

ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE LOS SISTEMAS DE VENEZUELA Y COLOMBIA – ECUADOR

**M.Maragno G., F. Garayar M., L. Villa R., E. Orea R.
OPSIS (División De Operaciones)**

SINOPSIS

En este trabajo se analiza la factibilidad de la operación interconectada de los sistemas Eléctricos de Venezuela, Colombia y Ecuador.

La operación interconectada del sistema de Venezuela con los sistemas de Colombia y Ecuador será factible, en principio, si no se presentan modos de oscilación inter-áreas desamortiguados, y para esto deberán realizarse tanto simulaciones en el tiempo como análisis de auto-valores, además, se deberá analizar el comportamiento de los sistemas ante contingencias para determinar tanto las limitaciones de transferencia así como para evaluar el comportamiento del esquema de desconexión de área actualmente en servicio.

El estudio de los modos de oscilación de las redes interconectadas Venezuela – Colombia – Ecuador se hará a partir del modelo de red actualmente en uso en OPSIS para estudios dinámicos, integrado con los modelos de red de los sistemas de Colombia y Ecuador proporcionados por ISA.

Se concluye con el trabajo la viabilidad de operar interconectado con el esquema de separación de áreas actual y se dan recomendaciones acerca de los ajustes de controles de amortiguamiento y máximas transferencias de potencia.

1. INTRODUCCIÓN

Existen dos líneas de transmisión a nivel de 230 kV que permiten conectar los sistemas eléctricos de Colombia y Venezuela: Cuestecitas - Cuatricentenario (1 circuito) y San Mateo - El Corozo (1 circuito con posibilidad de conexión y un segundo circuito operando como condensador en El Corozo).

Hasta el año 2003 la conexión de ambos países se había operado de forma interconectada a través de la línea Cuestecitas - Cuatricentenario a 230 kV y de forma radial por el circuito San Mateo - El Corozo para alimentar la carga de El Corozo en Venezuela. A tal efecto se implementaron unos esquemas de separación de los dos sistemas, que abren la línea de interconexión (Cuestecitas – Cuatricentenario) cuando se detectan condiciones inapropiadas para continuar operando en forma sincronizada.

Para el año 2004 Colombia se encontraba operando interconectada con Ecuador a través de dos líneas a 230 kV entre Jamondino y Pomasqui, siendo necesario verificar la vigencia de los esquemas de separación de los sistemas de Venezuela y Colombia para la interconexión Venezuela y Colombia – Ecuador.

En el presente informe se analiza la vigencia de los esquemas de separación de áreas existentes al interconectar los tres países, razón por la cual para todos los análisis, la interconexión entre

Colombia y Ecuador se considerará en servicio. Cabe señalar que solo se analizará la interconexión entre Cuestecitas - Cuatricentenario, ya que la interconexión entre Colombia y Venezuela por el circuito San Mateo - El Corozo usualmente se utiliza para alimentar la carga de El Corozo en Venezuela en forma radial.

2. CONSIDERACIONES BÁSICAS

Se considera disponible toda la red en Venezuela, Ecuador y Colombia, excepto uno de los circuitos a 500 kV San Carlos - Virginia en Colombia.

Para los tres sistemas se analizó un escenario de demanda máxima, considerando para el sistema Colombiano el pronóstico de demanda para los períodos de punta, que corresponde a 7.544 MW.

Para el sistema venezolano y ecuatoriano, se consideró una carga total de 12.691 MW y 2.030 MW respectivamente

3. OSCILACIÓN INTER-ÁREA

La prevista interconexión entre los sistemas de Venezuela y Colombia - Ecuador por medio de la línea a 230 kV Cuatricentenario - Cuestecitas presupone de un análisis del modo de oscilación inter-área que se presentaría bajo las nuevas condiciones de operación de dichos sistemas, siendo que, en un principio, esta oscilación resultó ser inestable, y se necesitó de la implementación de estabilizadores de potencia en algunas plantas del sistema de Colombia para que fuese factible la operación interconectada.

A partir de los casos base de los sistemas de Venezuela y Colombia-Ecuador interconectados con intercambio nulo, se determinaron tanto el modo de oscilación natural, es decir, con las unidades de generación sin controles, y el modo de oscilación bajo condiciones normales, es decir, con los controles de velocidad y voltaje en servicio, pero sin incluir equipos de estabilización.

Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 1 . Modos de oscilación para intercambio Colombia – Venezuela 0 MW, sin equipos de estabilización.

Caso	σ	T	F	ω	K
0-Natural	-0.319	5.05	0.198	1.2447	24.9
1-Normal	0.061	5.08	0.197	1.2370	-4.9

donde: σ : coeficiente de amortiguamiento: (-) amortiguado, (+) desamortiguado.

T: período (seg)

F: frecuencia (Hz)

ω : frecuencia angular (rad/seg)

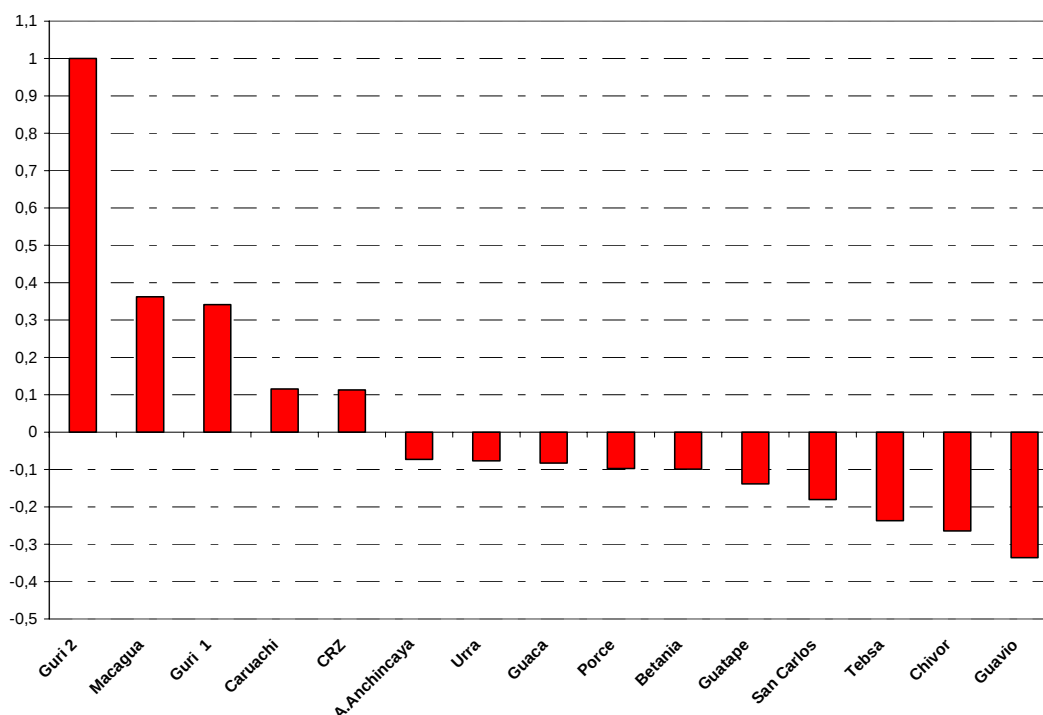
K: factor de amortiguamiento

Se destaca que el modo inter-área natural es estable, pero la inclusión de los controles, en especial de los controles de voltaje, hace que la oscilación sea desamortiguada.

La frecuencia de oscilación es de 0.2 Hz aproximadamente.

En vista de que la modelación de las unidades no es uniforme (en algunos casos se modelan individualmente y en otros como grupos), las participaciones se recalcularon en base a las plantas, y se muestran en la figura 1 para el caso con controles.

Figura 1. Participación por plantas. Caso con controles.



Estos resultados muestran que la oscilación ocurre principalmente entre las unidades de EDELCA en Venezuela (en especial planta Guri), y las unidades de Chivor, Guavio, San Carlos y Tebsa en Colombia. Las unidades de Ecuador no participan de esta oscilación

4. EFECTO DE LOS ESTABILIZADORES

En los sistemas de Venezuela y Colombia existen estabilizadores de potencia en las plantas Guri, Macagua y San Agatón, mientras que en Colombia en las plantas de Chivor y Guavio.

Se presentan los resultados del análisis modal para los casos siguientes:

Tabla 2 . Modos de oscilación para intercambio Colombia – Venezuela 0 MW, con equipos de estabilización.

Caso	σ	T	F	ϕ	K
2.1- Estabilizadores en Venezuela	0.057	4.99	0.200	1.2587	-4.5
2.2- Estabilizadores en Venezuela y en Guavio	0.006	5.05	0.198	1.2447	-0.5
2.3- Estabilizadores en Venezuela y en Chivor	0.003	5.05	0.198	1.2447	-0.2
2.4- Estabilizadores en Venezuela, en 4 unidades de Chivor y en Guavio.	-0.016	5.08	0.197	1.2378	1.3
2.5- Todos los estabilizadores	-0.048	5.09	0.196	1.2344	3.8

Puede observarse que la inclusión de los estabilizadores en Venezuela no tiene mayor incidencia sobre el amortiguamiento, no así los de Chivor y Guavio, que están ajustados, a diferencia de los de Venezuela, a la frecuencia del modo inter-área.

La presencia de estabilizadores en cada una de estas plantas por separado no es suficiente para lograr que el modo inter-área sea estable, pero de estar ellos en servicio en ambas plantas, si se logra una oscilación amortiguada entre Venezuela y Colombia.

El caso en el cual se supone indisponibilidad de la mitad de los estabilizadores de Chivor, es decir, de un 30 % aproximadamente del total, se nota un factor de amortiguamiento marcadamente menor que en el caso en que se tengan todos los equipos de ambas plantas en servicio.

Cabe destacar, sin embargo, que aún en el mejor de los casos, el amortiguamiento porcentual es inferior al valor deseado de 4 %.

Para visualizar estas situaciones, se muestran los resultados (flujos por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas), de la simulación en tiempo de una pequeña perturbación, para los casos 2.1, 2.4 y 2.5. (Ver Figuras 2,3 y 4).

Figura 2. Flujos (MW) por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas para el Caso 2.1- Estabilizadores oslo en Venezuela.

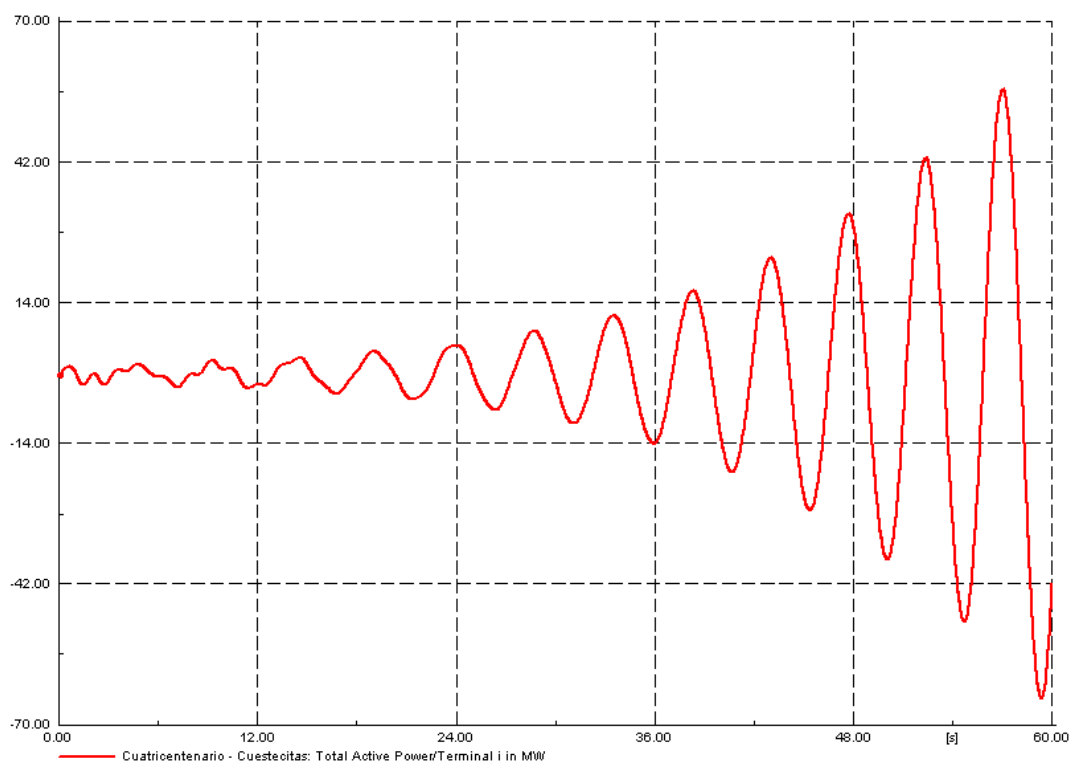


Figura 3. Flujos (MW) por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas para el Caso 2.4 - Estabilizadores en Venezuela, en 4 unidades de Chivor y en Guavio..

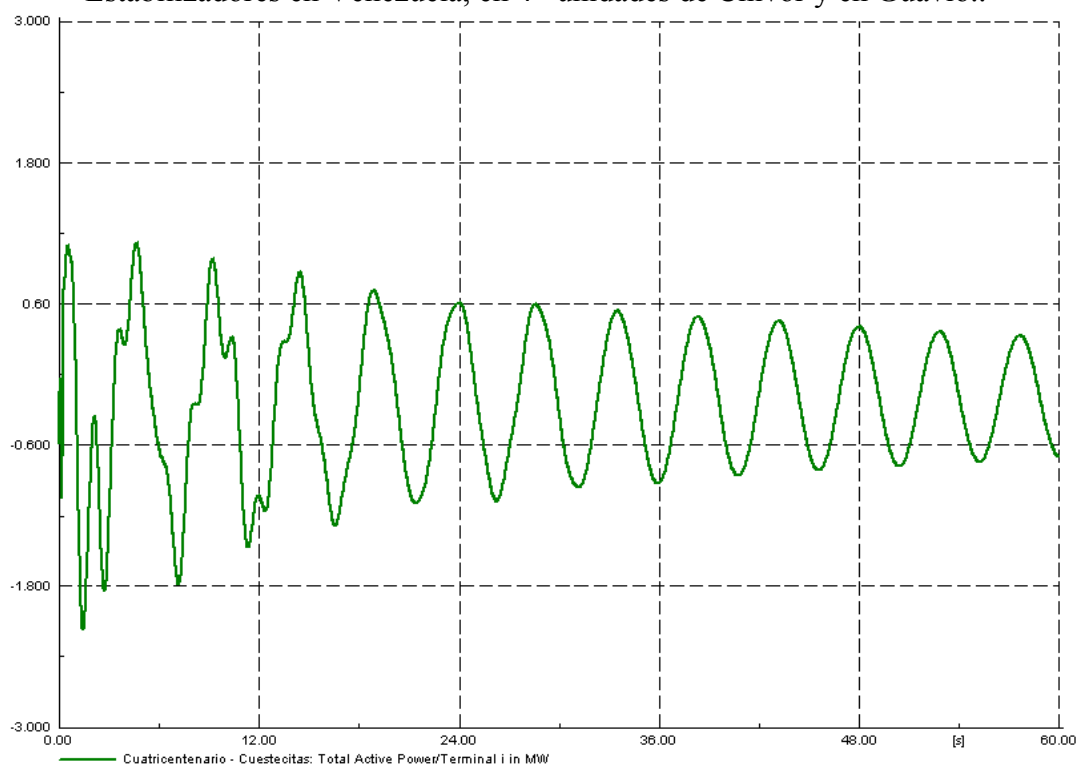
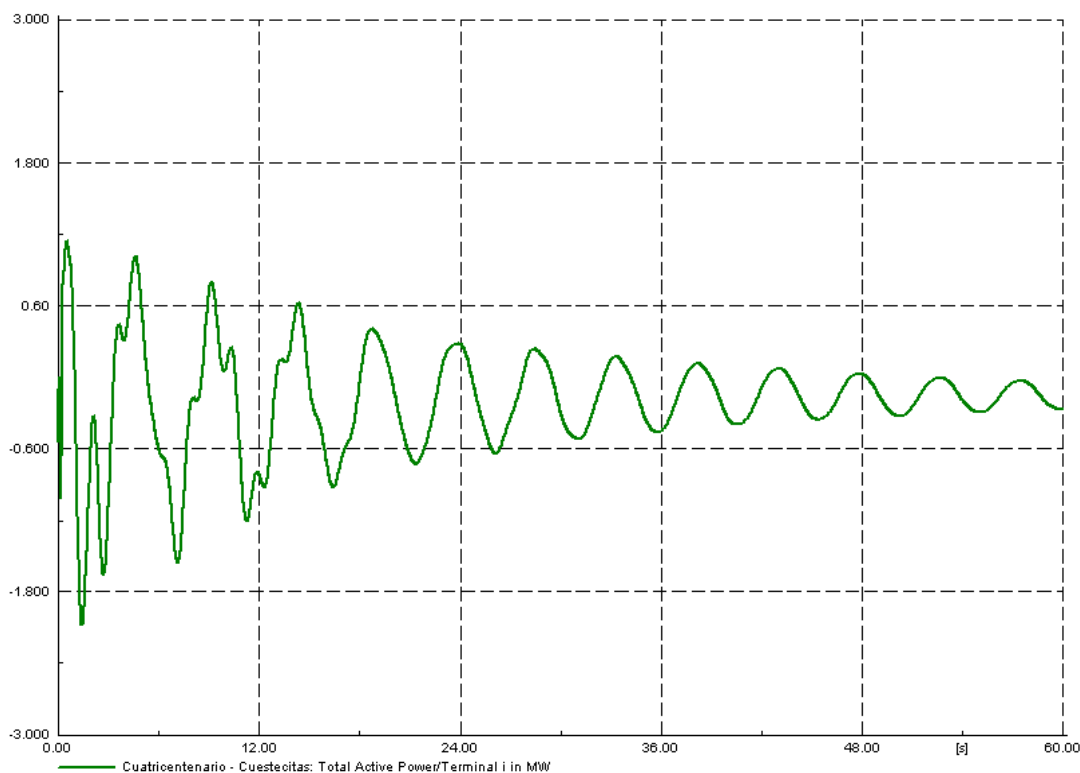


Figura 4. Flujos (MW) por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas para el Caso 2.5 – Todos los estabilizadores



Además, existe la posibilidad de incluir estabilizadores en San Carlos, en Colombia.

Se simularon entonces hipotéticos estabilizadores en 4 de 8 unidades en San Carlos, y se volvieron a calcular los modos inter-área para los casos 2.4 y 2.5, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 3 . Modos de oscilación para intercambio Colombia – Venezuela 0 MW, suponiendo equipos de estabilización en Chivor y San Carlos.

Caso	σ	T	F	φ	K
2.4.b Estabilizadores en Venezuela, en Guavio y en 4 unidades de Chivor y San Carlos	-0.068	5.08	0.197	1.2378	5.5
2.5.b Todos los estabilizadores en servicio mas 4 en San Carlos	-0.090	5.13	0.195	1.2243	7.3

Se observa que estos casos presentan un amortiguamiento porcentual superior al 4% deseado. Además, se realizaron simulaciones en el tiempo de pequeñas perturbaciones para estos casos, cuyos resultados se muestran a continuación. (Ver Figura 5 y 6).

Figura 5. Flujos por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas para el Caso 2.4b. (MW)

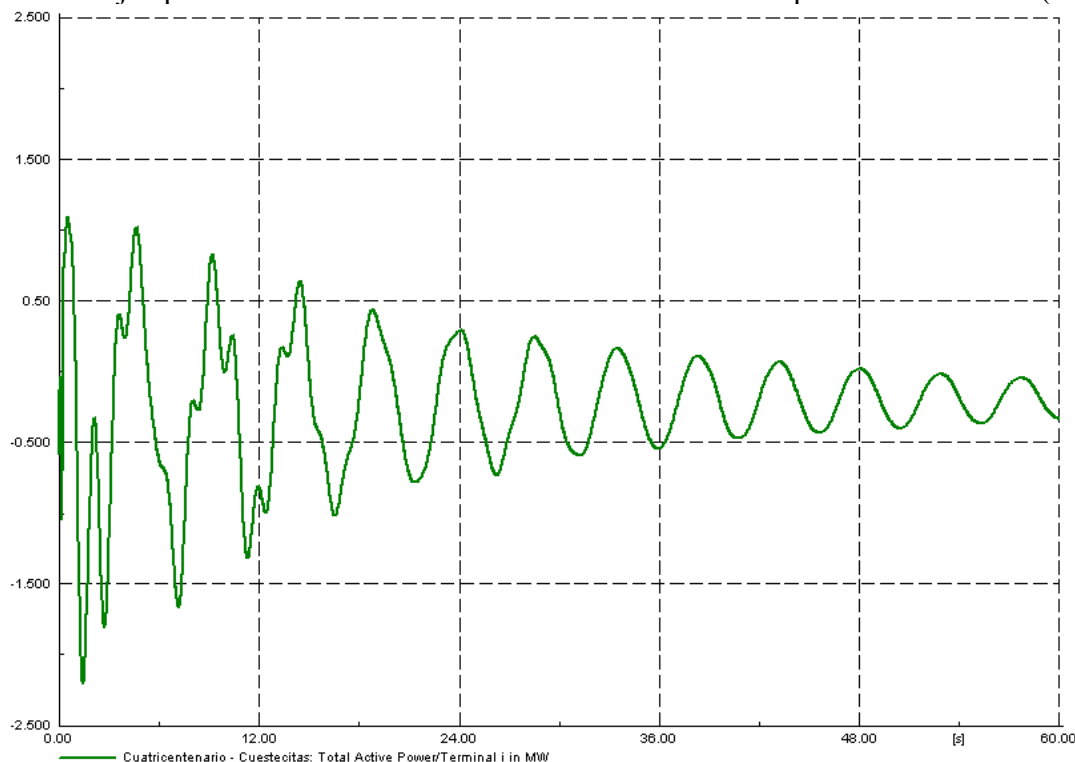
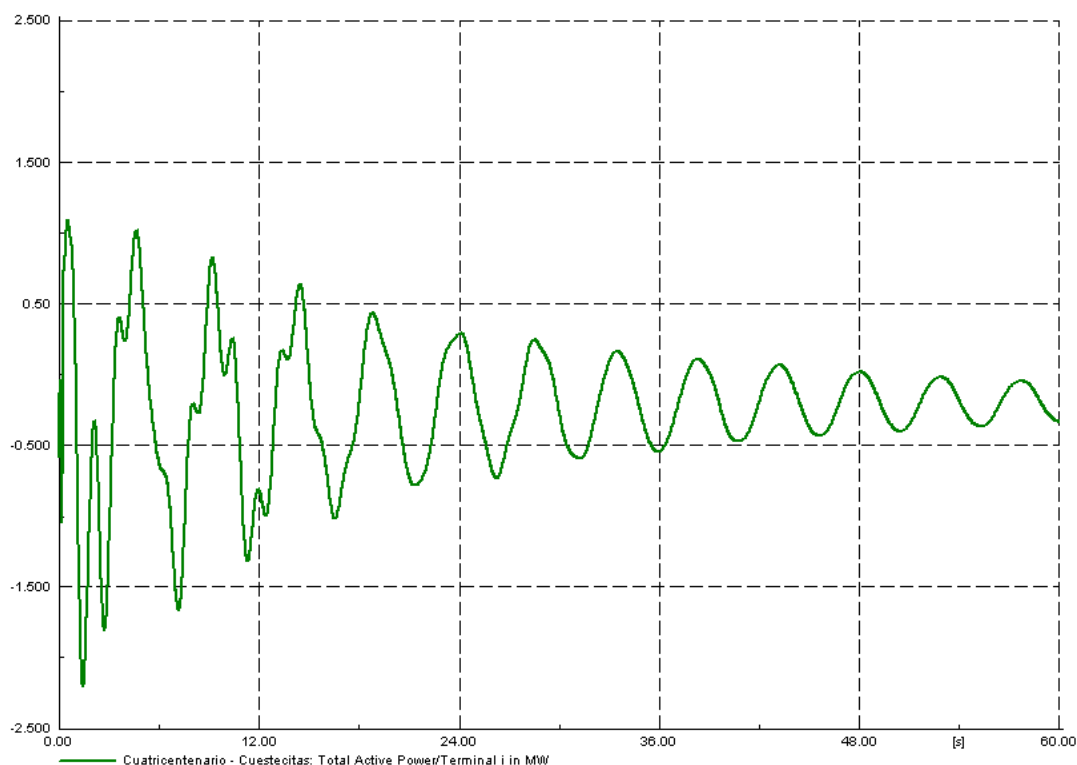


Figura 6. Flujos por interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas para el Caso 2.5b. (MW)



5. ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN

Los esquemas de separación de áreas vigente tanto en el lado de Colombia como de Venezuela se describen a continuación:

En Cuatricentenario:

- Baja Tensión ajustado en 0,85 p.u de 230 kV (195 kV) y 450 ms de retardo.
- Sobrepotencia de Venezuela hacia Colombia en 280 MW y 155 ms de retardo.
- Baja Frecuencia en 58,9 Hz y 200 ms de retardo.

En Cuestecitas

- Baja Tensión ajustado en 0,85 p.u de 220 kV (187 kV) y 500 ms de retardo.
- Sobrepotencia de Colombia hacia Venezuela en 300 MW y 500 ms de retardo.
- Sobrepotencia de Venezuela hacia Colombia en 300 MW y 500 ms de retardo

6. EVALUACIÓN DE OPERACIÓN

Se evaluaron escenarios de operación interconectada con diferentes valores de intercambio entre los sistemas, tanto en dirección Venezuela - Colombia, como en dirección Colombia - Venezuela.

Para ello, se analizaron las condiciones que se presentan en estado estacionario, y las respuestas ante contingencias simples en transmisión consideradas críticas para los sistemas, rechazo de cargas de 100 MW y rechazo de generación entre 200 y 600 MW. Adicionalmente en el sistema de Colombia se analizó el aislamiento de las áreas de Caribe y GCM (red Guajira – Cesar – Magdalena). El área Caribe posee un esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia que permite enfrentar aislamientos de hasta 400 MW en demanda máxima.

7. CONCLUSIONES

No se presentan en detalle, por razones de espacio, de todos los casos analizados, describiéndose solamente las conclusiones de ellos derivadas.

- El cierre de la interconexión Cuatricentenario - Cuestecitas, simulada con un ángulo inicial de 6° entre las barras de Cuatricentenario y Cuestecitas, se observa que la oscilación de la potencia por la interconexión entre Colombia y Ecuador es muy pequeña y muestra como la generación de Ecuador no participa en la oscilación.

- Para el caso de intercambios de potencia de Venezuela hacia Colombia, transferencias de 100 MW por la interconexión entre Cuatricentenario y Cuestecitas no se observan mayores complicaciones, pero transferencias superiores, producen diferencias angulares muy elevadas (superiores a los 80°), entre las barras de los sistemas.

- La transmisión de potencia desde Colombia hacia Venezuela puede llevarse hasta 150 MW sin que se produzcan condiciones problemáticas.

- Los dos sistemas operando de forma interconectada están en condiciones de soportar sin separarse, la pérdida de la mayor unidad de generación en Colombia (del orden de los 200 MW), pero no así la pérdida de la mayor unidad del sistema de Venezuela (del orden de los 600 MW). La máxima generación que puede ser rechazada sin que se produzca apertura de la interconexión, depende del intercambio entre los sistemas de Colombia y Venezuela al momento de ocurrir tal rechazo: con máximos intercambios puede estimarse este valor alrededor de los 300 MW.

- En las contingencias que se mencionaron anteriormente, la contribución al desbalance que efectúan las máquinas de los sistemas venezolano o colombiano, aumenta el flujo de potencia a través de la interconexión, provocando bajas tensiones, por lo que se hace necesaria su apertura. En este sentido, el esquema de separación de áreas que se tiene implementado actualmente es lo suficientemente robusto para soportar desbalance de hasta 600 MW en Venezuela y aislamiento del Caribe colombiano (desbalance de 400 MW). En ningún caso la separación de los sistemas de Venezuela y Colombia-Ecuador se produce por actuación de los relés de baja frecuencia instalados en la línea Cuatricentenario - Cuestecitas, ya que la ocurrencia de desbalances carga – generación muy fuerte, da comienzo a una situación de pérdida de sincronismo. Por esta razón, en ningún caso, una pérdida de generación en cualquiera de los sistemas (Venezuela y Colombia-Ecuador) no ocasiona la actuación de botes de carga por baja frecuencia en el sistema vecino.

- En caso de que no se disponga de generación de Termoguajira y la subárea GCM se aislé del sistema colombiano, es posible alimentar hasta 200 MW en forma radial desde Venezuela, sin que se presenten condiciones anormales de operación.

- En ninguno de los casos analizados, la interconexión soporta la falla de las líneas Yaracuy - El Tablazo a 400 kV o Yaracuy - Arenosa a 765 kV. El disparo de la interconexión ocurre mientras está desarrollándose un proceso de pérdida de sincronismo.

- En caso de exportación de Venezuela hacia Colombia las fallas San Carlos Cerromatoso a 500 kV (aislamiento área Caribe), Sabana Larga - Fundación 1 y 2 a 230 kV (aislamiento de la subárea GCM), ocasionan la apertura de la interconexión.

- El esquema actual de separación por potencia instalado en la línea a 230 kV Cuatricentenario - Cuestecitas es adecuado para producir la desconexión de los sistemas de Venezuela y Colombia-

Ecuador en los casos de pérdida de sincronismo, al ser que desconecta los sistemas antes de ocurrir el fenómeno de centro eléctrico sobre la línea de interconexión.

- Después de la actuación del disparo de la interconexión, en todos los casos simulados, se recuperan las condiciones operativas de ambos sistemas.

8. REFERENCIAS

[1] OPSIS - ISA. “Estudios Eléctricos para la Interconexión Venezuela - Colombia”. Septiembre 2004.

9. BIOGRAFÍAS

Marino Maragno G., graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Central de Venezuela (UCV) en 1982. Su experiencia ha sido en la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) en estudios operacionales, programación de aplicaciones y SCADA. Se desempeña actualmente como Ingeniero de Operaciones en la Sección de Estudios Operacionales de la División de Operaciones de OPSIS. Ingresó a OPSIS el 1° de Abril de 1981.

Felipe Garayar M., graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Simón Bolívar (USB) en 1995. Especialista en Instalaciones Eléctricas (1998) y Especialista en Finanzas de la empresa (2004). Su experiencia ha sido en estudios de expansión y operación de sistemas eléctricos de potencia. Se desempeña desde el año 2001 en la sección de Estudios Operacionales en la División de Operaciones de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS).

Leonardo Villa R., graduado de Ingeniero Electricista en la Universidad Metropolitana (UNIMET) en 1993. Posee estudios de Post-grado en Sistemas de Potencia de la Universidad Central de Venezuela (1999). Se desempeña actualmente como Jefe de Estudios Operacionales en la División de Operaciones de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Ingresó a OPSIS el 1° de Enero de 1993.

Emar J. Orea R., es ingeniero electricista egresado de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1992). Posee estudios de postgrado en las áreas de Sistemas de Transmisión Eléctrica y Gerencia de Empresas. Su experiencia abarca las áreas de Sistemas de Supervisión (SCADA) y estudios de sistemas de potencia, específicamente en esta última posee más de 10 años de experiencia. Ha desempeñado su labor en las áreas de Operaciones y Aplicaciones de EMS (Energy Management System). Se desempeña en la unidad de estudios de la Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS) desde el año 2001.

10. ANEXOS

A continuación, se presentan gráficas ilustrativas de los resultados.

Figura 7. Cierre de la interconexión Cuatricentenario-Cuestecitas. Flujos de potencia Colombia - Venezuela y Colombia - Ecuador

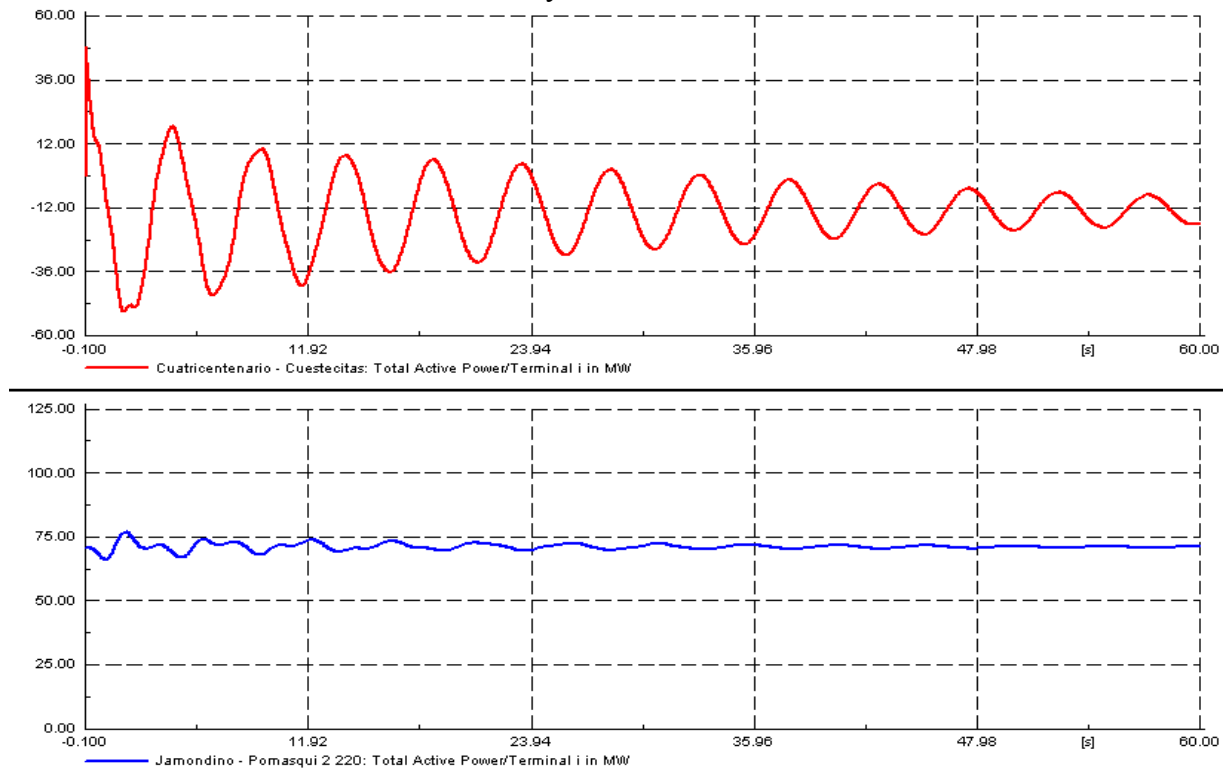


Figura 8. Rechazo de 600 MW en Guri: Flujo por interconexión y desviación de velocidad en unidades

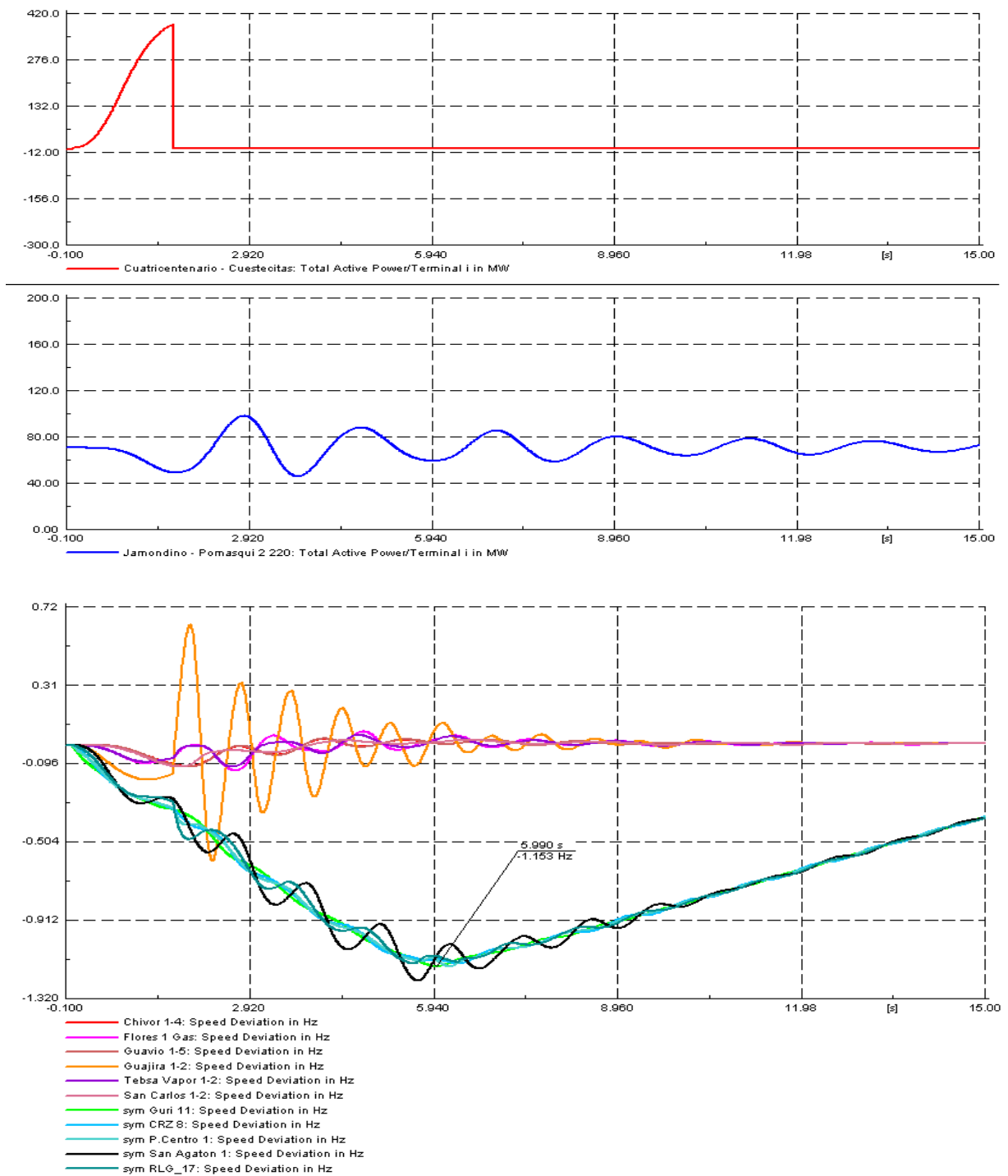


Figura 9. Rechazo de de 400 MW de generación en Venezuela - Tensiones

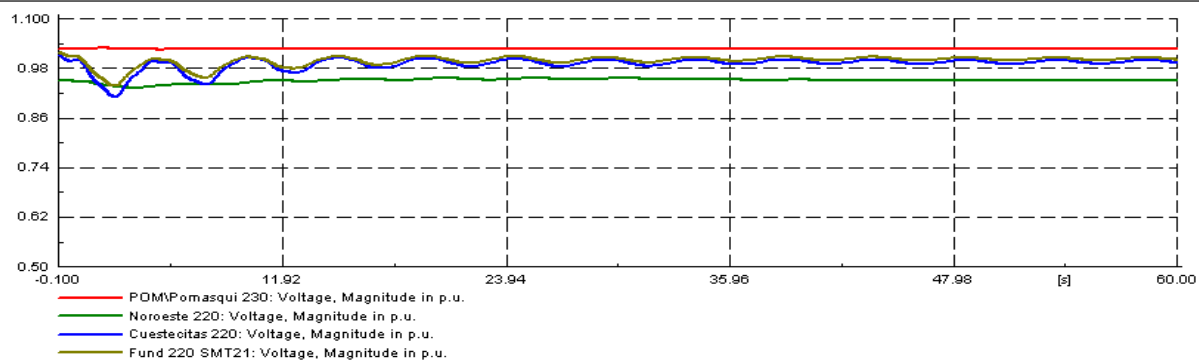
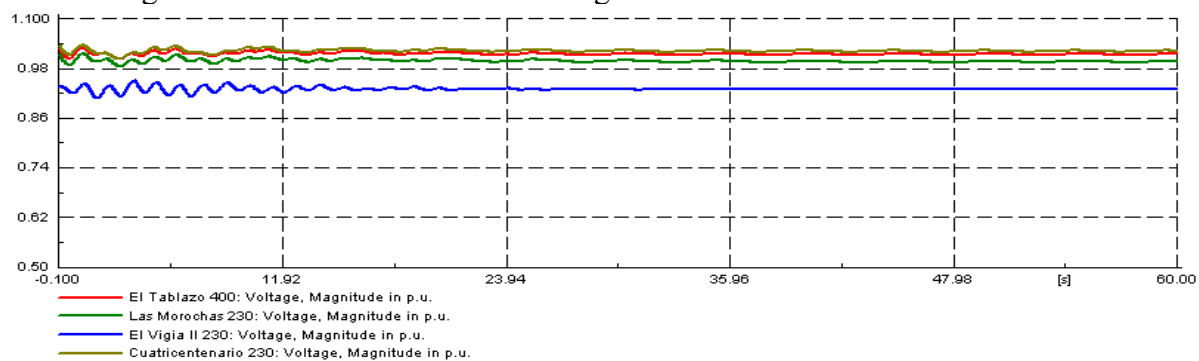


Figura 10. Rechazo de generación de 300 MW en Colombia - Intercambios

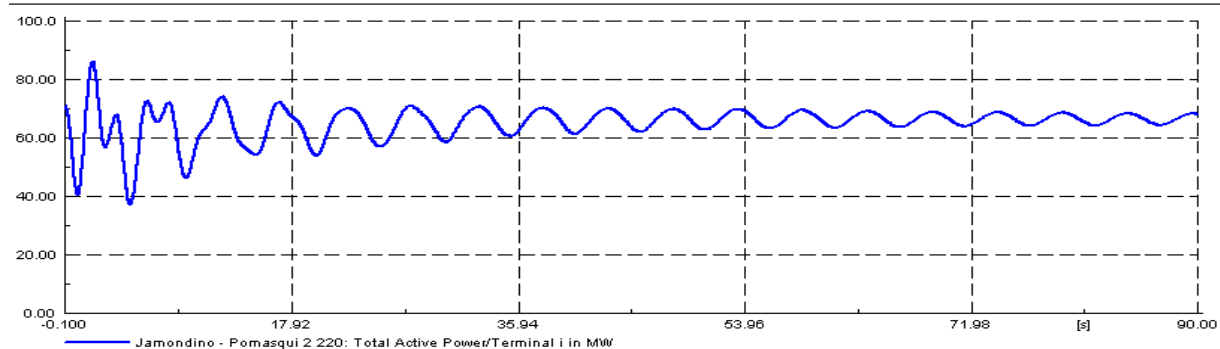
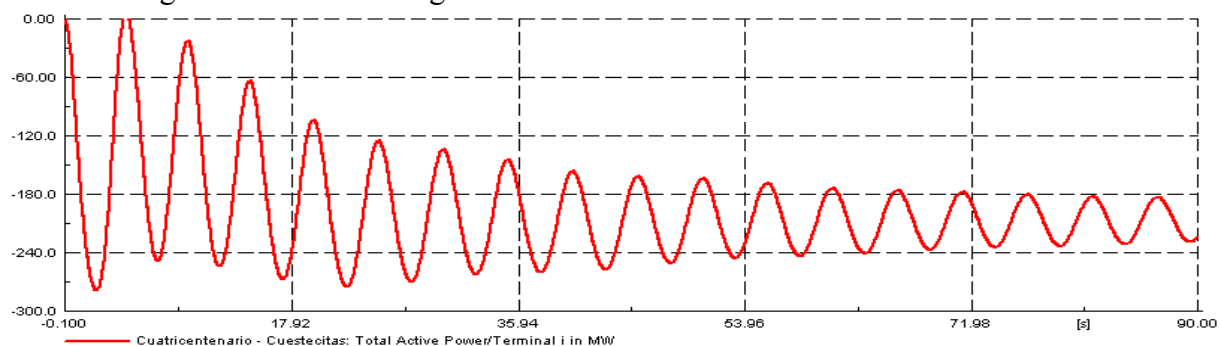


Figura 11. Falla en la línea San-Gerónimo - Horqueta a 765 kV - Tensiones.

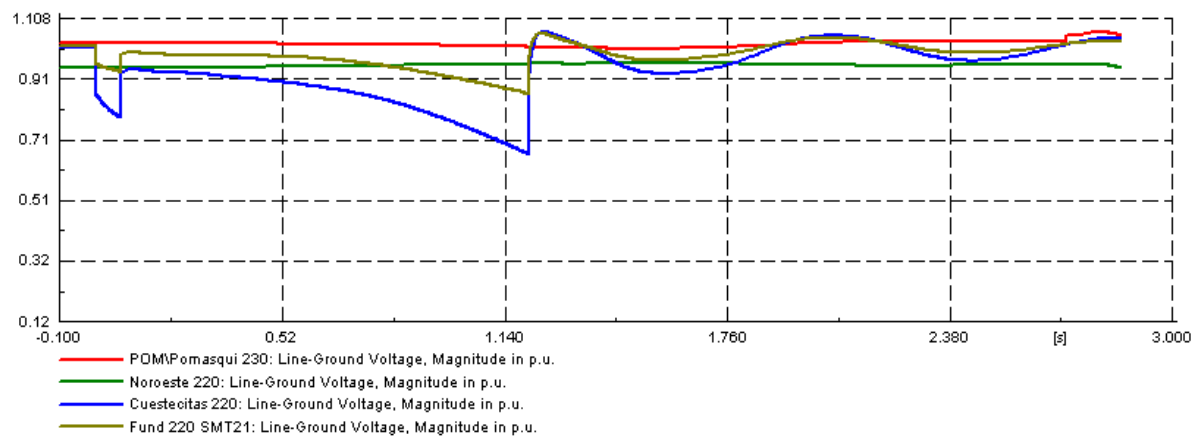
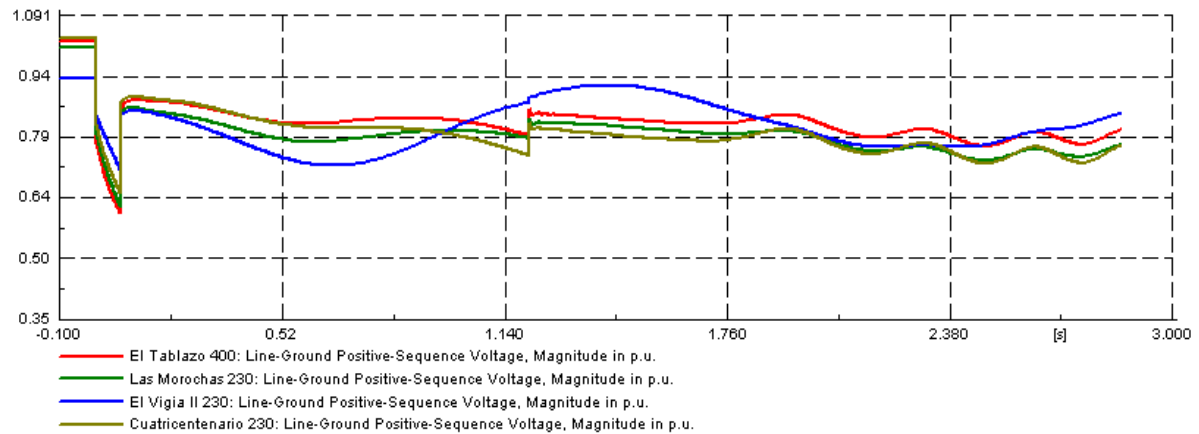


Figura 12. Falla en la línea San-Gerónimo - Horqueta 765 kV - Desviación de velocidad

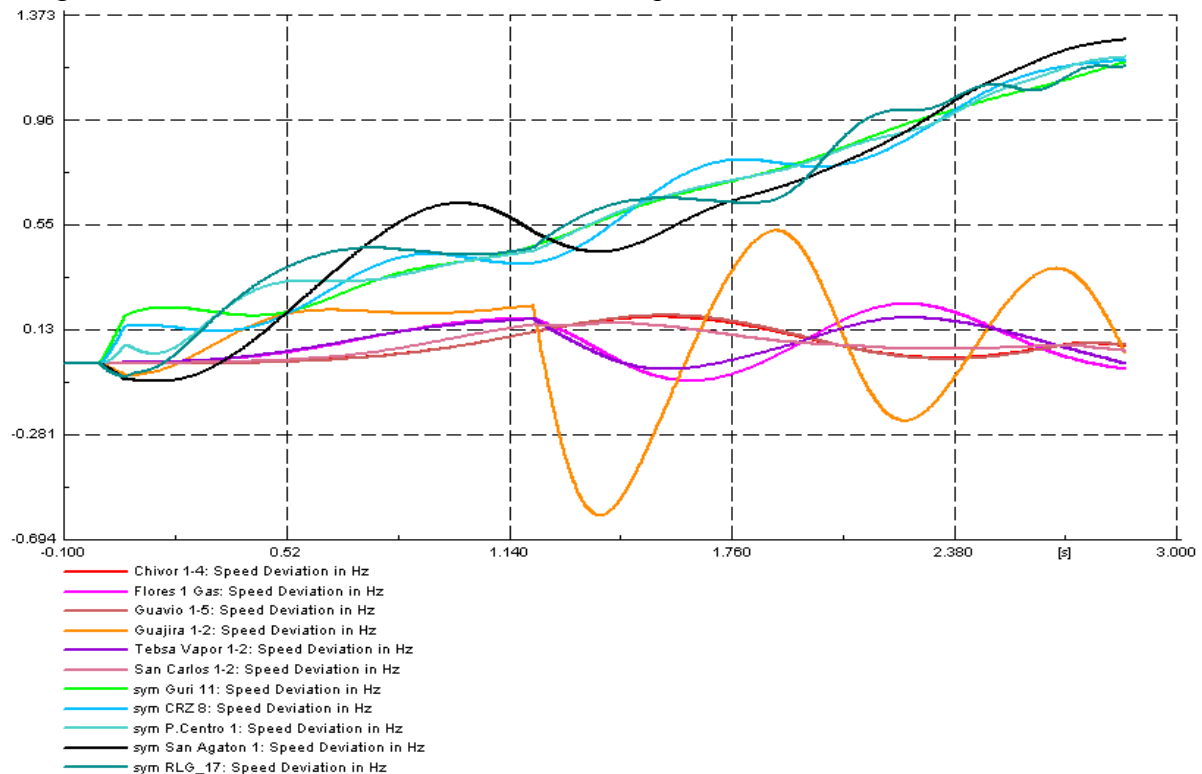


Figura 13. Falla en la línea Yaracuy - Arenosa a 765 kV Tensiones, disparo por sobrepotencia fuera de servicio

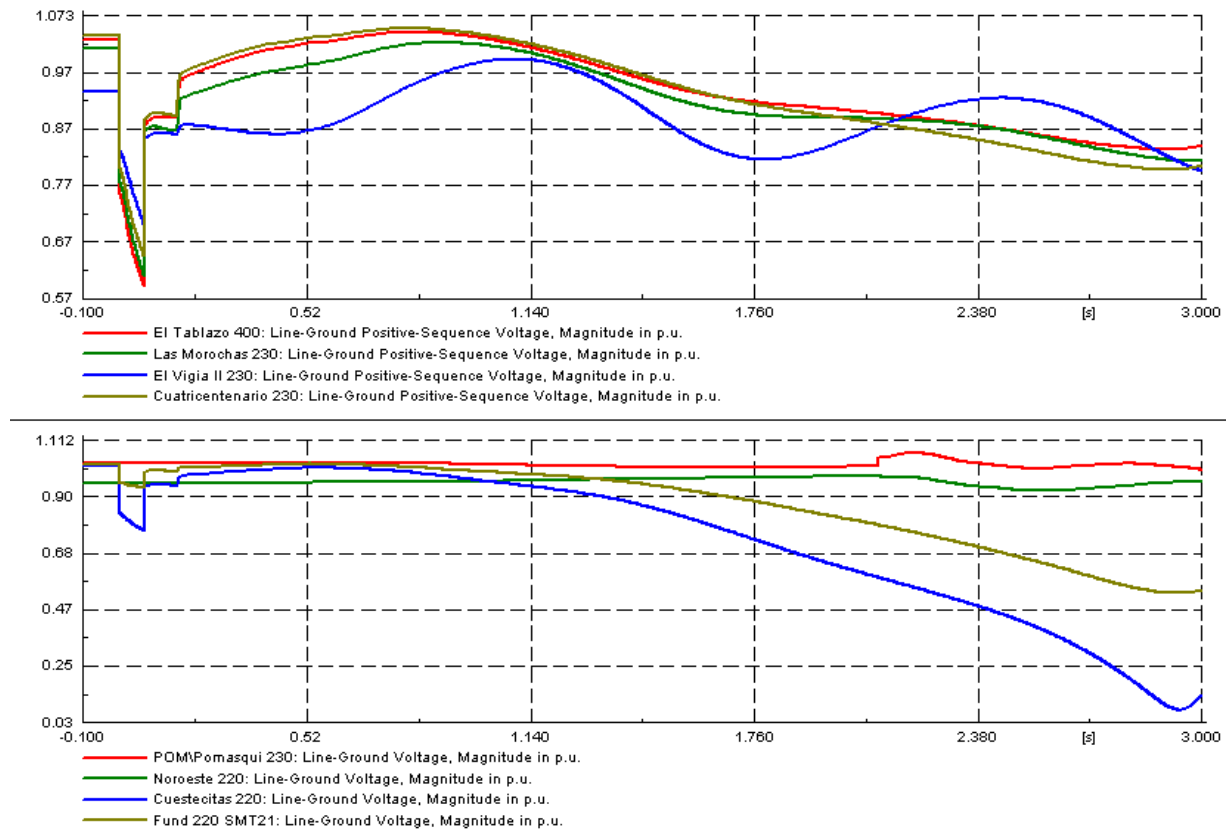


Figura 14. Falla en la línea Yaracuy-Arenosa a 765 kV, disparo por sobrepotencia fuera de servicio - Pérdida de sincronismo.

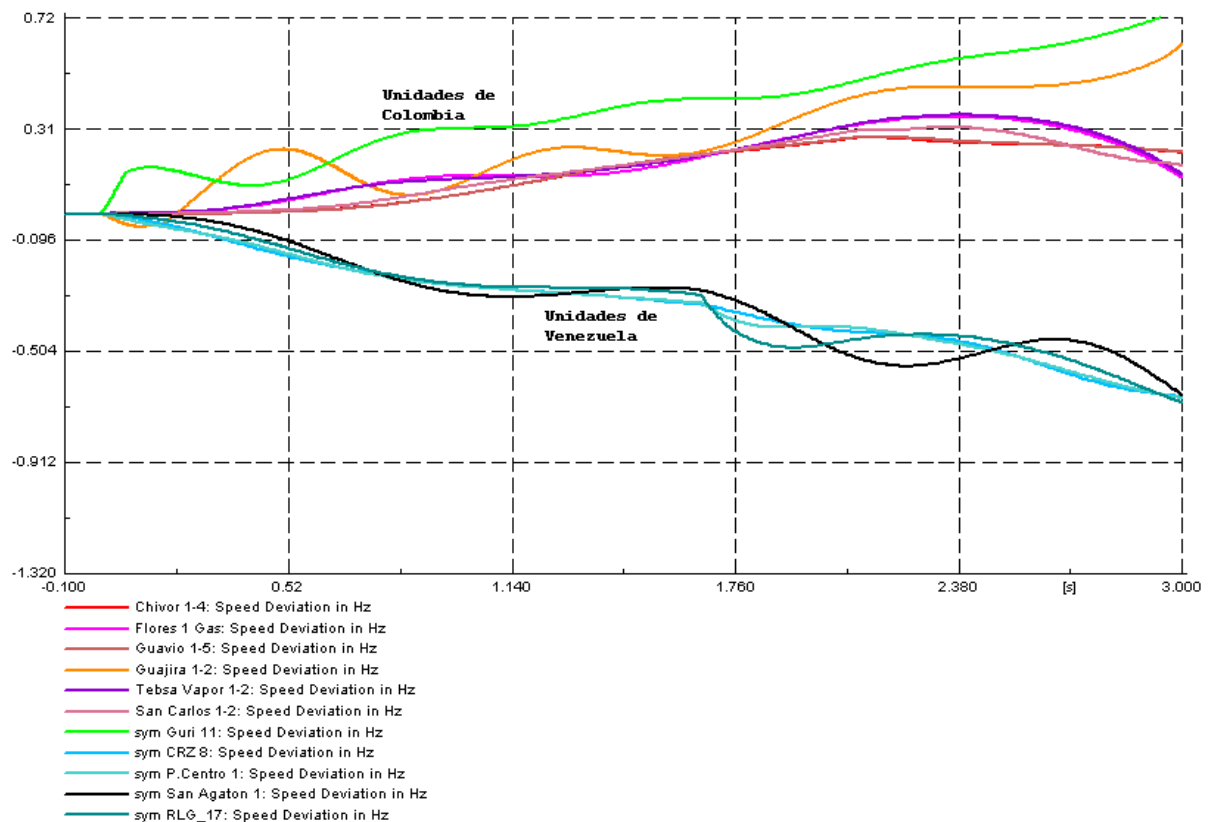


Figura 15. Falla en la línea Yaracuy - Arenosa a 765 kV, disparo por sobrepotencia en servicio - Intercambios

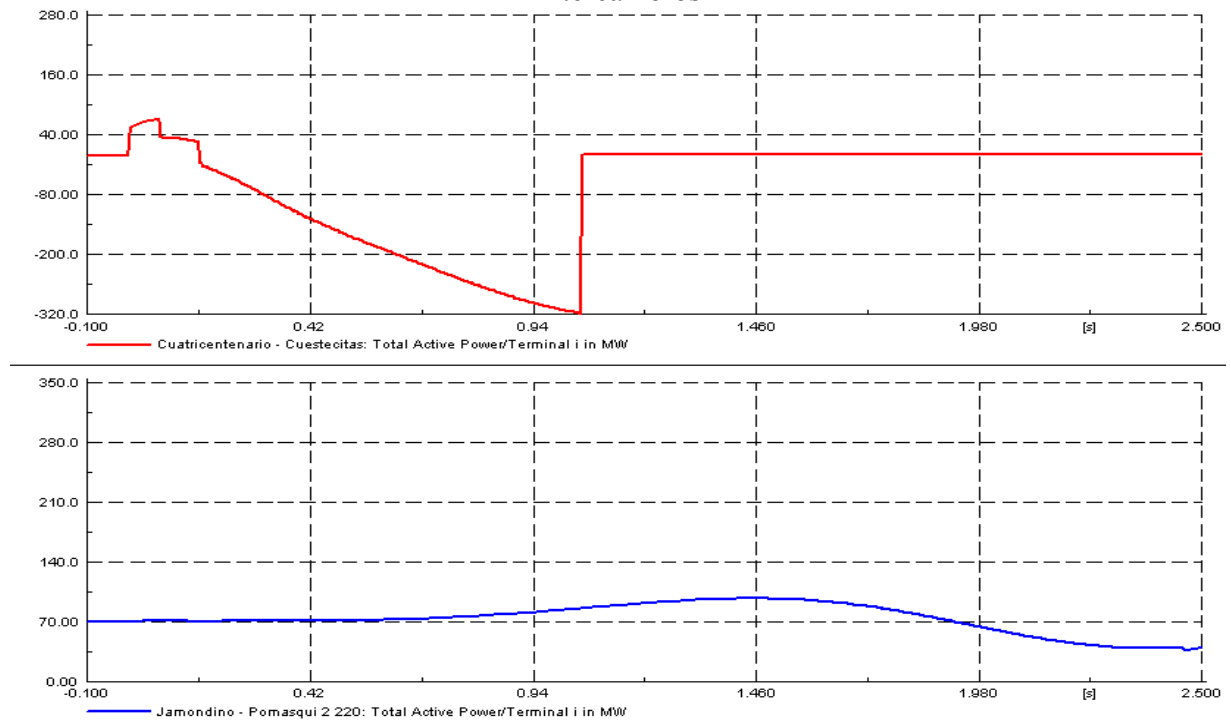


Figura16. Falla en la línea Yaracuy-Arenosa 765 kV, disparo por sobrepotencia en servicio - Tensiones.

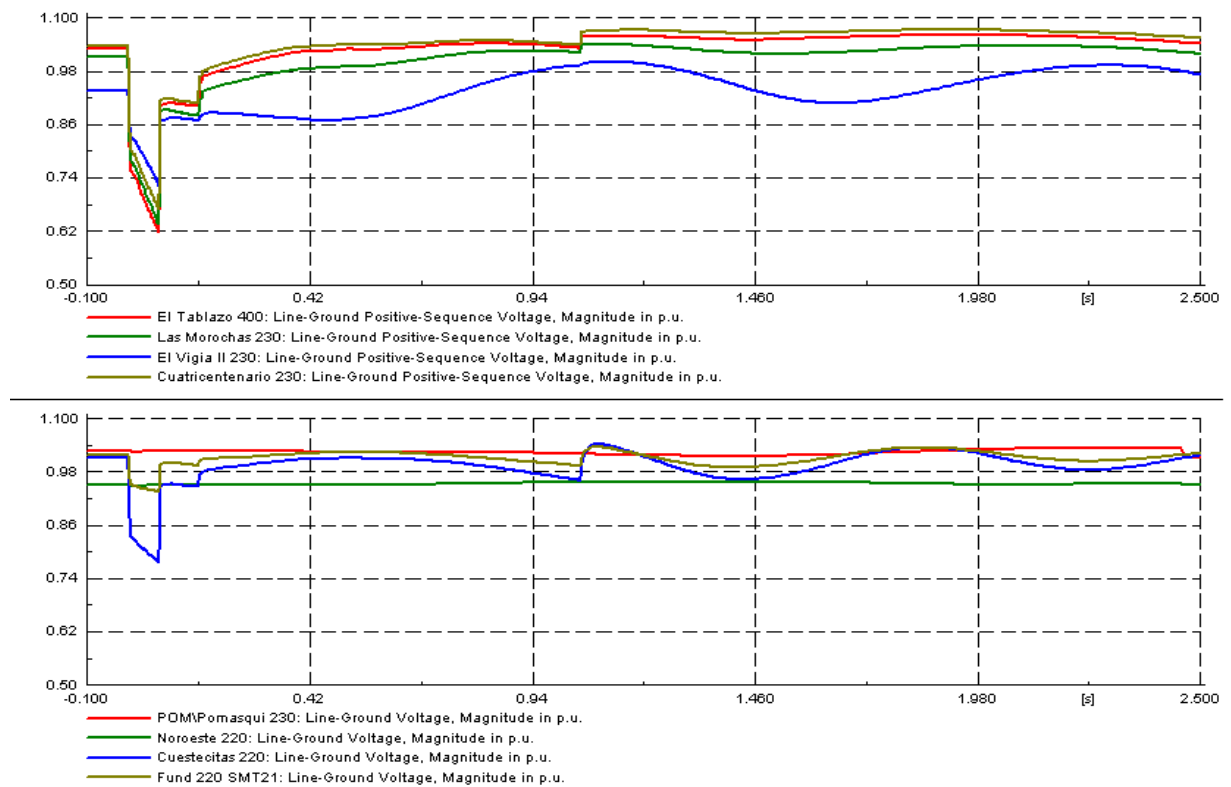


Figura 17. Falla en la línea Yaracuy - Tablazo a 400 kV - Tensiones

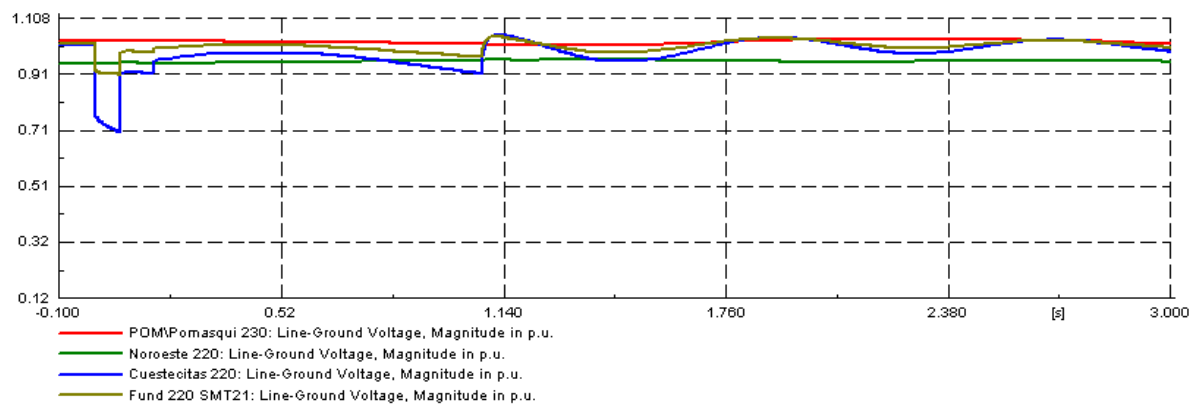
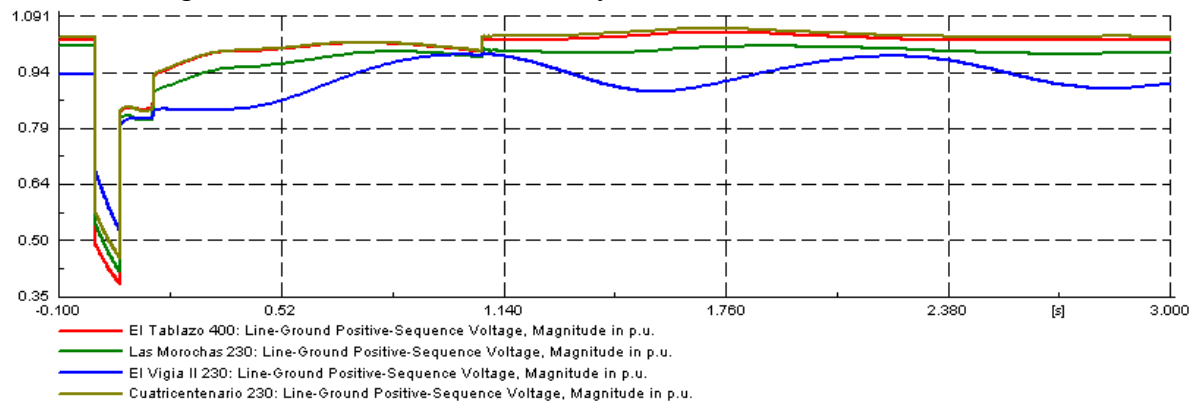


Figura18. Falla en la línea Yaracuy -Tablazo a 400 kV - Intercambios

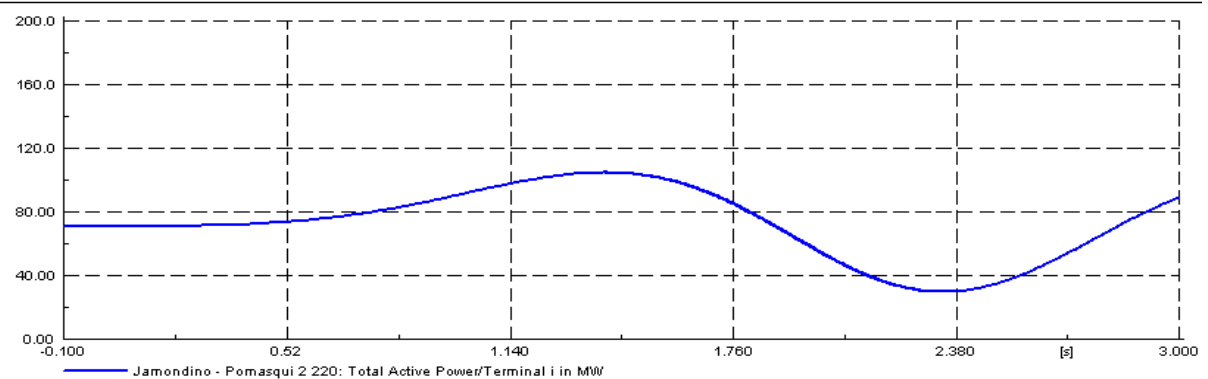
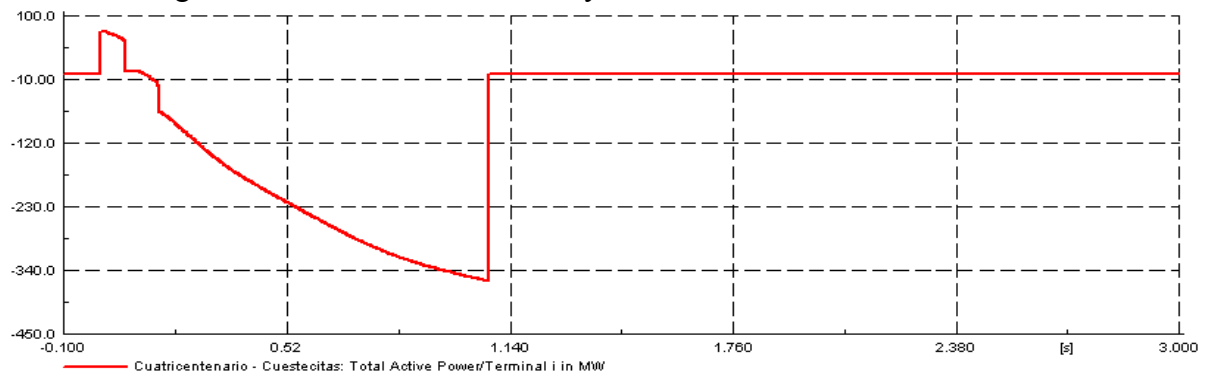


Figura 19. Falla en la línea Cerromatoso - San Carlos a 500 kV - Intercambios

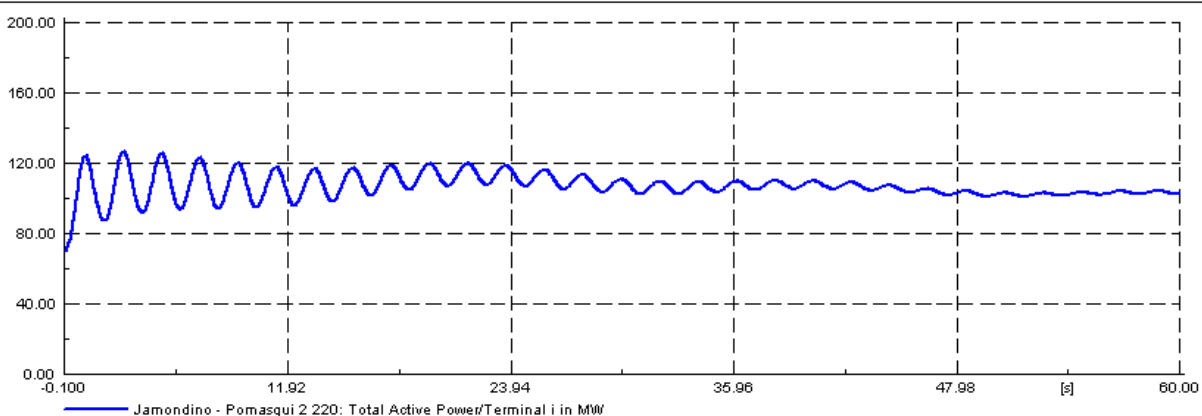
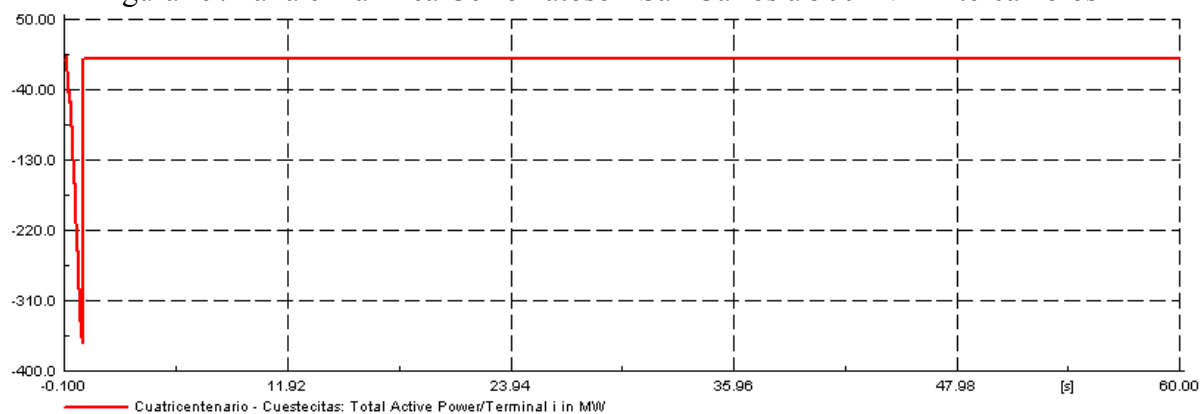


Figura 20. Falla en la línea Cerromatoso - San Carlos 500 kV - Tensiones

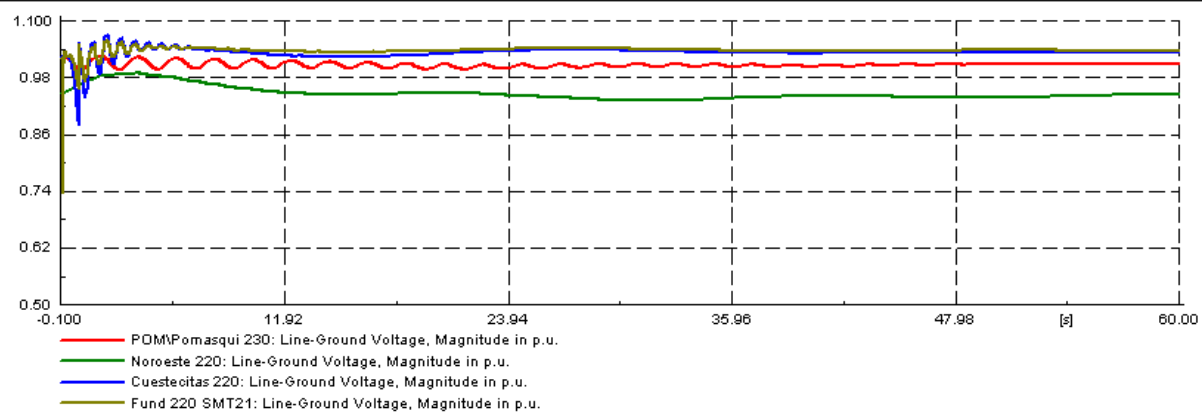
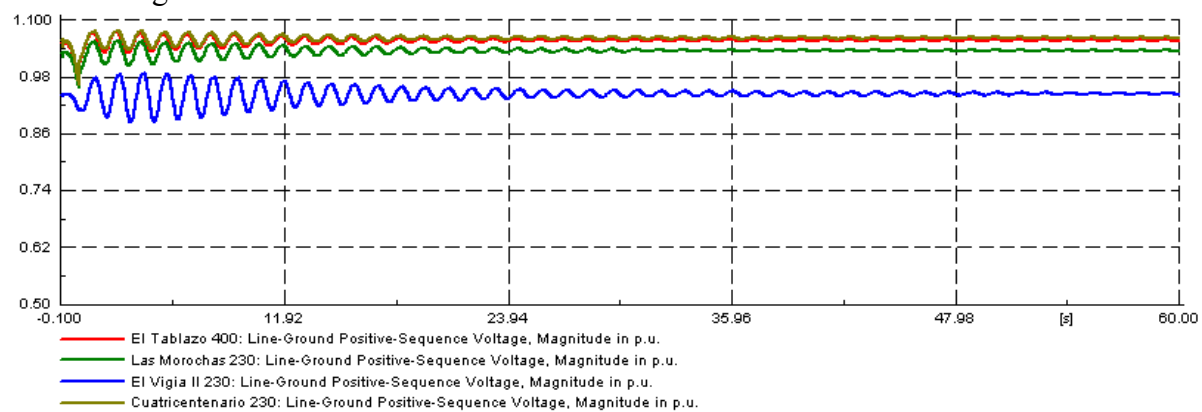


Figura 21. Falla en la línea Cerromatoso - San Carlos a 500 kV – Desviación

