

Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón

ANEXO 3 Seguridad y Calidad de Servicio del SEN

Diciembre de 2018

GERENCIA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

www.coordinadorelectrico.cl

ANEXO 3

Seguridad y Calidad de Servicio del SEN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 INTRODUCCIÓN	8
2 OBJETIVOS	9
3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO	10
3.1 METODOLOGÍA	10
3.2 MODELACIÓN ETAPA IV – MODELO EE	11
3.3 PUNTOS DE OPERACIÓN SELECCIONADOS PARA SIMULAR	13
4 RESULTADOS PO1: AÑO 2025	16
4.1 RESUMEN	16
4.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4	17
4.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV LOS CHANGOS – PARINAS	17
4.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO	18
4.2.3 COMENTARIOS	19
4.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5	20
4.3.1 COMENTARIOS	21
5 RESULTADOS PO2: AÑO 2030	22
5.1 RESUMEN	22
5.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4	23
5.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV LOS CHANGOS – PARINAS	23
5.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO	24
5.2.3 COMENTARIOS	25
5.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5	26
5.3.1 COMENTARIOS	27
6 RESULTADOS PO3: AÑO 2035	28
6.1 RESUMEN	28
6.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4	29
6.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV LOS CHANGOS – PARINAS	29
6.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2x500 kV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO	30
6.2.3 COMENTARIOS	31
6.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5	32

6.3.1	COMENTARIOS	33
-------	-------------	----

7	CONCLUSIONES	34
----------	---------------------	-----------

ANEXO 1 – SIMULACIONES DINÁMICAS	36
---	-----------

7.1	ESCENARIO A1A	36
7.1.1	PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	36
7.1.2	PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	39
7.1.3	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	42
7.1.4	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	45
7.1.5	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	48
7.1.7	PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	51
7.1.8	PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	54
7.1.9	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	57
7.1.10	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	60
7.1.11	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	63
7.1.12	PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	66
7.1.13	PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	69
7.1.14	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	72
7.1.15	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	75
7.1.16	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	78
7.2	ESCENARIO A1B	82
7.2.1	PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	82
7.2.2	PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	85
7.2.3	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	88
7.2.4	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	91
7.2.5	PO1: 2025: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	94
7.2.6	PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	97
7.2.7	PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	100
7.2.8	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	103
7.2.9	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	106
7.2.10	PO2: 2030: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	109
7.2.11	PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 kV	112
7.2.12	PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 kV	115
7.2.13	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II	118
7.2.14	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1	121
7.2.15	PO3: 2035: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA	124

RESUMEN EJECUTIVO

Como última parte del Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón, se desarrollaron análisis de seguridad y calidad de servicio a efectos de corroborar el correcto desempeño dinámico del sistema, el cual había sido considerado en las etapas previas de este estudio mediante la incorporación de un grupo de restricciones, asociadas principalmente al control de frecuencia, las cuales buscan internalizar en los modelos de simulación económica de corto y largo plazo (operación e inversiones) este tipo de requerimientos.

Dado lo anterior, y entendiendo la complejidad propia de los análisis de desempeño eléctrico, en donde no resultaría factible estudiar el comportamiento del sistema para todos los casos que es capaz de entregar un modelo de operación económica, se procedió a seleccionar un Escenario de plan de obras de generación, en sus variantes con y sin retiro de centrales a carbón, y en ellos ubicar aquellos casos que representan condiciones de exigencia para el cumplimiento de estándares de recuperación establecidos en la normativa.

Una vez definidos los Escenarios de plan de obras de generación a utilizar, se definieron tres años en los cuales se buscarían los puntos de operación para ser simulados, éstos serían los años 2025, 2030 y 2035. El hecho de escoger estos tres años tiene por objetivo analizar el comportamiento del sistema y su evolución en el tiempo, dado el crecimiento natural de la demanda y el ingreso de nuevas centrales de distintas tecnologías, ya sea como sustitutos de las máquinas retiradas, o por ingreso natural debido a su eficiencia económica.

A partir de lo anterior se buscaron aquellos puntos de operación dentro de los resultados de la etapa de simulación de la operación horaria del sistema, para los Escenarios y años definidos. De esta forma, se buscaron aquellos puntos de operación con alta inyección por parte de las centrales solares fotovoltaicas y una baja disponibilidad de agua en los embalses del sistema, así como escaso aporte de generación hidráulica de pasada, de modo de representar condiciones exigentes desde el punto de vista de los recursos para la obtención de una respuesta dinámica satisfactoria.

A partir de la utilización de estos criterios se escogieron los siguientes Puntos de Operación (PO):

PO1: Domingo 6 de abril de **2025**, 14:00 horas, **11.147 MW** de demanda.

PO2: Domingo 7 abril de **2030**, 12:00 horas, **12.725 MW** de demanda.

PO3: Domingo 8 de abril de **2035**, 12:00 horas, **14.375 MW** de demanda.

Estos PO se utilizaron para ambos Escenarios de plan de obras de generación (con y sin retiro de centrales), con la finalidad de poder contrastar los resultados obtenidos para ambos Escenarios.

Generación por Tecnología [MW]	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0	-200	-500	0	-500	-500
Solar FV	5,909	7,833	9,471	5,327	7,886	9,478
Solar CSP	99	597	1,473	99	99	182
Geotérmica	52	480	574	55	198	198
Eólica	702	488	444	680	0	0
Hidro Embalse	573	323	98	604	604	604
Hidro Pasada y Serie	1,582	2,060	2,011	1,559	1,964	1,730
Carbón	2,448	1,506	1,097	2,916	2,640	2,785
GNL	0	0	0	0	0	0
Diesel y otros	246	150	136	345	150	150
Generación Total	11,610	13,237	14,802	11,585	13,040	14,627

Finalmente, en la siguiente tabla se presentan los porcentajes de participación relativa, para cada escenario y punto de operación, de la generación renovable variable (asincrónica) y la generación convencional (sincrónica).

Tabla 0.1: Participación relativa de generación sincrónica en cada escenario y punto de operación.

Tipo de Generación	PO1: 2025		PO2: 2030		PO3: 2035	
	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b
Convencional/Sincrónica	43%	48%	38%	42%	35%	37%
ERV/Asincrónica	57%	52%	62%	58%	65%	63%

Esta última tabla muestra que las diferencias en el grado de participación de la generación sincrónica entre ambos escenarios, y para cada Punto de Operación, resulta bastante similar, siendo la mayor diferencia la encontrada para el PO1, que corresponde al año más reciente dentro de los seleccionados para simular, para el cual se obtuvo un porcentaje de participación de la generación sincrónica un 5% menor en el escenario de retiro de centrales a carbón (A1a) en comparación con el otro escenario. Esta diferencia se acorta a un 4% al año 2030 y a un 2% al año 2035.

Los resultados obtenidos para las distintas condiciones de operación y contingencias simuladas muestran un comportamiento eléctrico satisfactorio por parte del sistema, no presentándose condiciones de inestabilidad.

En todo caso, es importante señalar que, de las contingencias simuladas, aquella que resultó más compleja de sobrellevar correspondió a la falla trifásica sin impedancia a tierra en uno de los circuitos de la línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre. La aplicación de esta falla durante 120 milisegundos, y la posterior apertura del circuito fallado, ocasionaron las máximas excursiones angulares durante la primera oscilación, alcanzando los 120° en algunos casos. No obstante, el sistema se recupera satisfactoriamente a pesar de las oscilaciones iniciales, cumpliendo con los estándares de recuperación dinámica en todos los casos.

Por otra parte, las contingencias asociadas a salida de unidades de generación de tamaño relevante no significaron mayores inconvenientes para el sistema, especialmente considerando que las unidades de mayor de tamaño se encontraban, en la mayoría de los casos, en condición de operación a mínima potencia, como es el caso de las unidades de generación a carbón, lo cual ocurre por motivos de operación económica dada la alta disponibilidad de generación solar.

Principales resultados	Escenario A1a			Escenario A1b		
	PO1	PO2	PO3	PO1	PO2	PO3
Frecuencia Mínima [Hz]	49.58 49.35	49.55	49.57	49.61 49.36	49.68 49.34	49.64 49.34
Falla (Salida de central)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (322 MW)	Alfalfal II (228 MW)	Alfalfal II (202 MW)	Alfalfal II (168 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (228 MW) Santa María (334 MW)	Alfalfal II (202 MW) Santa María (334 MW)

Finalmente, es conveniente señalar que estos resultados poseen una serie de supuestos que permitieron llevar a cabo los estudios, pero que estos fueron escogidos de manera tal que correspondan a criterios conservadores desde el punto de vista del desempeño eléctrico del sistema.

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde a la tercera parte del Informe asociado al Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón, conformando así un cuerpo de reportes que comprende un proceso completo de prospección de los posibles estados futuros del sistema y su comportamiento en términos técnicos (eléctricos) y económicos.

Específicamente, este Anexo 3 está dedicado a los análisis de comportamiento eléctrico del sistema en condiciones de contingencia, de modo de chequear los supuestos adoptados en las etapas previas de este proceso, abordadas en las otras partes de este Informe, así como relevar posibles requerimientos adicionales de infraestructura o condiciones de operación (reservas).

Aquí se abordan los aspectos utilizados para la definición de los puntos de operación sobre los cuales se simularán las contingencias seleccionadas previamente en forma conceptual y afinadas en función de los resultados de la etapa de operación económica con detalle horario, descrita en el Anexo 2 de este Informe.

Finalmente, se entrega una serie de conclusiones a partir de los casos analizados y recomendaciones en relación con futuros temas relevantes de profundizar en estudios específicos.

2 OBJETIVOS

A modo general, el trabajo desarrollado en esta parte del Estudio pretende verificar que el comportamiento dinámico del sistema resulta satisfactorio bajo los supuestos utilizados en las etapas previas en relación con este punto.

Para esto, se analizará el comportamiento dinámico del sistema frente a condiciones de exigencia operativa, tanto por los puntos de operación como las perturbaciones que serán seleccionadas para ser simuladas.

Adicionalmente, se espera que el trabajo desarrollado entregue señales sobre futuros estudios específicos a desarrollar y aspectos que resultarían relevantes de tener en cuenta para ellos.

3 METODOLOGÍA Y BASES DEL ESTUDIO

3.1 METODOLOGÍA

Los análisis efectuados corresponden a simulaciones dinámicas para efectos de analizar el desempeño del sistema en el ámbito de los fenómenos transitorios electromecánicos, los cuales corresponde a aquellos que se desarrollan en el espacio de tiempo de los milisegundos, en el caso de los transitorios asociados a excursiones angulares y evolución de la tensión, hasta dinámicas que por su naturaleza ocurren en periodos más extensos de tiempo (90-120 segundos), como es la respuesta primaria de frecuencia.

Las simulaciones realizadas correspondieron a fallas de Severidad 4 y 5 sobre elementos relevantes del Sistema, con la finalidad de representar contingencias lo suficientemente relevantes para efectos de poder emitir un juicio respecto del desempeño eléctrico general del sistema bajo los supuestos utilizados para su operación y desarrollo en cuanto a obras de infraestructura de generación y transmisión.

Las simulaciones señaladas se realizaron sobre puntos de operación previamente seleccionados a partir de los resultados de la etapa de análisis de la operación económica del sistema (Anexo 2 del Informe), la cual considera simulaciones con detalle horario de la operación futura del sistema, incluyendo las restricciones típicas de un modelo de predespacho con consideraciones de seguridad, tales como requisitos para el Control Primario y Secundario de Frecuencia y montos mínimos de Inercia, los cuales fueron definidos previamente en función de estudios anteriores. De los resultados de dicha etapa del proceso, se seleccionaron aquellos puntos de operación que representan condiciones de exigencia para la estabilidad del sistema, de modo de, bajo un enfoque de escenarios de peor caso, poder concluir respecto de la existencia o no de problemas para el futuro sistema en condición de retiro de las centrales a carbón.

En particular, las simulaciones buscan la verificación del cumplimiento de las siguientes exigencias contempladas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente:

- Art. 5-37: Superar la contingencia sin desconexión de centrales por pérdida de sincronismo
- Art. 5-37: Niveles de tensión de régimen permanente, posterior a la contingencia, dentro de los límites establecidos para el estado de emergencia (dada la severidad de las contingencias simuladas)
- Art. 5-39: Las tensiones deberán ser mayores a 0.7 [pu] luego de 50 ms de despejada la falla
- Art. 5-39: Las tensiones no podrán permanecer en valores inferiores a 0.8 [pu] por más de 1 segundo
- Art. 5-39: Las tensiones deberán converger a su valor de régimen permanente, ingresando en una banda de +/-10% dicho valor, en un tiempo no superior a 20 segundos, luego de ocurrida la contingencia
- Art. 5-40: La frecuencia deberá alcanzar un valor mínimo superior a 48.3 [Hz] en las barras de más de 200 kV.
- Art. 5-43: el factor de amortiguación de las oscilaciones de electromecánicas deberá ser mayor a un 5% luego de ocurrida una contingencia simple.
- Art. 5-48: la excursión del ángulo del rotor de las máquinas no debe superar los 120° eléctricos durante la primera oscilación posterior a una perturbación.

Estas condiciones son verificadas para cada uno de los puntos de operación seleccionados, frente a fallas (cortocircuitos) en elementos relevantes dentro del sistema, de modo tal que el despeje de dicha falla signifique la salida de servicio de un elemento, ya sea una línea de transmisión o una central generadora. Específicamente, se utilizaron las siguientes fallas, y sus respectivos tiempos de despeje/salida de servicio para cada elemento:

- Línea Los Changos – Parinas 2x500 kV (170 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV (408 km): Cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en un circuito, apertura en 120 milisegundos.
- Central Angamos: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central IEM: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.
- Central Alfalfal II: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida de una de las unidades y posterior salida de servicio de dicha unidad en 40 milisegundos.
- Central Santa María: cortocircuito trifásico sin impedancia a tierra en transformador de subida y posterior salida de servicio de la unidad en 40 milisegundos.

Finalmente, es importante señalar que estos análisis corresponden esencialmente a una verificación de cumplimiento de los estándares señalados, y no la determinación de valores precisos o definitivos, debido a la cantidad de supuestos asociados a las características futuras del parque generador y el sistema en general, razón por la cual los resultados aquí presentados deben ser tomados en su propio mérito.

3.2 MODELACIÓN ETAPA IV – MODELO EE

Software de simulación y Base de Datos

Las simulaciones de los puntos de operación seleccionados fueron realizadas en el software Power Factory DigSilent, que corresponde al estándar de la industria local para este tipo de representaciones. La base de datos con la que trabajó fue desarrollada internamente a partir de la Base oficial del Coordinador, sobre la cual se hicieron los ajustes y adecuaciones necesarias para representar de la mejor manera posible el estado esperado del Sistema Interconectado Nacional para los años seleccionados para estudiar, esto es, 2025, 2030 y 2035.

Las principales adecuaciones contempladas para el desarrollo de la base de datos se listan a continuación:

- Incorporación de las principales obras de infraestructura de transmisión decretadas a la fecha.
- Incorporación de las centrales de generación en construcción, aquellas comprometidas para su materialización por concepto de la adjudicación de bloques de energía en las últimas licitaciones de suministro a clientes sometidos a regulación de precios, y de aquellas centrales genéricas resultantes del proceso de optimización de inversión en obras de generación y transmisión descrito en el Anexo 1 del Informe.
- Habilitación de controladores de tensión (AVR) y velocidad (GOV) en las centrales descritas en el punto anterior, en particular a aquellas que corresponden a máquinas sincrónicas de tamaño relevante, como son las siguientes:

- CSP
- Geotérmicas
- Hidroeléctricas

Supuestos, criterios y simplificaciones

A continuación, se describen algunas de las consideraciones y/o simplificaciones relevantes para el desarrollo de los análisis eléctricos:

- Las centrales eólicas y fotovoltaicas no fueron contempladas dentro de los recursos disponibles para efectos de ejercer control de tensión (estático y dinámico). No obstante, estas sí fueron utilizadas como fuentes (o consumos) de potencia reactiva sin capacidad de control (nodos P-Q).
- La demanda del sistema fue modelada en los niveles de tensión superiores (220, 110 y 66 kV) para simplificar el ajuste de los flujos de potencia estáticos. Esta simplificación se apoya en el supuesto de que el sistema de transmisión aguas abajo se irá adaptando en la medida que la demanda crezca, permitiendo un abastecimiento adecuado y una carga equilibrada para el sistema aguas arriba. Lo anterior tanto en términos de potencia activa como reactiva, utilizando, como primera aproximación, factores de potencia 0.98 inductivo en las cargas equivalentes modeladas (en alta tensión). Este último criterio se modificó en la medida que el consumo de reactivos por este efecto se consideraba excesivo en relación con los recursos disponibles en la zona.
- Los perfiles de tensión del sistema fueron ajustados mediante la operación de elementos shunt (condensadores estáticos y reactores) y modificación de consignas de los equipos de compensación dinámica de reactivos (CER, STATCOM, SVC Plus) y de las centrales generadoras de tamaño relevante (mayores a 50 MW, típicamente).
- Las centrales de bombeo incluidas en los planes de obra de generación fueron modeladas mediante cargas con capacidad de inyección o absorción de potencia activa (y reactiva). Esto corresponde a una simplificación importante, ya que permite capturar los potenciales beneficios de esta tecnología para efectos del control de tensión y frecuencia, por lo que este corresponde a un supuesto conservador respecto de la respuesta dinámica del sistema
- Para los casos simulados en los años 2030 y 2035 se supuso en servicio un enlace HVDC entre los nodos Kimal y Lo Aguirre 500 kV. Para la modelación de este enlace se optó por realizar una simplificación importante respecto al comportamiento de este tipo de instalaciones, utilizando cargas en los nodos extremos, las cuales inyectan o retiran potencia (activa y reactiva) de acuerdo con la operación determinada en el modelo de operación económica. Si bien esta modelación corresponde a una simplificación importante, se considera adecuada para este tipo de estudios de carácter exploratorio, toda vez que existe aún incertidumbre respecto de la posible tecnología de este eventual enlace en corriente continua. Dado lo anterior, se considera que éste corresponde a un supuesto conservador desde el punto de vista de la estabilidad del sistema.
- La modelación de las centrales CSP, en particular, resulta relevante para efectos de determinar el comportamiento dinámico del sistema, pues estas corresponden, en los casos simulados¹, a las

¹ Es importante señalar que, en los distintos planes de obra de generación asociados a cada uno de los Escenarios presentados en el Anexo 1 del Informe, los sustitutos de las centrales a carbón corresponden a diversas tecnologías, no solamente CSP. No obstante, y más allá de considerar sólo el Escenario A1 para los análisis eléctricos a desarrollar, las tecnologías que aparecen como sustitutos del carbón resultan de equivalentes a las centrales CSP en cuanto a su

centrales sustitutas de las máquinas en base a carbón para efectos de aportar flexibilidad y seguridad para la operación del sistema. De este modo, se modelaron estas centrales mediante módulos equivalentes a la central Guacolda 5, desde el generador hasta sus controladores, de modo que la respuesta que estas máquinas genéricas entreguen una respuesta similar a dicha unidad. En otras palabras, el nivel de inercia, la velocidad de respuesta ante los cambios en la frecuencia y el aporte de corriente en condición de falla, corresponden al de dicha unidad. Este supuesto, si bien podría no ser del todo conservador, representa un supuesto equilibrado (razonable) en relación con las prestaciones que podrían tener las centrales de esta tecnología desde el punto de vista eléctrico.

- Los modelos eléctricos de unidades generadoras y controladores utilizados para las otras centrales añadidas a la base de datos fueron tomadas de centrales de tecnología y capacidad (potencia) similar dentro del parque existente.

3.3 PUNTOS DE OPERACIÓN SELECCIONADOS PARA SIMULAR

Los puntos de operación seleccionados para realizar los análisis de estabilidad fueron tomados de los resultados de la etapa de simulación de la operación económica del sistema, y corresponden a dos de los Escenarios de generación obtenidos de la etapa optimización de inversiones. Específicamente los utilizados corresponden a los Escenarios A1, a y b, siendo aquellos que toman los valores referenciales de costos de inversión por tecnología utilizados en la PELP, diferenciándose únicamente en la consideración o no del tren de retiro de centrales a carbón (con y sin retiro de unidades).

A partir de la definición de los Escenarios de generación a considerar, así como de los años de interés (2025, 2030 y 2035), se procedió a revisar los resultados de las simulaciones horarias de la operación del sistema para estos años. Para efectos de seleccionar los puntos de operación que serían cargados para desarrollar los análisis de estabilidad, se utilizaron los siguientes criterios:

- Foco en horas de alta generación solar fotovoltaica, y por ende menor presencia de máquinas sincrónicas.
- Condiciones de escaso aporte de centrales hidráulicas de pasada y baja disponibilidad de agua en los embalses del sistema, con el propósito de representar situaciones de baja inercia y disponibilidad de recursos para el control de frecuencia (y tensión en menor medida) en el sistema.

A partir de la utilización de estos criterios se escogieron los siguientes Puntos de Operación (PO):

PO1: Domingo 6 de abril de **2025**, 14:00 horas, **11.147 MW** de demanda.

PO2: Domingo 7 abril de **2030**, 12:00 horas, **12.725 MW** de demanda.

PO3: Domingo 8 de abril de **2035**, 12:00 horas, **14.375 MW** de demanda.

Estos PO, en cuanto a condición de demanda, son válidos para ambos Escenarios de generación (con y sin retiro de centrales), esto con la finalidad de poder contrastar los resultados obtenidos para ambos escenarios de generación (y despacho).

contribución a la respuesta dinámica del sistema, de modo que se considera esta tecnología como suficientemente representativa de los resultados que se obtendrían en los otros casos.

En la Tabla 3.1 y la Tabla 3.2 se presentan la generación por tecnología para los tres PO seleccionados, para los Escenarios A1a (con retiro de unidades a carbón) y A1b (sin retiro de unidades), respectivamente.

Tabla 3.1: Generación por tecnología (MW) Escenario A1a.

Tecnología	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0	-200	-500
Solar FV	5,909	7,833	9,471
Solar CSP	99	597	1,473
Geotérmica	52	480	574
Eólica	702	488	444
Hidro Embalse	573	323	98
Hidro Pasada y Serie	1,582	2,060	2,011
Carbón	2,448	1,506	1,097
GNL	0	0	0
Diesel y otros	246	150	136
Total	11,610	13,237	14,802

Tabla 3.2: Generación por tecnología (MW) Escenario A1b.

Tecnología	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0	-500	-500
Solar FV	5,327	7,886	9,478
Solar CSP	99	99	182
Geotérmica	55	198	198
Eólica	680	0	0
Hidro Embalse	604	604	604
Hidro Pasada y Serie	1,559	1,964	1,730
Carbón	2,916	2,640	2,785
GNL	0	0	0
Diesel y otros	345	150	150
Total	11,585	13,040	14,627

Tabla 3.3: Generación por tecnología (MW) Escenario A1b.

Tecnología	PO1	PO2	PO3
Bombeo	0%	2%	0%
Solar FV	5%	0%	0%
Solar CSP	0%	4%	9%
Geotérmica	0%	2%	3%
Eólica	0%	4%	3%
Hidro Embalse	0%	-2%	-3%
Hidro Pasada y Serie	0%	1%	2%
Carbón	-4%	-9%	-12%

Finalmente, en la siguiente tabla se presentan los porcentajes de participación relativa, para cada escenario y punto de operación, de la generación renovable variable (asincrónica) y la generación convencional (sincrónica).

Tabla 3.4: Participación relativa de generación sincrónica en cada escenario y punto de operación.

Tipo de Generación	PO1: 2025		PO2: 2030		PO3: 2035	
	A1a	A1b	A1a	A1b	A1a	A1b
Convencional/Sincrónica	43%	48%	38%	42%	35%	37%
ERV/Asincrónica	57%	52%	62%	58%	65%	63%

Esta última tabla muestra que las diferencias en el grado de participación de la generación sincrónica entre ambos escenarios, y para cada Punto de Operación, resulta bastante similar, siendo la mayor diferencia la encontrada para el PO1, que corresponde al año más reciente dentro de los seleccionados para simular, para el cual se obtuvo un porcentaje de participación de la generación sincrónica un 5% menor en el escenario de retiro de centrales a carbón (A1a) en comparación con el otro escenario. Esta diferencia se acorta a un 4% al año 2030 y a un 2% al año 2035.

4 RESULTADOS PO1: AÑO 2025

A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos a partir de la simulación dinámicas de las contingencias descritas previamente, para el Punto de Operación 1 (PO1), para los Escenarios A1a y A1b (con y sin descarbonización).

4.1 RESUMEN

Las siguientes tablas resumen los resultados obtenidos para las simulaciones sobre el PO1 para ambos Escenarios y para las distintas contingencias.

La Tabla 4.1 muestra la frecuencia mínima alcanzada para cada una de las contingencias de pérdida de generación (severidad 5), así como la frecuencia de régimen alcanzada posterior a la actuación de los reguladores de velocidad (Control Primario de Frecuencia).

Tabla 4.1: Resumen resultados contingencias de generación, PO1.

Salida Central	MW	Escenario A1a		Escenario A1b	
		Mínima	Final	Mínima	Final
Alfalfal II	262	49.61	49.84	49.62	49.82
Angamos U1	150	49.68	49.85	49.69	49.86
Santa María	334	49.36	49.73	49.33	49.73

En tanto, la Tabla 4.2 muestra los principales resultados obtenidos a partir de las contingencias de cortocircuito en líneas de transmisión, en donde se presentan las máximas excursiones angulares y los coeficientes de amortiguamiento resultantes, para cada Escenario y contingencia simulada.

Tabla 4.2: Resumen resultados contingencias de líneas, PO1.

Contingencia	Escenario A1a			Escenario A1b		
	MW Inicial	ξ [%]	δ máx (Unidad)	MW Inicial	ξ [%]	δ máx [°]
Los Changos – Parinas 500 kV	1004	5.2	-118.3° (Rucatayo)	1152	4.4	-101.6° (Rucatayo)
Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2320	8.7	-113.8° (Rucatayo)	1980	9.3	-90.3° (Rucatayo)

En general, los resultados dan cuenta de un comportamiento satisfactorio para el punto de operación y las contingencias seleccionadas, dando cumplimiento a los estándares de recuperación dinámica contenidos en la normativa técnica. El único caso en que no se cumple con la normativa corresponde a la contingencia en un circuito de la línea Los Changos – Parinas 500 kV, para el Escenario A1b, situación que se dejó pasar debido a que detrás de la simulación existen muchos supuestos conservadores, de modo que no se considera crítico este incumplimiento en particular.

4.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4

4.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS

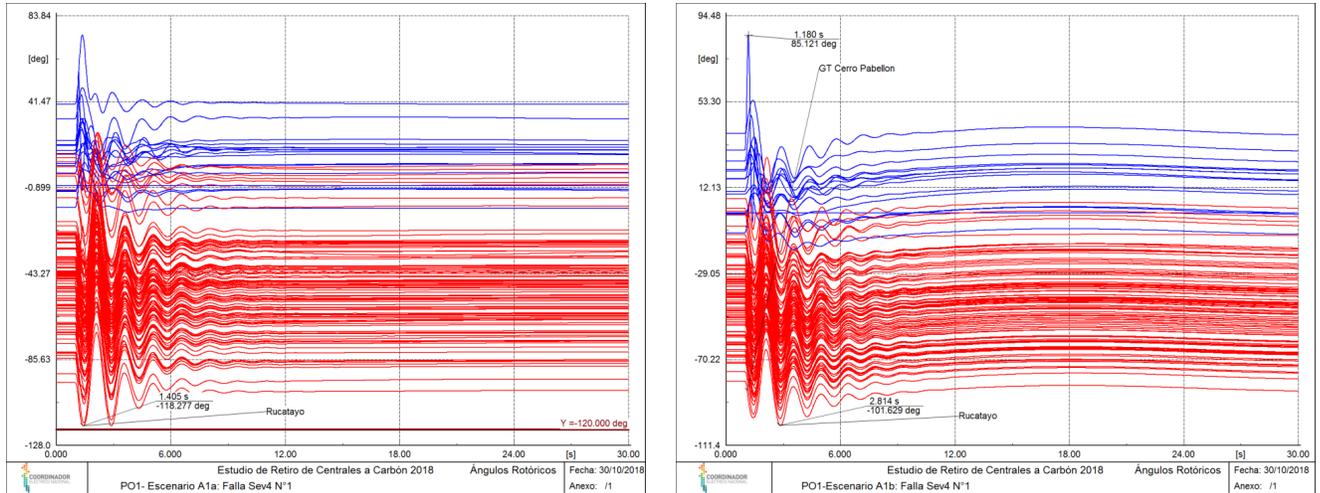


Figura 4.1: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Los Chagos - Parinas 2x500 kV (PO1).

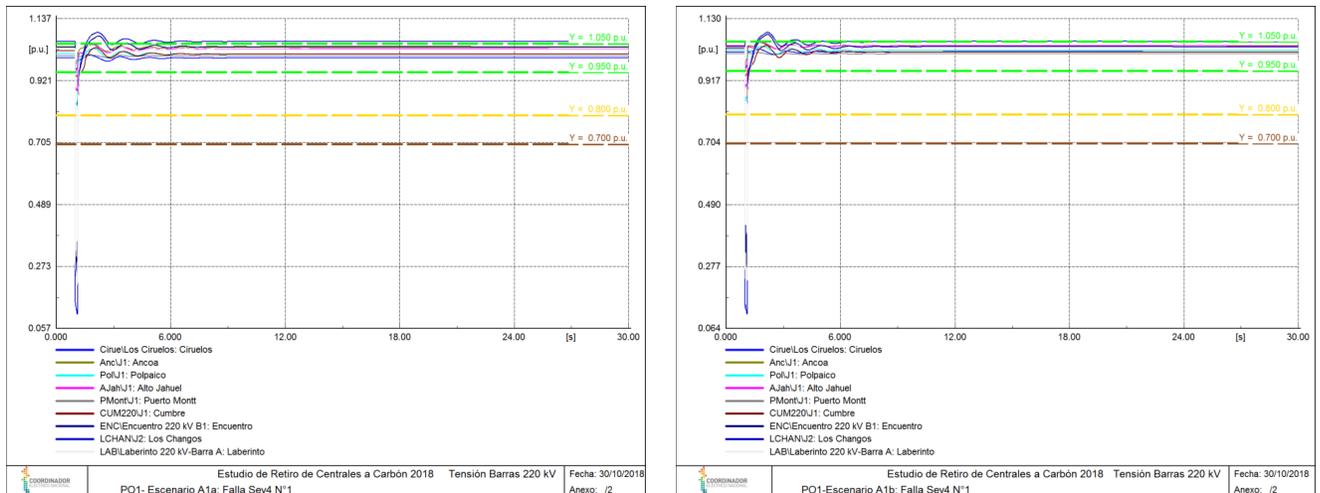


Figura 4.2: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Los Chagos - Parinas 2x500 kV (PO1).

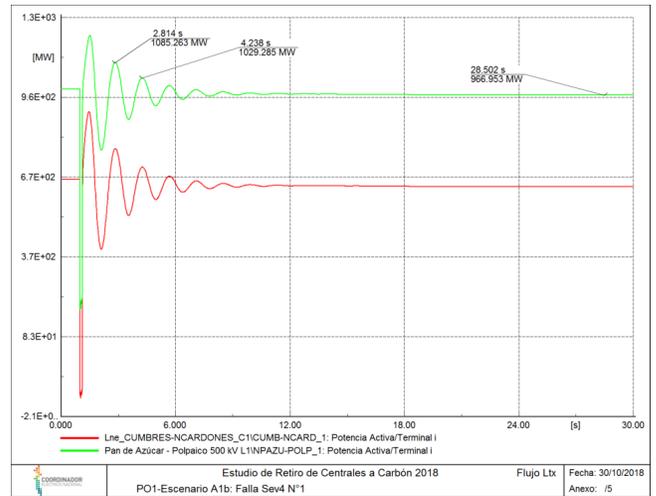
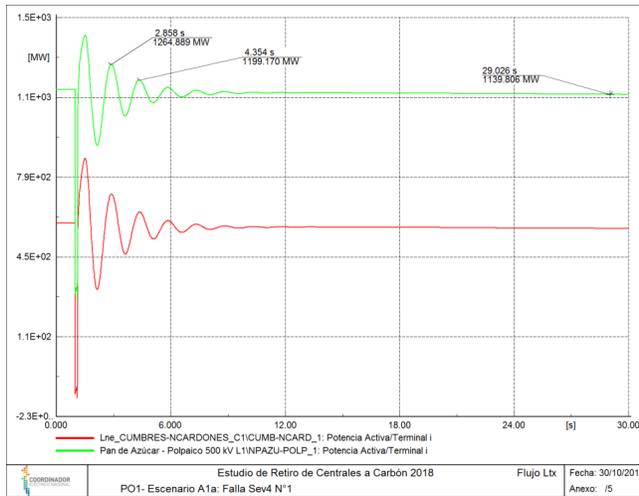


Figura 4.3: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO1).

4.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO

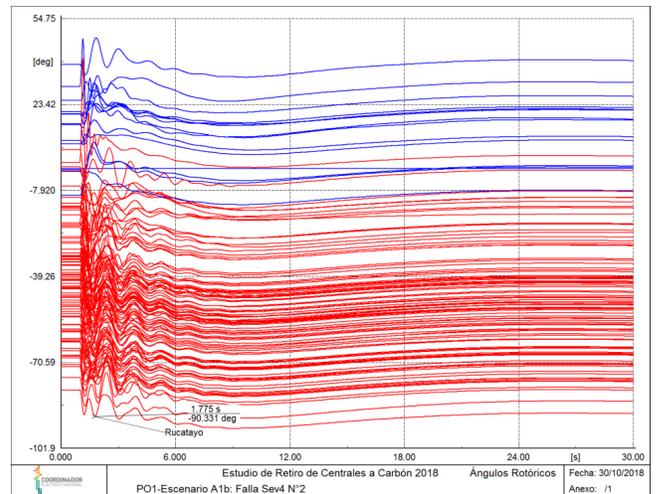
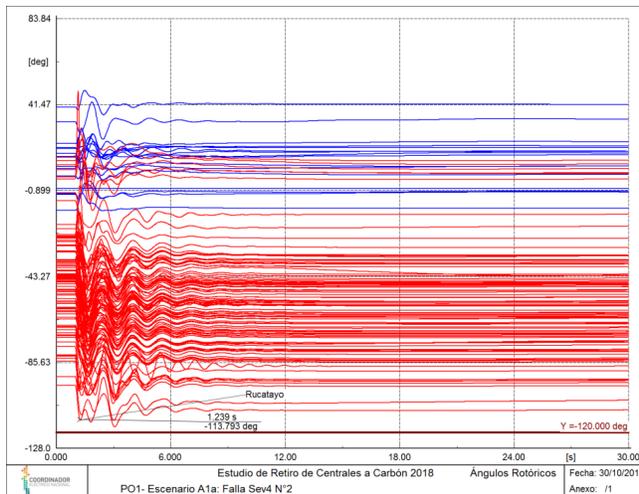


Figura 4.4: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO1).

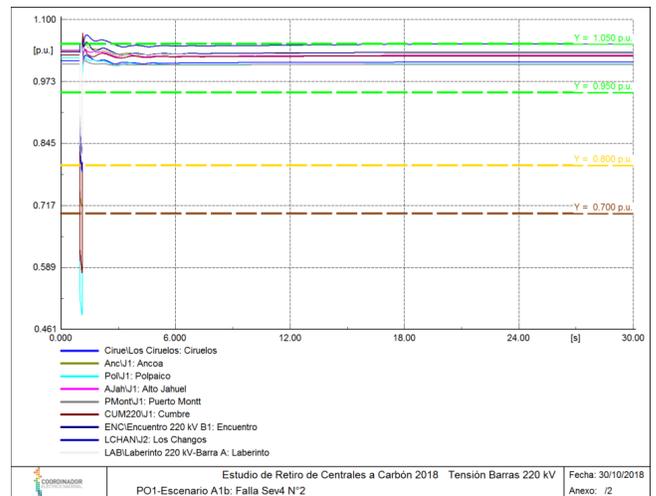
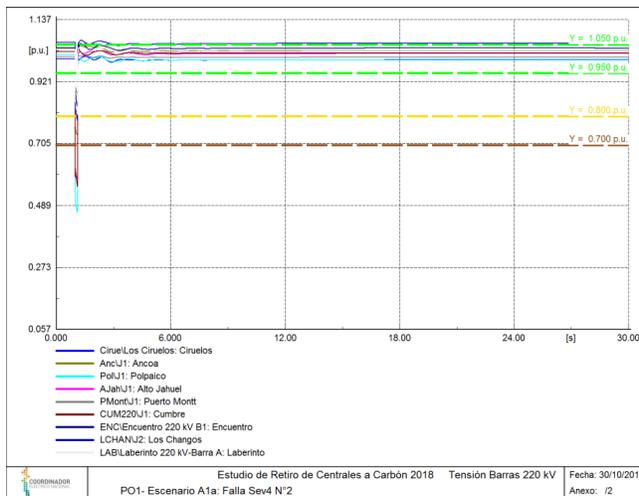


Figura 4.5: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO1).

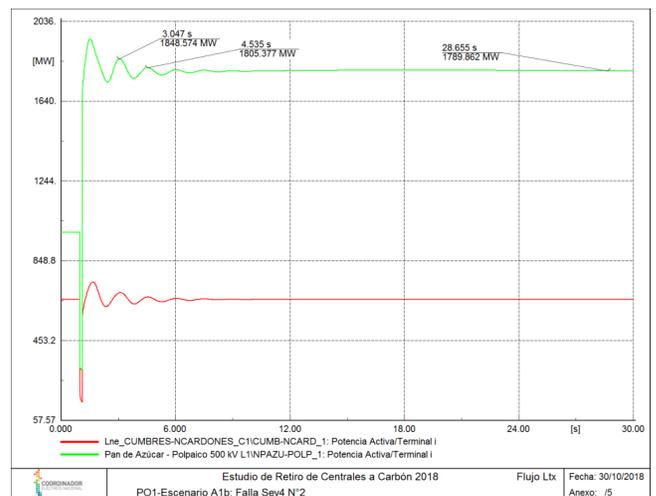
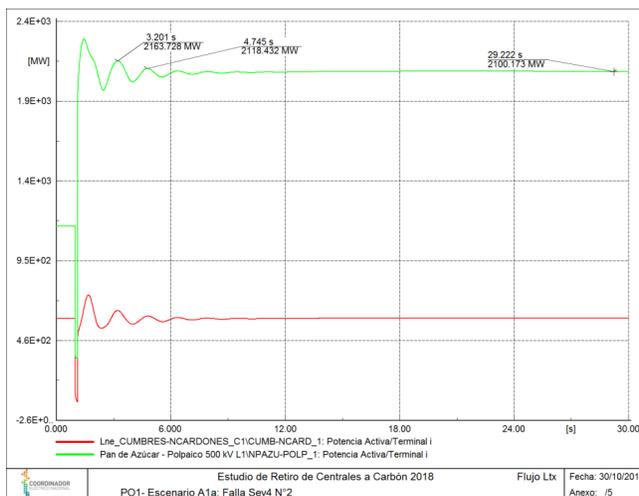


Figura 4.6: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea N. Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO1).

4.2.3 COMENTARIOS

Los resultados obtenidos para ambos Escenarios muestran un comportamiento dinámico estable luego de la contingencia simulada, obteniéndose mejores resultados de amortiguamiento, y comportamiento general del sistema, para el Escenario A1a.

Esta situación se puede explicar por la presencia de nueva generación sincrónica por efectos del plan de obras determinado, toda vez que el retiro de máquinas a carbón a la fecha de la simulación (2025) no resulta significativo.

4.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5

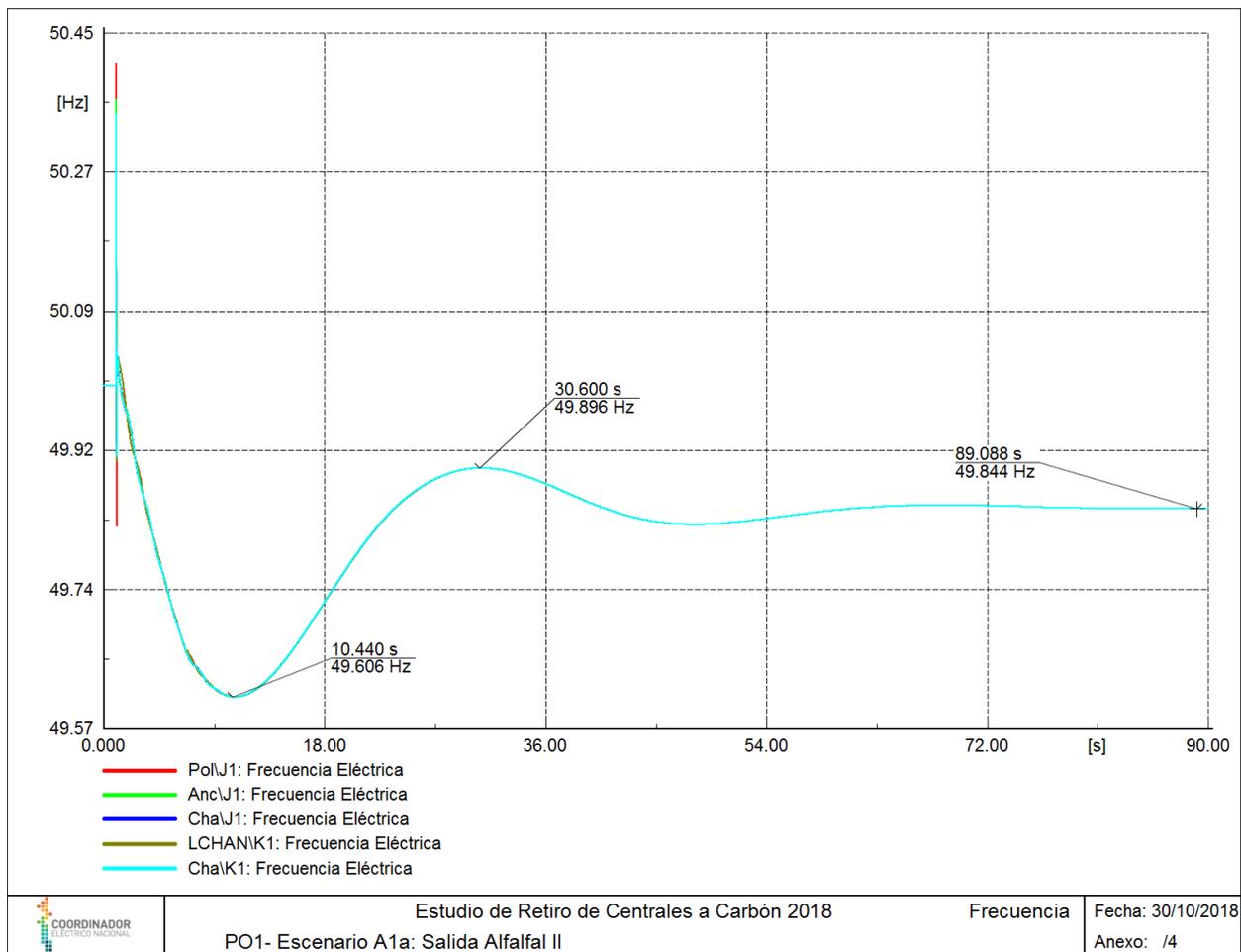


Figura 4.7: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfalfal II (168 MW), Escenario A1a (PO1).

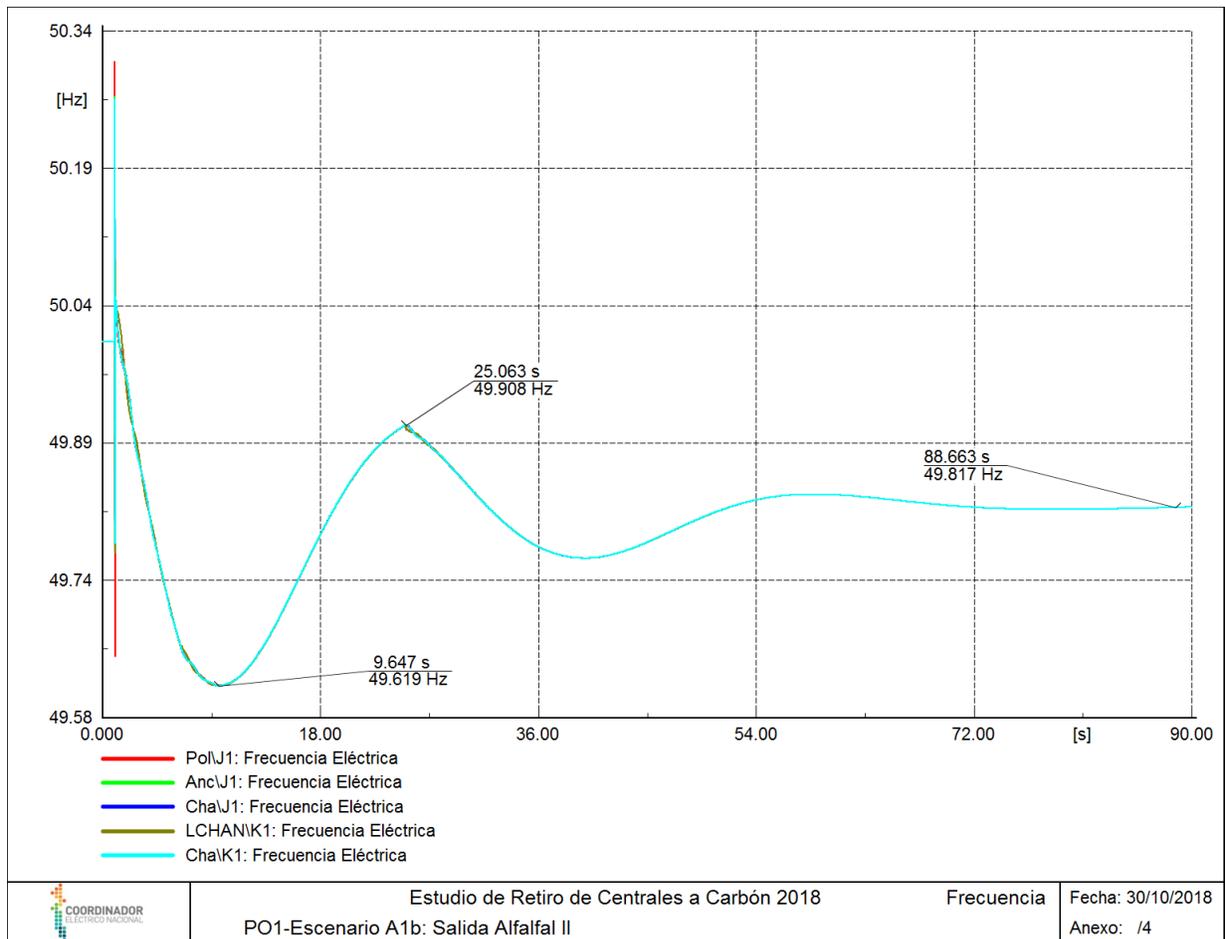


Figura 4.8: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfalfal II (168 MW), Escenario A1b (PO1).

4.3.1 COMENTARIOS

Las respuestas obtenidas en ambos Escenarios resultan comparables en cuanto a frecuencia mínima alcanzada, tiempo de inicio de la recuperación y frecuencia de régimen post contingencia, siendo mejor los valores alcanzados para el Escenario A1b (sin retiro de centrales), en este caso.

Esta situación se puede explicar por la presencia de nueva generación sincrónica por efectos del plan de obras determinado, toda vez que el retiro de máquinas a carbón a la fecha de la simulación (2025) no resulta significativo.

Por otra parte, y como se mencionó anteriormente, los resultados obtenidos para las otras contingencias de severidad 5 se encuentran disponibles en el ANEXO 1 – Simulaciones dinámicas, manteniendo la misma tónica de los resultados aquí presentados.

5 RESULTADOS PO2: AÑO 2030

A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos a partir de la simulación dinámicas de las contingencias descritas previamente, para el Punto de Operación 2 (PO2), para los Escenarios A1a y A1b (con y sin descarbonización).

5.1 RESUMEN

Las siguientes tablas resumen los resultados obtenidos para las simulaciones sobre el PO1 para ambos Escenarios y para las distintas contingencias.

La Tabla 5.1 muestra la frecuencia mínima alcanzada para cada una de las contingencias de pérdida de generación (severidad 5), así como la frecuencia de régimen alcanzada posterior a la actuación de los reguladores de velocidad (Control Primario de Frecuencia).

Tabla 5.1: Resumen resultados contingencias de generación, PO2.

Salida Central	MW	Escenario A1a		Escenario A1b	
		Mínima	Final	Mínima	Final
Alfalfal II	228	49.55	49.79	49.57	49.82
Angamos U1	150	49.67	49.82	49.68	49.84
Santa María	222/334 ²	49.57	49.80	49.32	49.70

En tanto, la Tabla 5.2 muestra los principales resultados obtenidos a partir de las contingencias simples en líneas de transmisión (severidad 4), en donde se presentan las máximas excursiones angulares y los coeficientes de amortiguamiento resultantes, para cada Escenario y contingencia simulada.

Tabla 5.2: Resumen resultados contingencias de líneas, PO2.

Contingencia	Escenario A1a			Escenario A1b		
	MW Inicial	ξ [%]	δ máx (Unidad)	MW Inicial	ξ [%]	δ máx (Unidad)
Los Changos – Parinas 500 kV	746	5.4	-106.6° (La Arena)	316	8.4	111.5° (C. Pabellón)
Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	1388	7.9	-90.0° (La Arena)	1579	9.0	91.1° (Guacolda U4)

En términos generales, los resultados muestran un comportamiento satisfactorio para el punto de operación y las contingencias seleccionadas, dando cumplimiento a los estándares de recuperación dinámica contenidos en la normativa técnica. Asimismo, se constata una mejora -leve- en los indicadores de desempeño en relación con el PO1, para ambos Escenarios.

² Despacho de la central Santa María es distinto en cada Escenario: 222 (mínimo técnico) y 334 MW (plena carga) para los Escenarios A1a y A1b, respectivamente.

5.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4

5.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS

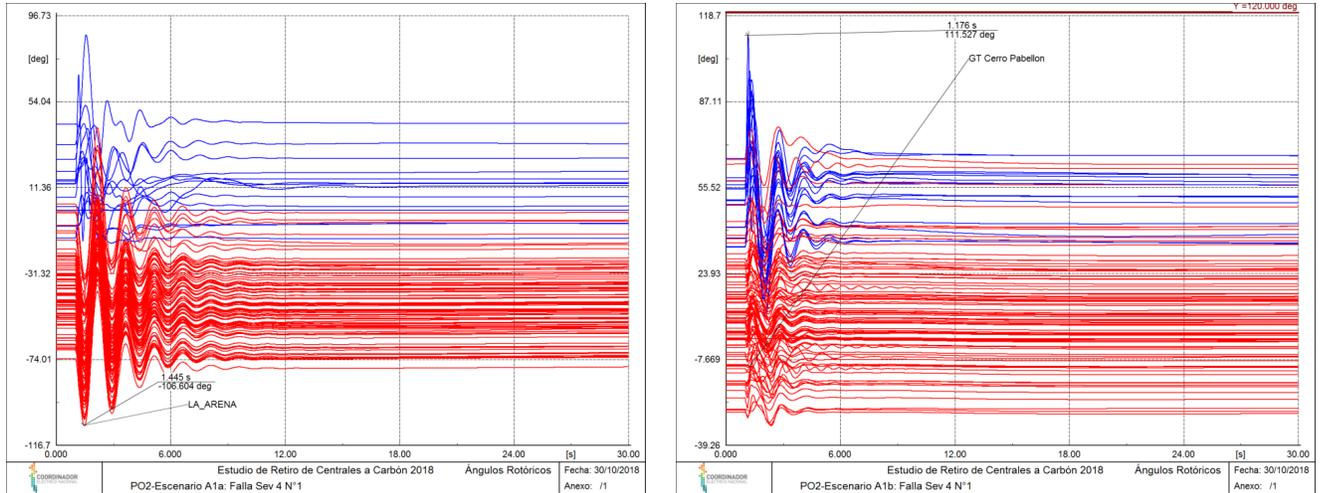


Figura 5.1: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO2).

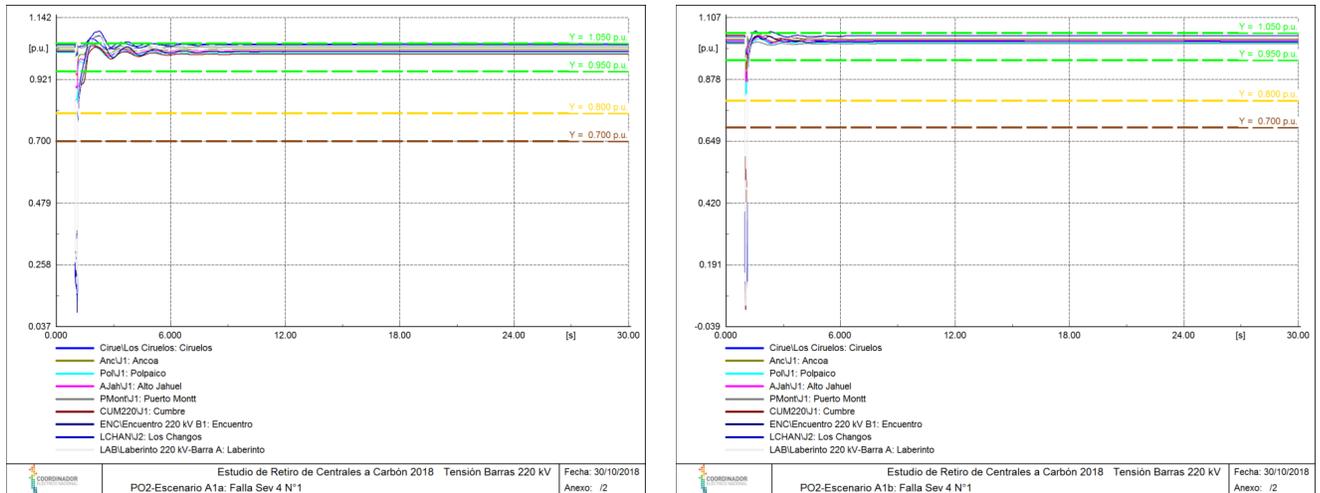


Figura 5.2: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO2).

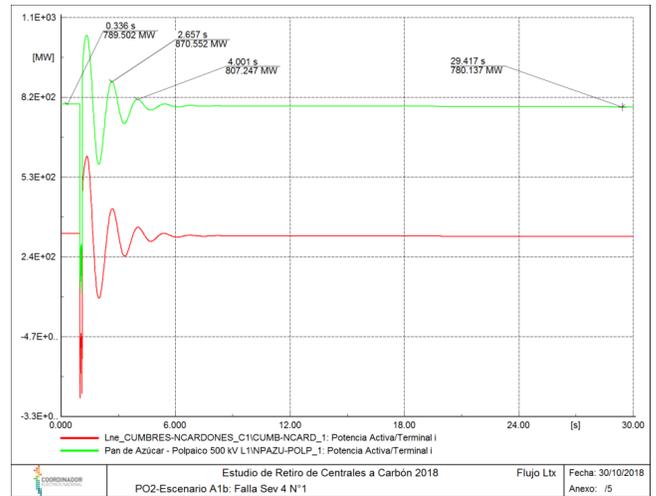
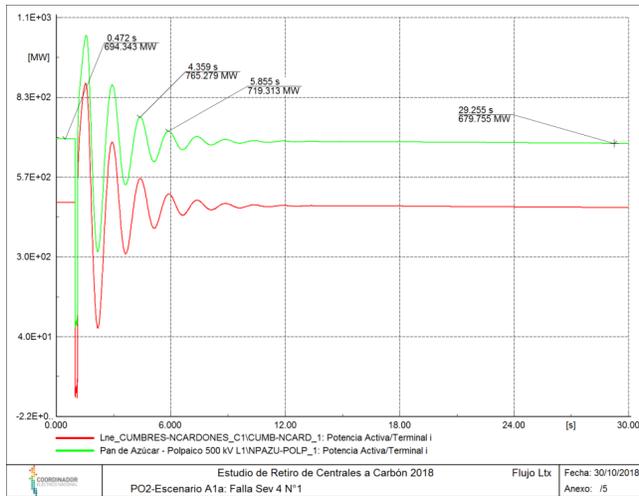


Figura 5.3: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO2).

5.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO

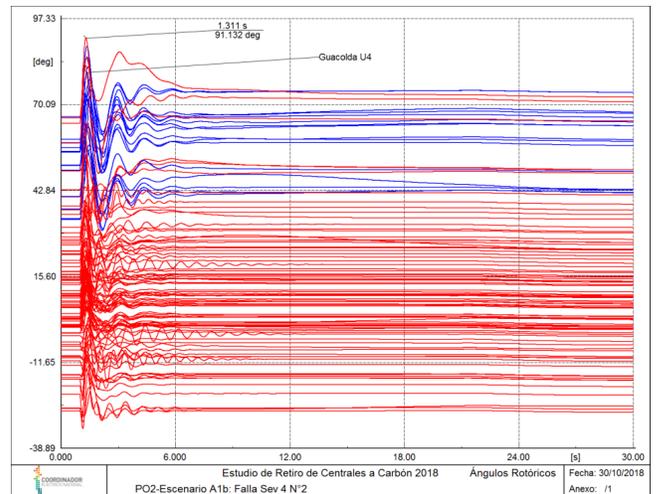
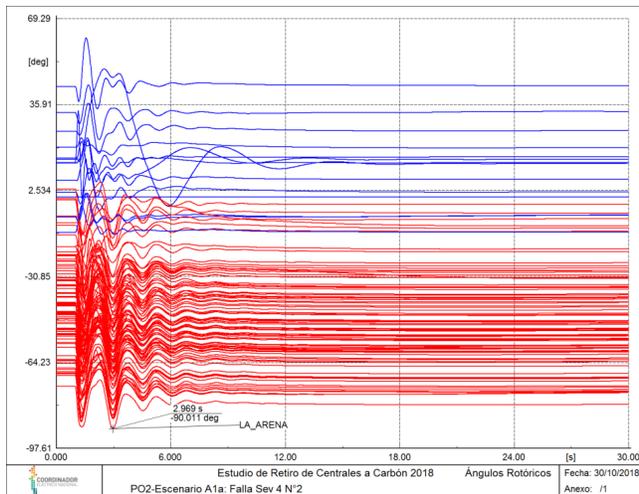


Figura 5.4: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO2)

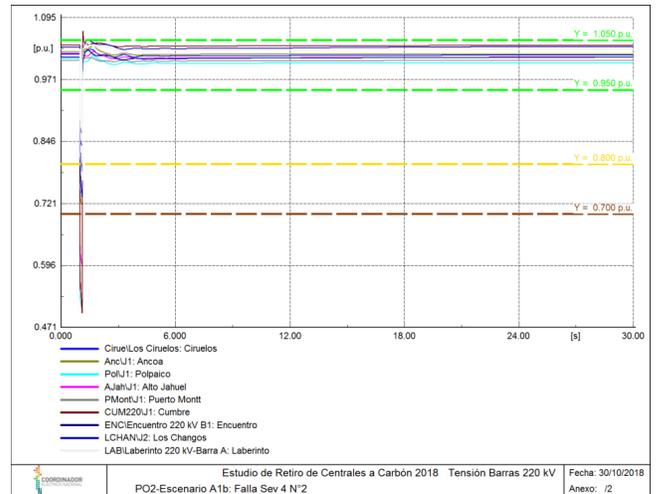
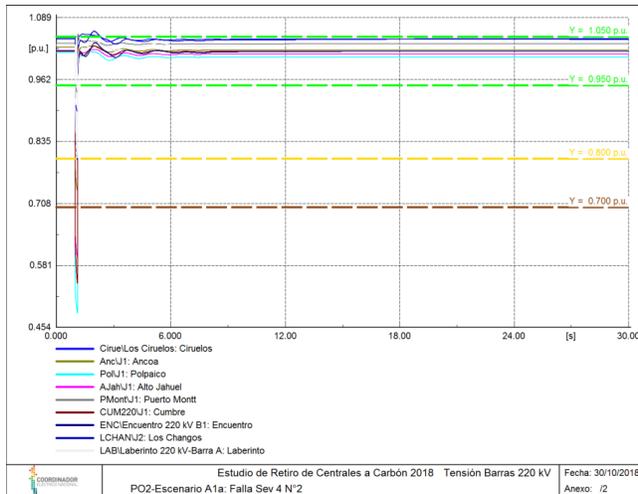


Figura 5.5: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO2).

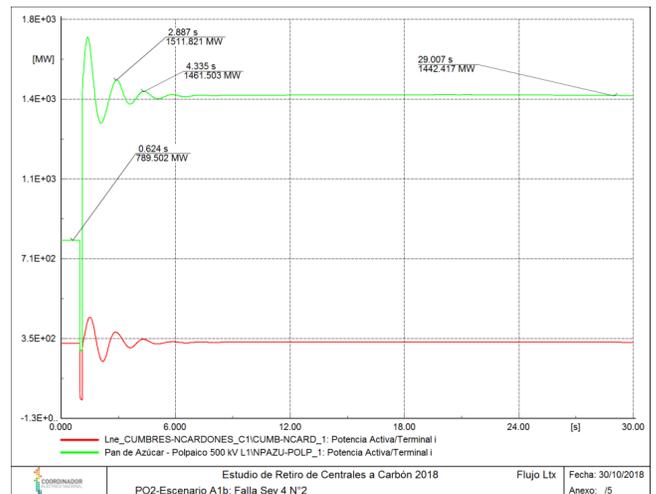
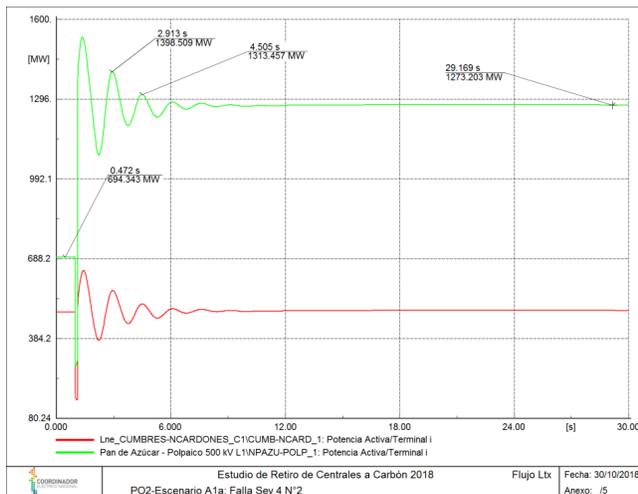


Figura 5.6: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea N. Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO2).

5.2.3 COMENTARIOS

Los resultados obtenidos para ambos Escenarios muestran un comportamiento dinámico estable luego de las contingencias simuladas, obteniéndose resultados acordes a los requerimientos normativos.

En relación con el PO1, para las contingencias en líneas se obtuvieron mejores resultados para el Escenario A1b, lo cual no debiera parecer extraño, pues este Escenario mantiene en servicio las máquinas sincrónicas a carbón, con lo cual el sistema mantiene puntos de apoyo tanto en la zona del norte grande como del norte chico. Esto vendría a dar cuenta, entre otras cosas, de que la distribución de los apoyos eléctricos posee un impacto en los resultados obtenidos.

5.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5

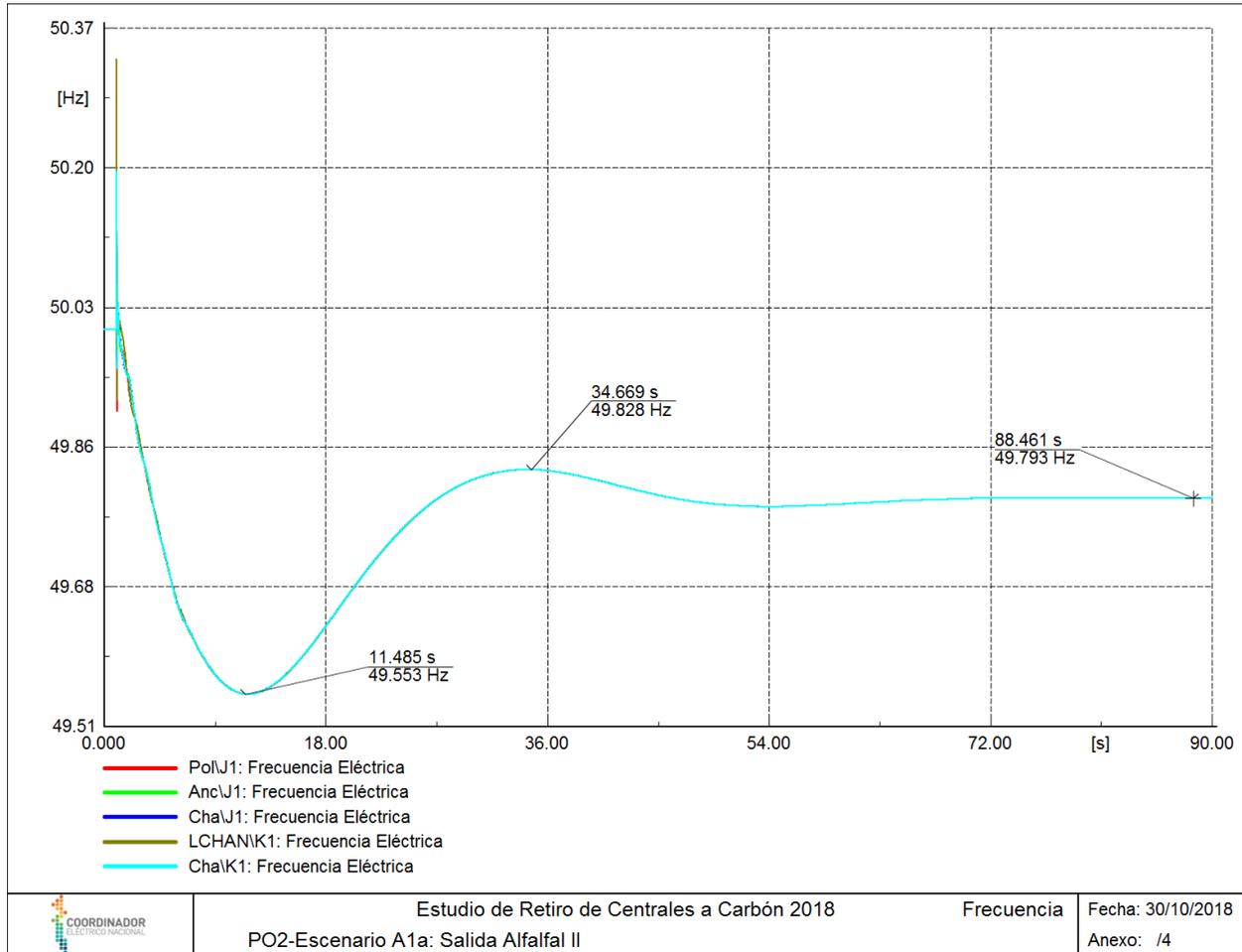


Figura 5.7: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfalfal II (228 MW), Escenario A1a (PO2).

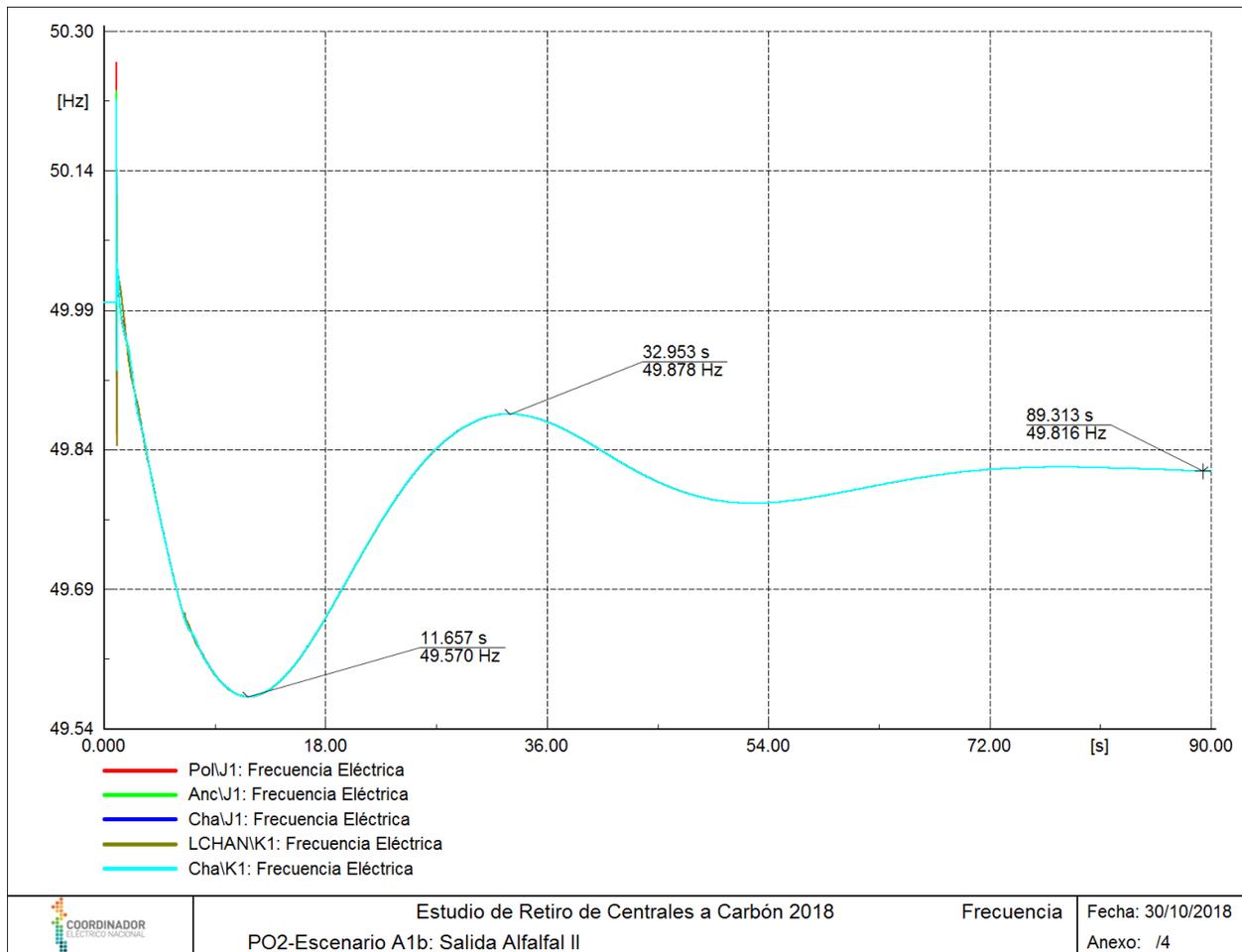


Figura 5.8: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfafal II (228 MW), Escenario A1b (PO2).

5.3.1 COMENTARIOS

Las respuestas obtenidas en ambos Escenarios resultan comparables en cuanto a frecuencia mínima alcanzada, tiempo de inicio de la recuperación y frecuencia de régimen post contingencia, siendo mejor los valores alcanzados para el Escenario A1b (sin retiro de centrales), nuevamente.

Por otra parte, y como se mencionó anteriormente, los resultados obtenidos para las otras contingencias de severidad 5 se encuentran disponibles en el ANEXO 1 – Simulaciones dinámicas, manteniendo la misma tónica de los resultados aquí presentados.

6 RESULTADOS PO3: AÑO 2035

A continuación, se presentan los resultados más relevantes obtenidos a partir de la simulación dinámicas de las contingencias descritas previamente, para el Punto de Operación 3 (PO3), para los Escenarios A1a y A1b (con y sin descarbonización).

6.1 RESUMEN

Las siguientes tablas resumen los resultados obtenidos para las simulaciones sobre el PO1 para ambos Escenarios y para las distintas contingencias.

La Tabla 6.1 muestra la frecuencia mínima alcanzada para cada una de las contingencias de pérdida de generación (severidad 5), así como la frecuencia de régimen alcanzada posterior a la actuación de los reguladores de velocidad (Control Primario de Frecuencia).

Tabla 6.1: Resumen resultados contingencias de generación, PO3.

Salida Central	MW	Escenario A1a		Escenario A1b	
		Mínima	Final	Mínima	Final
Alfalfal II	202	49.68	49.83	49.65	49.82
Angamos U1	150	49.71	49.83	49.67	49.84
Santa María	222/334 ³	49.63	49.78	49.35	49.72

En tanto, la Tabla 6.2 muestra los principales resultados obtenidos a partir de las contingencias simples en líneas de transmisión (severidad 4), en donde se presentan las máximas excursiones angulares y los coeficientes de amortiguamiento resultantes, para cada Escenario y contingencia simulada.

Tabla 6.2: Resumen resultados contingencias de líneas, PO3.

Contingencia	Escenario A1a			Escenario A1b		
	MW Inicial	ξ [%]	δ máx (Unidad)	MW Inicial	ξ [%]	δ máx [°]
Los Changos – Parinas 500 kV	382	7.2	-119.3° (La Arena)	62	6.6	-100.6° (Rucatayo)
Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	1560	5.8	-101.6° (Rucatayo)	1902	8.0	-101.3° (Capullo)

³ Despacho de la central Santa María es distinto en cada Escenario: 222 (mínimo técnico) y 334 MW (plena carga) para los Escenarios A1a y A1b, respectivamente.

6.2 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 4

6.2.1 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV LOS CHANGOS – PARINAS

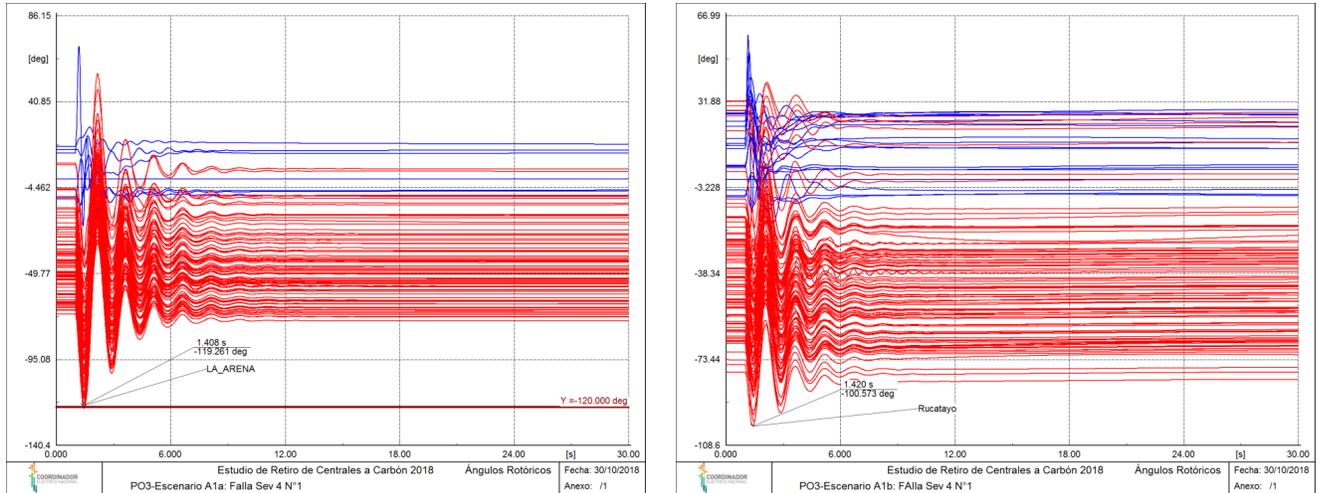


Figura 6.1: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO3).

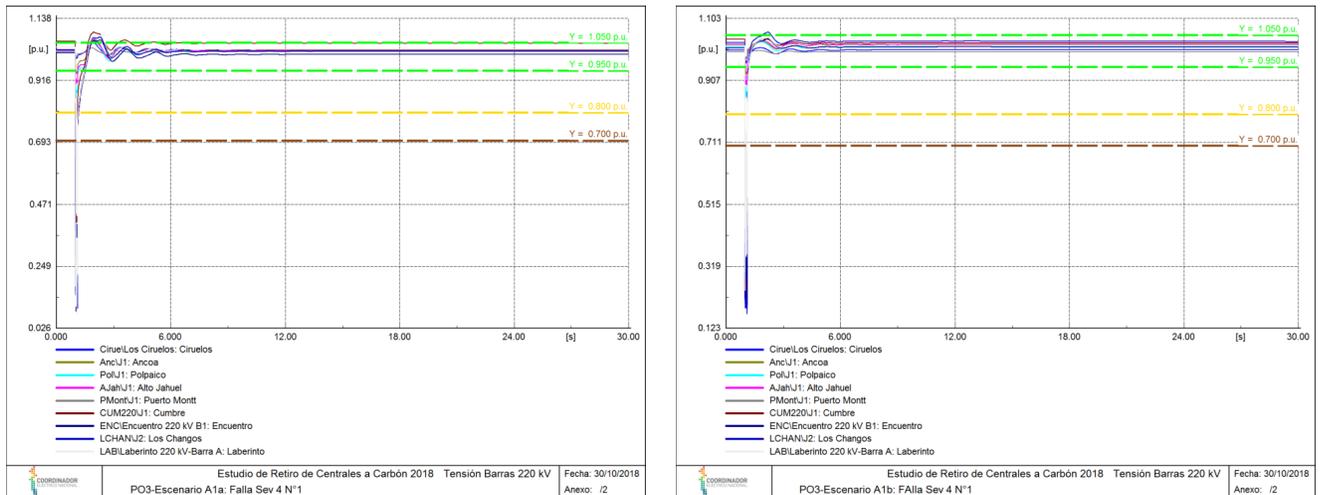


Figura 6.2: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO3).

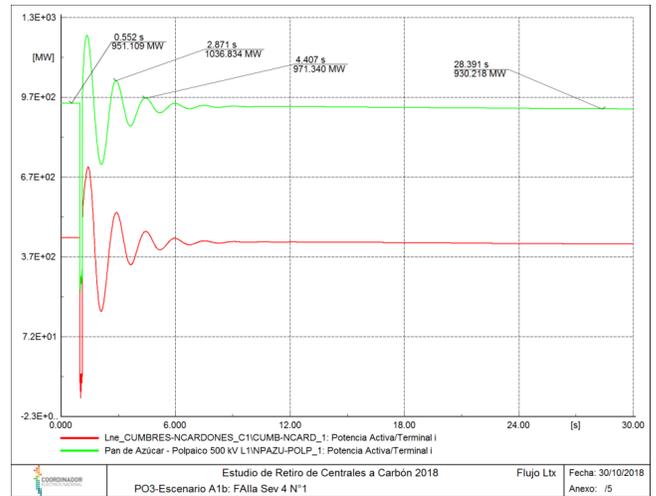
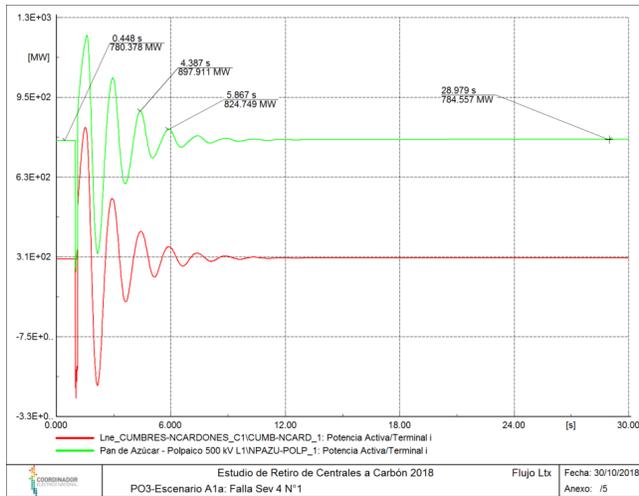


Figura 6.3: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea Los Changos - Parinas 2x500 kV (PO3).

6.2.2 CORTOCIRCUITO 3FT CIRCUITO 1 LÍNEA 2X500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO

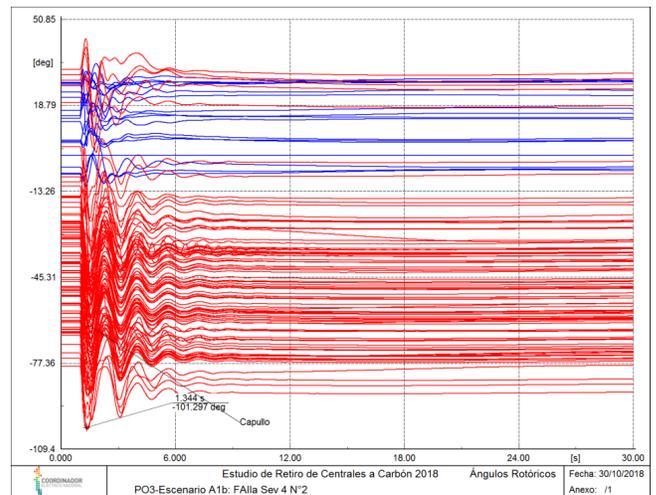
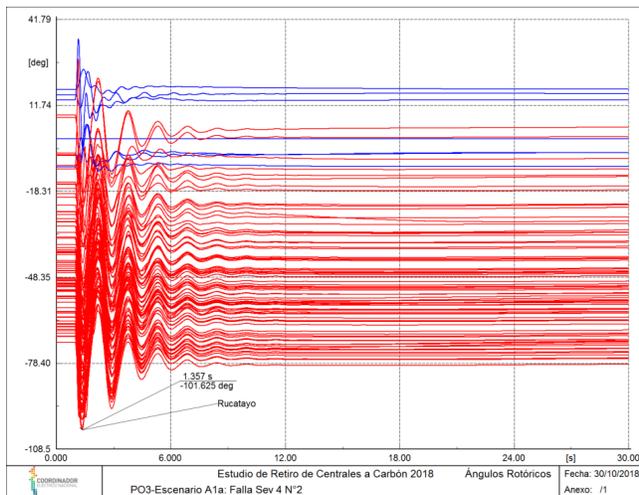


Figura 6.4: Ángulo relativo, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO3)

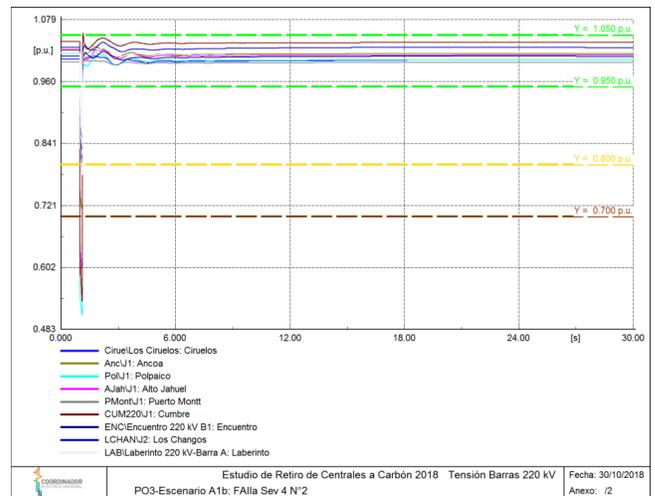
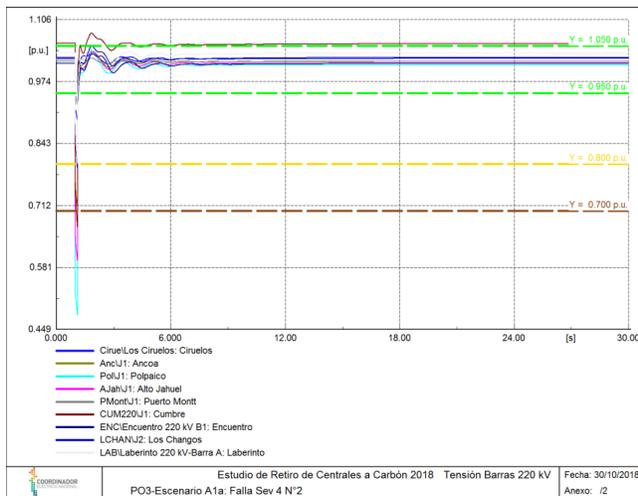


Figura 6.5: Tensión en barras de 220 kV, CC3FT en un circuito de la línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO3).

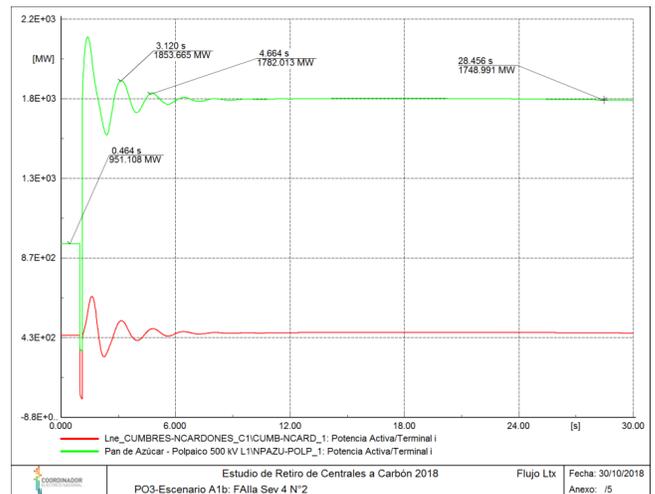
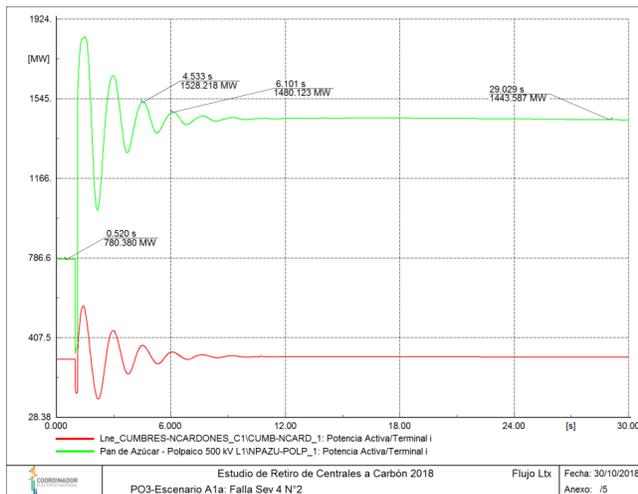


Figura 6.6: Potencia activa principales líneas de transmisión, CC3FT en un circuito de la línea N. Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV (PO3).

6.2.3 COMENTARIOS

Los resultados obtenidos para ambos Escenarios muestran un comportamiento dinámico estable luego de las contingencias simuladas, obteniéndose resultados acordes a los requerimientos normativos.

Por otra parte, al comparar los resultados obtenidos para este PO en relación con los anteriores, se constatan resultados dispares en cuanto comportamiento del índice de amortiguamiento en función de las contingencias simuladas, obteniéndose, para este punto, coeficientes de amortiguamiento mejores en una de las contingencias para el Escenario A1a y en la otra para el A1b, en cuanto a las contingencias de líneas. Esto puede tener relación con las diferencias en la distribución de la generación sincrónica que vendría a reemplazar a las máquinas a carbón que se suponen retiradas para esta fecha (2030), particularmente algunas unidades de la central Guacolda, principalmente, pues aquellas que serían retiradas en la zona del norte grande (NTO, CTM, CTTAR, por ejemplo) serían naturalmente reemplazadas

por generación sincrónica, en base a CSP o bombeo, ubicadas en el mismo entorno. Esto podría explicar la mejor respuesta obtenida en el Escenario A1a frente a la contingencia en el circuito Los Changos – Parinas 500 kV, en relación con la obtenida en el A1b, mientras que se invierte esta lógica para la contingencia en el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, en donde se obtiene mejor respuesta para el Escenario A1b.

6.3 CONTINGENCIAS SEVERIDAD 5

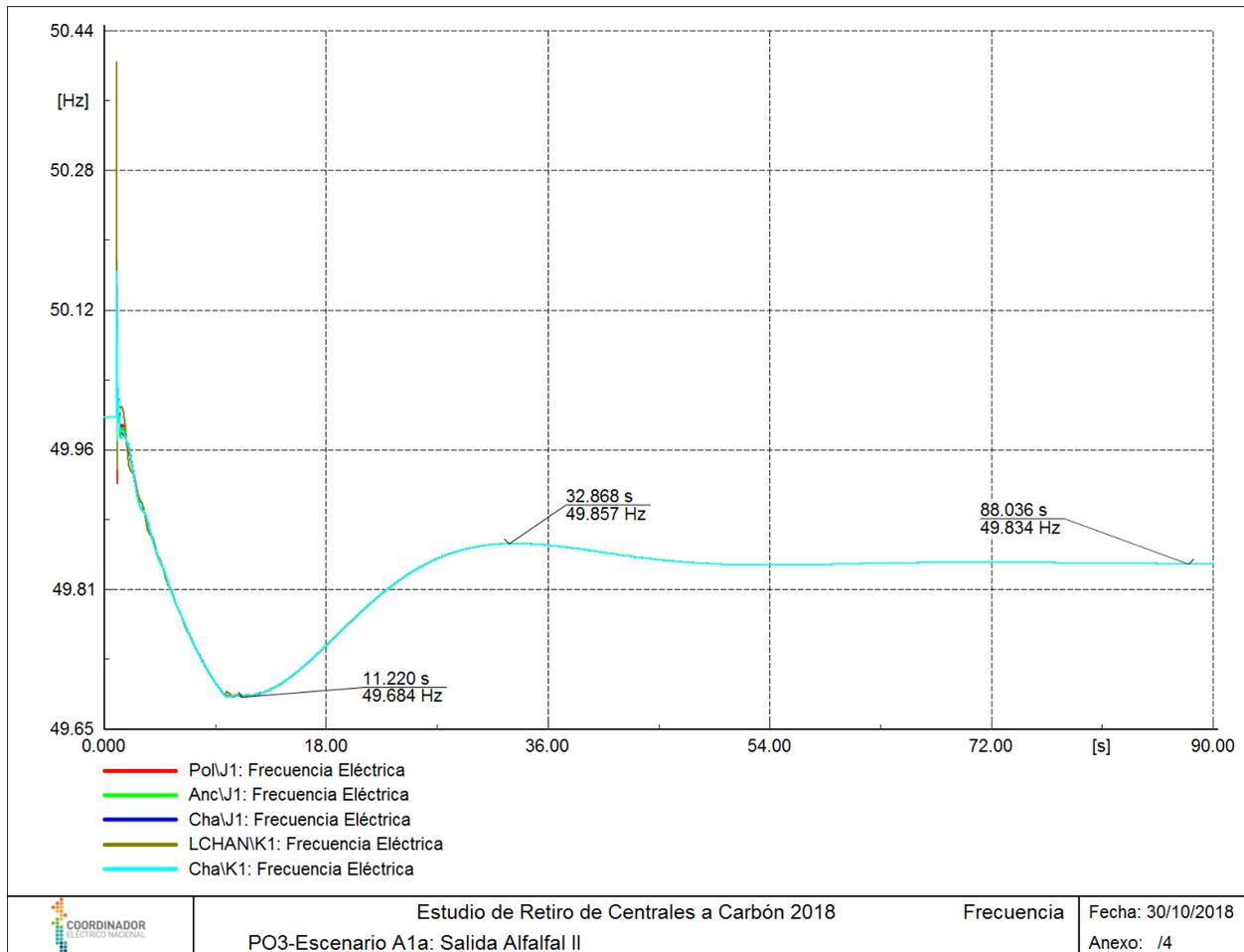


Figura 6.7: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfalfal II (208 MW), Escenario A1a (PO3).

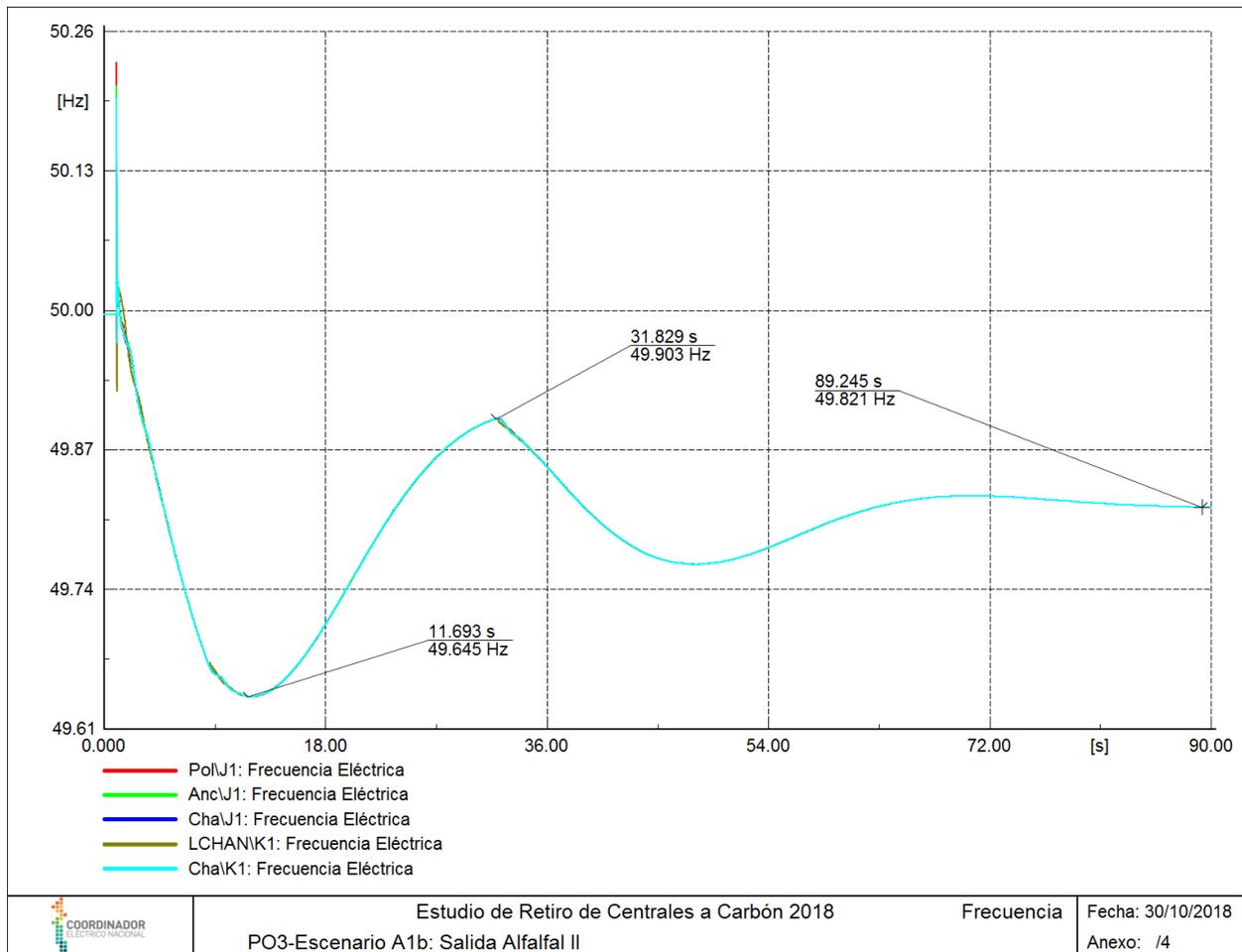


Figura 6.8: Respuesta en frecuencia ante pérdida de la central Alfalfal II (208 MW), Escenario A1b (PO3).

6.3.1 COMENTARIOS

En el caso de las contingencias de generación, las respuestas obtenidas en ambos Escenarios resultan muy parecidas en cuanto a frecuencia mínima alcanzada, el tiempo de inicio de la recuperación y frecuencia de régimen post contingencia, siendo mejor los valores alcanzados para el Escenario A1b (sin retiro de centrales), una vez más. Sin embargo, es importante destacar que el Escenario A1b presenta condiciones de operación diferentes, en cuanto a que en este escenario se presentan, para este PO, algunas centrales a carbón operando a plena carga, a diferencia del Escenario A1a, en donde se encuentran operando a mínimo técnico, de modo que existen contingencias de esta central con distintos montos de potencia desconectada, por lo que la comparación entre escenarios no resulta tan directa.

Finalmente, y como se ha mencionado anteriormente, los resultados obtenidos para las otras contingencias de severidad 5 se encuentran disponibles en el ANEXO 1 – Simulaciones dinámicas, manteniendo la misma tónica de los resultados aquí presentados.

7 CONCLUSIONES

A partir de las contingencias simuladas para los puntos de operación y escenarios seleccionados, obtuvieron las siguientes conclusiones relevantes:

- El sistema presenta condiciones de estabilidad totalmente comparables para ambos escenarios, mostrando un buen desempeño dinámico en todos los casos analizados.
- El análisis de los resultados obtenidos mostró que la contingencia que representó una mayor exigencia para el sistema corresponde a un cortocircuito franco en la zona del norte grande, presentando las mayores excursiones angulares y oscilaciones de esta variable. Al respecto, conviene señalar lo siguiente:
 - En total se simularon doce contingencias de líneas (cortocircuitos) aplicados durante 120 milisegundos, máximo tiempo admisible para el despeje de una falla de esas características en instalaciones de más de 200 kV.
 - A partir de esos resultados se establecen las conclusiones aquí descritas. No obstante, se reconoce la necesidad de ampliar el número de casos a simular, sensibilizando sobre los puntos de operación seleccionados (condición de despacho y distribución y monto de la demanda) y los puntos de aplicación de las fallas. Asimismo, resulta conveniente analizar en mayor detalle las contribuciones de cada máquina, en cuanto a tecnología y ubicación, a la respuesta del sistema.
 - Finalmente, es importante señalar que el rol de los controladores modelados en las distintas máquinas, así como la correcta modelación de las unidades y sus equipos primarios asociados, tiene un impacto relevante en el desempeño dinámico frente a este tipo de contingencias, por lo que también resultaría pertinente sensibilizar sobre los modelos de máquinas y controladores supuestos para las centrales genéricas incorporadas a la base de datos, no solo para efectos de corroborar que los supuestos resultaron ser efectivamente conservadores, sino para explorar posibles brechas de mejora en la respuesta alcanzada bajo nuevos supuestos.
- Por su parte, las contingencias de pérdida de generación no presentaron mayores dificultades para ser enfrentadas en ninguno de los casos analizados. Al respecto, conviene señalar lo siguiente:
 - Los resultados obtenidos muestran que las restricciones de reserva para efectos del control de frecuencia cumplieron su objetivo de buena manera, lo cual quedó demostrado incluso en las condiciones conservadoras en que se desarrollaron las simulaciones, en donde varias máquinas que, estando en servicio, y pudiendo entregar respuesta de frecuencia a nivel de control primario, no tenían habilitadas sus reguladores de velocidad, así como tampoco se consideró la posibilidad de respuesta de las centrales de bombeo.
 - Lo anterior, si bien corresponde a un punto positivo, también viene a dar cuenta que los criterios utilizados para ajustar los requerimientos de reserva, con que ejecutó la simulación de operación económica, pueden ajustarse de modo de obtener una respuesta eléctrica que cumpla con los estándares normativos y que a la vez resulte más económica. Esta situación es un tema relevante que deberá ser abordado en estudios de mayor profundidad sobre este punto en particular, tanto en lo que respecta a los montos

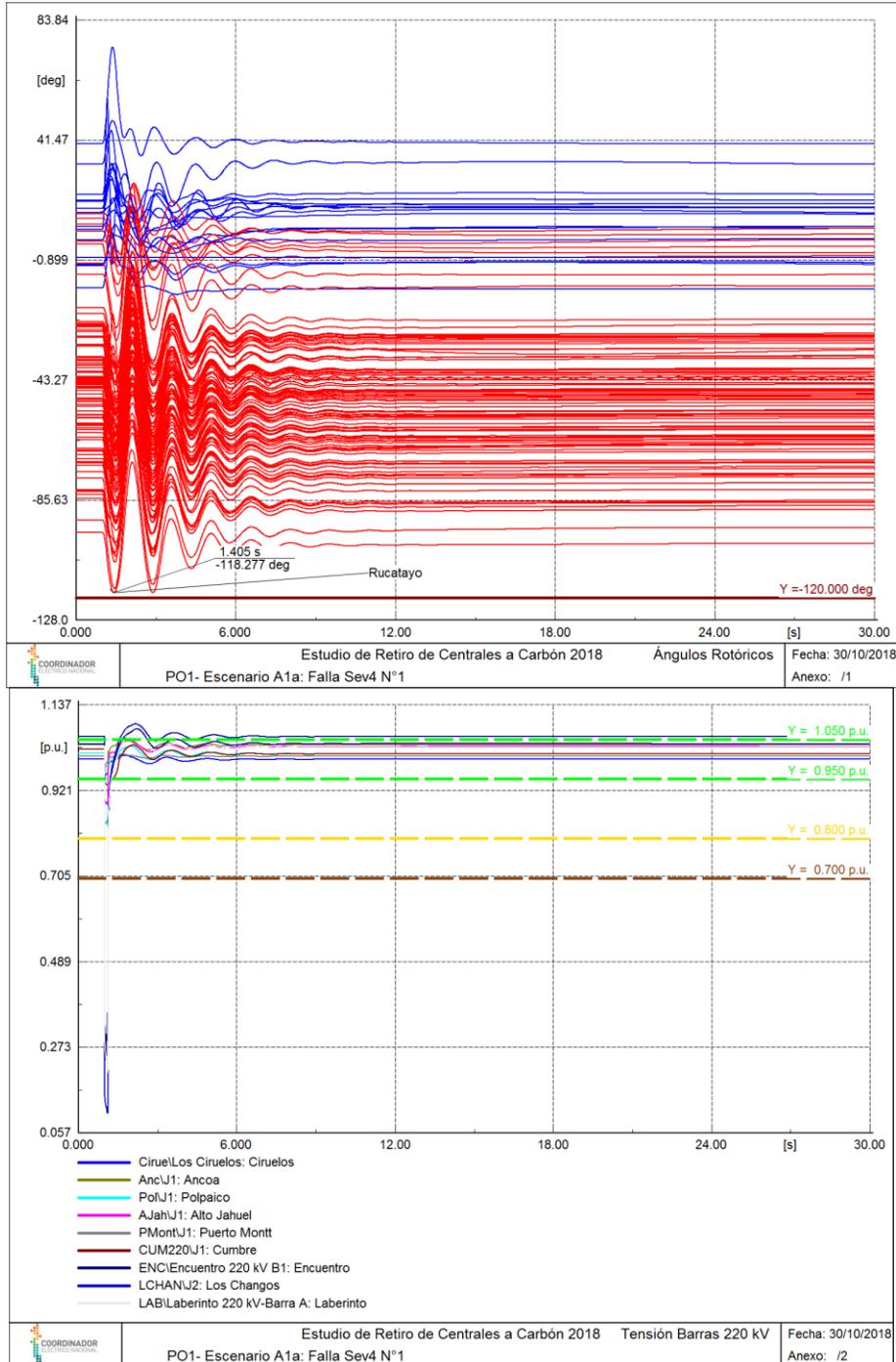
considerados, su distribución a lo largo del sistema, así como otras características de la reserva entregada por las máquinas, como por ejemplo el tiempo de inicio de la respuesta y su evolución en el tiempo.

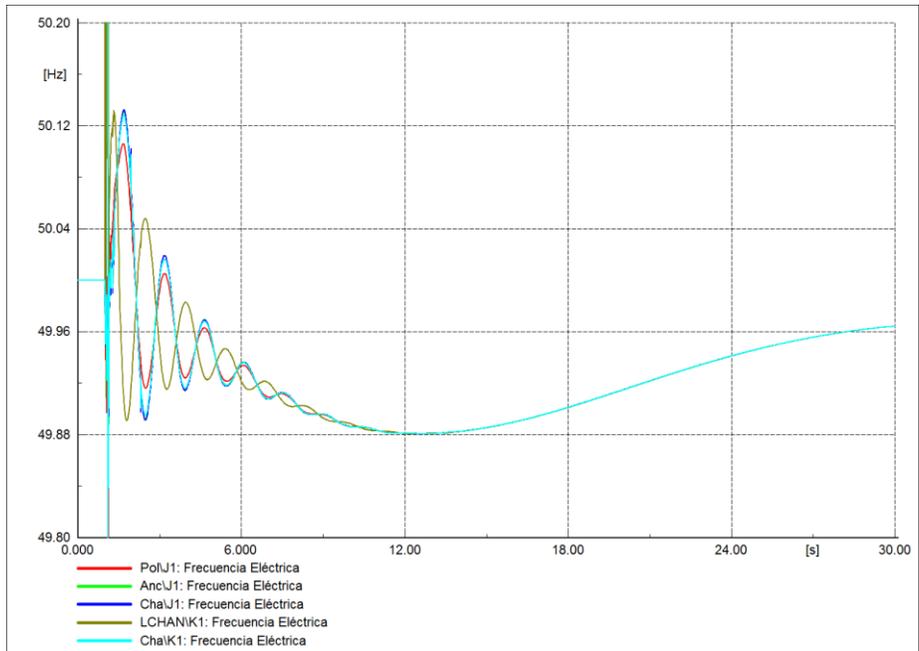
- Finalmente, señalar que, al igual como ocurrió con las contingencias de líneas, existe un amplio abanico de diferentes contingencias y puntos de operación que se resultaría pertinente simular para efectos de corroborar la validez de las conclusiones aquí planteadas, así como para efectos de contar con mayores antecedentes respecto al comportamiento del sistema frente a un espectro más amplio de combinaciones entre demanda y generación (despacho), así como para apoyar el trabajo planteado en el punto anterior, respecto al refinamiento de los montos y cualidades de reserva futura.
- Otro punto por destacar guarda relación con la definición y posterior modelación del enlace en corriente continua que se viene planteando a nivel de planes de expansión de la transmisión, y que ha sido confirmado durante el desarrollo de este estudio (prácticamente con independencia de los escenarios considerados). Este punto es importante para analizar la respuesta del sistema a nivel de transitorios electromecánicos, así como para definir los montos de transferencias por ambos sistemas de transmisión paralelos (AC y DC).
- Ligado al punto anterior, la definición en cuanto a montos, puntos de conexión y tecnología de un potencial enlace HVDC representa un punto esencial para los trabajos futuros de determinación de requerimientos de compensación de potencia reactiva en el sistema, situación que se apreció con claridad durante la carga de los puntos de operación en el software de simulación, constatándose la pertinencia de desarrollar análisis específicos sobre este punto, tanto para definición de balance de potencia reactiva de tipo estática (condensadores, reactores), como de sistemas de control dinámico de reactivos (SVC, STATCOM), los cuales también podrían realizar un aporte en el sentido de conseguir un mejor desempeño dinámico del sistema, y con ello, eventualmente, permitir mayores transferencias por los principales corredores bajo condiciones de menores requerimientos de generación sincrónica en operación.

ANEXO 1 – SIMULACIONES DINÁMICAS

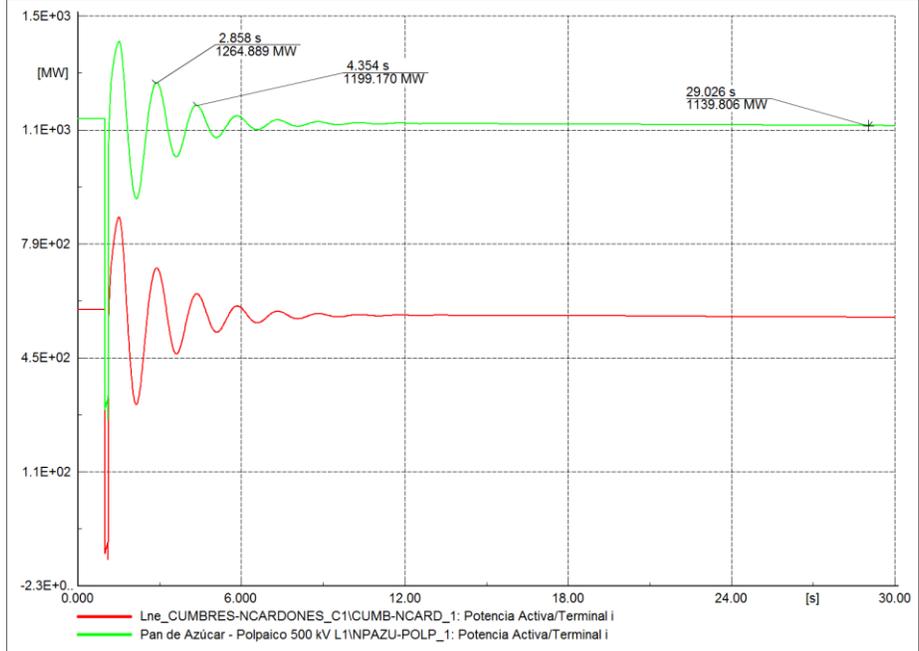
7.1 ESCENARIO A1A

7.1.1 PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

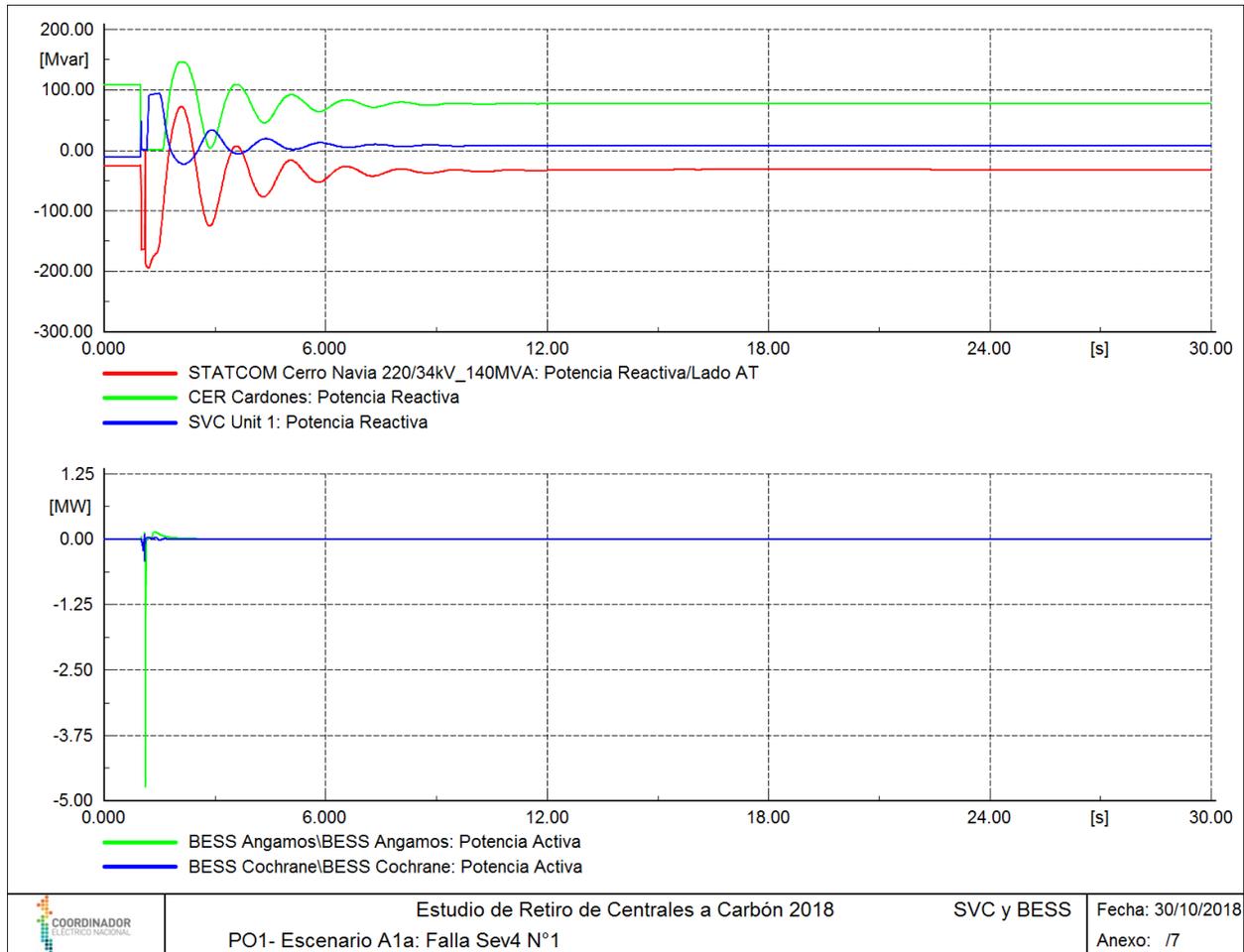




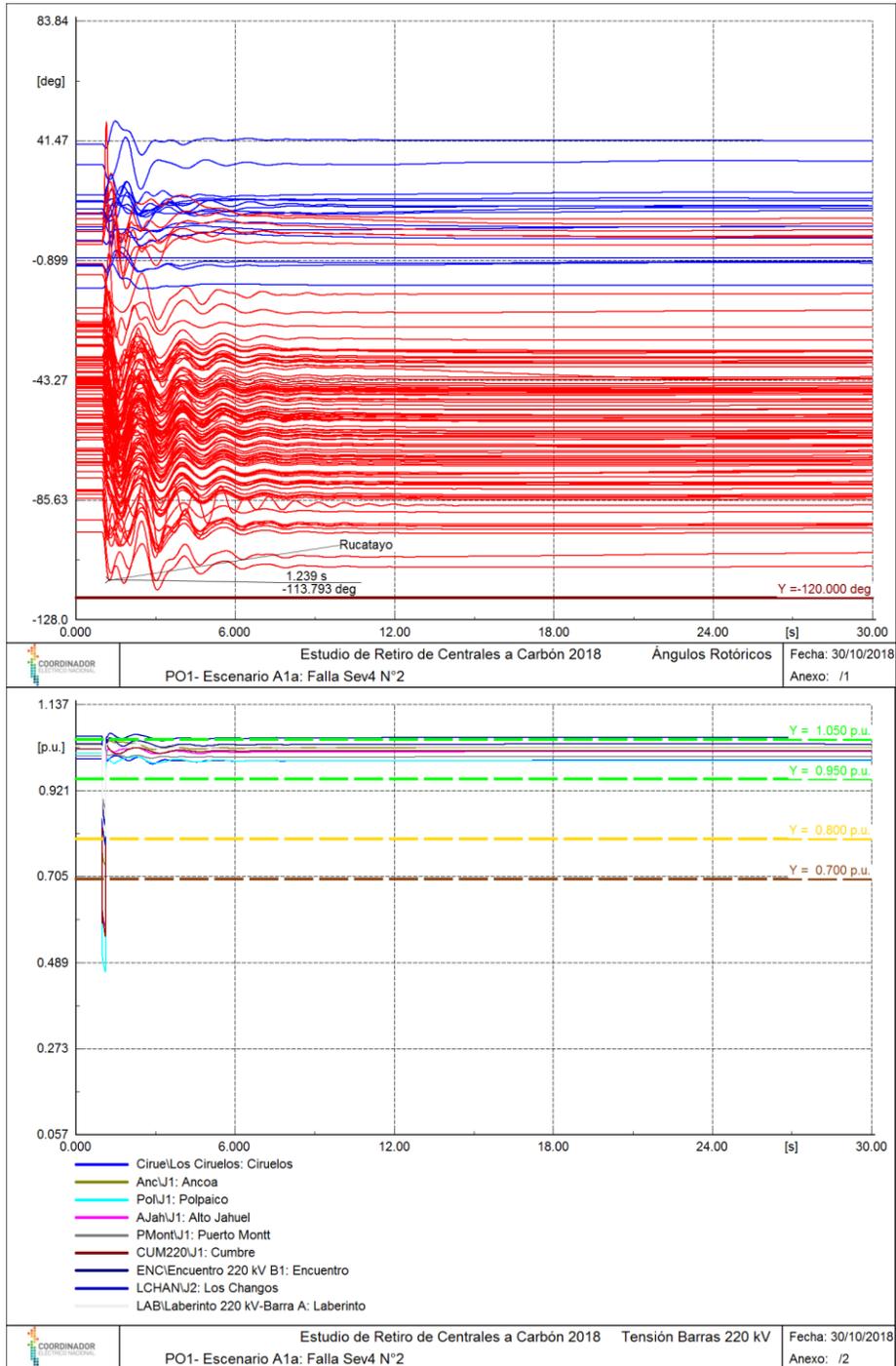
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Falla Sev4 N°1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

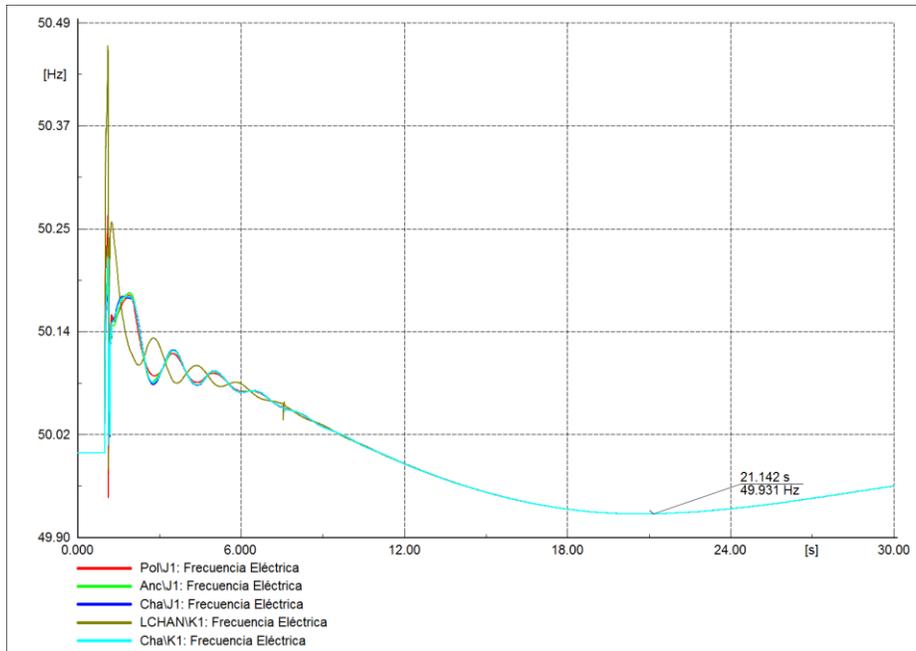


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Falla Sev4 N°1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

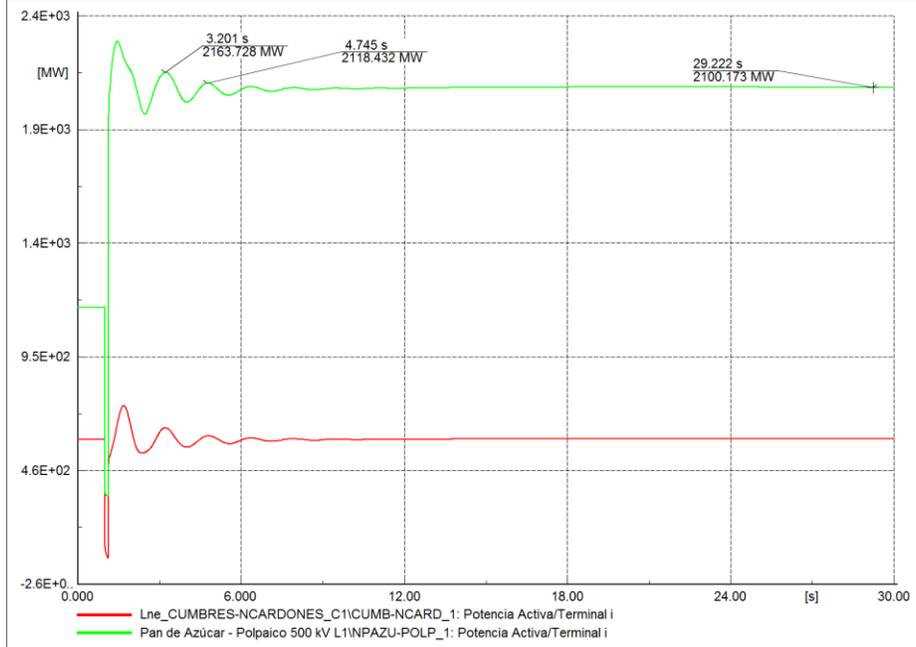


7.1.2 PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

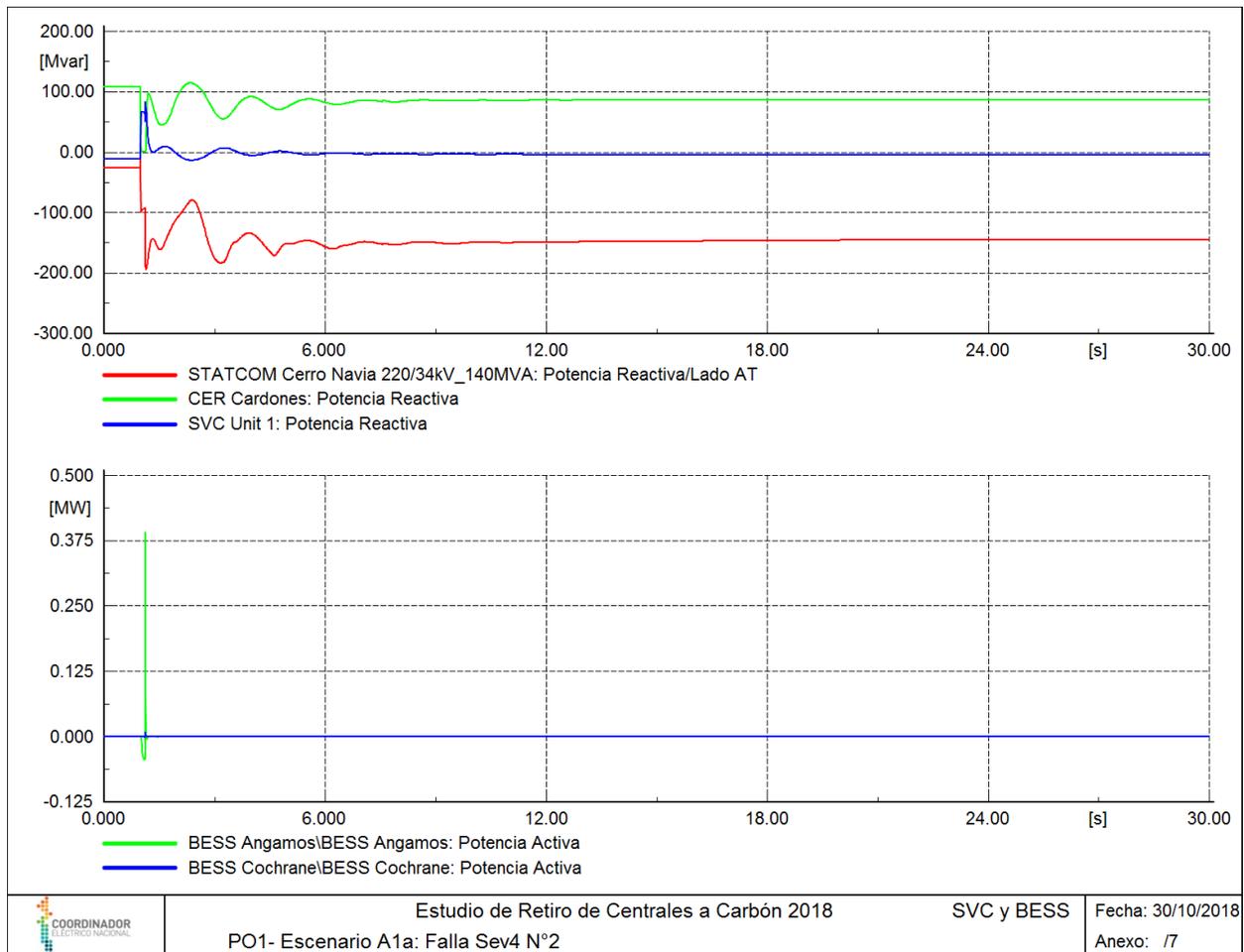




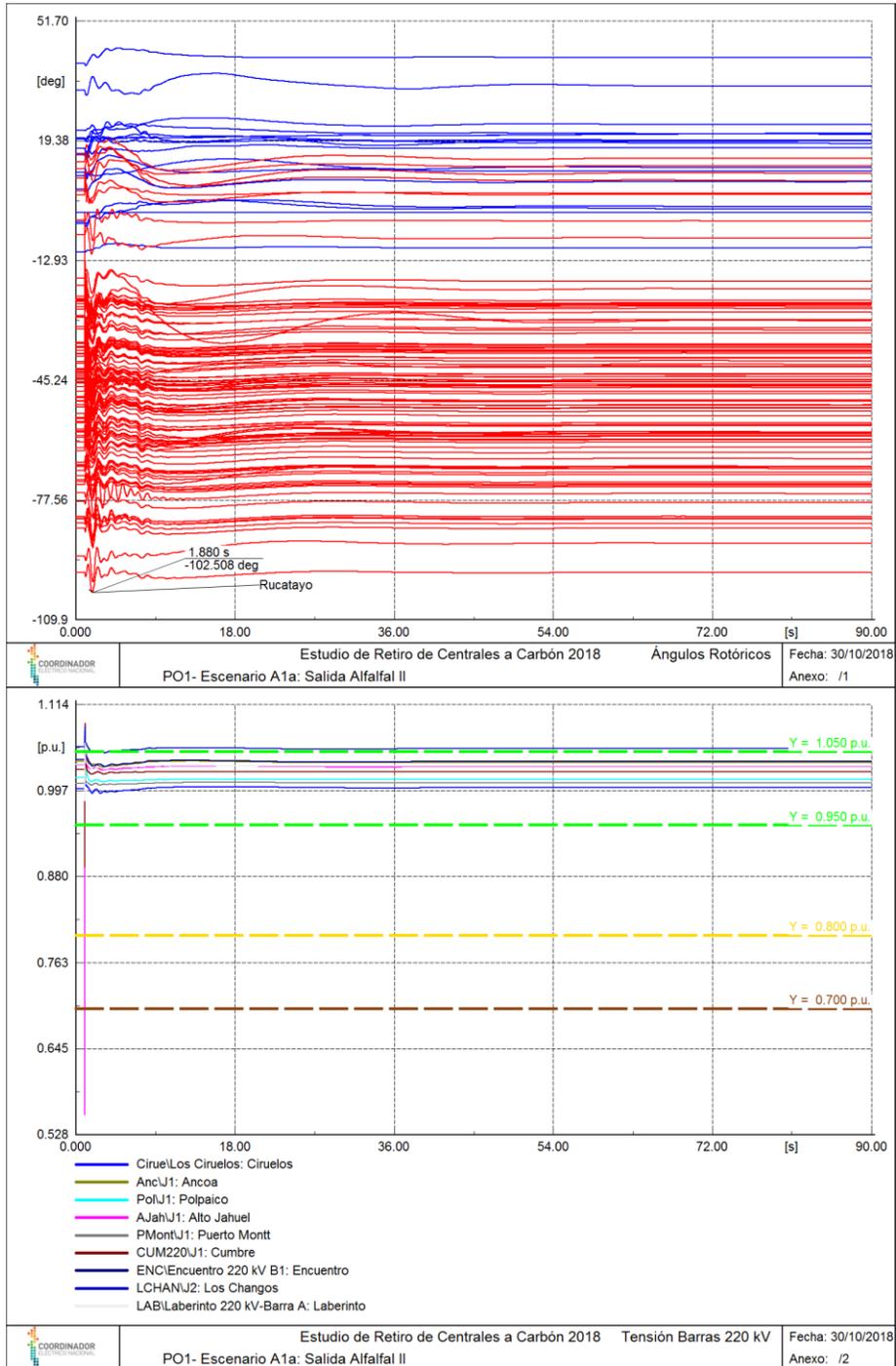
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL | Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018 | Frecuencia | Fecha: 30/10/2018
PO1- Escenario A1a: Falla Sev4 N°2 | Anexo: /4

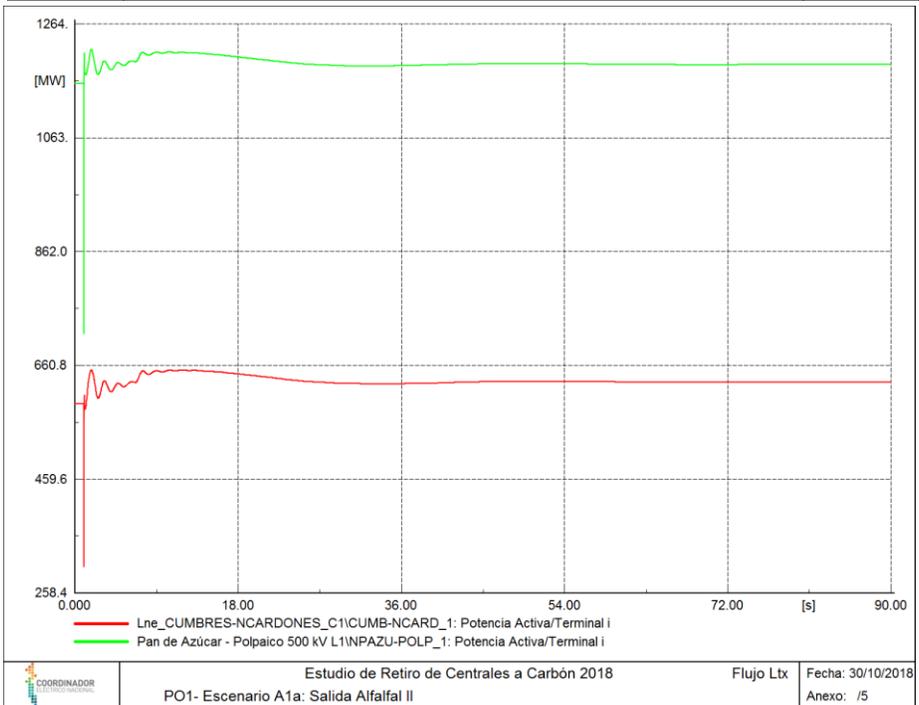
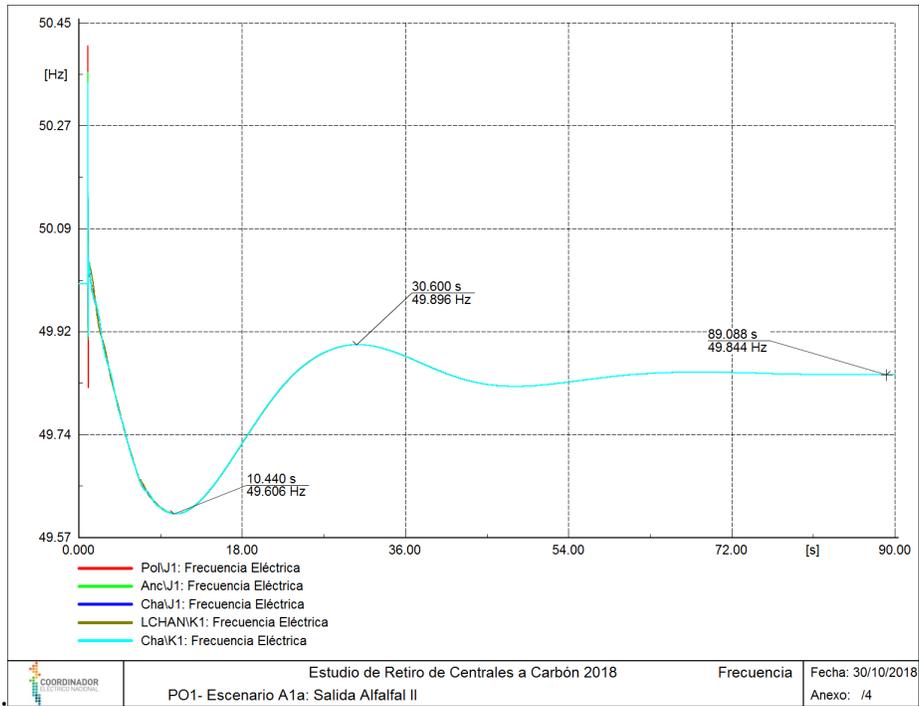


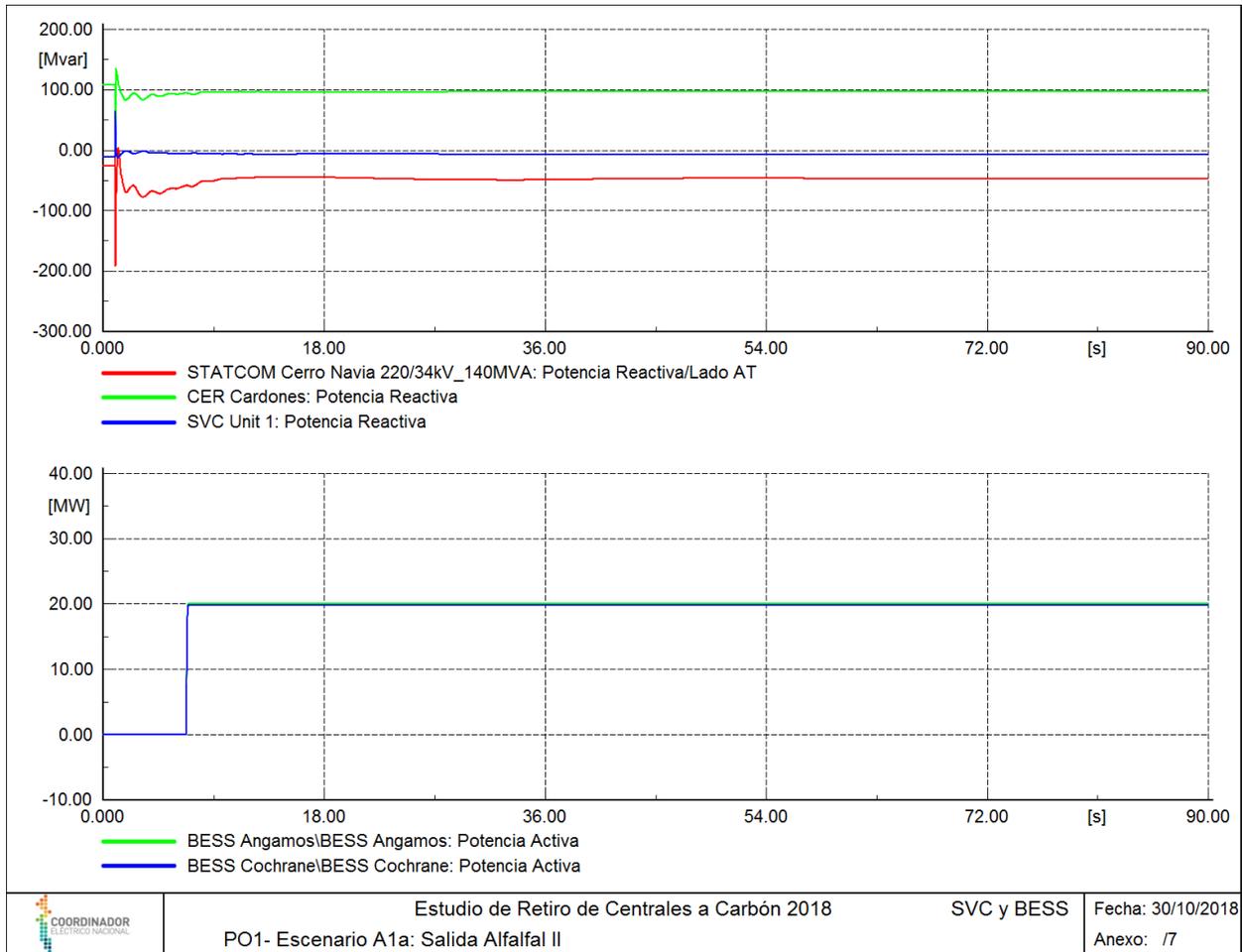
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL | Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018 | Flujo Ltx | Fecha: 30/10/2018
PO1- Escenario A1a: Falla Sev4 N°2 | Anexo: /5



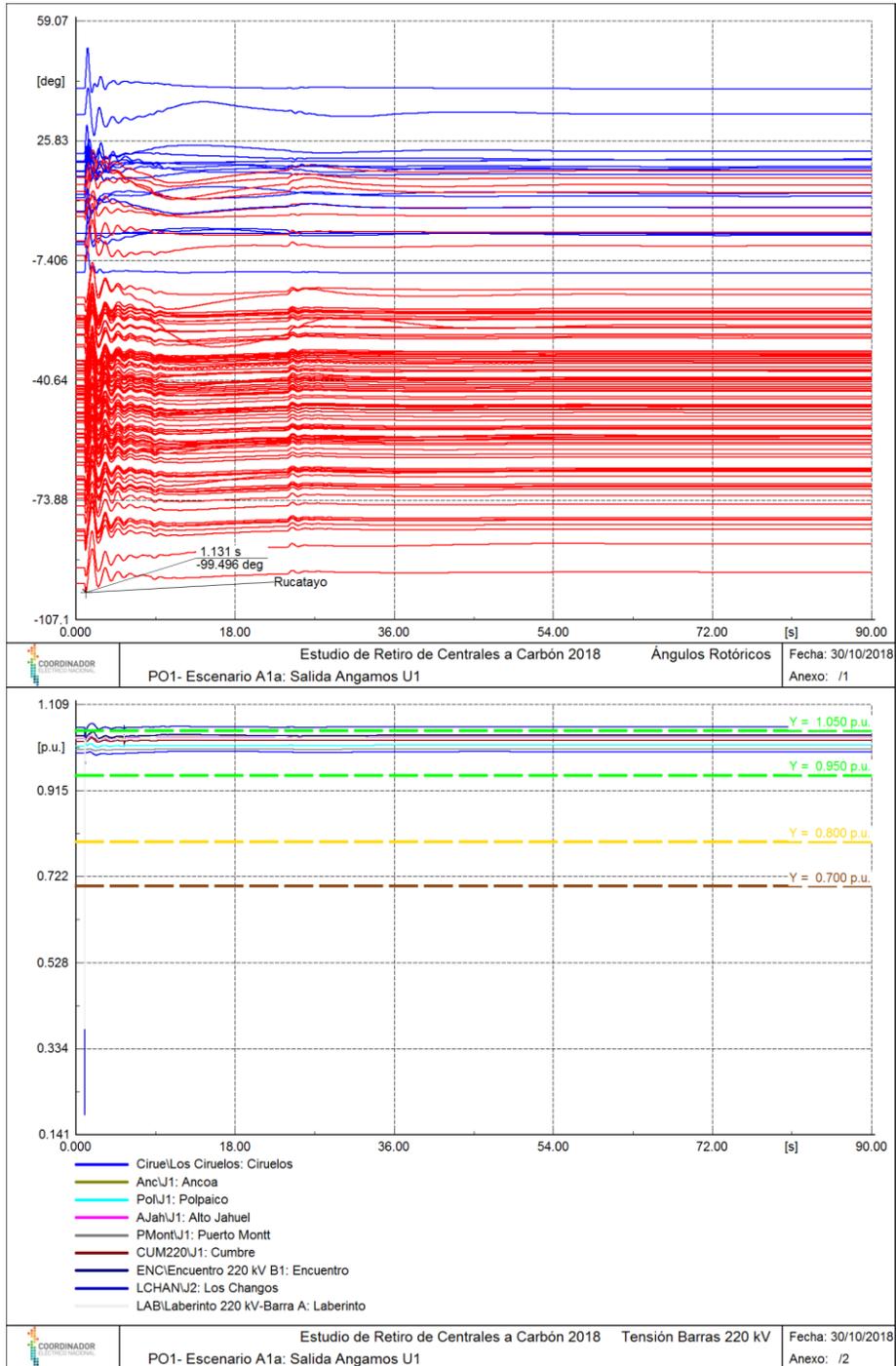
7.1.3 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

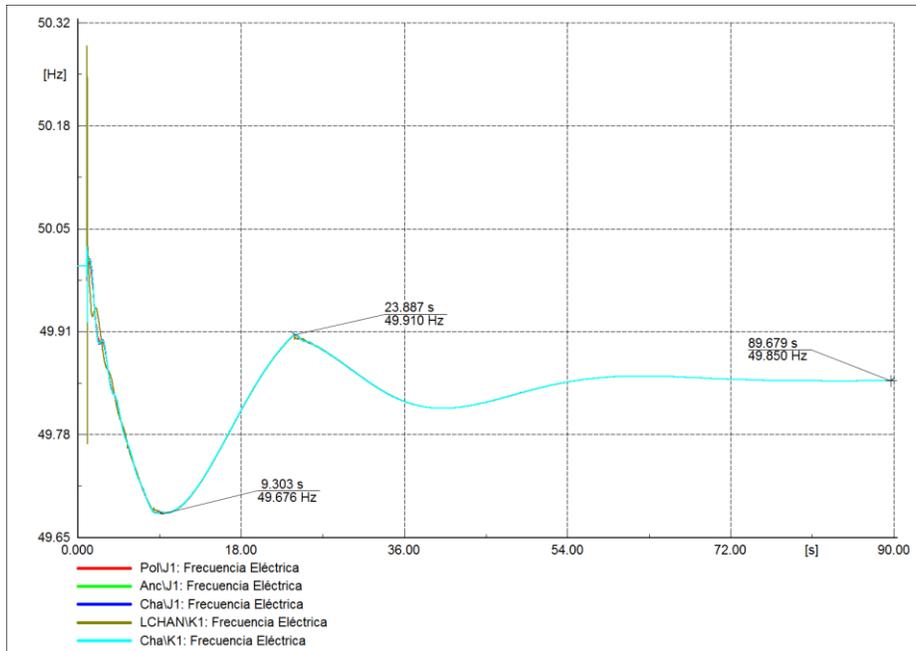




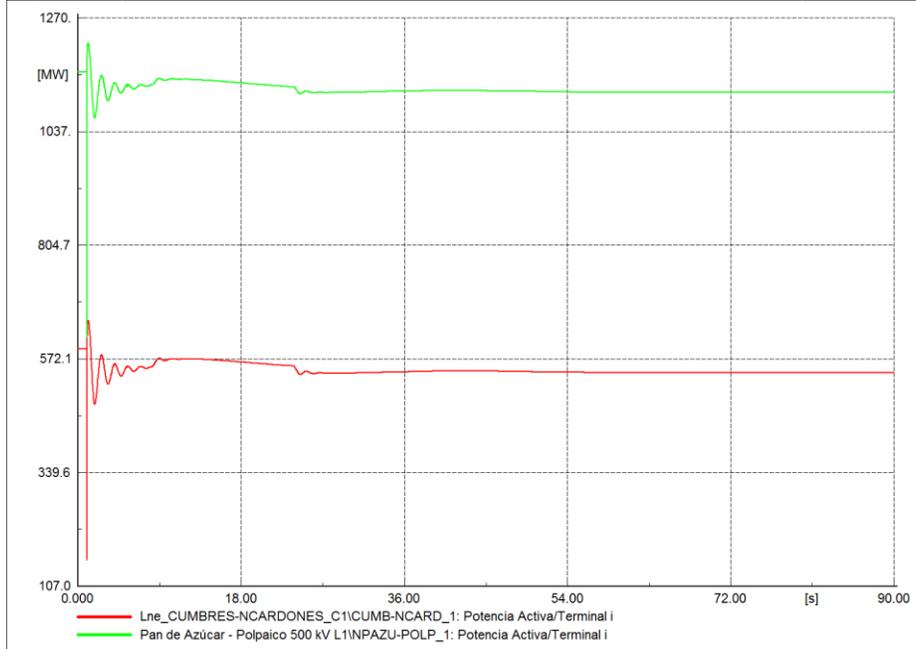


7.1.4 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

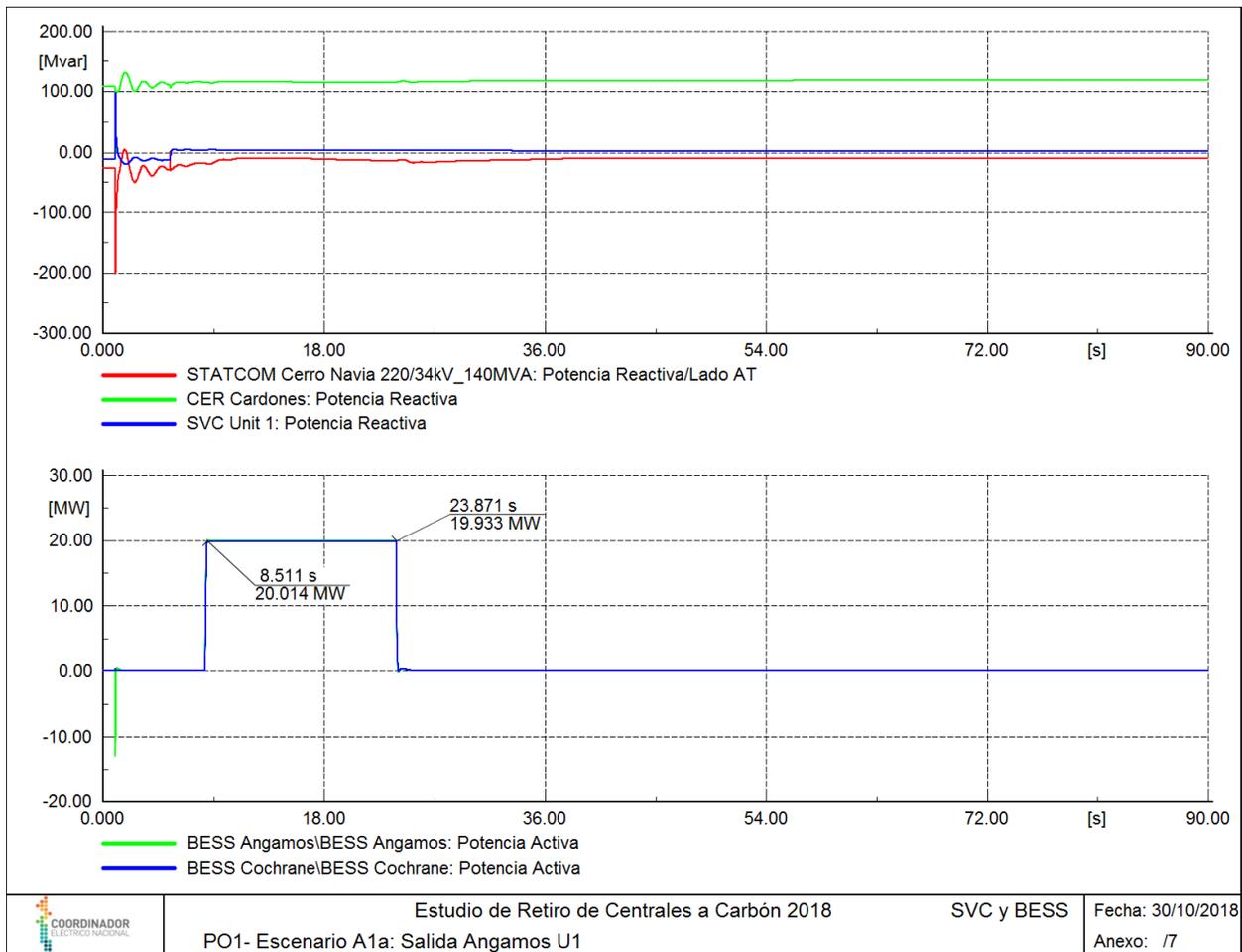




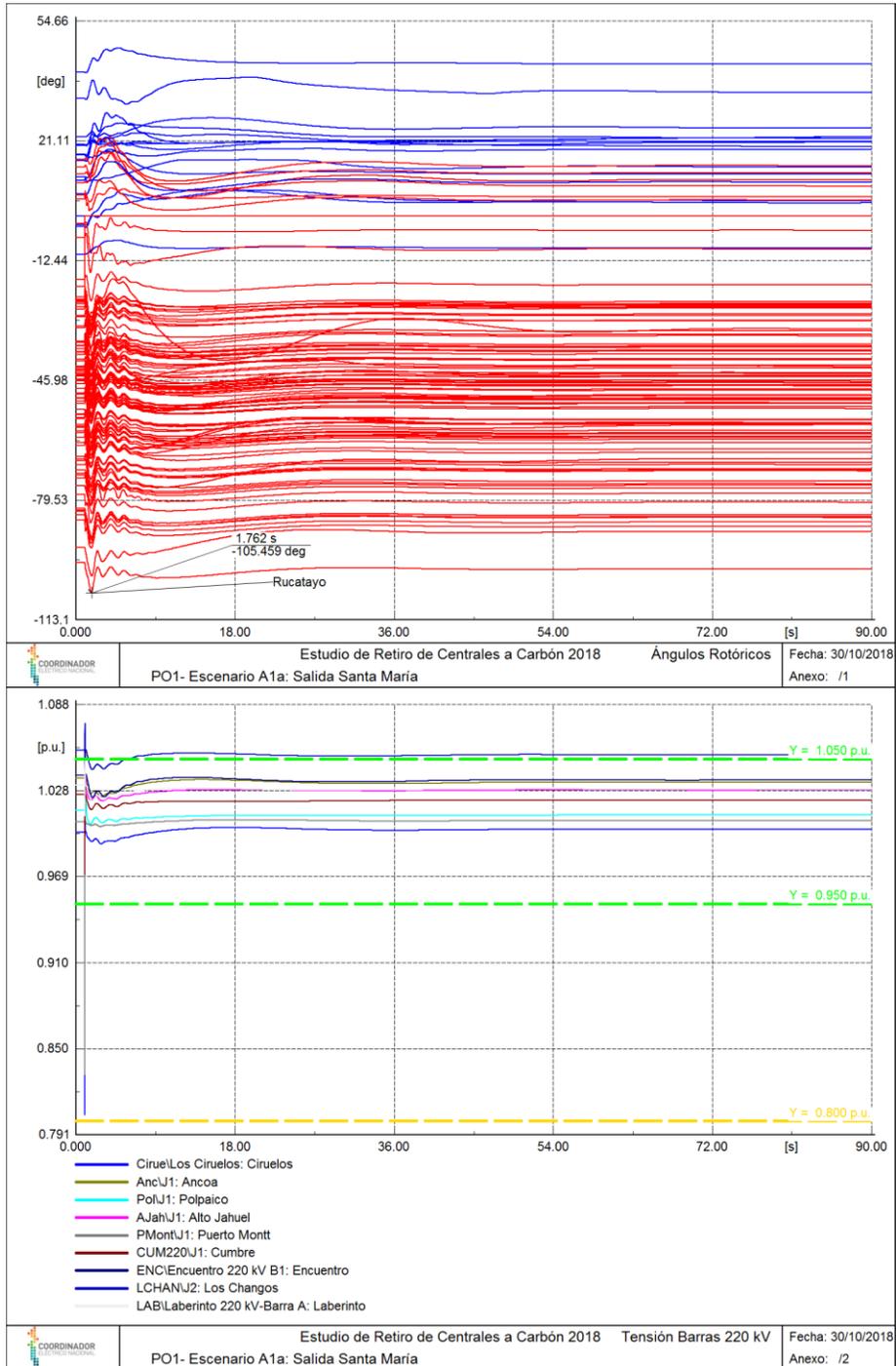
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

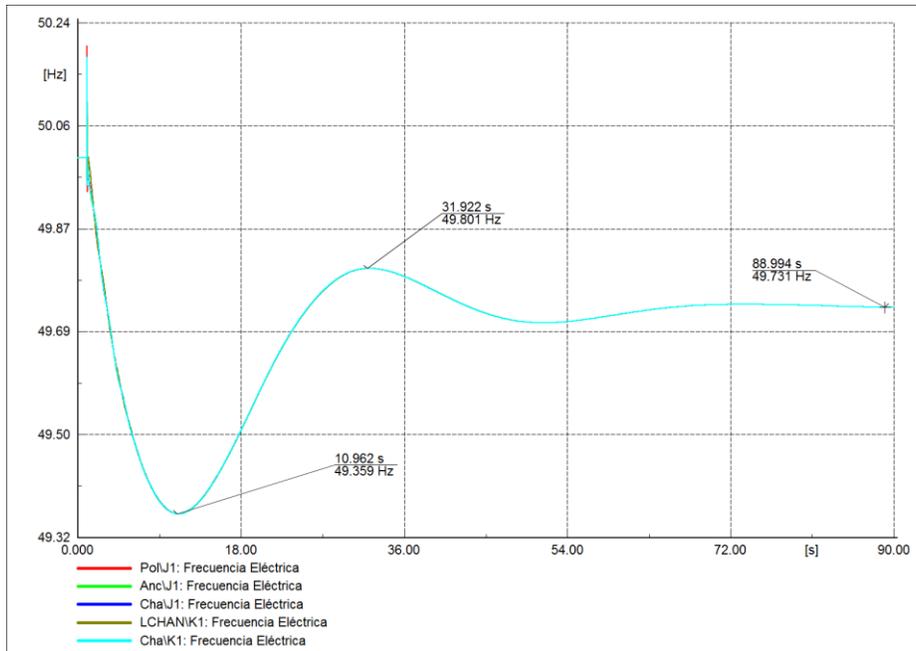


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

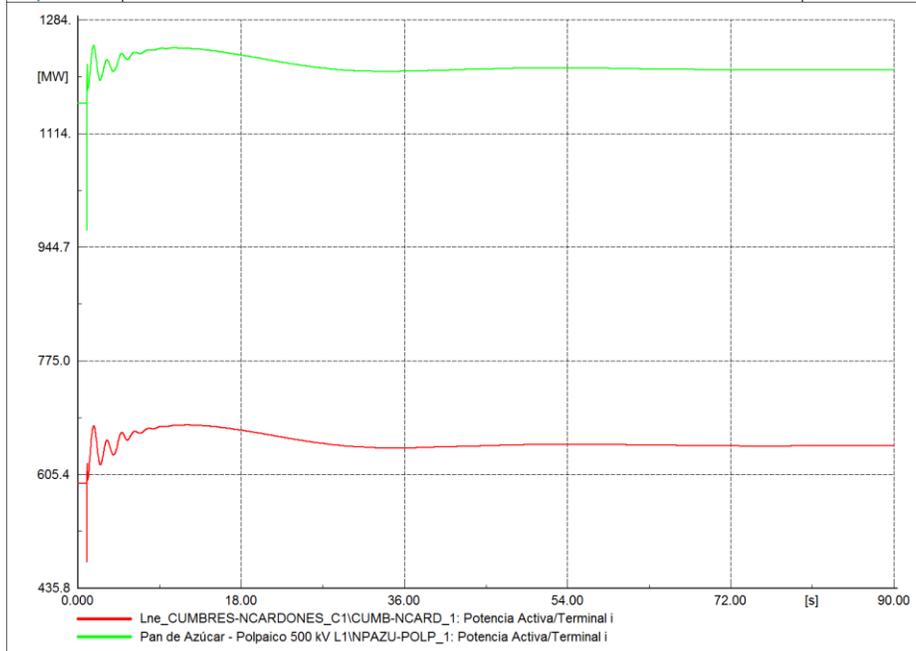


7.1.5 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA

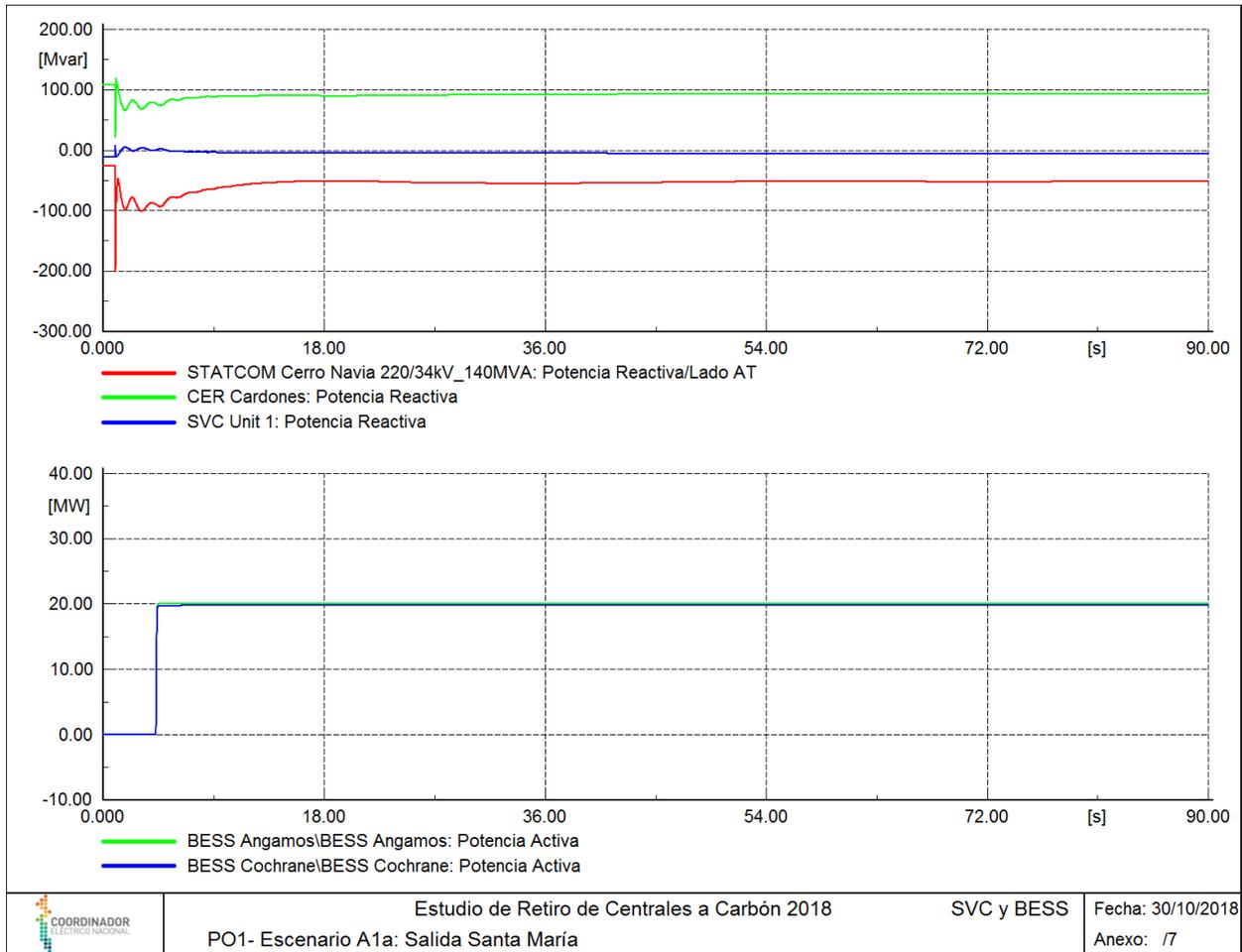




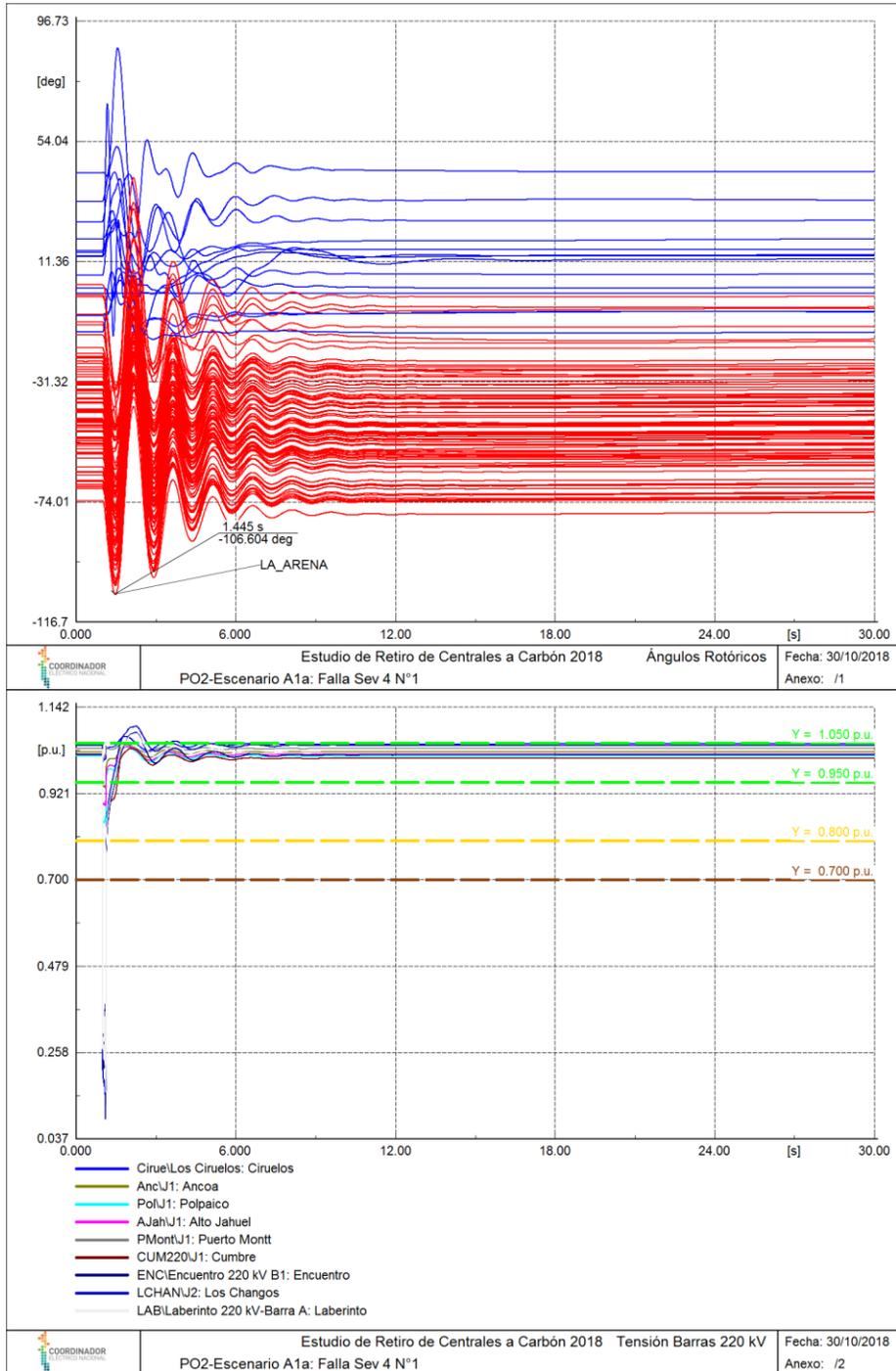
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Salida Santa María
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

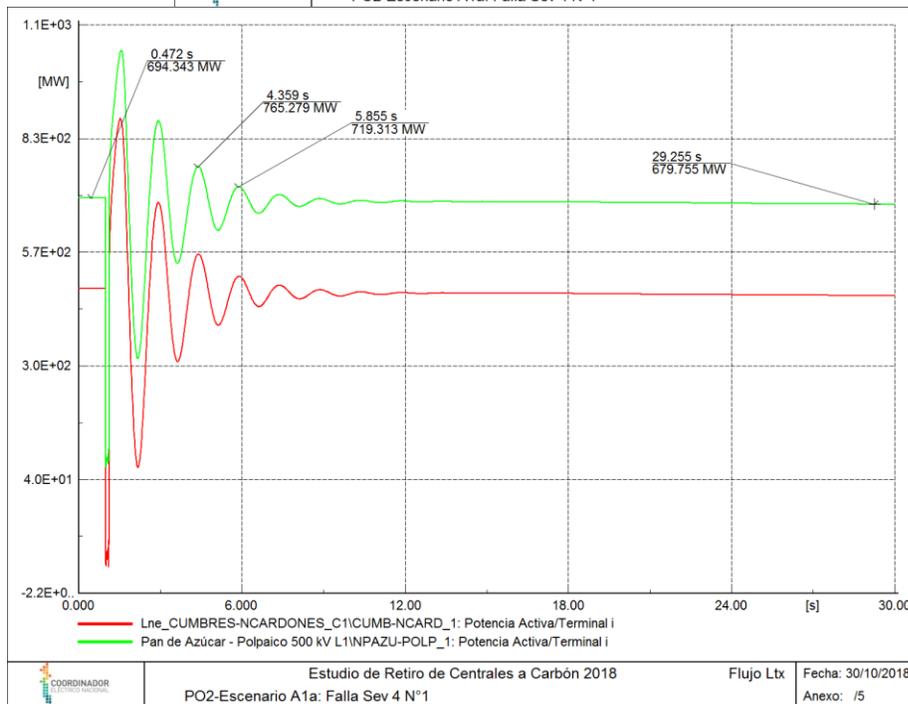
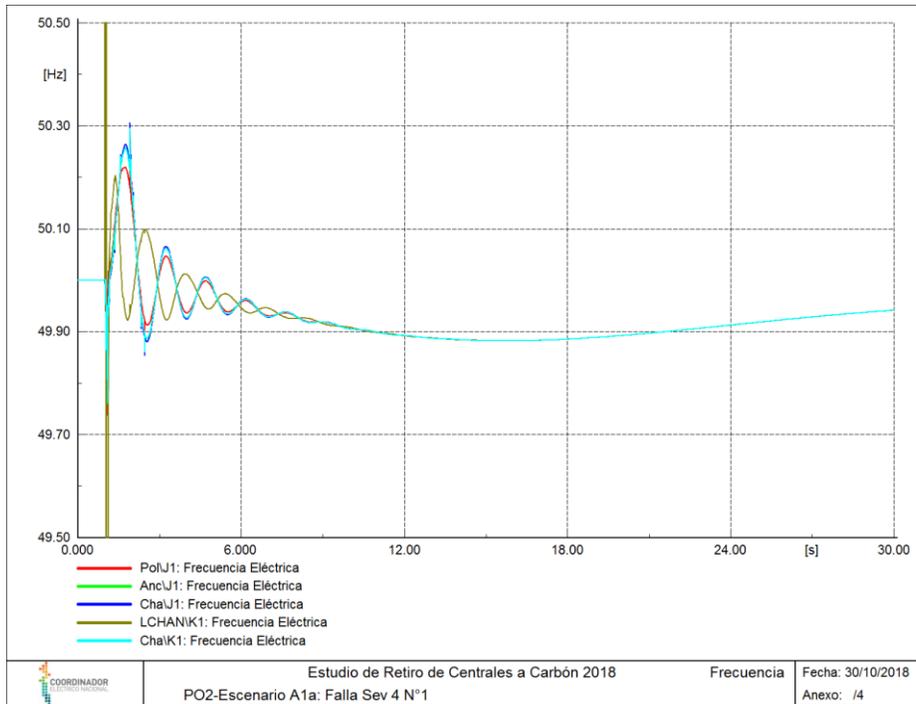


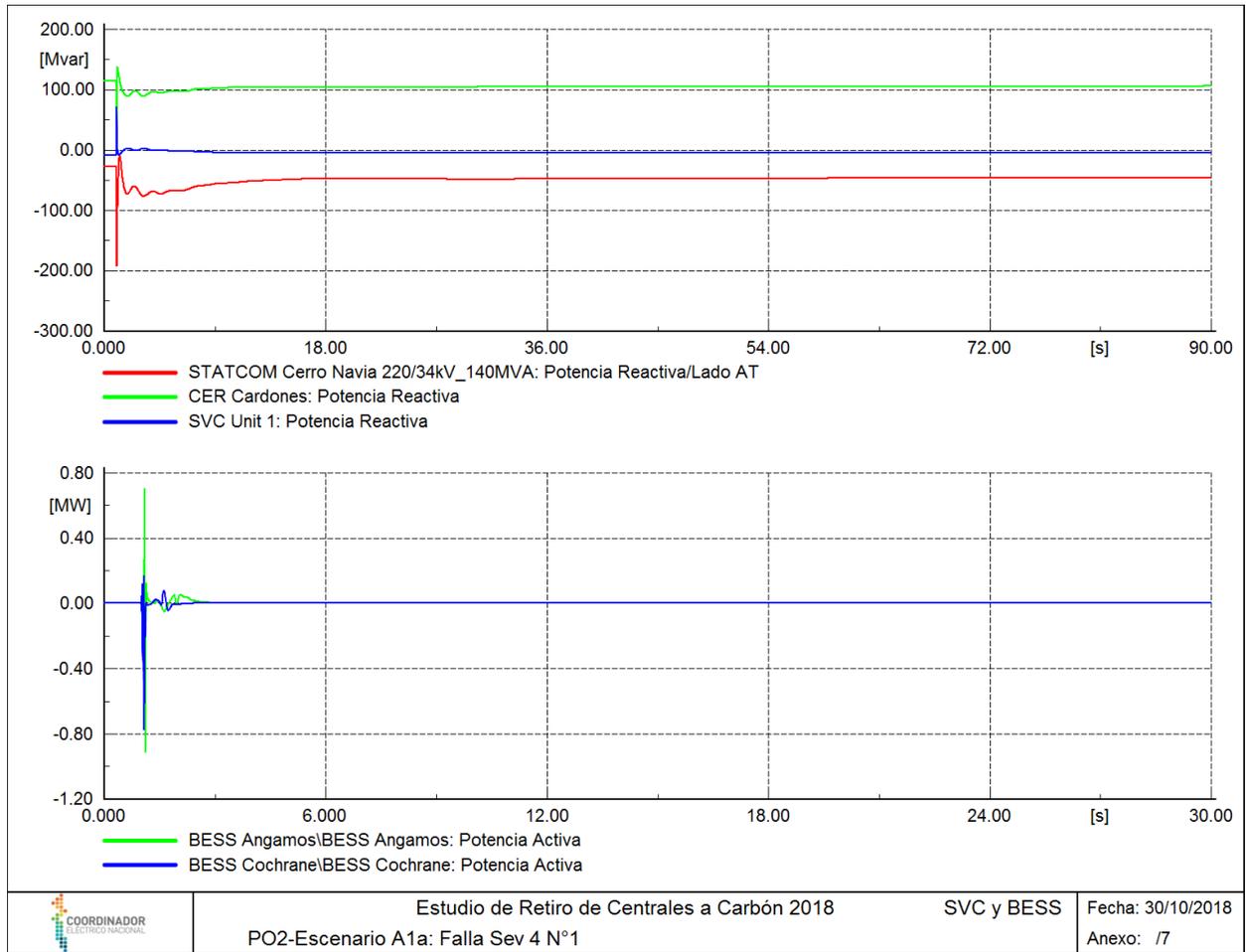
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1- Escenario A1a: Salida Santa María
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5



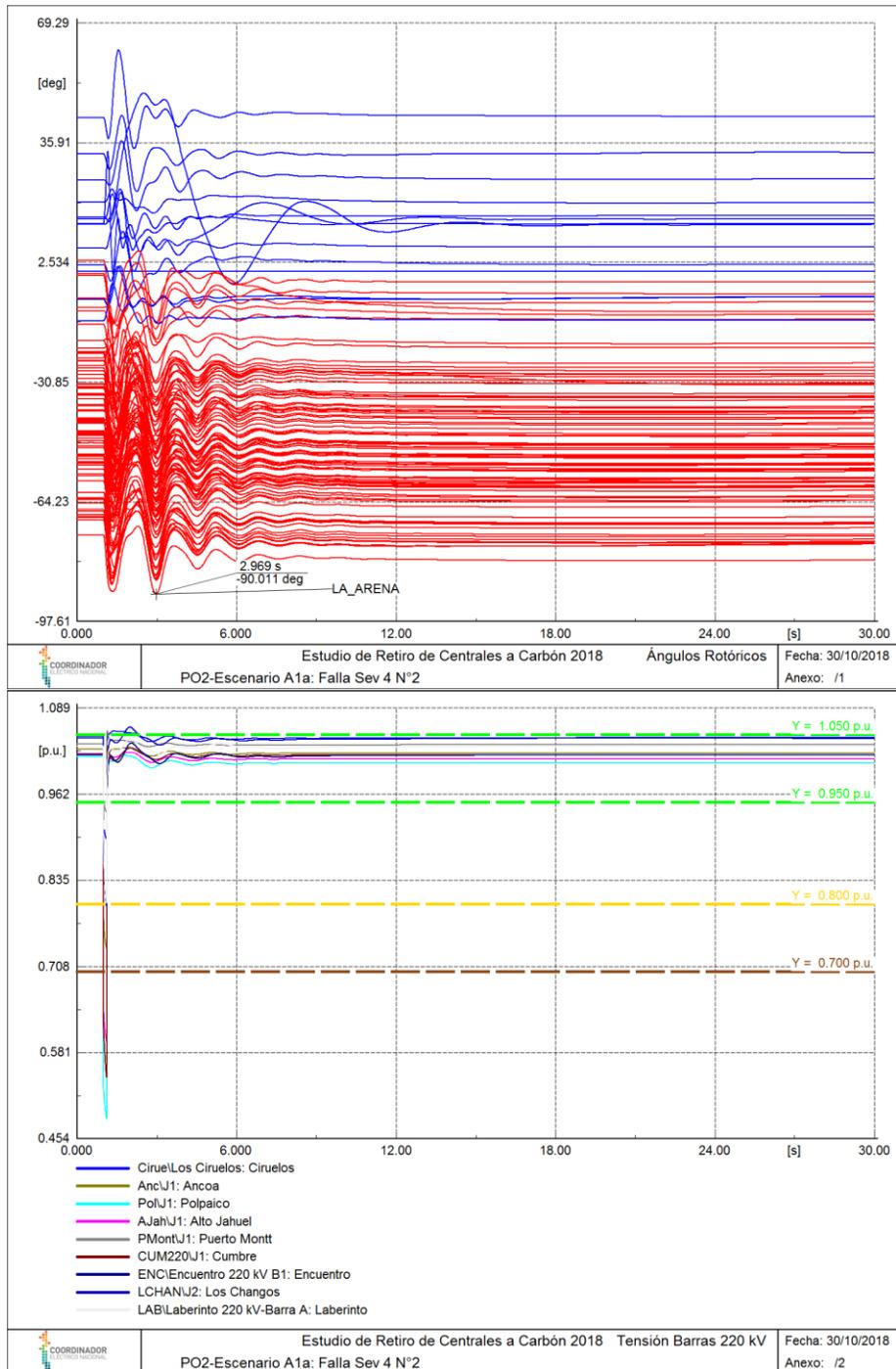
7.1.7 PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

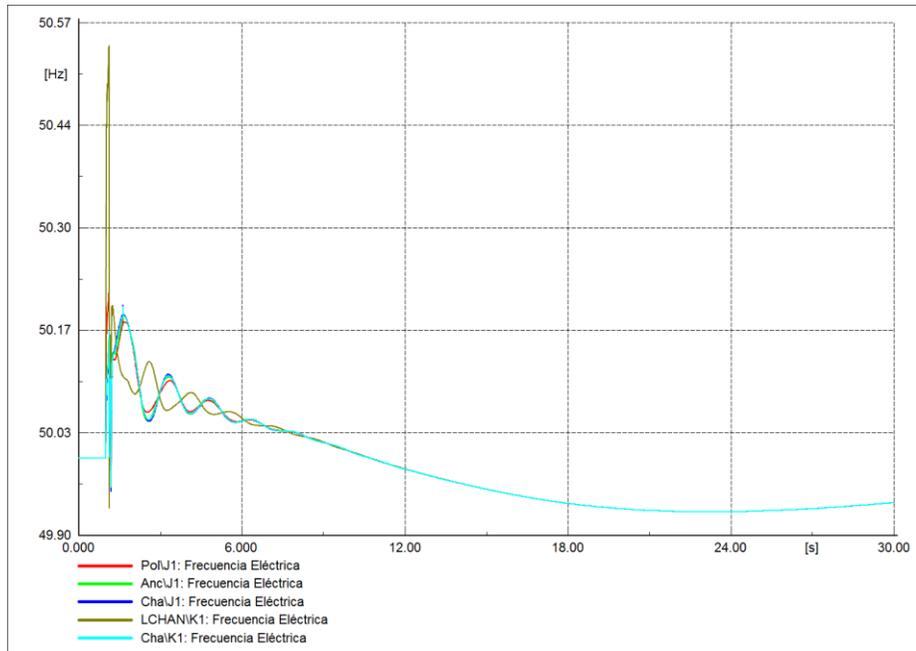




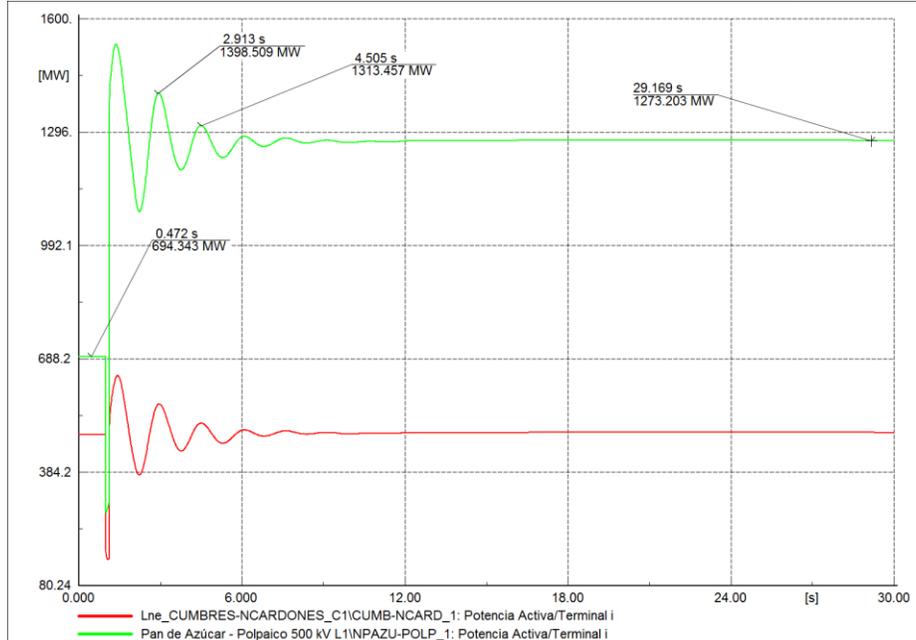


7.1.8 PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

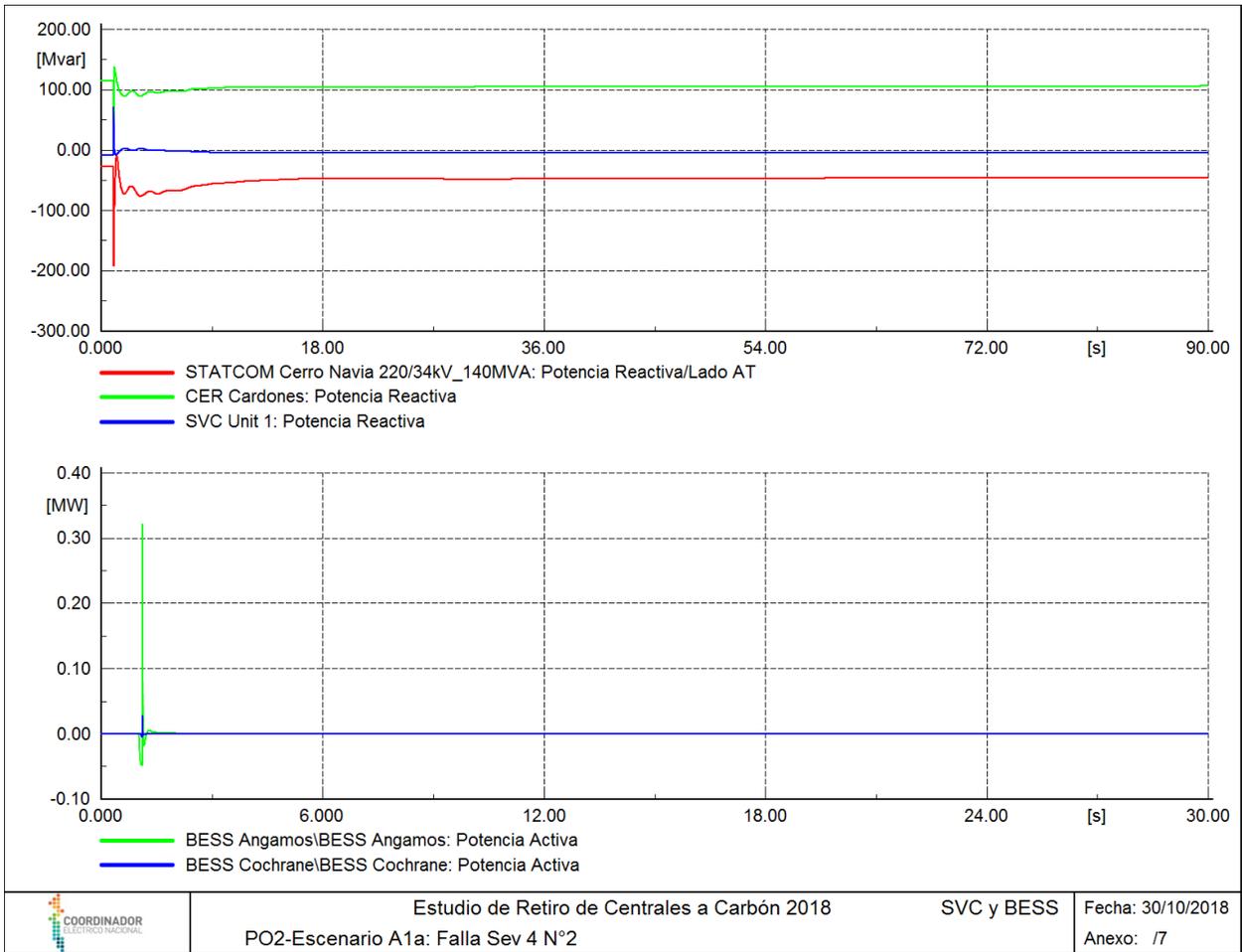




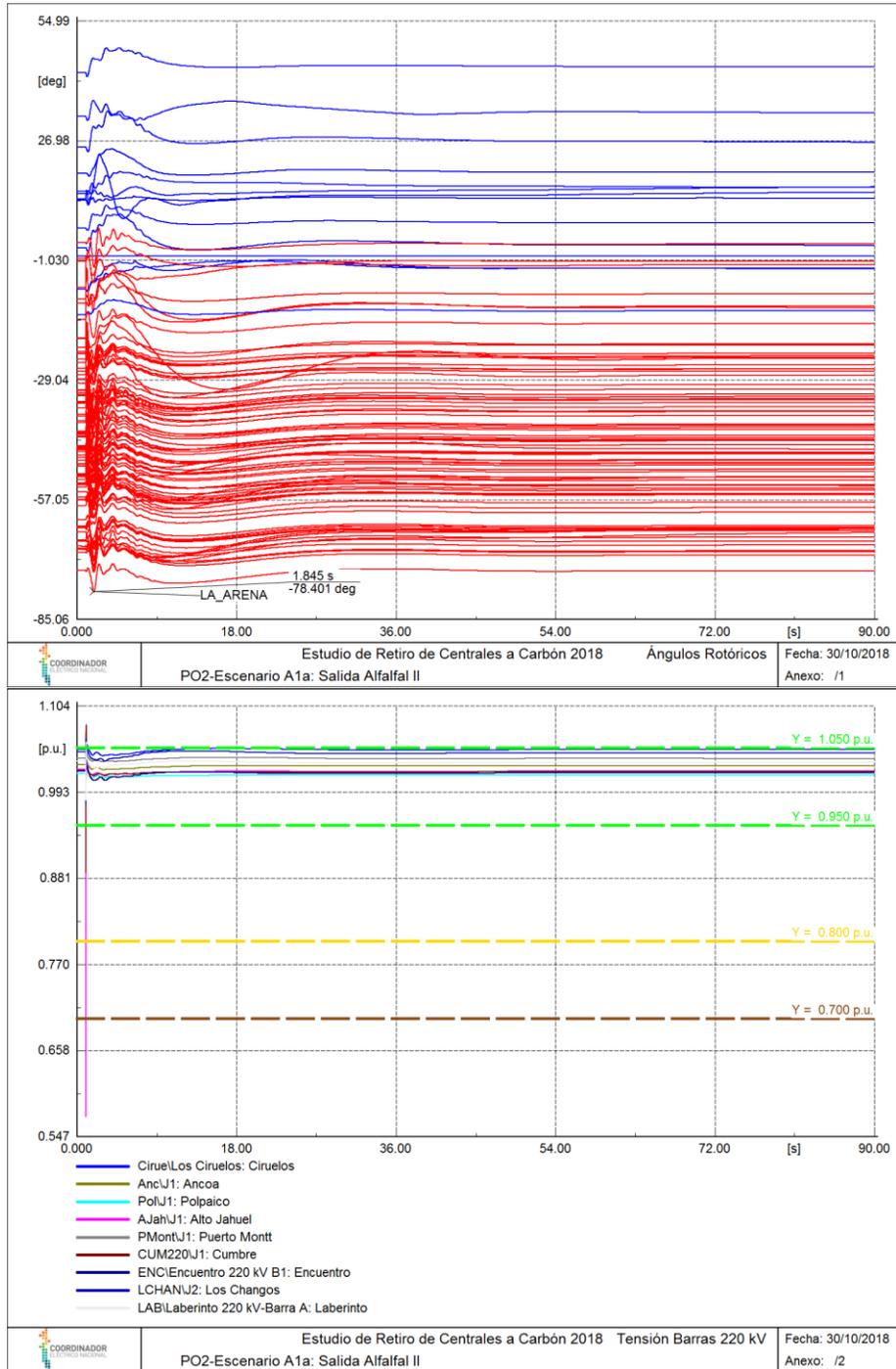
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Falla Sev 4 N°2
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

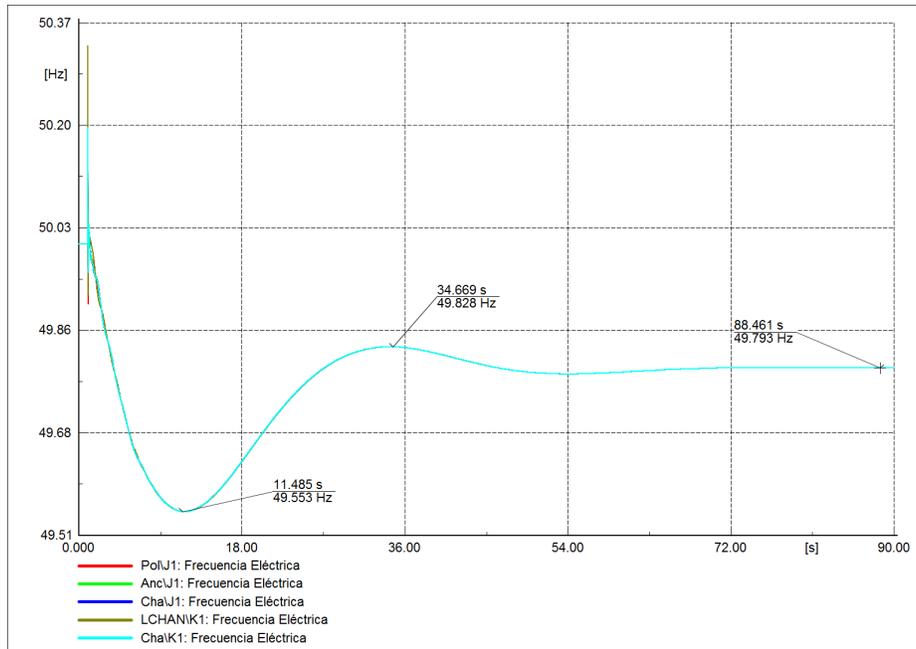


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Falla Sev 4 N°2
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

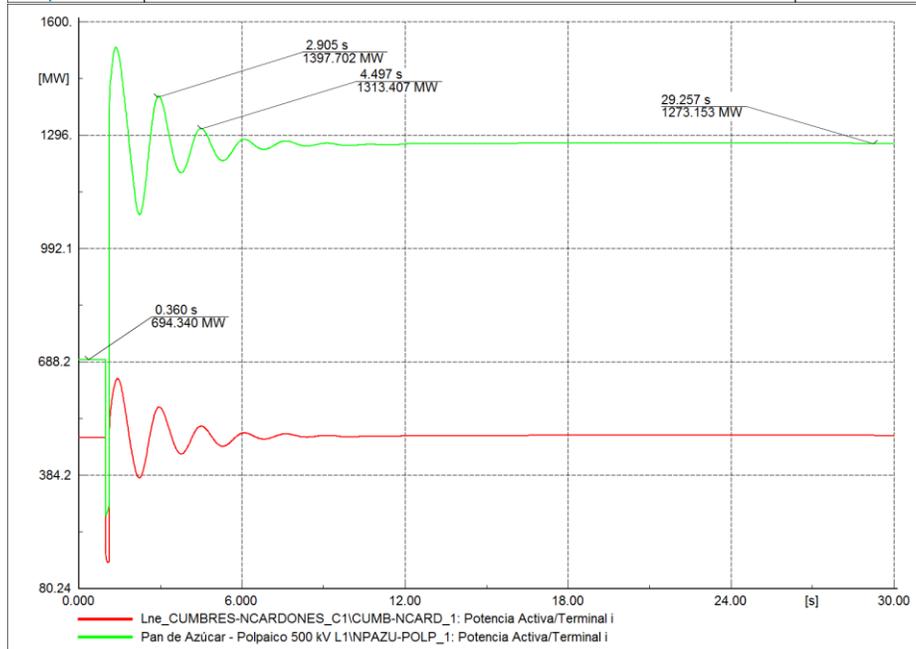


7.1.9 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

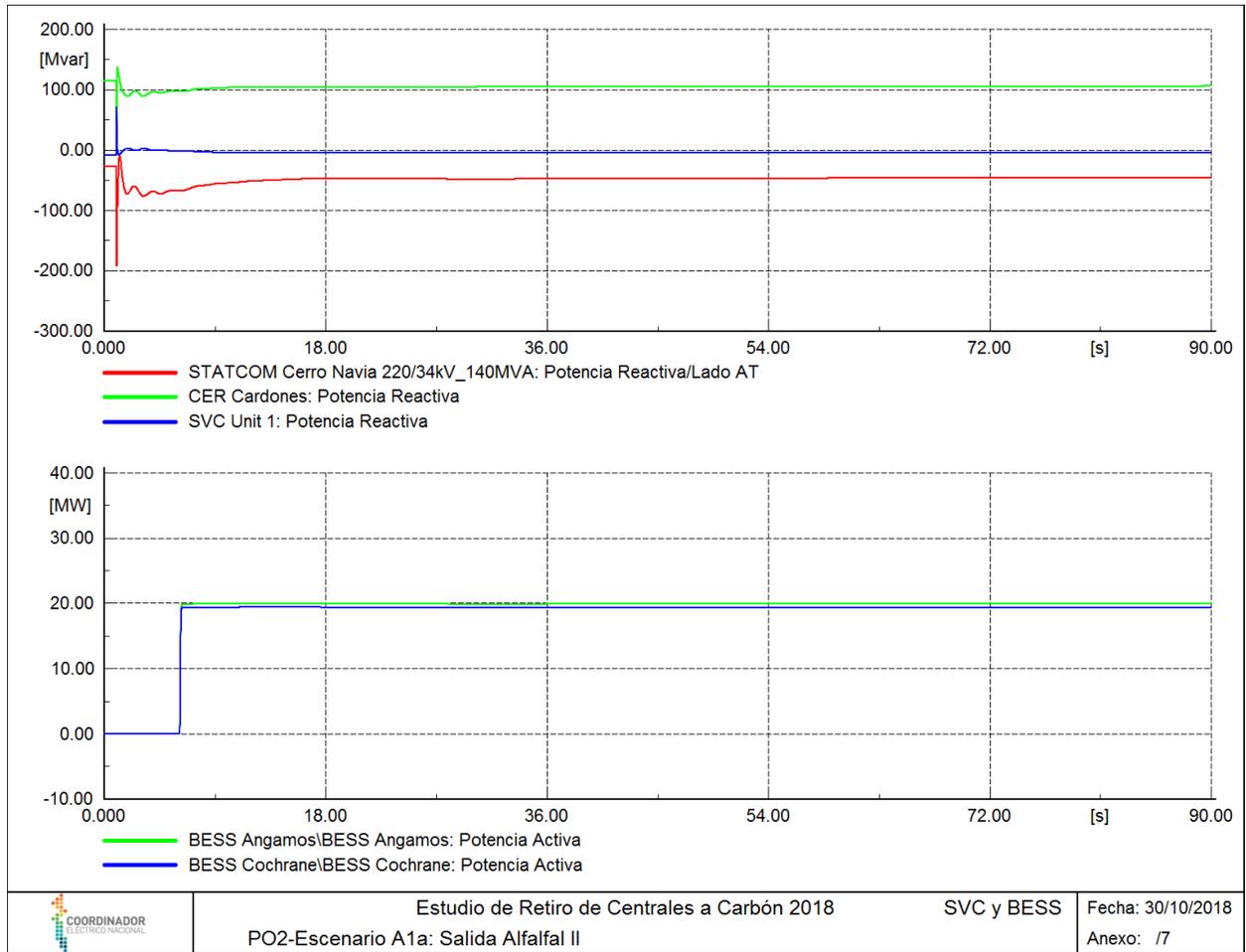




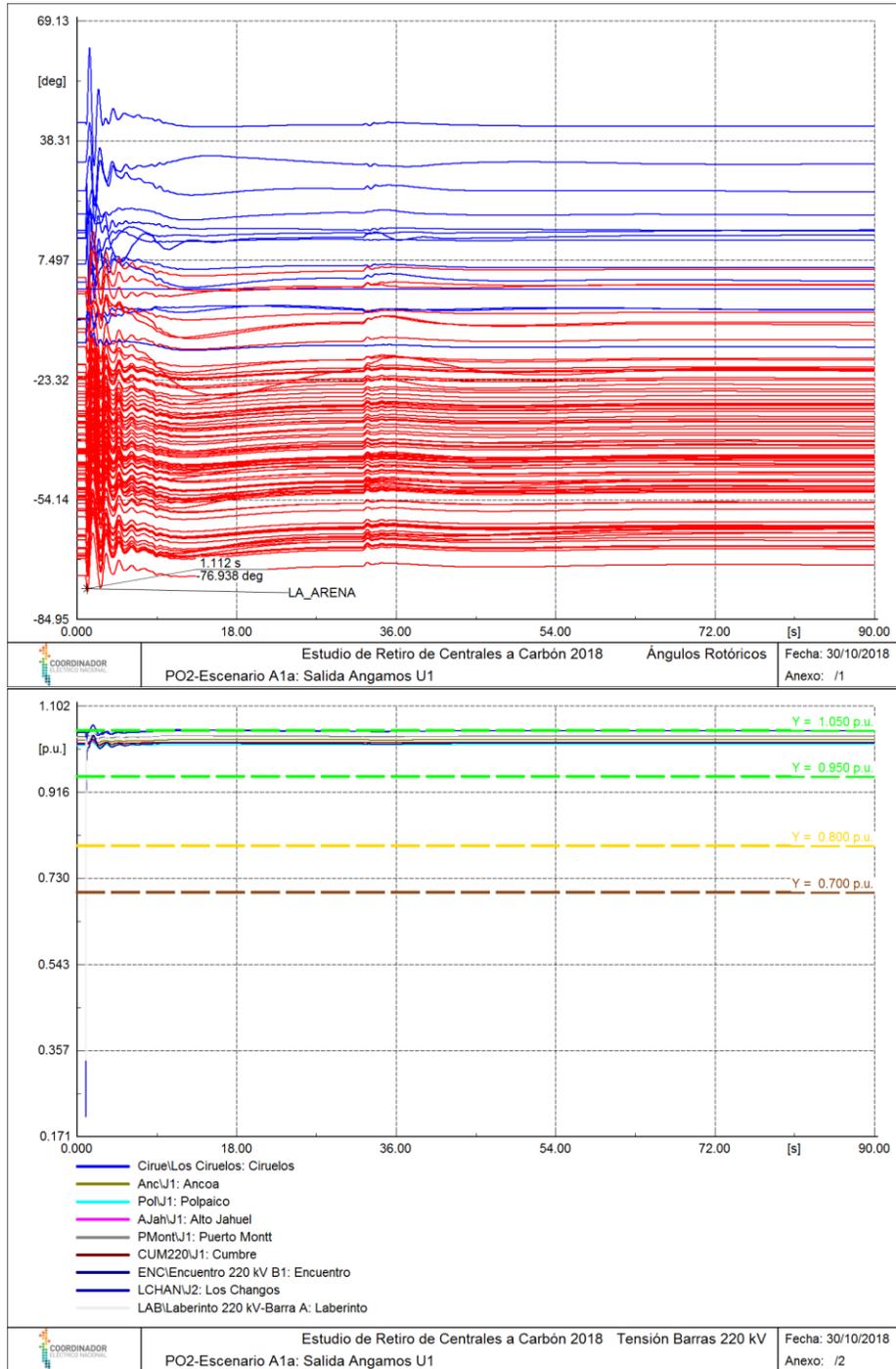
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Salida Alfafal II
 Frecuencia | Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

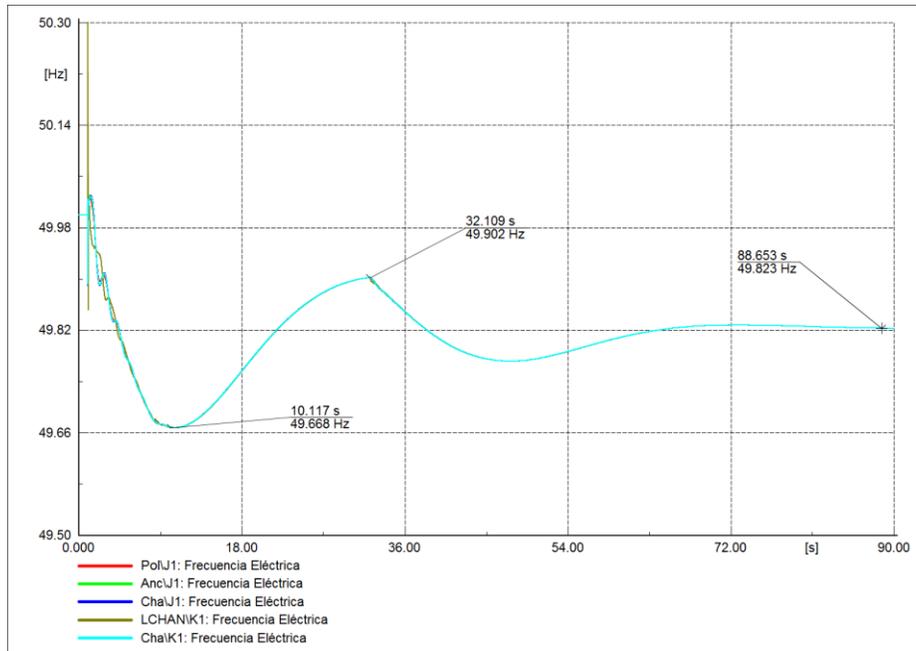


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1a: Falla Sev4 N°2
 Flujo Ltx | Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

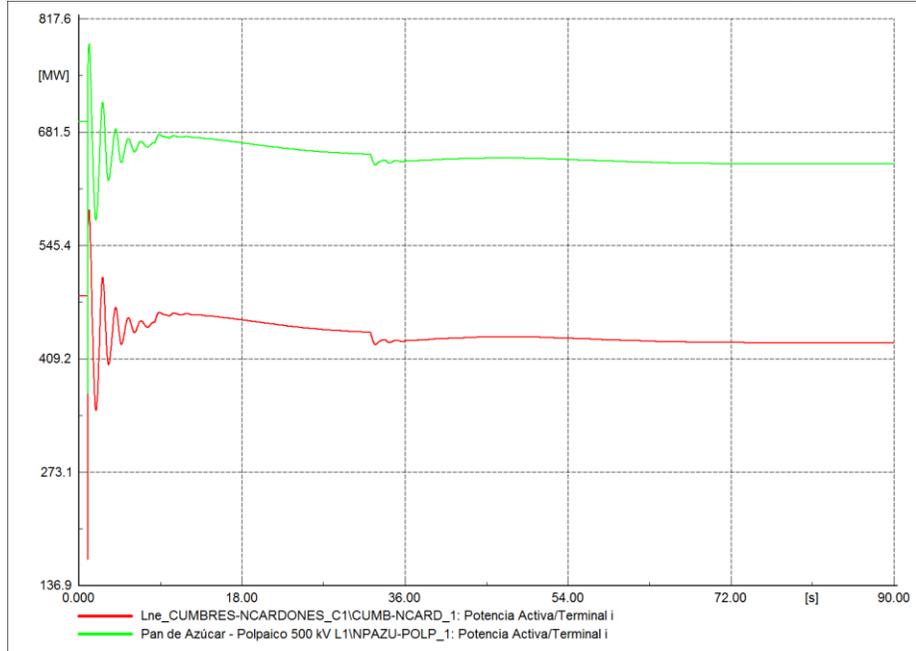


7.1.10 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

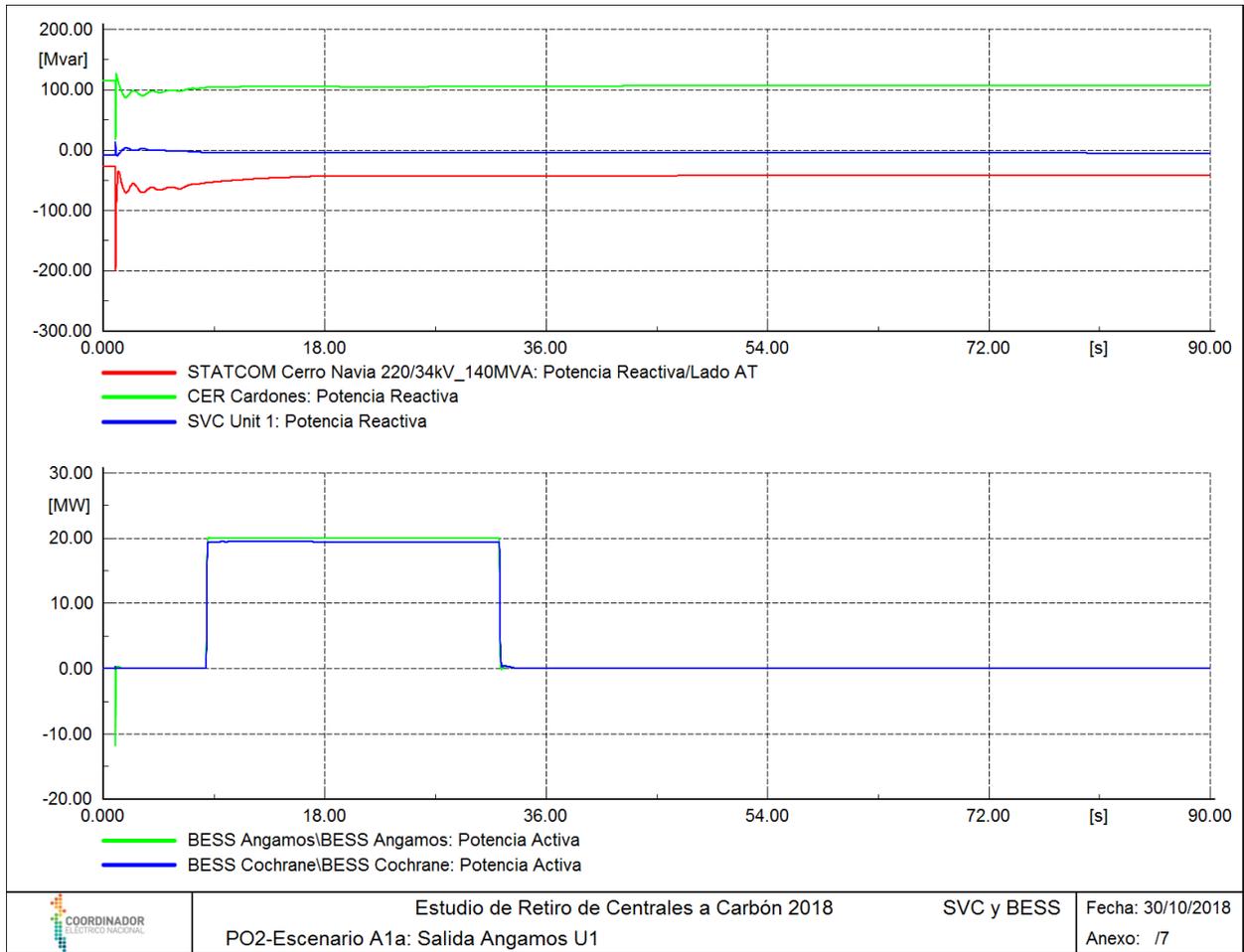




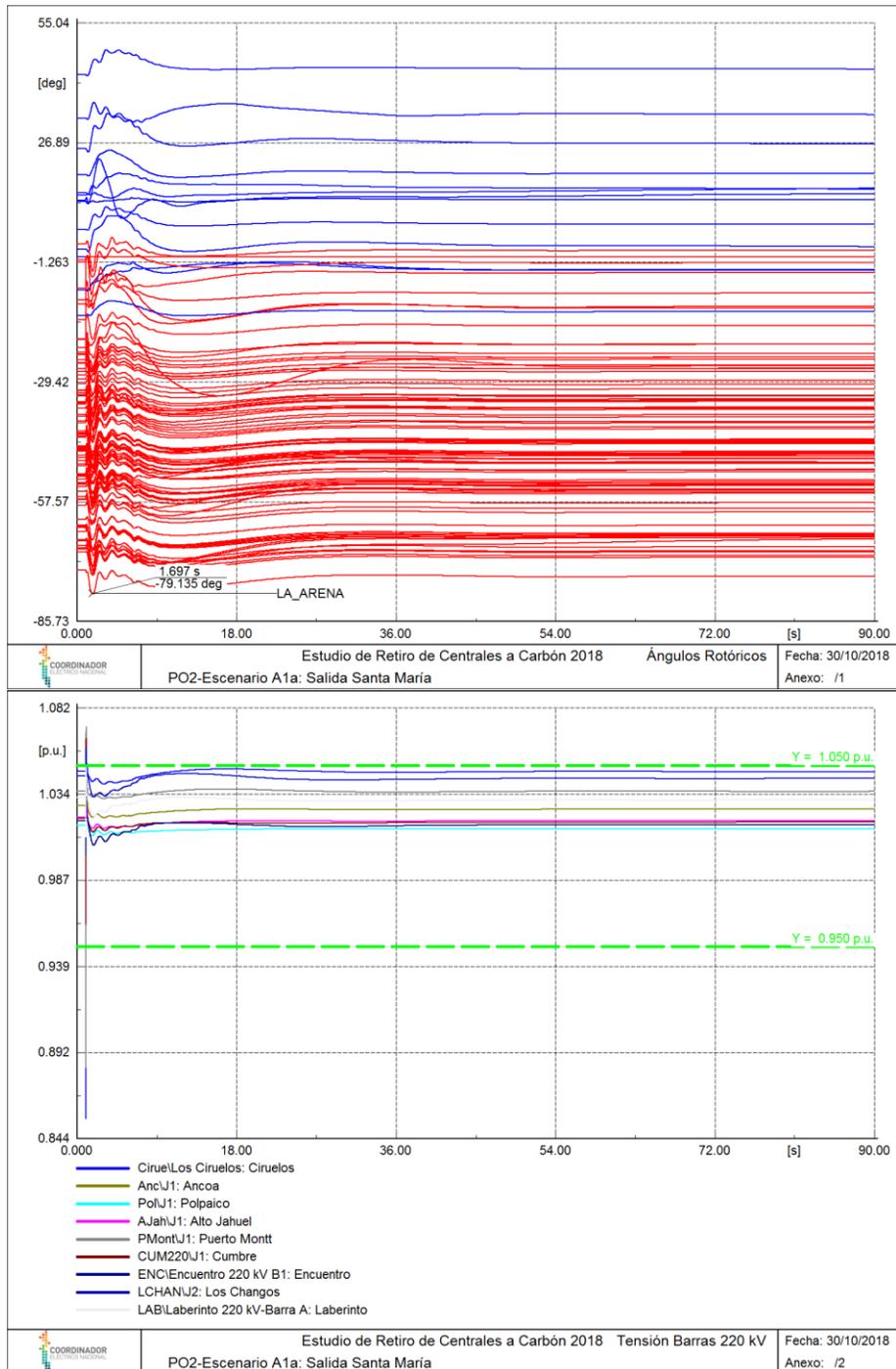
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

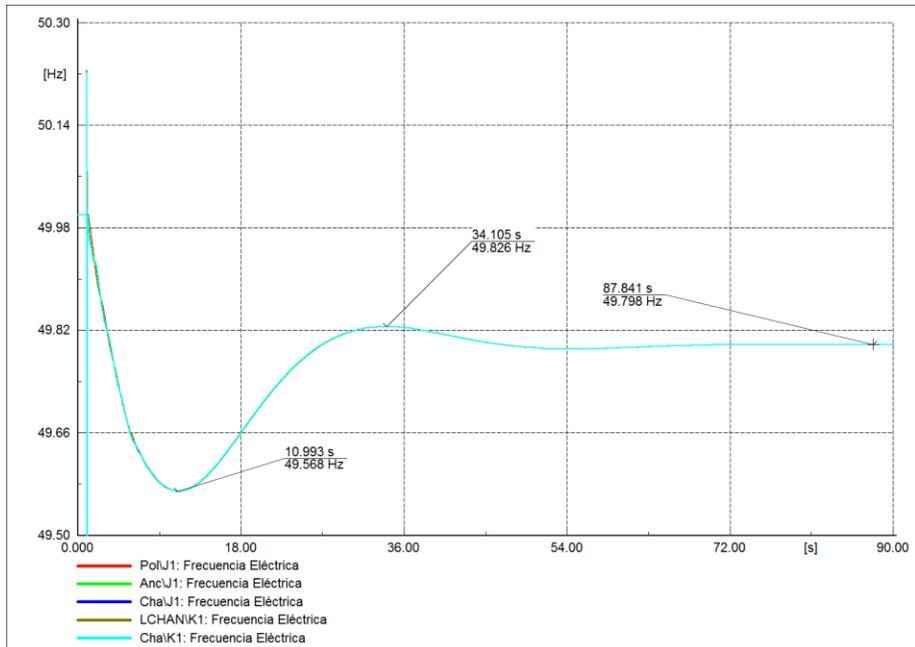


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

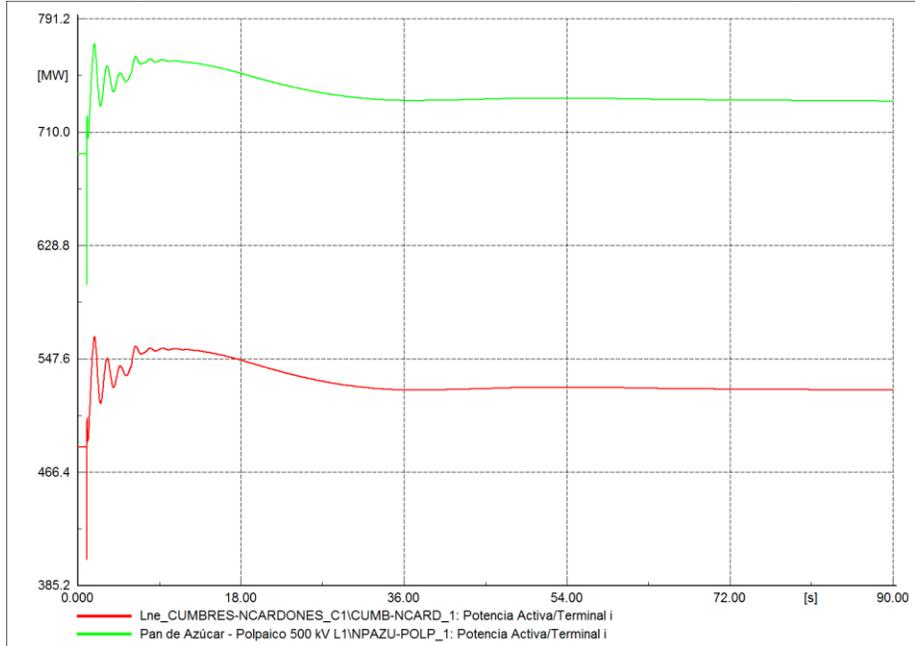


7.1.11 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA

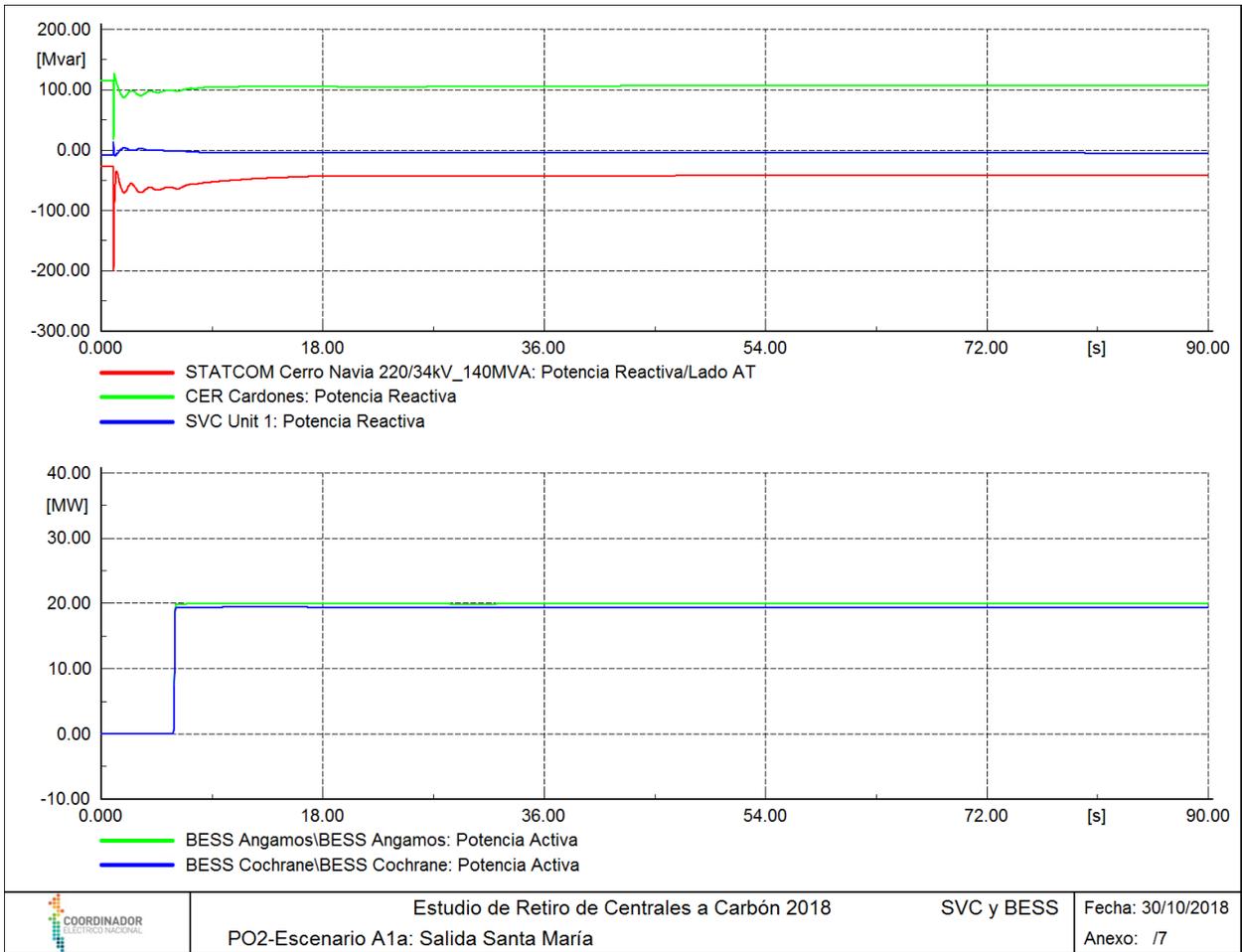




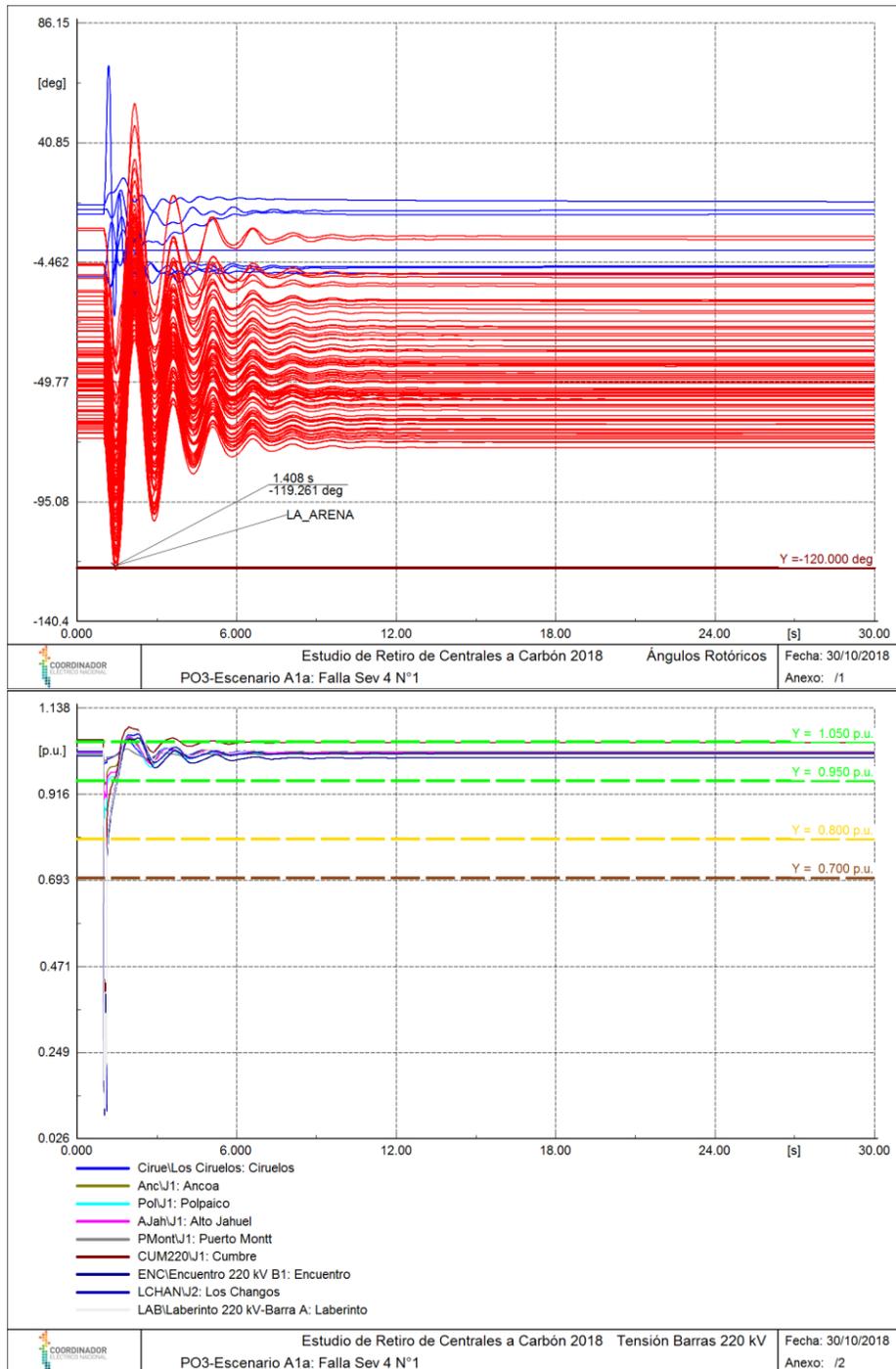
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Salida Santa María
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

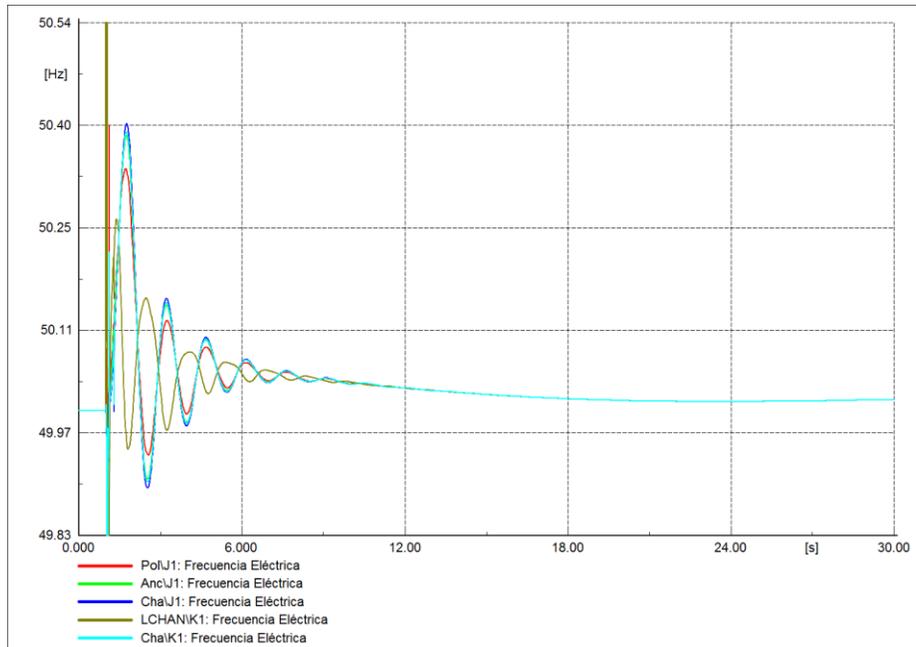


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1a: Salida Santa María
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

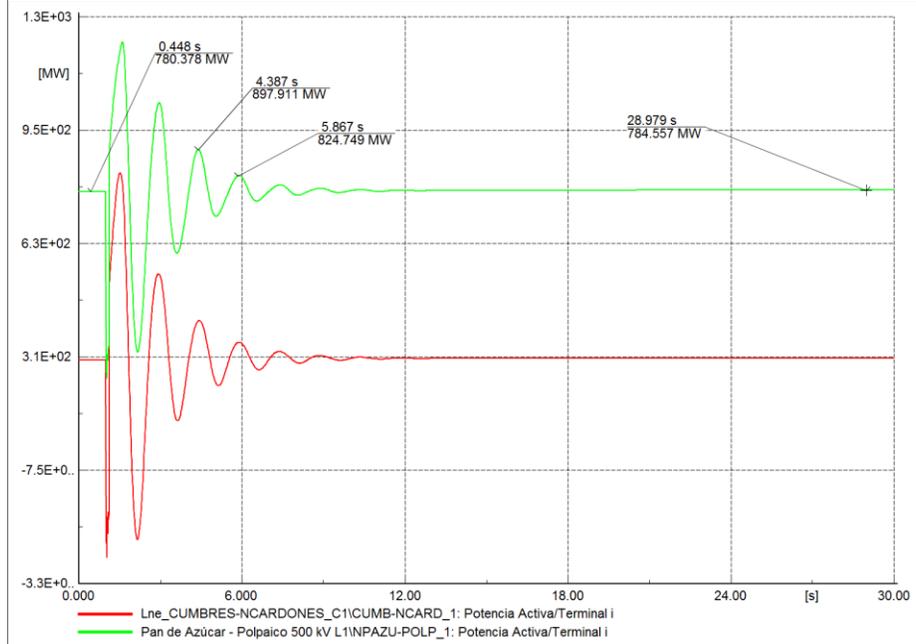


7.1.12 PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

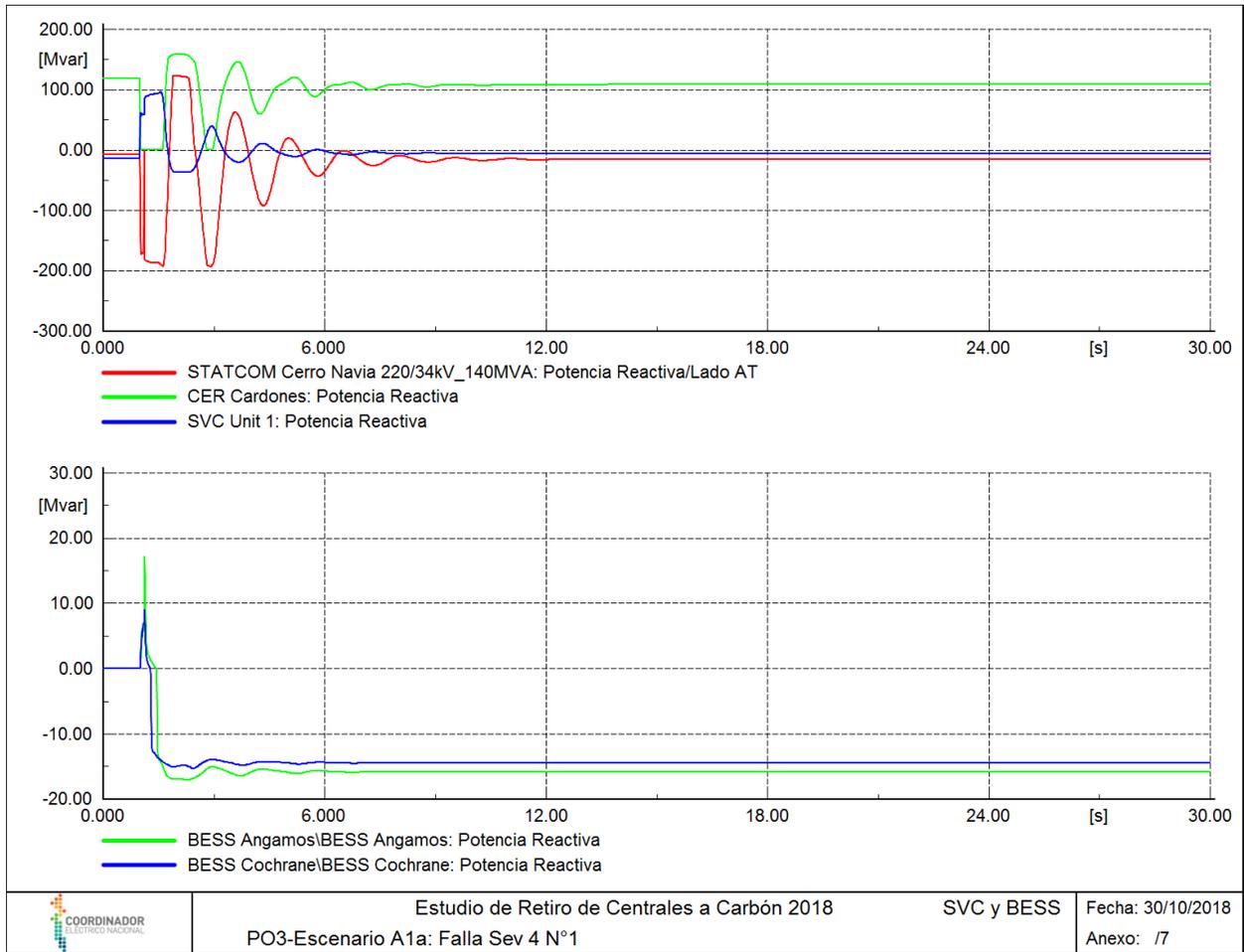




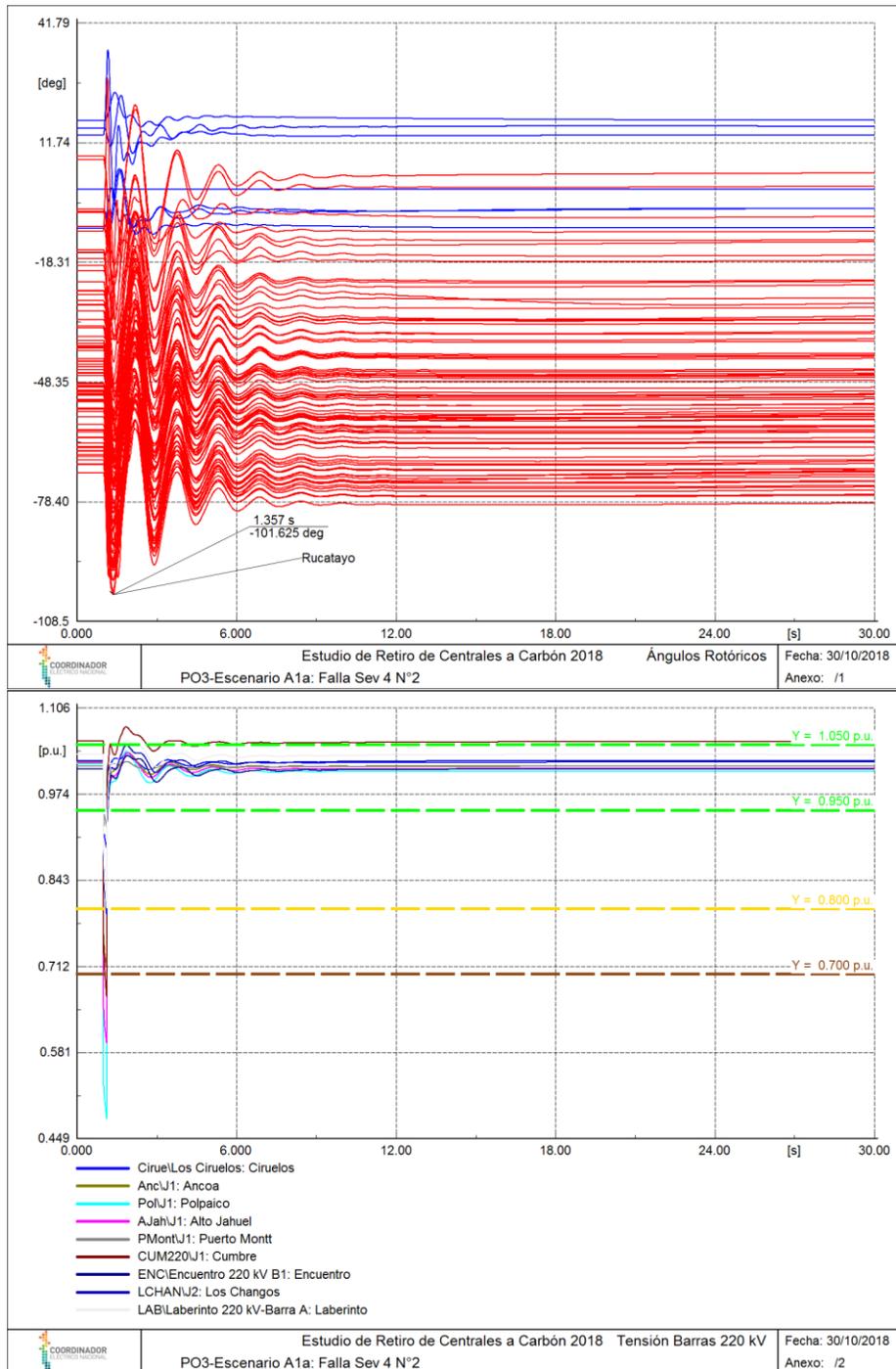
	Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018	Frecuencia	Fecha: 30/10/2018
	PO3-Escenario A1a: Falla Sev 4 N°1		Anexo: /4

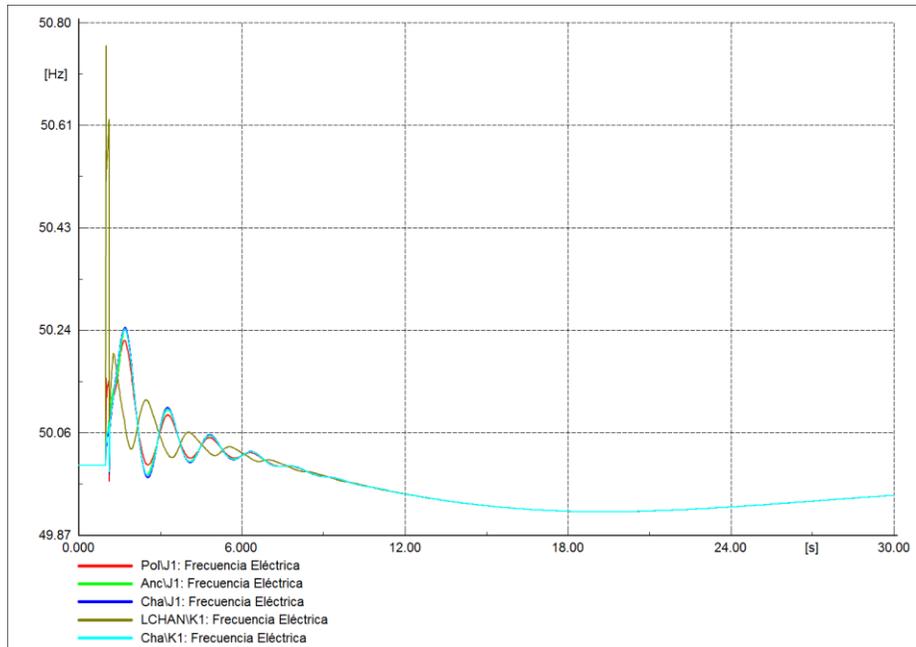


	Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018	Flujo LtX	Fecha: 30/10/2018
	PO3-Escenario A1a: Falla Sev 4 N°1		Anexo: /5

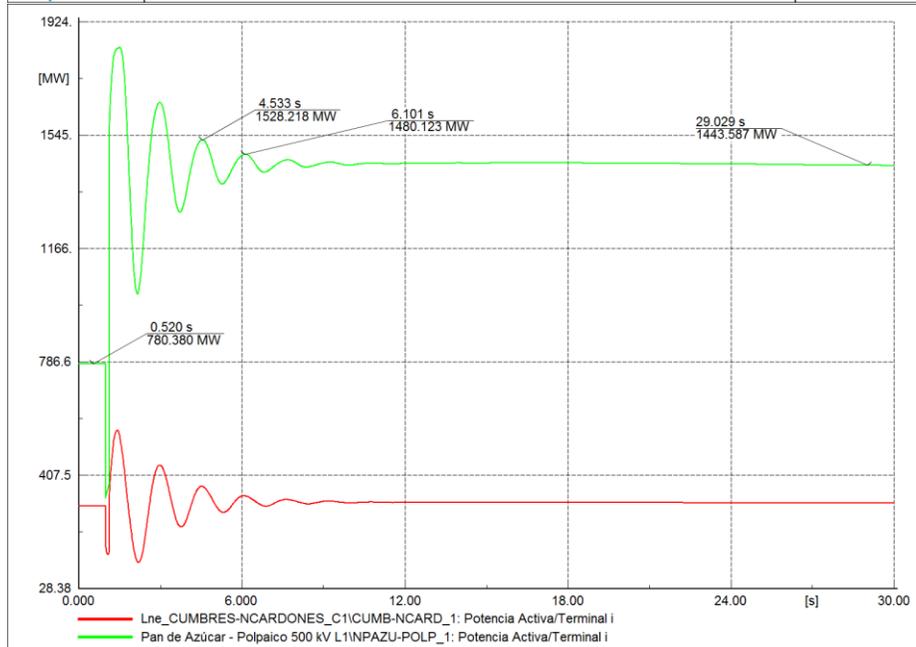


7.1.13 PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

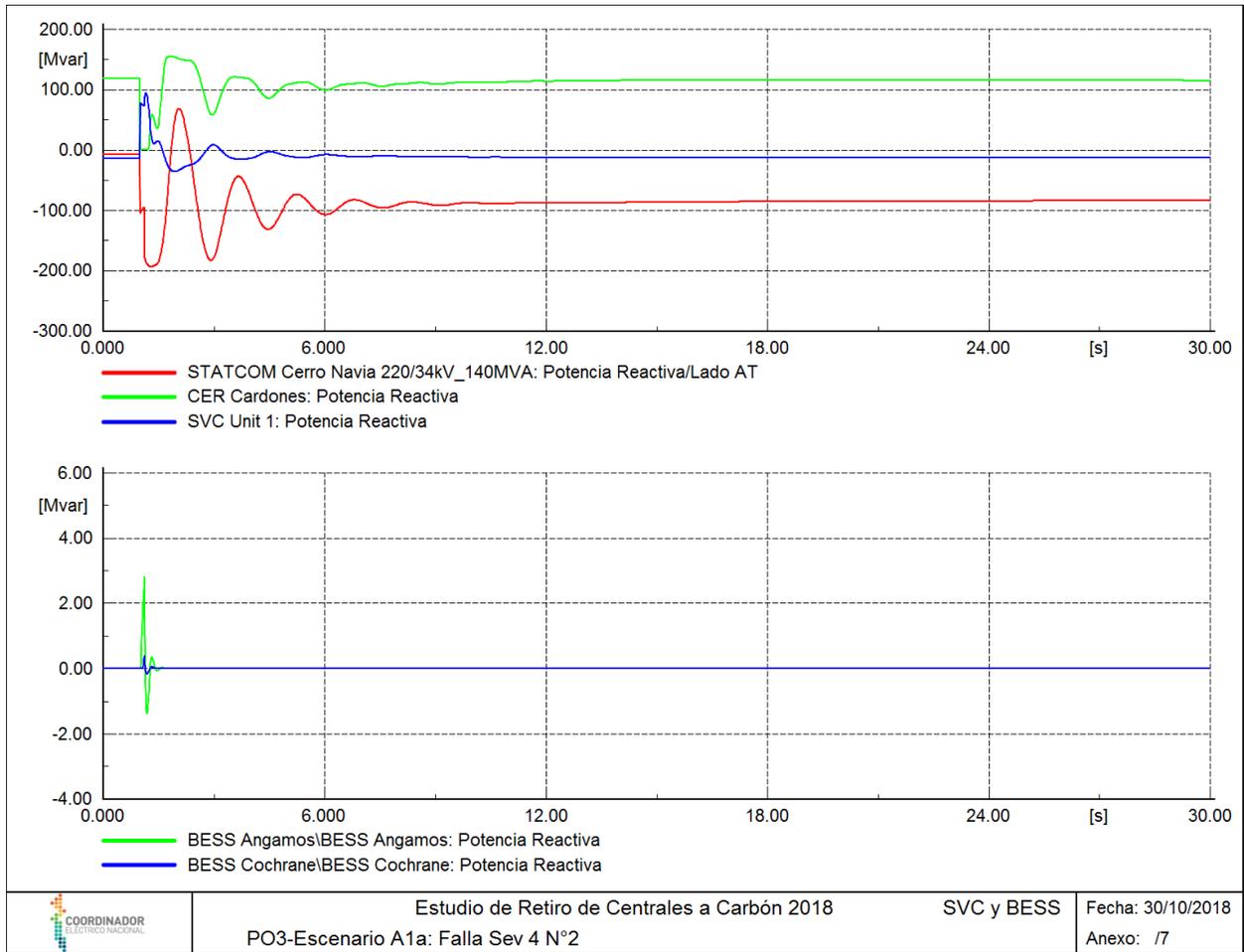




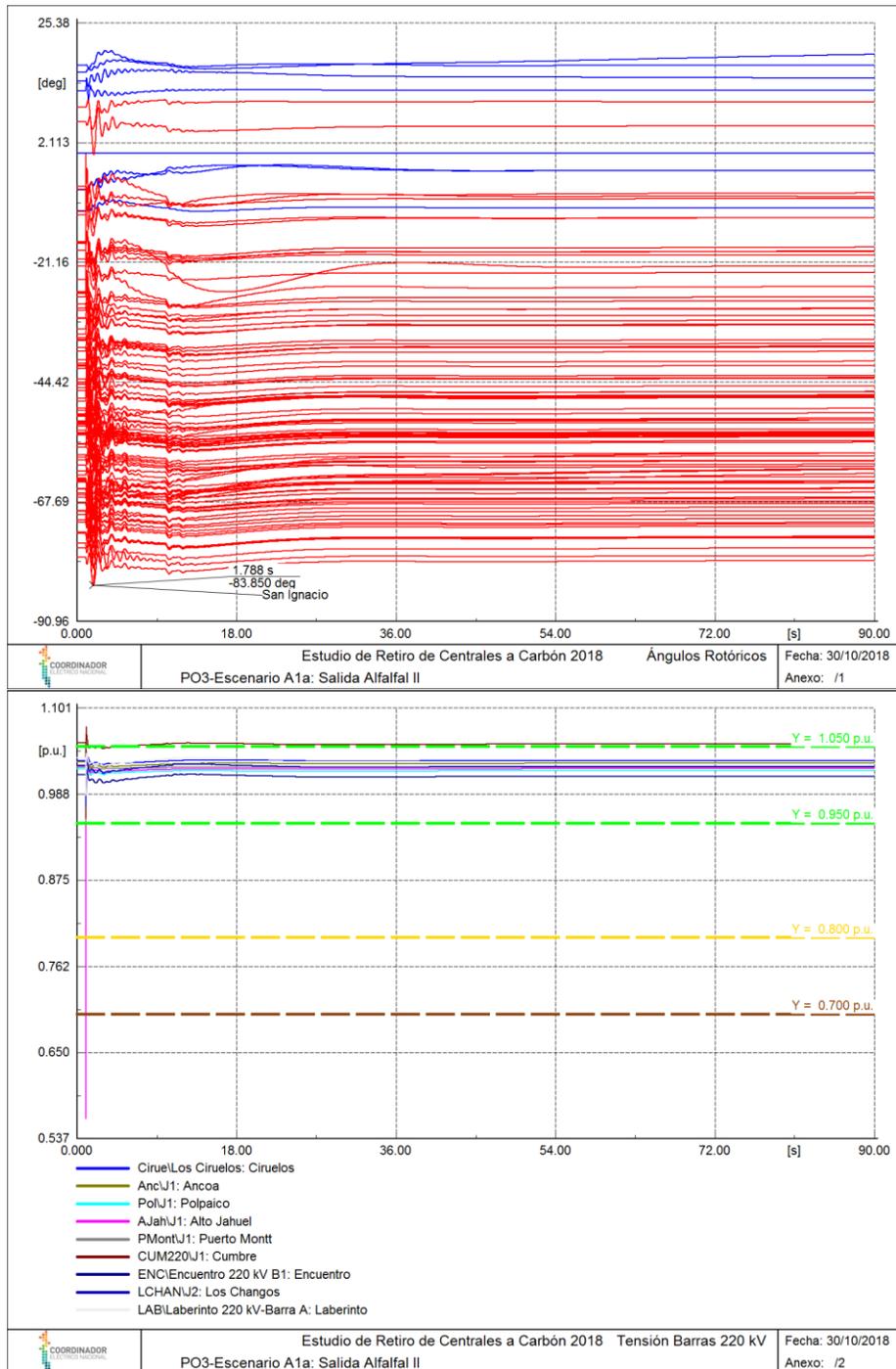
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1: Falla Sev 4 N°2
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

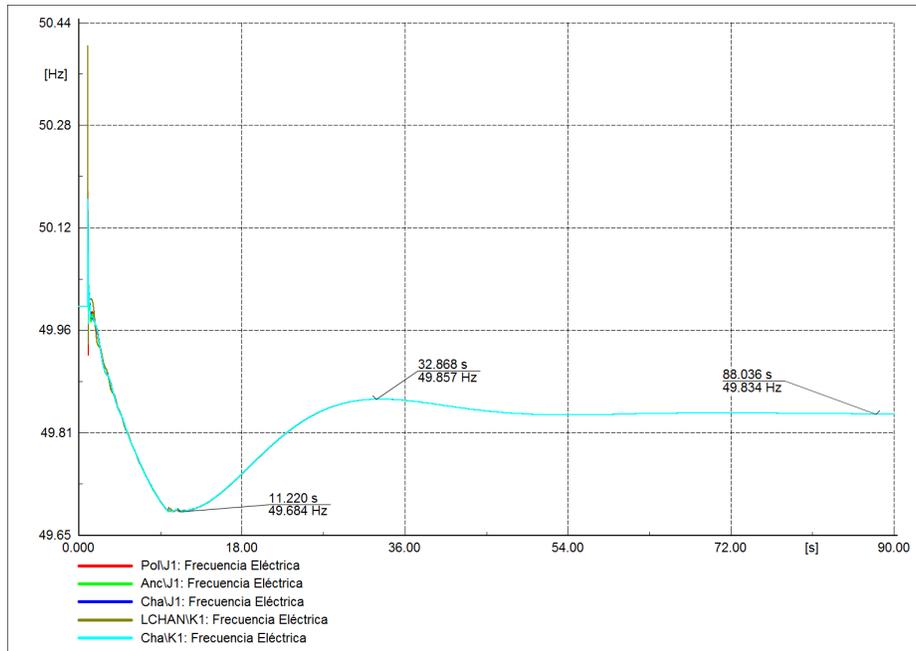


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1: Falla Sev 4 N°2
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

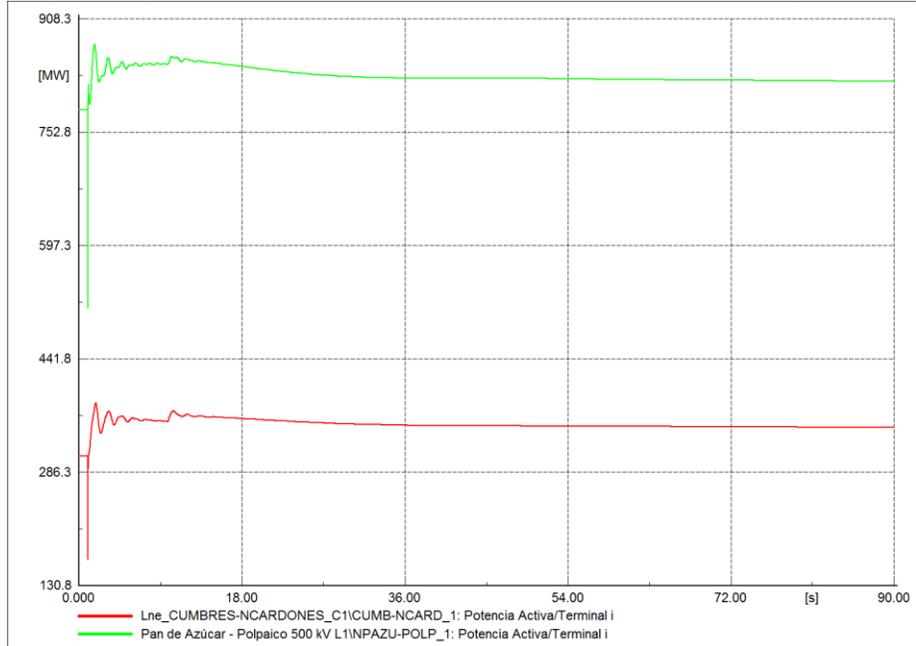


7.1.14 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

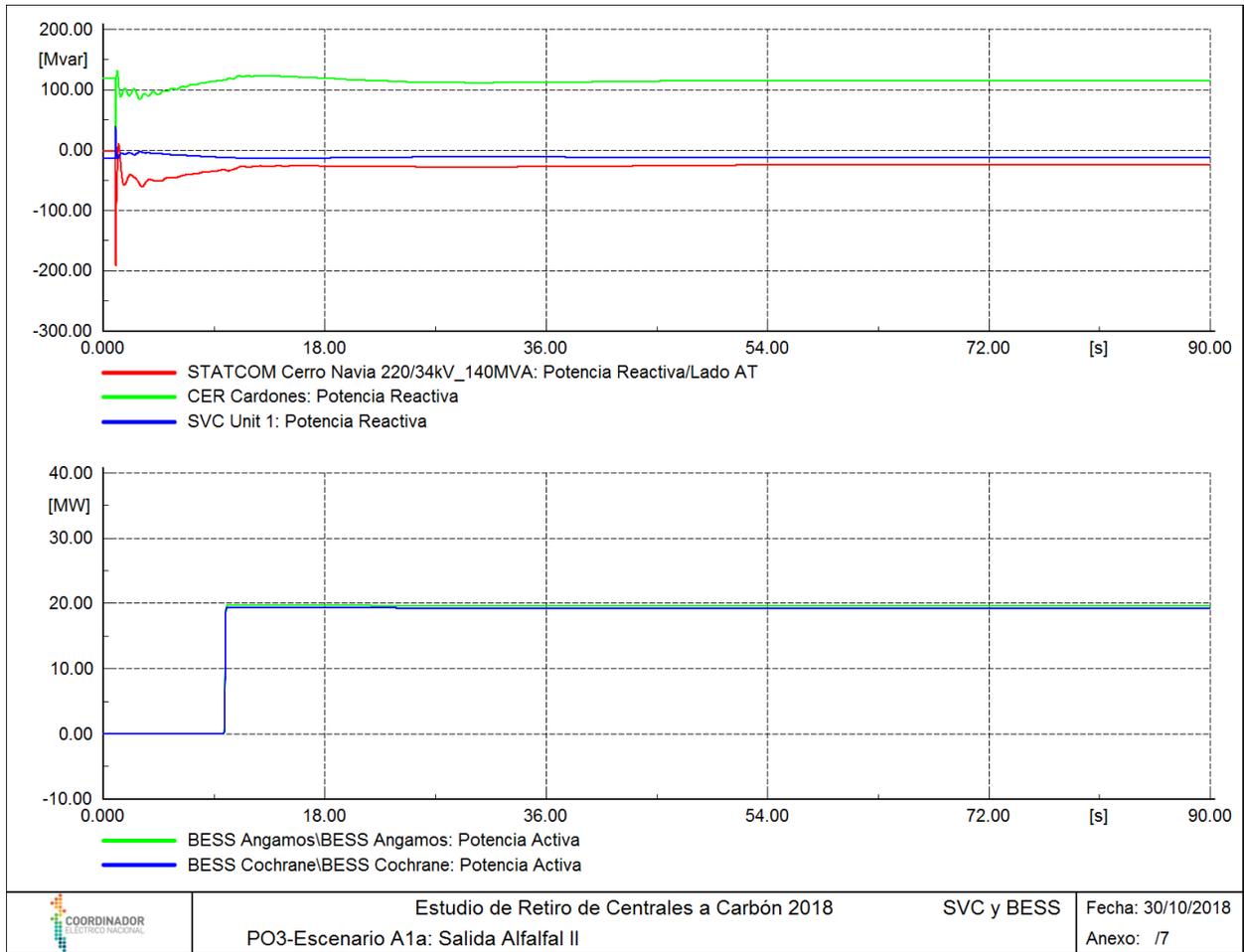




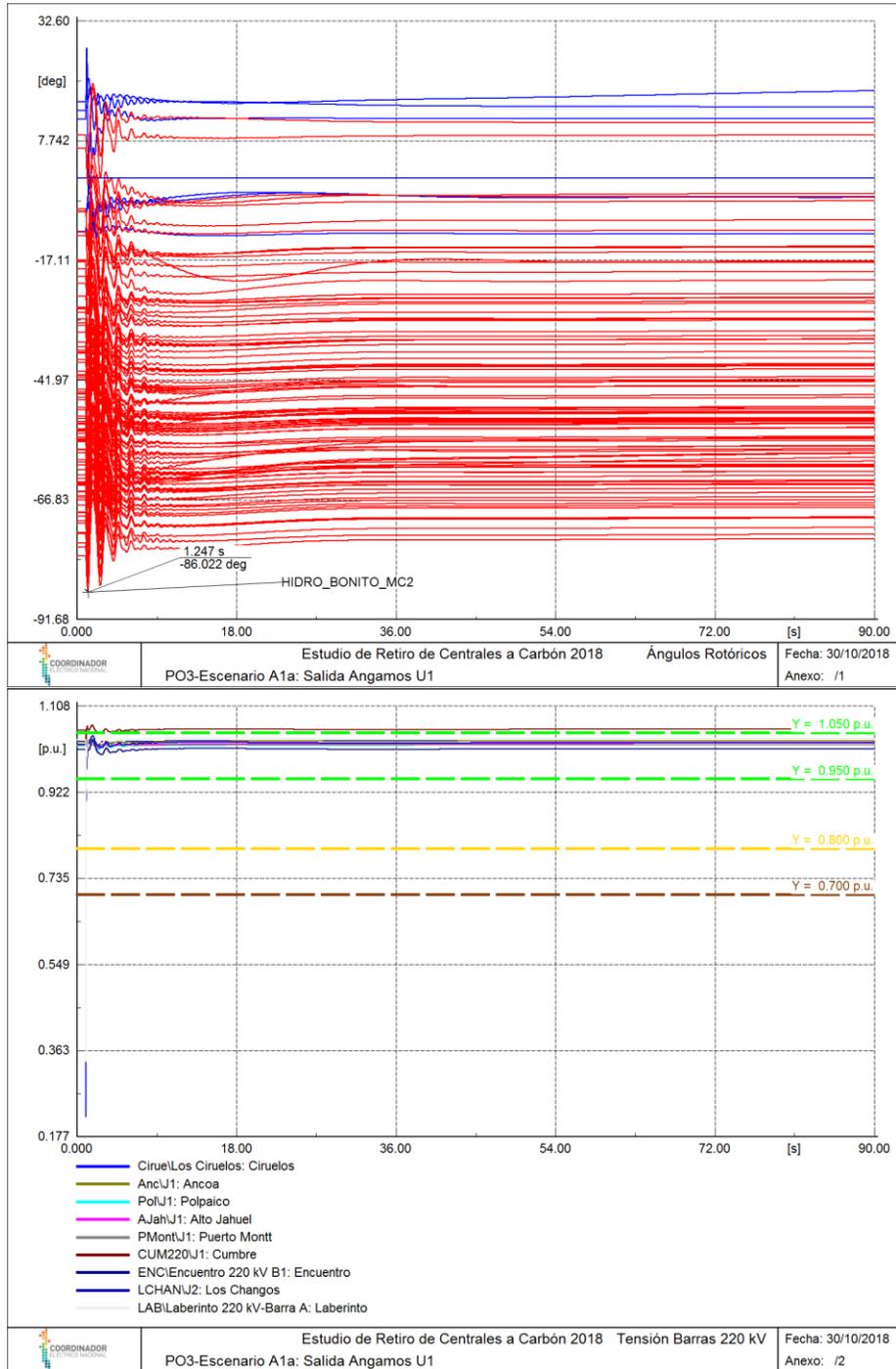
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1: Salida Alfafal II
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

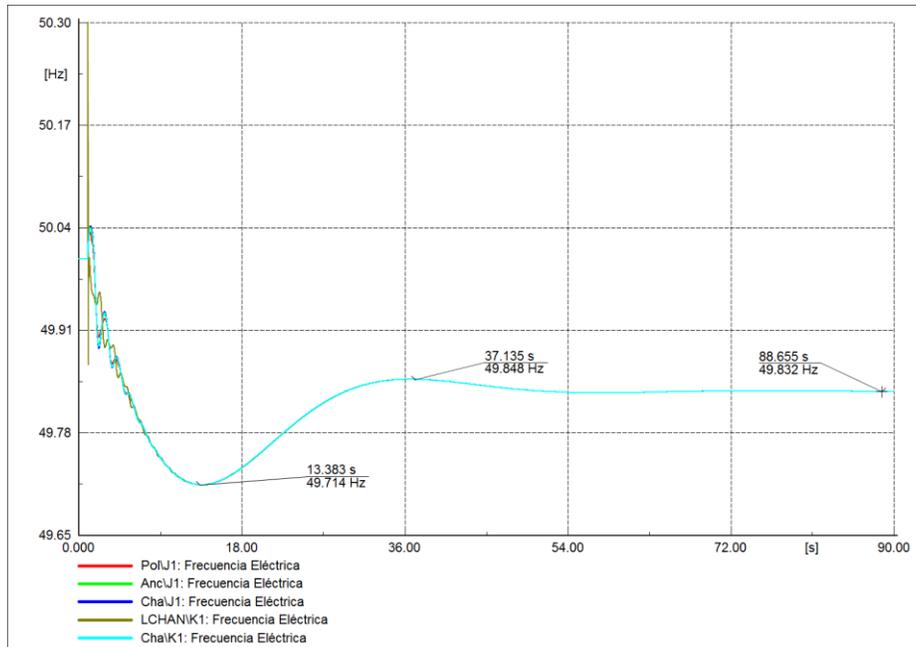


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1: Salida Alfafal II
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

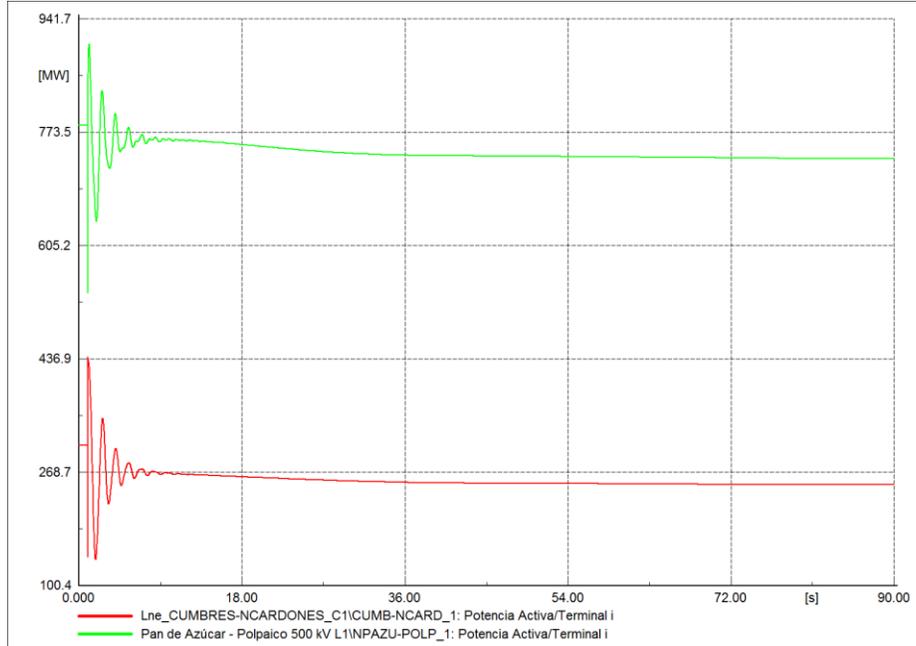


7.1.15 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

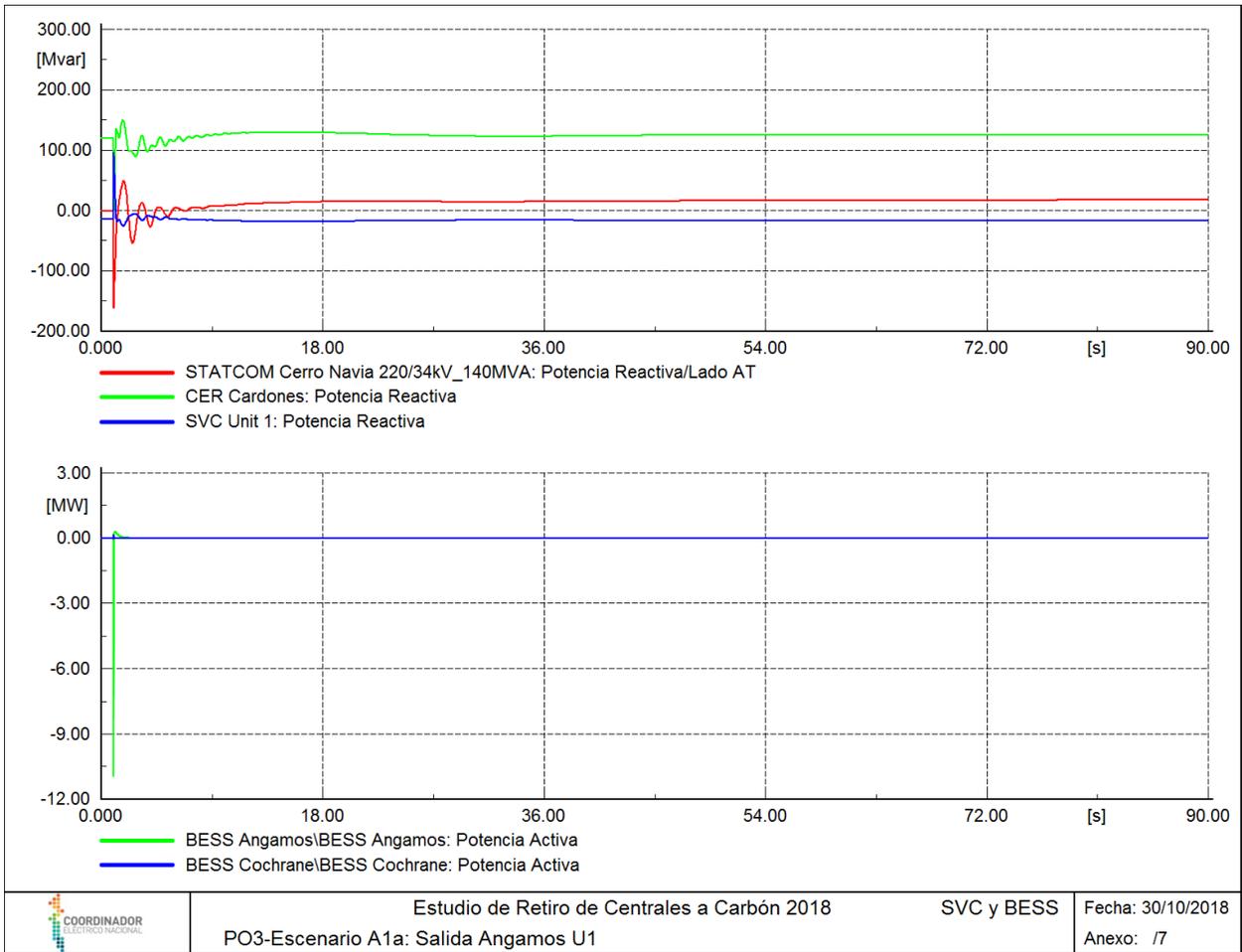




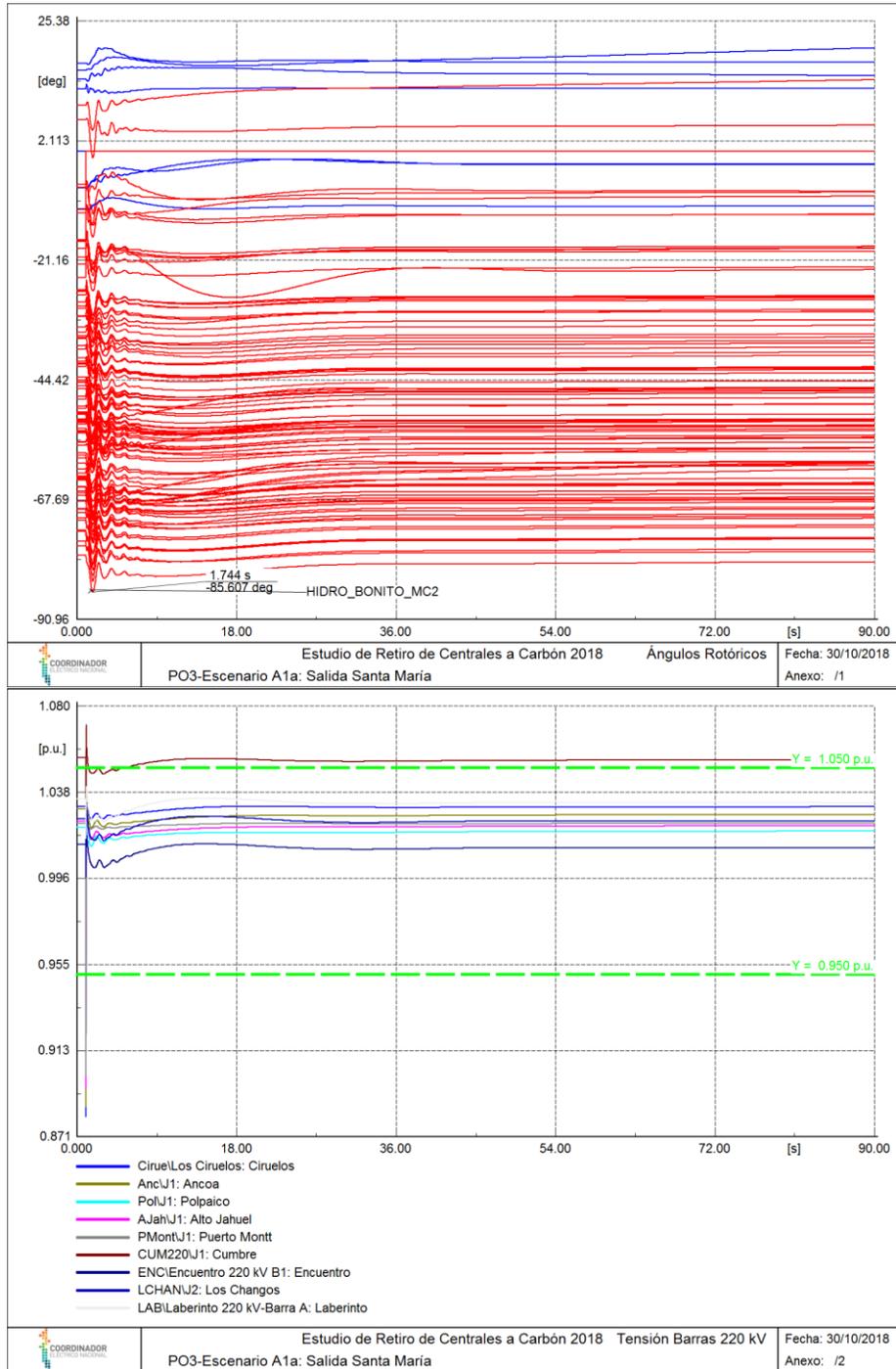
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

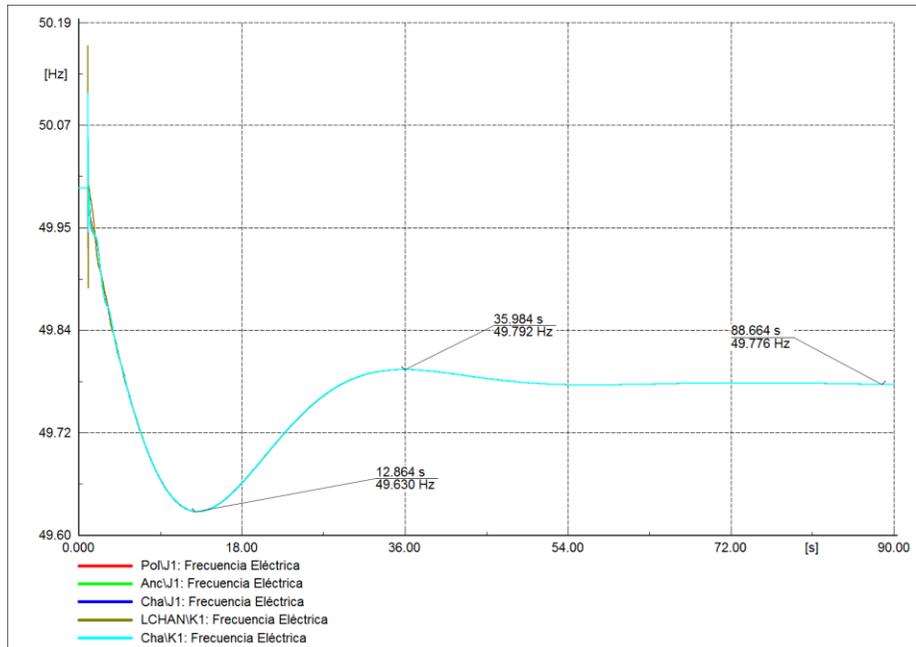


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1a: Salida Angamos U1
 Flujo Lt Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

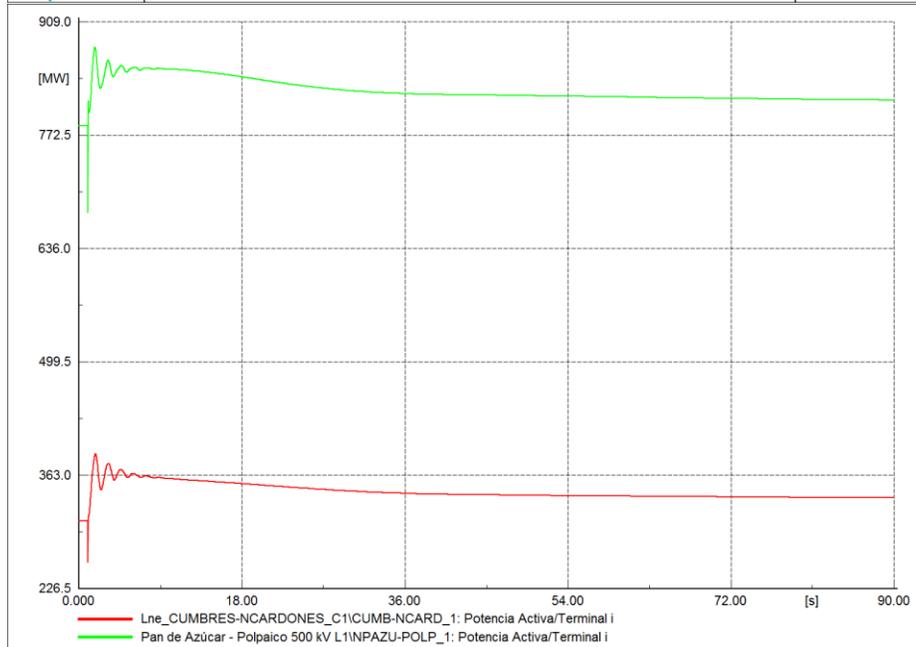


7.1.16 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA

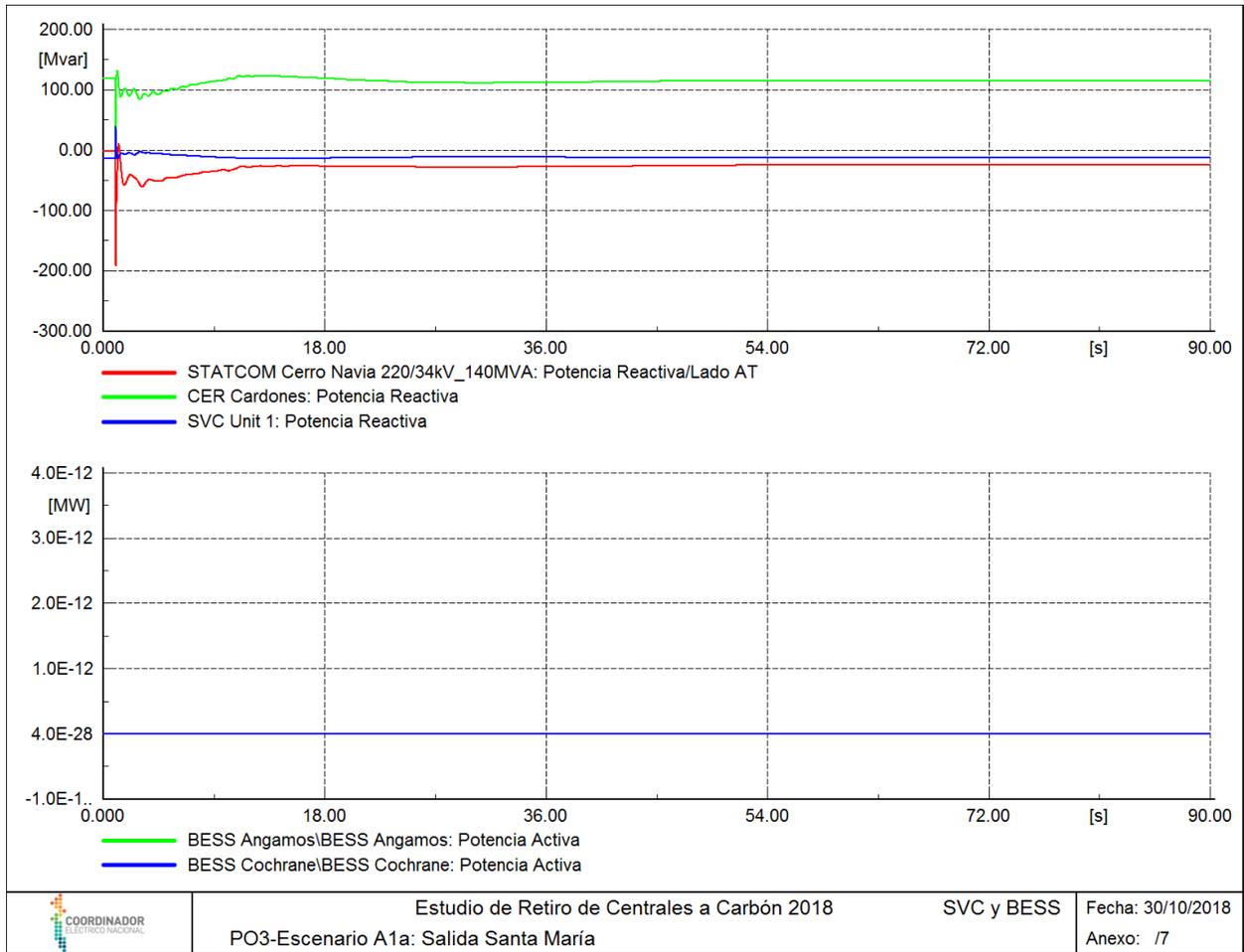




Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1a: Salida Santa María
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

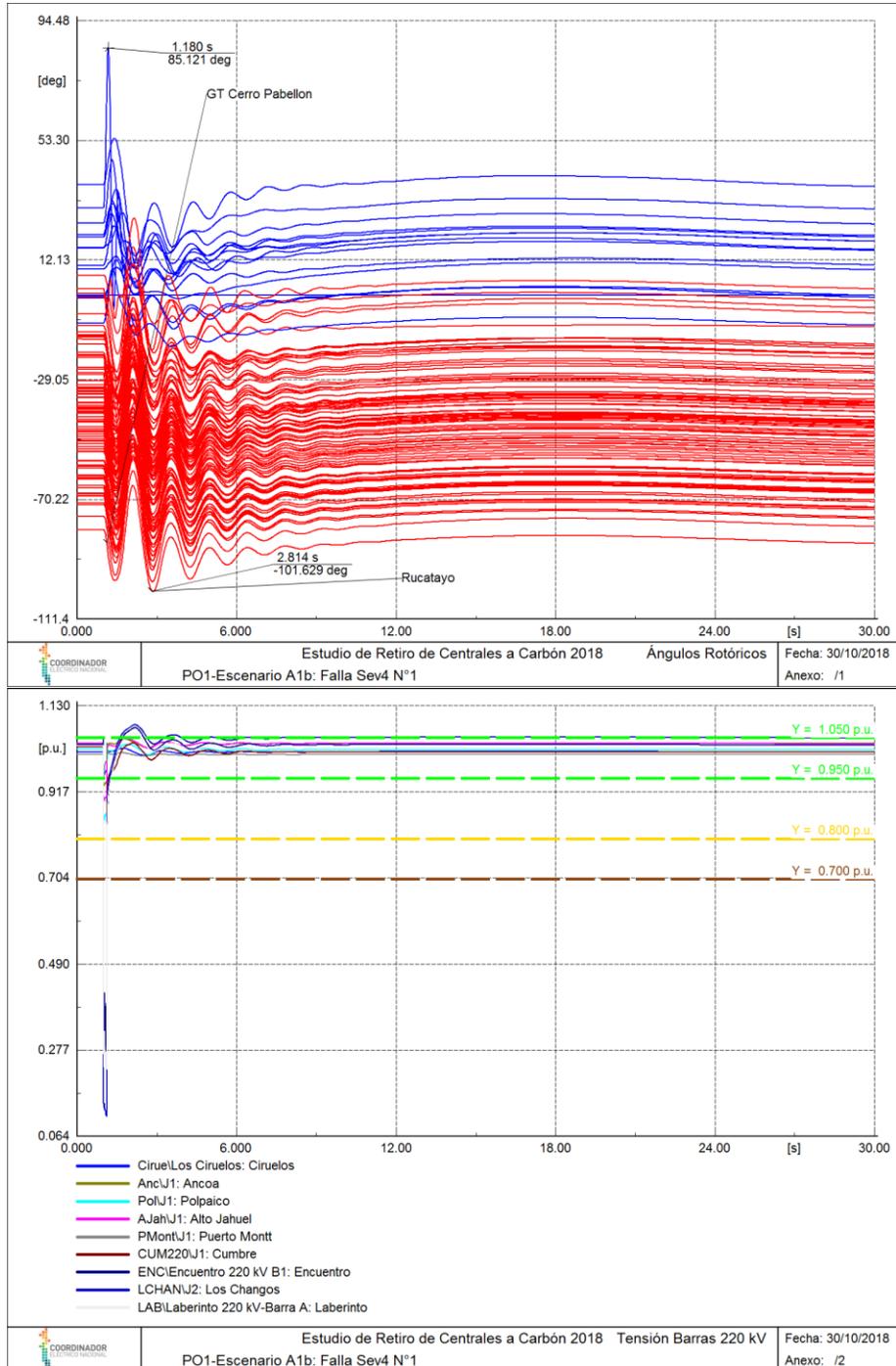


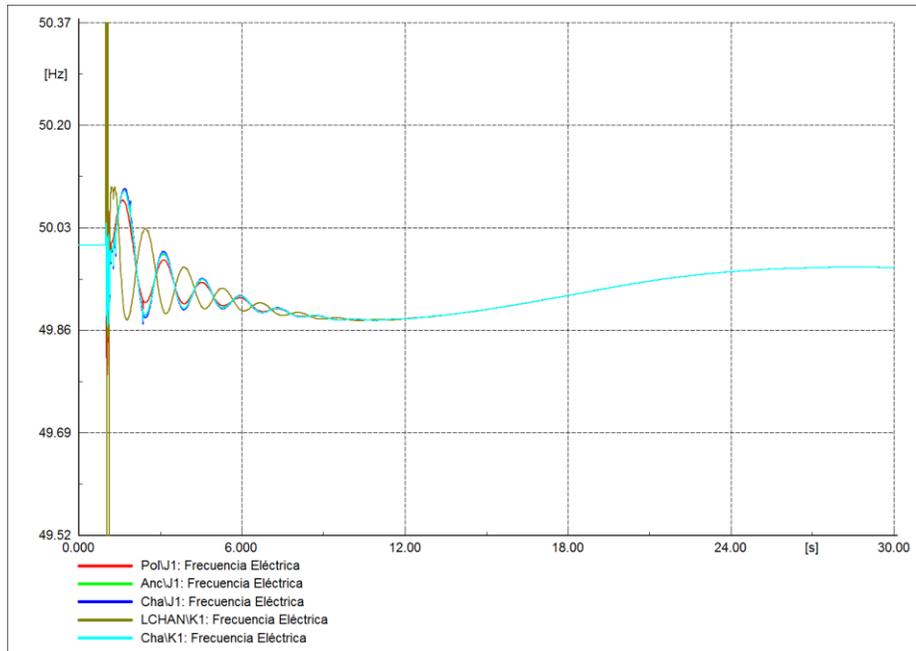
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1a: Salida Santa María
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5



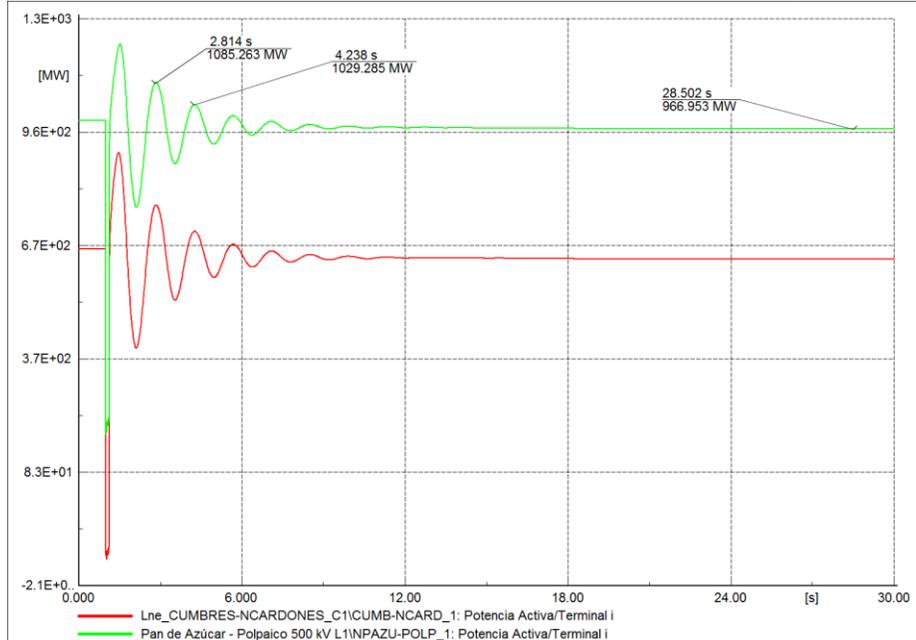
7.2 ESCENARIO A1B

7.2.1 PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

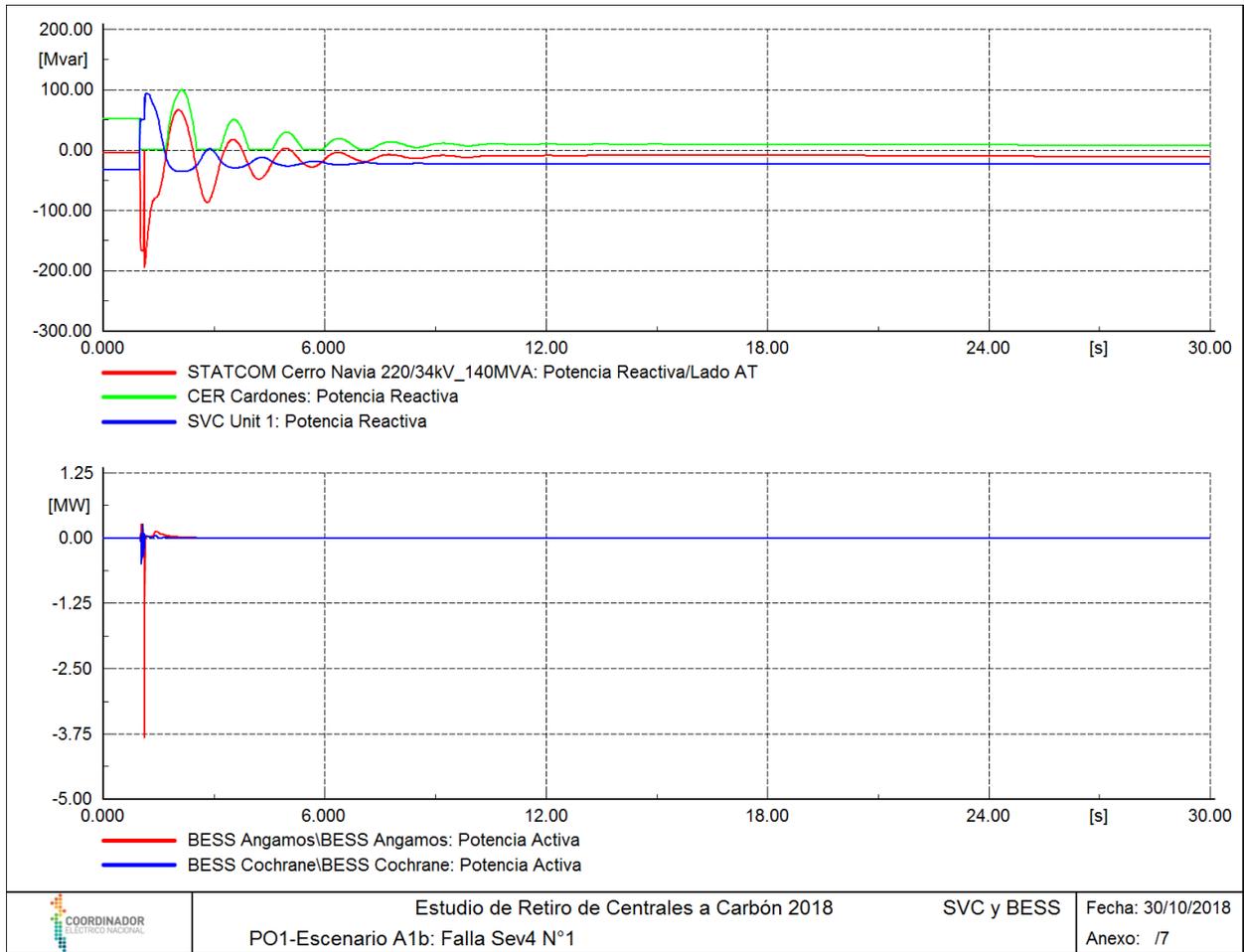




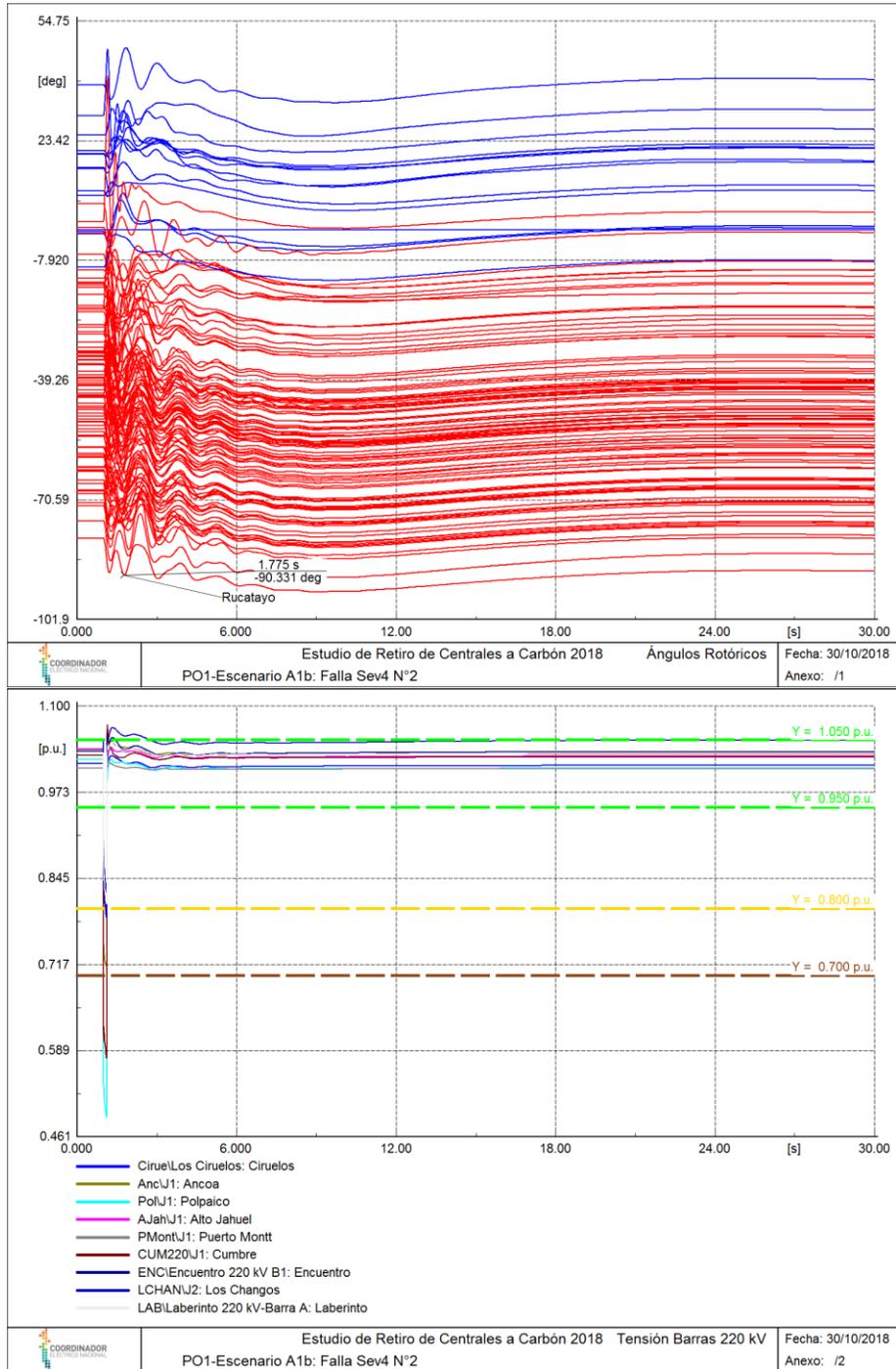
 **Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018** Frecuencia Fecha: 30/10/2018
PO1-Escenario A1b: Falla Sev4 N°1 Anexo: /4

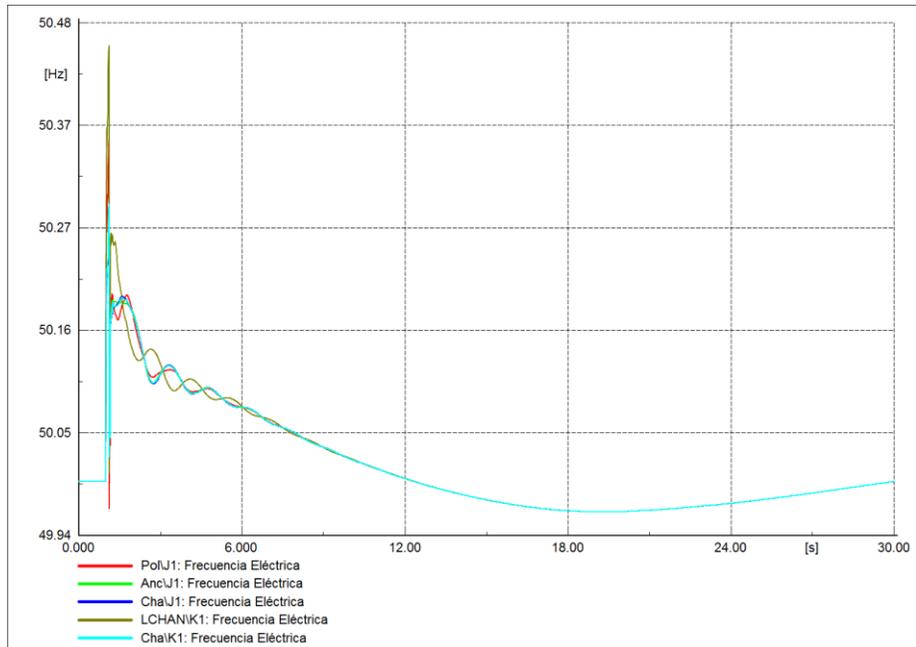


 **Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018** Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
PO1-Escenario A1b: Falla Sev4 N°1 Anexo: /5

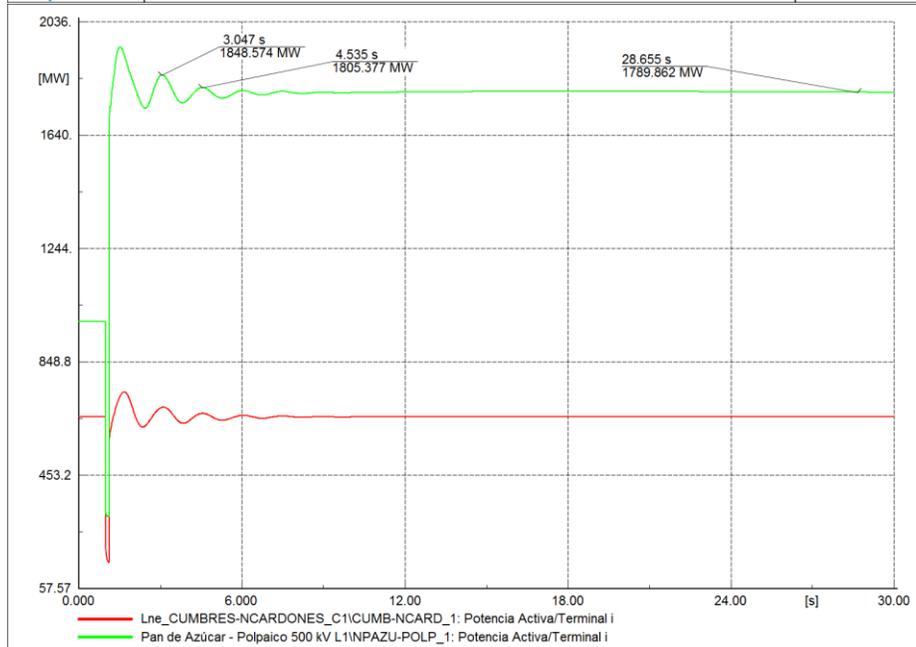


7.2.2 PO1: 2025: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

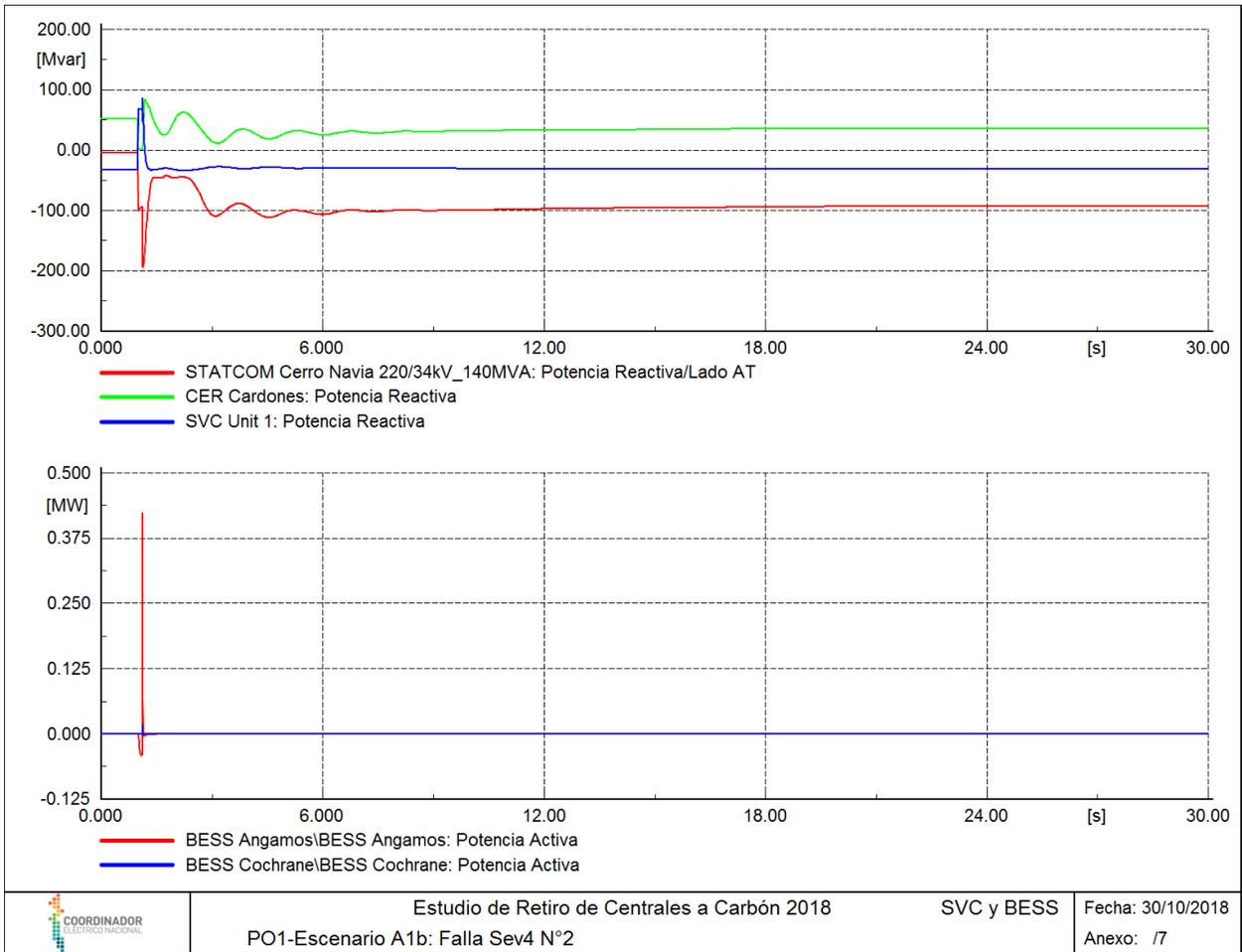




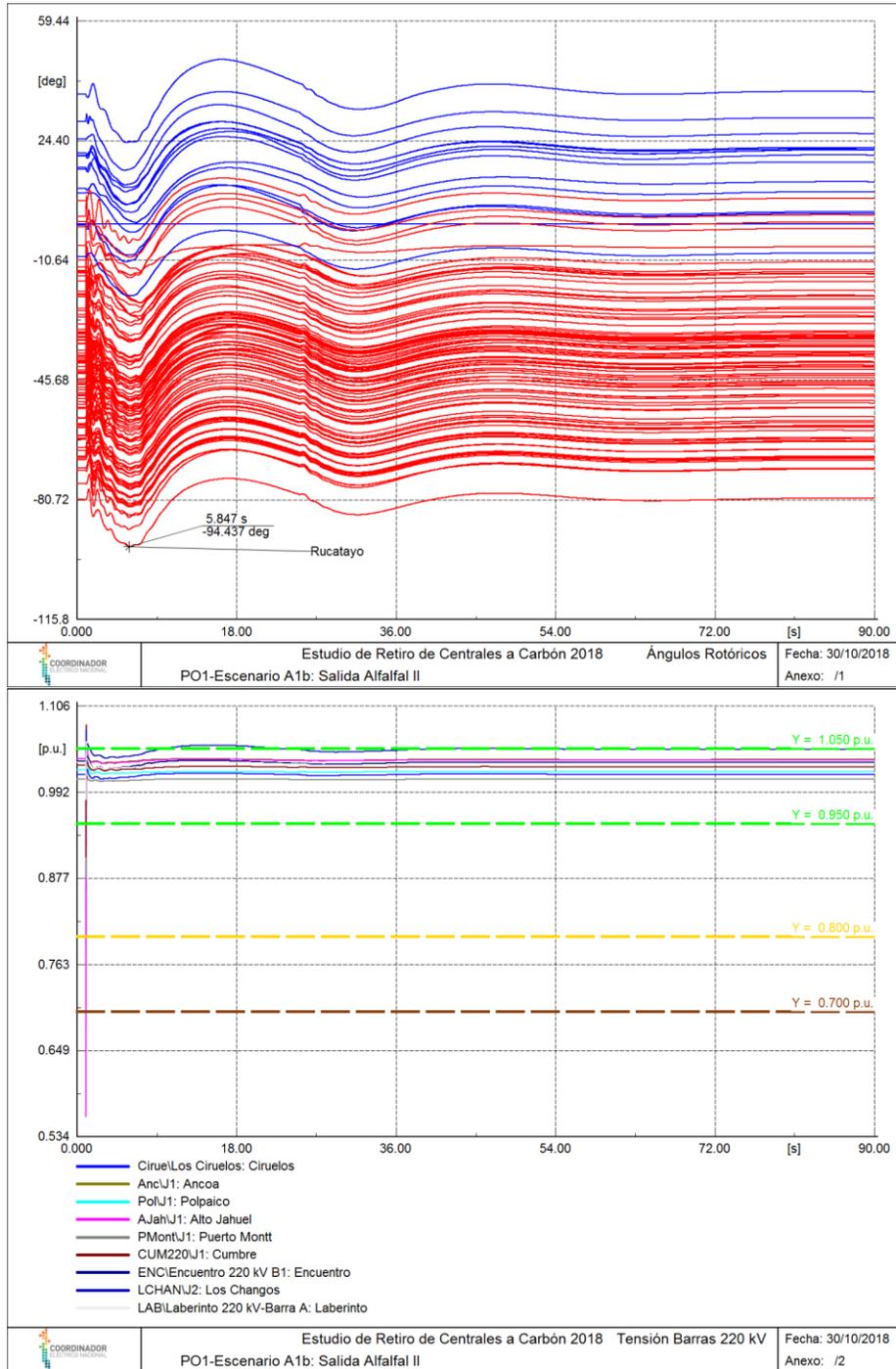
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Falla Sev4 N°2
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

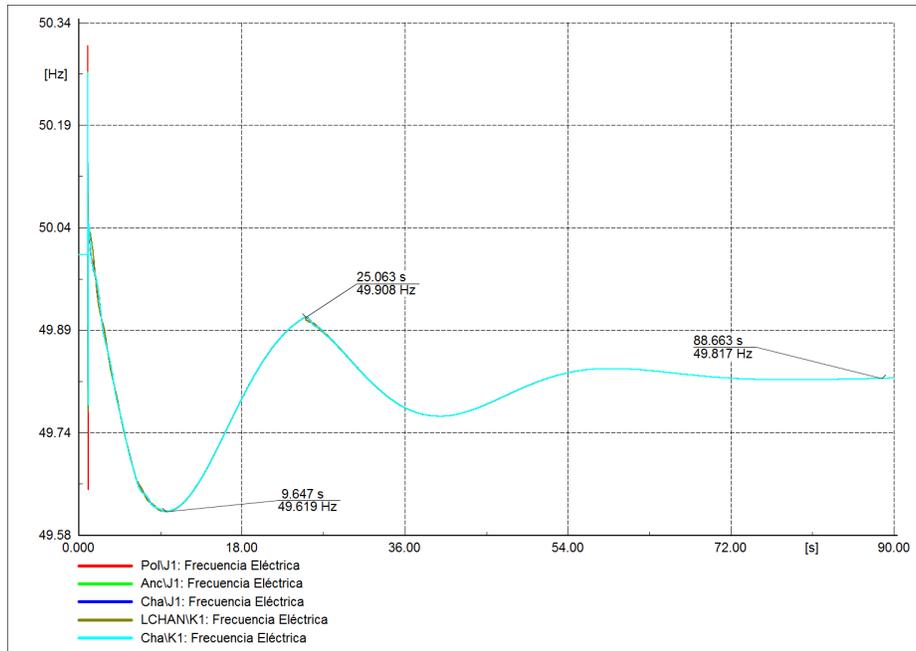


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Falla Sev4 N°2
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

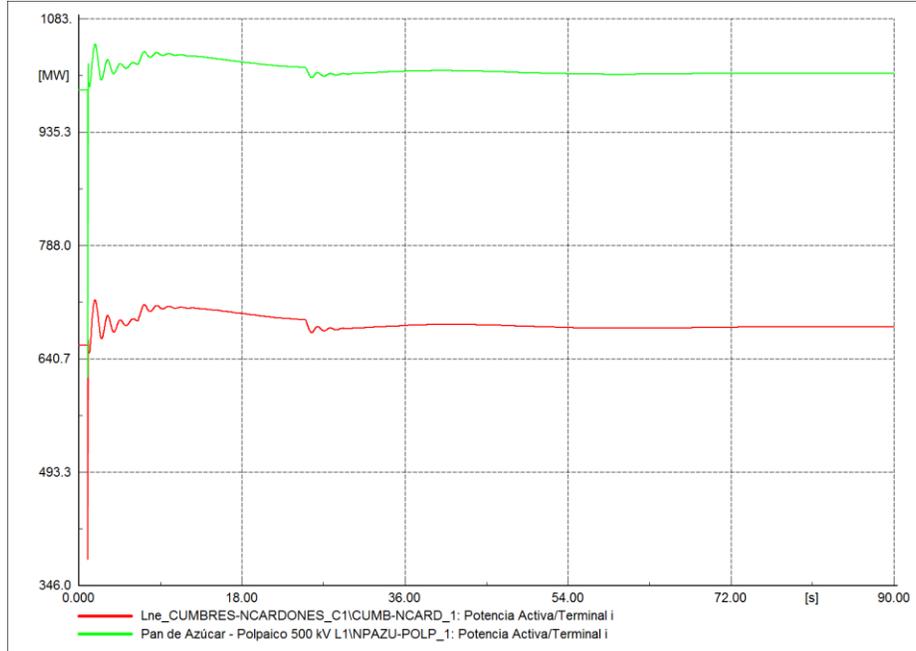


7.2.3 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

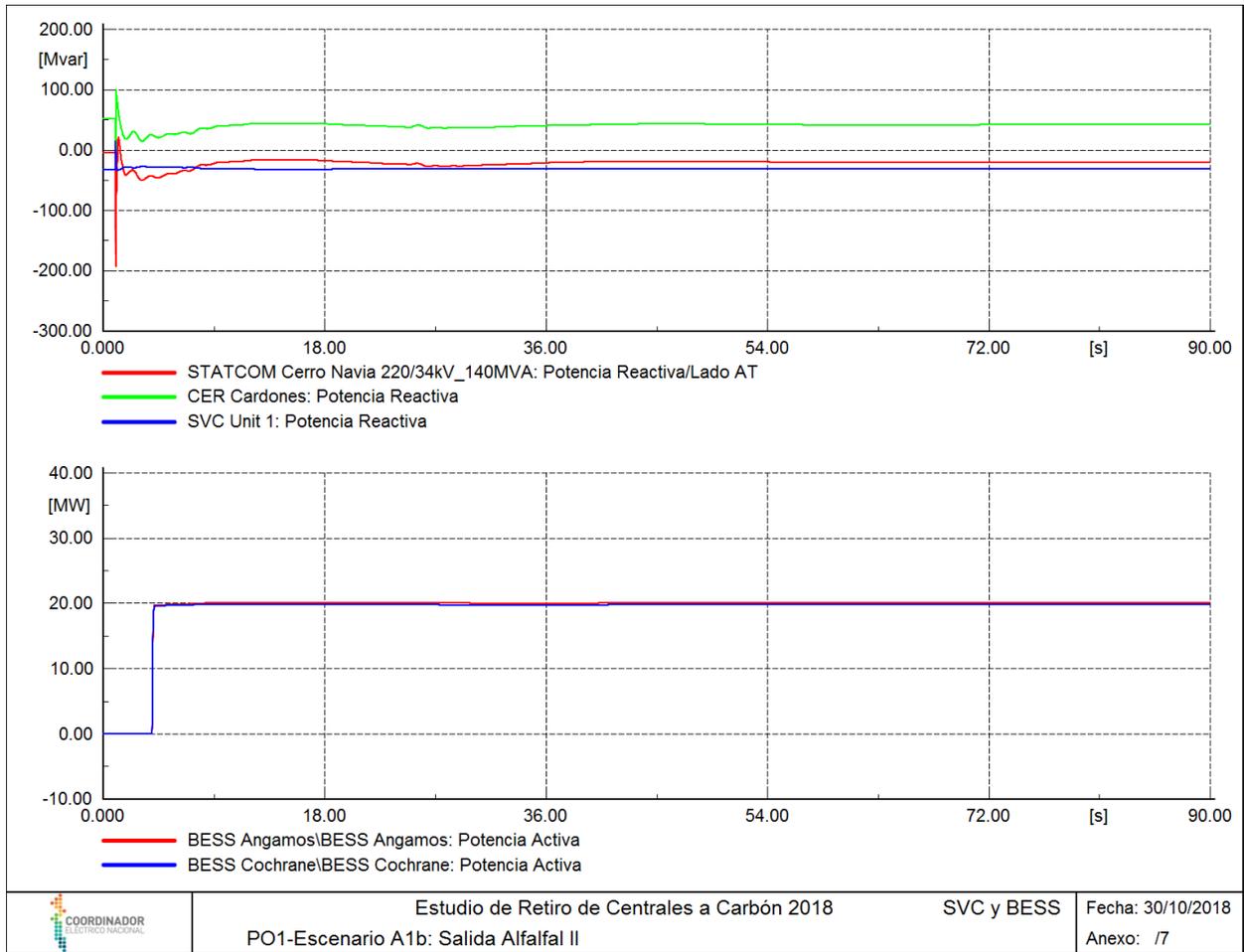




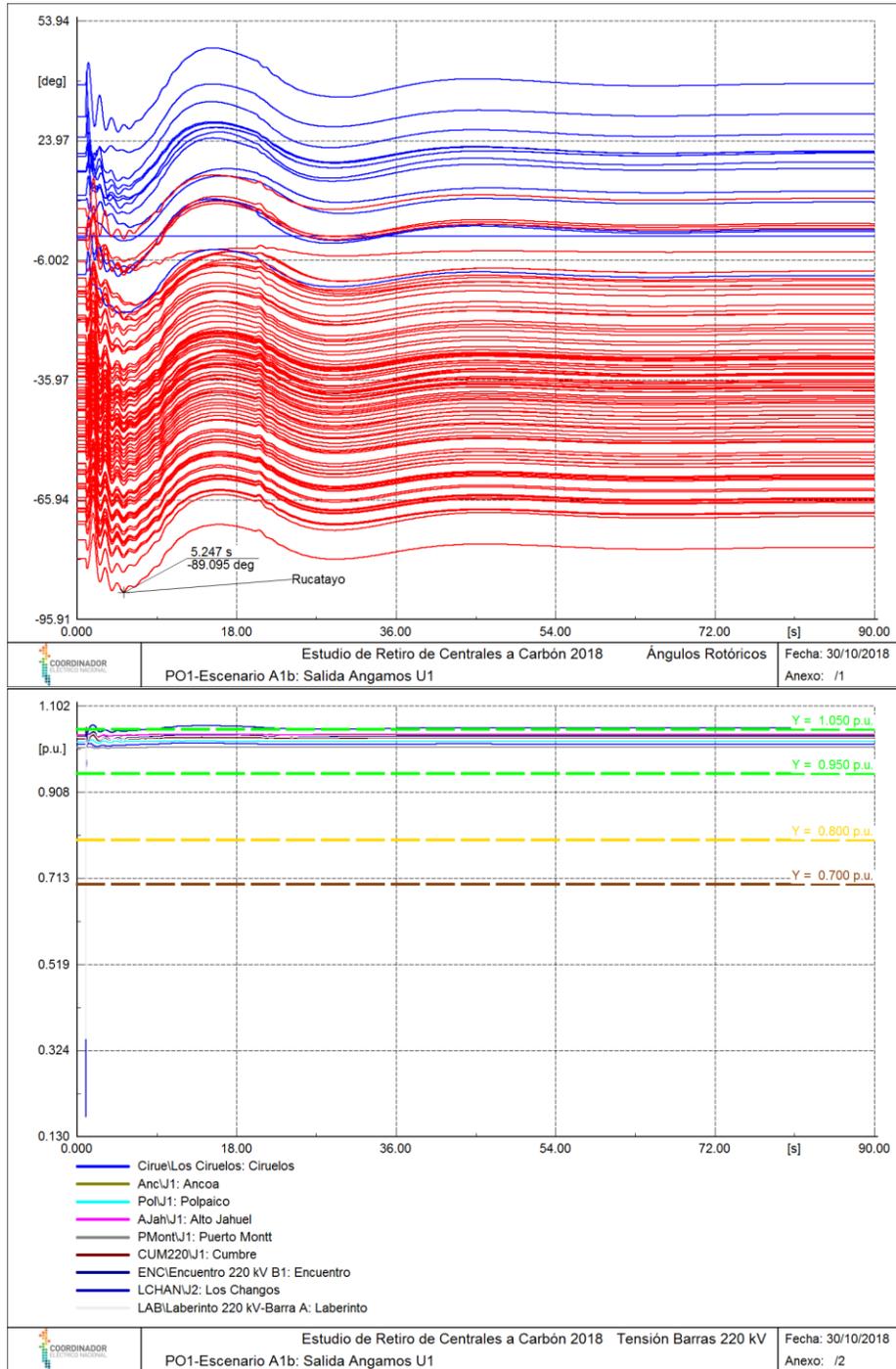
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

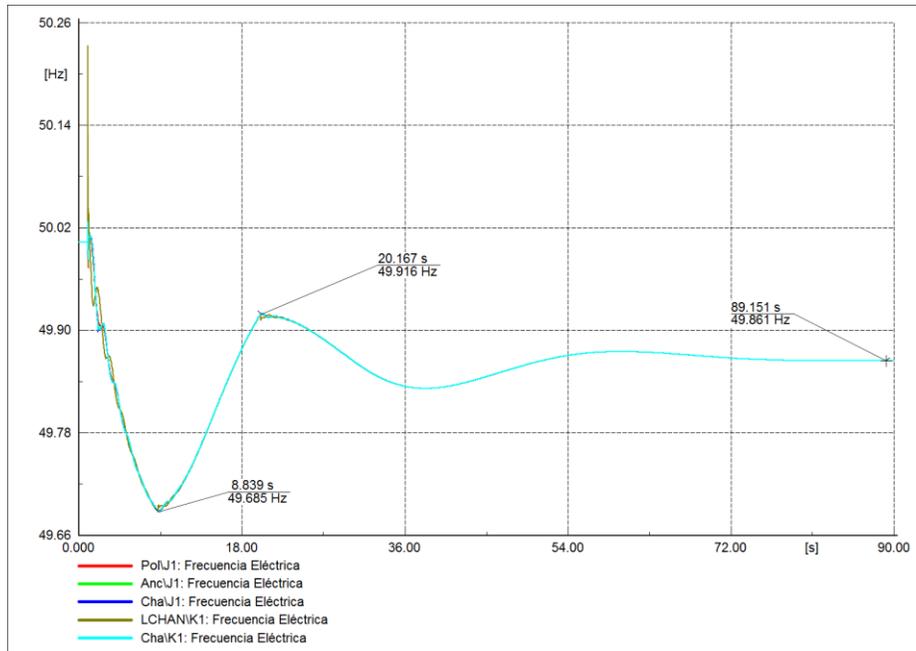


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

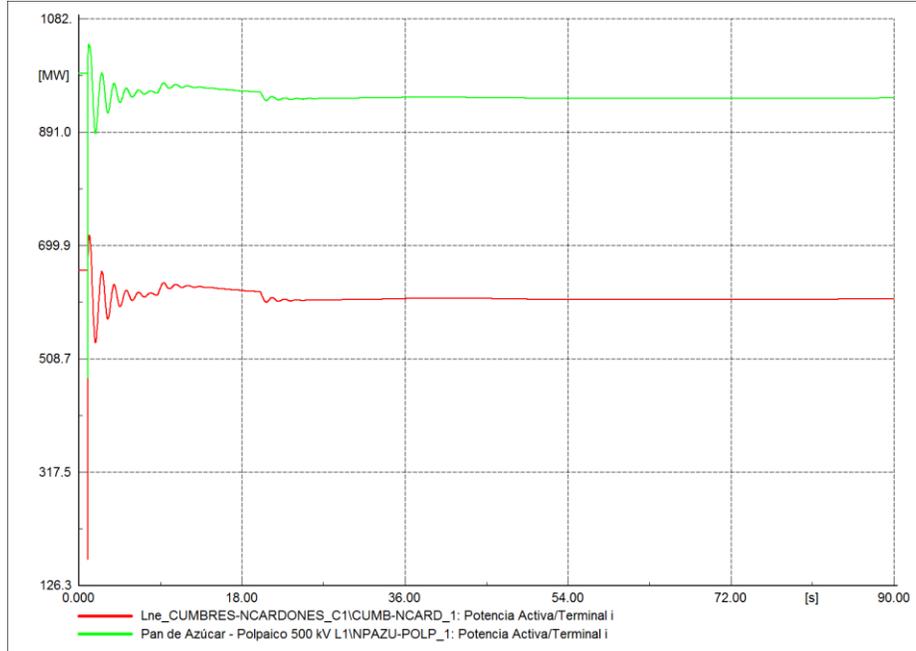


7.2.4 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

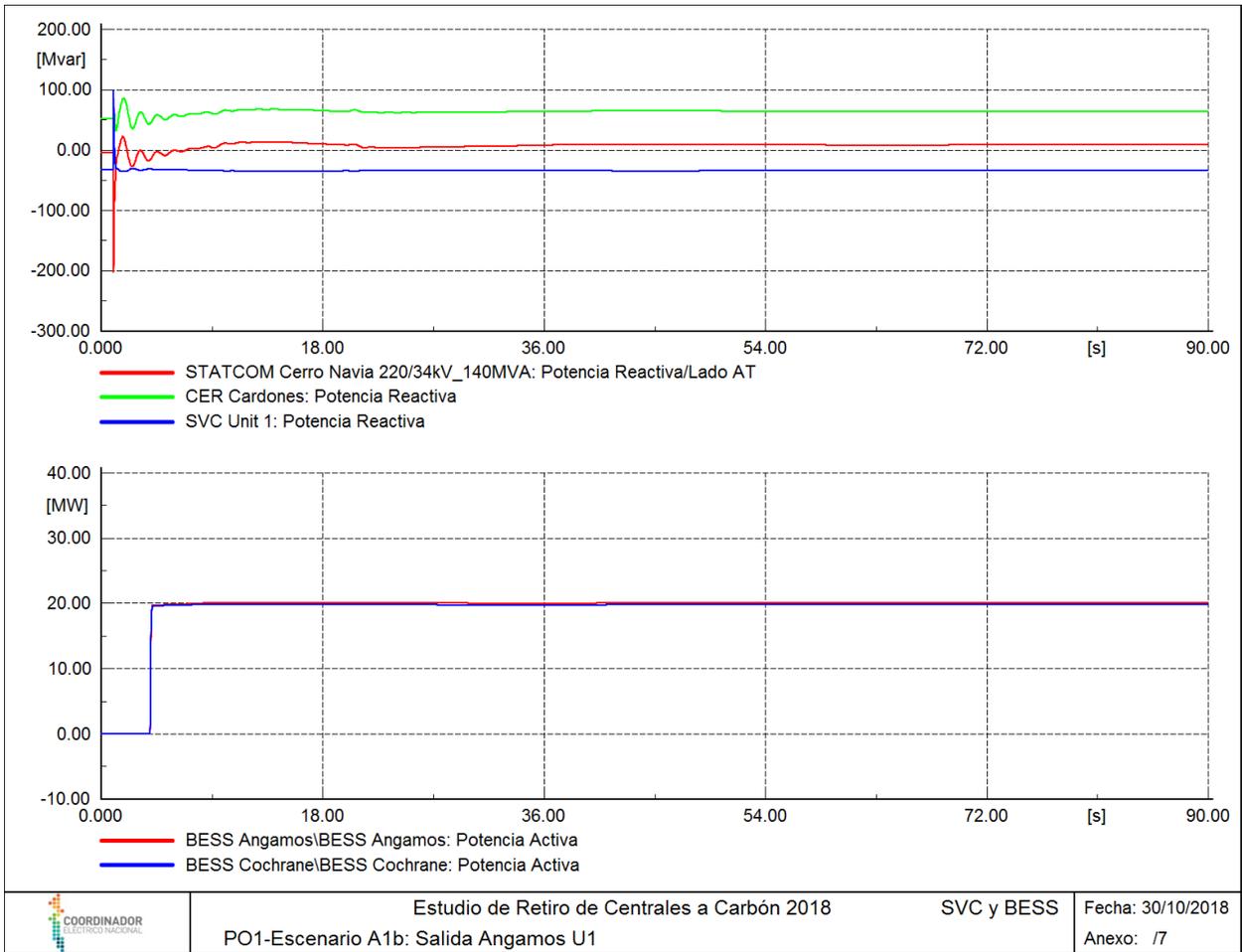




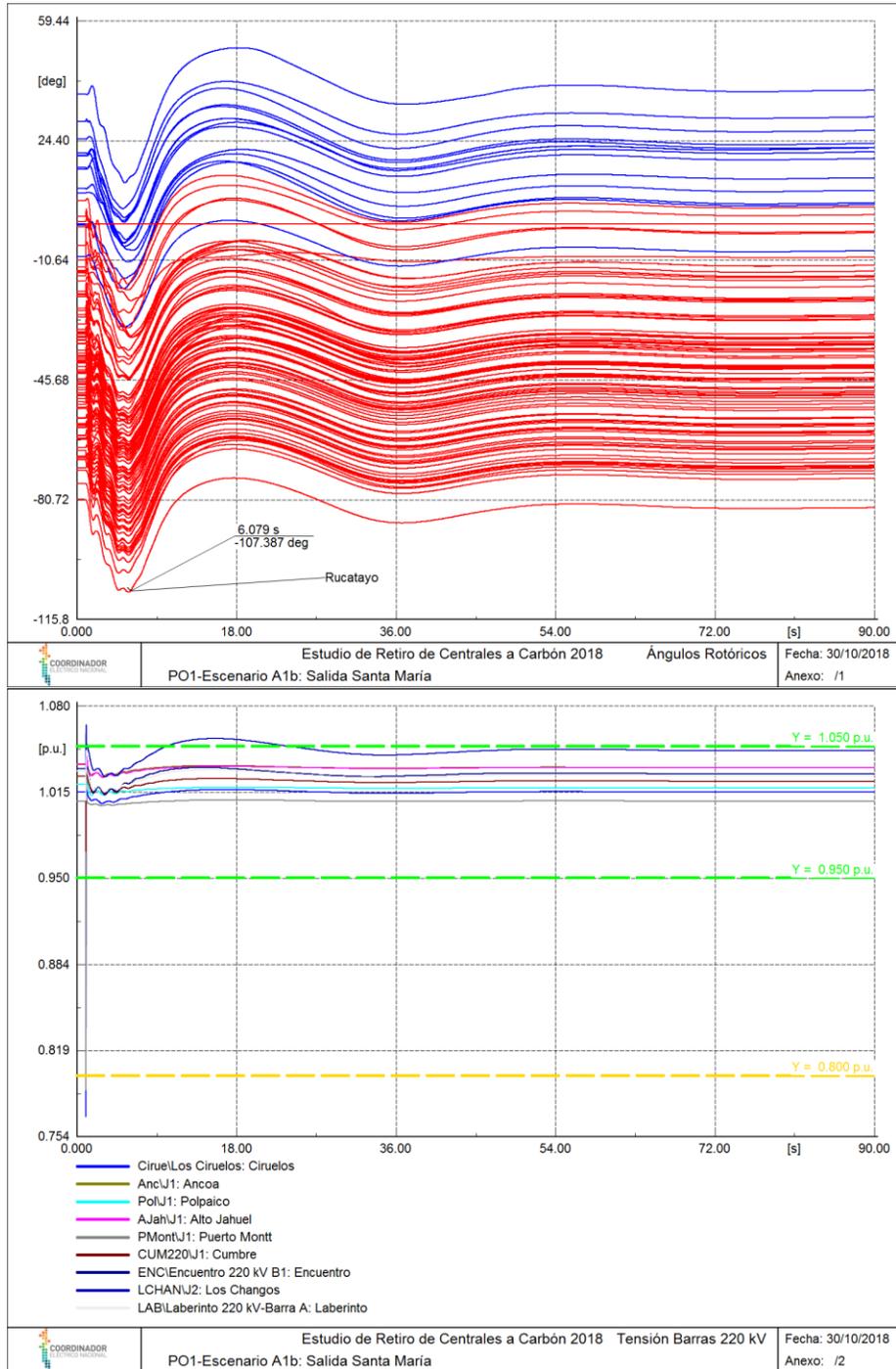
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

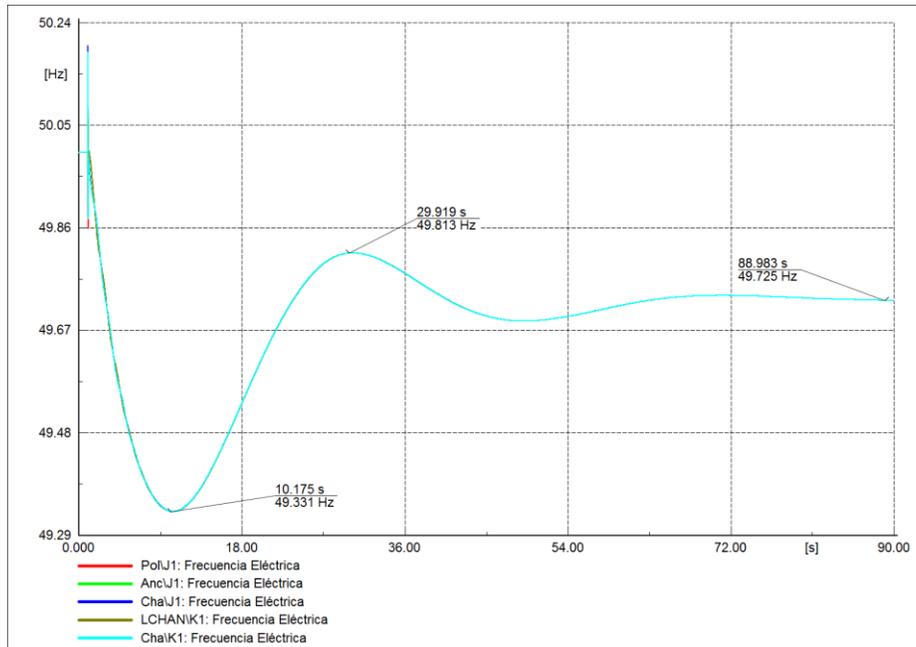


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

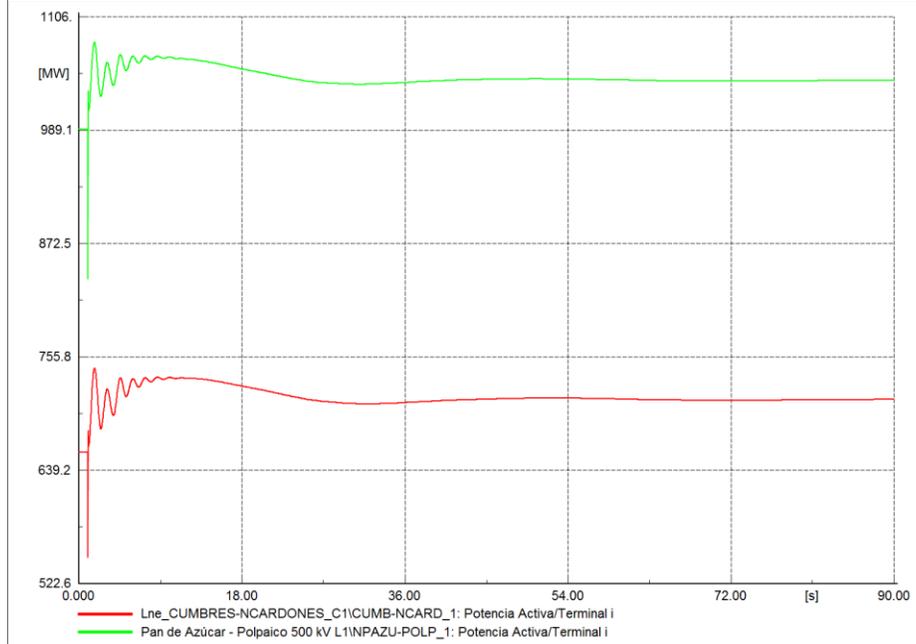


7.2.5 PO1: 2025: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA

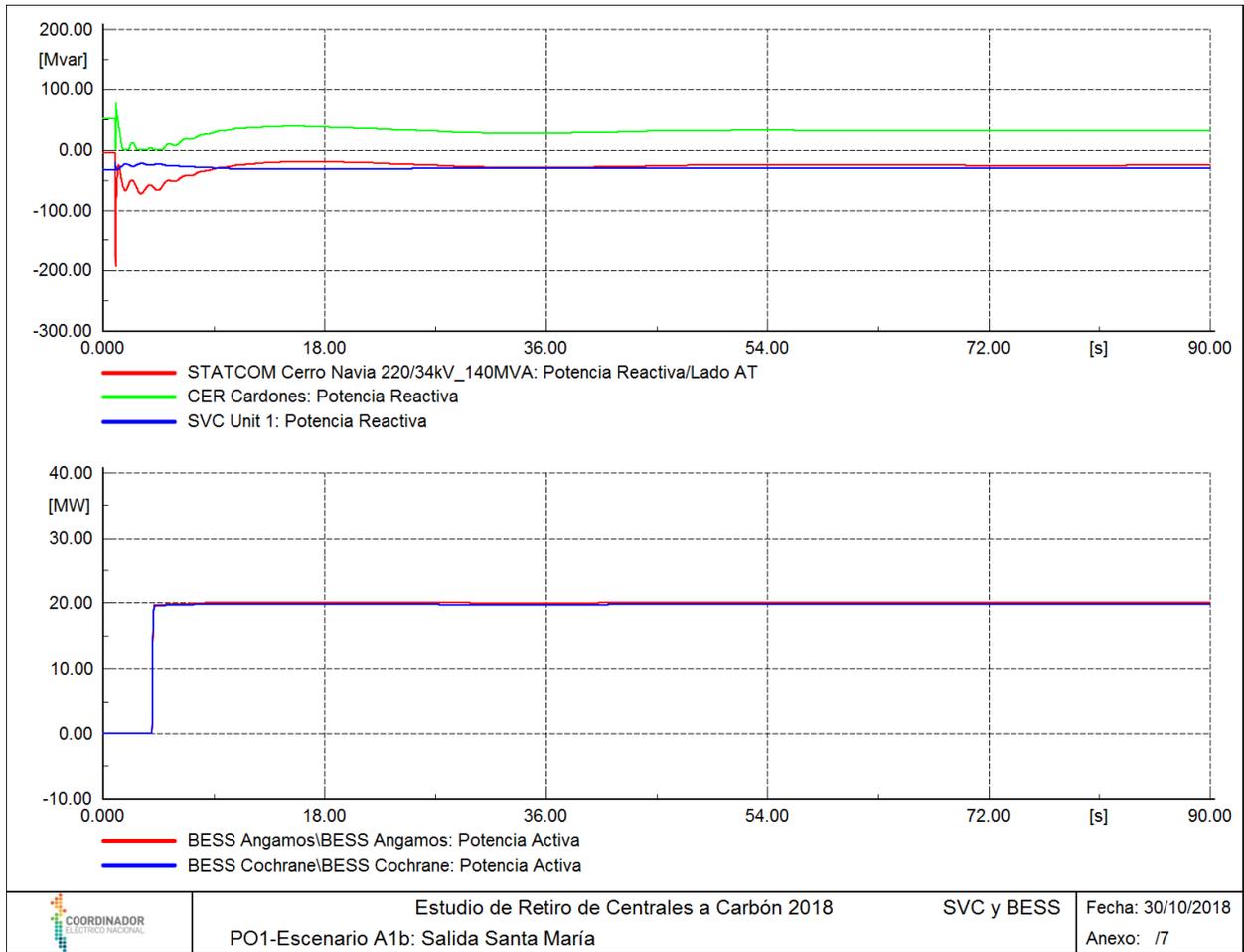




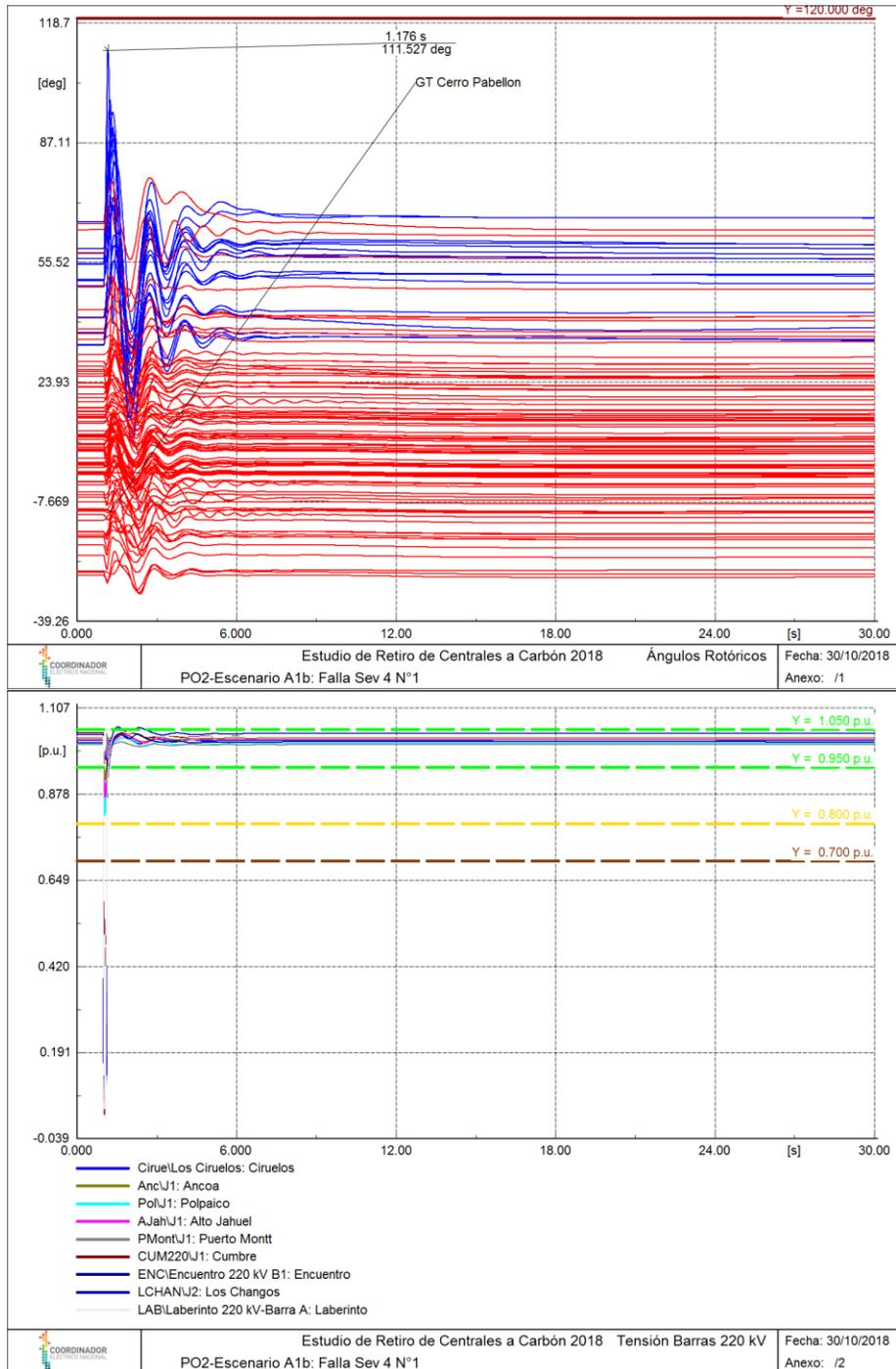
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Santa María
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

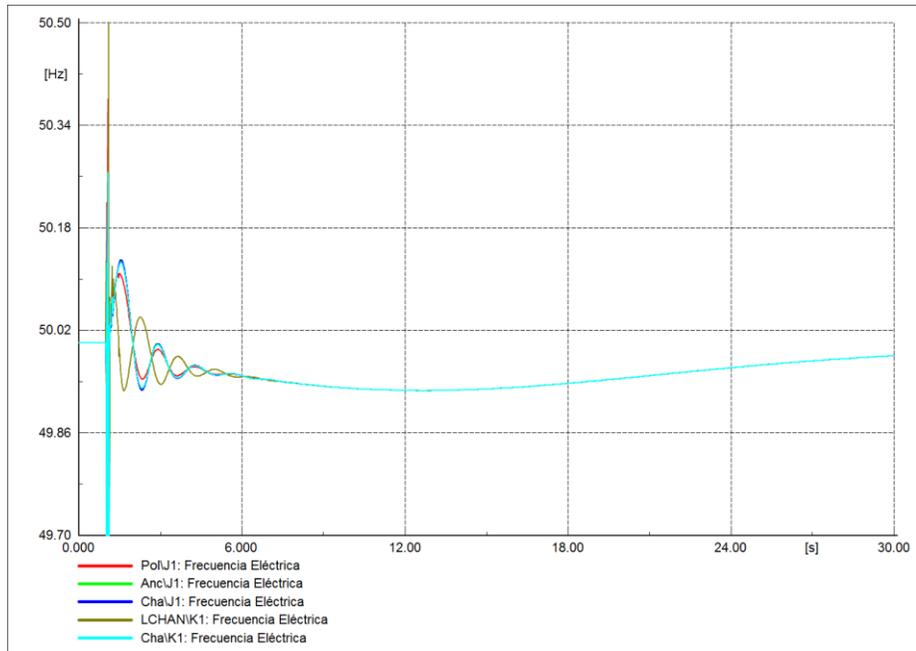


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO1-Escenario A1b: Salida Santa María
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

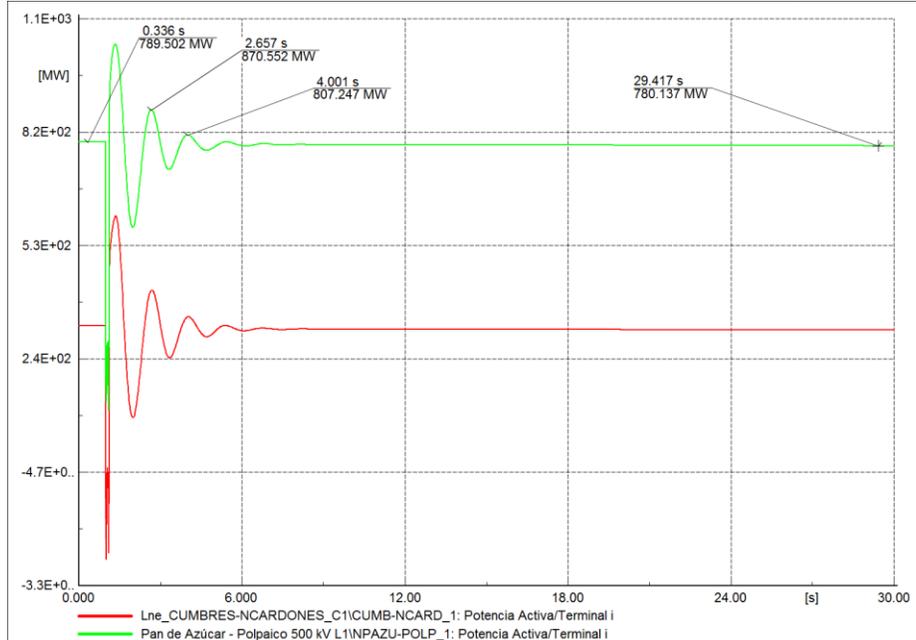


7.2.6 PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

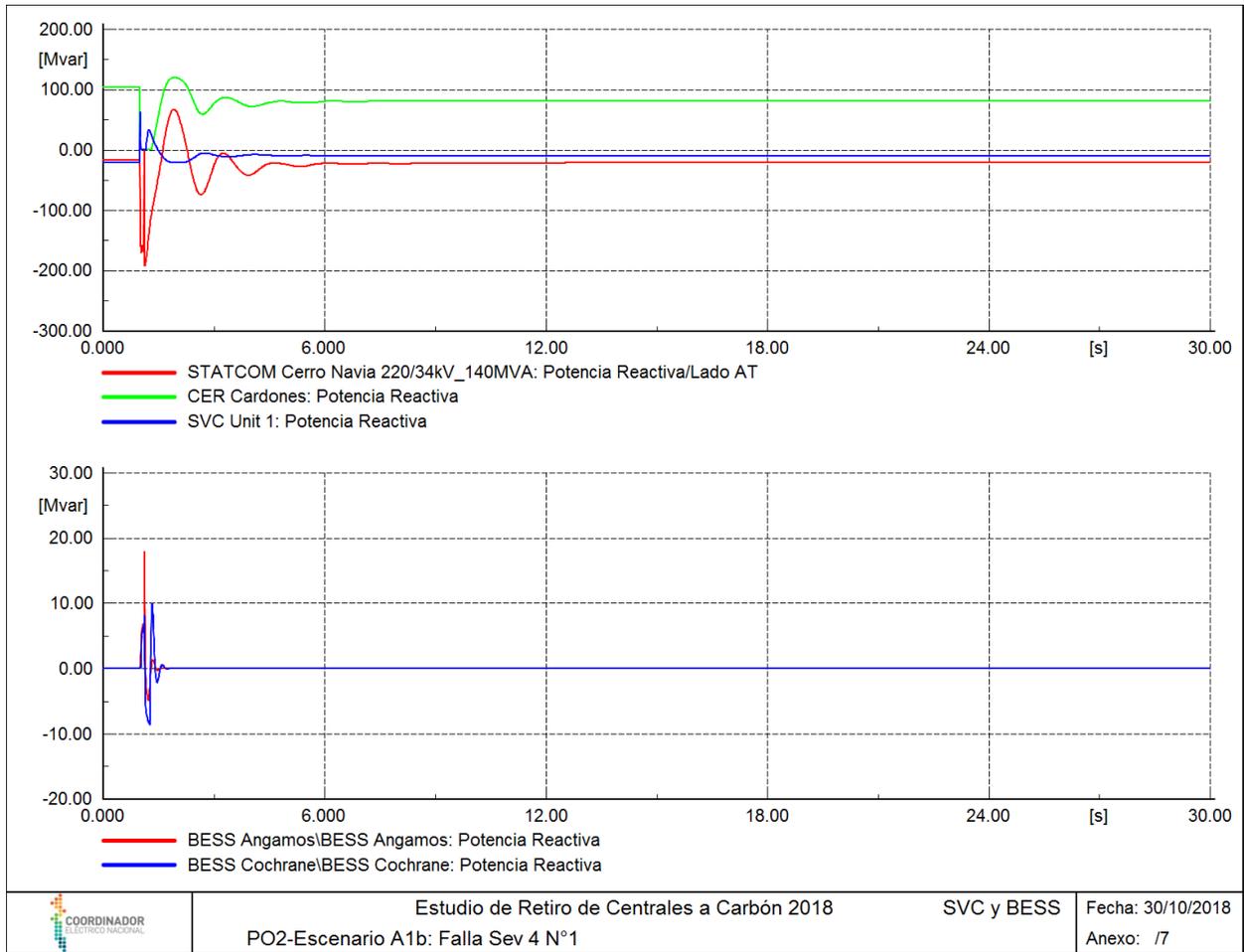




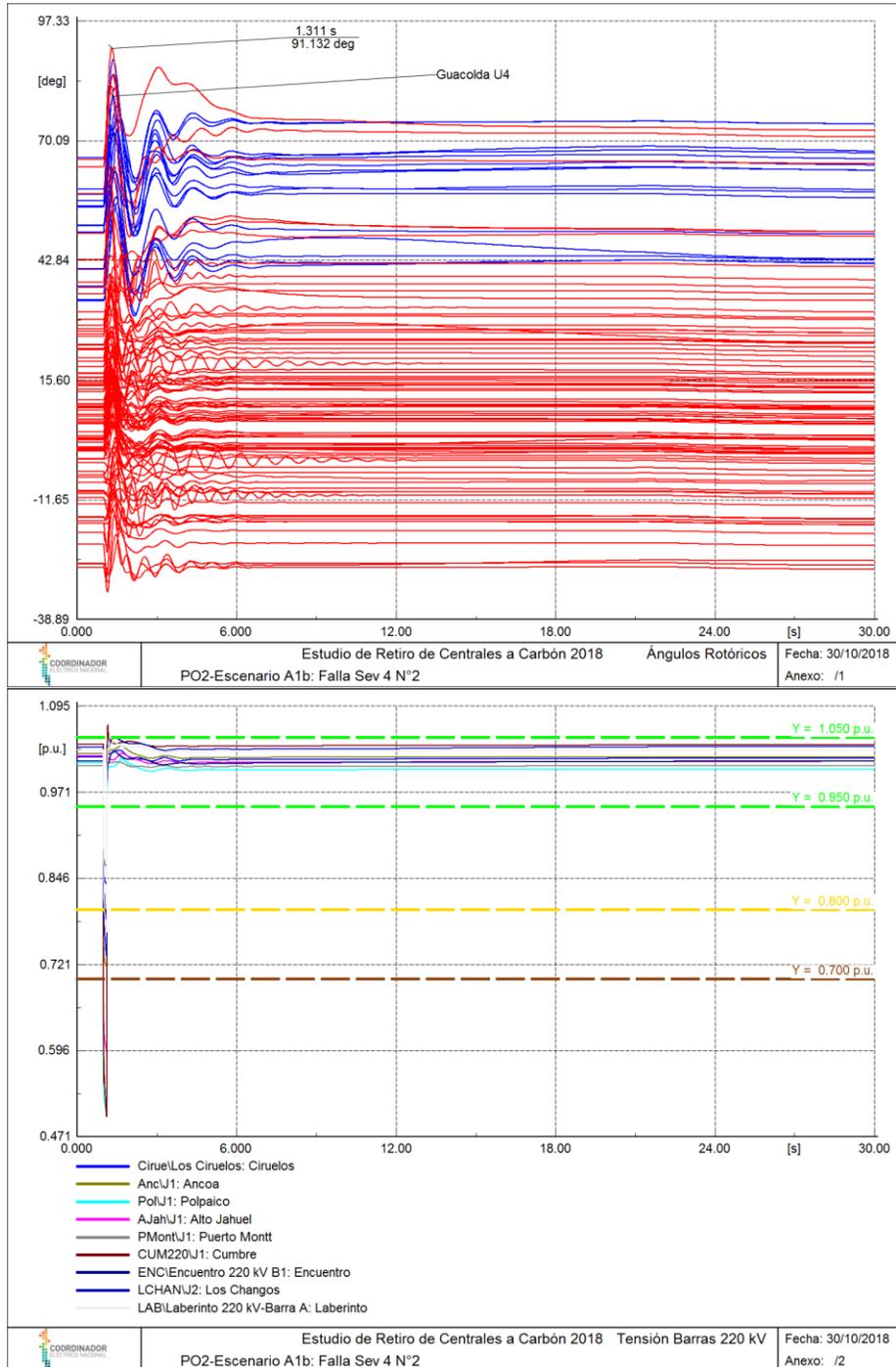
 **Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018** Frecuencia Fecha: 30/10/2018
PO2-Escenario A1b: Falla Sev 4 N°1 Anexo: /4

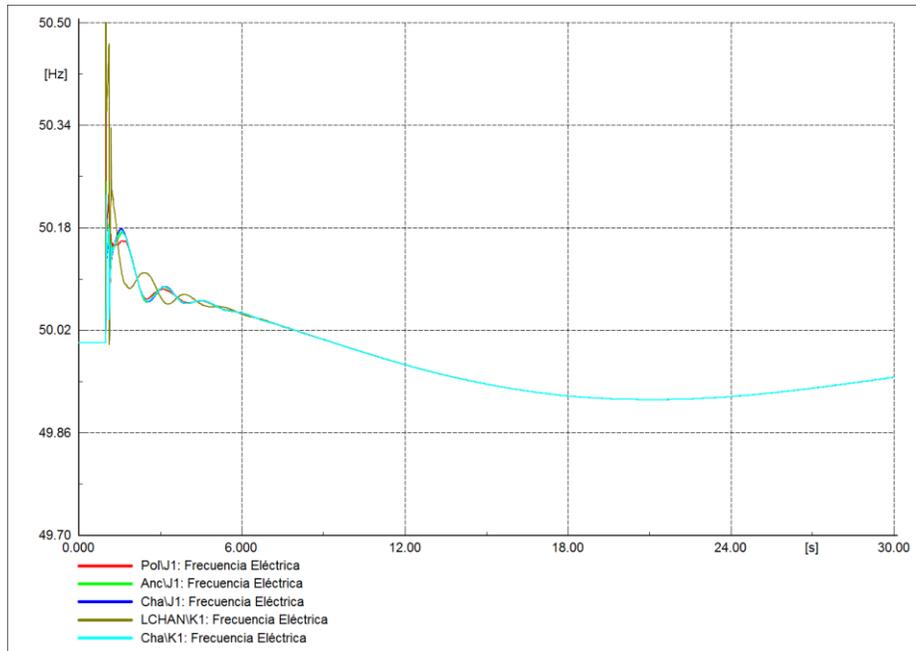


 **Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018** Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
PO2-Escenario A1b: Falla Sev 4 N°1 Anexo: /5

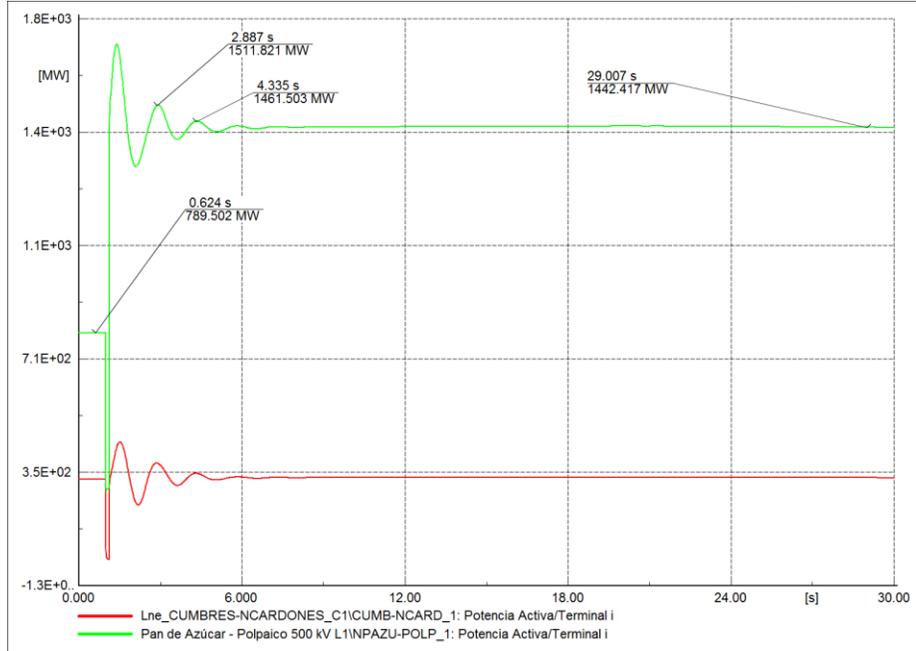


7.2.7 PO2: 2030: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

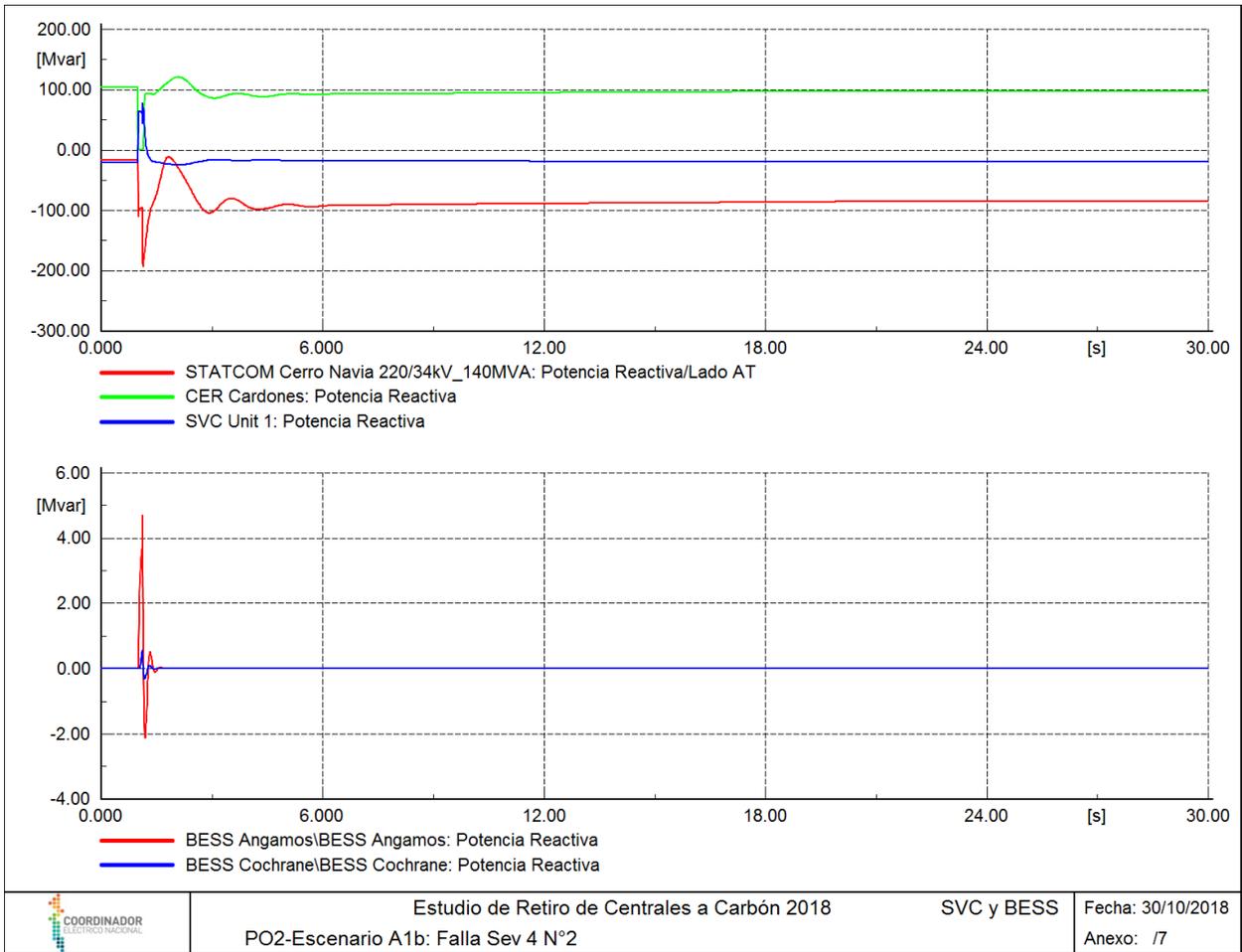




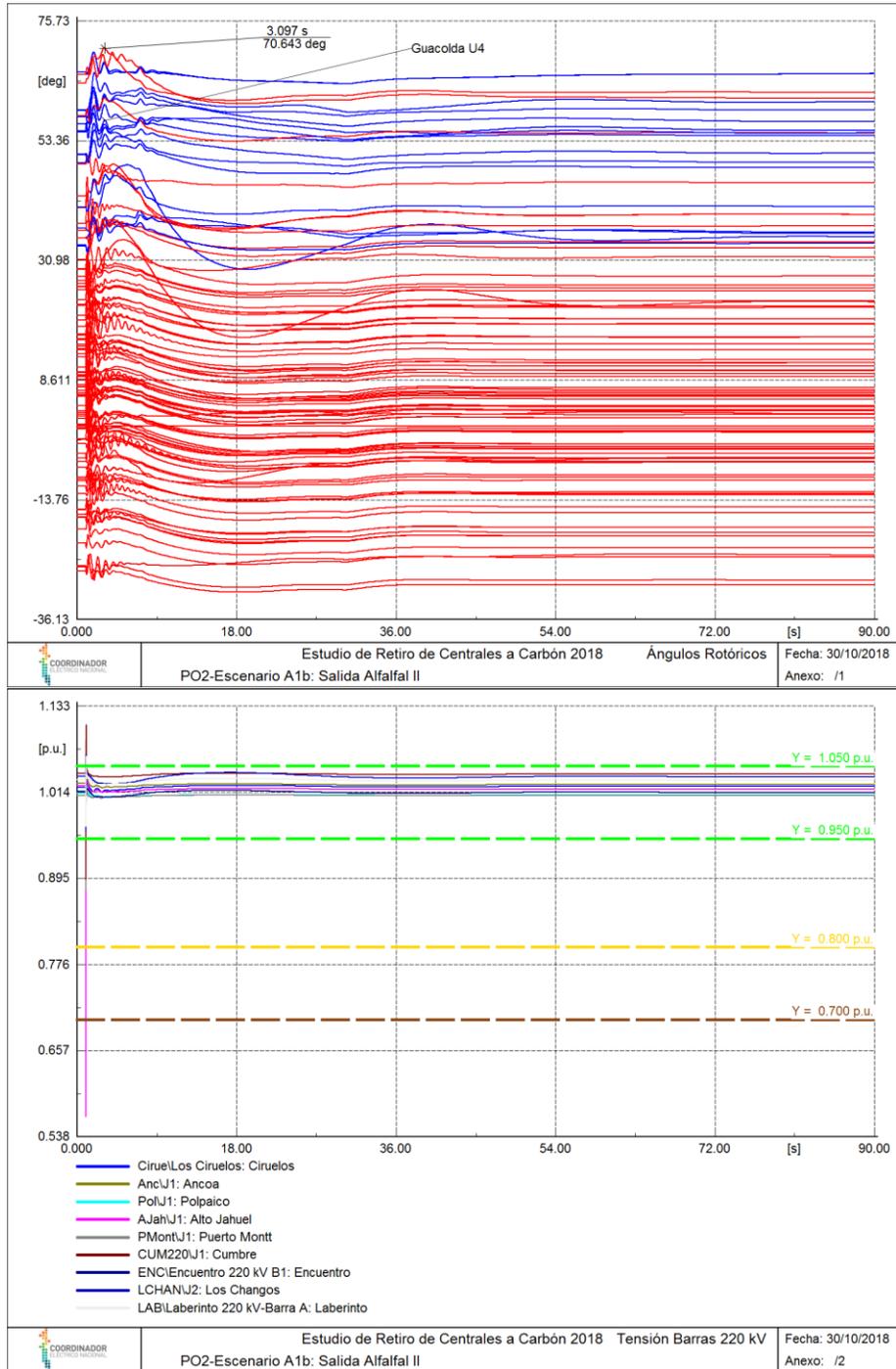
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 PO2-Escenario A1b: Falla Sev 4 N°2 Anexo: /4

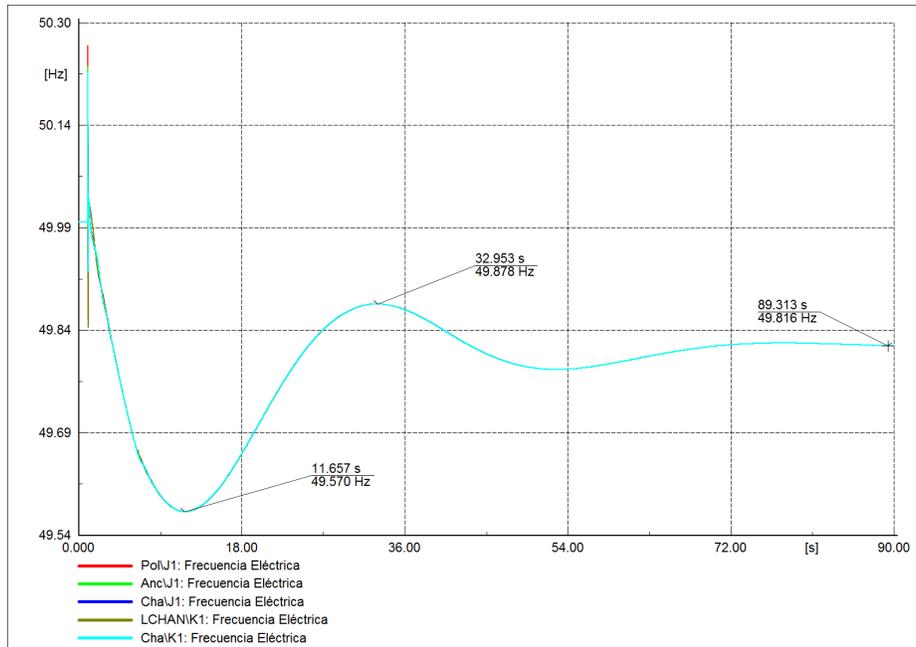


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 PO2-Escenario A1b: Falla Sev 4 N°2 Anexo: /5

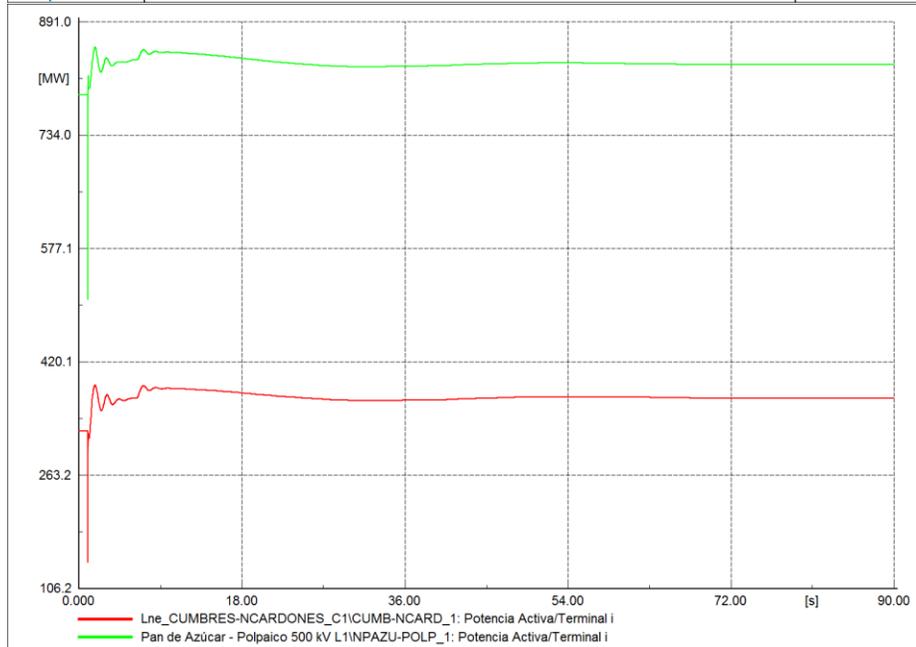


7.2.8 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

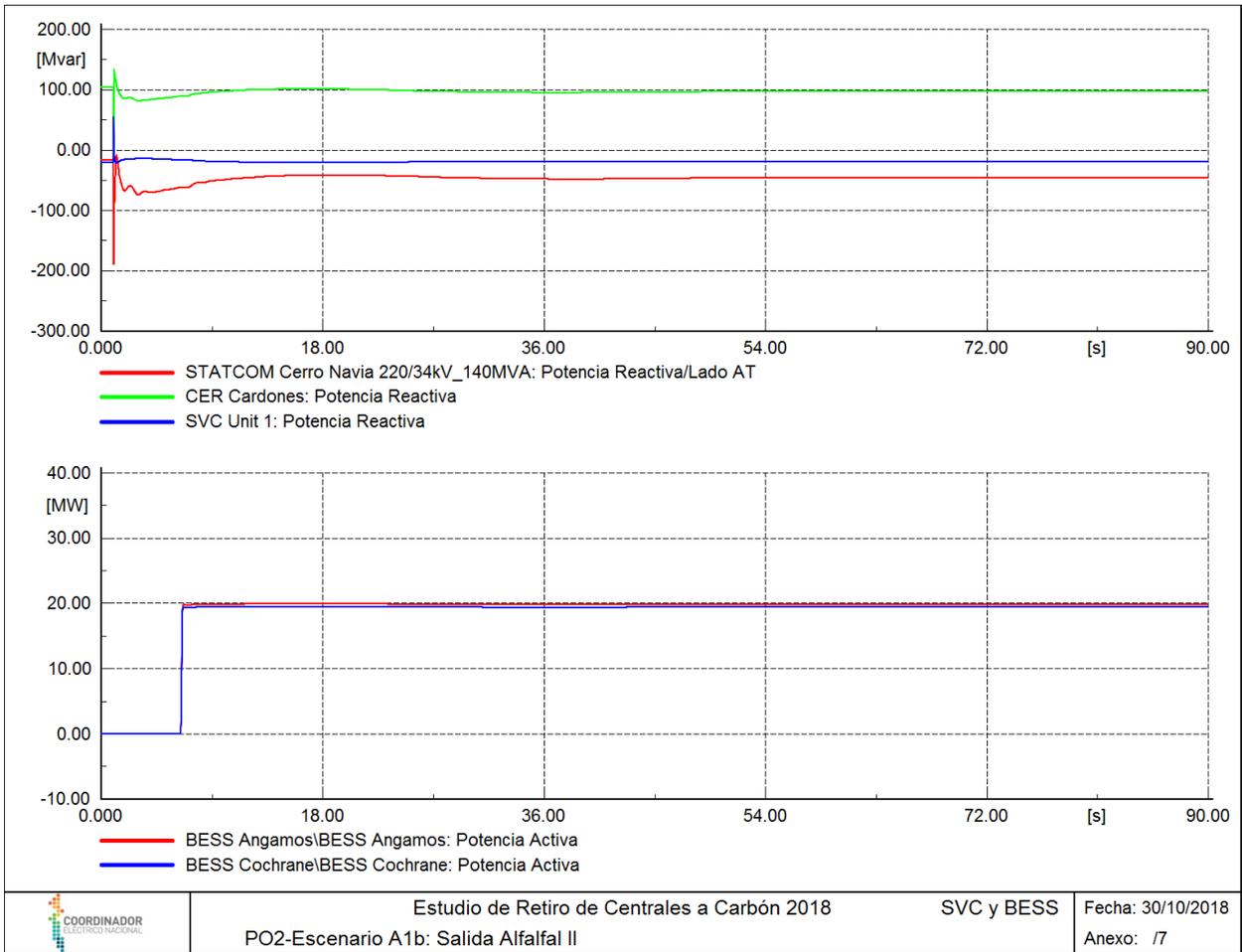




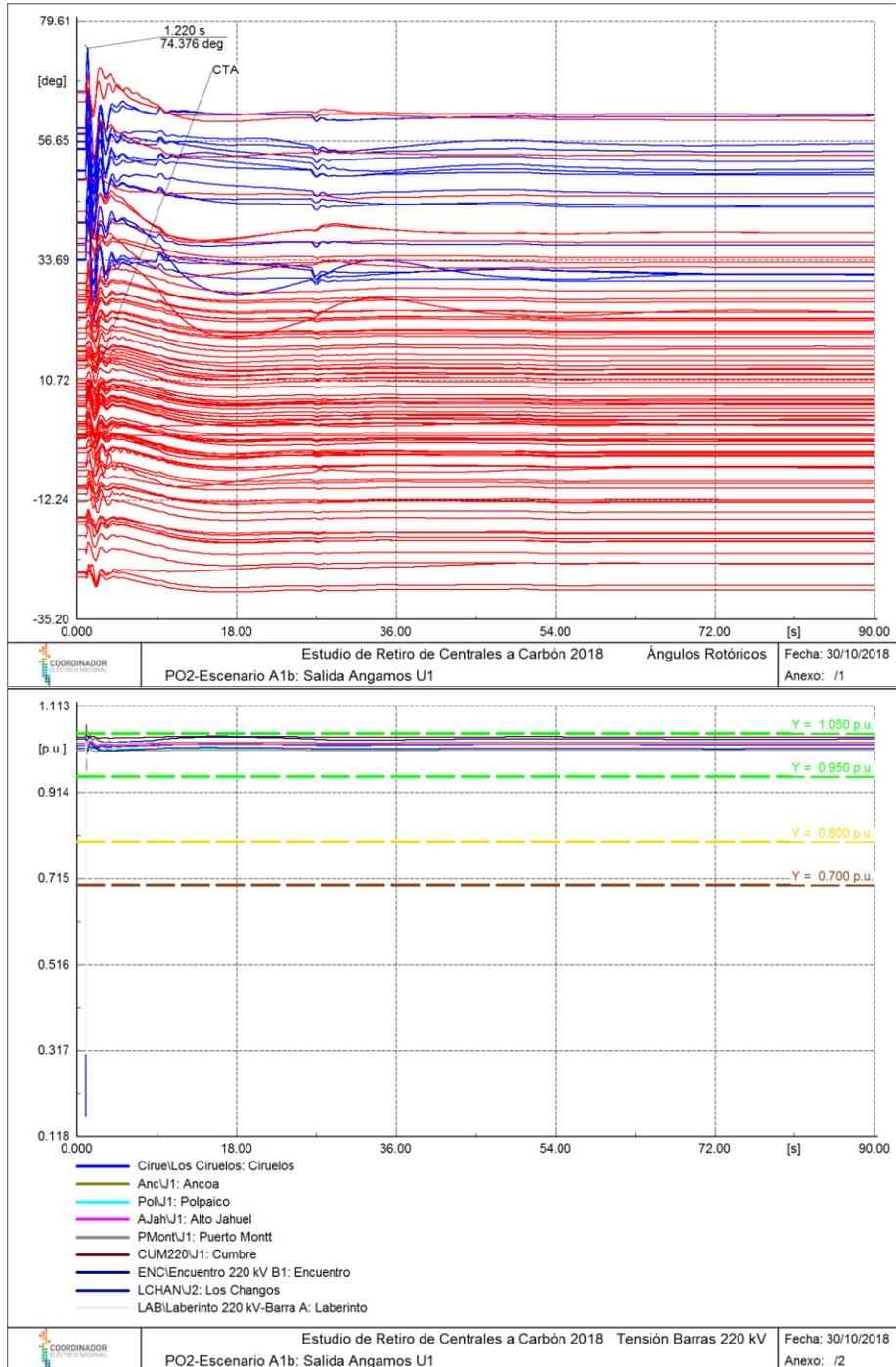
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

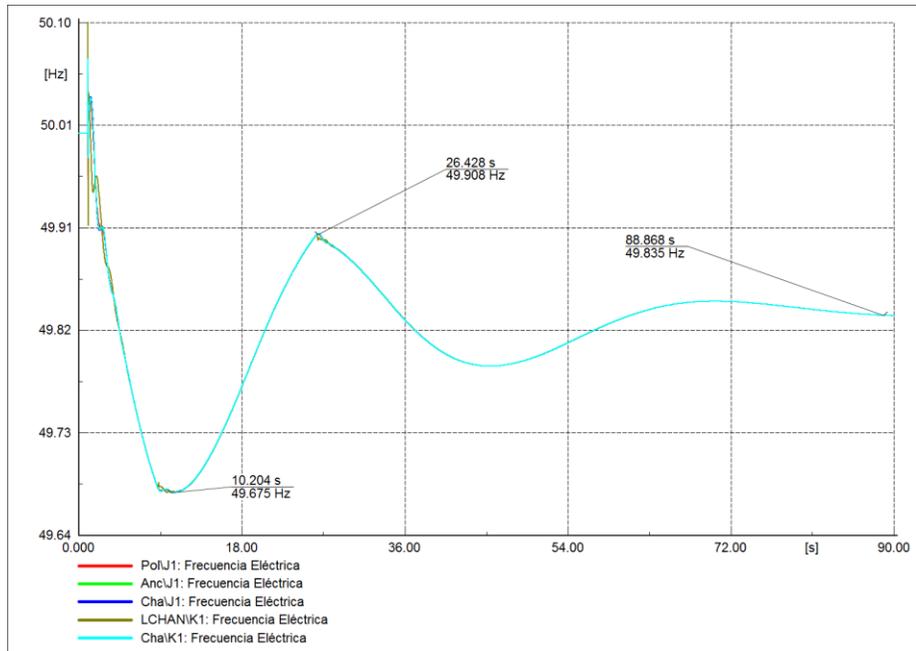


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

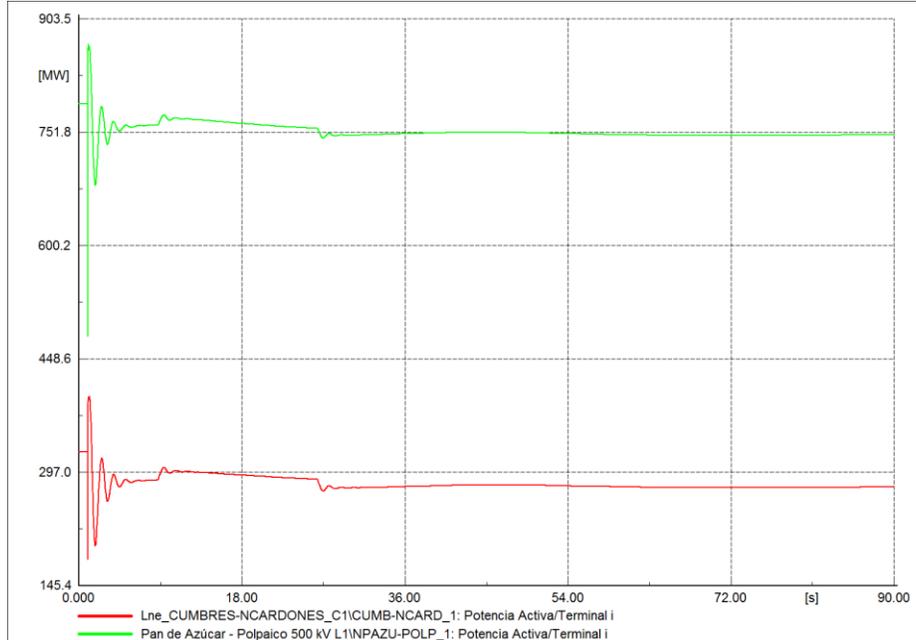


7.2.9 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

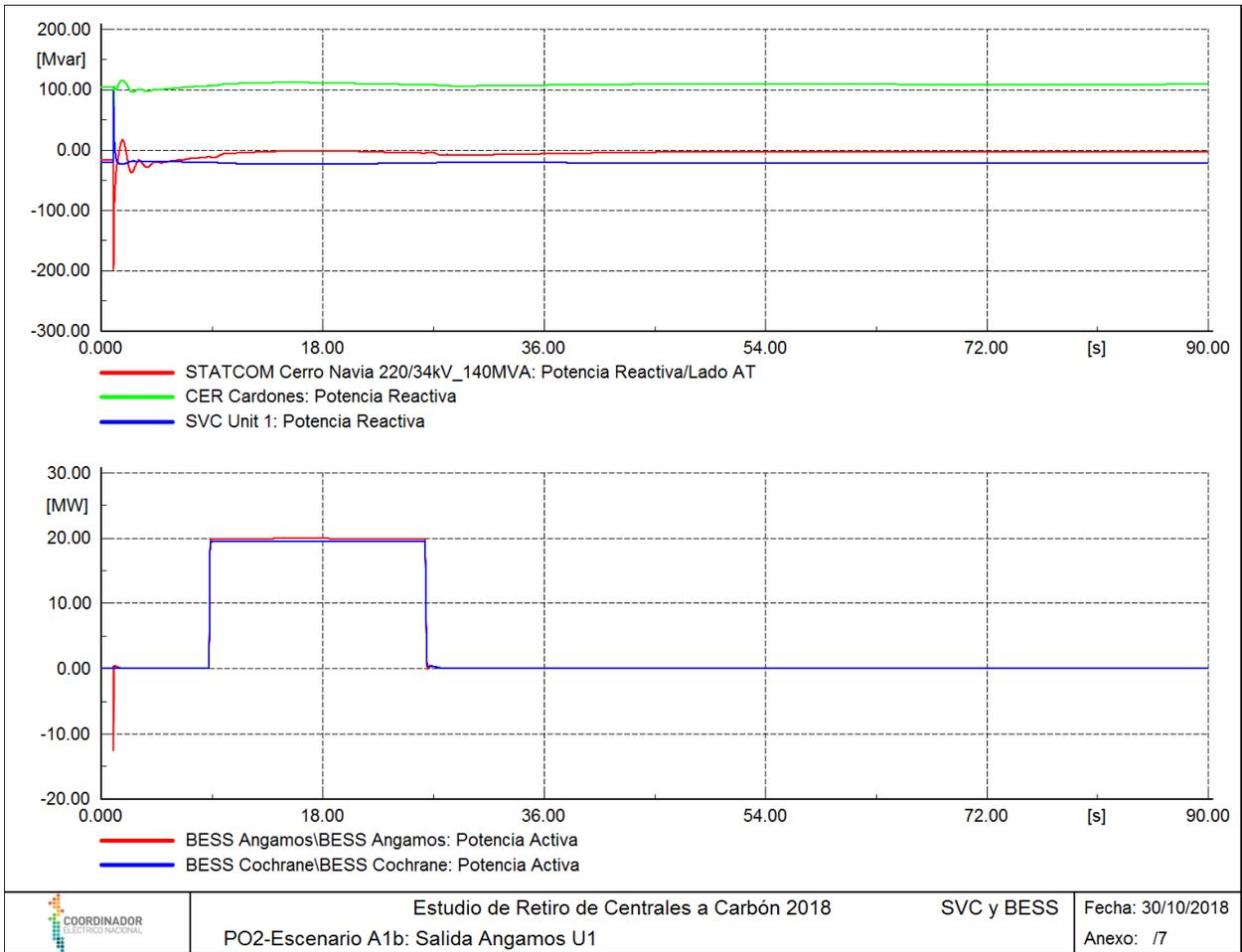




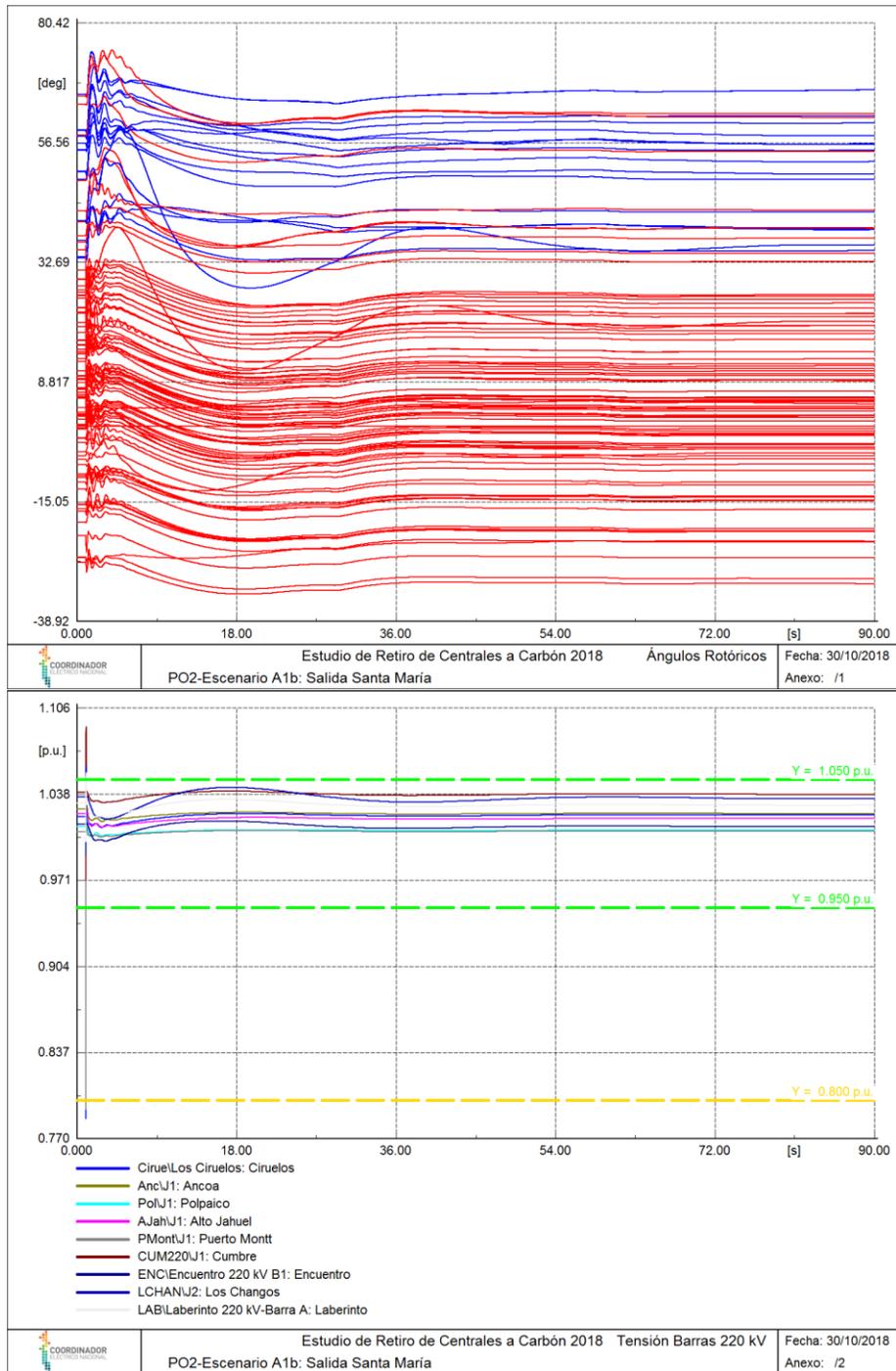
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

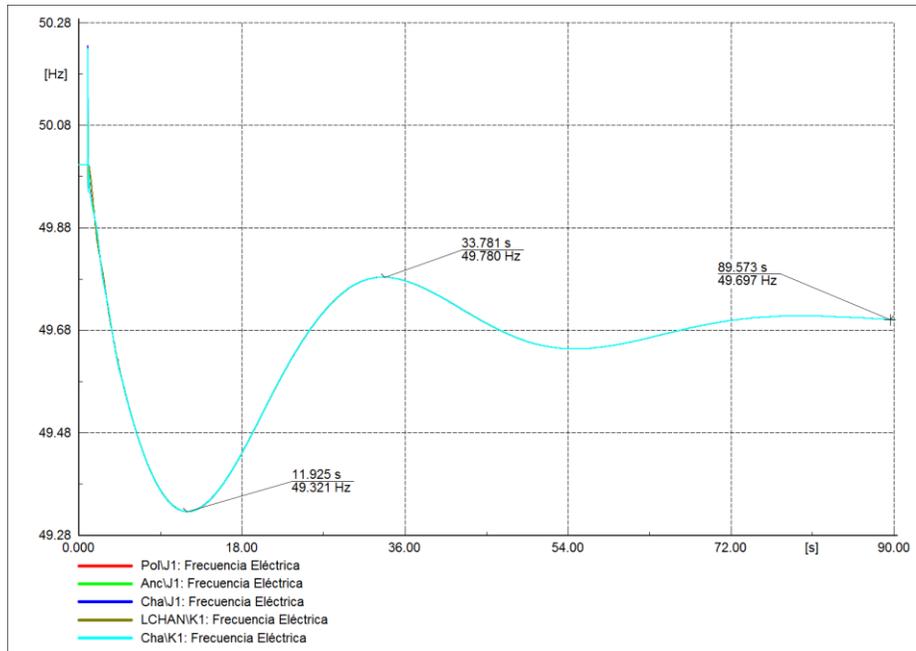


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

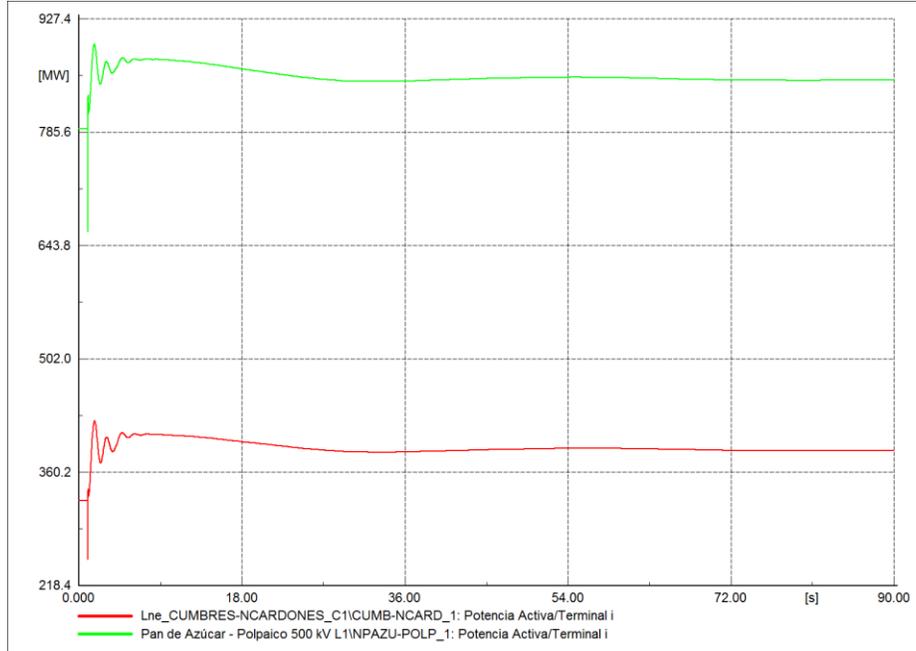


7.2.10 PO2: 2030: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA

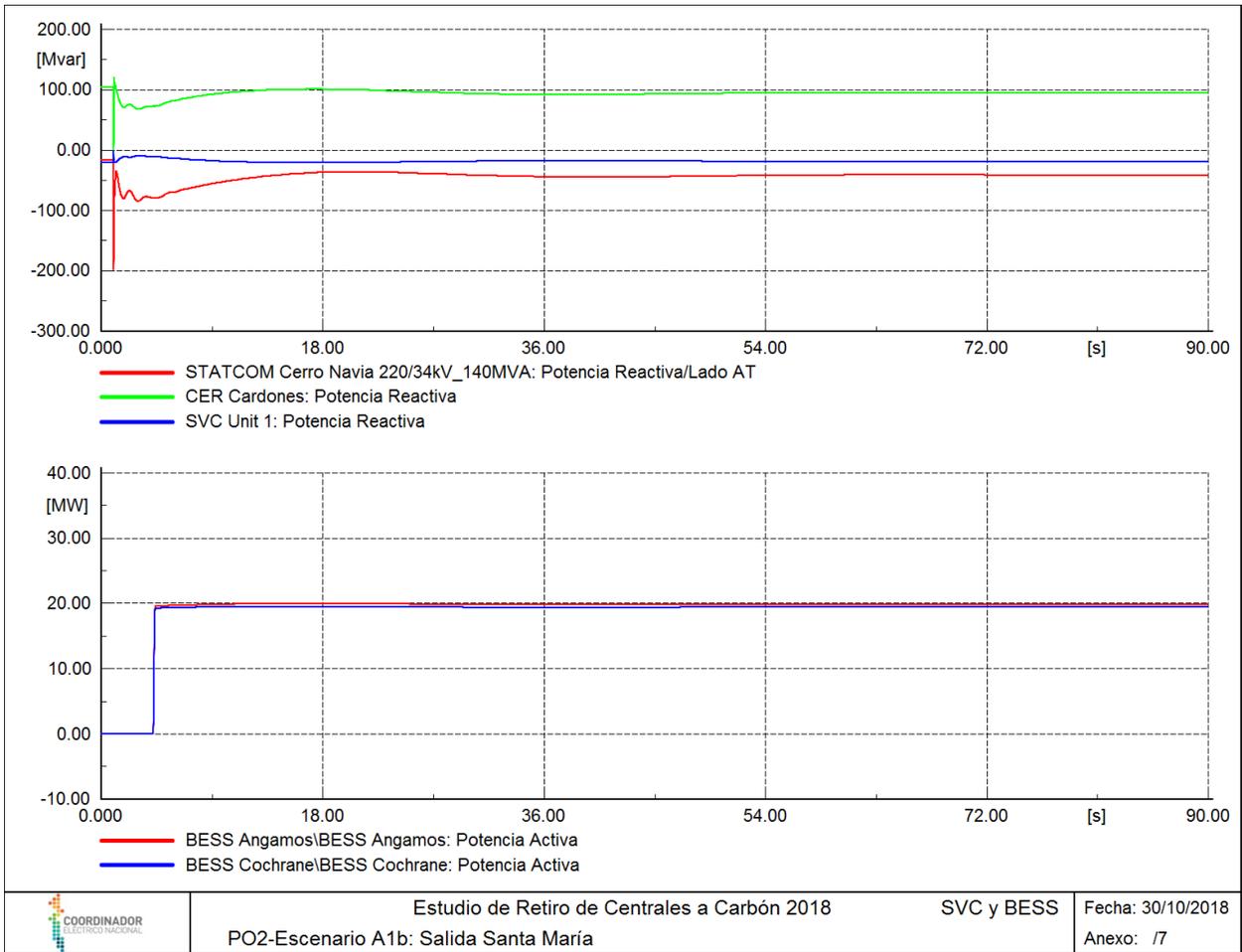




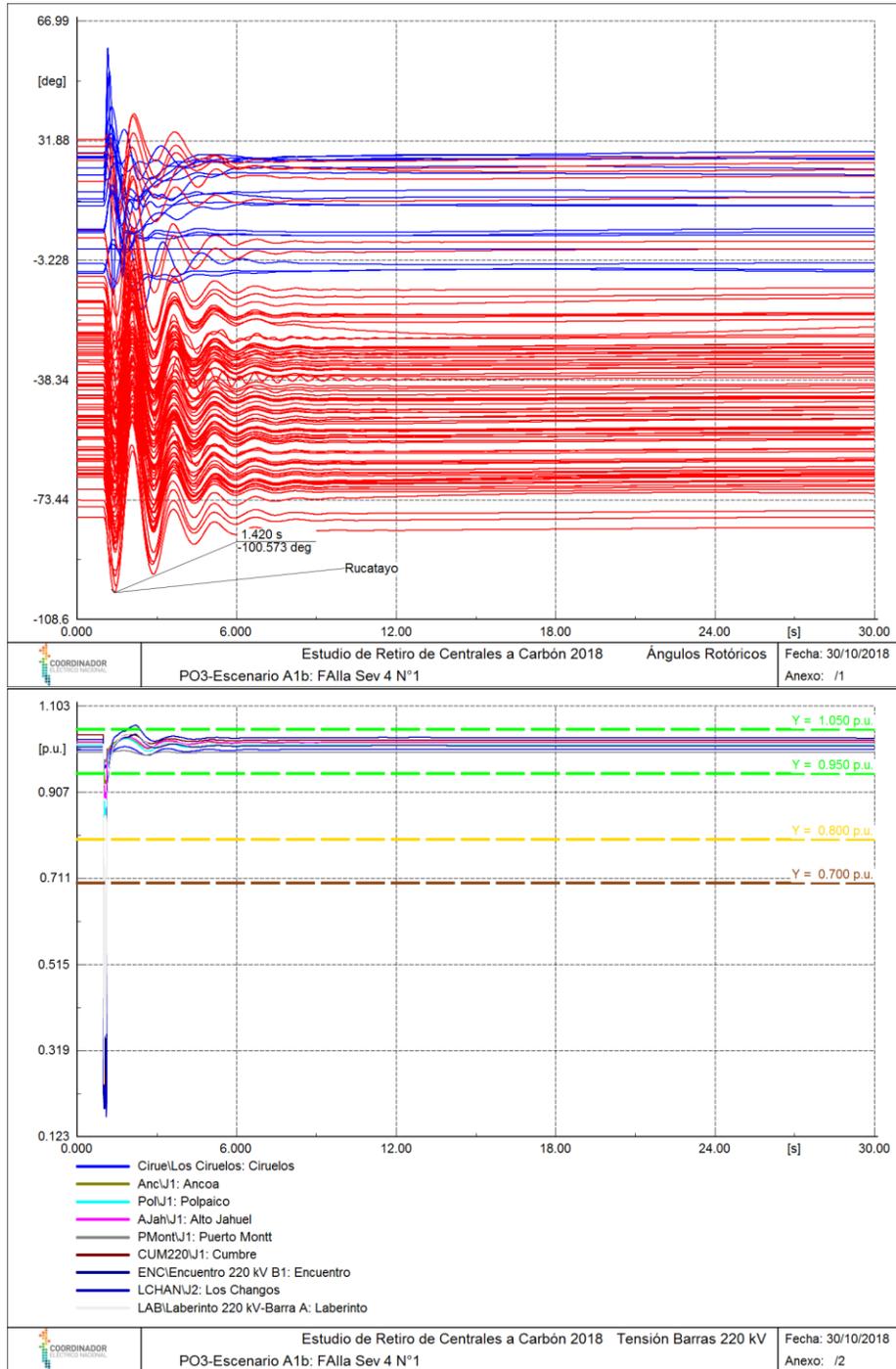
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Santa María
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

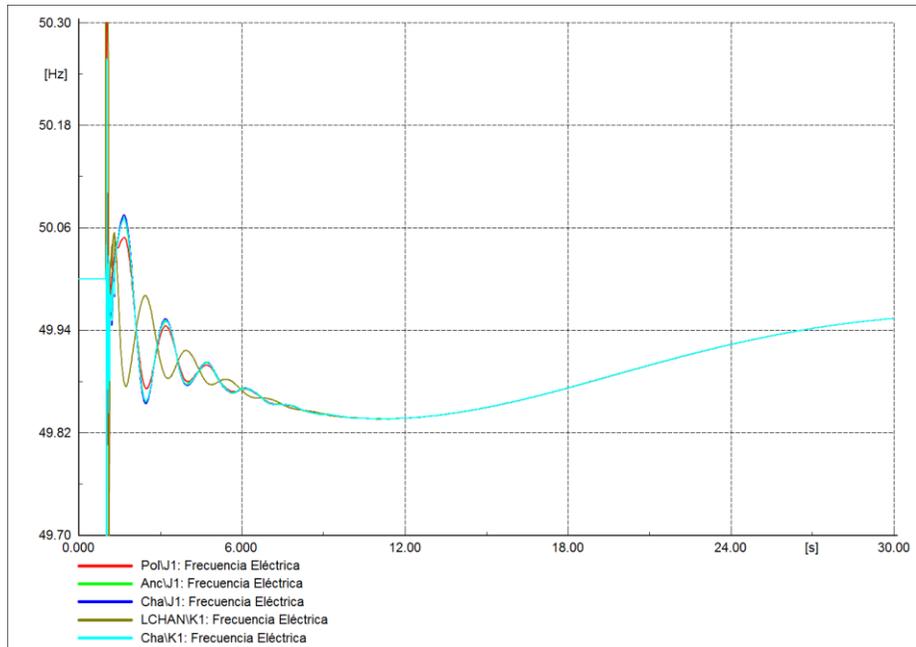


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO2-Escenario A1b: Salida Santa María
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

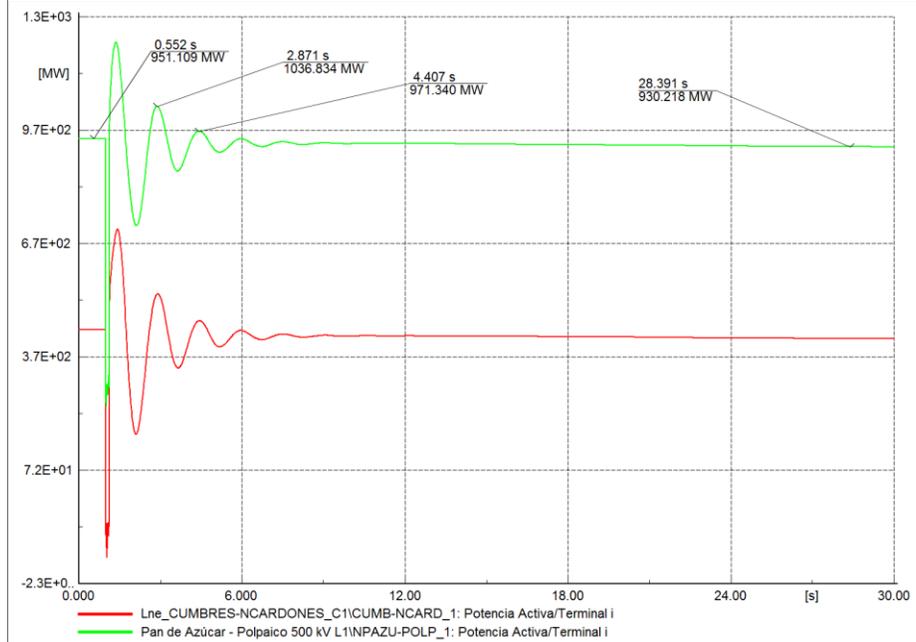


7.2.11 PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA LOS CHANGOS – PARINAS 500 KV

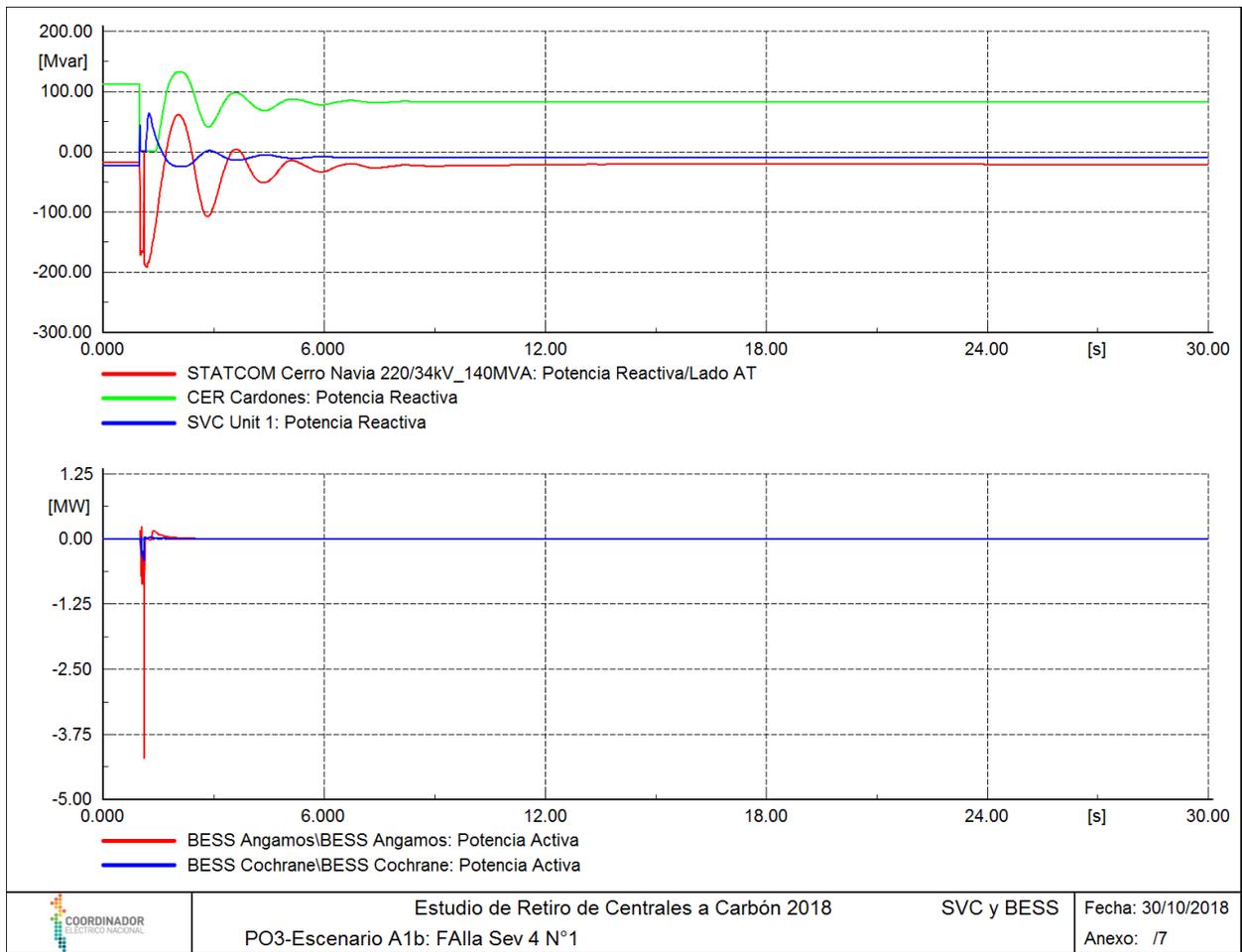




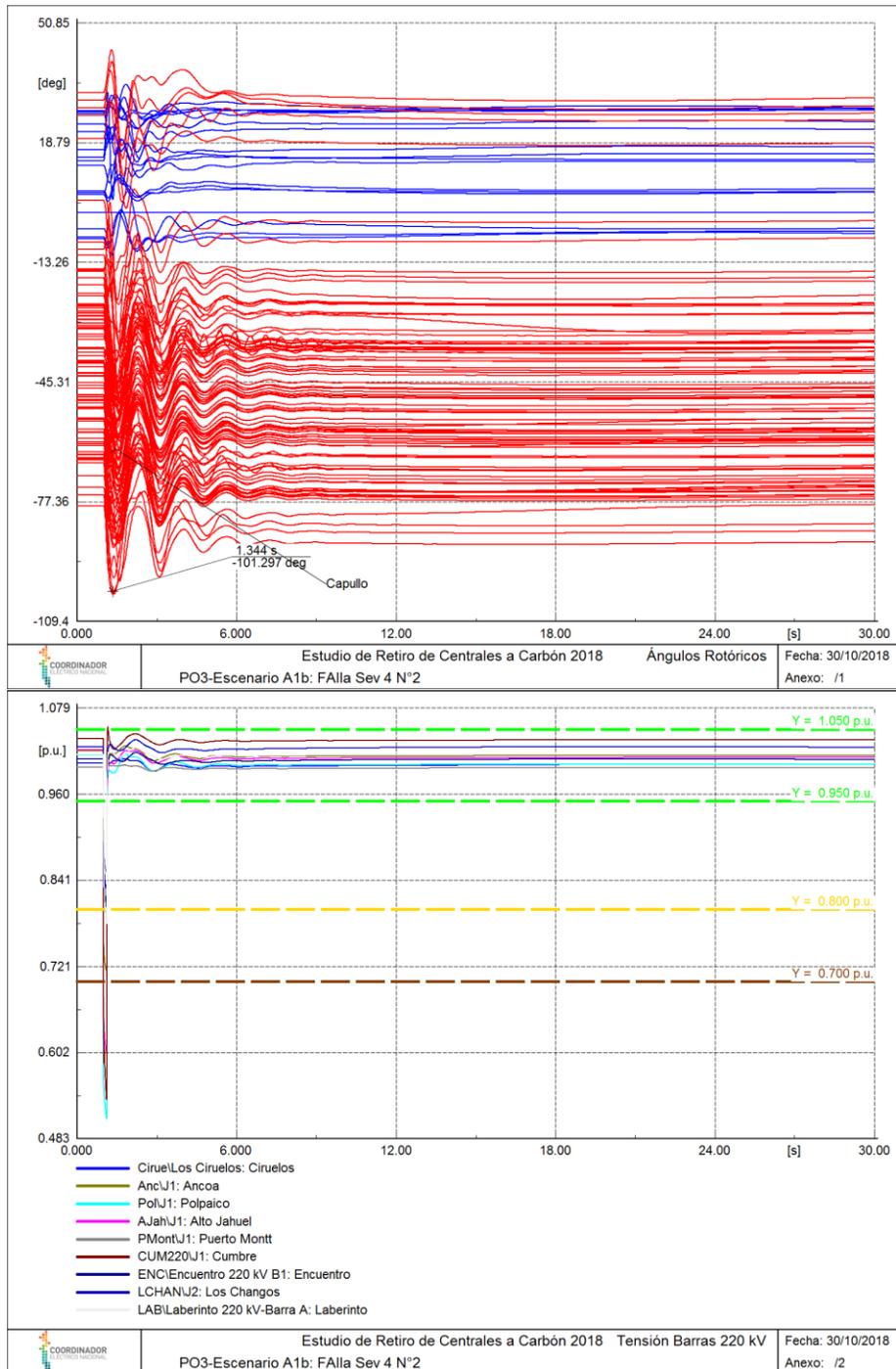
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: FAla Sev 4 N°1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

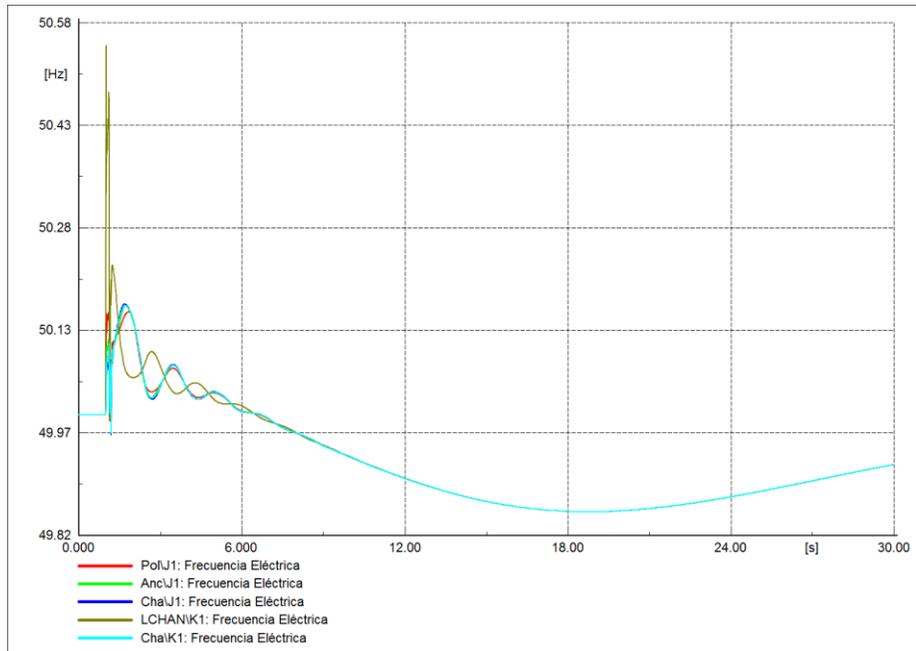


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: FAla Sev 4 N°1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

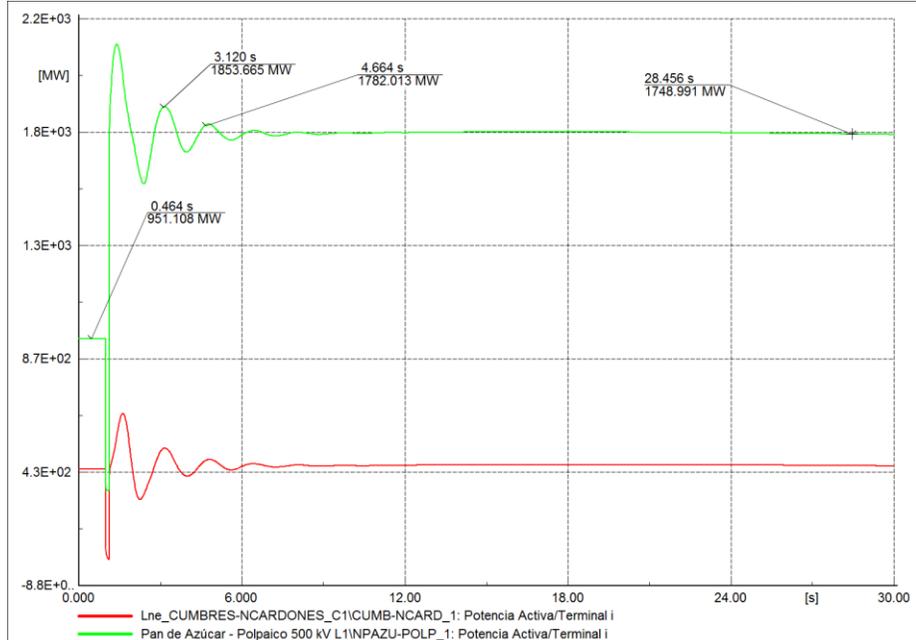


7.2.12 PO3: 2035: CORTOCIRCUITO LÍNEA NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO 500 KV

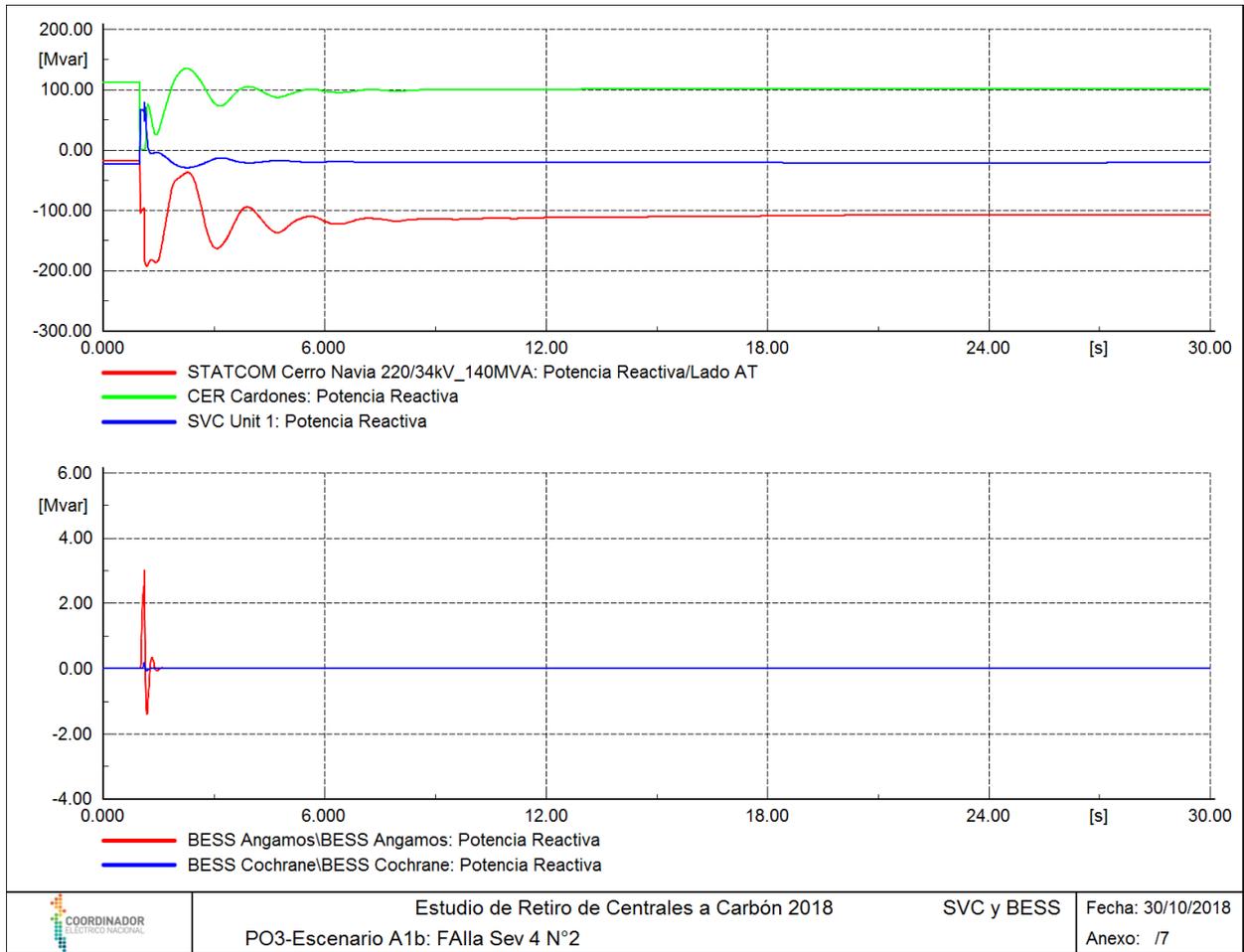




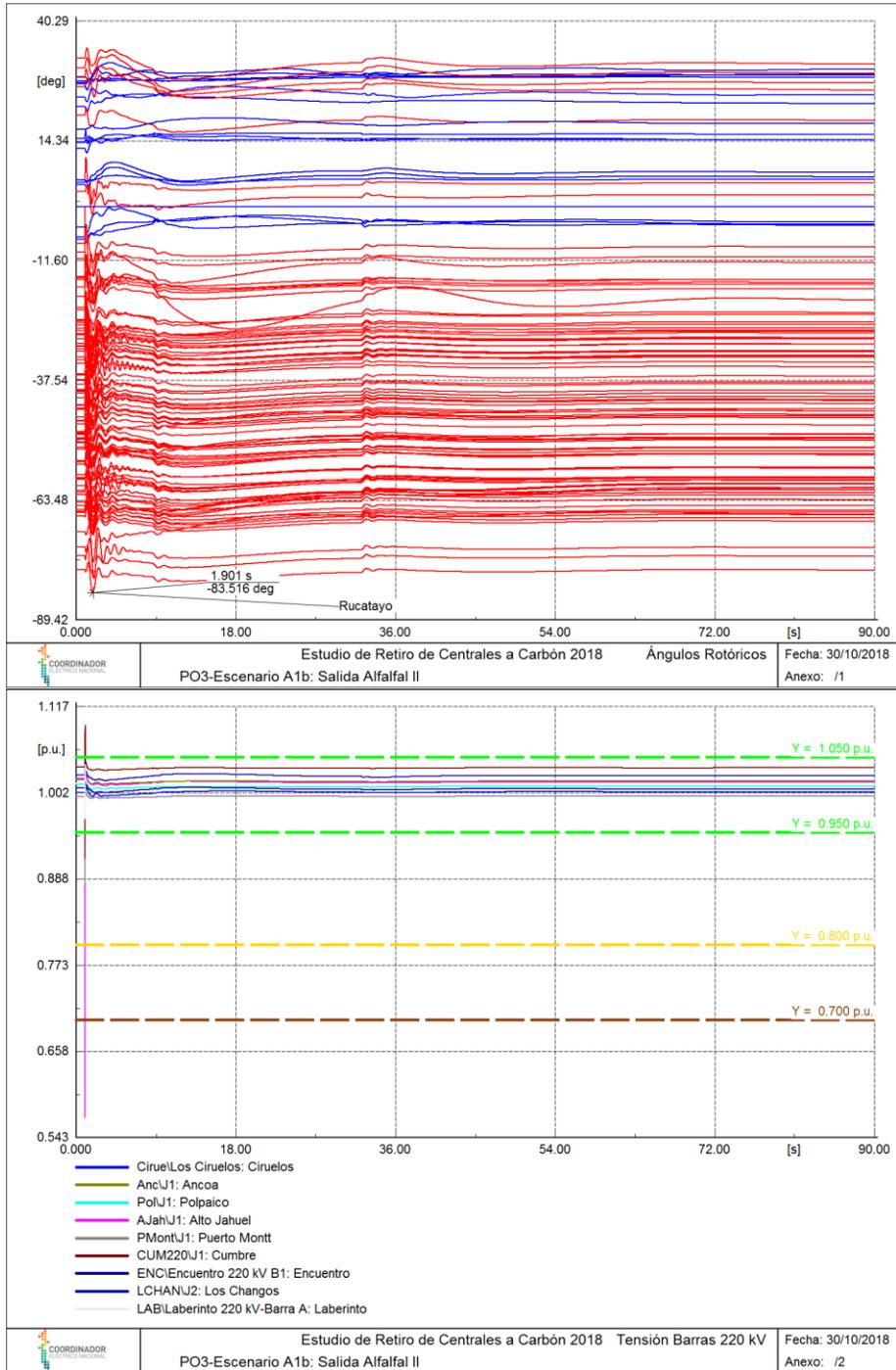
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: FAla Sev 4 N°2 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

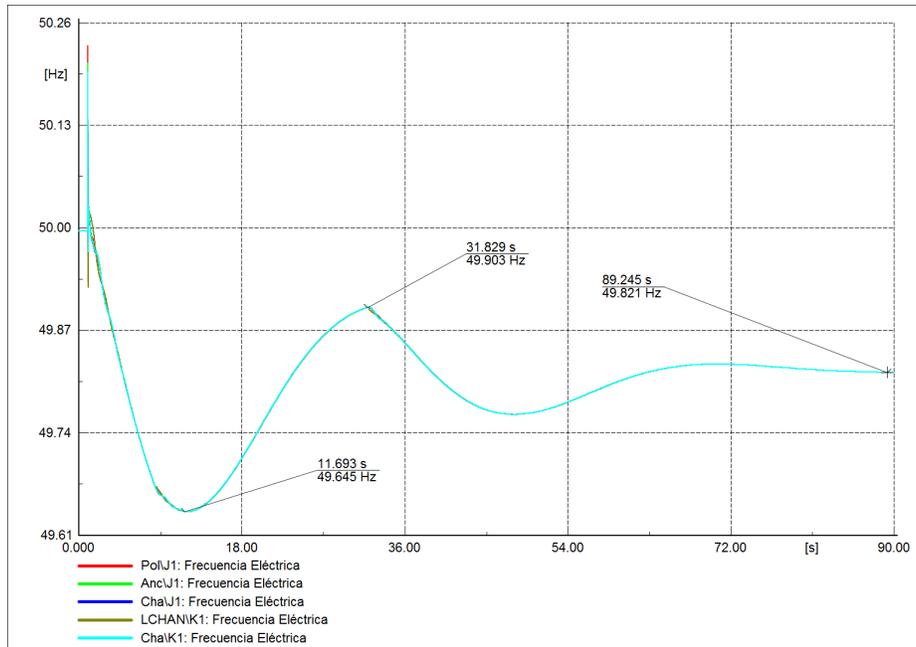


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: FAla Sev 4 N°2 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

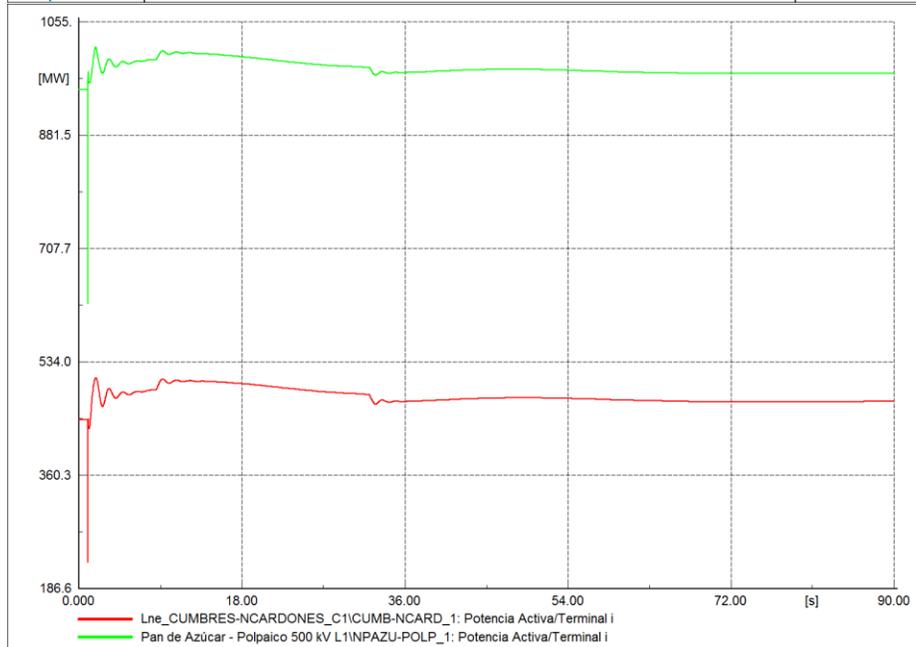


7.2.13 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ALFALFAL II

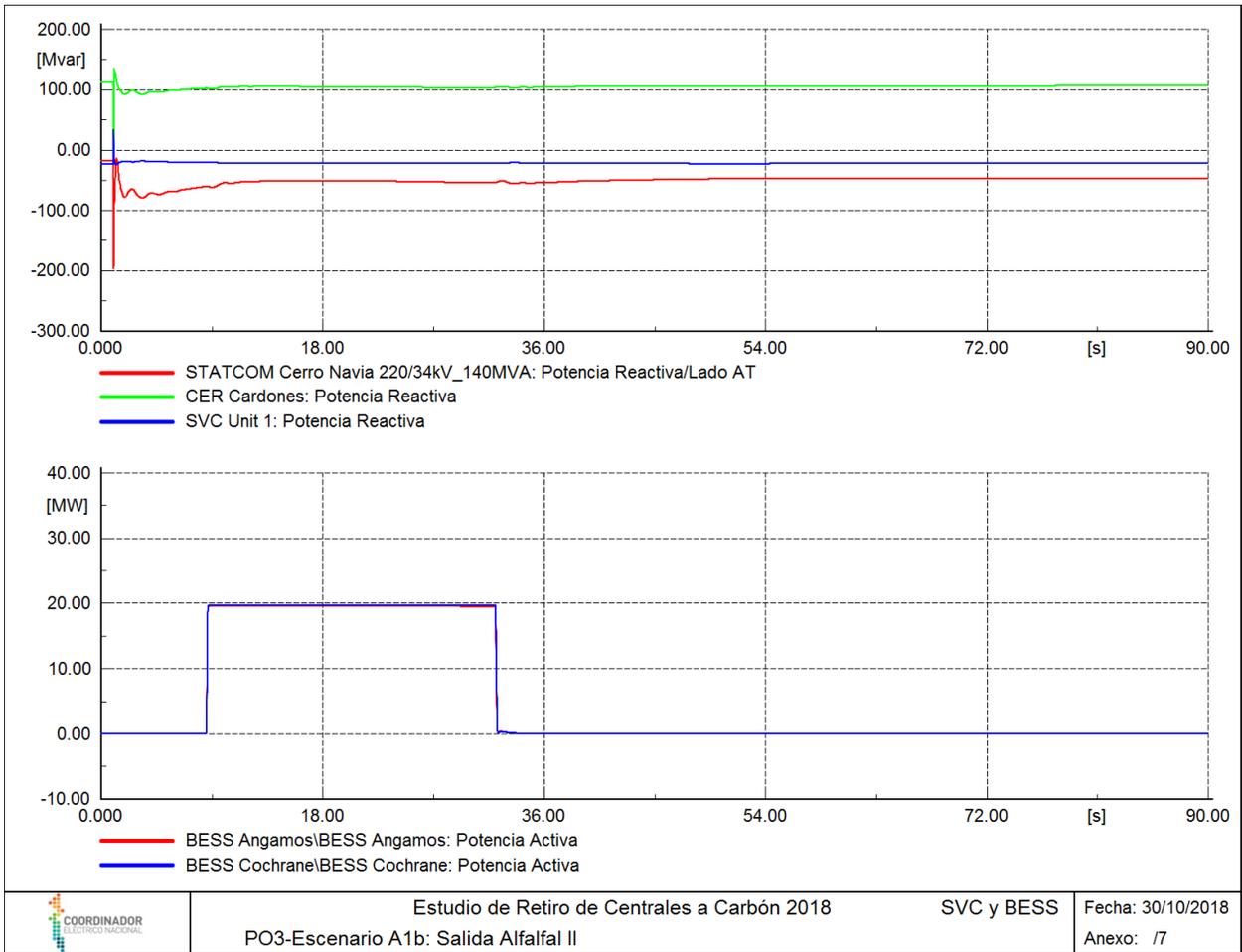




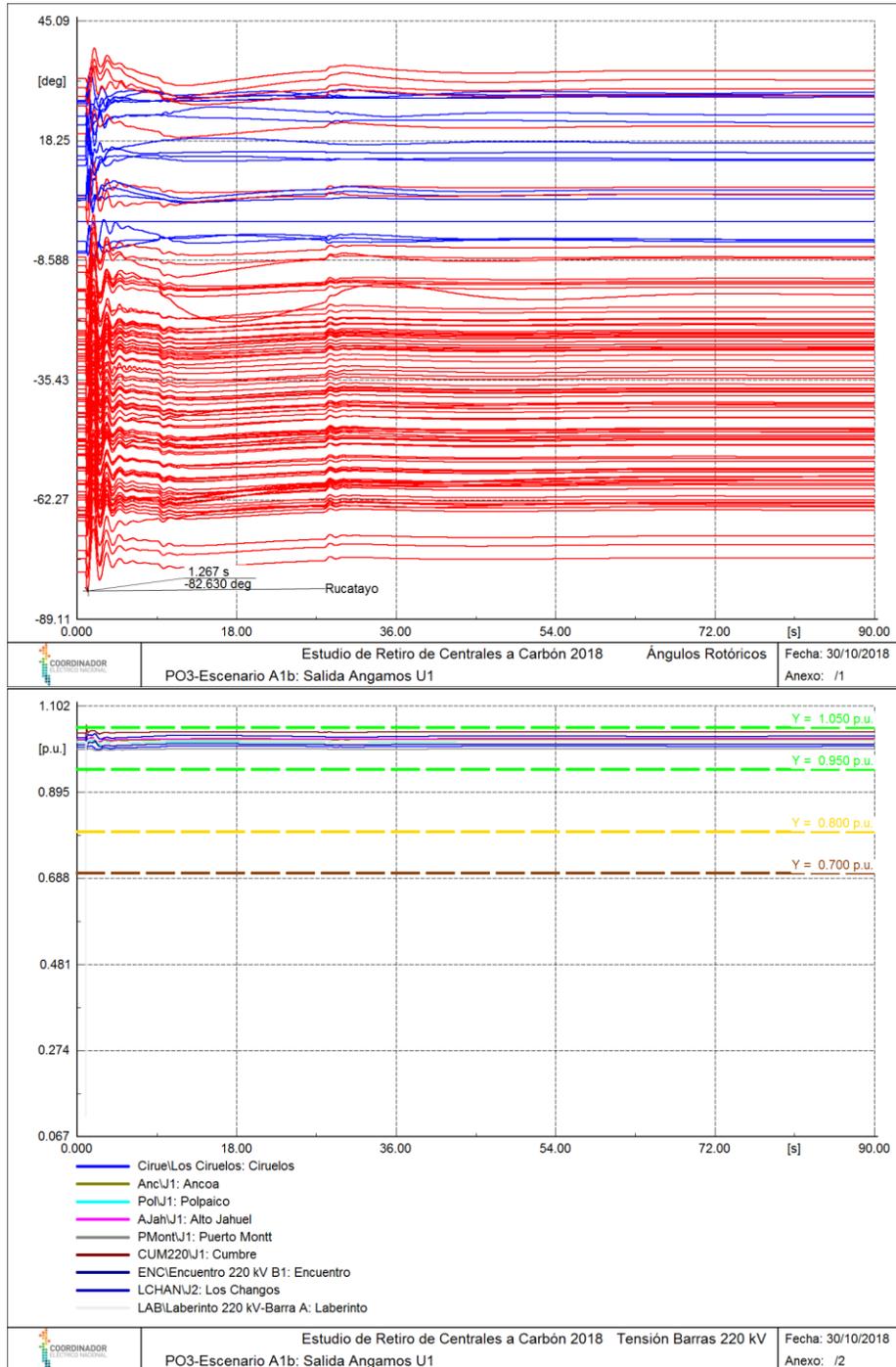
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

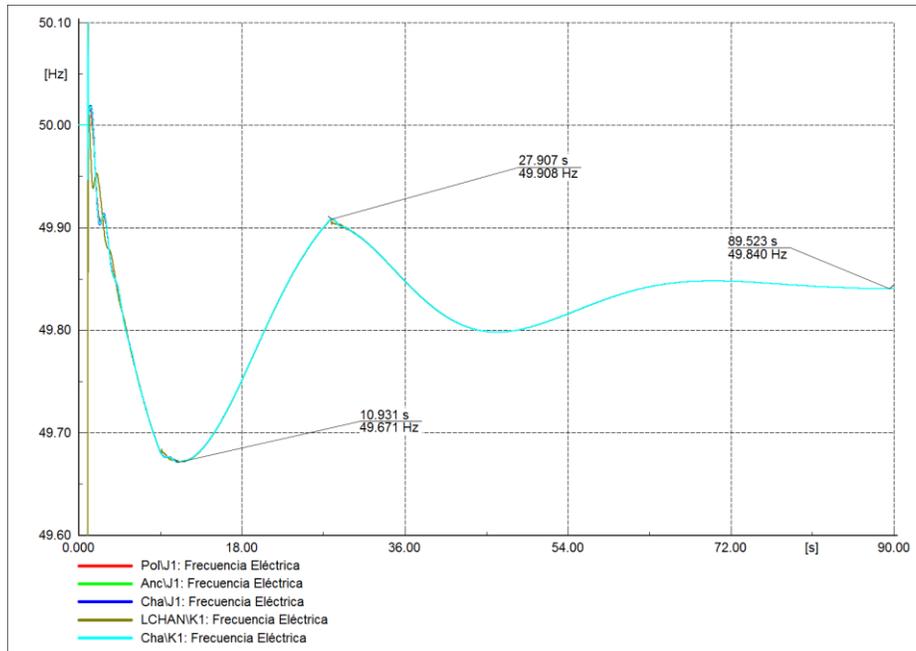


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Alfafal II
 Flujo LtX Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

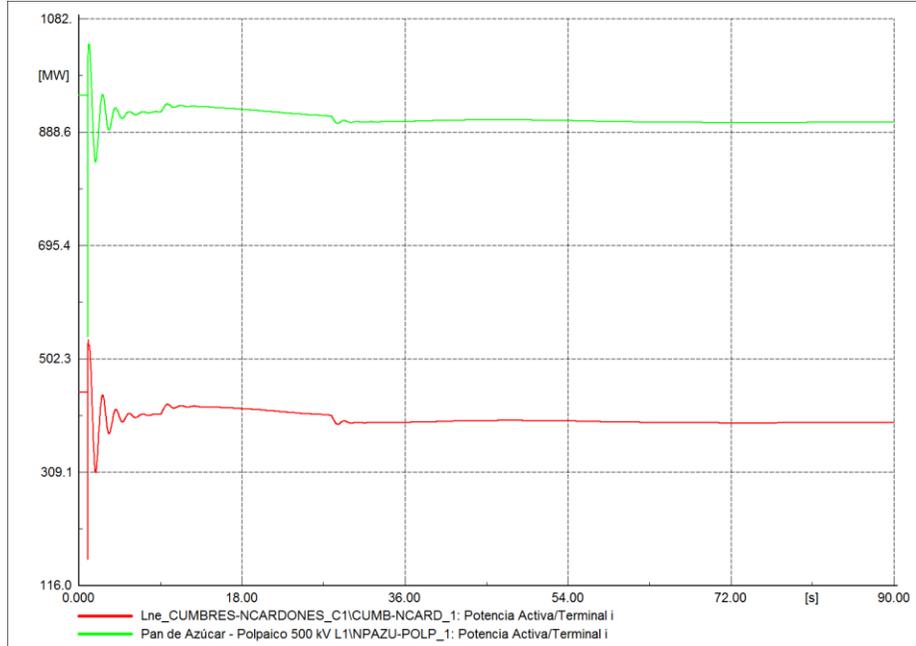


7.2.14 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL ANGAMOS U1

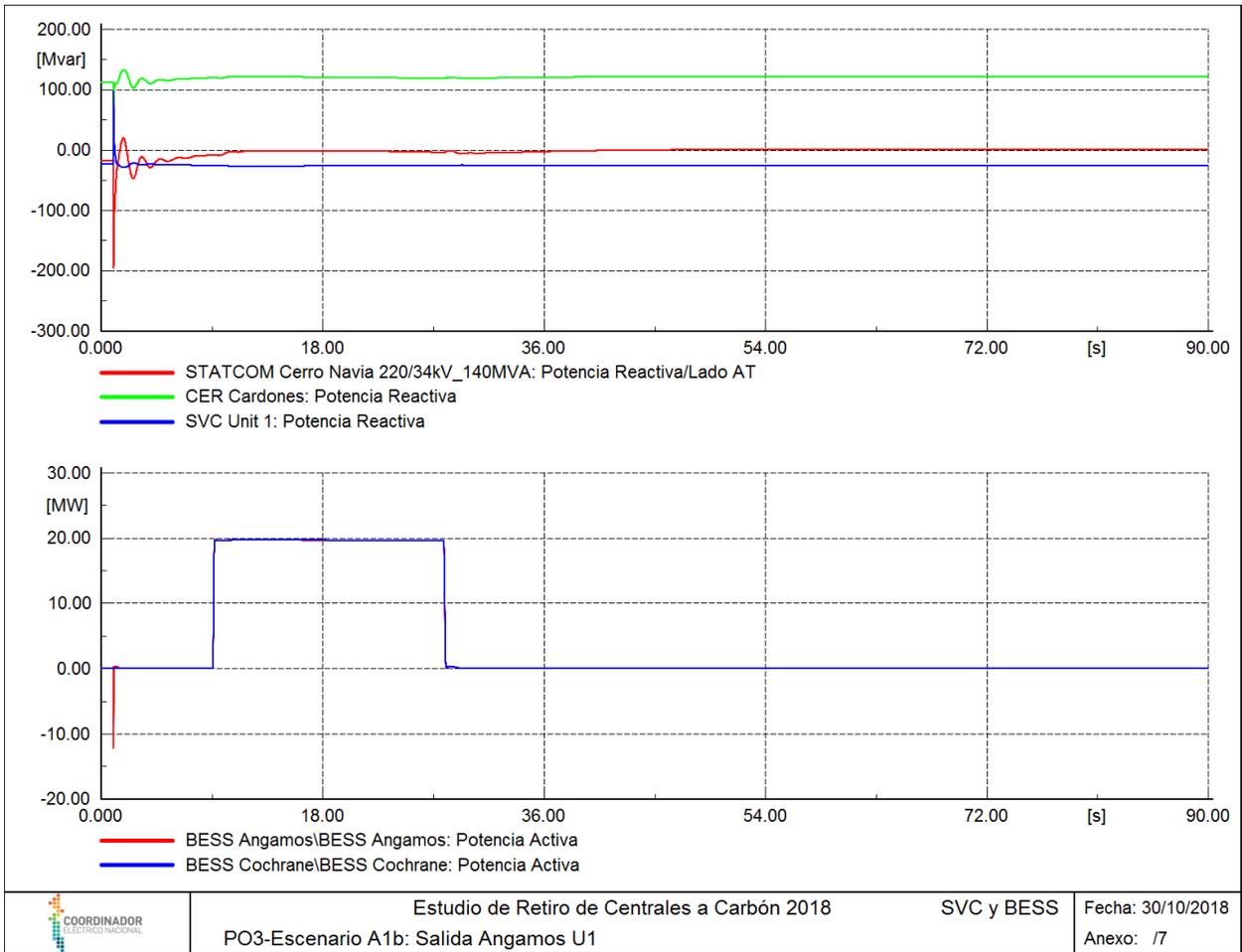




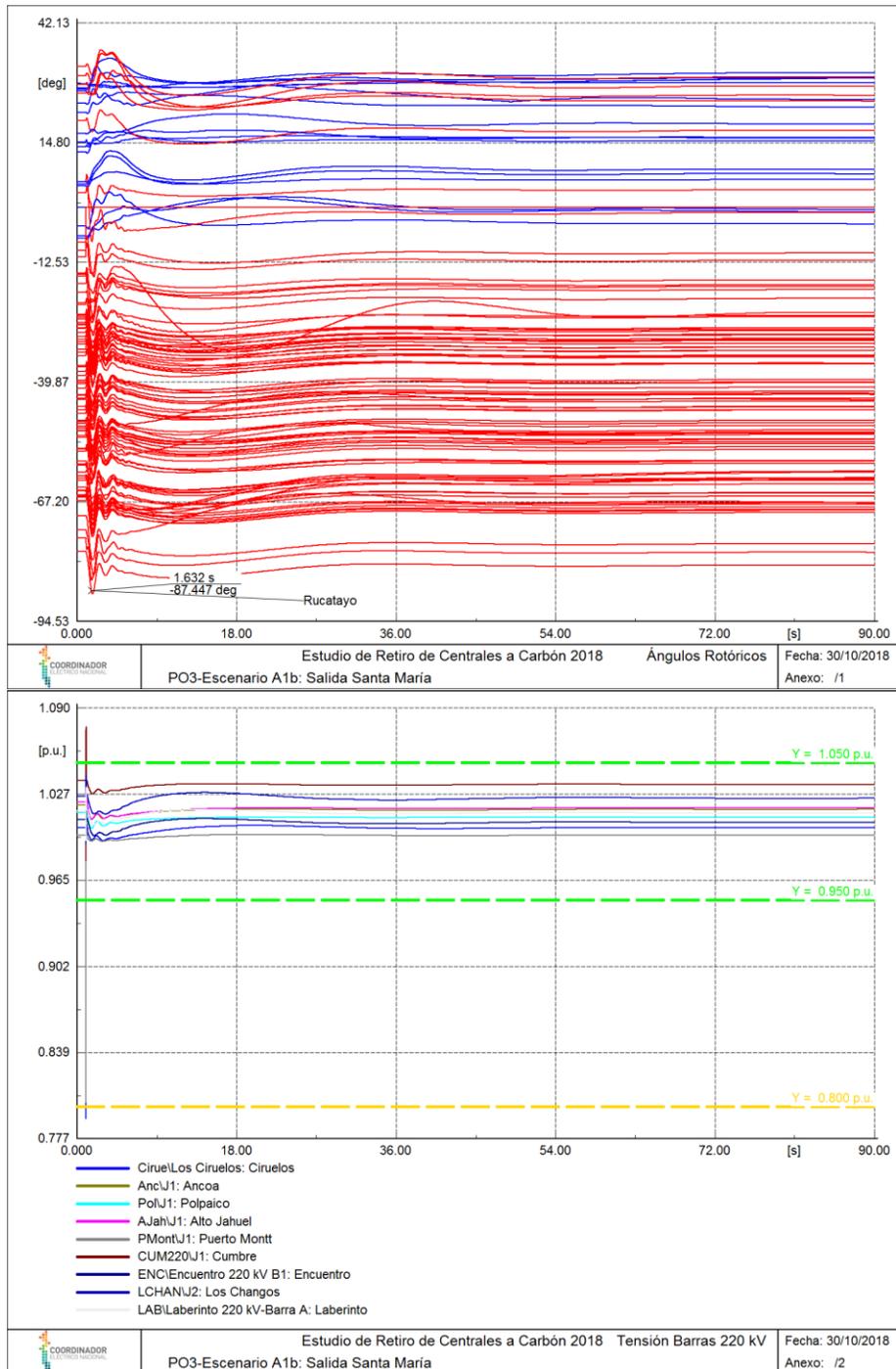
Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Frecuencia Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4

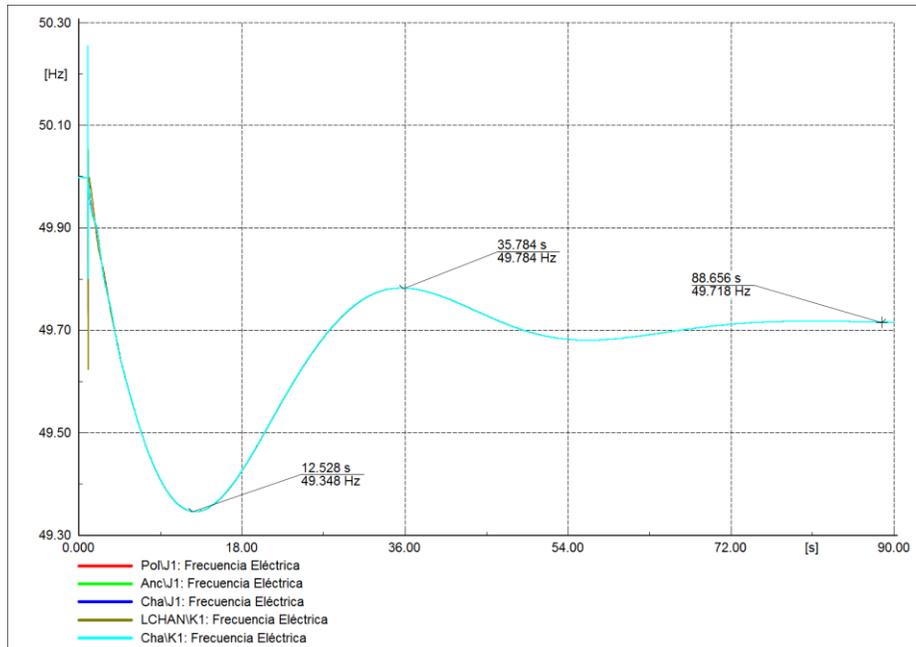


Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Angamos U1
 Flujo Ltx Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

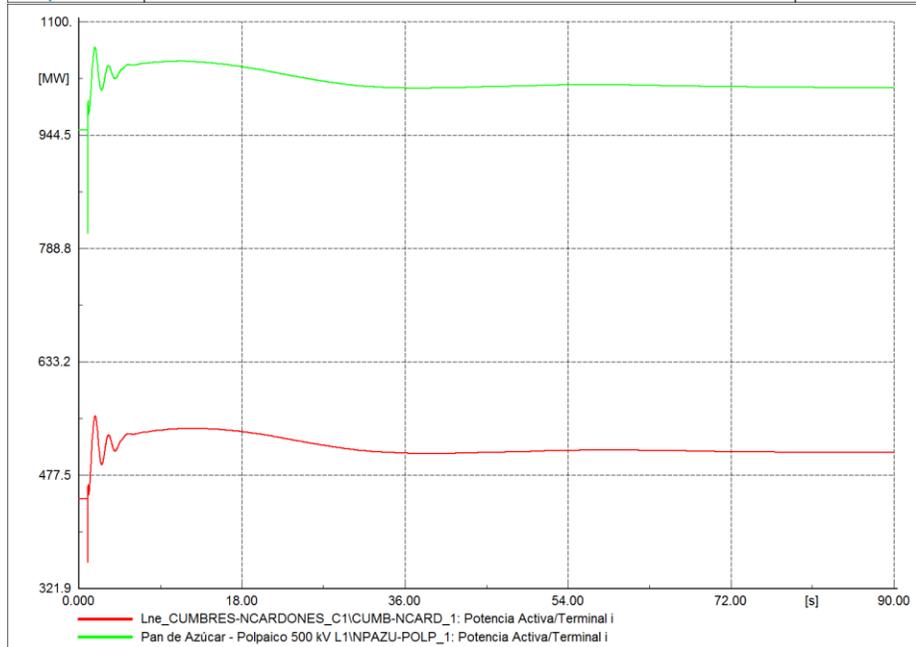


7.2.15 PO3: 2035: SALIDA CENTRAL SANTA MARÍA





Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Santa María
 Frecuencia | Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /4



Estudio de Retiro de Centrales a Carbón 2018
PO3-Escenario A1b: Salida Santa María
 Flujo Ltx | Fecha: 30/10/2018
 Anexo: /5

