



INFORME FINAL

COES-SINAC/DEV-186-2006

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
31-07-2006	0	Cumplimiento del Título 7.4 de la NTCOTR	RRA	AVV	AVV

INDICE

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

1.	INTRODUCCION.....	5
2.	OBJETIVO DEL ESTUDIO.....	6
3.	ALCANCES	7
4.	BASE TEORICA DEL ESTUDIO.....	7
4.1	Configuraciones de transmisión	7
4.1.1	Configuración Sistema A – Línea – Sistema B	7
4.1.2	La configuración Sistema A – Línea – Carga Equivalente.....	8
4.2	Criterios de Estabilidad.....	9
4.2.1	Límites de estabilidad permanente.....	9
4.2.2	Límites por estabilidad de tensión	9
4.2.3	Límites de estabilidad transitoria	10
4.3	Alcances de la respuesta natural	10
5.	ENLACES DE TRANSMISIÓN.....	11
5.1	Enlaces de Interconexión entre Áreas Operativas.....	11
Figura 5.1	Enlaces de interconexión entre Áreas Operativas del SEIN.....	11
5.1.1	Enlace de Transmisión Chimbote-Paramonga (L-2215).....	12
5.1.2	Enlace de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2251/2252 y L-253/2254)	12
5.2	Enlaces de transmisión del Complejo Mantaro.....	13
5.3	Enlaces de Transmisión en el Área Operativa Sur	13
6.	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHIMBOTE-PARAMONGA (L-2215).....	15
6.1	Resultados de los casos base.....	15
6.2	Estabilidad Angular.....	15
6.2.1	Características del Modo Interárea Norte-Sur del SEIN	15
6.2.2	Límite por Estabilidad Permanente.....	19
6.2.3	Estabilidad Transitoria	19
6.3	Estabilidad de Tensión	23
6.3.1	En Estado Estacionario.....	23
6.3.2	Estabilidad Transitoria de Tensión	27
6.4	Límites de Transmisión.....	31
7.	ENLACE DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA (L-2251/2252 Y L-2253/2254).....	31
7.1.1	En Estado Estacionario.....	31
7.1.2	Estabilidad Transitoria de Tensión	34
8.	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE LOS ENLACES DE TRANSMISION ASOCIADOS AL COMPLEJO MANTARO	38
8.1	Escenario Base.....	38
8.2	Análisis en Estado Estacionario	39
8.2.1	Sensibilidad de las Tensiones de Lima y Sur Medio con la Demanda	39
8.2.2	Sensibilidad de los flujos de potencia en las líneas del Complejo Mantaro	41
8.3	Estabilidad Transitoria de Tensión	42
9.	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN EL AREA OPERATIVA SUR DEL SEIN.....	43
9.1	Escenarios Base con topología N	43
9.2	Verificaciones de estabilidad angular para topología N.....	44
9.3	Verificaciones de estabilidad angular para topología N-1.....	45
Cuadro 9.2	Flujos de potencia en casos N-1.....	46
9.3.1	Línea Azángaro-Tintaya (L-1006) fuera de servicio.....	46
9.3.2	Línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008) fuera de servicio	47
9.3.3	Línea Azángaro-Juliaca (L-1011) fuera de servicio.....	48
10.	CONCLUSIONES	50
11.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51

ANEXOS

ANEXO A

CASOS BASE

- A.1. DESPACHOS CASOS BASE
- A.2. PLANOS DE RESULTADOS DE FLUJO DE LOS CASOS BASE
 - A.2.1 MAXIMA DEMANDA EN AVENIDA
 - A.2.2 MEDIA DEMANDA EN AVENIDA
 - A.2.3 MINIMA DEMANDA EN AVENIDA
 - A.2.4 MAXIMA DEMANDA EN ESTIAJE
 - A.2.5 MEDIA DEMANDA EN ESTIAJE
 - A.2.6 MINIMA DEMANDA EN ESTIAJE

ANEXO B

SIMULACIONES DE ESTABILIDAD DE LA LÍNEA L-2215

- B.1 ESTABILIDAD TRANSITORIA ANGULAR DE LA LINEA L-2215
- B.2 ESTABILIDAD TRANSITORIA DE TENSION DE LA LINEA L-2215

ANEXO C

SIMULACIONES DE ESTABILIDAD DE LA LÍNEA MANTARO - SOCABAYA

- C.1 LINEA MANTARO – SOCABAYA 220 kV CON 4 BANCOS SERIE
 - C.1.1 FALLA MONOFASICA EN LA LINEA L-2053 CERCA DE COTARUSE, Y RECIERRE EXITOSO
 - C.1.2 FALLA BIFÁSICA EN LA LÍNEA L-2053 CERCA DE COTARUSE, Y APERTURA DEFINITIVA
- C.2 LINEA MANTARO – SOCABAYA 220 kV CON 2 BANCOS SERIE
 - C.2.1 FALLA MONOFASICA EN LA LINEA L-2053 CERCA DE COTARUSE, Y RECIERRE EXITOSO
 - C.2.2 FALLA BIFÁSICA EN LA LÍNEA L-2053 CERCA DE COTARUSE, Y APERTURA DEFINITIVA

ANEXO D

SIMULACIONES DE ESTABILIDAD DE LOS ENLACES ASOCIADOS AL COMPLEJO MANTARO

- D.1. DESPACHOS DÍA 27.01.2006 20:00 H
- D.2. PLANOS DE RESULTADOS DE FLUJO EN LA ZONA DE LIMA Y SUR MEDIO
- D.3. ESTABILIDAD TRANSITORIA DE TENSIÓN
 - D.3.1 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2201 (MANTARO – POMACOCCHA) Y APERTURA DEFINITIVA
 - D.3.2 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2203 (MANTARO – INDEPENDENCIA) Y APERTURA DEFINITIVA
 - D.3.3 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2205 (POMACOCCHA – SAN JUAN) Y APERTURA DEFINITIVA
 - D.3.4 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2219 (MANTARO – PACHACHACA) Y APERTURA DEFINITIVA
 - D.3.5 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2220 (MANTARO – HUAYUCACHI) Y APERTURA DEFINITIVA
 - D.3.6 FALLA BIFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-2221 (HUAYUCACHI - ZAPALLAL) Y APERTURA DEFINITIVA

ANEXO E

SIMULACIONES DE ESTABILIDAD DE LÍNEAS DE LA ZONA SUR

- E.1. DESPACHOS EN EL SUR EN CASOS BASE DE AVENIDA
- E.2. PLANOS DE RESULTADOS DE FLUJO PARA LA ZONA DEL SUR
 - E.2.1 CASOS TOPOLOGÍA N
 - E.2.2 CASOS TOPOLOGÍA N-1 BASE
 - E.2.2.1 SALIDA DE LÍNEA L-1006 (AZÁNGARO-TINTAYA)
 - E.2.2.2 SALIDA DE LÍNEA L-1008 (TINTAYA-CALLALLI)
 - E.2.2.3 SALIDA DE LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO-JULIACA)
 - E.2.3 CASOS TOPOLOGÍA N-1 ESTABLES
 - E.2.3.1 SALIDA DE LÍNEA L-1006 (AZÁNGARO-TINTAYA)
 - E.2.3.2 SALIDA DE LÍNEA L-1008 (TINTAYA-CALLALLI)
 - E.2.3.3 SALIDA DE LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO-JULIACA)

- E.3. ESTABILIDAD ANGULAR CON TOPOLOGÍA N
- E.3.1 FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO – JULIACA) Y RECIERRE EXITOSO
- E.4. ESTABILIDAD ANGULAR CON TOPOLOGÍA N-1
- E.4.1 SALIDA DE LA LÍNEA L-1006 (AZÁNGARO-TINTAYA). FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO – JULIACA) Y RECIERRE EXITOSO
- E.4.2 SALIDA DE LA LÍNEA L-1006 (AZÁNGARO-TINTAYA). FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1008 (TINTAYA – CALLALLI) Y RECIERRE EXITOSO
- E.4.3 SALIDA DE LÍNEA L-1008 (TINTAYA-CALLALLI). FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO – JULIACA) Y RECIERRE EXITOSO
- E.4.4 LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO-JULIACA) FUERA DE SERVICIO. FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1006 (AZÁNGARO – TINTAYA) Y RECIERRE EXITOSO
- E.4.5 SALIDA DE LÍNEA L-1011 (AZÁNGARO-JULIACA). FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO MEDIO DE LA LÍNEA L-1008 (TINTAYA-CALLALLI) Y RECIERRE EXITOSO

ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

1. INTRODUCCION

En el numeral 7.4.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), publicada el 03.03.2005, se menciona que el estudio de estabilidad del SEIN comprenderá lo siguiente:

- a) Estabilidad angular: permanente y transitoria;
- b) Estabilidad de tensión;
- c) Larga duración cuando la DOCOES lo considere necesario.

Al respecto es preciso indicar que el estudio de estabilidad de tensión del SEIN para el año 2006 ha sido incorporado como parte del diagnóstico del “Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN 2007-2010”, que ha sido distribuido con documento COES-SINAC/D-831-2006 del 18.07.2006.

Por otro lado, es necesario mencionar que de acuerdo al numeral 7.4.2 de la NTCOTR, la 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 el reemplazo de los estabilizadores de algunas centrales, para mejorar el amortiguamiento del SEIN.

La actividad referida a los reguladores de velocidad del ítem (b) podrá ser enfrentada con mayor propiedad luego que se defina la estrategia de regulación de frecuencia en el SEIN, que es uno de los objetivos del Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN. Este estudio fue convocado por la Dirección de Operaciones DOCOES en junio del presente año y ya ha sido seleccionado el consultor que estará a cargo de su ejecución.

El objetivo del ítem (b), referido a las ganancias de los reguladores de tensión de las unidades de generación de las centrales y el planteado en el ítem (c), correspondían a la segunda parte del Estudio de Estabilidad Permanente del SEIN mayo del año 2004 [1], cuyos alcances fueron concebidos para realizar la optimización de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) del SEIN, basado en un modelamiento de mayor detalle y precisión para los controladores. Se debe remarcar que en la segunda parte del estudio mencionado se había previsto la realización de pruebas de

campo para determinar los modelos y los ajustes existentes en los reguladores de tensión y en los estabilizadores en las centrales del SEIN. Sin embargo, el numeral 1.4.5 de la NTCOTR, publicada en marzo del año 2005, estableció que esta responsabilidad era de los integrantes del SEIN.

De otro lado, en la disposición Transitoria Segunda de la NTCOTR se señala que “La DOCOES solicitará a los Integrantes del Sistema la información descrita en el numeral 1.4.5, en un plazo de noventa (90) días de publicada la Norma, luego del cual coordinará la programación de los ensayos respectivos que se ejecutarán indefectiblemente a partir de enero de 2006”. En ese sentido, a fin de coadyuvar al cumplimiento esta disposición transitoria establecida en la NTCOTR, la Dirección de Operaciones DOCOES convocó en junio del presente año un concurso internacional y ha seleccionado un consultor para la elaboración de procedimientos técnicos para la obtención de los modelos matemáticos de los controladores de las unidades de generación y de los equipos automáticos de compensación reactiva del SEIN. En ese sentido, luego que cada integrante del SEIN haya realizado las pruebas necesarias y haya obtenido los modelos detallados de los reguladores de tensión y estabilizadores de sistemas de potencia, así como de los reguladores de velocidad, con los ajustes actuales, recién se podrá realizar un estudio de estabilidad adecuado para cumplir con los alcances (b) y (c) señalados en el numeral 7.4.2 de la NTCOTR.

Por lo tanto, el actual estudio de estabilidad angular (permanente y transitoria) previsto en la NTCOTR, tratará solo de la definición de los límites de operación por estabilidad de los principales enlaces de transmisión del SEIN. Se debe indicar que la estabilidad permanente es la referida a pequeñas perturbaciones y se conoce también como estabilidad de estado estacionario (*steady state stability*), mientras que la estabilidad transitoria (*transient stability*) analiza la capacidad del sistema para hacer frente a eventos o perturbaciones de gran envergadura. Para complementar la fijación de los límites de transmisión, se ha analizado los límites por estabilidad de la tensión.

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene como marco fundamental la estabilidad del SEIN, para verificar tanto la capacidad del sistema para hacer frente a pequeñas perturbaciones normales durante su operación en estado estacionario (estabilidad permanente), como la capacidad para soportar eventos o perturbaciones de gran envergadura (estabilidad transitoria), siendo el objetivo básico la determinación de los límites de operación de los principales enlaces de transmisión del SEIN.

Dependiendo del tipo de subsistemas enlazados y de la dirección del flujo de potencia en el enlace de transmisión seleccionado también se ha definido el límite por la estabilidad de la tensión en la barra de recepción correspondiente.

3. ALCANCES

El escenario de análisis es el año 2006, para lo cual se ha escogido ciertos días de los meses de avenida, para establecer condiciones de carga en mínima, media y máxima demanda y utilizando los despachos ejecutados en las horas seleccionadas para tales condiciones de carga.

También se ha simulado un día hipotético de la época de estiaje, reproduciendo ciertas condiciones de máxima, media y mínima demanda; para lo cual se ha estimado las demandas en barras y los despachos requeridos para las horas representativas de mínima, media y máxima demanda.

Las simulaciones para definir los límites de transmisión han sido realizadas utilizando el modelo dinámico disponible del SEIN. Asimismo, se ha tomado como referencia los resultados de pruebas de estabilidad permanente y/o aquellas realizadas para el ajuste de estabilizadores de sistemas de potencia en algunas centrales del SEIN, que hayan provocado modificaciones de los límites restringidos por amortiguamiento. En ese sentido en el estudio se busca:

- Determinar los límites de estabilidad permanente de los enlaces de interconexión de las áreas operativas de mayor importancia del SEIN.
- Proponer límites de estabilidad transitoria para los enlaces mencionados, para una condición previa de estado normal de operación y para ciertas condiciones de operación con una configuración N-1 en el SEIN, definidas por las situaciones de contingencias o por mantenimiento.

4. BASE TEORICA DEL ESTUDIO

4.1 Configuraciones de transmisión

En un sistema eléctrico de potencia, pueden presentarse dos configuraciones típicas de transmisión que involucran a un determinado enlace de transmisión: Sistema A – Línea – Sistema B y Sistema A – Línea – Carga Equivalente.

4.1.1 Configuración Sistema A – Línea – Sistema B

Esta configuración se muestra en la Figura 4.1 y refleja la interconexión mediante una línea de transmisión, de dos sistemas de potencia que poseen generación y cargas. El flujo de potencia y su dirección dependen del despacho de las centrales de acuerdo a la condición hidrológica. Son importantes las magnitudes de las potencias aparentes instaladas de generación en los sistemas A y B, es decir S_A y S_B , respectivamente.

Cuando S_A es mucho menor que S_B , y el flujo de potencia tiene la dirección hacia el sistema con mayor potencia instalada, la configuración muestra un típico problema de estabilidad angular y los límites son dos: límite de estabilidad permanente (o de estado estacionario) y el límite de estabilidad transitoria.

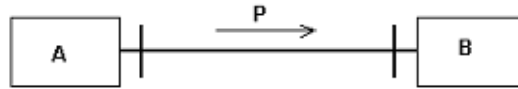


Figura 4.1 Sistema - Línea - Sistema

El límite teórico de estabilidad permanente es la condición de operación o el valor de P tal que el amortiguamiento del modo interárea que se detecta en esta línea es nulo o muy pequeño. El límite práctico de estabilidad permanente es el valor de P obtenido a partir de pruebas o mediante simulaciones fijando un cierto amortiguamiento límite aceptado.

El límite de estabilidad transitoria dependerá del tipo de falla a tolerar, que definirá la condición límite de operación en estado estacionario previo a la falla.

4.1.2 La configuración Sistema A – Línea – Carga Equivalente

Representa a un sistema radial (Figura 4.2), en el cual la potencia se envía desde el Sistema A hacia el Sistema B, que esta representado por una carga equivalente, porque la generación en B es menor que la carga.

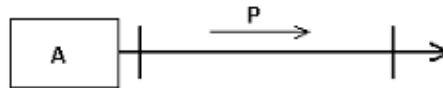


Figura 4.2 Sistema - Línea – Carga

El límite teórico de estabilidad de tensión lo representa el punto de colapso de tensión (límite de cargabilidad) y el límite práctico de estabilidad de tensión lo va a definir una cierta distancia al límite de cargabilidad (potencia activa absorbida por la carga equivalente del sistema B en el punto de colapso).

Se puede evaluar el comportamiento transitorio (estabilidad transitoria de tensión) ante una determinada falla, que va a depender del número de ternas del enlace de transmisión. El límite de estabilidad transitoria será aquella condición inicial de potencia transmitida, para la cual no colapsa la tensión en las barras del Sistema B.

4.2 Criterios de Estabilidad

4.2.1 Límites de estabilidad permanente

Es conveniente que el límite práctico de estabilidad permanente haya sido verificado mediante pruebas de campo. En ese sentido, si tal valor existe este tiene predominancia sobre cualquier valor obtenido mediante simulaciones.

Para el caso que el límite deba definirse mediante simulaciones, entre los casos base, se selecciona la condición inicial de operación que representa el mayor flujo de potencia en el enlace de transmisión para efectos de la estabilidad permanente. Luego, se debe modificar los despachos de las centrales para incrementar el flujo de potencia para provocar la disminución del amortiguamiento del modo interárea asociado al enlace analizado.

En este caso se debe definir un margen de estabilidad permanente que sería expresado en términos de la potencia transferida en el enlace de interconexión.

4.2.2 Límites por estabilidad de tensión

El límite teórico de estabilidad de tensión es la potencia transmitida en el enlace transmisión justo antes de llegar al punto de colapso de tensión, que en una simulación de flujo de potencia está representado por el último caso que puede converger. El límite práctico de estabilidad de tensión está dado por una potencia transmitida que guarda una cierta distancia de seguridad respecto del punto de colapso de tensión.

Para estimar el límite práctico se ha utilizado el Modelo DIgSILENT disponible del SEIN. Tomando como referencia el caso base seleccionado se efectúa simulaciones de flujo de potencia, incrementando la demanda de las cargas en el Sistema B hasta no obtener convergencia.

A partir de los resultados de las simulaciones se construye las características de comportamiento de las tensiones de envío (V_S) y recepción (V_R), la potencia activa inyectada en la barra de recepción del enlace (P_R), el Angulo (Θ_{sr}) entre las tensiones de envío y recepción en función de la reserva de Potencia Inyectada en la barra de carga (%). Se considera como condición de reserva "0 %" cuando se inyecta en la barra de carga la potencia activa del punto de colapso.

El límite práctico de estabilidad de tensión se estima utilizando la Figura 4.3 y aceptando que la barra equivalente de carga puede consumir hasta el 70% de la potencia consumida en el punto de colapso, lo cual representa una reserva de 30%.

Con la reserva de potencia (%) asumida se encuentra la potencia de envío y recepción, que constituyen el límite práctico y la tensión de recepción correspondiente.

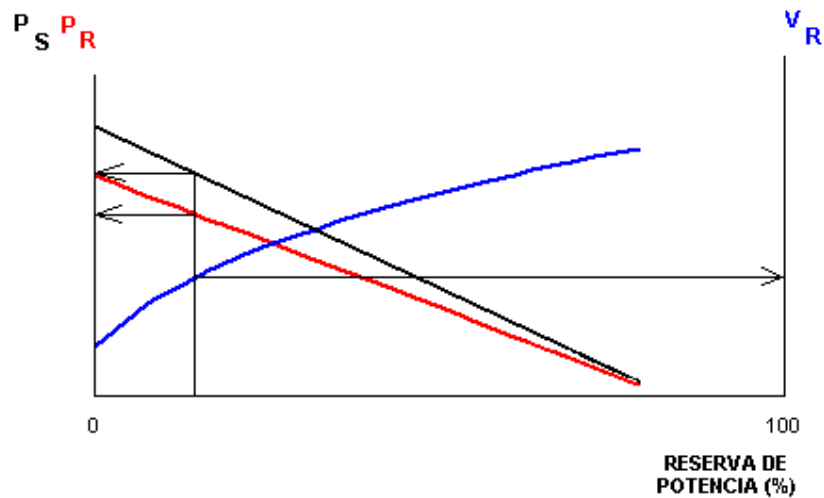


Figura 4.3 Límite de estabilidad de tensión

4.2.3 Límites de estabilidad transitoria

A partir de los puntos de operación dados por los límites de estado estacionario, para cada configuración se debe evaluar, si operando en estas condiciones de transferencia de potencia en el enlace, el sistema puede hacer frente a eventos de gran envergadura (estabilidad transitoria). Los límites de estabilidad transitoria han sido evaluados al someter al sistema a los eventos de gran envergadura como cortocircuitos bifásicos o monofásicos a tierra.

Las fallas es el punto medio de los enlaces de transmisión seleccionados son:

- Fallas monofásicas con recierre exitoso para enlaces de transmisión de simple terna.
- Fallas bifásicas a tierra con apertura definitiva de la terna fallada en líneas de doble terna.

4.3 Alcances de la respuesta natural

La respuesta natural de un sistema eléctrico de potencia es el comportamiento dinámico que describe el sistema cuando todos los reguladores de tensión y velocidad están operando en modo manual, contando básicamente con el amortiguamiento dado por todas las partes resistivas de los componentes de la transmisión y las cargas.

En este caso los devanados de excitación de los generadores operan con una tensión de campo constante, es decir la fuerza electromotriz de excitación controlada por el regulador de tensión (E_{fd}), que esta en modo manual, es constante. El efecto práctico de esta condición de operación es una disminución del torque sincronizante y la generación de un cierto amortiguamiento adicional [2].

Para el caso del SEIN que tiene una estructura radial, con un sistema troncal de transmisión, conformado por líneas de 220kV y 138kV, que está esparcido en toda la geografía del país, los problemas de estabilidad están definidos por la ubicación de la central (reactancia externa). Por lo tanto, con estas restricciones, la respuesta inicial del sistema en la primera oscilación esta prácticamente determinada por la respuesta del sistema sin controladores.

En ese sentido se entiende que, en la situación real, los reguladores automáticos de tensión (AVR) van a forzar la tensión de campo, asegurando un mayor torque sincronizante, mientras que los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) se encargarán de amortiguar las oscilaciones luego que se ha definido la estabilidad transitoria en la primera oscilación. Por ello, se debe remarcar que en el caso real, al disponer de un mayor torque sincronizante en las máquinas se alcanza menores valores máximos de ángulos de oscilación de los rotores, es decir una mejora en el margen de estabilidad transitoria en la primera oscilación. Sin embargo, se puede decir que un caso que es inestable no va a resultar estable con la incorporación de los controladores.

Por lo tanto, las simulaciones efectuadas sin considerar el aporte de los AVR y los PSS ofrecen un margen de seguridad que está determinado por el aporte de los AVR en la limitación del máximo ángulo de oscilación del rotor y el amortiguamiento de las subsiguientes oscilaciones por el efecto de los PSS. Con ello los límites obtenidos utilizando la respuesta natural tendrán un carácter conservador.

5. ENLACES DE TRANSMISIÓN

Como primer paso se ha seleccionado los enlaces de transmisión en los cuales se centrará el estudio de estabilidad, considerando la importancia de los fenómenos relacionados a la estabilidad angular y de tensión del SEIN.

5.1 Enlaces de Interconexión entre Áreas Operativas

Para efectos del estudio, el SEIN ha sido dividido en tres áreas operativas: Norte, Centro y Sur, tal como se muestra en la Figura 5.1.

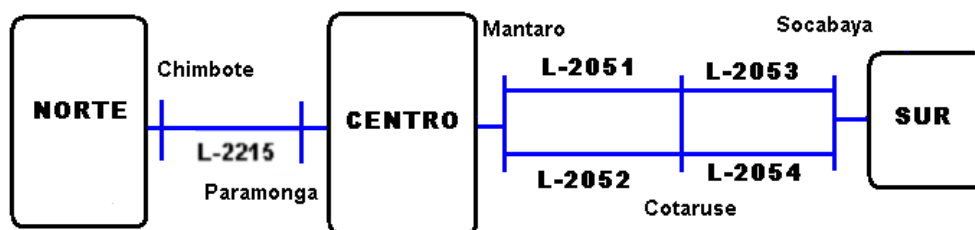


Figura 5.1 Enlaces de interconexión entre Áreas Operativas del SEIN

Los enlaces de interconexión de 220 kV son Chimbote-Paramonga (L-2215) y Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2251/2252 y L-253/2254).

5.1.1 Enlace de Transmisión Chimbote-Paramonga (L-2215)

En el caso de la línea L-2215, es pertinente indicar que el flujo de potencia puede adoptar las dos direcciones posibles. Cuando el flujo de potencia se orienta desde el Norte hacia el Centro, tal como se ha explicado en el ítem 4.1.1, se configura un típico caso de estabilidad angular, razón por la cual para esta dirección del flujo de potencia esta línea tiene dos límites de estabilidad angular: el límite de estabilidad de estado estacionario (o permanente) y el límite de estabilidad transitoria.

En el caso que el flujo de potencia se orienta hacia el Norte, el problema básico es el perfil de tensiones en la zona Norte, definido por el balance entre la potencia reactiva solicitada por la carga y la que el sistema le puede suministrar. Se debe definir un margen de seguridad respecto del punto teórico de colapso de la tensión de la barra de 220 kV en la S.E. Chimbote, tal como se explica en el ítem 4.2.2.

Se debe comentar que cuando la carga del Sur de Ecuador (Machala) sea alimentada radialmente desde la Subestación Zarumilla, el flujo de potencia por la línea L-2215 estaría orientado fundamentalmente hacia el Norte.

5.1.2 Enlace de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2251/2252 y L-253/2254)

En el caso de esta línea el flujo de potencia puede adoptar ambas direcciones, sin embargo es necesario remarcar que los flujos de potencia orientados hacia el Sur adoptan magnitudes mucho mayores que los flujos provenientes del Sur. Asimismo, en el año 2007, con las ampliaciones de las cargas en las mineras Cerro Verde (Nueva Planta de Sulfuros) en 135 MW y Southern Perú (Ampliación de la Fundición) en 22 MW, cuyos factores de carga son altos y prácticamente constantes, la dirección del flujo será predominantemente hacia el Sur.

Por lo tanto para esta línea el problema básico es el perfil de tensiones en la zona Sur, definido por el balance entre la potencia reactiva solicitada por las cargas y la que el sistema le puede suministrar. Se debe definir un margen de seguridad respecto del punto teórico de colapso de la tensión de la barra de 220 kV en la S.E. Socabaya, tal como se explica en el ítem 4.2.2

5.2 Enlaces de transmisión del Complejo Mantaro

En la Figura 5.2 se muestra las líneas de 220 kV Mantaro-Huayucachi-Zapallal (L-2221), Mantaro-Pachachaca-Callahuanca (L-2222/2223), Mantaro-Pomacocha-San Juan (L-2205/2203), Mantaro-Independencia (L-2203/2204-2231), que evacuan hacia Lima y el Sur Medio, la producción de las centrales que conforman el Complejo Mantaro.

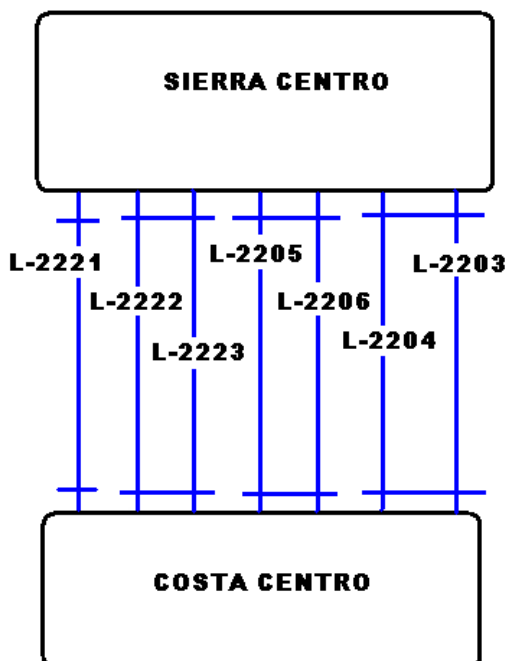


Figura 5.2 Líneas de asociadas al Complejo Mantaro.

5.3 Enlaces de Transmisión en el Área Operativa Sur

En la Figura 5.3 se muestra la conformación básica del Sistema Sur. La línea de 138 kV Quencoro-Tintaya (L-1005) conecta la zona Machupicchu con la barra de 138 kV de la S.E. Tintaya y la producción de la zona San Gabán II tiene dos caminos de evacuación, por la línea Azángaro-Tintaya (L-1006) y el camino establecido por las líneas de 138 kV Azángaro-Juliaca-Puno, por el autotransformador de la S.E. Puno y la línea de 220 kV Puno-Moquegua (L-2030).

Se aprecia que en la situación de operación con topología N, los excedentes son transferidos hacia la Zona Costa Sur por las líneas de transmisión de 138 kV Tintaya-Callalli (L-1008) y Puno-Moquegua (L-2030). En ese sentido, considerando la condición inicial de mayor exportación del Este al Oeste en el Área Operativa Sur, se

verificará si el sistema soporta un evento de gran envergadura (estabilidad transitoria) en la línea que transfiere la mayor potencia.

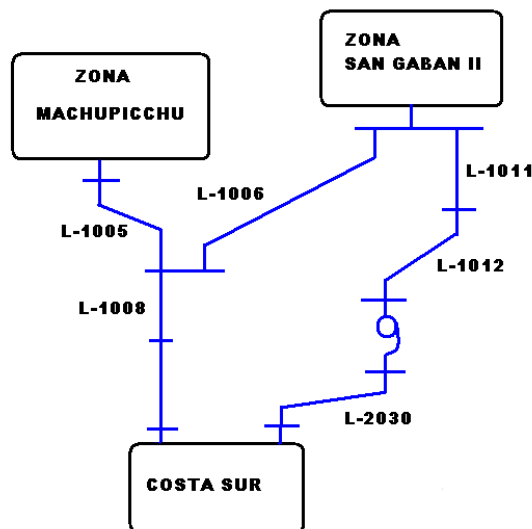


Figura 5.3 Conformación básica del Área Operativa Sur

Luego se ha planteado tres escenarios N-1 con una línea de transmisión de 138 kV fuera de servicio por mantenimiento en una condición de carga en media demanda:

- (1) En el primer escenario, el Área Operativa Sur esta operando con la línea Azángaro-Tintaya (L-1006) fuera de servicio. A partir de esta condición inicial se ha verificado el comportamiento transitorio del SEIN ante un evento de gran envergadura en ambos caminos de transmisión formados (L-1008 y L-1011).
- (2) En el segundo escenario está fuera de servicio la línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008). Por lo tanto, las centrales hidroeléctricas Machupicchu y San Gabán II evacuan su producción por la línea Azángaro-Juliaca (L-1011), que tenderá a sobrecargarse. Luego se ha verificado el comportamiento transitorio del SEIN ante un evento de gran envergadura en la línea L-1011.
- (3) En el tercer escenario está fuera de servicio la línea Azángaro-Juliaca (L-1011). Por lo tanto, las centrales hidroeléctricas Machupicchu y San Gabán II evacuan su producción por la línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008); en este caso la línea L-1006 tenderá a sobrecargarse. A partir de esta condición inicial se ha verificado el comportamiento transitorio del SEIN ante un evento de gran envergadura en la línea L-1006 o en la línea L-1008.

Se debe mencionar que en virtud a los límites de estabilidad permanente son mayores que los límites por estabilidad transitoria, asimismo, considerando los alcances del modelo dinámico de respuesta natural, solo se ha evaluado límites por estabilidad transitoria.

6. LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHIMBOTE-PARAMONGA (L-2215)

6.1 Resultados de los casos base

Los despachos de generación y los planos de resultados de las simulaciones de flujo de potencia correspondientes a los casos base se consignan en el Anexo A y en el Cuadro 6.1 se muestran los resultados de interés para la línea L-2215.

ÉPOCA	CONDICIÓN	CHIMBOTE				PARAMONGA			
		Vs (kV)	Ang (°)	Ps (MW)	Qs (MW)	Vr (kV)	Ang (°)	Pr (MW)	Qr (MW)
AVENIDA	MÁXIMA	224,4	-27,5	20,2	-21,0	224,0	-29,6	-14,5	-16,1
	MEDIA	223,6	-70,2	-6,4	-18,4	224,3	-69,1	12,0	-19,1
	MÍNIMA	221,5	-62,5	-101,3	16,3	220,7	-48,6	111,5	-27,0
ESTIAJE	MÁXIMA	223,9	-48,6	-82,9	1,8	225,8	-37,8	91,6	-23,3
	MEDIA	225,7	-50,8	-94,6	14,2	224,0	-38,3	104,3	-30,0
	MÍNIMA	220,8	-83,9	-171,9	60,0	218,3	-59,5	191,9	-17,3

Cuadro 6.1 Resultados de la L-2215

Se aprecia que la condición de máxima demanda en avenida es el único caso en el cual el flujo de potencia se orienta desde Chimbote a Paramonga (20,1 MW). Por esta razón, para las verificaciones de estabilidad angular se ha modificado los despachos de este caso base con la finalidad de incrementar la transferencia de potencia desde el Área Norte (Chimbote) hacia el Área Centro (Paramonga), obteniéndose transferencias de 135 MW, 160 MW, 180 MW y 200 MW, similares a las registradas durante las pruebas de ajuste de los nuevos PSS de la C.H. Cañón del Pato realizadas entre el 19 y 23 de mayo de 2006 [3].

Para el análisis de estabilidad de tensión se ha seleccionado el escenario hipotético de estiaje y las condiciones de carga de máxima y mínima demanda.

6.2 Estabilidad Angular

6.2.1 Características del Modo Interárea Norte-Sur del SEIN

En mayo de 2006, se realizaron pruebas de ajuste de los reguladores de tensión (AVR) y los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) del tipo integral de potencia acelerante de las seis unidades de la C.H. Cañón del Pato.

En el Informe de las Pruebas [3], el análisis de los resultados muestra una respuesta del AVR excesivamente lenta, en virtud a los valores bajos de ganancia. En este informe se menciona que la ganancia en los AVR no era la misma en todas las unidades; tenía un valor de 10,0 en las unidades 1, 2, 3 y 5 y un valor de 15,0 en las unidades 4 y 6; asimismo, la constante de tiempo estaba ajustada en 1,72 s.

Para obtener una respuesta más rápida, la ganancia fue ajustada en 30,0 y la constante de tiempo en 1,3 s, mejorando notablemente la respuesta del AVR.

Con estos nuevos ajustes en los AVR de las seis unidades, fueron probados y sintonizados los nuevos PSS, modificando constantes de tiempo e incrementando las ganancias. Con los nuevos ajustes en los PSS, se mejoró el amortiguamiento en la zona Norte, incrementándose la capacidad de transmisión de potencia desde Chimbote a Paramonga.

En estas pruebas se pudo transmitir 205 MW desde Chimbote hacia Paramonga, con un adecuado amortiguamiento, según se menciona en el informe de pruebas [3].

Se ha elaborado condiciones de operación en estado estacionario similares a las obtenidas durante las pruebas de los PSS de la C.H. Cañón del Pato, con flujos de potencia de Norte al Centro, de 135 MW, 160 MW, 180 MW y 200 MW. Los planos de resultados se consignan en el Anexo A y algunos resultados de interés se resumen en el Cuadro 6.2.

EPOCA / CONDICION	CHIMBOTE				PARAMONGA			
	Ps (MW)	Qs (MW)	Vs (kV)	Ang (°)	Pr (MW)	Qr (MW)	Vr (kV)	Ang (°)
ESTIAJE /	135	-27,3	220,2	-6,7	-122	29,0	222,2	-23,6
	160	-24,1	215,1	1,2	-144	45,8	218,4	-19,8
MÁXIMA DEMANDA	180	-16,4	214,5	7,1	-161	54,2	216,2	-16,9
	200	-6,3	214,2	13,0	-178	62,3	213,6	-14,0

Cuadro 6.2 Casos para verificar la estabilidad angular de la L-2215

Con la finalidad de mostrar la información del modo interárea en el cual están involucradas las centrales de generación del Norte del SEIN, vistas desde la barra de 220 kV de la S.E. Chimbote, se ha tomado como referencia el caso de 135 MW y se ha realizado el análisis modal.

Utilizando el Modelo DlgSILENT que provee la respuesta natural del SEIN y con la condición inicial indicada se ha identificado el Modo Interárea Norte-Centro/Sur Natural, que posee las siguientes características:

- Eigenvalores 332/333 : - 0,209 ± j 2,951
- Frecuencia de oscilación (Hz): 0,47
- Amortiguamiento (p.u.) : 0,07
- Los generadores que participan en este modo se muestran en la Figura 6.1.

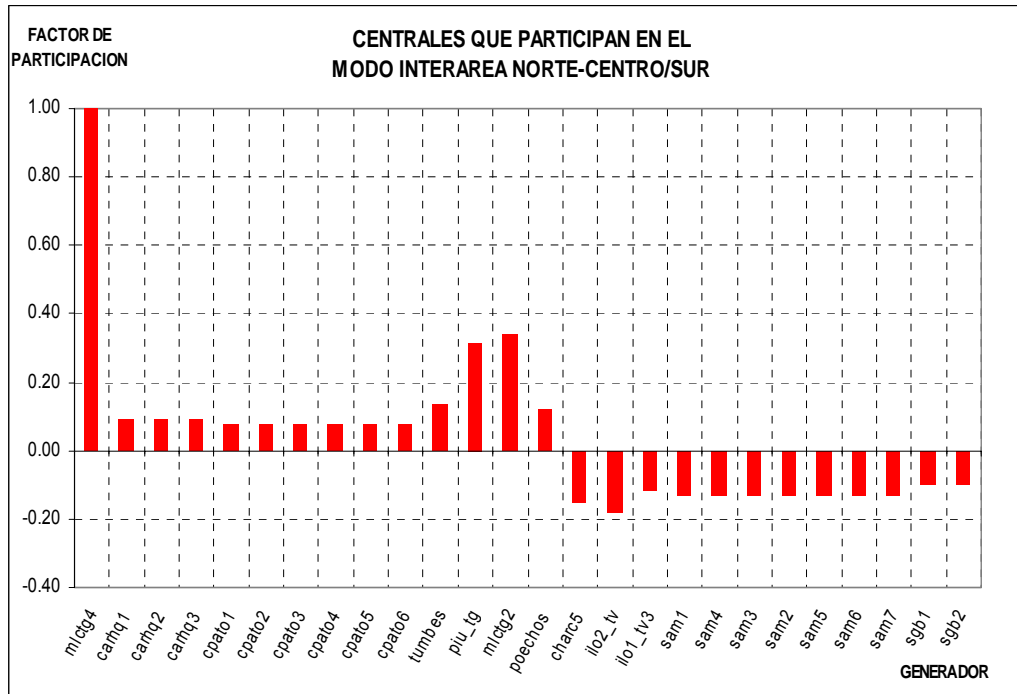


Figura 6.1 Generadores del SEIN asociados al Modo Norte-Centro/Sur.

En la Figura 6.1 se muestra que en el Modo Norte-Centro/Sur, la unidad TGN4 de la C.T. Malacas es la que presenta la mayor participación y que todas las centrales del Norte, vistas desde Chimbote, oscilan en forma coherente entre ellas y en oposición de fase a las unidades de generación del resto del SEIN, vistas desde Paramonga. Las centrales de generación vistas desde Paramonga y que participan en este modo son Mantaro y las centrales del Sur, lo que indica que en el camino de transmisión que acopla a las centrales que participan en este modo está la línea Chimbote-Paramonga.

Para apreciar la respuesta en el tiempo de las centrales involucradas en este modo se ha simulado un cortocircuito de muy breve duración (50 ms) en la barra de alta tensión de la máquina que presenta la mayor participación (TGN4) y se ha graficado el comportamiento del ángulo de los rotores de generadores del Norte y Sur, incluyendo la C.H. Mantaro, asimismo se muestra el flujo enviado desde Chimbote a Paramonga.

En la Figura 6.2 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores de los generadores involucrados en el Modo Norte-Centro/Sur, se aprecia que al excitarse este modo, las centrales del Norte oscilan en oposición de fase a centrales del resto del SEIN vistas desde Paramonga. Asimismo se aprecia que la unidad TGN4, que tiene el mayor factor de participación, es la que describe la oscilación de mayor amplitud.

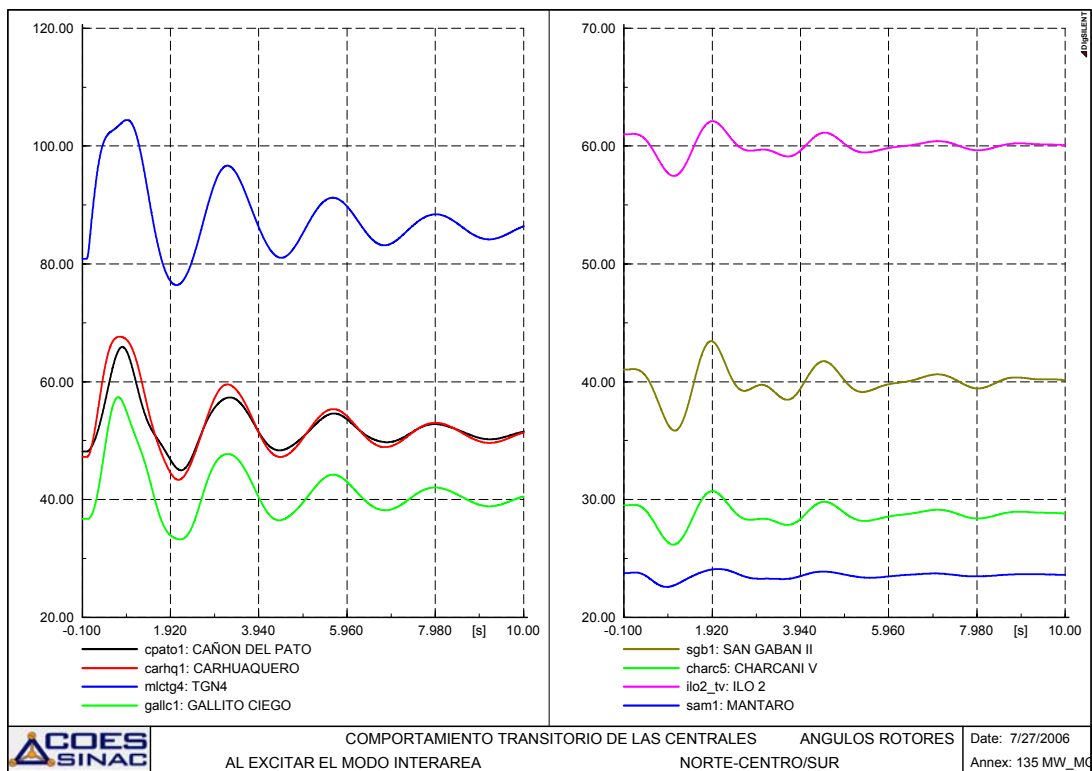


Figura 6.2 Ángulos de los rotores de los generadores asociados al Modo Norte-Centro/Sur.

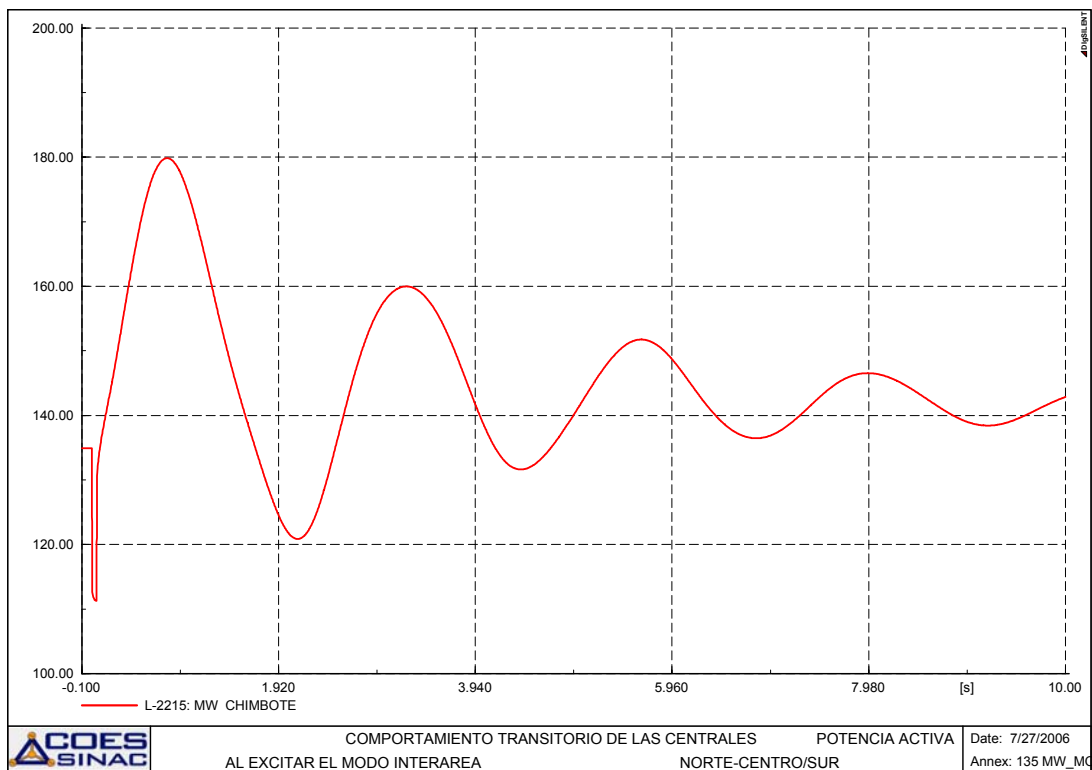


Figura 6.3 Potencia activa enviada desde Chimbote.

Al analizar la Figura 6.3 se aprecia que al excitarse el Modo Norte-Centro/Sur como consecuencia del evento simulado se provoca una oscilación amortiguada en la potencia activa transmitida desde Chimbote a Paramonga, que muestra una frecuencia de oscilación de 0,43 Hz, muy aproximada a la frecuencia de oscilación obtenida en el análisis modal.

6.2.2 Límite por Estabilidad Permanente

Según se menciona en el informe de las pruebas [3], se pudo transmitir 205 MW desde Chimbote hacia Paramonga con un adecuado amortiguamiento. Es pertinente remarcar que las pruebas de ajuste mencionadas fueron realizadas tomando lecturas de tensión, potencias y frecuencia en los grupos de generación de la C.H. Cañón del Pato. Sin embargo, por la naturaleza del modo de oscilación interárea en el cual participan los grupos de esta central, las características de este modo deben ser medidas en la línea Chimbote-Paramonga. En ese sentido, para definir en forma experimental el límite de transmisión por estabilidad permanente debe medirse la tensión, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia en Chimbote y establecer las características básicas del modo interárea como son la frecuencia y el amortiguamiento.

Por lo mencionado, no puede afirmarse que los 205 MW transmitidos desde Chimbote hacia Paramonga en el marco de las pruebas de ajuste de los controladores de la C.H. Cañón del Pato, es el límite superior de la línea Chimbote-Paramonga por estabilidad permanente, debido a que las mediciones del amortiguamiento no se realizaron en la línea L-2215.

Sin embargo, para efectos del estudio se ha considerado que el límite por estabilidad permanente es 200 MW.

6.2.3 Estabilidad Transitoria

Respecto del Cuadro 6.2, se puede comentar que el ángulo entre la tensión de envío y recepción (θ_{SR}) de la línea Chimbote-Paramonga, cuando el flujo se orienta desde el Norte al Centro, puede dar una idea del problema angular que se configura.

EPOCA / CONDICION	POTENCIA ENVIO (MW)	Angulo entre Vs y Vr (°)
ESTIAJE / MÁXIMA DEMANDA	135	16,9
	160	21,0
	180	23,9
	200	26,9

Cuadro 6.3 Ángulo (θ_{SR}) de la L-2215

De manera empírica se suele afirmar que para efectos de estabilidad transitoria, una magnitud límite de ángulo entre las tensiones de una línea de 220 kV puede ser 20 grados. Por esta razón, en el Cuadro 6.3 se muestra el valor de θ_{SR} para los casos resumidos en el Cuadro 6.2; se aprecia que para flujos de potencia superiores a 160

MW, enviados desde Chimbote a Paramonga se supera la condición límite práctica mencionada.

Por lo tanto, para verificar la estabilidad transitoria se ha simulado una falla monofásica a tierra en el punto medio de la línea L-2215, con apertura de la fase fallada en 83 ms (5 ciclos) y 400 ms de tiempo muerto para el recierre exitoso, considerando flujos de potencia de Chimbote a Paramonga de 150 MW, 160 MW, 162 MW y 163 MW.

Se ha graficado la evolución en el tiempo de:

- La potencia activa enviada desde Paramonga y la potencia activa recibida en Chimbote.
- Las tensiones en ambos extremos de la línea, en módulo y ángulo.
- El ángulo de los rotores de unidades de las centrales Carhuaquero, Cañón del Pato, TGN4 de la C.T. Malacas generación del Norte y algunas unidades del Área Sur como Machupicchu y San Gabán II.
- La potencia reactiva en los terminales de recepción.

Los resultados de las simulaciones se muestran en el Anexo B.

Algunos indicadores de interés se resumen en el Cuadro 6.4, que muestra el máximo ángulo de oscilación del rotor en cada caso; se aprecia que al enviarse 163 MW de Chimbote a Paramonga, el caso resulta inestable.

POTENCIA ENVIO (MW)	TGN4 MALACAS		C. DEL PATO		CARHUAQ.		RESULTADO
	(°)	Tiempo (s)	(°)	Tiempo (s)	(°)	Tiempo (s)	
150	131,1	1,01	94,6	0,60	89,8	0,98	ESTABLE
160	149,7	1,13	114,6	1,73	110,1	1,28	ESTABLE
162	151,4	1,13	118,5	1,77	112,0	1,29	ESTABLE
163	153,1	1,13	125,5	1,77	114,4	1,29	INESTABLE

Cuadro 6.4 Máximo ángulo de oscilación del rotor de las centrales del Norte.

Para una condición inicial de 160 MW, en la Figura 6.4, se presenta el comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas del Norte, así como de los grupos de Machupicchu y San Gabán II (que representan a los generadores del Sur) y de la C.H. Mantaro. En principio, se debe remarcar que en la condición inicial queda mostrado que los ángulos de los rotores de las máquinas del Norte son mayores que los ángulos de las máquinas del Sur, dada la naturaleza del problema angular de estabilidad,.

Luego de haberse producido el evento, se aprecia un comportamiento coherente de los rotores de las máquinas del Norte, que en conjunto oscilan en oposición de fase a las máquinas del Sur.

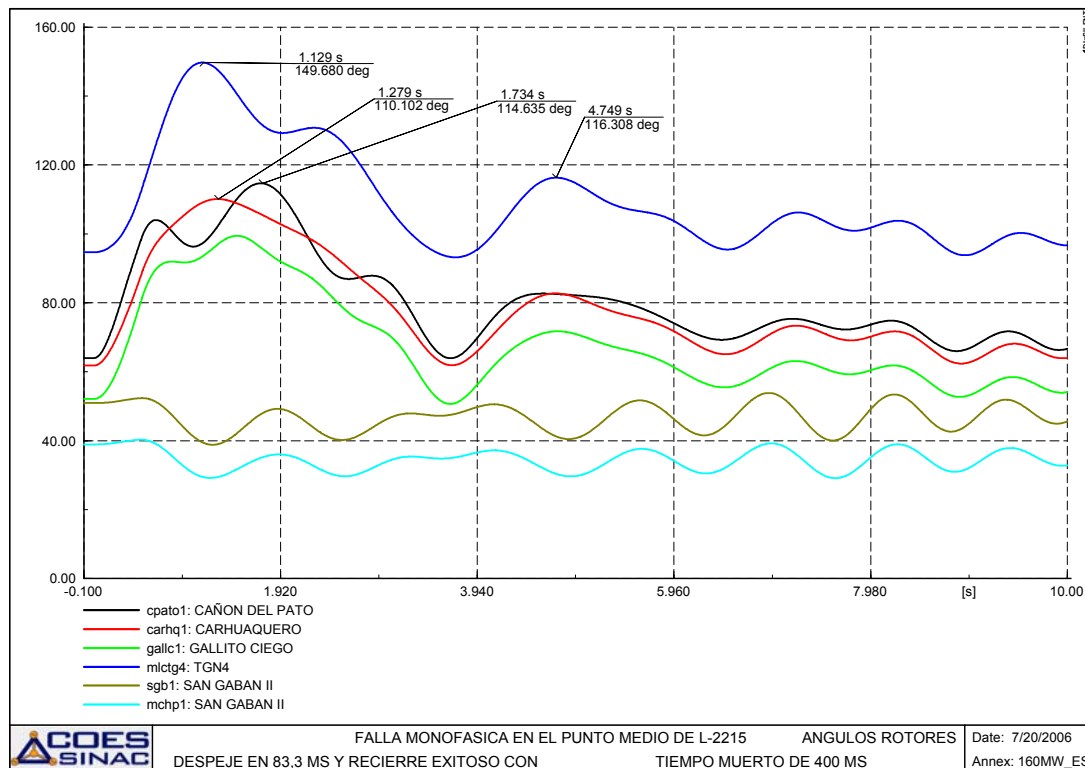


Figura 6.4 Comportamiento del ángulo de los rotores para 160 MW enviados en la línea L-2215.

Por otro lado, en la Figura 6.5 se muestra el comportamiento transitorio del ángulo de los rotores de las máquinas del Norte, así como de los grupos de las centrales de Machupicchu y San Gabán II, cuando se transmite 163 MW desde Chimbote a Paramonga y se presenta una falla monofásica en el punto medio de la línea L-2215. Se aprecia que los grupos de Machupicchu y San Gabán II presentan un comportamiento coherente entre ellas y en oposición de fase a los generadores del Norte del SEIN y que no pierden el sincronismo. Sin embargo, tal como se muestra en la Figura 6.5, el Área Norte pierde el sincronismo.

En la Figura 6.6 se presenta el proceso de pérdida del sincronismo, que se presenta para el caso de 163 MW, desde el punto de vista de la línea L-2215. Se aprecia el crecimiento sostenido del ángulo entre las tensiones de envío y recepción de la línea y la caída sostenida de la tensión.

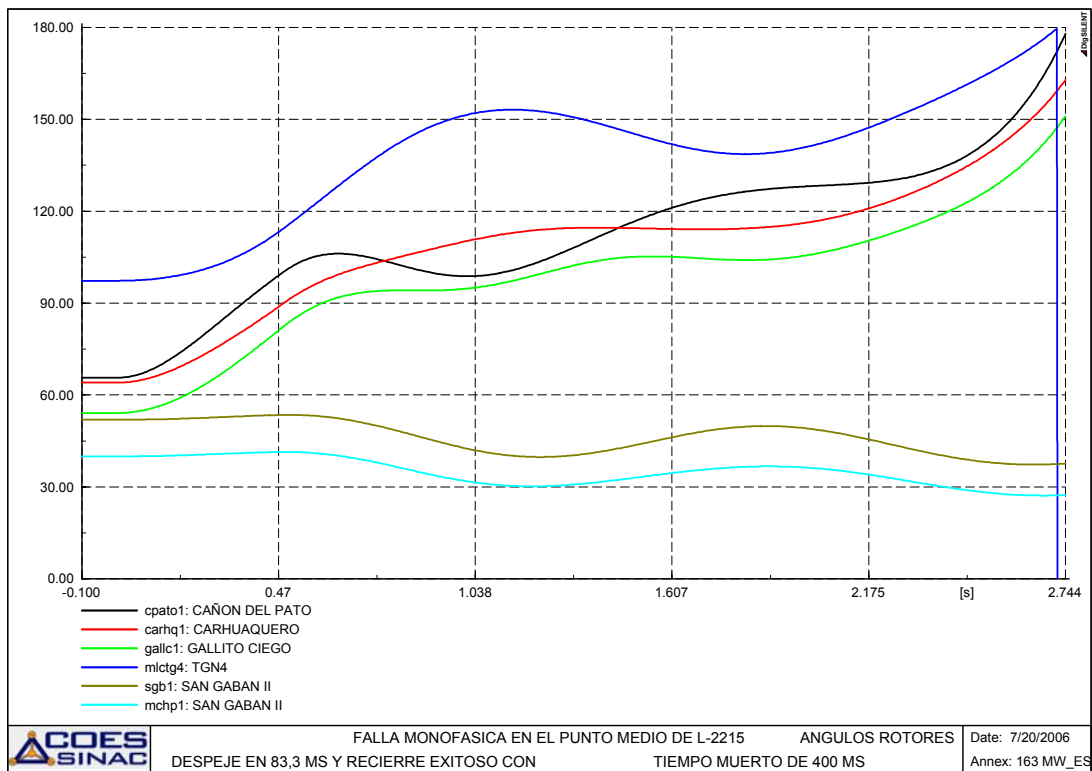


Figura 6.5 Pérdida del sincronismo para 163 MW visto en los rotores del SEIN.

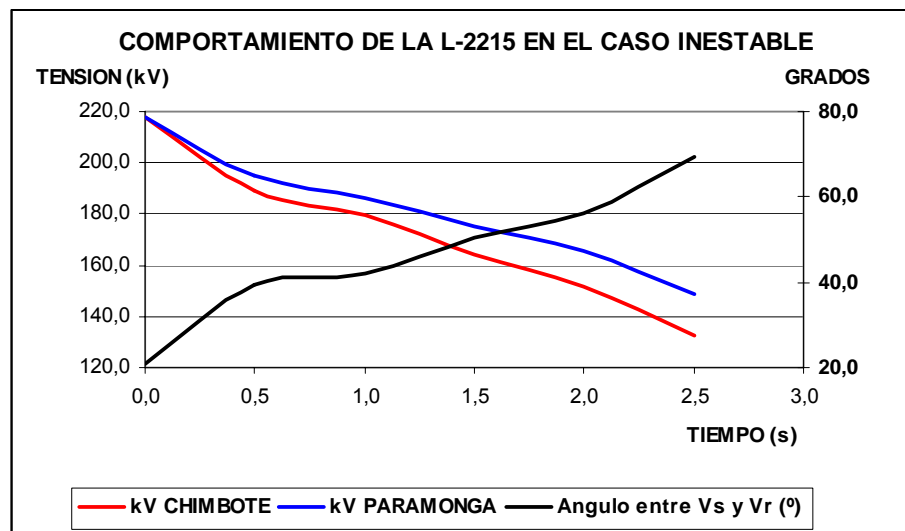


Figura 6.6 Proceso de pérdida del sincronismo visto en la línea L-2215.

Por lo tanto, los resultados de las simulaciones muestran que los flujos de potencia del Norte hacia el Centro no deberían ser mayores a 160 MW en condiciones normales de operación.

6.3 Estabilidad de Tensión

Para el análisis de estabilidad de tensión se ha seleccionado el escenario de estiaje y las condiciones de carga de máxima y mínima demanda.

6.3.1 En Estado Estacionario

Se debe mencionar que en este escenario de estiaje, en la C.H. Cañón del Pato se ha despachado cuatro y tres grupos de generación en máxima y mínima demanda respectivamente.

Tomando como punto de partida estas condiciones de demanda, se ha incrementado la demanda en el Área Norte y se ha determinado la característica de sensibilidad de las tensiones de Paramonga (envío) y Chimbote (recepción) de la Línea L-2215 para hacer frente al crecimiento de la demanda vista desde la barra de 220 kV de la S.E. Chimbote, manteniendo constante la generación en el Área Norte.

El primer punto de esta curva corresponde a la condición base inicial, luego se incrementa la demanda en el Norte hasta que el caso no converge, se ha asumido que ultimo punto en el que se logra convergencia es el punto de colapso.

Para realizar estas sucesivas simulaciones de flujo de potencia, incrementando la carga en el Área Norte hasta no obtener convergencia, se ha implementado una rutina para realizar este proceso de cálculo en forma automática, tomando como base la rutina "U-P Curve" del Programa DIgSILENT y utilizando el lenguaje de programación del programa (DPL). La rutina implementada considera los límites reactivos de las unidades de generación dadas por sus curvas de capacidad (P-Q), limita el crecimiento de la carga a la potencia nominal del transformador de alimentación y permite hacer un seguimiento a la potencia reactiva de los SVC de Trujillo y Chiclayo.

A partir de la información obtenida de todos los casos simulados, se construye la característica de Sensibilidad de las Tensiones de Envío y Recepción de la línea en función de la Demanda en el Área Norte y la curva Potencia de Recepción -Tensión en Chimbote.

Máxima demanda en estiaje

La característica de sensibilidad de las tensiones de la línea L-2215 en función del crecimiento de la demanda en el Norte se muestra en la Figura 6.7. Se aprecia que el punto de colapso se presentaría con una demanda en el Norte de 522 MW, con la cual la tensión de colapso en Chimbote resulta 195 kV.

En la Figura 6.8 se muestra la característica P-V de la barra de 220 kV Chimbote; se aprecia que el punto de colapso de la tensión en Chimbote se presenta cuando se inyecta en esta barra una potencia activa de 203 MW.

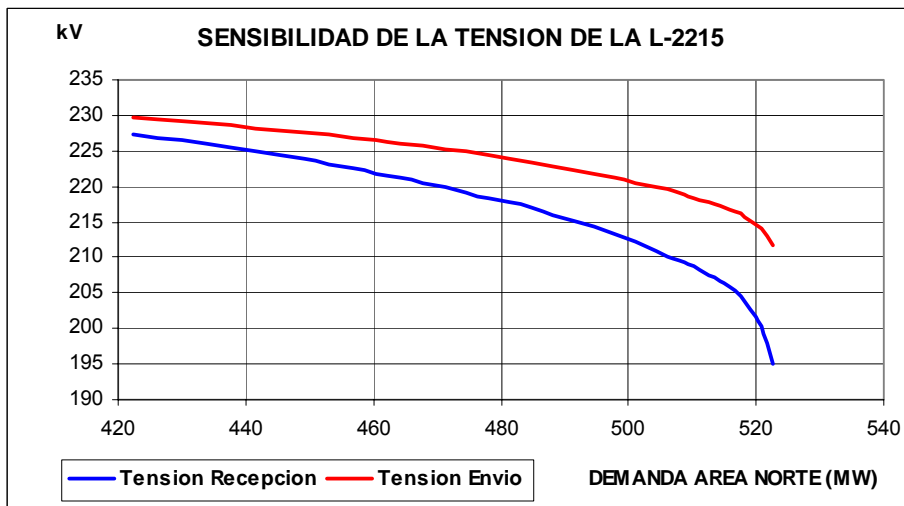


Figura 6.7 Sensibilidad de la tensión de la línea L-2215 en Máxima Demanda en Estiaje.

Para definir una condición límite de operación de la línea Paramonga-Chimbote para este escenario, se ha adoptado un factor de seguridad en la potencia activa inyectada en Chimbote igual al 70 % del valor del punto de colapso, es decir para disponer de una reserva de potencia de 30 %.

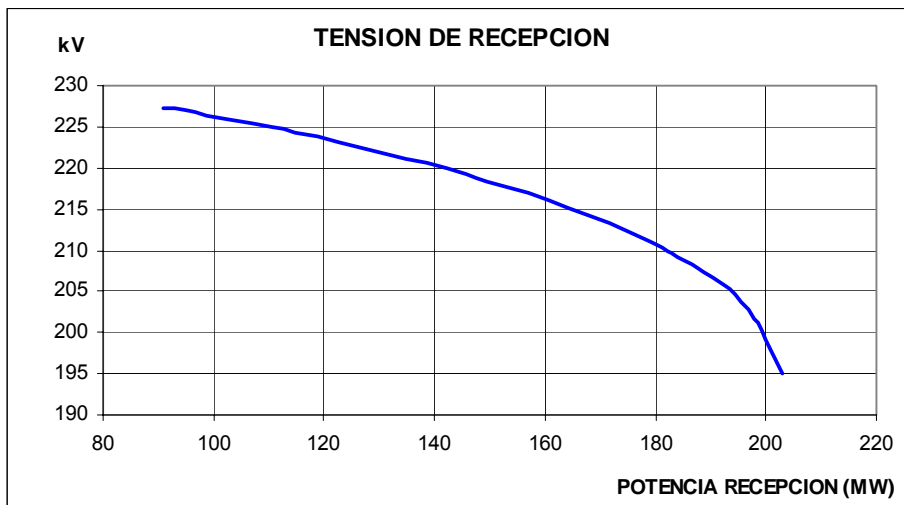


Figura 6.8 Característica P-V en recepción.

En la Figura 6.9 se muestra las potencias de envío y recepción de la línea y la tensión en recepción (Chimbote) expresadas en función de la reserva de potencia en recepción. Con la reserva adoptada de 30 %, la potencia enviada desde Paramonga resulta 157 MW, con una potencia absorbida y una tensión en Chimbote de 142 MW y 220 kV respectivamente.

Como el límite por estabilidad angular ha sido estimado en 160 MW, se ha seleccionado este valor como potencia de envío desde Paramonga, resultando una potencia recibida en Chimbote de 145 MW con una tensión de 219 kV. Para este valor se dispondría de una reserva de 29 %.

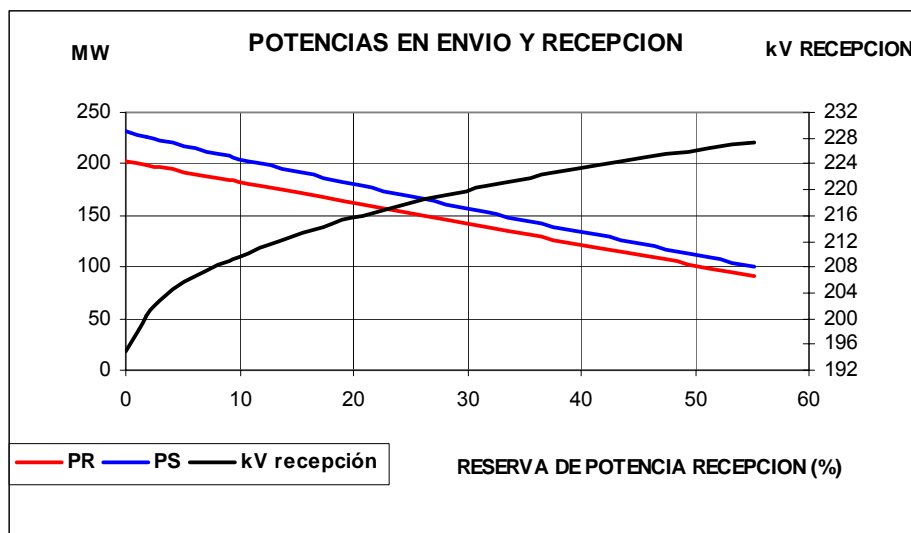


Figura 6.9 Potencias activas y tensión en recepción.

Mínima demanda en estiaje

La característica de sensibilidad de la tensión en Chimbote en función de la demanda en el Norte para esta condición de demanda se muestra en la Figura 6.10, comparada con la característica obtenida en máxima demanda. Se aprecia que el punto de colapso se presenta con una demanda menor en el Norte (385 MW), sin embargo la tensión de colapso en Chimbote resulta muy similar (197 kV).

En la Figura 6.11 se muestra la característica P-V de la barra de 220 kV Chimbote en mínima demanda superpuesta a la característica de máxima demanda. Se aprecia que en el punto de colapso, las tensiones y las potencias activas inyectadas en esta barra son muy similares, 196 kV y 203 MW respectivamente. Este resultado muestra que el límite práctico por estabilidad de tensión podría ser el mismo para cualquier condición de demanda en el Norte (siempre que en este escenario de estiaje la C.H. Cañón del Pato este operando con cuatro o tres grupos de generación) y tendría aproximadamente el mismo factor de seguridad.

También se aprecia que para flujos de potencia de Paramonga a Chimbote superiores a 170 MW la tensión en esta barra es menor de 215 kV, que en la situación real de operación puede considerarse una limitante por la naturaleza de las cargas de Sider Perú.

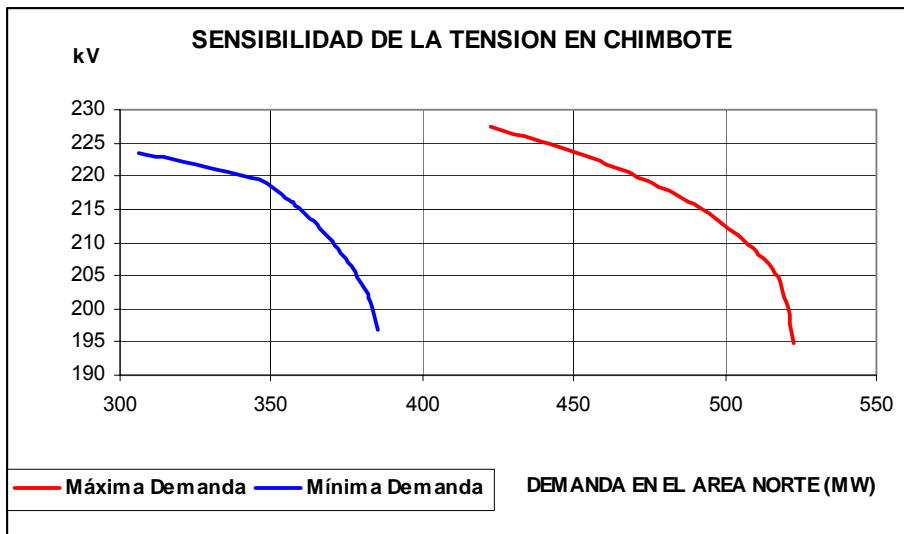


Figura 6.10 Sensibilidad de la tensión de la línea L-2215 en Mínima Demanda en Estiaje.

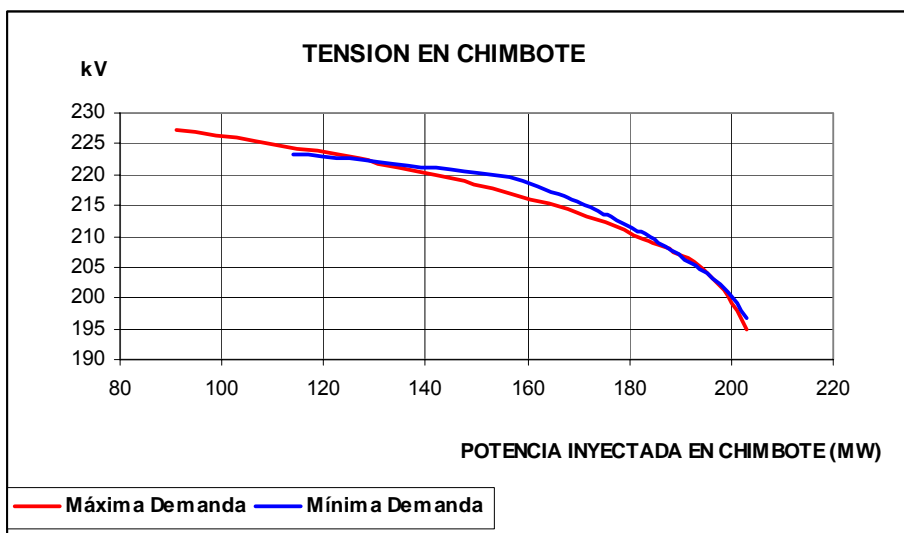


Figura 6.11 Característica P-V en recepción.

Entonces el límite práctico de estabilidad en estado estacionario por tensión de la línea de transmisión Paramonga-Chimbote operando en mínima demanda o máxima demanda son muy similares, esto es 160 MW enviados desde Paramonga o 145 MW recibidos en Chimbote, 220 kV en Chimbote.

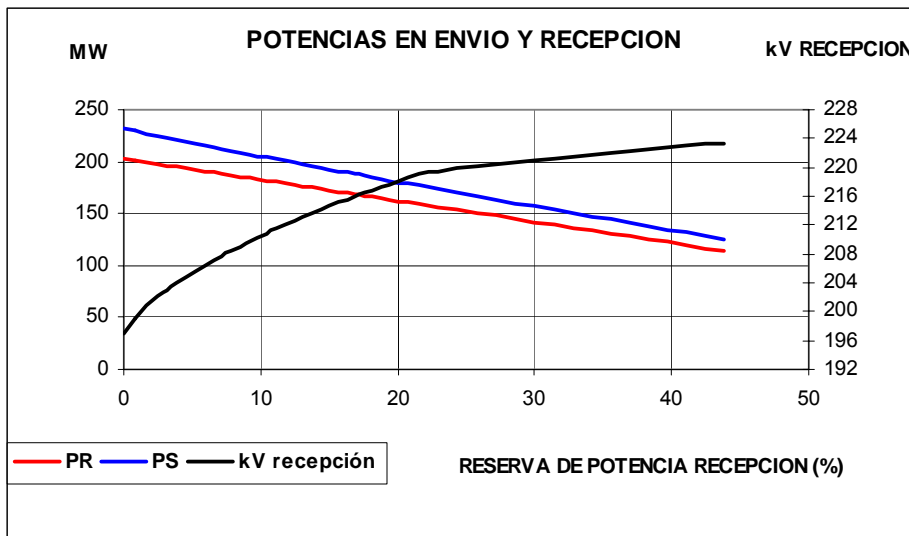


Figura 6.12 Potencias activas y tensión en recepción.

6.3.2 Estabilidad Transitoria de Tensión

A partir de las condiciones iniciales representadas por los límites de estabilidad de tensión en estado estacionario se ha simulado una falla monofásica en el punto medio de la línea L-2215, despejándose la fase con falla en ambos extremos de la línea en 83.3 ms y luego un recierre exitoso con un tiempo de 400 ms para la extinción del arco.

Se ha graficado la evolución en el tiempo de:

- La potencia activa enviada desde Paramonga y la potencia activa recibida en Chimbote.
- Las tensiones en ambos extremos de la línea, en modelo y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.
- El ángulo de los rotores de unidades de las centrales Carhuaquero, Cañón del Pato, TGN4 de la C.T. Malacas generación del Norte y algunas unidades del Área Sur como Machupicchu y San Gabán II.
- La potencia reactiva en los terminales de recepción.

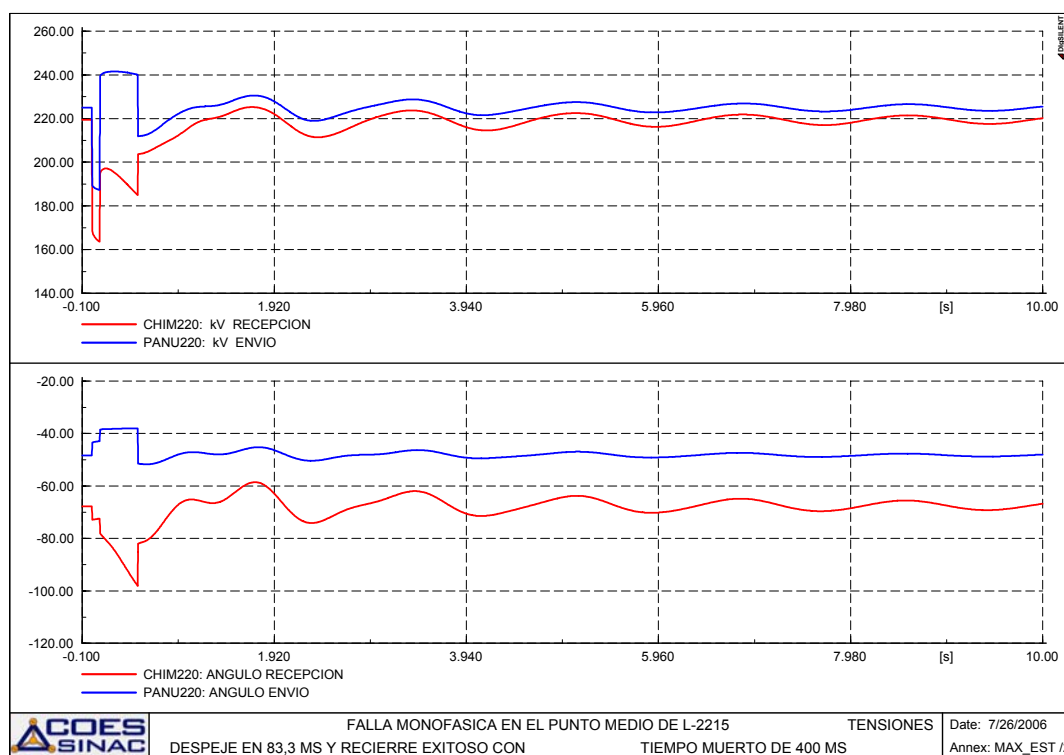
Los resultados de las simulaciones se muestran en el Anexo B y en ambos casos no se compromete la estabilidad de tensión del Área Norte, ni se compromete la estabilidad del SEIN, con lo cual se ratifican los límites de estabilidad de tensión en estado estacionario propuestos para las condiciones de máxima y mínima demanda.

Máxima demanda en estiaje con 160 MW enviados desde Paramonga

En la Figura 6.13 se muestra la evolución en el tiempo de los valores eficaces de las tensiones de envío y recepción de la línea L-2215 y el ángulo que hacen estas tensiones.

En la condición inicial se aprecia que el ángulo que hacen las tensiones de envío y recepción es positivo e identifica la dirección del flujo desde Paramonga a Chimbote que configura el problema de estabilidad de la tensión.

Los resultados del comportamiento transitorio muestran que luego de la falla, las magnitudes de las tensiones de envío y recepción de la línea se recuperan y tienden a estabilizarse en los valores iniciales, al igual que el ángulo ente las tensiones.



6.3.2.1 Figura 6.13 Valor eficaz y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.

En la Figura 6.14 se muestra el comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas del Norte, así como de los grupos de Machupicchu y San Gabán II.

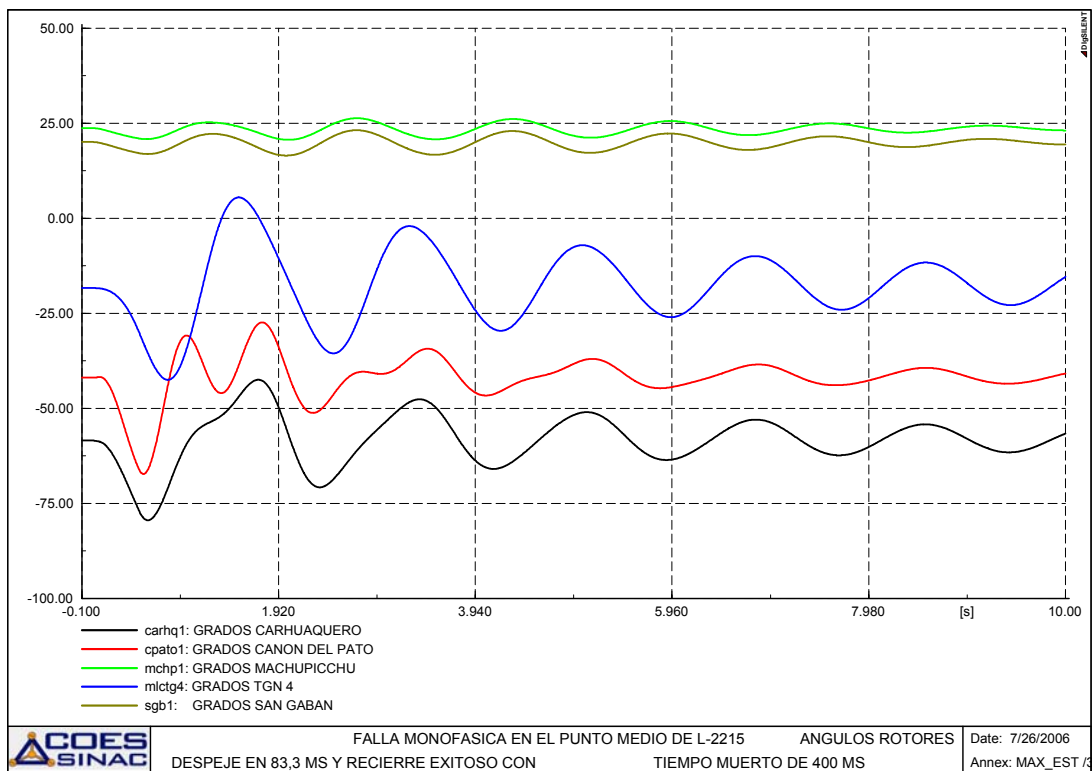


Figura 6.14 Comportamiento del ángulo de los rotores.

Se aprecia en la condición inicial que los ángulos de los rotores de Machupicchu y San Gabán son mayores que los correspondientes a las centrales del Norte, que indica que los rotores de las máquinas del Sur están adelantadas respecto de los rotores de las máquinas del Norte, lo que grafica el problema de estabilidad de la tensión.

Por lo tanto, ante una falla monofásica de las mismas características que las simuladas para el caso de estabilidad angular, se aprecia que los grupos de Machupicchu y San Gabán II muestran un comportamiento coherente entre ellas y en oposición de fase a los generadores del Norte del SEIN y que no comprometerá el sincronismo de las máquinas ante el evento simulado.

Mínima demanda e estiaje con 160 MW enviados desde Paramonga

En la Figura 6.15 se muestra la evolución en el tiempo de los valores eficaces de las tensiones de envío y recepción de la línea L-2215 y el ángulo que hacen estas tensiones. En la condición inicial se aprecia que el ángulo que hacen las tensiones de envío y recepción tiene signo positivo e igual a 19 grados.

En el comportamiento transitorio de las tensiones de envío y recepción de la línea se aprecia que se recuperan y tienden a estabilizarse en los valores iniciales, al igual que el ángulo que hacen entre ellas.

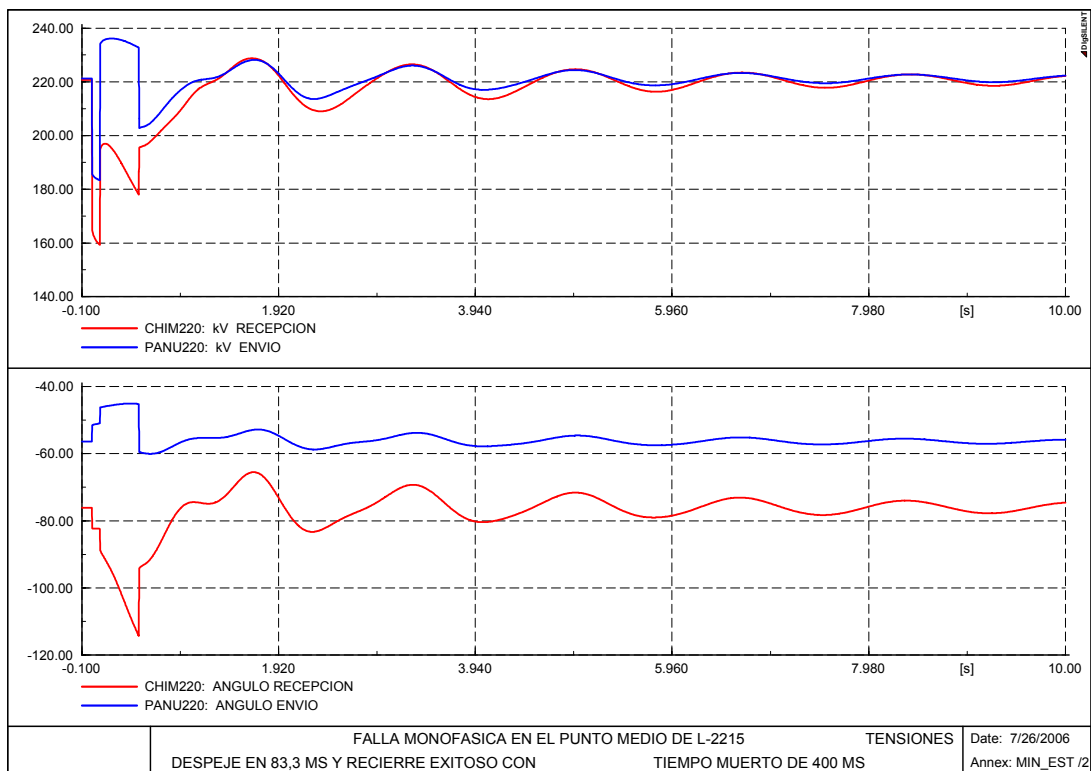


Figura 6.15 Valor eficaz y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.

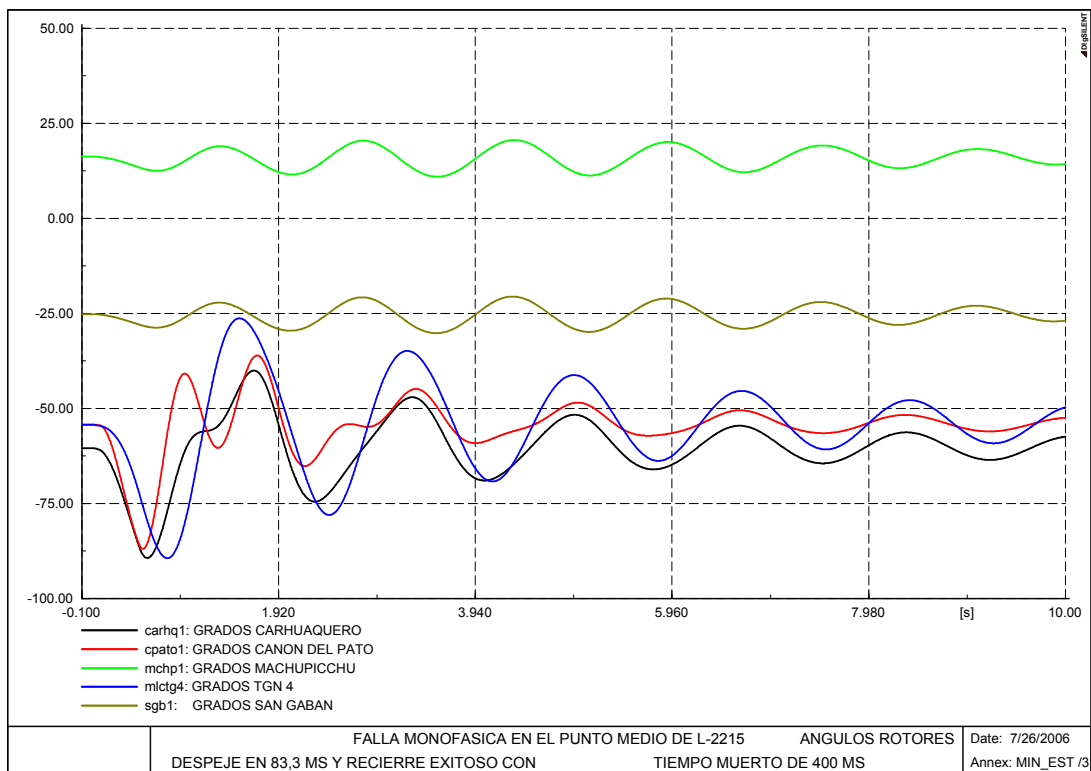


Figura 6.16 Comportamiento del ángulo de los rotores.

En la Figura 6.16 se muestra el comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas del Norte, así como de los grupos de Machupicchu y San Gabán II. De modo similar que en la condición de máxima demanda, se aprecia que el comportamiento transitorio de los grupos de Machupicchu y San Gabán II es coherente entre ellos y en oposición de fase a los generadores del Norte del SEIN, y que la falla no compromete el sincronismo del sistema.

6.4 Límites de Transmisión

A partir de los resultados de las simulaciones de estabilidad para la línea Paramonga-Chimbote L-2215 se ha concluido lo siguiente:

- a) Límite de estabilidad angular:

Permanente o de estado estacionario	:	200 MW en Chimbote.
Transitoria	:	160 MW en Chimbote.
- b) Límite de estabilidad de tensión:

En mínima y máxima demanda	:	160 MW en Paramonga.
----------------------------	---	----------------------

7. ENLACE DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA (L-2251/2252 Y L-2253/2254)

7.1.1 En Estado Estacionario

Tomando como punto de partida la condición de máxima demanda en avenida, se ha incrementado la demanda en el Área Sur y se ha determinado la característica de sensibilidad de la tensión en Socabaya (recepción) de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya para hacer frente al crecimiento de la demanda vista desde la barra de 220 kV de la S.E. Socabaya, manteniendo constante la generación en el Área Sur y para dos condiciones topológicas en la línea: cuatro bancos serie y dos bancos serie.

El primer punto de la curva en cada caso es la condición base, luego se incrementa la demanda en el Sur hasta que el caso no converge (punto de colapso). Para realizar estas sucesivas simulaciones de flujo de potencia se ha utilizado una rutina elaborada tomando como base la rutina “U-P Curve” del Programa DIgSILENT.

Sensibilidad de la tensión en Socabaya con la demanda en Sur

Las características de sensibilidad de la tensión en la barra de 220 kV de Socabaya en función de la demanda en el Sur, cuando la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya opera con cuatro o dos bancos serie se muestra en la Figura 7.1.

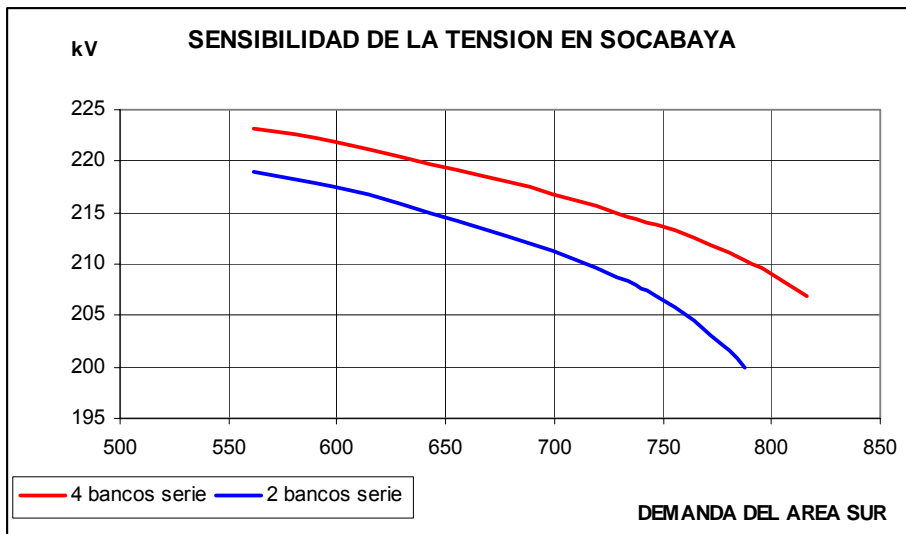


Figura 7.1 Tensión en Socabaya en función de la demanda del Sur.

Se aprecia que con cuatro bancos serie operando en la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya se tiene mayores tensiones en Socabaya y desde luego se puede transmitir mayor potencia. En ese sentido, se puede mencionar que si la tensión mínima en Socabaya fuera 210 kV, con cuatro bancos serie en la línea se admitiría 70 MW mas de demanda en el Área Sur, que cuando la línea es operada con solo dos bancos.

En la Figura 7.2 se muestran las características P-V de la barra de 220 kV Socabaya, se aprecia que los puntos de colapso son:

- Con cuatro bancos serie, 207 kV y 328 MW.
- Con dos bancos serie, 200 kV y 300 MW.

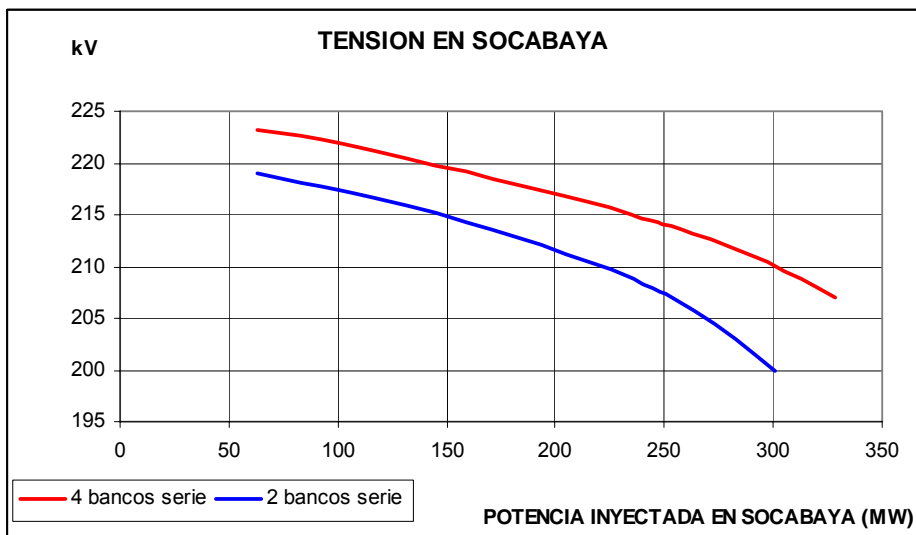


Figura 7.3 Característica P-V en recepción.

En la Figuras 7.3 y 7.4 se muestran las potencias de envío y recepción de la línea y la tensión en recepción (Socabaya) expresadas en función de la reserva de potencia en recepción, para las condiciones de cuatro y dos bancos serie en operación. Para definir la condición límite de operación por estabilidad de tensión en estado estacionario de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya, operando con cuatro bancos serie, se ha adoptado un factor de seguridad en la potencia activa absorbida en Socabaya igual a 0,70, que representa una reserva de 30 %.

Asimismo, se ha considerado que en la definición del límite práctico por estabilidad de tensión es necesario considerar la tensión de Socabaya como otra restricción. En ese sentido, para el caso de cuatro bancos serie, con la reserva adoptada de 30 %, la potencia enviada desde Mantaro es 246 MW, absorbiéndose 229 MW en la barra de 220 kV de la S.E. Socabaya con una tensión de 215 kV en esta barra.

Por lo tanto, si se considerara 215 kV como una tensión apropiada en Socabaya, en el caso que la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya operase con dos bancos serie, la potencia enviada desde Mantaro debería ser 152 MW, absorbiéndose 145 MW en Socabaya.

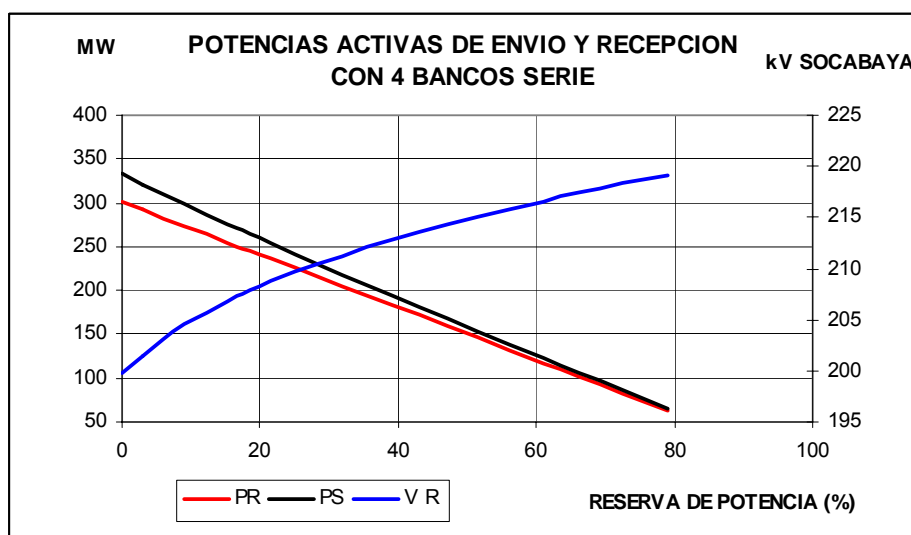


Figura 7.3 Potencias activas y tensión en recepción.

Entonces se propone un límite práctico de estabilidad por tensión de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya operando con cuatro bancos serie de 123 MW/terna enviados desde Mantaro o 115 MW/terna recibidos en Socabaya. Para el caso de operación con dos bancos serie el límite práctico de estabilidad por tensión es 76 MW/terna enviados desde Mantaro o 73 MW/terna recibidos en Socabaya.

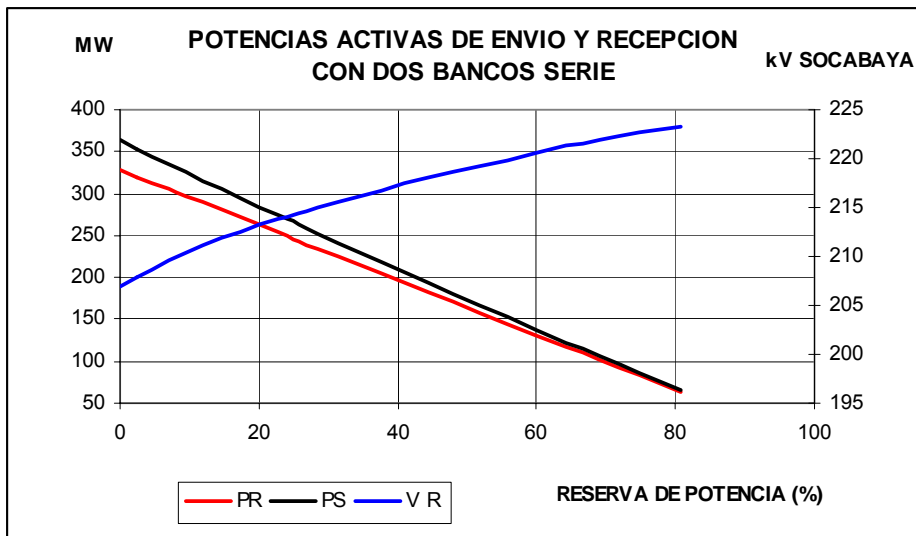


Figura 7.4 Potencias activas y tensión en recepción.

7.1.2 Estabilidad Transitoria de Tensión

A partir de las condiciones iniciales representadas por los límites de estabilidad de tensión en estado estacionario definidos en el acápite anterior, se ha simulado:

- Una falla bifásica en el punto medio de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya, despejándose la falla con apertura definitiva en ambos extremos de la línea en 70 ms.

Se ha graficado la evolución en el tiempo de:

- La potencia activa enviada desde Campo Armiño y la potencia activa recibida en Socabaya.
- Las tensiones en ambos extremos de la línea, en módulo y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.
- El ángulo de los rotores de unidades de las centrales Carhuaquero, Cañón del Pato, TGN4 de la C.T. Malacas generación del Norte y algunas unidades del Área Sur como Machupicchu y San Gabán II.
- La potencia reactiva en los terminales de recepción.

Para estas simulaciones se ha considerado la operación del automatismo de maniobra automática de las inductancias “shunt” en la S.E. Cotaruse (MAIS), que considera la desconexión de los reactores por mínima tensión, con un umbral de 212,3 kV y una temporización de 5 s.

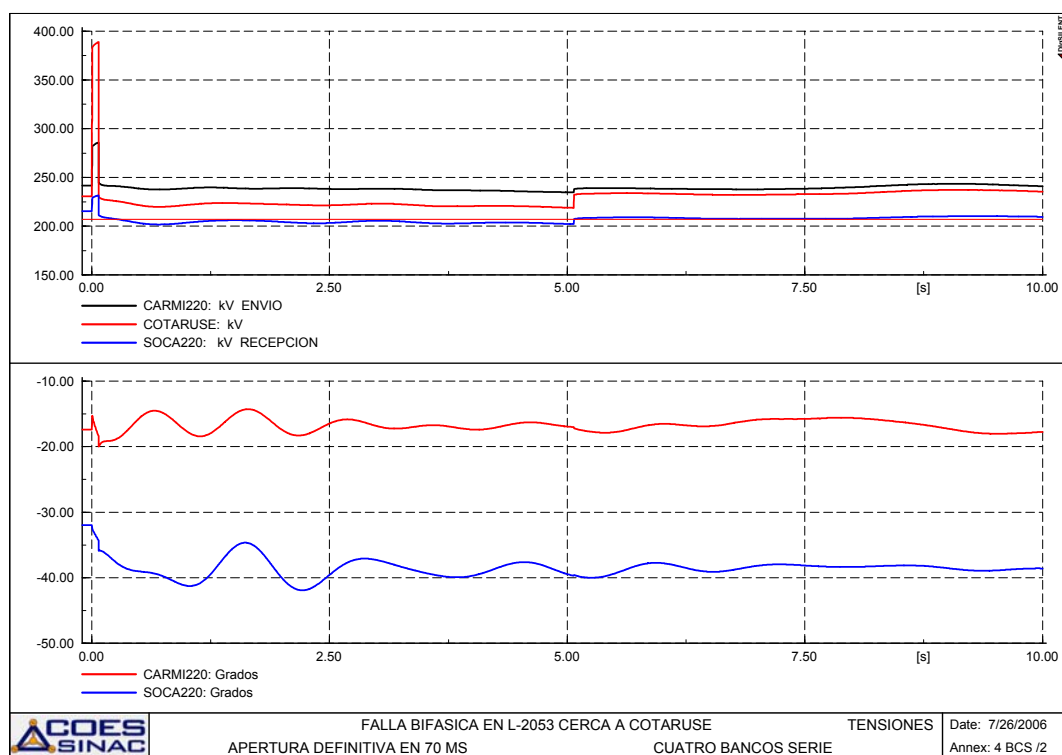
Los resultados del comportamiento ante fallas bifásicas a tierra con apertura definitiva, se muestran en el Anexo C e indican que en ningún caso se compromete la estabilidad

de tensión del Área Sur ni la estabilidad del SEIN. Los principales indicadores en cada caso se comentan a continuación.

Con 246 MW enviados desde Campo Armiño (cuatro bancos serie)

En la Figura 7.5 se muestra la evolución en el tiempo de los valores eficaces de las tensiones de envío y recepción de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya y el ángulo que hacen las tensiones en Mantaro y Socabaya.

En la condición inicial se aprecia que el ángulo que hacen las tensiones de envío y recepción es positivo e identifica la dirección del flujo desde Mantaro a Socabaya que configura el problema de estabilidad de la tensión.



7.1.2.1 Figura 7.5 Valor eficaz y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.

Los resultados del comportamiento transitorio muestran que luego de la falla y la apertura definitiva de la línea L-2053, las tensiones disminuyen severamente, sin embargo, se recuperan, luego de la desconexión de los reactores asociados a las líneas L-2051 y L-2052 por actuación del MAIS. Se aprecia que el ángulo que hacen las tensiones de Mantaro y Socabaya se incrementa por efectos de la falla y la desconexión de la línea L-2053, si bien es cierto muestran la tendencia a estabilizarse en un valor mayor, no se compromete la estabilidad de la tensión en Socabaya ni la estabilidad del SEIN.

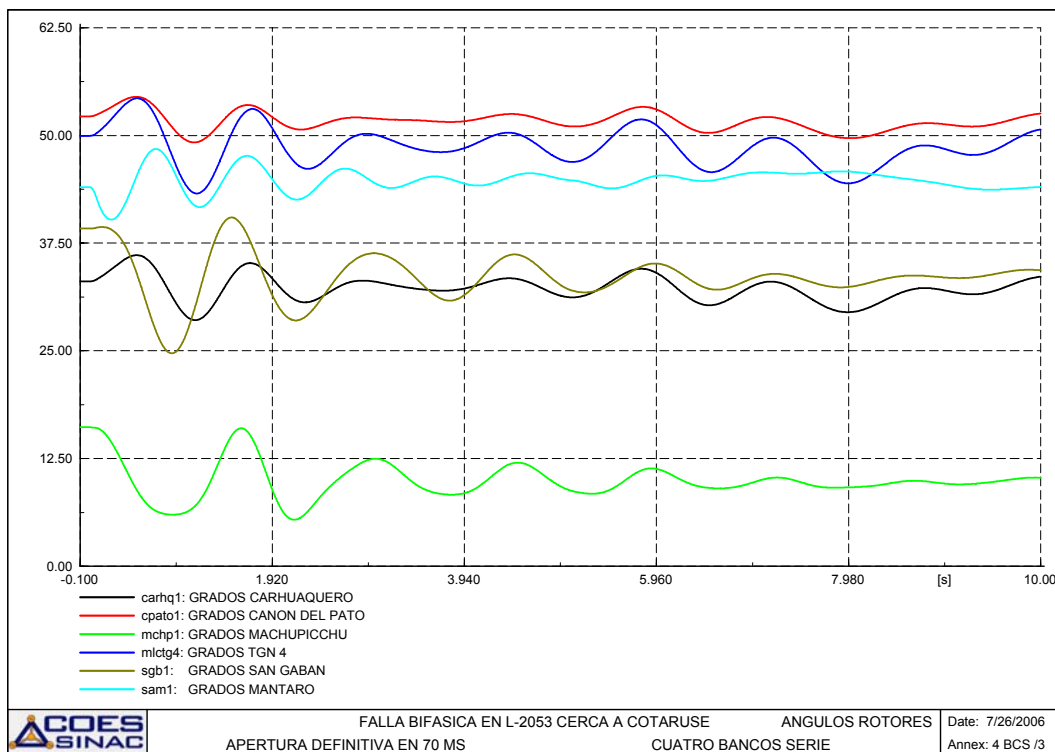


Figura 7.6 Comportamiento del ángulo de los rotores.

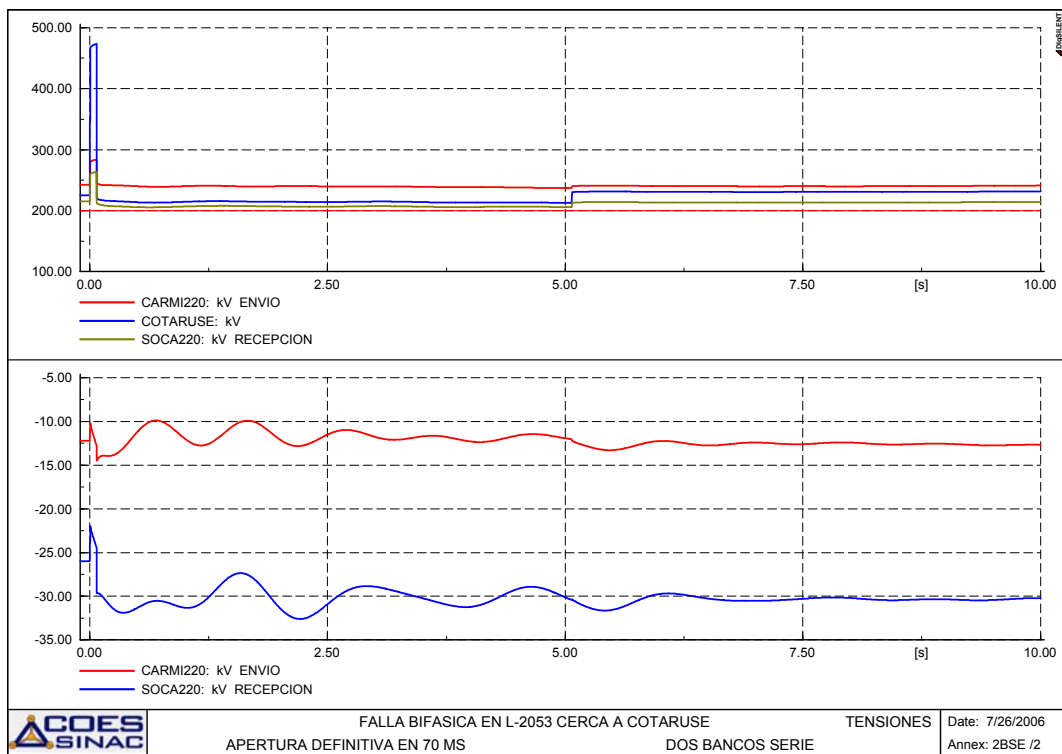
En la Figura 7.6 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores de máquinas del SEIN, en el cual se aprecia que los efectos de la falla y la apertura definitiva de la línea L-2053 no comprometen la estabilidad angular del SEIN.

Los resultados muestran que es posible operar en estado estacionario las líneas L-2251/2252 y L-253/2254 con cuatro bancos de capacitores serie y transmitiendo desde Campo Armiño a Socabaya hasta 246 MW, y soportar una falla bifásica a tierra con apertura definitiva en una de las líneas.

Con 152 MW enviados desde Campo Armiño (dos bancos serie)

En la Figura 7.7 se muestra la evolución en el tiempo de los valores eficaces de las tensiones de envío y recepción de la línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya y el ángulo que hacen las tensiones en Mantaro y Socabaya, cuando la línea opera con dos bancos serie.

En la condición inicial se aprecia que el ángulo que hacen las tensiones de envío y recepción es positivo e identifica la dirección del flujo desde Mantaro a Socabaya que configura el problema de estabilidad de la tensión.



7.1.2.2 Figura 7.7 Valor eficaz y el ángulo entre las tensiones de envío y recepción.

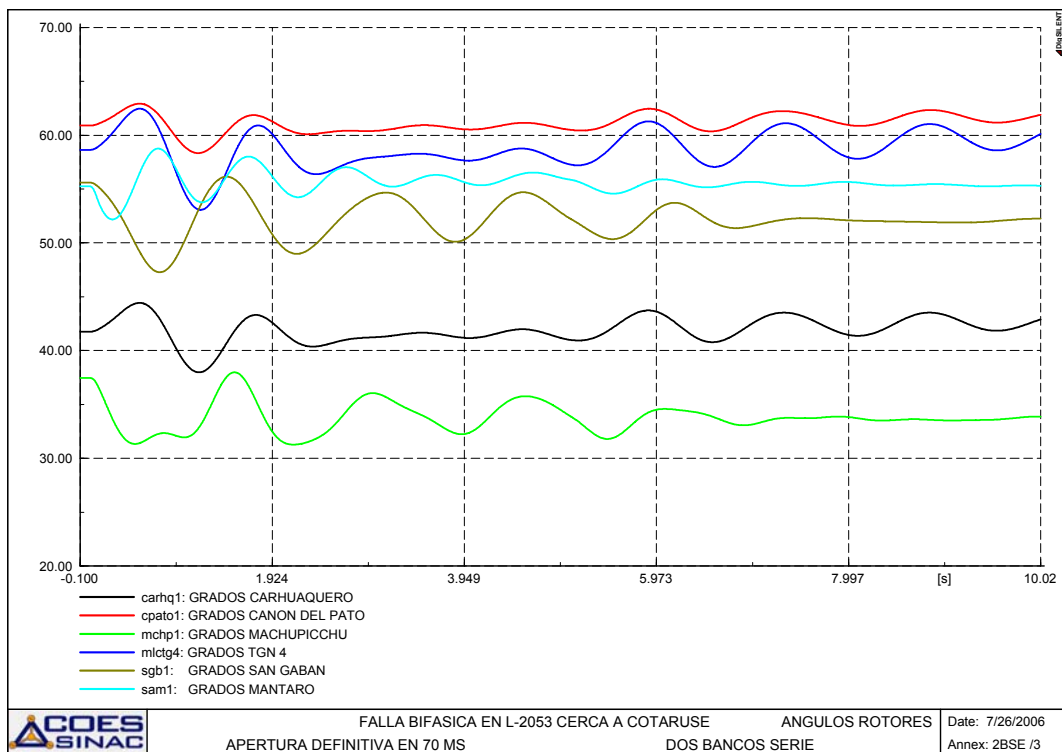


Figura 7.8 Comportamiento del ángulo de los rotores.

El comportamiento transitorio muestra que luego de la falla y la apertura definitiva de la línea L-2053, las tensiones disminuyen severamente, sin embargo, se recuperan, luego de la desconexión de los reactores asociados a las líneas L-2051 y L-2052 por actuación del MAIS. El ángulo que hacen las tensiones de Mantaro y Socabaya se incrementa por efectos de la falla y la desconexión de la línea L-2053, si bien es cierto que se estabiliza en un valor mayor, no se compromete la estabilidad de la tensión en Socabaya ni la estabilidad del SEIN

En la Figura 7.8 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores de máquinas del SEIN, en el cual se aprecia que los efectos de la falla y la apertura definitiva de la línea L-2053 no comprometen la estabilidad angular del SEIN.

Los resultados muestran que es posible operar en estado estacionario las líneas L-2251/2252 y L-253/2254 con dos bancos de capacitores serie y transmitiendo desde Campo Armiño a Socabaya hasta 152 MW, y soportar una falla bifásica a tierra con apertura definitiva en una de las líneas.

8. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE LOS ENLACES DE TRANSMISION ASOCIADOS AL COMPLEJO MANTARO

8.1 Escenario Base

Se ha utilizado el archivo de flujo de potencia correspondiente a las 20:00 horas del 27 de enero del año 2006 elaborado para la realización del diagnostico del Informe Parte I del Estudio de Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión [5] (EIT).

En el Anexo D se presentan los despachos de generación y los planos de resultados de Flujo de Potencia referido a la zona de influencia de los enlaces de transmisión asociados al Complejo Mantaro.

Se debe remarcar que en Lima estuvieron operando las unidades TG3 (153,08 MW) y TG4 (151,21 MW) de la C.T. Ventanilla, que le impone una determinada rigidez al comportamiento de las tensiones en las barras de 220 kV.

En el Cuadro 8.1 se resume algunos resultados de interés, referidos a las tensiones en las barras de 220 kV de Lima y el Sur Medio. En el Cuadro 8.2 se consigna las magnitudes de flujo de potencia en los enlaces del Complejo Mantaro.

ZONA	BARRAS DE 220 kV	TENSION (kV)	
		Simulada	Registrada
LIMA	CHAVARRIA	210,2	209,945
	SANTA ROSA	210,2	209,54
	BALNEARIOS	207,0	205,67
	SAN JUAN	209,2	209,05
SUR MEDIO	INDEPENDENCIA	216,3	216,02
	ICA	210,8	
	MARCONA	198,9	198,61

Cuadro 8.1 Perfil de tensiones en Lima y Sur Medio.

LINEA DE TRANSMISION	POTENCIA ACTIVA (MW)	
	Simulada	Registrada
MANTARO-PACHACHACA (L-2218/ L-2219)	162,3	160,0
MANTARO-INDEPENDENCIA (L-2203)	125,0	127,6
MANTARO-HUANCAVELICA (L-2204)	125,9	132,1
HUAYUCACHI-ZAPALLAL (L-2221)	94,1	93,0
POMACOA-SAN JUAN (L-2205/ L-2206)	359,3	337,0

Cuadro 8.2 Flujo de Potencia en los enlaces asociados al Complejo Mantaro.

Los resultados de las simulaciones resumidos en los Cuadros 8.1 y 8.2 muestran buena aproximación a los registros correspondientes, con lo cual este caso se considera representativo para el esquema de generación despachado en aquella condición de operación. Se debe destacar que en este caso en cada circuito de la línea Pomacocha-San Juan se presenta una potencia enviada del orden de 180 MW y en la línea Huayucachi-Zapallal (L-2221) se produce el menor flujo de potencia (94 MW).

8.2 Análisis en Estado Estacionario

8.2.1 Sensibilidad de las Tensiones de Lima y Sur Medio con la Demanda

Se ha construido la característica de Sensibilidad de las Tensiones en las barras de 220 kV de Lima y el Sur Medio cuando la demanda es incrementada en forma sostenida. Estas sucesivas simulaciones de flujo de potencia, incrementando las cargas de Lima y Sur Medio hasta no obtener convergencia, han sido realizadas utilizando una rutina que realiza estos cálculos en forma automática. Esta rutina, ha sido implementada tomando como base la rutina “U-P Curve” del Programa DlgSILENT y utilizando el lenguaje de programación del programa (DPL). En este caso la rutina barre situaciones de carga desde antes y más allá del caso base hasta que no encuentra convergencia.

La rutina desarrollada considera como restricciones los límites reactivos de las unidades de generación dadas por sus curvas de capacidad (P-Q), limita el crecimiento de las cargas a la potencia nominal del transformador de alimentación y en el caso de las cargas del Sur Medio, mantiene invariables las cargas de Marcona. Asimismo, en la rutina se controla la inyección de reactivos en la barra de 60 kV de los SVC de Chavarría y Bañeros, de modo tal que cuando llega al valor nominal, la inyección de reactivos queda fijada en este valor.

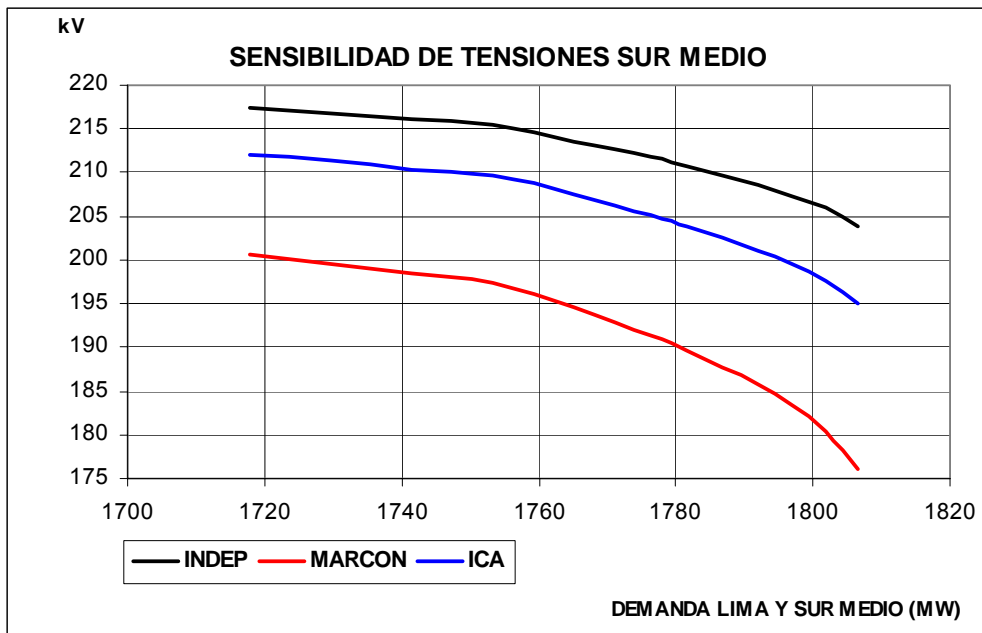


Figura 8.1 Tensiones en el Sur Medio.

En la Figura 8.1 se muestra la sensibilidad de las tensiones en el Sur Medio frente al crecimiento de la demanda, para la rigidez que impone el esquema de generación.

Se aprecia que la barra de Marcona es la que presenta menores valores de tensión y que antes del punto de “no-convergencia” la tensión en esta barra es 176 kV. En el caso de las tensiones de Lima (Figura 8.2), Bañeros es la barra de 220 kV que presenta las menores tensiones y asume un valor de 198 kV antes del punto de no-convergencia.

Se debe indicar que en esta característica de sensibilidad de las tensiones ante el incremento sostenido de la demanda los puntos de no-convergencia no son los puntos reales de colapso. Las tensiones de colapso en Lima son algo menores y pueden encontrarse mediante estudios de mayor profundidad (estudio de rechazo de carga por mínima tensión, que está en proceso de ejecución en cumplimiento del numeral 7.2 de la NTCOTR) que las evaluaciones que se pretende realizar referidas a las potencias transmitidas por las líneas de Mantaro y la necesidad de estimar alguna condición límite por estabilidad de las tensiones en Lima.

Asimismo, se entiende que en las barras de Lima se han registrado tensiones inferiores a las obtenidas, sin embargo este perfil con tensiones menores se presenta cuando la rigidez de la tensión es menor debido a la no disponibilidad de unidades de generación de las centrales térmicas a gas.

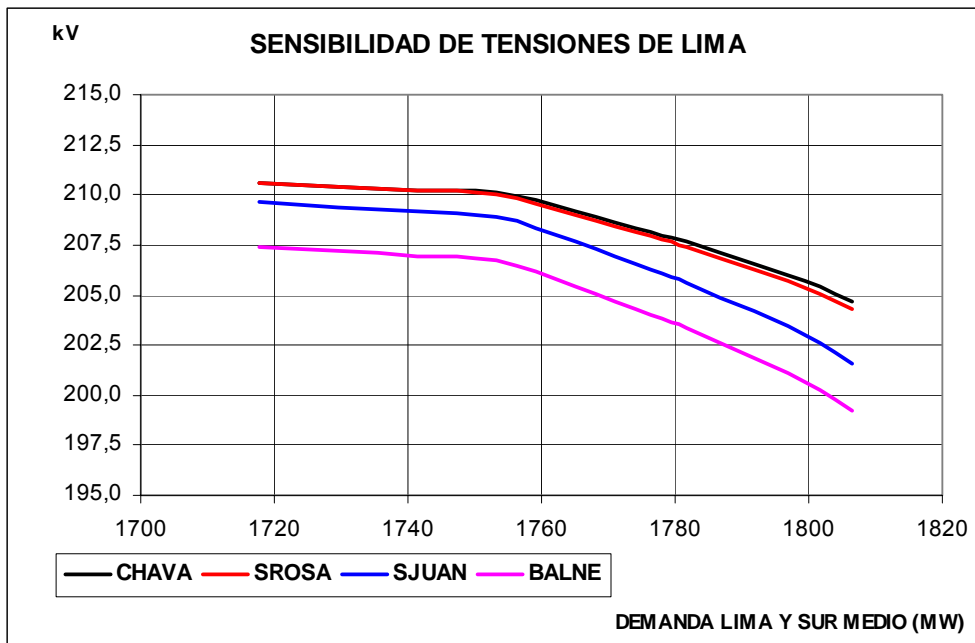


Figura 8.2 Tensiones en Lima.

Se debe indicar que la menor rigidez en las tensiones de Lima se obtendrá cuando no se operen las unidades a gas de las centrales térmicas de Lima, situaciones que serán atendidas en el estudio de rechazo de carga por mínima tensión.

8.2.2 Sensibilidad de los flujos de potencia en las líneas del Complejo Mantaro

En la Figura 8.3 y 8.4 se muestra la variación en los flujos de potencia de las líneas asociadas al Complejo Mantaro frente a un eventual crecimiento de la demanda en Lima y Sur Medio.

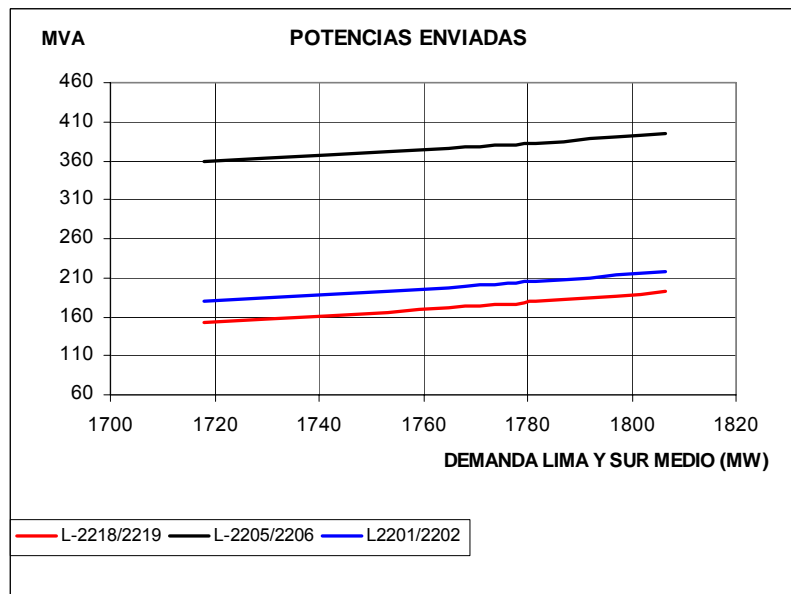


Figura 8.3 Flujo de potencia en líneas de doble terna.

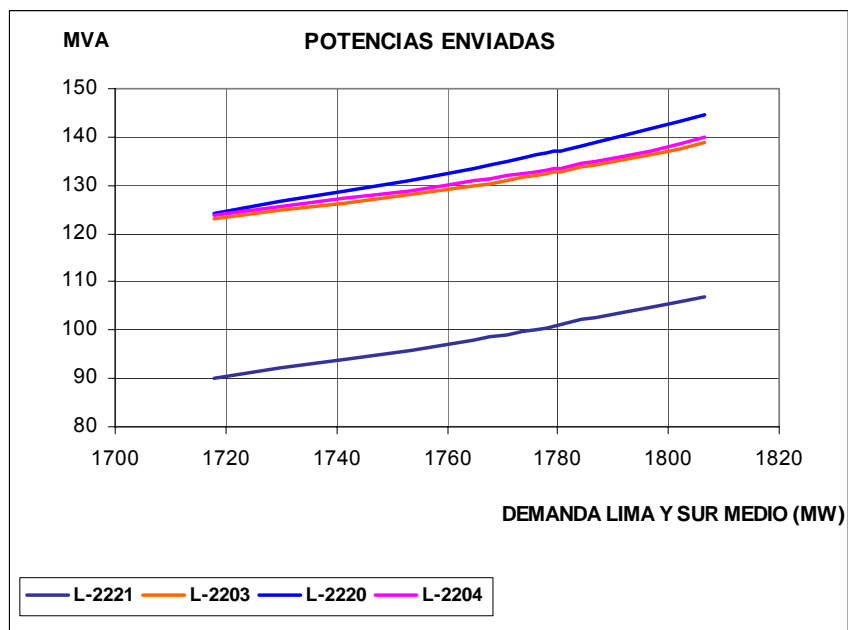


Figura 8.4 Flujo de potencia en líneas de simple terna.

8.3 Estabilidad Transitoria de Tensión

A partir del caso base de las 20:00 horas del 27 de enero de 2006, en cada uno de los enlaces se han simulado:

- Una falla bifásica en el punto medio de la línea, despejándose la falla con apertura definitiva en ambos extremos de la línea en 83 ms.

Se ha graficado la evolución en el tiempo de:

- La potencia activa enviada desde Campo Armiño.
- Las tensiones en las barras de 220 kV de Lima y Sur Medio.
- El ángulo de los rotores de unidades de las centrales Carhuaquero, Cañón del Pato del Norte, algunas unidades del Área Sur como Machupicchu y San Gabán II, así como de la C.H. Mantaro y de la C.T. Ventanilla.

Los resultados de las simulaciones se han incluido en el Anexo D y resultados de interés se resumen en el Cuadro 8.3.

UBICACION DE LA FALLA	CHAVARRIA (kV)		SANTA ROSA (kV)		SAN JUAN (kV)		BALNEARIOS (kV)	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
L-2201	210,25	206,04	210,21	206,04	209,23	203,5	206,99	201,27
L-2203	210,25	(*)	210,21	(*)	209,23	(*)	206,99	(*)
L-2205	210,25	(*)	210,21	(*)	209,23	(*)	206,99	(*)
L-2209	210,25	205,6	210,21	205,6	209,23	204,07	206,99	201,84
L-2220	210,25	202,26	210,21	202,26	209,23	200,74	206,99	198,5
L-2221	210,25	(*)	210,21	(*)	209,23	(*)	206,99	(*)

UBICACION DE LA FALLA	INDEPENDENCIA (kV)		ICA (kV)		MARCONA (kV)	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
L-2201	216,38	209,59	210,89	203	199,06	188,35
L-2203	216,38	(*)	210,89	(*)	199,06	(*)
L-2205	216,38	(*)	210,89	(*)	199,06	(*)
L-2209	216,38	210,2	210,89	203,72	199,06	189,38
L-2220	216,38	206,57	210,89	199,22	199,06	182,57
L-2221	216,38	(*)	210,89	(*)	199,06	(*)

(*) Inestabilidad detectada en Marcona, que se evita luego de la actuación de su ERACMT

Cuadro 8.3 Resumen de los casos de estabilidad transitoria.

Los resultados indican que ninguna de las fallas bifásicas con apertura definitiva ha provocado la pérdida del sincronismo (estabilidad angular) del SEIN.

Algunas de las fallas que provocan la desconexión de un enlace cuya salida repercute sobre la tensión en Marcona, provoca una inestabilidad de tensión localizada en esta barra. Esta inestabilidad arrastra a las demás barras de 220 kV de Lima y Sur Medio, sin embargo en la práctica mediante la actuación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Tensión de Marcona se evitará este efecto de inestabilidad en las demás barras.

Los resultados muestran que las líneas de Mantaro soporta fallas bifásicas con apertura definitiva de una terna, con flujos de potencia del orden de 180 MW en ambas ternas de la línea Pomacocha-San Juan, sin perder la estabilidad.

9. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES EN EL AREA OPERATIVA SUR DEL SEIN

9.1 Escenarios Base con topología N

Se ha utilizado los casos seleccionados de maxima, media y minima demanda en avenida del 2006. Los despachos y los planos de resultados de los flujos de potencia de las zonas involucradas se muestran en el Anexo E. En el Cuadro 9.1 se resume algunos resultados de interes.

En el Cuadro 9.1 se aprecia que en operación normal con topología N, los excedentes del Sur Este son transferidos hacia la Zona Costa Sur por las líneas de transmisión de 138 kV Tintaya-Callalli (L-1008) y Puno-Moquegua (L-2030), siendo la la condicion de media demanda en la que se presenta la mayor exportación. Se debe indicar que en la

condición de media demanda estuvo fuera de servicio el SVC Tintaya. Asimismo, se aprecia que la línea que transporta los mayores flujos de potencia es la L-1011, que en media demanda envía 57 MW desde Azangaro a Juliaca.

LINEA DE TRANSMISION	FLUJO DE POTENCIA (MW)		
	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
QUENCORO-TINTAYA (L-1005)	-1,1	28,2	29,3
TINTAYA-CALLALLI (L-1008)	1,9	27	25,5
CALLALLI-SANTUARIO (L-1020)	-7,9	19,8	18,2
AZANGARO-JULIACA (L-1011)	45,4	56,7	52,2
JULIACA-PUNO (L-1012)	26,7	46,5	43,9
PUNO-MOQUEGUA (L-2030)	10,7	40	38,7
AZANGARO-TINTAYA (L-1006)	42,1	33,4	33,1
EXPORTACION NETA AL OESTE (MW)	2,8	59,8	56,9

Cuadro 9.1 Flujos de Potencia en líneas del Sur.

Asimismo, en el Cuadro 9.2 se resume los flujos de potencia en líneas del Sur del caso base para la condición de media demanda, comparados con los registros correspondientes. Se aprecia una buena aproximación entre los resultados de la simulación y lo registrado.

LINEA	MW	MVAr	MVA	REGISTRO (MW)
QUENCORO-TINTAYA (L-1005)	28,2	-11,9	30,6	22,5
TINTAYA-CALLALLI (L-1008)	27	-12	29,5	27,9
CALLALLI-SANTUARIO (L-1020)	19,8	-5,8	20,6	18,5
AZANGARO-JULIACA (L-1011)	56,7	-10,8	57,7	60,0
JULIACA-PUNO (L-1012)	46,5	-17,1	49,5	46,9
PUNO-MOQUEGUA (L-2030)	40	-21,3	45,3	40,0
AZANGARO-TINTAYA (L-1006)	33,4	-4,5	33,7	31,1

Cuadro 9.2 Flujos de Potencia en líneas del Sur en Media Demanda.

9.2 Verificaciones de estabilidad angular para topología N

Considerando la condición inicial de media demanda se ha verificado si el sistema soporta una falla monofásica (apertura en 83 ms y 500 ms de tiempo muerto) con recierre exitoso en el punto medio de la línea que transporta la mayor potencia (L-1011).

Luego de la falla en la línea L-1011, los rotores de las centrales de San Gabán II y Machupicchu se aceleran (Figura 9.1), alcanzando respectivamente, ángulos máximos de 84 y 79 grados. Luego muestran la tendencia a recuperar los valores iniciales, lo que evidencia que no se pone en riesgo la estabilidad angular del Área Sur y del SEIN. Se puede decir que los efectos sobre la estabilidad angular de la misma falla en las otras líneas del Cuadro 9.1, con menores flujos de potencia, serán menores.

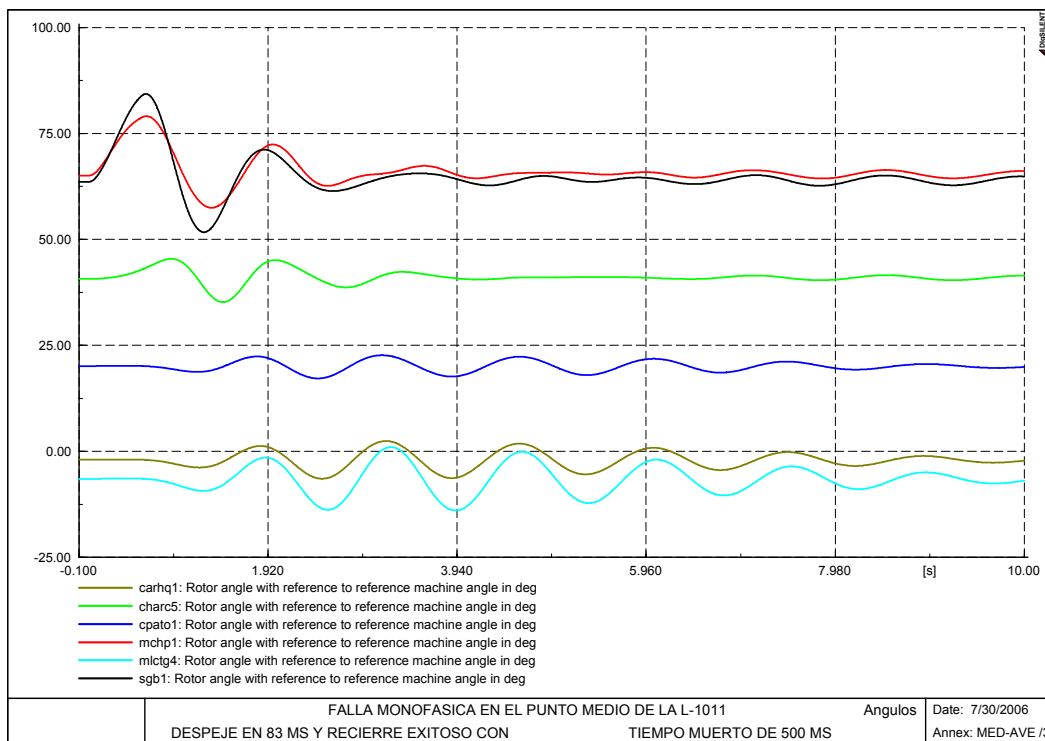


Figura 9.1 Comportamiento del Angulo de los rotores

Luego de la falla en la línea L-1011, los rotores de las centrales de San Gabán II y Machupicchu se aceleran (Figura 9.1), alcanzando respectivamente, ángulos máximos de 84 y 79 grados. Luego muestran la tendencia a recuperar los valores iniciales, lo que evidencia que no se pone en riesgo la estabilidad angular del Área Sur y del SEIN.

Se puede decir que los efectos sobre la estabilidad angular de la misma falla en las otras líneas del Cuadro 9.1, con menores flujos de potencia, serán menores.

9.3 Verificaciones de estabilidad angular para topología N-1

Se ha planteado tres escenarios con una línea de transmisión de 138 kV fuera de servicio por mantenimiento (topología N-1), en la condición de carga en media demanda. Respecto del caso base, en esta situación de operación con una línea fuera de servicio se ha considerado que el SVC Tintaya está operando.

Los casos con topología N-1 corresponden a situaciones de mantenimiento programado en que están fuera de servicio:

- Caso 1: Línea Azángaro-Tintaya (L-1006).
- Caso 2: Línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008).
- Caso 3: Línea Azángaro-Juliaca (L-1011).

Los planos de resultados de los flujos de potencia se han incluido en el Anexo E. En el Cuadro 9.2 se resume los flujos por las principales líneas del Sur para cada caso N-1.

LÍNEA DE TRANSMISION	FLUJO DE POTENCIA (MW)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
QUENCORO-TINTAYA (L-1005)	28,2	28,2	28,3
TINTAYA-CALLALLI (L-1008)	-5,0	F. S.	78,0
CALLALLI-SANTUARIO (L-1020)	-11,8	-6,7	67,6
AZÁNGARO-JULIACA (L-1011)	90,0	84,5	F. S.
JULIACA-PUNO (L-1012)	76,8	71,9	-8,5
PUNO-MOQUEGUA (L-2030)	69,1	64,4	-14,4
AZÁNGARO-TINTAYA (L-1006)	F. S.	5,5	90,3

Cuadro 9.2 Flujos de potencia en casos N-1.

9.3.1 Línea Azángaro-Tintaya (L-1006) fuera de servicio

En este caso el Área Operativa Sur opera con la línea Azángaro-Tintaya (L-1006) fuera de servicio, con lo cual la línea L-1011 se sobrecarga (90,0 MW).

Luego, considerando esta condición se ha verificado si el sistema soporta una falla monofásica (apertura en 83 ms y 500 ms de tiempo muerto) con recierre exitoso en el punto medio de las líneas L-1011 y L-1008. Los resultados de las simulaciones muestran que el Área Sur pierde el sincronismo al presentarse la falla mencionada en la línea L-1011, mientras que soporta el efecto del mismo evento en la línea L-1008.

Para disponer de un límite de potencia transmitida en la línea L-1011 desde el punto de vista de estabilidad transitoria y en este escenario N-1, se ha reducido la generación en la C.H. San Gabán II en 19,5 MW, con lo cual el flujo pre-falla en la línea L-1011 resulta 72,5 MW.

En la Figura 9.2 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores considerando esta nueva condición inicial. Se aprecia que los rotores de las centrales San Gabán II y Machupicchu alcanzan máximos ángulos de 123,2 grados y 61,0 grados, respectivamente y que el Área Sur mantiene el sincronismo y la tendencia a establecerse en los valores iniciales correspondientes.

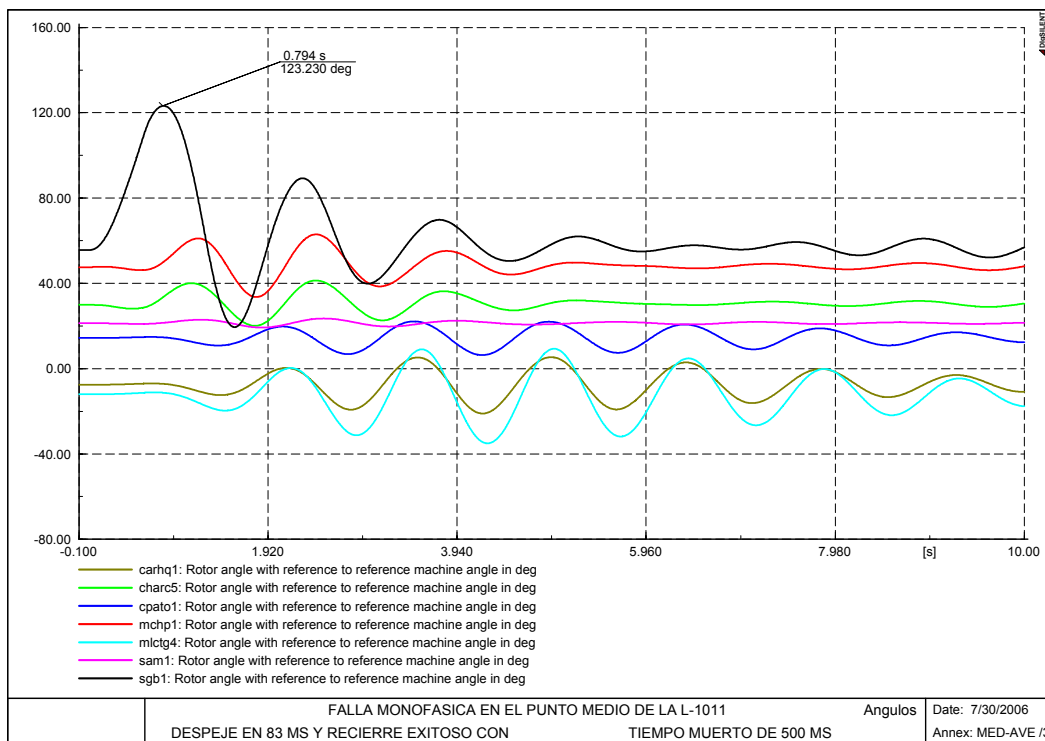


Figura 9.2 Comportamiento del Ángulo de los rotores

9.3.2 Línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008) fuera de servicio

En este escenario está fuera de servicio la línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008). Por lo tanto, las centrales hidroeléctricas Machupicchu y San Gabán II evacuan su producción por la línea Azángaro-Juliaca (L-1011), que se sobrecarga (84,5 MW).

Luego, considerando esta condición se ha verificado si el sistema soporta una falla monofásica (apertura en 83 ms y 500 ms de tiempo muerto) con recierre exitoso en el punto medio de la línea L-1011. Los resultados de las simulaciones muestran que el Área Sur pierde el sincronismo al presentarse la falla mencionada en la línea L-1011.

Para lograr que el Área Sur no pierda el sincronismo operando en esta condición N-1 y frente a la falla monobásica en la línea L-1011, se ha reducido la generación en la C.H. San Gabán II en 14,5 MW, con lo cual el flujo pre-falla en la línea L-1011 resulta 72,0 MW.

En la Figura 9.3 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores considerando esta nueva condición inicial. Se aprecia que los rotores de las centrales Machupicchu y San Gabán II alcanzan máximos ángulos de 144,2 grados y 122,8 grados, respectivamente y que el Área Sur mantiene el sincronismo y la tendencia a establecerse en los valores iniciales correspondientes.

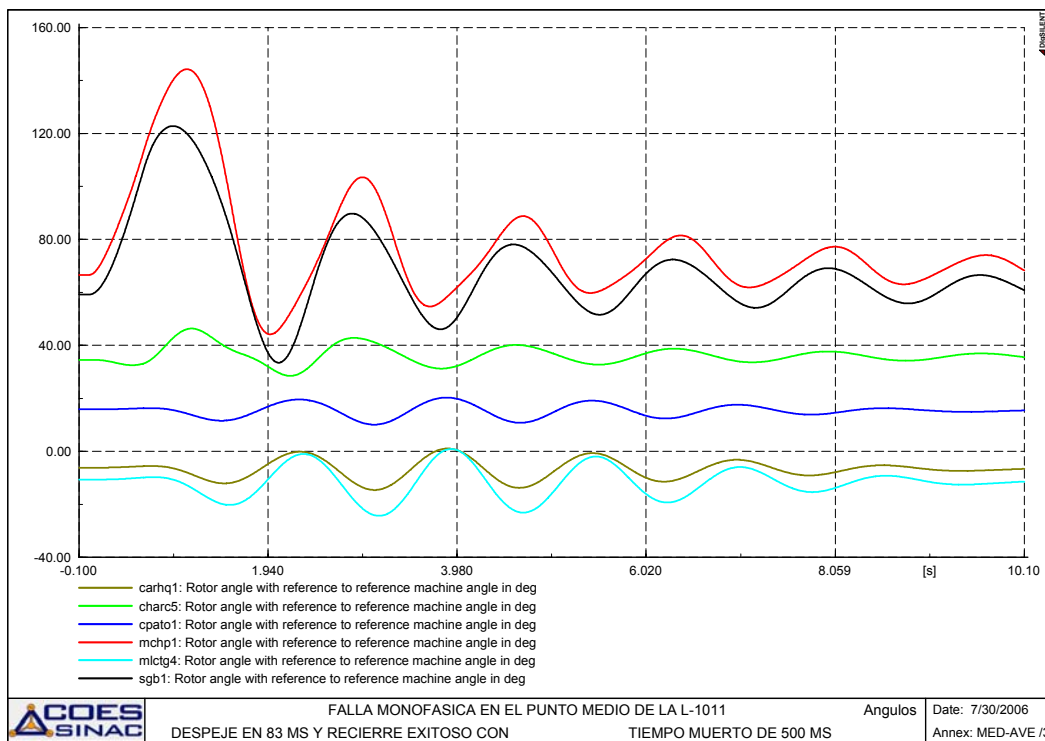


Figura 9.3 Comportamiento del Angulo de los rotores

9.3.3 Línea Azángaro-Juliaca (L-1011) fuera de servicio

En este tercer escenario está fuera de servicio la línea Azángaro-Juliaca (L-1011), por lo tanto, las centrales hidroeléctricas Machupicchu y San Gabán II evacuan su producción hacia el Sur Oeste, por la línea de transmisión Tintaya-Callalli (L-1008) que transmite 78 MW. En este caso la línea Azángaro-Tintaya (L1006) se sobrecarga con 90,3 MW.

A partir de esta condición inicial se ha verificado si el sistema soporta una falla monofásica (apertura en 83 ms y 500 ms de tiempo muerto) con recierre exitoso en el punto medio de la línea L-1006. Los resultados de las simulaciones muestran que el Área Sur pierde el sincronismo al presentarse la falla mencionada en la línea L-1006 y cuando la misma falla se produce en la línea L-1008.

Para lograr que el Área Sur no pierda el sincronismo, operando en este escenario N-1 y ante las fallas monofásicas indicadas, se ha reducido la generación en la C.H. San Gabán II en 19,5 MW, con lo cual el flujo pre-falla en la línea L-1006 resulta 72,6 MW. Asimismo, se ha reducido la generación en C.H. Machupicchu en 8,7 MW, con lo cual el flujo de potencia en la línea L-1008 se reduce a 55, 5 MW.

En la Figura 9.4 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores considerando esta nueva condición inicial y la falla monofásica se produce en la línea L-1006. Se aprecia que luego que los rotores de las centrales Machupicchu y San Gabán II alcanzan máximos ángulos de 134,3 grados y 129,2 grados, respectivamente, se aprecia que el Área Sur mantiene el sincronismo y la tendencia a establecerse en los valores iniciales correspondientes.

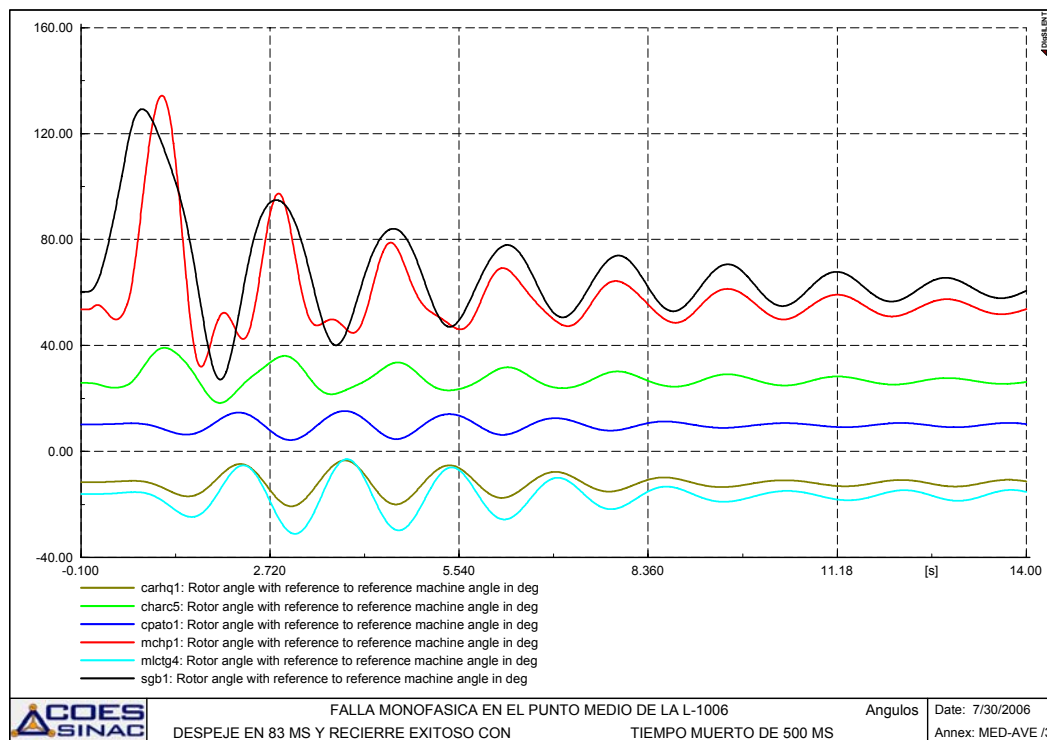


Figura 9.4 Comportamiento del Ángulo de los rotores

De modo similar, en la Figura 9.5 se muestra el comportamiento del ángulo de los rotores considerando esta nueva condición inicial, cuando la falla monofásica se produce en la línea L-1008. Se aprecia que los rotores de las centrales San Gabán II y Machupicchu alcanzan máximos ángulos de 107,9 grados y 91,3 grados, respectivamente y que el Área Sur mantiene el sincronismo.

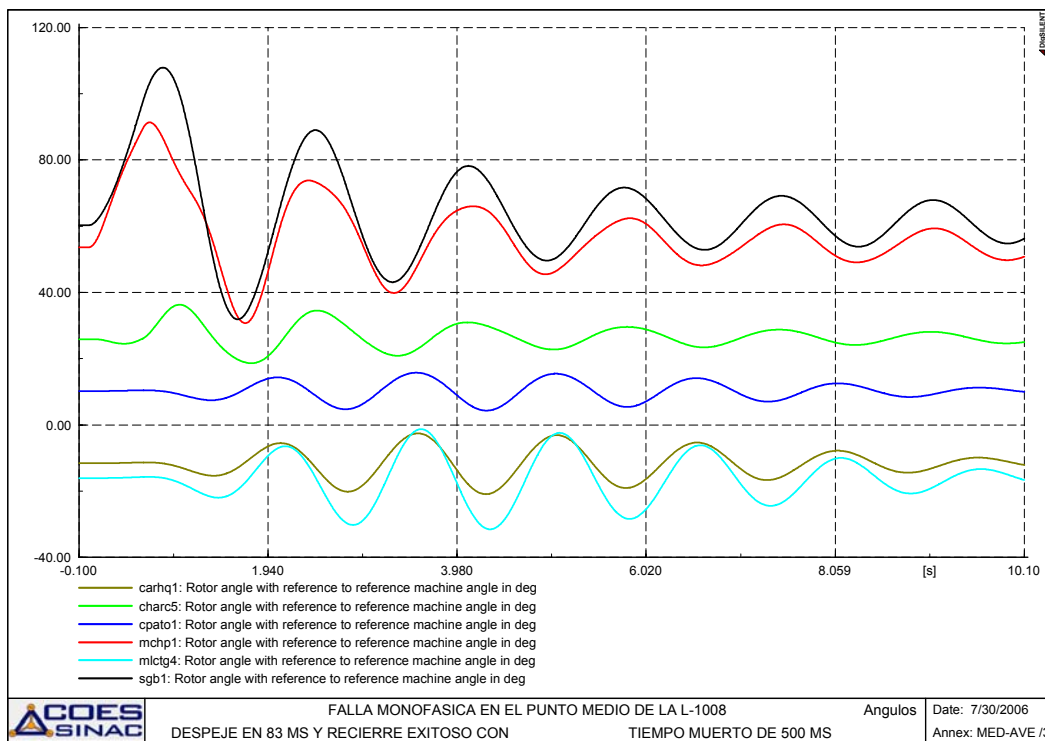


Figura 9.5 Comportamiento del Angulo de los rotores

10. CONCLUSIONES

A partir de los resultados del presente estudio se ha establecido las siguientes conclusiones:

- (1) En el enlace de transmisión Paramonga-Chimbote (L-2215) es conveniente limitar el flujo de potencia en ambas direcciones a 160 MW.
 - En operación en estado estacionario, el flujo de potencia de Chimbote a Paramonga podría asumir magnitudes hasta de 200 MW, tal como lo muestran las pruebas realizadas en la C.H. Cañón del Pato [3]. Sin embargo, si se presentara una falla monofásica con recierre exitoso en esta línea los resultados de los análisis muestran la pérdida del sincronismo del Norte. Para que las máquinas del Norte no pierdan el sincronismo el flujo de potencia prefalla debería ser 160 MW como máximo.
 - En estado estacionario, el flujo de potencia de Paramonga a Chimbote, los análisis de sensibilidad de la tensión en Chimbote muestran que para flujos de potencia superiores a 170 MW la tensión en esta barra es menor a 215 kV. Por ello se debe remarcar que es necesario tener en Chimbote una tensión del orden de 220 kV y no superar de 160 MW.
- (2) Se ha mostrado que para establecer los límites de transmisión para el enlace de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya (L-2251/2252 y L-2253/2254) solo

aplica el criterio de estabilidad por tensión. Se propone los siguientes límites de estabilidad:

- 123 MW/terna enviados desde Mantaro, cuando se opera con cuatro bancos serie y,
- 76 MW/terna enviados desde Mantaro, cuando se opera con dos bancos serie.

En ambos casos el límite está relacionado con una tensión mínima en Socabaya de 215 kV.

- (3) Los resultados muestran que las líneas del sistema Mantaro-Lima soportan fallas bifásicas con apertura definitiva de una terna, con flujos de potencia del orden de 180 MW en ambas ternas de la línea Pomacocha-San Juan, sin perder la estabilidad.
- (4) En los enlaces de transmisión del Área Operativa Sur solo aplica los conceptos de estabilidad angular. Los resultados de las simulaciones muestran que no existen problemas de estabilidad angular cuando opera con topología N y se presenta una falla monofásica con recierre exitoso en sus principales líneas de transmisión, con lo cual los límites de transmisión están dados por las capacidades de transporte informadas por el concesionario.

Para el caso de mantenimientos programados, se muestra que el Área Sur puede operar en estado estacionario en condición de topología N-1, cuando una de las líneas L-1008, L-1006 o L-1011 está fuera de servicio. Sin embargo, para soportar una falla monofásica con recierre exitoso y mantener el sincronismo, es necesario limitar el flujo de potencia en las líneas L-1006 y L-1011 a 72 MW.

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Estudio de Estabilidad Permanente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, CESI, Mayo 2004.
- [2] Kundur, P.; "Power System Stability and Control", EPRI, 1994.
- [3] Ajuste de los AVR y PSS Informe de las Pruebas de las seis unidades de la C.H. Cañón del Pato-DUKE Energy, REIVAX, junio 2006.
- [4] Capacidad de Transporte por Estabilidad Permanente de la línea Chimbote-Paramonga Nueva (L-2215), CESI, Enero 2003.
- [5] Informe Parte I Estudio de Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión, CESI, Julio 2006.
- [6] Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, CESI, Febrero 2005.

- [7] Pruebas de Estabilidad del Sistema Eléctrico Peruano tras la puesta en marcha de la interconexión a 220 kV Socabaya-Mantaro, Informe CESI A0/038189, Noviembre 2000.
- [8] Centrales Hidroeléctricas de San Gabán II, Charcani V y Central Térmica de Vapor Ilo 2 (Perú), Pruebas de Estabilidad Permanente, CESI, Octubre, 2002.
- [9] C. H. Cañón del Pato, C.T. Malacas (TGN4) y C.T. Aguaytía (Perú), Pruebas de Estabilidad Permanente, CESI, Enero 2003.