
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Informe Preliminar

GERENCIA DE OPERACIÓN

Octubre 2019



Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	14-10-2019	Informe Preliminar	Marcelo Cifuentes Carlos Prieto C.	José M. Castellanos

Índice

1	RESUMEN EJECUTIVO	5
1.1	Inercia y Reservas ante Contingencias Generación	5
1.2	Reserva para CPF	6
1.3	Reservas para CSF y CTF.....	7
1.4	Rampas Toma de Carga para CSF	7
1.5	Resumen Requerimientos Mínimos de Reservas para CF	8
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	9
3	ANTECEDENTES.....	10
3.1	Antecedentes Normativos	10
3.1.1	Definiciones	10
3.1.2	Exigencias a Instalaciones de Generación	12
3.1.3	Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio	14
3.2	Topología y Horizonte de Estudio.....	15
3.3	Proyectos Incluidos en el Estudio	15
3.4	Antecedentes Específicos	15
4	DESARROLLO DEL ESTUDIO	17
4.1	Inercia y Reservas ante Contingencias.....	17
4.1.1	Consideraciones en cuanto a la respuesta del SEN ante contingencias	17
4.1.2	Escenarios Base	18
4.1.3	Inercia ante Contingencias de Generación.....	20
4.1.4	Reservas de CPF ante Contingencias de Generación	25
4.1.5	Efecto del Monto de la Potencia Desconectada en las Reservas ante Contingencias de Generación	33
4.1.6	Verificación Escenarios Demanda Máxima y Demanda Mínima.....	36
4.1.7	Resumen de Resultados	49
4.1.8	Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos	50
4.2	Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta.....	54
4.2.1	Metodología	54
4.2.2	Resultados	55

4.3	Asignación de las Reservas para el CPF	55
4.3.1	Cuantificación de Reservas para CPF.....	56
4.3.2	Resumen de Resultados	60
4.4	Reserva para CSF y CTF	63
4.4.1	Identificación de Requerimientos	63
4.4.2	Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta	63
4.4.3	Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta.....	66
4.4.4	Determinación de Reservas para CSF y CTF	70
4.4.5	Rampas de Toma de Carga para CSF	71
4.4.6	Asignación de las Reservas para el CSF y CTF.....	74
5	COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	76
5.1	Inercia y Reservas ante Contingencias Generación	76
5.2	Reserva para CPF	76
5.2.1	Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos	76
5.2.2	Reserva para CPF para atender Contingencias.....	77
5.2.3	Reserva Total para CPF	77
5.3	Reservas para CSF y CTF.....	78
5.4	Rampas Toma de Carga para CSF	78
5.5	Resumen Requerimientos Mínimos de Reservas para CF	79
6	ANEXOS.....	80
6.1	Resultados Simulaciones Verificación.....	80
6.1.1	Caso Base.....	80
6.1.2	Con Aporte de BESS.....	174
6.2	Resultados de banco de pruebas Unidades Participantes CPF.....	184
6.2.1	Aportes a los 10 segundos.....	184
6.2.2	Aportes a los 2 minutos para Contingencias de Generación	189
6.2.3	Aportes a los 2 minutos para Contingencias de Consumos	196

1 RESUMEN EJECUTIVO

En conformidad con lo establecido en el Título 6-8 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, El Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional ha realizado el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que se documenta en el presente informe. Se presentan los desarrollos y análisis que determinan las reservas requeridas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°801, 2018), o también denominada Resolución de SSCC. Estas corresponden a:

- El Control Rápido de Frecuencia (CRF).
- El Control Primario de Frecuencia (CPF).
- El Control Secundario de Frecuencia (CSF).
- El Control Terciario de Frecuencia (CTF).

En lo principal, se presenta el desarrollo para la determinación de los montos mínimos de reserva requeridos para el Control de Frecuencia (CF) en el año 2020 y las correspondientes verificaciones del cumplimiento de las exigencias normativas, a través de simulaciones dinámicas de las mayores contingencias simples de generación y consumos en los escenarios previstos más exigentes respecto de la inercia sistémica. Es decir, condiciones de menores inercia previstas en escenarios de alta y baja demanda y alta y tomando en cuenta el efecto de la generación renovable variable (ERV) solar y eólica.

1.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación

En primera instancia, para el evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, para una contingencia simple, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible ($50 \pm 0,7$ [Hz]). Las principales conclusiones derivadas de estos análisis son:

- En las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio no se requiere de CRF, dado que con aporte inicial de CPF, provisto a los 10 segundos con reserva disponible en unidades sincrónicas, permite evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia.
- Se determinaron los requerimientos mínimos de reserva para CPF ante contingencias operando con y sin BESS en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio. En base a estos resultados se estableció que los requerimientos con y sin BESS son similares tanto para el aporte inicial del CPF como para el aporte permanente al CPF. En el caso

sin BESS, su aporte puede ser sustituido con aporte inicial de CPF (a los 10 segundos) provisto con reserva disponible en unidades sincrónicas.

A continuación se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia (CPF, CSF y CTF):

1.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN contempla compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorpora los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

En la tabla 1 se detallan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF, en las condiciones más desfavorables previstas. La determinación de las reservas para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de 400 [MW] de generación y de 220 [MW] de consumo.

Tabla 1 Montos mínimos de reservas para CPF

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]	Total [MW]
CPF	±40	+287 / - 175	+327 /-215

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación, se determinó que se requiere un aporte inicial mínimo de CPF de 215 [MW] (aporte a 10 segundos), lo que debe ser considerado en la programación de la operación del SEN.

Para totalizar el aporte a los 10 segundos, se deben considerar los aportes efectivos individuales disponibles en cada unidad, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas, cuyo detalle se muestra en el punto 4.3.2.

Estas reservas corresponden a las mínimas reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Cabe señalar que la cuantificación de estas reservas debe contemplar el aporte efectivo de cada unidad generadora, y que esta cuantificación depende del tipo de requerimiento:

- Aporte efectivo inicial y de régimen permanente para contingencias de generación.
- Aporte de régimen permanente para contingencias de consumos.

1.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF se muestran en la tabla 2.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre la reserva requerida para atender las variaciones intrahorarias de la demanda neta (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y el monto de la reserva para CSF.

Tabla 2 Reservas CSF y CTF

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reserva Variaciones Intrahorarias	Reserva AGC	Reserva Error Previsión	Reserva CSF	Reservas CTF
		(1) [MW]	(2) [MW]	(3) [MW]	(4) = Máx{(1),(2)} [MW]	(1) + (3) - (4) [MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±56	±120	+226 /-220	±120	+162 / -156
	Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±80	±120	+263 /-295	±120	+224 / -256
	Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±55	±120	+208 /-223	±120	+143 / -158
	Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±102	±120	+334 /-289	±120	+316 / -270

Estos resultados consideran que, las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

En la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC, más la reserva manual, cumpla con la reserva mínima requerida para CSF.

1.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas estadísticas permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para CSF son las detalladas en la tabla 3.

Tabla 3 Rampas mínimas requeridas CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 29	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

1.5 Resumen Requerimientos Mínimos de Reservas para CF

Tabla 4: Resumen Reservas Mínimas para Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	+327 /-215
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-40
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+287 /-175
2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)	+/-120
2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)	
2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+162 / -156
2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+224 / -256
2.3.- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+143 / -158
2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+316 / -270
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	+29 /-24

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT de SyCS), en el artículo 6-43 del Título 6-8, establece que la Dirección de Operación (DO), perteneciente a los ex-CDECs y que ahora corresponde al Coordinador, deberá realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, cuya periodicidad será al menos anual y que tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el Capítulo N° 5 de la presente NT, a través de:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente NT.
- b) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.
- c) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

En conformidad con lo indicado, el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional ha desarrollado el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, considerando las categorías de servicios complementarios (SSCC) establecidas en el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°801, 2018), o también denominada Resolución de SSCC.

El objetivo de los estudios presentados en este informe es la determinación de los montos de reserva mínimos requeridos para el control de frecuencia en las distintas categorías mencionadas anteriormente, para el año 2020. En este contexto y para efectos de la publicación del Informe de SSCC, se proporcionan los principales aspectos metodológicos, supuestos y resultados preliminares respecto de los requerimientos de reserva

Además, se realizó una verificación del cumplimiento de las exigencias normativas a través de simulaciones dinámicas del comportamiento del SEN ante las contingencias simples más exigentes previstas, de generación y de consumo, en escenarios de operación de alta y baja demanda más desfavorables.

3 ANTECEDENTES

El contenido de este documento se ha desarrollado en el contexto de la aplicación de la NT SyCS, la cual establece que la Dirección de Operación del CDEC-SIC, que actualmente corresponde al Coordinador, debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, con una periodicidad al menos anual.

En el Título 6-8 de la NT SyCS se establecen los objetivos de dicho estudio, así como un conjunto de criterios, requisitos y el procedimiento metodológico que se deberá adoptar para determinar las reservas de potencia para el Control Primario de Frecuencia (CPF) y para el Control Secundario de Frecuencia (CSF).

Por otro lado, se encuentra el Informe de Definición de SSCC (CNE, Resolución Exenta N°801, 2018), donde se define el SSCC de control de frecuencia (CF) considerando las siguientes categorías:

- El Control Rápido de Frecuencia (CRF).
- El Control Primario de Frecuencia (CPF).
- El Control Secundario de Frecuencia (CSF).
- El Control Terciario de Frecuencia (CTF).

Cabe señalar que la NT de SSCC, que actualmente se encuentra como borrador para consulta pública, es la que establecerá finalmente las consideraciones, requisitos y criterios metodológicos que actualmente contiene el Título 6-8 de la NT SSCC. Es importante señalar que, dentro de las modificaciones que trae consigo la NT SSCC, un elemento relevante para los análisis es la restricción contenida en el artículo 3-11. Esta exige que, ante simple contingencia, no se debe producir desprendimiento de carga por acción del EDAC.

3.1 Antecedentes Normativos

Si bien el Título 6-8 de la NT de SyCS establece el marco general para el desarrollo de este estudio, existen otros aspectos de definiciones y exigencias que establece la NT que también son de relevancia.

3.1.1 Definiciones

1. **Control de Frecuencia:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.
2. **Control Primario de Frecuencia:** Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía

Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.

3. **Control Secundario de Frecuencia:** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF.

La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos.

Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.

4. **Control Terciario de Frecuencia:** Acción manual destinada a restablecer las reservas de Control Secundario y por transitividad las de Control Primario, para mantener los respectivos márgenes de reserva de potencia que son requeridos por el sistema eléctrico de forma más oportuna como lo son fluctuaciones instantáneas, variaciones intrahorarias y contingencias.
5. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.
6. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.
7. **Reserva en Giro:** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.
8. **Reserva Primaria:** Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.

9. **Reserva Secundaria:** Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.
10. **Sistemas de Protección Multiárea:** Conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de Enmallamientos, activados por órdenes remotas de Desenganche Directo.

3.1.2 Exigencias a Instalaciones de Generación

Artículo 3-5

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 5).
- b) Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aplicar un monto de EDAC mayor que el que se justifica económicamente en la aplicación del Criterio N-1, evaluado en los términos indicados en el Artículo 5-5, la DO podrá limitar el despacho de esta unidad.
- c) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior.
- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en [MW], desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.
- e) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en [MW], desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.
- f) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-16.

- g) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa.

Artículo 3-9

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que la DO exija la desconexión forzada):

<i>Límite Inferior</i>	<i>Límite Superior</i>	<i>Tiempo Mínimo de Operación</i>			
		<i>Hidroeléctricas</i>	<i>Termoeléctricas</i>	<i>Parques Eólicos</i>	<i>Parques Fotovoltaicos</i>
<i>(mayor que)</i>	<i>(menor o igual que)</i>				
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por la DO. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar a la DO dicha posibilidad.

Artículo 3-10

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-9, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.

- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].
- c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

A requerimiento de la DO, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

3.1.3 Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio

Artículo 5-30

El CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

Artículo 5-40

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

Artículo 5-41

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos de CPF, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de

Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora sincrónica o los parques eólicos o fotovoltaicos.

Artículo 5-42

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, la DO deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-30, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-9.

En el caso que los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-9, el CDC estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

3.2 Topología y Horizonte de Estudio

La topología considerada para el análisis corresponde a la condición habitual en la que se estima operará el Sistema de Transmisión en el horizonte de evaluación del Estudio, comprendido entre el 1 de Enero de 2020 y el 31 de Diciembre de 2020.

3.3 Proyectos Incluidos en el Estudio

Para la elaboración del Estudio se incluyeron las obras más relevantes de generación, transmisión y consumo, de acuerdo con la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizada por la CNE en enero 2019 y aquellas presentes en el Catastro de Nuevos Proyectos elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los propietarios respectivos.

3.4 Antecedentes Específicos

Los antecedentes específicos considerados en este estudio son:

- a) Históricos:
 - a. Registros de la generación total bruta y generación ERV, durante el periodo de marzo a mayo del año 2019, con resolución de 1 segundo.
 - b. Registros de generación horaria real y programada del período comprendido entre el 01 de junio de 2018 al 31 de mayo de 2019
- b) Vigentes:
 - a. Esquema de EDAC vigente.
 - b. Base de datos (BD) Power Factory DlgSILENT del SEN.



- c) Previstos: Predicción de la demanda del año 2020 y plan de obras de generación y transmisión presentado por la CNE en la declaración de instalaciones de generación y transmisión en construcción realizado por la CNE en enero 2019.

En cuanto al esquema de desconexión automática de carga (EDAC) del SEN, el estudio supone que el primer escalón de frecuencia absoluta es de 48,9 [Hz], por cuanto el Coordinador ha instruido la inhabilitación del escalón de 49,0 [Hz] del EDAC del Norte Grande.

4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1 Inercia y Reservas ante Contingencias

Para evaluar la necesidad de la determinación de los requerimientos mínimos de inercia total del SEN y reservas ante contingencias, se realizaron diversas simulaciones en la BD DigSILENT del SEN. Para ello, se consideraron condiciones de operación previstas más desfavorables en cuanto a la inercia sistémica, ya sea escenarios de demanda mínima y máxima, como así también escenarios de día y noche, lo anterior considerando que ante una mayor penetración ERV para un mismo nivel de demanda el sistema cuenta con una menor inercia.

Para el caso de contingencias de generación, se consideró una contingencia de severidad 5 que derive en la mayor potencia desconectada, según lo señalado en la NT SyCS. Para el caso de contingencias de consumos, se consideró la pérdida intempestiva del consumo de mayor magnitud.

En el presente informe se determinan los requerimientos de CPF para las condiciones más desfavorables de inercia y CRF, acorde con las condiciones de operación esperadas y los recursos disponibles en el horizonte del estudio.

4.1.1 Consideraciones en cuanto a la respuesta del SEN ante contingencias

En relación con las exigencias normativas, la respuesta de la frecuencia del SEN ante contingencias simples debe cumplir con:

- Una determinada tasa de caída de frecuencia (2 [Hz/s], según NT SyCS art 3-10): se exige que las unidades o parques soporten sin desconectarse cambios en la frecuencia de hasta 2 Hz/s.
- Un determinado error permanente de frecuencia (según NT SyCS artículo 5-30): de este artículo se desprende que, para variaciones de frecuencia en operación normal, la banda de frecuencia admisible corresponde a $\pm 0,2$ [Hz], mientras que para la situación postcontingencia la banda admisible sería $\pm 0,7$ [Hz]. Esto significa que la frecuencia de régimen permanente luego de acción del CPF debe establecerse por sobre 49.3Hz. Estos criterios determinan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF.
- Una excursión máxima o valor mínimo de frecuencia (48,3 [Hz], según NT SyCS artículo 5-40): ante una contingencia simple la frecuencia mínima admisible es 48,3 [Hz], permitiéndose un descenso transitorio por menos de 200 ms. En el cumplimiento de esta exigencia inciden principalmente la inercia del sistema y también la acción conjunta del CRF y CPF. Esta exigencia contribuye a la seguridad de la operación del sistema.

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 del borrador de la NT de SSCC que se encuentra en consulta pública, se establece que *“Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples.”* Al respecto,

teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva anula lo dispuesto en el artículo 5-40 de la NT SyCS e incrementaría el costo de operación del sistema, sin traducirse en un aporte efectivo a la seguridad de la operación del sistema.

4.1.2 Escenarios Base

A partir de las bases de datos DigSILENT del SEN se recrearon escenarios en demanda alta de día y noche, además de demanda baja también de día y noche.

4.1.2.1 Escenarios de Demanda Máxima

4.1.2.1.1 Día 12:00 hrs (alta penetración ERV)

Para escenarios de demanda alta con alta generación ERV, preferentemente en la Zona Norte del SEN, se analizó la respuesta dinámica ante la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad. Este corresponde a un escenario demanda alta a las 15:30 hrs (alrededor de 10963[MW] de generación bruta total del SEN), con alta penetración ERV (alrededor de 2500 [MW]).

4.1.2.1.2 Noche 22:00 hrs

Este corresponde a un Escenario de Demanda Alta durante la noche (22:00 horas), considerando bajo aporte ERV, (en torno a 900 [MW] y correspondiente a unidades eólicas). El parque generador es mayoritariamente convencional y las unidades térmicas de la zona Norte están operando económicamente a plena carga en su gran mayoría. Estas serían las condiciones de mayor inercia previstas en el Sistema con alrededor de 62 [GVA s].

4.1.2.2 Escenarios de Demanda Baja

4.1.2.2.1 Noche 05:00 hrs (Demanda Mínima Prevista)

Este corresponde al escenario de demanda mínima sistémica, que se estima ocurrirá el 1º de enero de 2019 a las 05:00 hrs. La demanda total del sistema se encuentra en torno a los 7529 [MW] y se tiene una inyección ERV sobre los 650 [MW], lo que se traduce en una de las menores condiciones de inercia previstas con alrededor de [40 GVA s].

4.1.2.2.2 Día 17:00 hrs

Este corresponde al escenario de demanda baja, para la que se prevé haya una mayor generación ERV (sobre los 3000 [MW]) y se estima ocurrirá el 1º de enero de 2020 a las 17:00 hrs. La demanda total del sistema se encuentra en torno a los 8225 [MW] y, como ya se indicó, se tiene una inyección ERV sobre los 3000 [MW], lo que se traduce en la menor condición de inercia prevista con aproximadamente 38.6 [GVA s]. A continuación, se muestra el resumen de los escenarios analizados:

Tabla 5. Resumen Generación Escenarios Base ECFyDR 2019

Escenario	Demanda [MW]	Inercia [GVA*s]	Generación (principales unidades) [MW]						
			ERV	Norte Grande	Norte	Ventanas-San Luis	Centro 500kV-220kV-154kV	Charrúa-Concepción	Sur
01.-Demanda Máxima día ERV (Ene 2020 15:00 hrs)	10963	53,9	Solar 1762 Eólico 751	ANG 2x272 CCH 210+160 CTA CTH 176 + 157 NTO 65+95 U16 150 IEM 300	Guacolda 4x150	Campiche 270 Nva Ventanas 270 Nehuenco U1 340 Nehuenco U2 380	Alfalfal 2x70 Nva Renca 300 Rapel 3x40+2x45 Colbún-Machicura 2x100+45 Pehuenche 1x130 Cipreses-Isla-Curillinque 2x5+2x30+70	El Toro 4x70 Antuco 1x90 Pangue 1x130 Ralco 2x350 Sta. María 350 Bocamina 350	Angostura 74+24 Canutillar 1x65
02.-Demanda Máxima noche (Jun 2020 20:00 hrs)	10942	61,8	Eólico 876	ANG 2x272 CCH 2x275 CTA CTH 2x175 NTO 2x135 CTM1-2 160+170 CTM3 140+80 U15-16 130+360 IEM 350	Guacolda 5x150	Campiche 275 Nva Ventanas 275 Ventanas 114+195 Nehuenco U1 320 Nehuenco U2 380 Quintero 2x120	Alfalfal 2x75 Nva Renca 330 Rapel 3x72 Pehuenche 2x270 Colbún 2x170 Isla-Curillinque 2x15+35	Antuco 1x90 Pangue 1x140 Ralco 2x225 Sta. María 350 Bocamina 125+350	Angostura 1x100 Canutillar 2x65
03.-Demanda Mínima (Ene 2019 05:00 hrs)	7629	39,7	Eólico 671	ANG 2x275 CCH 2x235 NTO 2x135 U16 350 IEM 350	Guacolda 5x150	Nehuenco U1 320 Nehuenco U2 380	Alfalfal 2x85 Nva Renca 330 Rapel 3x70 Colbún-Machicura 2x135+18 Cipreses-Isla-Curillinque 2x35+2x34+84	El Toro 4x110 Antuco 2x135 Pangue 1x203 Sta. María 350	Angostura 103+33
03.-Demanda Baja día ERV (Ene 2019 17:00 hrs)	8225	38,6	Solar 1839 Eólico 1209	ANG 2x270 CCH 2x146 NTO 2x65 IEM 350	Guacolda 2x50+40+2x45	Nehuenco U1 260 Nehuenco U2 275	Alfalfal 2x85 Nva Renca 160 Machicura 1x18 Cipreses-Isla-Curillinque 3x35+2x34+84	El Toro 4x70 Antuco 2x95 Sta. María 350	Angostura 2x75+35

Tabla 6. Resumen Transferencias Escenarios Base ECFyDR 2019

Escenario	Demanda SEN	Transferencias (principales tramos) [MW]				
		Kimal-Chan 500kV	Cumb-Chan 500kV	Nva.P.Azú -Polp 500 kV	Anc-A.Jah 500kV	Nva.Cha-Anc 500kV
01.-Demanda Máxima día ERV (Ene 2020 15:00 hrs)	10963	←150	←95	→1140	→910	→595
02.-Demanda Máxima noche (Jun 2020 20:00 hrs)	10942	→90	←690	→1020	→890	→360
03.-Demanda Mínima (Ene 2019 05:00 hrs)	7329	←360	→350	→60	→825	→740
03.-Demanda Baja día ERV (Ene 2019 17:00 hrs)	8225	←395	→310	→670	→750	→470

4.1.3 Inercia ante Contingencias de Generación

4.1.3.1 Metodología

Como metodología empleada, primero se determinan los requerimientos de inercia mínima total del SEN tal que, para las condiciones más desfavorable de CRF y CPF, la respuesta de la frecuencia del SEN ante la mayor contingencia simple de generación cumpla con los estándares normativos. Esto se realiza para evaluar la conveniencia de establecer requerimientos mínimos de inercia.

Las condiciones de CRF más desfavorables corresponden a considerar CRF igual a cero. Respecto de las condiciones de CPF más desfavorables, se incluyeron entre las unidades participantes en el CPF a las que realizan el menor aporte efectivo de potencia a los 10 segundos postcontingencia. El detalle de las unidades consideradas se muestra en la tabla 7.

Tabla 7: Unidades participantes en CPF con menor aporte inicial (10 segundos)

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Dinámica [MW]	Aporte Inicial CPF (10 s) Contingencias BD DlgSILENT [MW]	Despacho DlgSILENT [MW]	Despacho DlgSILENT	Reserva en Giro [MW]
Angostura U1	hidro	609.5	141.5	2.7	94.2	67%	47.3
Angostura U2	hidro	609.5	141.5	4.4	94.2	67%	47.3
Angostura U3	hidro	203.3	48.6	2.6	35.8	74%	12.8
Cipreses U1	hidro	115.0	34.0	1.9	31.2	92%	2.8
Cipreses U2	hidro	115.0	34.0	1.0	31.2	92%	2.8
Cipreses U3	hidro	115.0	34.0	1.5	31.2	92%	2.8
CTA	carbón	1134.7	186.7	0.5	171.6	92%	15.1
CTH	carbón	1134.7	186.7	0.5	171.6	92%	15.1
CTM1	carbón	723.7	168.7	0.5	158.2	94%	10.5
CTM2	carbón	789.2	181.6	5.2	155.7	86%	25.9
NTO1	carbón	704.3	138.8	5.8	127.0	92%	11.8
Taltal U2	gas	907.5	119.3	5.8	88.5	74%	30.8
				32.4			225.0

Los aporte iniciales se obtuvieron a partir del banco pruebas y simulaciones descritas en el punto 4.3.1, donde también se describe la metodología y BD DlgSILENT utilizada. Se consideraron 225 [MW] como reserva en giro de manera referencial y, respecto los despachos considerados, estos se determinan para que las unidades del CPF cuenten con suficiente margen para entregar la totalidad de su aporte. Se recalca que el objetivo es reducir la excursión de la frecuencia para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Inicialmente se escogió un escenario de demanda baja noche y se evaluó la respuesta del SEN ante la mayor contingencia simple de generación. Posteriormente se incrementa la inercia del SEN, aumentando el nivel de demanda del SEN y despachando unidades adicionales acordes con el incremento de demanda. Como referencia para la asignación de las unidades despachadas se consideró el programa semanal previsto del cual fueron escogidos los escenarios base. Dicho procedimiento se reitera hasta que se alcanza un nivel de inercia tal que no se produce

desprendimiento de carga por acción del EDAC o se alcanza el nivel de demanda máxima actual del SEN. No se consideró aporte de ERV en las iteraciones para tener una cierta referencia del nivel de generación convencional respecto a la inercia del SEN, lo que también simplifica el desarrollo.

4.1.3.2 Resultados

En las condiciones descritas y luego de varias iteraciones, fue alcanzado un nivel de demanda del SEN de alrededor de 11.220 [MW] sin poder evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Lo anterior corresponde a un nivel de inercia sistémica del orden de 66,3 [GVA s]. La inercia del sistema incide directamente en la tasa de caída de la frecuencia ante desbalances entre generación y demanda. Los resultados de las simulaciones para distintos niveles de demanda y, por ende de inercia, se muestran en las figuras 1, 2 y 3.

En la figura 1 se aprecia la respuesta de la frecuencia eléctrica en la barra Polpaico ante la contingencia simple evaluada para 4 condiciones de inercia creciente. Se puede ver que la tasa de caída decrece y que el tiempo donde frecuencia alcanza 48,9 [Hz] aumenta, lo cual se debe al aumento de la inercia total del SEN. El tiempo postcontingencia donde se alcanza la frecuencia mínima va de los 13 a los 19 segundos.

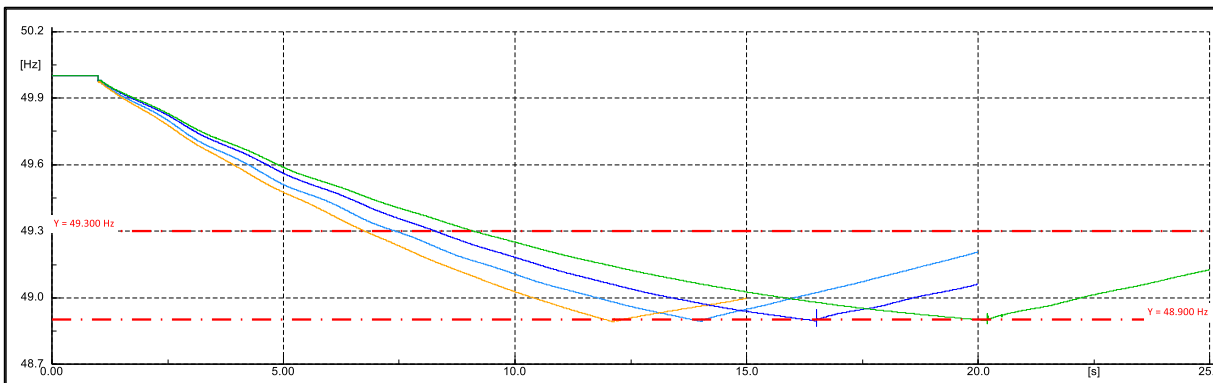


Figura 1: Frecuencia Eléctrica SEN para 4 condiciones de inercia total creciente. Sin aporte de BESS y unidades en CPF con menor aporte inicial.

En la figura 2 se puede ver la potencia de turbina considerada en cada iteración, lo que se traduce en la generación total de SEN, dado que no se está considerando generación ERV.

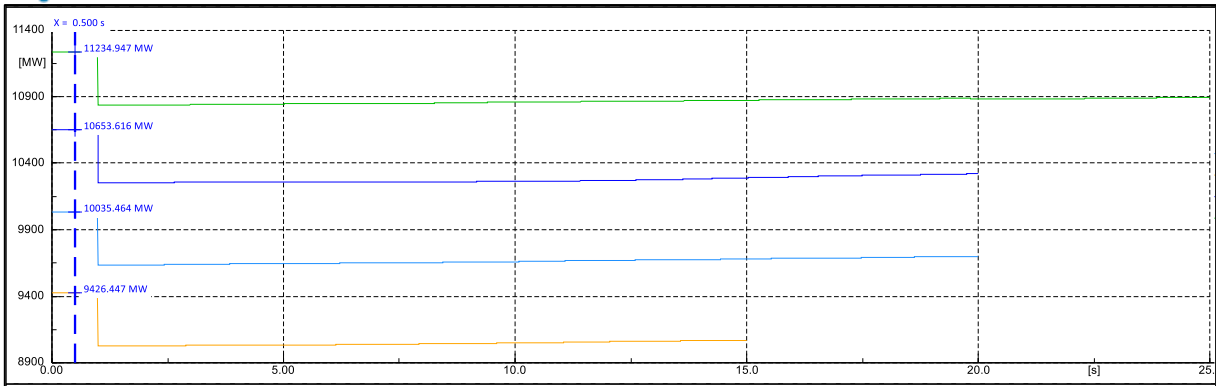


Figura 2: Potencia Turbina SEN para 4 condiciones de inercia total creciente. Sin aporte de BESS y unidades en CPF con menor aporte inicial.

En la figura 3 se puede apreciar los niveles de carga total del SEN asociado a cada iteración, donde los descensos discontinuos corresponden al desprendimiento de carga por acción de EDAC.

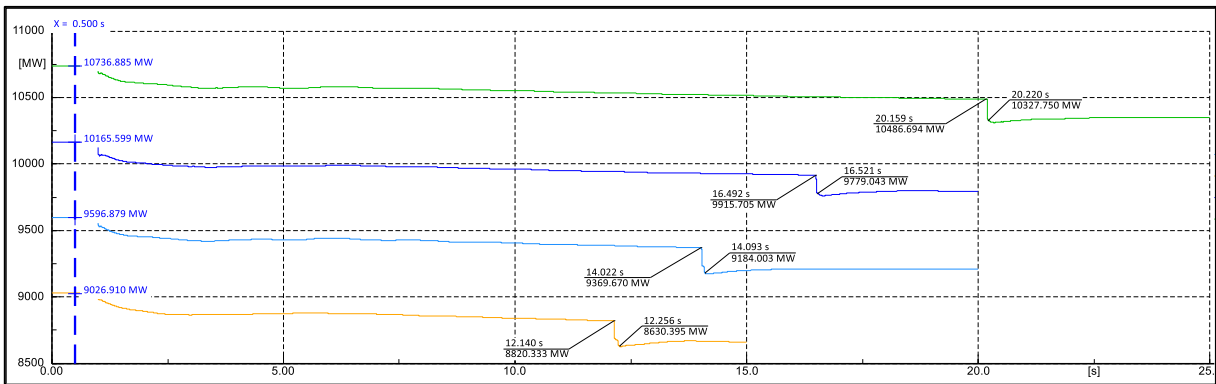


Figura 3: Carga Total para 4 condiciones de Inercia Total. Sin aporte de BESS y unidades en CPF con menor aporte inicial.

El resumen de los resultados se muestra en la tabla 8.

Tabla 8: Resumen resultados requerimientos de inercia.

Caso	Generación Total SEN [MW]	Inercia [GVA s]	Activación EDAC
1	9400	51,8	SI
2	10000	55,1	SI
3	10627	57,5	SI
4	11200	66,3	SI

Tomando en cuenta los resultados obtenidos para las condiciones descritas, es evidente que evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC, solamente haciendo uso de la inercia sistémica, no es una alternativa conveniente para la operación económica. Esto se debe a que, mantener estos

niveles de inercia en todo instante, se traduce en un incremento significativo de los costos de operación, pues conlleva mantener despachadas una gran cantidad de unidades convencionales.

4.1.3.3 CPF con aporte de BESS y Unidades Hidráulicas

Par efectos de apreciar la incidencia de contemplar condiciones más favorables en cuanto a la rapidez de la respuesta de los recursos de potencia activa, se hace un análisis adicional considerando el aporte de los equipos BESS presentes en el SEN, además de contar con unidades hidráulicas participantes en el CPF. Esta corresponde a una condición bastante posible, dado que usualmente estas unidades se encuentran con margen como resultado de la programación de la operación, siempre cuando no haya escasez del recurso hídrico. El detalle de las unidades hidráulicas participantes en el CPF se muestra en la tabla 9. En estas condiciones se realizó el mismo proceso iterativo descrito en el punto anterior, sin embargo, en este caso fueron alcanzados niveles de inercia y demanda menores, lo cual es coherente a las mejores condiciones consideradas.

Tabla 9: Unidades participantes en CPF.

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	P_Máx Dinámica [MW]	Aporte Inicial CPF (10 s) Contingencias BD DlgSILENT [MW]	Despacho DlgSILENT [MW]	Despacho DlgSILENT	Reserva en Giro [MW]
El Toro U1	hidro	302.6	122.6	21.7	70.0	57%	52.6
El Toro U2	hidro	302.6	122.6	21.7	70.0	57%	52.6
El Toro U3	hidro	302.6	122.6	20.2	70.0	57%	52.6
El Toro U4	hidro	302.6	122.6	12.4	70.0	57%	52.6
				76.0			210.4

Los aportes iniciales se obtuvieron a partir del banco pruebas y simulaciones descritas en el punto 4.1.11, donde también se describe la BD DlgSILENT y la metodología utilizada. Se consideraron 210 [MW] como reserva en giro de manera referencial y, respecto los despachos considerados, estos se determinan para que las unidades del CPF cuenten con suficiente margen para entregar la totalidad de su aporte. Se recalca que el objetivo es reducir la excursión de la frecuencia para evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

En las condiciones descritas y luego de 3 iteraciones, fue alcanzado un nivel de demanda del SEN de alrededor de 9400 [MW] logrando poder evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Lo anterior corresponde a un nivel de inercia sistémica del orden de 51,9 [GVA s]. Los resultados de las simulaciones para distintos niveles de demanda y, por ende de inercia, se muestran en las figuras 4, 5 y 6.

En la figura 4 se aprecia la respuesta de la frecuencia eléctrica en la barra Polpaico ante la contingencia simple evaluada. Se puede ver que la tasa de caída es mayor que en el punto anterior, y los instantes donde se alcanzó la frecuencia mínima fue entre los 11 y 14 segundos postcontingencia, menores respecto el punto anterior. Para el caso en azul, correspondiente a la tercera iteración, se evita que la frecuencia descienda bajo 48,9 [Hz].

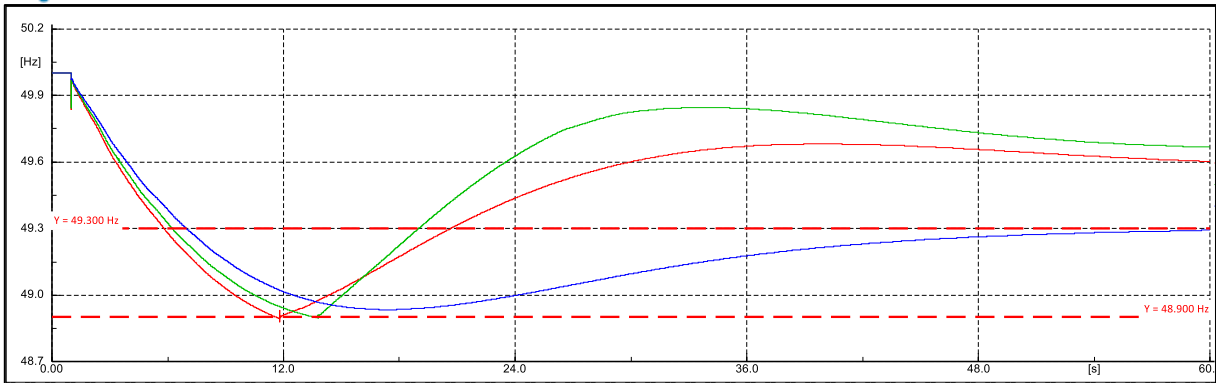


Figura 4: Frecuencia Eléctrica SEN para 3 condiciones de Inercia Total. Con aporte de BESS y unidades en CPF hidro (4xEl Toro).

En la figura 5 se puede ver la potencia de turbina considerada en cada iteración, lo que se traduce en la generación total de SEN, dado que no se está considerando generación ERV. Se aprecia que el hecho de considerar condiciones más favorables para los recursos de CF se traduce en una menor inercia requerida, asociada a un menor nivel de demanda.

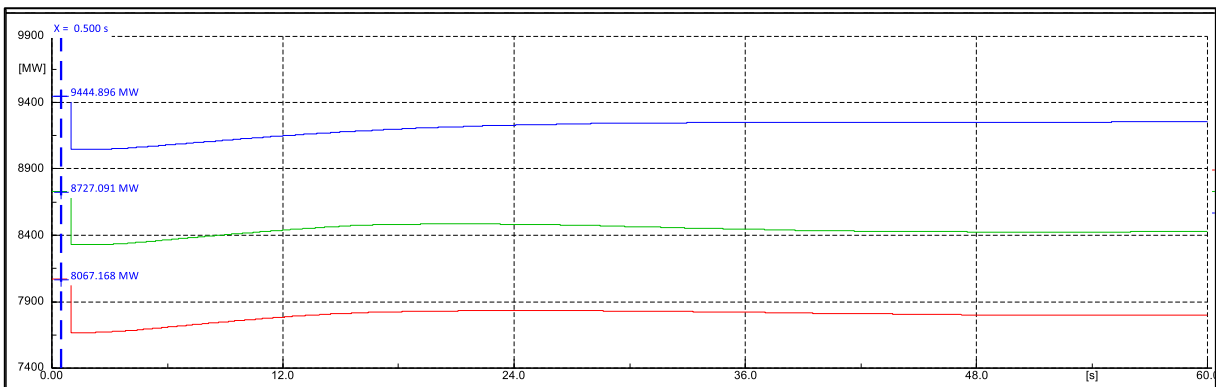


Figura 5: Potencia Turbina para 3 condiciones de Inercia Total. Con aporte de BESS y unidades en CPF hidro (4xEl Toro).

En la figura 6 se tiene la carga total del SEN asociada a cada una de las 3 iteraciones. Los variaciones discontinuas se asocian al desprendimiento de carga por acción del EDAC y se puede apreciar que en el tercer caso en azul, no se produce desconexión de carga.

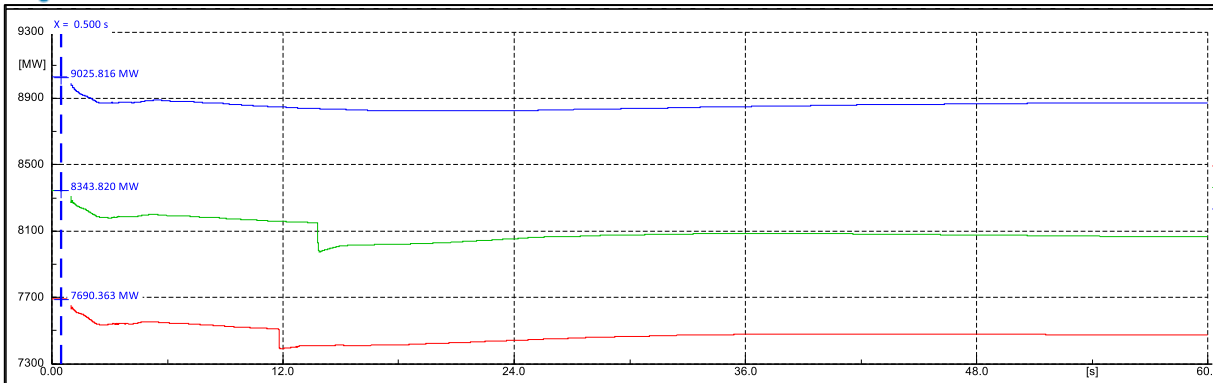


Figura 6: Carga Total SEN para 3 condiciones de Inercia Total. Con aporte de BESS y unidades en CPF hidro (4xEl Toro).

Los resultados para las tres iteraciones se resumen en la tabla 10.

Tabla 10: Resumen resultados requerimientos de inercia. Consideran aporte de BESS y CPF hidro (4xEl Toro)

Caso	Generación Total SEN [MW]	Generación ERV [MW]	Inercia [GVA s]	Activación EDAC
1	8067	0	44,1	SI
2	8727	0	46,5	SI
3	9445	0	51,9	NO

De este análisis se puede concluir que, aun considerando condiciones más favorables de los recursos de CF, la inercia requerida para evitar la acción del EDAC es relativamente alta, considerando el nivel de generación convencional asociado. Mantener en todo instante dicho nivel equivalente de generación convencional puede traducirse en un incremento significativo de los costos de operación, pues conlleva forzar el despacho de una cantidad importante de unidades convencionales.

4.1.4 Reservas de CPF ante Contingencias de Generación

4.1.4.1 Metodología

Se determinan los requerimientos de CPF mínimos tal que, para las condiciones más desfavorables de Inercia y CRF nulo, la respuesta de la frecuencia del SEN ante la mayor contingencia simple de generación cumpla con los estándares normativos. La relevancia de este análisis es que considera los recursos disponibles en el sistema para el cumplimiento de los estándares normativos, particularmente para evitar desconexión de carga por acción del EDAC.

Para evaluar la contribución del CPF a reducir la excursión máxima de la frecuencia postcontingencia, se determinan los requerimientos de aporte de CPF a los 10 segundos con el fin de evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Así también, se determinan los

requerimientos de CPF para que el error permanente de frecuencia postcontingencia no supere los 0,7 [Hz]. Estas evaluaciones consideran análisis del CPF sin y con aporte de los equipos BESS.

4.1.4.2 Resultados sin el aporte de BESS

Se evaluó el comportamiento de la frecuencia en tres casos de combinaciones de unidades hidráulicas y térmicas participantes en el CPF, primero se contempló una participación hidro-térmica, posteriormente una participación exclusivamente hidráulica y finalmente solo se consideró unidades térmicas. Los resultados de las simulaciones, como así también el detalle de las unidades consideradas, se muestran en la tabla 11.

Tabla 11: Resultados Requerimientos mínimo CPF sin BESS (DB día)

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DlgSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584,0	257,6	22,4	11,3	14,7	10,7	14,9
ANG2	carbón	1584,0	257,6	26,8	13,8	18,1	12,9	18,2
Antuco U1	hidro	752,0	105,0	52,1	36,1	54,5	35,7	54,4
Antuco U2	hidro	752,0	105,0	47,0	36,1	49,5	35,7	49,4
CCH1	carbón	1273,8	249,5	24,5	18,4	24,5	18,0	24,7
CCH2	carbón	1273,8	249,5	24,5	18,4	24,5	18,0	24,7
Ralco U1	hidro	1193,9	342,5	39,1	39,7	44,2	38,9	43,9
Ralco U2	hidro	1193,9	342,5	38,9	39,7	44,2	38,9	43,9
				275,3	213,4	274,1	208,8	274,1
Antuco U1	hidro	752,0	109,0	48,1	37,4	50,3	37,2	44,2
Antuco U2	hidro	752,0	109,0	43,0	37,4	45,3	37,2	45,3
El Toro U1	hidro	302,6	92,7	29,9	23,4	30,0	23,3	29,9
El Toro U2	hidro	302,6	92,7	29,9	23,4	30,0	23,3	29,9
Pehuenche U1	hidro	1160,0	253,0	22,0	6,0	17,9	6,1	17,9
Pehuenche U2	hidro	1160,0	253,0	23,1	9,1	19,6	9,1	19,6
Ralco U1	hidro	1193,9	342,0	39,6	41,4	44,3	40,8	43,9
Ralco U2	hidro	1193,9	342,0	39,4	41,4	44,3	40,8	43,9
				275,0	219,6	281,7	217,9	274,6
ANG1	carbón	1584,0	250,0	30,0	16,0	20,3	14,9	20,2
ANG2	carbón	1584,0	250,0	34,4	18,5	20,3	17,4	20,2
CCH1	carbón	1273,8	220,0	54,0	39,5	54,0	38,4	52,2
CCH2	carbón	1273,8	220,0	54,0	36,5	52,1	35,6	52,2
Guacolda U1	carbón	762,5	110,0	40,0	36,2	40,0	35,7	40,1
Guacolda U2	carbón	762,5	110,0	40,0	33,7	32,3	33,2	32,3
Guacolda U3	carbón	885,2	135,0	17,0	14,1	13,4	10,1	10,1
Guacolda U4	carbón	885,2	135,0	17,0	14,1	13,4	10,1	10,1
Guacolda U5	carbón	811,7	140,0	14,0	14,6	8,4	17,7	12,0
IEM	carbón	2011,1	350,0	49,8	16,3	15,4	14,6	15,4
NTO1	carbón	704,3	125,0	13,8	6,4	10,6	5,9	10,7
				364,0	245,9	280,2	233,6	275,3

La frecuencia eléctrica para las tres combinaciones señaladas se presentan en las figuras 7, 8 y 9.

En la figura 7 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,95 [Hz] a los 11 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 2 minutos de simulación.

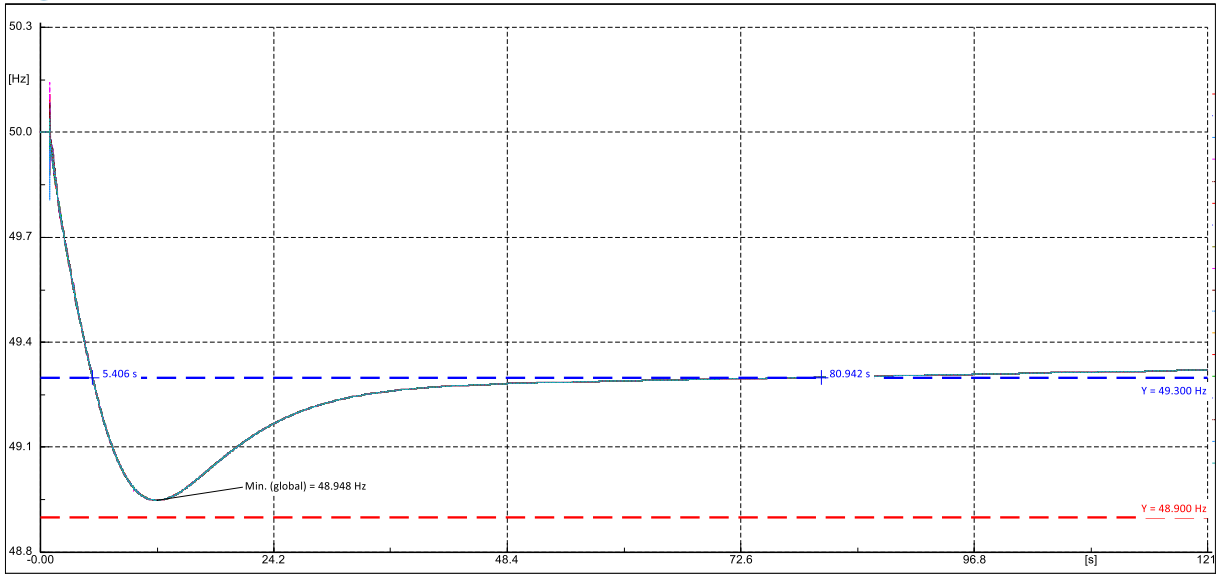


Figura 7: Frecuencia eléctrica, unidades participantes CPF SEN 2xANG, 2xAntuco, 2xCCH y 2xRalco.

En la figura 8 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades térmicas participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,91 [Hz] a los 10 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye con un margen por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 30 segundos de simulación.

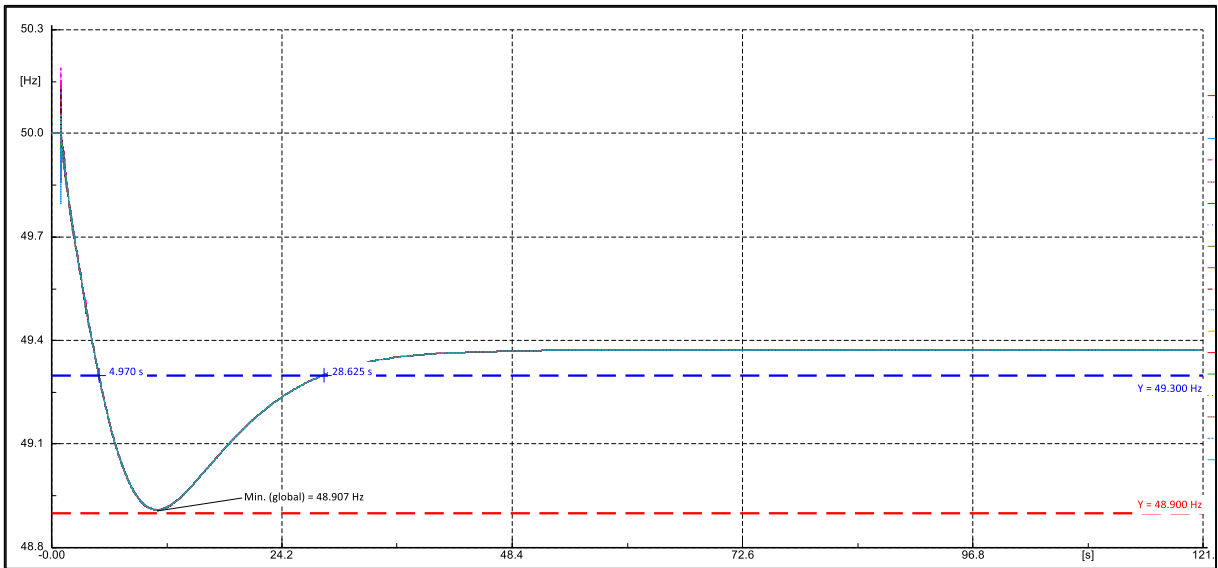


Figura 8: frecuencia eléctrica [Hz], unidades participantes en CPF SEN 2xANG, 2xCCH 5xGuacolda, IEM, 1xNTO.

En la figura 9 se aprecia la frecuencia eléctrica para para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas participantes en el CPF. El valor mínimo que

alcanza la frecuencia corresponde a 49,1 [Hz] a los 12 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye con un leve margen por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 45 segundos de simulación.

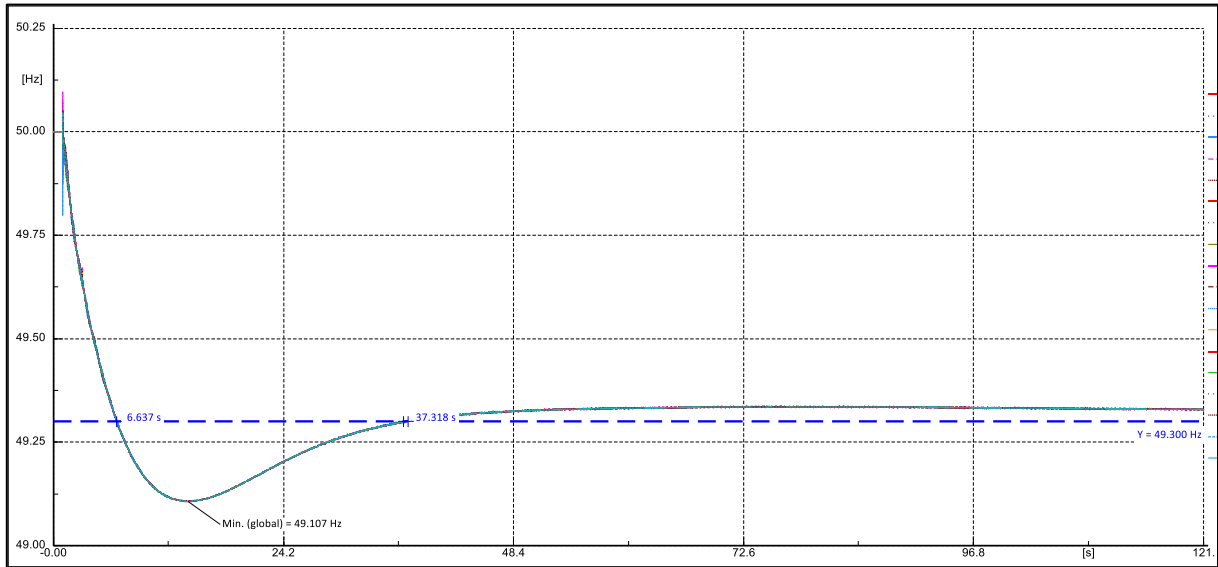


Figura 9: Frecuencia eléctrica [Hz], unidades participantes en CPF 2xAntuco, 2xEl Toro, 2xPehuenche, y 2xRalco.

A partir de los resultados obtenidos para los tres casos mencionados, se concluye que los requerimientos de CPF a los 10 segundos son del orden de 215 [MW] de potencia eléctrica. Mientras que para el aporte permanente al CPF los requerimientos mínimos corresponden 275 [MW]. Los resultados de la respuesta de la frecuencia del SEN se adjuntan en el anexo mencionado, donde se puede verificar el cumplimiento de los estándares normativos.

Estos requerimientos resultantes también fueron validados en escenarios demanda alta día y noche.

4.1.4.3 Resultados con el aporte de BESS

Similarmente, se evaluó el comportamiento de la frecuencia para tres casos de unidades participantes en el CPF pero considerando el aporte de los BESS. Los resultados de las simulaciones se adjuntan se muestran en la tabla 12.

Tabla 12: Resultados Requerimientos mínimo CPF con aporte de BESS (DB día)

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DlgSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584,0	255,0	25,0	13,8	16,7	11,8	16,5
ANG2	carbón	1584,0	255,0	29,4	16,2	20,1	14,3	19,9
Angostura U1	hidro	609,5	110,0	31,5	0,1	32,3	-0,5	32,4
Angostura U2	hidro	609,5	110,0	31,5	0,1	32,3	-0,5	32,4
Angostura U3	hidro	203,3	40,0	8,6	1,6	8,9	1,4	8,9
Antuco U1	hidro	752,0	130,0	27,1	30,8	29,5	30,0	29,6
Antuco U2	hidro	752,0	130,0	22,0	26,2	24,5	25,4	24,5
Candelaria U1	gas	800,0	90,0	32,0	30,7	28,4	30,1	28,6
Candelaria U2	gas	800,0	90,0	32,0	30,7	28,4	30,1	28,6
				239,1	150,1	221,2	141,8	221,4
Guacolda U3	carbón	885,2	135,0	17,0	14,4	13,5	13,5	13,5
Guacolda U4	carbón	885,2	135,0	17,0	14,4	13,5	13,5	13,5
Guacolda U5	carbón	811,7	135,0	19,0	19,8	7,6	18,9	7,5
IEM	carbón	2011,1	355,0	44,8	15,8	14,2	13,9	14,3
KELAR TG1	gas	1482,8	142,5	35,8	24,5	35,0	22,6	35,0
KELAR TG2	gas	1482,8	142,5	35,8	24,5	35,0	22,6	35,0
NTO1	carbón	704,3	125,0	13,8	7,5	10,9	6,9	11,1
NTO2	carbón	704,3	125,0	10,0	10,2	9,1	9,6	9,2
Pangué U1	hidro	924,0	192,5	37,3	8,9	35,7	8,0	35,8
Pangué U2	hidro	924,0	192,5	47,0	7,9	46,0	7,1	46,1
				277,5	147,8	220,4	136,6	221,1
Ralco U1	hidro	1193,9	310,0	71,6	39,3	70,1	37,8	69,9
Ralco U2	hidro	1193,9	310,0	71,4	39,3	70,1	37,8	69,9
TG2A	gas	998,5	119,0	13,0	14,6	14,0	14,5	14,0
TG2B	gas	998,5	119,0	13,0	14,6	14,0	14,5	14,0
U14	carbón	559,0	120,0	20,2	10,9	10,5	10,8	10,4
U15	carbón	559,0	125,0	9,3	3,8	3,6	3,6	3,5
U16	gas	3065,0	325,0	96,8	25,3	47,2	24,4	47,1
				295,3	147,5	229,4	143,3	228,7

A partir de los resultados obtenidos para los tres casos mencionados, se concluye que, considerando 50 [MW] de BESS en servicio, los requerimientos de CPF a los 10 segundos son del orden de 150 [MW] sincrónicos, lo que resulta en un total de 200 [MW] para evitar el desprendimiento por EDAC. Para el aporte permanente al CPF los requerimientos mínimos corresponden 225 [MW] sincrónicos adicionales al aporte de los BESS, lo que se traduce en un total de 275 [MW]. Los resultados de la respuesta de la frecuencia del SEN se muestran en las figuras 10, 11 y 12, donde se puede verificar el cumplimiento de los estándares normativos.

En la figura 10 se aprecia la frecuencia eléctrica para una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,94 [Hz] a los 17 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 2 minutos de simulación. Se puede ver el aporte instantáneo que realizan los BESS del orden de 50 [MW] en alrededor de 3 segundos postcontingencia, posterior a que la frecuencia desciende bajo 49,7 [Hz].

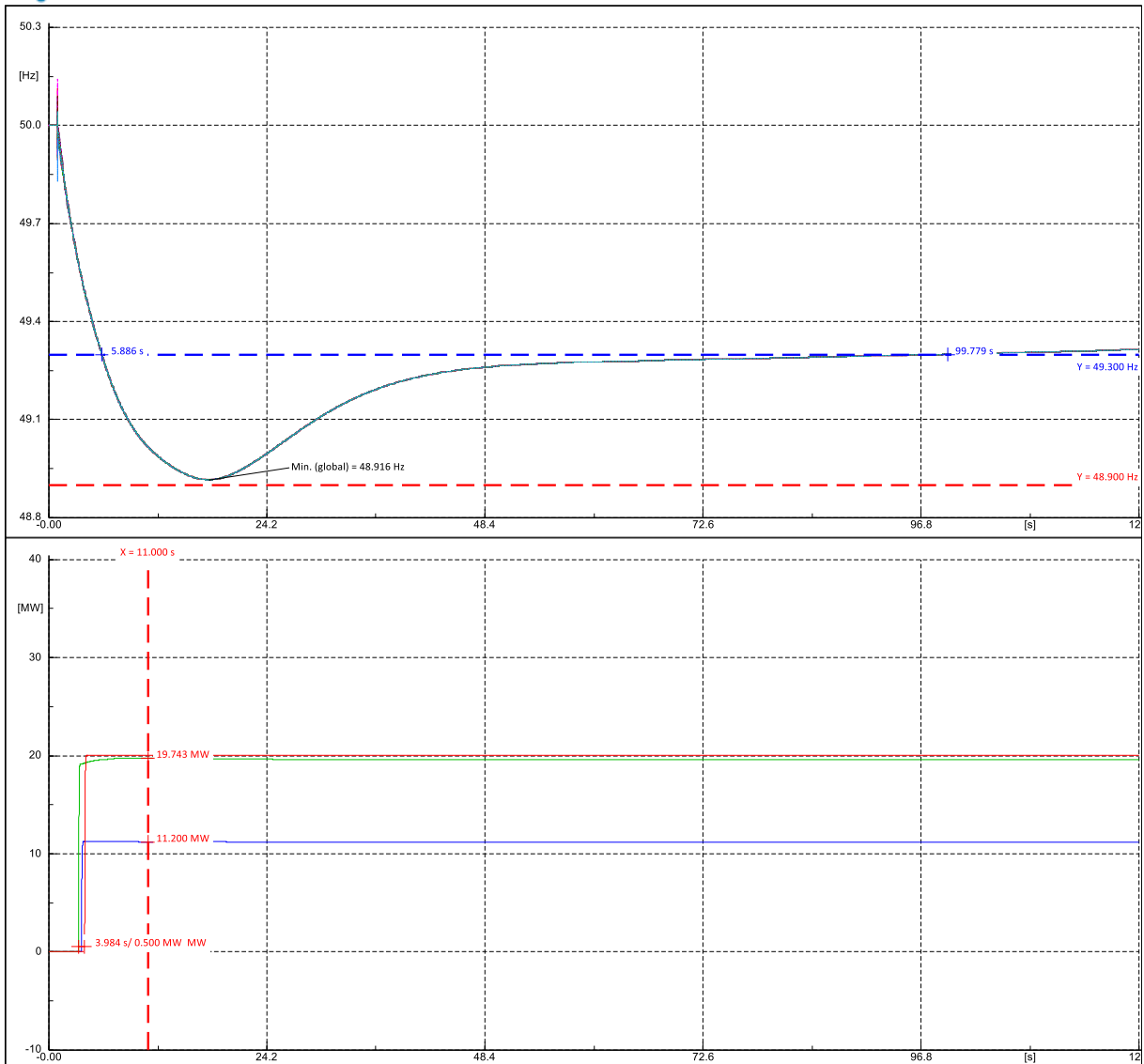


Figura 10 Respuesta frecuencia SEN y potencia eléctrica BESS Andes (azul), Angamos (verde) y Cochrane (rojo). Unidades participantes en CPF 2xANG + 3xAngostura + 2xAntuco + 2xCandelaria

En la figura 11 se aprecia la frecuencia eléctrica para un conjunto de barras del SEN, considerando una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48,94 [Hz] a los 17 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 2 minutos de simulación. Se puede ver el aporte instantáneo que realizan los BESS del orden de 50 [MW] en alrededor de 3 segundos postcontingencia, posterior a que la frecuencia desciende bajo 49,7 [Hz].

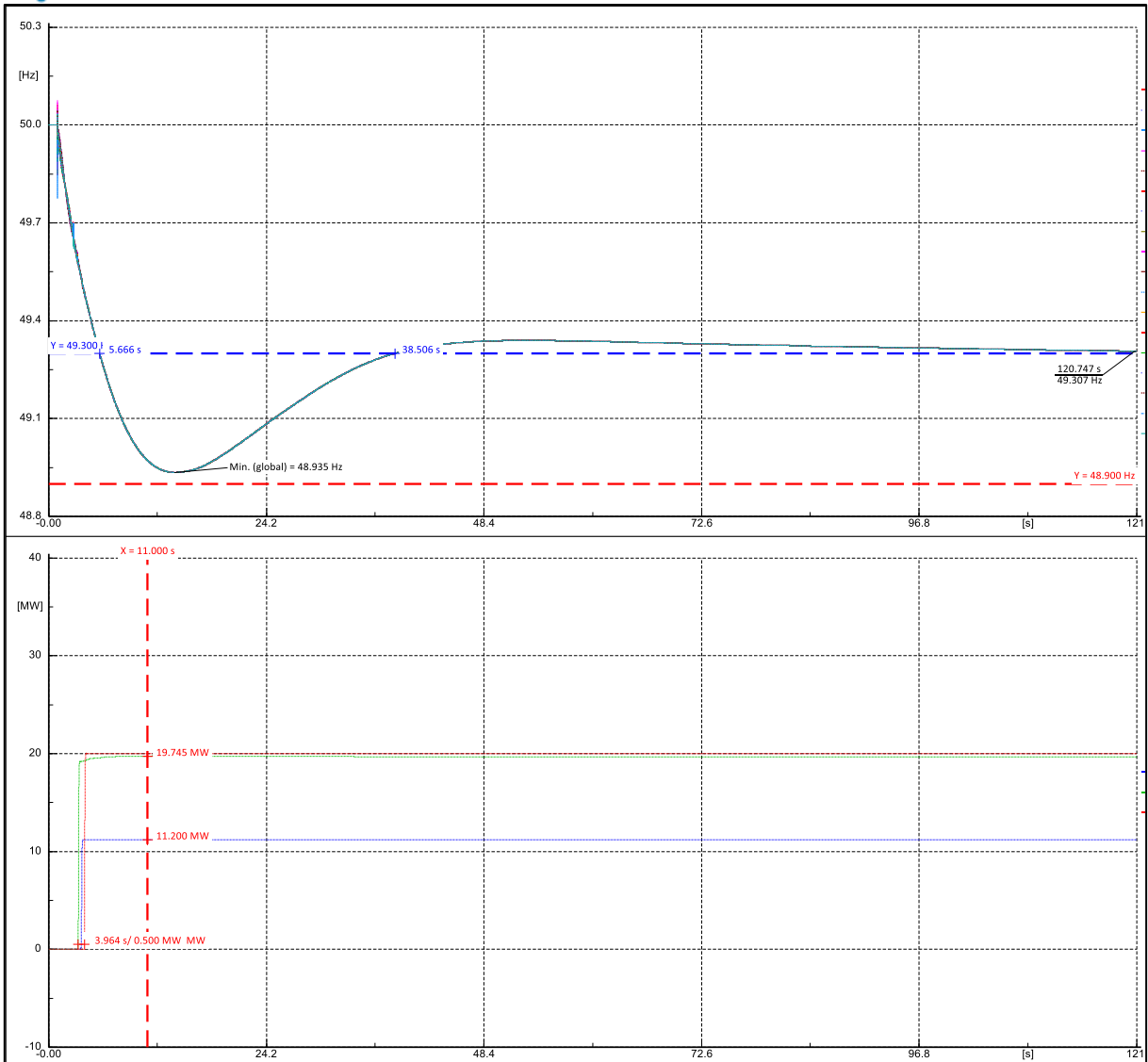


Figura 11: Frecuencia Eléctrica SEN y potencia eléctrica BESS Andes (azul), Angamos (verde) y Cochrane (rojo). Unidades participantes en CPF 3xGuacolda, IEM, 2xKELAR TG, 2xNTO y 2xPangue.

En la figura 12 se aprecia la frecuencia eléctrica para una combinación de unidades hidráulicas y térmicas, participantes en el CPF. El valor mínimo que alcanza la frecuencia corresponde a 48.94 [Hz] a los 17 segundos postcontingencia, por lo que no se produce desprendimiento de carga por acción de EDAC. La frecuencia se restituye por sobre los 49,3 [Hz] dentro de los 2 minutos de simulación. Se puede ver el aporte instantáneo que realizan los BESS del orden de 50 [MW] en alrededor de 3 segundos postcontingencia, posterior a que la frecuencia desciende bajo 49,7 [Hz].

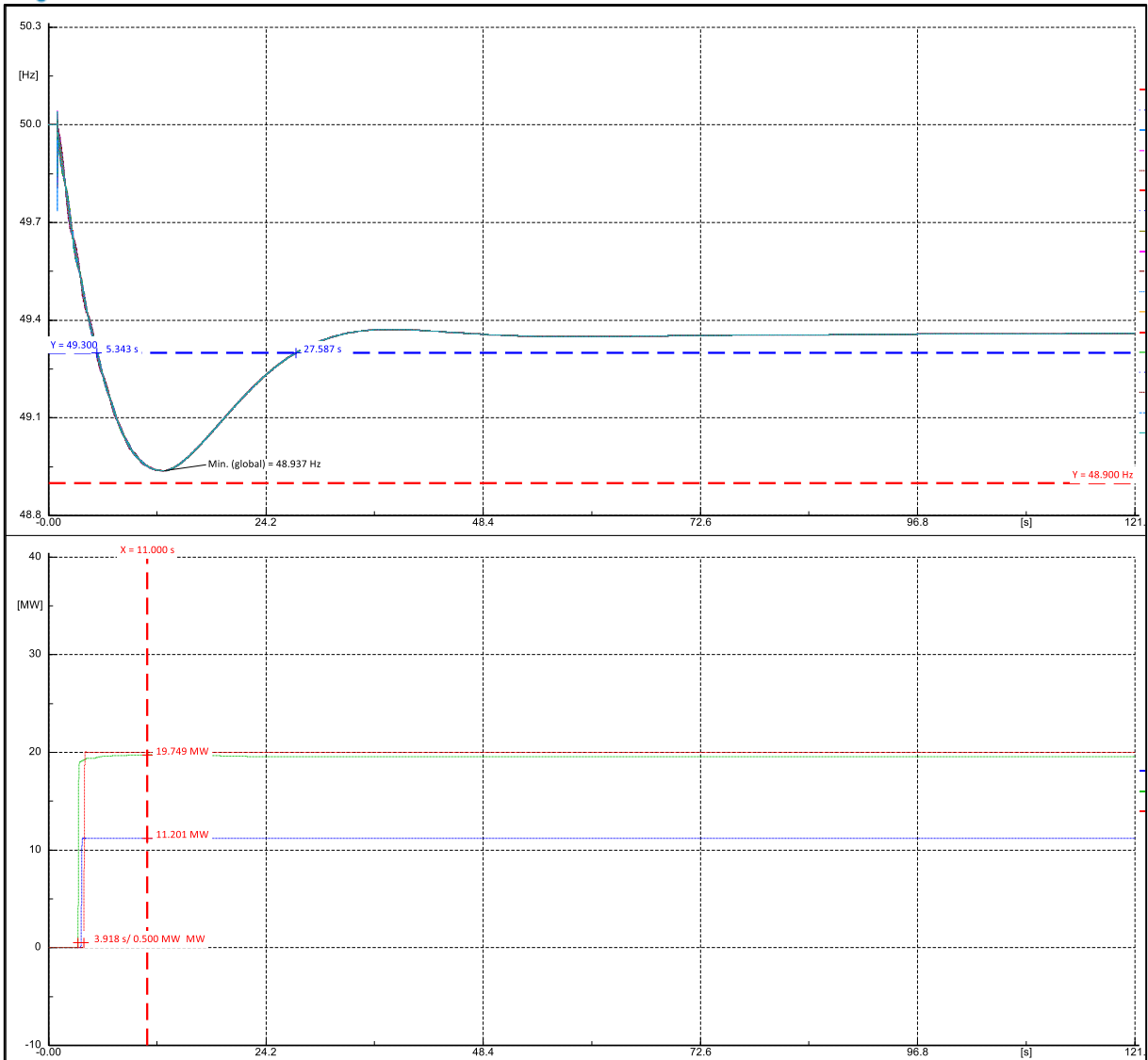


Figura 12: Respuesta frecuencia SEN y potencia eléctrica BESS Andes (azul), Angamos (verde) y Cochrane (rojo). Unidades participantes CPF 2xRalco, 2xTG2 (Gasatacama) y U14-15-16

A partir de los resultados con y sin BESS, se desprende que los requerimientos de reserva, tanto para efectos del aporte al CPF a los 10 segundos como para el aporte permanente al CPF, son similares. Además, se puede concluir que en el horizonte del estudio no se requiere estrictamente contar con los equipos BESS, dado que puede ser sustituido con CPF a los 10 segundos en una proporción levemente mayor.

4.1.5 Efecto del Monto de la Potencia Desconectada en las Reservas ante Contingencias de Generación

4.1.5.1 Metodología

Se busca determinar los montos de potencia desconectada asociados al desprendimiento de carga por acción del EDAC, esto pues hay instantes donde la unidad de mayor generación no alcanza los 400 [MW]. Por lo tanto, se realizan simulaciones para distintos montos de potencia desconectada, para las condiciones más desfavorables de inercia (demanda baja día), CRF (cero) y CPF (unidades con menor aporte inicial).

Se realiza un proceso iterativo donde se va reduciendo la generación de la unidad que se considera para la contingencia de severidad 5. Esta corresponde a un ciclo combinado que inyecta en San Luis al igual que en la mayoría de los casos descritos en los puntos anteriores.

Se considera en todos los casos las mismas condiciones y montos de reserva para CPF, pues este análisis enfatiza evitar el descenso de la frecuencia que activa el EDAC y no el balance de generación y demanda.

4.1.5.2 Resultados

Luego de algunas iteraciones, para los 240 [MW] de potencia desconectada se logró evitar el descenso de la frecuencia a valores que producen el desprendimiento de carga por acción del EDAC. El destalle de los resultados se puede apreciar en las figuras 13, 14 y 15.

En la figura 13 se visualiza la frecuencia eléctrica del SEN, para tres iteraciones de montos de potencia desconectada. A medida que se considera un menor monto desconectado, se aprecia una menor tasa de caída de frecuencia y el valor mínimo se alcanzó entre los 11 y 20 segundos postcontingencia.

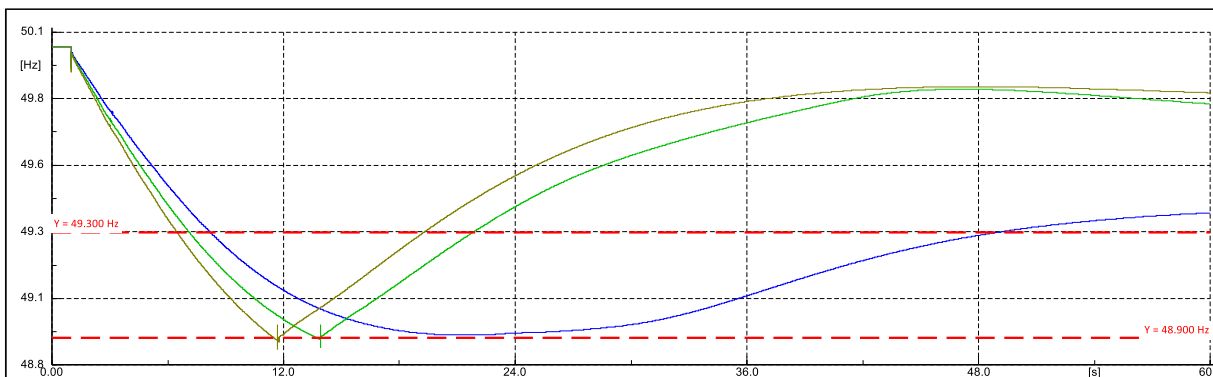


Figura 13: Frecuencia eléctrica para 300 [MW] (café), 275 [MW] (verde) y 240 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

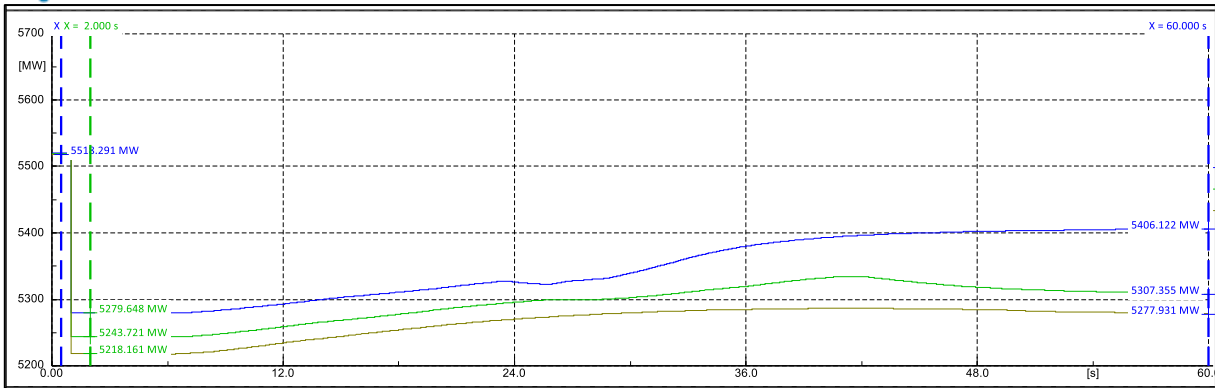


Figura 14: Potencia turbina para 300 [MW] (café), 275 [MW] (verde) y 240 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

En la figura 14 se puede ver la potencia de turbina total del SEN, donde en las variaciones discontinuas iniciales se puede verificar el monto asociado al desbalance producido por la contingencia considerada. Se pueden ver montos crecientes de potencia postcontingencia inicial y final, donde en el tercer caso se realiza un mayor uso de reserva para CPF. Esto se debe que el balance entre generación demanda se alcanza solo mediante la reducción de carga por efecto de la tensión y la frecuencia, y no por acción del EDAC.

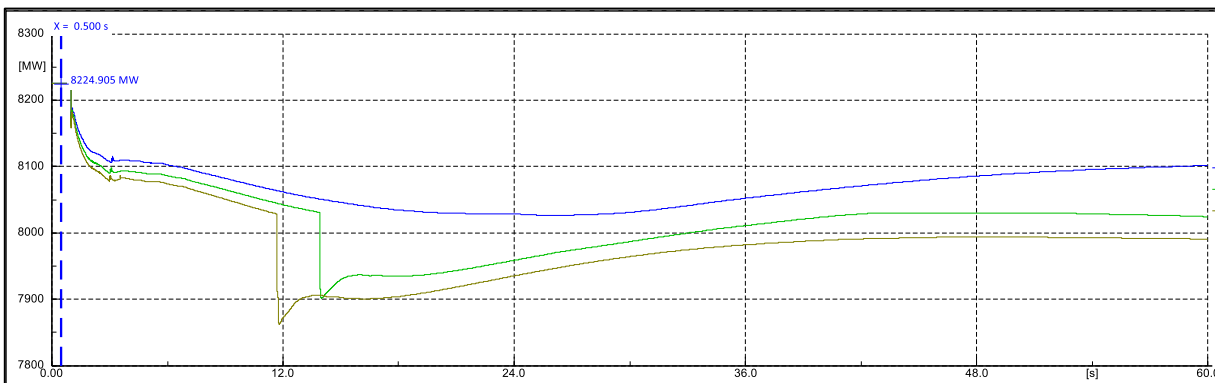


Figura 15: Carga total SEN para 300 [MW] (café), 275 [MW] (verde) y 240 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

En la figura 15 se muestra la carga total del SEN, donde puede verse que solamente en los primeros 2 casos se tienen reducciones discontinuas por el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Mientras que el tercer caso (azul) se visualiza que la carga evoluciona de manera continua luego de la contingencia.

4.1.5.3 CPF con aporte de BESS con unidades hidráulicas

En este caso se busca determinar el monto de potencia desconectada asociado al desprendimiento de carga por EDAC, pero en condiciones más favorables de rapidez de recursos para CF. Se hace una análisis adicional considerando el aporte de los equipos BESS presentes en el SEN, además de contar

con unidades hidráulicas participantes en el CPF. Las unidades participantes en el CPF corresponden a las mismas del punto 4.1.3.3 (4xEl Toro) y que se detallan con su aporte inicial y de régimen permanente en la tabla 9. En estas condiciones se realizó el mismo proceso iterativo descrito en el punto anterior, sin embargo, en este caso fueron evaluados montos de potencia desconectada mayores, lo cual es coherente con las mejores condiciones consideradas.

Luego de algunas iteraciones, para los 365 [MW] de potencia desconectada se logró evitar el descenso de la frecuencia a valores que producen el desprendimiento de carga por acción del EDAC. el destalle de los resultados se muestran en las figuras 16, 17 y 18.

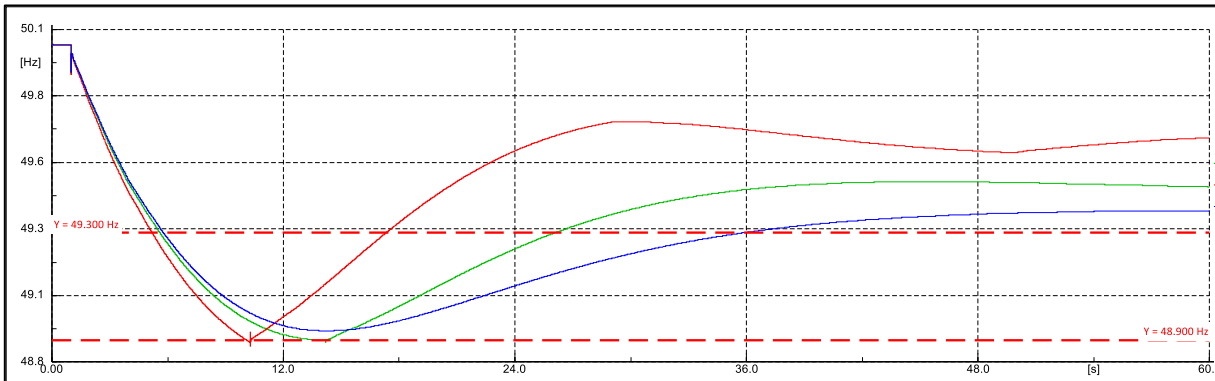


Figura 16 Frecuencia eléctrica para 400 [MW] (rojo), 375 [MW] (verde) y 365 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

En la figura 16 se visualiza la frecuencia eléctrica del SEN, para tres iteraciones de montos de potencia desconectada. A medida que se considera un menor monto desconectado, se aprecia una menor tasa de caída de frecuencia y el valor mínimo se alcanzó entre los 11 y 20 segundos postcontingencia.

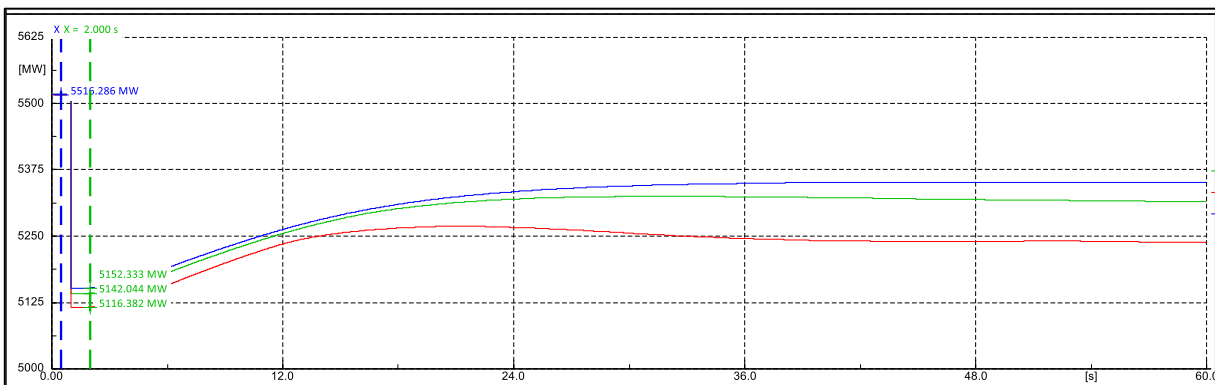


Figura 17 Potencia turbina para para 400 [MW] (rojo), 375 [MW] (verde) y 365 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

En la figura 17 se puede ver la potencia de turbina total del SEN, en las variaciones discontinuas iniciales se puede verificar el monto asociado al desbalance producido por la contingencia considerada. Se pueden ver montos crecientes de potencia postcontingencia inicial y final, donde

en el tercer caso se realiza un mayor uso de reserva para CPF. Esto se debe que el balance entre generación demanda se alcanza solo mediante la reducción de carga por efecto de la tensión y la frecuencia, y no por acción del EDAC.

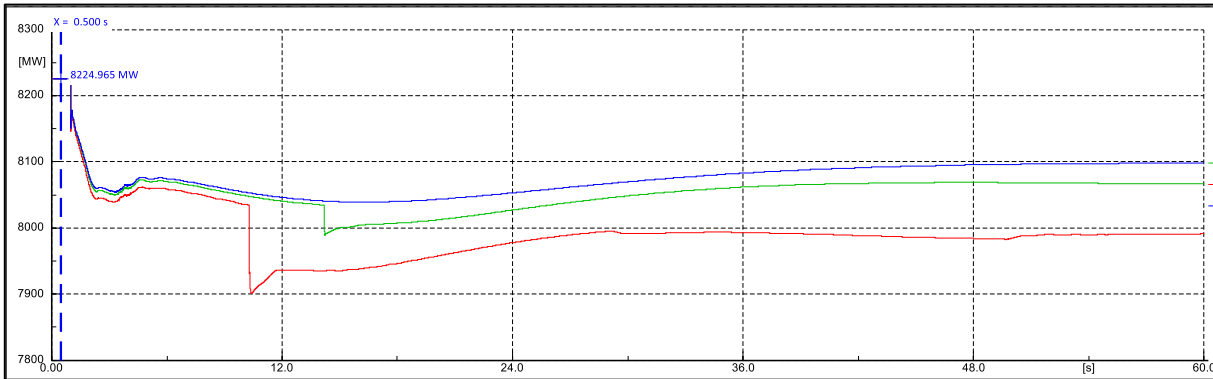


Figura 18 Carga total SEN para 400 [MW] (rojo), 375 [MW] (verde) y 365 [MW] (azul) de potencia desconectada. Escenario demanda baja día.

En la figura 18 se muestra la carga total del SEN, donde puede verse que solamente en los primeros 2 casos se tienen reducciones discontinuas por el desprendimiento de carga por acción del EDAC. Mientras que el tercer caso (azul) se visualiza que la carga evoluciona de manera continua luego de la contingencia.

A partir de estos análisis se puede concluir que, en instantes donde las unidades de mayor capacidad se encuentran con generación bajo los 240 [MW], no debiera haber desprendimiento de carga ante simple contingencia, ante cualquier condición de unidades participantes en el CPF. Esto implicaría relajar la restricción de aporte inicial, a menos que las condiciones de inercia sean menores a la mínima prevista. En condiciones más favorables de CPF (4xEl Toro) y con el aporte de BESS, en instantes donde la generación máxima de las unidades se encuentra bajo los 365 [MW], se puede evitar que ocurra la activación del EDAC. Estos resultados pueden dar pie a análisis más detallados sobre la conveniencia de mantener restricciones de reserva en todo momento, aun cuando se tenga la certeza que la unidad de mayor generación no supera los 250 – 300 [MW].

4.1.6 Verificación Escenarios Demanda Máxima y Demanda Mínima

En esta sección se presentan los resultados de simulaciones dinámicas para escenarios de demanda máxima y mínima, que permite verificar que los montos y requerimientos determinados para CPF para afrontar salidas intempestivas de generación cumplen con los estándares de la NT.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para la frecuencia y balance en régimen permanente. El resto de los resultados de las variables relevantes para la verificación del comportamiento dinámico del SEN se incorporan como parte de los anexos de este informe.

4.1.6.1 Escenario Demanda Máxima Día

Para escenarios de demanda alta con alta generación ERV en la Zona Norte del SEN, se analizó la respuesta dinámica ante la salida intempestiva de la unidad de mayor capacidad. Este corresponde a escenario detallado en las tablas 5 y 6 del punto 4.1.2. La reserva para CPF se distribuye en las unidades térmicas del Norte detalladas en la tabla 13 y se considera el EDAC vigente.

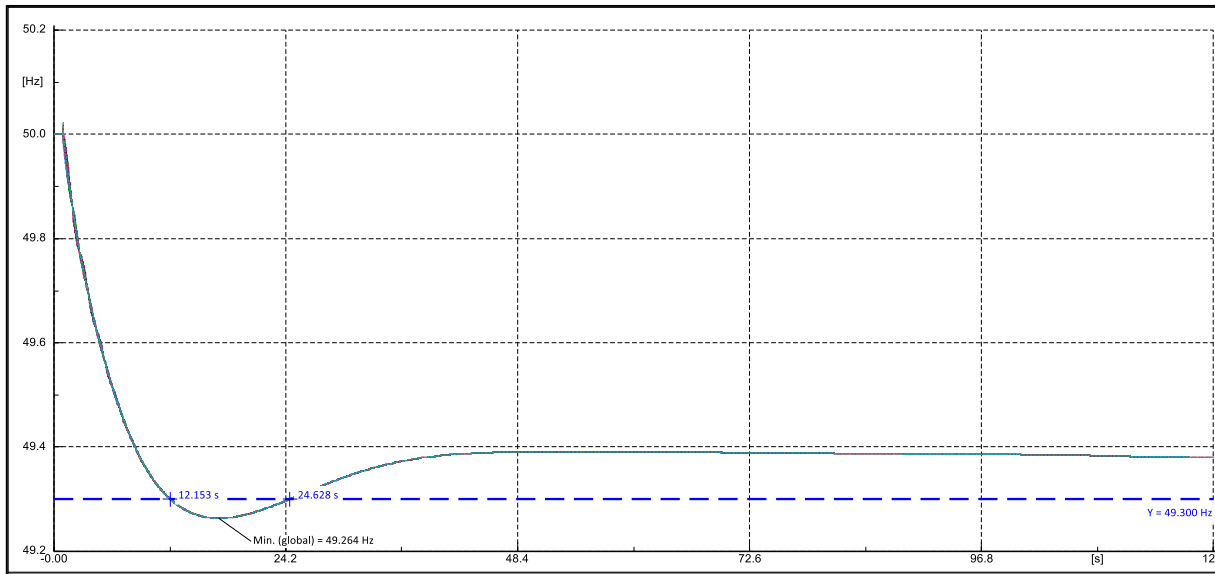


Figura 19: frecuencia eléctrica [Hz] escenario demanda máxima día.

De la figura 19, se observa que la frecuencia desciende hasta 49.26 [Hz] sin activar el primer escalón del EDAC. La frecuencia de postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.40, 5.42 y 5.30 de la NT. Se aprecia que las unidades consideradas para participar en el CPF para este escenario realizan un aporte menor al estimado, debido que el error permanente de frecuencia es menor a 0,7 [Hz]. El detalle de los aportes por unidad participante en el CPF se muestra en la tabla 13 y en la figura 20.

Tabla 13: Resultados aporte CPF. Escenario demanda máxima día

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DlgSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584.0	250.0	30.0	16.0	18.5	14.6	18.5
ANG2	carbón	1584.0	250.0	34.4	18.4	18.5	17.1	18.5
CCH1	carbón	1273.8	220.0	54.0	38.3	54.0	37.3	54.2
CCH2	carbón	1273.8	220.0	54.0	30.8	41.9	30.0	42.1
Guacolda U1	carbón	762.5	110.0	40.0	33.8	39.6	33.2	39.6
Guacolda U2	carbón	762.5	110.0	40.0	25.7	29.7	25.1	29.7
Guacolda U3	carbón	885.2	135.0	17.0	14.3	13.5	13.5	13.5
Guacolda U4	carbón	885.2	135.0	17.0	14.3	13.5	13.5	13.5
Guacolda U5	carbón	811.7	140.0	14.0	14.7	7.5	14.0	7.5
IEM	carbón	2011.1	350.0	49.8	16.4	15.4	14.6	15.4
NTO1	carbón	704.3	125.0	13.8	4.8	9.7	4.4	9.8
			364.0	227.6	261.9	217.3	262.3	

De la figura 21, denominada "Balance", se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 264 [MW] (8356 – 8092).
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 172 [MW] (10526 – 10354).
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 30 [MW] (483 – 453).
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia, esto es, $(264 + 172 - 30) = 406$ [MW]

Los resultados de la verificación para el caso con BESS como así también el detalle de los aportes se adjunta en el anexo 6.1.

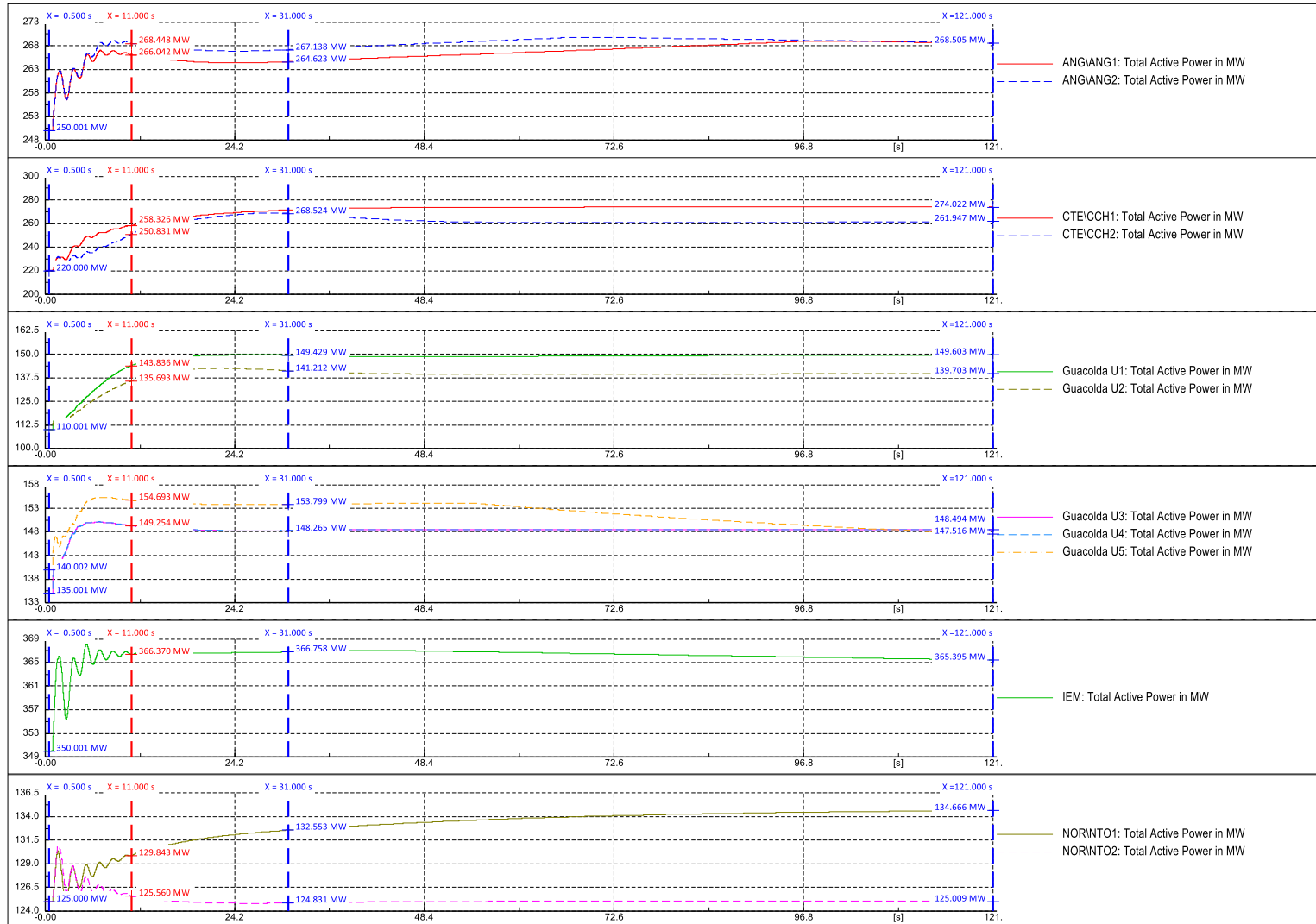


Figura 20: Potencia Eléctrica unidades consideradas en CPF. Escenario demanda máxima día

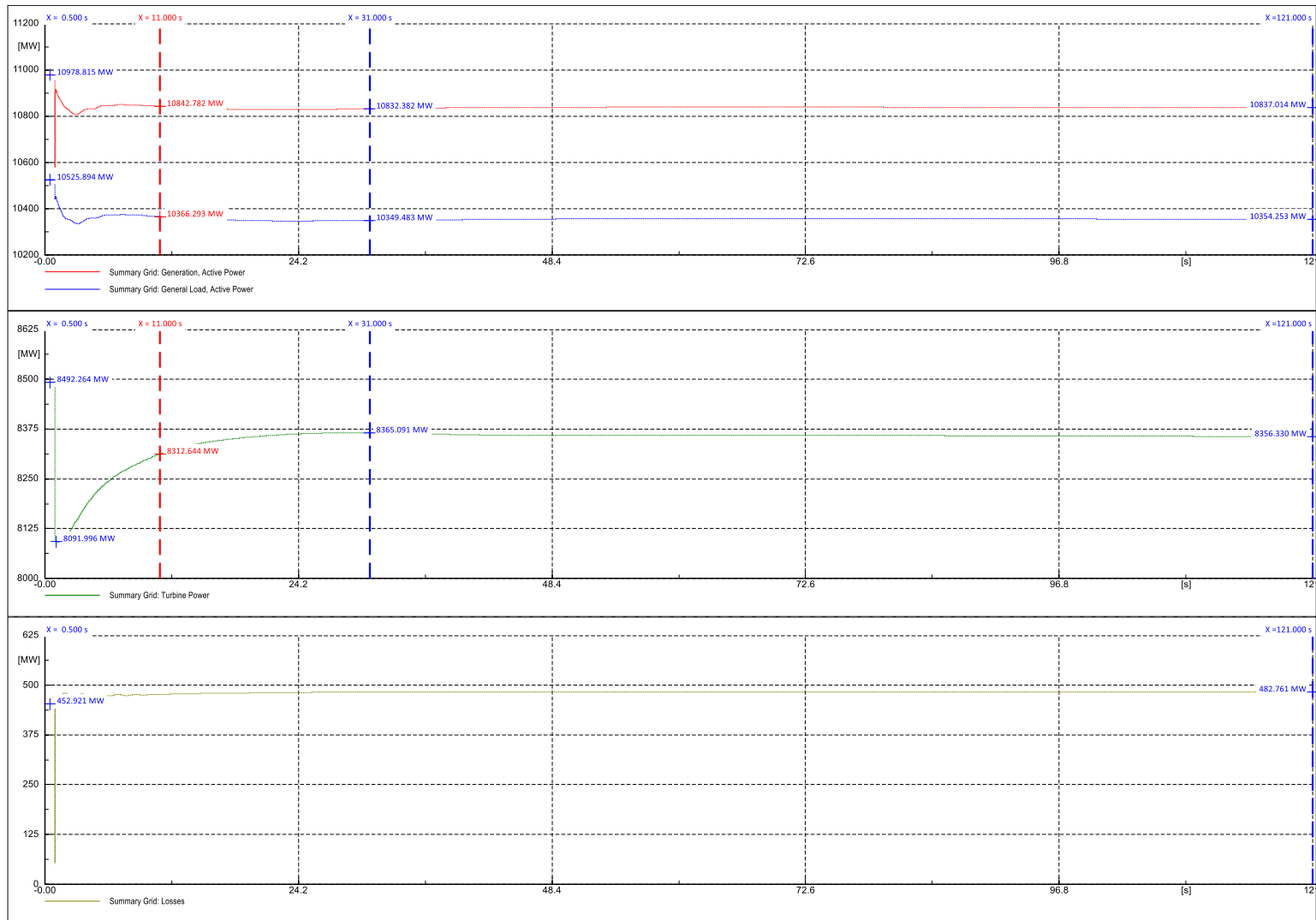


Figura 21: Resultados balance potencia [MW] Escenario demanda máxima día

4.1.6.2 Escenario Demanda Máxima Noche

Este corresponde a un escenario de demanda máxima durante la noche (22:00 horas), considerando bajo aporte ERV. El parque generador es mayoritariamente convencional y las unidades térmicas de la zona Norte están operando económicamente a plena carga en su gran mayoría. Estas serían las condiciones de mayor inercia en el Sistema y el detalle de los despachos se encuentra en el punto 4.1.2. No obstante, se pretende evaluar las condiciones de mayor de inercia y, por tanto, se reemplaza toda la generación ERV por convencional solamente para efectos de esta verificación.

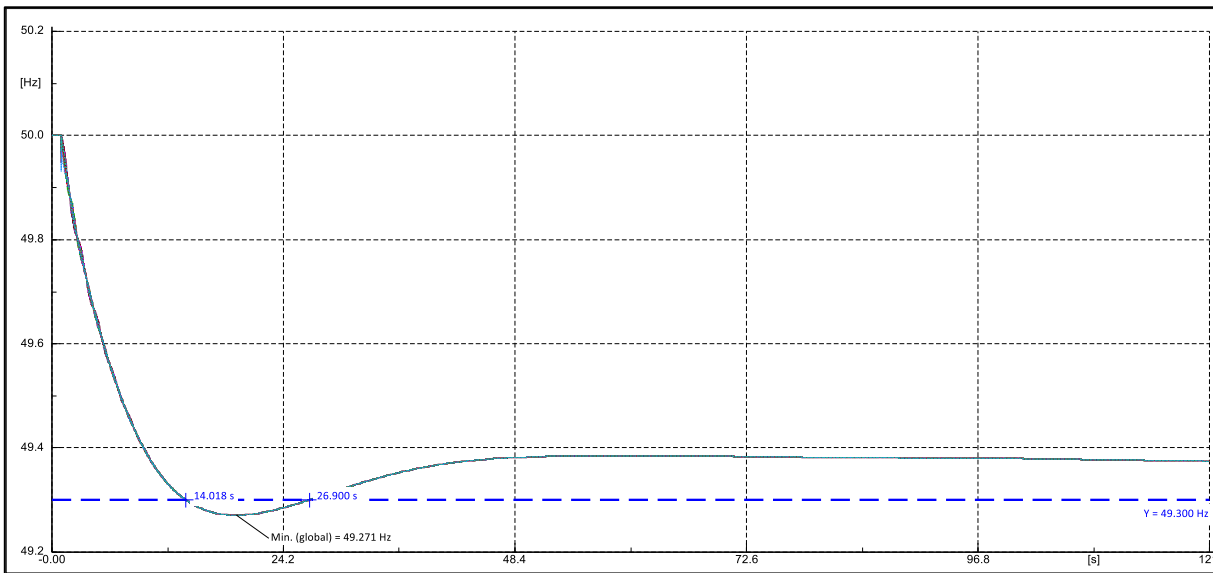


Figura 22: Frecuencia eléctrica [Hz] escenario demanda máxima noche

De la figura 22, se observa que la frecuencia desciende hasta 49,27 [Hz], lo que no activa escalones del EDAC. La frecuencia de postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49,30 [Hz], lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.40, 5.42 y 5.30 de la NT. Se aprecia que las unidades consideradas para participar en el CPF para este escenario realizan un aporte menor al estimado, debido que el error permanente de frecuencia es menor a 0,7 [Hz]. El detalle de los aportes se muestra en la tabla 14 como así también en la figura 23.

Tabla 14: Resultados aporte CPF. Escenario demanda máxima noche

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DtgSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584.0	250.0	30.0	16.2	18.7	14.6	18.8
ANG2	carbón	1584.0	250.0	34.4	18.5	18.7	17.1	18.8
CCH1	carbón	1273.8	220.0	54.0	37.9	54.0	36.8	54.2
CCH2	carbón	1273.8	220.0	54.0	27.2	43.1	26.1	43.2
Guacolda U1	carbón	762.5	110.0	40.0	32.2	39.9	31.4	40.1
Guacolda U2	carbón	762.5	110.0	40.0	24.1	30.0	23.4	30.0
Guacolda U3	carbón	885.2	135.0	17.0	14.4	12.6	13.5	13.5
Guacolda U4	carbón	885.2	135.0	17.0	14.4	12.6	13.5	13.5
Guacolda U5	carbón	811.7	140.0	14.0	14.8	8.5	14.0	7.7
IEM	carbón	2011.1	350.0	49.8	16.5	15.4	14.6	15.4
NT01	carbón	704.3	120.0	18.8	4.6	9.8	4.0	9.9
			369.0		220.7	263.3	209.0	265.1

De la figura 24, denominada “Balance”, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 267 [MW] (10768 – 10501).
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 141 [MW] (10467 – 10326).
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 10 [MW] (425 – 415).
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia, esto es, $(267 + 141 - 10) = 398$ [MW]

Los resultados de la verificación para el caso con BESS se adjunta en el anexo 6.1.

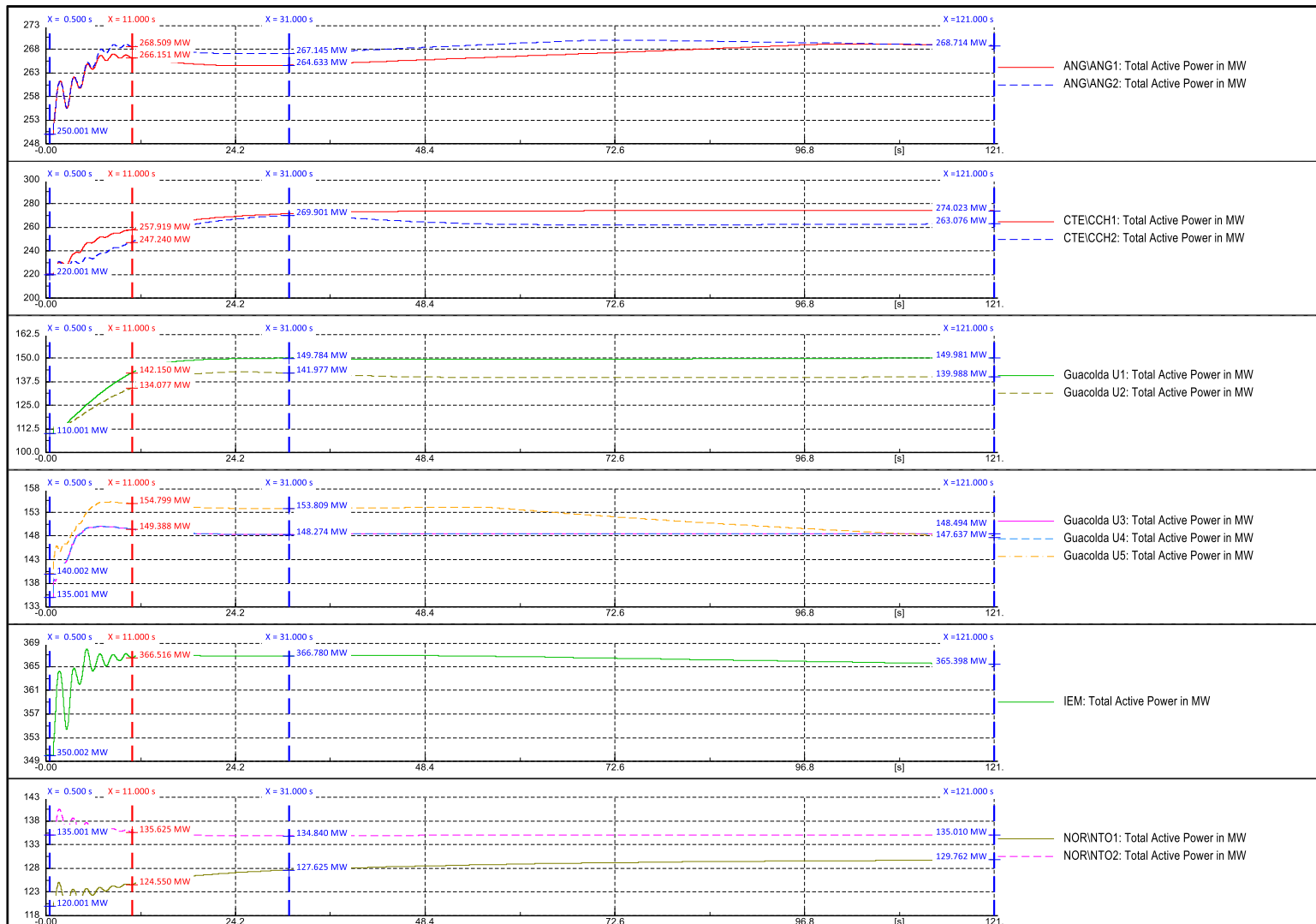


Figura 23 Potencia Eléctrica Unidades Consideradas en CPF Escenario Demanda Máxima noche

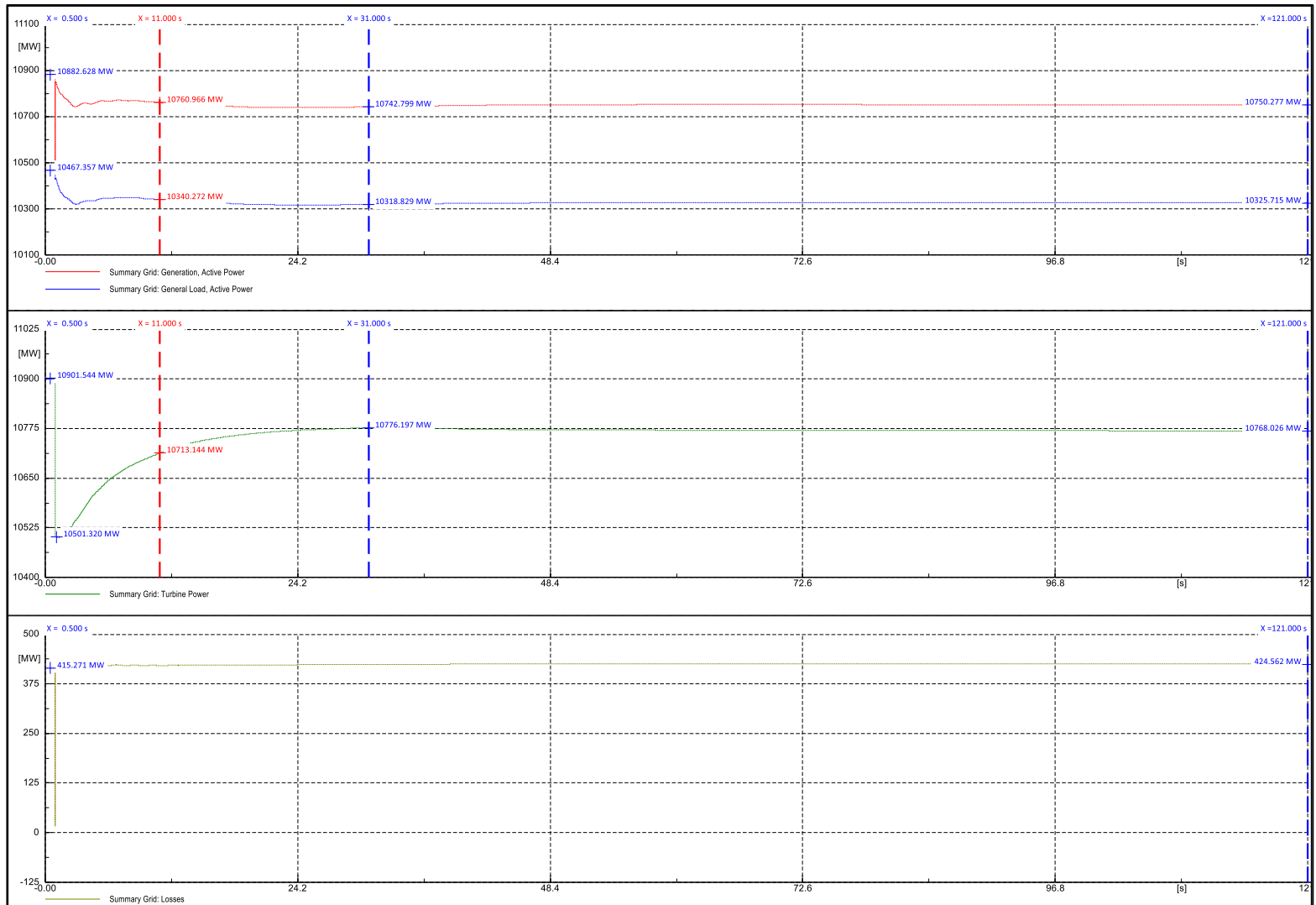


Figura 24: Resultados Balance Potencia [MW] Escenario Demanda Máxima noche

4.1.6.3 Escenario Demanda Mínima

Este corresponde al escenario de demanda mínima sistémica, que se estima ocurrirá el 1º de enero de 2019 a las 05:00 hrs. La demanda total del sistema se encuentra en torno a los 7629 [MW] y se tiene una inyección ERV sobre los 670 [MW].

Cabe destacar que, no fue posible alcanzar los 49.3 [Hz] postcontingencia de régimen permanente con las reservas obtenidas para el escenario de demanda baja día, correspondientes a 275 [MW]. Esto se debe a que el escenario de demanda baja día, al haber un mayor nivel de demanda, se tiene una mayor reducción de la carga por variación de la frecuencia. Por lo tanto, se incrementó la reserva en giro para que las unidades entregasen un mayor aporte, el cual corresponde a alrededor de 287 [MW]. En estas condiciones se llevó a cabo la verificación dinámica, cuyos resultados se muestran en las figuras 28, 29 y 30.

En la figura 25, se observa que la frecuencia disminuye hasta 48.957 [Hz], lo que no activa la acción del EDAC. La frecuencia de postcontingencia de régimen permanente es mayor a 49.3 Hz, lo cual implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.40, 5.42 y 5.30 de la NT SyCS. Por lo tanto, para alcanzar una frecuencia de régimen permanente mayor o igual a 49,3 [Hz] en este escenario, se establece que el monto mínimo de reserva de CPF para atender contingencias de generación es 287 [MW].

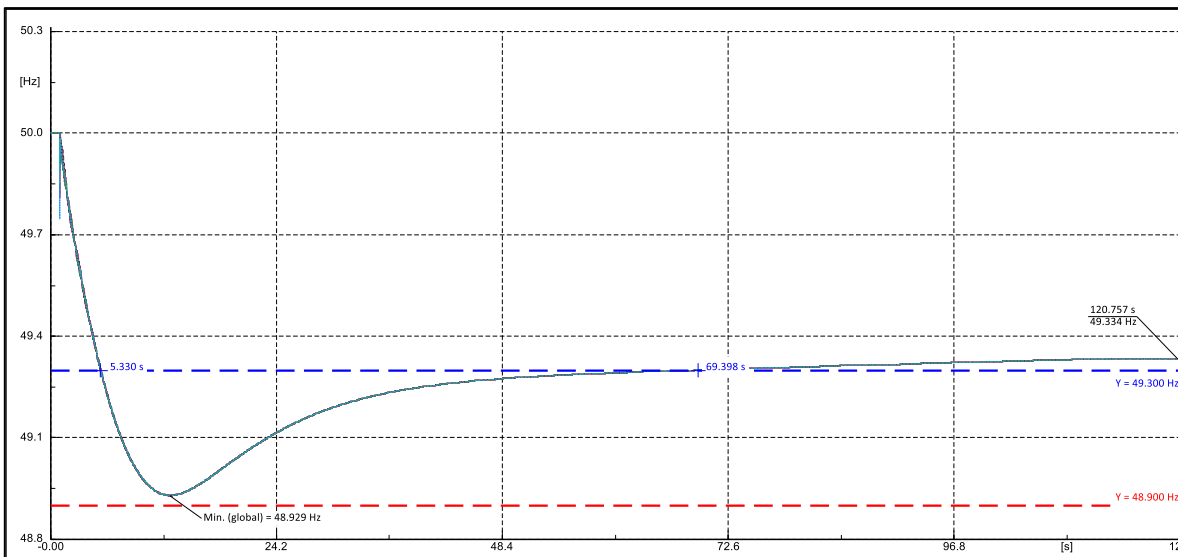


Figura 25: Frecuencia eléctrica escenario demanda máxima noche

El detalle de los aportes por cada unidad que se consideró participante del CPF se muestra en la tabla 15 y en la figura 26.

Tabla 15: Resultados aporte CPF. Escenario demanda mínima.

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DigSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584.0	252.3	27.7	14.9	18.8	13.5	18.8
ANG2	carbón	1584.0	252.3	32.1	17.4	20.3	16.0	20.2
CCH1	carbón	1273.8	232.3	41.7	30.3	41.7	29.2	41.8
CCH2	carbón	1273.8	232.3	41.7	30.3	41.7	29.2	41.8
Antuco U1	hidro	752.0	109.3	47.8	35.3	50.2	34.9	50.1
Antuco U2	hidro	752.0	109.3	42.7	35.3	45.2	34.9	45.1
El Toro U1	hidro	302.6	88.3	34.3	24.1	34.4	23.9	34.3
El Toro U2	hidro	302.6	88.3	34.3	24.1	34.4	23.9	34.3
			302.7	211.8	286.8	205.4	286.4	

De la figura 27, denominada “Balance”, se cuantifica lo siguiente:

- La reserva de potencia utilizada es del orden de 288 [MW] (6880 – 6592).
- La pérdida de consumo por EDAC de baja frecuencia, al momento de desprendimiento de carga, es cero.
- La reducción del consumo debido a la caída de la tensión y de la frecuencia es 123 [MW] (7353 – 7230).
- El aumento de pérdidas de potencia en el SEN es del orden de 11 [MW] (296 – 285).
- El aporte que efectúa el sistema al déficit de generación, se determina como la suma de la reserva de potencia utilizada más la variación total del consumo y menos el aumento de pérdidas de potencia, esto es, $(288 + 123 - 11) = 400$ [MW]

Los resultados de la verificación para el caso con BESS se adjunta en el anexo 6.1.

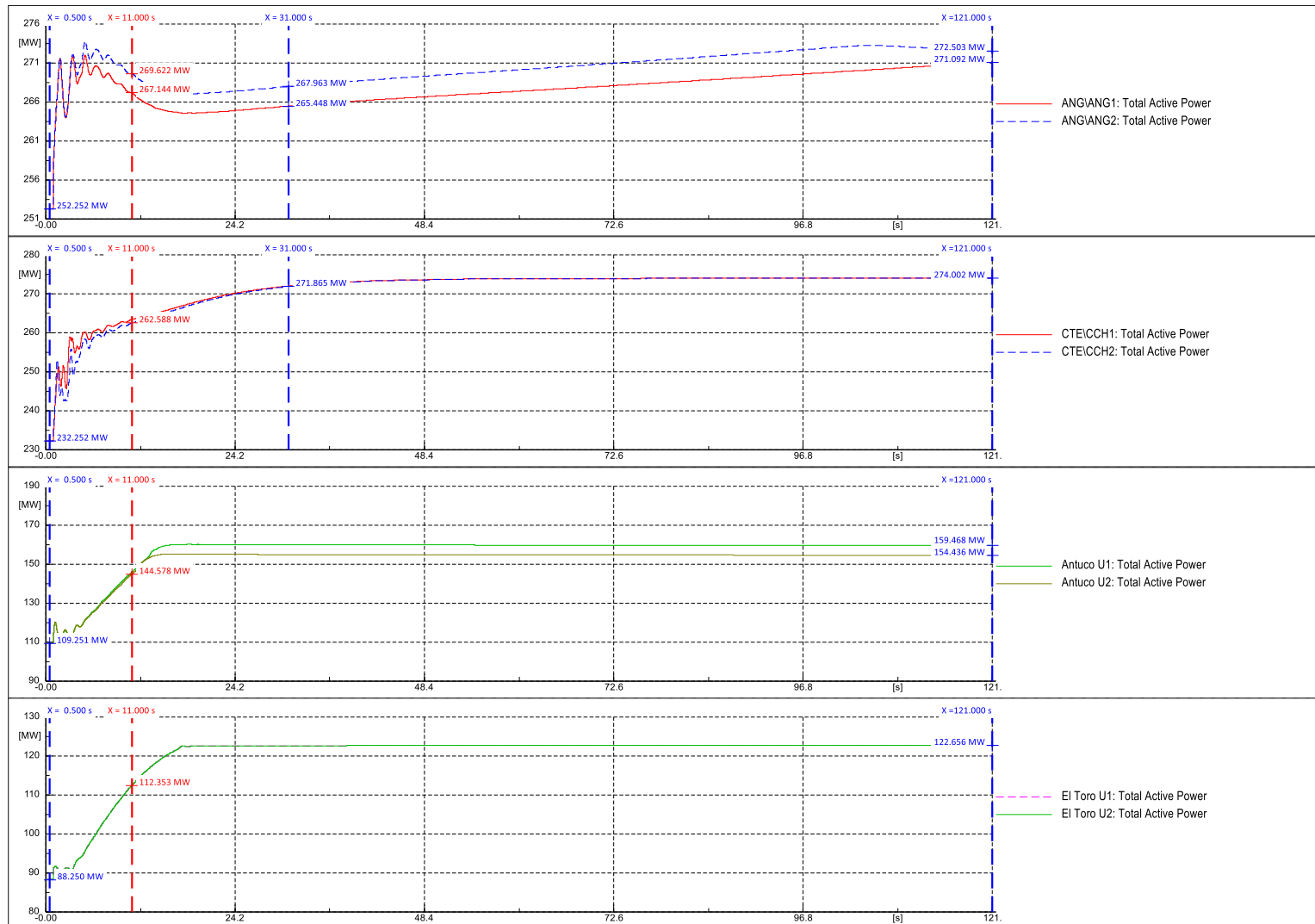


Figura 26 Potencia eléctrica unidades consideradas en CPF. Escenario demanda mínima

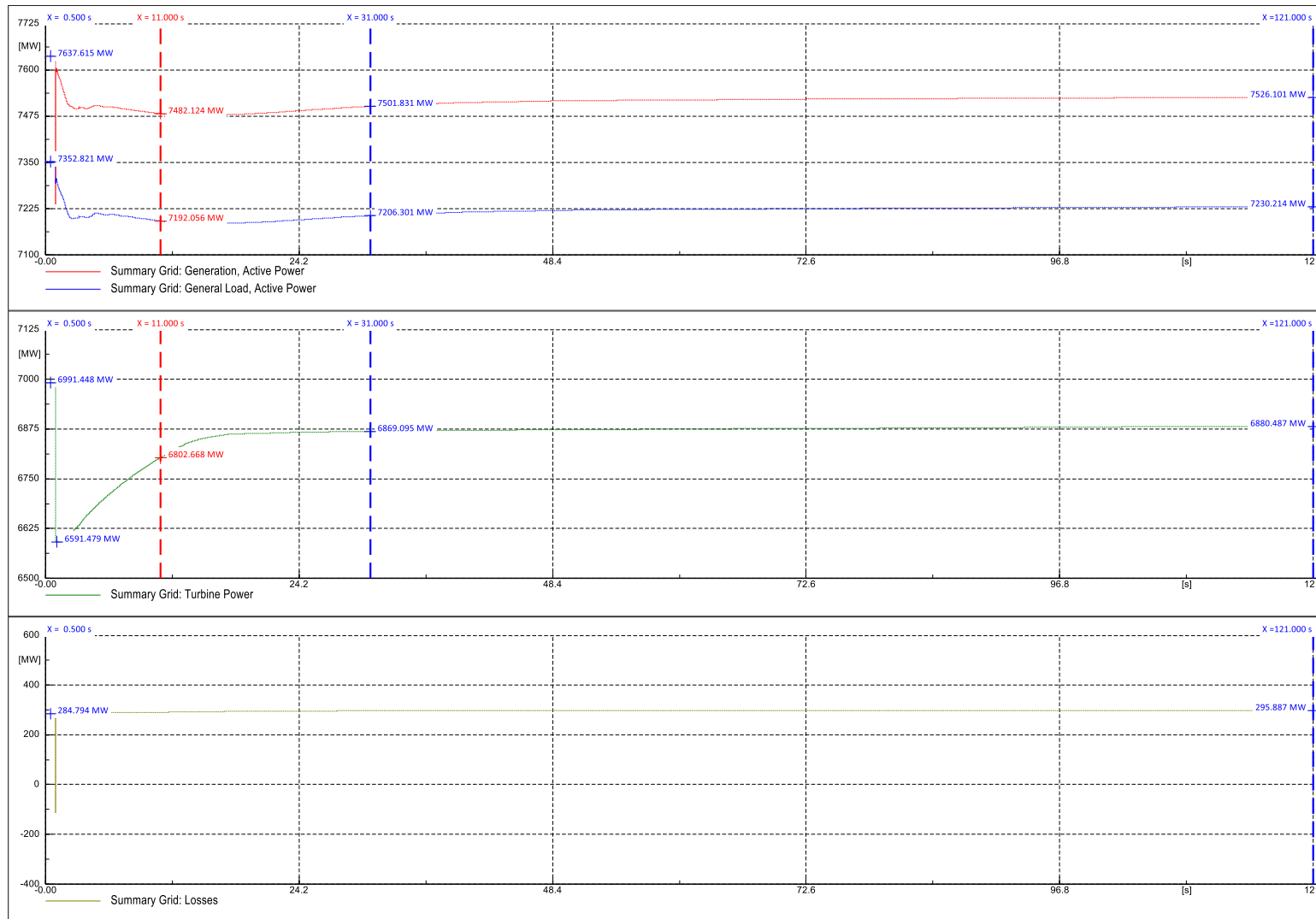


Figura 27: Resultados balance potencia [MW]. Escenario demanda mínima.

4.1.7 Resumen de Resultados

Se determinaron los requerimientos mínimos de reserva para CFP ante contingencias operando con y sin BESS en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio. En base a estos resultados se estableció que los requerimientos con y sin BESS son similares, tanto para el aporte del CPF a los 10 segundos como para el permanente al CPF. Por lo tanto, en el horizonte del estudio no se requiere estrictamente BESS, dado que puede ser sustituido con CPF a los 10 segundos postcontingencia en una proporción levemente mayor.

A partir de los resultados de la verificación dinámica para otros escenarios exigentes previstos, se requirió incrementar las reservas de 275 a 287 [MW] para atender contingencias de generación. Esto se debe a que, en las condiciones de demanda mínima, no fue posible alcanzar los 49,3 [Hz] de frecuencia postcontingencia de régimen permanente con las reservas determinadas para demanda baja día.

Para otras contingencias, como por ejemplo la pérdida de la interconexión del SEN y/o mayores montos de generación, pudiera requerirse otra distribución y/o montos. Se entiende que esos análisis exceden los alcances de este Estudio.

Cabe señalar que, ante la desconexión de grandes unidades (IEM, Kelar, U16 de Central Tocopilla), de no contarse con la suficiente reserva dinámica de reactivos en el Norte Grande, puede haber riesgos para la operación del SEN para escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y altas transferencias Cumbre → Changos. Esto se debe a que se tendría una proporción desfavorable de reservas para CPF efectiva que conlleva un alto incremento de transferencias postcontingencia lo que, a su vez, traería un riesgo de colapso de tensión por déficit de potencia reactiva. La reserva de reactivos dinámicos del norte grande debe ser suficiente para afrontar la pérdida de los reactivos de la unidad que sale intempestivamente y, además, el aumento de pérdidas de reactivos que deriva del incremento de transferencias que conlleva la acción los controladores de carga/velocidad de las unidades del centro sur, participantes del CPF. Esta situación se entiende que debe abordarse considerando una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN bajo dichas circunstancias. No se justifica establecer restricciones de reserva para CPF considerando que, para las condiciones más desfavorables en términos de la estabilidad de frecuencia, no fueron detectados riesgos. Esto, además, tomando en cuenta que la inclusión de esas restricciones pueden traducirse en un aumento de los costos de operación y/o los tiempos de simulación de las herramientas de programación.

Finalmente, estas simulaciones corresponden a la condición de reserva más desfavorable, en cuanto a que se realizaron con una reserva total del orden de 287 [MW], lo que corresponde sólo al monto de reserva asignado al CPF para atender contingencias de generación. Esto permite garantizar que la frecuencia post falla simple de régimen permanente siempre será mayor a 49,3 [Hz], ya que como condición desfavorable también se ha asumido que justo en el instante de ocurrir la desconexión de generación se agotó la reserva para fluctuaciones instantáneas de la demanda neta. Lo anterior, se fundamenta debido a que el periodo de las fluctuaciones naturales de la demanda es inferior al

periodo de la evolución de la contingencia, que incluye el tiempo requerido para reponer las cargas con las reservas para CSF y CTF.

4.1.8 Reservas de CPF ante Contingencias de Consumos

4.1.8.1 Metodología

Para evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante la desconexión intempestiva de altos montos de consumos, de manera de determinar cuál sería la reserva mínima para contingencias para atender excedentes de generación, se consideró la desconexión de 220 [MW] correspondiente a consumos abastecidos desde S/E El Minero (el mayor consumo disponible en las condiciones más desfavorables previstas, de acuerdo con la BD DIgSILENT usada).

En estas circunstancias solamente fueron determinados requerimientos mínimos para CPF, dado que corresponden a montos de desbalances menores que en el caso de contingencias de generación, lo que resulta en una menor excursión de la frecuencia. Además, a diferencia del caso de subfrecuencia (EDAC), no existe una restricción que permita establecer un criterio específico que cumplir. Respecto de los rangos de sobrefrecuencias exigibles a unidades de generación, lo que corresponde también a una exigencia técnica, estos son relativamente altos respecto la excursión de frecuencia evidenciada en las simulaciones.

Se consideran las condiciones más desfavorables, que en este caso solo aplica a los escenarios de menor inercia, ante lo cual, en primera instancia se toma en cuenta un escenario de demanda baja de día. No obstante, la NT SyCS establece en el artículo 3-16 que los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos y fotovoltaicos reduzcan su aporte ante sobrefrecuencias (esquemas de HFRT, High-Frequency Ride-Trough). Por lo tanto, se evaluaron también condiciones de baja demanda noche, con menor generación ERV.

4.1.8.2 Resultados

La respuesta del sistema cumplió con los estándares establecidos en la NT SyCS, alcanzando como frecuencia máxima los 50.47 [Hz] y estableciéndose posteriormente en los 50.26 [Hz]. Es del caso notar que como la frecuencia se estabiliza sobre los 50,2 [Hz], existe un pequeño aporte de las centrales ERV a las reservas de CPF por efecto de los HFRT. Sin embargo, este no fue considerado en estos análisis dada su baja magnitud relativa al total de aportes al CPF. Los resultados obtenidos para contingencias de consumos en los escenarios de demanda baja de día y noche se muestran en la tabla 16.

Tabla 16: Resultados Contingencias Consumos CPF mínimo requerido con BESS (DB día y noche)

Unidad	tipo	Despacho DigSILENT	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Mín Técnico	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
Antuco U1	hidro	109,0	60,0	-49,0	-14,4	-31,5	-14,9	-31,5
Antuco U2	hidro	109,0	60,0	-49,0	-16,8	-36,5	-17,2	-36,5
El Toro U1	hidro	92,7	0,0	-92,7	-11,7	-16,4	-11,9	-16,4
El Toro U2	hidro	92,7	0,0	-92,7	-11,7	-16,4	-11,9	-16,4
Pehuenche U1	hidro	253,0	126,0	-127,0	-8,6	-18,8	-9,1	-18,7
Pehuenche U2	hidro	253,0	126,0	-127,0	-6,1	-18,3	-6,6	-18,2
Ralco U1	hidro	342,0	90,0	-252,0	-4,9	-4,9	-5,7	-5,0
Ralco U2	hidro	342,0	90,0	-252,0	-4,1	-4,1	-5,0	-4,2
				-1041,4	-78,3	-147,0	-82,3	-146,8
Antuco U1	hidro	100,0	60,0	-40,0	-21,6	-36,9	-21,6	-36,9
Antuco U2	hidro	100,0	60,0	-40,0	-25,1	-44,0	-25,1	-44,1
El Toro U1	hidro	70,0	0,0	-70,0	-20,6	-19,4	-20,6	-19,4
El Toro U2	hidro	70,0	0,0	-70,0	-20,6	-19,4	-20,6	-19,4
Pehuenche U1	hidro	150,0	126,0	-24,0	-17,5	-22,5	-17,4	-22,3
Pehuenche U2	hidro	150,0	126,0	-24,0	-12,1	-21,1	-12,1	-21,0
Ralco U1	hidro	175,0	90,0	-85,0	-7,5	-5,8	-7,3	-5,7
Ralco U2	hidro	175,0	90,0	-85,0	-6,4	-5,7	-6,5	-5,7
				-438,0	-131,4	-174,7	-131,1	-174,6

Los resultados para el escenario día son menos conservadores que aquellos de noche debido a la presencia de esquemas de control de reducción de potencia activa ante sobrefrecuencias HFRT. Los requerimientos mínimos de reserva para contingencias de consumos en escenarios de noche son alrededor de -175 [MW]. Los resultados de la respuesta de la frecuencia del SEN y la reducción de aporte ERV por acción del HFRT se muestran en las figuras 28 y 29.

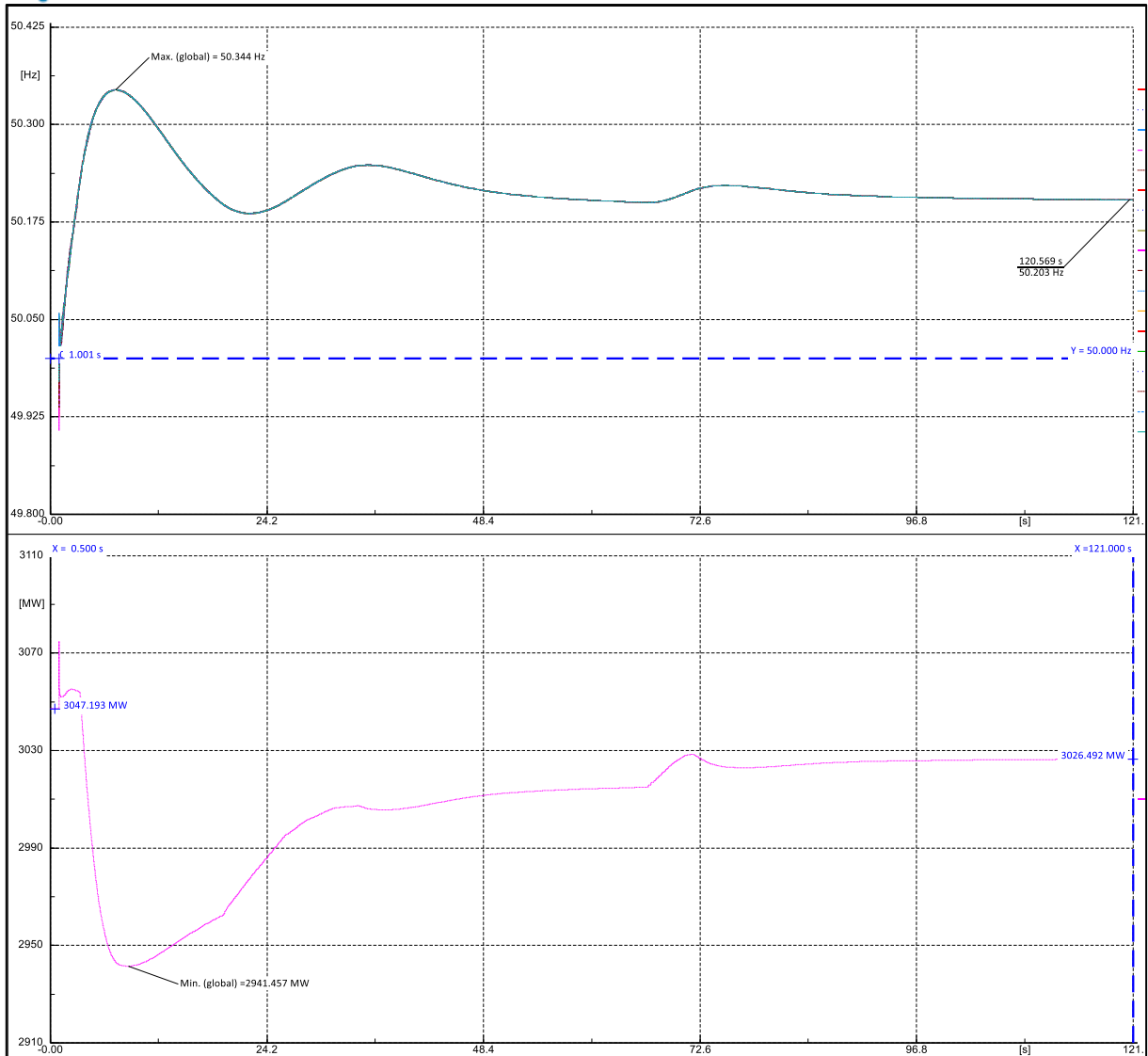


Figura 28: Respuesta frecuencia SEN y Potencia eléctrica total unidades ERV (magenta). Escenario demanda baja día.

En la figura 28 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN y la Potencia eléctrica total de las unidades ERV (Eólica y Solar). Se aprecia que la frecuencia máxima corresponde a 50,34 [Hz], lo que no activaría en ningún caso las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras. Además la frecuencia postcontingencia de régimen permanente es bastante inferior a los 50,7 [Hz], lo que implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.40, 5.42 y 5.30 de la NT SyCS. Se puede apreciar que el efecto de los esquemas de control HFRT se traduce en una reducción de alrededor de 105 [MW] que se traducen en un aporte al CF ante sobrefrecuencias. Lo anterior justifica el hecho de considerar otras condiciones más desfavorables de presencia de generación ERV, en condiciones similares de demanda e inercia.

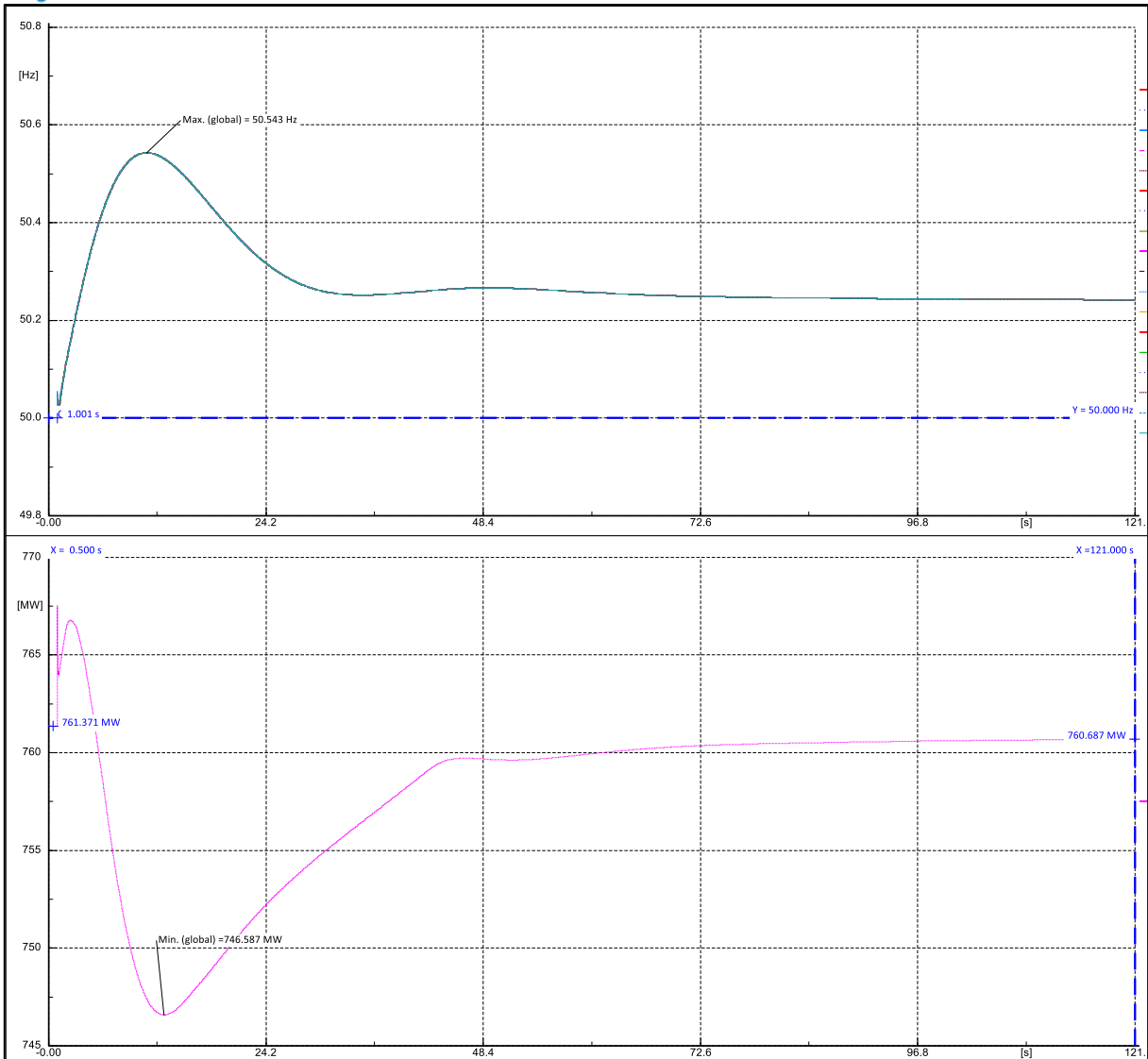


Figura 29: Respuesta frecuencia SEN y Potencia eléctrica total unidades ERV. Escenario demanda baja día.

En la figura 29 se muestra la frecuencia eléctrica del SEN y la Potencia eléctrica total de las unidades ERV (Eólica y Solar). Se aprecia que la frecuencia máxima corresponde a 50,54 [Hz], lo que no activaría en ningún caso las protecciones de sobrefrecuencia de las unidades generadoras. Además la frecuencia postcontingencia de régimen permanente es bastante inferior a los 50,7 [Hz], lo que implica que se cumple con lo establecido en los Art. 5.40, 5.42 y 5.30 de la NT SyCS. Se puede apreciar que el efecto de los esquemas de control HFRT solamente se traduce en una reducción de alrededor de 15 [MW].

Cabe señalar que, para todas las condiciones de reserva analizadas, la respuesta fue estable y las tensiones están dentro de los rangos admisibles.

4.2 Reserva de CPF ante Fluctuaciones Instantáneas de la Demanda Neta

4.2.1 Metodología

La ocurrencia de fluctuaciones instantáneas de la demanda neta se originan de manera aleatoria en todo momento del día. Particularmente, en el SEN existen consumos que presentan importantes fluctuaciones instantáneas de su carga, como, por ejemplo, las plantas de laminación.

Algunas fluctuaciones de carga tienen una cierta periodicidad de ocurrencia, como por ejemplo los consumos de plantas industriales de fabricación de acero (siderúrgicas) y plantas de la minería del cobre, en cambio otras fluctuaciones no presentan tal periodicidad, tal como la conexión y desconexión de alimentadores y/o líneas de transmisión.

Asimismo, otra de las fuentes de fluctuaciones proviene de las unidades generadoras que emplean recursos primarios variables, tal es el caso de los parques eólicos (en mayor medida), y solares. Estas fluctuaciones de la generación ERV producen efectos en la generación convencional, que actualmente es la que realiza el CPF, debiendo asignárseles un margen de reserva para atender tanto las fluctuaciones de la demanda como las de la inyección de la generación ERV.

Para efecto de considerar tanto la variabilidad de la demanda y la generación ERV, es que se considera efectuar los análisis sobre la Demanda Neta del SEN, lo que equivale a la demanda total del sistema descontando el efecto de las energías renovables con recursos primarios variables.

Estadísticamente, para poder rescatar desde los registros de datos de la demanda la componente asociada a las fluctuaciones intempestivas de la demanda, se recomienda que el período de muestreo sea menor que 10 veces la periodicidad de ocurrencia de las fluctuaciones de los consumos de las plantas industriales mencionadas de mayor frecuencia.

Cuando no existen registros de datos de los consumos, es conveniente emplear los registros de datos de la generación total del sistema, ya que el aporte de generación de las unidades tiende a responder con las fluctuaciones de los consumos.

Los análisis de las fluctuaciones instantáneas se efectúan en base a las diferencias entre los registros de demanda neta cada 10 segundos y los valores medios de 5 minutos. Estos tiempos tienen directa relación con los tiempos establecidos en la Resolución de SSCC para el CPF.

Las reservas para CPF, asociadas a las fluctuaciones instantáneas, son determinadas con el objetivo de cubrir estas máximas fluctuaciones, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96σ).

$$[RCPF_{FI}^{(-)}, RCPF_{FI}^{(+)}] = [FI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma_{FI}, FI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma_{FI}]$$

Donde:

$RCPF_{FI}^{(+)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por subfrecuencia.

$RCPF_{FI}^{(-)}$ = Reserva para CPF para fluctuaciones instantáneas, por sobrefrecuencia

FI_{Media} = Valor medio de las fluctuaciones instantáneas.

σ_{FI} = Desviación estándar de las fluctuaciones instantáneas.

4.2.2 Resultados

Para los análisis se emplearon registros de la operación real del SEN, con resolución de 10 segundos, en el periodo de marzo a mayo del año 2019. Esta muestra se considera representativa del fenómeno analizado tomando en cuenta que las fluctuaciones instantáneas, tanto de la demanda como de la generación con fuentes ERV, no presentan un comportamiento estacional.

La siguiente gráfica muestra la densidad de probabilidad de las fluctuaciones instantáneas de la demanda neta del SEN y las desviaciones horarias de dichas fluctuaciones.

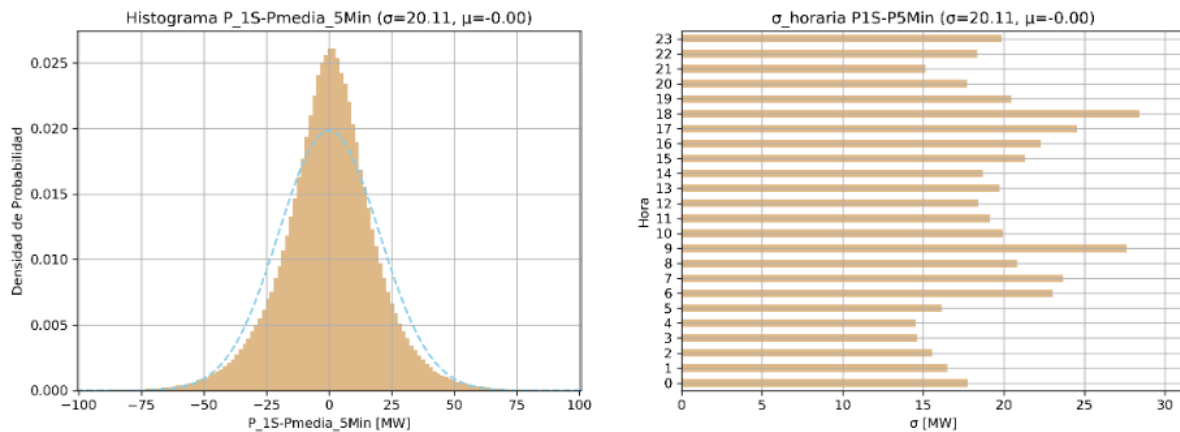


Figura 30 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las fluctuaciones instantáneas

De los resultados obtenidos se tiene que el valor medio de las fluctuaciones es nulo y su desviación estándar es 20,1 [MW]. En consecuencia, la reserva para el CPF para esta fuente de variabilidad es de ± 40 [MW] aproximadamente. La tabla 17 muestra el resumen de estos resultados.

Tabla 17 Reservas para fluctuaciones instantáneas

Tipo Reserva	Registros	Ventana Móvil	σ	Reserva
			[MW]	[MW]
CPF (fluctuaciones instantáneas)	10 s	5 min.	20,1	$\pm 40,0$

4.3 Asignación de las Reservas para el CPF

Según lo establecido en los artículos 6-43 y 6-49 de la NT, se configuran cuatro posibles escenarios de evaluación:

- Caso 1: Asignación uniforme de las reservas para el CPF en todas las unidades de generación que estén participando del CPF.

- Caso 2: Asignación uniforme de las reservas para el CPF en un conjunto restringido de unidades de generación que estén participando del CPF.
- Caso 3: Asignación de las reservas para el CPF en todas las unidades de generación que estén participando del CPF según la operación más económica.
- Caso 4: Asignación de las reservas para el CPF en un conjunto restringido de unidades de generación que estén participando del CPF según la operación más económica.

El escenario usado en la operación real del SEN corresponde al Caso 4.

Conforme con lo anterior, se recomienda realizar una asignación de reserva de acuerdo con el despacho económico, teniendo en cuenta las restricciones técnicas de operación del sistema (inercia mínima, transferencias máximas, reserva de reactivos, etc.).

La acción del CPF conlleva un error permanente de la frecuencia. Lo anterior es una consecuencia natural del CPF distribuido, porque requiere que las unidades consideren un estatismo (lazo de control) de régimen permanente distinto de cero sin control integral (1/s). El control proporcional sin una acción integral conlleva un error de régimen permanente. Si dos o más unidades tienen una misma consigna considerando en sus reguladores de velocidad control proporcional más integral, estas van a competir entre sí para determinar la frecuencia del sistema, lo cual conlleva problemas de estabilidad de frecuencia. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal es efectuado por el CSF.

Para fines prácticos, si se requiere que la reserva primaria efectiva resultante del flujo de potencia coincida parcialmente con la respuesta de la simulación dinámica, resulta de suma importancia que las unidades cuenten con su modelo homologado en base a ensayos de campo. Por lo tanto, se puede recomendar considerar los valores DigSILENT PF como estatismos referenciales para análisis de contingencias en flujo estático en base a control primario, considerando límites de potencia activa.

Por otro lado, es importante considerar el aporte de los equipos de compensación de potencia activa BESS, dado que estos equipos una vez que detectan que la frecuencia sale de +/-300 [mHz] respecto la nominal (banda muerta), entregan toda su capacidad disponible. Lo anterior se puede modelar para ejecutar flujo de potencia según control primario, ya sea considerando que están entregando su aporte de manera plena en situación postcontingencia de una unidad de gran tamaño o ingresando un BIAS lo suficiente alto para que entreguen todo su aporte considerando el desbalance. Sin embargo, no debe ser un monto excesivo que comprometa la convergencia del flujo de potencia, según la experiencia de El Coordinador bastaría considerar un BIAS de alrededor de 100 [MW/Hz].

4.3.1 Cuantificación de Reservas para CPF

La cuantificación de la reserva de CPF para atender fluctuaciones instantáneas de la demanda neta, resulta teóricamente de considerar el error permanente de frecuencia máximo admisible para operación normal (0.2 [Hz]), mientras que la reserva de CPF para atender contingencias se obtiene

considerando el error permanente máximo admisible para contingencia simple (0,7 [Hz]). Si bien, dependiendo principalmente de las condiciones de reserva e inercia del sistema, el error permanente de frecuencia será distinto para cada situación, es una buena aproximación para cuantificar el aporte efectuado por cada unidad, si se considera el error máximo admisible para operación normal y para contingencias.

Sin embargo, debe tomarse en cuenta que todas las unidades con sus controladores de carga/velocidad habilitados debiesen aportar a las fluctuaciones de frecuencia sobre los +/-25 [mHz] independiente de cuál sea el origen de esta. Esto se debe a que esta es la banda muerta o “umbral de actuación” mínima establecida para en la NT SyCS para controladores carga/velocidad en el Artículo 3-16. Por tanto, en presencia de unidades aportando reserva para CPF de fluctuaciones aleatorias de la demanda, en caso de una contingencia, van a contribuir con reserva en el régimen permanente. Asimismo, las unidades participantes en CPF ante contingencias también van a aportar ante fluctuaciones de demanda neta. Por lo tanto, es más práctico considerar el mismo aporte efectivo para cada unidad y aumentar los requerimientos a nivel sistémico que determinar aportes para +/- 0,2 [Hz] y +/- 0,7 [Hz] por separado.

Si bien el aporte permanente de las unidades participantes en el CPF se determina teóricamente en base al estatismo de régimen permanente por la desviación de frecuencia, existen limitaciones reales que se encuentran modeladas en la BD DigSILENT. Estas tienen que ver con el comportamiento de la planta, con limitaciones que tienen como objeto que la planta sea estable ante cambios en la consigna, entre otras cosas. Por lo tanto, lo mejor para determinar el aporte efectivo que realizan las unidades es llevar a cabo ensayos en un banco de pruebas, el cual se implementa para representar perturbaciones que den origen a las desviaciones de frecuencia asociadas a cada tipo de requerimiento, ya sea para fluctuaciones de demanda o contingencias. Adicionalmente, cobra importancia la determinación del aporte inicial de las unidades participantes en el CPF para efectos de limitar la excursión máxima de frecuencia, evitando el desprendimiento de carga por acción del EDAC.

Por lo tanto, a continuación se detallan los análisis para la determinación de los aportes iniciales y permanentes de las unidades participantes en el CPF.

4.3.1.1 Análisis del Comportamiento de Unidades Participantes en CPF (Banco de pruebas)

Se implementó un banco de pruebas, en formato DigSILENT Power Factory, con los modelos dinámicos homologados de las unidades generadoras participantes en el Control de Frecuencia con el objetivo de determinar los aportes efectivos al control de frecuencia en distintos puntos de operación y ventanas de tiempo.

Es de especial interés determinar el aporte al control de frecuencia que realizan las unidades generadoras que participan en el CPF en el rango de los primeros 10 a 15 segundos posteriores de ocurrida una contingencia que derive en excursiones importantes de la frecuencia. Este rango de tiempo queda determinado por ser en el cual se produce la máxima excursión de la frecuencia

debido a la mayor contingencia simple de generación del sistema, equivalente a una pérdida de potencia de 400 [MW] aproximadamente. Lo anterior, para condiciones de baja inercia del SEN (baja demanda acompañada de alta generación ERV).

La determinación del aporte efectivo individual que disponen las unidades que participan del CPF surge de la necesidad de proporcionar un criterio metodológico que permita apoyar a la programación de la operación del sistema en la distribución de los aportes de acuerdo con los requerimientos de potencia a los 10 segundos y en régimen permanente.

Consecuentemente, se procedió a determinar los aportes efectivos (instantáneos) individuales de potencia de las unidades generadoras a los 10 segundos, 2 minutos y 5 minutos, con el objetivo de dimensionar sus aportes tanto para frenar la excursión máxima de frecuencia como para el establecimiento de la frecuencia en el régimen permanente.

Como ejemplo se muestra en la figura 31 el comportamiento de las unidades Quintero TG1A y El Toro U1, donde se evidencia el dispar comportamiento de sus aportes al CF. En ese sentido, se observa que la unidad de Quintero tiene una potencia inicial alta de 0,97 [p.u.] (medido en potencia mecánica), tras lo cual desciende hasta establecerse en 0,9 [p.u.] La unidad de El Toro, por el contrario, presenta una potencia mecánica a los 10 segundos en torno a 0,8 [p.u.] y continua su ascenso hasta llegar a 1,0 [p.u.] al final de la simulación.

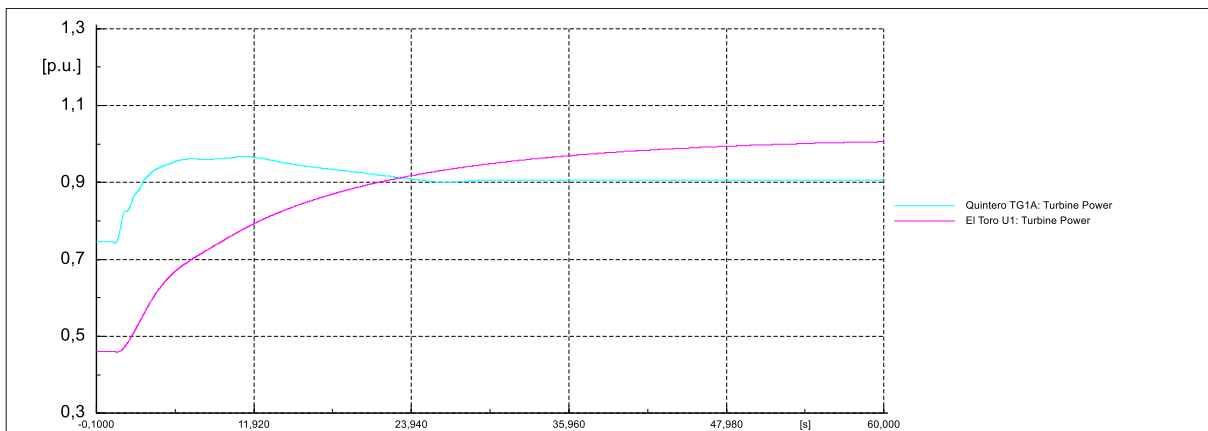


Figura 31 Respuesta dinámica (potencia turbina o mecánica) de los modelos de las unidades Quintero TG1 y El Toro U1, frente una variación de frecuencia del el SEN

4.3.1.1.1 Determinación del aporte de régimen permanente (2 y 5 minutos)

Se contempla determinar el aporte de las unidades a los 2 minutos considerando que en ese tiempo el SEN ha alcanzado su régimen permanente postcontingencia, y además, es consistente con las exigencias normativas respecto de los tiempos máximos de establecimiento de las unidades de generación conectadas al SEN. En el caso de unidades térmicas corresponde a 30 segundos y en el caso de unidades hidráulicas a 120 segundos.

Para determinar la capacidad de aporte de las unidades generadoras a los 2 minutos, éstas son despachadas con suficiente margen de reserva en giro para no limitarlas a priori respecto del aporte definido por sus estatismos.

Por otra parte, se simula un evento asociado a la variación de la frecuencia del sistema con una tasa de cambio de 2 [Hz/s] (máxima tasa de cambio de la frecuencia que deben soportar las unidades o parque según se indica en la NTSyCS), llegando a un valor de establecimiento de 49,3 [Hz]. Este evento es como se muestra en la figura 32.

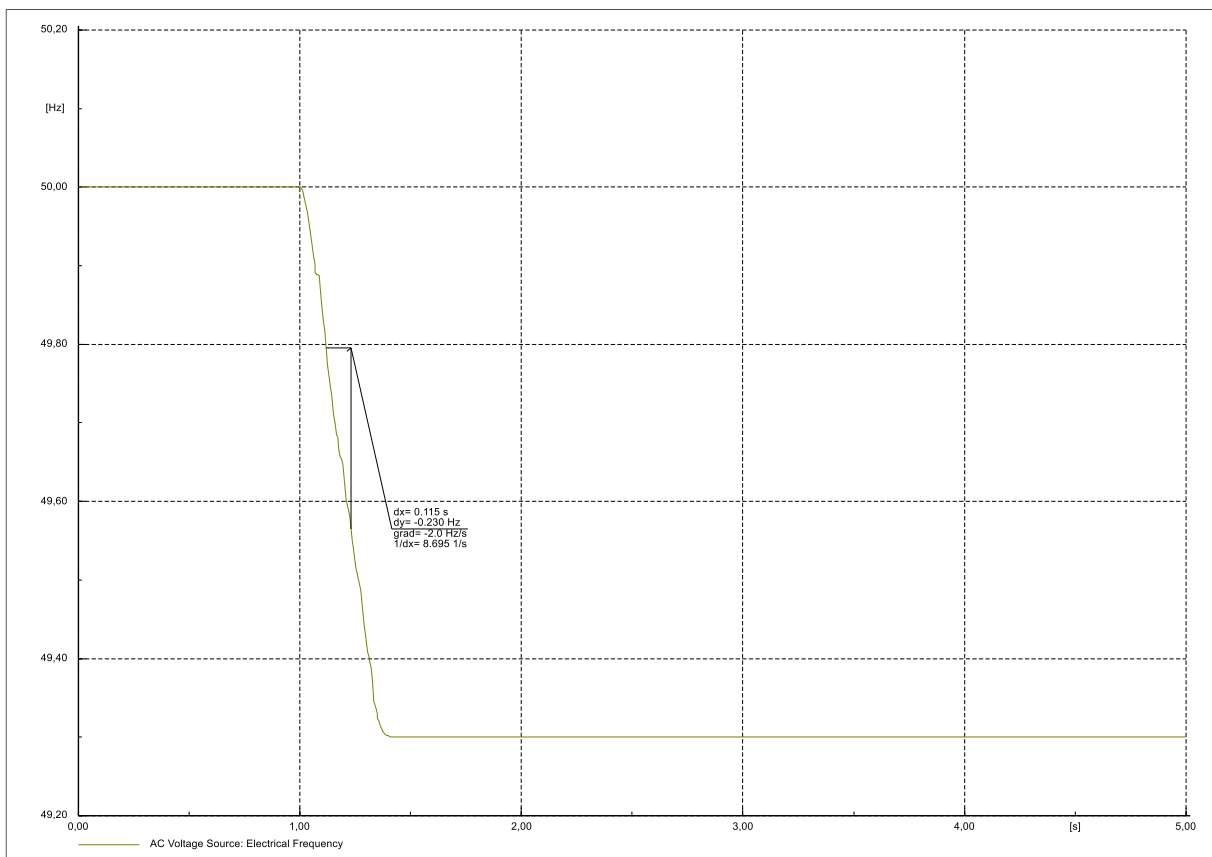


Figura 32 Evento simulado para obtener aporte en régimen permanente (2 minutos)

El aporte a los 5 minutos para cada unidad generadora es determinado como el menor valor entre el aporte a los 2 minutos y el aporte calculado para una desviación de frecuencia de 0,7 [Hz] según el estatismo de sus modelos dinámicos homologados.

De la misma manera son determinados los aportes de régimen permanente para el caso de sobrefrecuencias, en este caso simulando un evento con la misma tasa de cambio pero llegando a un valor de establecimiento de 50,7 [Hz]. El detalle de las simulaciones se adjunta en el anexo 6.2., tanto para el caso del aporte para contingencias de generación como consumos.

4.3.1.1.2 Determinación aporte 10 segundos.

En el caso del aporte a los 10 segundos, se procedió a emplear los resultados del estudio de SSCC, en el cual se tiene la potencia eléctrica efectivamente proporcionada por las unidades generadoras en distintos puntos de operación, esto es, con despachos entre el 50% y 95%. El aporte efectivo para cada unidad fue calculado como el aporte medio de la zona de operación donde este aporte no se ve afectado por la reserva en giro de la unidad. Esto, teniendo en cuenta que para el proceso de programación de la operación del SEN la reserva asignada a cada unidad debe ser obtenida del menor valor entre su capacidad de aporte y su reserva en giro.

A modo de ejemplo del procedimiento de determinación del aporte a los 10 segundos, la figura 33 muestra los aportes, en potencia eléctrica, de las unidades de Antuco para diferentes puntos de operación.

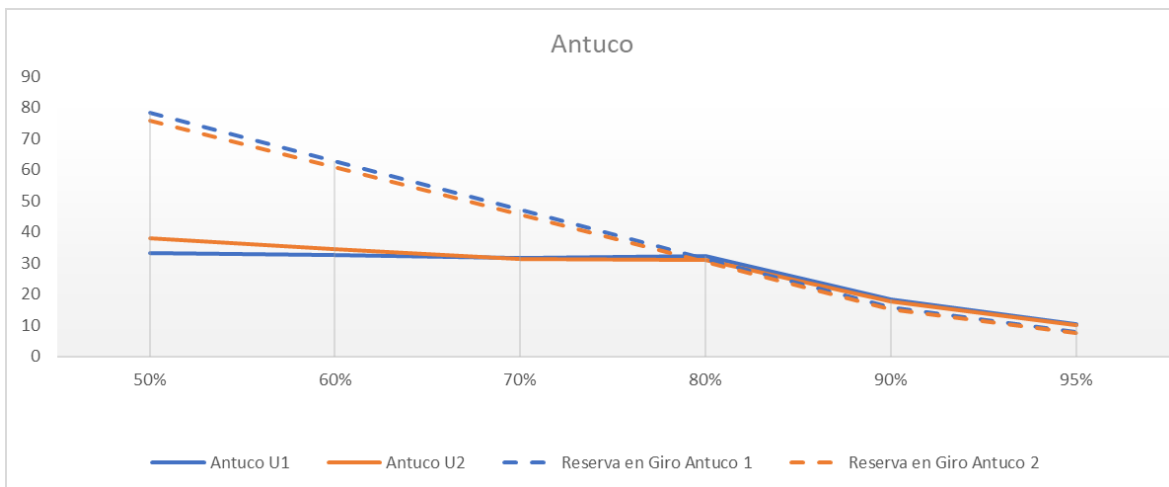


Figura 33: Aportes a los 10 segundos de las unidades de la central Antuco, para diferentes condiciones de despacho

Se observa de la gráfica anterior que el aporte de las unidades de Antuco entre los puntos de operación 50% y 80% establecen su capacidad efectiva de entrega de potencia para el control de frecuencia, mientras que para despachos por sobre el 80% de potencia máxima, su aporte se encuentra limitado por la reserva en giro disponible en sus unidades (líneas punteadas). Por lo tanto, considerando lo anterior, el aporte efectivo de la central Antuco calculado fue de 32.4 [MW] y 33.6 [MW], para las unidades 1 y 2, respectivamente.

4.3.2 Resumen de Resultados

En la tabla 18 se muestran las capacidades de aporte de las unidades participantes del CPF. Se detallan los aportes iniciales y de régimen permanente para contingencias de generación y los aportes de régimen permanente para contingencias de consumos.

Tabla 18: Unidades participantes CPF: aportes efectivos iniciales y de régimen permanente para contingencias de generación. Aportes de régimen permanente para contingencias de consumos.

Unidad	tipo	Contingencias Generación			Contingencias Consumos	
		Aporte RCRF @10s Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @2 min Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @5 min [MW]	Aporte RCRF @2 min Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @5 min [MW]
ANG1	carbón	24.4	20.3	20.3	-4.7	-4.7
ANG2	carbón	24.4	20.5	20.5	-4.8	-4.8
Angostura U1	hidro	2.7	51.5	50.8	-50.8	-50.8
Angostura U2	hidro	4.4	51.5	50.8	-50.8	-50.8
Angostura U3	hidro	2.6	13.8	13.8	-13.9	-13.8
Antuco U1	hidro	32.4	96.8	89.2	-99.8	-89.2
Antuco U2	hidro	33.6	100.3	97.7	-107.0	-97.7
Candelaria U1	gas	24.5	28.1	28.1	-39.6	-38.1
Candelaria U2	gas	24.5	28.7	28.7	-39.6	-38.1
Canutillar U1	hidro	9.9	20.3	20.3	-20.2	-20.2
Canutillar U2	hidro	9.9	20.3	20.3	-20.2	-20.2
CCH1	carbón	30.9	39.7	39.7	-39.7	-39.7
CCH2	carbón	29.6	39.7	39.7	-39.2	-39.2
Cipreses U1	hidro	1.9	2.9	2.9	-1.9	-1.9
Cipreses U2	hidro	1	1.3	1.3	-0.9	-0.9
Cipreses U3	hidro	1.5	1.8	1.8	-1.8	-1.8
Colbún U1	hidro	9	34.8	34.8	-35.5	-35.5
Colbún U2	hidro	8.5	40.5	40.5	-41.5	-41.5
CTA	carbón	0.5	9.9	9.9	-6.9	-6.9
CTH	carbón	0.5	9.9	9.9	-6.9	-6.9
CTM1	carbón	0.5	4.6	4.6	-4.6	-4.6
CTM2	carbón	5.2	9.5	9.5	-9.5	-9.5
CTM3-TG	gas	35	21.2	21.2	-21.5	-21.5
El Toro U1	hidro	21.7	55.9	54	-56.0	-54.0
El Toro U2	hidro	21.7	55.9	54	-56.0	-54.0
El Toro U3	hidro	20.2	55.9	54	-56.0	-54.0
El Toro U4	hidro	12.4	54.5	54	-55.8	-54.0
Guacolda U1	carbón	30	12.8	12.8	-45.0	-45.0
Guacolda U2	carbón	24.5	12.8	12.8	-33.8	-33.8
Guacolda U3	carbón	10.6	13.7	13.7	-19.0	-19.0
Guacolda U4	carbón	10.6	13.5	13.5	-17.4	-17.4
Guacolda U5	carbón	16	7.1	7.1	-3.3	-3.3
IEM	carbón	18	58.3	58.3	-17.4	-17.4
KELAR TG1	gas	47.7	47.3	47.3	-48.1	-48.1
KELAR TG2	gas	47.7	47.3	47.3	-48.1	-48.1
NTO1	carbón	5.8	11	11	-11.0	-11.0
NTO2	carbón	11	22	22	-22.0	-22.0
Pangue U1	hidro	9.8	33.5	33.3	-52.3	-52.3
Pangue U2	hidro	11.1	54.3	53	-54.3	-53.0
Pehuenche U1	hidro	17.3	63.1	63.1	-63.9	-63.9
Pehuenche U2	hidro	15.7	40.7	40.7	-58.6	-58.6
Quintero TG1A	gas	31.8	23.1	23.1	-42.8	-42.1
Quintero TG1B	gas	31.8	19	19	-42.8	-42.1
Ralco U1	hidro	28.9	76.3	73.7	-10.4	-10.4
Ralco U2	hidro	28.5	76.3	73.7	-9.3	-9.3
Rapel U1	hidro	14.8	40.3	39	-40.4	-39.0
Rapel U2	hidro	14.8	40.3	39	-40.4	-39.0
Rapel U3	hidro	14.8	40.3	39	-40.4	-39.0
Rapel U4	hidro	14.8	40.3	39	-40.4	-39.0
Rapel U5	hidro	14.8	40.3	39	-40.4	-39.0
Taltal U1	gas	9.5	6.8	6.8	-19.7	-19.7
Taltal U2	gas	5.8	2.8	2.8	-19.7	-19.7

Unidad	tipo	Contingencias Generación			Contingencias Consumos	
		Aporte RCRF @10s Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @2 min Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @5 min [MW]	Aporte RCRF @2 min Banco Pruebas BD DlgSILENT [MW]	Aporte RCRF @5 min [MW]
TG1A	gas	30.2	23.4	22.3	-31.1	-22.3
TG1B	gas	30.2	23.4	22.3	-31.1	-22.3
TG2A	gas	30.2	23.4	22.3	-31.1	-22.3
TG2B	gas	30.2	23.4	22.3	-31.1	-22.3
U14	carbón	10.8	14.6	14.6	-14.6	-14.6
U15	carbón	7.1	9.3	8.9	-9.3	-8.9
U16	gas	25.4	42.9	33.6	-27.7	-27.7

Finalmente cabe señalar que, si bien este es el listado de unidades habilitadas para participar en el CPF, las unidades que en efecto participen en el CPF durante la operación real, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

4.4 Reserva para CSF y CTF

4.4.1 Identificación de Requerimientos

Para que en un sistema se pueda ejercer el CSF, es necesario proveer al sistema con una adecuada capacidad de respuesta en recursos de generación de energía que cubran las necesidades que no han sido satisfechas por el Control Primario de Frecuencia, de forma que dicha capacidad sea capaz de seguir la tendencia de aumento o de disminución de demanda del sistema. Esta capacidad de generación se conoce con el nombre de reserva de potencia secundaria y está disponible en aquellas unidades de generación participantes en el AGC (Automatic Generation Control) con el propósito de hacer que el error de frecuencia del sistema sea igual a cero. Para este tipo de reserva de potencia, según lo establecido por la NT en el artículo 6-50, se requiere cubrir el mayor error estadístico que se tiene en la previsión de la demanda total del sistema. El CTF tiene como propósito dar el margen requerido por el AGC cuando este se queda sin reserva y es proporcionado por las unidades que cuenten con reserva en giro.

Se considera que el CSF y el CTF deben hacerse cargo tanto de la variabilidad como de la incertidumbre de la demanda y la generación con fuentes primarias variables, es decir, atender las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. En términos operativos, es función de éstos restituir las reservas de CPF.

A continuación, se describe el tratamiento que se hace para las variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta del SEN.

4.4.2 Análisis de Variaciones Intrahorarias de la Demanda Neta

4.4.2.1 Metodología

Para el análisis de las variaciones intrahorarias, se calculan las desviaciones de la demanda neta del SEN como las diferencias entre los promedios de 5 minutos y los promedios de 15 minutos (tiempos acordados a establecidos en la Resolución de SSCC para el CSF). Dado que el CSF a través del AGC no actúa frente contingencias significativas que provoquen desviaciones permanentes de la frecuencia fuera de su banda de actuación, se filtran aquellas desviaciones cuyo valor excede 4 veces la desviación estándar de las muestras (4σ).

El monto de reserva para variaciones intrahorarias debe absorber las mayores desviaciones de la demanda neta, para lo cual se considera un intervalo de confianza del 95% (1.96σ). Por lo tanto, las reservas se calculan según la siguiente fórmula.

$$\left[R_{VI}^{(-)}, R_{VI}^{(+)} \right] = \left[VI_{Media} - 1.96 \cdot \sigma, VI_{Media} + 1.96 \cdot \sigma \right]$$

$R_{VI}^{(+)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por subfrecuencia.

$R_{VI}^{(-)}$ = Reserva para CF para variaciones intrahorarias, por sobrefrecuencia

VI_{Media} = Valor medio de las variaciones intrahorarias.

σ_{vi} = Desviación estándar de las variaciones intrahorarias.

4.4.2.2 Resultados

Para el cálculo de las variaciones intrahorarias de la demanda neta se emplearon registros de la operación real del SEN de un año completo, correspondiente al periodo comprendido entre el 01 de junio del año 2018 al 31 de mayo del año 2019.

La distribución estadística y las desviaciones estándar de las variaciones de la demanda neta se muestran en la figura 34.

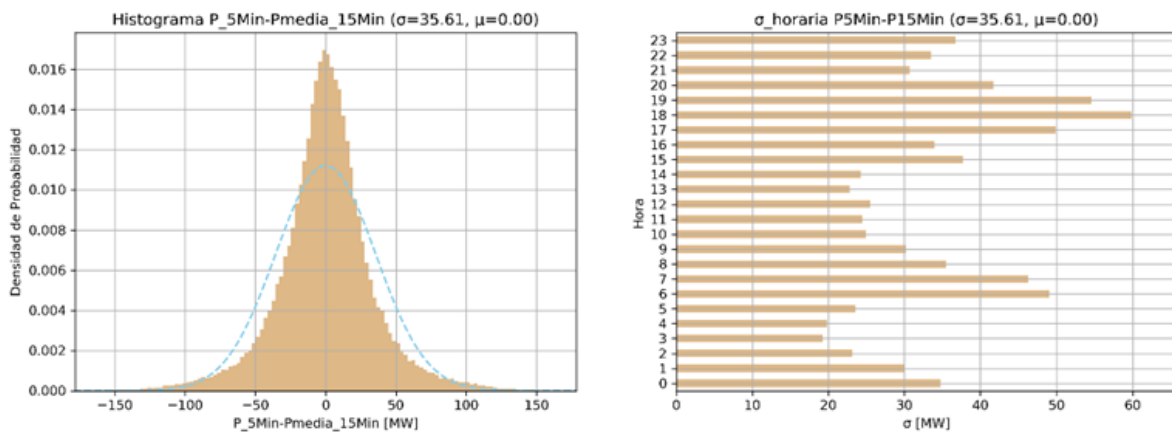


Figura 34 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de las variaciones intrahorarias

Se aprecia que en torno a las 7:00 horas y las 18:00 horas las variaciones de la demanda neta son mayores, coincidentemente con la “salida” y “puesta” de sol. Considerando lo anterior, resulta conveniente, para hacer un uso eficiente de las reservas sistémicas, definir distintos montos de reserva para diferentes bloques horarios.

Por lo anterior, se calcularon estadísticamente las variaciones intrahorarias para un conjunto de bloques horarios, lo que se muestra en la figura 35.

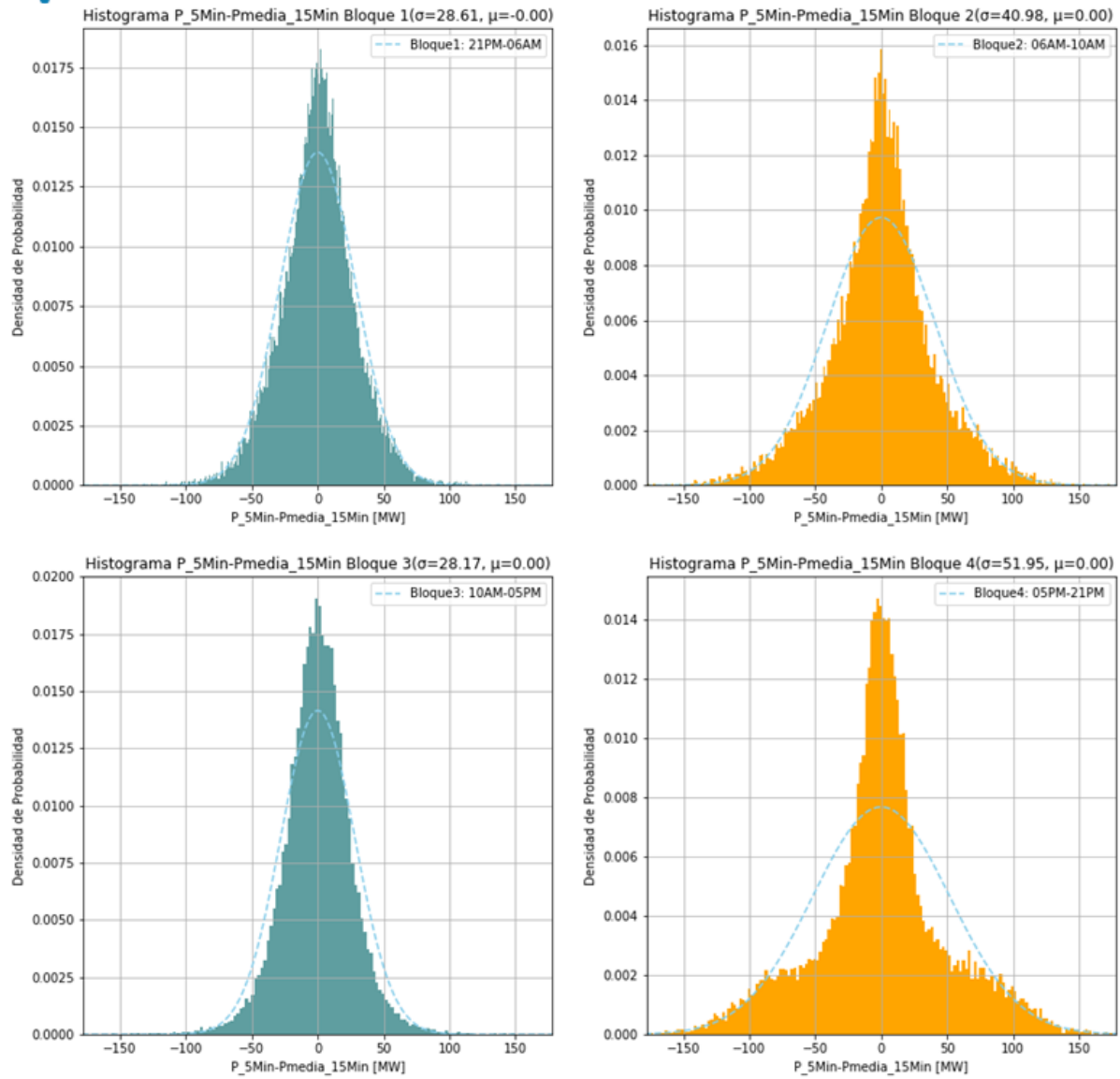


Figura 35 Densidad de probabilidad de las variaciones intrahorarias por bloque horario

En resumen, la tabla 19 muestra los resultados del cálculo estadístico de las variaciones intrahorarias con resolución horaria, bloques horarios y diario.

Tabla 19 Reservas para variaciones intrahorarias

Tipo	Registros	Ventana Móvil	Hora			Bloques Horarios			Diario		
			Hora	σ	Reserva	Bloque Horario	σ	Reserva	σ	Reserva	
				[MW]	[MW]		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
Variaciones Intrahorarias (VI)	5 min.	15 min.	21	30,7	60	Bloque 1	21 :00 PM - 06:00 AM	28,6	56	35,6	70
			22	33,5	66						
			23	36,7	72						
			0	34,7	68						
			1	29,9	59						
			2	23,2	45						
			3	19,3	38						
			4	19,8	39						
			5	23,6	46						
			6	49,1	96						
			7	46,3	91						
			8	35,4	69						
			9	30,2	59						
			10	24,9	49						
			11	24,5	48						
			12	25,5	50						
			13	22,8	45						
			14	24,3	48						
			15	37,7	74						
			16	33,9	67						
17	49,9	98									
18	59,8	117									
19	54,6	107									
20	41,7	82									
Energía Diaria [MWh]			1592			1620			1675		

4.4.3 Análisis de Errores de Previsión de la Demanda Neta

4.4.3.1 Metodología

Se considera que, en la operación real del SEN, el despacho de generación se ajusta en cada hora a la demanda real que tiene el sistema. Dicho ajuste, se realiza a partir de una programación de la generación horaria denominada pre-despacho de generación horario, el cual normalmente difiere del despacho de generación real. La diferencia entre estos dos despachos da origen a un error denominado error de previsión de demanda, el cual tiene diferentes valores hora a hora con una característica que tiene componentes sistemáticas y aleatorias. Para dar cuenta de la característica aleatoria de dicho error, se debe determinar el error estadístico de la previsión de la demanda, el cual se determina entre el incremento de generación horaria programada y el incremento de la generación real entre horas sucesivas.

Lo anterior también guarda relación con el hecho de que existen condiciones técnicas del parque generador que permiten hacer partir unidades hidráulicas de bajo costo en pocos minutos e incrementar sin costos significativos la reserva en giro. Además, generalmente las unidades que se encuentren marginando en la operación real corresponden a centrales de embalse, esto también se traduce en que la reincorporación de reserva en giro de forma horaria no se traduce en costos ni

tiempos de partidas significativos. Cabe señalar que lo anterior está sujeto a la disponibilidad del recurso hídrico dentro de la matriz de generación.

Para efectos de los análisis de los errores de previsión se consideran los registros de la demanda neta real y programada, considerándose para ello la generación total del SEN menos la generación ERV. Estos registros no deben contener los registros horarios de aquellas horas o intervalos de horas involucradas con pérdidas de generación originadas por fallas en el sistema.

Sea la siguiente notación:

- h: índice de notación de hora "h" con $h=1,2,\dots,8760$.
- DNReal_h: Demanda neta real del SEN en hora "h", en [MW].
- DNProg_h: Demanda neta programada del SEN en hora "h", en [MW].
- EPrevi_h: error de previsión incremental de generación en hora "h", en [MW].
- Nh: número de registros, $N_h=8760$
- EPrevi_{Medio}: error medio de previsión de la generación.
- $R_{EP}^{(-)}$: Reserva error de previsión de la generación negativo.
- $R_{EP}^{(+)}$: Reserva error de previsión de la generación positivo.

Los errores estadísticos de la previsión horaria de la demanda neta se determinaron considerando un intervalo de tolerancia del 95%, esto es, se espera que el error estadístico considerado contenga el 95% de los errores de la muestra. El error estadístico se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $EPrevi_{Medio} \pm 1.96 \cdot \sigma$, lo que significa que se considera que se distribuyen normalmente. El cálculo considera los siguientes pasos:

- Calcular el Error de Previsión de la demanda neta)

$$E\text{Previ}_h = (DNReal_h - DNReal_{h-1}) - (DNProg_h - DNProg_{h-1})$$

- Calcular el error medio de la previsión de la demanda neta

$$E\text{Previ}_{Medio} = \frac{\sum_{h=1}^{N_h} E\text{Previ}_h}{N_h}$$

- Calcular la desviación estándar del error de previsión de la demanda neta, como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{N_h} (E\text{Previ}_h - E\text{Previ}_{Medio})^2}{(N_h - 1)}}$$

- Determinar la magnitud de la reserva para el error de previsión, que resulta ser equivalente al rango de validez del error estadístico con un intervalo de tolerancia del 95%, como:

$$\left[R_{EP}^{(-)}, R_{EP}^{(+)} \right] = [E\text{Previ}_{Medio} - 1.96 \cdot \sigma, E\text{Previ}_{Medio} + 1.96 \cdot \sigma]$$

4.4.3.2 Resultados

Empleando los registros de la generación programada y generación real del SEN para un año completo, correspondiente al periodo comprendido entre el 01 de junio del año 2018 al 31 de mayo del año 2019, se calcularon los errores de previsión de la Demanda Neta. La figura 36 muestra, en el lado izquierdo, la distribución de la densidad de probabilidad de los errores de previsión, y en el lado derecho se grafica la desviación estándar de los errores de previsión para cada hora del día.

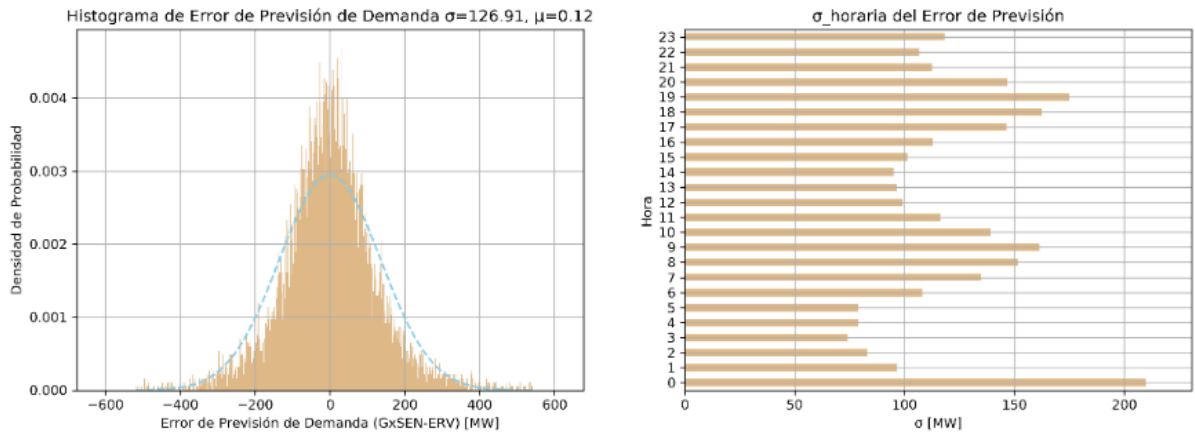


Figura 36 Densidad de probabilidad y desviaciones estándar de los errores de previsión

Se aprecia que los errores de previsión son mayores en las horas próximas a las 09:00 hrs y 19:00 hrs, que coinciden con los bloques horarios 2 (entre las 06:00 y 10:00 horas) y 4 (entre las 17:00 y las 21:00 horas) definidos en los análisis de variaciones intrahorarias.

En consecuencia, se calcularon estadísticamente los errores de previsión para cada uno de esos bloques horarios, lo que se muestra en la figura 37.

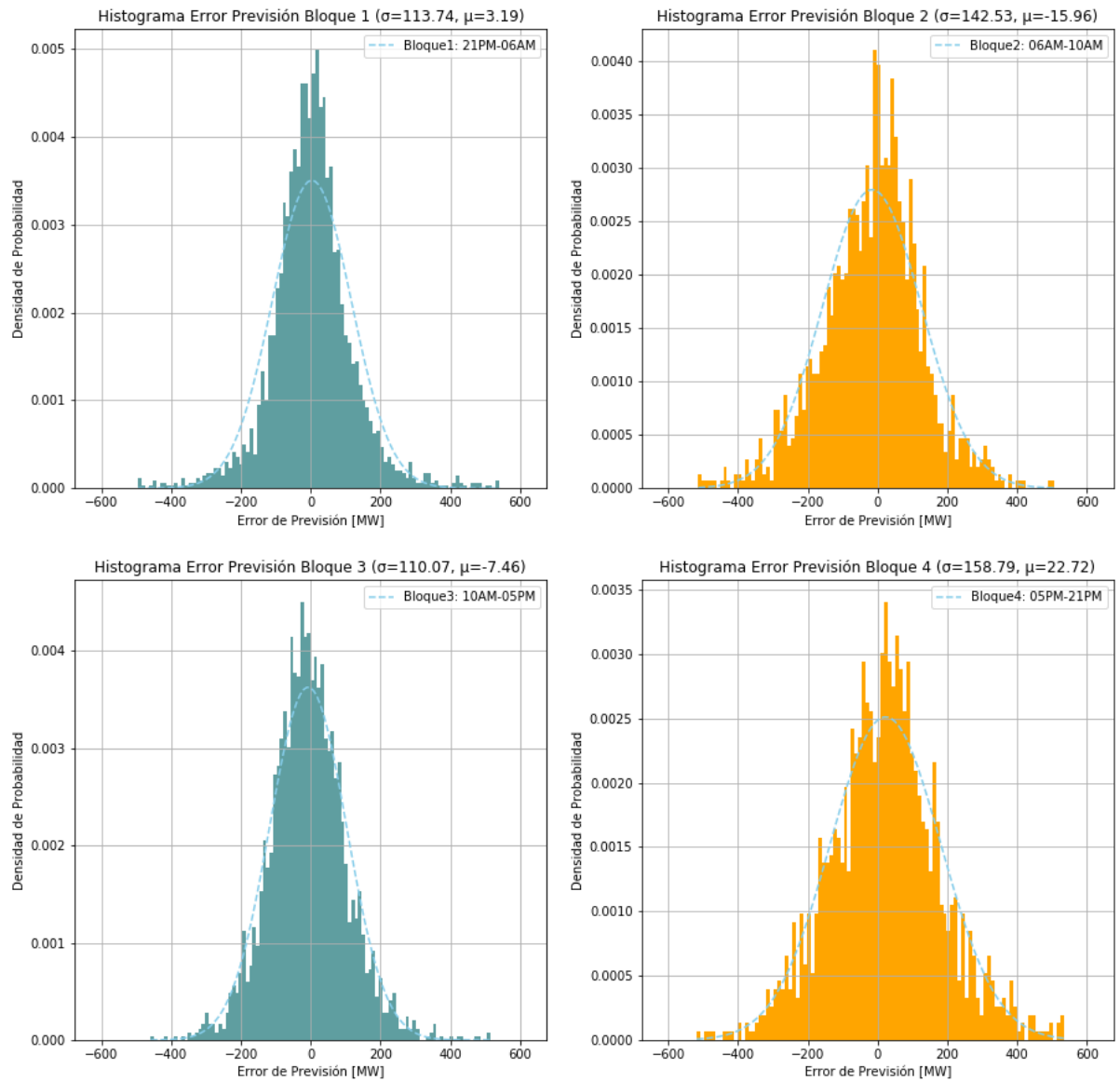


Figura 37 Densidad de probabilidad de las variaciones errores de previsión, por bloque horario

Finalmente, la tabla 20 muestra el resumen del cálculo estadístico de los errores de previsión con resolución horaria, por bloques horarios y diaria.

Tabla 20 Reservas para errores de previsión

Tipo	Registros	Hora				Bloques Horarios				Diario						
		Hora	σ	μ	Reserva		Bloque Horario	σ	μ	Reserva		σ	μ	Reserva		
					(+)	(-)				(+)	(-)			(+)	(-)	
[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]			
Error de Previsión (EP)	Gx Real - Gx Programada	21	112,6	30,6	251,3	-190	Bloque 1	21 :00 PM - 06:00 AM	113,7	3,2	226	-220	126,9	0,1	249	-249
		22	106,9	20,6	230,1	-189										
		23	118,1	5,4	237,0	-226										
		0	209,6	3,4	414,2	-407										
		1	96,7	-9,2	180,2	-199										
		2	83,0	-17,7	145,1	-180										
		3	74,1	0,8	146,1	-144										
		4	78,9	8,9	163,5	-146										
		5	78,8	-14,1	140,4	-169										
		6	107,9	-0,1	211,4	-212										
		7	134,9	-4,5	259,8	-269	Bloque 2	06:00 AM - 10:00 AM	142,5	-16,0	263	-295				
		8	151,4	-61,2	235,5	-358										
		9	161,2	1,7	317,6	-314										
		10	139,1	-14,8	257,8	-287										
		11	116,2	-20,2	207,6	-248	Bloque 3	10:00 AM - 05:00 PM	110,1	-7,5	208	-223				
		12	99,2	-22,6	171,7	-217										
		13	96,4	-7,5	181,5	-196										
		14	95,2	-0,6	186,1	-187										
		15	101,5	5,7	204,6	-193										
		16	113,0	7,6	229,1	-214										
17	146,5	28,1	315,2	-259	Bloque 4	05:00 PM - 21:00 PM	158,8	22,7	334	-289						
18	162,5	27,5	346,1	-291												
19	175,0	39,0	381,9	-304												
20	146,7	-3,8	283,7	-291												
Energía Diaria [MWh]		+5698 / -5692				+5882 / -5875				+5973 / -5967						

4.4.4 Determinación de Reservas para CSF y CTF

El CSF y CTF, el primero de forma automática mediante el AGC y el segundo de forma manual a través de instrucciones del CDC del Coordinador, deben hacerse cargo de las variaciones intrahorarias y del error de previsión de la demanda neta del SEN.

Se ha tenido en cuenta que el dimensionamiento de las reservas para CSF debe contemplar el mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC. Los montos de reserva asignados al AGC corresponden al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 60 [MW]/0,1 [Hz]) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2 [Hz] según NTSyCS), esto es 120 [MW].

El Control Terciario tiene por objetivo restablecer las reservas de Control Secundario y por transitividad las de Control Primario, y de acuerdo con lo establecido en la Resolución de SSCC se le asignan tiempos de prestación del servicio de hasta 1 hora. En consecuencia, las reservas asociadas a CTF complementarán a la reserva de CSF para atender los requerimientos de las variaciones intrahorarias y los errores de previsión de la demanda neta. Cabe señalar que la programación de la operación del SEN tiene resolución horaria.

Por lo tanto, las reservas para CSF (RCSF) y CTF (RCTF) se calculan de la siguiente forma:

$$RCSF = \text{Max}\{R_{VI}, R_{AGC}\}$$

$$RCTF = R_{VI} + R_{EP} - RCSF$$

Donde:

R_{AGC} : Reserva asignada al AGC.

R_{VI} : Reserva para variaciones intrahorarias.

R_{EP} : Reserva por error de previsión.

La reserva para CSF corresponde al mayor valor entre los requerimientos para las variaciones intrahorarias de la demanda neta del SEN, y los montos de reserva asignados al AGC (120 [MW]). Este último, corresponde al producto del BIAS ajustado en el AGC (actualmente de 60 [MW]/0,1 [Hz]) y la banda de variación máxima admisible de frecuencia para condiciones normales de operación (0,2 [Hz] según NTSyCS).

La reserva para CTF corresponde a los requerimientos conjuntos para variaciones intrahorarias y errores de previsión de la demanda neta, menos la reserva para CSF.

Tabla 21 Montos mínimos de reservas para CSF y CTF.

Bloque Horario		Reserva CSF		Reserva CTF	
		(+)	(-)	(+)	(-)
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Bloque 1	21 :00 PM - 06:00 AM	120	-120	162	-156
Bloque 2	06:00 AM - 10:00 AM	120	-120	224	-256
Bloque 3	10:00 AM - 05:00 PM	120	-120	143	-158
Bloque 4	05:00 PM - 21:00 PM	120	-120	316	-270

4.4.5 Rampas de Toma de Carga para CSF

4.4.5.1 Metodología

En la operación real del sistema se han evidenciado altos requerimientos de rampas de toma de carga para instantes en que se producen altas variaciones de demanda de naturaleza intrahoraria. Debido al carácter de estas variaciones, no son abordadas por el CPF ni tampoco por la programación del día anterior. Por tanto, además de determinar un monto en [MW] de reserva en el punto anterior a partir del error de previsión, es necesario contar con una cierta tasa de toma de carga en [MW/min] para poder proveer esa reserva tal que pueda afrontar dichas variaciones intrahorarias.

Las altas variaciones de demanda evidenciadas en la operación real del SEN se producen, principalmente, desde el mes abril a septiembre por los descuelgues de consumos debido a aspectos tarifarios. Además de dichas variaciones, también se presentan requerimientos para la generación convencional por la entrada/salida del sol, debido a repercute en la disponibilidad del recurso primario para la generación ERV lo cual, para efectos del CSF, también corresponde a un desbalance que debe abordar.

En los análisis efectuados para determinar los requerimientos de tasas o rampas de subida y bajada de carga se evalúan las variaciones, en el rango intrahorario, de la demanda y generación con fuentes ERV en el SEN. Estas variaciones se calculan como las diferencias entre promedios consecutivos de la demanda neta (efecto conjunto de la demanda y generación ERV), empleando separadamente 2 ventanas de tiempo, siendo estas, de 5 y 15 minutos (tiempos consignados en la Resolución de SSCC para la operación del CSF).

Para cada ventana de tiempo, se determinan los requerimientos de rampas de subida y bajada, en [MW/minuto], como las máximas variaciones de la demanda neta, tomando en consideración un intervalo de confianza de 99.5%.

Finalmente, el requerimiento mínimo de las rampas de subida y bajada para el CSF se determina como el mayor valor de los requerimientos para 5 y 15 minutos.

$$Rampa_CSF = Max\{Rampa_{5min}[MW/min], Rampa_{15min}[MW/min] \}$$

Donde:

Rampa_CSF: Requerimiento mínimo de rampa, en [MW] por minuto, para CSF

Rampa_{5min}: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 5 minutos

Rampa_{15min}: Es la rampa, en [MW] por minuto, determinada mediante promedios cada 15 minutos

4.4.5.2 Resultados

En el estudio se ha empleado una data de registros de generación bruta total y ERV para el SEN con las siguientes características:

- Tasa de muestreo de 10 segundos.
- Período de las muestras entre el 01 de marzo y 31 de mayo de 2019.
- Se recomienda no tomar en cuenta los registros de generación que involucren pérdidas de generación, pérdidas de consumos y conexión y desconexión de consumos debido a las maniobras operacionales.

Como aproximación se considerará que la demanda del SEN \approx generación bruta total del SEN. Estas consideraciones metodológicas desprecian el efecto de las pérdidas, lo cual no sería un efecto significativo tomando en cuenta que estas son inferiores al 5% de la Generación bruta total, lo cual se verifica en los resultados de los flujos estáticos simulados en la BD DigSILENT del SEN.

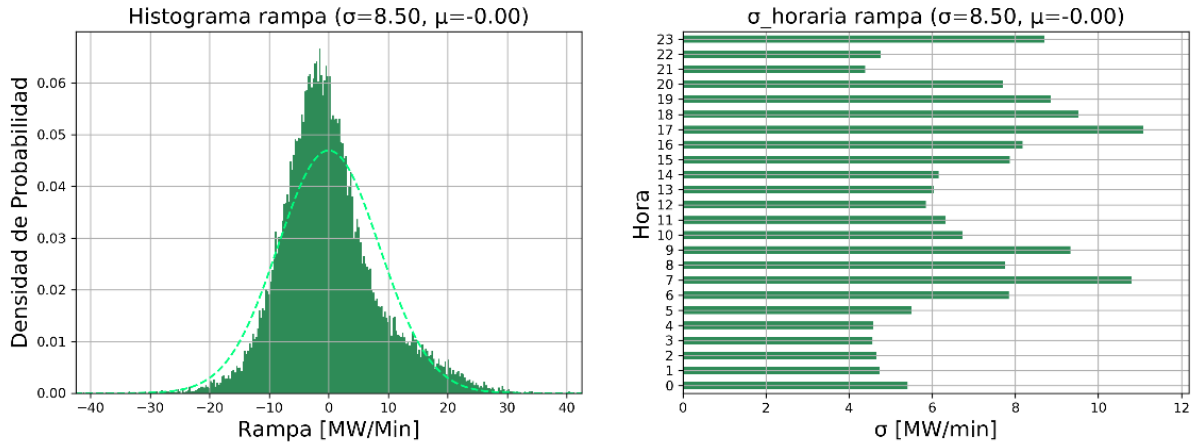


Figura 38: Histograma Rampas Demanda Neta SEN (base 5 min)

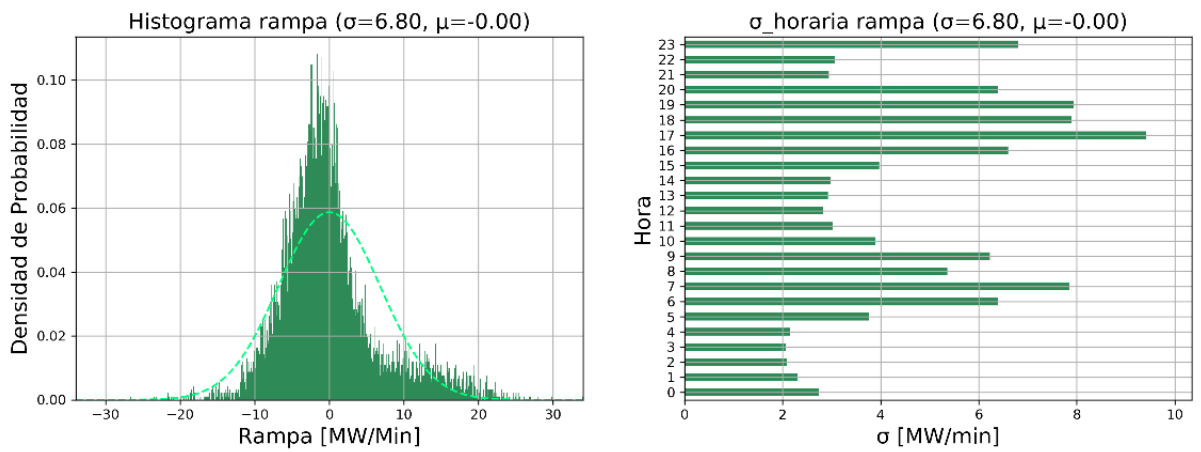


Figura 39: Histograma Rampas Demanda Neta SEN 2018 (base 15 min)

El resumen del análisis estadístico de las rampas de la demanda neta del SEN se muestra en la tabla 22.

Tabla 22: Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN 2018

Resultados Análisis Estadístico Rampas Demanda SEN 2018		
Ventana tiempo	5 min	15 min
Promedio	0,0 [MW/min]	0,0 [MW/min]
Desv Std	8,5 [MW/min]	6,8 [MW/min]
Mín	-171,3 [MW/min]	-69,7 [MW/min]
P0.25%	-23,7 [MW/min]	-18,5 [MW/min]
P50%	-0,9 [MW/min]	-1,0 [MW/min]
P99.75%	29,0 [MW/min]	23,8 [MW/min]
Máx	102,4 [MW/min]	34,0 [MW/min]

Si se considera, para la determinación de los requerimientos mínimos de rampa para el CSF, un intervalo de confianza de 99.5% de los registros de las rampas del SEN, el requerimiento mínimo de rampa de bajada está dado por el valor asociado al P0.25 (percentil 0.25%) y el requerimiento mínimo de rampa de subida está dado por el valor asociado al P99.75 (percentil 99.75%). Adicionalmente, el requerimiento de rampa para el CSF es determinado como el mayor valor de las rampas del sistema medidas para 5 y 15 minutos. Finalmente, el requerimiento de rampa para CSF se muestra en la tabla 23.

Tabla 23: Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 29	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

4.4.6 Asignación de las Reservas para el CSF y CTF

Como ya se señaló, el CSF en el SEN es efectuado por el AGC. En este contexto, existe un número de unidades que participan en el AGC y otro número que unidades que cuentan con reserva en giro y que pueden tomar o dejar carga mediante control manual desde su operador (CTF). En la práctica la reserva que se asigna de forma manual se utiliza para restituir la reserva para el AGC, por lo que en la operación real se debe verificar que la suma de la reserva en el AGC más la reserva manual cumpla con la reserva mínima requerida para CSF. Mismo criterio se debe verificar para el cumplimiento de la rampa de toma de carga mínima requerida.

Las unidades que participan en el CSF en el SEN son:

Tabla 24: Unidades participantes actualmente en el CSF

Unidades participantes en el CSF (AGC)	
ANG1 y ANG2	CCH1y CCH2
CC1 y CC2	CTM3
TG3	U14
U16	CC Kelar
Taltal U1-U2	Angostura U1-U2-U3
Antilhue U1-U2	Antuco U1-U2
Candelaria U1-U2	Canutillar U1-U2
Cipreses U1-U2-U3	Colbún U1-U2
Canutillar U1-U2	El Toro U1-U2-U3-U4
Guacolda U1-U2-U3-U4-U5	Los Vientos
Nehuenco U1 TG	Nehuenco U2 TG
Nehuenco U3	Nueva Renca TG
Pangue U1-U2	Pehuenche U1-U2
Quintero TG1A-TG1B	Ralco U1-U2
Rapel U1-U2-U3-U4-U5	San Isidro U1 TG+TV
Pangue U1-U2	San Isidro U2 TG+TV
El Toro U1-U2-U3-U4	

Además, las siguientes unidades detalladas en la tabla 25, se encuentran actualmente en proceso de integración al AGC.

Tabla 25: Unidades en proceso de integración al AGC

Unidades en proceso de integración en el CSF (AGC)	
Cardones	Bocamina U1
Nehuenco U1 TG+TV	Bocamina U2
Nehuenco U2 TG+TV	Quintero U1- U2
Santa María	Taltal U1-U2
Campiche	IEM
Nueva Ventanas	Colmito
Antuco U1-U2	

De acuerdo con la experiencia del Coordinador en la operación real del SEN, el AGC considera para su actuación una banda muerta de $\pm 0,3$ [Hz], para excursiones de frecuencia sobre estos límites el AGC se suspende, calculando los factores de participación, pero sin el envío de consignas a las unidades generadoras en el AGC. Respecto a las unidades participantes, estas deben ser 3 unidades como mínimo, de modo que en forma individual no contengan más del 50% de la reserva en el AGC, y cada una de ellas se limita a tener una rampa máxima de toma de carga de 20 [MW/min].

Según está establecido en la NT SyCS, el AGC tiene como objetivo restablecer la frecuencia a su valor nominal y actúa cuando esta ingresa a la banda de los $\pm 0,3$ [Hz]. Ante contingencias, se ha evidenciado en la operación real del SEN que la frecuencia realiza en la gran mayoría de los casos una excursión fuera de dicha banda y que se establece en torno a los 49,5 [Hz]. Para restablecer la frecuencia dentro de la banda de actuación del AGC, se utiliza reserva pronta o reserva en giro en unidades generadoras que participan del CTF. Esto permite la separación del accionamiento del CPF ante contingencias y el accionamiento del CSF.

Respecto la reserva para CPF en operación normal, que deriva de los requerimientos para atender fluctuaciones instantáneas de los consumos y generación ERV, lo que se concluye de la experiencia del Coordinador es que se también es posible separar el accionamiento del CPF y el CSF. Si el AGC determina que es requerido que una unidad modifique su despacho mediante una orden del AGC para modificar su consigna, esto se hará efectivo solamente si es por sobre una cierta potencia umbral. Con lo anterior, se evita la acción del AGC ante las variaciones de frecuencia que requieran modificaciones de potencia bajo la potencia umbral, las que se asume deben ser atendidas por el CPF, disminuyendo la sobrerregulación de las unidades en AGC.

Finalmente cabe señalar que, si bien se mencionan un cierto número de unidades habilitadas para participar en el CSF (AGC), las unidades que en efecto participen en el CSF y CTF durante la operación real para el SEN, serán definidas por la programación de la operación, considerando las restricciones y condiciones operativas reales.

5 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

5.1 Inercia y Reservas ante Contingencias Generación

En primera instancia, para evaluar la necesidad de requerimientos de inercia, CRF y CPF ante contingencias simples de generación, se realizaron diversos análisis para verificar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa, en particular, evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia y contener la frecuencia postcontingencia de régimen permanente dentro de la banda admisible ($50 \pm 0,7$ [Hz]). Las principales conclusiones derivadas de estos análisis son:

- En las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio no se requiere de CRF, dado que con el aporte inicial del CPF, provisto a los 10 segundos con reserva disponible en unidades sincrónicas, se logra evitar el desprendimiento de carga por acción del EDAC de subfrecuencia.
- Se determinaron los requerimientos mínimos de reserva para el CPF ante contingencias operando con y sin BESS en las condiciones más desfavorables de inercia previstas en el horizonte del estudio. En base a estos resultados se estableció que los requerimientos con y sin BESS son similares tanto para el aporte inicial del CPF como para el aporte permanente al CPF. En el caso sin BESS, su aporte puede ser sustituido con aporte inicial de CPF (a los 10 segundos) provisto con reserva disponible en unidades sincrónicas.

A continuación se presentan los resultados de los requerimientos de reservas, determinados para las distintas categorías de recursos de control de frecuencia (CPF, CSF y CTF):

5.2 Reserva para CPF

En relación con la reserva para CPF, la metodología utilizada para determinar las reservas mínimas requeridas para el SEN se aplica separando la reserva destinada a compensar las variaciones de frecuencia provocadas por:

- Fluctuaciones instantáneas de la Demanda Neta, que incorporan los efectos de la variación aleatoria de la demanda y la generación ERV.
- Desconexiones intempestivas de Generación y de Consumos.

5.2.1 Reserva para CPF para atender Fluctuaciones Instantáneas de los Consumos

Se determinó que la reserva para CPF relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de los consumos corresponde a ± 40 [MW].

5.2.2 Reserva para CPF para atender Contingencias

De acuerdo con el análisis indicado en el punto 4.1, se determinó que la reserva efectiva mínima requerida para contingencias de generación es +287 [MW].

Además, se verificó mediante simulaciones dinámicas que dichos montos son suficientes para cumplir los estándares normativos, en las condiciones más desfavorables previstas para el SEN.

En relación con la reserva para reducir generación, se verificó que la mínima requerida para afrontar la desconexión intempestiva de consumos, para la condición más desfavorable prevista, es de aproximadamente -175 [MW].

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia de generación, se determinó que se requiere un aporte inicial mínimo de CPF de 215 [MW] (aporte a 10 segundos), lo que debe ser considerado en la programación de la operación del SEN.

Para totalizar los aportes indicados, se debe considerar la capacidad de aporte de cada unidad, determinado según la respuesta obtenida de sus modelos homologados en el banco de pruebas DigSILENT, cuyo detalle se muestra en el punto 4.3.2.

Cabe señalar que ante la desconexión de unidades de gran magnitud en el Norte Grande, puede haber riesgos para la operación del SEN en escenarios de alta disponibilidad del recurso hídrico y altas transferencias Cumbre → Changos. Esta situación se entiende que debe abordarse considerando una adecuada reserva dinámica de potencia reactiva en la operación real del SEN y no se justifica establecer restricciones de proporciones de reserva para CPF entre zonas geográficas del SEN.

5.2.3 Reserva Total para CPF

En la tabla 26 se detallan los montos mínimos de reserva requeridos para el CPF, en las condiciones más desfavorables previstas. La determinación de las reservas para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de 400 [MW] de generación y de 220 [MW] de consumo.

Tabla 26 Montos mínimos de reservas para CPF

Tipo Reserva	Fluctuaciones Instantáneas [MW]	Contingencias: Generación / Consumo [MW]	Total [MW]
CPF	±40	+287 / - 175	+327 /-215

Estas reservas corresponden a las mínimas reservas requeridas para operar en forma segura y el sistema. Además, deben contemplar el aporte efectivo de las unidades y su cuantificación depende del tipo de requerimiento.

5.3 Reservas para CSF y CTF

Los montos mínimos de reservas para el CSF y CTF se muestran en la tabla 27.

Las reservas para CSF se determinan según el criterio del valor máximo entre las variaciones intrahorarias (demanda y generación ERV) y la reserva asociada al AGC.

Las reservas para CTF se determinan como la diferencia entre, por un lado, el monto requerido conjuntamente para las variaciones intrahorarias y los errores de previsión, y por el otro, el monto de las reservas para CSF.

Tabla 27 Reservas CSF y CTF

Tipo Reserva	Bloque Horario	Reserva Variaciones Intrahorarias	Reserva AGC	Reserva Error Previsión	Reserva CSF	Reservas CTF
		(1)	(2)	(3)	(4) = Máx{(1),(2)}	(1) + (3) - (4)
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
CSF y CTF	Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	±56	±120	+226 /-220	±120	+162 / -156
	Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	±80	±120	+263 /-295	±120	+224 / -256
	Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	±55	±120	+208 /-223	±120	+143 / -158
	Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	±102	±120	+334 /-289	±120	+316 / -270

Estos resultados consideran que las transferencias previstas en el sistema de transmisión Norte de 500 kV no se ven restringidas y, por tanto, es factible el redespacho horario y considerar el efecto de la generación ERV en el seguimiento de la demanda (en particular en las horas de salida y puesta del sol).

5.4 Rampas Toma de Carga para CSF

Los análisis de las rampas sistémicas estadísticas permiten establecer que las rampas de toma de carga mínimas requeridas para el CSF son las detalladas en la tabla 28.

Tabla 28 Requerimiento mínimo de rampa (subida/bajada) para CSF

Requerimiento Mínimo de rampa para CSF		
Rampa de subida	+ 29	[MW/min]
Rampa de bajada	-24	[MW/min]

5.5 Resumen Requerimientos Mínimos de Reservas para CF

Tabla 29: Resumen Reservas Mínimas para Control de Frecuencia

Resumen Requerimientos para Control de Frecuencia	
I.- Reservas [MW]	Total
1.- Control Primario de Frecuencia (CPF)	+327 /-215
1.1.- Fluctuaciones Instantáneas	+/-40
1.2.- Contingencias Generación / Consumos	+287 /-175
2.- Control Secundario de Frecuencia (CSF)	+/-120
2.- Control Terciario de Frecuencia (CTF)	
2.1.- Bloque 1: 21 :00 PM - 06:00 AM	+162 / -156
2.2.- Bloque 2: 06:00 AM - 10:00 AM	+224 / -256
2.3.- Bloque 3: 10:00 AM - 05:00 PM	+143 / -158
2.4.- Bloque 4: 05:00 PM - 21:00 PM	+316 / -270
II.- Rampa Toma Carga para CSF [MW/min]	+29/-24

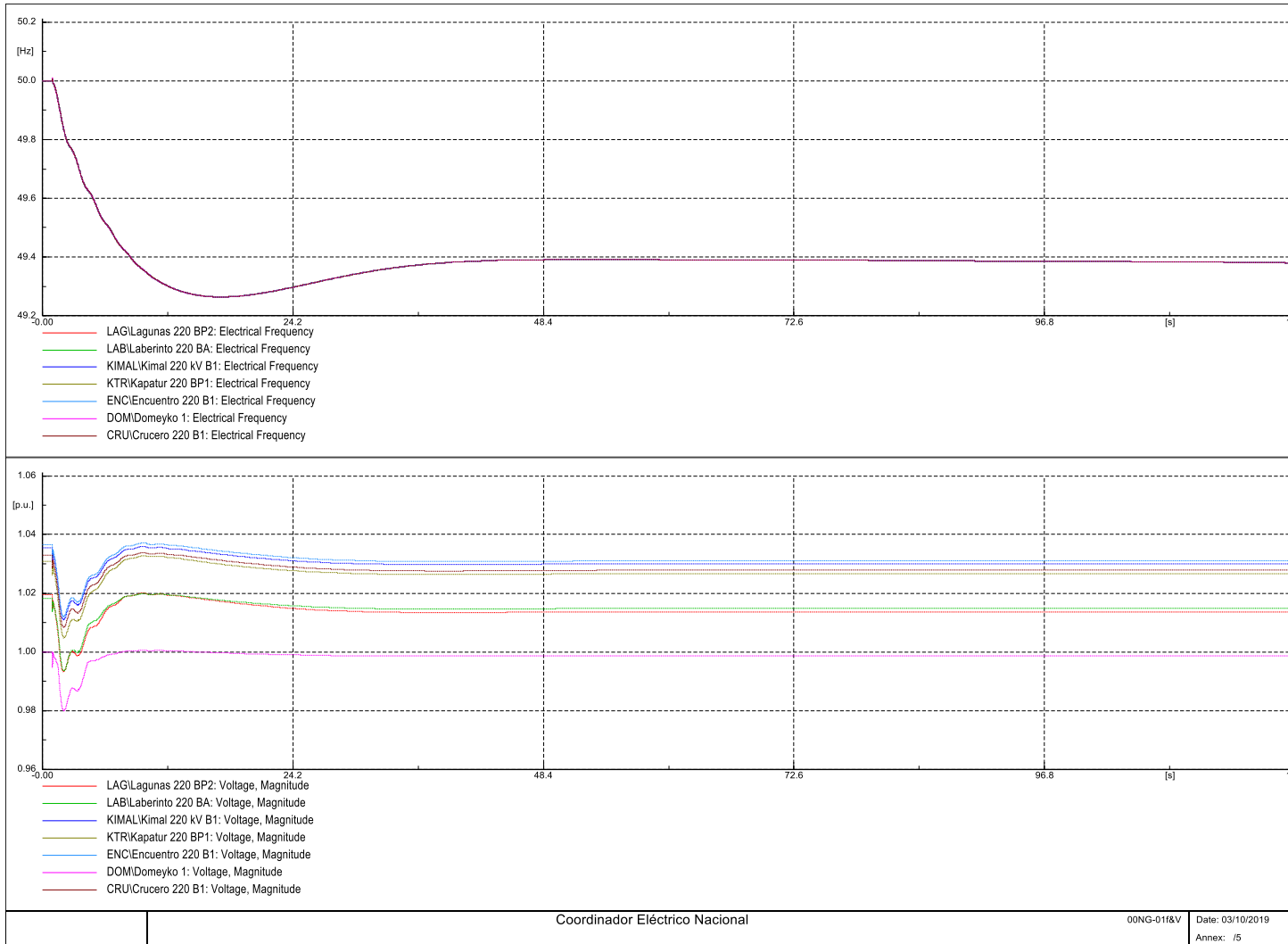


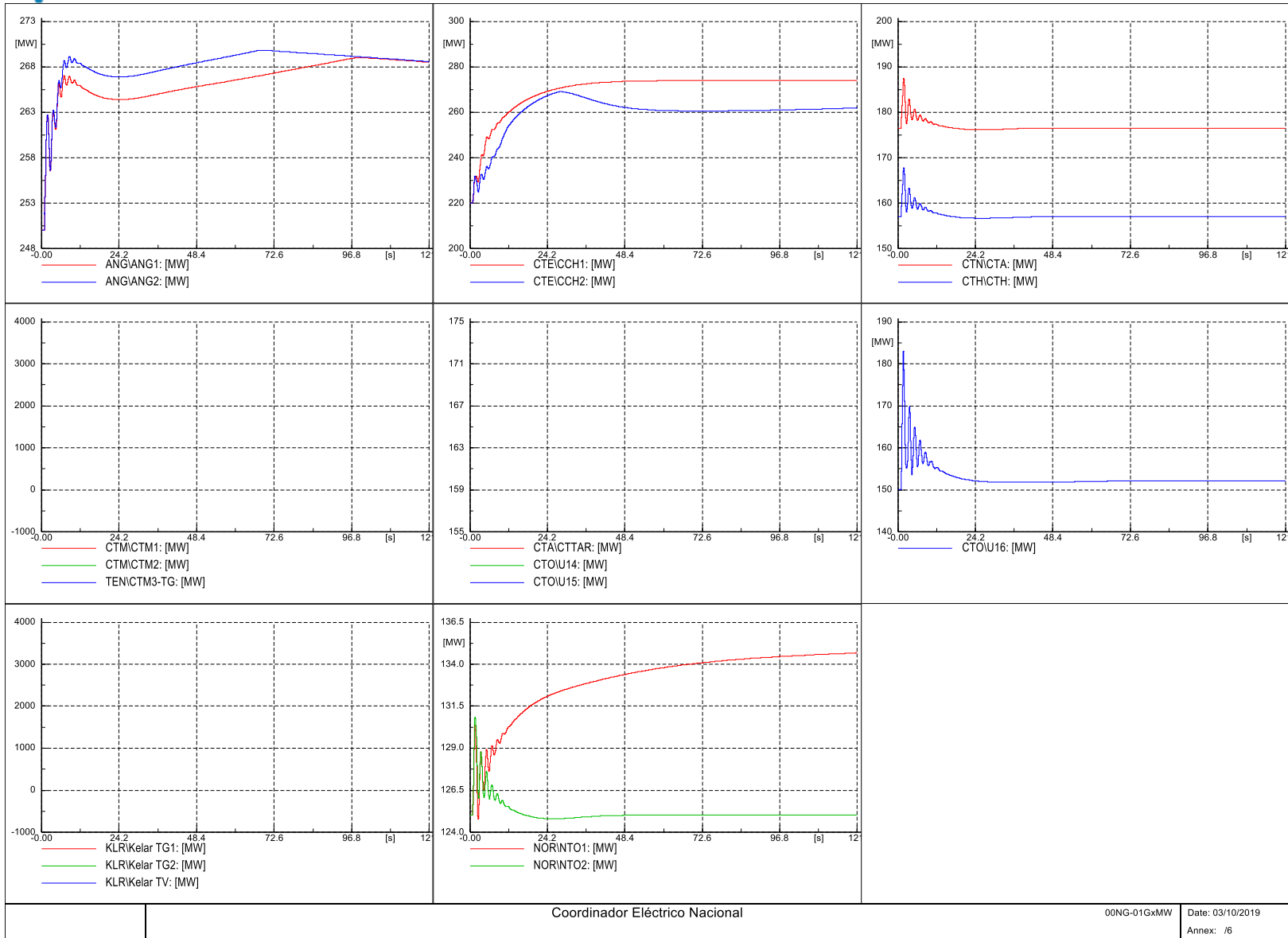
6 ANEXOS

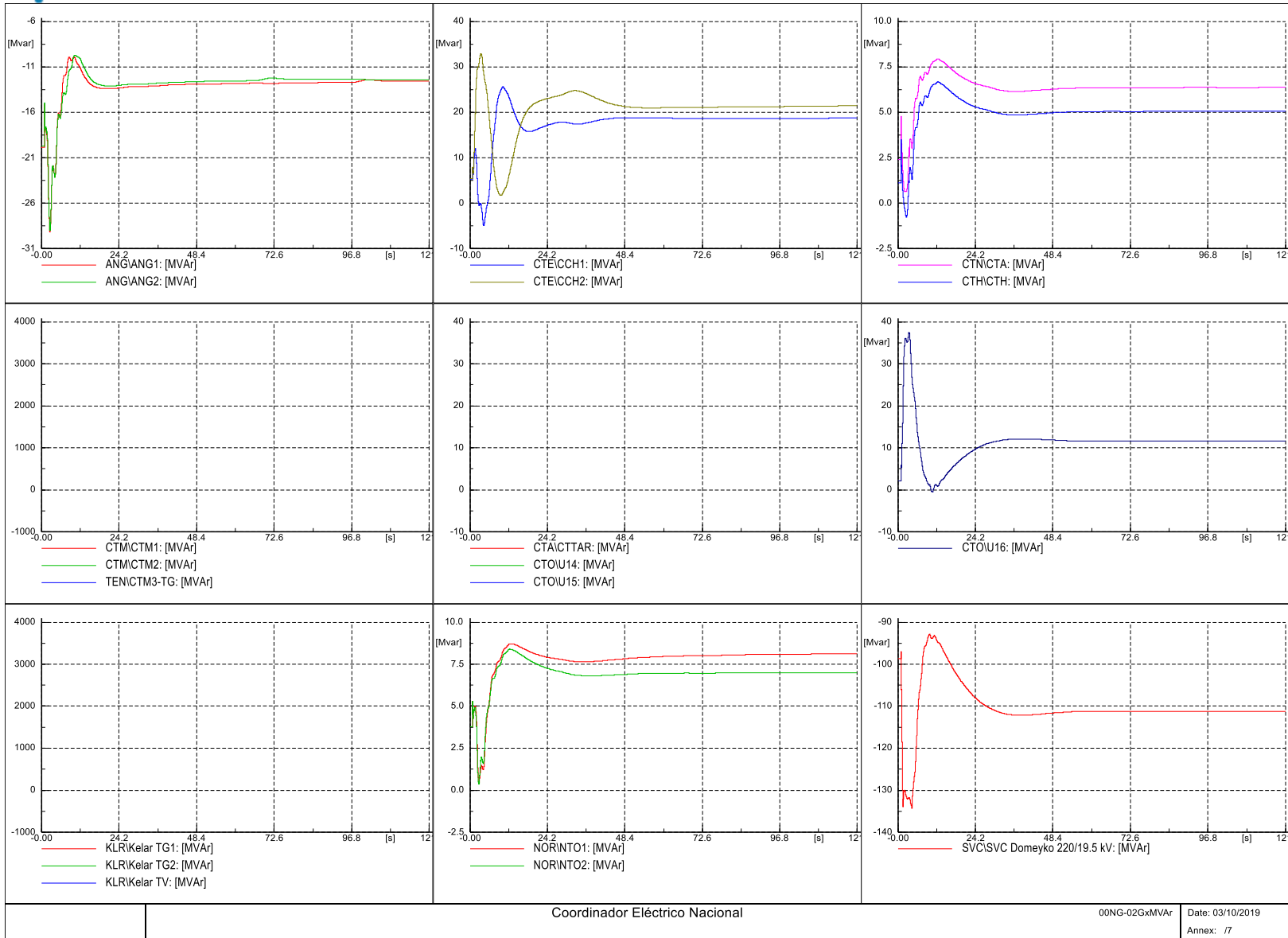
6.1 Resultados Simulaciones Verificación

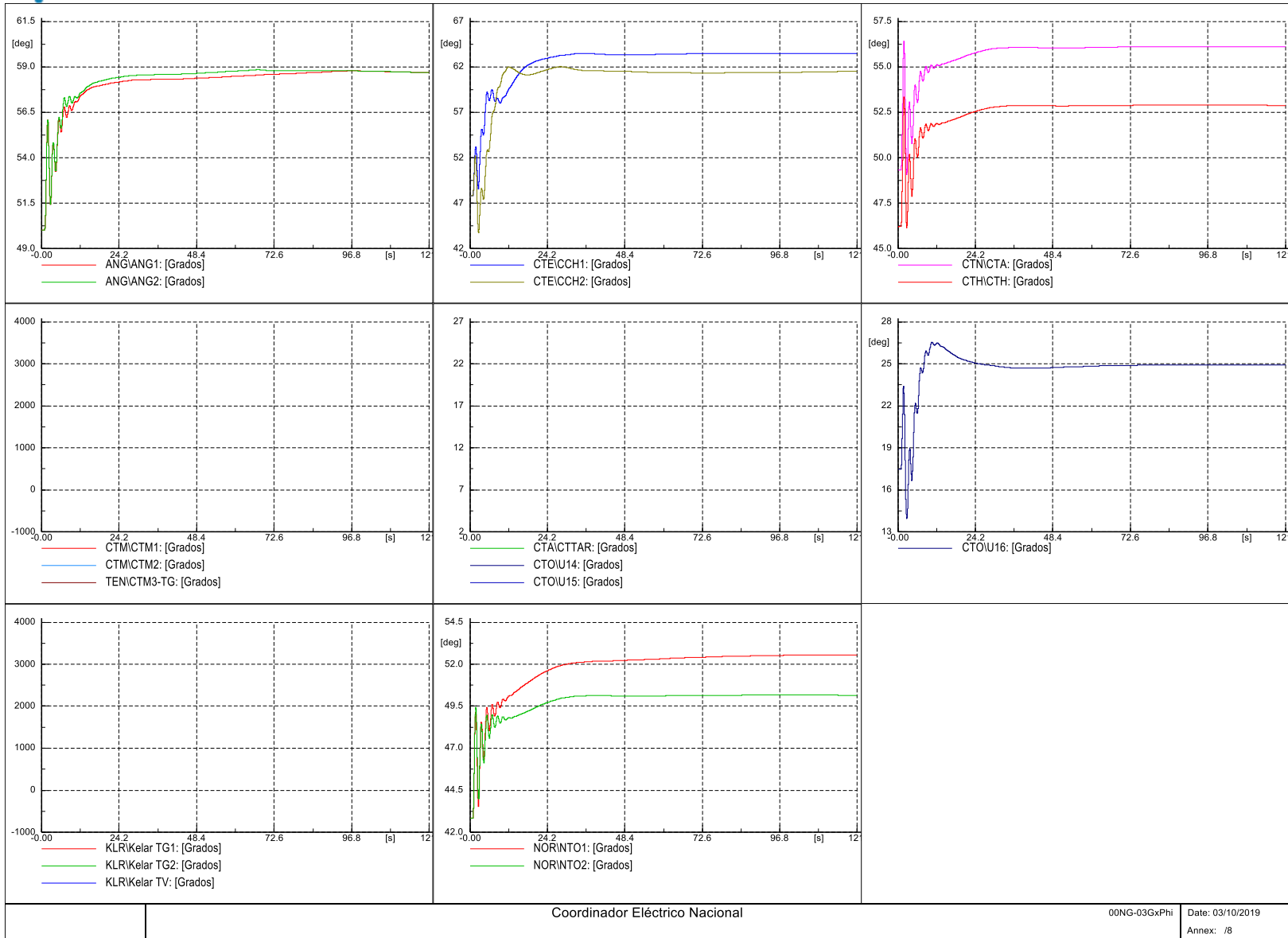
6.1.1 Caso Base

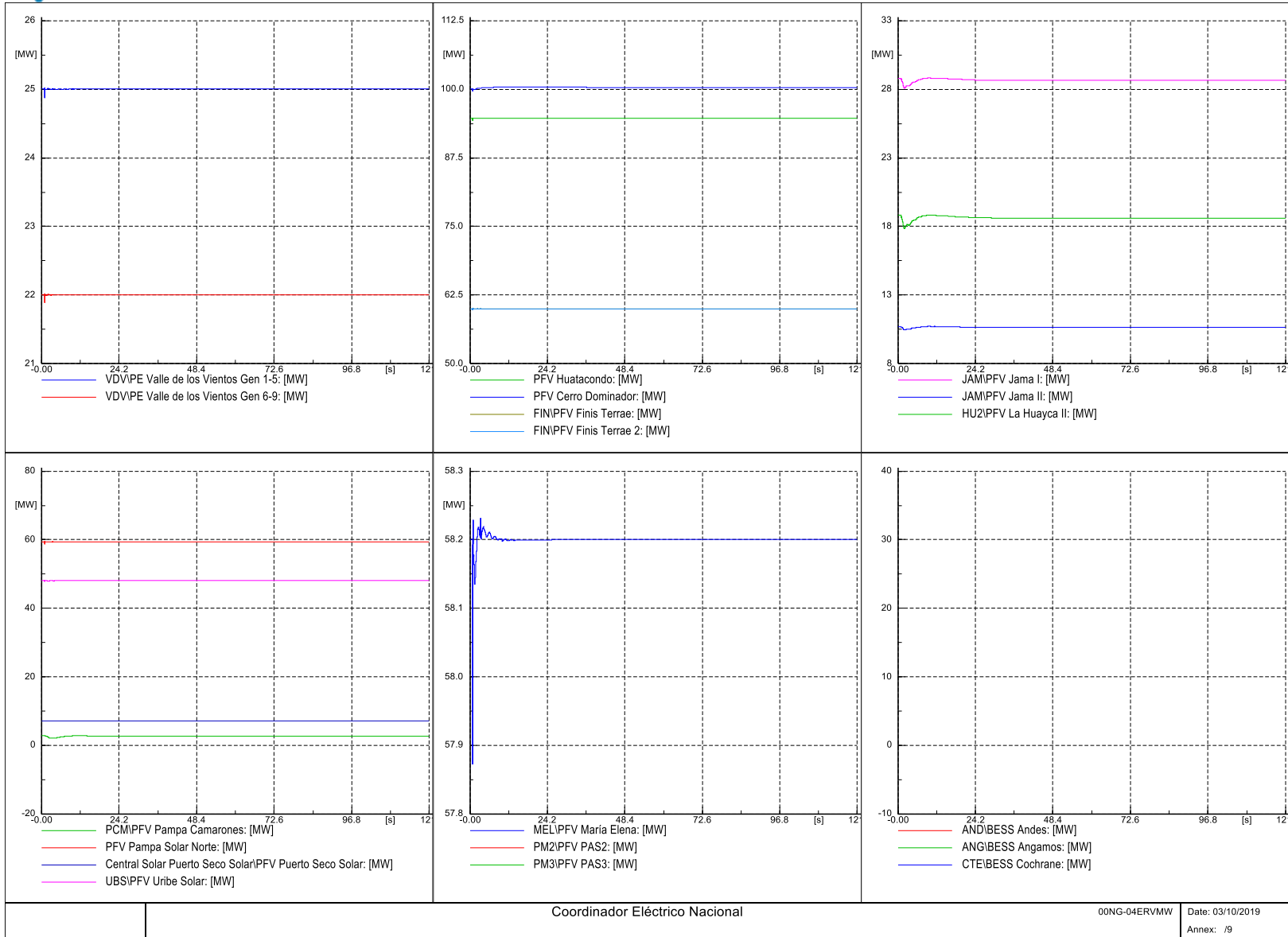
6.1.1.1 Escenario Demanda Máxima Día

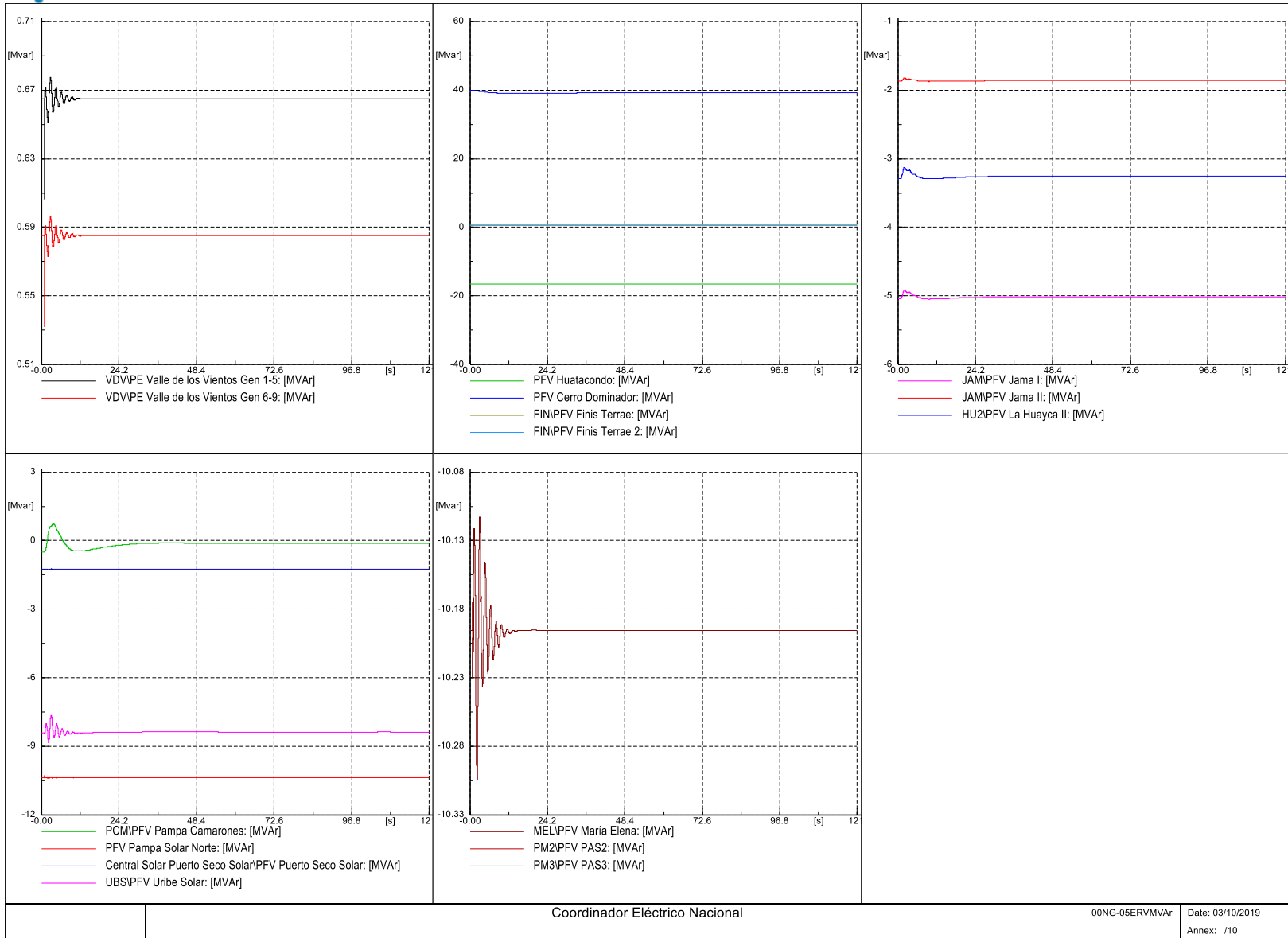


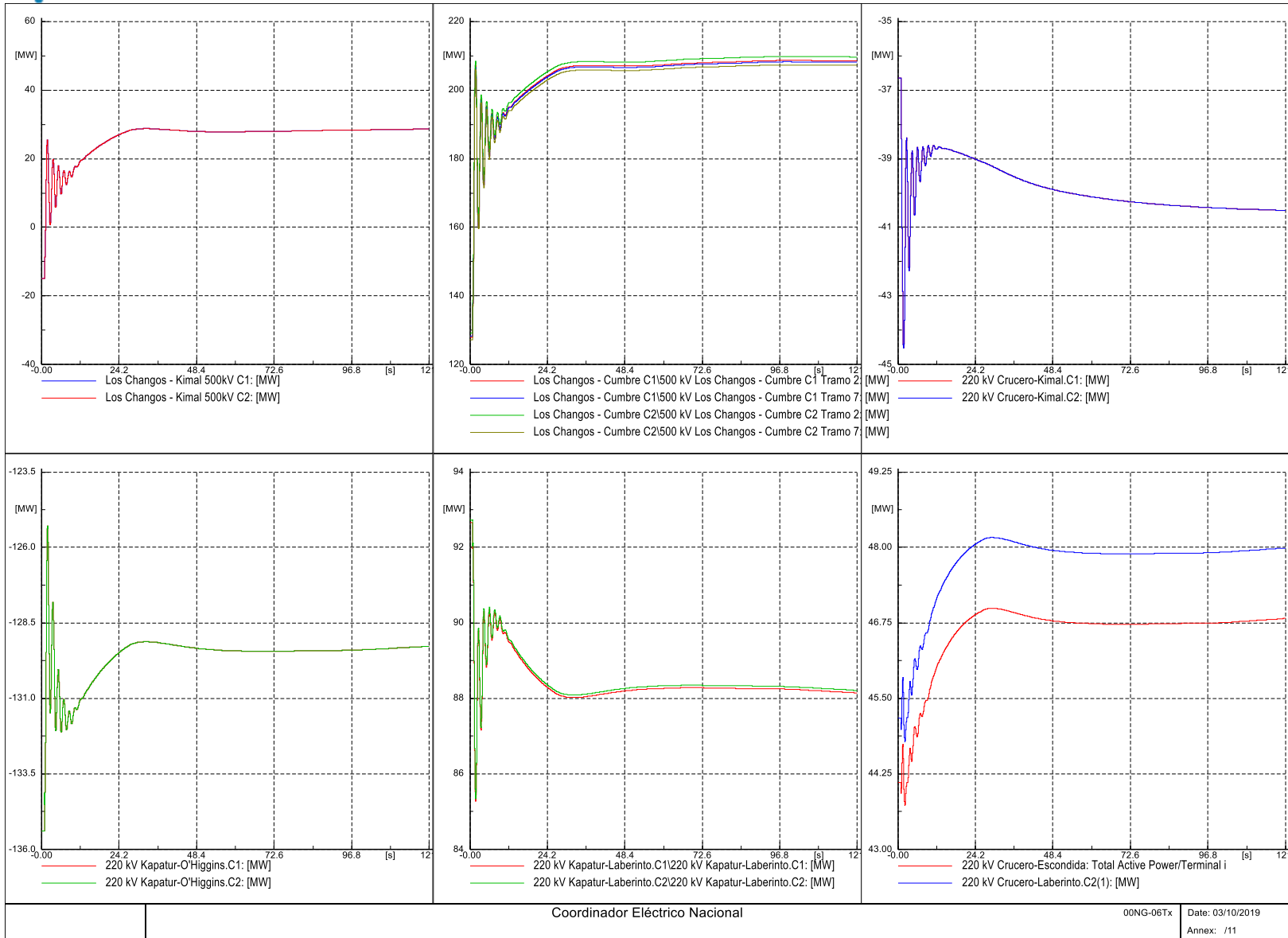


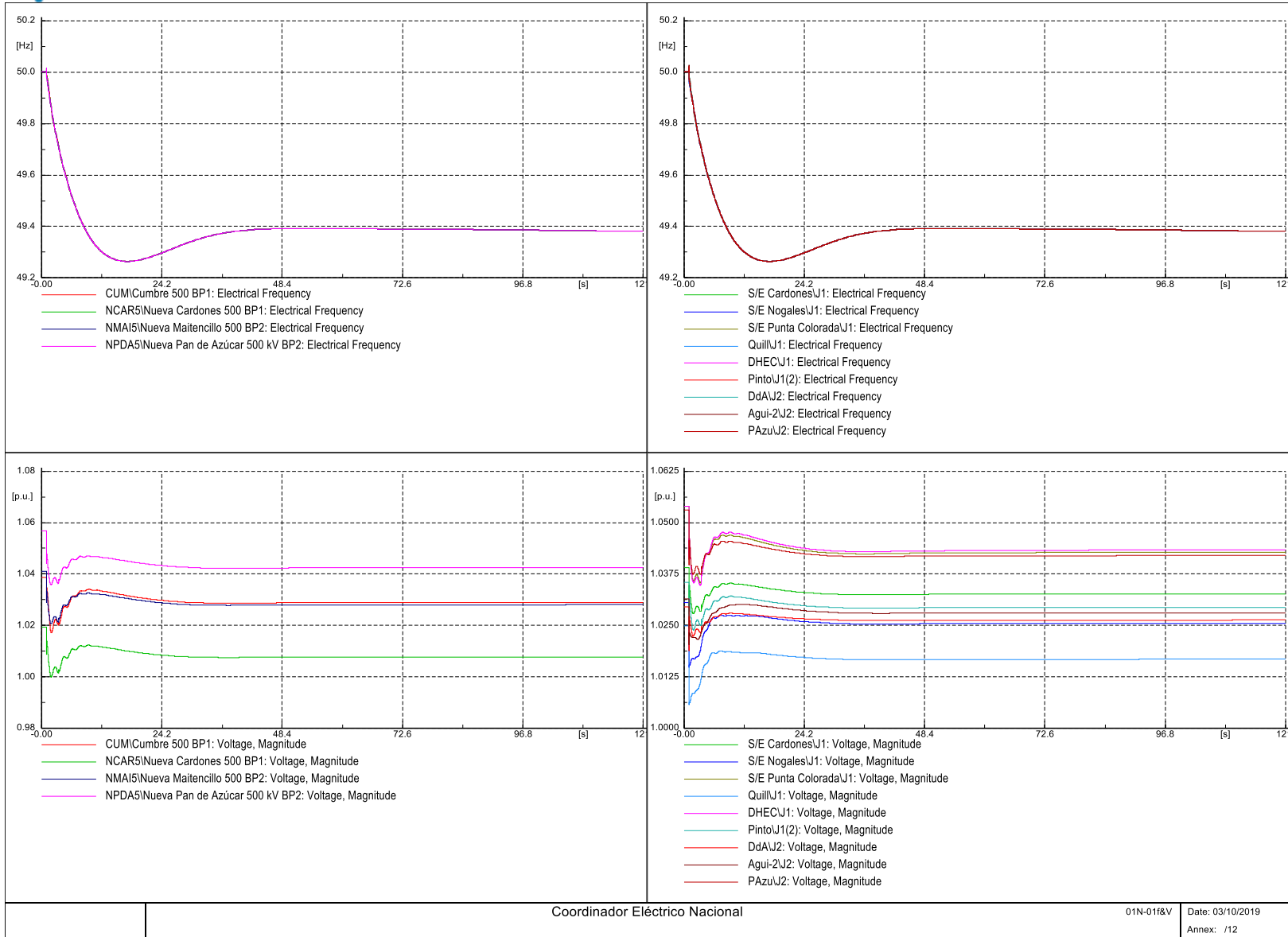


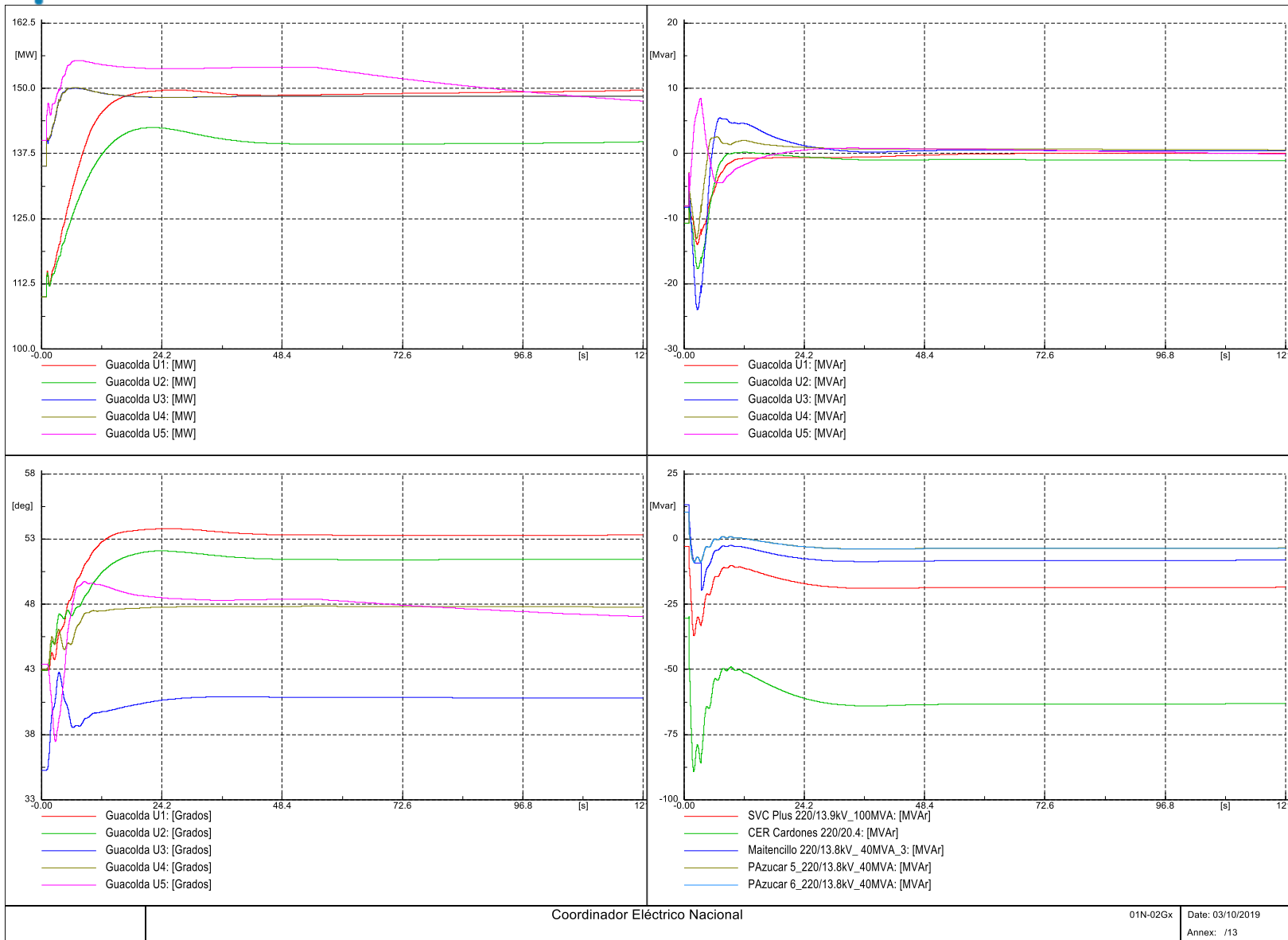


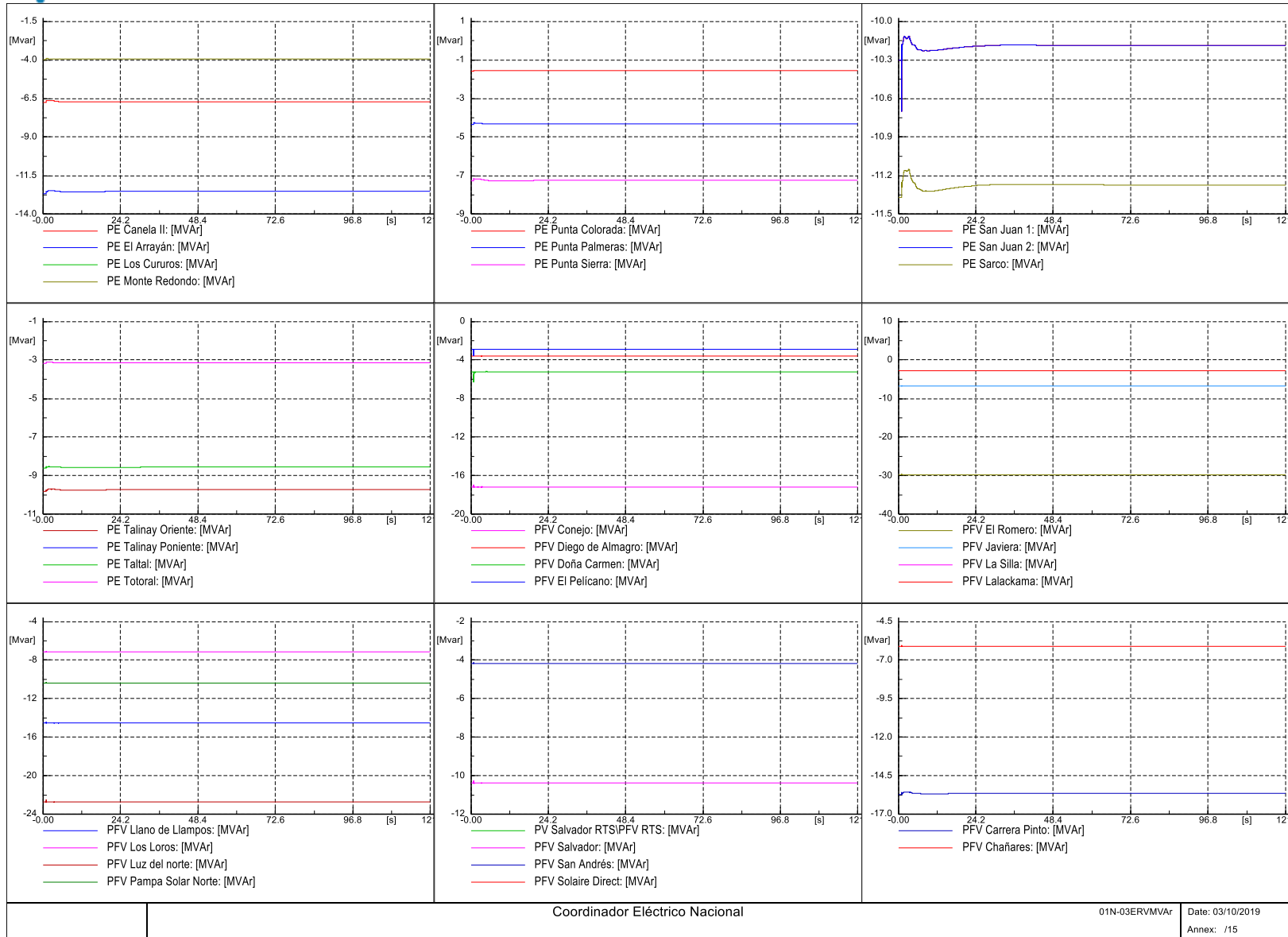


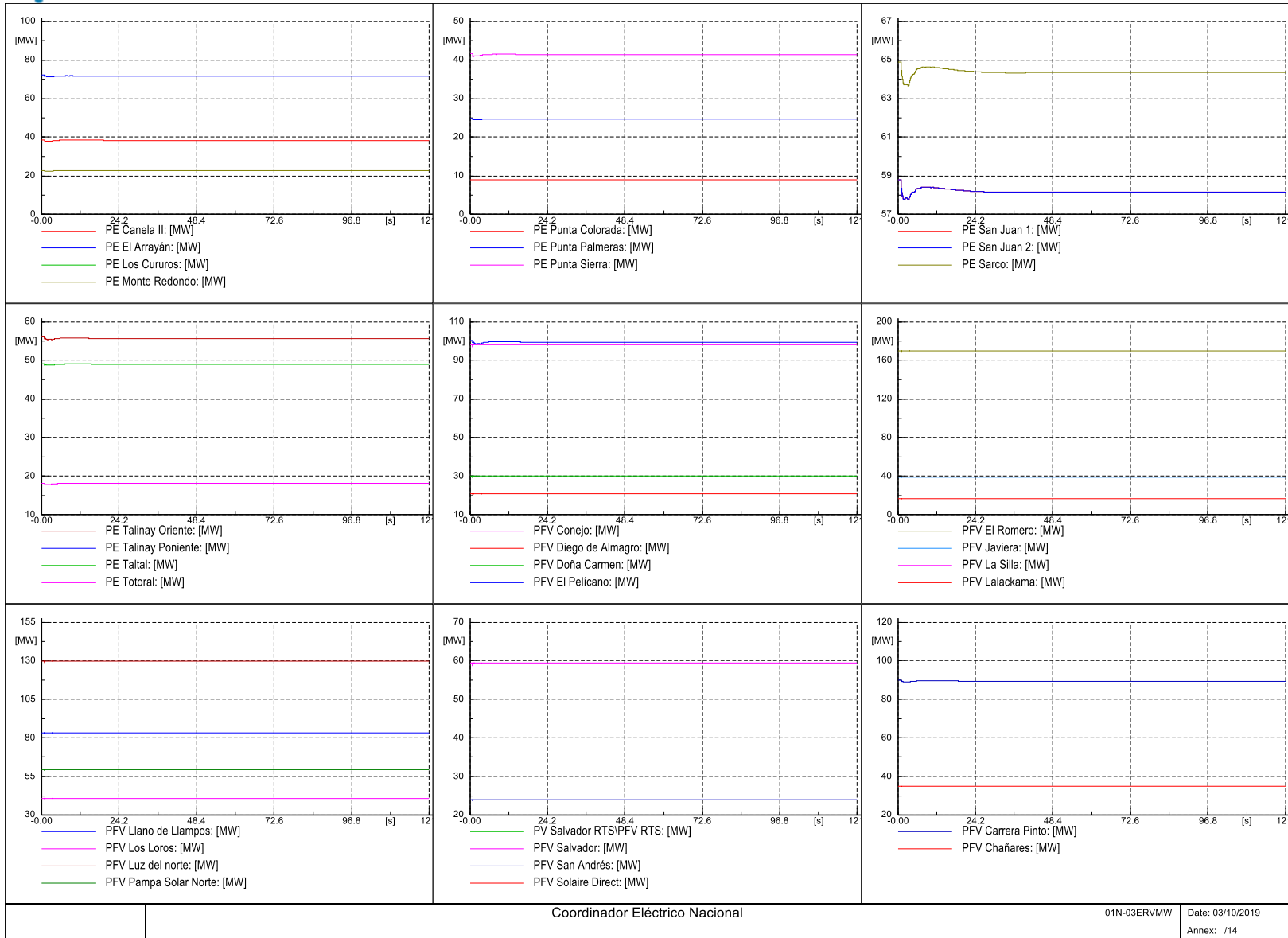


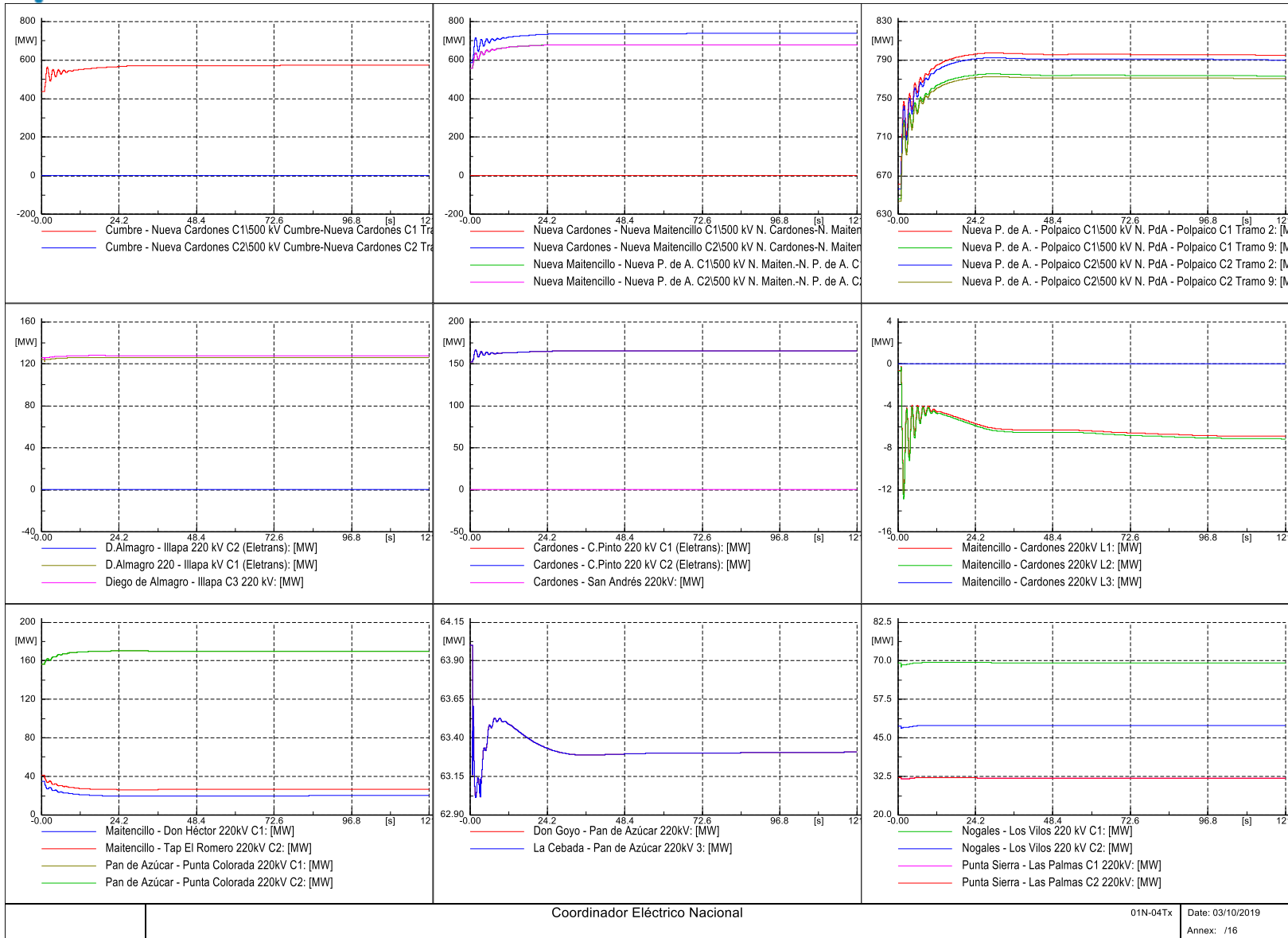


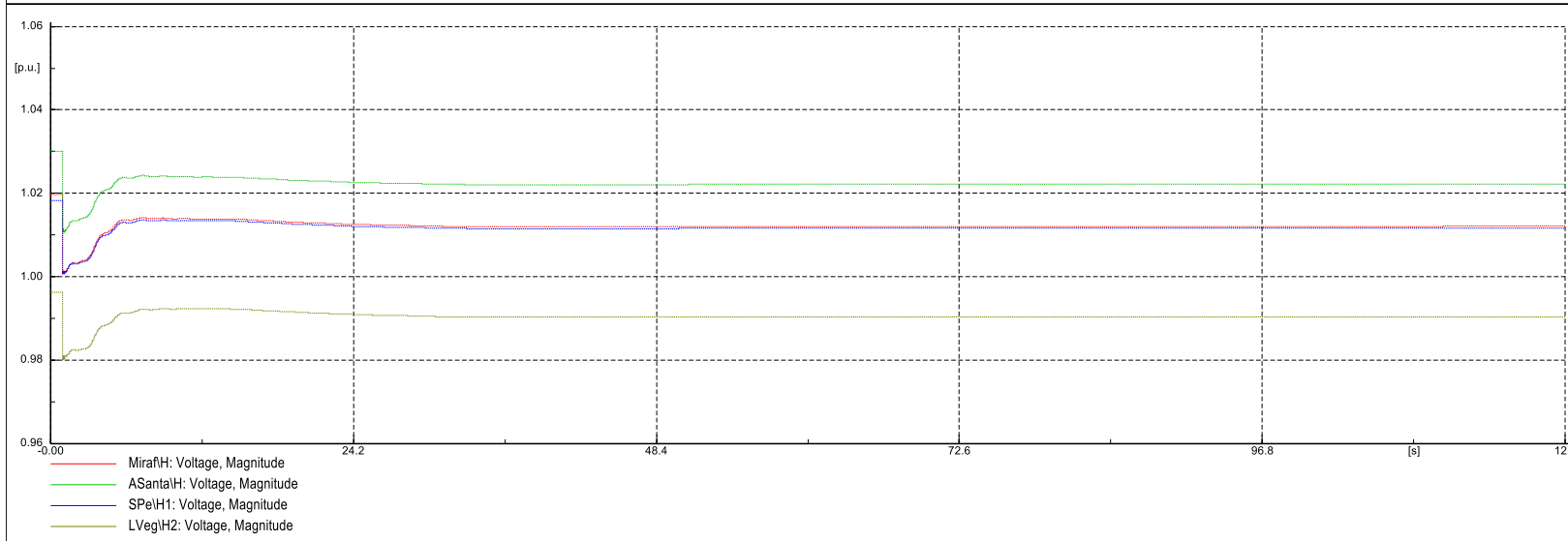
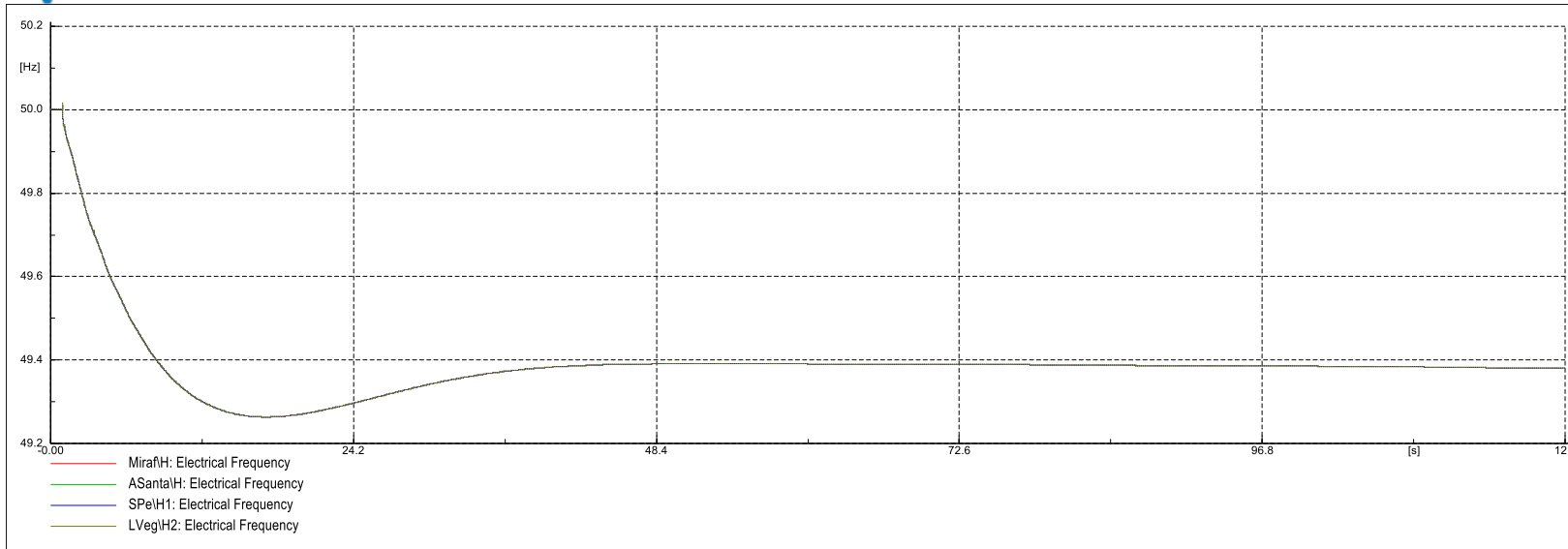


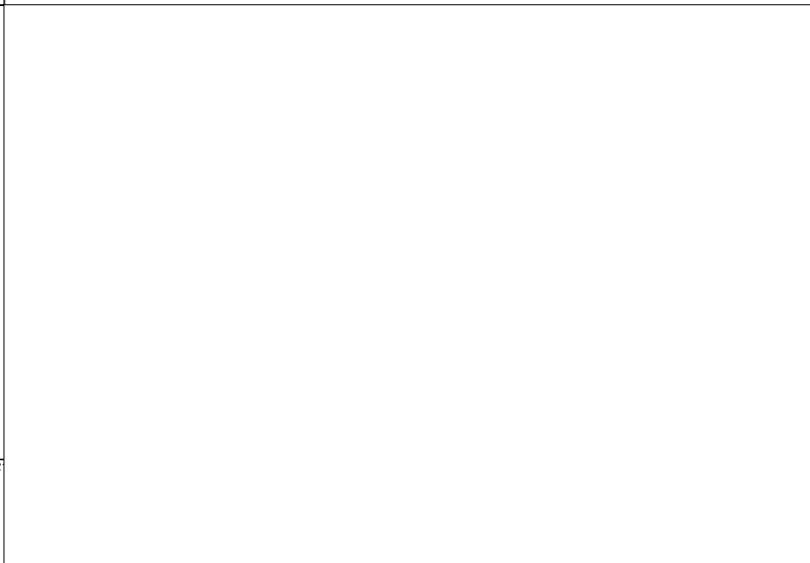
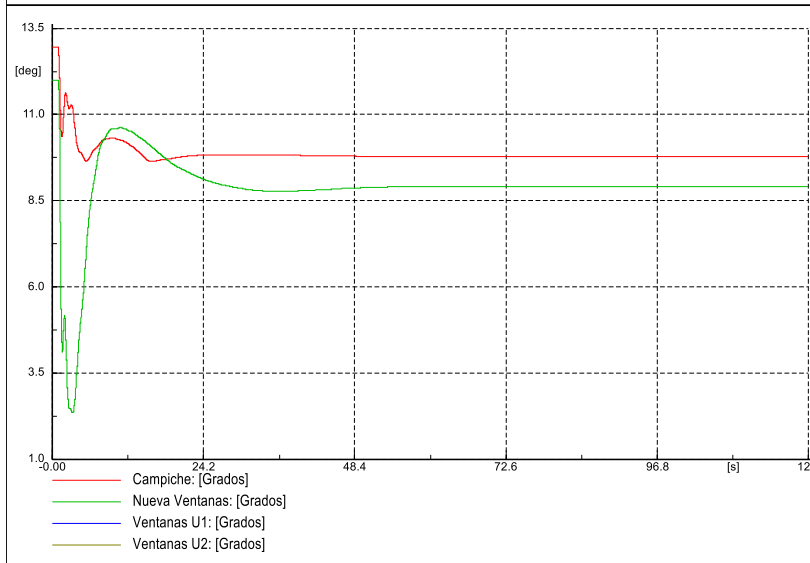
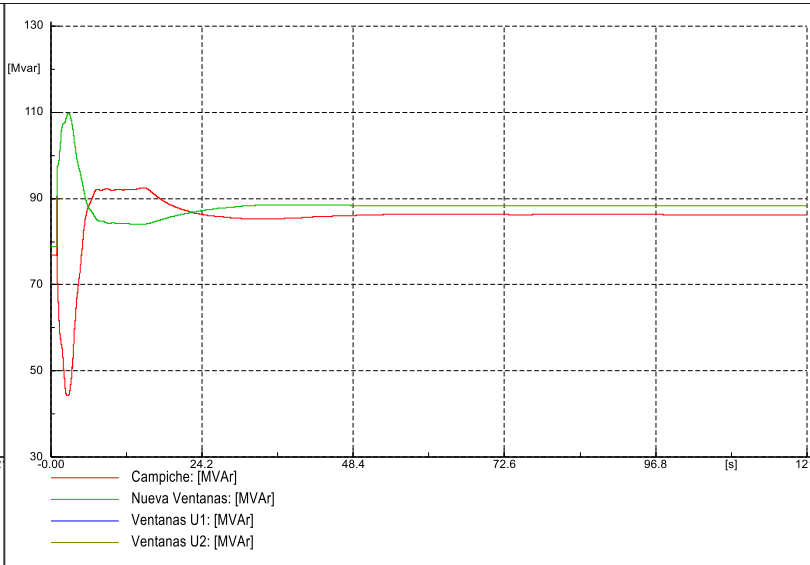
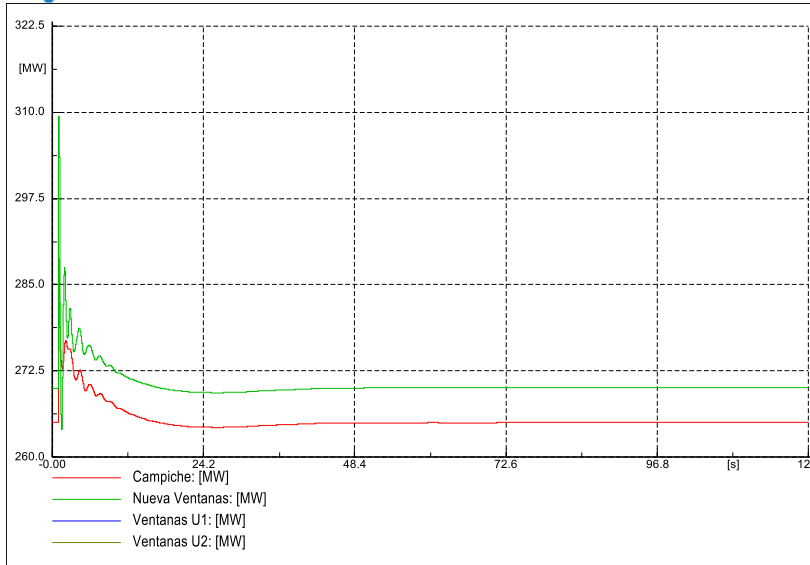


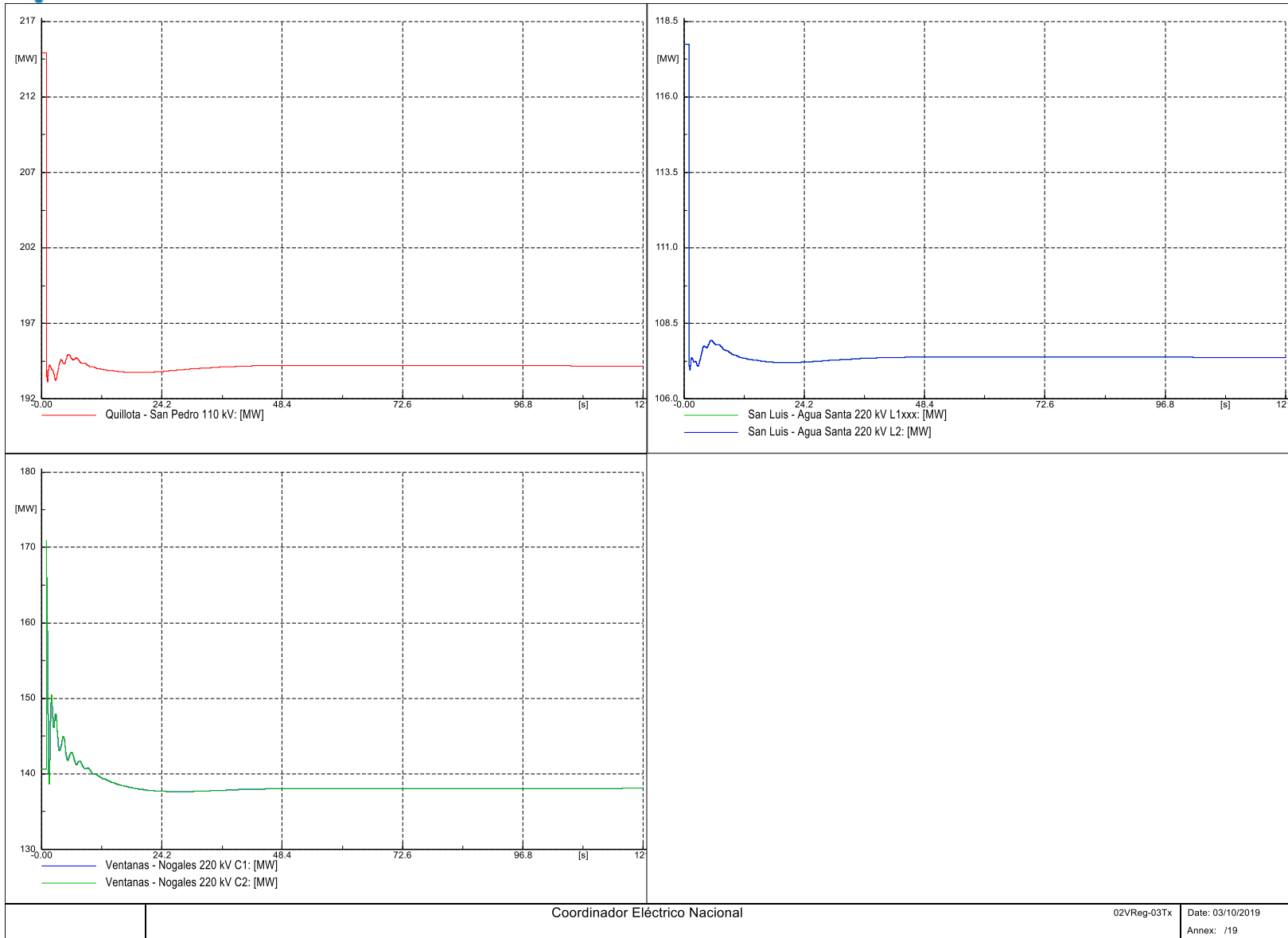


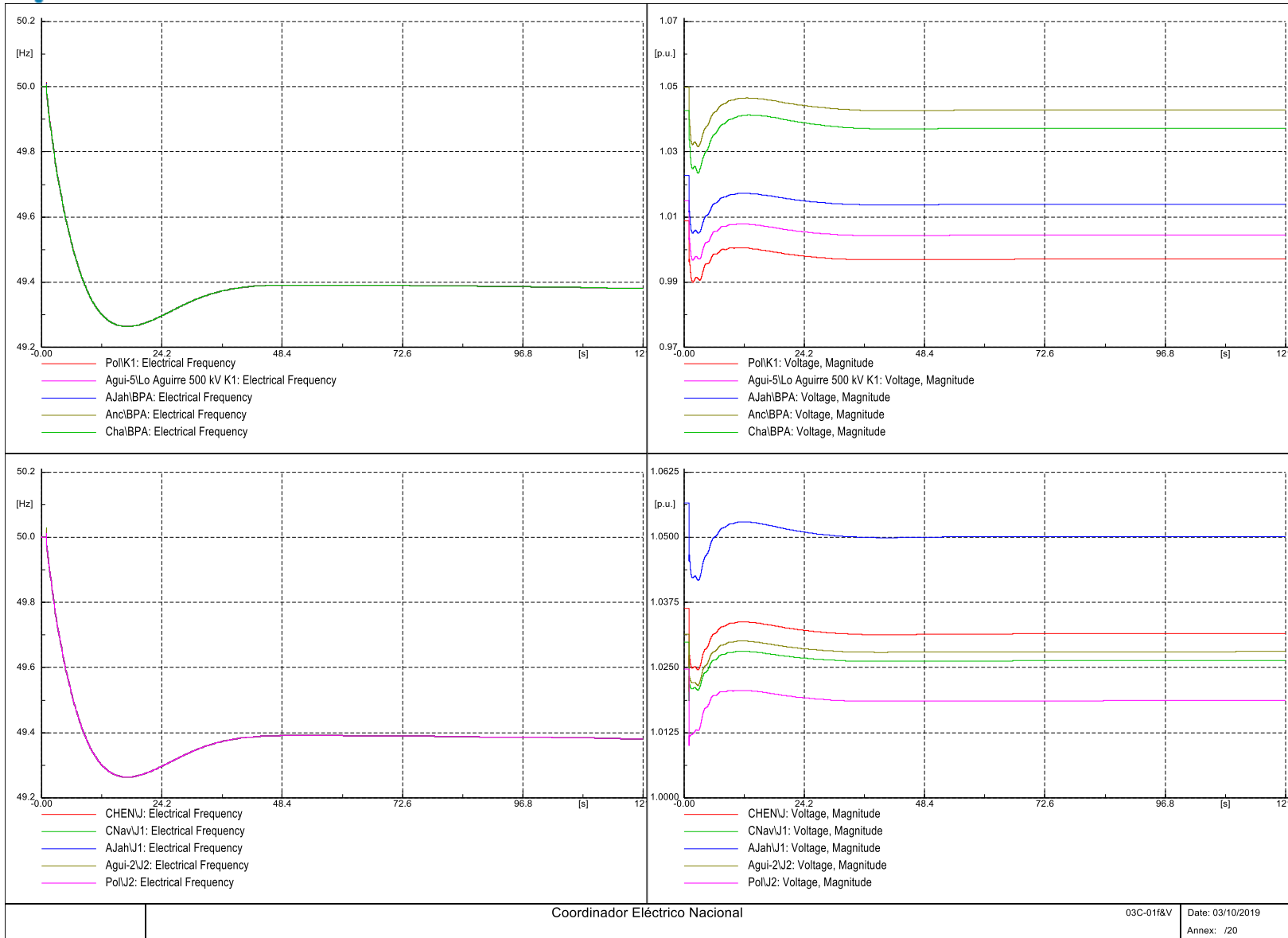


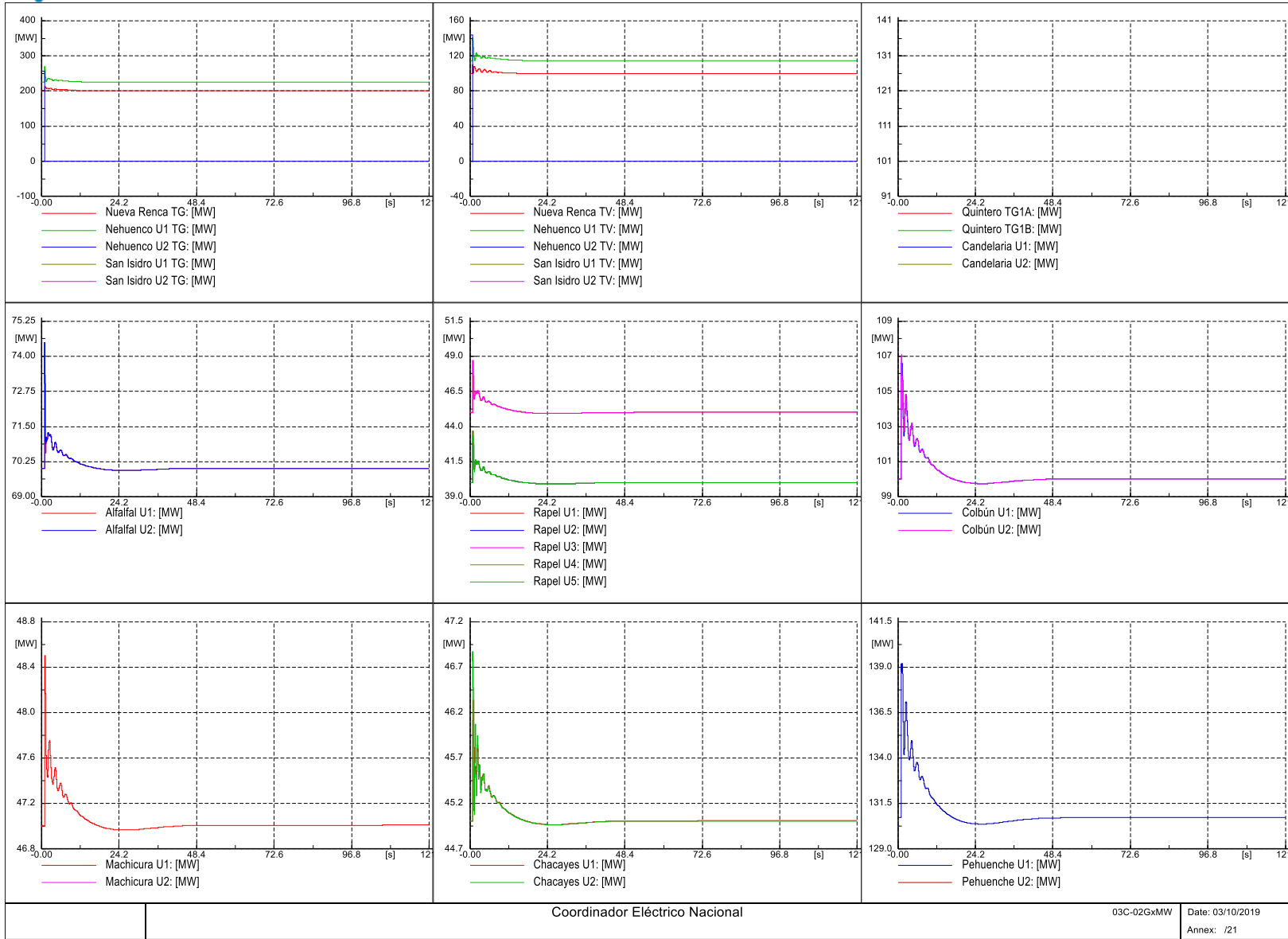


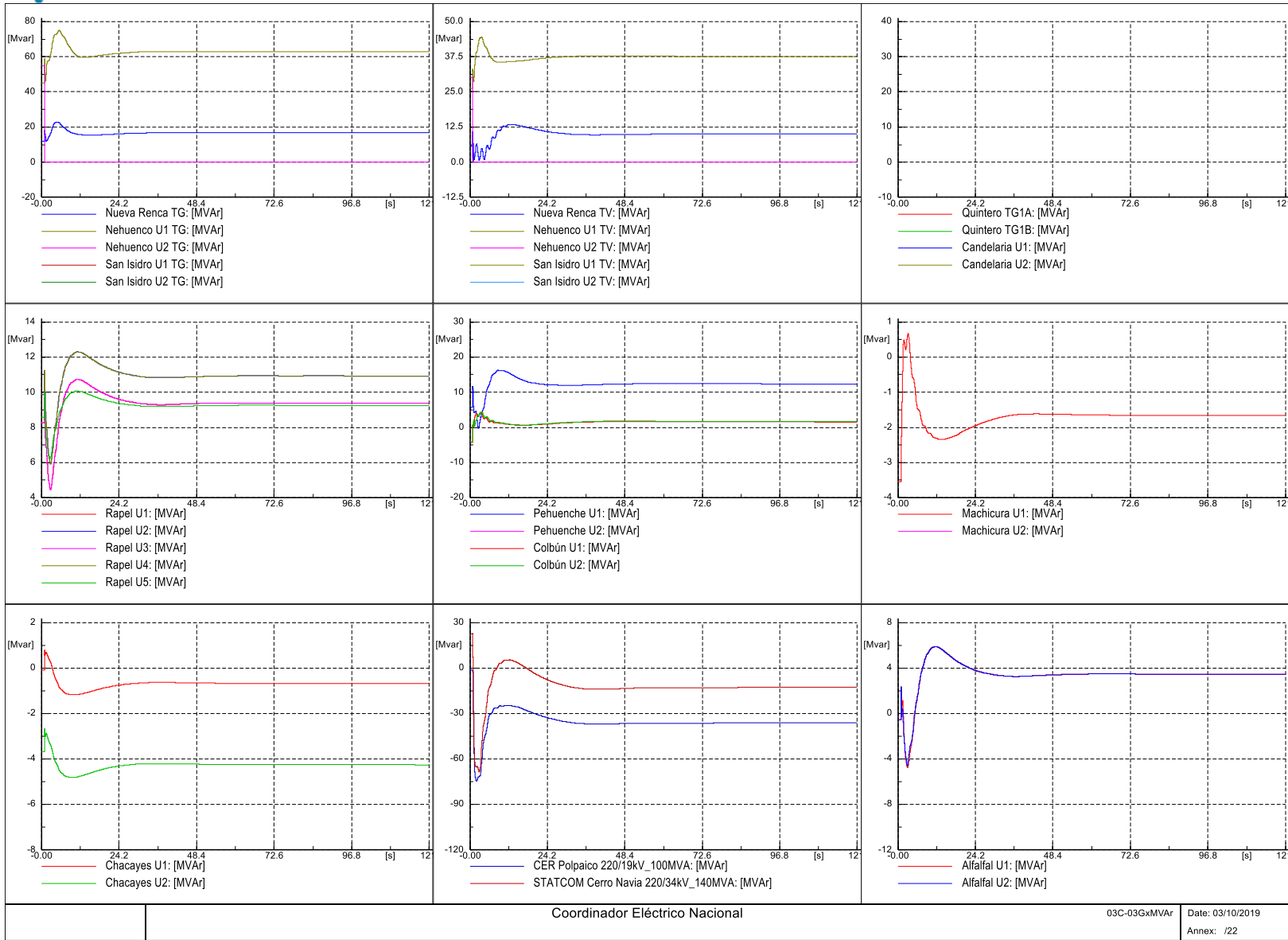


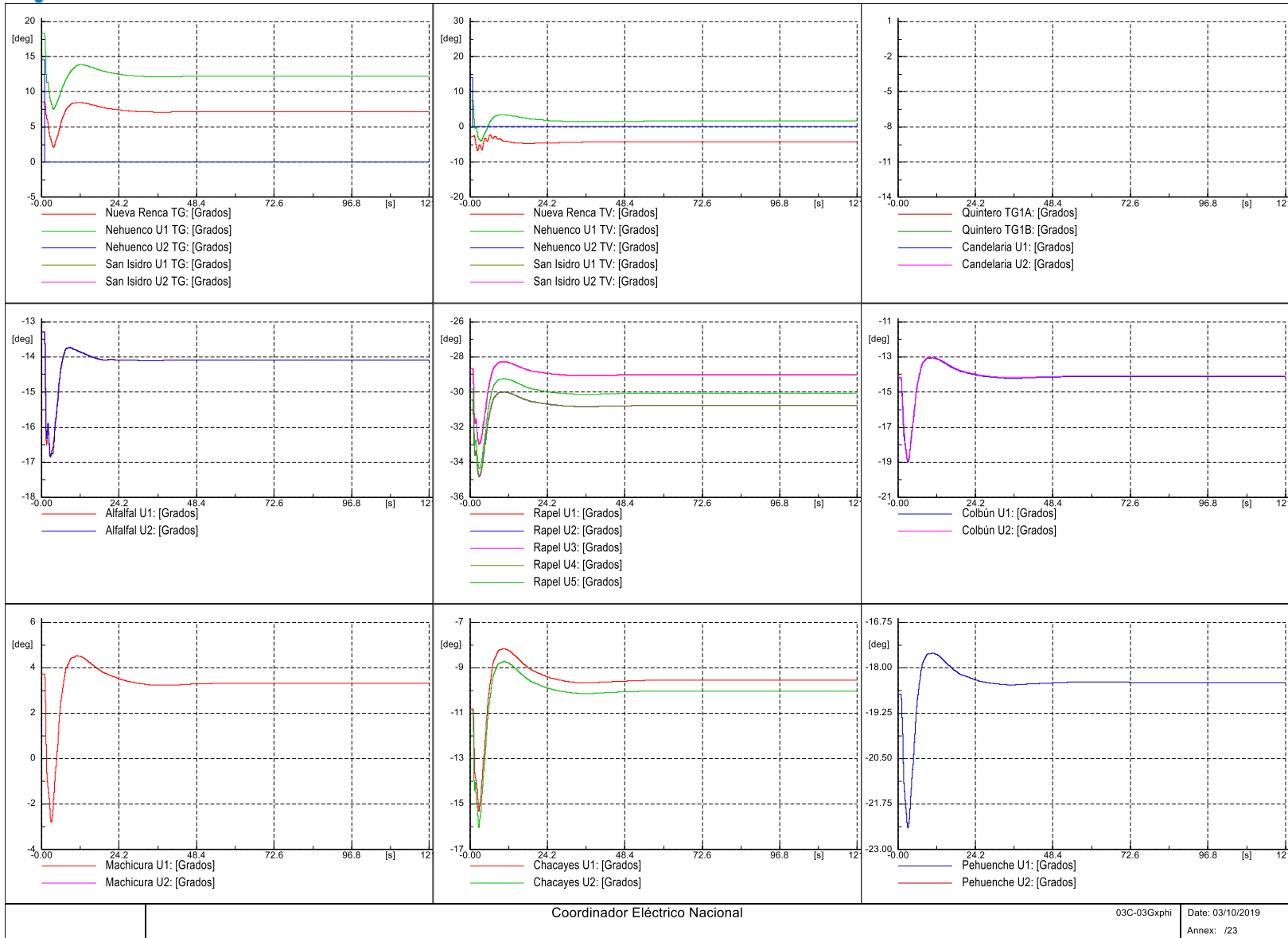


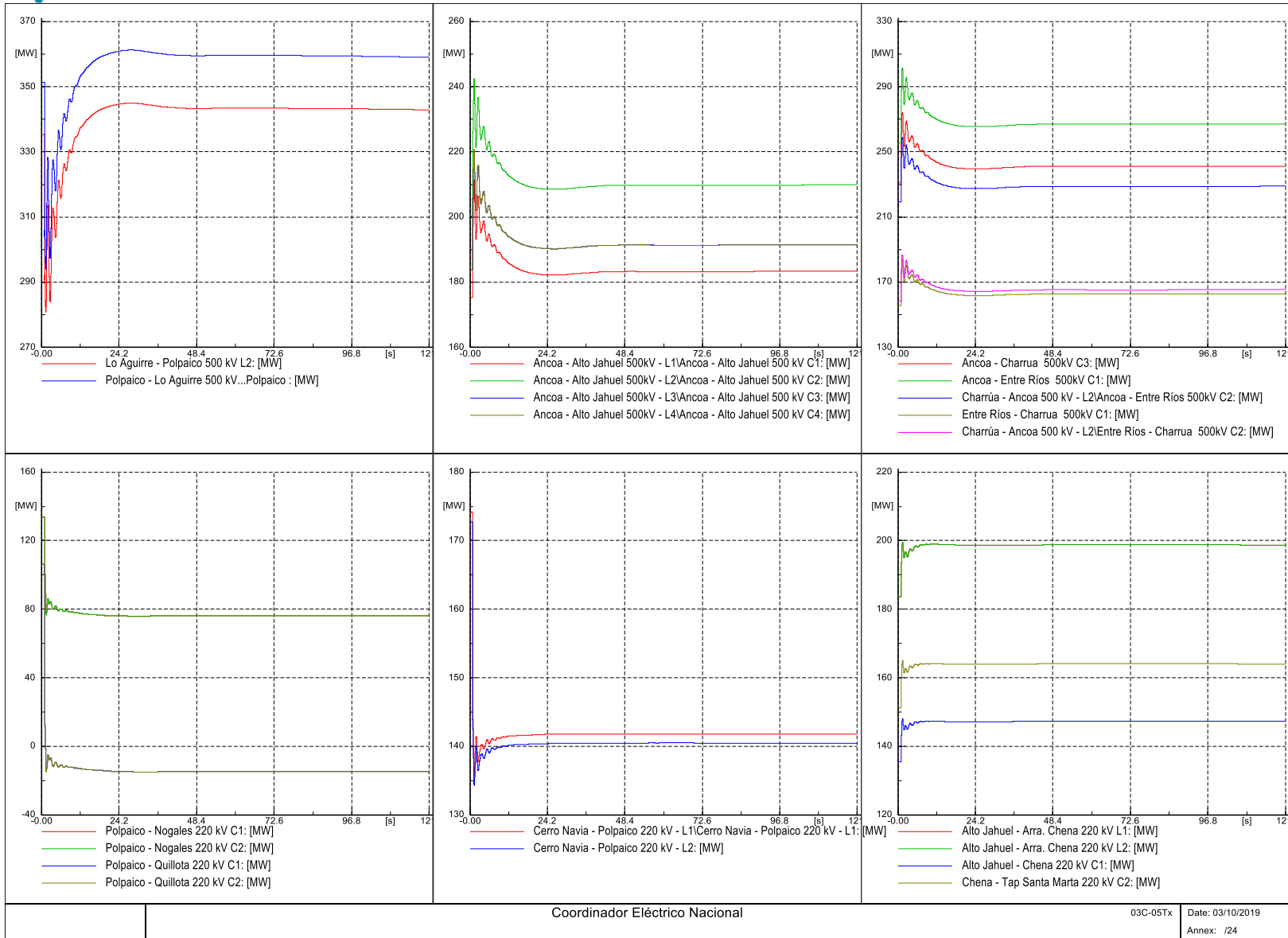


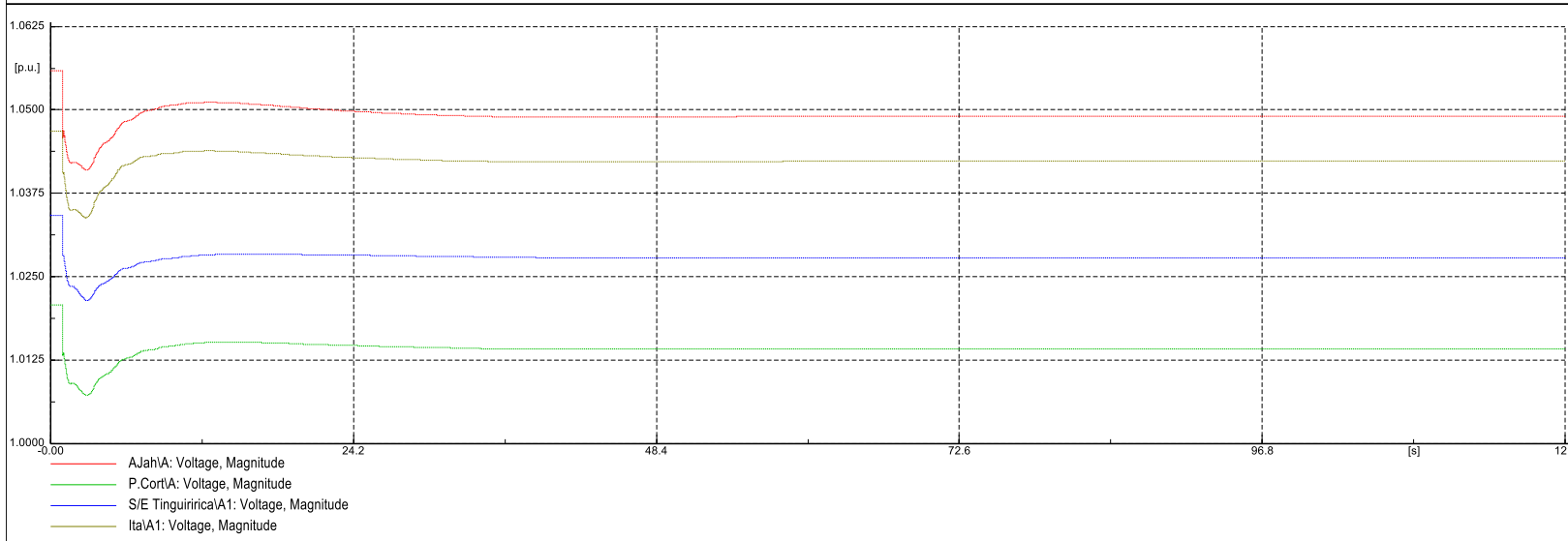
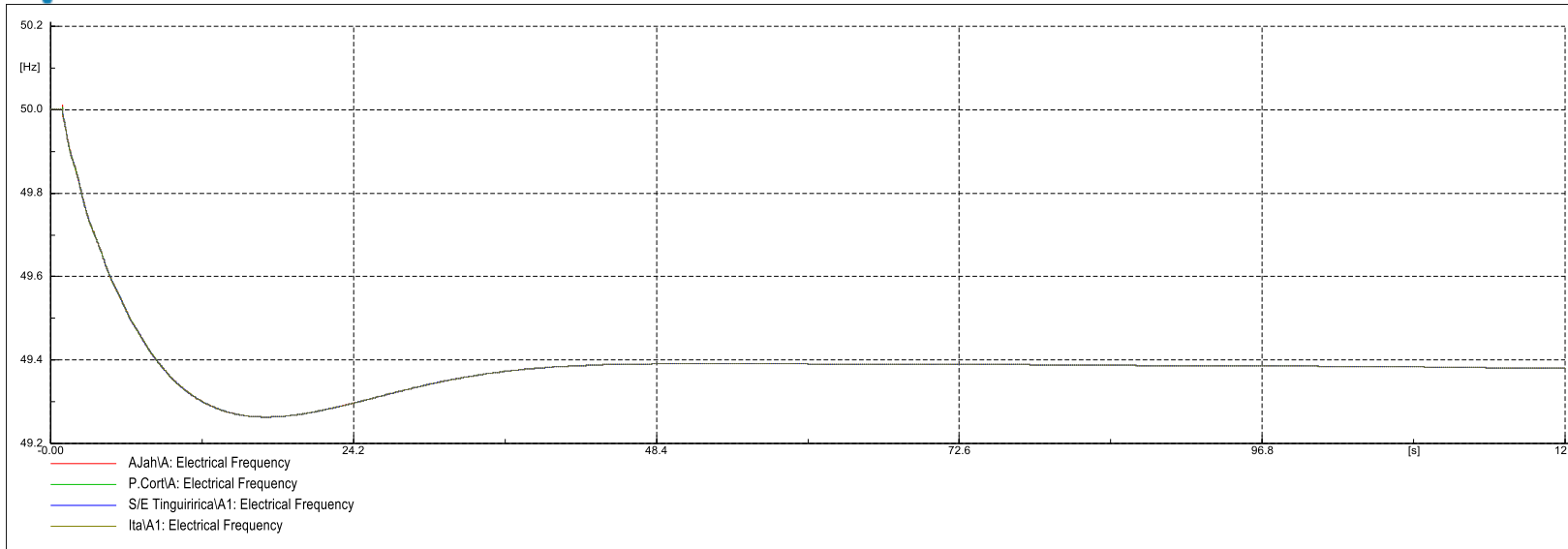


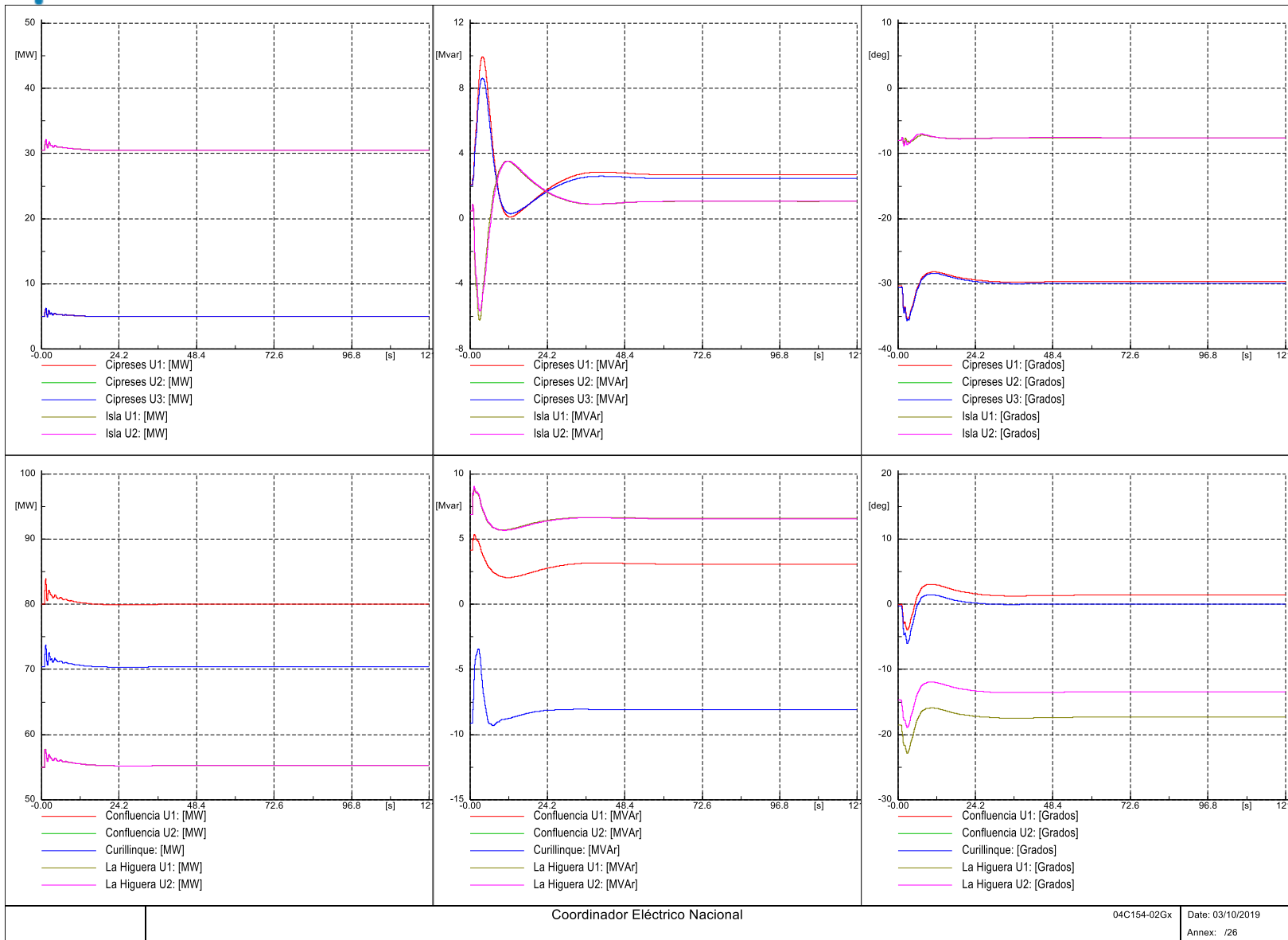


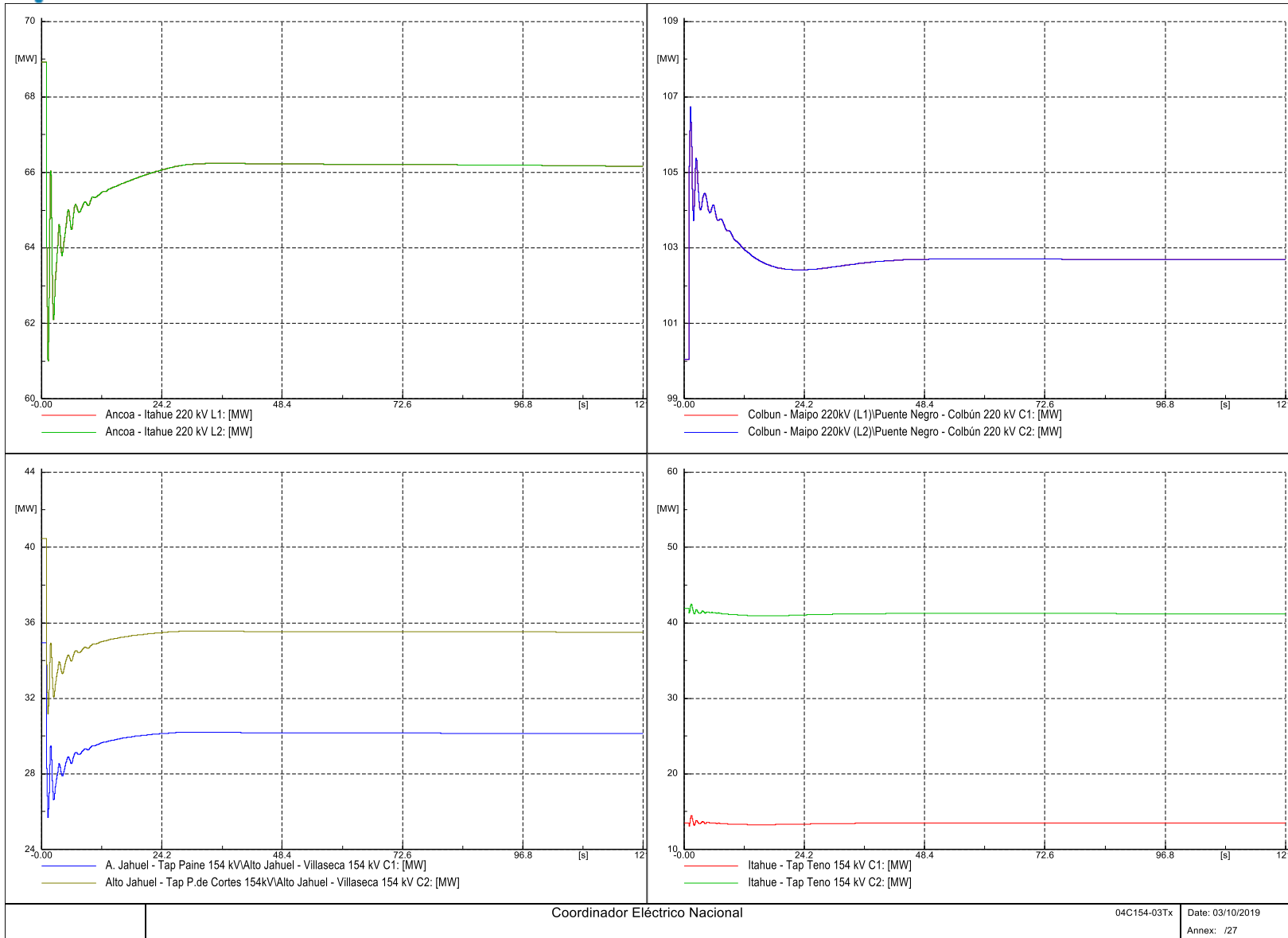


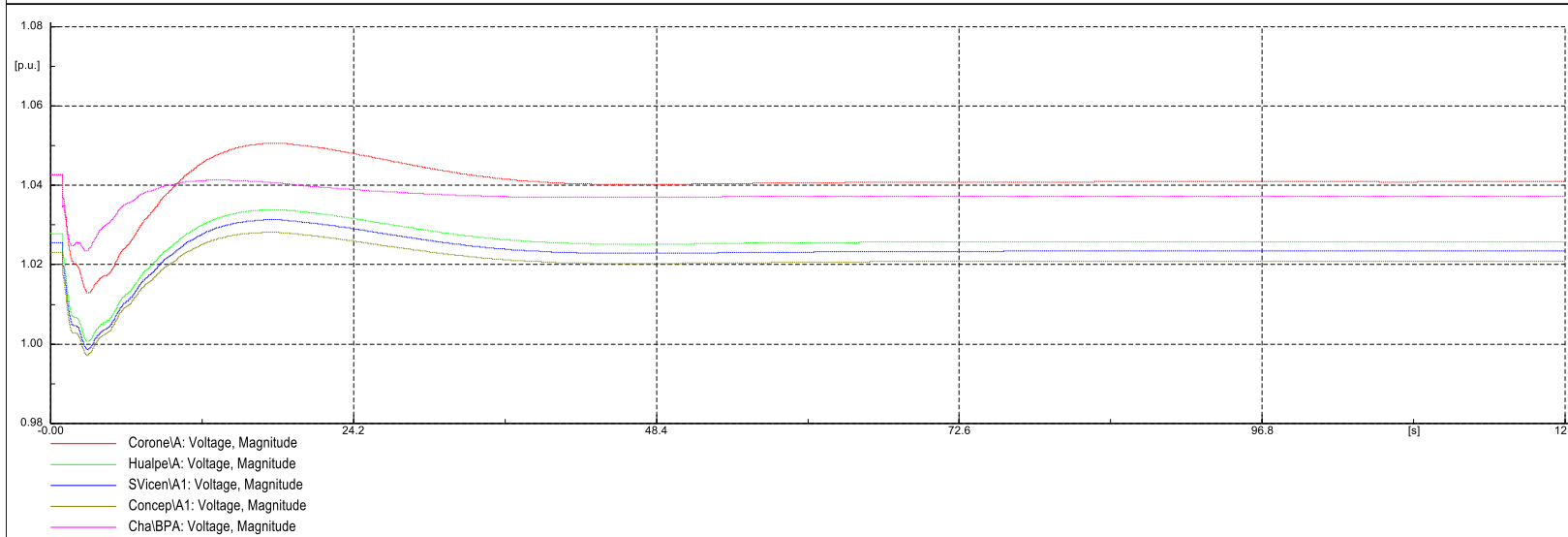
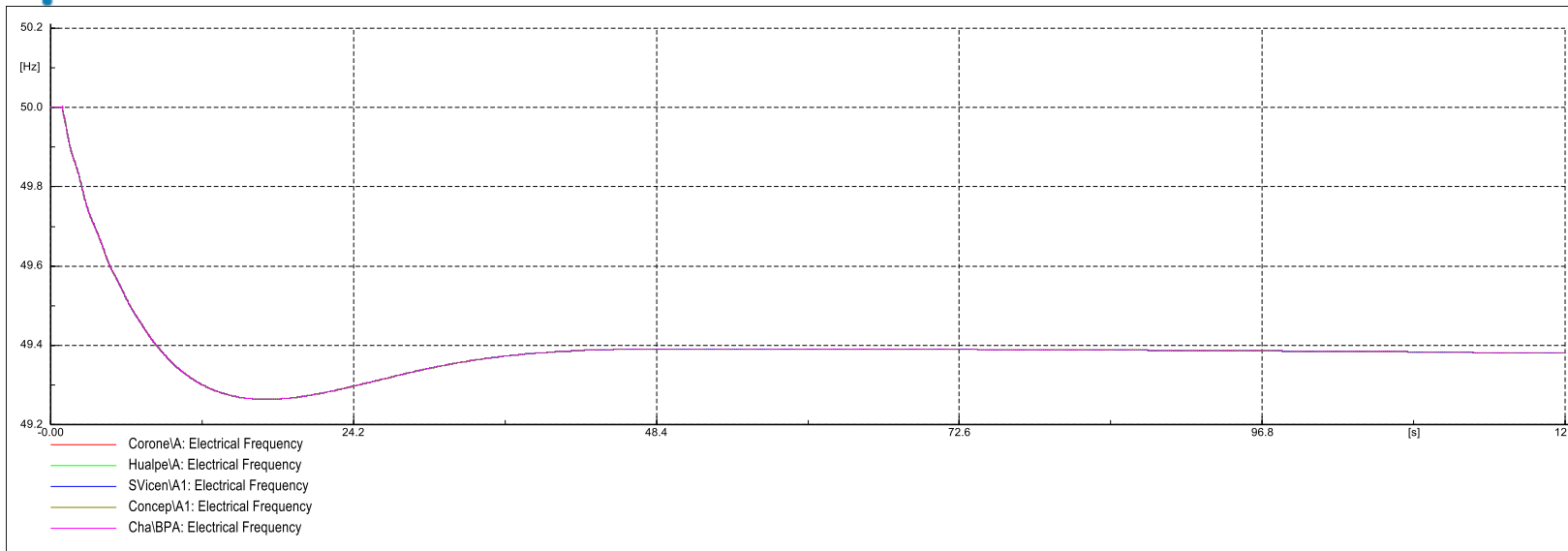


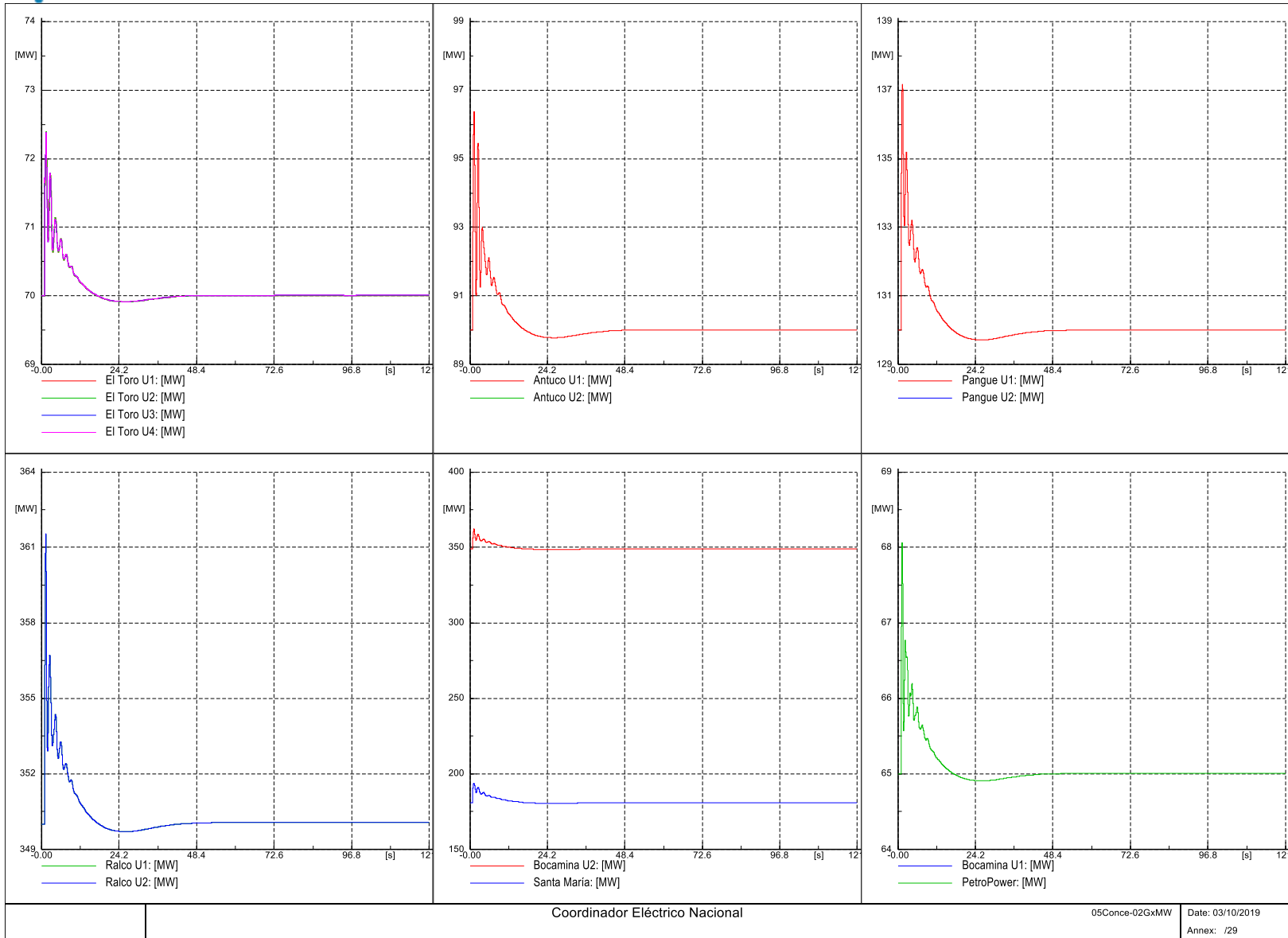


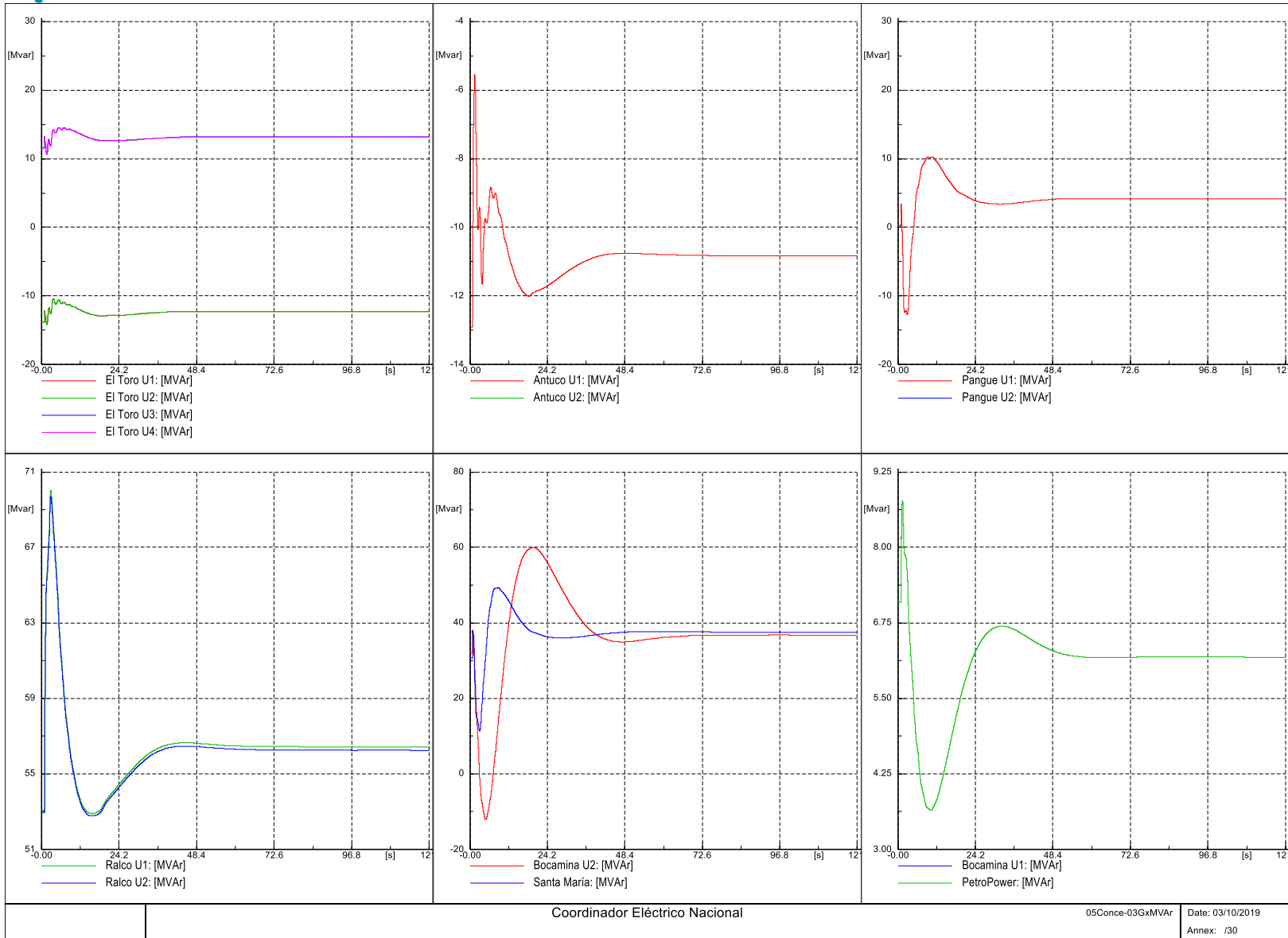


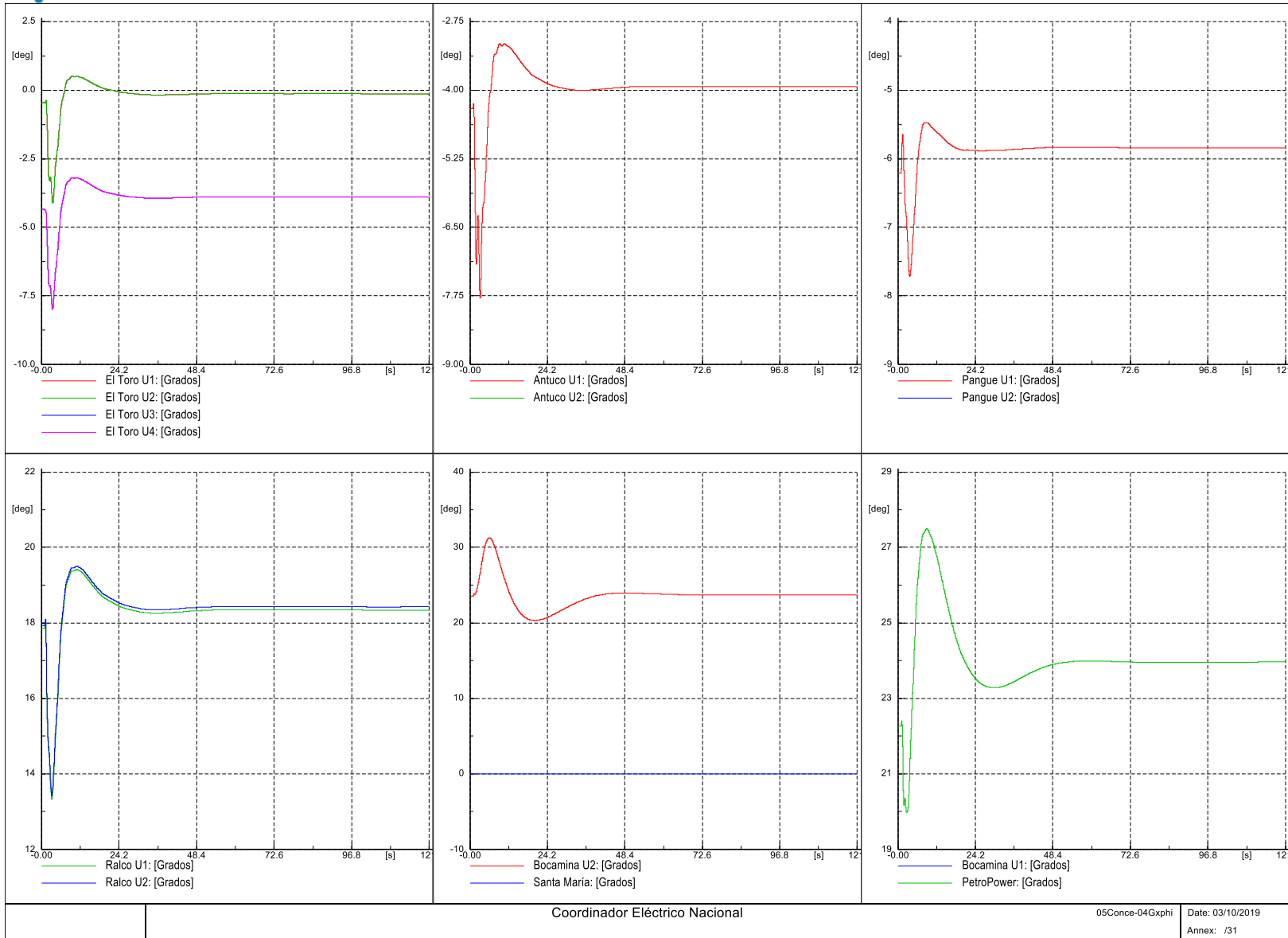


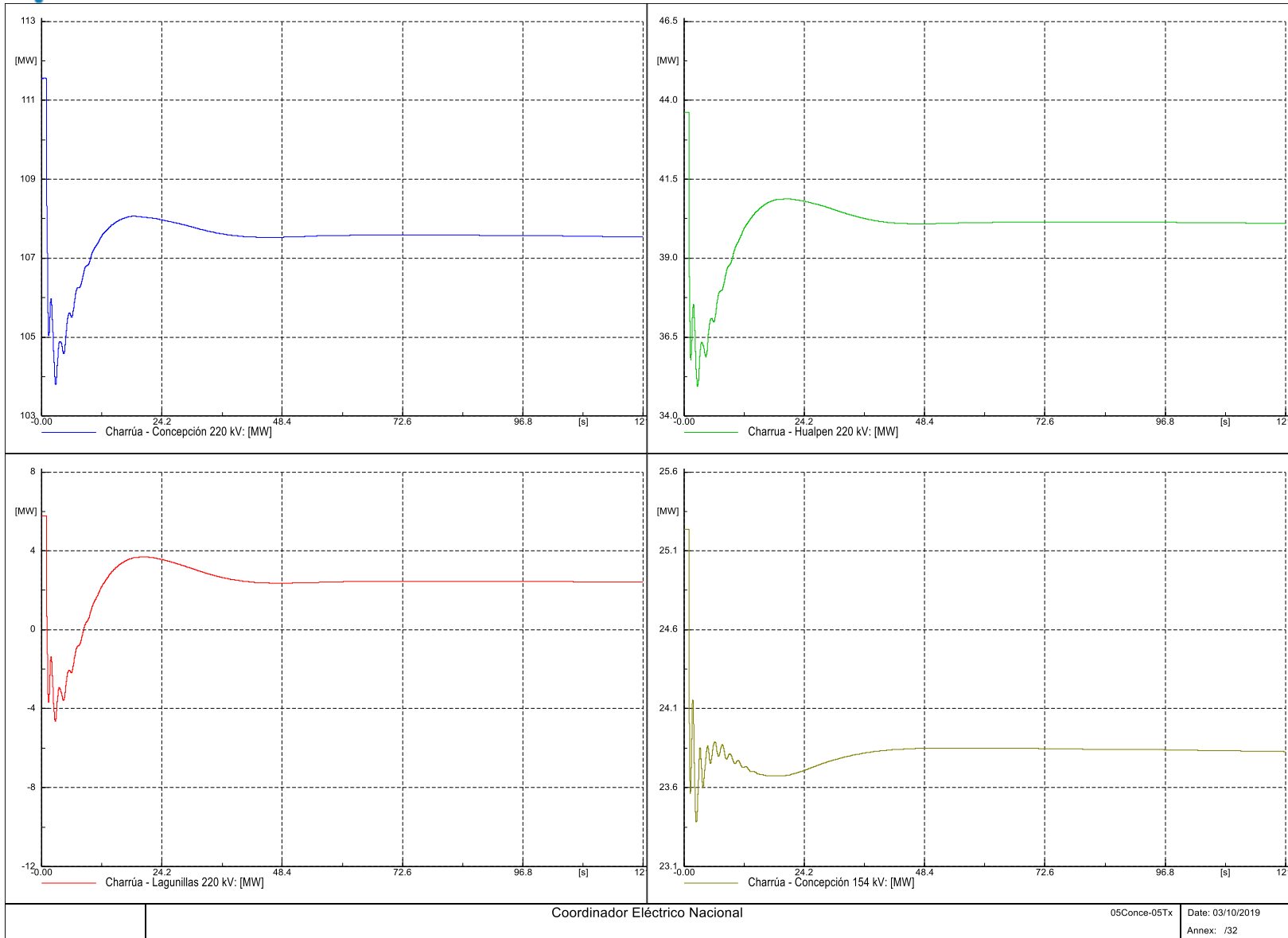


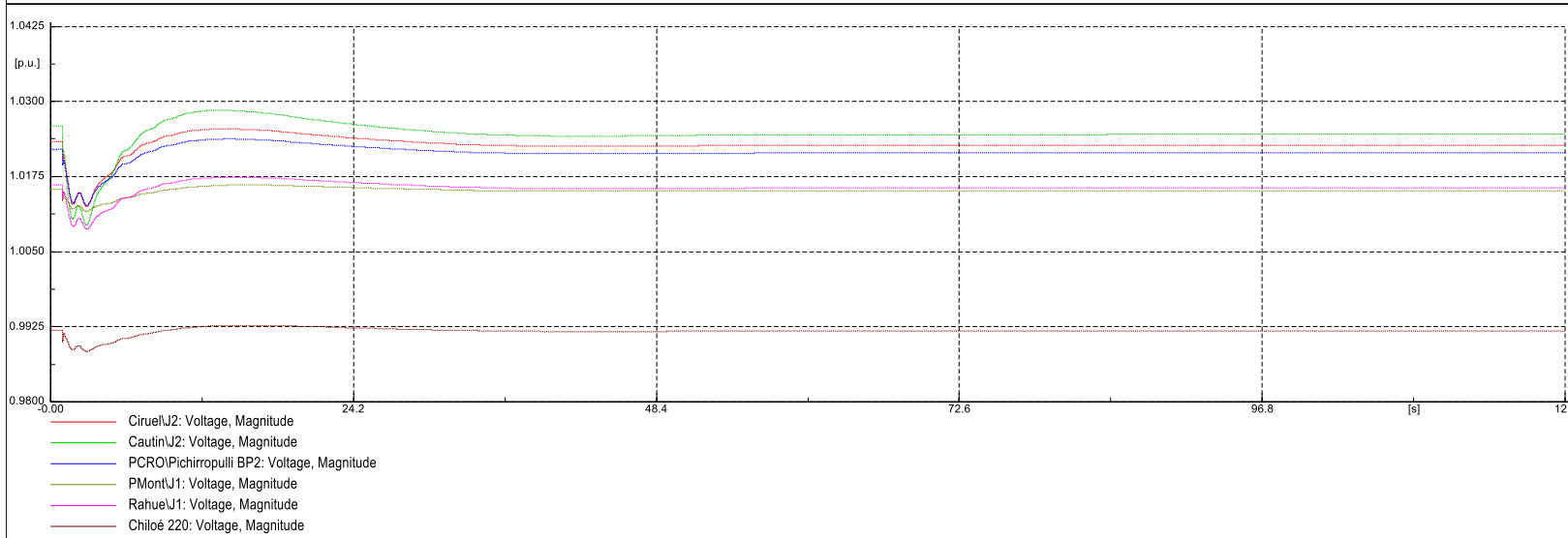
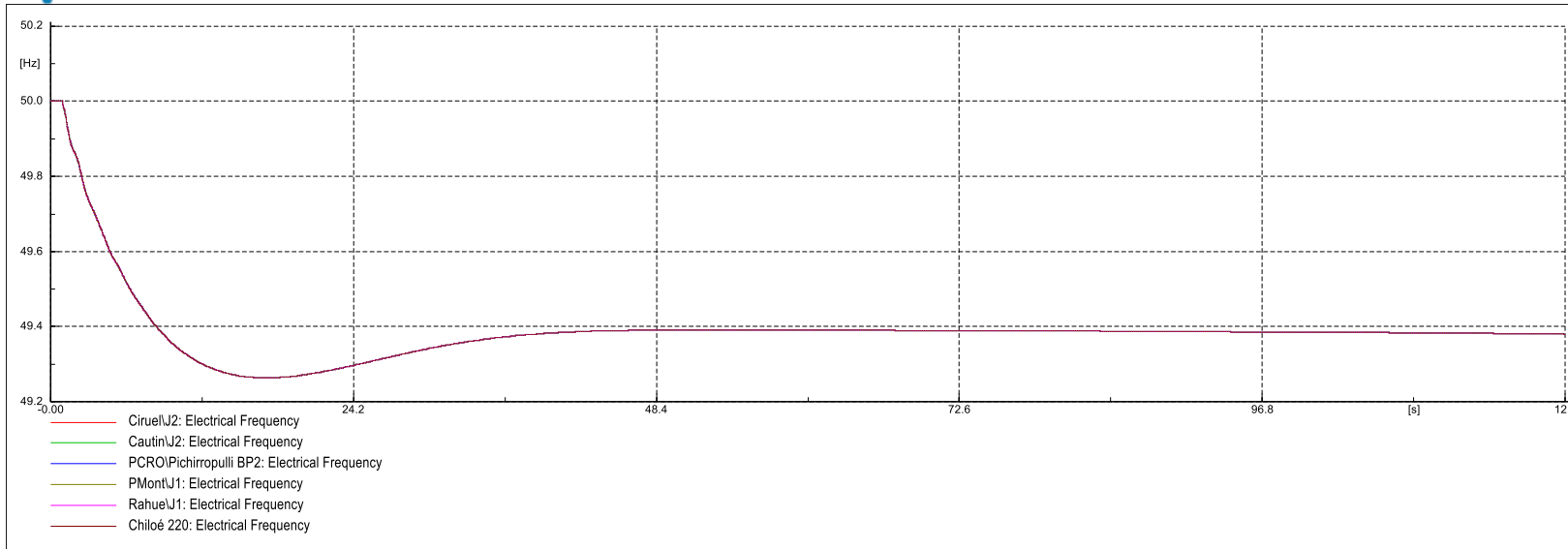


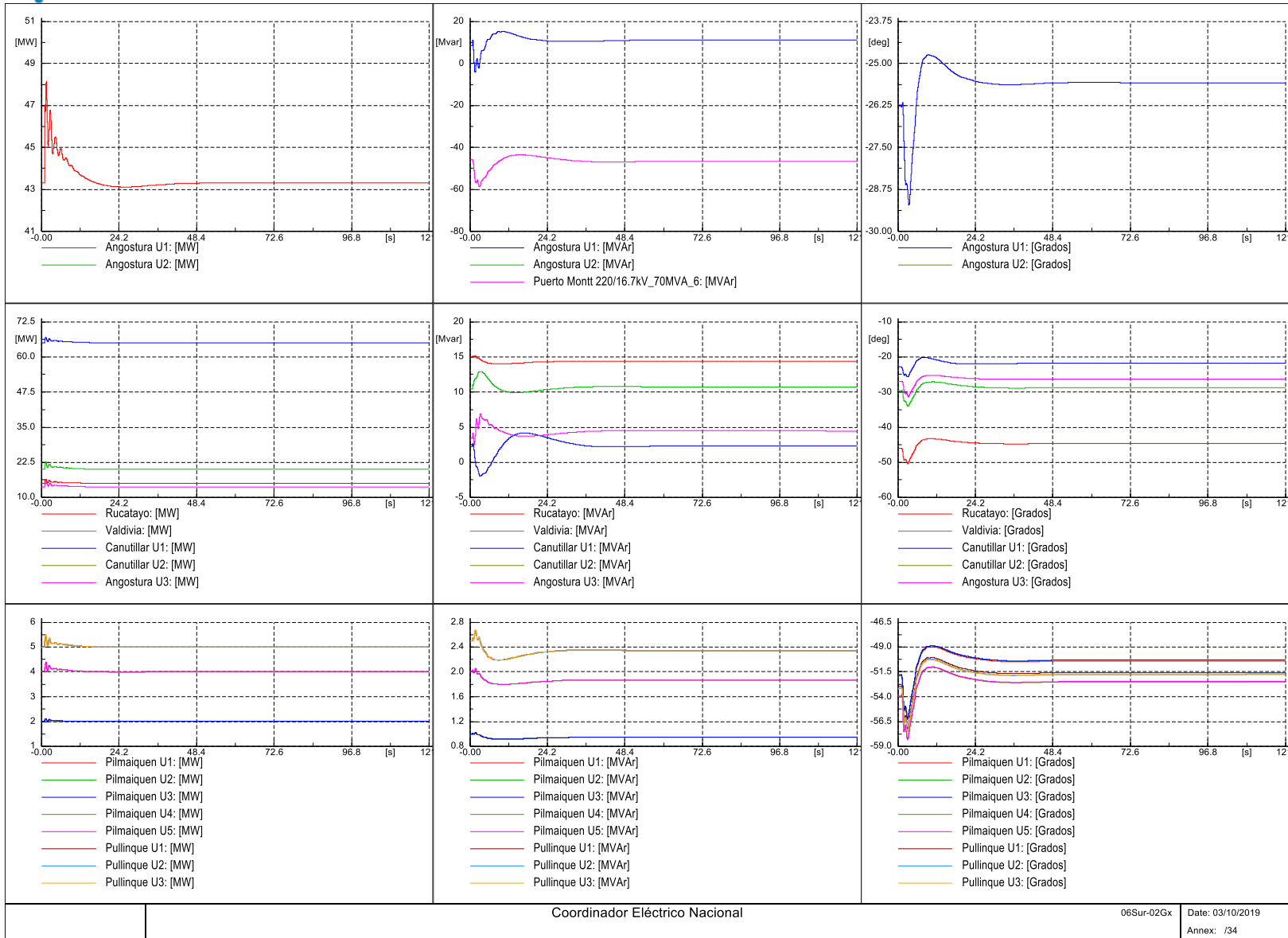


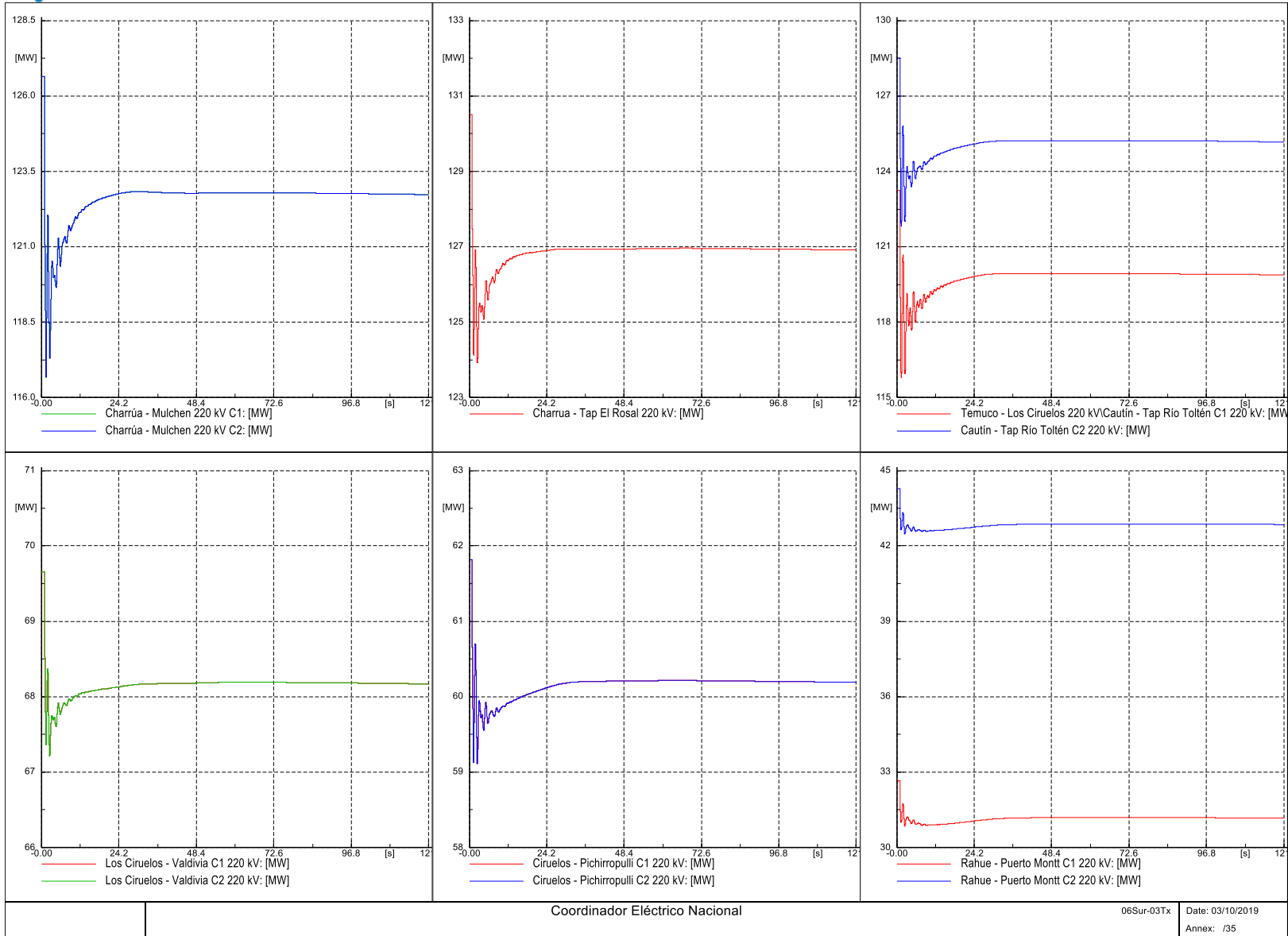




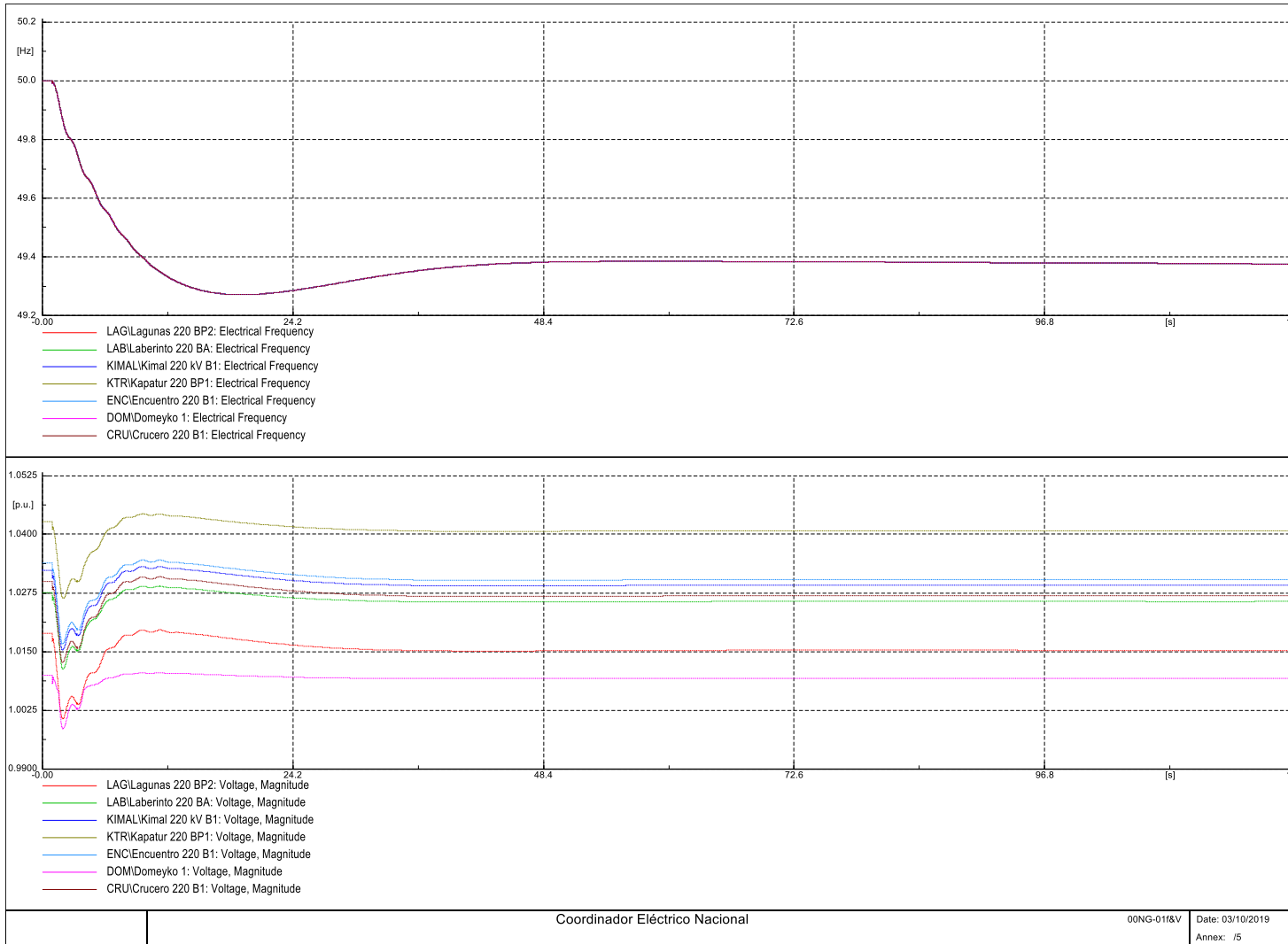


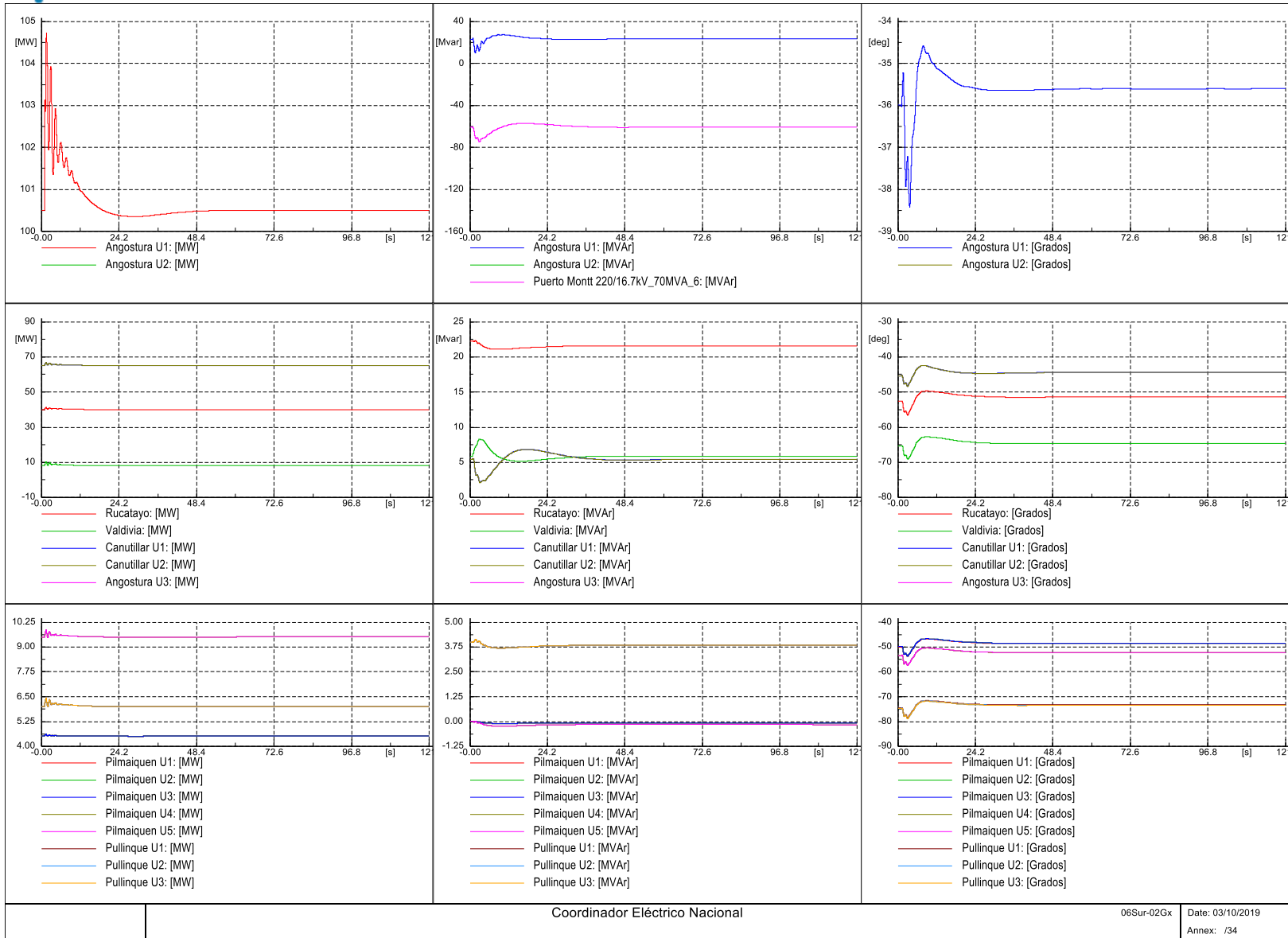


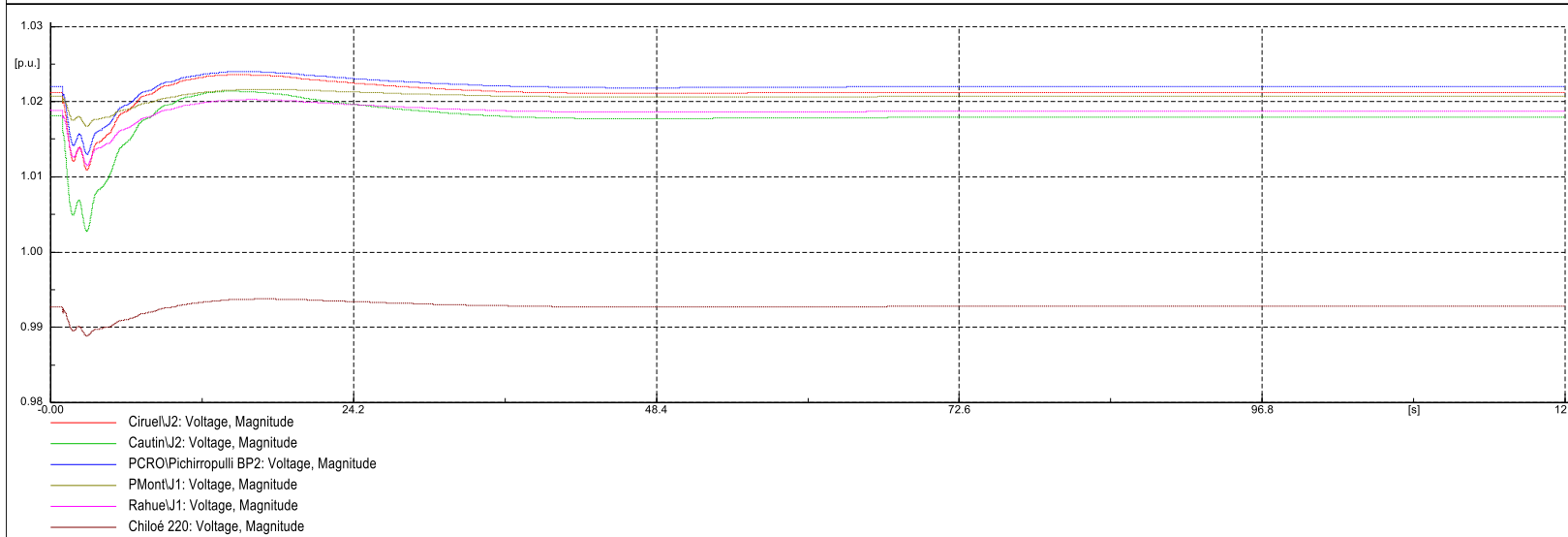
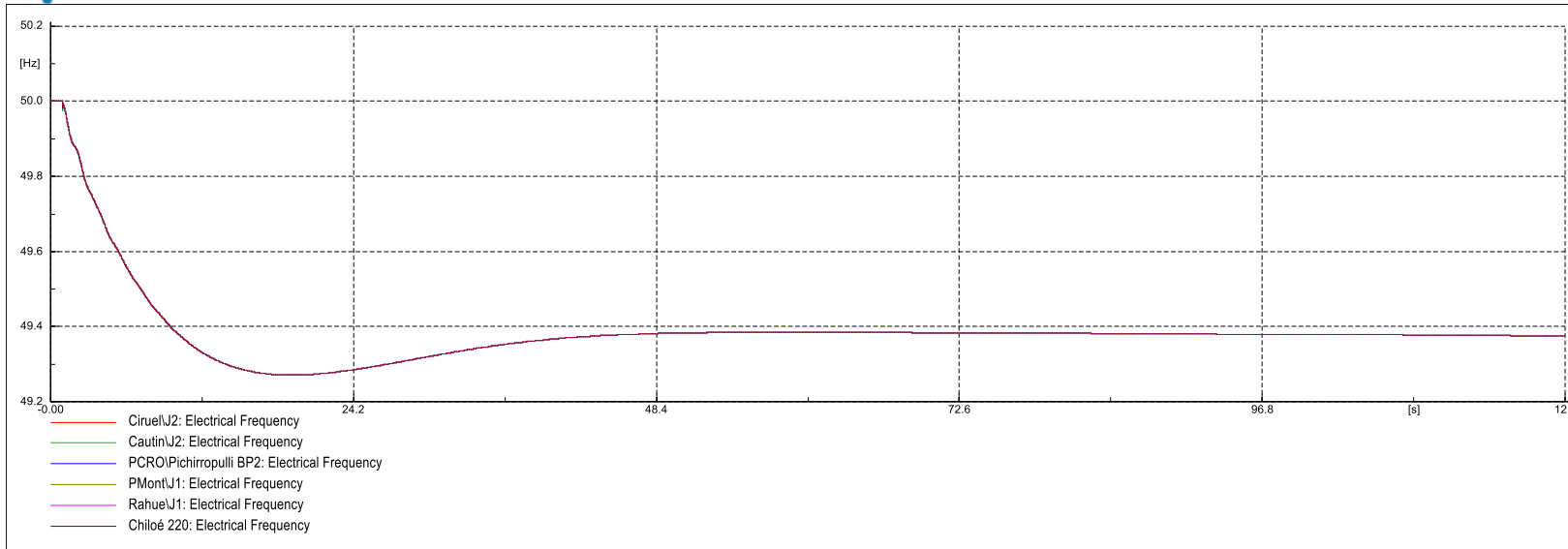


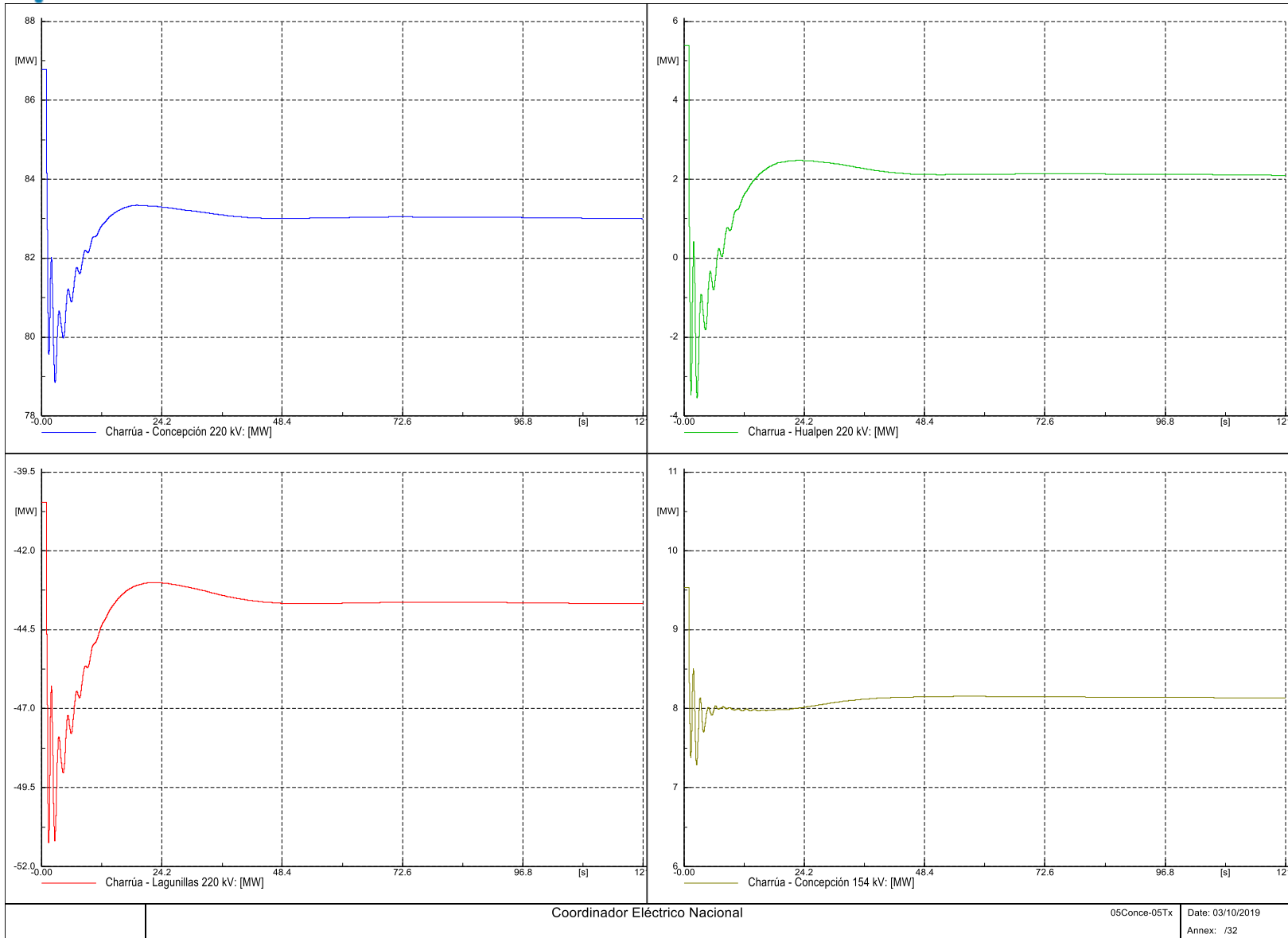


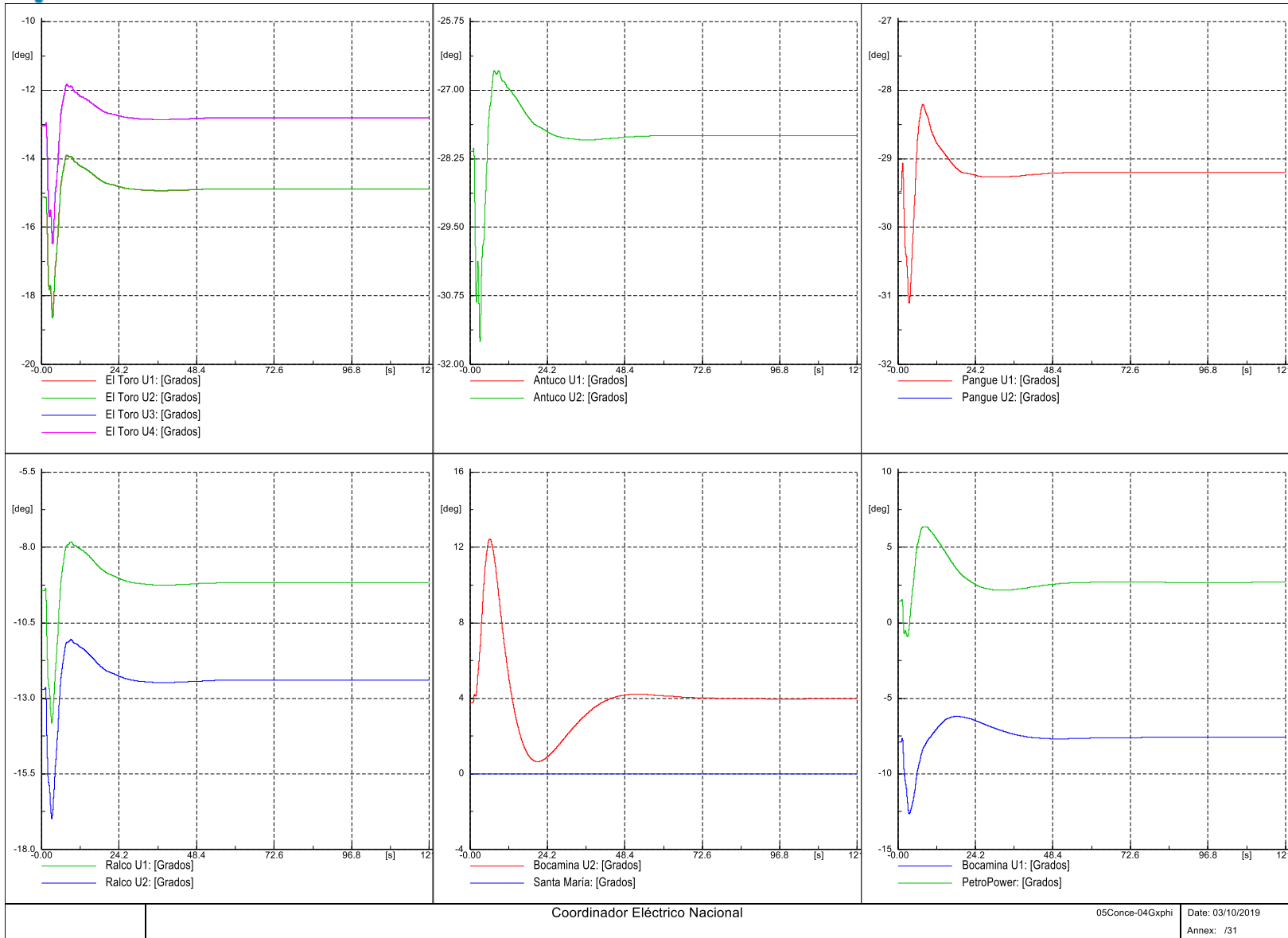
6.1.1.2 Escenario Demanda Máxima Noche

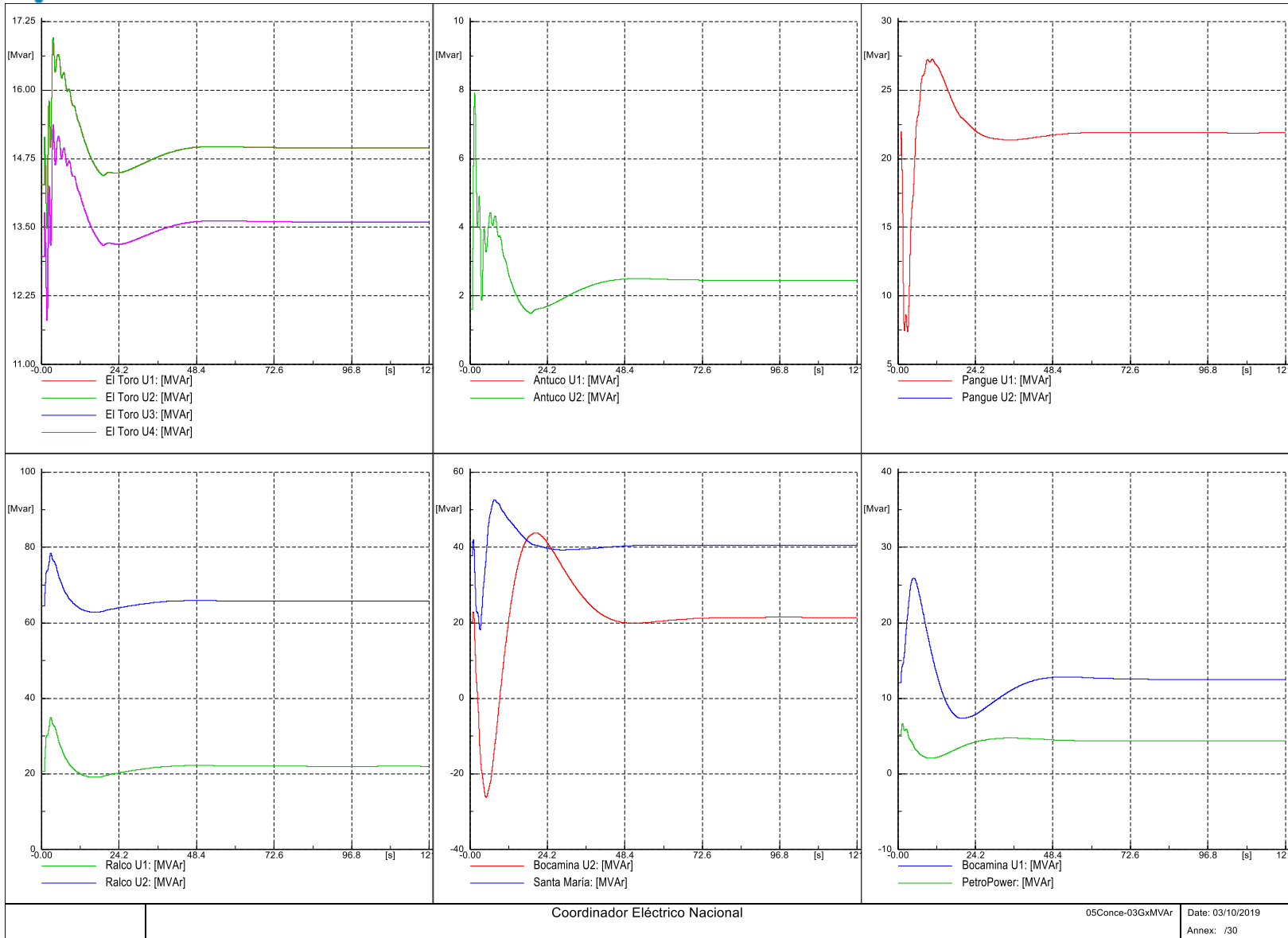


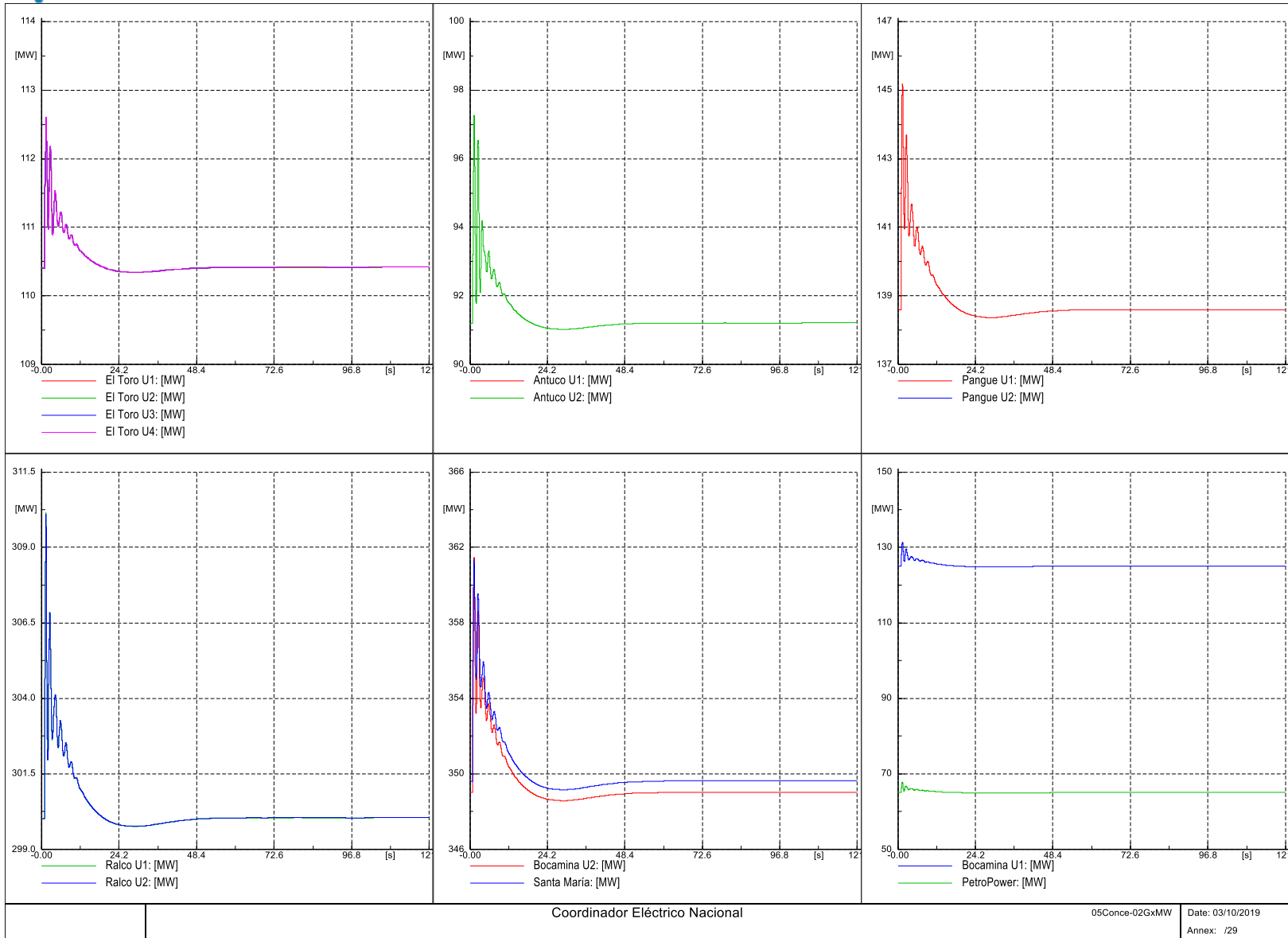


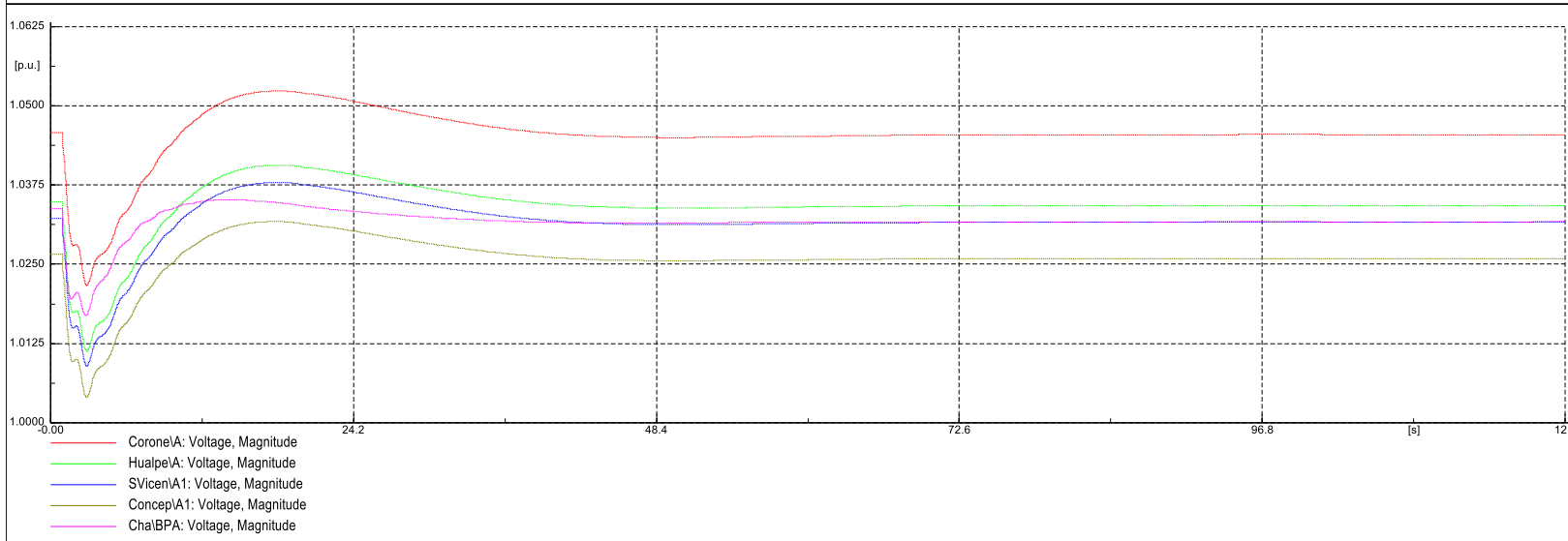
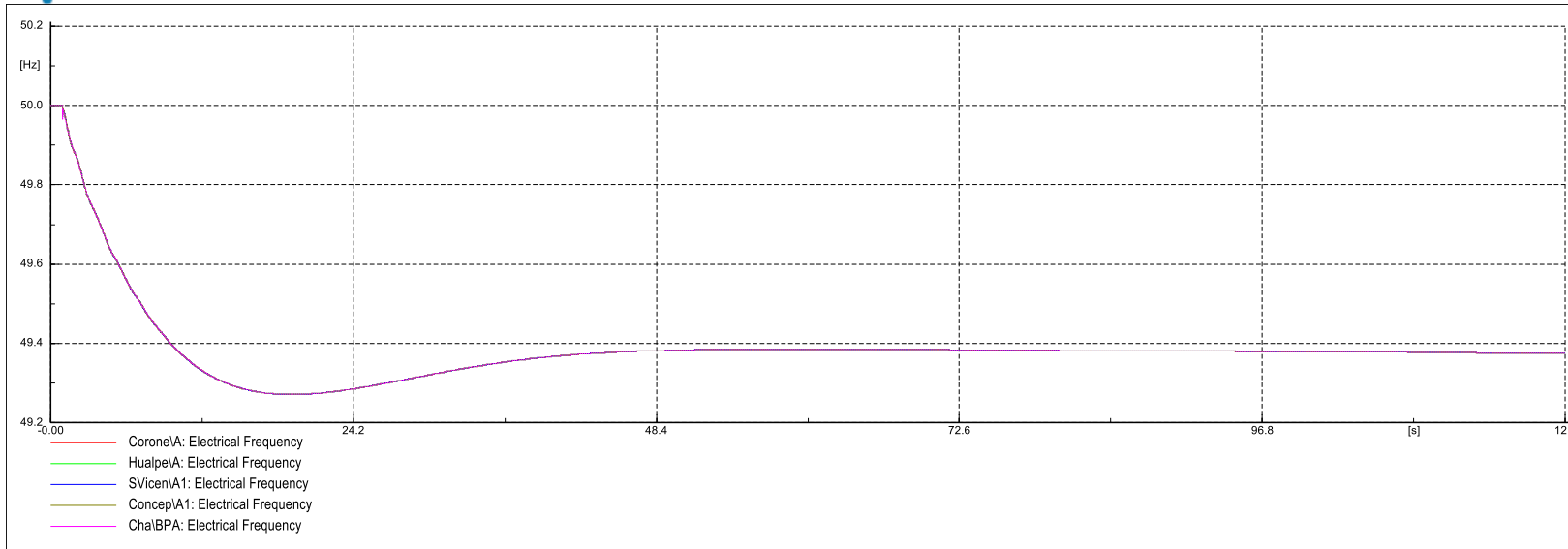


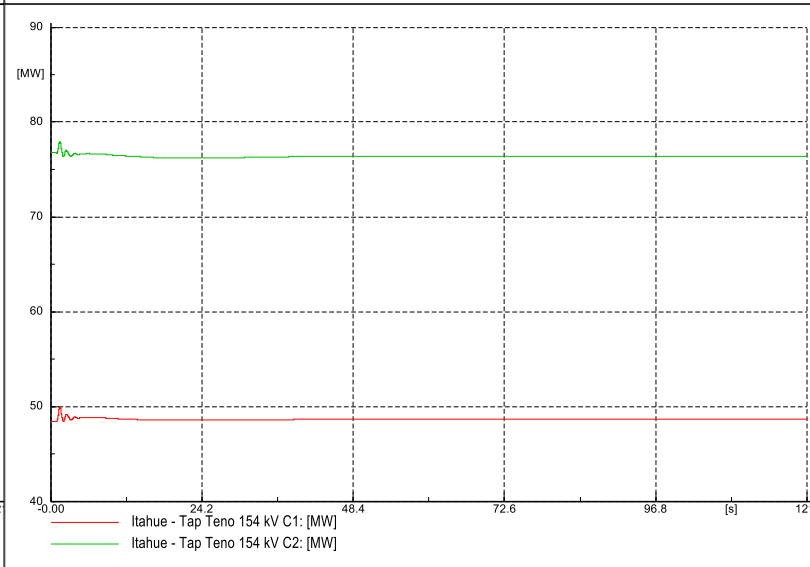
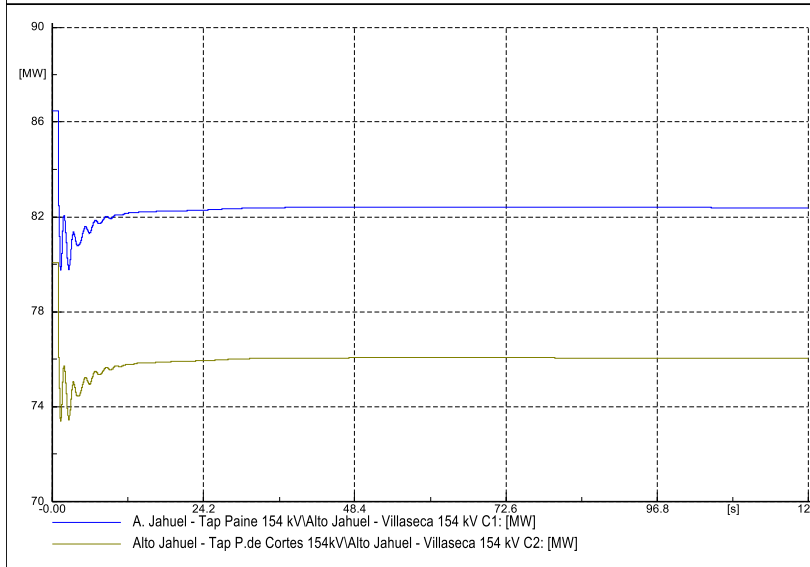
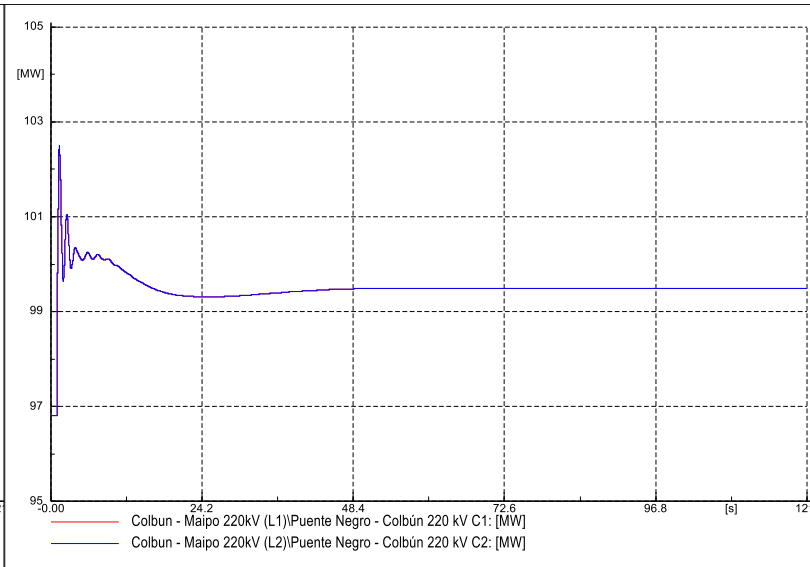
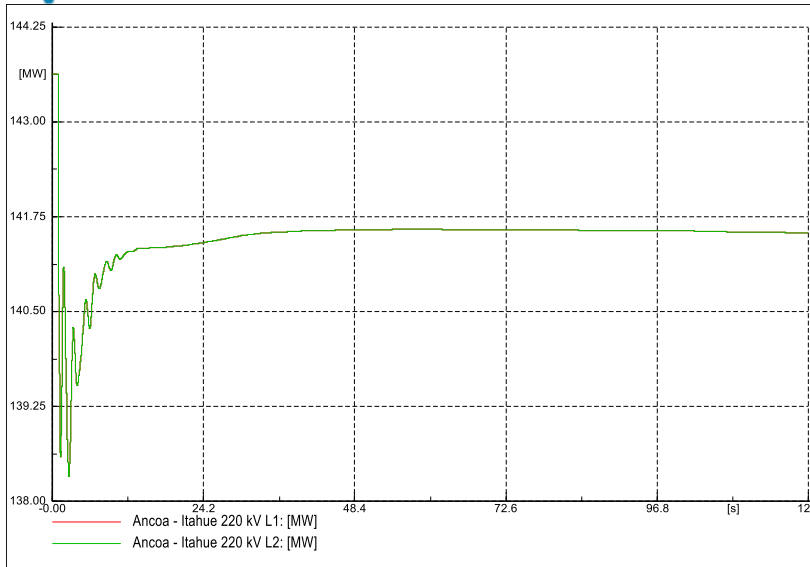


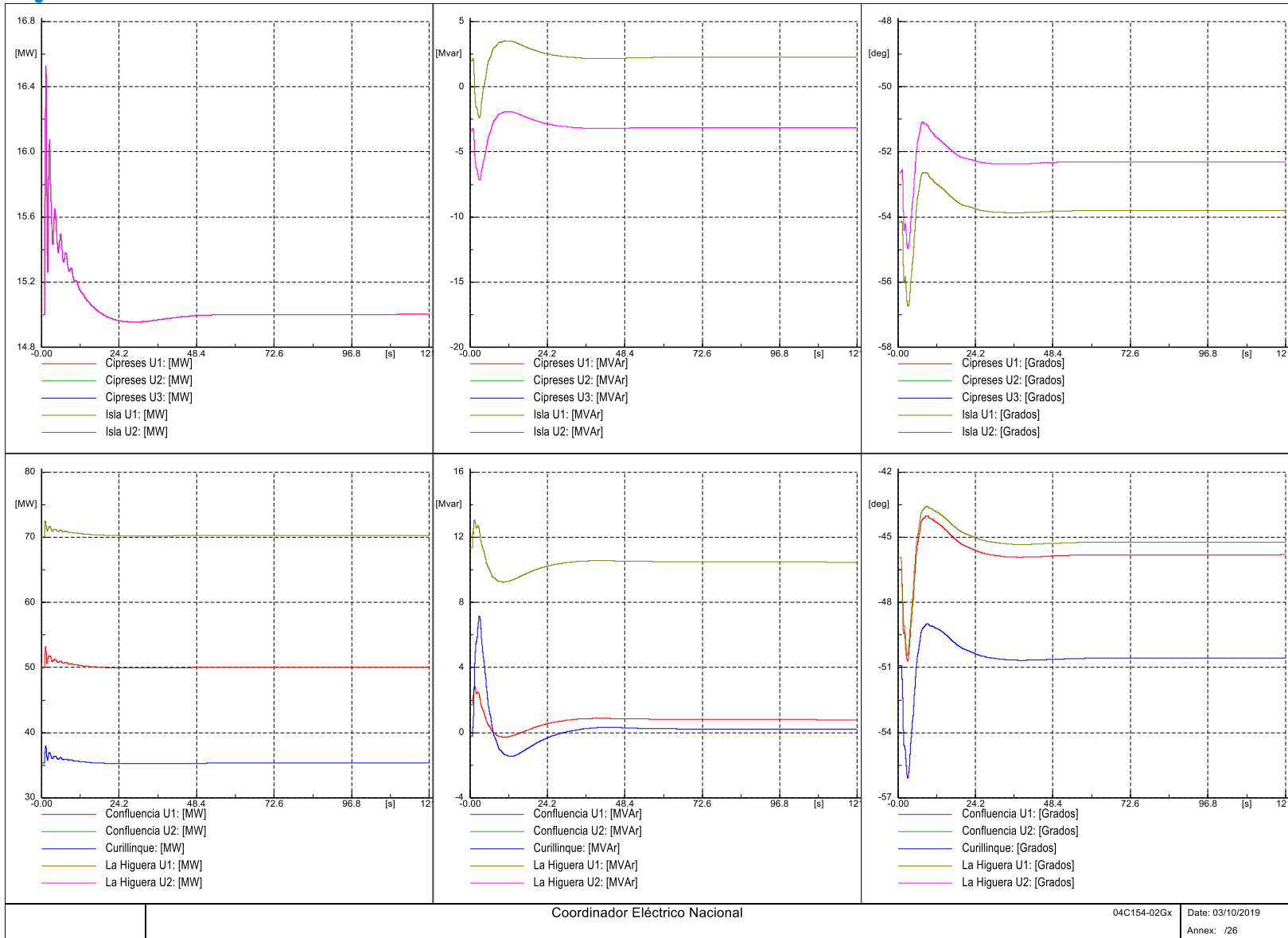


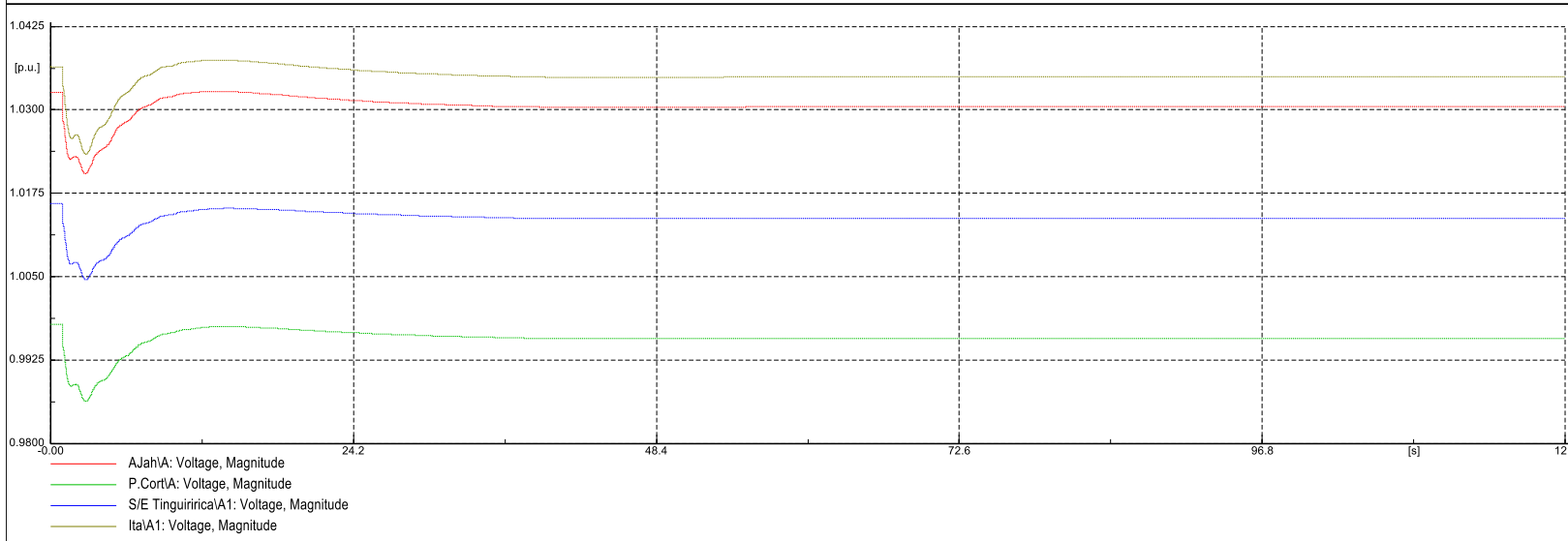
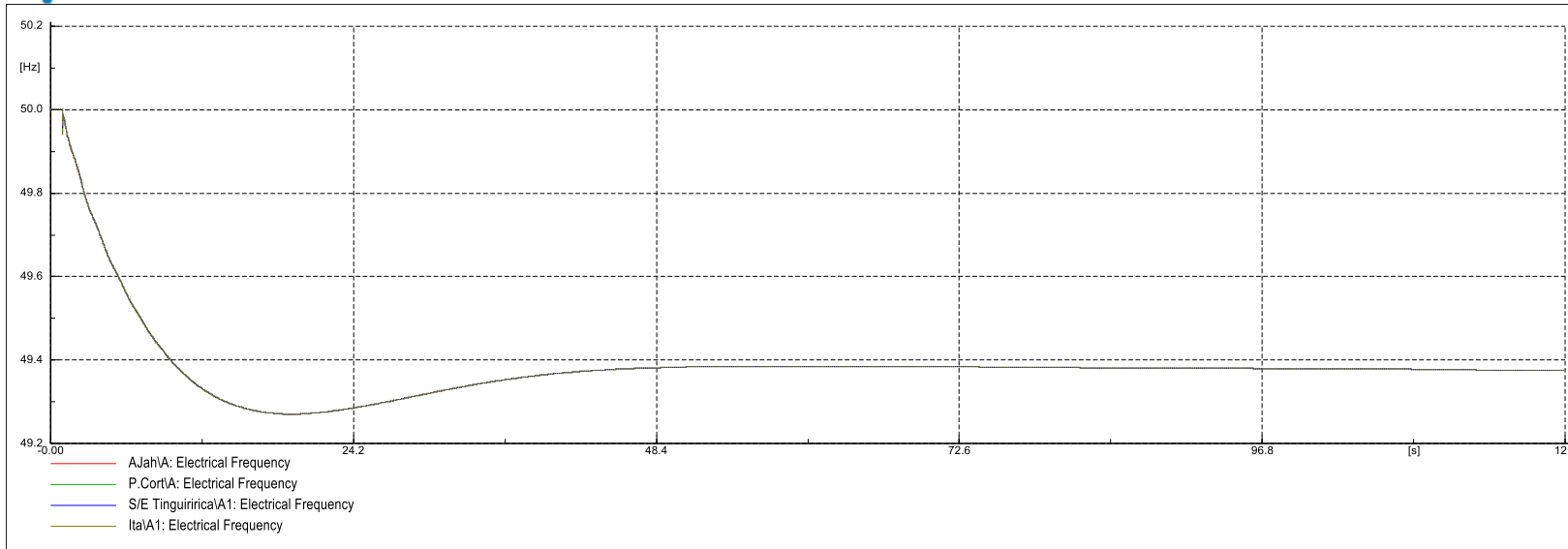


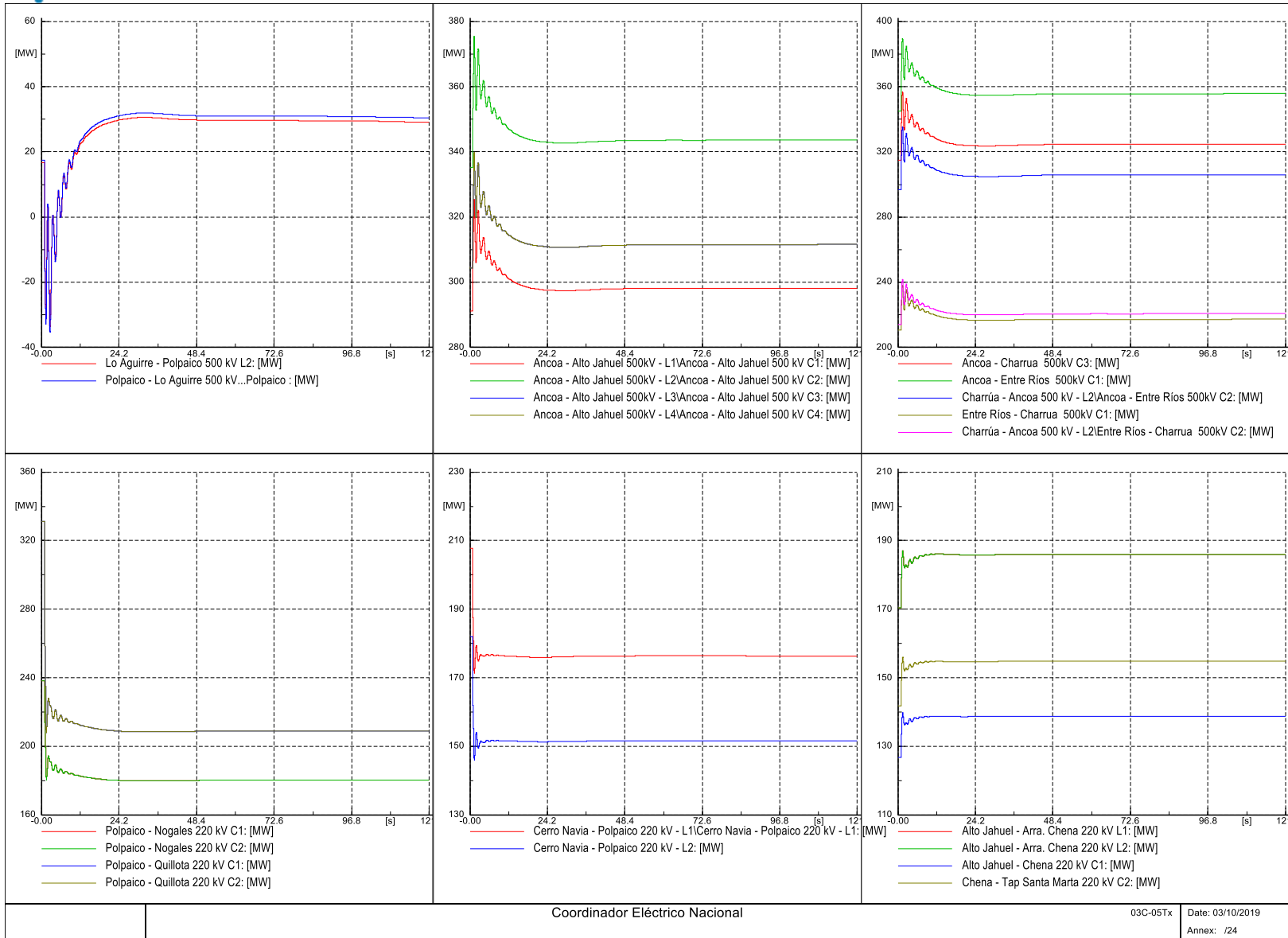


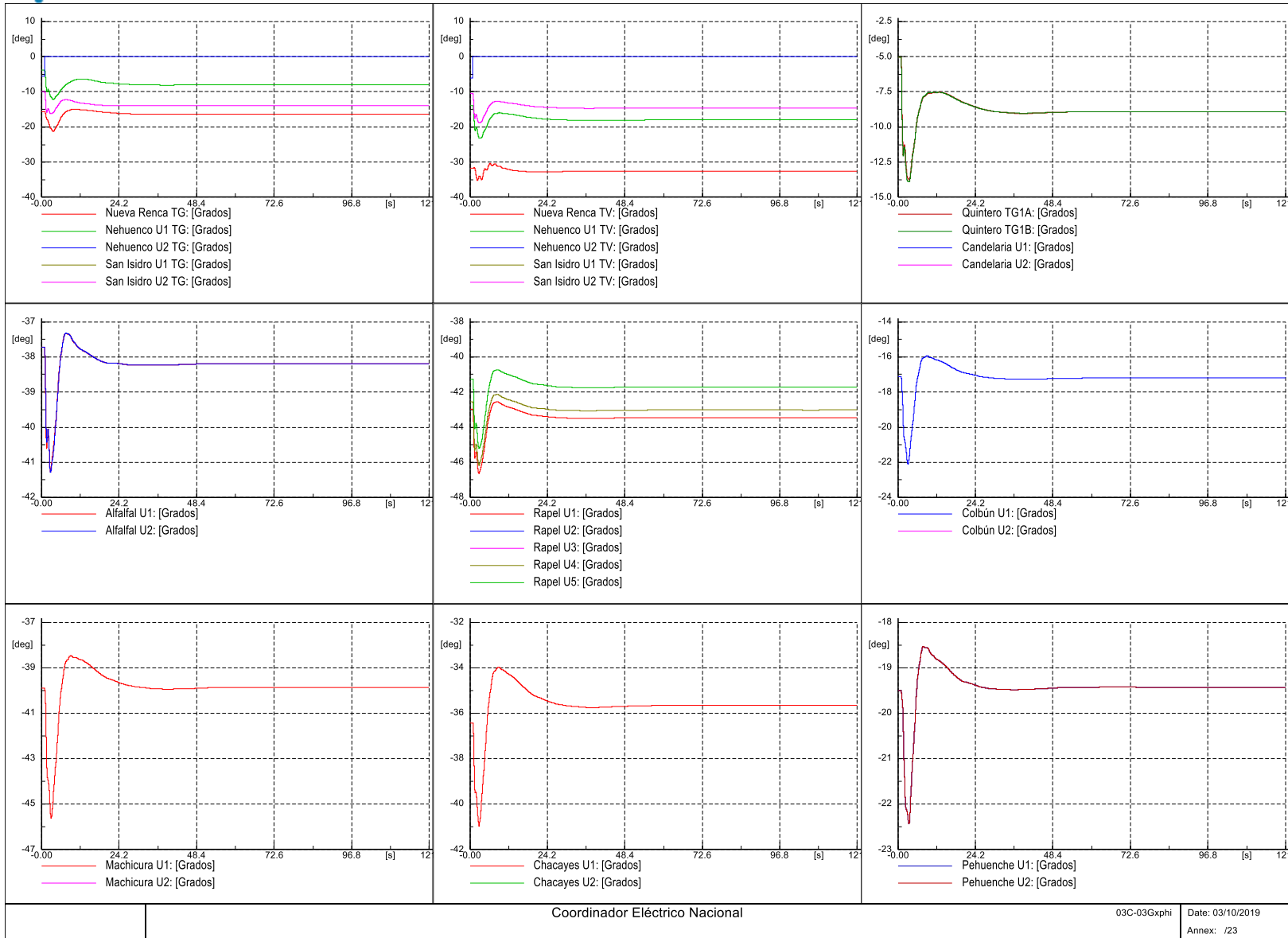


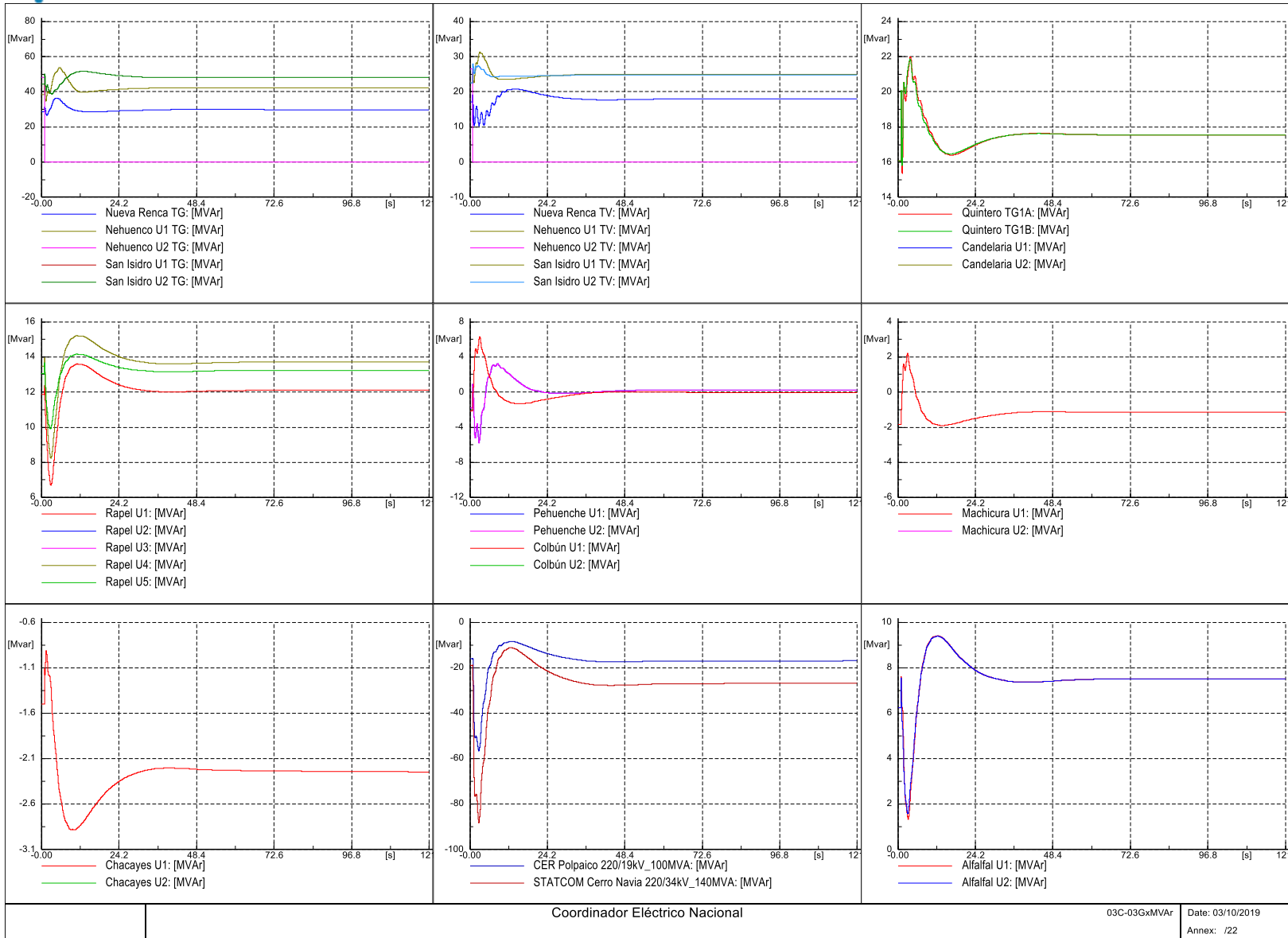


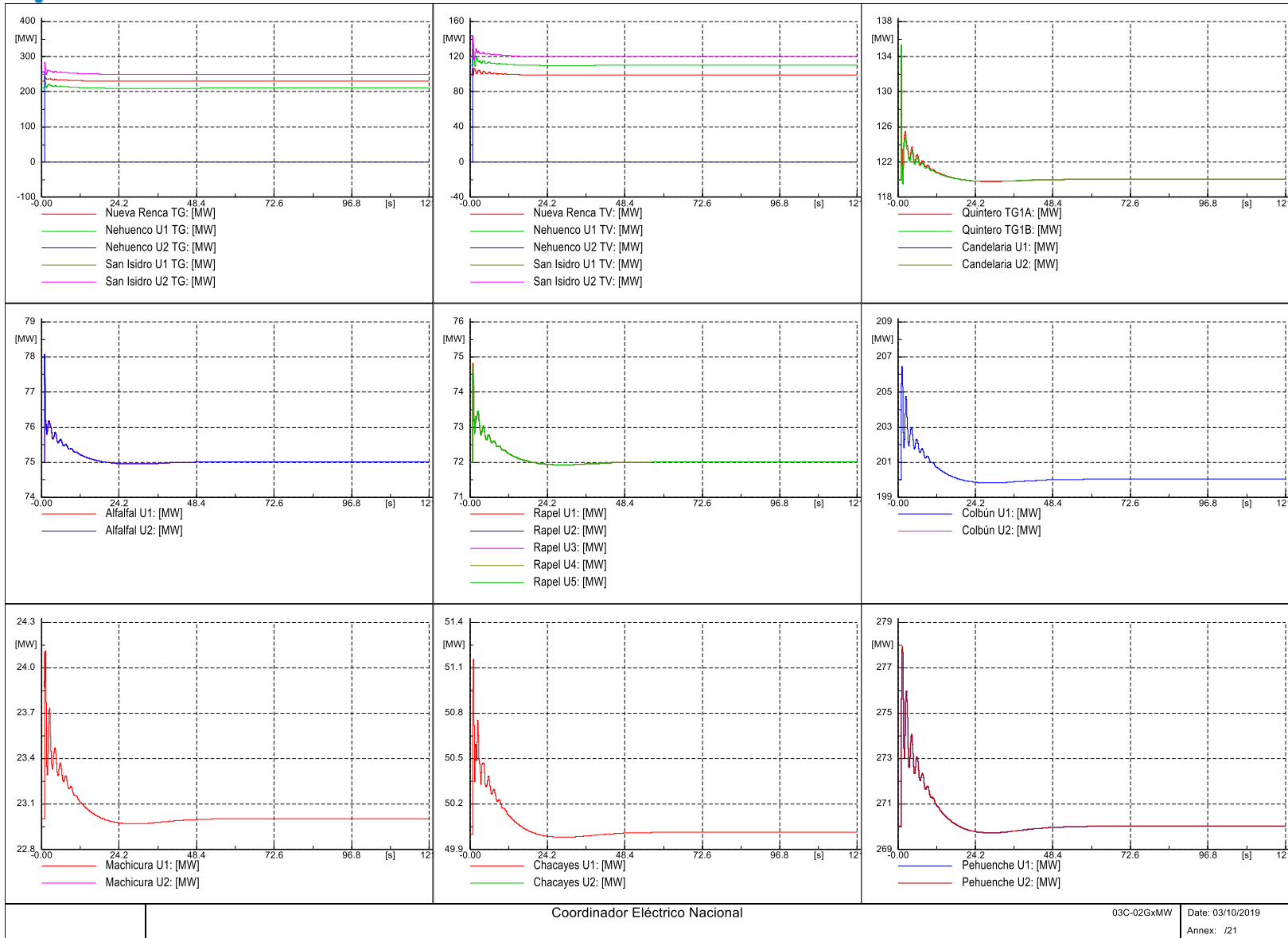


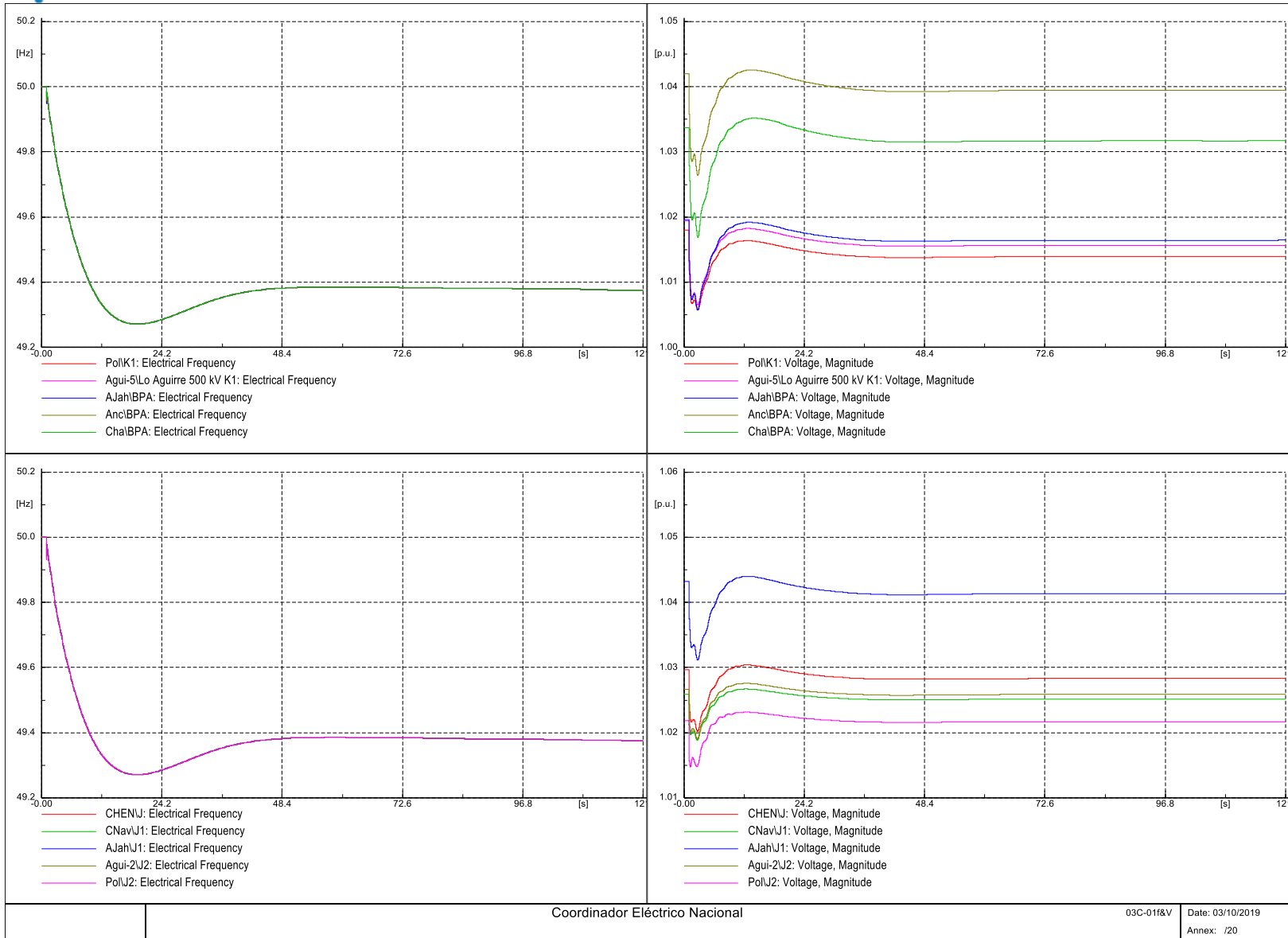


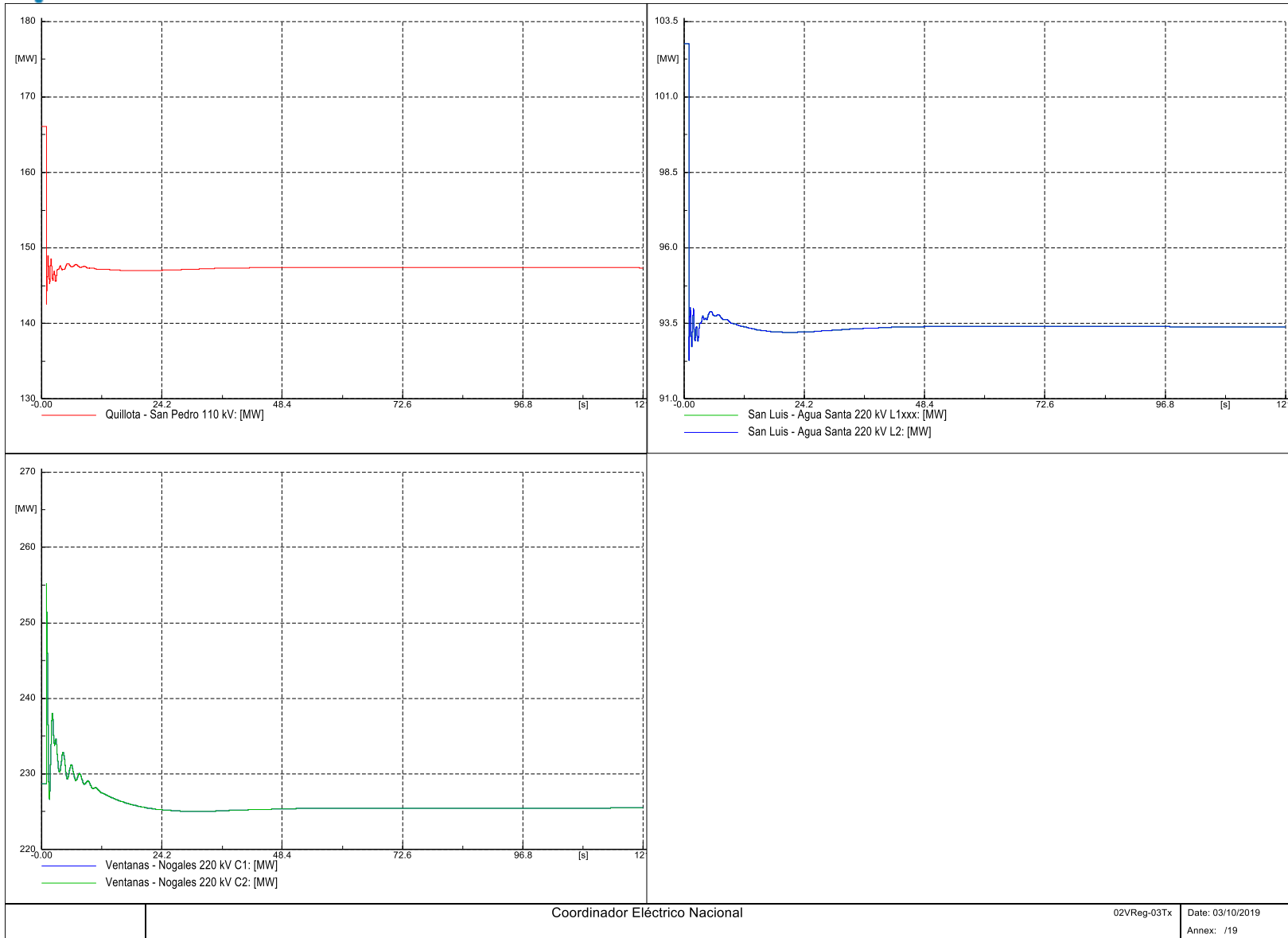


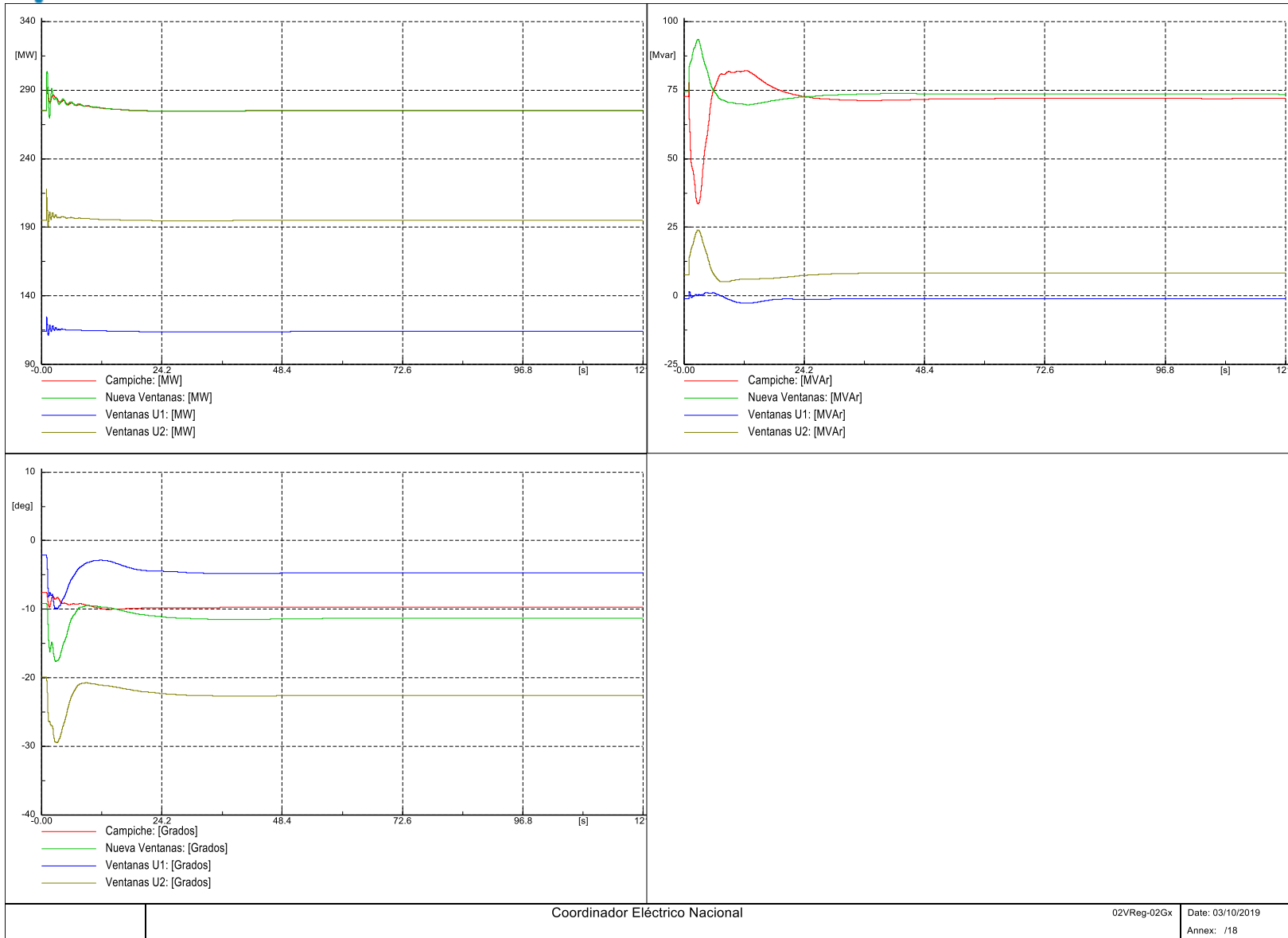


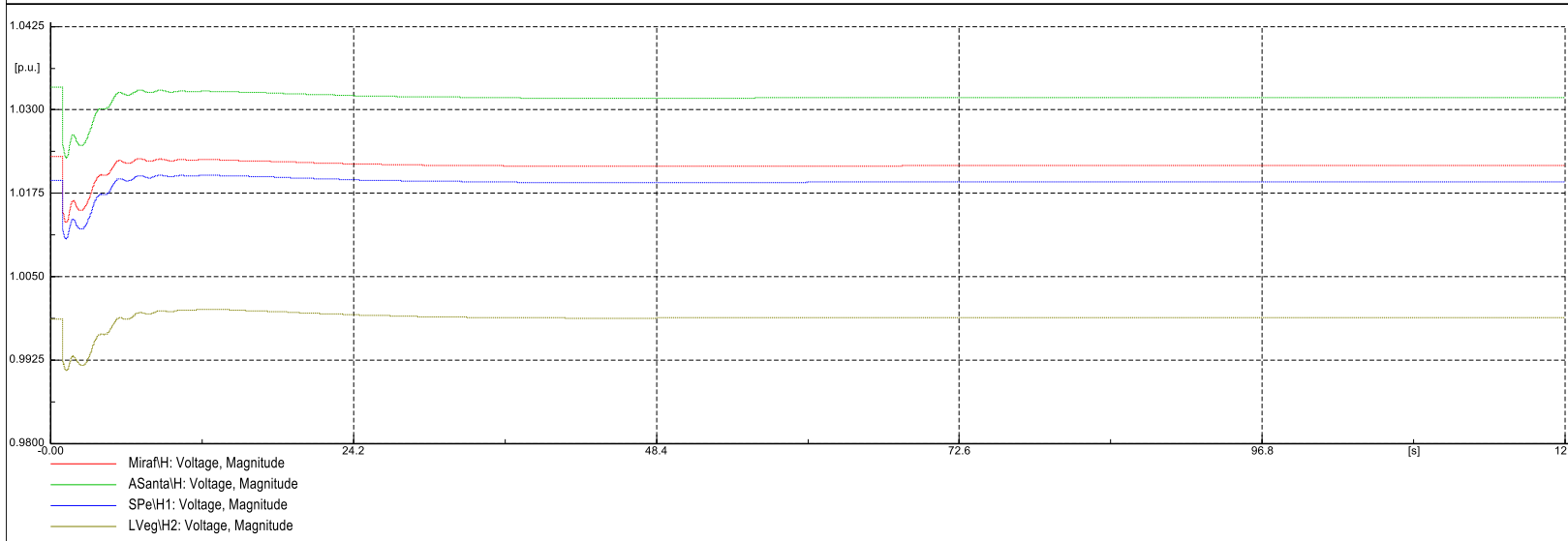
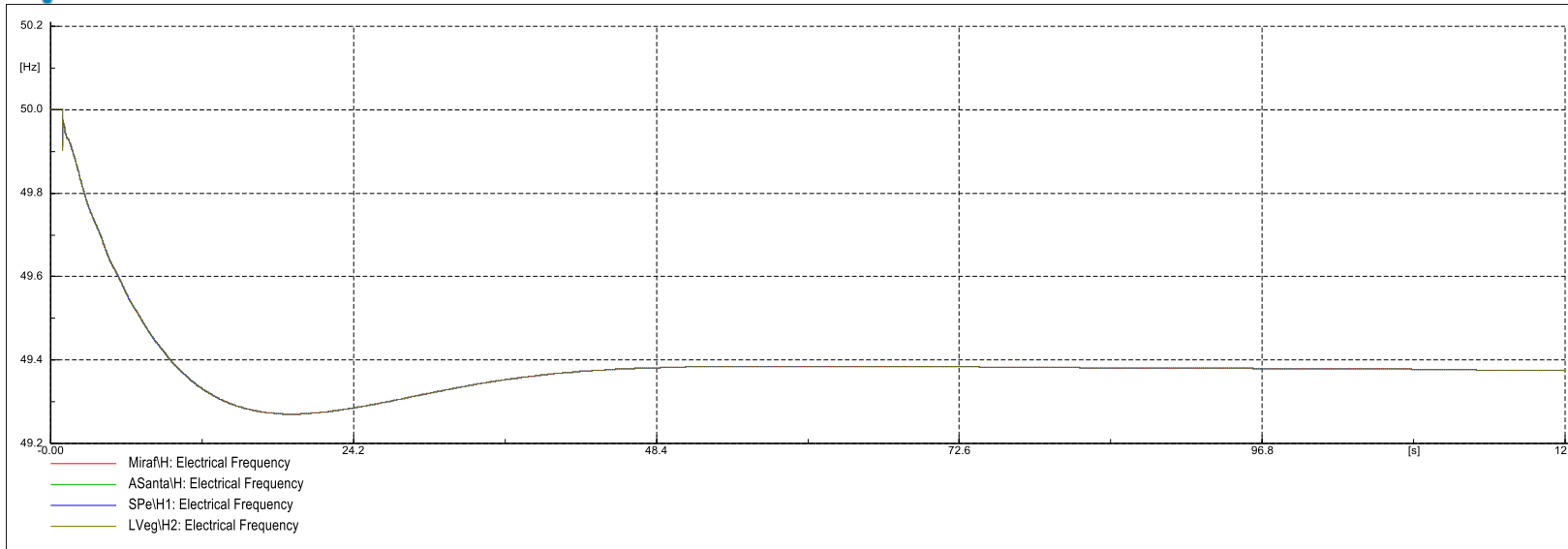


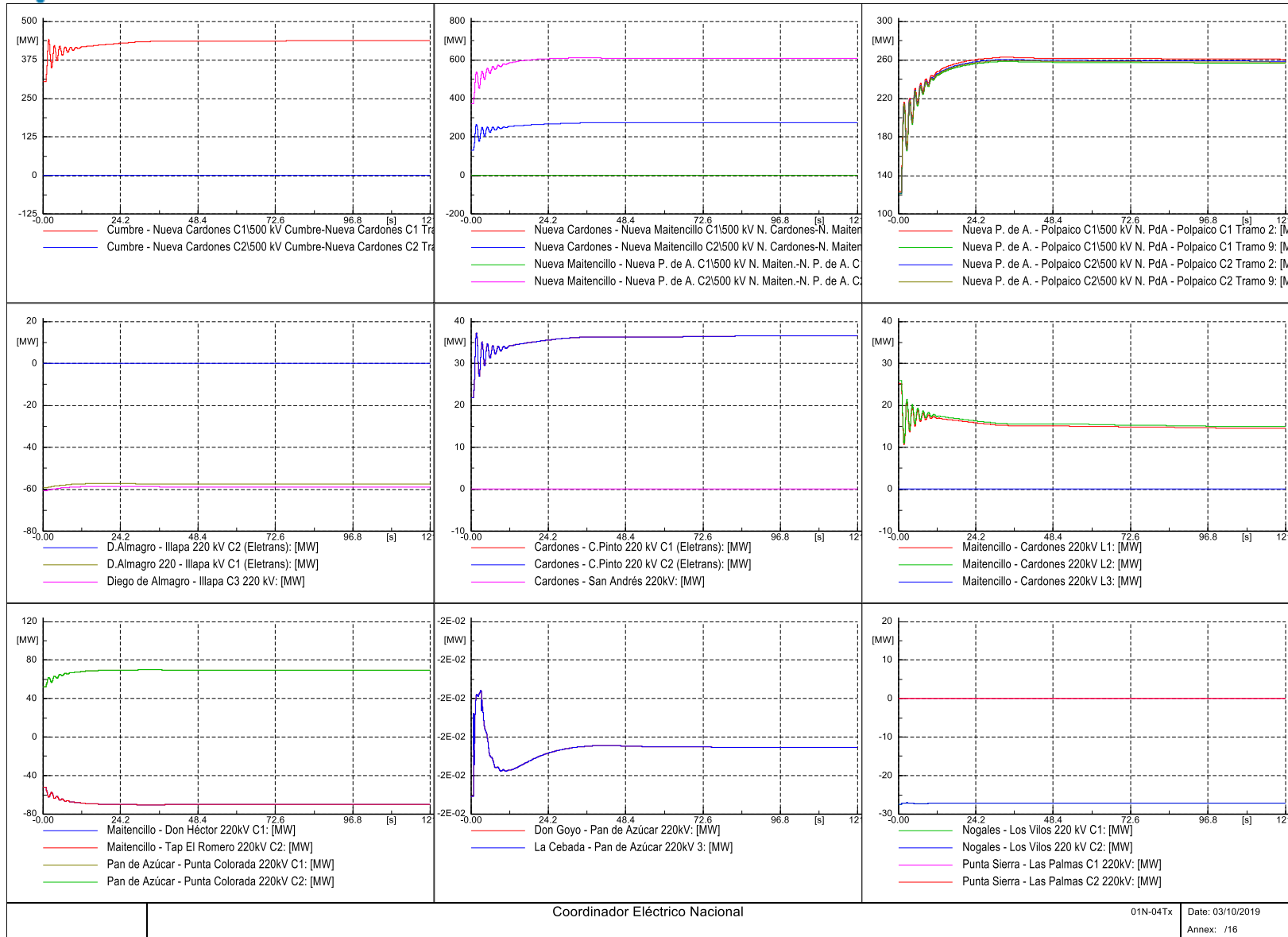


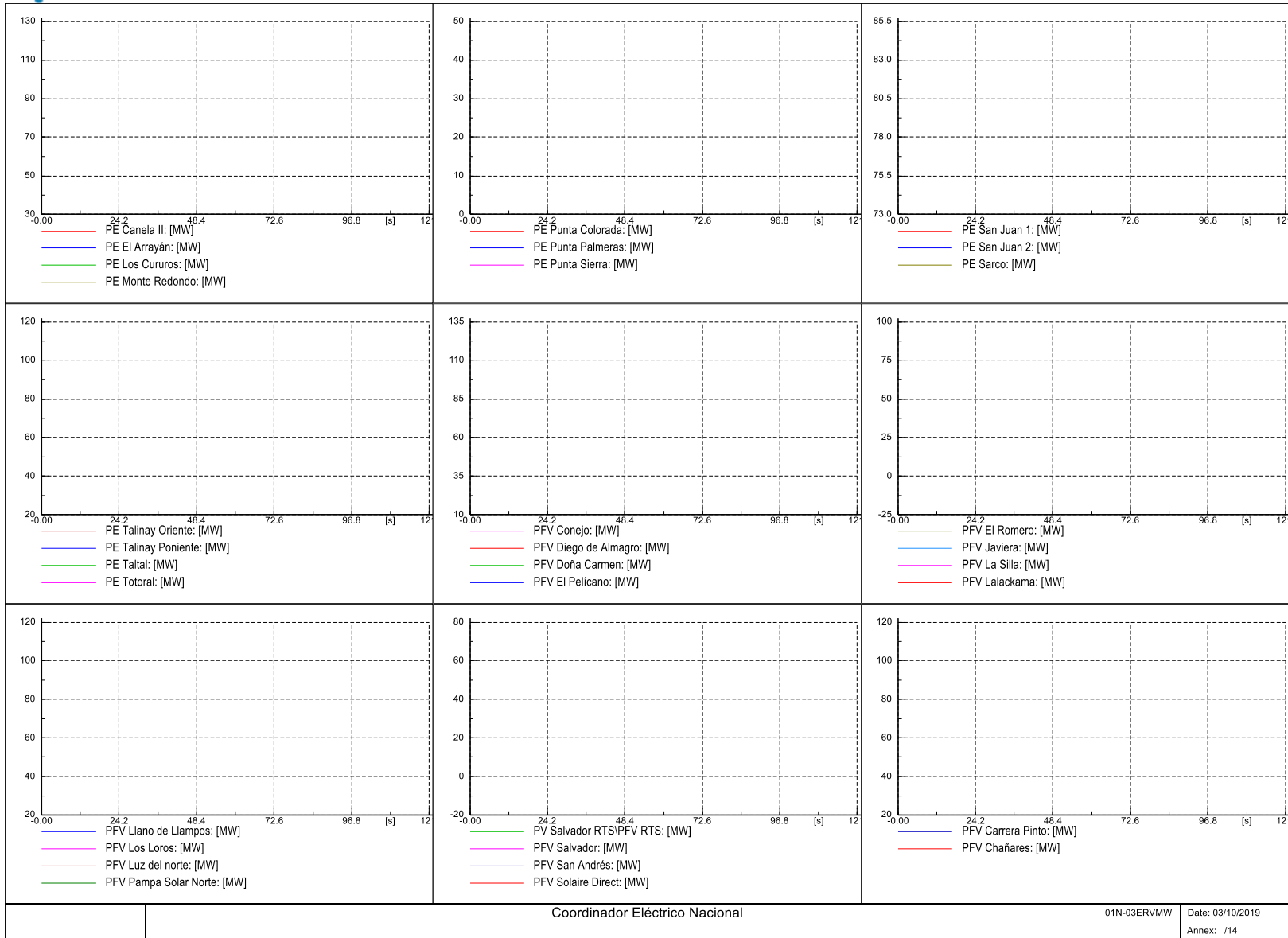


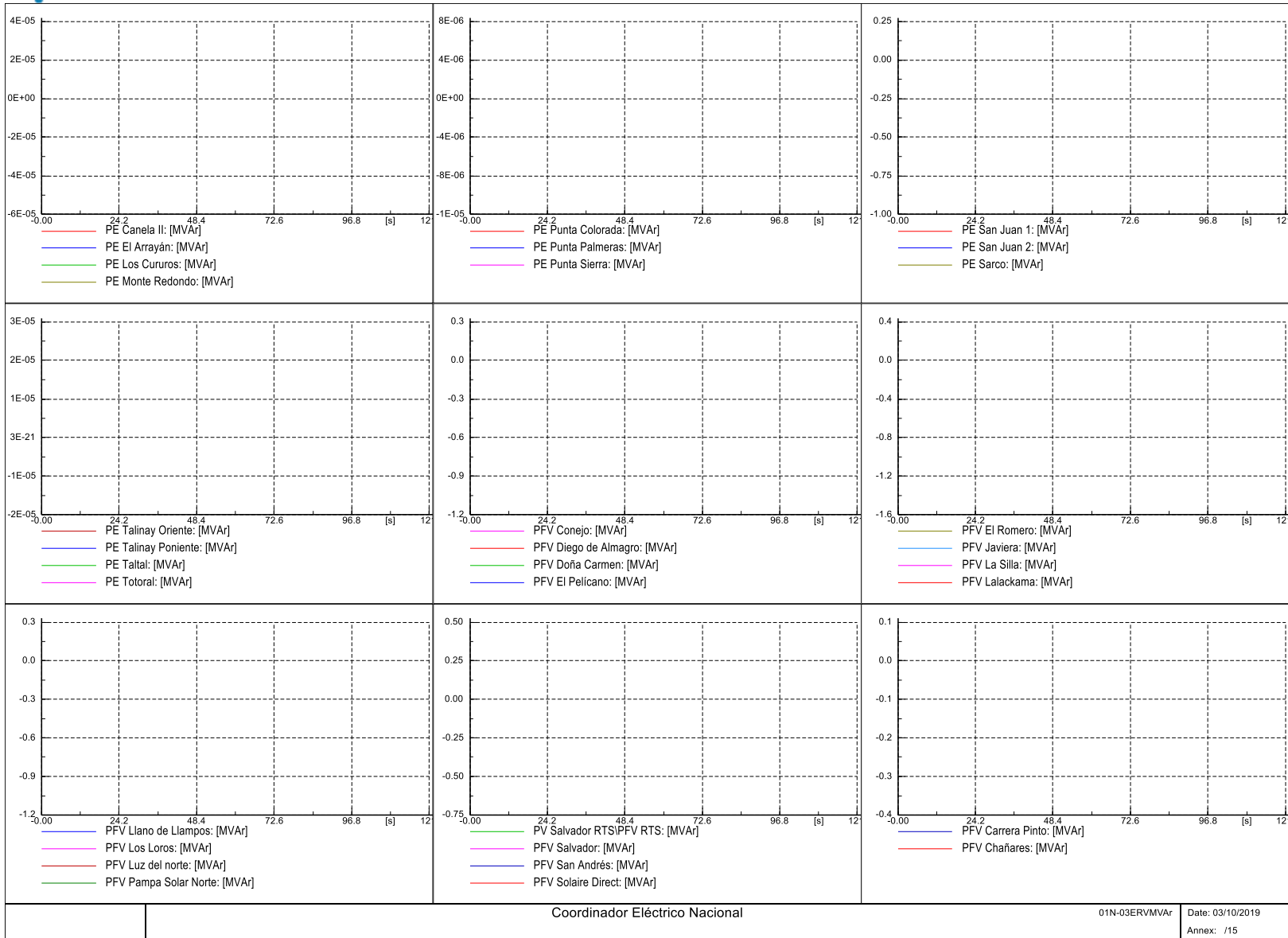


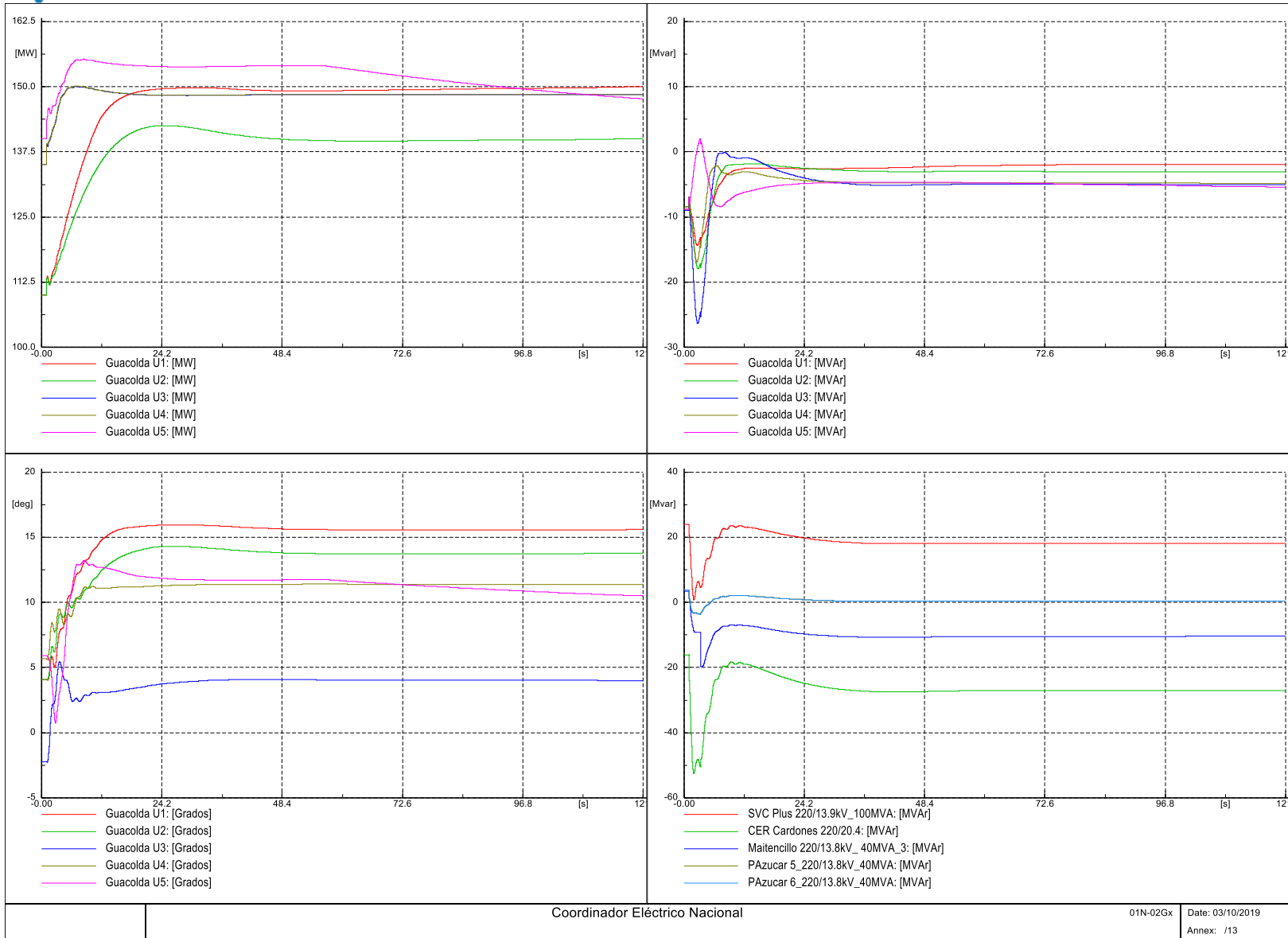


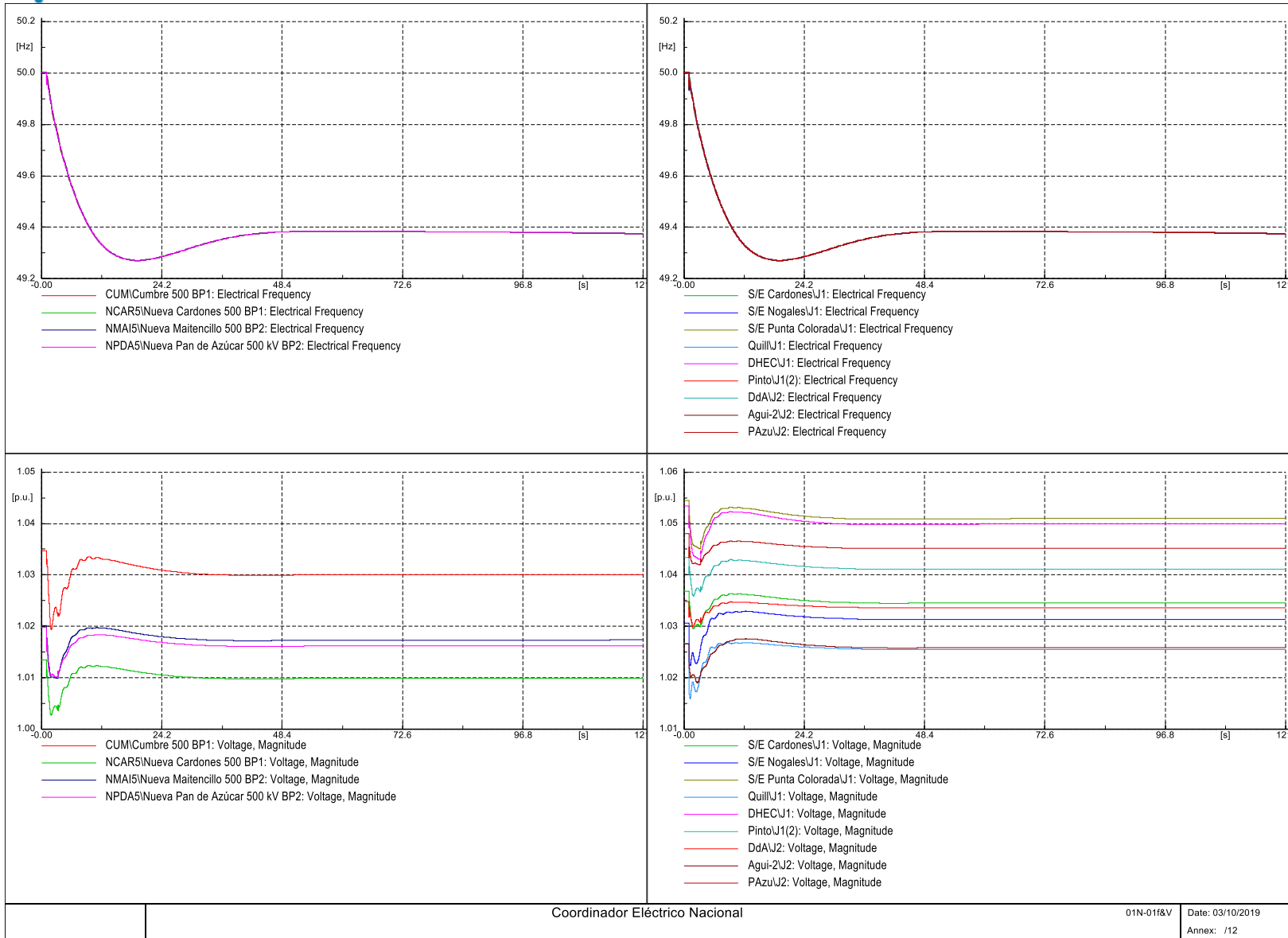


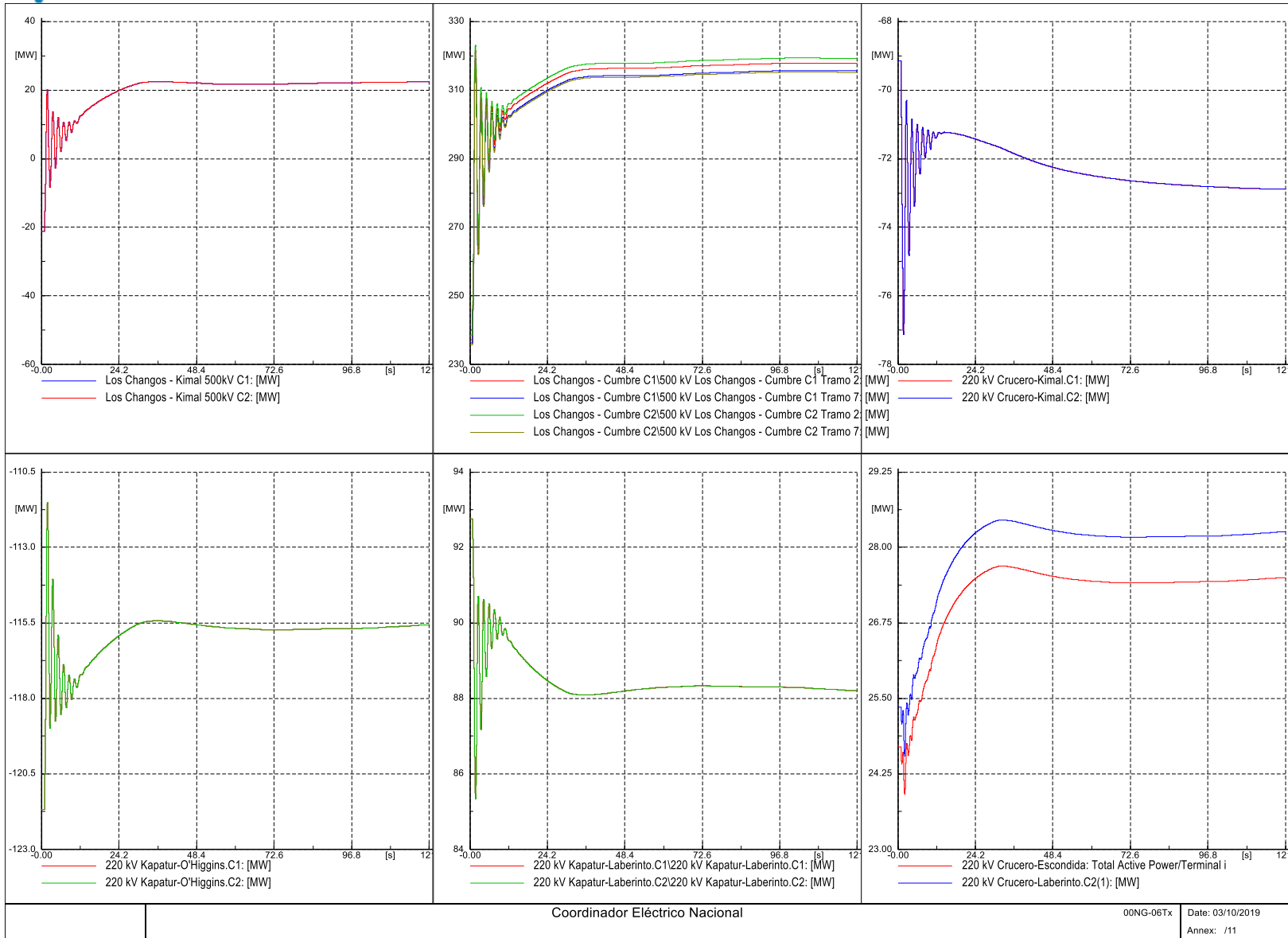


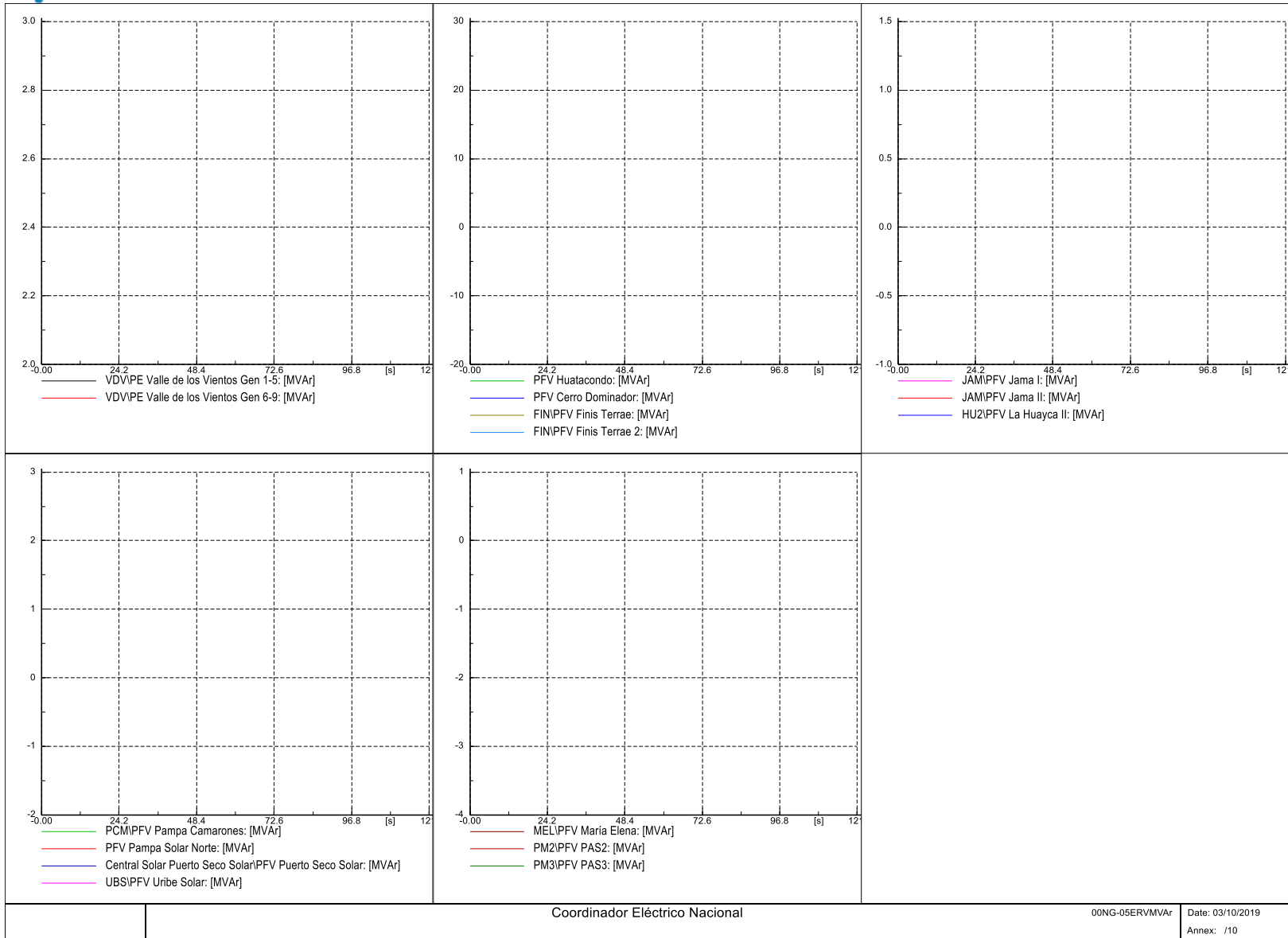


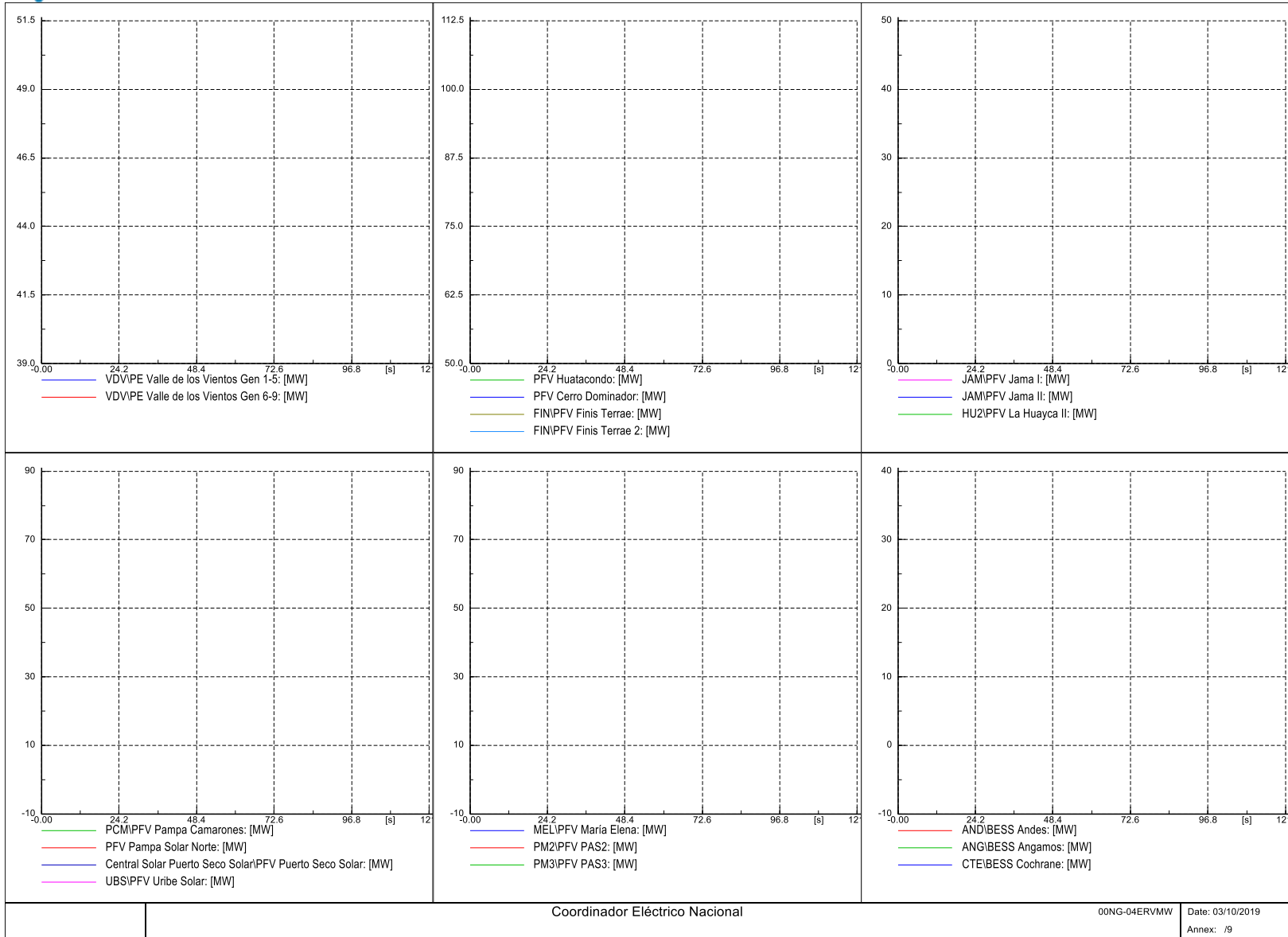


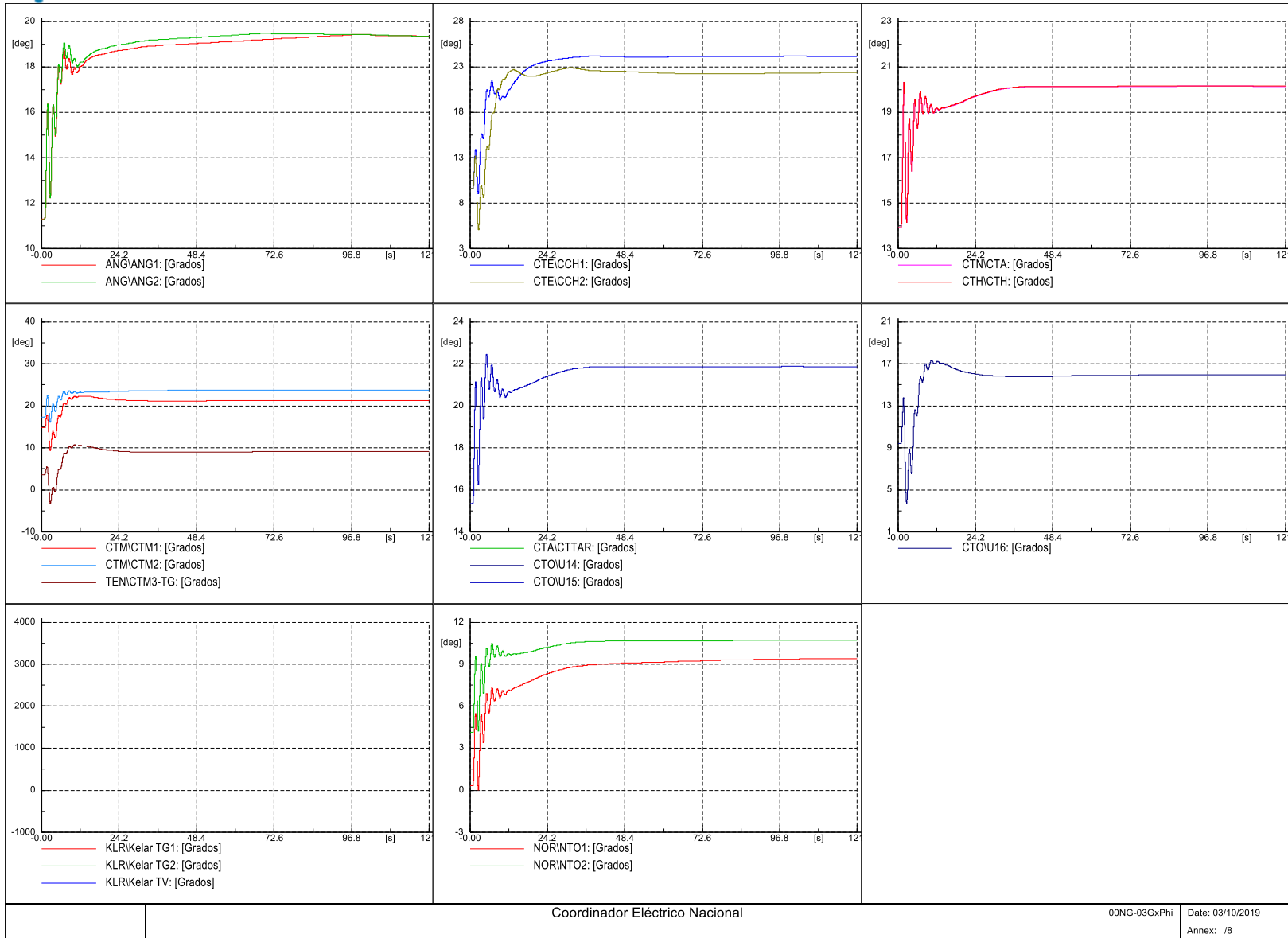


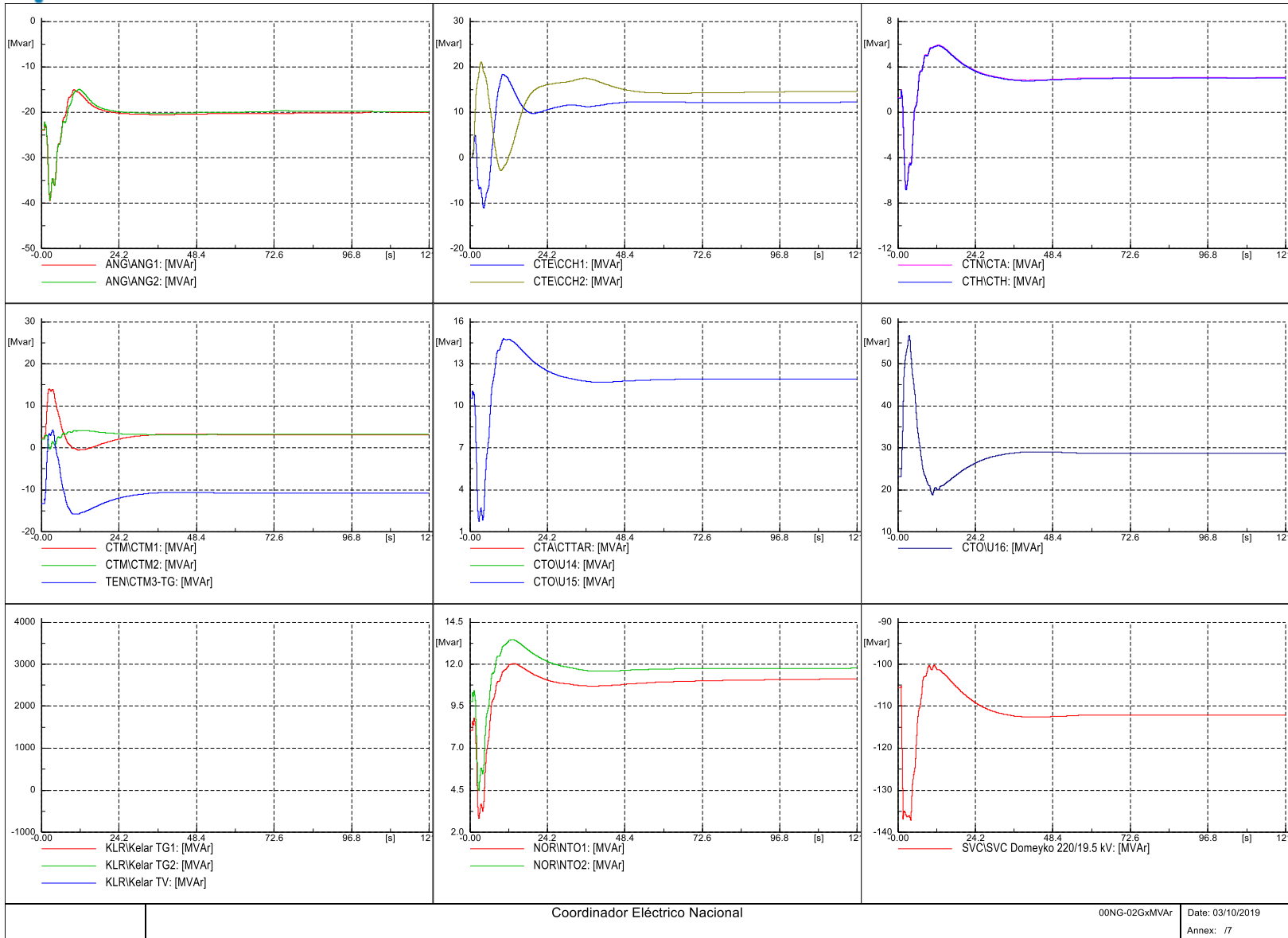


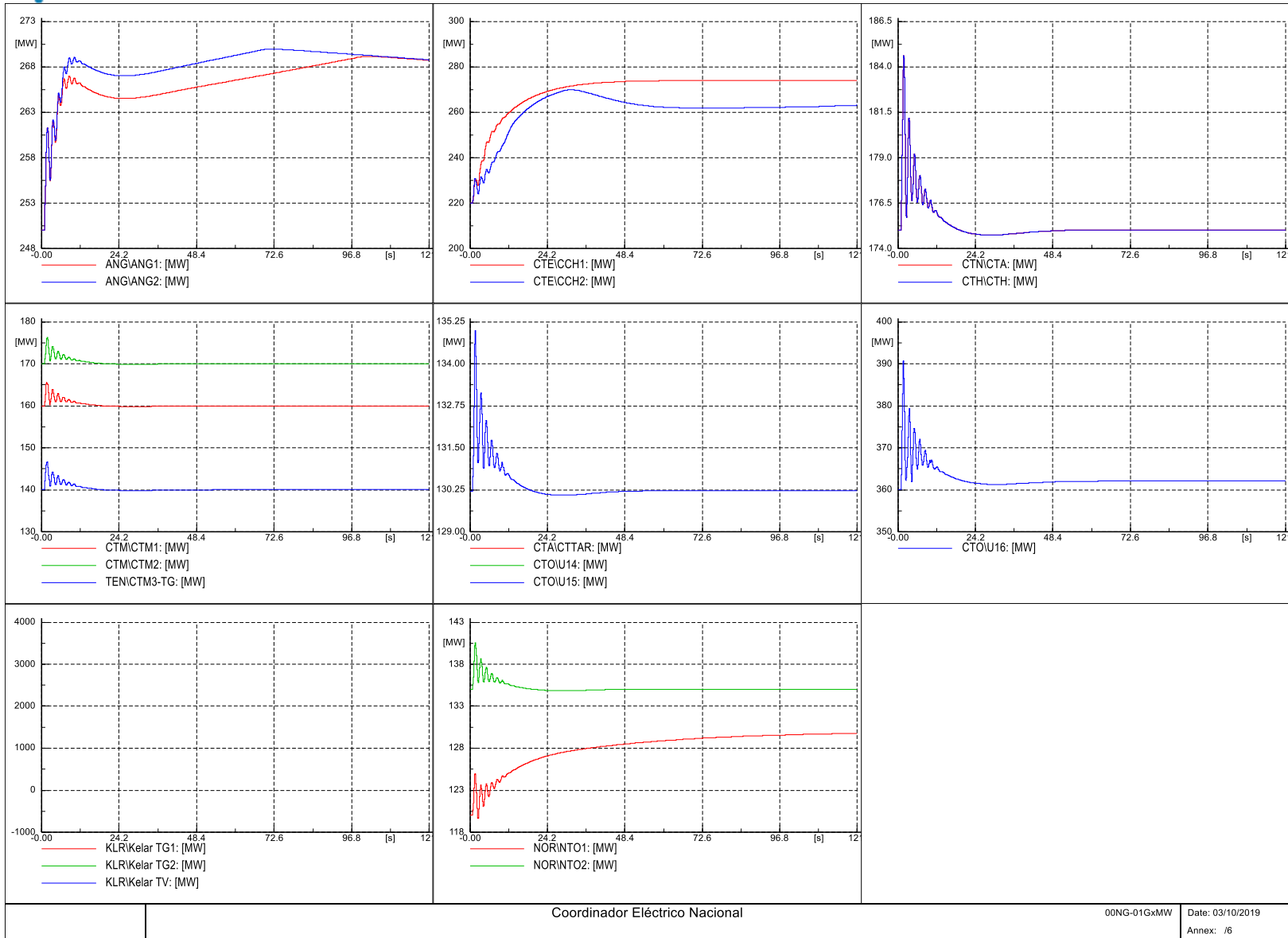


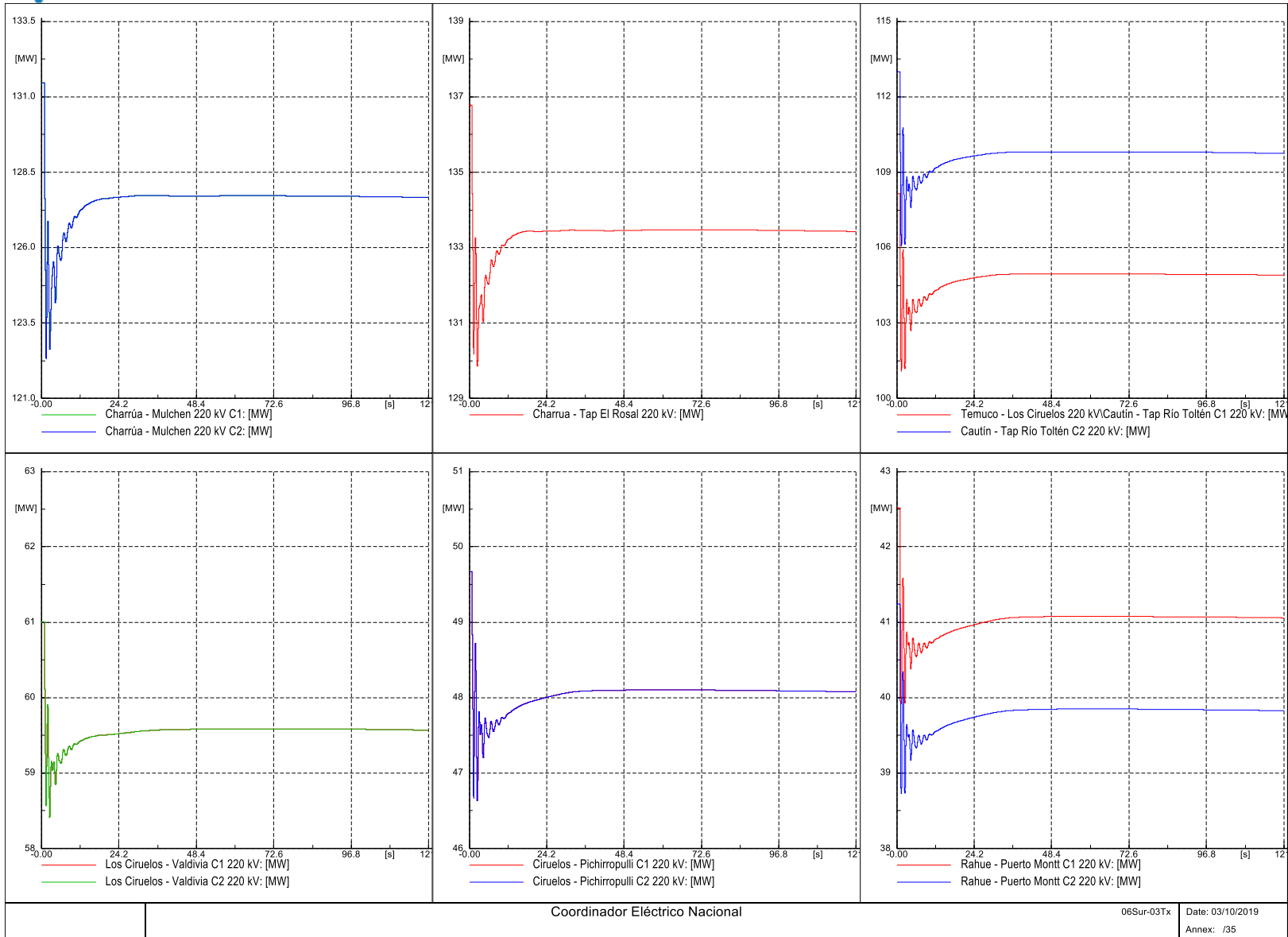




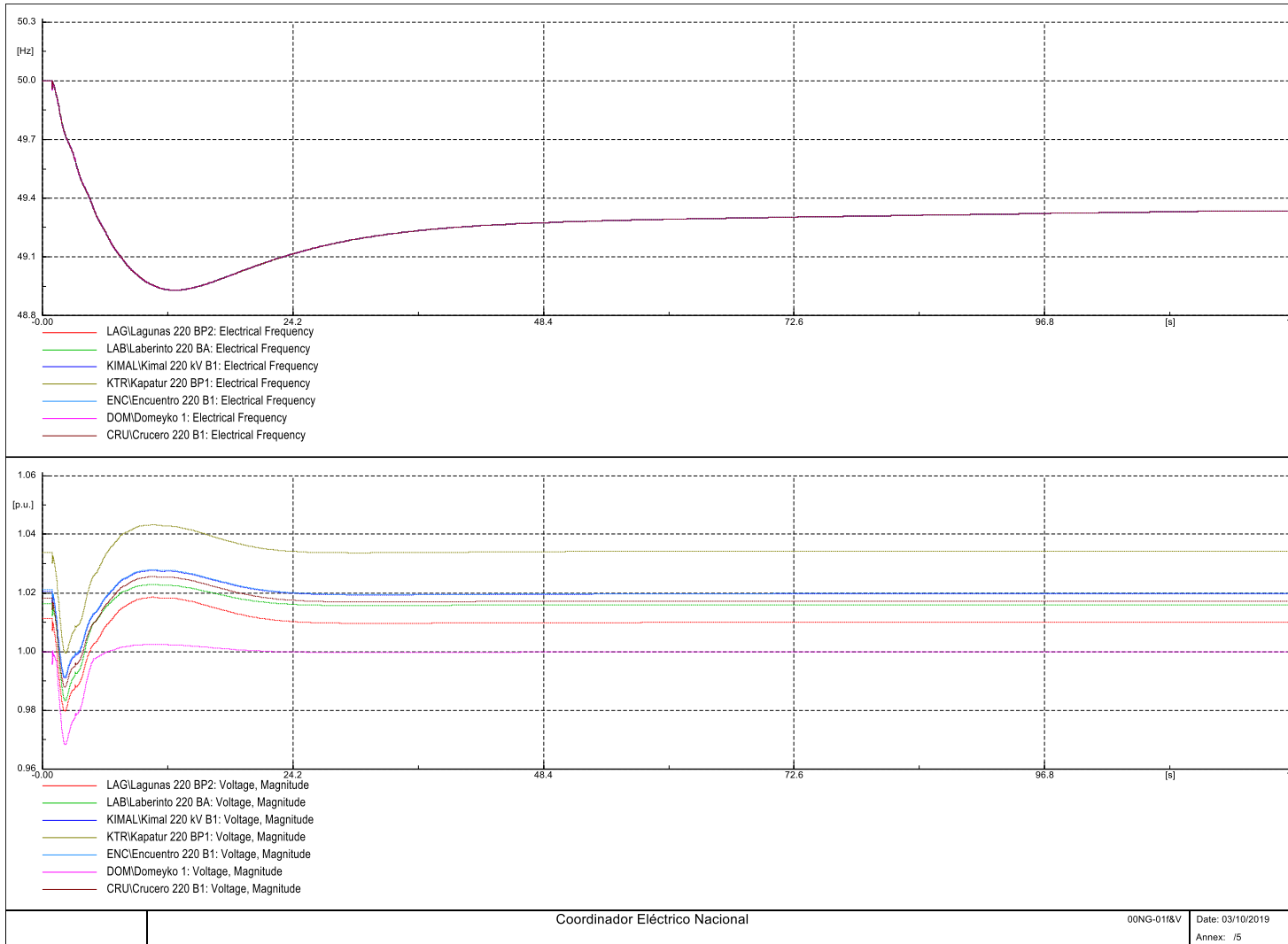


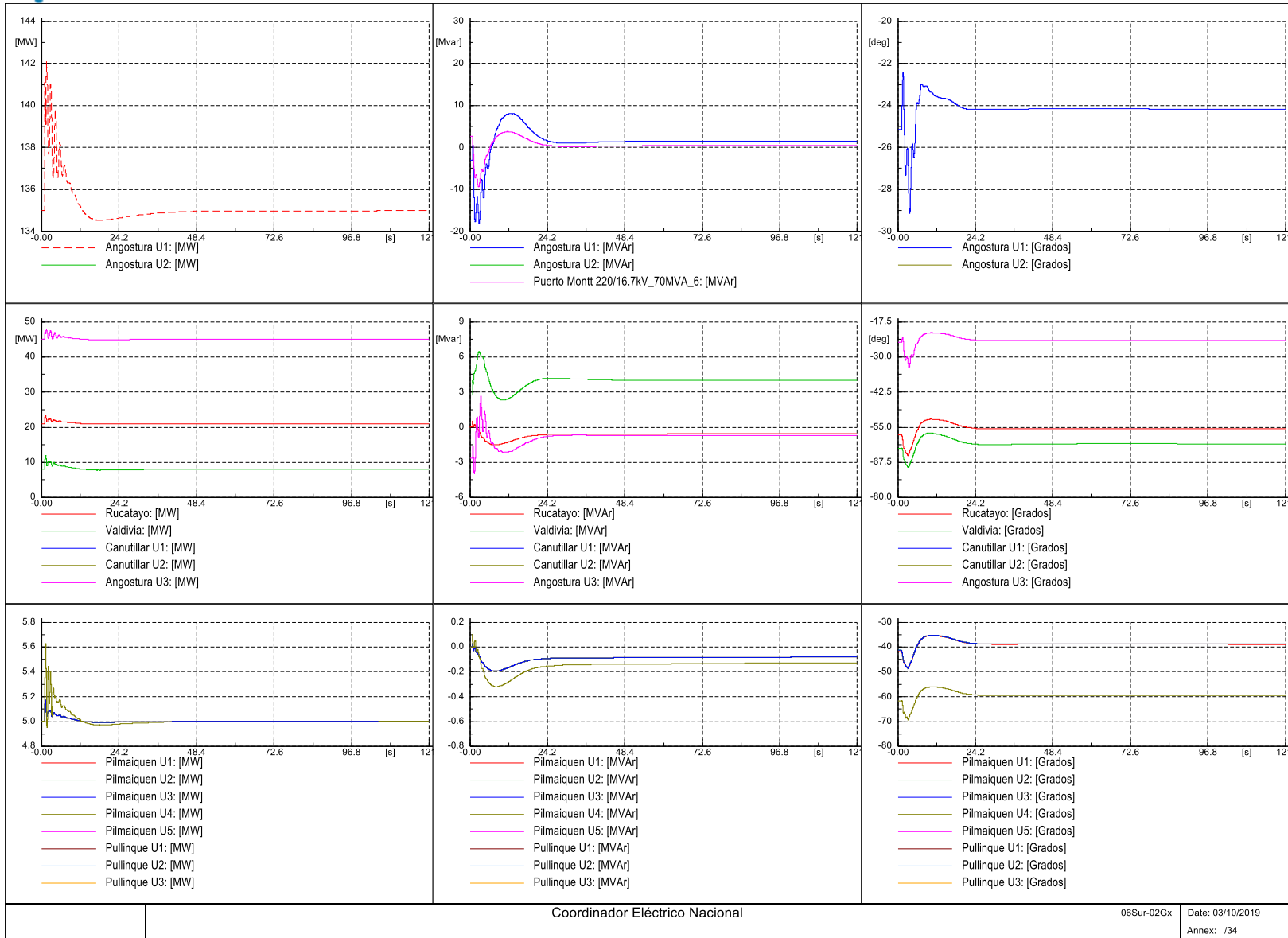


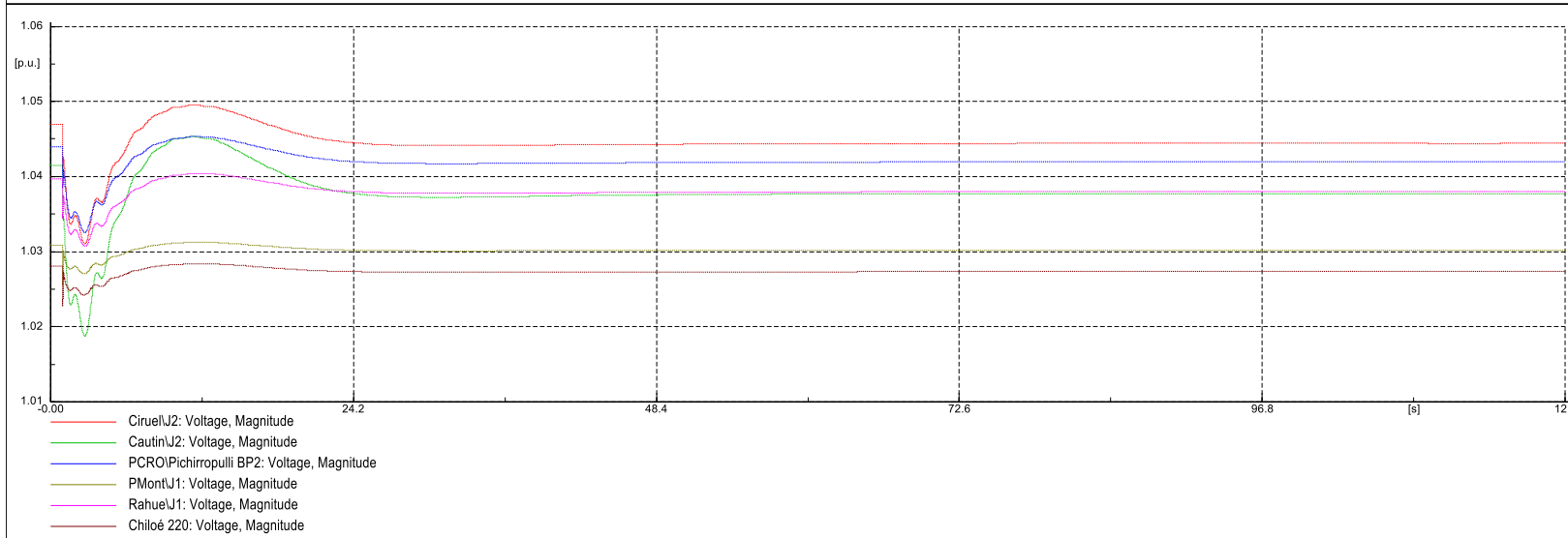
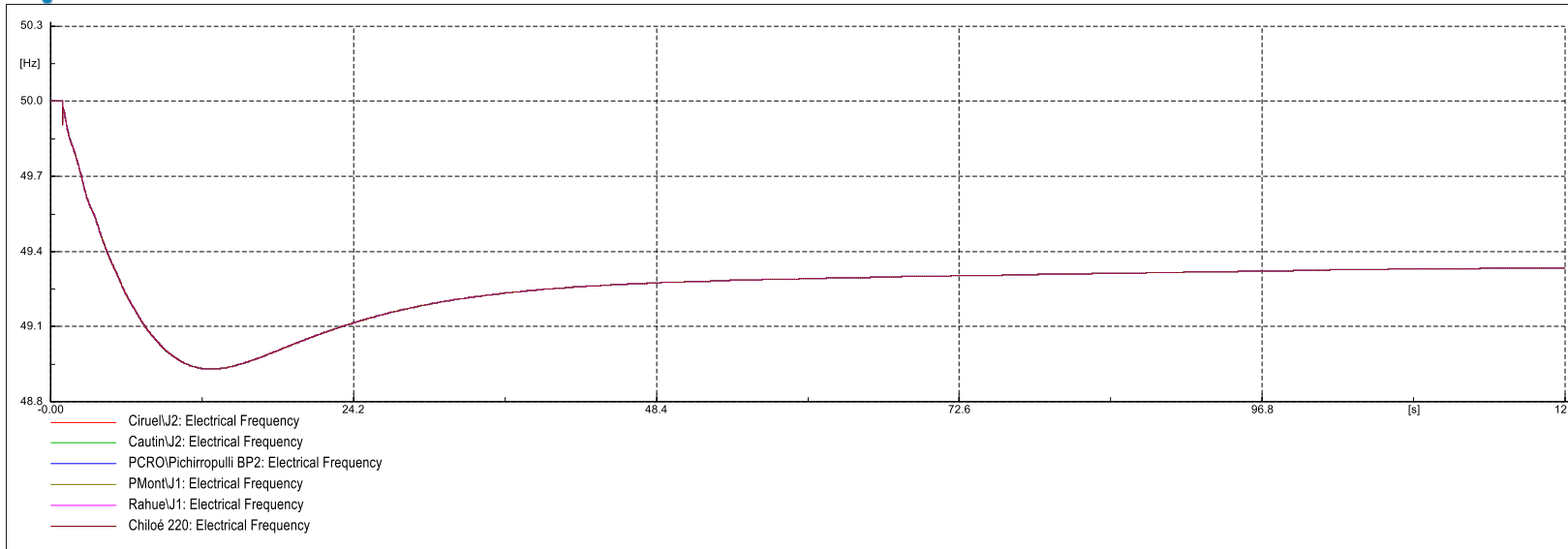


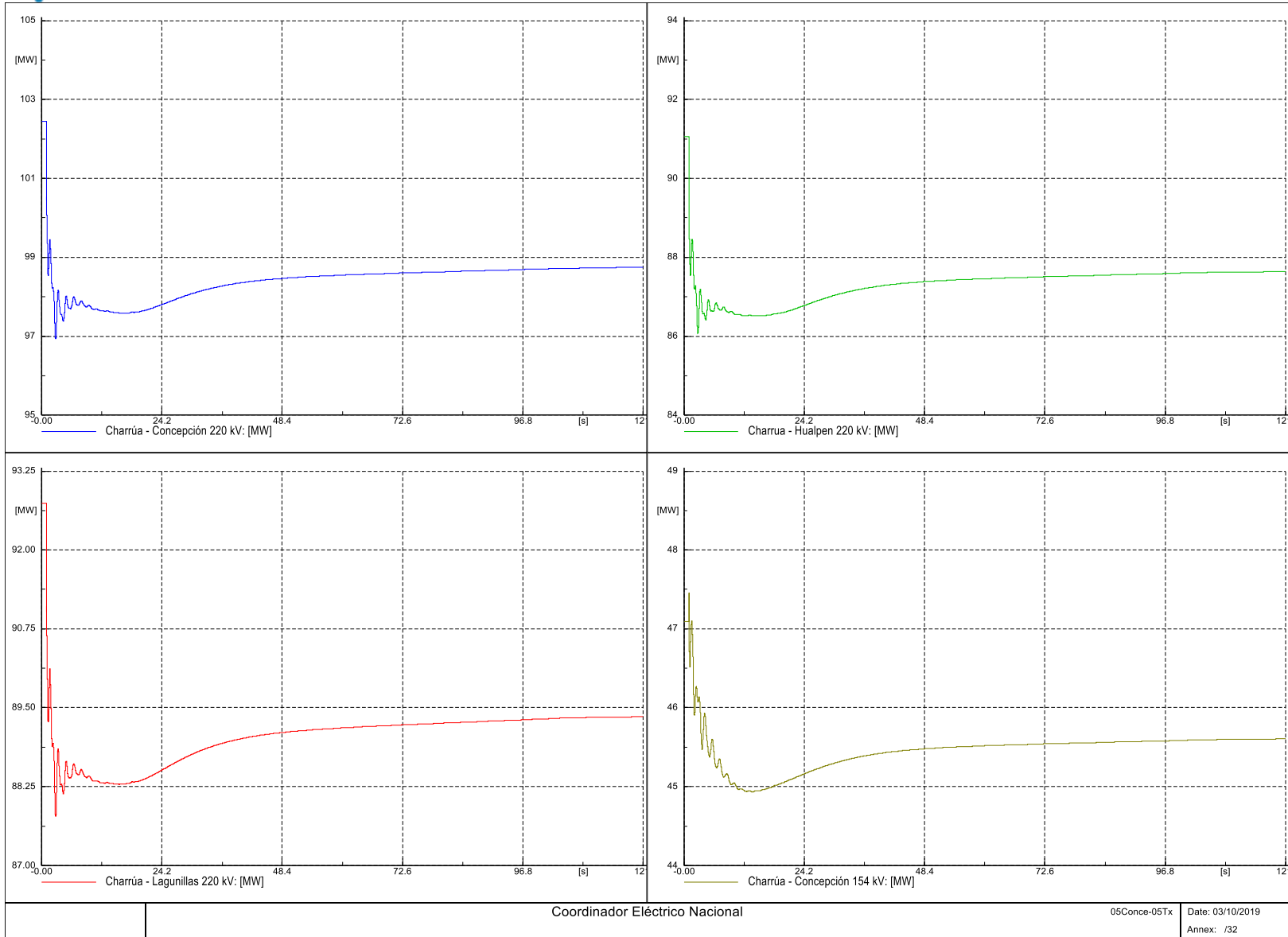


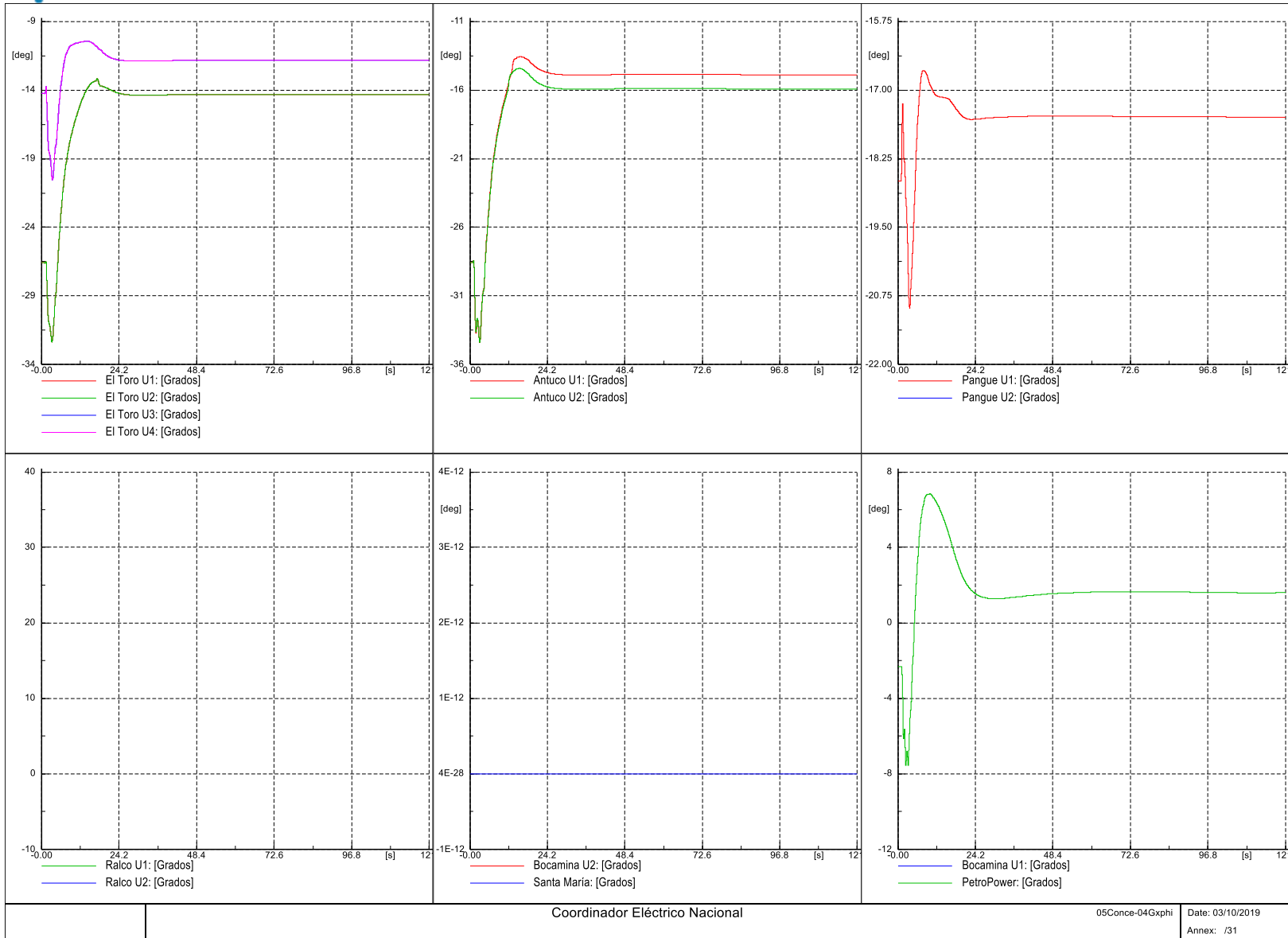
6.1.1.3 Escenario Demanda Mínima

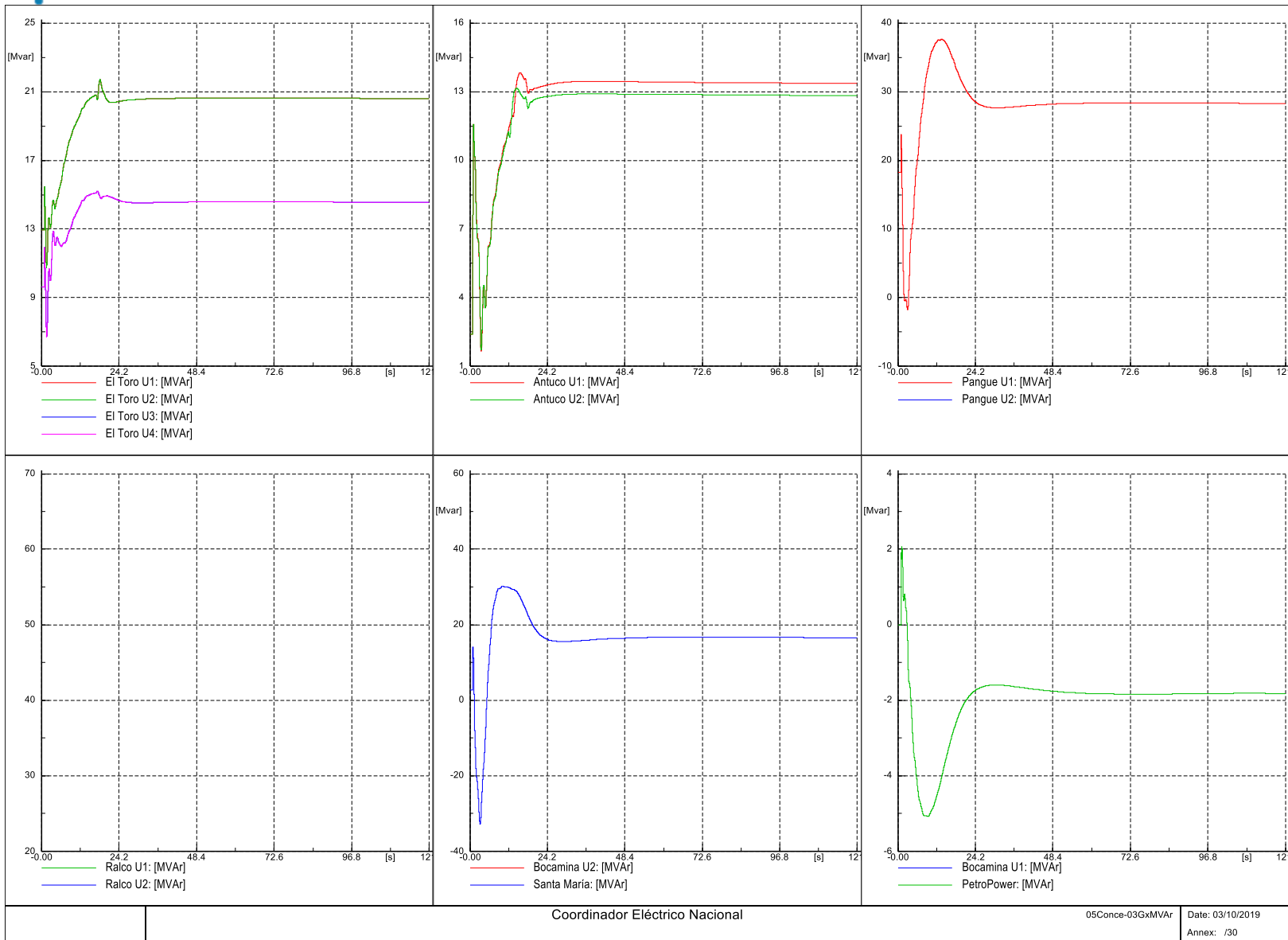


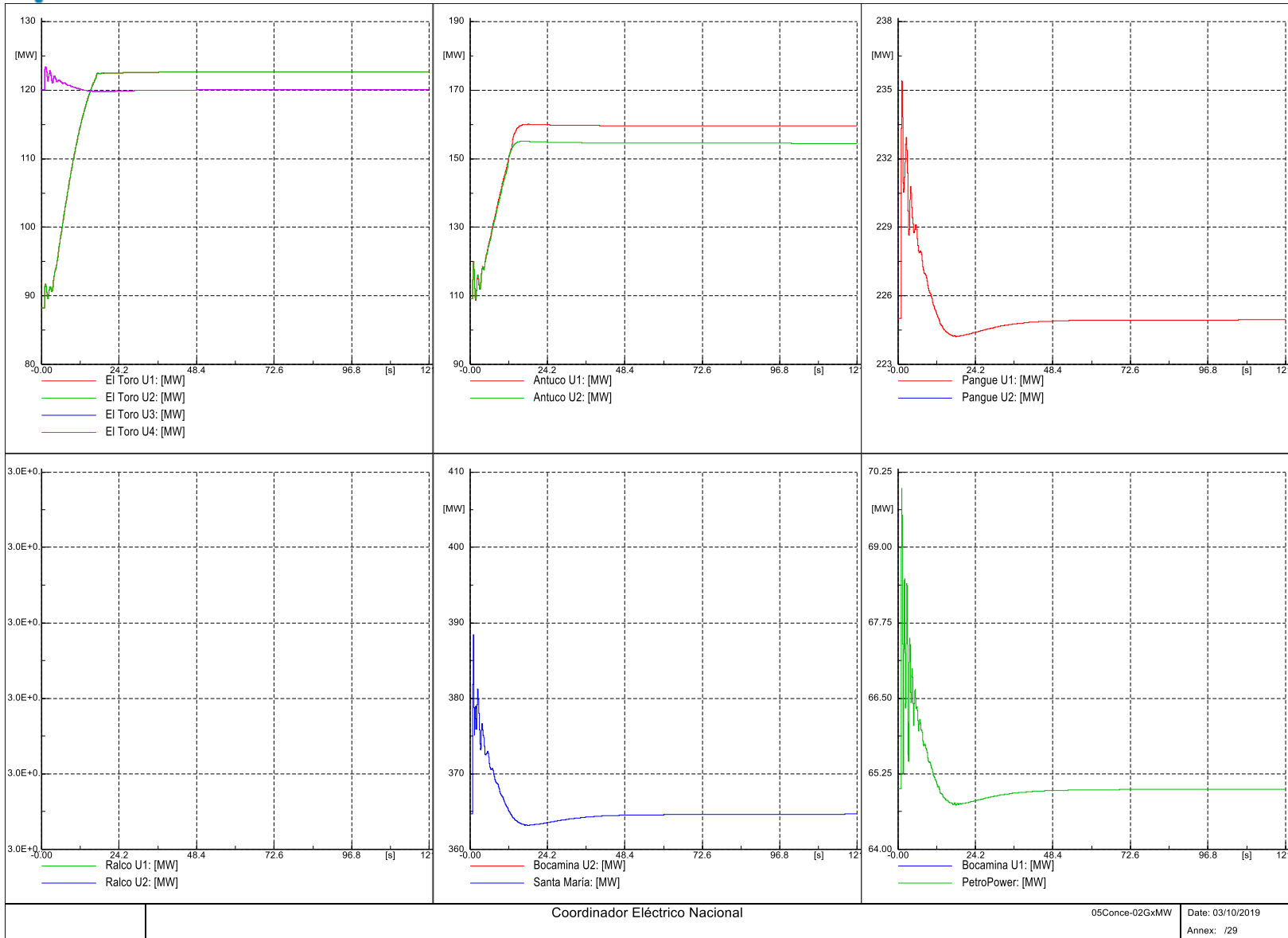


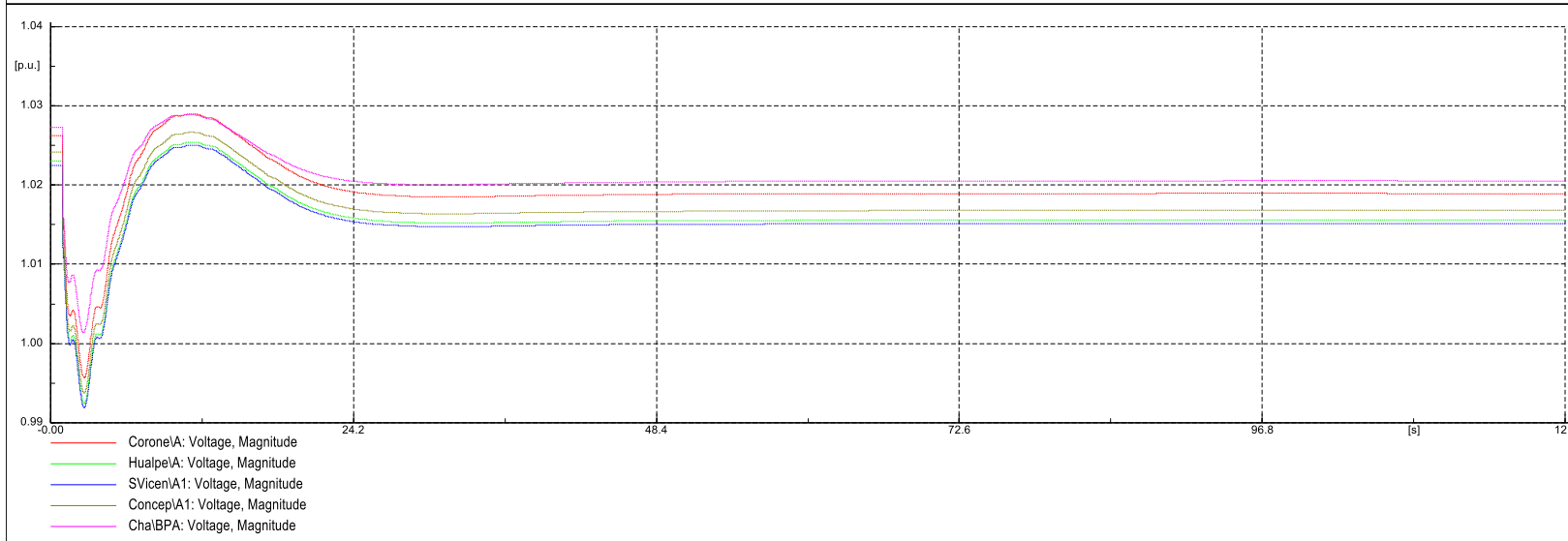
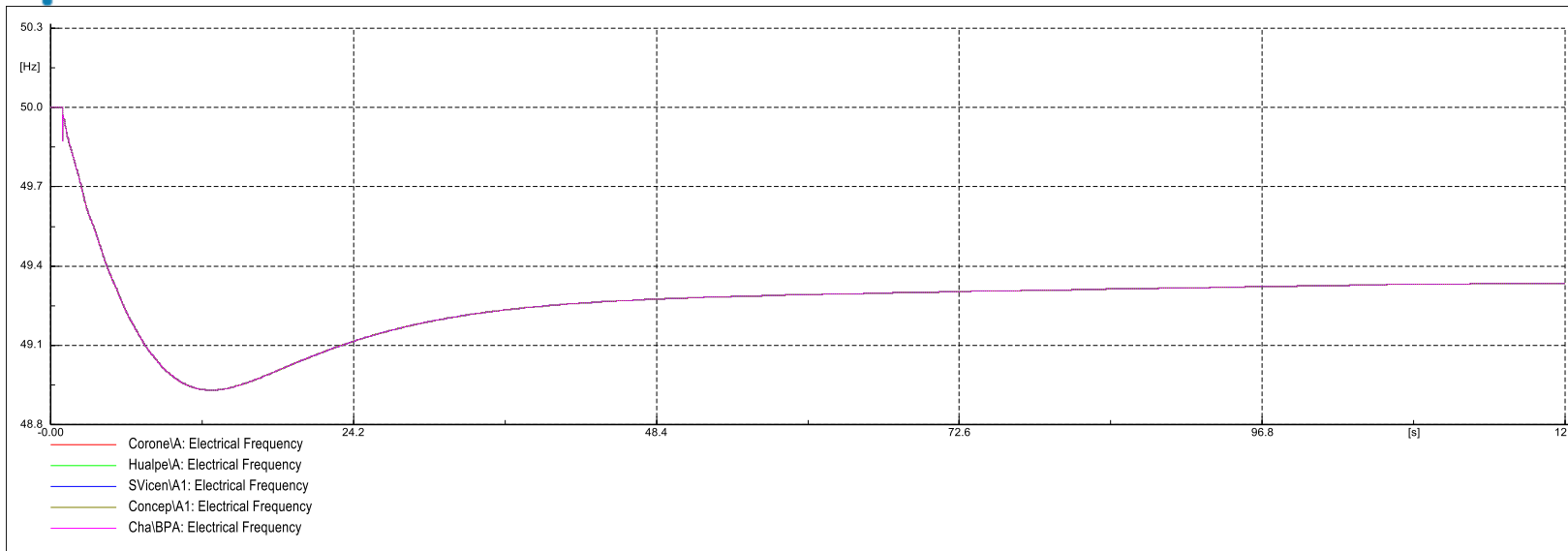


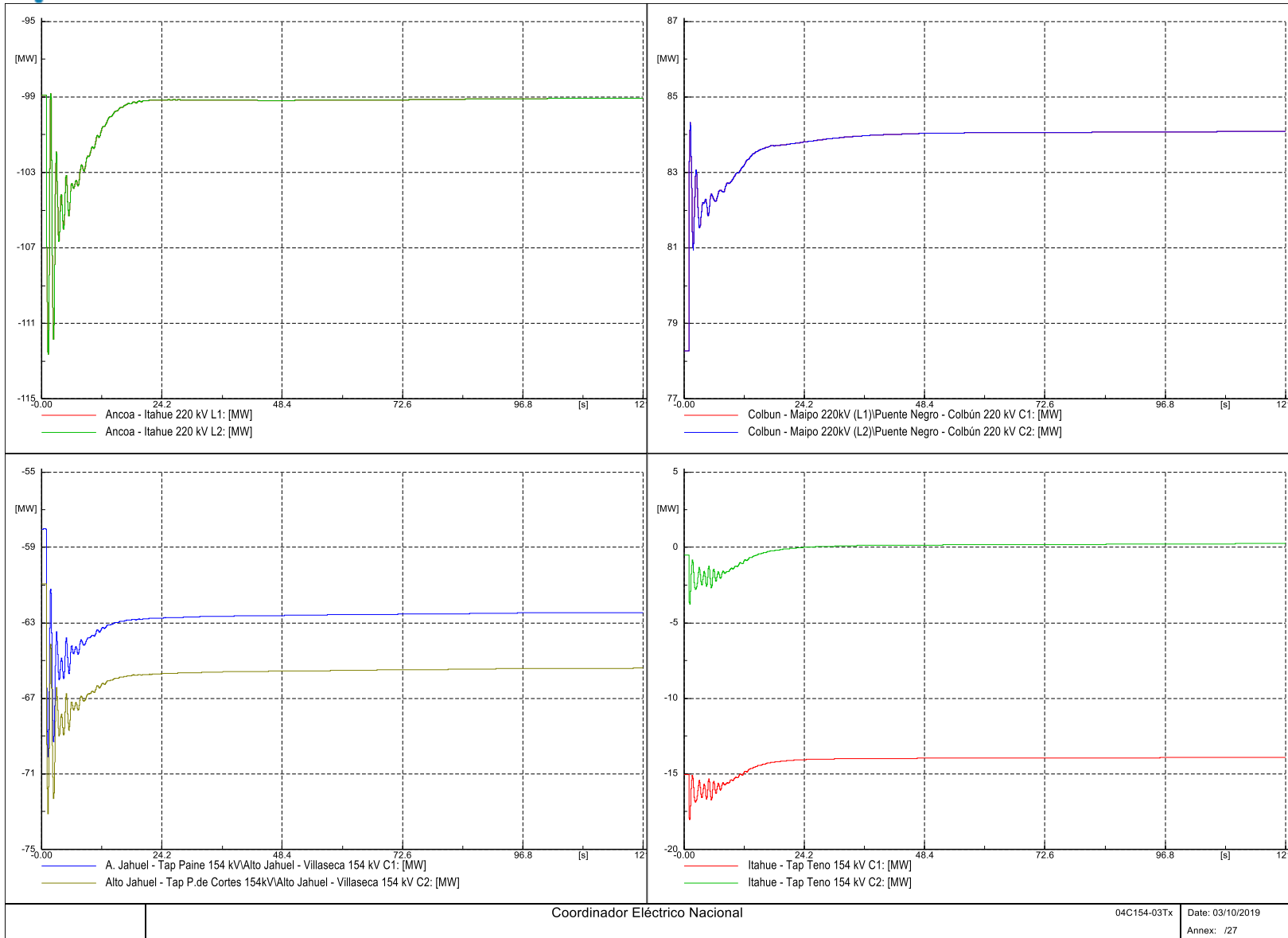


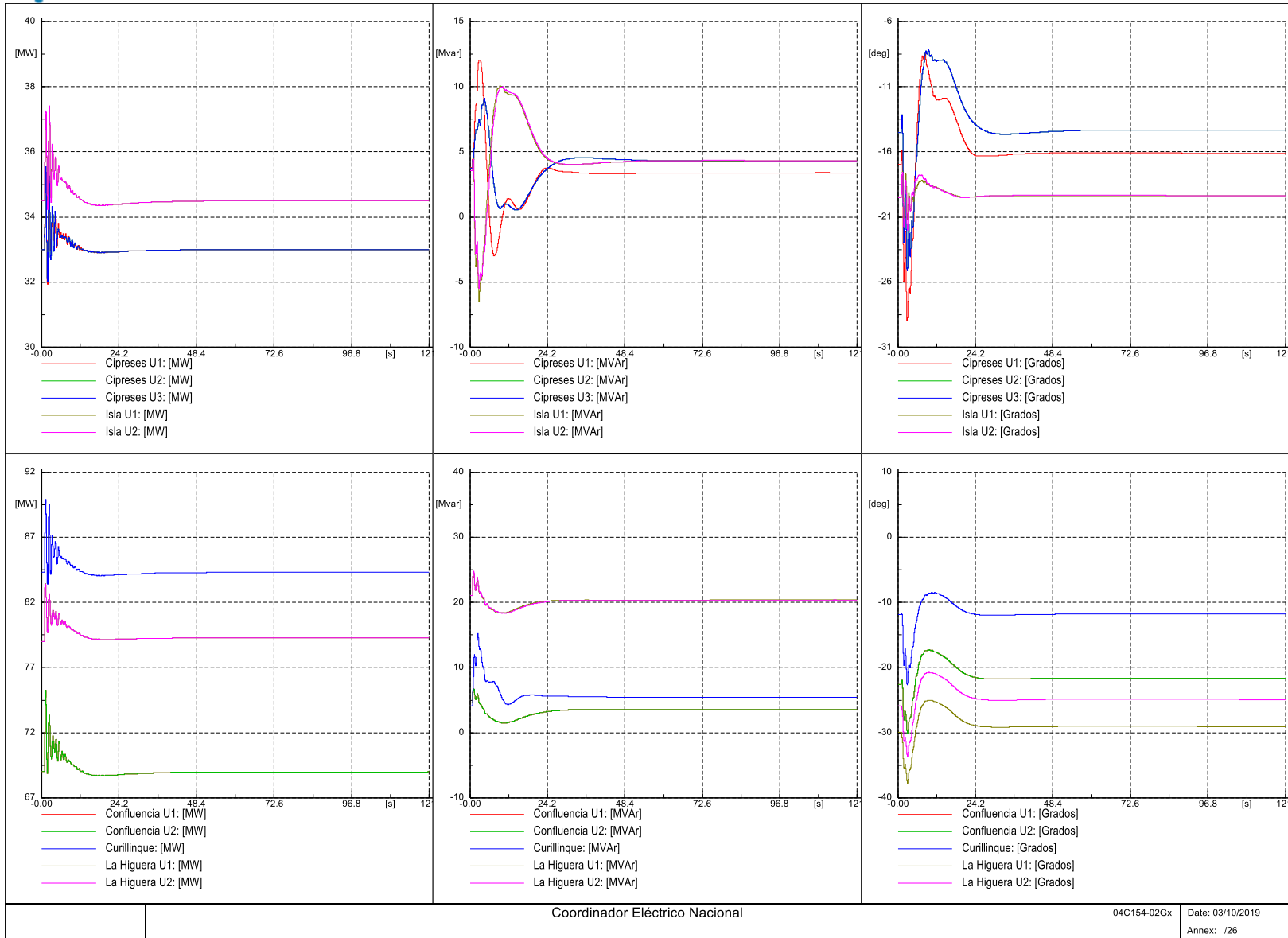


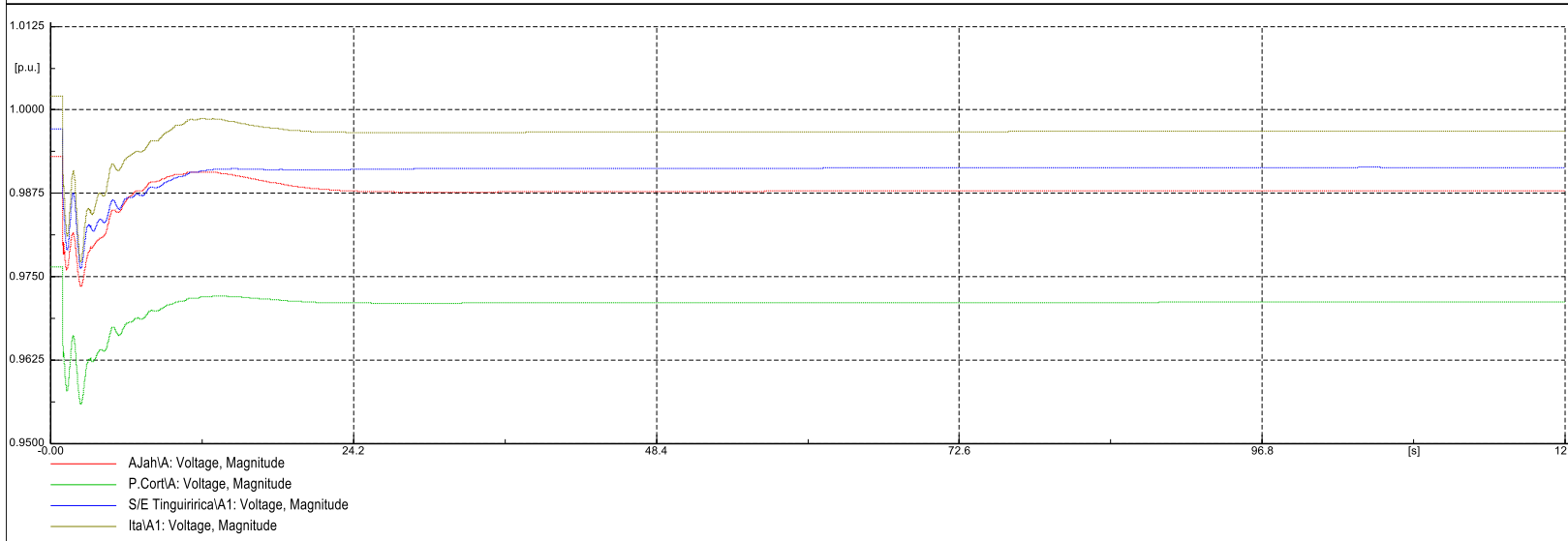
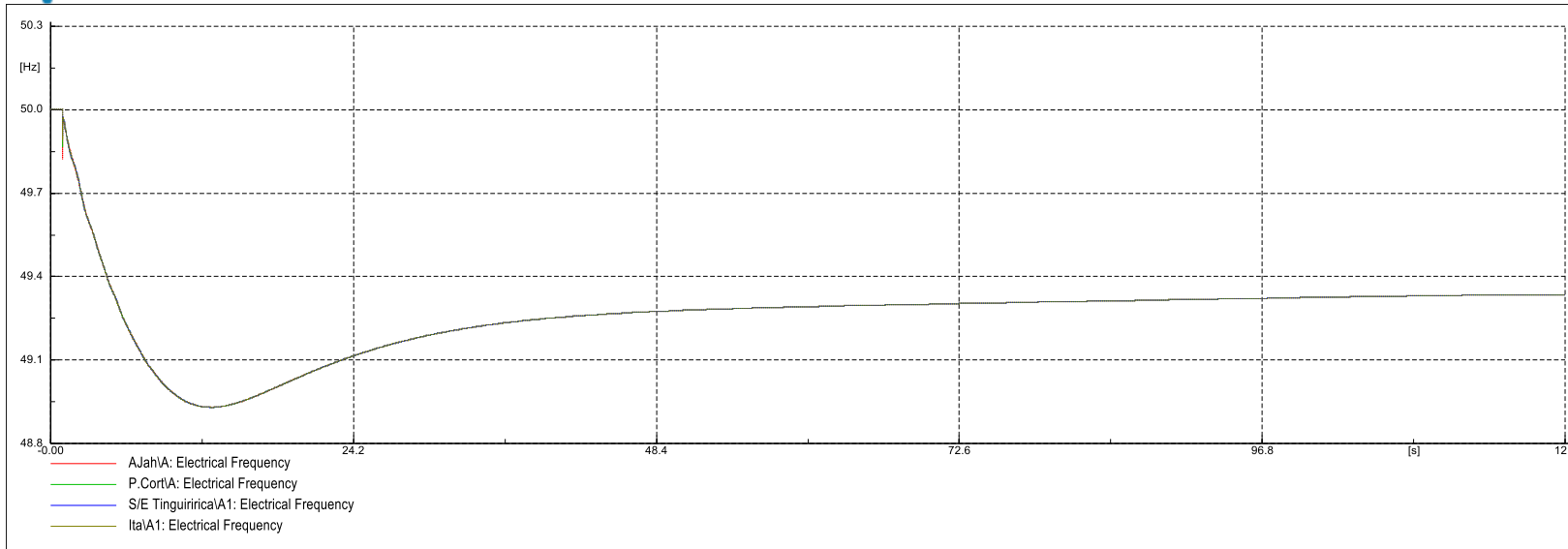


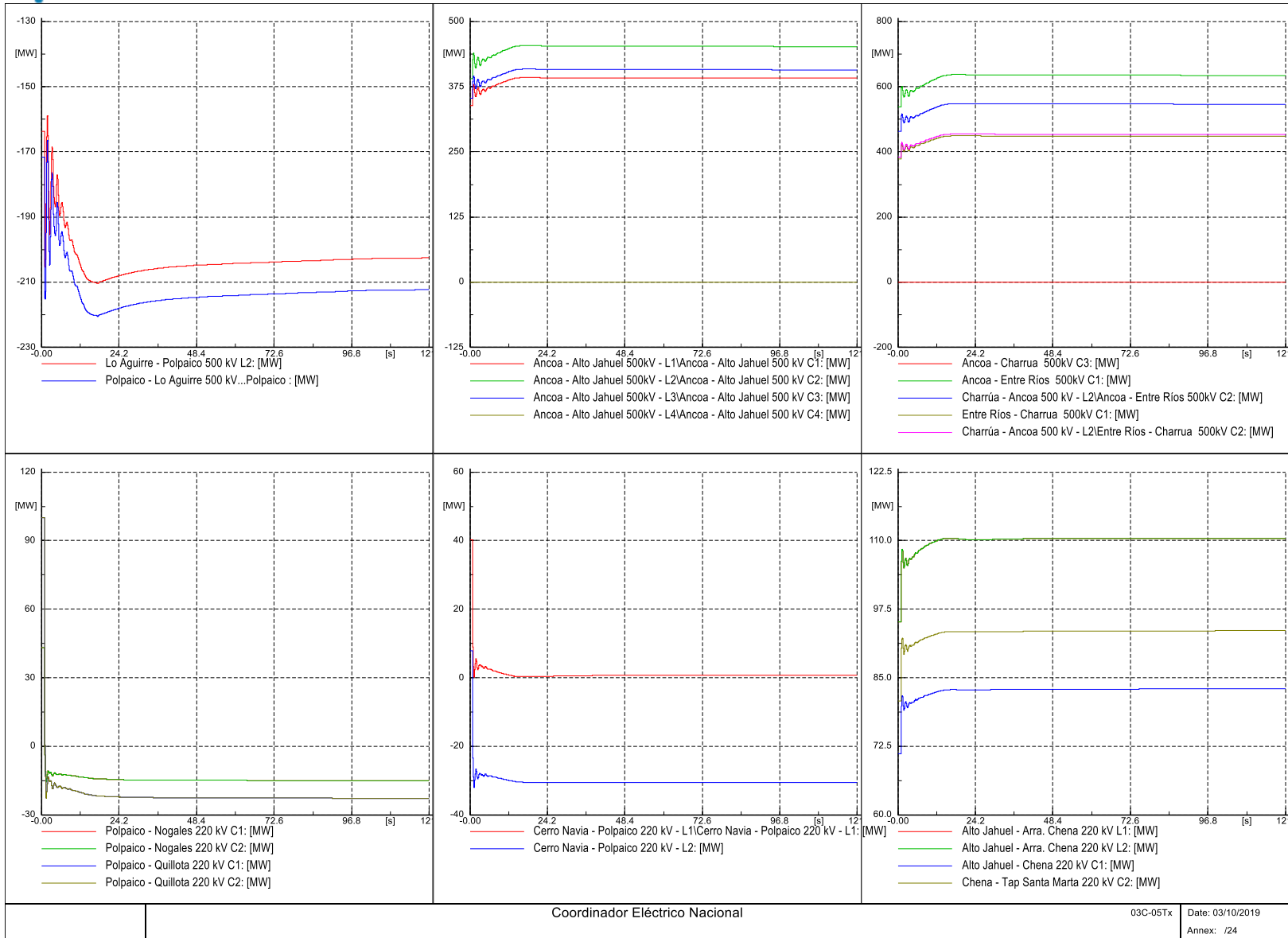


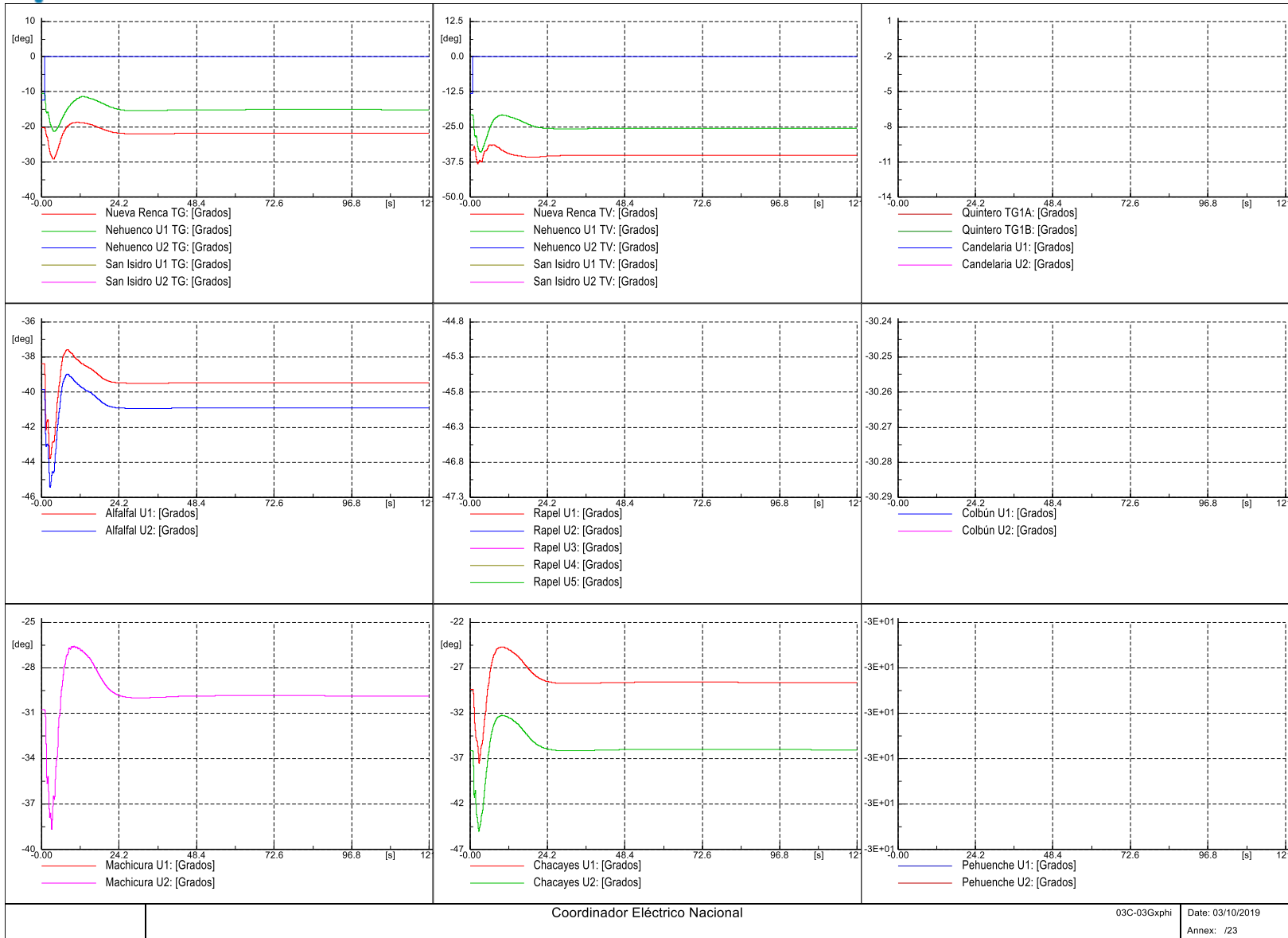


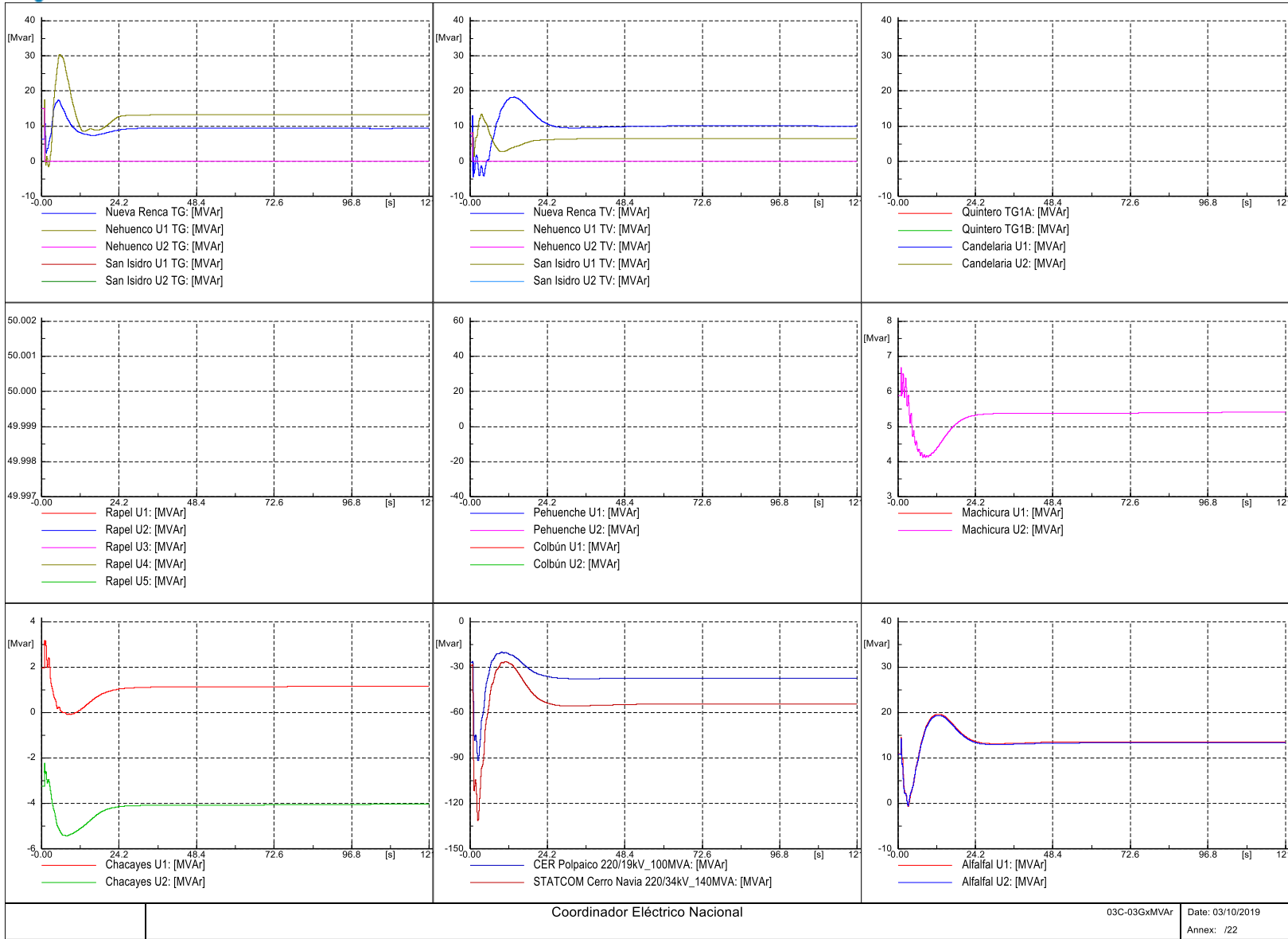


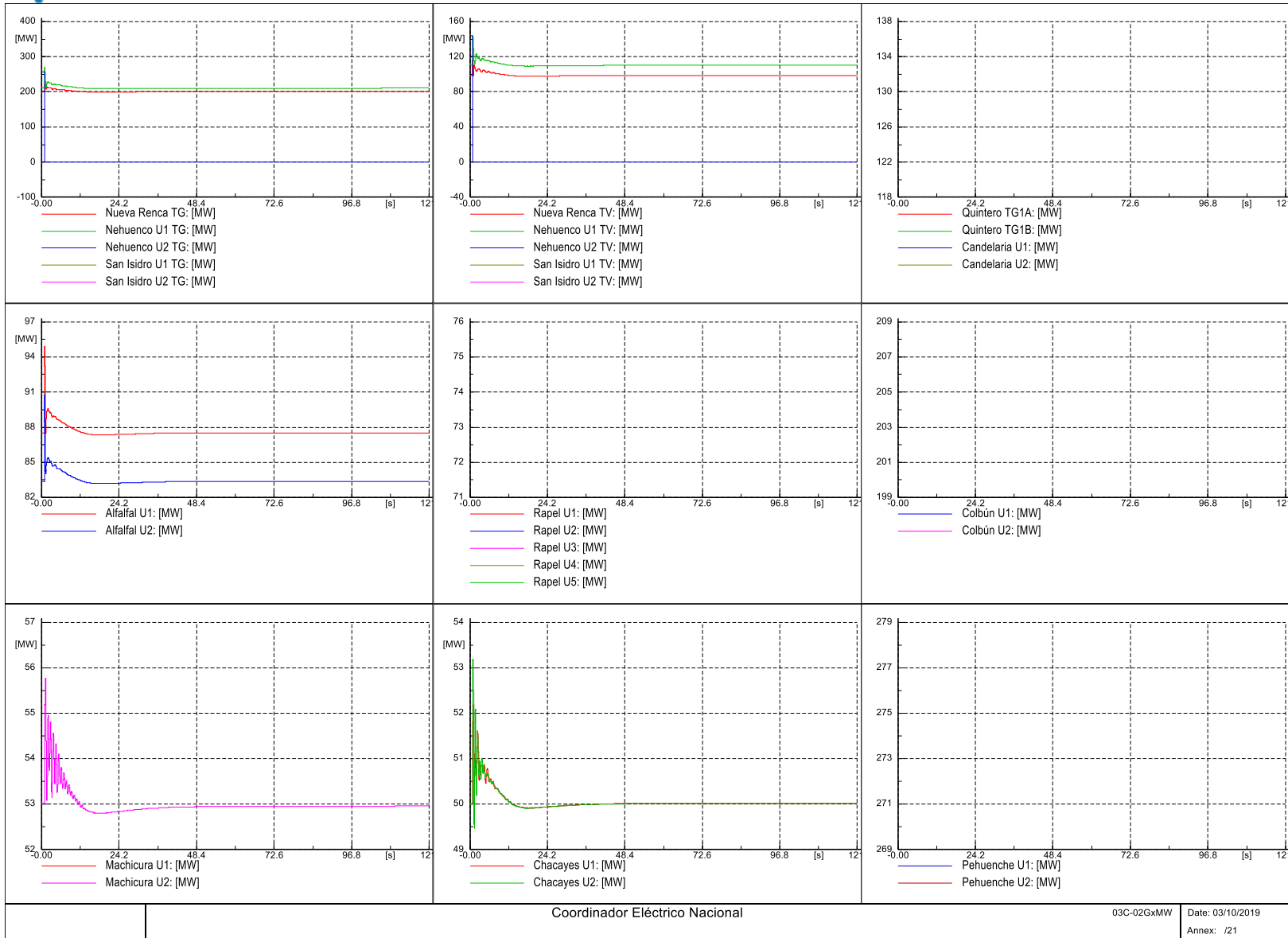


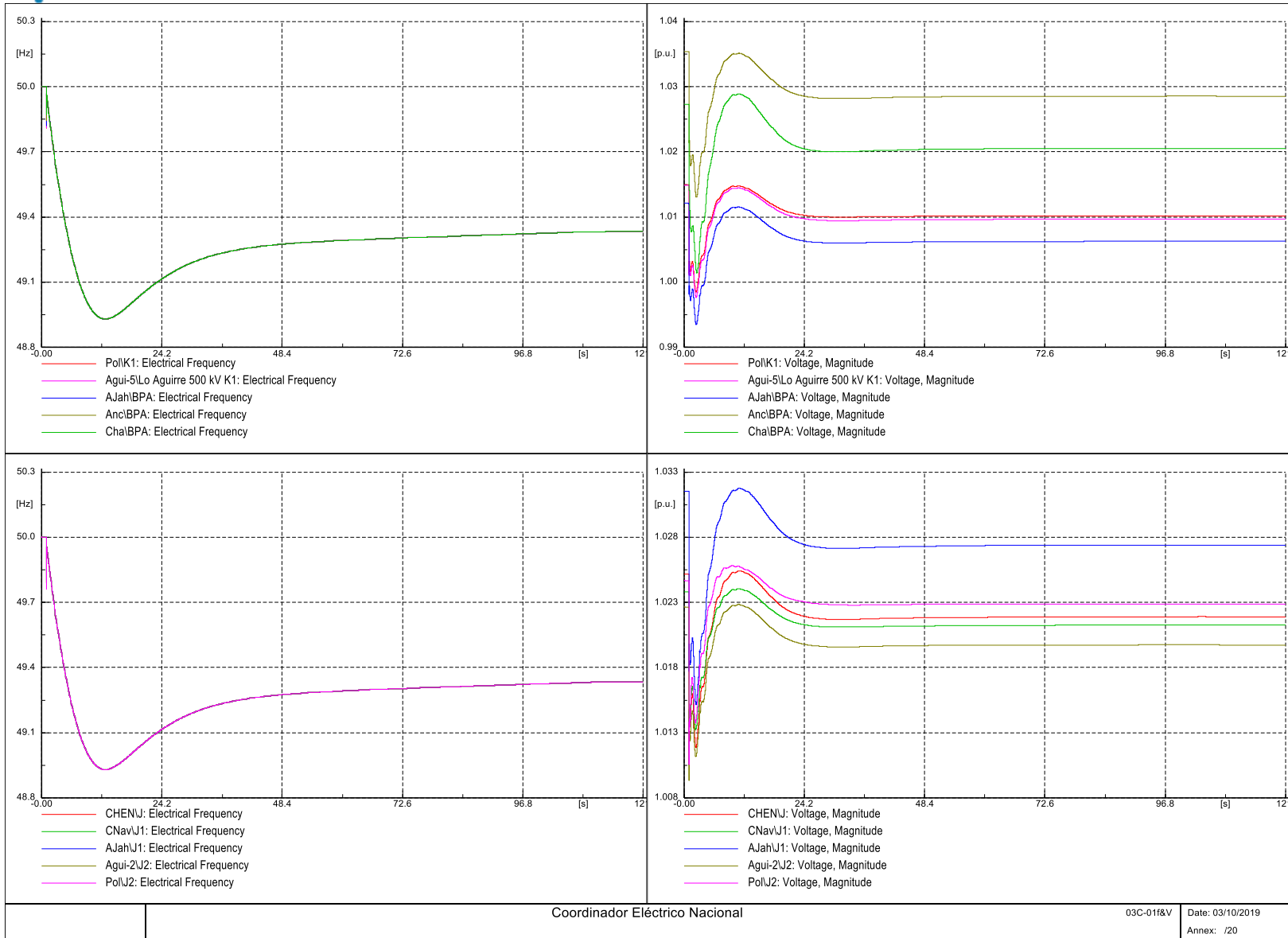


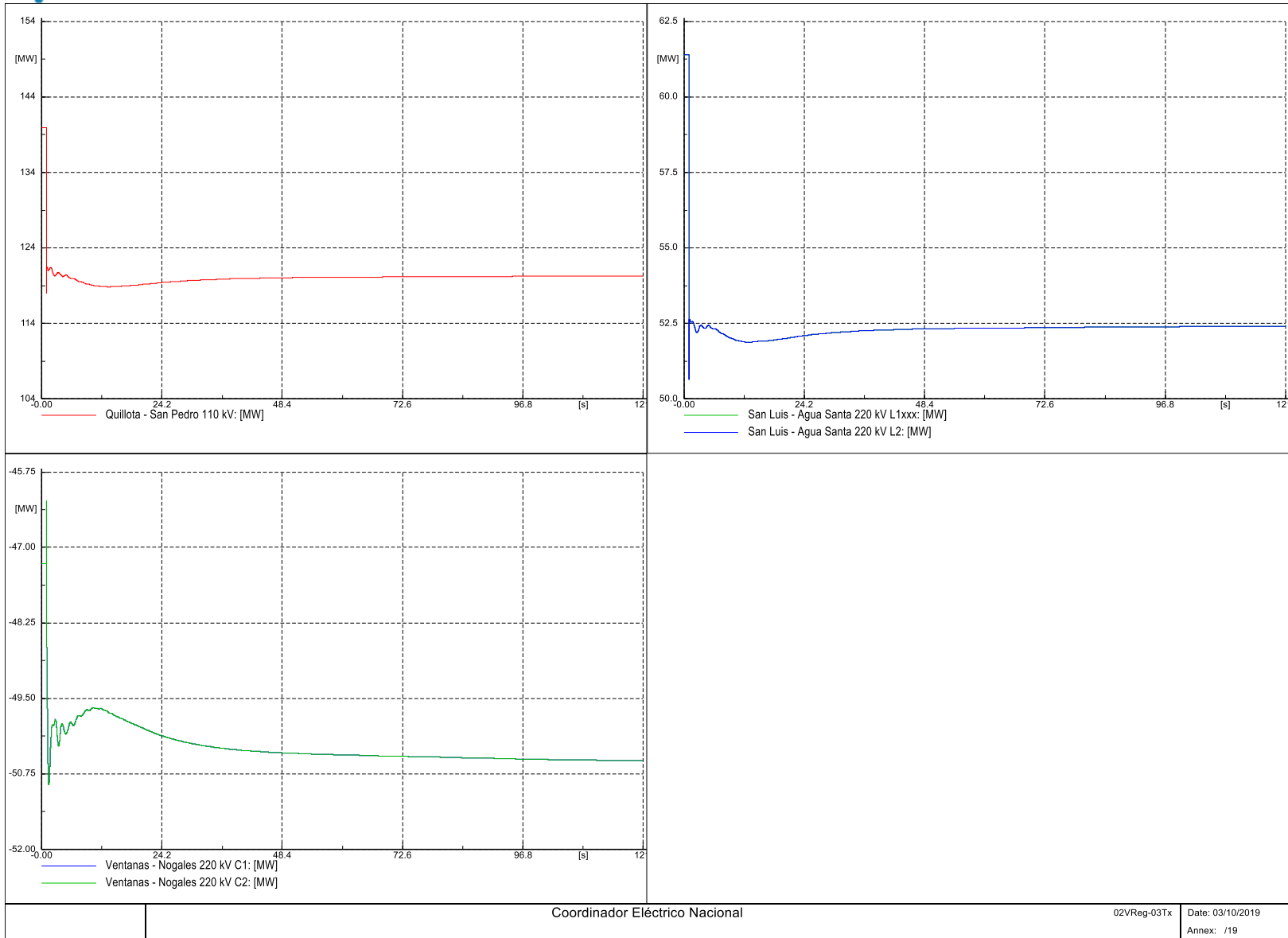


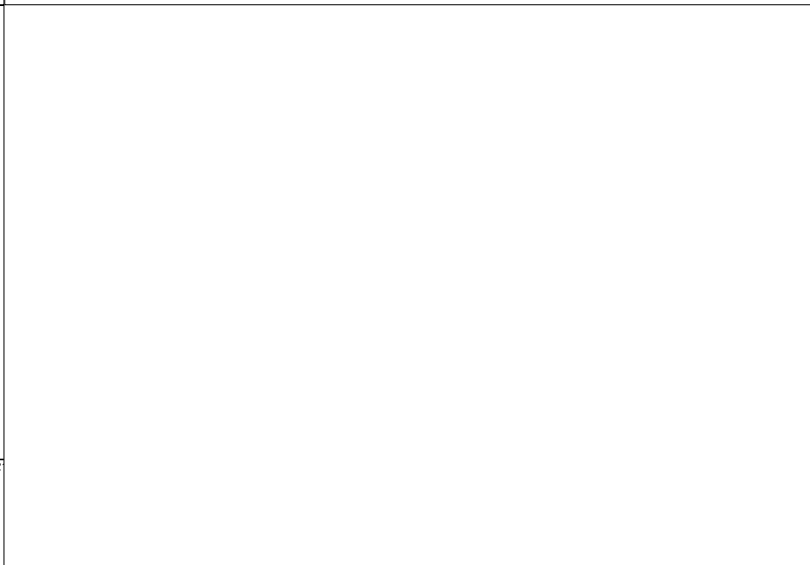
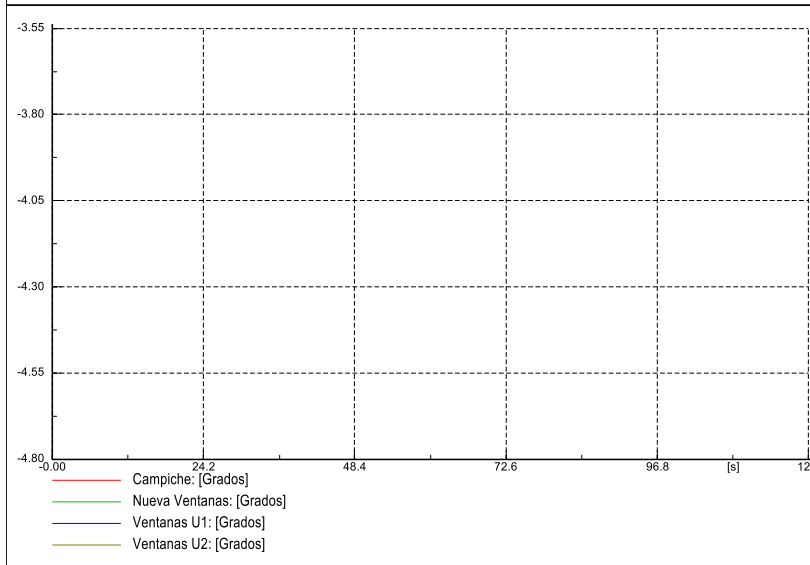
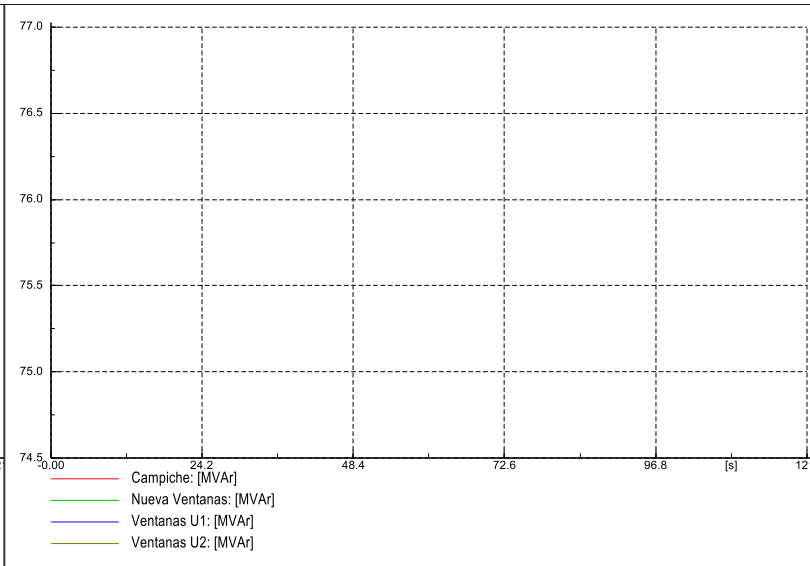
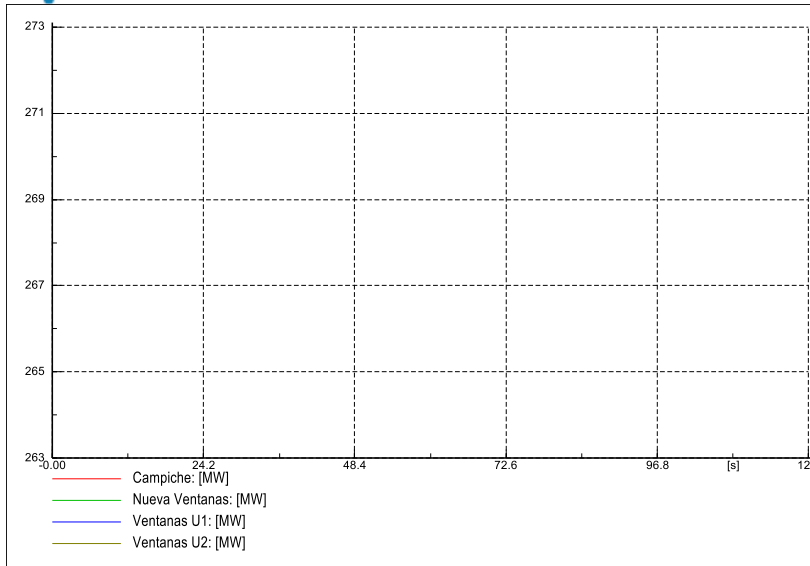


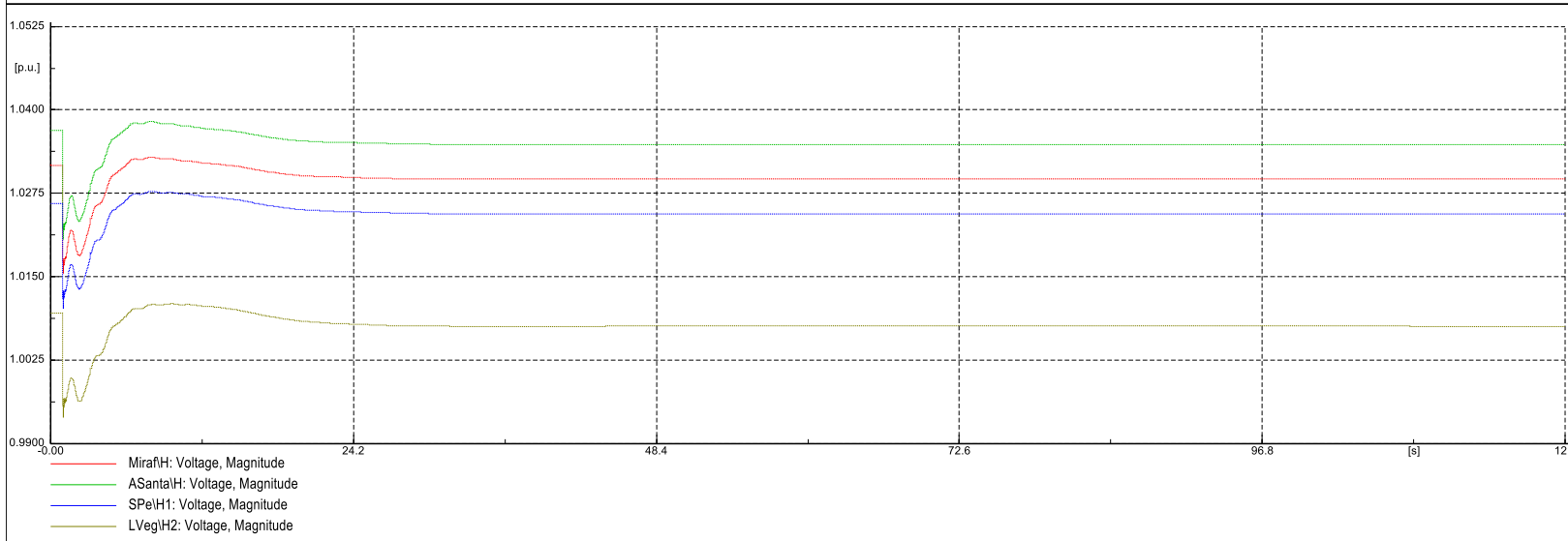
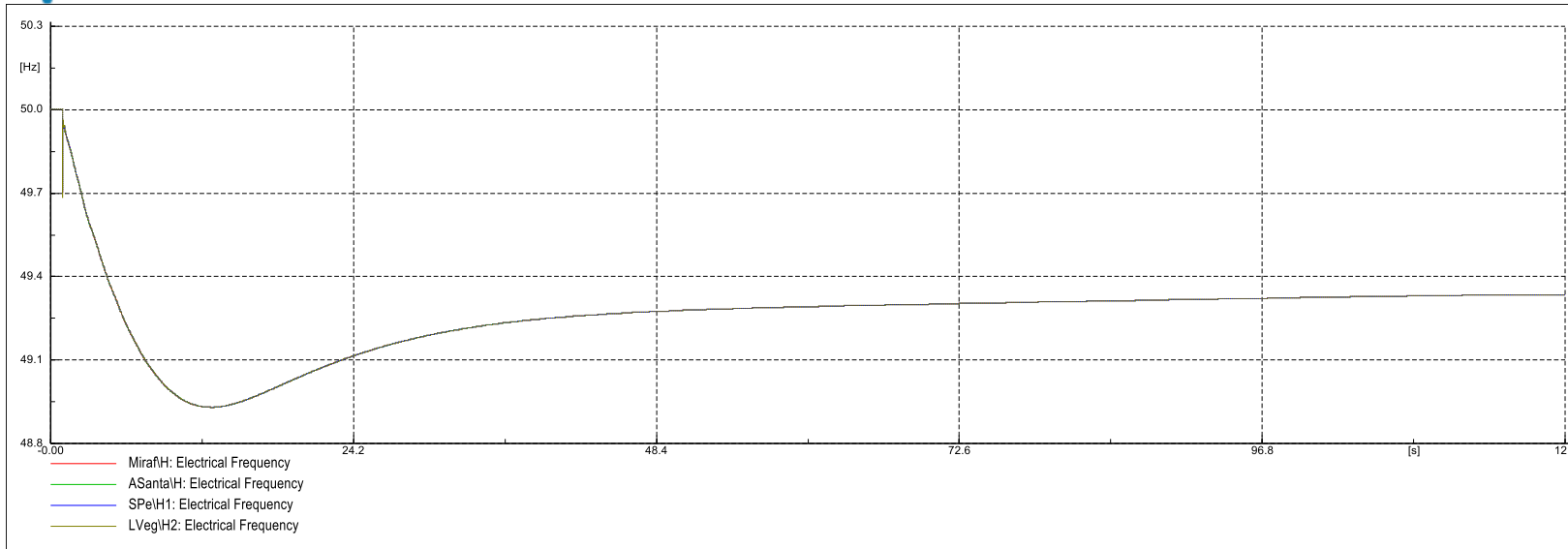


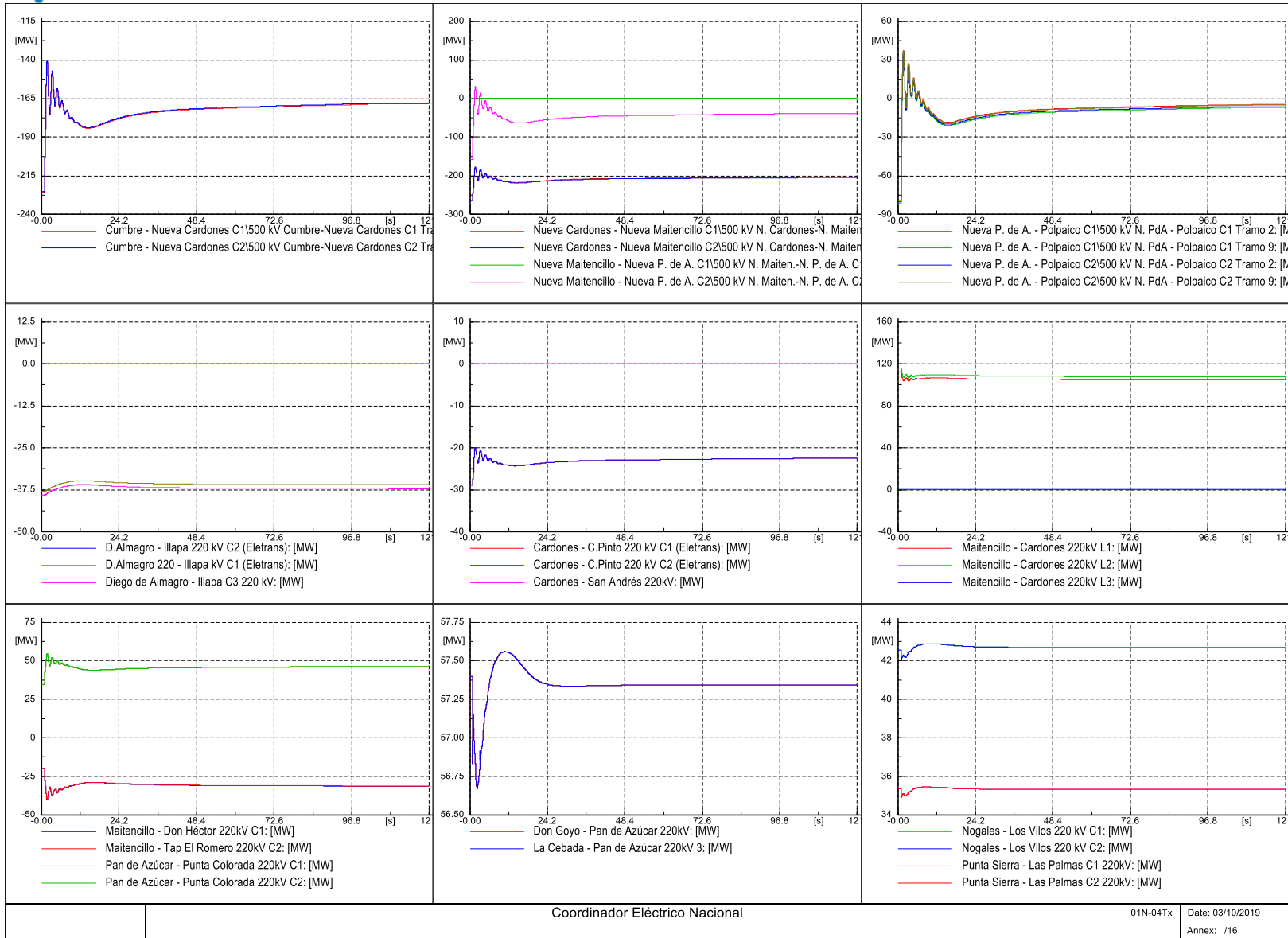


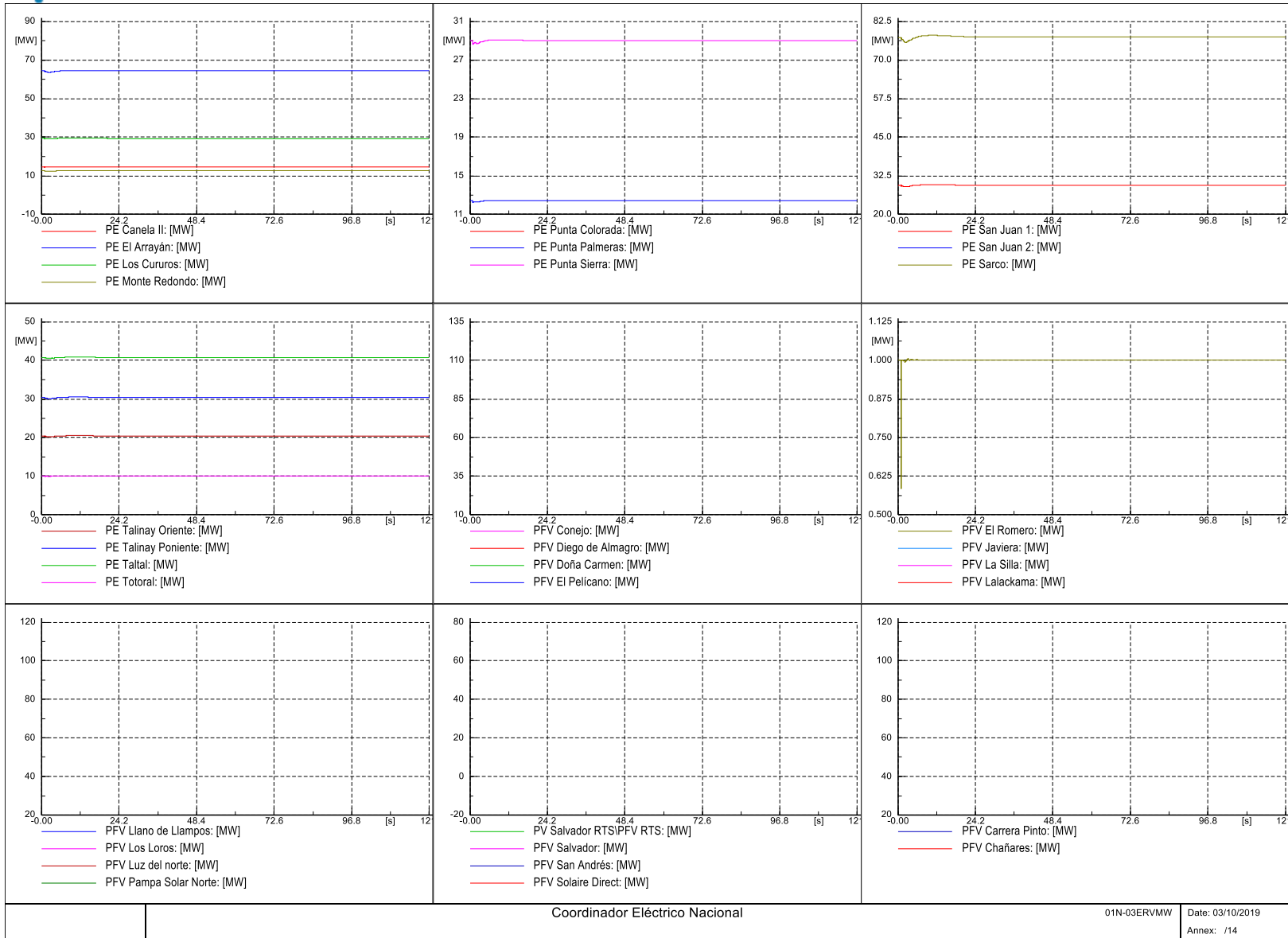


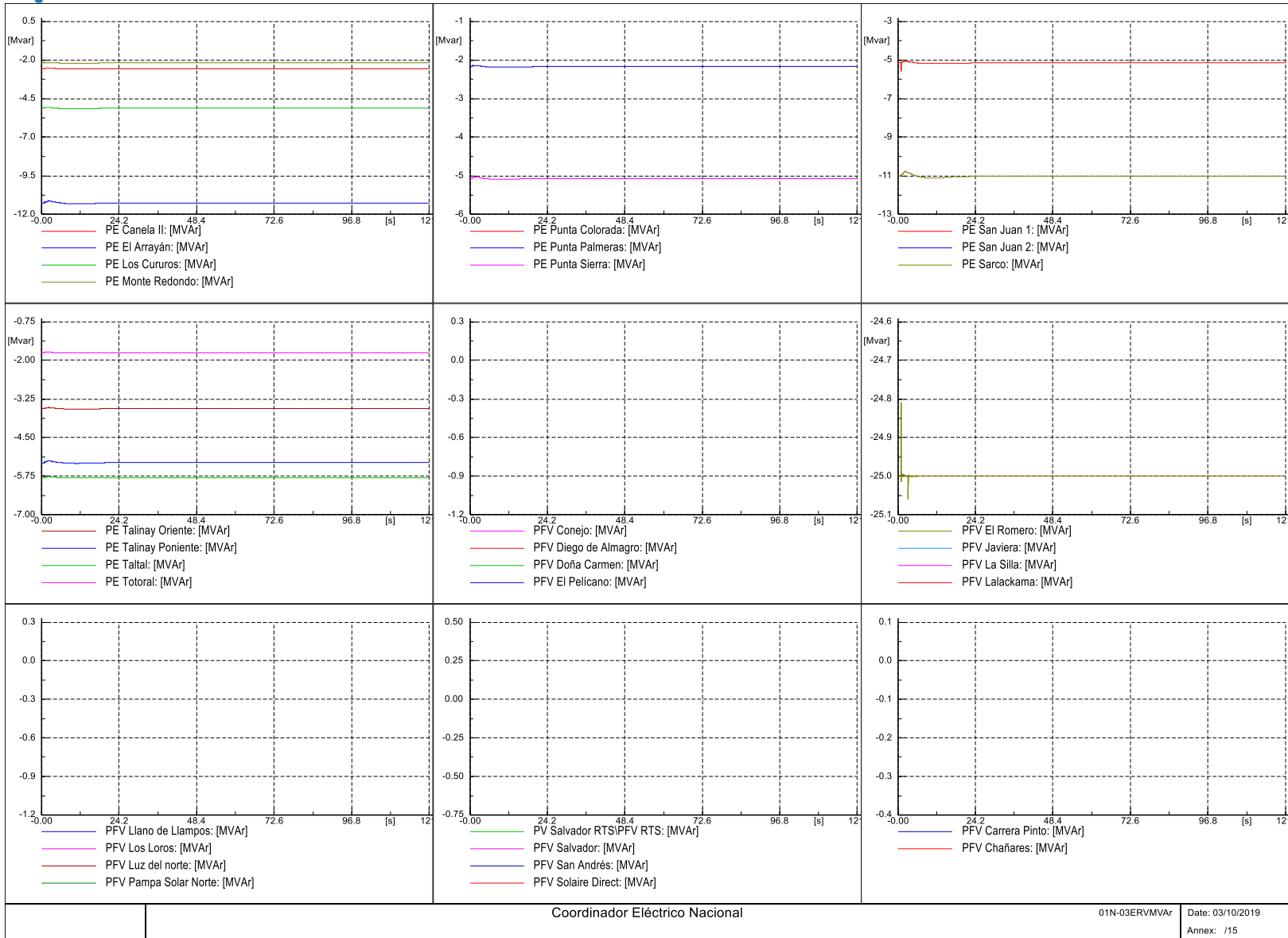


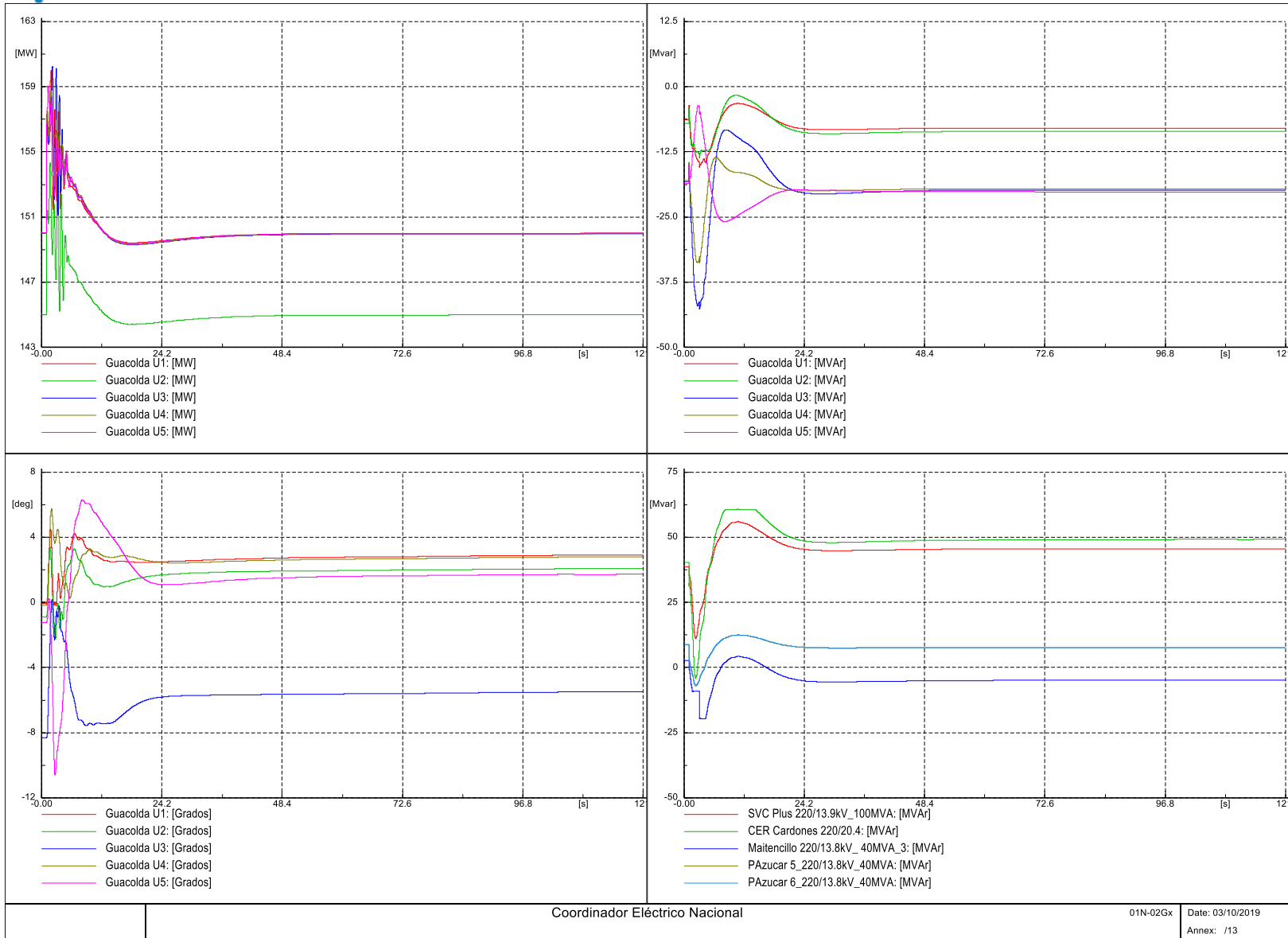


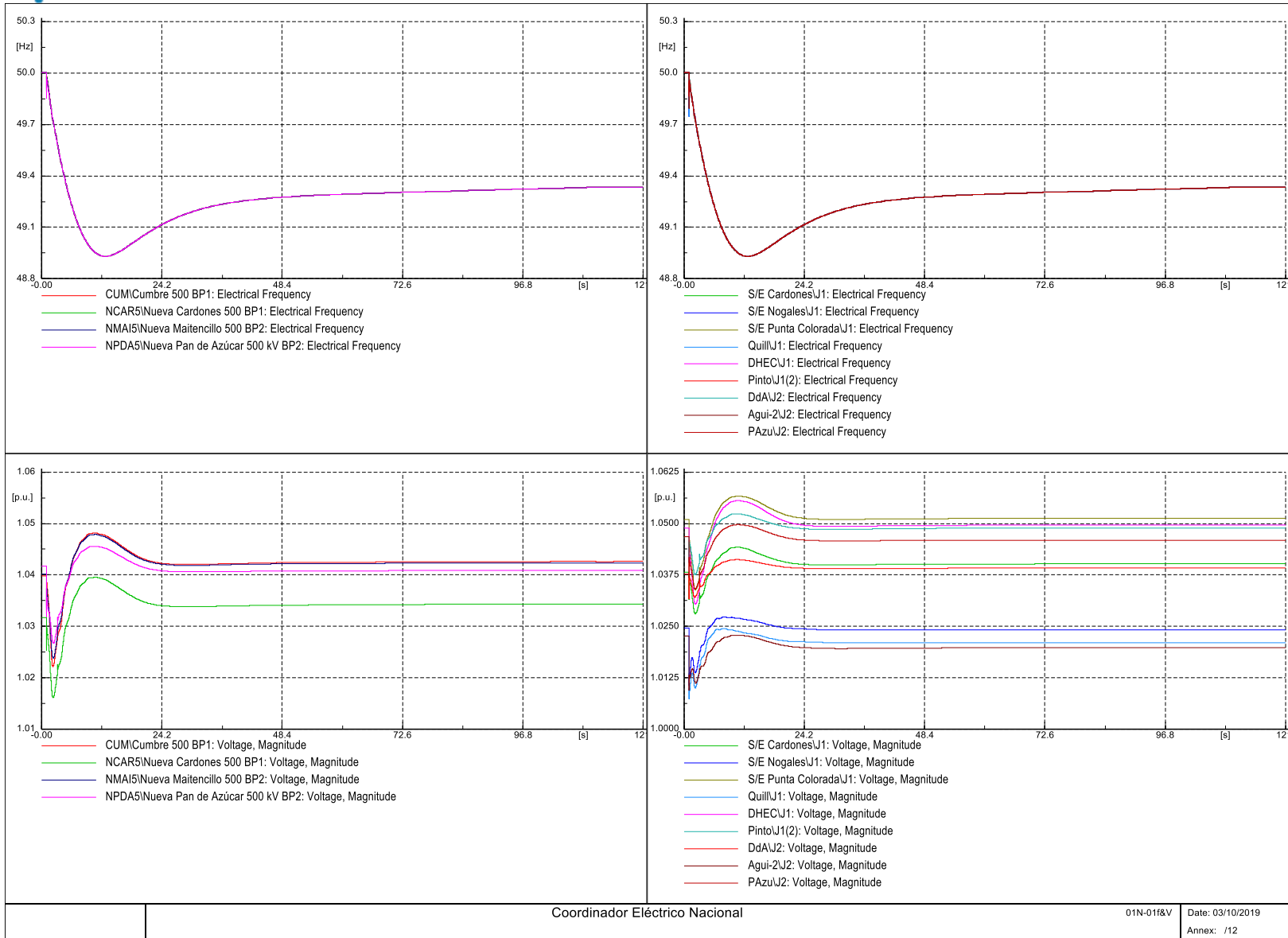


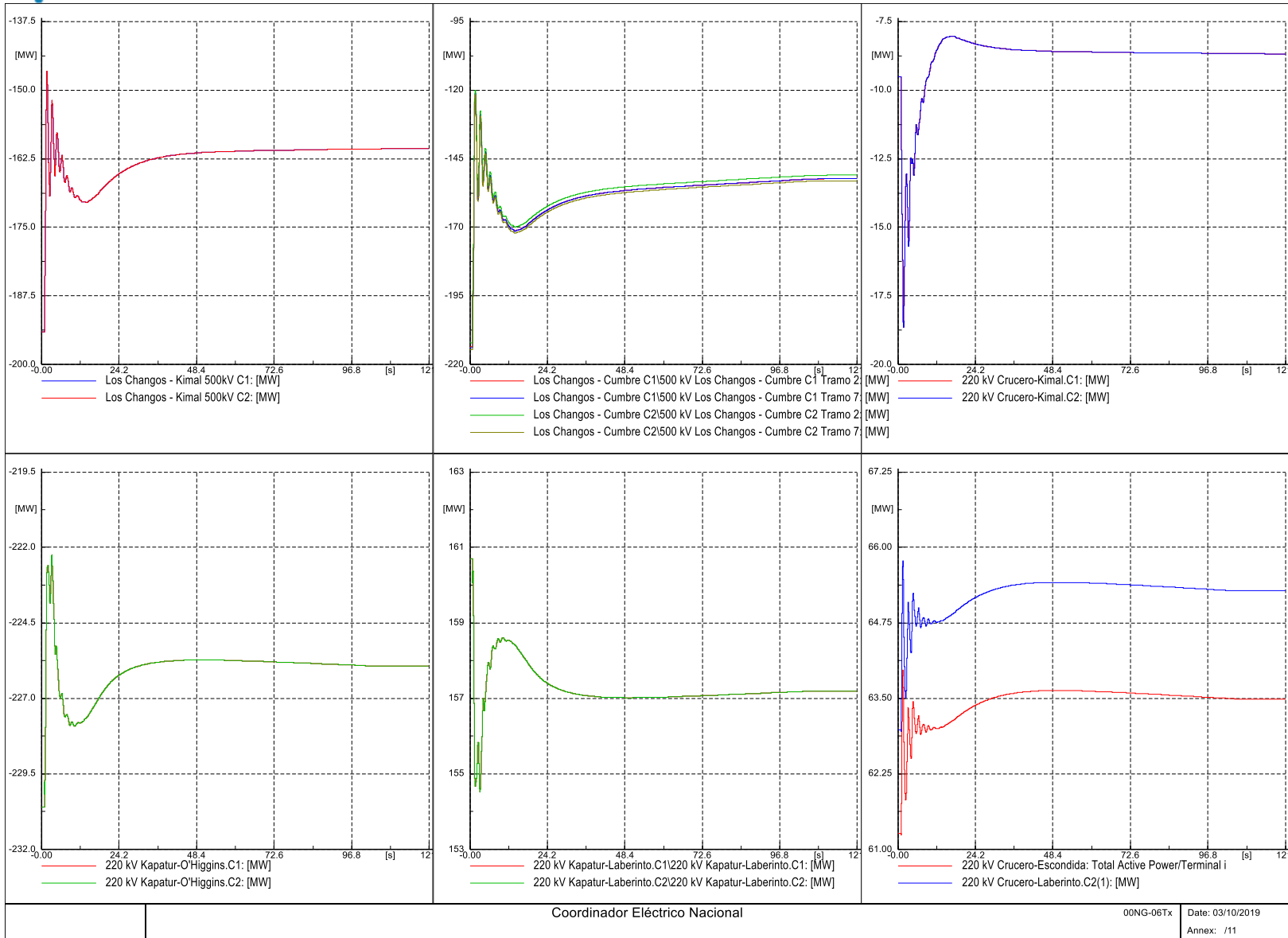


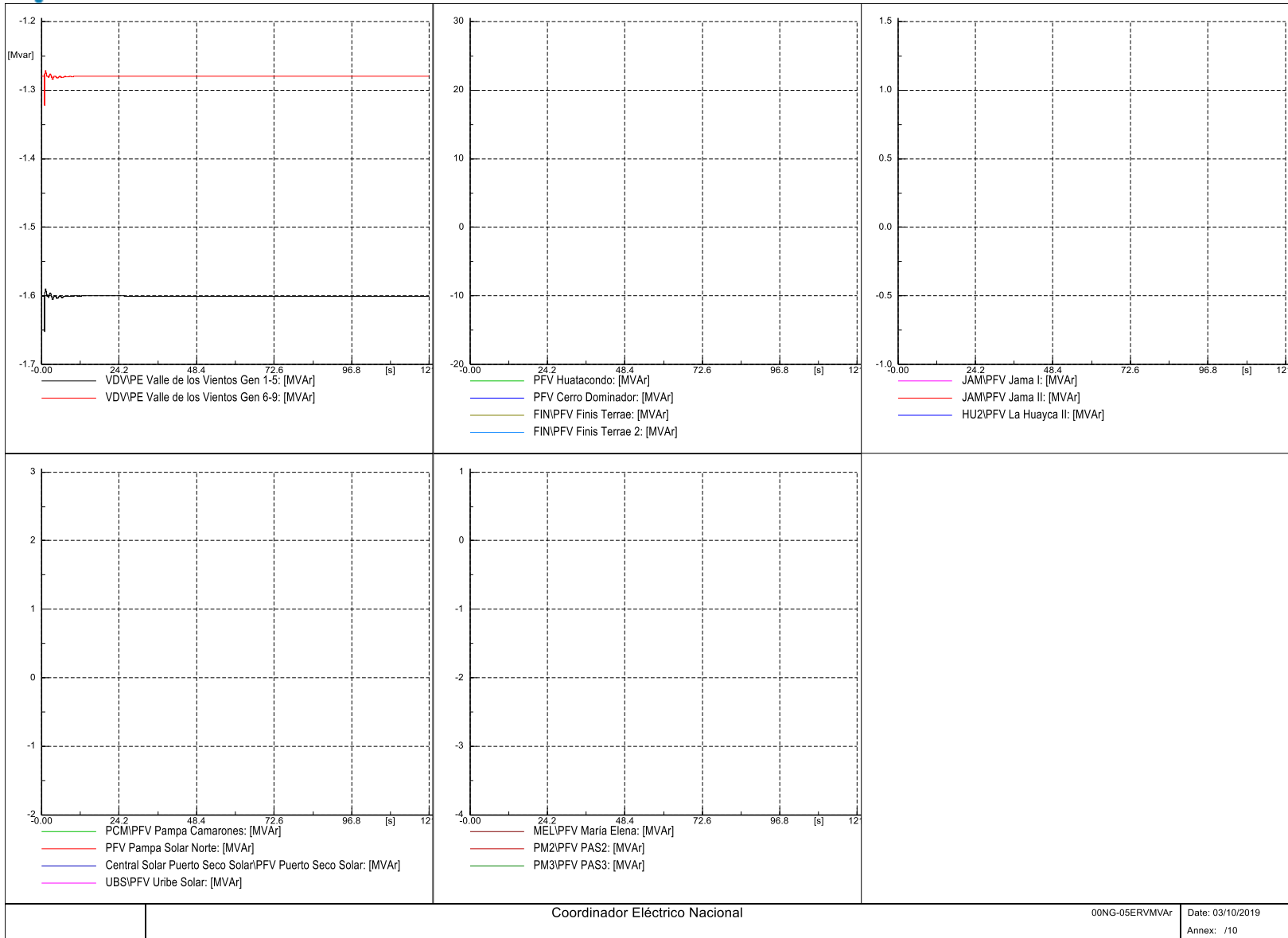


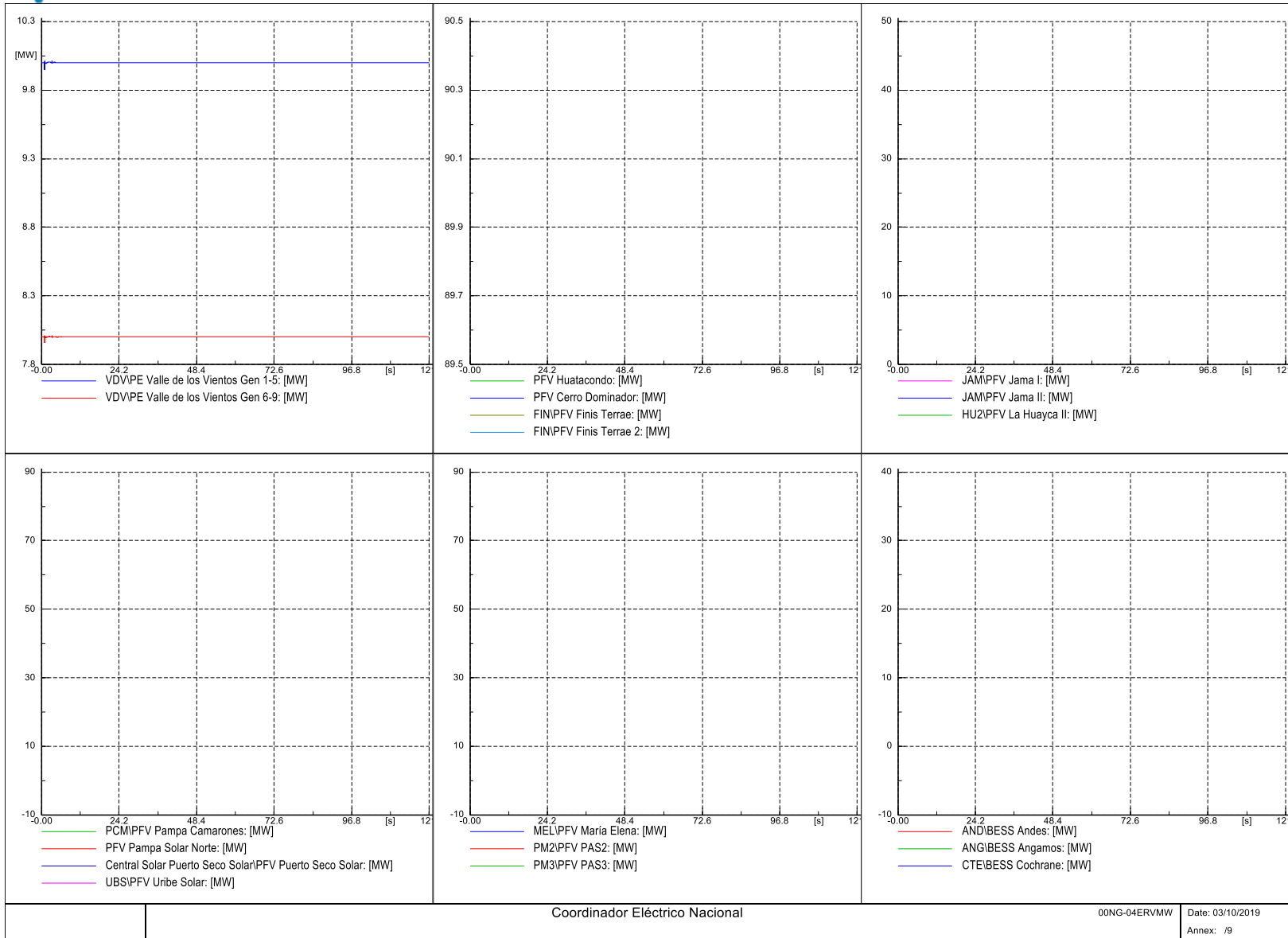


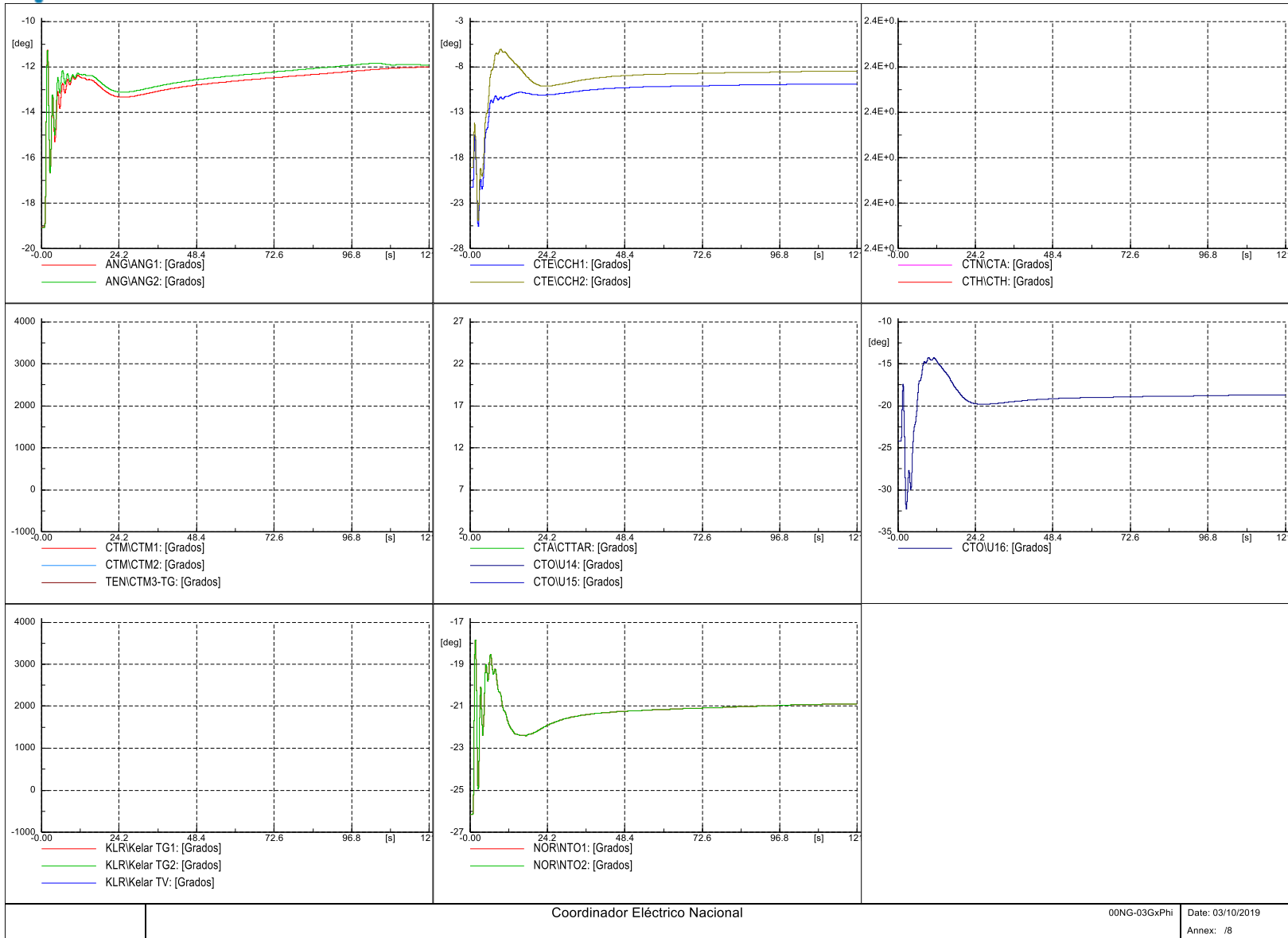


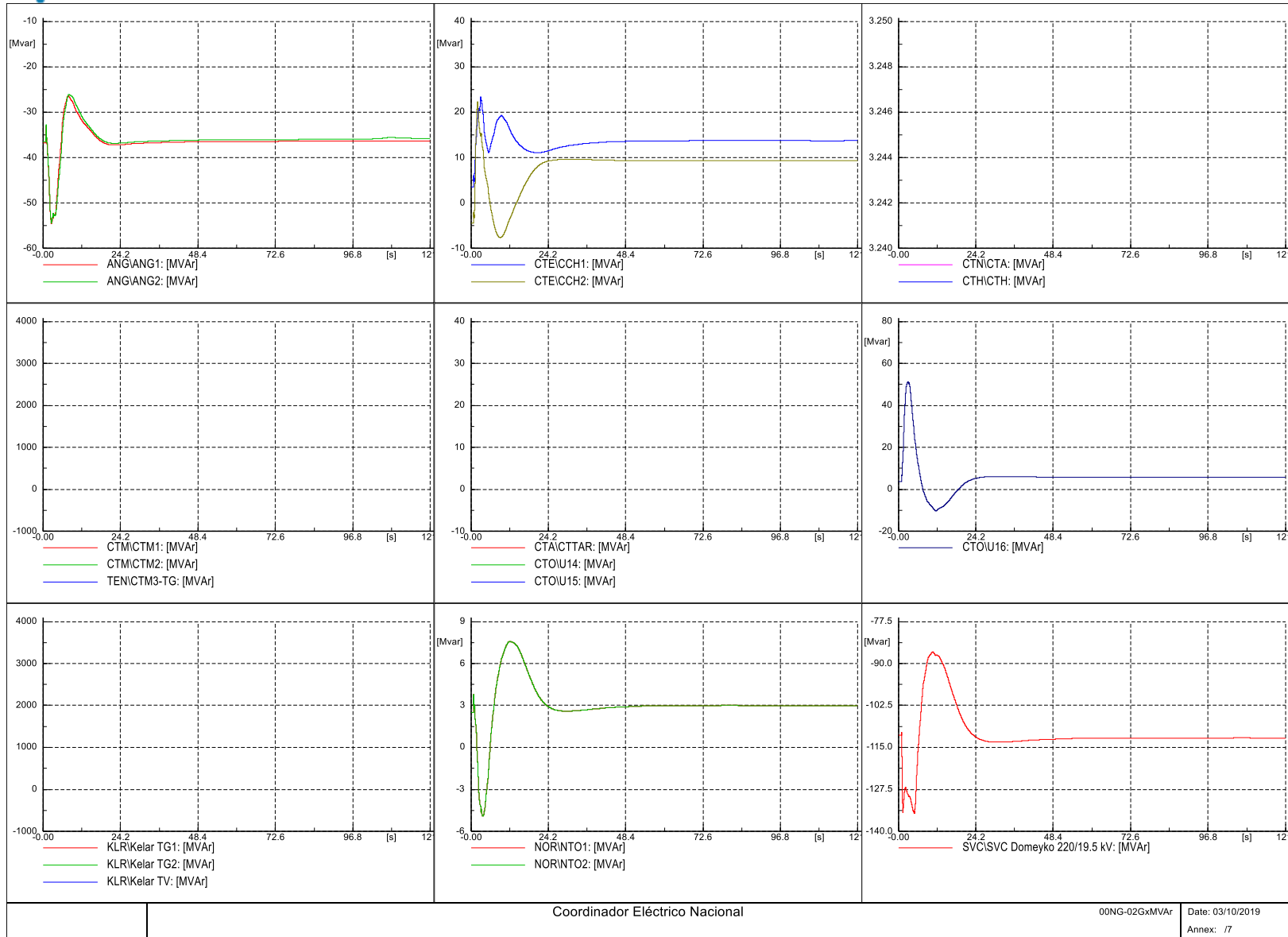


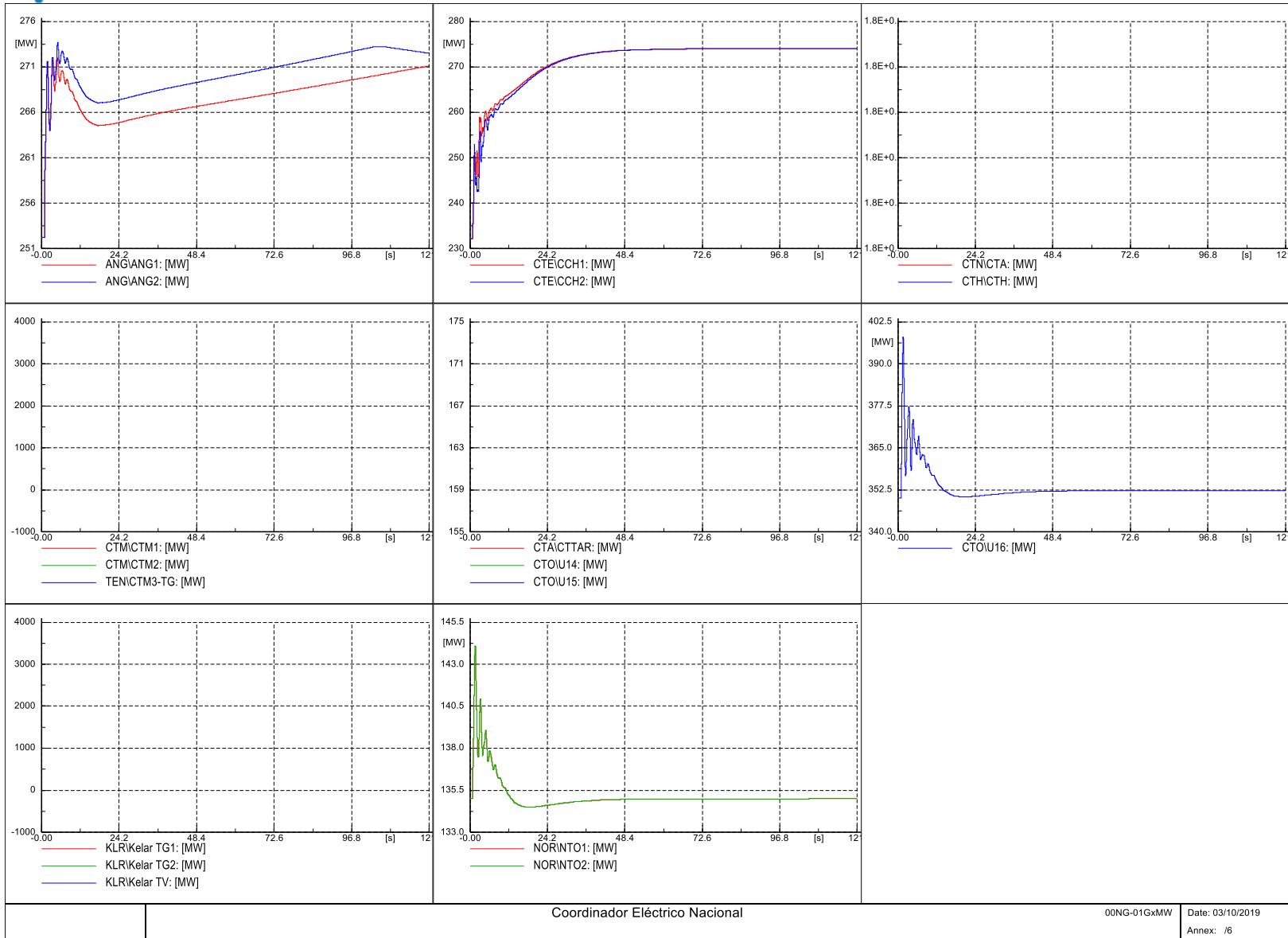


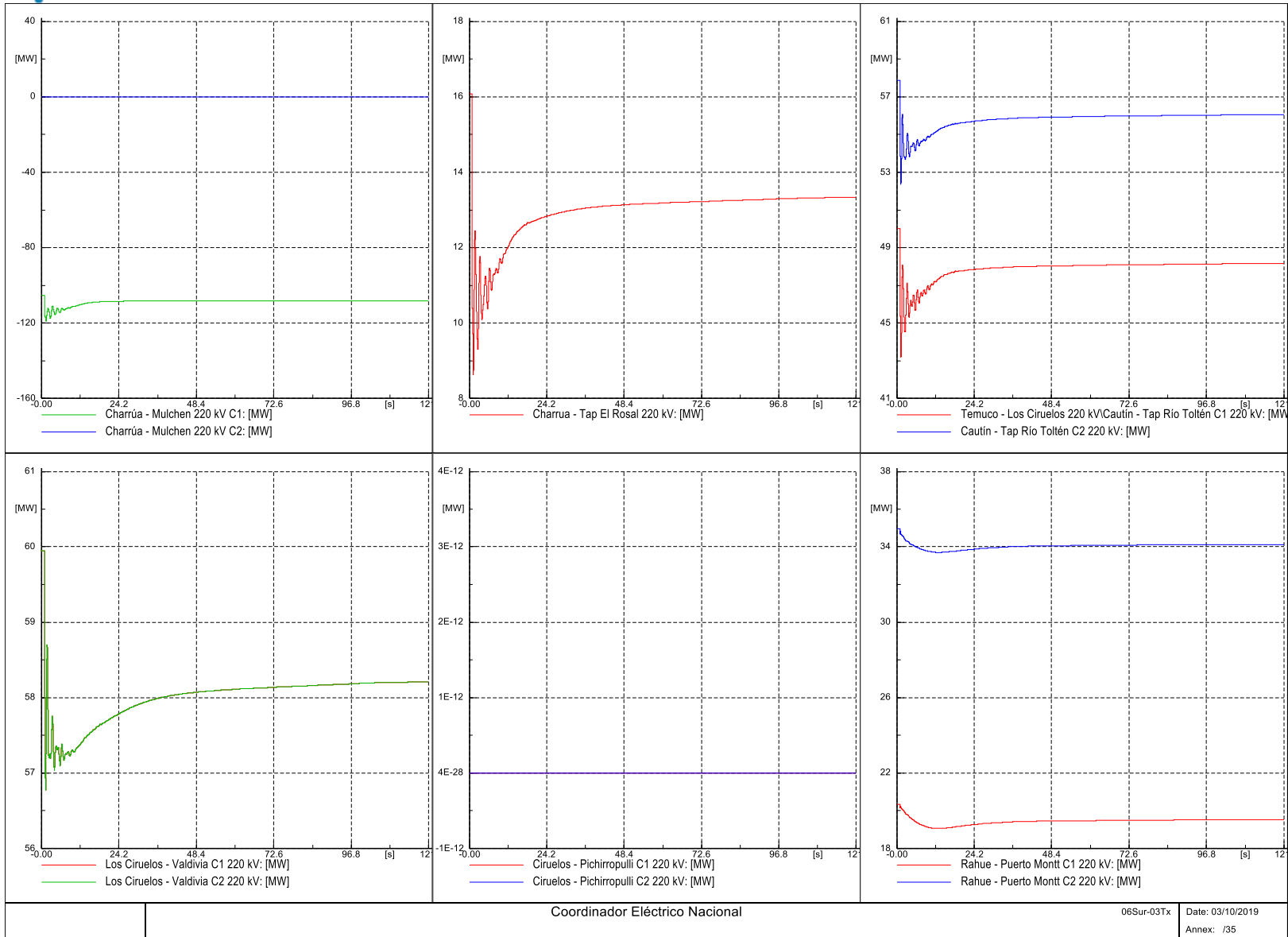










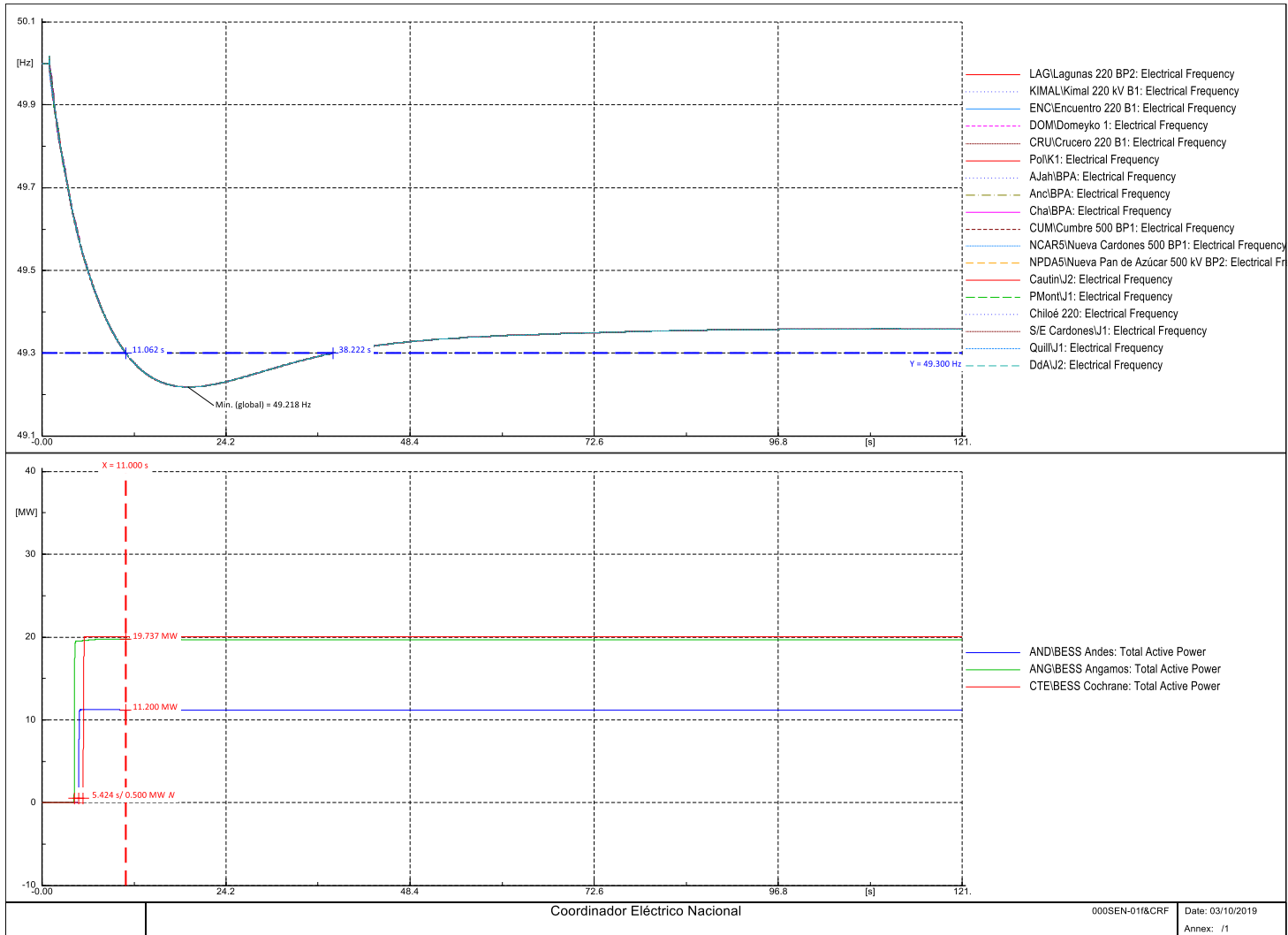


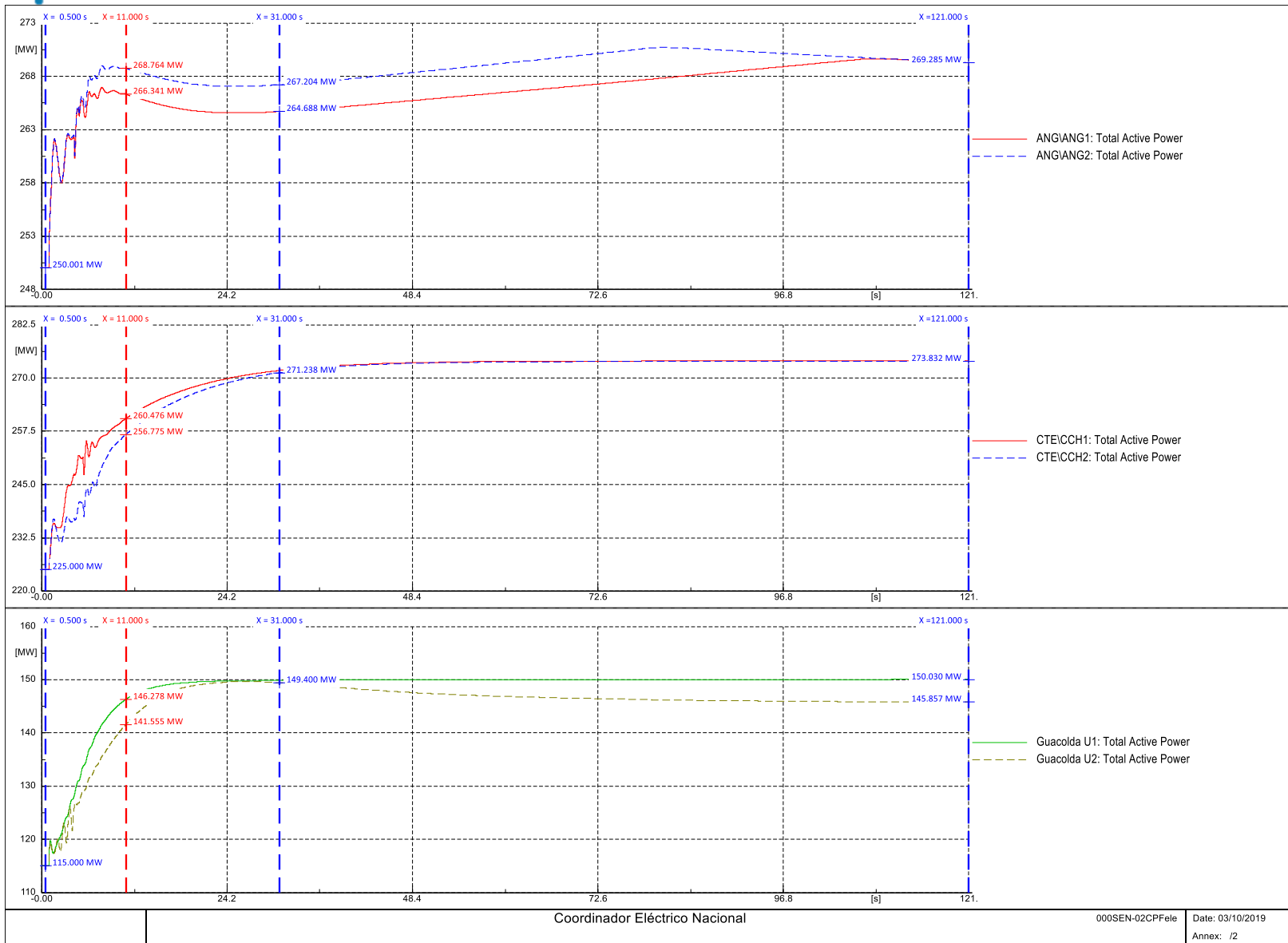
6.1.2 Con Aporte de BESS

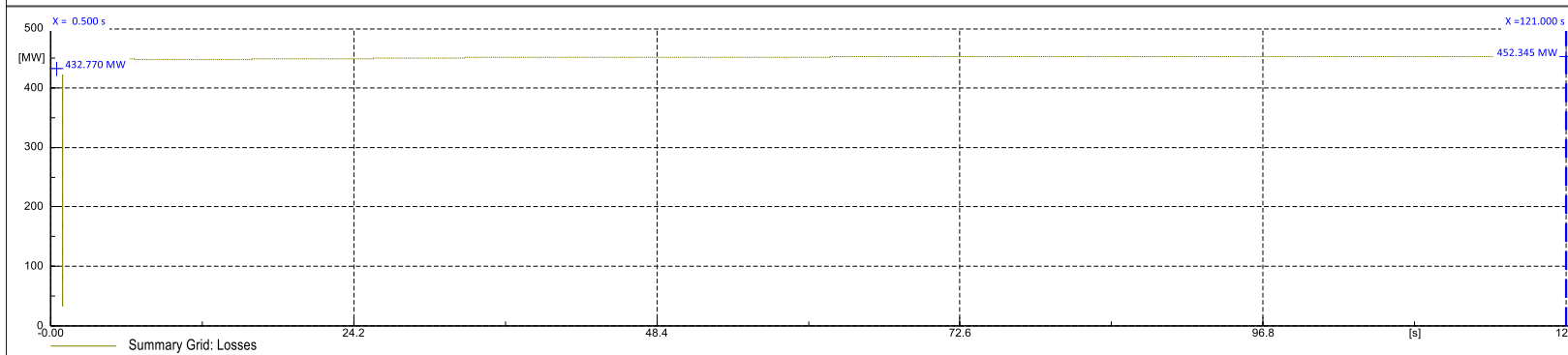
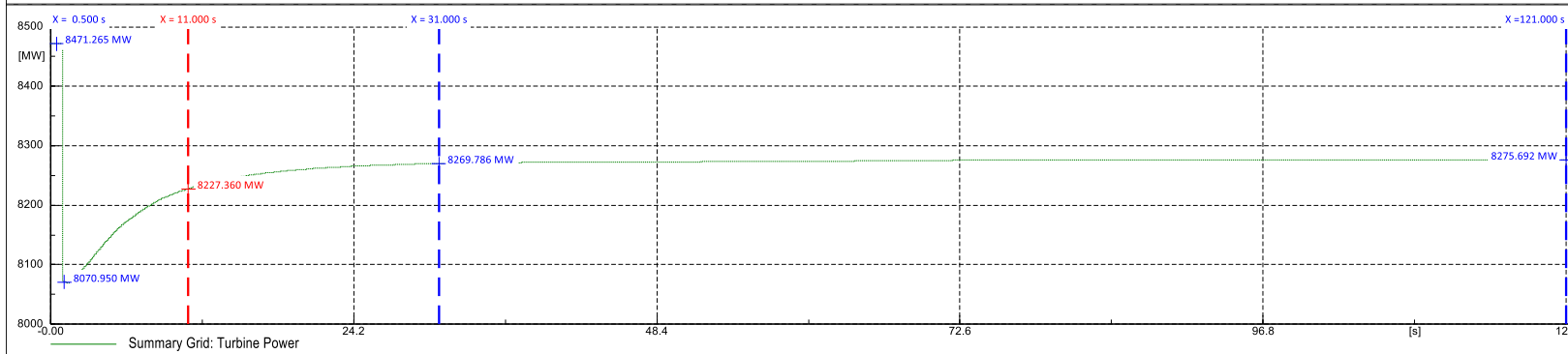
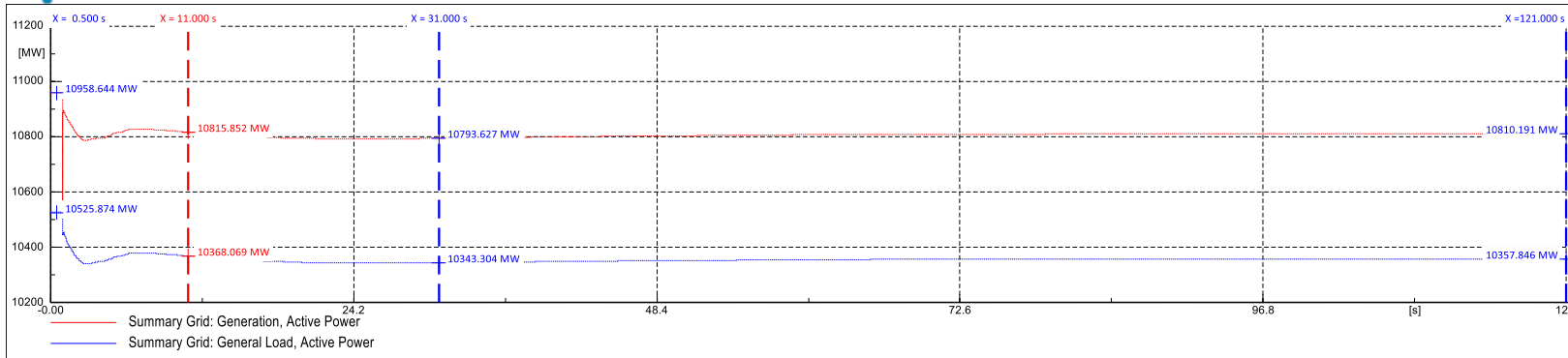
Tabla 30: Resultados aportes unidades CPF. Escenarios demanda máxima día y noche, y demanda mínima. Considera aporte BESS.

Unidad	tipo	Inercia [MVA*s]	Potencia Eléctrica				Potencia Turbina	
			Despacho DlgSILENT	RGIRO	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min	Aporte @10s [MW]	Aporte @2min
ANG1	carbón	1584.0	250.0	30.0	16.3	19.3	14.6	19.3
ANG2	carbón	1584.0	250.0	34.4	18.8	19.3	17.1	19.3
CCH1	carbón	1273.8	225.0	49.0	31.8	48.8	34.2	48.8
CCH2	carbón	1273.8	225.0	49.0	31.8	48.8	30.6	48.8
Guacolda U1	carbón	762.5	115.0	35.0	31.3	30.9	30.4	34.9
Guacolda U2	carbón	762.5	115.0	35.0	26.6	35.0	25.8	30.7
			232.4		160.2	202.1	152.7	202.0
ANG1	carbón	1584.0	250.0	30.0	16.4	19.1	14.6	19.1
ANG2	carbón	1584.0	250.0	34.4	18.8	19.1	17.1	19.1
CCH1	carbón	1273.8	220.0	54.0	38.4	54.0	33.8	50.7
CCH2	carbón	1273.8	220.0	54.0	29.3	45.5	27.8	45.5
Guacolda U1	carbón	762.5	110.0	40.0	33.1	40.0	32.4	40.1
Guacolda U2	carbón	762.5	110.0	40.0	24.9	30.6	24.2	30.6
			252.4		160.9	208.3	149.8	205.0
ANG1	carbón	1584.0	246.0	34.0	18.8	19.5	17.1	19.3
ANG2	carbón	1584.0	246.0	38.4	21.3	19.5	19.3	19.3
CCH1	carbón	1273.8	229.0	45.0	33.8	45.0	32.6	45.2
CCH2	carbón	1273.8	229.0	45.0	32.5	45.0	31.2	45.2
El Toro U1	hidro	302.6	70.0	52.6	28.2	52.7	27.9	52.6
El Toro U2	hidro	302.6	70.0	52.6	28.2	52.7	27.9	52.6
			267.6		162.7	234.5	155.9	234.2

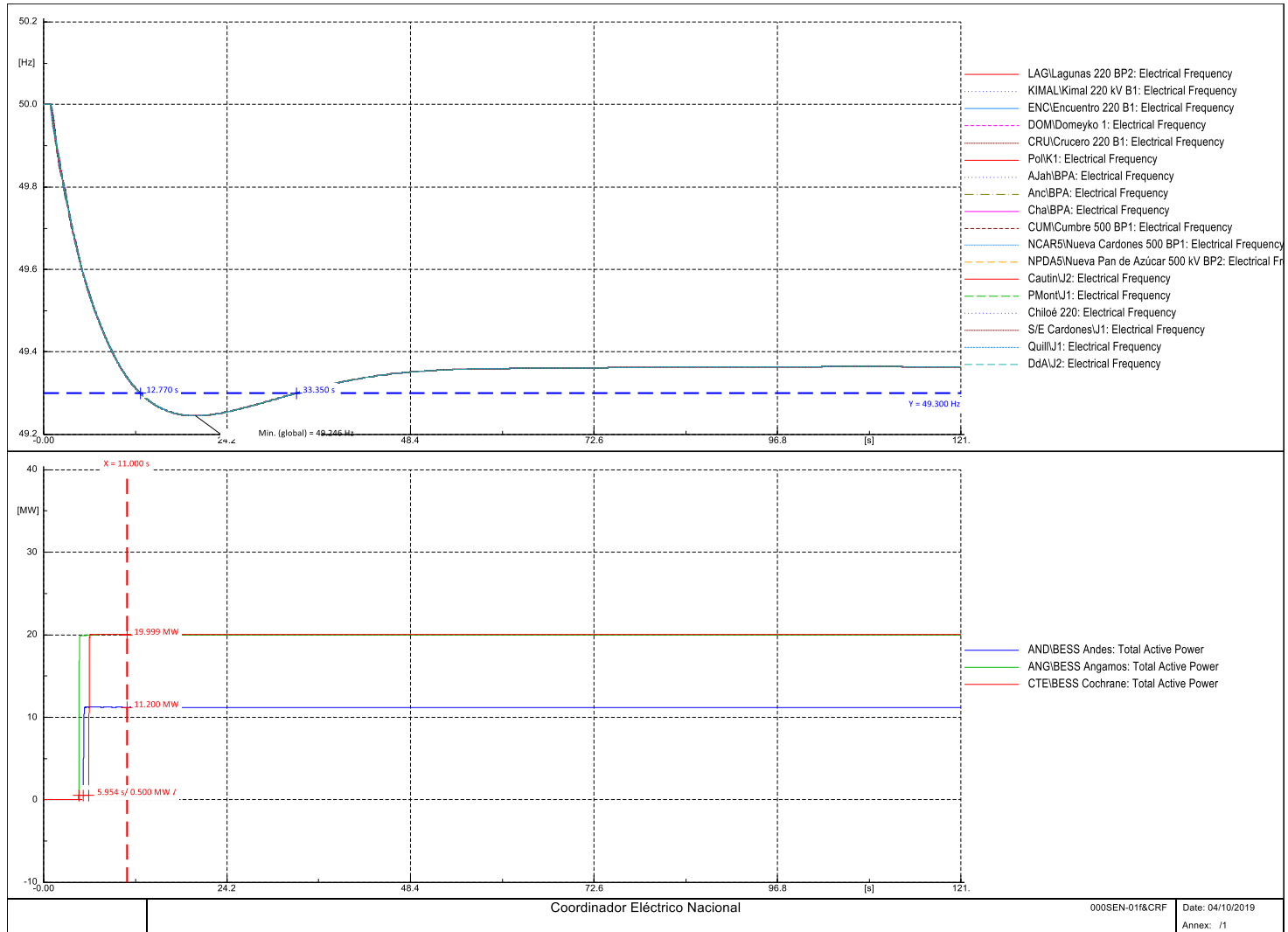
6.1.2.1 Escenario Demanda Máxima Día con aporte de BESS

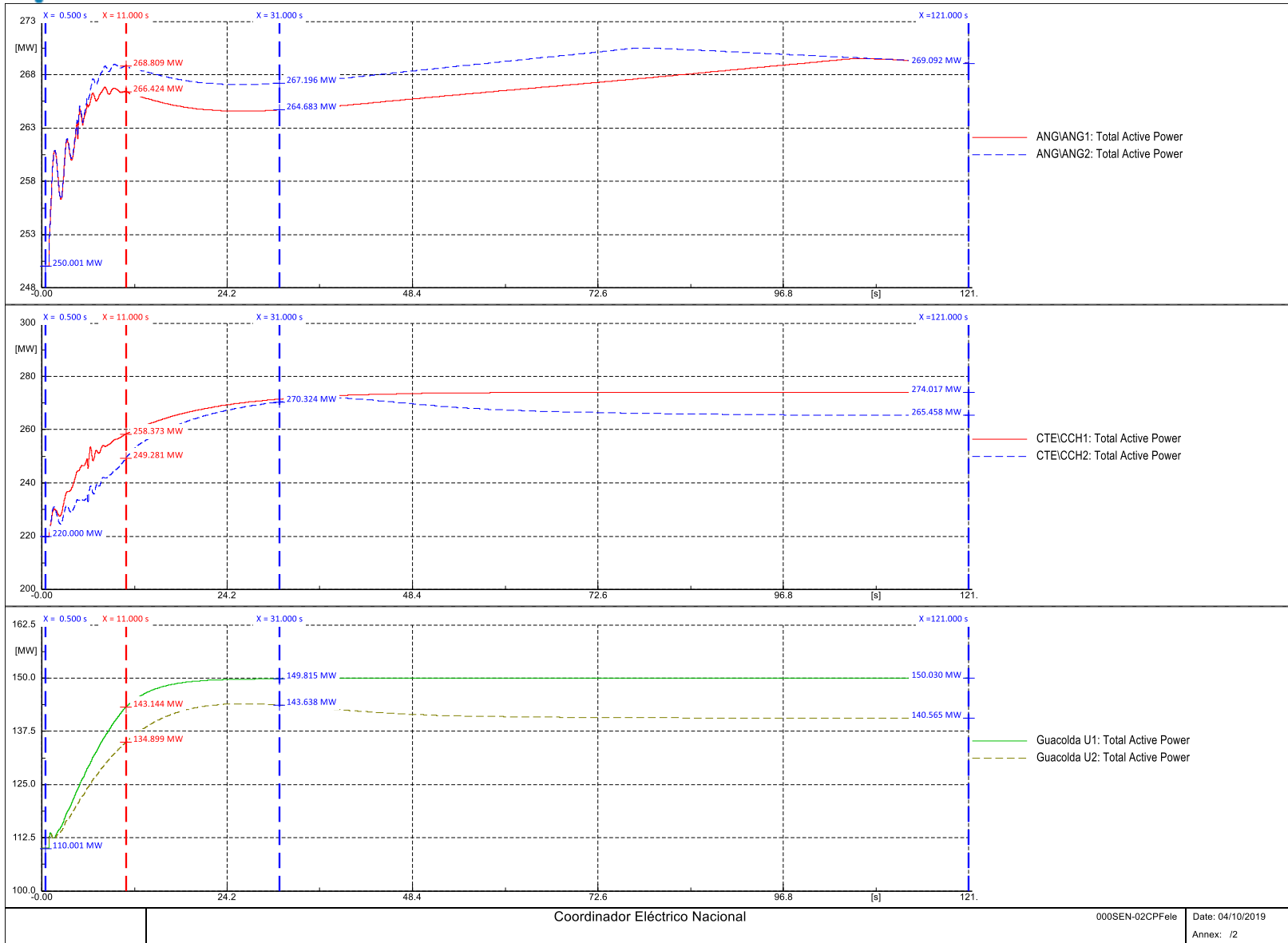


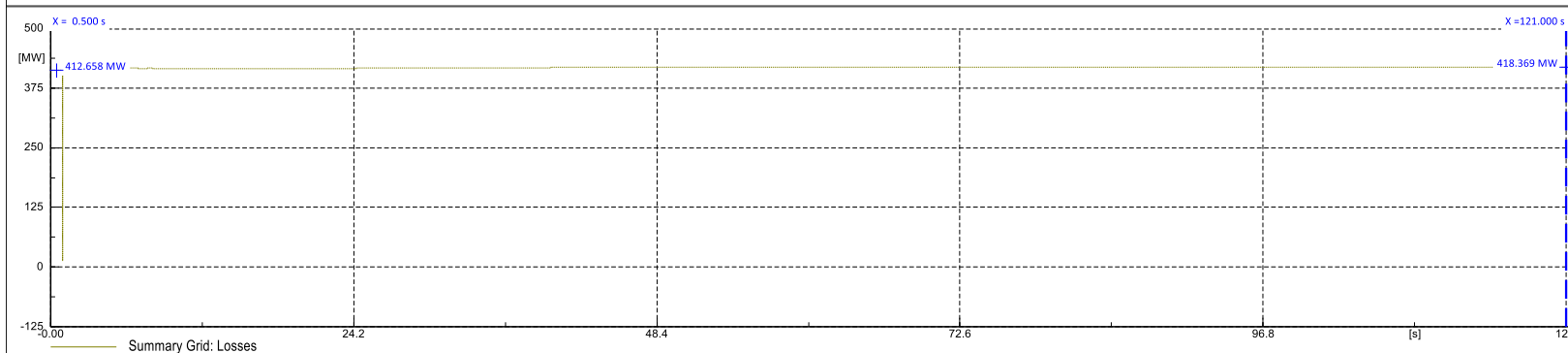
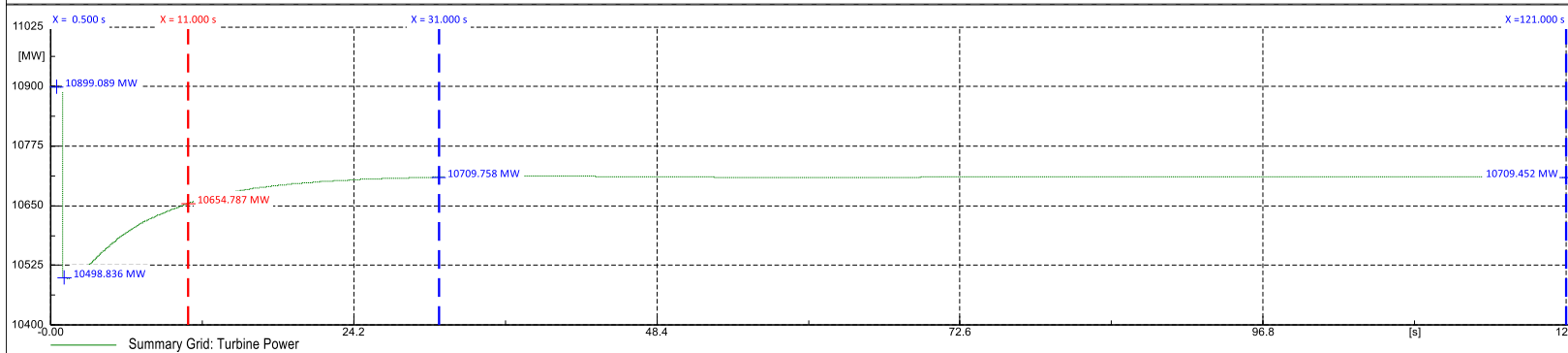
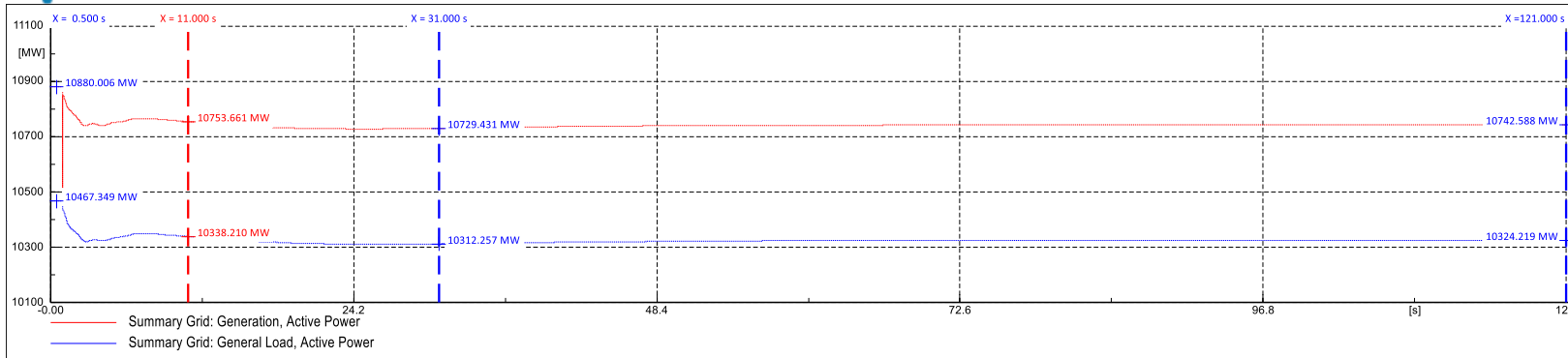




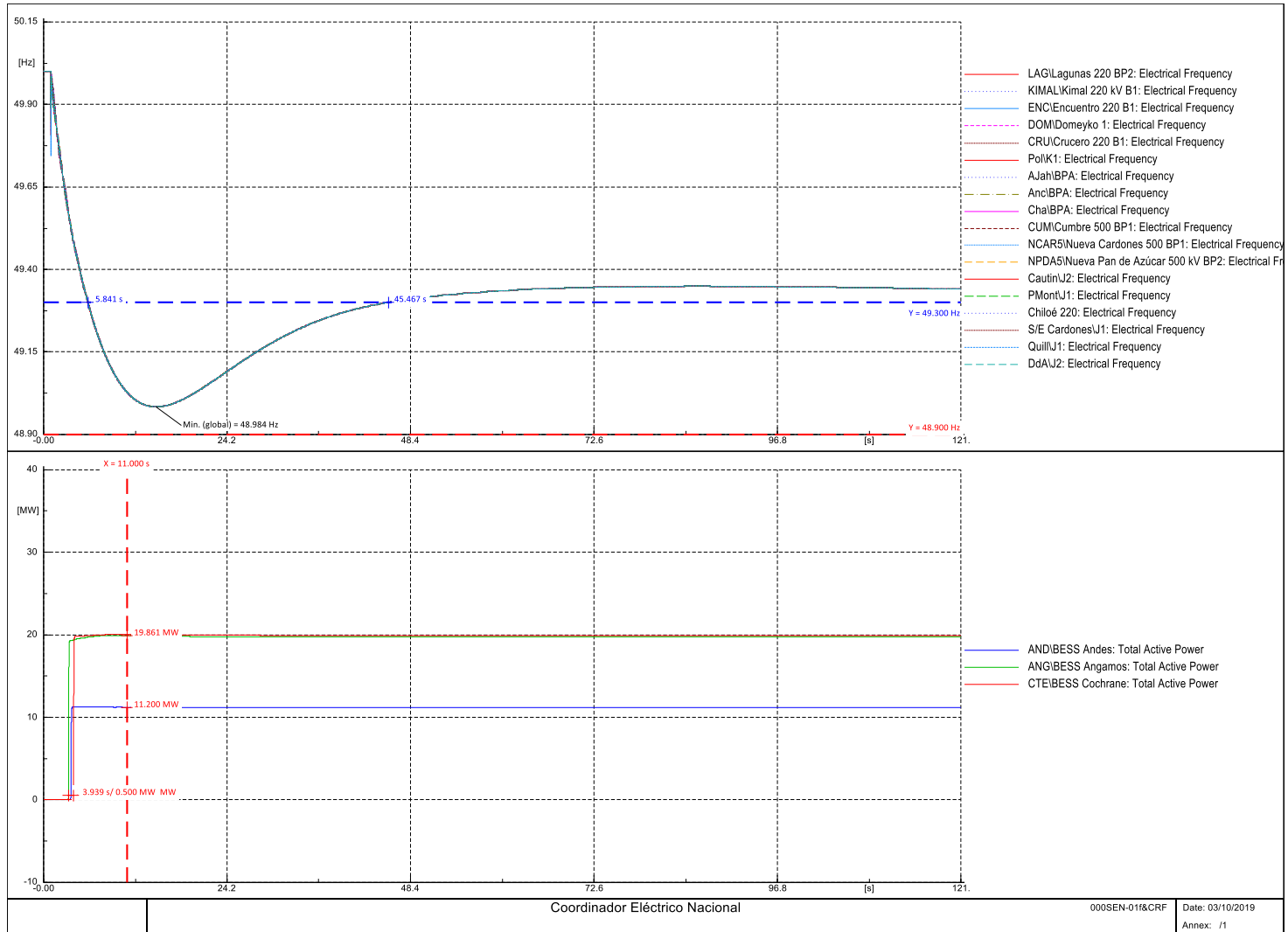
6.1.2.2 Escenario Demanda Máxima Noche con aporte de BESS

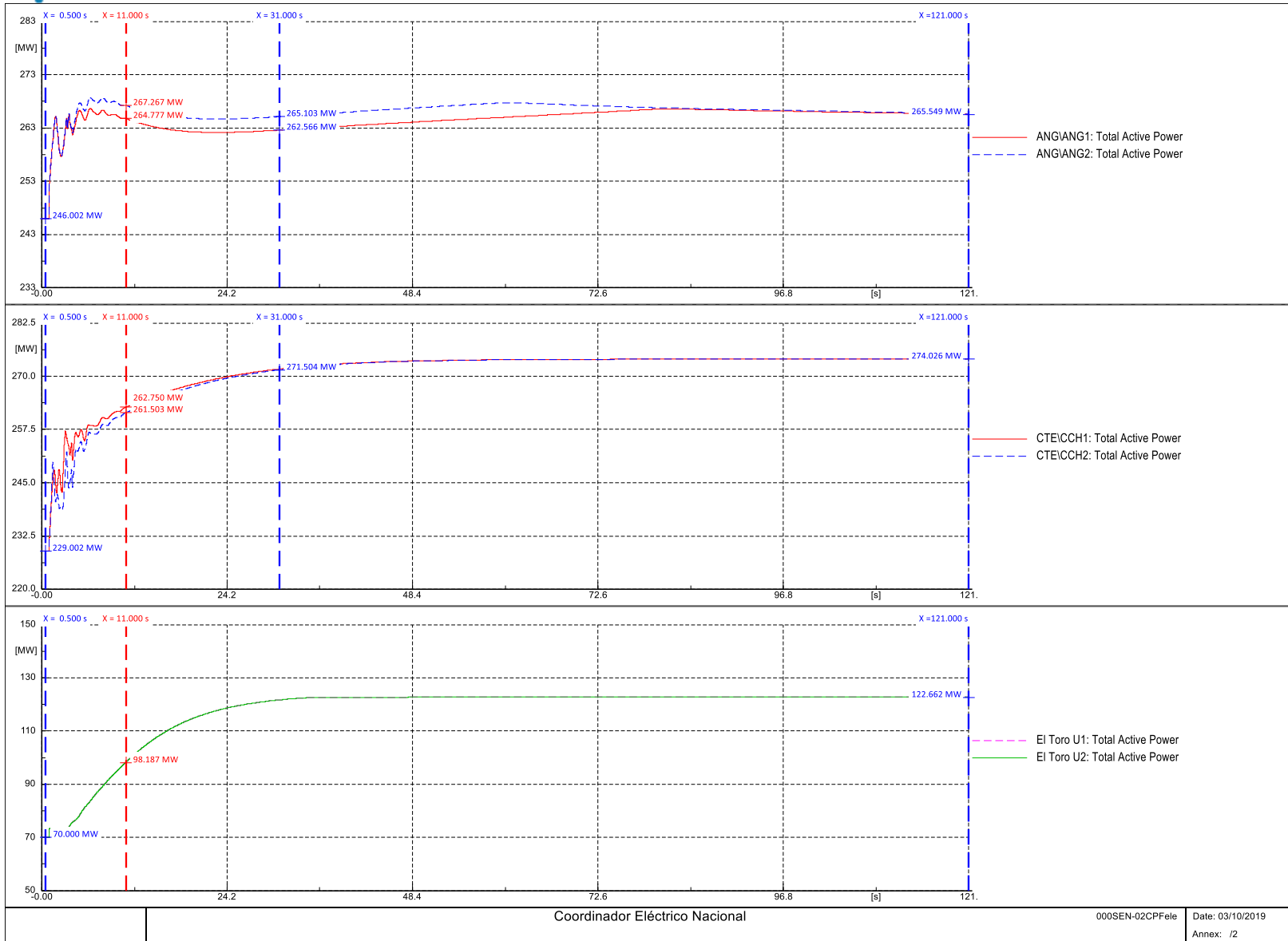


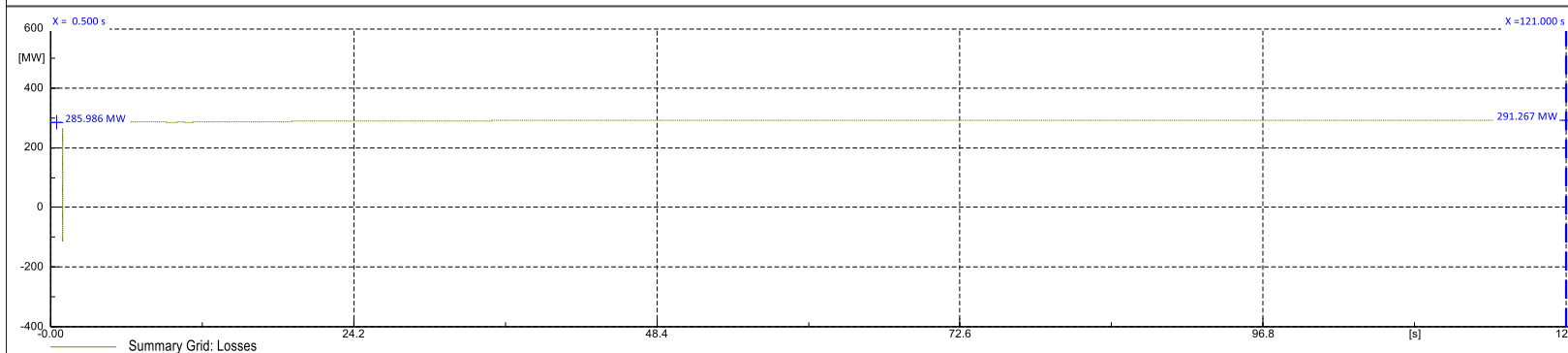
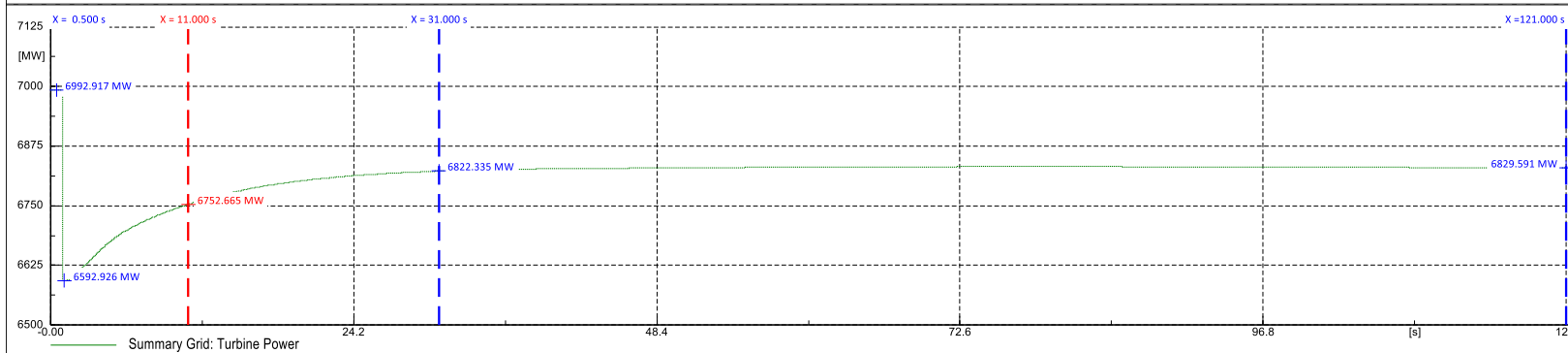
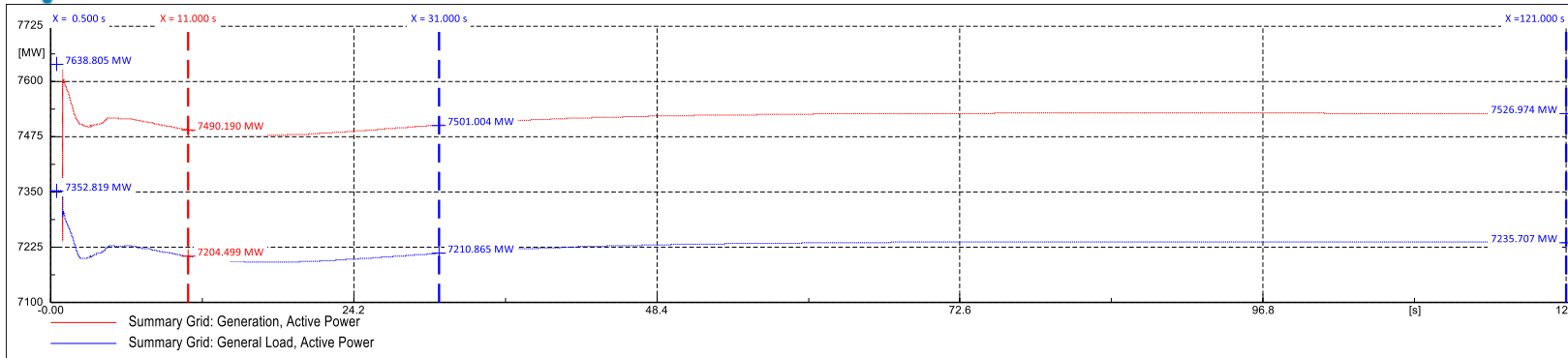




6.1.2.3 Escenario Demanda Mínima con aporte de BESS





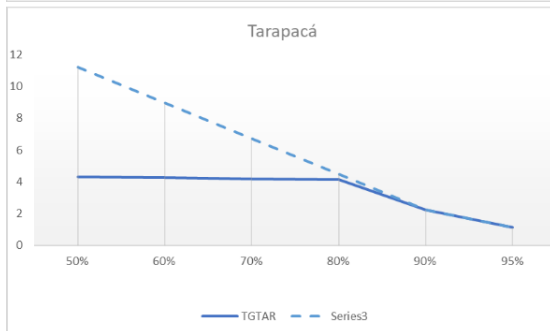
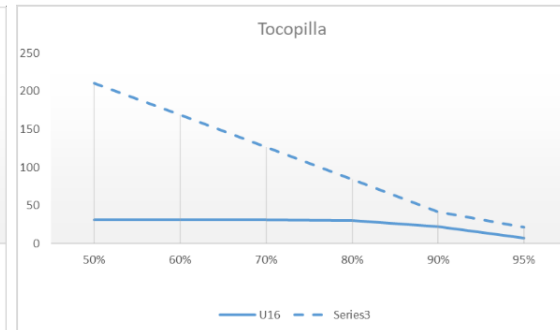
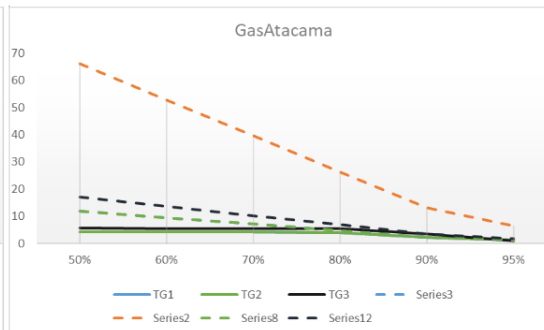
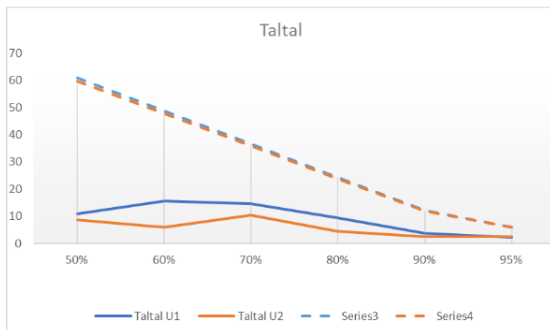
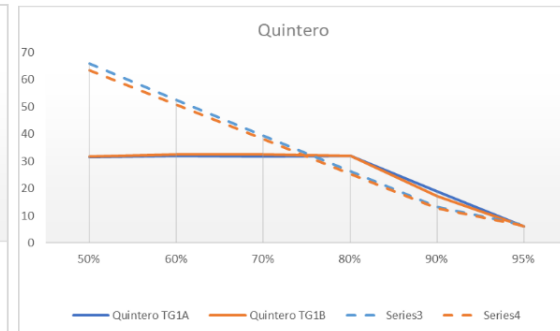
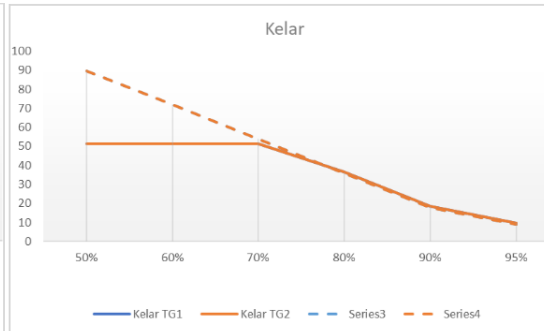
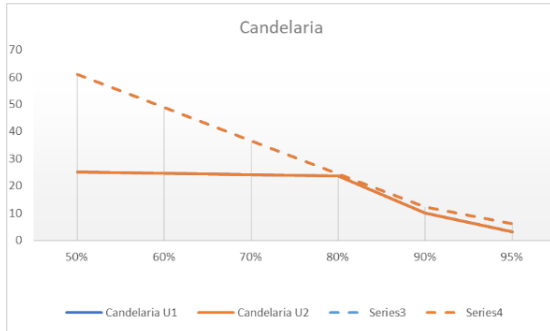




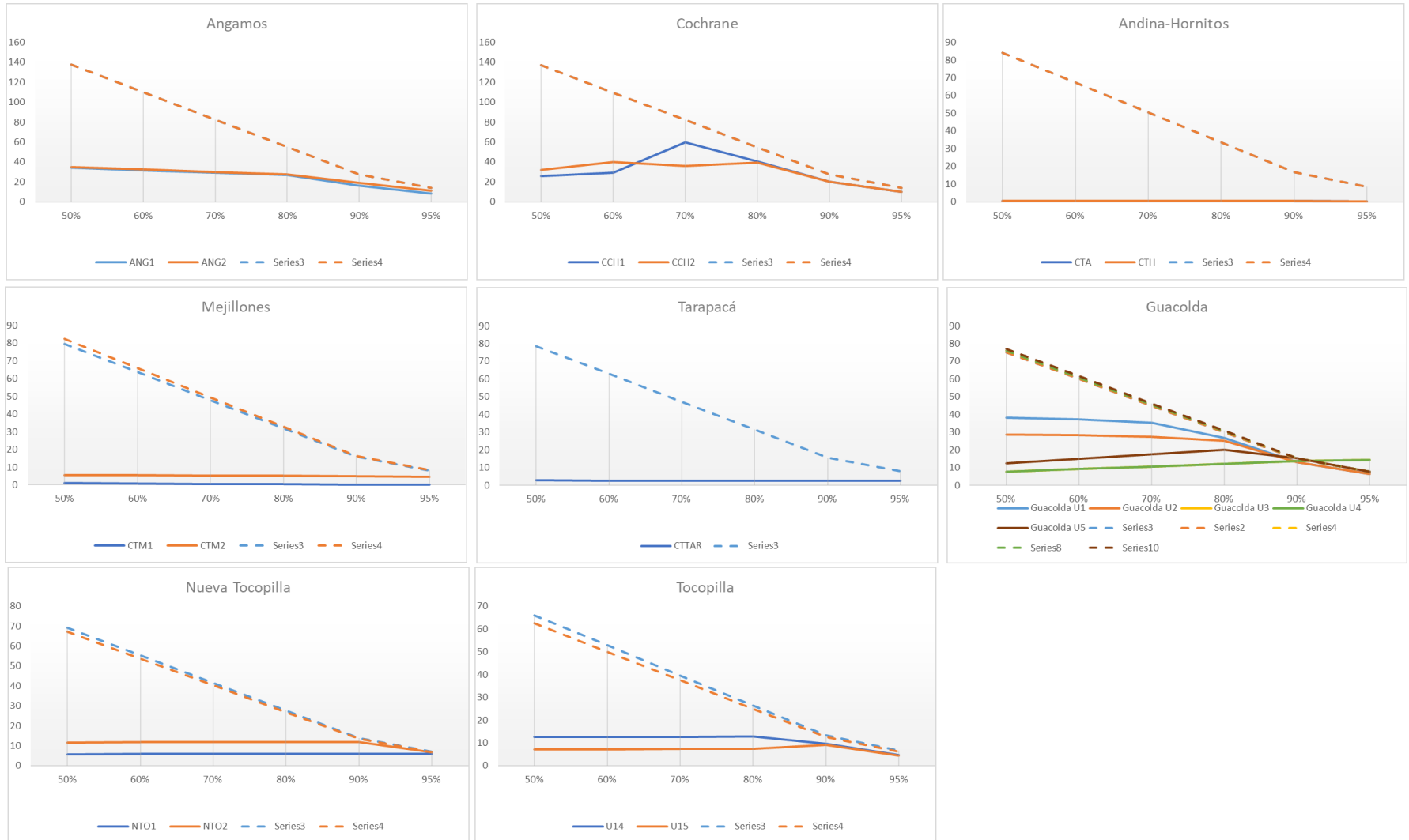
6.2 Resultados de banco de pruebas Unidades Participantes CPF

6.2.1 Aportes a los 10 segundos

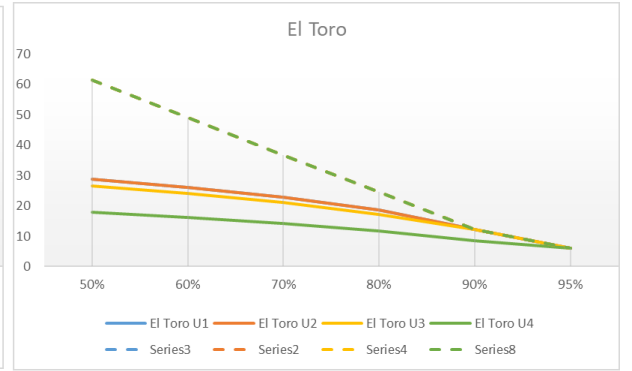
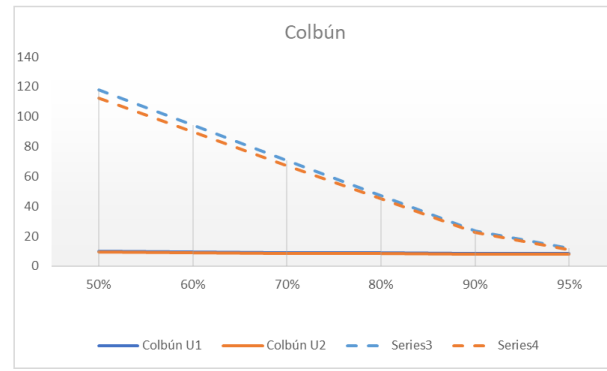
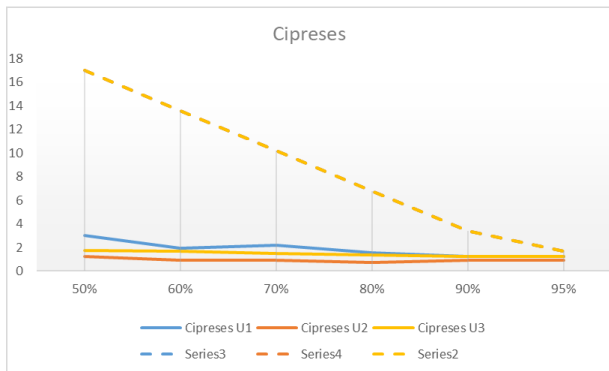
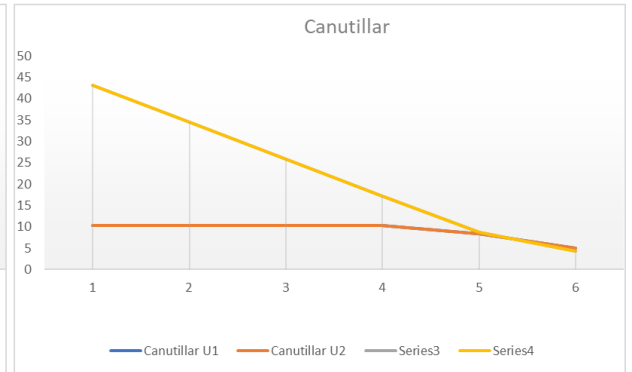
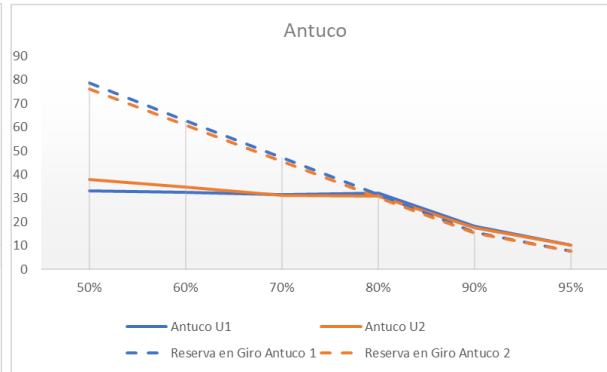
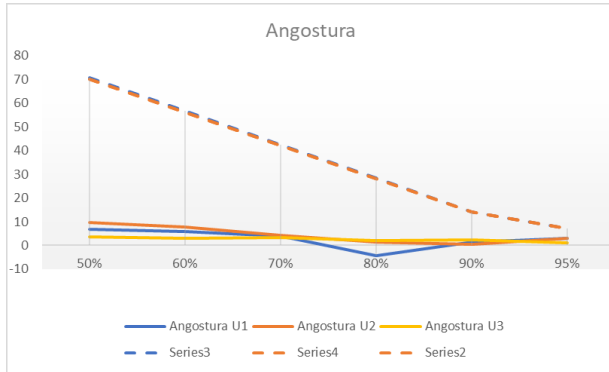
6.2.1.1 Térmicas (Gas)

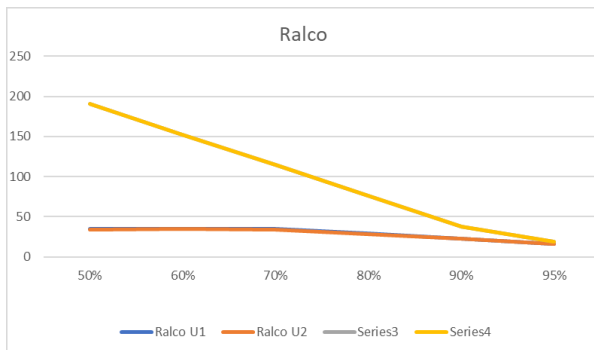
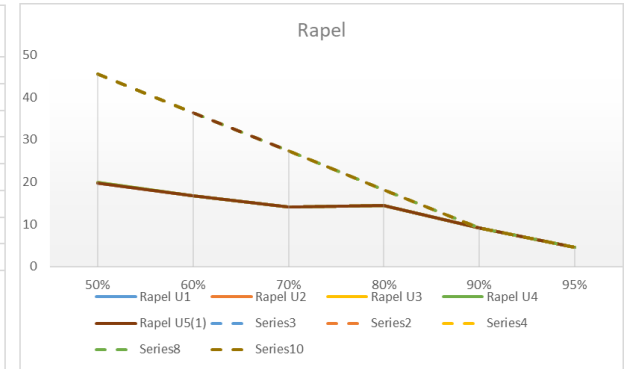
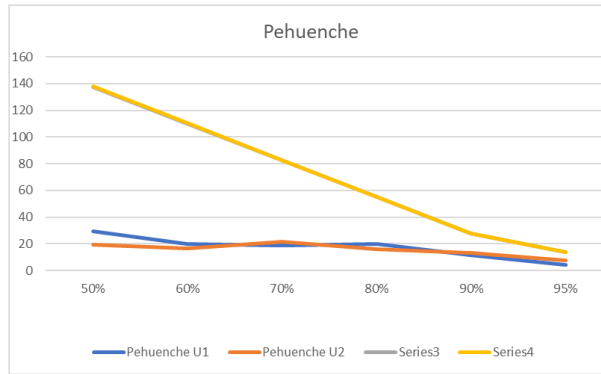
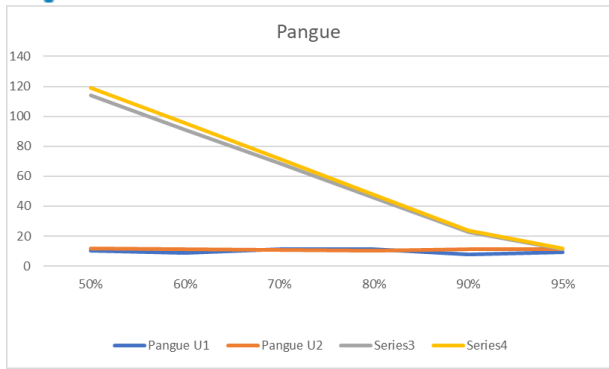


6.2.1.2 Térmicas (Carbón)

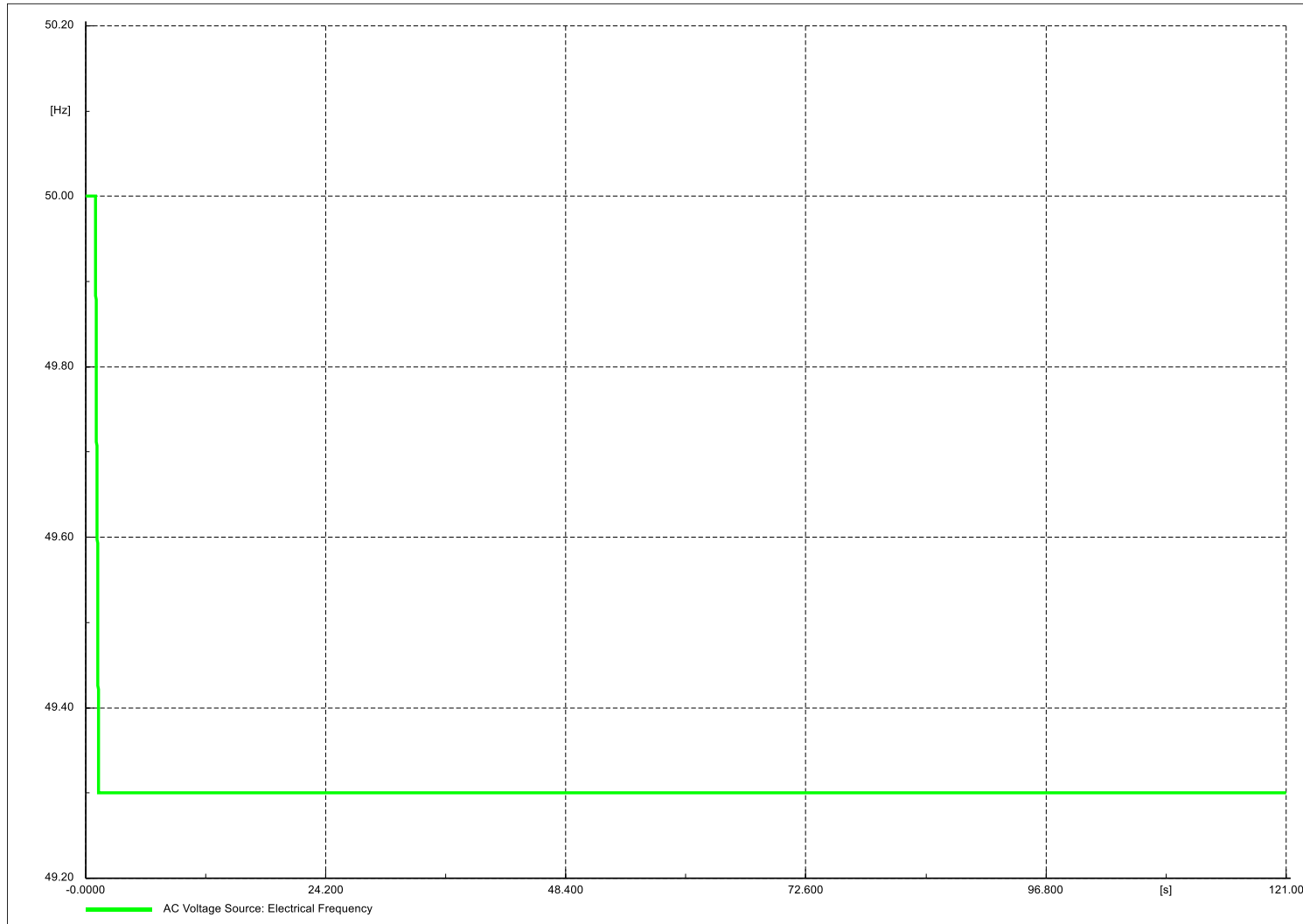


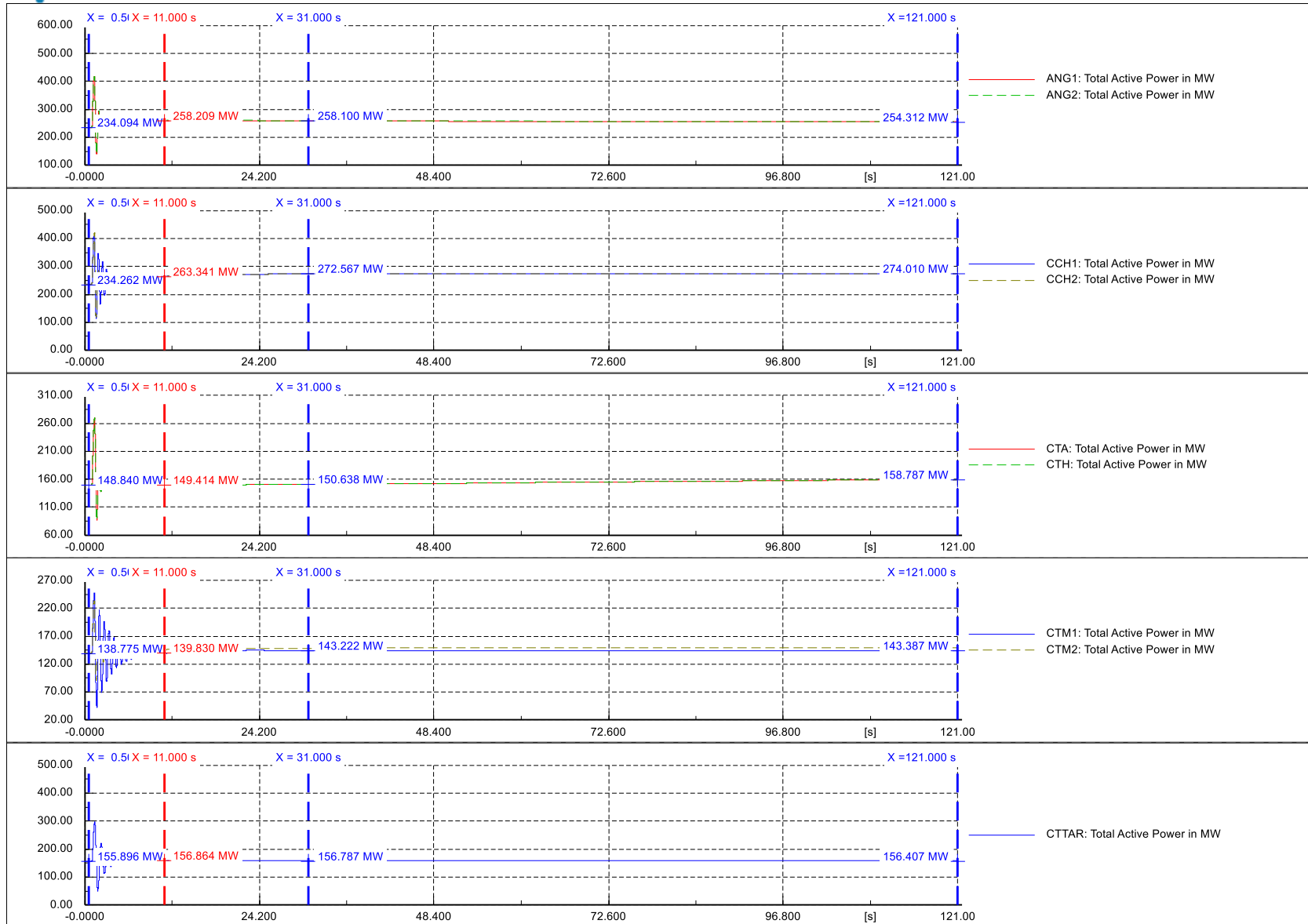
6.2.1.3 Hidráulicas

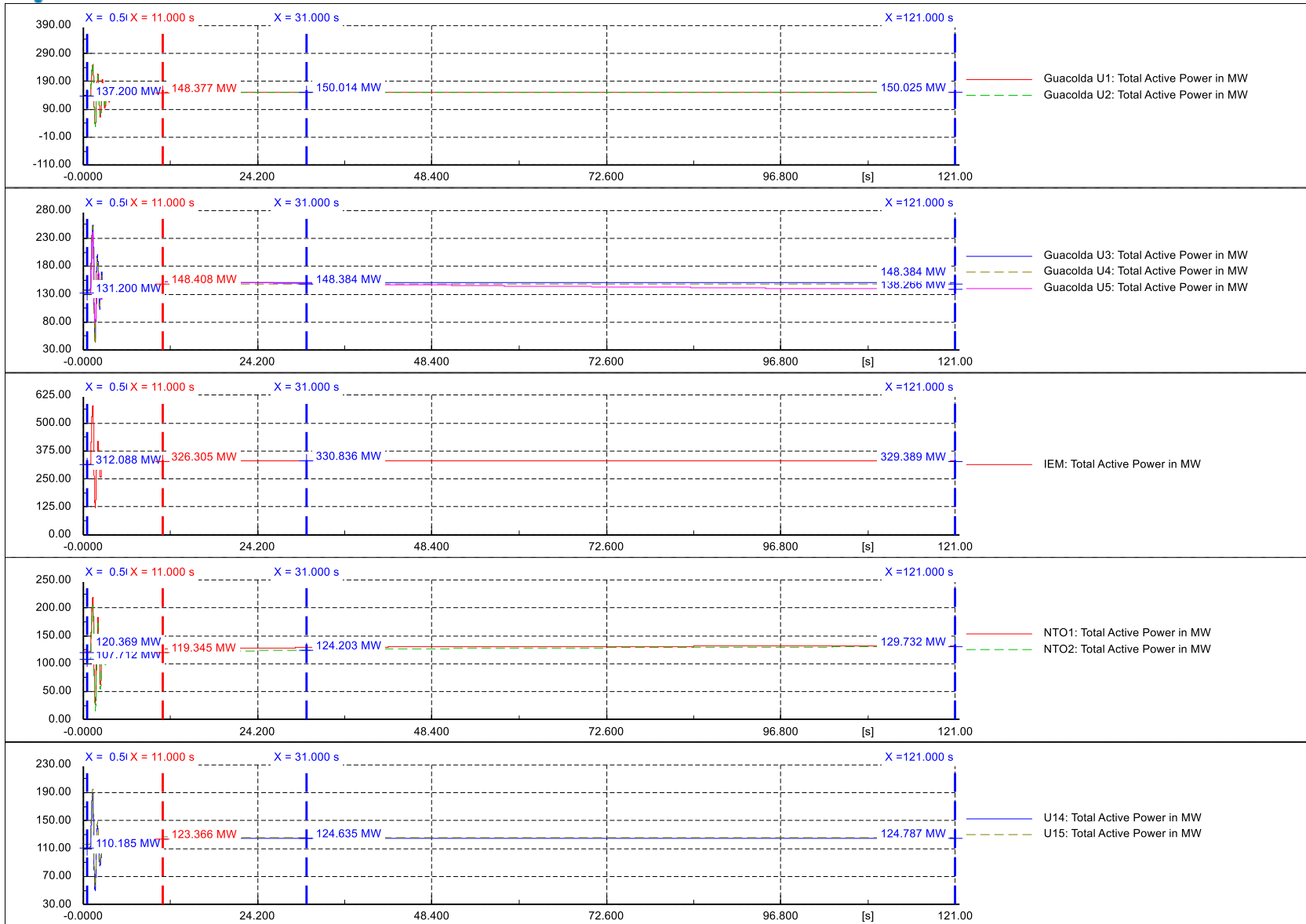


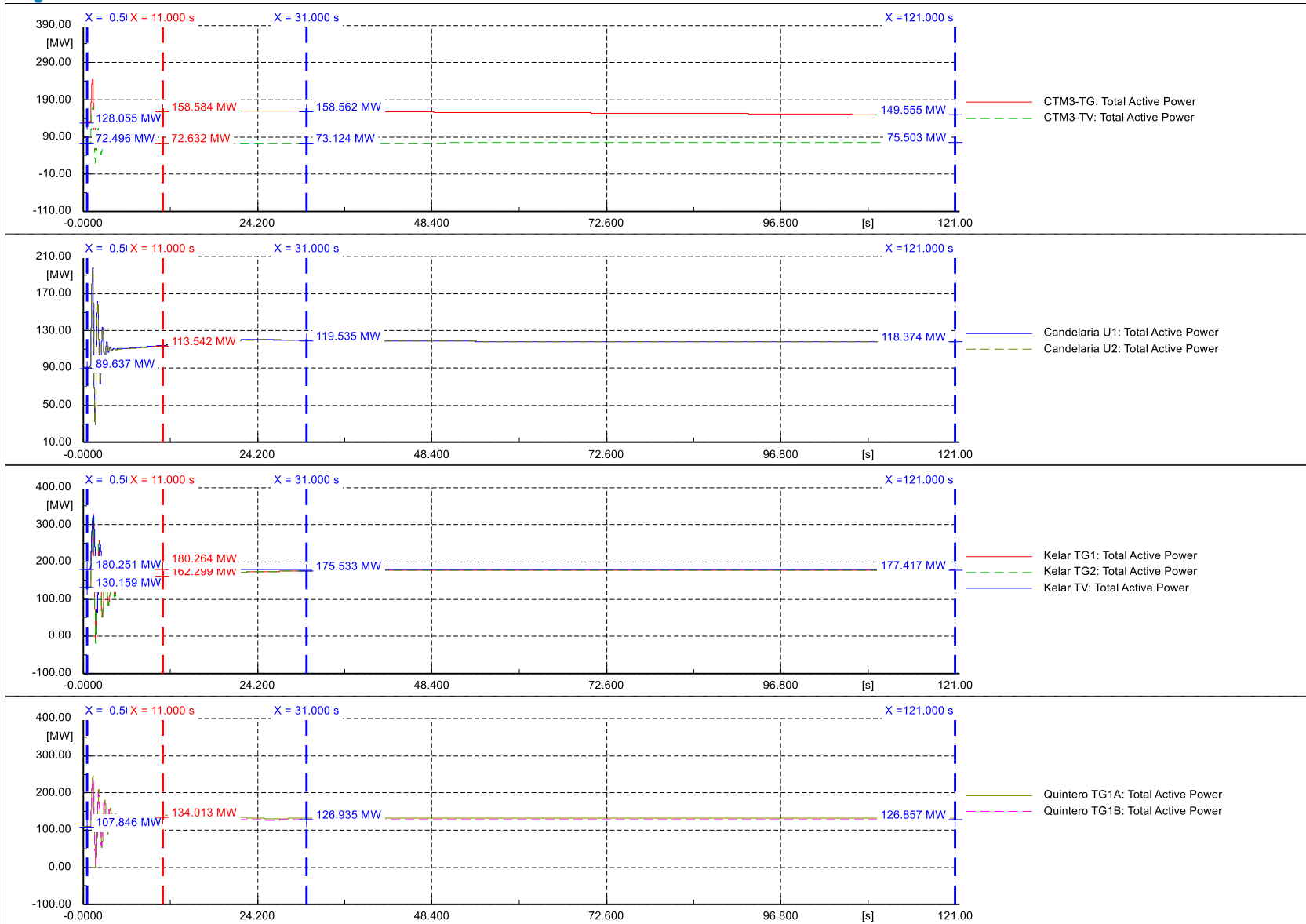


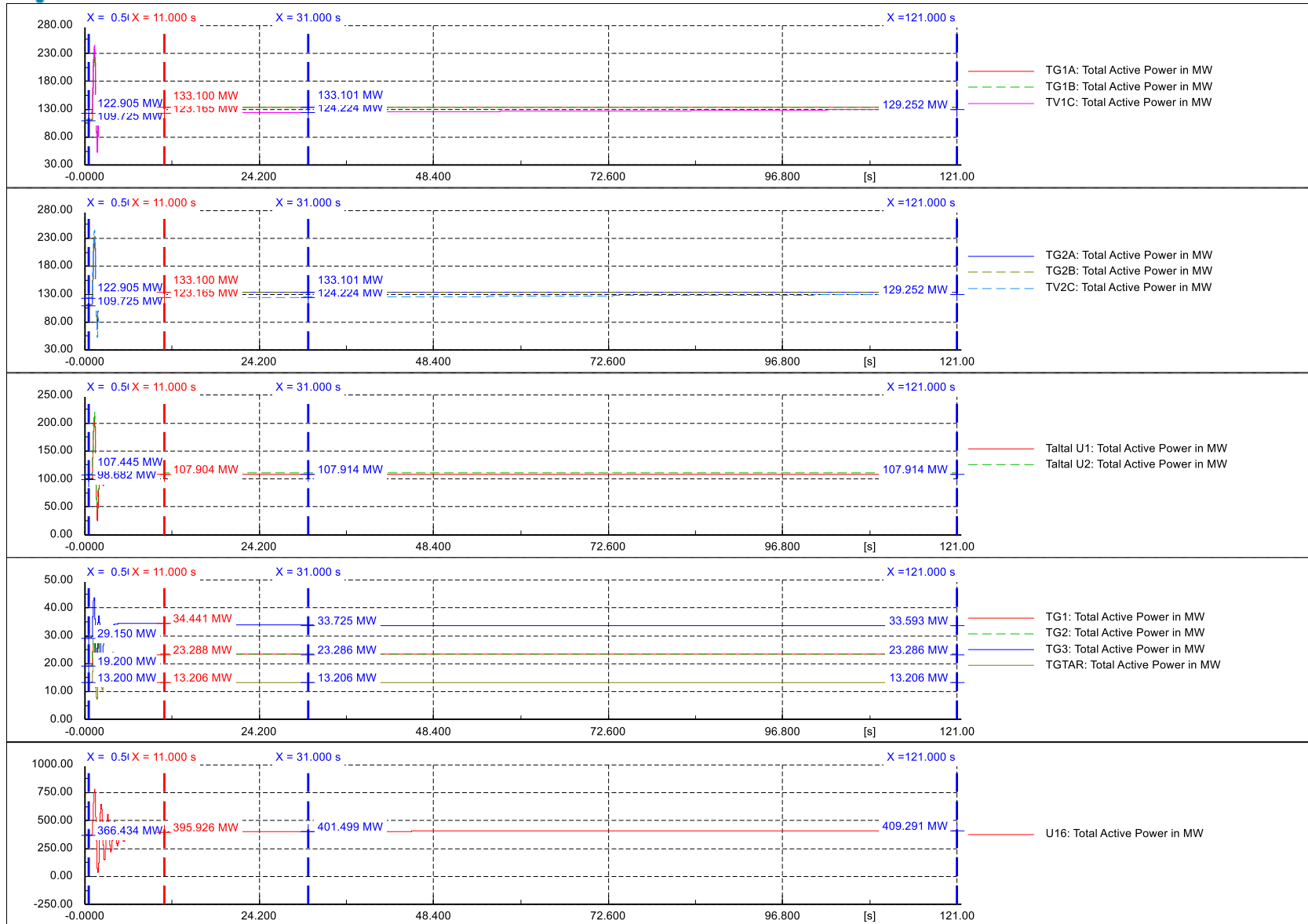
6.2.2 Aportes a los 2 minutos para Contingencias de Generación

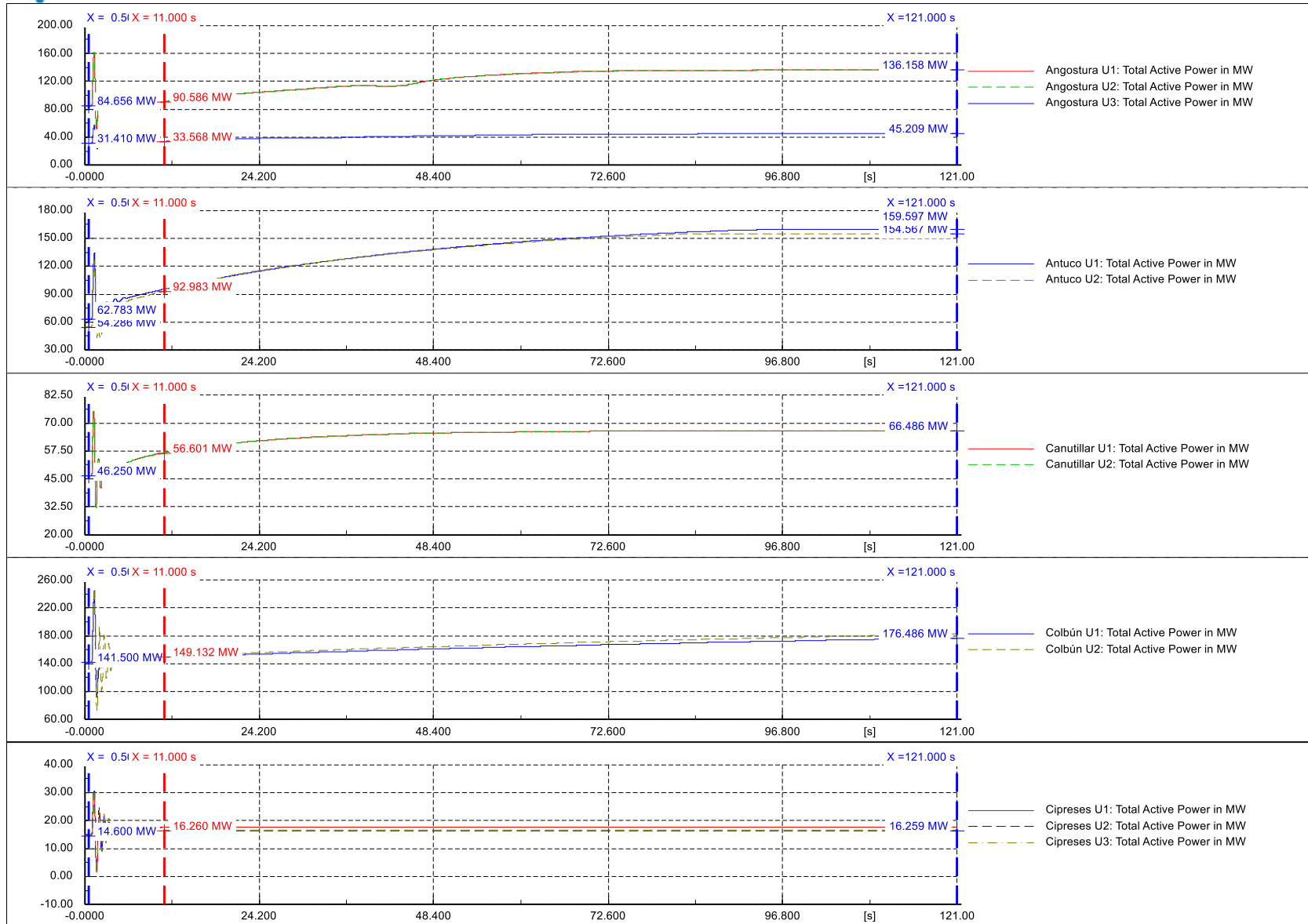


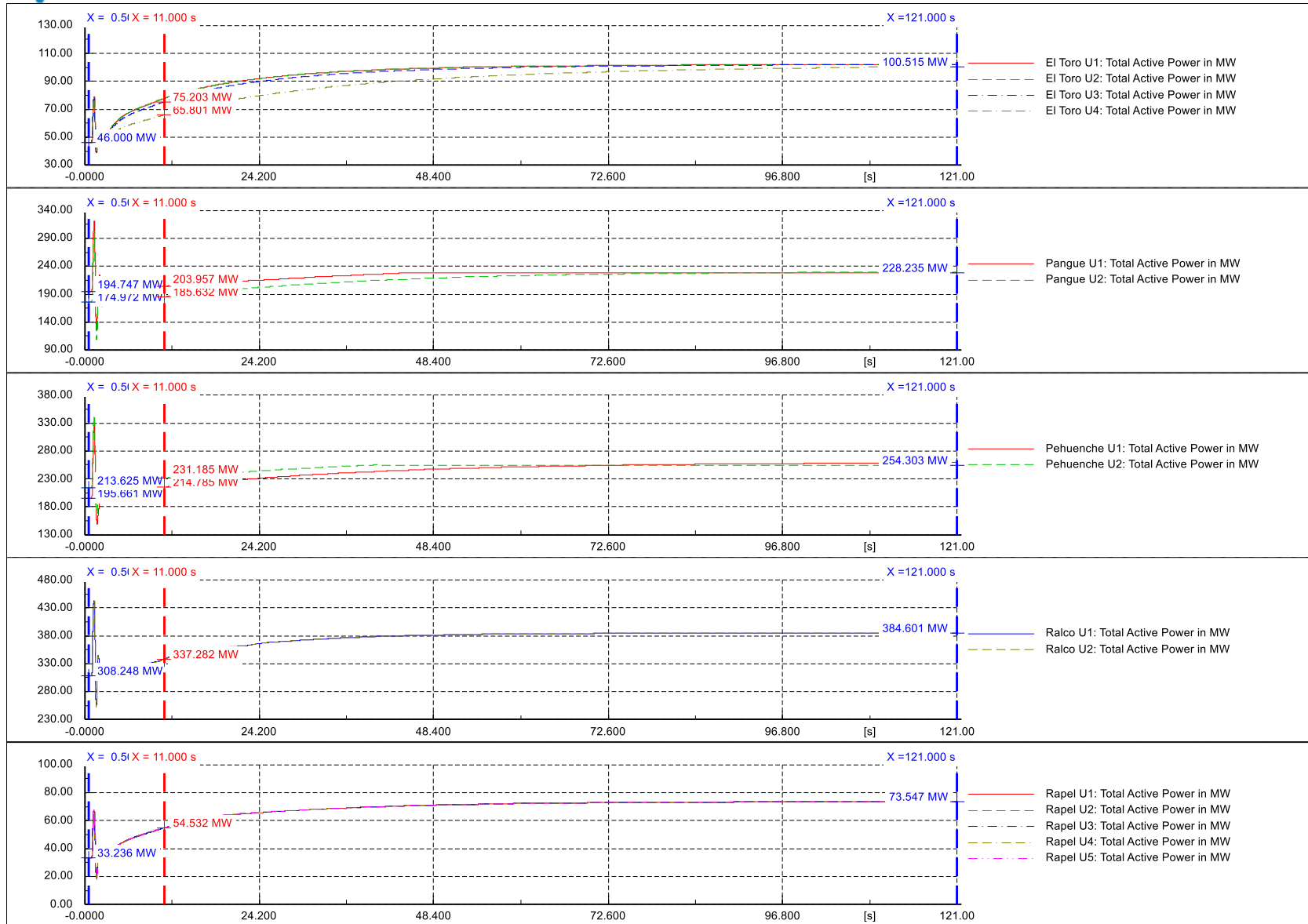












6.2.3 Aportes a los 2 minutos para Contingencias de Consumos

