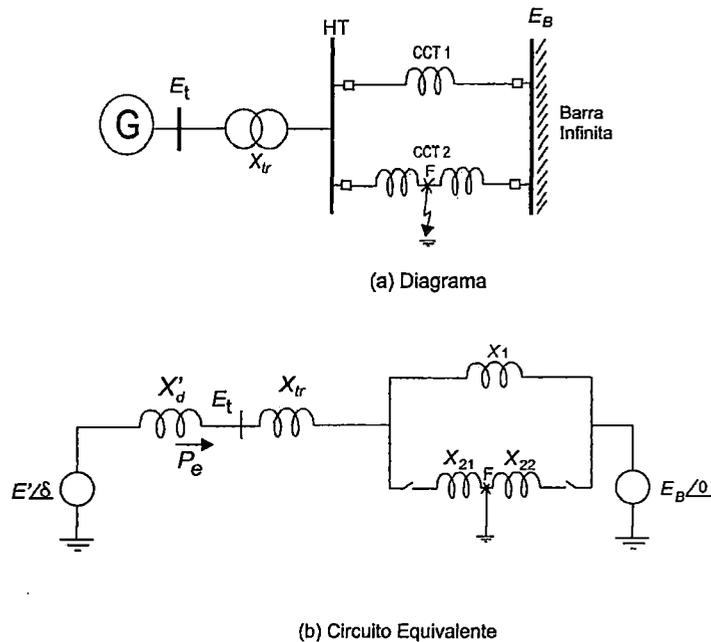


Figura 3.9 Ilustración del fenómeno de estabilidad transitoria. a) Diagrama. b) Circuito equivalente. [1]

Si la falla estaría localizada en la barra HT del sistema, ninguna potencia es transmitida a la barra infinita, la corriente de cortocircuito de la máquina fluye a través de la reactancia de falla. Por lo tanto, solo la potencia reactiva fluye y la potencia activa (P_e) y el correspondiente torque eléctrico (T_e) son cero durante la falla.

Si la falla está situada a una distancia lejos de la barra HT, como se muestran en las Figuras 3.9a y 3.9b, cierta potencia activa es transmitida hacia la barra infinita mientras la falla está activa.

Las Figuras 3.10a y 3.10b, muestran la curva P_e vs. δ , para las tres condiciones:

- Pre falla (los dos circuitos en servicio).
- Con falla trifásica sobre el circuito 2 localizado a cierta distancia de la barra de generación.
- Post - falla (circuito 2 fuera de servicio).

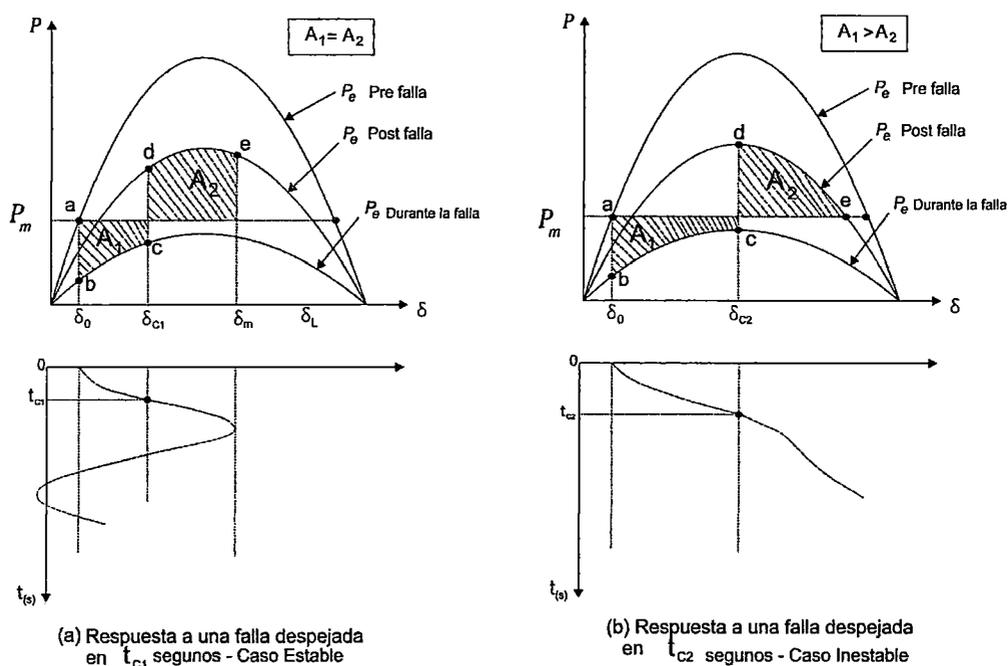


Figura 3.10 Respuesta del sistema para los casos: a) estable b) inestable. [1]

La Figura 3.10a, considera el funcionamiento del sistema con un despeje de falla en el tiempo t_{c1} , y representa un caso estable. La Figura 3.10b, considera un tiempo de despeje de falla t_{c2} , mayor, por lo que el sistema es inestable. En ambos casos se asume que P_m es constante.

Analizando el caso estable representado por la Figura 3.10a. Inicialmente, el sistema está operando con los dos circuitos en servicio por lo que $P_e = P_m$ y $\delta = \delta_0$. Cuando ocurre la falla, el punto de operación repentinamente cambia del punto "a" al punto "b".

Debido a la constante de inercia de la máquina, el ángulo δ , no puede cambiar instantáneamente; por lo tanto P_m es ahora mayor que P_e , el rotor se acelera hasta que el punto de operación alcanza el punto "c", cuando la falla es despejada aislando la línea N°2 del sistema. El punto de operación cambia de lugar repentinamente al punto "d", ahora P_e es mayor que P_m , causando la desaceleración del rotor.

Puesto que la velocidad de la máquina es mayor que la velocidad síncrona ω_s , y el ángulo δ , continúa incrementándose hasta que la energía cinética incrementada durante el periodo de aceleración (representada por el área A_1) sea consumida transfiriendo la energía del sistema.

El punto de operación se mueve del punto "d" al punto "e", tal que el área A_2 es igual al área A_1 . En el punto "e", la velocidad es igual a la velocidad síncrona ω_s , y el ángulo

δ ha alcanzado el valor máximo δ_m . Puesto que P_e sigue siendo mayor que P_m , el rotor continúa retardándose, con la velocidad cayendo bajo la velocidad síncrona ω_s . El ángulo del rotor decrece y el punto de operación regresa por la trayectoria del punto "e" al punto "d" y siguiendo la curva $P_e - \delta$, para el sistema post-falla. El valor mínimo de δ , es tal que satisface el criterio de igualdad de áreas para el sistema de post-falla. En ausencia de cualquier fuente de amortiguamiento, el rotor continúa oscilando con amplitud constante.

Con un tiempo de despeje de falla mayor, como se muestra en la Figura 3.10b, el área A_2 sobre P_m es menor que A_1 , cuando el punto de operación alcanza el punto "e", la energía cinética incrementada durante el periodo de aceleración todavía no ha sido completamente consumida; consecuentemente, la velocidad sigue siendo mayor que ω_s y δ continúa incrementándose. Más allá del punto "e", P_e es menor que P_m , y el rotor empieza a acelerarse otra vez. La velocidad del rotor y el ángulo continúan incrementándose, conduciendo a la pérdida de estabilidad.

3.2.2.2.- MÉTODO DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA.^[1]

La aproximación de la energía transitoria puede ser descrita considerando la analogía de una bola oscilante en la superficie interna de un recipiente, como se muestra en la Figura 3.11.

El área dentro del recipiente representa la región estable, y el área externa, es la región de inestabilidad. El borde del recipiente es irregular en forma, es por esto que diferentes puntos del borde tienen diferentes alturas.

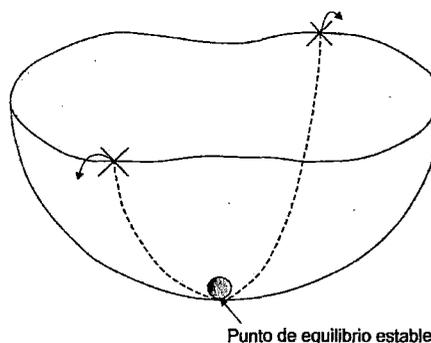


Figura 3.11 Analogía de la bola oscilante en el interior de un recipiente por la inyección de energía a un SEP. [1]

Inicialmente la bola está descansando en el fondo del recipiente, y este estado es relacionado como el punto de equilibrio estable. Cuando alguna energía cinética es inyectada en la bola, esto causa que se mueva la bola en una dirección particular, la bola rodará dentro de la superficie del recipiente siguiendo una trayectoria

determinada por la dirección del movimiento inicial. El punto en donde la bola se detendrá es determinado por la cantidad de la energía cinética inicialmente inyectada. Si en el caso que la bola convierta toda su energía cinética en energía potencial antes de alcanzar el borde, este retornará y eventualmente se establecerá otra vez en el punto de equilibrio estable. Sin embargo, si la energía cinética inyectada es suficiente para causar que la bola supere el borde, este entrará en la región de inestabilidad y ya no podrá retornar al punto de equilibrio estable. La superficie dentro del recipiente representa la superficie de la energía potencial, y el borde del recipiente representa la superficie límite de la energía potencial [1].

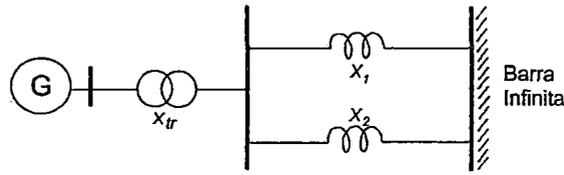
Se requieren dos cantidades para determinar si la bola entrará en la región de inestabilidad:

- a. La energía cinética inicial inyectada.
- b. La altura del borde en el punto de cruce.

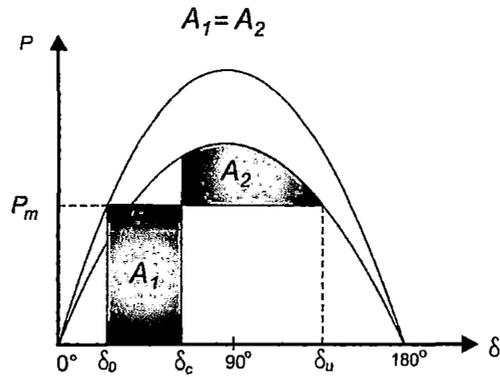
La localización del punto de cruce depende de la dirección del movimiento inicial; la base para la aplicación del método de función de energía transitoria al análisis de la estabilidad de un SEP es conceptualmente similar al descrito en la analogía de la bola oscilante. Inicialmente el sistema está operando en un punto de equilibrio estable; si ocurre una falla, el equilibrio es perturbado y las máquinas síncronas se aceleran. El sistema gana energía cinética y potencial durante el periodo de la falla, alejando al sistema del punto de equilibrio estable. Después del despeje de la falla, la energía cinética es convertida en energía potencial de la misma manera como la bola sube la superficie de energía potencial.

Para evitar la inestabilidad, el sistema debe ser capaz de absorber la energía cinética, en el momento en el que las fuerzas de las máquinas síncronas tienden a llevarlos a nuevas posiciones de equilibrio, esto depende de la capacidad de absorción de energía potencial del sistema en post-falla. Para una configuración de red en post-falla dada, hay un máximo o una cantidad crítica de energía cinética transitoria que el sistema puede absorber. Consecuentemente, la evaluación de estabilidad transitoria requiere:

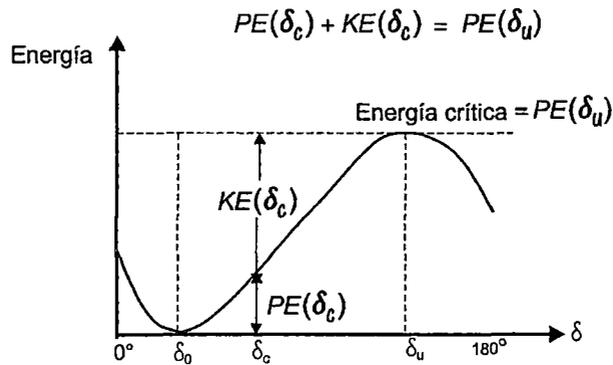
- a. Funciones que describen adecuadamente la energía transitoria de la separación de una o más máquinas síncronas del resto del sistema.
- b. Un estimado de la energía crítica requerida para que las máquinas pierdan sincronismo.



a) Configuración del sistema



b) Relación potencia-ángulo



c) Relación energía - ángulo

Figura 3.12 Ilustración del equivalente entre el método de función de energía y el criterio de áreas iguales. [1]

Para un sistema de dos máquinas, la energía crítica es analizada mediante la función de energía transitoria, la cual es equivalente al criterio de áreas iguales descrito en la sección 3.2.2.1, que es ilustrado en la Figura 3.12, donde se muestran los dos planos, ambos teniendo al ángulo del rotor δ , como la ordenada. El plano superior, ilustra el criterio de igualdad de áreas en el cual el ángulo crítico de aclaramiento δ_c , es establecido por la igualdad entre las áreas A_1 y A_2 . El plano inferior ilustra el método de energía transitoria, el cual puede ser usado para especificar el ángulo de

aclareamiento, en términos de la energía potencial y cinética. La energía cinética ganada durante el periodo de falla es añadida a la energía potencial en el correspondiente ángulo del rotor. La suma es comparada con la energía potencial crítica para determinar la estabilidad.

Dado un disturbio, existe un punto de equilibrio estable para el sistema en post-falla, puede definirse una región de atracción para el punto de equilibrio estable en post-falla, como se muestra en la Figura 3.13. Cualquier trayectoria del sistema en post-falla, con el estado del sistema al aclareamiento de falla (X_{Cl}) dentro de esta región de atracción, eventualmente convergerá al punto de equilibrio estable, y se dice que el sistema es estable. Por otro lado, si X_{Cl} permanece fuera de la región de atracción, el sistema en post-falla no convergerá al punto de equilibrio estable, y se dice que el sistema es inestable.

El estado del sistema al aclareamiento de falla (X_{Cl}) puede ser descrito por el valor de la función de energía evaluado en X_{Cl} , como $V(X_{Cl})$. Así el método directo resuelve el problema de estabilidad mediante la comparación de $V(X_{Cl})$ con la energía crítica V_{Cr} . El sistema es estable si $V(X_{Cl})$ es menor a V_{Cr} y la diferencia $V_{Cr} - V(X_{Cl})$, es una buena medida de la estabilidad relativa del sistema. Esta cantidad es definida como el margen de energía transitoria.

La cantidad $V(X_{Cl})$, mide la cantidad de energía transitoria inyectada al sistema por la falla, mientras que la energía crítica mide la robustez del sistema en post-falla. Más precisamente, la energía crítica mide la capacidad del sistema en post-falla de absorber la energía.

Mediante la Figura 3.13, si el rotor oscila dentro del rango δ_{u1} a δ_{u2} , el sistema permanecerá transitoriamente estable. Si el rotor se balancea más allá de este rango, el sistema se volverá inestable. Así los dos puntos δ_{u1} y δ_{u2} , en la curva de la energía potencial forman una frontera para todas las trayectorias estables del ángulo del rotor. Esta frontera es llamada, *superficie límite de energía potencial* y los puntos dentro de esta frontera son picos de energía local [1].

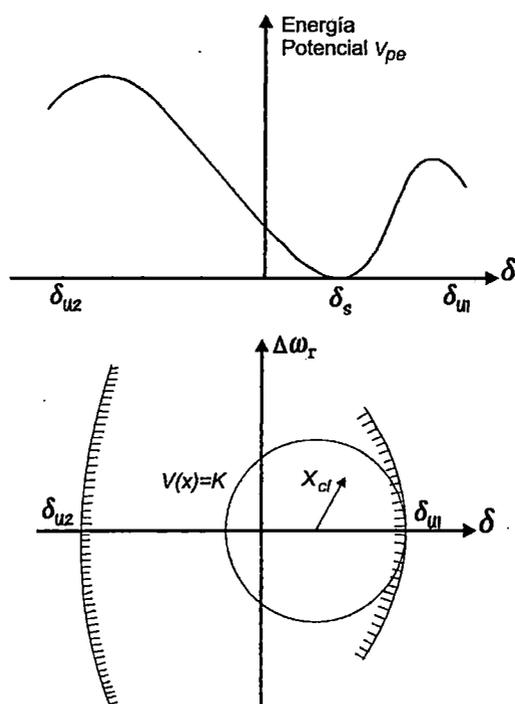


Figura 3.13 Región de estabilidad y su aproximación local. [1]

La frontera de la región de estabilidad es usualmente aproximada localmente, mediante una superficie de energía constante $\{X|V(X) = K\}$, como se muestra en la Figura 3.13, donde K representa la energía crítica V_{cr} del sistema en post-falla.

3.2.2.3.- LIMITACIONES DE LOS MÉTODOS DIRECTOS.

A pesar de los muchos logros significativos en años recientes con respecto a la aplicación de los métodos directos, el modelamiento y la no confiabilidad en las técnicas de cómputo, continúan siendo los mayores impedimentos para su amplio uso práctico.

Estos métodos son vulnerables a problemas numéricos cuando se resuelven para sistemas grandes y de mayor complejidad; y no poseen la capacidad de analizar el SEP en el dominio del tiempo, lo cual tiene mayor importancia en estos tiempos de la tecnología informática. La mejor vía de análisis de estabilidad transitoria para sistemas multimáquina es el dominio del tiempo mostrando el comportamiento del ángulo y velocidad de cada máquina, también muestra la variación de las demás variables de un SEP; es decir tensiones en barras, flujos en las líneas, etc. Los cuales son de mucha importancia en el momento del estudio de estabilidad transitoria.

3.3.- SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS ADECUADO PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS.

El crecimiento y la expansión en el que se encuentran actualmente los SEP, hacen que el análisis, en el contexto de la estabilidad transitoria, se vuelva cada vez más complejo, además la gran cantidad de contingencias que se deben simular, requieren ser analizados en el horizonte del corto plazo o en tiempo real para que de acuerdo a ello se pueda tomar medidas preventivas. El análisis de estabilidad transitoria requiere de la aplicación de un método que realice el análisis de un SEP, en el dominio del tiempo. En el Cuadro 3.1, se muestra las ventajas y desventajas de los métodos de integración numérica y métodos directos:

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
MÉTODOS NUMÉRICOS	<ul style="list-style-type: none"> • Hace posible el análisis del sistema en el dominio del tiempo. • Permite observar el comportamiento de los ángulos, velocidades de los rotores, tensión y flujos de potencia, en el dominio del tiempo de cada máquina del SEP. • Aplicación en sistemas multimáquina. 	<ul style="list-style-type: none"> • No permiten la evaluación del sistema mediante la energía transitoria, producida bajo condiciones de falla severas. • No permite la obtención de los límites de estabilidad transitoria del sistema de manera directa.
MÉTODOS DIRECTOS	<ul style="list-style-type: none"> • Hace posible el análisis del sistema mediante la energía transitoria producida, cuando el sistema es sometido a condiciones de falla severas. • Permite la obtención de los límites de estabilidad transitoria del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son vulnerables a problemas numéricos cuando se aplica a sistemas complejos. • No permite su aplicación a sistemas multimáquina, debido a su complejidad requiere grandes cantidades de tiempo y memoria computacional. • No permite la evaluación del sistema en el dominio del tiempo, ya que el objetivo de estos métodos es la obtención de los límites de estabilidad transitoria del sistema.

Cuadro 3.1 Ventajas y desventajas de los métodos de integración numérica y métodos directos. [EP]

Para elegir uno de los métodos de análisis presentados en el ítem 3.2 y en el Cuadro 3.1, en el cual se presentan las principales ventajas y desventajas; los métodos directos están limitados debido a que no pueden mostrar las oscilaciones de los ángulos y velocidades de cada máquina de un SEP multimáquina en el dominio del tiempo, en la cual también es necesario observar los niveles de tensión en barras, flujos de potencia en líneas, potencia de las máquinas, etc. después de que el sistema ha sido sometido a fallas severas. Todas estas variables son de mucha importancia en el diseño, planeamiento y operación de los SEP.

Con respecto a los métodos de integración numérica, estos no pueden evaluar el sistema mediante la energía transitoria producida al someter el sistema a condiciones de fallas severas, y tampoco determinar los límites de estabilidad transitoria directamente; pero cabe señalar que estos se pueden determinar mediante simulaciones sucesivas, mostrando las oscilaciones del ángulo y velocidad de la máquina continuamente y de esa manera encontrar los tiempos críticos de despeje de fallas, en el cual el sistema permanece estable sin perder sincronismo.

Pero a medida que los SEP se expanden, los estudios para la planeación futura se vuelven cada vez más complejos. El creciente ingreso de nuevas instalaciones y modificaciones en la topología del sistema, han hecho necesario que los estudios consideren una gama de posibilidades de diseño y realizar estudios detallados.

La simulación digital de los SEP, es un tema que ha venido evolucionando a la par con la tecnología informática, los software especializados actuales poseen varias herramientas de análisis que combinan criterios técnicos y económicos, los cuales han sido implementados en base a métodos de integración numérica de gran exactitud.

Las ventajas de los métodos de integración numérica de acuerdo al Cuadro 3.1, se enfoca en analizar el SEP en el dominio del tiempo, muestran las oscilaciones de los ángulos y velocidades de cada máquina; y lo más importante es que este se aplica a sistemas multimáquinas. Todas estas ventajas hacen que la simulación digital de los SEP mediante software, existiendo una gran variedad, sea una herramienta muy importante en el diseño, planeación y operación de los SEP.

Por lo indicado anteriormente, se ha elegido el uso de la simulación digital mediante un software en particular, en el cual se tiene implementado el Método Runge-Kutta de cuarto orden, como el más adecuado para realizar el estudio de estabilidad transitoria del AOSE del SEIN, para el periodo 2014 al 2016.

3.4.- MÉTODO DE RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN APLICADO EN EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA MULTIMÁQUINA.

3.4.1.- MODELO CLÁSICO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA PARA UN SISTEMA MULTIMÁQUINA.^[7]

Cuando un sistema multimáquina opera bajo condiciones transitorias, ocurren oscilaciones entre las máquinas a través del sistema de transmisión. Si cualquiera de las máquinas se pudiese considerar actuando como la única fuente de oscilación, enviara al sistema interconectado una oscilación electromecánica determinada por su inercia y por su potencia síncrona.

Cuando los rotores de las máquinas experimentan simultáneamente oscilaciones transitorias, las curvas de oscilación reflejan la presencia combinada de muchas de estas oscilaciones. La potencia eléctrica entregada por cada máquina depende de su interacción con las otras máquinas, así como de la configuración del sistema. Con el fin de facilitar la complejidad del modelo del sistema se hacen comúnmente las siguientes suposiciones adicionales en los estudios de estabilidad transitoria:

1. La potencia mecánica de las máquinas es asumida constante.
2. El amortiguamiento es despreciable.
3. Las máquinas son representadas por una reactancia transitoria constante en serie con el voltaje interno transitorio constante.
4. Las cargas son representadas por impedancias constantes.
5. El ángulo mecánico del rotor coincide con el ángulo δ , que es el ángulo eléctrico de fase del voltaje interno transitorio.

Al modelo de estabilidad del sistema que se basa en las suposiciones anteriores se le llama *modelo clásico de estabilidad*, el cual es limitado para estudios transitorios durante la primera oscilación o para periodos del orden de un segundo.

En la Figura 3.14, se ilustra un sistema de potencia multimáquina de n barras con m máquinas síncronas. Cada máquina es representada mediante el modelo simplificado, los voltajes internos de las máquinas se denotan con E_1, E_2, \dots, E_m . Los terminales de las m máquinas están conectadas a las barras del sistema designado con V_1, V_2, \dots, V_m . Las cargas se representan mediante impedancias constantes, el sistema consta de p barras de carga. Las barras $1, 2, \dots, m$; representan las barras internas de las máquinas, las cuales son agregadas a la red original después de resolver el flujo de carga para la condición de operación de interés [7].

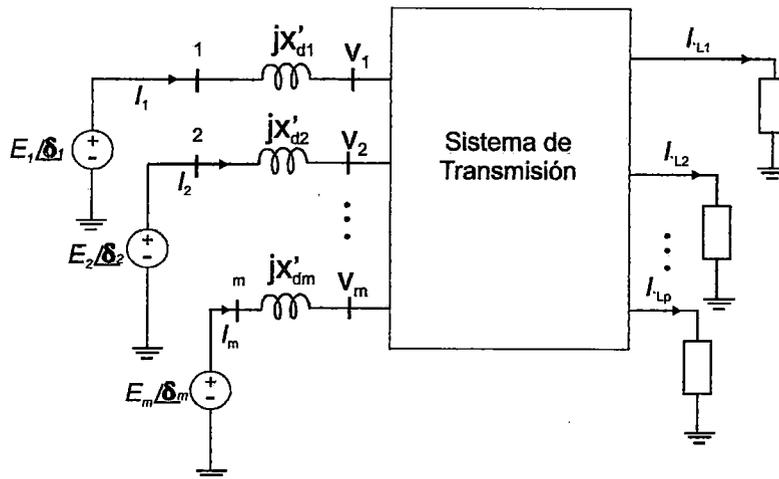


Figura 3.14 Esquema de un SEP para estudios de estabilidad transitoria multimáquina. [7]

Este modelo será usado para estudiar perturbaciones en los sistemas que se originan por fallas. Las condiciones del sistema antes que ocurra la falla y la configuración de la red, durante y después de la falla, se deben conocer para realizar estudios de estabilidad transitoria. En consecuencia, en caso de un sistema multimáquina se requieren dos etapas preliminares:

- 1) Las condiciones de pre-falla de estado estable para el sistema, se calculan a través de un programa de flujo de potencia.
- 2) La representación de la red pre-falla, se determina y luego se modifica para que se tome en consideración las condiciones en la falla y en post-falla.

La matriz admitancia del sistema está definido por:

$$\bar{I} = \bar{Y}\bar{E} \tag{3.61}$$

Donde la matriz \bar{Y} , tiene como elementos en la diagonal de la forma \bar{Y}_{ii} y elementos fuera de la diagonal de la forma \bar{Y}_{ij} , definidos de la siguiente manera:

$$\bar{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii}; \text{ Admitancia para el nodo } i. \tag{3.62}$$

$$\bar{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \tag{3.63}$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij}; \text{ admitancia de transferencia entre los nodos } i \text{ y } j. \tag{3.64}$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}. \tag{3.65}$$

La potencia de cada máquina síncrona puede ser expresada en términos de los voltajes internos de cada máquina:

$$S_{ei}^* = E_i^* \cdot I_i \tag{3.66}$$

La parte real de la ecuación (3.66):

$$P_{ei} = \mathcal{R}[E_i^* \cdot I_i] \quad (3.67)$$

Donde:

$$I_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m E_j Y_{ij} \quad (3.68)$$

Expresando los voltajes y admitancias en su forma polar:

$$E_j = |E_j| \angle \delta_j \quad (3.69)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (3.70)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.69) y (3.70) en la ecuación (3.68):

$$I_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m \bar{E}_j Y_{ij} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m \bar{E}_j (\cos \delta_j + j \operatorname{sen} \delta_j) * Y_{ij} (\cos \theta_{ij} + j \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (3.71)$$

$$I_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m E_j Y_{ij} (\cos \delta_j \cos \theta_{ij} + j \operatorname{sen} \delta_j \cos \theta_{ij} + j \cos \delta_j \operatorname{sen} \theta_{ij} - \operatorname{sen} \delta_j \operatorname{sen} \theta_{ij}) \quad (3.72)$$

$$I_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |Y_{ij}| [\cos(\delta_j + \theta_{ij}) + j \operatorname{sen}(\delta_j + \theta_{ij})] \quad (3.73)$$

$$I_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |Y_{ij}| \angle \delta_j + \theta_{ij} \quad (3.74)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.69) y (3.74) en la ecuación (3.66):

$$P_{ei} = \mathcal{R}[(|E_i| \angle -\delta_i) (\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |Y_{ij}| \angle \delta_j + \theta_{ij})] \quad (3.75)$$

$$P_{ei} = \mathcal{R}[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \angle \delta_j + \theta_{ij} - \delta_i] \quad (3.76)$$

Y donde resulta:

$$P_{ei} = E_i^2 Y_{ii} \cos(\theta_{ii}) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{ij}) \quad (3.77)$$

Donde:

δ_i : Ángulo del rotor de la i -ésima máquina.

P_{ei} : Potencia eléctrica de la i -ésima máquina

E_i : Tensión interna detrás de la reactancia transitoria de la i -ésima máquina.

Y_{ij} : Módulo del elemento ij -ésimo de la matriz admitancia reducida al número de barras de generación.

θ_{ij} : Ángulo del elemento ij -ésimo de la matriz admitancia reducida al número de barras de generación.

m : Número de máquinas síncronas del sistema.

Cabe señalar que en el estado de pre-falla, se tiene:

$$P_{mi0} = P_{ei0} \quad (3.78)$$

$$P_{mi0} = E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_{j0} - \delta_{i0} + \theta_{ij}) \quad (3.79)$$

Donde:

P_{mi0} : Potencia mecánica en el estado de pre-falla de la i -ésima máquina.

P_{ei0} : Potencia eléctrica en el estado de pre-falla de la i -ésima máquina.

La ecuación de oscilación de la i -ésima máquina síncrona de un sistema de m máquinas, reducido a los nodos internos de la máquina, está descrita por la ecuación (3.80):

$$\frac{H_i}{\pi f} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{ij})] \quad (3.80)$$

Donde:

H_i : Constante de inercia de la i -ésima máquina.

Para un sistema multimáquina de m máquinas síncronas, es necesario resolver un sistema de " $2m$ " ecuaciones diferenciales de primer orden dado por:

- El cambio de la posición angular δ_i , en cualquier intervalo, se obtiene a partir de derivar la siguiente ecuación:

$$\delta_i = \theta_i - \omega_s t + \delta_0 \quad (3.81)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - 2\pi f, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \quad (3.82)$$

Donde:

ω_i : Velocidad de cambio del ángulo del rotor de la i -ésima máquina.

θ_i : Desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario de la i -ésima máquina.

➤ El cambio de la velocidad angular está dado por:

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3.83)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{ij})] \right] \quad (3.84)$$

Donde los ángulos de los voltajes internos δ_i , son medidos respecto a un eje común de referencia que gira a la velocidad síncrona, $\omega_s = 2\pi f$, en radianes por segundo.

El valor de la potencia mecánica P_{mi} , permanecerá constante a lo largo del estudio, en el estado de pre-falla existe un equilibrio entre P_{mi} y P_{ei} , puesto que mientras el sistema no se afectado por ninguna falla no habrá ninguna aceleración en ninguna de las máquinas.

Los valores de H_i y E_i , son considerados constantes durante todo el estudio, la matriz de admitancia Y_{bus} cambiará de acuerdo a los estados de pre-falla, durante la falla y post-falla, en estudios de estabilidad transitoria esta matriz debe incluir las reactancias transitorias de las máquinas síncronas y las cargas del sistema son modelados como impedancias constantes. La matriz admitancia Y_{bus} es reducida al número de barras de generación, esta reducción representa la interrelación existente entre las máquinas que conforman el sistema; para obtener esta matriz equivalente existen métodos como el de la reducción de Kron para realizar esta reducción.

3.4.2.- SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE OSCILACION CON EL MÉTODO DE RUNGE KUTTA DE CUARTO ORDEN.^[6]

El método de Runge - Kutta de cuarto orden es un integrador de paso fijo más utilizado para obtener resultados rápidos y precisos en problemas de valor inicial de ecuaciones diferenciales de primer orden. La descripción de este método se hizo en el ítem 3.2.1.4, donde se muestra la manera como se realiza las iteraciones.

En el estudio de estabilidad transitoria para sistemas multimáquinas, es conveniente tomar en cuenta que existirán " m " máquinas síncronas, y por ende existirá un sistema de " $2m$ " ecuaciones diferenciales de primer orden de la ecuación de oscilación. Las

ecuaciones (3.82) y (3.84) son las que gobiernan la dinámica de los SEP multimáquinas [6]:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - 2\pi f, \quad i = 1, 2, 3, \dots, m$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{ij})] \right]$$

Se formula la forma general de la aplicación de este método para la *i*-ésima máquina del sistema, los cambios en los ángulos y velocidades de las máquinas se determinan a partir de:

$$\delta_{i(t+\Delta t)} = \delta_{i(t)} + \frac{1}{6}(K_{1i} + 2K_{2i} + 2K_{3i} + K_{4i}) \quad (3.85)$$

$$\omega_{i(t+\Delta t)} = \omega_{i(t)} + \frac{1}{6}(L_{1i} + 2L_{2i} + 2L_{3i} + L_{4i}) \quad (3.86)$$

Donde:

- i* : Número de máquinas.
- Δt : Incremento del tiempo.
- $\delta_{i(t)}$: Ángulo de la máquina en el instante *t*.
- $\omega_{i(t)}$: Velocidad angular de la máquina en el instante *t*.
- K* y *L* : Cambios en δ_i y ω_i respectivamente.

Cálculo de K_{1i} y L_{1i} :

$$K_{1i} = (\omega_i - 2\pi f) \cdot \Delta t \quad (3.87)$$

$$L_{1i} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos(\delta_j - \delta_i + \theta_{ij})] \right] \cdot \Delta t \quad (3.88)$$

Cálculo de K_{2i} y L_{2i} :

$$K_{2i} = \left(\omega_i + \frac{L_{1i}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t \quad (3.89)$$

$$L_{2i} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos \left(\delta_j + \frac{K_{1j}}{2} - \left(\delta_i + \frac{K_{1i}}{2} \right) + \theta_{ij} \right)] \right] \cdot \Delta t \quad (3.90)$$

Antes de calcular el tercer valor de K_{3i} y L_{3i} ; se deben calcular todos los K_2 y L_2 de todas las máquinas síncronas existentes en el sistema.

Cálculo de K_{3i} y L_{3i} :

$$K_{3i} = \left(\omega_i + \frac{L_{2i}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t \quad (3.91)$$

$$L_{3i} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos \left(\delta_j + \frac{K_{2j}}{2} - \left(\delta_i + \frac{K_{2i}}{2} \right) + \theta_{ij} \right)] \right] \cdot \Delta t \quad (3.92)$$

Antes de calcular el cuarto y último valor K_{4i} y L_{4i} , se deben calcular todos los valores de K_3 y L_3 ; de todas las máquinas.

Cálculo de K_{4i} y L_{4i} :

$$K_{4i} = (\omega_i + L_{3i} - 2\pi f) \cdot \Delta t \quad (3.93)$$

$$L_{4i} = \frac{\pi f}{H_i} \left[P_{mi} - [E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |E_j| |E_i| |Y_{ij}| \cos \left(\delta_j + K_{3j} - \left(\delta_i + K_{3i} \right) + \theta_{ij} \right)] \right] \cdot \Delta t \quad (3.94)$$

Y por último se deben calcular todos los valores de K_4 y L_4 ; de todas las máquinas del sistema.

Utilizando las ecuaciones $\delta_{i(t+\Delta t)}$ y $\omega_{i(t+\Delta t)}$, se obtienen los valores de las oscilaciones de los ángulos y velocidades angulares para cada máquina, desde el momento que ocurre una falla hasta un tiempo definido que se llama tiempo de estudio.

3.4.2.1.- APLICACIÓN DEL MÉTODO RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN A UN SISTEMA DE 5 BARRAS.

En la Figura 3.15, se presenta el diagrama unifilar de un sistema de 5 barras, conformado por 2 máquinas síncronas; los datos se encuentran en las páginas 387 y 388 del libro *Computer Methods in Power System Analysis*, de los autores Glenn W. Stagg y Ahmed H. El-Abiad.

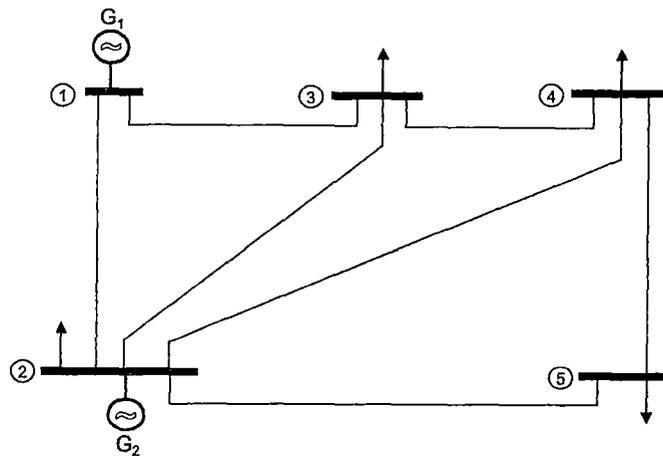


Figura 3.15 Sistema multimáquina de 5 barras para el estudio de estabilidad transitoria. [6]

Los datos del sistema se muestran en los siguientes cuadros:

Barras $p - q$	Impedancias Z_{pq}	Suceptancia $Y'_{pq}/2$
1 - 2	$0.02 + j0.06$	$j0.030$
1 - 3	$0.08 + j0.24$	$j0.025$
2 - 3	$0.06 + j0.18$	$j0.020$
2 - 4	$0.06 + j0.18$	$j0.020$
2 - 5	$0.04 + j0.12$	$j0.015$
3 - 4	$0.01 + j0.03$	$j0.010$
4 - 5	$0.08 + j0.24$	$j0.025$

Cuadro 3.2 Datos de las líneas de transmisión del sistema, en p.u. [6]

Barra p	Tipo	Voltajes asumidos en las barras (p.u.)	Generación		Carga	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1	SW	$1.06 + j0.0$	0	0	0	0
2	PV	$1.0 + j0.0$	40	30	20	10
3	PQ	$1.0 + j0.0$	0	0	45	15
4	PQ	$1.0 + j0.0$	0	0	40	5
5	PQ	$1.0 + j0.0$	0	0	60	10

Cuadro 3.3 Generación, cargas y voltajes asumidos en las barras del sistema. [6]

Barra $p-i$	Constante de Inercia H [s]	Reactancia transitoria de eje directo X'_d [p.u.]	Admitancia equivalente Y_{pt} [p.u.]
1 - 6	50	0.25	$-j4$
2 - 7	1	1.5	$-j0.66667$

Cuadro 3.4 Datos de las máquinas síncronas del sistema. [6]

Para el estudio de estabilidad transitoria se incluye las barras internas de las máquinas síncronas al sistema:

- 6 : Barra interna de la máquina síncrona conectada a la barra 1.
- 7 : Barra interna de la máquina síncrona conectada a la barra 2.

Con la incorporación de las barras internas de cada máquina síncrona al sistema, ahora el sistema cuenta con 7 barras; como se muestra en la Figura 3.16.

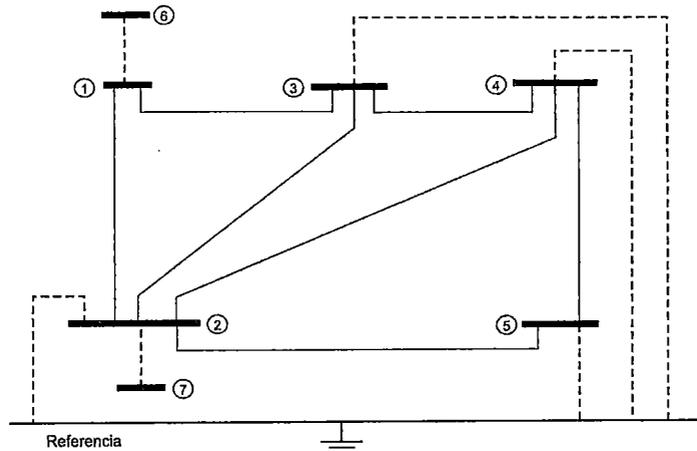


Figura 3.16 Representación del sistema para el estudio de estabilidad transitoria por el método de Runge-Kutta de cuarto orden. [6]

El caso a analizarse por el método Runge-Kutta de cuarto orden, será el siguiente:

Falla trifásica en la barra 2 para un tiempo de despeje de la falla en 100 ms.

Se parte teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Se tiene tres estados de análisis: pre-falla, falla y post-falla.
- Para determinar las tensiones internas de las máquinas síncronas (E_i), se utiliza el modelo clásico del generador, Figura 3.17, según la ecuación (3.95), las tensiones internas son denominadas "tensiones detrás la reactancia transitoria"; estas permanecen constantes en los tres estados de estudio.

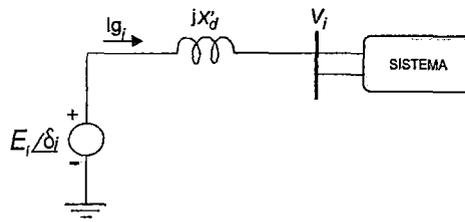


Figura 3.17 Modelo clásico de la i-ésima máquina síncrona conectada a un sistema multimáquina. [7]

$$E_i = V_i + jX'_d \cdot I_{gi} \quad (3.95)$$

Donde:

- E_i : Tensión interna de la i-ésima máquina.
- V_i : Tensión en los terminales de la i-ésima máquina.
- X'_d : Reactancia transitoria de la i-ésima máquina.
- I_{gi} : Corriente entregada por la i-ésima máquina.

Cada estado de estudio contará con una matriz admitancia Y_{bus} reducida por el método de reducción de Kron. Durante el análisis se considera constante las potencias mecánicas de cada máquina.

Las tensiones internas tras la reactancia transitoria y los ángulos de potencia que se obtuvieron para las tres máquinas, se muestran en el Cuadro 3.5:

Máquina Síncrona	Barra Interna	E_i (p.u.)	δ (rad)	δ (°)
1	6	1.15880	0.26739	15.32017
2	7	1.58047	0.32893	18.84648

Cuadro 3.5 Tensiones internas de las máquinas síncronas con sus respectivos ángulos.[EP]

Las matrices admitancias reducidas a partir de las matrices admitancia Y_{bus} , para los tres estados, se muestran en el Cuadro 3.6 (Anexo A):

Estado del sistema	Barra Interna	6	7
	Pre-falla	6	1.15018 ∠ - 46.91558°
7		0.49694 ∠ 70.97784°	0.31864 ∠ - 86.32597°
Falla	6	3.32132 ∠ - 86.75562°	0.00000
	7	0.00000	0.66667 ∠ - 90.0000°
Post-falla	6	1.15018 ∠ - 46.91558°	0.49694 ∠ 70.97784°
	7	0.49694 ∠ 70.97784°	0.31864 ∠ - 86.32597°

Cuadro 3.6 Matrices Y_{bus} reducidas para los diferentes estados de falla.[EP]

Para el sistema a estudiar las 2 máquinas síncronas están ubicadas en las barras internas incorporadas 6 y 7, de acuerdo a la Figura 3.16.

I) DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD SÍNCRONA Y ÁNGULO DE LAS MÁQUINAS DEL SISTEMA DURANTE LA FALLA:

➤ **Aplicación del método Runge-Kutta de cuarto orden con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s; para la máquina 1 ubicada en la barra 6:**

Se plantea las ecuaciones:

$$\frac{d\delta_6}{dt} = \omega_6 - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_6}{dt} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos\theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos(\delta_7 - \delta_6 + \theta_{67})]]$$

Cálculo de la potencia mecánica en condiciones de pre-falla:

$$P_{m60} = [E_6^2 Y_{66} \cos\theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos(\delta_{70} - \delta_{60} + \theta_{67})]$$

$$P_{m60} = 1.15880^2 * 1.15018 * \cos(-46.91558) + 1.58047 * 1.15880 * 0.49694 * \cos(18.84648 - 15.2017 + 70.97784)$$

$$P_{m60} = 1.29816 \text{ p. u.}$$

Primera iteración con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s:

$$\delta_{6(0.02)} = \delta_{6(0)} + \frac{1}{6} (K_{16} + 2K_{26} + 2K_{36} + K_{46})$$

$$\omega_{6(0.02)} = \omega_{6(0)} + \frac{1}{6} (L_{16} + 2L_{26} + 2L_{36} + L_{46})$$

a. Cálculo de K_{16} y L_{16} :

$$K_{16} = (\omega_6 - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{16} = (376.99112 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{16} = 0.00000$$

$$L_{16} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos(\delta_7 - \delta_6 + \theta_{67})]] \cdot \Delta t$$

$$L_{16} = \frac{\pi * 60}{50} [1.29816 - [1.15880^2 * 3.32132 * \cos(-86.75562) + 1.58047 * 1.15880 * 0 * \cos(18.84648 - 15.32017 + 0)]] * 0.02$$

$$L_{16} = 0.07885$$

b. Cálculo de K_{26} y L_{26} :

$$K_{26} = \left(\omega_6 + \frac{L_{16}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{26} = \left(376.99112 + \frac{0.07885}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{26} = 0.00079$$

$$L_{26} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos \left(\delta_7 + \frac{K_{17}}{2} - \left(\delta_6 + \frac{K_{16}}{2} \right) + \theta_{67} \right)]] * \Delta t$$

$$L_{26} = \frac{\pi * 60}{50} [1.29816 - [1.15880^2 * 3.32132 * \cos(-86.75556) + 1.58047 * 1.15880 * 0 * \cos \left(18.84648 + \frac{0}{2} - \left(15.32017 + \frac{0}{2} \right) + 0 \right)]] * 0.02$$

$$L_{26} = 0.07885$$

c. Cálculo de K_{36} y L_{36} :

$$K_{36} = \left(\omega_6 + \frac{L_{26}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{36} = \left(376.99112 + \frac{0.07885}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{36} = 0.00079$$

$$L_{36} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos \left(\delta_7 + \frac{K_{27}}{2} - \left(\delta_6 + \frac{K_{26}}{2} \right) + \theta_{67} \right)]] * \Delta t$$

$$L_{36} = \frac{\pi * 60}{50} [1.29815 - [1.15880^2 * 3.32132 * \cos(-86.75556) + 1.58047 * 1.15880 * 0 * \cos \left(18.84648 + \frac{0.01508}{2} - \left(15.32017 + \frac{0.00079}{2} \right) + 0 \right)]] * 0.02]$$

$$L_{36} = 0.07885$$

d. Cálculo de K_{46} y L_{46} :

$$K_{46} = (\omega_6 + L_{36} - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{46} = (376.99112 + 0.07885 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{46} = 0.00158$$

$$L_{46} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos(\delta_7 + K_{37} - (\delta_6 + K_{36}) + \theta_{67})]] * \Delta t$$

$$L_{46} = \frac{\pi * 60}{50} [1.29815 - [1.15880^2 * 3.32132 * \cos(-86.75556) + 1.58047 * 1.15880 * 0 * \cos(18.84648 + 0.01508 - (15.32017 + 0.00079) + 0)]] * 0.02$$

$$L_{46} = 0.07885$$

Cálculo de los nuevos valores del ángulo y de la velocidad angular para el instante $t = 0.02$ s:

- **Ángulo del rotor:**

$$\delta_{6(t+\Delta t)} = \delta_{6(t)} + \frac{1}{6} (K_{16} + 2K_{26} + 2K_{36} + K_{46})$$

$$\delta_{6(0.02)} = 0.26739 + \frac{1}{6} (0 + 2 * 0.00079 + 2 * 0.00079 + 0.00158)$$

$$\delta_{6(0.02)} = 0.26818 \text{ rad}$$

$$\delta_{6(0.02)} = 0.26818 \left(\frac{180}{\pi} \right) = 15.36560^\circ$$

- **Velocidad angular:**

$$\omega_{6(t+\Delta t)} = \omega_{6(t)} + \frac{1}{6} (L_{16} + 2L_{26} + 2L_{36} + L_{46})$$

$$\omega_{6(0.02)} = 376.99112 + \frac{1}{6} (0.07885 + 2 * 0.07885 + 2 * 0.07885 + 0.07885)$$

$$\omega_{6(0.02)} = 377.06997 \text{ rad/s}$$

- **Aplicación del método Runge-Kutta de cuarto orden con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s; para la máquina 2 ubicada en la barra 7:**

Se plantea las ecuaciones:

$$\frac{d\delta_7}{dt} = \omega_7 - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_7}{dt} = \frac{\pi f}{H_7} [P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_6 - \delta_7 + \theta_{76})]]$$

Cálculo de la potencia mecánica en condiciones pre-falla:

$$P_{m7} = [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_{60} - \delta_{70} + \theta_{76})]$$

$$P_{m7} = 1.58047^2 * 0.31864 * \cos(-86.32597) + 1.15880 * 1.58047 * 0.49694 * \cos(15.32017 - 18.84648 + 70.97784)$$

$$P_{m7} = 0.40000 \text{ p.u.}$$

Primera iteración, con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s:

$$\delta_{7(0.02)} = \delta_{7(0)} + \frac{1}{6}(K_{17} + 2K_{27} + 2K_{37} + K_{47})$$

$$\omega_{7(0.02)} = \omega_{7(0)} + \frac{1}{6}(L_{17} + 2L_{27} + 2L_{37} + L_{47})$$

a. Cálculo de K_{17} y L_{17} :

$$K_{17} = (\omega_7 - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{17} = (376.99112 - 376.99112) \cdot 0.02$$

$$K_{17} = 0.0000$$

$$L_{17} = \frac{\pi f}{H_7} [P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_6 - \delta_7 + \theta_{76})]] \cdot \Delta t$$

$$L_{17} = \frac{\pi \cdot 60}{1} [0.4000 - [1.58047^2 \cdot 0.66667 \cdot \cos(-90) + 1.15880 \cdot 1.58047 \cdot 0 \cdot \cos(15.32017 - 18.84648 + 0)]] \cdot 0.02$$

$$L_{17} = 1.50796$$

b. Cálculo de K_{27} y L_{27} :

$$K_{27} = \left(\omega_7 + \frac{L_{17}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{27} = \left(376.99112 + \frac{1.50796}{2} - 376.99112 \right) \cdot 0.02$$

$$K_{27} = 0.01508$$

$$L_{27} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos \left(\delta_6 + \frac{K_{16}}{2} - \left(\delta_7 + \frac{K_{17}}{2} \right) + \theta_{76} \right) \right] \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{27} = \frac{\pi \cdot 60}{1} \left[0.4000 - [1.58047^2 \cdot 0.66667 \cdot \cos(-90) + 1.15880 \cdot 1.58047 \cdot 0 \cdot \cos \left(15.32017 + \frac{0}{2} - \left(18.84648 + \frac{0}{2} \right) + 0 \right) \right] \right] \cdot 0.02$$

$$L_{27} = 1.50796$$

c. Cálculo de K_{37} y L_{37} :

$$K_{37} = \left(\omega_7 + \frac{L_{27}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{37} = \left(376.99112 + \frac{1.50796}{2} - 376.99112 \right) \cdot 0.02$$

$$K_{37} = 0.01508$$

$$L_{37} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - \left[E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos \left(\delta_6 + \frac{K_{26}}{2} - \left(\delta_7 + \frac{K_{27}}{2} \right) + \theta_{76} \right) \right] \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{37} = \frac{\pi * 60}{1} \left[0.4000 - [1.58047^2 * 0.66667 * \cos(-90) + 1.15880 * 1.58047 * 0 * \cos \left(15.32017 + \frac{0.00079}{2} - (18.84648 + \frac{0.01508}{2}) + 0 \right) \right] \right] * 0.02$$

$$L_{37} = 1.50796$$

d. Cálculo de K_{47} y L_{47} :

$$K_{47} = (\omega_7 + L_{37} - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{47} = (376.99112 + 1.50796 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{47} = 0.03016$$

$$L_{47} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_6 + K_{36} - (\delta_7 + K_{37}) + \theta_{76})] \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{47} = \frac{\pi * 60}{1} [0.4000 - [1.58047^2 * 0.66667 * \cos(-90) + 1.15880 * 1.58047 * 0 * \cos(15.32017 + 0.00079 - (18.84648 + 0.01508) + 0)]] * 0.02$$

$$L_{47} = 1.50796$$

Cálculo de los nuevos valores del ángulo y de la velocidad angular para el instante $t = 0.02$ s:

• **Ángulo del rotor:**

$$\delta_{7(t+\Delta t)} = \delta_{7(t)} + \frac{1}{6} (K_{17} + 2K_{27} + 2K_{37} + K_{47})$$

$$\delta_{7(0.02)} = 0.32893 + \frac{1}{6} (0 + 2 * 0.01508 + 2 * 0.01508 + 0.03016)$$

$$\delta_{7(0.02)} = 0.34401 \text{ rad}$$

$$\delta_{7(0.02)} = 0.34401 \left(\frac{180}{\pi} \right) = 19.71034^\circ$$

• **Velocidad angular:**

$$\omega_{7(t+\Delta t)} = \omega_{7(t)} + \frac{1}{6} (L_{17} + 2L_{27} + 2L_{37} + L_{47})$$

$$\omega_{7(0.02)} = 376.99112 + \frac{1}{6} (1.50796 + 2 * 1.50796 + 2 * 1.50796 + 1.50796)$$

$$\omega_{7(0.02)} = 378.49908 \text{ rad/s}$$

II) DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD SÍNCRONA Y ÁNGULO DE LAS MÁQUINAS DEL SISTEMA DURANTE POST-FALLA:

Corresponde a la sexta iteración, la cual es la primera iteración después de que la falla ha sido despejada del sistema:

➤ **Aplicación del método Runge-Kutta de cuarto orden con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s; para la máquina 1 ubicada en la barra 6:**

Se plantea las ecuaciones:

$$\frac{d\delta_6}{dt} = \omega_{6(0.1)} - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_6}{dt} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos\theta_{66} + |E_7||E_6||Y_{67}| \cos(\delta_{7(0.1)} - \delta_{6(0.1)} + \theta_{67})]]$$

Sexta iteración, con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s:

$$\delta_{6(0.12)} = \delta_{6(0.1)} + \frac{1}{6}(K_{16} + 2K_{26} + 2K_{36} + K_{46})$$

$$\omega_{6(0.12)} = \omega_{6(0.1)} + \frac{1}{6}(L_{16} + 2L_{26} + 2L_{36} + L_{46})$$

a. Cálculo de K_{16} y L_{16} :

$$K_{16} = (\omega_{6(0.1)} - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{16} = (377.38537 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{16} = 0.00788$$

$$L_{16} = \frac{\pi f}{H_6} [P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos\theta_{66} + |E_7||E_6||Y_{67}| \cos(\delta_{7(0.1)} - \delta_{6(0.1)} + \theta_{67})]] \cdot \Delta t$$

$$L_{16} = \frac{\pi * 60}{50} [1.29816 - [1.15880^2 * 1.15018 * \cos(-46.91558) + 1.58047 * 1.15880 * 0.49694 * \cos(40.44684 - 16.45021 + 70.97784)]] * 0.02$$

$$L_{16} = 0.02428$$

b. Cálculo de K_{26} y L_{26} :

$$K_{26} = \left(\omega_{6(0.1)} + \frac{L_{16}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{26} = \left(377.38537 + \frac{0.02428}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{26} = 0.00813$$

$$L_{26} = \frac{\pi f}{H_6} \left[P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos \left(\delta_{7(0.1)} + \frac{K_{17}}{2} - \left(\delta_{6(0.1)} + \frac{K_{16}}{2} \right) + \theta_{67} \right)] \right] * \Delta t$$

$$L_{26} = \frac{\pi * 60}{50} \left[1.29816 - [1.15880^2 * 1.15018 * \cos(-46.91558) + 1.58047 * 1.15880 * 0.49694 * \cos \left(40.44684 - 16.45021 + \left(\frac{0.15080 - 0.00788}{2} \right) * \frac{180}{3.14159} + 70.97784 \right)] \right] * 0.02$$

$$L_{26} = \mathbf{0.02915}$$

c. Cálculo de K_{36} y L_{36} :

$$K_{36} = \left(\omega_{6(0.1)} + \frac{L_{26}}{2} - 2\pi f \right) * \Delta t$$

$$K_{36} = \left(377.38537 + \frac{0.02915}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{36} = \mathbf{0.00818}$$

$$L_{36} = \frac{\pi f}{H_6} \left[P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos \left(\delta_{7(0.1)} + \frac{K_{27}}{2} - \left(\delta_{6(0.1)} + \frac{K_{26}}{2} \right) + \theta_{67} \right)] \right] * \Delta t$$

$$L_{36} = \frac{\pi * 60}{50} \left[1.29816 - [1.15880^2 * 1.15018 * \cos(-46.91558) + 1.58047 * 1.15880 * 0.49694 * \cos \left(40.44684 - 16.45021 + \left(\frac{0.14055 - 0.00813}{2} \right) * \frac{180}{3.14159} + 70.97784 \right)] \right] * 0.02$$

$$L_{36} = \mathbf{0.02879}$$

d. Cálculo de K_{46} y L_{46} :

$$K_{46} = \left(\omega_{6(0.1)} + L_{36} - 2\pi f \right) * \Delta t$$

$$K_{46} = (377.38537 + 0.02879 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{46} = \mathbf{0.00846}$$

$$L_{46} = \frac{\pi f}{H_6} \left[P_{m6} - [E_6^2 Y_{66} \cos \theta_{66} + |E_7| |E_6| |Y_{67}| \cos \left(\delta_{7(0.1)} + K_{37} - \left(\delta_{6(0.1)} + K_{36} \right) + \theta_{67} \right)] \right] * \Delta t$$

$$L_{46} = \frac{\pi * 60}{50} \left[1.29816 - [1.15880^2 * 1.15018 * \cos(-46.91558) + 1.58047 * 1.15880 * 0.49694 * \cos \left(40.44684 - 16.45021 + (0.13881 - 0.00818) * \frac{180}{3.14159} + 70.97784 \right)] \right] * 0.02$$

$$L_{46} = \mathbf{0.03314}$$

Cálculo de los nuevos valores del ángulo y de la velocidad angular para el instante $t = 0.12$ s:

• **Ángulo del rotor:**

$$\delta_{6(0.12)} = \delta_{6(0.1)} + \frac{1}{6}(K_{16} + 2K_{26} + 2K_{36} + K_{46})$$

$$\delta_{6(0.12)} = 0.28711 + \frac{1}{6}(0.00788 + 2 * 0.00813 + 2 * 0.00818 + 0.00846)$$

$$\delta_{6(0.12)} = 0.29527 \text{ rad}$$

$$\delta_{6(0.12)} = 0.29527 \left(\frac{180}{\pi} \right) = 16.91774^\circ$$

• **Velocidad angular:**

$$\omega_{6(0.12)} = \omega_{6(0.1)} + \frac{1}{6}(L_{16} + 2L_{26} + 2L_{36} + L_{46})$$

$$\omega_{6(0.12)} = 377.38537 + \frac{1}{6}(0.02428 + 2 * 0.02915 + 2 * 0.02879 + 0.03314)$$

$$\omega_{6(0.12)} = 377.41425 \text{ rad/s}$$

➤ **Aplicación del método Runge-Kutta de cuarto orden con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s; para la máquina 2 ubicada en la barra 7:**

Se plantea las ecuaciones:

$$\frac{d\delta_7}{dt} = \omega_{7(0.1)} - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_7}{dt} = \frac{\pi f}{H_7} [P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos\theta_{77} + |E_6||E_7||Y_{76}| \cos(\delta_{6(0.1)} - \delta_{7(0.1)} + \theta_{76})]]$$

Sexta iteración, con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02$ s:

$$\delta_{7(0.12)} = \delta_{7(0.1)} + \frac{1}{6}(K_{17} + 2K_{27} + 2K_{37} + K_{47})$$

$$\omega_{7(0.12)} = \omega_{7(0.1)} + \frac{1}{6}(L_{17} + 2L_{27} + 2L_{37} + L_{47})$$

a. **Cálculo de K_{17} y L_{17} :**

$$K_{17} = (\omega_{7(0.1)} - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{17} = (384.53092 - 376.99112) * 0.02$$

$$K_{17} = 0.15080$$

$$L_{17} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_{6(0.1)} - \delta_{7(0.1)} + \theta_{76})] \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{17} = \frac{\pi * 60}{1} [0.4000 - [1.58047^2 * 0.31864 * \cos(-86.32597) + 1.15880 * 1.58047 * 0.49694 * \cos(16.45021 - 40.44684 + 70.97784)]] * 0.02$$

$$L_{17} = -1.02511$$

b. Cálculo de K_{27} y L_{27} :

$$K_{27} = \left(\omega_{7(0.1)} + \frac{L_{17}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{27} = \left(384.53092 - \frac{1.02511}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{27} = 0.14054$$

$$L_{27} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos \left(\delta_{6(0.1)} + \frac{K_{16}}{2} - \left(\delta_{7(0.1)} + \frac{K_{17}}{2} \right) + \theta_{76} \right) \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{27} = \frac{\pi * 60}{1} \left[0.4000 - [1.58047^2 * 0.31864 * \cos(-86.32597) + 1.15880 * 1.58047 * 0.49694 * \cos \left(16.45021 - 40.44684 + \left(\frac{0.00788 - 0.15080}{2} \right) * \frac{180}{3.14159} + 70.97784 \right) \right] * 0.02$$

$$L_{27} = -1.19824$$

c. Cálculo de K_{37} y L_{37} :

$$K_{37} = \left(\omega_{7(0.1)} + \frac{L_{27}}{2} - 2\pi f \right) \cdot \Delta t$$

$$K_{37} = \left(384.53092 - \frac{1.19824}{2} - 376.99112 \right) * 0.02$$

$$K_{37} = 0.13881$$

$$L_{37} = \frac{\pi f}{H_7} \left[P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos \left(\delta_{6(0.1)} + \frac{K_{26}}{2} - \left(\delta_{7(0.1)} + \frac{K_{27}}{2} \right) + \theta_{76} \right) \right] \cdot \Delta t$$

$$L_{37} = \frac{\pi * 60}{1} \left[0.4000 - [1.58047^2 * 0.31864 * \cos(-86.32597) + 1.15880 * 1.58047 * 0.49694 * \cos \left(16.45021 - 40.44684 + \left(\frac{0.00813 - 0.14054}{2} \right) * \frac{180}{3.14159} + 70.97784 \right) \right] * 0.02$$

$$L_{37} = -1.18594$$

d. Cálculo de K_{47} y L_{47} :

$$K_{47} = (\omega_{7(0.1)} + L_{37} - 2\pi f) \cdot \Delta t$$

$$K_{47} = (384.53092 - 1.18599 - 376.99112) \cdot 0.02$$

$$\mathbf{K_{47} = 0.12708}$$

$$L_{47} = \frac{\pi f}{H_7} [P_{m7} - [E_7^2 Y_{77} \cos \theta_{77} + |E_6| |E_7| |Y_{76}| \cos(\delta_6 + K_{36} - (\delta_7 + K_{37}) + \theta_{76})]] \cdot \Delta t$$

$$L_{47} = \frac{\pi \cdot 60}{1} \left[0.4000 - [1.58047^2 \cdot 0.31864 \cdot \cos(-86.32597) + 1.15880 \cdot 1.58047 \cdot 0.49694 \cdot \cos\left(16.45021 - 40.44684 + (0.00818 - 0.13881) \cdot \frac{180}{3.14159} + 70.97784\right)] \right] \cdot 0.02$$

$$\mathbf{L_{47} = -1.33193}$$

Cálculo de los nuevos valores del ángulo y de la velocidad angular para el instante $t = 0.12 \text{ s}$:

• **Ángulo del rotor:**

$$\delta_{7(0.12)} = \delta_{7(0.1)} + \frac{1}{6} (K_{17} + 2K_{27} + 2K_{37} + K_{47})$$

$$\delta_{7(0.12)} = 0.70593 + \frac{1}{6} (0.15080 + 2 \cdot 0.14054 + 2 \cdot 0.13881 + 0.12708)$$

$$\delta_{7(0.12)} = 0.84536 \text{ rad}$$

$$\delta_{7(0.12)} = 0.84536 \left(\frac{180}{\pi} \right) = 48.43560^\circ$$

• **Velocidad angular:**

$$\omega_{7(0.12)} = \omega_{7(0.1)} + \frac{1}{6} (L_{17} + 2L_{27} + 2L_{37} + L_{47})$$

$$\omega_{7(0.12)} = 384.53092 + \frac{1}{6} (-1.02511 - 2 \cdot 1.19824 - 2 \cdot 1.18594 - 1.33193)$$

$$\mathbf{\omega_{7(0.12)} = 383.34335 \text{ rad/s}}$$

A continuación se muestra en los siguientes cuadros los valores del ángulo y velocidad angular de las máquinas para los estados de pre-falla, falla y post-falla del sistema de 5 barras:

CAPÍTULO III: SELECCIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS Y CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

Máquina N° 1	Pre-falla	Falla	Post-falla
Constantes	$t = 0 \text{ s}$	$t = 0.02$	$t = 0.12$
K_{16}	0	0	0.00788
L_{16}	0	0.07885	0.02428
K_{26}	0	0.00079	0.00813
L_{26}	0	0.07885	0.02915
K_{36}	0	0.00079	0.00818
L_{36}	0	0.07885	0.02879
K_{46}	0	0.00158	0.00846
L_{46}	0	0.07885	0.03314
w [rad/s]	376.99112	377.06997	377.41425
Angulo	rad	0.26739	0.26818
	grados	15.32017	15.36560
			16.91774

Cuadro 3.7 Resultados para la máquina N°1. [EP]

Máquina N° 2	Pre-falla	Falla	Post-falla
Constantes	$t = 0 \text{ s}$	$t = 0.02$	$t = 0.12$
K_{17}	0	0	0.15080
L_{17}	0	1.50796	-1.02511
K_{27}	0	0.01508	0.14054
L_{27}	0	1.50796	-1.19824
K_{37}	0	0.01508	0.13881
L_{37}	0	1.50796	-1.18594
K_{47}	0	0.03016	0.12708
L_{47}	0	1.50796	-1.33193
w [rad/s]	376.99112	378.49908	383.34335
Angulo	Rad.	0.32893	0.34401
	grados	18.84648	19.71034
			48.43560

Cuadro 3.8 Resultados para la máquina N°2. [EP]

Se realiza las iteraciones con un tiempo de paso de $\Delta t = 0.02 \text{ s}$, para un tiempo total de iteración de $t = 1 \text{ s}$; los resultados de las iteraciones se muestran en el Anexo B. Las oscilaciones de los ángulos y la velocidad angular de las máquinas del sistema se muestran en las siguientes figuras:

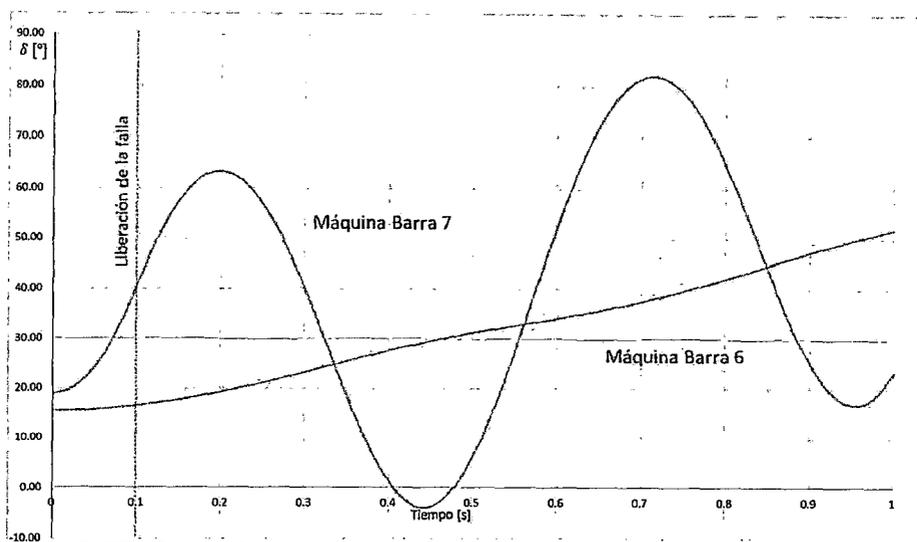


Figura 3.18 Oscilación de los ángulos de las máquinas del sistema para una falla con un tiempo de despeje de 100 ms. [EP]

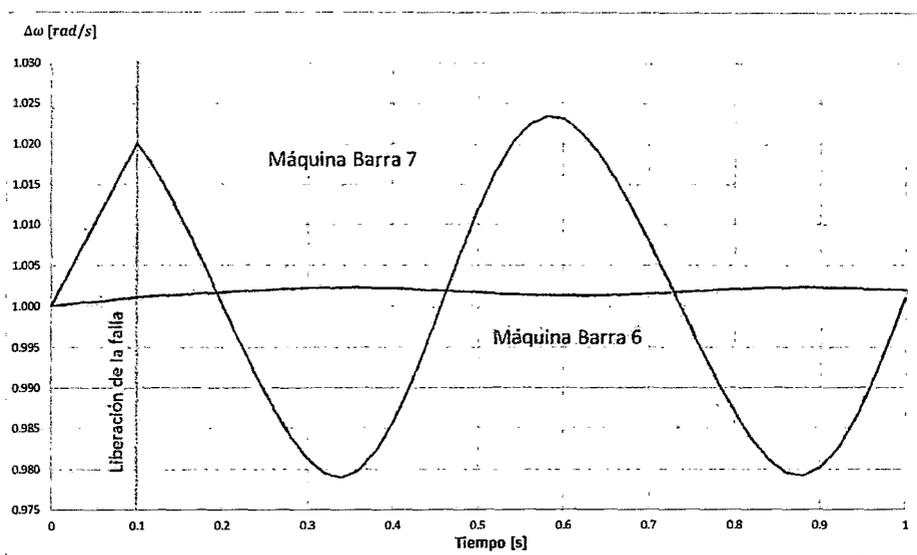


Figura 3.19 Variación de la velocidad angular de las máquinas del sistema, para una falla con un tiempo de despeje de 100 ms. [EP]

A continuación se muestra los resultados de las oscilaciones de los ángulos y variación de la velocidad de las máquinas del sistema de 5 barras obtenidos en el libro "Computer Methods in Power System Analysis, de los autores Glenn W. Stagg y Ahmed H. El-Abiad." [pag. 398].

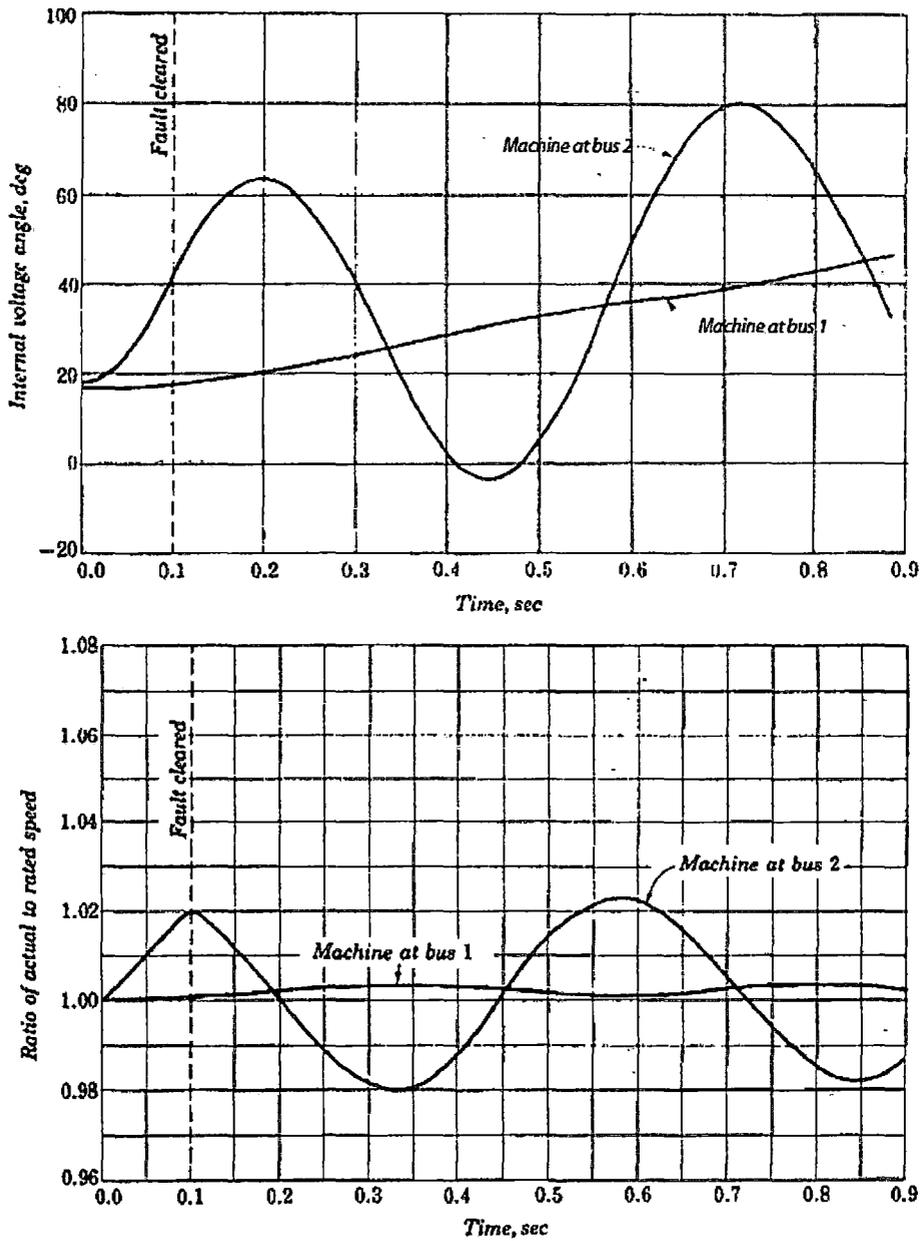


Figura 3.20 Resultados de las oscilaciones de los ángulos y variación de la velocidad angular de las máquinas del sistema de 5 barras. [6]

Realizando la comparación de los resultados mostrados en las figuras 3.18 y 3.19, con los resultados de la Figura 3.20, se concluye que existe una gran similitud en los resultados, esto muestra que el método de integración numérica Runge Kutta de Cuarto Orden es el método más apropiado para la resolución de ecuación diferenciales presente en el estudio de estabilidad transitoria multimáquina.

3.5.- CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS (CCT).^[12]

3.5.1.- METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE LOS CCT.

Se simularon cortocircuitos trifásicos y monofásicos en barras del sistema, con el fin de determinar los tiempos críticos considerando diferentes tiempos de eliminación de la falla hasta que el sistema encuentre un nuevo punto de operación estable. Cada evento analizado considera la salida de una línea de transmisión con el cual el sistema opera en condiciones $N - 1$ en post-falla. El primer CCT considerado es de 100 ms debido que el sistema de protección deberá actuar en un tiempo menor o igual a este.

3.5.2.- CRITERIOS DE ACEPTACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL CCT.

Para definir el tiempo crítico de despeje de fallas se considera el criterio del ángulo, según el cual se considera que una máquina síncrona, pierde sincronismo si la diferencia angular respecto de una referencia específica supera un valor determinado. En este estudio se adoptó una diferencia angular límite respecto a la máquina de referencia del sistema (C.T. ENERSUR G1) de 180 grados en valor absoluto.

Los valores de CCT, para el caso de cortocircuitos trifásicos se contemplan los primeros 2 ciclos de oscilación del ángulo del rotor, considerando los recursos actuales de estabilización y desestimando las oscilaciones siguientes que pudieran ocasionar inestabilidad. Para el caso de cortocircuitos monofásicos se consideraron 3 ciclos de oscilación debido a la mayor duración de la propia falla.

3.5.3.- LECTURA DE RESULTADOS.

Para una correcta interpretación de los CCT calculados, es conveniente conocer las restricciones involucradas en el proceso de cálculo según se citan a continuación.

3.5.3.1.- TOLERANCIAS EN LOS RESULTADOS.

Los CCT están determinados con una precisión de 1 ms. Esto significa que aumentando el CCT en 1 ms se producirá con el evento de simulación o bien la pérdida de sincronismo de una o más unidades, o la detección de la siguiente condición inaceptable:

- Oscilaciones monótonamente crecientes que determinarán una futura pérdida de sincronismo.

Los cálculos no se efectuaron de modo automático, sino que cada CCT, se obtuvo juzgando en cada caso particular la proximidad a la pérdida de sincronismo de las unidades. Esto es necesario dado que en ciertas condiciones operativas no se puede

precisar de inmediato si la máquina se mantendrá en sincronismo o no, puesto que la amplitud máxima de la oscilación se mantiene por un tiempo prolongado.

3.5.3.2.- RESPECTO A LOS ESCENARIOS.

Para la evaluación de las fallas en barras se consideran los escenarios de estudio de avenida y estiaje para el periodo 2014 al 2016, para las condiciones de máxima y mínima demanda. Estos escenarios de demanda presentan las condiciones más adecuadas del sistema para la determinación del CCT.

Es posible que un mayor despacho de unidades en un área determine tiempos críticos menores en la zona. Hay que tomar en cuenta también que el cálculo de los CCT, es dependiente de las condiciones operativas de las unidades de generación.

3.5.3.3.- RESPECTO DE LOS RECURSOS ESTABILIZANTES Y OSCILACIONES.

Los sistemas de excitación modernos en los sistemas de potencia tienen una relación directa con las oscilaciones crecientes de baja frecuencia. Los primeros sistemas de excitación operaban muy lentamente, es decir, tomaban varios segundos desde la detección tensiones anormales en terminales de la máquina síncrona hasta el ajuste de la tensión de campo. Los sistemas de excitación modernos son más rápidos y de mayor potencia que los primeros, extendiendo los límites de estabilidad permanente y transitoria. Ante cambios normales de carga los niveles de potencia de las máquinas síncronas varían así los sistemas de excitación pueden corregir rápidamente las tensiones durante estas oscilaciones de potencia. El problema comienza cuando el ajuste de tensión ocurre en un tiempo no apropiado, lo que provoca un incremento de la amplitud de las oscilaciones causando la inestabilidad. El sistema de potencia puede amortiguar naturalmente las oscilaciones de alta frecuencia, pero el sistema puede requerir ayuda con el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia. Los PSS (*Power System Stabilizers*) fueron diseñados para corregir el error de fase presente en los sistemas de excitación rápidos y son sintonizados para corregir la respuesta del sistema de excitación ante bajas frecuencias. Un PSS es típicamente ajustado para detectar oscilaciones en los modos interárea e intraárea (desde 0.05 a 1 Hz). Si las oscilaciones están fuera del rango de ajuste del PSS, este no enviará señales de tensión correctivas al AVR (*Automatic Voltage Regulator*).

3.5.3.4.- RESPECTO A LA DETECCIÓN DE LA ESTABILIDAD ANGULAR.

Dependiendo del tipo de perturbación, en nuestro caso cortocircuitos trifásico y monofásico, el comportamiento dinámico del sistema es distinto. La detección de la

estabilidad angular del sistema está influenciada por el comportamiento de los ángulos de las máquinas síncronas en las primeras oscilaciones.

En el caso de cortocircuitos trifásicos la detección de la estabilidad está influenciada por el comportamiento angular hasta la segunda oscilación. En este caso bastaría monitorear entre 2 a 3 segundos de respuesta en el tiempo y verificar la incursión monótona creciente en los ángulos de los rotores para la determinación de la inestabilidad transitoria.

En el caso de cortocircuitos monofásicos la detección de la estabilidad está influenciada por el comportamiento angular hasta la tercera oscilación. Este tipo de fallas puede enmascarar la inestabilidad transitoria hasta 3 o 4 oscilaciones a partir del instante de la falla. En este caso bastaría monitorear entre 4 a 5 segundos de respuesta en el tiempo y verificar la incursión monótona creciente en los ángulos para la determinación de la inestabilidad transitoria.

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

4.1.- INTRODUCCIÓN.

El sector eléctrico peruano está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. La energía producida es transportada por las líneas de transmisión de alta tensión y luego por redes de distribución, para llegar al consumidor final. Tales empresas conforman el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC), el cual tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la expansión del SEIN y administrar el mercado a corto plazo.

La demanda de energía durante el año 2012 del SEIN, fue de 37 321.2 *GW.h.* notándose un crecimiento de 5.97% respecto al año 2011. La máxima demanda de potencia a la fecha es 5362.45 *MW*, 1.35% superior a aquella del año 2012, que fue 5 290.9 *MW*.

El área operativa sur este del SEIN, está conformada por las empresas de generación eléctrica: EGEMSA (Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.) y SAN GABÁN S.A., las cuales tienen una potencia instalada 90.5 y 110 *MW* respectivamente. La producción de energía eléctrica de ambas centrales son de: 736.4 (1.97%) y 706.2 (1.89%) *GW.h.* respectivamente. En esta área también operan empresas de transmisión las cuales tienen concesionadas las principales líneas de transmisión, las empresas son: ISA (Interconexión Eléctrica ISA PERU S.A.), REP (Red de Energía del Perú S.A.); dentro de las empresas de distribución se tiene a ELECTRO SUR ESTE S.A.A., y ELECTROPUNO S.A., encargadas de la venta de energía a los usuarios finales, y por último los usuarios libres siendo los más importantes: XSTRATA TINTAYA S.A., INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A., COMPAÑIA MINERA ARES S.A.C. [9]

Todas estas empresas eléctricas que conforman el AOSE del SEIN, hacen que esta área sea de mucha importancia para el desarrollo energético del sur del Perú, por tal motivo es importante que dicha área opere en condiciones adecuadas y con la incorporación de nuevos proyectos (generación, transmisión y demanda), el sistema tendrá un importante crecimiento para los próximos años; periodo en cual debe mantener las condiciones adecuadas de operación en estado normal y ante la presencia de fallas.

4.2.- ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN), cuenta con cuatro áreas operativas principales como se muestra en la Figura 4.1. [11].

- Área Operativa Norte.
- Área Operativa Centro.
- Área Operativa Sur Este.
- Área Operativa Sur Oeste.

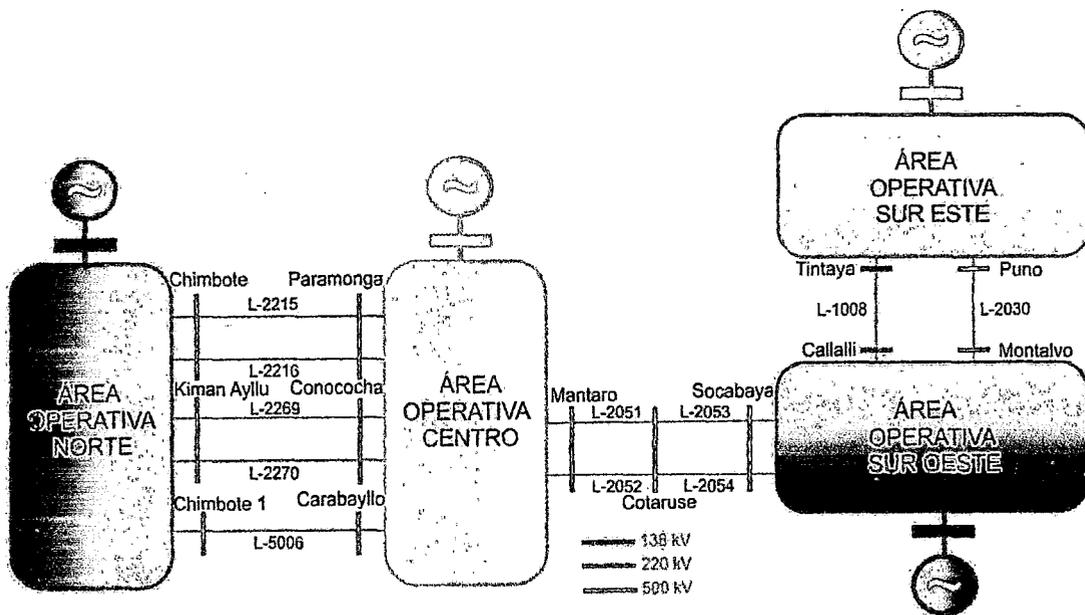


Figura 4.1 Áreas operativas del SEIN con sus respectivos enlaces de interconexión. [11]

El área operativa sur este del SEIN en la actualidad, está conformada por las centrales hidroeléctricas de Machupicchu y San Gabán II, y cuenta con líneas de transmisión encargadas de transportar la potencia hacia los usuarios finales como se muestra en la Figura 4.2:

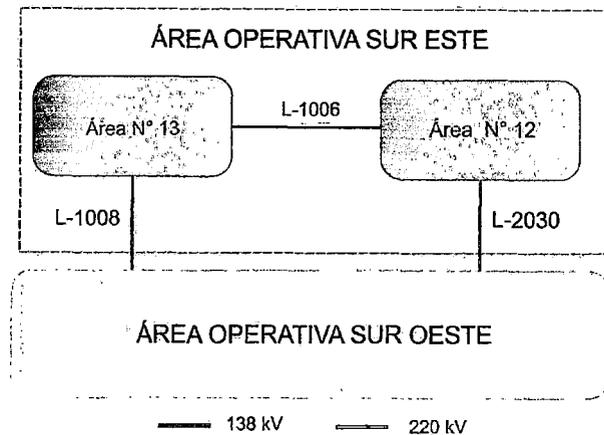


Figura 4.3 Interconexión del AOSE al SEIN. [13]

A continuación, se presenta una descripción de cada una de las dos (02) áreas del AOSE.

4.2.1.1.- ÁREA N°12: PUNO Y PUERTO MALDONADO.

Conformada por la C.H. San Gabán II, las C.T. Taparachi y Bellavista, y las subestaciones de San Gabán, Azángaro, Mazuco, Puerto Maldonado, Mazuco, San Rafael, Juliaca y Puno.

Entre las características más relevantes de esta área, se tiene:

- El área N° 12 se conecta con el área operativa sur oeste a través de la línea de transmisión L-2030 (Puno - Moquegua) y con el área N° 13, a través de la línea de transmisión L-1006 (Tintaya - Azángaro).
- Esta área abastece de energía a los departamentos de Puno y Madre de Dios.
- Esta área, forma un anillo con el área N° 13 y el área operativa sur oeste, la cual le da una mayor confiabilidad para evitar el colapso ante la desconexión de una línea de transmisión.
- La C.H. San Gabán II es de suma importancia para esta área, la cual le da un soporte de potencia reactiva a la zona.
- Las C.T. Taparachi y Bellavista normalmente no operan y son de emergencia o para el uso en sistema aislado.
- La S.E. Puerto Maldonado puede operar en sistema aislado con carga restringida cuando se presente falla en su línea de interconexión al SEIN. Electro Sur Este es propietario de la C.T. Puerto Maldonado de 5 MW, que abastece las cargas de la S.E. Puerto Maldonado (Operación en sistema aislado).

4.2.1.2.- ÁREA N°13: CUSCO Y APURÍMAC.

Conformada por la C.H. Machupicchu y las subestaciones de Tintaya, Combapata, Quencoro, Dolorespata, Cachimayo, Machupicchu y Abancay.

Entre las características más relevantes de esta área tenemos:

- Esta área se conecta área operativa sur oeste a través de la línea de transmisión L-1008 (Tintaya - Callalli) y con el área N° 12, a través de la línea de transmisión L-1006 (Tintaya - Azángaro).
- Esta área abastece de energía a los departamentos de Cusco y Apurímac.
- La C.H. Machupicchu es de suma importancia para esta área, la cual le da un soporte de potencia reactiva a la zona.
- Esta área puede operar en forma aislada con la generación de la C.H. Machupicchu.
- La S.E. Quencoro alimenta parte de la ciudad del Cusco desde la barra de 10 kV, asimismo alimenta al Usuario Libre Seda Cusco (Plan Maestro) desde la barra de 33 kV.
- La carga del Usuario Libre minera Xstrata Tintaya se alimenta desde la S.E. de Tintaya 138 kV.

4.2.2.- CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN.^[13]

4.2.2.1.- CENTRALES ELÉCTRICAS.

Dentro del AOSE, se tiene en operación las unidades hidráulicas pertenecientes a las empresas de generación eléctrica SAN GABÁN y Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA), la capacidad de generación de estas centrales hidroeléctricas varía de acuerdo al recurso hídrico disponible en épocas de avenida o estiaje. Las centrales hidroeléctricas que son integrantes del COES son las siguientes, como se muestra en el Cuadro 4.1:

EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	GRUPO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TENSIÓN (KV)
EGEMSA	MACHUPICCHU	G1	29.30	13.8
		G2	29.95	13.8
		G3	29.55	13.8
SAN GABÁN	SAN GABÁN II	G1	56.60	13.8
		G2	56.50	13.8

Cuadro 4.1 Centrales hidroeléctricas del AOSE. [13]

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Esta área cuenta con las centrales térmicas de Taparachi y Bellavista que normalmente no operan y entran en operación en caso de emergencias. Estas centrales térmicas son integrantes del COES, de acuerdo al Cuadro 4.2:

EMPRESA	CENTRAL	GRUPO	POTENCIA EFECTIVA (MW)
SAN GABÁN	TAPARACHI	MAN1	0.81
		MAN3	1.78
		MAN4	1.86
		SKODA1	0.43
	BELLAVISTA	ALCO	1.77

Cuadro 4.2 Centrales Térmicas del AOSE. [13]

4.2.2.2.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Las líneas de transmisión de alta tensión (138 kV y 220 kV) que operan en esta área transportan la potencia generada por la C.H. SAN GABÁN II y C.H. MACHUPICCHU, a todas las subestaciones y son mostradas en el Cuadro 4.3:

EMPRESA	CÓDIGO	NIVEL DE TENSIÓN (KV)	SUBESTACIONES
SAN GABAN	L-1013	138	SAN GABÁN - SAN RAFAEL
	L-1010	138	SAN GABÁN - AZÁNGARO
	L-1009	138	SAN RAFAEL - AZÁNGARO
REDESUR	L-2030	220	PUNO - MOQUEGUA
ELECTRO SUR ESTE	L-1014	138	MAZUCO - SAN GABÁN
	L-1015	138	PUERTO MALDONADO - MAZUCO
EGEMSA	L-1001	138	MACHUPICCHU - CACHIMAYO
	L-1002	138	MACHUPICCHU - QUENCORO
	L-1003	138	CACHIMAYO - DOLORESPATA
REP	L-1005	138	QUENCORO - TINTAYA
	L-1007	138	CACHIMAYO - ABANCAY
	L-1008	138	TINTAYA - CALLALLI
	L-1006	138	TINTAYA - AZÁNGARO
	L-1012	138	JULIACA - PUNO
	L-1011	138	AZÁNGARO - JULIACA
XSTRATA TINTAYA	L-1004	138	QUENCORO - DOLORESPATA
	L-2020	220	TINTAYA-ANTAPACCAY

Cuadro 4.3 Principales líneas de transmisión del AOSE. [13]

4.2.2.3.- USUARIOS LIBRES.

Los usuarios libres más representativos del AOSE:

- **CEMENTO SUR**, actualmente es atendido a través de la nueva línea de 60 kV (Juliaca - Caracoto) desde la barra de 60 kV de la S.E. Juliaca. Su consumo promedio se encuentra en el orden de 4.2 MW en Horas Fuera de Punta, descendiendo a 3.8 MW en Horas Punta.
- **INCASAC**, es atendido desde la S.E. Cachimayo. Su consumo promedio se encuentra en el orden de 24 MW en Horas Fuera de Punta, descendiendo a 9 MW en Horas Punta.
- **MINERA ARES**, se alimenta desde la S.E. Explorador (Sélene) que a su vez se conecta a la red de 60 kV de la S.E. Abancay. Su consumo es constante durante las 24 horas y está en promedio en el orden de los 9 MW.
- **MINERA ARUNTANI**, es atendido desde la S.E. Puno. Su consumo es constante durante las 24 horas y está en promedio en el orden de los 5 MW.
- **MINERA MINSUR**, es atendido desde la S.E. San Rafael. Su consumo es constante durante las 24 horas y está en promedio en el orden de los 14 MW.
- **MINERA XSTRATA ANTAPACCAY**, es atendido desde la S.E. Tintaya. Su consumo es constante durante las 24 horas y está en promedio de los 85 MW.
- **SEDACUSCO**, es atendido desde la S.E. Quencoro. Su consumo promedio se encuentra en el orden de 2.4 MW en Horas Fuera de Punta, descendiendo a 0.5 MW en Horas Punta. Lo cual le permite atender los requerimientos de agua potable de la ciudad del Cuzco.

4.2.2.4.- EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

Las empresas de distribución son:

- **ELECTROPUNO**, retira potencia de las subestaciones de Ayaviri, Azángaro, Juliaca y Puno. Con una potencia 38 MW Horas Fuera de Punta y 60 MW Horas Punta.
- **ELECTRO SUR ESTE (Puerto Maldonado y Mazuco)**, retira potencia de las subestaciones de Mazuco y Pto. Maldonado, con una potencia 10 MW Horas Fuera de Punta y 12.15 MW Horas Punta.
- **ELECTRO SUR ESTE (Cusco y Apurímac)**, retira potencia de las subestaciones de Machupicchu, Cachimayo, Abancay, Dolorespata, Quencoro, Combapata y Tintaya. Con una potencia total de 50 MW Horas Fuera de Punta y 85 MW Horas Punta.

4.2.2.5.- SISTEMAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA.

El sistema de compensación reactiva está constituido por reactores, SVC y bancos de capacitores, equipamiento que permite controlar o compensar los niveles de tensión en las barras colectoras de las subestaciones del sistema. La puesta en servicio del proyecto Antapacay implica el ingreso de un nuevo SVC de ± 15 MVAR el cual se conectará a la barra de 138 kV de la S.E. Tintaya, este SVC de Xstrata será el que controle la tensión en la barra de 138 kV de Tintaya. El SVC de REP quedará operando como un capacitor fijo con una potencia reactiva de 15 MVAR.

En la llegada de la S.E. Antapacay en la barra de 33 kV, se conectarán dos compensadores síncronos de 20 MVAR. El proyecto contempla el ingreso de un molino de 24 MW y dos molinos de bolas de 16 MW cada uno, cada molino posee un ciclo convertidor.

4.3.- ANÁLISIS OPERATIVO ACTUAL DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE EN CONDICIONES NORMALES.

4.3.1.- OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE.

El estudio de flujo de potencia en condiciones normales de operación se realiza en condiciones de demanda máxima, media y mínima, en los periodos hidrológicos de avenida y estiaje. Este estudio se orienta a verificar el cumplimiento de los criterios de operación, por lo tanto será necesario observar:

- El flujo de potencia en líneas de transmisión del sistema (138 kV y 220 kV), para cuantificar el intercambio de potencia activa y reactiva entre las áreas N° 12, 13 y el AOSO, así como las sobrecargas en líneas de transmisión.
- El perfil de tensiones del sistema para identificar áreas con problemas de control de tensiones y requerimientos de compensación reactiva. etc.
- Potencia activa y reactiva de las centrales hidroeléctricas.

Para calificar el desempeño del AOSE, se utilizan los siguientes criterios establecidos por NTCSE y NTCOTR:

- Las tensiones en barras del SEIN tiene como referencia la tensión de operación.
- La tensión en barras no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% de la tensión en planificación y no menor al 97.5% ni superior al 102.5% en operación.
- No se permiten sobrecargas en líneas. El nivel de carga de las líneas estará de acuerdo con sus capacidades nominales de operación normal.

Las condiciones operativas (potencia generada) de las C.H. San Gabán II y Machupicchu, son mostradas en el cuadro 4.4:

EMPRESA		AVENIDA (MW)		ESTIAJE (MW)	
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
EGEMSA	Machupicchu G1	28.07	28.56	29.29	28.95
	Machupicchu G2	28.57	29.95	29.88	29.54
	Machupicchu G3	28.49	28.69	29.19	28.90
SAN GABÁN	San Gabán II G1	56.57	55.00	35.50	0.00
	San Gabán II G2	56.50	55.00	35.50	51.00

Cuadro 4.4 Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2013. [9]

4.3.2.- RESULTADOS.

El Cuadro 4.5, muestra los resultados de las tensiones en las barras de 138 kV y 220 kV, correspondientes al AOSE (Anexo C).

Año	Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u)					
			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC13AMAX	FC13EMAX	FC13AMED	FC13EMED	FC13AMIN	FC13EMIN
2013	Abancay	138	0.941	0.936	0.967	0.948	0.976	0.970
	Ayaviri	138	0.982	0.993	0.996	1.002	0.998	1.010
	Azángaro	138	0.988	1.003	1.002	1.009	1.003	1.017
	Cachimayo	138	0.967	0.963	0.978	0.966	0.984	0.980
	Combapata	138	0.980	0.979	0.990	0.988	0.996	0.996
	Dolorespata	138	0.967	0.962	0.979	0.968	0.985	0.982
	Juliaca	138	0.974	0.991	1.023	1.024	1.022	1.033
	Machupicchu	138	0.998	0.997	1.005	0.994	1.005	1.001
	Mazuco	138	1.002	1.024	1.030	1.038	1.030	1.035
	Pto. Maldonado	138	0.981	1.005	1.038	1.046	1.037	1.042
	Puno	138	0.990	1.001	1.037	1.034	1.036	1.043
	Quencoro	138	0.969	0.964	0.982	0.971	0.987	0.984
	San Gabán	138	1.021	1.043	1.037	1.045	1.037	1.041
	San Rafael	138	0.995	1.017	1.009	1.020	1.010	1.024
	Tintaya	138	0.990	0.995	0.993	0.995	0.994	0.999
	Antapaccay	220	0.997	0.998	0.998	0.998	0.999	1.000
Puno	220	0.990	0.987	1.023	1.012	1.023	1.018	
Tintaya	220	0.997	0.998	0.998	0.998	0.999	1.000	

Cuadro 4.5 Tensiones en las barras del AOSE. [EP]

Las tensiones en las barras en operación normal del AOSE muestran en general, un comportamiento de operación aceptable y se resume lo siguiente:

- Existen tensiones que se encuentran fuera de los límites permisibles, las barras que presentan estas tensiones mínimas son: Abancay (0.936 p.u.), Cachimayo

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

(0.963 p.u.), Dolorespata (0.962 p.u.), Quencoro (0.964 p.u.) y Juliaca (0.974 p.u.).

- Las barras que tienen tensiones máximas son: Mazuco (1.038 p.u.), Puerto Maldonado (1.046 p.u.), Puno (1.043 p.u.) y San Gabán (1.045 p.u.).
- Las tensiones altas, con valores fuera de los mínimos permisibles, se presentan en el área N° 12 (Mazuco, Pto. Maldonado, Puno y San Gabán), en demanda media y mínima.
- Las tensiones bajas, con valores fuera de los mínimos permisibles, se presentan en el área N° 13 (Cachimayo, Dolorespata y Quencoro) en demanda máxima.
- Estas condiciones de operación del AOSE, no garantizan una operación adecuada ante la presencia de perturbaciones.
- Cabe señalar que en la barra de Abancay 138 kV, se presenta de manera constante tensiones por debajo de lo establecido por la NTCSE.

A continuación se muestran las tensiones (p.u.) en las barras del AOSE en las siguientes figuras:

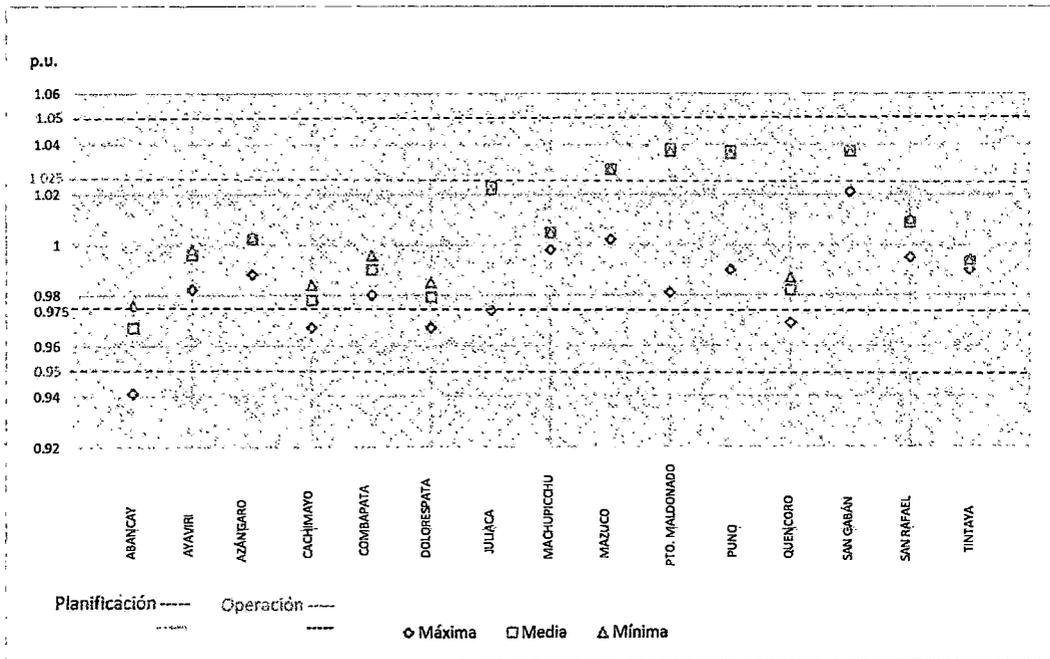


Figura 4.4 Tensiones en las barras de 138 kV del AOSE en avenida. [EP]

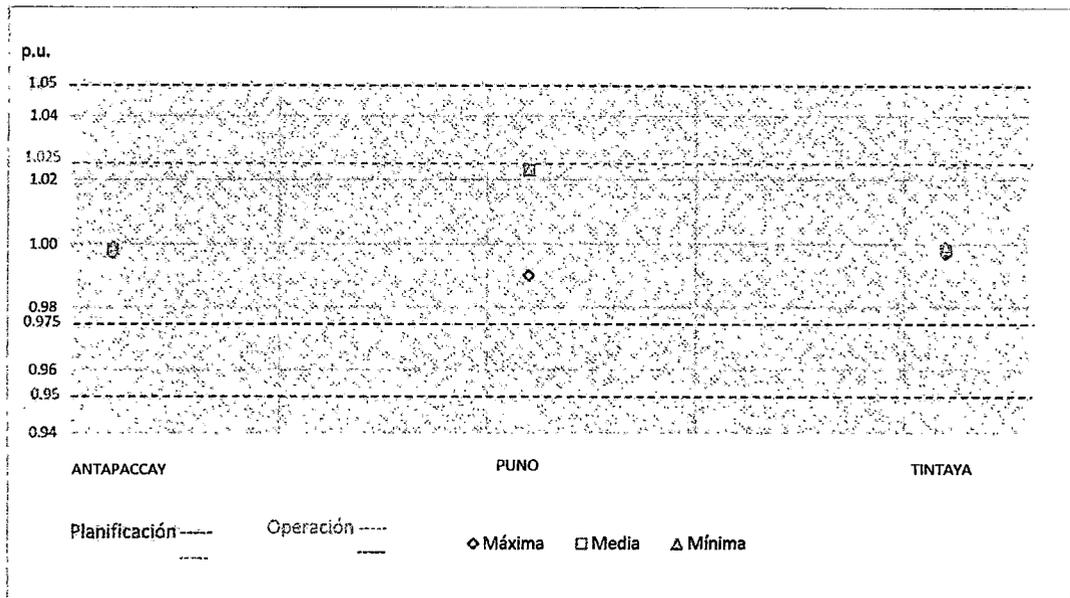


Figura 4.5 Tensiones en las barras de 220 kV del AOSE en avenida. [EP]

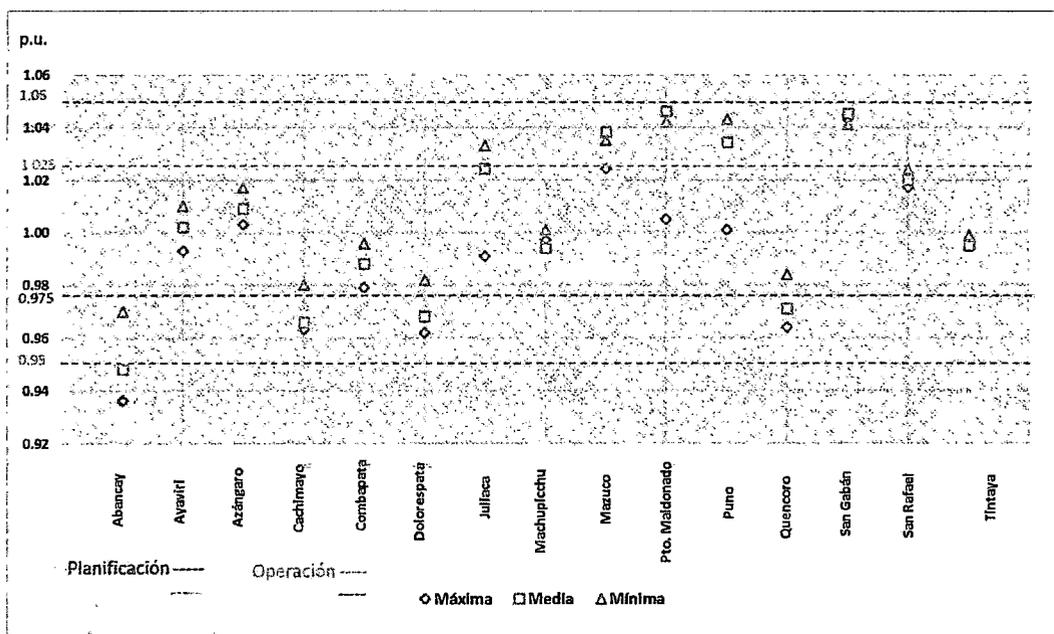


Figura 4.6 Tensiones en las barras de 138 kV del AOSE en estiaje. [EP]

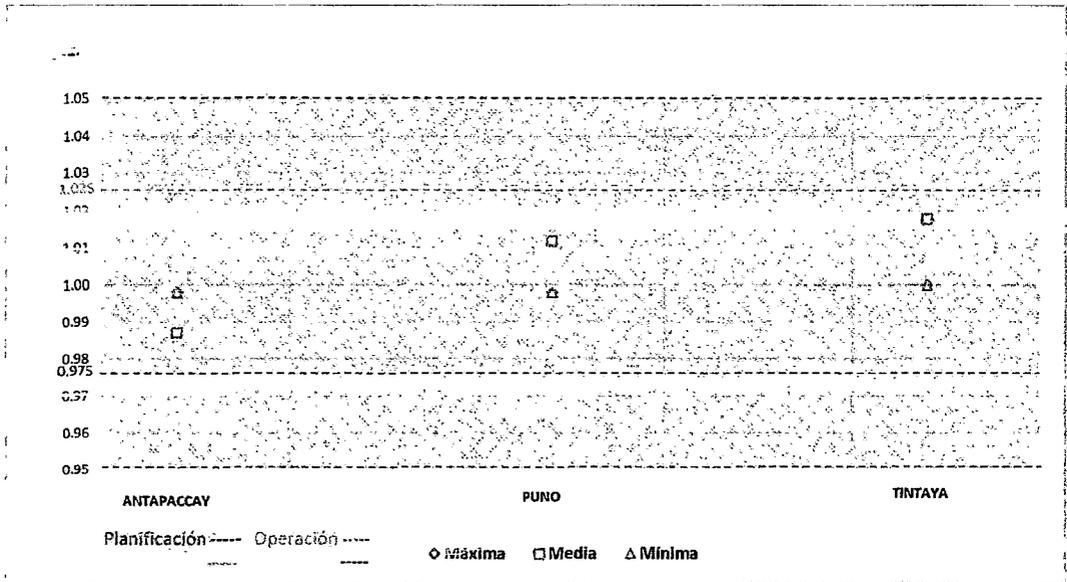


Figura 4.7 Tensiones en las barras de 220 kV del AOSE en estiaje. [EP]

El Cuadro 4.6, muestra los resultados de la cargabilidad de las principales líneas de transmisión correspondientes al AOSE en operación normal.

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Año	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cargabilidad (%)					
				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
				Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
				FC13AMAX	FC13EMAX	FC13AMED	FC13EMED	FC13AMIN	FC13EMIN
2013	Azángaro - Juliaca L-1011	138	90.000	12.266	9.738	21.355	12.241	26.484	21.707
	Azángaro - San Rafael L-1009	138	104.930	33.069	33.245	31.645	18.392	32.651	7.609
	Cachimayo - Abancay L-1007	138	90.110	27.680	28.994	17.088	20.29	16.049	18.693
	Cachimayo - Dolorespata L-1003	138	95.610	3.157	5.552	3.478	6.025	5.175	6.176
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	138	83.660	36.738	41.103	40.244	41.834	41.356	42.890
	Juliaca - Puno L-1012	138	80.000	31.827	39.987	20.191	25.522	23.073	36.858
	Machupicchu - Cachimayo L-1001	138	93.220	47.689	50.159	49.062	51.077	49.319	51.287
	Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	138	83.660	38.591	40.927	40.429	42.071	41.901	43.509
	Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	138	108.750	10.222	9.954	7.959	8.028	8.028	8.000
	Quencoro - Dolorespata L-1004	138	83.660	33.853	34.569	25.423	27.386	15.829	17.180
	Quencoro - T. Combapata L-1005/1	138	83.660	14.224	22.851	10.927	15.734	23.074	25.358
	San Gabán - Azángaro L-1010	138	105.000	43.515	41.824	42.851	29.545	43.674	17.533
	San Gabán - San Rafael L-1013	138	143.410	38.279	35.619	38.567	29.024	38.926	19.821
	San Gabán - Mazuco L-1014	138	112.340	11.689	11.411	5.210	5.711	5.327	5.200
	T. Ayaviri - Azángaro L-1006/2	138	90.000	68.118	77.546	68.022	58.786	63.503	42.016
	Tintaya - Callalli L-1008	138	109.950	58.365	56.524	33.104	39.54	23.927	39.779
	Tintaya - T. Ayaviri L-1006/1	138	90.000	62.157	71.395	65.485	55.371	61.046	39.640
	Tintaya - T. Combapata L-1005/2	138	83.660	23.291	32.538	4.551	9.263	17.988	20.066
Moquegua - Puno L-2030	220	150.000	36.004	39.915	13.167	26.279	11.974	30.822	

Cuadro 4.6 Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE. [EP]

Del Cuadro 4.6, se tiene:

- En el área N° 12, la línea de transmisión con el valor máximo de cargabilidad es Ayaviri - Azángaro 138 kV (L-1006/2), en el escenario de estiaje en máxima demanda con un valor de 77.546 %.
- En el área N° 13, la línea de transmisión con el valor máximo de cargabilidad es Machupicchu - Cachimayo 138 kV (L-1001), en el escenario de estiaje en mínima demanda con un valor de 51.287%, mostrando que el sistema de transmisión opera en condiciones aceptables.

A continuación se muestra en las siguientes figuras, la cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE, en los escenarios de avenida y estiaje.

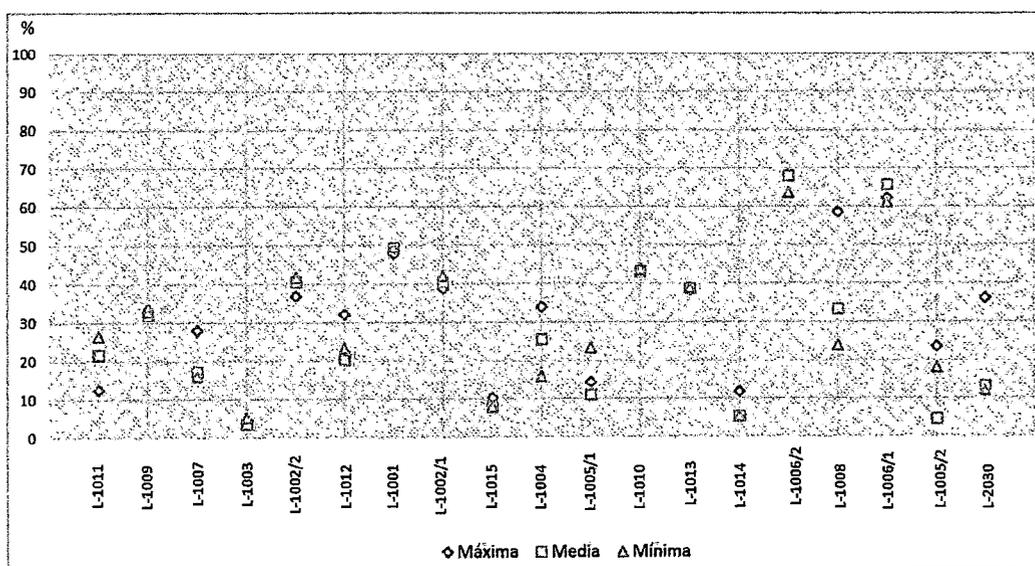


Figura 4.8 Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE en avenida. [EP]

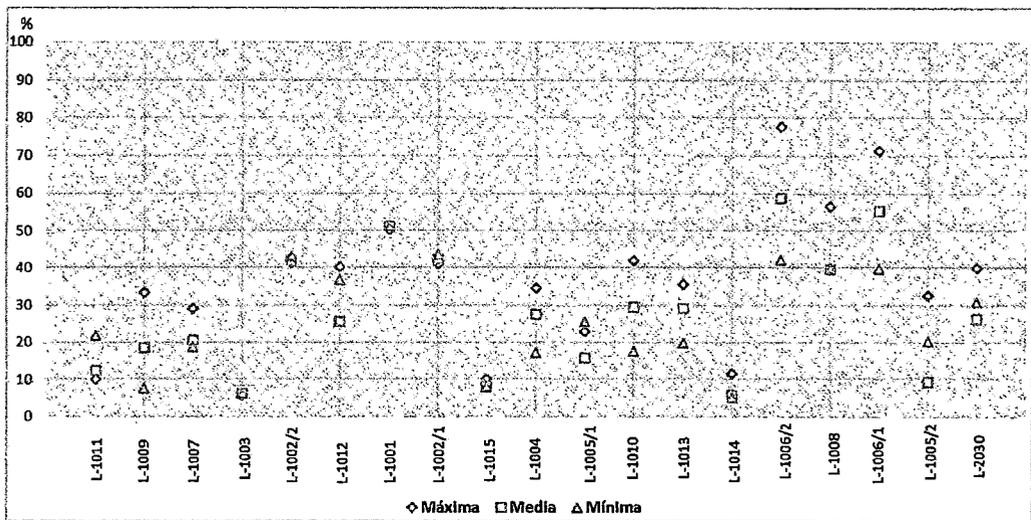


Figura 4.9 Cargabilidad de las principales líneas de transmisión del AOSE en estiaje. [EP]

El Cuadro 4.7, muestra los flujos de potencia en las principales líneas de transmisión, en el AOSE, en los escenarios de avenida y estiaje:

- Existe una transferencia de potencia en todas las condiciones de operación del AOSO al AOSE, por las líneas de interconexión: L-1008 y L-2030, con una potencia de 58.009 MW y 46.964 MW, respectivamente en avenida; y para estiaje la transferencia es de 55.899 MW y 56.502 MW, respectivamente en máxima demanda.

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Año	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Potencia (MW)					
				Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
				Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
				FC13AMAX	FC13EMAX	FC13AMED	FC13EMED	FC13AMIN	FC13EMIN
2013	Azángaro - Juliaca L-1011	138	90.000	8.599	0.861	11.683	8.355	17.393	19.259
	Azángaro - San Rafael L-1009	138	104.930	34.074	35.336	32.995	19.458	34.059	6.525
	Cachimayo - Abancay L-1007	138	90.110	23.185	24.266	14.801	16.915	13.819	16.235
	Cachimayo - Dolorespata L-1003	138	95.610	2.839	4.478	1.296	0.652	2.247	1.626
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	138	83.660	31.438	33.137	33.252	34.198	34.241	35.329
	Juliaca - Puno L-1012	138	80.000	22.180	31.942	0.705	19.854	6.511	30.257
	Machupicchu - Cachimayo L-1001	138	93.220	44.267	46.398	45.935	47.336	46.009	47.624
	Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	138	83.660	32.039	33.811	33.913	34.913	34.944	36.087
	Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	138	108.750	9.265	9.241	3.655	3.655	3.857	3.655
	Quencoro - Dolorespata L-1004	138	83.660	27.410	27.801	19.888	20.499	11.132	11.857
	Quencoro - T. Combapata L-1005/1	138	83.660	10.978	18.489	4.533	5.752	15.667	16.716
	San Gabán - Azángaro L-1010	138	105.000	46.532	45.717	46.523	31.764	47.417	17.665
	San Gabán - San Rafael L-1013	138	143.410	55.987	53.118	57.184	43.045	57.767	29.186
	San Gabán - Mazuco L-1014	138	112.340	9.663	9.635	3.782	4.687	3.985	3.782
	T. Ayaviri - Azángaro L-1006/2	138	90.000	59.610	69.788	60.542	52.907	56.682	37.992
	Tintaya - Callalli L-1008	138	109.950	58.009	55.899	34.215	40.582	24.594	40.793
	Tintaya - T. Ayaviri L-1006/1	138	90.000	52.443	62.103	57.310	47.525	53.688	34.891
	Tintaya - T. Combapata L-1005/2	138	83.660	18.787	26.700	1.030	3.744	13.374	14.337
	Moquegua - Puno L-2030	220	150.000	46.964	56.502	10.462	34.424	3.733	40.436

Cuadro 4.7 Flujo de potencia en las principales líneas de transmisión del AOSE. [EP]

A continuación se muestra en las siguientes figuras, los flujos de potencia en las principales líneas de transmisión del AOSE, en los escenarios de avenida y estiaje.

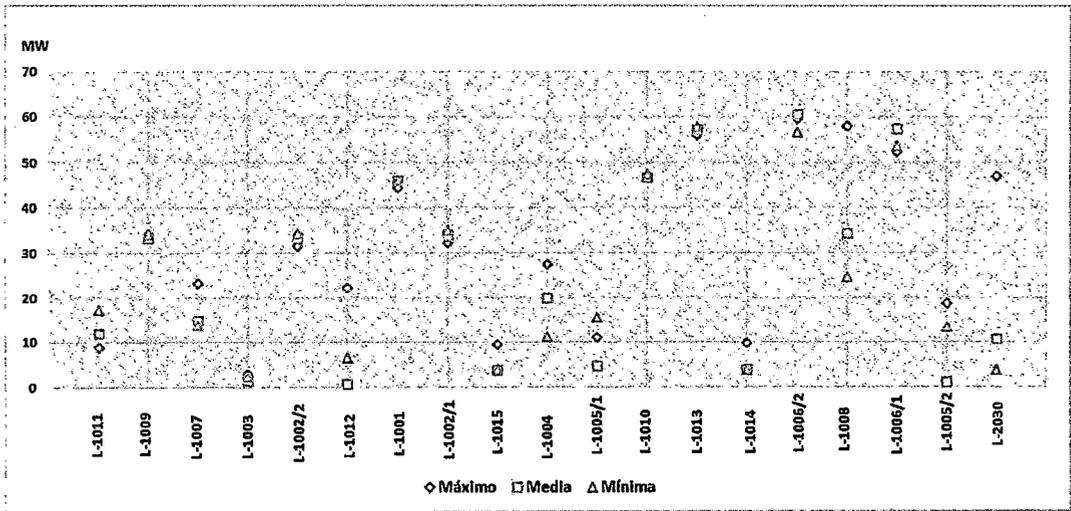


Figura 4.10 Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE en avenida. [EP]

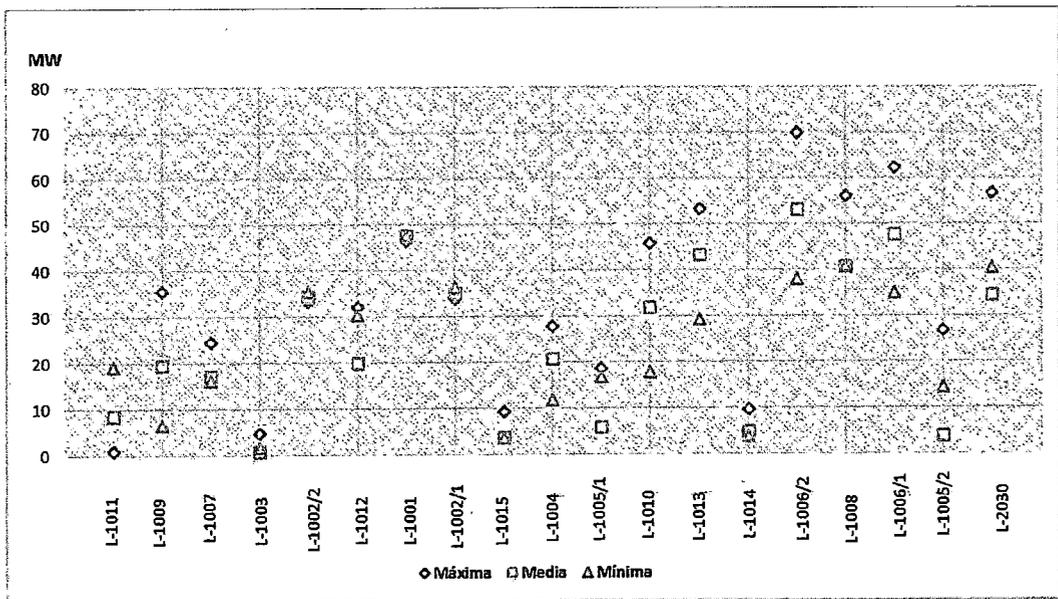


Figura 4.11 Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE en estiaje. [EP]

El Cuadro 4.8, muestra la cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE:

Año	Transformador de Potencia	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)					
			Demanda Máxima		Demanda Media		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC13AMAX	FC13EMAX	FC13AMED	FC13EMED	FC13AMIN	FC13EMIN
2013	MACHUPICCHU							
	tr2 mch_171	138/13.8	83.657	87.399	83.938	86.151	84.800	86.422
	tr2 mch_172	138/13.8	85.130	89.262	85.769	87.496	84.800	88.182
	tr2 mch_173	138/13.8	84.895	87.105	84.174	85.374	84.058	86.273
	tr3 machup_8001	138/60/10.5	85.327	76.878	53.598	38.459	40.544	30.781
	CACHIMAYO							
	tr3 cac_1371	138/34.5/10.5	32.153	33.051	12.945	9.796	11.743	9.655
	tr3 cachim_8001	132/60/22.9	49.580	43.339	17.665	17.635	18.069	17.173
	tr2 cac_171	138/6.9	18.920	18.104	62.798	63.698	62.343	62.661
	tr2 cac_172	138/6.9	18.920	18.104	62.798	63.698	62.343	62.661
	QUENCORO							
	tr2 que_131	138/33	45.474	46.784	18.259	18.459	20.259	18.214
	tr3 Quencoro T47_131	132/34.5/10.5	36.701	68.799	25.033	25.391	24.908	24.969
	tr3 Quencoro Nuevo	132/34.5/10.5	38.114	63.018	24.402	24.849	24.413	24.470
	DOLORESPATA							
	tr2 dol_171	138/10.6	85.489	92.368	60.128	60.561	38.193	38.352
	tr2 dol_172	138/10.6	85.489	92.368	60.128	60.561	38.193	38.352
	tr2 dol_173	138/10.6	85.489	92.368	60.128	60.561	38.193	38.352
	TINTAYA							
	tr2 tin_172	138/10	25.202	25.102	25.127	31.395	25.400	25.289
	tr2 tin_173	132/10	41.789	41.580	40.184	41.573	41.586	41.933
	tr2 Antapacay 1	220/33	48.294	47.539	47.371	48.187	47.887	47.709
	tr2 Antapacay 2	220/33	48.294	47.539	47.371	48.187	47.887	47.709
	SAN GABÁN							
	tr2 sga_171	146/13.8	93.236	88.298	87.908	64.395	89.269	0.000
	tr2 sga_172	146/13.8	93.123	88.283	87.907	64.395	89.269	82.528
	PUNO							
	tr3 pun_2171	220/138/10	45.057	49.995	16.431	29.384	14.949	33.554
JULIACA								
tr3 T63-121	138/22.9/10	59.540	55.702	19.382	18.886	18.855	18.982	
tr3 T51-161	138/60/10	20.564	20.407	11.298	10.919	11.208	8.325	

Cuadro 4.8 Cargabilidad de los transformadores de potencia del AOSE. [EP]

Comentarios:

- Los transformadores de la S.E. Dolorespata, presentan la mayor cargabilidad con un valor de 92.366 %, cercano a su capacidad nominal.
- Los transformadores de las subestaciones de Machupicchu y San Gabán, operan por encima del 80 % de cargabilidad en avenida y estiaje en máxima demanda en la S.E. San Gabán y en la S.E. Machupicchu se presenta en todas las condiciones de operación.

4.4.- EVALUACIÓN DE LA ROBUSTEZ DEL SISTEMA ACTUAL DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE.

4.4.1.- CÁLCULO DE LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.

La potencia de cortocircuito es una variable importante en un SEP, el cual indica cuán robusto es un sistema para soportar perturbaciones severas. El cálculo de la potencia de cortocircuito para el sistema actual se realiza en los escenarios de avenida y estiaje, y para la condición de máxima demanda; considerando el método de cálculo completo, en el cual las corrientes de cortocircuito son calculadas en base a los datos emitidos por el flujo de potencia que se lleva a cabo antes que la falla se ejecute (Anexo D). Los resultados se muestran en el Cuadro 4.9:

Subestación	Tensión nominal [kV]	Potencia de cortocircuito [MVA]	
		AVMAX	ESMAX
Abancay	138	185.811	186.551
Cachimayo	138	357.621	360.659
Combapata	138	354.146	357.442
Dolorespata	138	367.351	370.959
Machupicchu	138	462.084	465.224
Quencoro	138	377.102	380.873
Tintaya	138	582.214	596.237
San Gabán	138	631.464	643.035
Ayaviri	138	469.339	476.554
Azángaro	138	540.208	548.764
San Rafael	138	411.798	418.620
Juliaca	138	435.212	441.562
Puno	138	454.803	463.784
Mazuco	138	281.824	287.331
Pto. Maldonado	138	122.590	125.049
Antapacay	220	515.528	516.301
Tintaya	220	519.200	560.983
Puno	220	547.572	563.501

Cuadro 4.9 Potencia de cortocircuito en las barras del AOSE. [EP]

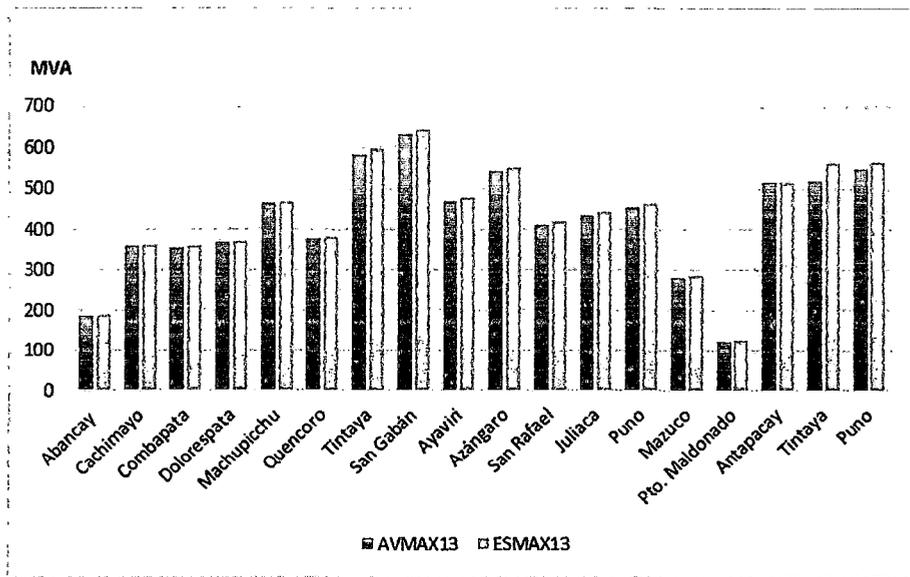


Figura 4.12 Niveles de potencia de cortocircuito en las barras del AOSE. [EP]

El Cuadro 4.9, muestra las potencias de cortocircuito en las barras del AOSE actual, del cual se concluye lo siguiente:

- La barra con menor potencia de cortocircuito es la de Pto. Maldonado con un valor de 122.590 MVA en avenida.
- Las máximas potencias de cortocircuito se encuentran en la época de estiaje.
- La máxima potencia de cortocircuito del área N° 13 , se encuentra en la barra de Tintaya 138 kV, con un valor de 596.237 MVA.
- La máxima potencia de cortocircuito del área N° 12 , se encuentra en la barra de San Gabán 138 kV, con un valor de 643.035 MVA.
- Los bajos valores de la potencia de cortocircuito, son debido a que el AOSE posee solo dos puntos de generación.

4.4.2.- OPERACIÓN EN ESTADO DE CONTINGENCIA (N-1) DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE.

El estudio del AOSE, en condiciones en contingencia (N-1), se realiza con el fin de identificar la importancia de determinados enlaces de transmisión y/o eventuales refuerzos de transmisión (líneas de transmisión y equipos de compensación reactiva), necesarios para cumplir con los criterios de operación, se analizan las contingencias de líneas de transmisión y unidades de generación que tengan un impacto importante sobre el sistema.

Las contingencias se calculan adoptando los criterios (N-1), de acuerdo con el cual, se considera la pérdida de un único elemento (línea de transmisión). De esta manera

se investiga si dentro del AOSE, existe la suficiente redundancia topológica para mantener el sistema en condiciones aceptables de operación ante las contingencias propuestas.

La calidad operativa se define mediante los criterios que siguen las normas actuales del COES, para condiciones de contingencia se describen a continuación:

- Las tensiones en las barras de 138 kV, no deben ser inferiores 90% ni superiores al 105% del valor nominal. Y para las barras de 220 kV y 500 kV, las tensiones no deben ser inferiores al 90% ni superior al 110% del valor nominal.
- No se permiten sobrecargas en el sistema.

Todas las contingencias se analizan para los escenarios de avenida y estiaje; y para la condición de máxima demanda. Las contingencias estudiadas se muestran en el Cuadro 4.10, el cual indica la potencia para cada evento que debe ser redistribuida en las líneas disponibles del sistema:

CONTING.	DESCRIPCIÓN	POTENCIA (MW)	
		AVENIDA	ESTIAJE
C1	Desconexión de la línea L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) de 138 kV.	44.267	46.398
C2	Desconexión de la línea L-1002 (Machupicchu - Quencoro) de 138 kV.	32.039	33.811
C3	Desconexión de la línea L-1003 (Cachimayo - Dolorespata) de 138 kV.	2.839	4.478
C4	Desconexión de la línea L-1004 (Dolorespata - Quencoro) de 138 kV.	27.410	27.801
C5	Desconexión de la línea L-1005 (Quencoro - Tintaya) de 138 kV.	18.787	26.700
C6	Desconexión de la línea L-1006 (Tintaya - Azángaro) de 138 kV.	52.443	62.103
C7	Desconexión de la línea L-1008 (Tintaya - Callalli) de 138 kV.	58.009	55.899
C8	Desconexión de la línea L-1009 (San Rafael - Azángaro) de 138 kV.	34.074	35.336
C9	Desconexión de la línea L-1010 (San Gabán - Azángaro) de 138 kV.	46.532	45.717
C10	Desconexión de la línea L-1011 (Azángaro - Juliaca) de 138 kV.	8.599	0.861
C11	Desconexión de la línea L-1012 (Juliaca - Puno) de 138 kV.	22.180	31.942
C12	Desconexión de la línea L-1013 (San Gabán - San Rafael) de 138 kV.	55.987	53.118
C13	Desconexión de la línea L-1014 (San Gabán - Mazuco) de 138 kV.	9.663	9.635
C14	Desconexión de la línea L-1015 (Mazuco - Pto. Maldonado) de 138 kV.	9.265	9.241
C15	Desconexión de la línea L-2030 (Puno - Montalvo) de 220 kV.	46.964	56.502
C16	Desconexión de la línea L-1007 (Cachimayo - Abancay) de 138 kV.	23.185	24.266

Cuadro 4.10 Eventos para el estudio del AOSE en el estado de contingencia (N-1). [EP]

Los Cuadros 4.11 y 4.12, muestran los resultados de las tensiones en las barras del AOSE en avenida y estiaje, para las contingencias en las que han aparecido algunos parámetros deficientes. Para las otras cinco contingencias, se ha obtenido una conducta operativa aceptable y normal para las variables operativas.

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u)										
		Avenida										
		C113AMAX	C213AMAX	C413AMAX	C513AMAX	C613AMAX	C713AMAX	C913AMAX	C1013AMAX	C1113AMAX	C1213AMAX	C1513AMAX
Abancay	138	0.851	0.897	0.882	0.893	0.930	COLAPSO	0.936	0.942	0.935	0.934	COLAPSO
Ayaviri	138	0.974	0.977	0.982	0.988	0.000	COLAPSO	0.943	0.984	0.952	0.930	COLAPSO
Azángaro	138	0.982	0.984	0.988	0.991	0.961	COLAPSO	0.936	0.992	0.946	0.918	COLAPSO
Cachimayo	138	0.883	0.926	0.912	0.923	0.957	COLAPSO	0.963	0.968	0.962	0.961	COLAPSO
Combapata	138	0.935	0.951	0.985	0.000	0.959	COLAPSO	0.971	0.981	0.970	0.968	COLAPSO
Dolorespata	138	0.890	0.922	0.907	0.921	0.955	COLAPSO	0.962	0.968	0.961	0.960	COLAPSO
Juliaca	138	0.970	0.971	0.974	0.977	0.933	COLAPSO	0.935	0.916	0.888	0.922	COLAPSO
Machupicchu	138	0.982	0.988	0.984	0.968	0.993	COLAPSO	0.996	0.998	0.995	0.995	COLAPSO
Mazuco	138	1.000	1.001	1.002	1.003	0.993	COLAPSO	0.984	1.004	0.988	0.983	COLAPSO
Pto. Maldonado	138	0.979	0.980	0.981	0.983	0.972	COLAPSO	0.962	0.983	0.966	0.961	COLAPSO
Puno	138	0.986	0.987	0.990	0.992	0.951	COLAPSO	0.958	0.941	1.049	0.947	COLAPSO
Quencoro	138	0.897	0.923	0.978	0.922	0.957	COLAPSO	0.964	0.970	0.963	0.962	COLAPSO
San Gabán	138	1.019	1.020	1.021	1.022	1.013	COLAPSO	1.004	1.023	1.008	1.003	COLAPSO
San Rafael	138	0.992	0.993	0.995	0.998	0.978	COLAPSO	0.944	0.998	0.968	0.896	COLAPSO
Tintaya	138	0.979	0.983	0.991	0.996	0.961	COLAPSO	0.978	0.992	0.976	0.974	COLAPSO
Antapaccay	220	0.992	0.994	0.998	1.000	0.984	COLAPSO	0.992	0.998	0.991	0.990	COLAPSO
Puno	220	0.982	0.994	0.984	0.987	0.965	COLAPSO	0.962	0.949	1.029	0.947	COLAPSO
Tintaya	220	0.992	0.983	0.998	1.000	0.983	COLAPSO	0.991	0.998	0.990	0.989	COLAPSO

Cuadro 4.11 Tensiones en las barras del AOSE bajo las peores contingencias en avenida. [EP]

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Comentarios:

- Para las contingencias N° 01, 02, 04 y 05, se presentan tensiones por debajo del valor permitido en las barras de 138 kV de Abancay, Cachimayo, Dolorespata y Quencoro. La tensión más baja es de 0.851 p.u. en la barra de Abancay 138 kV.
- Para las contingencias N° 11 y 12, se presentan tensiones por debajo del valor permitido en las barras de 138 kV de Juliaca y San Rafael. La tensión más baja se presenta en la barra de Juliaca 138 kV con un valor de 0.888 p.u.
- La contingencia N° 05, aísla el área N° 13 del AOSE originando tensiones bajas en dicha área.
- Las contingencias N° 07 y 15, producen el colapso del AOSE.

Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u)								
		Estiaje								
		C113EMAX	C213EMAX	C413EMAX	C513EMAX	C613EMAX	C713EMAX	C1113EMAX	C1213EMAX	C1513EMAX
Abancay	138	0.838	0.888	0.872	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.933	0.932	COLAPSO
Ayaviri	138	0.985	0.988	0.993	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.979	0.949	COLAPSO
Azángaro	138	0.998	1.000	1.003	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.982	0.945	COLAPSO
Cachimayo	138	0.870	0.917	0.903	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.960	0.959	COLAPSO
Combapata	138	0.930	0.948	0.984	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.972	0.971	COLAPSO
Dolorespata	138	0.877	0.913	0.896	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.958	0.957	COLAPSO
Juliaca	138	0.986	0.988	0.991	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.940	0.948	COLAPSO
Machupicchu	138	0.980	0.986	0.982	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.995	0.995	COLAPSO
Mazuco	138	1.022	1.023	1.024	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	1.017	1.009	COLAPSO
Pto. Maldonado	138	1.003	1.004	1.005	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.997	0.989	COLAPSO
Puno	138	0.997	0.998	1.000	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	1.036	0.965	COLAPSO
Quencoro	138	0.885	0.913	0.974	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.960	0.960	COLAPSO
San Gabán	138	1.041	1.041	1.042	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	1.035	1.028	COLAPSO
San Rafael	138	1.014	1.015	1.017	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	1.003	0.930	COLAPSO
Tintaya	138	0.984	0.988	0.995	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.985	0.983	COLAPSO
Antapaccay	220	0.991	0.994	0.998	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.992	0.991	COLAPSO
Puno	220	0.997	0.985	0.987	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	1.016	0.962	COLAPSO
Tintaya	220	0.991	0.993	0.998	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	0.991	0.990	COLAPSO

Cuadro 4.12 Tensiones en las barras del AOSE, bajo las peores contingencias en estiaje. [EP]

Comentarios:

- Para las contingencias N° 01, 02 y 04, se presentan tensiones por debajo del valor permitido en las barras de 138 kV de Abancay, Cachimayo, Dolorespata y Quencoro. El nivel de tensión más bajo con un valor de 0.838 p.u. se encuentra en la barra de Abancay 138 kV.
- La contingencia N° 05, aísla el área N° 13 del AOSE y produce el colapso.
- Las contingencias N° 05, 06, 07 y 15, producen el colapso del AOSE.

Los Cuadros 4.13 al Cuadro 4.16, muestran la cargabilidad y el flujo de potencia en las principales líneas de transmisión del AOSE para los escenarios de avenida y estiaje:

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Línea de Transmisión	Potencia Nominal (MVA)	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)									
			Avenida									
			C113AMAX	C213AMAX	C413AMAX	C513AMAX	C613AMAX	C713AMAX	C913AMAX	C1113AMAX	C1213AMAX	C1513AMAX
Azángaro - Juliaca L-1011	90.000	138	10.614	11.324	11.657	19.107	78.900	COLAPSO	9.585	44.535	9.941	COLAPSO
Azángaro - San Rafael L-1009	104.930	138	33.069	33.066	33.069	33.081	33.228	COLAPSO	78.201	33.737	22.746	COLAPSO
Cachimayo - Abancay L-1007	90.110	138	30.838	29.136	29.653	29.292	28.003	COLAPSO	27.886	27.915	27.958	COLAPSO
Cachimayo - Dolorespata L-1003	95.610	138	48.025	36.310	35.044	9.933	4.247	COLAPSO	3.448	3.500	3.583	COLAPSO
Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	83.660	138	95.291	OFF	5.996	48.146	39.465	COLAPSO	39.030	39.073	39.138	COLAPSO
Juliaca - Puno L-1012	80.000	138	33.994	33.101	32.676	24.948	57.661	COLAPSO	39.018	OFF	41.902	COLAPSO
Machupicchu - Cachimayo L-1001	93.220	138	OFF	83.842	83.356	56.841	48.395	COLAPSO	47.985	48.028	48.093	COLAPSO
Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	83.660	138	95.201	OFF	4.472	47.892	39.207	COLAPSO	38.835	38.871	38.926	COLAPSO
Mazuco - Ptp. Maldonado L-1015	108.750	138	10.245	10.236	10.221	10.204	10.335	COLAPSO	10.453	10.402	10.462	COLAPSO
Quencoro - Dolorespata L-1004	83.660	138	95.692	5.610	OFF	28.319	34.227	COLAPSO	34.020	34.045	34.083	COLAPSO
Quencoro - T. Combapata L-1005/1	83.660	138	25.263	27.548	16.636	OFF	15.274	COLAPSO	14.173	14.265	14.410	COLAPSO
San Gabán - Azángaro L-1010	105.000	138	43.537	43.527	43.515	43.512	44.148	COLAPSO	OFF	44.903	98.443	COLAPSO
San Gabán - San Rafael L-1013	143.410	138	38.427	38.371	38.278	38.183	39.036	COLAPSO	72.124	39.557	OFF	COLAPSO
San Gabán - Mazuco L-1014	112.340	138	11.711	11.703	11.689	11.674	11.829	COLAPSO	11.974	11.929	11.983	COLAPSO
T. Ayavíri - Azángaro L-1006/2	90.000	138	70.021	69.190	69.127	59.633	OFF	COLAPSO	71.526	46.428	72.758	COLAPSO
Tintaya - Callalli L-1008	109.950	138	60.975	59.838	59.895	45.859	122.345	OFF	61.740	82.621	63.231	COLAPSO
Tintaya - T. Ayavíri L-1006/1	90.000	138	63.895	63.125	63.176	53.761	OFF	COLAPSO	66.416	41.588	68.005	COLAPSO
Tintaya - T. Combapata L-1005/2	83.660	138	31.580	20.774	26.477	OFF	25.312	COLAPSO	24.071	24.185	24.361	COLAPSO
Moquegua - Puno L-2030	150.000	220	37.308	36.775	36.491	31.742	28.796	COLAPSO	40.642	20.752	42.501	OFF

Cuadro 4.13 Cargabilidad de las líneas de transmisión del AQSE bajo las peores contingencias en avenida. [EP]

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Línea de Transmisión	Potencia Nominal (MVA)	Tensión (kV)	Potencia (MW)									
			Avenida									
			C113AMAX	C213AMAX	C413AMAX	C513AMAX	C613AMAX	C713AMAX	C913AMAX	C1113AMAX	C1213AMAX	C1513AMAX
Azángaro - Juliaca L-1011	90.000	138	7.105	7.825	7.902	16.245	68.232	COLAPSO	7.157	31.621	6.287	COLAPSO
Azángaro - San Rafael L-1009	104.930	138	34.072	34.073	34.074	34.077	34.060	COLAPSO	77.106	34.044	20.857	COLAPSO
Cachimayo - Abancay L-1007	90.110	138	23.360	23.261	23.289	23.280	23.192	COLAPSO	23.209	23.213	23.218	COLAPSO
Cachimayo - Dolorespata L-1003	95.610	138	40.559	32.108	30.342	8.414	2.858	COLAPSO	2.828	2.826	2.824	COLAPSO
Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	83.660	138	72.611	OFF	1.788	36.952	31.358	COLAPSO	31.403	31.398	31.391	COLAPSO
Juliaca - Puno L-1012	80.000	138	23.853	23.131	23.052	14.755	34.648	COLAPSO	23.845	OFF	24.746	COLAPSO
Machupicchu - Cachimayo L-1001	93.220	138	OFF	76.291	74.492	50.468	44.327	COLAPSO	44.294	44.298	44.304	COLAPSO
Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	83.660	138	76.277	OFF	1.790	37.870	31.972	COLAPSO	32.009	32.005	31.999	COLAPSO
Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	108.750	138	9.266	9.265	9.265	9.260	9.274	COLAPSO	9.284	9.277	9.284	COLAPSO
Quencoro - Dolorespata L-1004	83.660	138	71.193	1.763	OFF	21.843	27.396	COLAPSO	27.423	27.425	27.428	COLAPSO
Quencoro - T. Combapata L-1005/1	83.660	138	14.831	13.241	13.163	OFF	11.155	COLAPSO	11.125	11.132	11.145	COLAPSO
San Gabán - Azángaro L-1010	105.000	138	46.520	46.524	46.532	46.542	46.472	COLAPSO	OFF	46.436	102.446	COLAPSO
San Gabán - San Rafael L-1013	143.410	138	55.994	55.992	55.987	55.984	56.017	COLAPSO	102.449	56.033	OFF	COLAPSO
San Gabán - Mazuco L-1014	112.340	138	9.665	9.664	9.663	9.658	9.675	COLAPSO	9.687	9.680	9.688	COLAPSO
T. Ayavíri - Azángaro L-1006/2	90.000	138	61.251	60.542	69.127	52.160	OFF	COLAPSO	56.790	36.493	55.547	COLAPSO
Tintaya - Callalli L-1008	109.950	138	60.684	59.603	59.895	46.116	108.835	OFF	61.387	79.717	62.797	COLAPSO
Tintaya - T. Ayavíri L-1006/1	90.000	138	53.850	53.170	53.113	45.092	OFF	COLAPSO	49.346	29.774	46.062	COLAPSO
Tintaya - T. Combapata L-1005/2	83.660	138	22.775	21.065	20.958	OFF	18.910	COLAPSO	18.854	18.864	18.880	COLAPSO
Moquegua - Puno L-2030	150.000	220	48.470	47.745	47.661	39.358	9.484	COLAPSO	48.540	24.482	42.501	OFF

Cuadro 4.14 Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE bajo las peores contingencias en avenida. [EP]

Comentarios:

- a) En la contingencia N° 01, las líneas que se ven afectadas por la redistribución de la potencia dejada de transmitir son: L-1002 (76.277 MW – 95.291%), L-1003 (40.559 MW – 48.025%) y L-1004 (71.193 MW – 95.692%).
- b) En la contingencia N° 02, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1001 (76.291 MW – 83.842%).
- c) En la contingencia N° 04, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1001 (74.492 MW – 83.356%).
- d) En la contingencia N° 06, las líneas que se ven afectadas por la redistribución de la potencia dejada de transmitir son: L-1011 (68.232 MW – 78.9%) y L-1008 (108.835 MW – 122.345%).
- e) En la contingencia N° 09, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1013 (102.449 MW – 72.124%).
- f) En la contingencia N° 11, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1008 (79.717 MW – 82.621%).
- g) En la contingencia N° 12, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1010 (102.446 MW – 98.443%).

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Línea de Transmisión	Potencia Nominal (MVA)	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)								
			Estiaje								
			C113EMAX	C213EMAX	C413EMAX	C513EMAX	C613EMAX	C713EMAX	C1113EMAX	C1213EMAX	C1513EMAX
Azángaro - Juliaca L-1011	90.000	138	10.074	9.831	10.207	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	39.217	4.333	COLAPSO
Azángaro - San Rafael L-1009	104.930	138	33.298	33.275	33.247	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	33.759	17.653	COLAPSO
Cachimayo - Abancay L-1007	90.110	138	32.423	30.566	31.168	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	28.990	29.019	COLAPSO
Cachimayo - Dolorespata L-1003	95.610	138	48.968	40.187	38.259	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	6.051	6.132	COLAPSO
Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	83.660	138	101.138	OFF	7.026	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	41.326	41.375	COLAPSO
Juliaca - Puno L-1012	80.000	138	42.680	41.531	41.241	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	OFF	46.053	COLAPSO
Machupicchu - Cachimayo L-1001	93.220	138	OFF	88.658	87.235	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	50.363	50.412	COLAPSO
Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	83.660	138	101.027	OFF	5.249	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	41.118	41.160	COLAPSO
Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	108.750	138	9.976	9.968	9.955	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	10.041	10.129	COLAPSO
Quencoro - Dolorespata L-1004	83.660	138	100.567	6.818	OFF	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	34.598	34.622	COLAPSO
Quencoro - T. Combapata L-1005/1	83.660	138	41.486	29.389	25.775	OFF	COLAPSO	COLAPSO	23.021	23.110	COLAPSO
San Gabán - Azángaro L-1010	105.000	138	41.955	41.863	41.826	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	42.704	92.384	COLAPSO
San Gabán - San Rafael L-1013	143.410	138	35.764	35.707	35.625	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	36.230	OFF	COLAPSO
San Gabán - Mazuco L-1014	112.340	138	11.431	11.423	11.412	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	11.489	11.568	COLAPSO
T. Ayaviri - Azángaro L-1006/2	90.000	138	79.964	78.922	78.713	COLAPSO	OFF	COLAPSO	43.254	80.828	COLAPSO
Tintaya - Callalli L-1008	109.950	138	59.498	58.196	58.144	COLAPSO	COLAPSO	OFF	90.186	60.722	COLAPSO
Tintaya - T. Ayaviri L-1006/1	90.000	138	73.694	72.696	72.573	COLAPSO	OFF	COLAPSO	37.427	75.457	COLAPSO
Tintaya - T. Combapata L-1005/2	83.660	138	34.195	37.134	35.872	OFF	COLAPSO	COLAPSO	33.106	33.231	COLAPSO
Moquegua - Puno L-2030	150.000	220	41.478	40.816	40.585	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	20.656	44.440	OFF

Cuadro 4.15 Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE bajo las peores contingencias en estiaje. [EP]

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Línea de Transmisión	Potencia Nominal (MVA)	Tensión (kV)	Potencia (MW)								
			Estiaje								
			C113EMAX	C213EMAX	C413EMAX	C513EMAX	C613EMAX	C713EMAX	C1113EMAX	C1213EMAX	C1513EMAX
Azángaro - Juliaca L-1011	90.000	138	2.624	1.771	1.662	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	31.525	2.470	COLAPSO
Azángaro - San Rafael L-1009	104.930	138	35.333	35.334	35.336	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	35.320	16.789	COLAPSO
Cachimayo - Abancay L-1007	90.110	138	24.396	24.320	24.357	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	24.233	24.236	COLAPSO
Cachimayo - Dolorespata L-1003	95.610	138	40.879	35.212	32.401	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	4.519	4.517	COLAPSO
Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	83.660	138	76.048	OFF	2.915	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	33.114	33.109	COLAPSO
Juliaca - Puno L-1012	80.000	138	33.734	32.868	32.755	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	OFF	33.620	COLAPSO
Machupicchu - Cachimayo L-1001	93.220	138	OFF	80.191	77.257	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	46.414	46.418	COLAPSO
Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	83.660	138	80.174	OFF	2.922	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	33.793	33.788	COLAPSO
Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	108.750	138	9.242	9.242	9.241	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	9.249	9.257	COLAPSO
Quencoro - Dolorespata L-1004	83.660	138	73.594	2.804	OFF	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	27.763	27.765	COLAPSO
Quencoro - T. Combapata L-1005/1	83.660	138	31.309	20.958	20.765	OFF	COLAPSO	COLAPSO	18.478	18.487	COLAPSO
San Gabán - Azángaro L-1010	105.000	138	45.707	45.711	45.716	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	45.676	98.784	COLAPSO
San Gabán - San Rafael L-1013	143.410	138	53.124	53.121	53.118	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	53.136	OFF	COLAPSO
San Gabán - Mazuco L-1014	112.340	138	9.637	9.636	9.635	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	9.644	9.653	COLAPSO
T. Ayavíri - Azángaro L-1006/2	90.000	138	71.520	70.681	70.586	COLAPSO	OFF	COLAPSO	37.295	65.906	COLAPSO
Tintaya - Callalli L-1008	109.950	138	61.250	59.895	9.716	COLAPSO	COLAPSO	OFF	90.761	62.475	COLAPSO
Tintaya - T. Ayavíri L-1006/1	90.000	138	63.750	62.952	62.866	COLAPSO	OFF	COLAPSO	30.640	58.112	COLAPSO
Tintaya - T. Combapata L-1005/2	83.660	138	22.750	29.340	29.096	OFF	COLAPSO	COLAPSO	26.705	26.718	COLAPSO
Moquegua - Puno L-2030	150.000	220	58.969	58.078	57.956	COLAPSO	COLAPSO	COLAPSO	24.611	58.989	OFF

Cuadro 4.16 Flujo de potencia en las líneas de transmisión del AOSE bajo las peores contingencias en estiaje. [EP]

Comentarios:

- a) En la contingencia N° 01, las líneas que se ven afectadas por la redistribución de la potencia dejada de transmitir son: L-1002 (80.174 MW – 101.027%), L-1003 (40.879 MW – 48.968%) y L-1004 (73.594 MW – 100.567%).
- b) En la contingencia N° 02, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1001 (80.191 MW – 88.658%).
- c) En la contingencia N° 04, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1001 (77.257 MW – 87.235%).
- d) En la contingencia N° 11, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1008 (90.761 MW – 90.186%).
- e) En la contingencia N° 12, la línea más afectada por la redistribución de la potencia dejada de transmitir es: L-1010 (98.784 MW – 92.384%).

4.5.- ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE ACTUAL.

El Cuadro 4.17, muestra los eventos a simularse, puesto que representan puntos vulnerables del AOSE (Figura 4.2). La desconexión de estas líneas de transmisión ocasiona que la topología del sistema se vea debilitada, sobrecargando de esta forma los demás enlaces que se encuentran en operación y ocasionando tensiones anormales en el sistema.

AVENIDA		ESTIAJE		OBSERVACIONES
E113AMAX	E113AMIN	E113EMAX	E113EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L - 1001.
E213AMAX	E213AMIN	E213EMAX	E213EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E313AMAX	E313AMIN	E313EMAX	E313EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E413AMAX	E413AMIN	E413EMAX	E413EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L - 1002.
E513AMAX	E513AMIN	E513EMAX	E513EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E613AMAX	E613AMIN	E613EMAX	E613EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E713AMAX	E713AMIN	E713EMAX	E713EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E813AMAX	E813AMIN	E813EMAX	E813EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea San Gabán - Azángaro L - 1010.
E913AMAX	E913AMIN	E913EMAX	E913EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E1013AMAX	E1013AMIN	E1013EMAX	E1013EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.

Cuadro 4.17 Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE actual. [EP]

4.5.1.- OBTENCIÓN DE LOS TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS.

Luego de seleccionar enlaces críticos del AOSE, se simula el comportamiento transitorio ante fallas factibles de ocurrir. Mediante este análisis se obtiene el comportamiento transitorio del sistema, desde que el instante en que ocurre la falla hasta el momento en el que el sistema asume otra condición de operación, que puede ser un nuevo punto de equilibrio (estable) o si se produce la pérdida de sincronismo parcial o total del sistema (inestabilidad). El análisis de estabilidad transitoria es realizado considerando, además de la dinámica de las máquinas, el efecto de los controladores (reguladores de tensión,

velocidad y PSS). La detección de la estabilidad transitoria del sistema está influenciada por el comportamiento de los ángulos de las máquinas síncronas en las primeras oscilaciones. El tiempo de simulación es de 5 *seg*, para ver la respuesta del sistema. A continuación se muestran los resultados de los principales eventos simulados:

1. Cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 138 kV con salida de la L.T. Tintaya - Callalli L-1008 (E513AMAX).

La figura 4.13, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 138 kV con salida de la línea L – 1008 con un tiempo crítico de 287 *ms*. La curva verde y azul representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu - G1 y C.H. San Gaban II - G1, todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido al punto de localización de la falla, ambos grupos, el grupo G1 de la C.H. Machupicchu y el grupo G1 de la C.H. San Gabán II, son afectados y presentan grandes oscilaciones de los ángulos de los rotores de las máquinas, alcanzando valores máximos de 92.941° y 91.642° respectivamente. Estas oscilaciones son amortiguadas en menos de 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

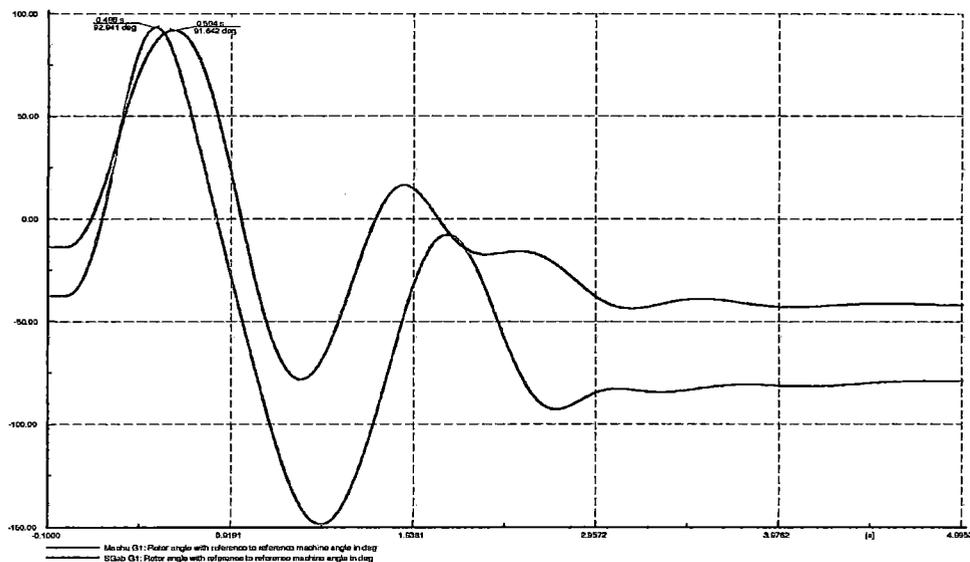


Figura 4.13 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito en la barra de Tintaya 138 kV con salida de la línea L-1008 con un tiempo crítico de 287 *ms* (estable).

Debido a la localización de la falla, los grupos G1 C.H. Machupicchu y G1 C.H. San Gaban II, son afectados seriamente, presentando grandes oscilaciones de potencia aproximadamente de 23.32 MW y 15.16 MW, respectivamente. Como se muestra en la Figura 4.14:

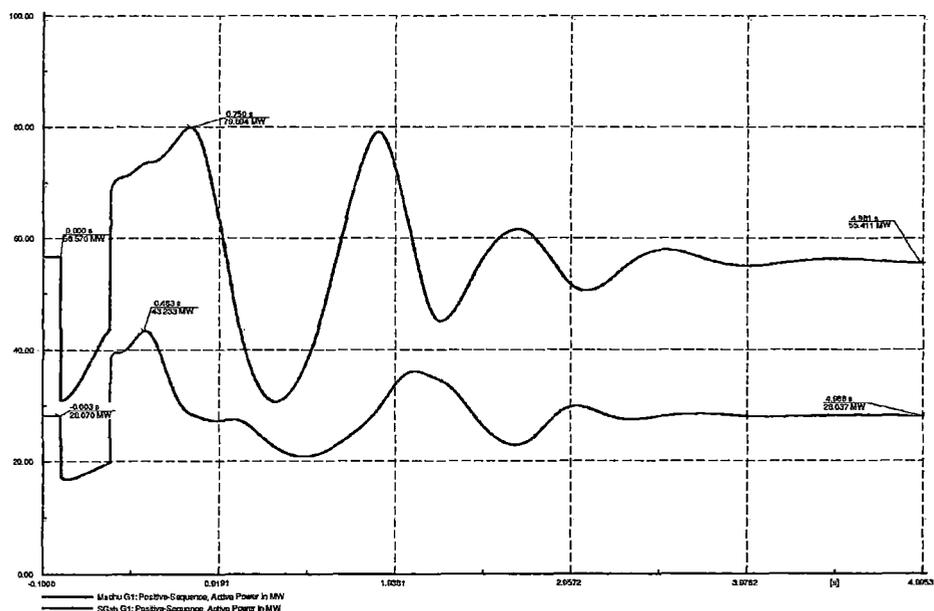


Figura 4.14 Oscilaciones de las potencias de las maquinas síncronas (estable).

2. Cortocircuito trifásico en la barra Quencoro 138 kV con salida de la L.T. Tintaya - Quencoro L-1005 (E313AMAX).

La figura 4.15, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra Quencoro 138 kV con la salida de la línea L-1005, el sistema es declarado *inestable*, debido a que al área N° 13, es aislado del AOSE. En consecuencia el grupo G1 de la C.H. Machupicchu es el más afectado, perdiendo sincronismo.

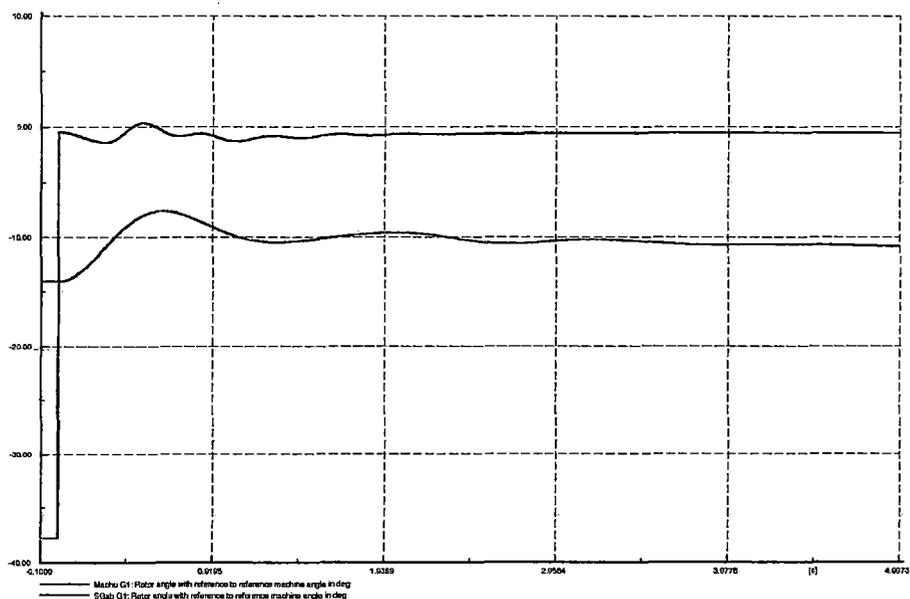


Figura 4.15 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra Quencoro 138 *kV* con salida de la línea L-1005, caso inestable. En resumen los tiempos críticos de despeje de fallas (CCT) obtenidos, para cortocircuitos trifásicos en las diferentes barras del AOSE, para los escenarios analizados se presentan en el Cuadro 4.18:

CAPÍTULO IV: EVALUACIÓN DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN LA ACTUALIDAD.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
1	Cachimayo	138	3F	Machupicchu - Cachimayo L-1001	Avmax	0.182
					Avmin	0.149
					Esmax	0.169
					Esmin	0.136
2	Quencoro	138	3F	Quencoro - Dolorespata L-1004	Avmax	0.232
					Avmin	0.182
					Esmax	0.220
					Esmin	0.171
3	Quencoro	138	3F	Tintaya - Quencoro L-1005	Avmax	Inestable
					Avmin	Inestable
					Esmax	Inestable
					Esmin	Inestable
4	Quencoro	138	3F	Machupicchu - Quencoro L-1002	Avmax	0.175
					Avmin	0.142
					Esmax	0.164
					Esmin	0.131
5	Tintaya	138	3F	Tintaya - Callalli L-1008	Avmax	0.287
					Avmin	0.230
					Esmax	0.311
					Esmin	0.202
6	Tintaya	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.309
					Avmin	0.207
					Esmax	0.294
					Esmin	0.196
7	Azángaro	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.117
					Avmin	0.105
					Esmax	0.140
					Esmin	0.218
8	Azángaro	138	3F	San Gabán - Azángaro L-1010	Avmax	0.120
					Avmin	0.128
					Esmax	0.131
					Esmin	0.235
9	Puno	220	3F	Puno - Montalvo L-2030	Avmax	0.369
					Avmin	0.384
					Esmax	0.470
					Esmin	0.983
10	Azángaro	138	3F	Azángaro Juliaca L-1011	Avmax	0.140
					Avmin	0.134
					Esmax	0.155
					Esmin	0.217

Cuadro 4.18 Tiempos críticos de despeje de fallas en el AOSE actual. [EP]

4.6.- IMPACTO ECONÓMICO DE LAS INTERRUPCIONES EN EL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE ACTUAL.

Para evaluar el impacto económico de las interrupciones, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

4.6.1.- NÚMERO TOTAL DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE POR SEMESTRE (N).

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

N = Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%). El Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre se redondea al entero inmediato superior.

4.6.2.- DURACIÓN TOTAL PONDERADA DE INTERRUPCIONES POR CLIENTE (D).

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum (K_i * d_i) \quad (4.1)$$

Dónde:

d_i .- Es la duración individual de la interrupción i .

K_i .- Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas por mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras: $K_i = 1.00$

Los suministradores deben compensar a sus clientes si existen interrupciones, sean o no responsables; si no son responsables, los suministradores pedirán resarcimiento a las empresas que resultaron responsables (ya sean generadoras o transmisoras)

El siguiente cuadro muestra las tolerancias por semestre:

Cliente/Indicador	Número de interrupciones por cliente (N')	Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D')
Cientes en Alta Tensión	02 Interrupciones/semestre	04 horas/semestre
Cientes en Media Tensión	04 Interrupciones/semestre	07 horas/semestre
Cientes en Baja Tensión	06 Interrupciones/semestre	10 horas/semestre

Cuadro 4.19 Tolerancias por semestre de las interrupciones. [NTCSE]

Las compensaciones se calculan semestralmente en función de la Energía Teóricamente no Suministrada (ENS), el Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D), de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e * E * \text{ENS} \quad (4.2)$$

Dónde:

e : Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyos valores son:

- Primera Etapa: e =0.00
- Segunda Etapa: e =0.05 US\$/kWh
- Tercera Etapa: e =0.35 US\$/kWh

E : Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido de la siguiente manera:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D'] \quad (4.3)$$

Las cantidades sin apóstrofe representan los indicadores de calidad, mientras que las que llevan apóstrofe representan los límites de tolerancia para los indicadores respectivos. El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones, solamente si sus valores individuales son positivos. Si tanto N y D están dentro de las tolerancias, el factor E no se evalúa y asume el valor cero.

ENS : Es la Energía Teóricamente No Suministrada a un Cliente determinado y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{ENS} = \text{ERS}/(\text{NHS} - \sum d_i) * D \quad (4.4)$$

Dónde:

ERS : Es la energía registrada en el semestre.

NHS : Es el número de horas del semestre.

$\sum d_i$: Es la duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre.

De acuerdo a la estadística de fallas en el año 2012, se presentaron un total de tres (03) eventos durante el semestre que produjeron la desconexión de la línea L-1001 (Machupicchu-Cachimayo), los cuales ocasionaron un total de 51.97 MWh como la energía interrumpida. Se asume que estos eventos superaron las tolerancias definidas semestralmente; con estos datos se calcula la compensación:

Se tiene los siguientes datos:

$$e = 0.35 \text{US\$/kWh}$$

$$\text{ENS} = 51.97 \text{ MWh}$$

Aplicando la ecuación 4.3:

$$E = [1 + (N - N')/N' + (D - D')/D']$$

$$E = [1 + (3 - 2)/2 + (5 - 4)/4]$$

$$E = 1.75$$

Aplicando la ecuación 4.2:

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = e * E * \text{ENS}$$

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = 0.35 * 1.75 * 51.97$$

$$\text{Compensaciones Por Interrupciones} = 31831.625 \text{ US\$}$$

Como se puede observar la compensación es de 31831.62 US\$ por la energía interrumpida debido a las fallas en la línea L-1001.

4.7.- RESUMEN

- a) El sistema del AOSE, en operación normal, se concluye lo siguiente:
 - Existen barras en las cuales el nivel de tensión están fuera de los límites permisibles en operación en tiempo real, de acuerdo al Cuadro 4.5.
 - El sistema de transmisión actual opera en condiciones normales, cuyos niveles de cargabilidad no superan sus valores nominales. Dicha condición da un margen de operación en caso que se presenten salidas de alguna de las líneas de transmisión.

- La cargabilidad de los transformadores de potencia de las S.E. Machupicchu, Dolorespata y San Gabán; en demanda máxima superan el 80% de cargabilidad y llegando a sus valores máximos de 87.399%, 92.366% y 93.234%, respectivamente.
 - La transferencia de potencia entre el AOSE y el AOSO del SEIN, se realiza mediante las líneas L-1008 y L-2030, con una transferencia de 58.009 MW y 46.964 MW, respectivamente en avenida; y en estiaje con 55.899 MW y 56.502 MW, respectivamente; con dirección hacia el AOSE.
- b) Del estudio realizado para la determinación de la robustez de AOSE, se concluye:
- El estudio realizado de la operación del AOSE, en el estado de contingencia N-1, establece que debido a la desconexión de líneas importantes el sistema sufre un colapso parcial y/o total. Por consiguiente consideramos como líneas de transmisión críticas del AOSE las siguientes:
 - L.T. Machupicchu - Cachimayo (L-1001).
 - L.T. Machupicchu - Quencoro (L-1002).
 - L.T. Dolorespata - Quencoro (L-1004).
 - L.T. Tintaya - Quencoro (L-1005).
 - L.T. Tintaya - Azángaro (L-1006).
 - L.T. Tintaya - Callalli (L-1008).
 - L.T. Juliaca - Puno (L-1012).
 - L.T. Puno - Moquegua (L-2030).
 - L.T. San Gabán - Azángaro (L-1010).
- La desconexión de estas líneas de transmisión ocasiona en el AOSE lo siguiente:
1. Problemas de tensiones por debajo de lo permisible.
 2. Sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia.
 3. Provocar la operación en sistema aislado; ocasionando consecuentemente un rechazo automático de carga.
 4. Colapso parcial o en el peor de los casos el colapso total del AOSE.
- La robustez del AOSE, no es lo suficientemente fuerte debido a la configuración radial que posee y poca redundancia topológica del sistema. Por tal razón cuando algunas de las líneas de transmisión críticas salen fuera de servicio, debido a fallas, el sistema entra en un estado de operación anormal (tensiones bajas, sobrecarga de las líneas de transmisión y el colapso del sistema).

- La robustez actual se irá debilitando con el crecimiento de la demanda, el ingreso de nuevas líneas de transmisión y centrales hidroeléctricas, mejorará la topología y consecuentemente se fortalecerá la robustez del sistema.
- c) Del estudio de estabilidad transitoria del AOSE, se concluye:
 - El menor tiempo crítico se presenta cuando ocurre un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con la apertura de línea L-1006, en el escenario de avenida en mínima demanda, con un valor de 105 ms.
 - El mayor tiempo crítico, se presenta cuando ocurre un cortocircuito trifásico en la barra de Puno 220 kV, con la apertura de la línea L-2030, en el escenario de estiaje en mínima demanda, con un valor de 983 ms.
 - El evento cortocircuito trifásico en la barra Quencoro 138 kV, con la apertura de la línea L-1005, el sistema es inestable para todos los escenarios y condiciones de demanda; esto debido a que el AOSE, no es lo suficientemente robusto para hacer frente a un falla en esta barra debido a que el área N° 13 (zona de la C.H. Machupicchu) es aislado del AOSE.
 - La Figura 4.16, muestra que las máquinas síncronas (Grupo G1, G2 y G3) de la C.H. Machupicchu son los más afectados, en todas las condiciones de simulación. Esto debido a la baja constante de inercia que posee dichas máquinas y por la configuración radial en la que el área N° 13 se encuentra dentro del AOSE. Las máquinas de la C.H. San Gabán II (Grupo G1 y G2), son poco afectadas debido a que se encuentra en una configuración en anillo con el AOSO, mediante líneas de transmisión L-1008 y L-2030.
 - De la Figura 4.17, se resume que las máquinas de la C.H. Machupicchu son afectadas en un 58.33% y que las máquinas de la C.H. San Gabán II en un 41.67% del total de eventos simulados.
 - Las líneas de transmisión del AOSE y las que se interconectan con el SEIN, tienen una configuración radial y de simple tema; lo cual, hacen que la desconexión imprevista de una de estas líneas de transmisión, pueda ocasionar problemas de subtensión y culminar con la interrupción parcial del suministro en el AOSE. El estado post-falla en el que quede esta área operativa luego de un evento, dependerá del despacho de generación y la topología de la red de transmisión previa al evento.

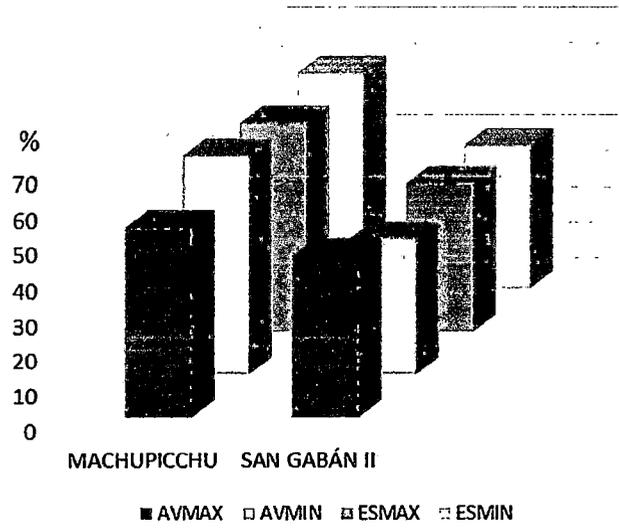


Figura 4.16 Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE, para las diferentes condiciones simuladas. [EP]

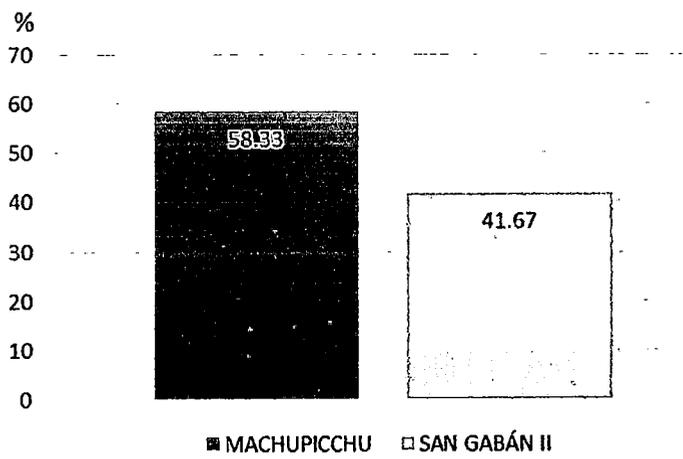


Figura 4.17 Resumen general de las máquinas más afectadas en el AOSE actual. [EP]

CAPÍTULO V

DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

5.1.- INTRODUCCIÓN.

La necesidad de predecir el comportamiento de SEP grandes, nos lleva a manejar herramientas informáticas poderosas para analizar los SEP. Uno de los problemas de mayor impacto para el correcto funcionamiento de un SEP, es sin duda la pérdida de estabilidad del mismo, ya que este puede ocasionar un colapso parcial o siendo aún más grave el colapso total del sistema. Es por este motivo que el análisis de estabilidad transitoria es de gran importancia para la operación de un SEP, ya que nos muestra la capacidad que tiene el sistema de mantener el sincronismo cuando se presenta una perturbación transitoria severa, como por ejemplo: una falla en el sistema de transmisión, pérdida de generación o pérdida de carga significativa, por tal razón es importante realizar un análisis periódico de estabilidad transitoria, conforme a la incorporación de nuevos proyectos de generación, transmisión y demanda.

Las perturbaciones que se dan en las líneas de transmisión son impredecibles, muchas de estas ocurren como causa de descargas eléctricas, dejando fuera de servicio líneas del sistema; las mismas que pueden estar conectadas a barras de carga, generación o ambas. De esta forma la desconexión de las líneas afecta directamente con la estabilidad del sistema y con el desbalance entre carga y generación en algunos casos.

Los límites de estabilidad transitoria están basados en la determinación de los Tiempos Críticos de despeje de fallas (CCT) y estos son calculados en base a una lista de eventos propuestos para cada año de estudio; considerando la salida de la línea más crítica conectada a la barra simulada.

El presente capítulo abordará el estudio de estabilidad transitoria del área operativa sur este del SEIN para el periodo 2014 al 2016, utilizando el programa DlgSILENT POWER FACTORY, para los escenarios de avenida y estiaje, en máxima y mínima demanda, tomando como referencia la barra de ENERSUR en 220 kV.

5.2.- SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) EN EL PERIODO 2014 AL 2016.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú, en el periodo 2014 al 2016 tendrá las mismas áreas operativas [11]:

- Área Operativa Norte.
- Área Operativa Centro.
- Área Operativa Sur Este.
- Área Operativa Sur Oeste.

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

A las instalaciones existentes en dichas áreas operativas; se incorporan las nuevas instalaciones de los proyectos de generación, transmisión y demanda que tienen previsto el ingreso en dicho periodo como se muestra en la Figura 5.1:

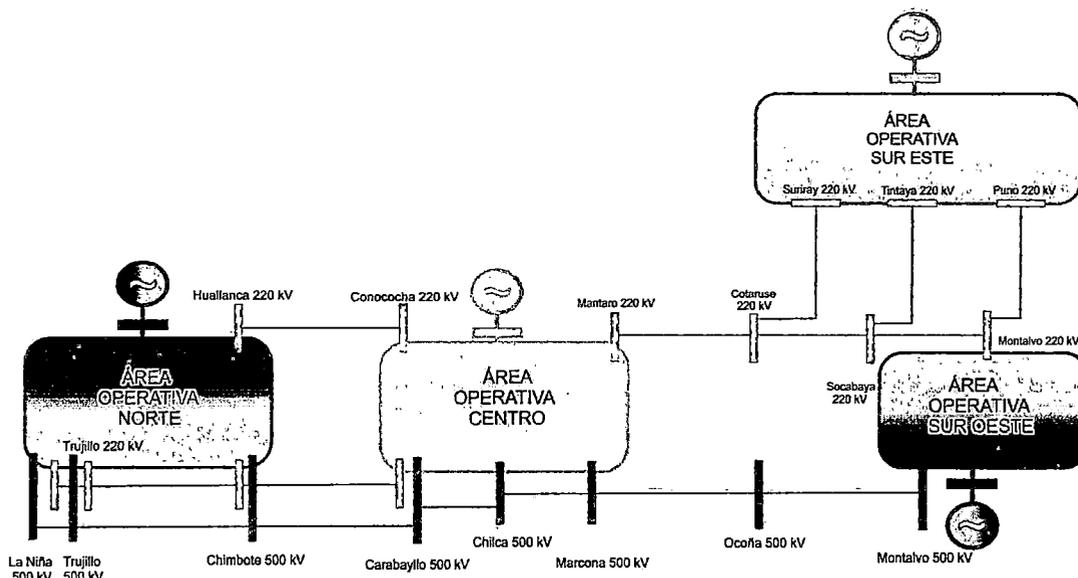


Figura 5.1 Esquema del SEIN para el año 2016. [11]

5.3.- ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN EN EL PERIODO 2014 AL 2016.

El AOSE para este periodo tendrá una nueva configuración debido al ingreso de los proyectos de generación, transmisión y demanda (Anexo E).

5.3.1.- ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2014.

Para este año se tiene previsto el ingreso de una línea de transmisión que mejorará la operación del sistema, la topología y los perfiles de tensión; también el ingreso del proyecto minero Constancia en el área N° 13:

1. L.T. Tintaya - Socabaya (Doble Terna) 220 kV - TESUR.
2. Proyecto Minero Constancia.

En el área N° 12, se instalará un sistema de compensación capacitiva:

3. Instalación de bancos de capacitores de 2×12.5 MVAR en la barra de 60 kV de la S.E. Puno.

La demanda de los grandes proyectos mineros (Las Bambas y Antapaccay) se incrementa así como la demanda vegetativa del AOSE. Las condiciones operativas (potencia generada) de las C.H. San Gabán II y Machupicchu, son mostradas en el Cuadro 5.1:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

EMPRESA		AVENIDA (MW)		ESTIAJE (MW)	
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
EGEMSA	Machupicchu G1	28.58	28.56	28.98	28.54
	Machupicchu G2	29.54	29.95	29.62	29.65
	Machupicchu G3	28.69	28.69	29.23	28.68
SAN GABÁN	San Gabán II G1	56.57	54.15	35.50	34.70
	San Gabán II G2	56.50	54.15	35.50	34.70

Cuadro 5.1 Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2014.

Fuente: Base de datos del SEIN - archivo DigSILENT.

La Figura 5.2, muestra el esquema del área operativa sur este del SEIN para el año 2014:

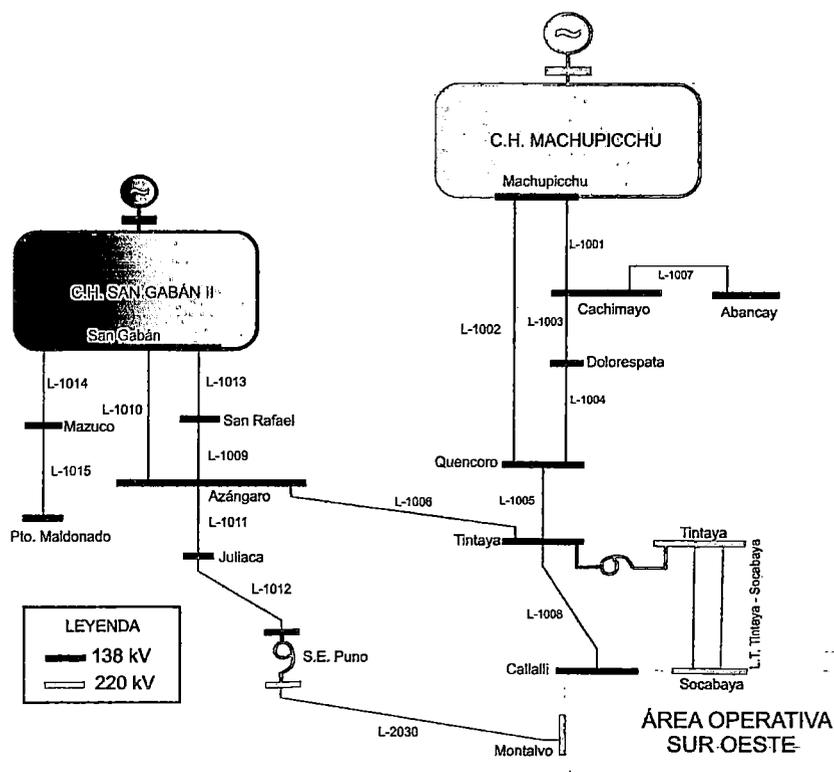


Figura 5.2 Esquema del AOSE para el año 2014. [EP]

5.3.2.- ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2015.

Se tiene previsto el ingreso en operación comercial de importantes centrales hidroeléctricas y líneas de transmisión en el área N° 13, que mejoran la operación del sistema:

1. C. H. Santa Teresa - LUZ DE SUR.
2. C. H. Machupicchu II Etapa - EGEMSA.
3. L. T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse (Doble circuito) 220 kV - CTM.

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

La demanda de los grandes proyectos mineros se incrementa alcanzando su máxima potencia: Antapaccay (96 MW), Las Bambas (158 MW), Corani (10 MW) y Constanacia (87 MW). Las condiciones operativas (potencia generada) de las C.H. San Gabán II, Machupicchu I y II y C.H. Santa Teresa son mostradas en el cuadro 5.2:

EMPRESA		AVENIDA (MW)		ESTIAJE (MW)	
		Máxima	Minima	Máxima	Minima
EGEMSA	Machupicchu G1	27.71	27.32	28.00	28.00
	Machupicchu G2	28.33	27.93	0.00	0.00
	Machupicchu G3	27.96	27.56	0.00	0.00
	Machupicchu G4	94.52	93.17	93.00	85.00
SAN GABÁN	San Gabán II G1	54.55	54.04	36.60	34.5
	San Gabán II G2	54.46	53.95	36.60	34.5
LUZ DEL SUR	Santa Teresa G1	48.61	48.50	45.00	44.00
	Santa Teresa G2	48.61	48.50	45.00	44.00

Cuadro 5.2 Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2015.

Fuente: Base de datos del SEIN - archivo DigSILENT.

La Figura 5.3, muestra el esquema del área operativa sur este del SEIN para el año 2015:

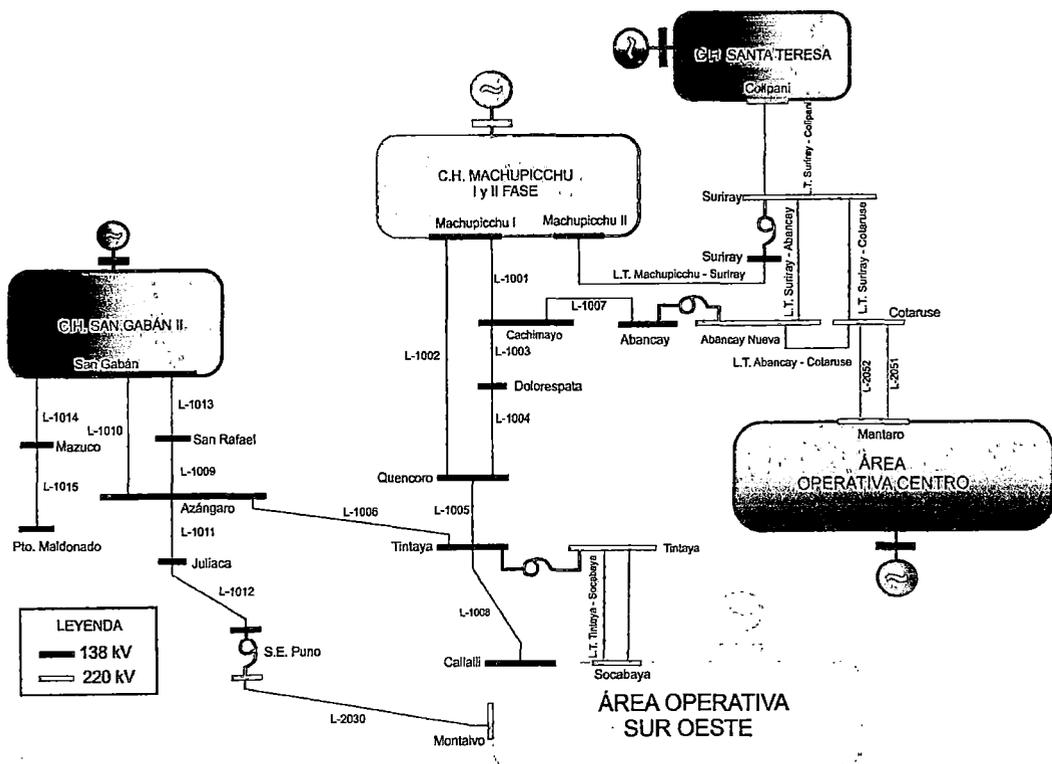


Figura 5.3 Esquema del AOSE para el año 2015. [EP]

5.3.3.- ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2016.

Para el último año, se tiene previsto el ingreso en operación de una línea de transmisión en el área N° 13:

1. L.T. Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya (Doble Tema) 220 kV - ABENGOA.

El ingreso en operación de los proyectos "L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV" y "L.T. Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya (doble tema) 220 kV", haría que la S.E. Cachimayo 138 kV sería abastecida desde las barras en 138 kV de Quencoro y Abancay, con estos proyectos EGEMSA ya no requiere las líneas L-1001 y L-1002, por lo cual se procedería a retirarlas cumpliendo con las exigencias del MINAM (Ministerio de Ambiente) y INC (Instituto Nacional de Cultura). Para lograr lo indicado EGEMSA indica que existe la posibilidad de que la línea Machupicchu-Suriray 138 kV ante una probable falla no será factible evacuar el 100 % de la potencia de las C.H. Machupicchu I y II (180 MVA) y ante esto se plantea reconsiderar la línea Machupicchu-Suriray (simple tema) por una doble tema, en el cual cada tema tenga la capacidad de evacuar el 100 % de generación [14].

Las condiciones operativas (potencia generada) de las C.H. San Gabán II, Machupicchu I y II y C.H. Santa Teresa son mostradas en el Cuadro 5.3:

EMPRESA		AVENIDA (MW)		ESTIAJE (MW)	
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
EGEMSA	Machupicchu G1	27.52	27.32	28.00	28.00
	Machupicchu G2	28.13	27.93	0.00	0.00
	Machupicchu G3	27.76	27.56	0.00	0.00
	Machupicchu G4	93.84	92.00	92.80	85.00
SAN GABÁN	San Gabán II G1	54.29	50.00	36.60	35.00
	San Gabán II G2	54.20	50.00	36.60	35.00
LUZ DEL SUR	Santa Teresa G1	48.55	45.00	45.50	44.30
	Santa Teresa G2	48.55	45.00	45.50	44.30

Cuadro 5.3 Datos de operación de las máquinas síncronas del AOSE para el año 2016.

Fuente: Base de datos del SEIN - archivo DigSILENT.

La Figura 5.4, muestra el esquema del área operativa sur este del SEIN para el año 2016:

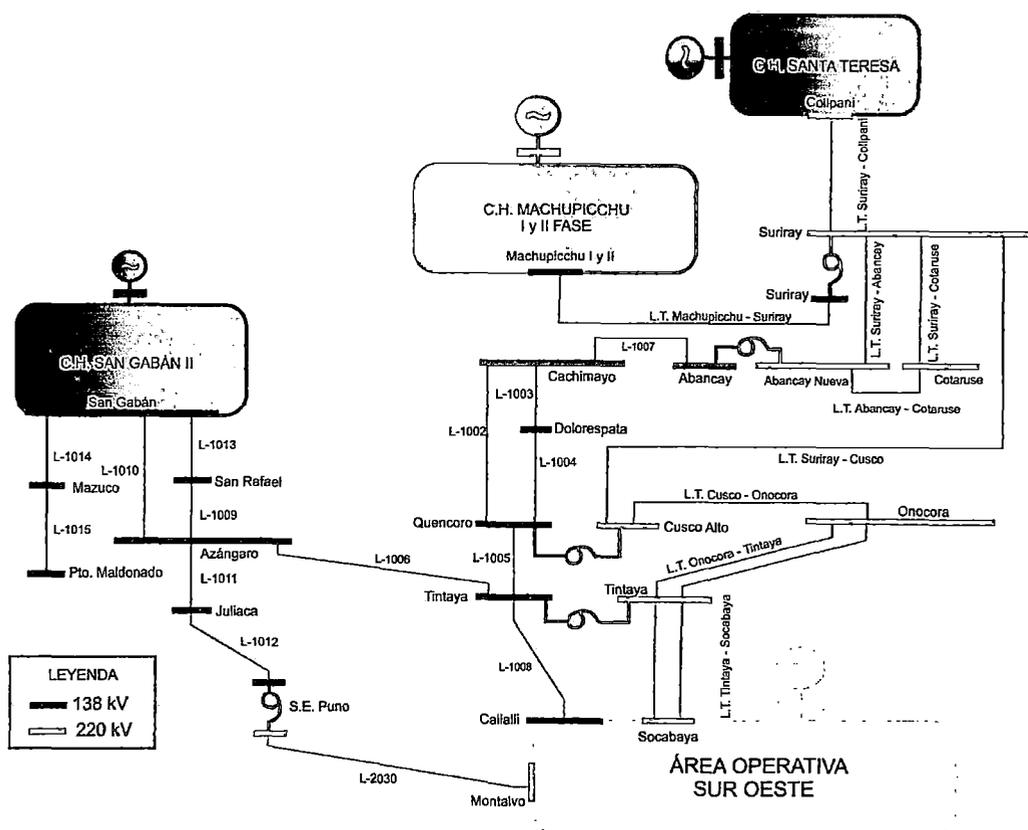


Figura 5.4 Esquema del AOSE para el año 2016. [EP]

5.4.- ESTUDIO DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE EN OPERACIÓN NORMAL PARA EL PERIODO 2014 AL 2016 (CONDICIONES DE PRE-FALLA).

El estudio de flujo de potencia en el sistema del AOSE para el periodo 2014 al 2016, en las condiciones de operación normal, en los escenarios de avenida y estiaje para las condiciones de máxima y mínima demanda; es realizado para verificar las condiciones de operación del sistema del AOSE en las condiciones de pre-falla, verificando las cargabilidad de los elementos (líneas de transmisión, transformadores y generadores) y las tensiones en las barras (Anexo F).

El despacho de los generadores está condicionado por el recurso hídrico disponible en los escenarios de avenida y estiaje.

5.4.1.- CONDICIONES OPERATIVAS DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2014.

El Cuadro 5.4, muestra las tensiones (*p.u.*) en las principales barras del sistema, mostrando un comportamiento adecuado:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC14AMAX	FC14EMAX	FC14AMIN	FC14EMIN
2014	Abancay	138	0.960	0.930	0.961	0.963
	Ayaviri	138	1.000	1.001	0.994	1.005
	Azángaro	138	1.008	1.007	0.994	1.006
	Cachimayo	138	0.985	0.963	0.978	0.985
	Combapata	138	0.991	0.981	0.997	1.001
	Dolorespata	138	0.985	0.964	0.981	0.988
	Juliaca	138	0.995	0.974	1.018	1.016
	Machupicchu	138	1.024	0.998	1.006	1.014
	Mazuco	138	1.014	1.028	1.024	1.025
	Pto. Maldonado	138	0.988	1.007	1.028	1.032
	Puno	138	1.015	0.991	1.037	1.036
	Quencoro	138	0.987	0.966	0.984	0.991
	San Gabán	138	1.045	1.047	1.014	1.032
	San Rafael	138	1.019	1.023	0.990	1.009
	Tintaya	138	1.000	1.000	1.000	1.000
	Antapaccay	220	1.003	1.002	1.005	1.004
	Puno	220	1.005	0.987	1.030	1.025
	Tintaya	220	1.003	1.002	1.006	1.005

Cuadro 5.4 Tensiones en barras del AOSE para el año 2014. [EP]

El Cuadro 5.5 muestra la cargabilidad de las principales líneas de transmisión, mostrando una adecuada operación en los diferentes escenarios de estudio, es así, que la máxima cargabilidad no supera el 60 %.

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cargabilidad (%)			
				Demanda Máxima		Demanda Mínima	
				Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
				FC14AMAX	FC14EMAX	FC14AMIN	FC14EMIN
2014	Azángaro - Juliaca L-1011	138	90.000	32.670	23.705	33.952	17.983
	Azángaro - San Rafael L-1009	138	104.930	32.585	15.486	30.703	12.463
	Cachimayo - Abancay L-1007	138	90.110	25.953	31.211	21.237	22.477
	Cachimayo - Dolorespata L-1003	138	95.610	1.376	2.456	7.031	7.601
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	138	83.660	38.447	39.524	41.974	41.594
	Juliaca - Puno L-1012	138	80.000	27.374	39.522	30.872	28.395
	Machupicchu - Cachimayo L-1001	138	93.220	48.590	50.174	51.769	51.241
	Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	138	83.660	38.112	39.342	42.285	41.795
	Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	138	108.750	11.382	10.474	7.726	7.857
	Quencoro - Dolorespata L-1004	138	83.660	42.894	43.730	24.544	23.524
	Quencoro - T. Combapata L-1005/1	138	83.660	21.751	19.295	17.269	17.372
	San Gabán - Azángaro L-1010	138	105.000	42.268	24.767	43.129	24.436
	San Gabán - San Rafael L-1013	138	143.410	36.824	23.893	39.690	26.695
	San Gabán - Mazuco L-1014	138	112.340	12.971	11.982	8.488	5.397
	T. Ayavíri - Azángaro L-1006/2	138	90.000	42.222	15.445	52.092	23.337
	Tintaya - Callalli L-1008	138	110.000	8.346	11.170	3.299	6.511
	Tintaya - T. Ayavíri L-1006/1	138	90.000	34.631	8.036	49.054	20.485
	Tintaya - T. Combapata L-1005/2	138	83.660	32.023	28.458	11.063	11.693
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	34.153	38.504	26.632	30.052
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	34.153	38.504	26.632	30.052
Moquegua - Puno L-2030	220	150.00	26.021	41.045	16.226	20.798	

Cuadro 5.5 Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2014. [EP]

El Cuadro 5.6 muestra la cargabilidad de los principales transformadores de potencia del sistema:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Transformador de Potencia	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC14AMAX	FC14EMAX	FC14AMIN	FC14EMIN
2014	MACHUPICCHU					
	tr2 mch_171	138/13.8	85.716	88.644	84.492	83.668
	tr2 mch_172	138/13.8	88.485	90.562	88.604	86.918
	tr2 mch_173	138/13.8	86.033	89.393	84.876	84.078
	tr3 machup_8001	138/60/10.5	90.232	86.991	26.203	23.908
	CACHIMAYO					
	tr3 cac_1371	138/34.5/10.5	32.509	31.612	9.671	9.604
	tr3 cachim_8001	132/60/22.9	62.203	59.382	20.094	18.390
	tr2 cac_171	138/6.9	23.964	22.458	70.925	70.396
	tr2 cac_172	138/6.9	23.964	22.458	70.925	70.396
	QUENCORO					
	tr2 que_131	138/33	0.000	0.000	19.064	17.669
	tr3 Quencoro T47_131	132/34.5/10.5	39.979	38.297	27.876	23.615
	tr3 Quencoro Nuevo	132/34.5/10.5	41.525	39.779	27.301	32.491
	DOLORESPATA					
	tr2 dol_171 Nuevo	138/11	97.821	67.014	43.302	26.533
	tr2 dol_172	138/11.5	97.821	67.035	43.302	26.553
	tr2 dol_173	138/11.5	97.821	67.035	43.302	26.553
	TINTAYA					
	tr2 tin_171	138/10	78.286	74.421	0.000	0.000
	tr2 tin_172	138/10	24.963	24.963	25.255	25.255
	tr2 tin_173	132/10	114.049	112.069	112.054	110.101
	Tr3 Tintaya 220/138/23	220/138/22.9	10.678	17.565	12.434	7.908
	tr2 Tintaya-Antapacay	220/138	10.563	17.514	0.000	0.000
	tr2 Antapacay 1	220/33	54.765	54.826	56.996	57.006
	tr2 Antapacay 2	220/33	54.765	54.826	56.996	57.006
	SAN GABÁN					
	tr2 sga_171	146/13.8	93.447	59.027	90.599	56.720
	tr2 sga_172	146/13.8	93.334	59.030	90.599	56.720
	PUNO					
	tr3 pun_2171	220/138/10	32.473	51.222	20.249	25.955

Cuadro 5.6 Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2014. [EP]

5.4.2.- CONDICIONES OPERATIVAS DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2015.

El Cuadro 5.7, muestra las tensiones (p.u.) en las principales barras del sistema, mostrando un comportamiento adecuado:

Año	Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u.)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC15AMAX	FC15EMAX	FC15AMIN	FC15EMIN
2015	Abancay	138	0.988	0.995	0.991	0.998
	Ayaviri	138	1.002	1.004	1.007	1.013
	Azángaro	138	1.003	1.006	1.008	1.016
	Cachimayo	138	0.976	0.988	0.991	0.999
	Combapata	138	0.979	0.987	0.989	0.999
	Dolorespata	138	0.973	0.984	0.989	0.998
	Juliaca	138	0.970	0.975	1.007	1.023
	Machupicchu	138	1.012	1.015	1.014	1.017
	Macusani	138	1.023	1.027	1.027	1.034
	Mazuco	138	1.023	1.026	1.041	1.044
	Pto. Maldonado	138	1.004	1.008	1.051	1.054
	Puno	138	0.988	0.991	1.020	1.038
	Quencoro	138	0.974	0.984	0.989	0.999
	San Gabán	138	1.042	1.044	1.046	1.050
	San Rafael	138	1.017	1.022	1.018	1.025
	Suriray	138	1.011	1.014	1.012	1.015
	Tintaya	138	1.000	1.000	1.000	1.000
	Antapaccay	220	1.001	1.000	1.002	1.000
	Abancay Nueva	220	1.000	1.005	0.996	1.001
	Ccolpani	220	1.009	1.011	1.006	1.009
Suriray	220	1.009	1.011	1.006	1.009	
Puno	220	0.979	0.978	1.003	1.020	
Tintaya	220	1.001	1.000	1.002	1.001	

Cuadro 5.7 Tensiones en barras del AOSE para el año 2015. [EP]

El Cuadro 5.8 muestra la cargabilidad de las principales líneas de transmisión, mostrando una adecuada operación en los diferentes escenarios de estudio, es así, que la máxima cargabilidad no supera el 80 %.

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cargabilidad (%)			
				Demanda Máxima		Demanda Mínima	
				Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
				FC15AMAX	FC15EMAX	FC15AMIN	FC15EMIN
2015	Azángaro - Juliaca L-1011	138	90.000	31.176	19.078	18.502	7.800
	Azángaro - San Rafael L-1009	138	104.930	19.442	8.889	13.469	6.540
	Cachimayo - Abancay L-1007	138	90.110	14.739	17.146	5.966	11.557
	Cachimayo - Dolorespata L-1003	138	95.610	48.376	53.176	35.144	30.613
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	138	83.660	72.852	62.296	61.723	51.588
	Juliaca - Puno L-1012	138	80.000	30.573	49.738	17.956	35.566
	Machupicchu - Cachimayo L-1001	138	93.220	75.657	62.076	64.109	53.681
	Machupicchu - Suriray	138	250.000	14.306	2.023	22.900	7.695
	Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	138	83.660	73.083	62.617	62.284	52.288
	Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	138	108.750	9.937	9.767	8.096	8.124
	Quencoro - Dolorespata L-1004	138	83.660	12.385	16.991	23.605	18.983
	Quencoro - T. Combapata L-1005/1	138	83.660	70.083	60.805	78.843	63.911
	San Gabán - Macusani L-1010	138	105.000	53.069	36.779	50.266	36.007
	Azángaro - Macusani L-1010	138	105.000	16.994	10.647	14.287	10.142
	San Gabán - San Rafael L-1013	138	143.410	27.494	16.730	27.995	18.579
	San Gabán - Mazuco L-1014	138	112.340	11.522	11.353	4.598	4.638
	T. Ayaviri - Azángaro L-1006/2	138	90.000	2.813	15.652	10.015	4.689
	Tintaya - Callalli L-1008	138	110.000	7.723	13.178	4.492	9.999
	Tintaya - T. Ayaviri L-1006/1	138	90.000	5.601	21.239	9.179	9.914
	Tintaya - T. Combapata L-1005/2	138	83.660	60.925	51.809	74.431	59.588
	Abancay Nueva - Cotaruse	220	250.00	20.803	14.874	24.160	15.570
	Suriray - Cotaruse	220	250.00	23.886	16.797	26.967	18.551
	Suriray - Abancay Nueva	220	250.00	32.370	24.211	33.196	25.349
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	34.121	40.704	29.364	35.434
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	34.121	40.704	29.364	35.434
	Moquegua - Puno L-2030	220	150.00	38.321	49.766	15.335	26.752

Cuadro 5.8 Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2015. [EP]

El Cuadro 5.9 muestra la cargabilidad de los principales transformadores de potencia del sistema:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Transformador de Potencia	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC15AMAX	FC15EMAX	FC15AMIN	FC15EMIN
2015	MACHUPICCHU					
	tr2 mch_171	138/13.8	81.404	82.077	80.133	81.989
	tr2 mch_172	138/13.8	83.218	0.000	81.919	0.000
	tr2 mch_173	138/13.8	82.136	0.000	80.836	0.000
	tr3 machup_8001	138/60/10.5	35.533	35.43	10.029	8.469
	tr2 machup 2	138/13.8	77.840	76.326	73.947	69.615
	SANTA TERESA					
	Tr2 Santa Teresa1	220/13.8	80.323	74.264	74.575	72.679
	Tr2 Santa Teresa2	220/13.8	80.323	74.264	74.575	72.679
	Tr3 Suriray 220/138 kV	220/138/22.9	15.895	2.248	25.445	8.550
	Tr3 Abancay 220/138 kV	220/138/22.9	38.250	39.369	24.282	27.873
	CACHIMAYO					
	tr3 cac_1371	138/34.5/10.5	32.814	32.399	9.092	9.014
	tr3 cachim_8001	132/60/22.9	46.603	44.839	11.534	10.975
	tr2 cac_171	138/6.9	64.880	32.76	67.464	66.922
	tr2 cac_172	138/6.9	64.838	32.76	67.464	66.922
	QUENCORO					
	tr2 que_131	138/33	0.000	0.000	55.138	45.148
	tr3 Quencoro T47_131	132/34.5/10.5	42.096	39.577	22.235	21.739
	tr3 Quencoro Nuevo	132/34.5/10.5	40.529	41.114	22.766	21.262
	DOLORESPATA					
	tr2 dol_171 Nuevo	138/11	72.677	70.828	30.498	28.721
	tr2 dol_172	138/11.5	70.797	71.983	42.393	31.548
	tr2 dol_173	138/11.5	70.797	71.983	42.393	31.548
	TINTAYA					
	tr2 tin_171	138/10	78.286	0.000	0.000	0.000
	tr2 tin_172	138/10	6.486	6.486	6.486	6.486
	tr2 tin_173	132/10	13.680	13.680	8.105	8.105
	Tr3 Tintaya 220/138/23	220/138/22.9	16.427	11.000	24.493	19.701
	tr2 Tintaya-Antapacay	220/138	16.372	10.958	24.435	19.656
	tr2 Antapacay 1	220/33	64.425	64.653	64.360	64.548
	tr2 Antapacay 2	220/33	64.425	64.653	64.360	64.548
	SAN GABÁN					
	tr2 sga_171	146/13.8	90.585	61.343	82.617	57.107
	tr2 sga_172	146/13.8	90.442	61.347	82.618	57.108
	Tr3 Corani	138/13.8/10	60.435	60.172	61.402	61.000
	PUNO					
	tr3 pun_2171	220/138/10	47.822	62.105	19.137	33.385

Cuadro 5.9 Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2015. [EP]

5.4.3.- CONDICIONES OPERATIVAS DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE PARA EL AÑO 2016.

El Cuadro 5.10, muestra las tensiones (p.u.) en las principales barras del sistema, mostrando un comportamiento adecuado:

Año	Subestación	Tensión (kV)	Tensión (p.u)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC16AMAX	FC16EMAX	FC16AMIN	FC16EMIN
2016	Abancay	138	0.987	1.000	1.001	1.003
	Ayaviri	138	1.001	1.002	1.018	1.006
	Azángaro	138	1.000	0.999	1.023	1.003
	Cachimayo	138	0.972	1.003	0.995	1.003
	Cusco Alto	138	---	1.006	---	1.008
	Combapata	138	0.974	1.008	0.991	1.013
	Dolorespata	138	0.967	1.001	0.993	1.004
	Juliaca	138	0.949	0.960	1.012	0.993
	Machupicchu	138	1.000	1.006	1.016	1.013
	Macusani	138	1.033	1.025	1.023	1.027
	Mazuco	138	1.025	1.008	1.041	1.040
	Pto. Maldonado	138	1.005	0.986	1.052	1.049
	Puno	138	0.960	0.976	1.018	1.000
	Quencoro	138	0.967	1.003	0.993	1.006
	San Gabán	138	1.045	1.029	1.046	1.046
	San Rafael	138	1.018	1.010	1.025	1.016
	Suriray	138	0.998	1.006	1.015	1.011
	Tintaya	138	1.004	1.011	1.000	1.006
	Antapaccay	220	1.002	1.009	1.001	1.008
	Abancay Nueva	220	0.992	1.005	1.008	1.003
	Ccolpani	220	1.006	1.011	1.011	1.011
	Cusco Alto	220	---	1.009	---	1.011
	Suriray	220	1.005	1.011	1.011	1.011
Onocora	220	---	1.015	---	1.014	
Puno	220	0.975	0.981	1.024	1.004	
Tintaya	220	1.003	1.010	1.001	1.008	

Cuadro 5.10 Tensiones en barras del AOSE para el año 2016. [EP]

El Cuadro 5.11 muestra la cargabilidad de las principales líneas de transmisión, mostrando una adecuada operación en los diferentes escenarios de estudio, es así, que la máxima cargabilidad no supera el 80 %.

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Línea de Transmisión	Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cargabilidad (%)			
				Demanda Máxima		Demanda Mínima	
				Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
				FC16AMAX	FC16EMAX	FC16AMIN	FC16EMIN
2016	Azángaro - Juliaca L-1011	138	90.000	38.033	25.566	19.480	9.160
	Azángaro - San Rafael L-1009	138	104.930	18.993	7.045	13.806	8.045
	Cachimayo - Abancay L-1007	138	90.110	14.064	39.210	6.400	32.453
	Cachimayo - Dolorespata L-1003	138	95.610	58.945	24.564	35.430	10.523
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002/2	138	83.660	73.149	---	61.551	---
	Juliaca - Puno L-1012	138	80.000	24.729	41.502	9.779	21.154
	Machupicchu - Cachimayo L-1001	138	93.220	73.480	---	64.035	---
	Machupicchu - Suriray	138	250.000	15.911	44.000	22.892	43.116
	Drv. Cachimayo - Cusco Alto L-1002	138	83.660	---	15.540	---	14.892
	Drv. Cachimayo - Quencoro L-1002	138	83.660	---	56.713	---	35.079
	Machupicchu - Drv. Cachimayo L-1002/1	138	83.660	73.549	---	62.165	---
	Mazuco - Pto. Maldonado L-1015	138	108.750	10.313	10.753	8.127	---
	Quencoro - Dolorespata L-1004	138	83.660	20.380	20.013	22.257	12.329
	Quencoro - T. Combapata L-1005/1	138	83.660	77.166	22.963	76.707	23.357
	San Gabán - Macusani L-1010	138	105.000	53.015	37.150	50.577	36.727
	Azángaro - Macusani L-1010	138	105.000	18.526	12.373	13.528	11.716
	San Gabán - San Rafael L-1013	138	143.410	27.006	16.263	27.706	19.416
	San Gabán - Mazuco L-1014	138	112.340	11.960	12.379	4.472	4.761
	T. Ayavíri - Azángaro L-1006/2	138	90.000	4.226	26.747	9.016	11.509
	Tintaya - Callalli L-1008	138	110.000	8.592	8.236	7.808	6.550
	Tintaya - T. Ayavíri L-1006/1	138	90.000	9.276	32.072	12.069	14.289
	Tintaya - T. Combapata L-1005/2	138	83.660	67.517	12.954	72.490	18.006
	Abancay Nueva - Cotaruse	220	250.00	19.751	14.968	26.859	8.650
	Suriray - Cotaruse	220	250.00	23.068	10.759	29.133	8.598
	Suriray - Abancay Nueva	220	250.00	33.317	17.466	33.091	18.591
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	37.776	30.075	32.332	24.208
	Tintaya - Socabaya	220	200.00	37.776	30.075	32.332	24.208
	Cusco Alto - Onocora	220	450.00	---	22.311	---	22.733
	Onocora - Tintaya	220	450.00	---	10.628	---	11.009
	Onocora - Tintaya	220	450.00	---	10.628	---	11.009
	Suriray - Cusco Alto	220	240.00	---	66.895	---	59.772
	Moquegua - Puno L-2030	220	150.00	36.906	44.629	11.140	19.371

Cuadro 5.11 Cargabilidad de las líneas de transmisión del AOSE para el año 2015. [EP]

El Cuadro 5.12 muestra la cargabilidad de los principales transformadores de potencia del sistema:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Año	Transformador de Potencia	Tensión (kV)	Cargabilidad (%)			
			Demanda Máxima		Demanda Mínima	
			Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
			FC16AMAX	FC16EMAX	FC16AMIN	FC16EMIN
2016	MACHUPICCHU					
	tr2 mch_171	138/13.8	81.837	82.814	80.010	82.200
	tr2 mch_172	138/13.8	83.637	0.000	81.797	0.000
	tr2 mch_173	138/13.8	82.545	0.000	80.713	0.000
	tr3 machup_8001	138/60/10.5	38.949	40.850	14.294	15.191
	tr2 machup 2	138/13.8	78.311	76.781	75.372	69.979
	SANTA TERESA					
	Tr2 Santa Teresa1	220/13.8	80.500	75.092	75.638	73.108
	Tr2 Santa Teresa2	220/13.8	80.500	75.092	75.638	73.108
	Tr3 Suriray 220/138 kV	220/138/22.9	17.679	48.909	25.436	47.907
	Tr3 Abancay 220/138 kV	220/138/22.9	39.579	55.810	24.634	43.788
	CACHIMAYO					
	tr3 cac_1371	138/34.5/10.5	36.388	35.256	7.260	7.029
	tr3 cachim_8001	132/60/22.9	49.407	47.905	10.331	10.806
	tr2 cac_171	138/6.9	32.842	29.531	67.154	67.756
	tr2 cac_172	138/6.9	32.842	29.531	67.154	67.756
	QUENCORO					
	tr2 que_131	138/33	0.000	0.000	51.258	45.785
	tr3 Quencoro T47_131	132/34.5/10.5	67.179	46.025	27.752	24.412
	tr3 Quencoro Nuevo	132/34.5/10.5	45.635	47.881	27.185	23.917
	tr3 Cusco Alto	220/138/34.5	—	39.918	—	26.713
	DOLORESPATA					
	tr2 dol_171 Nuevo	138/11	75.367	76.487	31.013	30.661
	tr2 dol_172	138/11.5	77.016	73.941	33.658	33.388
	tr2 dol_173	138/11.5	77.016	73.941	33.658	33.388
	TINTAYA					
	tr2 tin_171	138/10	78.628	79.146	0.000	0.000
	tr2 tin_172	138/10	6.458	6.415	6.486	6.448
	tr2 tin_173	132/10	14.129	14.422	7.723	8.058
	Tr3 Tintaya 220/138/23	220/138/22.9	16.146	8.193	24.882	4.069
	tr2 Tintaya-Antapacay	220/138	16.102	8.229	24.834	3.766
	tr2 Antapacay 1	220/33	64.255	64.206	64.463	64.071
	tr2 Antapacay 2	220/33	64.255	64.206	64.463	64.071
	SAN GABÁN					
	tr2 sga_171	146/13.8	89.731	60.000	82.590	58.551
	tr2 sga_172	146/13.8	89.586	60.000	82.591	58.554
	Tr3 Corani	138/13.8/10	64.508	61.717	64.778	61.458
	PUNO					
	tr3 pun_2171	220/138/10	46.057	55.694	12.933	23.300

Cuadro 5.12 Cargabilidad de los principales transformadores de potencia del AOSE para el año 2016. [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

5.5.- EVENTOS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN.

Los eventos para el estudio de estabilidad transitoria son propuestos considerando los puntos más críticos del sistema, priorizando las nuevas instalaciones; en los escenarios de avenida y estiaje para las condiciones de máxima y mínima demanda. Para realizar la simulación de estabilidad transitoria se utiliza el software Power Factory DigSILENT, con la función de análisis de estabilidad transitoria.

5.5.1.- EVENTOS PARA EL AÑO 2014.

Para este año, los eventos a simular son mostrados en el siguiente cuadro:

AVENIDA		ESTIAJE		OBSERVACIONES
E114AMAX	E114AMIN	E114EMAX	E114EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L - 1001.
E214AMAX	E214AMIN	E214EMAX	E214EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E314AMAX	E314AMIN	E314EMAX	E314EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E414AMAX	E414AMIN	E414EMAX	E414EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L - 1002.
E514AMAX	E514AMIN	E514EMAX	E514EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E614AMAX	E614AMIN	E614EMAX	E614EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E714AMAX	E714AMIN	E714EMAX	E714EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E814AMAX	E814AMIN	E814EMAX	E814EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E914AMAX	E914AMIN	E914EMAX	E914EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E1014AMAX	E1014AMIN	E1014EMAX	E1014EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea San Gabán - Azángaro L - 1010.
E1114AMAX	E1114AMIN	E1114EMAX	E1114EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E1214AMAX	E1214AMIN	E1214EMAX	E1214EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1314AMAX	E1314AMIN	E1314EMAX	E1314EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E1414AMAX	E1414AMIN	E1414EMAX	E1414EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1514AMAX	E1514AMIN	E1514EMAX	E1514EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E1614AMAX	E1614AMIN	E1614EMAX	E1614EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L - 1001.
E1714AMAX	E1714AMIN	E1714EMAX	E1714EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E1814AMAX	E1814AMIN	E1814EMAX	E1814EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E1914AMAX	E1914AMIN	E1914EMAX	E1914EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L - 1002.
E2014AMAX	E2014AMIN	E2014EMAX	E2014EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E2114AMAX	E2114AMIN	E2114EMAX	E2114EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E2214AMAX	E2214AMIN	E2214EMAX	E2214EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E2314AMAX	E2314AMIN	E2314EMAX	E2314EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E2414AMAX	E2414AMIN	E2414EMAX	E2414EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E2514AMAX	E2514AMIN	E2514EMAX	E2514EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea San Gabán - Azángaro L - 1010.
E2614AMAX	E2614AMIN	E2614EMAX	E2614EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E2714AMAX	E2714AMIN	E2714EMAX	E2714EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E2814AMAX	E2814AMIN	E2814EMAX	E2814EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E2914AMAX	E2914AMIN	E2914EMAX	E2914EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E3014AMAX	E3014AMIN	E3014EMAX	E3014EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.

Cuadro 5.13 Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE para el año 2014. [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

5.4.2.- EVENTOS PARA EL AÑO 2015.

Para este año, los eventos a simular son mostrados en el siguiente cuadro:

AVENIDA		ESTIAJE		OBSERVACIONES
E115AMAX	E115AMIN	E115EMAX	E115EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L - 1001.
E215AMAX	E215AMIN	E215EMAX	E215EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E315AMAX	E315AMIN	E315EMAX	E315EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E415AMAX	E415AMIN	E415EMAX	E415EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L - 1002.
E515AMAX	E515AMIN	E515EMAX	E515EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E615AMAX	E615AMIN	E615EMAX	E615EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E715AMAX	E715AMIN	E715EMAX	E715EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E815AMAX	E815AMIN	E815EMAX	E815EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E915AMAX	E915AMIN	E915EMAX	E915EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E1015AMAX	E1015AMIN	E1015EMAX	E1015EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea San Gabán - Azángaro L - 1010.
E1115AMAX	E1115AMIN	E1115EMAX	E1115EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E1215AMAX	E1215AMIN	E1215EMAX	E1215EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1315AMAX	E1315AMIN	E1315EMAX	E1315EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E1415AMAX	E1415AMIN	E1415EMAX	E1415EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1515AMAX	E1515AMIN	E1515EMAX	E1515EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E1615AMAX	E1615AMIN	E1615EMAX	E1615EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E1715AMAX	E1715AMIN	E1715EMAX	E1715EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1815AMAX	E1815AMIN	E1815EMAX	E1815EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1915AMAX	E1915AMIN	E1915EMAX	E1915EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E2015AMAX	E2015AMIN	E2015EMAX	E2015EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.
E2115AMAX	E2115AMIN	E2115EMAX	E2115EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L - 1001.
E2215AMAX	E2215AMIN	E2215EMAX	E2215EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E2315AMAX	E2315AMIN	E2315EMAX	E2315EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E2415AMAX	E2415AMIN	E2415EMAX	E2415EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L - 1002.
E2515AMAX	E2515AMIN	E2515EMAX	E2515EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E2615AMAX	E2615AMIN	E2615EMAX	E2615EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E2715AMAX	E2715AMIN	E2715EMAX	E2715EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E2815AMAX	E2815AMIN	E2815EMAX	E2815EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E2915AMAX	E2915AMIN	E2915EMAX	E2915EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E3015AMAX	E3015AMIN	E3015EMAX	E3015EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea San Gabán - Azángaro L - 1010.
E3115AMAX	E3115AMIN	E3115EMAX	E3115EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E3215AMAX	E3215AMIN	E3215EMAX	E3215EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E3315AMAX	E3315AMIN	E3315EMAX	E3315EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E3415AMAX	E3415AMIN	E3415EMAX	E3415EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E3515AMAX	E3515AMIN	E3515EMAX	E3515EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E3615AMAX	E3615AMIN	E3615EMAX	E3615EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E3715AMAX	E3715AMIN	E3715EMAX	E3715EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E3815AMAX	E3815AMIN	E3815EMAX	E3815EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E3915AMAX	E3915AMIN	E3915EMAX	E3915EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E4015AMAX	E4015AMIN	E4015EMAX	E4015EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.

Cuadro 5.14 Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE para el año 2015. [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

5.4.3.- EVENTOS PARA EL AÑO 2016.

Para este año, los eventos a simular son mostrados en los siguientes cuadros:

ESTIAJE	OBSERVACIONES	
E116EMAX	E116EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cusco Alto 138 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Cachimayo L - 1002.
E216EMAX	E216EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E316EMAX	E316EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E416EMAX	E416EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Quencoro L - 1002.
E516EMAX	E516EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E616EMAX	E616EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E716EMAX	E716EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E816EMAX	E816EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E916EMAX	E916EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E1016EMAX	E1016EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Macusani - Azángaro L - 1010.
E1116EMAX	E1116EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E1216EMAX	E1216EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1316EMAX	E1316EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E1416EMAX	E1416EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E1516EMAX	E1516EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E1616EMAX	E1616EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E1716EMAX	E1716EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1816EMAX	E1816EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1916EMAX	E1916EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E2016EMAX	E2016EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.
E2116EMAX	E2116EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cusco Alto.
E2216EMAX	E2216EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cusco Alto 220 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Onocora.
E2316EMAX	E2316EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cusco Alto 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cusco Alto.
E2416EMAX	E2416EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Onocora 220 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Onocora.
E2516EMAX	E2516EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Onocora 220 kV, apertura de la línea Onocora - Tintaya.
E2616EMAX	E2616EMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Onocora - Tintaya.
E2716EMAX	E2716EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cusco Alto 138 kV, apertura de la línea Cusco - Cachimayo L - 1002.
E2816EMAX	E2816EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L - 1004.
E2916EMAX	E2916EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E3016EMAX	E3016EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Cusco - Quencoro L - 1002.
E3116EMAX	E3116EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L - 1008.
E3216EMAX	E3216EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E3316EMAX	E3316EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E3416EMAX	E3416EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L - 1005.
E3516EMAX	E3516EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L - 1006.
E3616EMAX	E3616EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Macusani - Azángaro L - 1010.
E3716EMAX	E3716EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L - 1011.
E3816EMAX	E3816EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E3916EMAX	E3916EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L - 1013.
E4016EMAX	E4016EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L - 1012.
E4116EMAX	E4116EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L - 2030.
E4216EMAX	E4216EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E4316EMAX	E4316EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E4416EMAX	E4416EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E4516EMAX	E4516EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E4616EMAX	E4616EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.
E4716EMAX	E4716EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cusco Alto.
E4816EMAX	E4816EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cusco Alto 220 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Onocora.
E4916EMAX	E4916EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cusco Alto 220 kV, apertura de la línea Suriray - Quencoro.
E5016EMAX	E5016EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Onocora 220 kV, apertura de la línea Cusco Alto - Onocora.
E5116EMAX	E5116EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Onocora 220 kV, apertura de la línea Onocora - Tintaya.
E5216EMAX	E5216EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Onocora - Tintaya.

Cuadro 5.15 Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE en estiaje para el año 2016. [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

AVENIDA		OBSERVACIONES
E116AMAX	E116AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L-1004.
E216AMAX	E216AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L-1005.
E316AMAX	E316AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L-1008.
E416AMAX	E416AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L-1006.
E516AMAX	E516AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E616AMAX	E616AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L-1005.
E716AMAX	E716AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L-1006.
E816AMAX	E816AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Macusani - Azángaro L-1010.
E916AMAX	E916AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L-1011.
E1016AMAX	E1016AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L-1012.
E1116AMAX	E1116AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L-1013.
E1216AMAX	E1216AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L-1012.
E1316AMAX	E1316AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L-2030.
E1416AMAX	E1416AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E1516AMAX	E1516AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1616AMAX	E1616AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E1716AMAX	E1716AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E1816AMAX	E1816AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.
E1916AMAX	E1916AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L-1001.
E2016AMAX	E2016AMIN	Cortocircuito trifásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L-1002.
E2116AMAX	E2116AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Dolorespata L-1004.
E2216AMAX	E2216AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L-1005.
E2316AMAX	E2316EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Callalli L-1008.
E2416AMAX	E2416AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L-1006.
E2516AMAX	E2516EMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 220 kV, apertura de la línea Tintaya - Socabaya.
E2616AMAX	E2616AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Tintaya 138 kV, apertura de la línea Quencoro - Tintaya L-1005.
E2716AMAX	E2716AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Tintaya - Azángaro L-1006.
E2816AMAX	E2816AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Macusani - Azángaro L-1010.
E2916AMAX	E2916AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Azángaro 138 kV, apertura de la línea Azángaro - Juliaca L-1011.
E3016AMAX	E3016AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Juliaca 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L-1012.
E3116AMAX	E3116AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. San Rafael 138 kV, apertura de la línea San Gabán - San Rafael L-1013.
E3216AMAX	E3216AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 138 kV, apertura de la línea Juliaca - Puno L-1012.
E3316AMAX	E3316AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Puno 220 kV, apertura de la línea Moquegua - Puno L-2030.
E3416AMAX	E3416AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Suriray.
E3516AMAX	E3516AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E3616AMAX	E3616AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Suriray - Abancay Nueva.
E3716AMAX	E3716AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Suriray 220 kV, apertura de la línea Suriray - Cotaruse.
E3816AMAX	E3816AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Abancay Nueva 220 kV, apertura de la línea Abancay Nueva - Cotaruse.
E3916AMAX	E3916AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Cachimayo 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Cachimayo L-1001.
E4016AMAX	E4016AMIN	Cortocircuito monofásico en la S.E. Quencoro 138 kV, apertura de la línea Machupicchu - Quencoro L-1002.

Cuadro 5.16 Eventos para el estudio de estabilidad transitoria del AOSE en avenida para el año 2016. [EP]

5.6.- DETERMINACIÓN DE LOS TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS (CCT).

Luego de seleccionar enlaces críticos y considerando el ingreso de los nuevos proyectos en el AOSE, se simula el comportamiento transitorio ante grandes perturbaciones, las cuales son fallas factibles de ocurrir. Mediante este análisis se obtiene el comportamiento transitorio del sistema, desde que el instante en que ocurre la falla hasta el momento en el que el sistema asume otra condición de operación que puede ser un nuevo punto de equilibrio (estable) o si se produce la pérdida de sincronismo parcial o total del sistema (inestabilidad).

El análisis de estabilidad transitoria de corto plazo son realizados considerando, además de la dinámica de las máquinas, efecto de los controladores (reguladores de tensión, velocidad y PSS) con un tiempo de simulación de 5 *seg.*

5.6.1.- TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS PARA EL AÑO 2014.

A continuación se muestra algunos de los eventos en los cuales la desconexión de las líneas afecta considerablemente las oscilaciones de los ángulos de las máquinas:

1. Cortocircuito trifásico en la barra Quencoro 138 kV con salida de la L.T. Machupicchu - Quencoro L-1002 (E414AMAX).

La Figura 5.5, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro 138 kV con salida de la línea L – 1002, con un tiempo crítico de 177 *ms.* La curva roja y verde representan respectivamente, la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu - grupo G1 y C.H. San Gaban II - grupo G1, todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur G1.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla, cercana a la C.H. Machupicchu, el ángulo de esta máquina es el más afectado, presenta una oscilación máxima de 80.818°. Esta oscilación es amortiguada en menos de 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

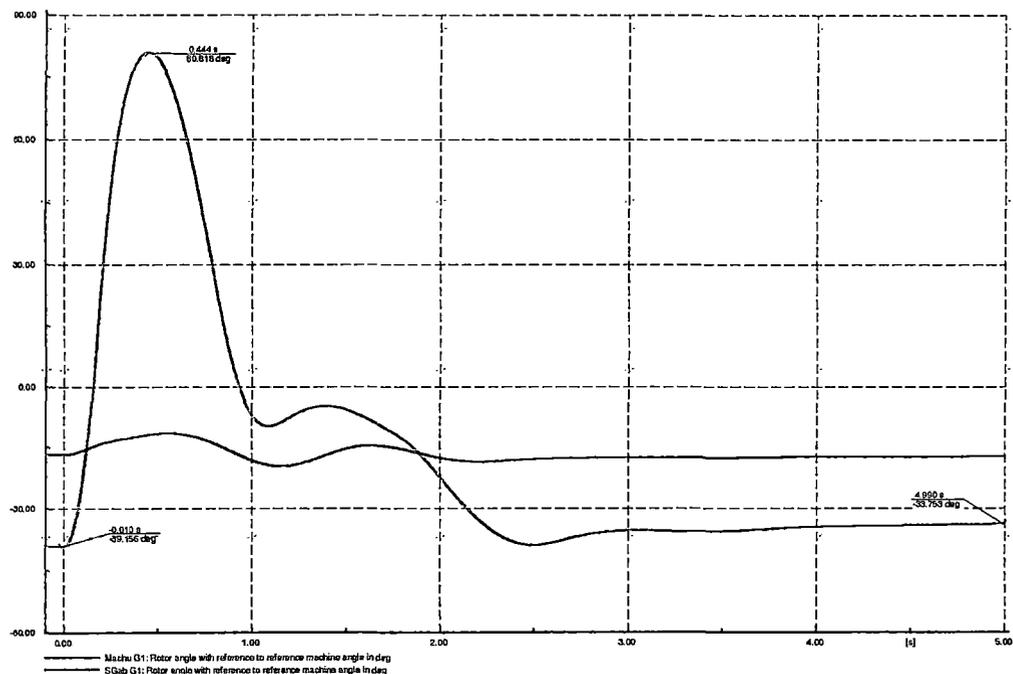


Figura 5.5 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro 138 *kV* con salida de la línea L-1002 con un tiempo crítico de 177 *ms* (estable).

2. Cortocircuito trifásico en la barra Tintaya 220 *kV* con salida de la L.T. Socabaya-Tintaya 220 *kV* (E714AMAX).

La Figura 5.6, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 *kV* con salida de la L.T. Socabaya-Tintaya 220 *kV* con un tiempo crítico de 381 *ms*. La curva roja y verde representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu - grupo G1 y C.H. San Gaban II - grupo G1, todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla, las unidades de la C.H. Machupicchu y C.H. San Gabán II, son afectados, presentan grandes oscilaciones de los ángulos de los rotores de las máquinas, alcanzando valores máximos de 85.657° y 88.120° respectivamente. Estas oscilaciones son amortiguadas en menos de 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

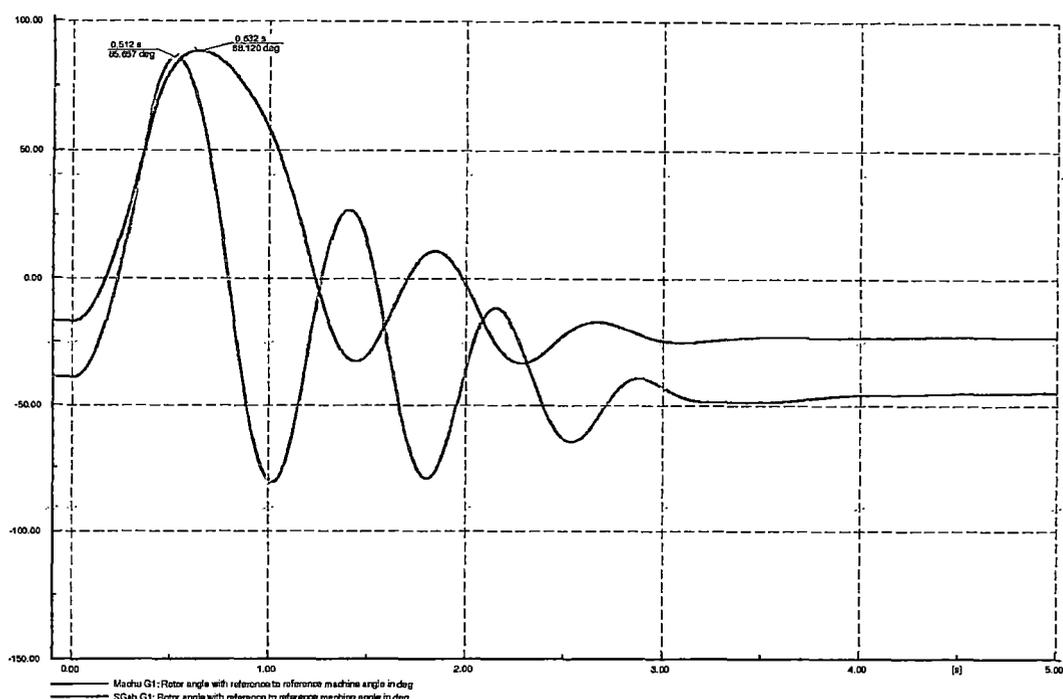


Figura 5.6 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 kV con salida de la línea Tintaya-Socabaya 220 kV con un tiempo crítico de 381 ms (estable).

3. Cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la L.T. San Gabán - Azángaro L-1010 (E1014AMAX).

La Figura 5.7, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L – 1010, con un tiempo crítico de 137 ms. La curva roja y verde representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu - grupo G1 y C.H. San Gabán II - grupo G1, todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla cercana a la C.H. San Gabán II, en ángulo del rotor de la máquina el más afectado, presenta una oscilación máxima de 67.331°. Estas oscilaciones son amortiguadas en menos de 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

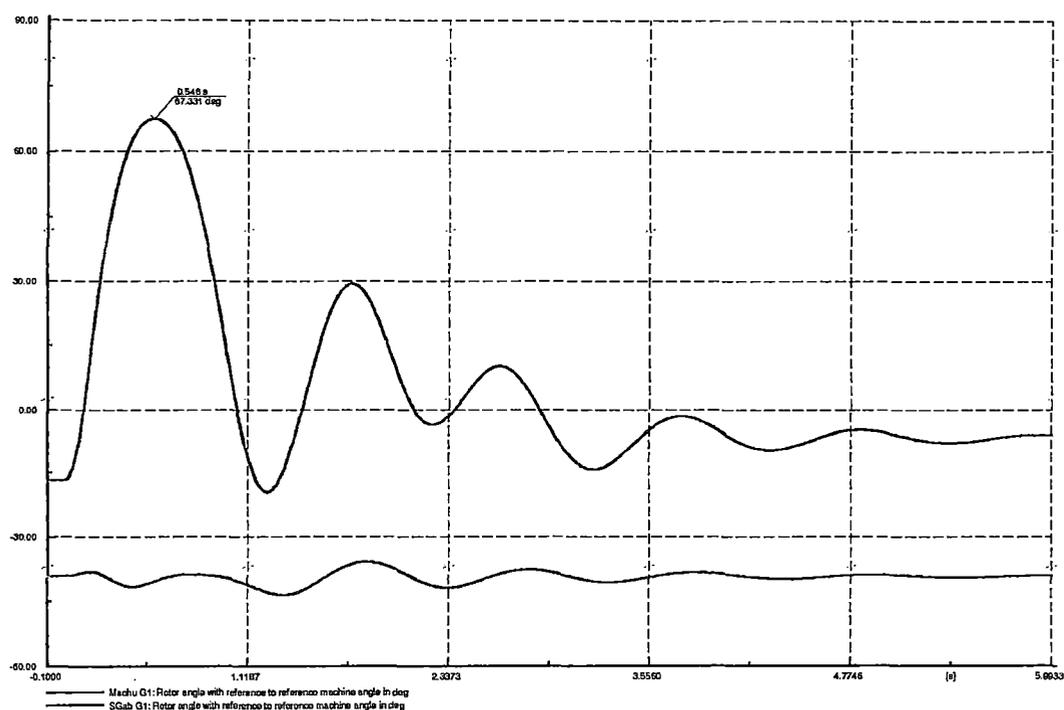


Figura 5.7 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1010 con un tiempo crítico de 137 ms (estable).

Los resultados de los tiempos críticos se muestran en los siguientes cuadros:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
1	Cachimayo	138	3F	Machupicchu - Cachimayo L-1001	Avmax	0.188
					Avmin	0.174
					Esmax	0.168
					Esmin	0.159
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
2	Quencoro	138	3F	Quencoro - Dolorespata L-1004	Avmax	0.231
					Avmin	0.185
					Esmax	0.207
					Esmin	0.191
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
3	Quencoro	138	3F	Quencoro - Tintaya L-1005	Avmax	Inestable
					Avmin	Inestable
					Esmax	Inestable
					Esmin	Inestable
			1F		Avmax	0.755
					Avmin	0.746
					Esmax	0.654
					Esmin	0.773
4	Quencoro	138	3F	Machupicchu - Quencoro L-1002	Avmax	0.177
					Avmin	0.143
					Esmax	0.158
					Esmin	0.149
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
5	Tintaya	138	3F	Tintaya - Callalli L-1008	Avmax	0.354
					Avmin	0.246
					Esmax	0.316
					Esmin	0.254
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.17 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2014. (1 de 3) [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
6	Tintaya	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.368
					Avmin	0.245
					Esmax	0.312
					Esmin	0.252
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
7	Tintaya	220	3F	Socabaya - Tintaya	Avmax	0.381
					Avmin	0.289
					Esmax	0.343
					Esmin	0.310
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
8	Tintaya	138	3F	Quencoro - Tintaya L-1005	Avmax	Inestable
					Avmin	Inestable
					Esmax	Inestable
					Esmin	Inestable
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
9	Azángaro	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.120
					Avmin	0.106
					Esmax	0.322
					Esmin	0.309
			1F		Avmax	0.994
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
10	Azángaro	138	3F	San Gabán - Azángaro L-1010	Avmax	0.137
					Avmin	0.132
					Esmax	0.359
					Esmin	0.343
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.17 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2014. (2 de 3) [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
11	Azángaro	138	3F	Juliaca - Azángaro L-1011	Avmax	0.155
					Avmin	0.141
					Esmax	0.341
					Esmin	0.326
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
12	Juliaca	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	0.308
					Avmin	0.295
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
13	San Rafael	138	3F	San Gabán - San Rafael L-1013	Avmax	0.267
					Avmin	0.249
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
14	Puno	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
15	Puno	220	3F	Puno - Moquegua L-2030	Avmax	0.533
					Avmin	0.472
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.17 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2014. (3 de 3) [EP]

Comentarios:

- La desconexión de la línea L-1005 (Tintaya - Quencoro 138 kV) es declarado inestable debido a que área N° 13 es aislada del SE IN y ocasiona el colapso del sistema, esto indica que el AOSE no tiene la suficiente redundancia topológica para hacer frente a este evento.
- Para el escenario de máxima demanda en avenida el evento: cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006, presenta el menor tiempo crítico con un valor de 120 ms.
- En el área N° 12 el tiempo crítico más bajo encontrado se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006 en el escenario de avenida en mínima demanda con un tiempo de 106 ms.
- En el área N° 13 el tiempo crítico más bajo encontrado se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro 138 kV con salida de la línea L – 1002, en el escenario de avenida y en mínima demanda, con un tiempo crítico de 143 ms.
- Al simularse cortocircuitos monofásicos en barras con la apertura monofásica de la línea, en los escenarios de avenida y estiaje, en máxima y mínima demanda; la mayoría de los eventos son declarados estables debido a que el tiempo crítico es mayor a un segundo ($T_c > 1 s$), a excepción del evento cortocircuito monofásico en la barra de Quencoro 138 kV, con desconexión monofásica de la línea L-1005.
- Del estudio realizado del AOSE del SEIN para el año 2014, de acuerdo a la figura 5.8, se observa que los generadores más afectados son: C.H. San Gabán II G1 y G2 (51.79 %) y la C.H. Machupicchu G1, G2 y G3 (48.21 %).

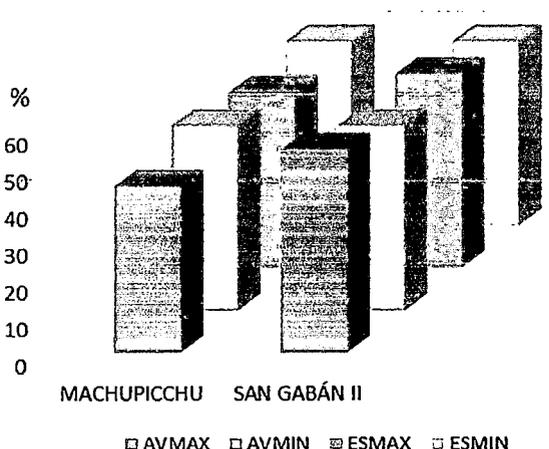


Figura 5.8 Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2014 para los diferentes escenarios simulados. [EP]

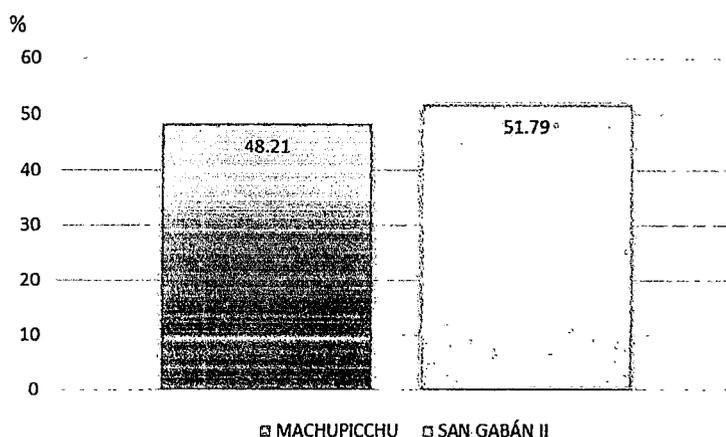


Figura 5.9 Resumen general de la máquinas síncronas más afectadas en el AOSE en el año 2014. [EP]

5.6.2.- TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS PARA EL AÑO 2015.

A continuación se muestra algunos de los eventos en los cuales la desconexión de las líneas afecta considerablemente las oscilaciones de los ángulos de las máquinas:

1. Cortocircuito trifásico en la barra Suriray 220 kV con salida de la L.T. Suriray - Cotaruse 220 kV (E1915AMAX).

La Figura 5.10, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 151 ms. La curva roja, verde, azul y dorado representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu I - G1, C.H. Machupicchu II - G1, C.H. Santa Teresa - G1 y C.H. San Gabán II - G1; todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla, los ángulos de los rotores de las máquinas (C.H. Machupicchu I y II y C.H. Santa Teresa) son los más afectados, presentando oscilaciones máxima de 89.821°, 87.176° y 138.046° respectivamente. Esta oscilación es amortiguada en 5 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

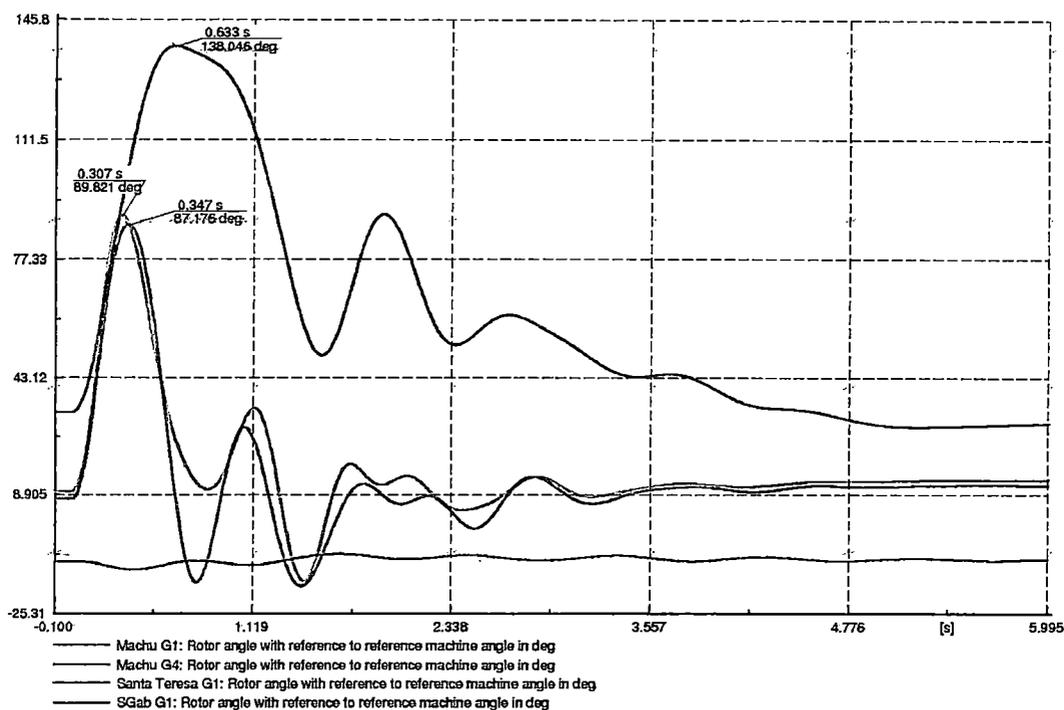


Figura 5.10 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 151 ms (estable).

2. Cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la L.T. Tintaya - Azángaro 138 kV L-1006 (E0915AMAX).

La Figura 5.11, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L – 1006, con un tiempo crítico de 169 ms. La curva roja, verde, azul y dorado representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu I - G1, C.H. Machupicchu II - G1, C.H. Santa Teresa - G1 y C.H. San Gabán II - G1, todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla el ángulo del rotor de la máquina de la C.H. San Gabán II es el más afectado con una oscilación máxima de 89.193°. Esta oscilación es amortiguada en 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

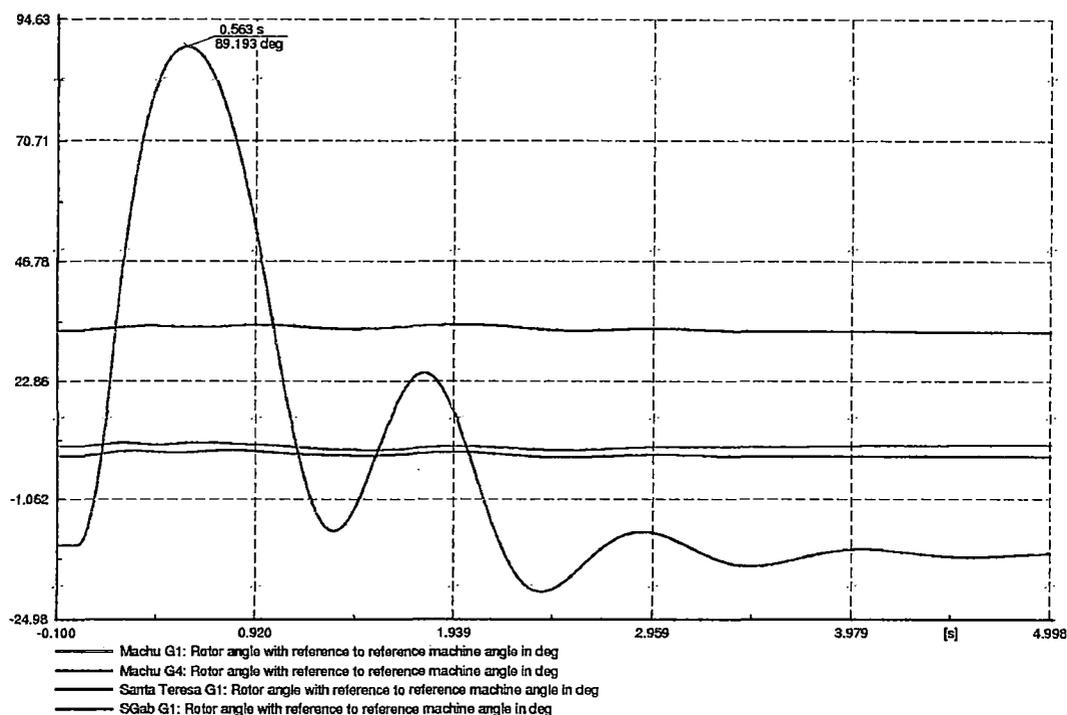


Figura 5.11 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006 con un tiempo crítico de 169 ms (estable).

3. Cortocircuito trifásico en la barra Tintaya 220 kV con salida de la L.T. Socabaya-Tintaya 220 kV (E715AMAX).

La Figura 5.12, muestra el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 kV con salida de la línea Socabaya - Tintaya 220 kV con un tiempo crítico de 573 ms. La curva roja, verde, azul y dorado representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu I - G1, C.H. Machupicchu II - G1, C.H. Santa Teresa - G1 y C.H. San Gabán II - G1; todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla el ángulo del rotor de la máquina de la C.H. San Gabán II es el más afectado con una oscilación máxima de 107.205°. Esta oscilación es amortiguada en 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

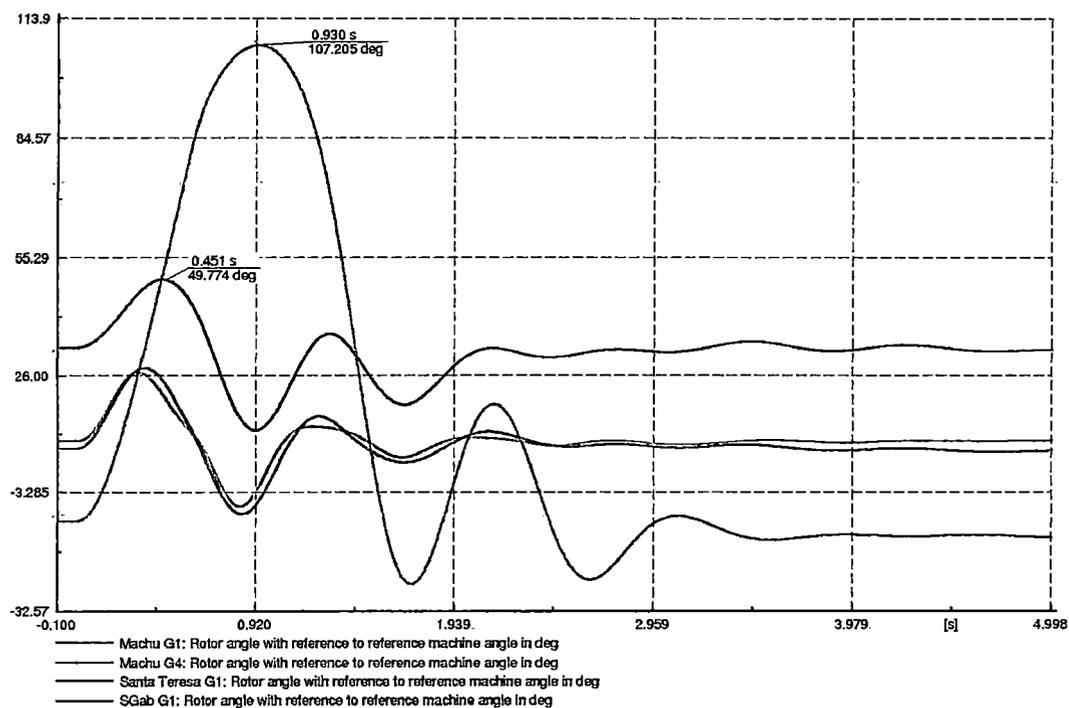


Figura 5.12 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Tintaya 220 kV con salida de la línea Tintaya-Socabaya 220 kV con un tiempo crítico de 573 ms (estable).

Los resultados de los CCT se muestran en los siguientes cuadros:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
1	Cachimayo	138	3F	Machupicchu - Cachimayo L - 1001	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
2	Quencoro	138	3F	Quencoro - Dolorespata L - 1004	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
3	Quencoro	138	3F	Quencoro - Tintaya L - 1005	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
4	Quencoro	138	3F	Machupicchu - Quencoro L-1002	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
5	Tintaya	138	3F	Tintaya - Callalli L-1008	Avmax	0.511
					Avmin	0.586
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.18 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2015. (1 de 4) [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
6	Tintaya	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
7	Tintaya	220	3F	Socabaya - Tintaya	Avmax	0.573
					Avmin	0.771
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
8	Tintaya	138	3F	Quencoro - Tintaya L - 1005	Avmax	0.502
					Avmin	0.572
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
9	Azángaro	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.169
					Avmin	0.185
					Esmax	0.342
					Esmin	0.359
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
10	Azángaro	138	3F	San Gabán - Azángaro L-1010	Avmax	0.232
					Avmin	0.256
					Esmax	0.489
					Esmin	0.511
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.18 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2015. (2 de 4) [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
11	Azángaro	138	3F	Juliaca - Azángaro L-1011	Avmax	0.202
					Avmin	0.213
					Esmax	0.365
					Esmin	0.374
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
12	Juliaca	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	0.430
					Avmin	0.503
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
13	San Rafael	138	3F	San Gabán - San Rafael L-1013	Avmax	0.427
					Avmin	0.507
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
14	Puno	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
15	Puno	220	3F	Puno - Moquegua L-2030	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.18 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2015 (3 de 4) [EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
16	Suriray	138	3F	Machupicchu - Suriray	Avmax	0.373
					Avmin	0.397
					Esmax	0.413
					Esmin	0.433
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
17	Suriray	220	3F	Suriray - Abancay Nueva	Avmax	0.171
					Avmin	0.185
					Esmax	0.199
					Esmin	0.209
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
18	Abancay Nueva	220	3F	Suriray - Abancay Nueva	Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
19	Suriray	220	3F	Suriray - Cotaruse	Avmax	0.151
					Avmin	0.163
					Esmax	0.180
					Esmin	0.190
			1F		Avmax	0.783
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1
20	Abancay Nueva	220	3F	Abancay Nueva - Cotaruse	Avmax	0.250
					Avmin	0.272
					Esmax	0.297
					Esmin	0.319
			1F		Avmax	>1
					Avmin	>1
					Esmax	>1
					Esmin	>1

Cuadro 5.18 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2015. (4 de 4) [EP]

Comentarios:

- Para el área N° 12, el evento cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006, ocasiona el tiempo crítico más bajo, para el escenario de avenida en máxima demanda con un tiempo de 169 ms.
- Para el área N° 13, el evento cortocircuito trifásico en la barra Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV, ocasiona el menor tiempo crítico en el escenario de avenida y en máxima demanda con un tiempo de 151 ms.
- Los eventos que ocasionan la desconexión de las líneas L-1001, L-1002, L-1004 y L-1005, ubicadas en el área N° 13, tienen un tiempo crítico mayor a un segundo ($T_c > 1s$), esto indica que la redundancia topológica del sistema se vio incrementada con el ingreso del proyecto "L.T. Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV".
- Los cortocircuitos monofásicos en barras con la apertura monofásica de la línea, en los escenarios de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda; la mayoría de los eventos son declarados estables debido a que los tiempos críticos obtenidos son mayores a un segundo ($T_c > 1s$), a excepción de los eventos falla monofásico en la barra Suriray 220 kV con desconexión monofásica de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV en máxima demanda para el escenario de avenida con un tiempo crítico de 783 ms.
- Del estudio realizado del AOSE del SEIN en el año 2015, de acuerdo a la Figura 5.13, se observa que los generadores más afectados son: C.H. Machupicchu I G1, G2 y G3 (26.78 %), C.H. Machupicchu II G4 (26.78 %), C.H. Santa Teresa G1 y G2 (27.32 %) y C.H. San Gabán II G1 y G2 (19.13 %).

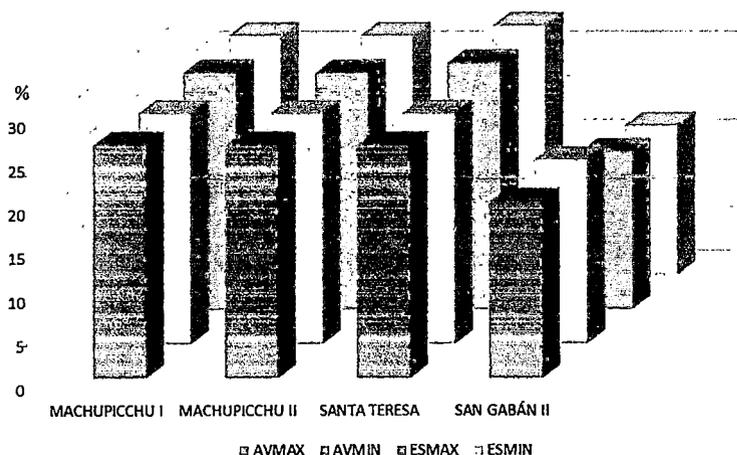


Figura 5.13 Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2015 para los diferentes escenarios simulados. [EP]

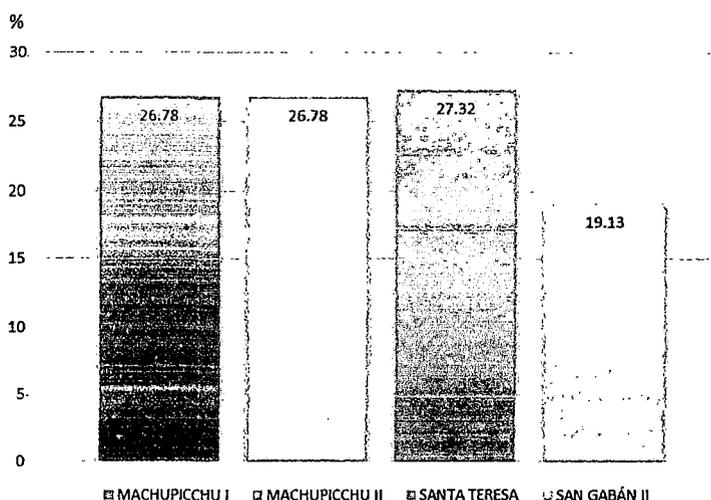


Figura 5.14 Resumen general de las máquinas más afectadas del AOSE, año 2015. [EP]

5.6.3.- TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE DE FALLAS PARA EL AÑO 2016.

A continuación se muestra los eventos en los cuales la desconexión de las líneas afecta considerablemente las oscilaciones de los ángulos de las máquinas:

1. Cortocircuito trifásico en la barra Suriray 220 kV con salida de la L.T. Suriray - Cotaruse 220 kV (E1716AMAX).

La Figura 5.15, el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 148 ms. La curva roja, verde, azul y dorado representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu I - G1, C.H. Machupicchu II - G1, C.H. Santa Teresa - G1 y C.H. San Gabán II - G1; todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla los ángulos de los rotores de las máquinas (C.H. Machupicchu I y II y C.H. Santa Teresa) son los más afectados, presentando oscilaciones máxima de 87.899°, 79.290° y 131.184° respectivamente. Esta oscilación es amortiguada en 5 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

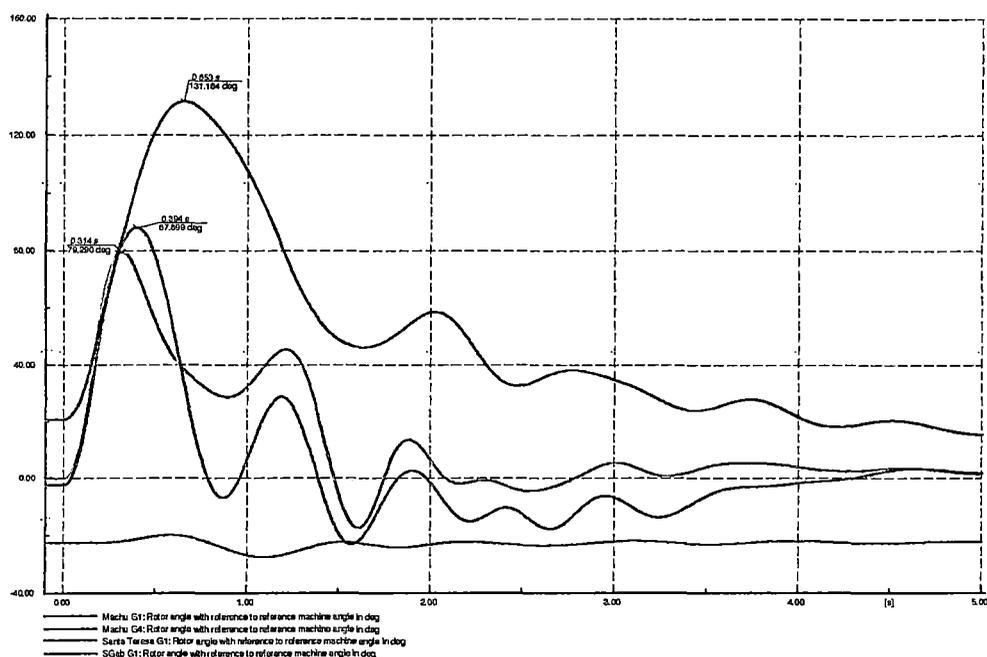


Figura 5.15 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 kV con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 148 ms (estable).

2. Cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con salida de la L.T. Tintaya - Azángaro 138 kV L-1006 (E716AMAX).

La Figura 5.16, el comportamiento de los ángulos de las máquinas del AOSE, para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L – 1006, con un tiempo crítico de 172 ms. La curva roja, verde, azul y dorado representan respectivamente la diferencia angular del rotor de las unidades: C.H. Machupicchu I - G1, C.H. Machupicchu II - G1, C.H. Santa Teresa - G1 y C.H. San Gabán II - G1; todas medidas respecto al ángulo de la unidad G1 de la C.T. Enersur.

Se observa que el sistema mantiene la estabilidad con un adecuado amortiguamiento de las oscilaciones, esto debido a la contribución positiva al torque de amortiguamiento por parte de los actuales recursos estabilizantes. Debido a la localización de la falla, el ángulo del rotor de la máquina de la C.H. San Gabán II es el más afectado con una oscilación máxima de 80.599°. Esta oscilación es amortiguada en 4 segundos, mostrando la tendencia a buscar un nuevo punto de equilibrio, lo que evidencia que el AOSE mantiene el sincronismo.

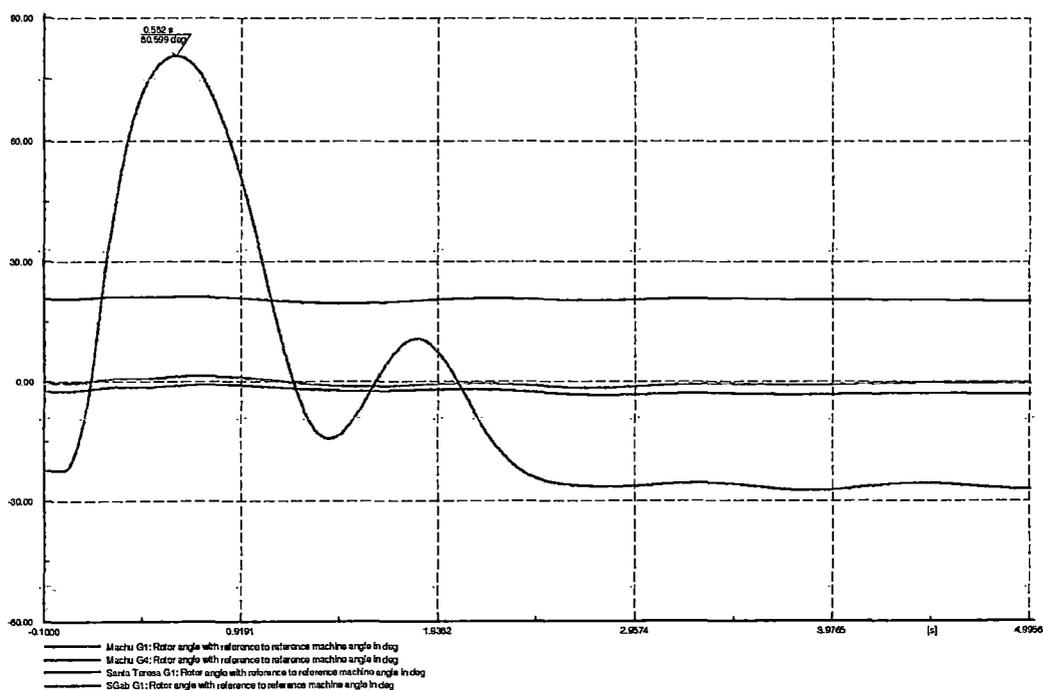


Figura 5.16 Respuesta en el tiempo de los ángulos de las máquinas del AOSE para un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 kV con salida de la línea L-1006 con un tiempo crítico de 172 ms (estable).

Los resultados de los tiempos críticos se muestran en los siguientes cuadros:

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
1	CUSCO ALTO	138	3F	CUSCO ALTO - CACHIMAYO L-1002	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
2	QUENCORO	138	3F	QUENCORO - DOLORESPATA L - 1004	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
3	QUENCORO	138	3F	QUENCORO - TINTAYA L - 1005	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
4	QUENCORO	138	3F	CUSCO ALTO - QUENCORO L-1002	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
5	TINTAYA	138	3F	TINTAYA - CALLALI L-1008	Avmax	0.549
					Avmin	0.676
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (1 de 6)

[EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
6	Tintaya	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
7	Tintaya	220	3F	Socabaya - Tintaya	Avmax	0.644
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
8	Tintaya	138	3F	Quencoro - Tintaya L - 1005	Avmax	0.544
					Avmin	0.666
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
9	Azángaro	138	3F	Tintaya - Azángaro L-1006	Avmax	0.172
					Avmin	0.196
					Esmax	0.336
					Esmin	0.349
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
10	Azángaro	138	3F	Macusani - Azángaro L-1010	Avmax	0.242
					Avmin	0.256
					Esmax	0.497
					Esmin	0.512
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (2 de 6)

[EP].

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
11	Azángaro	138	3F	Juliaca - Azángaro L-1011	Avmax	0.208
					Avmin	0.222
					Esmax	0.368
					Esmin	0.376
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
12	Juliaca	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	0.452
					Avmin	0.529
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
13	San Rafael	138	3F	San Gabán - San Rafael L-1013	Avmax	0.450
					Avmin	0.531
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
14	Puno	138	3F	Juliaca - Puno L-1012	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
15	Puno	220	3F	Puno - Moquegua L-2030	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (3 de 6)

[EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
16	Suriray	138	3F	Machupicchu - Suriray	Avmax	0.391
					Avmin	0.367
					Esmax	Inestable
					Esmin	Inestable
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
17	Suriray	220	3F	Suriray - Abancay Nueva	Avmax	0.170
					Avmin	0.166
					Esmax	0.170
					Esmin	0.183
			1F		Avmax	0.937
					Avmin	0.843
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
18	Abancay Nueva	220	3F	Suriray - Abancay Nueva	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
19	Suriray	220	3F	Suriray - Cotaruse	Avmax	0.148
					Avmin	0.144
					Esmax	0.166
					Esmin	0.180
			1F		Avmax	0.710
					Avmin	0.666
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
20	Abancay Nueva	220	3F	Abancay Nueva - Cotaruse	Avmax	0.241
					Avmin	0.237
					Esmax	0.329
					Esmin	0.368
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (4 de 6)

[EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
21	Suriray	220	3F	Suriray - Cusco Alto	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	0.169
					Esmin	0.181
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
22	Cusco Alto	220	3F	Cusco Alto - Onocora	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	0.466
					Esmin	0.443
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
23	Cusco Alto	220	3F	Suriray - Quencoro	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
24	Onocora	220	3F	Cusco Alto - Onocora	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
25	Onocora	220	3F	Onocora - Tintaya	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (5 de 6)

[EP]

CAPÍTULO V: DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN PARA EL PERIODO 2014 AL 2016.

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
26	Tintaya	220	3F	Tintaya - Onocora	Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
			1F		Avmax	---
					Avmin	---
					Esmax	> 1
					Esmin	> 1
27	Cachimayo	138	3F	Machupicchu - Cachimayo L-1001	Avmax	0.830
					Avmin	> 1
					Esmax	---
					Esmin	---
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	---
					Esmin	---
28	Quencoro	138	3F	Machupicchu - Quencoro L-1002	Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	---
					Esmin	---
			1F		Avmax	> 1
					Avmin	> 1
					Esmax	---
					Esmin	---

Cuadro 5.19 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema del AOSE, año 2016. (6 de 6)
[EP]

Comentarios:

- El evento cortocircuito trifásico en la barra Suriray 138 kV con la salida de la línea Machupicchu-Suriray 138 kV es declarado inestable debido a que las máquinas de las C.H. Machupicchu I y II son aisladas de AOSE.
- En el área N°12, el evento cortocircuito trifásico en la barra Azángaro 138 kV con la salida de la línea L-1006, ocasiona el menor tiempo crítico en el escenario de avenida y en máxima demanda con un tiempo de 172ms.
- En el área N°13, el evento cortocircuito trifásico en la barra Suriray 220 kV con la salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV, ocasiona el menor tiempo crítico en el escenario de avenida y en mínima demanda con un tiempo de 144 ms.

- Los cortocircuitos monofásicos en barras con la apertura monofásica de la línea, en los escenarios de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda; la mayoría de los eventos son declarados estables debido a que los tiempos críticos obtenidos son mayores a un segundo ($T_c > 1 s$); a excepción de los eventos: cortocircuito monofásico en la barra Suriray 220 kV con desconexión monofásica de la línea Suriray - Abancay Nueva con un tiempo crítico de 937 ms y cortocircuito monofásico en la barra Suriray 220 kV con desconexión monofásica de la línea Suriray - Cotaruse 220 kV con un tiempo crítico de 710 ms en avenida y máxima demanda.
- Los eventos que producen la desconexión de las líneas en el área N° 13 : L-1004, L-1002 (Cusco Alto-Cachimayo), L-1005, Suriray-Abancay Nueva 220 kV, Suriray-Cusco Alto 220 kV, Cusco Alto-Onocora 220 kV y Onocora-Tintaya 220 kV (doble terna), se obtuvieron tiempos críticos mayores a un segundo ($T_c > 1 s$), dichos eventos son declarados estables; esto indica que la redundancia topológica del sistema se vio incrementada con el ingreso del proyecto "L.T. Machupicchu - Quencora - Onocora - Tintaya (doble terna) 220 kV".
- Del estudio realizado del AOSE del SEIN en el año 2016, de acuerdo a la Figura 5.17, se observa que los generadores más afectados son: C.H. Machupicchu I G1, G2 y G3 (26.54 %), C.H. Machupicchu II G4 (26.54 %), C.H. Santa Teresa G1 y G2 (26.54 %) y C.H. San Gabán II G1 y G2 (20.39 %).

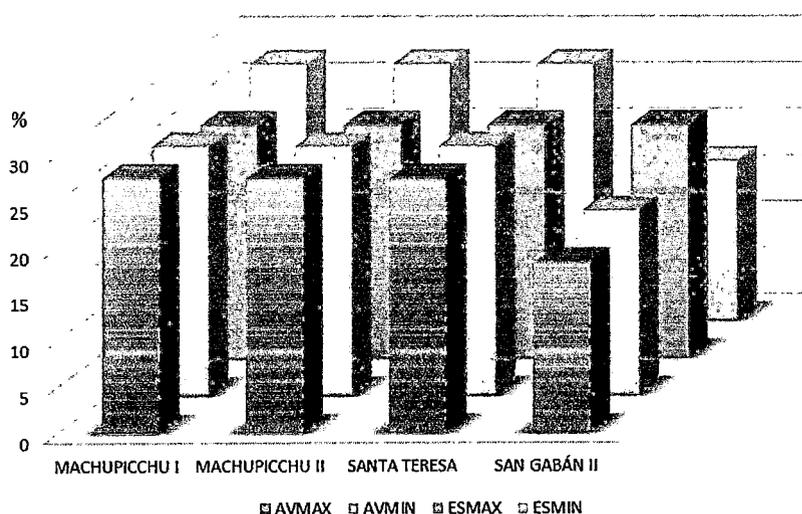


Figura 5.17 Comparación de las máquinas más afectadas del AOSE en el año 2016 para los diferentes escenarios simulados. [EP]

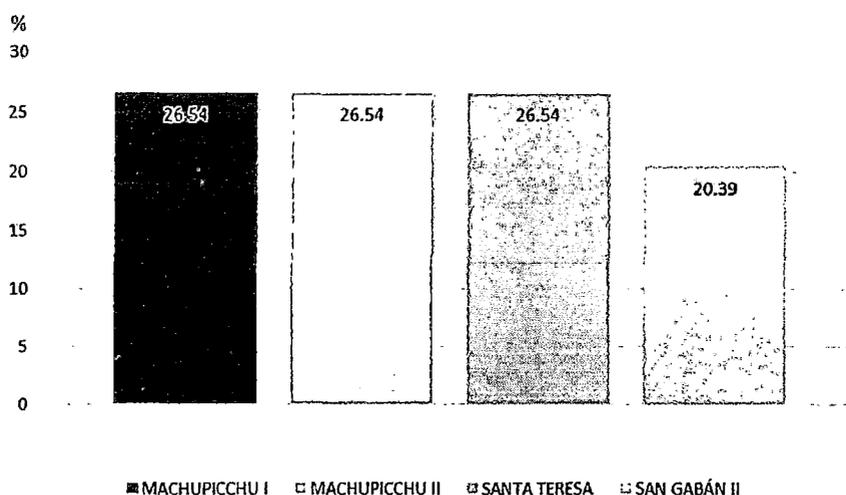


Figura 5.18 Resumen general de las máquinas más afectadas del AOSE para el año 2016. [EP]

5.7.- DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA DEL ÁREA OPERATIVA SUR ESTE RECONFIGURADO PARA EL AÑO 2016.

5.7.1 PROPUESTA DE DOBLE TERNA PARA LAS LÍNEAS: MACHUPICCHU-SURIRAY 138 kV Y SURIRAY-COLLPANI 220 kV (ANEXO G).

a) LÍNEA DE TRANSMISIÓN MACHUPICCHU-SURIRAY (DOBLE TERNA) 138 kV.

A consecuencia del retiro de las líneas L-1001 y L-1002 propiedad de EGEMSA, es necesario que la línea Machupicchu-Suriray 138 kV sea de doble terna, debido a que el proyecto de la línea “LT 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse” considero que esta sea de simple terna, el cual ante una probable falla no será factible evacuar el 100 % de la potencia de las C.H. Machupicchu I y II (180 MVA).

b) LÍNEA DE TRANSMISION SURIRAY-COLLPANI (DOBLE TERNA) 220 kV.

El proyecto de la C.H. Santa Teresa, considera la línea Suriray-Collpani (simple terna) 220 kV para la conexión a la barra de Suriray 220 kV, y de esa manera conectarse al SEIN, cabe la posibilidad de que ante la presencia de una falla en esta línea, quede fuera de operación; produciendo de esta manera la salida de la C.H. Santa Teresa, generando pérdidas económicas y sobre todo afectando la confiabilidad del área. Debido a esto, es necesario que esta línea cuenta con una terna adicional para poder garantizar la operación de la C.H. Santa Teresa.

La propuesta es la construcción de una nueva línea de la misma capacidad para así asegura una operación segura del AOSE, como se muestra en la figura 5.19:

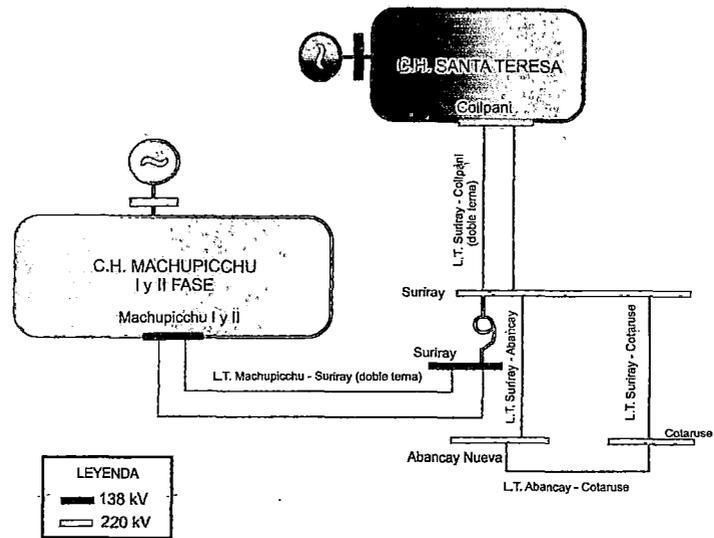


Figura 5.19 Esquema del AOSE (área N° 13) para el año 2016 (propuesta). [EP]

Con esta nueva configuración del AOSE para el año 2016, se determina los tiempos críticos de despeje de fallas para los escenarios de avenida y estiaje en mínima y máxima demanda en el área N° 13, los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Ítem	Barra de Análisis		Tipo de Falla	Con salida de la línea de Transmisión	Escenario	CCT (s)
	Descripción	Tensión (kV)				
01	Suriray	138	3F	Machupicchu-Suriray	Avmax	0.163
					Avmin	0.165
					Esmax	0.181
					Esmin	0.189
02	Suriray	220	3F	Suriray-Cotaruse	Avmax	0.142
					Avmin	0.141
					Esmax	0.166
					Esmin	0.180
03	Suriray	220	3F	Suriray-Abancay Nueva	Avmax	0.145
					Avmin	0.144
					Esmax	0.170
					Esmin	0.183
04	Suriray	220	3F	Suriray-Collpani	Avmax	0.160
			1F		Avmin	0.160
					Esmax	0.182
			Esmin		0.193	

Cuadro 5.20 Tiempos críticos de despeje de fallas en el sistema reconfigurado del AOSE (área N° 13), año 2016. [EP]

Comentarios:

- El menor tiempo crítico es obtenido en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV* con la salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 *kV* en el escenario de avenida en mínima demanda con un tiempo de 141 *ms*.
- El evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 138 *kV* con la salida de una de las ternas de la línea Machupicchu-Suriray 138 *kV* es ahora estable, con un menor tiempo crítico de 163 *ms* en el escenario de avenida en máxima demanda y el mayor tiempo crítico de 189 *ms* en el escenario de estiaje en mínima demanda.
- El ingreso de las líneas Machupicchu-Suriray (doble terna) 138 *kV* y Suriray-Collpani (doble terna) 220 *kV* proporciona una mayor confiabilidad en la operación de la C.H. Machupicchu I, II y Santa Teresa respectivamente.

CONCLUSIONES

1. Del estudio de estabilidad transitoria del AOSE para el periodo 2014 al 2016 se tiene:
 - a) Año 2014:
 - El menor tiempo crítico se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 *kV* con salida de la línea L-1006, en el escenario de avenida y en mínima demanda con un tiempo de 106 *ms*.
 - b) Año 2015:
 - El menor tiempo crítico se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV* con la salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 *kV*, en el escenario de avenida y en máxima demanda con un tiempo de 151 *ms*.
 - c) Año 2016:
 - El menor tiempo crítico se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV* con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 *kV*, en el escenario de avenida y en mínima demanda con un tiempo de 144 *ms*.
2. Del estudio de estabilidad transitoria del AOSE para el año 2013 se concluye:
 - El menor tiempo crítico se presenta cuando ocurre un cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 *kV* con la salida de la línea L-1006, en el escenario de avenida y en mínima demanda, con un tiempo de 105 *ms*.
3. De la simulación y análisis de estabilidad transitoria del AOSE para el periodo 2014 al 2016 se observa que:
 - a. Año 2014:
 - En el escenario avenida y en máxima demanda el evento cortocircuito trifásico en la barra de Azángaro 138 *kV* con salida de la línea L-1006 presenta el menor tiempo crítico con un tiempo de 120 *ms*.
 - En el área N°13, el tiempo crítico más bajo se presenta en el evento cortocircuito trifásico en la barra de Quencoro 138 *kV* con salida de la línea Machupicchu - Quencoro (L-1002), en el escenario de avenida y en mínima demanda, con un tiempo de 143 *ms*.
 - Del estudio se concluye que las barras de mayor riesgo ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico son: las barras de Azángaro y Quencoro 138 *kV*.
 - b. Año 2015:
 - En el escenario avenida y en mínima demanda el evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV* con salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 *kV* ocasiona el menor tiempo crítico con un tiempo de 163 *ms*.

- El evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV*, con salida de la línea Suriray-Cotaruse 220 *kV* en los escenarios de estiaje en máxima y mínima demanda ocasionan los menores tiempos críticos, con tiempos de 180 *ms* y 190 *ms* respectivamente.
 - Del estudio se concluye que la barra de mayor riesgo ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico es: Suriray 220 *kV* y las máquinas más afectadas son de las C.H. Machupicchu (I y II) y C.H. Santa Teresa.
- c. Año 2016:
- En el escenario de avenida y en máxima demanda el evento cortocircuito trifásico en la barra de Suriray 220 *kV* con la salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 *kV*, ocasiona el menor tiempo crítico con un tiempo de 148 *ms*.
 - En el escenario de estiaje y en máxima demanda el evento cortocircuito trifásico en la barra Suriray 220 *kV* con salida de la línea Suriray - Cotaruse 220 *kV* ocasiona el menor tiempo crítico con un tiempo de 166 *ms*.
 - Del estudio se concluye que las barras de mayor riesgo ante la ocurrencia de un cortocircuito trifásico son: las barras de Suriray 138 *kV* y Suriray 220 *kV* y las máquinas más afectadas son de las C.H. Machupicchu (I y II) y C.H. Santa Teresa.
4. Para la reconfiguración del AOSE del SEIN se tiene:
- Para el año 2014: Con el ingreso de la línea Tintaya-Socabaya 220 *kV* (doble tema) mejora la operación del AOSE (en estado estacionario y transitorio), debido a que la conexión de esta área al SEIN es realizada mediante tres (03) líneas de transmisión.
 - Para el año 2015: De acuerdo al plan de obras del COES, se tiene previsto el ingreso en operación comercial de las C.H. Machupicchu II y C.H. Santa Teresa para diciembre-2014 y julio-2014 respectivamente. Sin embargo para que estas centrales generen su máxima potencia es indispensable el ingreso en operación de la línea Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse 220 *kV* que se tiene previsto el ingreso de esta línea en enero-2015. Por lo tanto para una adecuada operación del AOSE es necesario que las centrales mencionadas entren en operación el año 2015 con su máxima generación.
 - Para el año 2016: debido al ingreso de la línea Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (doble terna) 220 *kV*, las líneas L-1001 y L-1002, al ser retiradas, pondrán en riesgo la operación de las C.H. Machupicchu I y II, debido que estarán conectadas al AOSE mediante un línea de simple terna (Machupicchu-Suriray 138 *kV*).

RECOMENDACIONES

1. El ingreso en operación comercial de la C.H. Machupicchu II y la C.H. Santa Teresa con su máxima generación se realice paralelamente con el ingreso en operación de la línea Machupicchu - Abancay Nueva - Cotaruse 220 *kV*, para garantizar la operación normal del AOSE para el año 2015.
2. Los nuevos proyectos de centrales de generación deben implementar la instalación de líneas de doble terna para la conexión al sistema, con el fin de asegurar la operación normal ante la indisponibilidad de una de las ternas; con el cual se recomienda que las líneas Machupicchu-Suriray 138 *kV* y Suriray-Collpani 220 *kV* se reconfiguren a doble terna.
3. Ampliar este estudio en todo el sistema del SEIN, para el mismo período tomando en cuenta el ingreso de nuevos proyectos (generación, transmisión y demanda), para así mejorar las decisiones en la planificación de la operación.
4. Los nuevos proyectos a ingresar en el AOSE, tomen como referencia los tiempos críticos de despeje de fallas determinados para la configuración del sistema de protección.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Professional, 1994.
- [2] Paul M. Anderson *Analysis of Faulted Power Systems*, Power Math Associates, 1995.
- [3] J. Grainger – W. Stevenson. *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill 1996.
- [4] P. M. Anderson and A.A. Fouad - *Power System Control and Stability*, Jhon Wiley & Sons 2003.
- [5] J. Duncan Glover – Mulukutla S. Sarma. *Sistemas de Potencia: Análisis y Diseño*. Thomson 1994.
- [6] G. W. Stagg & A.H. El-Abiad *Computer Methods In Power System Analysis*. McGraw-Hill 1968.
- [7] Arthur R. Bergen – Vijay Vittal, *Power System Analysis – Second Edition*, Prentice-Hall 2000.
- [8] Fitzgerald A.E. Kingsley Jr. Uman, *Máquinas Eléctricas*, sexta edición, McGraw-Hill Interamericana 2005.
- [9] Estadística Operaciones COES-SINAC, ediciones 2010, 2011 y 2012 y EGEMSA.
- [10] Informe Final COES-SINAC DEV-186. Estudio de Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). COES, Julio 2006.
- [11] Informe de Diagnostico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2015 - 2024.
- [12] Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) AECP-2010, Anexo N° 8 Determinación de los Tiempos Críticos de Despeje de Fallas (CCT), COES, Julio 2010.
- [13] Plan de Restablecimiento del Área Operativa Sur Este 2012 (PRAOSE).
- [14] Primer Plan de Transmisión periodo 2011-2020, Propuesta definitiva – Parte II: Propuesta Definitiva del Primer Plan de Transmisión – Volumen 6 – PLAN VINCULANTE “Línea de 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y ampliación de subestaciones”.
- [15] Luis Felipe Miranda, Esperanza Medina, *INVESTIGANDO EN INGENIERIA*, Editorial UNAS.
- [16] MSC. Roberto Hernández Sampieri, Dr. Carlos Fernández Collado, Dra. Pilar Baptista Lucio. *METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN*. MCGRAW-HILL-1997.

ANEXO A

RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA Y DETERMINACIÓN DE LAS MATRICES REDUCIDAS DEL SISTEMA DE 5 BARRAS.

a) Perfil de tensiones, Potencias generadas y demanda de cargas.

Barra p	Voltajes (p.u.)	Fasor (grados)	Generación		Carga	
			MW	MVAR	MW	MVAR
1	1.06	0.00	129.816	24.432	0.00	0.00
2	1.03647	-2.63966	40.00	30.00	20.00	10.00
3	1.00876	-4.80759	0.00	0.00	45.00	15.00
4	1.00726	-5.13430	0.00	0.00	40.00	5.00
5	1.00156	-5.98258	0.00	0.00	60.00	10.00

b) Flujos de potencia en líneas.

Barras $p - q$	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]
1 - 2	88.950	13.856
1 - 3	40.866	10.576
2 - 3	24.688	8.144
2 - 4	27.932	8.059
2 - 5	54.887	13.326
3 - 4	18.908	-1.214
4 - 5	6.332	0.326

c) Cálculo de la matriz admitancia Y_{bus} , para los tres estados, pre-falla, falla y post-falla.

➤ Pre-falla

Matriz admitancia Y_{bus}

	1	2	3	4	5
1	$6.25000 - j18.69500$	$-5.00000 + j15.00000$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
2	$-5.00000 + j15.00000$	$10.83334 - j32.41500$	$-1.66667 + j5.00000$	$-1.66667 + j5.00000$	$-2.50000 + j7.50000$
3	$-1.25000 + j3.75000$	$-1.66667 + j5.00000$	$12.91667 - 38.69500$	$-10.0000 + j30.00000$	0
4	0	$-1.66667 + j5.00000$	$-10.0000 + j30.00000$	$12.91667 - 38.69500$	$-1.25000 + j3.75000$
5	0	$-2.50000 + j7.50000$	0	$-1.25000 + j3.75000$	$3.75000 - j11.21000$

Matriz admitancia Y_{bus} , incluyendo las reactancias transitorias X'_d de las máquinas síncronas y cargas como impedancias constantes.

	1	2	3	4	5	6	7
1	$6.25000 - j22.69500$	$-5.00000 + j15.00000$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0	$j4.00000$	0
2	$-5.00000 + j15.00000$	$11.01562 - j33.17281$	$-1.66667 + j5.00000$	$-1.66667 + j5.00000$	$-2.50000 + j7.50000$	0	$j0.66667$
3	$-1.25000 + j3.75000$	$-1.66667 + j5.00000$	$13.34565 - 38.83799$	$-10.0000 + j30.00000$	0	0	0
4	0	$-1.66667 + j5.00000$	$-10.0000 + j30.00000$	$13.29844 - 38.74272$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
5	0	$-2.50000 + j7.50000$	0	$-1.25000 + j3.75000$	$4.32903 - j11.30650$	0	0
6	$j4.00000$	0	0	0	0	$-j4.00000$	0
7	0	$j0.66667$	0	0	0	0	$-j0.66667$

➤ Falla.

	1	2	3	4	5
1	$6.25000 - j18.69500$	0	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
2	0	0	0	0	0
3	$-1.25000 + j3.75000$	0	$12.91667 - 38.69500$	$-10.0000 + j30.00000$	0
4	0	0	$-10.0000 + j30.00000$	$12.91667 - 38.69500$	$-1.25000 + j3.75000$
5	0	0	0	$-1.25000 + j3.75000$	$3.75000 - j11.21000$

Matriz admitancia Y_{bus} , incluyendo las reactancias transitorias X'_d de las máquinas síncronas y cargas como impedancias constantes.

	1	2	3	4	5	6	7
1	$6.25000 - j22.69500$	0	$-1.25000 + j3.75000$	0	0	$j4.00000$	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	$-1.25000 + j3.75000$	0	$13.34565 - 38.83799$	$-10.0000 + j30.00000$	0	0	0
4	0	0	$-10.0000 + j30.00000$	$13.29844 - 38.74272$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
5	0	0	0	$-1.25000 + j3.75000$	$4.32903 - j11.30650$	0	0
6	$j4.00000$	0	0	0	0	$-j4.00000$	0
7	0	0	0	0	0	0	$-j0.66667$

➤ Post-falla.

Matriz admitancia Y_{bus}

	1	2	3	4	5
1	$6.25000 - j18.69500$	$-5.00000 + j15.00000$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
2	$-5.00000 + j15.00000$	$10.83334 - j32.41500$	$-1.66667 + j5.00000$	$-1.66667 + j5.00000$	$-2.50000 + j7.50000$
3	$-1.25000 + j3.75000$	$-1.66667 + j5.00000$	$12.91667 - 38.69500$	$-10.00000 + j30.00000$	0
4	0	$-1.66667 + j5.00000$	$-10.00000 + j30.00000$	$12.91667 - 38.69500$	$-1.25000 + j3.75000$
5	0	$-2.50000 + j7.50000$	0	$-1.25000 + j3.75000$	$3.75000 - j11.21000$

Matriz admitancia Y_{bus} , incluyendo las reactancias transitorias X'_d de las máquinas síncronas y cargas como impedancias constantes.

	1	2	3	4	5	6	7
1	$6.25000 - j22.69500$	$-5.00000 + j15.00000$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0	$j4.00000$	0
2	$-5.00000 + j15.00000$	$11.01562 - j33.17281$	$-1.66667 + j5.00000$	$-1.66667 + j5.00000$	$-2.50000 + j7.50000$	0	$j0.66667$
3	$-1.25000 + j3.75000$	$-1.66667 + j5.00000$	$13.34565 - 38.83799$	$-10.00000 + j30.00000$	0	0	0
4	0	$-1.66667 + j5.00000$	$-10.00000 + j30.00000$	$13.29844 - 38.74272$	$-1.25000 + j3.75000$	0	0
5	0	$-2.50000 + j7.50000$	0	$-1.25000 + j3.75000$	$4.32903 - j11.30650$	0	0
6	$j4.00000$	0	0	0	0	$-j4.00000$	0
7	0	$j0.66667$	0	0	0	0	$-j0.66667$

d) Matrices Y_{bus} , reducidas por el Método de la reducción de Kron, al número de barras de generación para los estados de pre-falla, falla y post-falla.

➤ Pre-Falla

Barra	6	7
6	1.15018 $\angle -46.91558^\circ$	0.49694 $\angle 70.97784^\circ$
7	0.49694 $\angle 70.97784^\circ$	0.31864 $\angle -86.32597^\circ$

➤ Falla

Barra	6	7
6	3.32132 $\angle -86.75562^\circ$	0.00000
7	0.00000	0.66667 $\angle -90.0000^\circ$

➤ Post-Falla

Barra	6	7
6	1.15018 $\angle -46.91558^\circ$	0.49694 $\angle 70.97784^\circ$
7	0.49694 $\angle 70.97784^\circ$	0.31864 $\angle -86.32597^\circ$

ANEXO B

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL
MÉTODO RUNGE-KUTTA DE CUARTO
ORDEN AL SISTEMA DE 5 BARRAS

Resultados de las iteraciones por método Runge-Kutta de Cuarto Orden con tiempo de paso de 0.02 s para la máquina de la barra 6

t	0.000	0.020	0.040	0.060	0.080	0.100	0.120	0.140	0.160	0.180	0.200	0.220	
k16	0	0.00000	0.00158	0.00315	0.00473	0.00631	0.00788	0.00846	0.00920	0.01005	0.01097	0.01192	
L16	0	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.02428	0.03318	0.04006	0.04472	0.04713	0.04729	
k26	0	0.00079	0.00237	0.00394	0.00552	0.00710	0.00813	0.00879	0.00960	0.01050	0.01144	0.01239	
L26	0	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.02915	0.03713	0.04293	0.04648	0.04777	0.04682	
k36	0	0.00079	0.00237	0.00394	0.00552	0.00710	0.00818	0.00883	0.00963	0.01052	0.01145	0.01239	
L36	0	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.02879	0.03667	0.04243	0.04594	0.04721	0.04626	
k46	0	0.00158	0.00315	0.00473	0.00631	0.00788	0.00846	0.00920	0.01005	0.01097	0.01192	0.01285	
L46	0	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.07885	0.03314	0.04003	0.04470	0.04711	0.04729	0.04522	
w [rad/s]	376.99112	377.06997	377.14882	377.22767	377.30652	377.38537	377.41425	377.45105	377.49364	377.53975	377.58714	377.63358	
Angulo	rad	0.26739	0.26818	0.27055	0.27449	0.28001	0.28711	0.29527	0.30409	0.31371	0.32421	0.33566	0.34805
	grados	15.32017	15.36560	15.50139	15.72713	16.04340	16.45021	16.91774	17.42305	17.97405	18.57608	19.23190	19.94170

0.240	0.260	0.280	0.300	0.320	0.340	0.360	0.380	0.400	0.420	0.440	0.460	0.480
0.01285	0.01371	0.01447	0.01507	0.01549	0.01569	0.01566	0.01543	0.01501	0.01446	0.01381	0.01311	0.01239
0.04522	0.04090	0.03434	0.02572	0.01548	0.00437	-0.00663	-0.01654	-0.02461	-0.03050	-0.03420	-0.03589	-0.03571
0.01330	0.01412	0.01481	0.01533	0.01564	0.01573	0.01560	0.01526	0.01477	0.01415	0.01347	0.01275	0.01203
0.04362	0.03815	0.03050	0.02094	0.01008	-0.00119	-0.01184	-0.02097	-0.02802	-0.03282	-0.03551	-0.03626	-0.03515
0.01329	0.01410	0.01478	0.01528	0.01559	0.01568	0.01555	0.01522	0.01473	0.01413	0.01345	0.01274	0.01203
0.04306	0.03762	0.03002	0.02056	0.00984	-0.00126	-0.01174	-0.02072	-0.02767	-0.03241	-0.03507	-0.03580	-0.03468
0.01371	0.01447	0.01507	0.01549	0.01568	0.01566	0.01543	0.01501	0.01446	0.01381	0.01311	0.01239	0.01169
0.04090	0.03435	0.02575	0.01552	0.00442	-0.00658	-0.01648	-0.02456	-0.03046	-0.03417	-0.03587	-0.03570	-0.03363
377.67683	377.71463	377.74482	377.76553	377.77548	377.77430	377.76259	377.74184	377.71410	377.68158	377.64637	377.61042	377.57559
0.36134	0.37544	0.39023	0.40552	0.42113	0.43682	0.45239	0.46762	0.48237	0.49651	0.50997	0.52271	0.53475
20.70310	21.51115	22.35836	23.23487	24.12904	25.02822	25.91991	26.79282	27.63775	28.44794	29.21914	29.94939	30.63890

0.500	0.520	0.540	0.560	0.580	0.600	0.620	0.640	0.660	0.680	0.700	0.720	0.740
0.01169	0.01105	0.01052	0.01014	0.00995	0.00997	0.01021	0.01066	0.01130	0.01208	0.01296	0.01390	0.01485
-0.03363	-0.02951	-0.02318	-0.01471	-0.00452	0.00658	0.01759	0.02757	0.03580	0.04193	0.04581	0.04743	0.04683
0.01135	0.01076	0.01029	0.00999	0.00990	0.01003	0.01039	0.01094	0.01166	0.01250	0.01342	0.01437	0.01531
-0.03207	-0.02684	-0.01937	-0.00989	0.00096	0.01223	0.02291	0.03214	0.03939	0.04441	0.04717	0.04769	0.04596
0.01137	0.01079	0.01033	0.01004	0.00996	0.01009	0.01044	0.01099	0.01169	0.01253	0.01343	0.01438	0.01530
-0.03160	-0.02639	-0.01900	-0.00965	0.00103	0.01213	0.02264	0.03174	0.03891	0.04389	0.04663	0.04713	0.04540
0.01106	0.01053	0.01014	0.00995	0.00997	0.01021	0.01066	0.01130	0.01208	0.01296	0.01390	0.01484	0.01575
-0.02952	-0.02321	-0.01475	-0.00457	0.00652	0.01754	0.02752	0.03577	0.04190	0.04579	0.04742	0.04682	0.04398
377.54384	377.51731	377.49820	377.48847	377.48947	377.50161	377.52431	377.55616	377.59521	377.63926	377.68607	377.73338	377.77897
0.54611	0.55689	0.56721	0.57724	0.58718	0.59725	0.60767	0.61864	0.63032	0.64283	0.65626	0.67063	0.68594
31.29007	31.90764	32.49886	33.07339	33.64283	34.21980	34.81684	35.44530	36.11457	36.83168	37.60106	38.42459	39.30155

0.760	0.780	0.800	0.820	0.840	0.860	0.880	0.900	0.920	0.940	0.960	0.980	1.000
0.01576	0.01659	0.01730	0.01784	0.01818	0.01830	0.01820	0.01790	0.01743	0.01684	0.01617	0.01545	0.01474
0.04398	0.03887	0.03157	0.02232	0.01168	0.00049	-0.01023	-0.01956	-0.02690	-0.03202	-0.03500	-0.03603	-0.03521
0.01620	0.01698	0.01761	0.01806	0.01830	0.01831	0.01810	0.01771	0.01717	0.01652	0.01582	0.01509	0.01439
0.04198	0.03574	0.02738	0.01728	0.00617	-0.00500	-0.01521	-0.02366	-0.02993	-0.03398	-0.03598	-0.03609	-0.03431
0.01618	0.01695	0.01757	0.01801	0.01824	0.01825	0.01805	0.01767	0.01714	0.01650	0.01581	0.01509	0.01440
0.04143	0.03522	0.02693	0.01695	0.00599	-0.00501	-0.01505	-0.02337	-0.02955	-0.03356	-0.03553	-0.03562	-0.03384
0.01659	0.01729	0.01784	0.01818	0.01830	0.01820	0.01790	0.01744	0.01684	0.01617	0.01546	0.01474	0.01406
0.03888	0.03159	0.02235	0.01172	0.00055	-0.01017	-0.01951	-0.02685	-0.03198	-0.03498	-0.03602	-0.03520	-0.03245
377.82059	377.85598	377.88307	377.90016	377.90625	377.90130	377.88626	377.86284	377.83320	377.79953	377.76385	377.72808	377.69409
0.70212	0.71908	0.73666	0.75469	0.77295	0.79122	0.80929	0.82697	0.84412	0.86063	0.87644	0.89153	0.90593
40.22870	41.20017	42.20764	43.24055	44.28678	45.33363	46.36889	47.38192	48.36435	49.31030	50.21632	51.08123	51.90598

Resultados de las iteraciones por el método Runge-Kutta de Cuarto Orden con tiempo de paso de 0.02 s para la máquina de la barra 7

t	0	0.020	0.040	0.060	0.080	0.100	0.120	0.140	0.160	0.180	0.200	0.220	
k17	0	0.00000	0.03016	0.06032	0.09048	0.12064	0.15080	0.12704	0.09811	0.06577	0.03154	-0.00334	
L17	0	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	-1.02511	-1.33332	-1.54558	-1.67528	-1.73739	-1.74155	
K27	0	0.01508	0.04524	0.07540	0.10556	0.13572	0.14054	0.11371	0.08265	0.04902	0.01417	-0.02075	
L27	0	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	-1.19824	-1.45787	-1.62690	-1.72095	-1.75333	-1.72958	
K37	0	0.01508	0.04524	0.07540	0.10556	0.13572	0.13881	0.11247	0.08184	0.04856	0.01401	-0.02063	
L37	0	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	-1.18594	-1.44401	-1.61282	-1.70711	-1.73952	-1.71532	
K47	0	0.03016	0.06032	0.09048	0.12064	0.15080	0.12708	0.09816	0.06585	0.03163	-0.00325	-0.03764	
L47	0	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	1.50796	-1.33193	-1.54468	-1.67474	-1.73707	-1.74139	-1.68846	
w [rad/s]	376.99112	378.49908	380.00704	381.51500	383.02296	384.53092	383.34335	381.89639	380.27976	378.56835	376.82427	375.10430	
Angulo	rad	0.32893	0.34401	0.38925	0.46465	0.57021	0.70593	0.84536	0.95829	1.04044	1.08920	1.10331	1.08268
	grados	18.84648	19.71034	22.30240	26.62251	32.67065	40.44684	48.43560	54.90602	59.61287	62.40662	63.21506	62.03305

0.240	0.260	0.280	0.300	0.320	0.340	0.360	0.380	0.400	0.420	0.440	0.460	0.480	0.500
-0.03774	-0.07044	-0.09999	-0.12463	-0.14241	-0.15143	-0.15023	-0.13822	-0.11585	-0.08456	-0.04657	-0.00454	0.03865	0.08011
-1.68847	-1.56970	-1.37070	-1.07729	-0.68443	-0.20452	0.32925	0.86772	1.35737	1.75284	2.02390	2.15502	2.14060	1.98114

-0.05462	-0.08613	-0.11370	-0.13541	-0.14926	-0.15347	-0.14694	-0.12955	-0.10228	-0.06703	-0.02633	0.01701	0.06006	0.09992
-1.64559	-1.48906	-1.24423	-0.89984	-0.45834	0.05749	0.60491	1.13013	1.58161	1.92072	2.12492	2.18435	2.09678	1.86563

-0.05419	-0.08533	-0.11243	-0.13363	-0.14700	-0.15085	-0.14418	-0.12692	-0.10003	-0.06535	-0.02532	0.01730	0.05962	0.09876
-1.63045	-1.47305	-1.22811	-0.88536	-0.44805	0.06083	0.59927	1.11498	1.55797	1.89058	2.09056	2.14794	2.06038	1.83148

-0.07035	-0.09990	-0.12455	-0.14234	-0.15137	-0.15021	-0.13825	-0.11592	-0.08469	-0.04675	-0.00476	0.03842	0.07986	0.11674
-1.56987	-1.37117	-1.07823	-0.68600	-0.20680	0.32636	0.86447	1.35414	1.74998	2.02167	2.15352	2.13985	1.98123	1.68481

373.46923	371.99172	370.75945	369.87050	369.41983	369.47958	370.07992	371.19860	372.76302	374.66254	376.76394	378.92385	380.99654	382.83990
1.02840	0.94286	0.83006	0.69588	0.54816	0.39645	0.25133	0.12348	0.02262	-0.04339	-0.06916	-0.05208	0.00757	0.10661
58.92303	54.02194	47.55897	39.87102	31.40728	22.71493	14.40016	7.07489	1.29603	-2.48607	-3.96258	-2.98397	0.43373	6.10831

0.520	0.540	0.560	0.580	0.600	0.620	0.640	0.660	0.680	0.700	0.720	0.740	0.760
0.11698	0.14666	0.16707	0.17694	0.17604	0.16516	0.14587	0.12011	0.08981	0.05667	0.02208	-0.01276	-0.04671
1.68386	1.26690	0.76363	0.22179	-0.30486	-0.76952	-1.14306	-1.41701	-1.59893	-1.70369	-1.74505	-1.72982	-1.65537

0.13381	0.15933	0.17471	0.17916	0.17299	0.15747	0.13444	0.10594	0.07382	0.03963	0.00463	-0.03006	-0.06327
1.50276	1.03367	0.49989	-0.04562	-0.55011	-0.97416	-1.29910	-1.52579	-1.66706	-1.73858	-1.75137	-1.70772	-1.60032

0.13200	0.15700	0.17207	0.17649	0.17054	0.15542	0.13288	0.10485	0.07314	0.03928	0.00457	-0.02983	-0.06272
1.47340	1.01162	0.48693	-0.04918	-0.54563	-0.96408	-1.28606	-1.51175	-1.65305	-1.72479	-1.73747	-1.69319	-1.58485

0.14644	0.16689	0.17681	0.17596	0.16513	0.14588	0.12015	0.08987	0.05675	0.02217	-0.01267	-0.04662	-0.07841
1.26866	0.76606	0.22458	-0.30213	-0.76721	-1.14130	-1.41580	-1.59816	-1.70323	-1.74480	-1.72970	-1.65541	-1.51087

384.32404	385.34463	385.83827	385.79328	385.24936	384.28481	382.99661	381.48157	379.82451	378.09531	376.35324	374.65540	373.06597
0.23912	0.39682	0.56973	0.74710	0.91847	1.07461	1.20806	1.31332	1.38673	1.42617	1.43081	1.40095	1.33810
13.70058	22.73613	32.64315	42.80571	52.62450	61.57067	69.21680	75.24776	79.45384	81.71359	81.97944	80.26859	76.66755

0.780	0.800	0.820	0.840	0.860	0.880	0.900	0.920	0.940	0.960	0.980	1.000
-0.07850	-0.10657	-0.12906	-0.14400	-0.14961	-0.14469	-0.12899	-0.10332	-0.06943	-0.02973	0.01303	0.05595
-1.51061	-1.28025	-0.95225	-0.52682	-0.02354	0.51788	1.04528	1.50672	1.86169	2.08544	2.16643	2.10144
-0.09361	-0.11937	-0.13858	-0.14927	-0.14984	-0.13951	-0.11853	-0.08825	-0.05082	-0.00888	0.03469	0.07696
-1.41495	-1.13642	-0.75720	-0.28631	0.24607	0.79201	1.29699	1.71308	2.00725	2.16196	2.17046	2.03246
-0.09265	-0.11793	-0.13663	-0.14686	-0.14715	-0.13677	-0.11602	-0.08619	-0.04936	-0.00811	0.03473	0.07627
-1.39878	-1.12062	-0.74385	-0.27813	0.24646	0.78306	1.27872	1.68694	1.97540	2.12666	2.13382	1.99658
-0.10648	-0.12898	-0.14394	-0.14956	-0.14468	-0.12903	-0.10341	-0.06958	-0.02992	0.01280	0.05570	0.09588
-1.28087	-0.95339	-0.52862	-0.02605	0.51484	1.04199	1.50358	1.85903	2.08344	2.16519	2.10099	1.89341
371.66281	370.53819	369.79103	369.51074	369.75680	370.54180	371.82518	373.51948	375.50455	377.64253	379.78853	381.79735
1.24518	1.12682	0.98958	0.84194	0.69390	0.55619	0.43927	0.35231	0.30236	0.29388	0.32848	0.40486
71.34362	64.56208	56.69881	48.23965	39.75757	31.86737	25.16834	20.18589	17.32397	16.83810	18.82053	23.19679

ANEXO C

RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA DEL
AOSE DEL SEIN ACTUAL EN OPERACIÓN
NORMAL

AVENIDA

AÑO 2016