

Alternativas para incrementar la capacidad de importación de áreas sur de NOA y norte de EPEC

INFORME TÉCNICO DT/GPOR/DPR N° 083/10

Realizado por: *Pablo Gill Estevez*
Revisado por: *Jorge Nizovoy*
Aprobado por: *Jorge Nizovoy*
Versión: *1*
Fecha: *28/12/2011*

Resumen:

Considerando que el desarrollo de la minería en nuestro país, favorecido por condiciones económicas internacionales, podría impulsar la citada interconexión minera, asumiendo que la misma se encontrará en servicio se analiza en el presente informe el impacto de esta interconexión en la capacidad de importación de las áreas NOA y norte de EPEC, comparativamente con la alternativa de construcción de una línea de 500 kV entre Santo Tomé y Malvinas, que a su vez permitiría la ejecución posterior de una E.T. de 500 kV en San Francisco.

Los resultados de los estudios muestran que la contribución de la línea minera es marginal respecto del objetivo perseguido, si la demanda minera es alta. Por el contrario, como alternativas, resultan altamente positivas tanto la nueva interconexión en 500 kV Centro-Litoral Malvinas – Santo Tomé como la implementación de un esquema optimizado de control de potencia reactivo en NOA-Centro. Sobre esta última posibilidad, se considera que podría ser muy ventajosa la implementación de un esquema de control conjunto de la potencia reactiva generada en nodos fuertes de las áreas de interés, como por ejemplo El Bracho, con la inserción de bancos de capacitores shunt que podrían instalarse en Recreo y Malvinas, de acuerdo con los resultados y decisiones adoptadas a partir de los estudios de “Fase 2” de la NOA-NEA.

CONTENIDO

1.	<i>INTRODUCCIÓN</i>	4
2.	<i>METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS</i>	4
3.	<i>RED ACTUAL</i>	7
4.	<i>ESCENARIOS DE ESTUDIO Y PRINCIPALES HIPÓTESIS</i>	11
5.	<i>RED N – ESCENARIOS PRE CONTINGENCIA</i>	14
6.	<i>CASOS LIMITE FALLA MALVINAS ALMAFUERTE</i>	15
6.1.	Casos A0. Sin Minera, Sin Malvinas Santo Tome	18
6.1.1.	A0-B0 Generación control tensión terminal	18
6.1.2.	A0-B1 Control conjunto Pular 132kV	18
6.1.3.	A0-B2 Control conjunto Bracho 500kV	19
6.1.4.	A0-B4 Esquema especial de maniobra de compensación shunt	19
6.2.	Casos A1. Con Minera, Sin Malvinas Santo Tome	20
6.2.1.	A1-B0 Generación control tensión terminal	20
	D1 Alta demanda minera	20
	Baja demanda minera	20
6.2.2.	A1-B1 Control conjunto Pular 132kV	21
6.2.3.	A1-B2 Control conjunto Bracho 500kV	21
6.2.4.	A1-B4 Esquema especial de maniobra de compensación shunt	21
6.3.	Casos A2. Sin Minera, Con Malvinas Santo Tome	22
6.3.1.	A2-B0 Generación control tensión terminal	22
6.3.2.	A2-B1 Control conjunto Pular 132kV	22
6.3.3.	A2-B2 Control conjunto Bracho 500kV	22
6.3.4.	A1-B4 Esquema especial de maniobra de compensación shunt	22
7.	<i>ANÁLISIS DE CURVAS PV Y QV</i>	24
7.1.	ESCENARIOS PRECONTINGENCIA	24
7.2.	F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A0. Sin Minera. Sin 5MAST1	29
7.2.1.	A0-B0. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Gen controla tensión terminal.	29
7.2.2.	A0-B1. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. CT Pilar controla 132kV.	31
7.2.3.	A0-B2. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV.	33
7.2.4.	A0-B4. Esquema especial de maniobra dispositivos shunt. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV.	35
7.3.	F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A1. Con Minera. Sin 5MAST1	38
7.3.1.	A1-B0-D1. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Gen controla tensión terminal. Alta demanda Minera.	38
7.3.2.	A1-B0-D2. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión local. Gen controla tensión terminal. Baja demanda Minera.	41
7.3.3.	A1-B1-D1. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. CT Pilar controla 132kV. Alta demanda minera.	44
7.3.4.	A1-B1-D2. . Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. CT Pilar controla 132kV. Baja demanda Minera.	47
7.3.5.	A1-B2-D1. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV. Alta demanda minera.	50
7.3.6.	A1-B2-D2. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV. Baja demanda minera.	52
7.3.7.	A1-B4-D1. Maniobra dispositivos shunt margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV. Alta demanda minera.	54
7.3.8.	A1-B4-D2 Maniobra dispositivos shunt margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV. Baja demanda minera.	57
7.3.9.	A1-B4-D3. Maniobra dispositivos shunt margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV. Sin demanda minera.	60
7.4.	F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A2. Sin Minera. Con 5MAST1	63
7.4.1.	A2-B0. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Gen controla tensión terminal.	63
7.4.2.	A2-B1. Maniobra dispositivos shunt por subtenensión. Pilar controla 132kV.	65

7.4.3.	A2-B2. Maniobra dispositivos shunt por subtensión. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV.	67
7.4.4.	A2-B4 Maniobra dispositivos shunt margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión gen Bracho 500kV. CT Pilar controla tensión 132kV.	69
7.5.	VERIFICACIONES CON F02 FALLA LAVALLE – RECREO	72
7.5.1.	CASOS A0. Sin Minera. Sin 5MAST1	72
7.5.2.	CASOS A1. Con Minera. Sin 5MAST1. Alte demanda minera.	73
7.5.3.	CASOS A1. Con Minera. Sin 5MAST1. Baja demanda minera.	74
7.5.4.	CASOS A2. Sin Minera. Con 5MAST1	75
8.	VERIFICACIÓN DINÁMICA	76
9.	CONCLUSIONES	80
10.	REFERENCIAS	83
	ANEXO FLUJOS DE CARGA	84

1. INTRODUCCIÓN

Con la entrada en servicio del corredor NEA-NOA aparecen en el SADI problemas no tradicionales de inestabilidad de tensión, que requieren un cuidadoso análisis. Actualmente las áreas NOA y EPEC Norte poseen una baja capacidad de importación de potencia, debido a que ante la salida de la línea Malvinas Almafuerde, resulta un extenso corredor radial, con baja tensión en Malvinas y un potencial riesgo de colapso de tensión [3].

Considerando que el desarrollo de la minería en nuestro país, favorecido por condiciones económicas internacionales, podría impulsar la citada interconexión minera, asumiendo que la misma se encontrará en servicio se analiza en el presente informe el impacto de esta interconexión en la capacidad de importación de las áreas NOA y norte de EPEC, comparativamente con la alternativa de construcción de una línea de 500 kV entre Santo Tomé y Malvinas, que a su vez permitiría la ejecución posterior de una E.T. de 500 kV en San Francisco.

Se analizan además la inserción de capacitores shunt en barras de Malvinas 132kV y Recreo 132kV, de acuerdo con los resultados y decisiones adoptadas a partir de los estudios de “Fase 2” de la NOA-NEA [2]

Además se estudian diferentes esquemas de control sobre el equipamiento, como por ejemplo control conjunto de tensión en nodos importantes del sistema y esquemas centralizados de conexión y desconexión de equipos de compensación shunt.

A los efectos de poder comparar las distintas alternativas presentadas, se estudian los límites de transmisión por estabilidad de tensión debido a contingencias en la red, según los lineamientos de [1].

2. METODOLOGÍA Y CRITERIOS PARA SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS

Es ampliamente conocido que la magnitud de la tensión solamente, es un indicador pobre para la seguridad y estabilidad de la tensión. En una situación de colapso de tensión, las tensiones podrían ser cercanas a valores normales, con generadores, compensadores sincrónicos o SVC operando en sus límites de potencia reactiva. Por lo tanto, resulta prudente la utilización de márgenes de seguridad de potencia activa y potencia reactiva [1].

El enfoque que se utilizará en este trabajo para la simulación de contingencias, en estos escenarios donde el problema es la falta de potencia reactiva, se basa en los criterios para análisis de estabilidad de tensión de Western Electricity Coordinating Council [1]. Las hipótesis de modelado permiten investigar el riesgo de colapso de tensión en una ventana de tiempo dentro de aproximadamente los primeros 3 minutos luego de la contingencia. Por lo tanto, cubren el período luego que las oscilaciones transitorias se han amortiguado hasta el momento anterior a que el operador del sistema puede realizar acciones. Durante este lapso, podrían tener tiempo de actuar conmutadores bajo carga automáticos de transformadores (que hacen que las demandas se recuperen), limitadores de

sobreexcitación de generadores y dispositivos automáticos de conexión y desconexión de compensación shunt.

Respecto a la dependencia de la demanda con la tensión, [1] recomienda que si no se posee modelos homologados que incluyan la representación de sistemas de distribución junto con los transformadores y su regulación, la demanda debería tenerse en cuenta como cargas de potencia constante.

El análisis de curvas PV es una herramienta de estado estable, que relaciona tensiones en barras del sistema con flujos a través de cierta interfase del sistema (o bien podría representarse en función de la demanda de un área determinada). Las curvas se construyen en primer lugar delimitando un área del sistema, en la cual se escala sucesivamente la demanda a factor de potencia constante para lograr diferentes niveles de importación. Sobre el eje x, se grafica la suma de los flujos de potencia a través de las interfases del área que se analiza, representando la importación de dicha área. Como la finalidad es poder estudiar un límite de transmisión, se opta por representar las transferencias pre-contingencia. En el eje y se colocan tensiones en las estaciones bajo análisis del flujo post-contingencia o pre-contingencia, según corresponda, para a cada nivel de importación. La generación adicional para cerrar el flujo de carga se incrementa en zonas lejanas del área analizada.

El beneficio de esta metodología es que provee una indicación de la proximidad al colapso de tensión mediante una medida de una transmisión de potencia a través de una interfase.

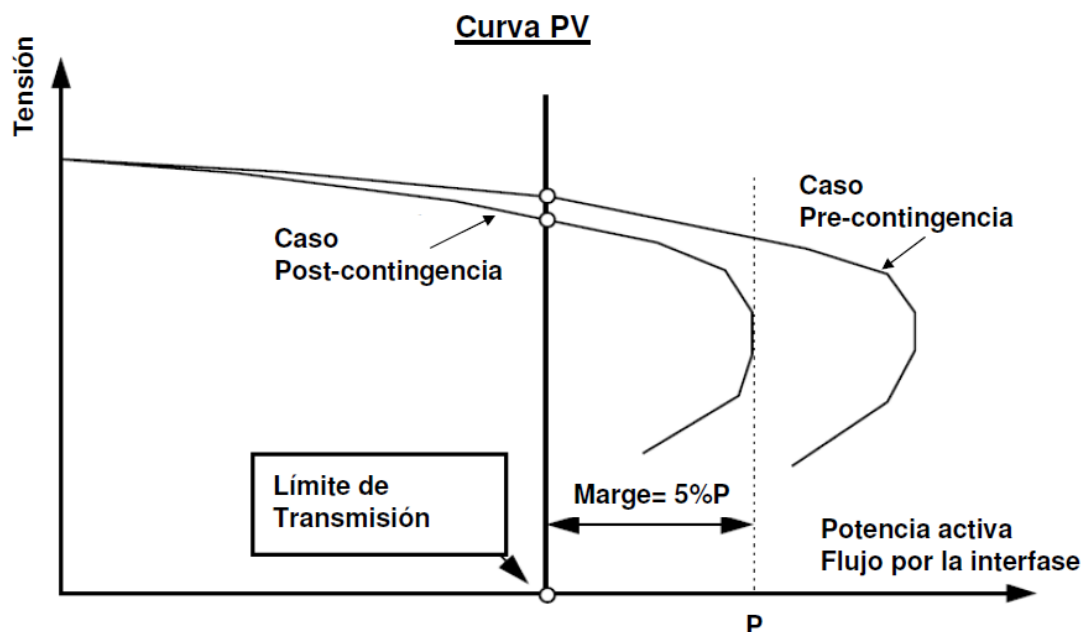


Figura Nº 1 Curva PV [1]

En todos los casos se parte de una condición inicial pre-contingencia, verificando que todas las tensiones estén dentro de banda y luego se aplica la contingencia. Se tienen en cuenta los automatismos que podrían actuar en este período: desconexión de reactores y conexión de capacitores shunt, además de los límites de potencia reactiva de los generadores y diferentes alternativas de control de tensión (por ejemplo control conjunto de tensión sobre un nodo de alta tensión mediante varios generadores).

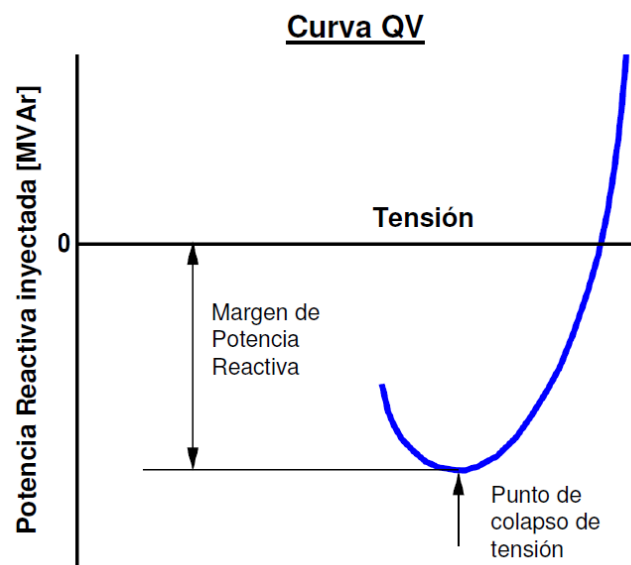
Debido a la carencia de un modelo para efectuar simulaciones dinámicas de largo plazo, en los casos donde se simulan desconexión y conexión de dispositivos shunt por subtensión local, la hipótesis utilizada se basa en respetar la actuación que se va produciendo por aparición de subtensiones, con el aumento sucesivo de la demanda del área. Esto se refleja en las curvas PV como una discontinuidad.

En los casos donde la contingencia tiene una DAG asociada, el flujo de carga post-contingencia debería obtenerse mediante la corrida tipo “Governor”, donde el desbalance de potencia del caso se reparte entre los generadores según el estatismo de cada uno. Las contingencias analizadas en este informe no poseen un DAG asociada, y se utilizó en todos los casos corridas por método Newton Raphson convencional.

El límite de transmisión se establece según dos condiciones que deben cumplirse simultáneamente, y según el escenario resulta una u otra la más severa:

- ✓ Baja tensión menor a 0.93pu en una barra de 500kV
- ✓ 5% de margen de potencia activa respecto al punto donde no se logra la convergencia del flujo de carga. Esta condición se representa en la Figura N° 1.

El análisis de curvas PV, debe complementarse con un estudio de curvas QV. La curva QV se confecciona sobre una barra del sistema de la siguiente forma: La barra se convierte a tipo PV, la potencia se fija en cero y la consigna de tensión se utiliza como parámetro variable. Se parte con una consigna de tensión alta (por ejemplo 1.05pu) y se va bajando la consigna de tensión progresivamente. La curva queda determinada por los valores de Potencia reactiva inyectada y tensión en la barra, obteniéndose una curva como la de la Figura N° 2.



El mínimo de la curva QV (donde $dQ/dV=0$) es el punto crítico: todos los puntos a la izquierda del mínimo se asumen inestables, y los puntos a la derecha se asumen estables. Si el mínimo de la curva QV se encuentra por encima del eje horizontal, el sistema es deficiente de potencia reactiva, y es necesaria una inyección adicional de potencia reactiva para prevenir el colapso de tensión. Una cantidad aún mayor de potencia reactiva se

requiere para mantener un margen de VAR, medido como la distancia entre el eje horizontal y el punto crítico.

Si el punto crítico se encuentra por debajo del eje horizontal, el sistema posee un margen. El sistema podría ser también deficiente de potencia reactiva, dependiendo del margen deseado y del perfil de tensiones post-contingencia.

El colapso de tensión comienza en la barra más débil del sistema y luego se propaga hacia otras barras débiles. Por lo tanto, la barra más débil es la más importante en el análisis de curvas QV. Cuando se presenten varias curvas QV en un mismo gráfico, cada una se genera independientemente de la otra, inyectando potencia reactiva en la barra correspondiente.

La curva QV correspondiente al escenario límite post-falla según la metodología PV (ya sea por subtensión o por margen del 5% de potencia activa), de la contingencia más severa, da una idea del margen de potencia reactiva correspondiente a esta situación en las estaciones más críticas esta condición: El margen de potencia reactiva encontrado cubrirá la contingencia más severa con una incertidumbre del 5% en la importación del área. Alternativamente puede verificarse el margen de potencia reactiva encontrado comparándolo con una variación esperable que podría tener dicho nodo. Por ejemplo en [2] se utilizó como criterio que el margen supere el 5% de la demanda neta de potencia activa del nodo, expresada en unidades de MVar.

La realización de curvas PV y QV se efectúan mediante la utilización de un IPLAN confeccionada especialmente.

Los fenómenos de colapso transitorio de tensión debidos a inestabilidad angular no son tenidos en cuenta con este enfoque. Por lo tanto, debe analizarse conjuntamente mediante una verificación de estudio de estabilidad transitoria mediante simulación dinámica convencional, verificando el cumplimiento de los criterios de desempeño dinámico. También podría reflejar la necesidad de compensación de potencia reactiva de rápida actuación. Los criterios de desempeño dinámico pueden resumirse en:

- ✓ Criterio de Máxima excursión angular de generadores, medida respecto a una máquina cercana al centro de carga o centro de inercia del sistema (considerada en como una TG de Genelba). El máximo valor permitido es de 120° para generadores vinculados a la red de 500kV, 132° para generadores a sistemas de 220kV y 144° para generadores vinculados a la red de 132kV.
- ✓ Criterio de recuperación de tensiones (o Criterio de Back Swing de las tensiones): la mínima tensión transitoria en barras del sistema, luego de despejada la falla, debe mantenerse superior a 0.7pu y no debe permanecer por debajo de 0.8pu por más de 1 segundo.

3. RED ACTUAL

La Figura N° 3 muestra un esquema de la red actual. La interconexión NEANOA provoca el cierre de un anillo de gran longitud. Ante la salida de la línea Malvinas Almafuerde, se genera un extenso corredor radial con riesgo de colapso de tensión. En la figura se indican dos posibles límites de transmisión asociados a esta contingencia, caracterizados por:

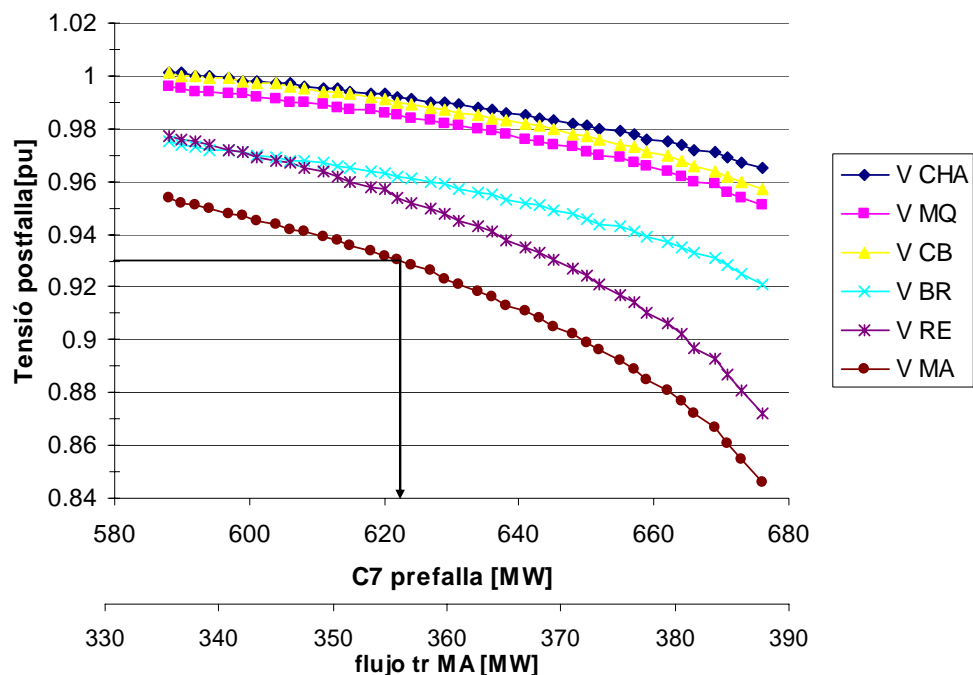


Figura Nº 4 (a) Despacho de escenario resto invierno 2011

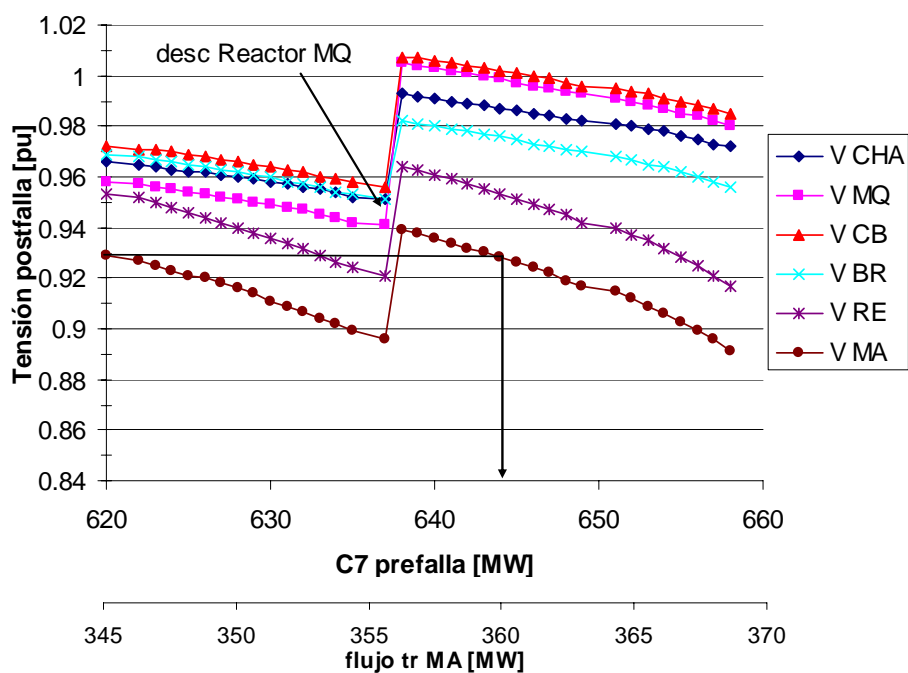


Figura Nº 4 (b) despacho de escenario pico invierno 2011

Figura Nº 4 Curvas PV falla Malvinas-Almafuerte para red invierno de 2011. Casos base de [5]

En los casos de verano 2012 de la base de datos de CAMMESA 2011, para pico y resto, no se logra convergencia del flujo N-1 con la demanda y despacho base del escenario. La transmisión (Bracho->Recreo) + (Almafuerte->Malvinas) en estos casos es mayor a 670MW. Sobre el escenario de resto verano 2011, se despacha adicionalmente una de las TG de 150MW a EPEC Norte. La curva PV resultante de este caso, teniendo en cuenta la transferencia C1 se muestra en la Figura Nº 5. La curva se confecciona escalando la demanda solamente del NOA, manteniendo los transformadores de Malvinas en un 40% de

carga aproximadamente. En este caso, la baja tensión se manifiesta en Chaco y Monte Quemado. Para el escenario donde no se logra la convergencia del flujo se observa una transferencia C1 de 655MW, mientras que la transferencia C7 resulta de 580MW. En este caso la tensión en Malvinas y Recreo se mantiene relativamente alta, y la CT Pilar no agota su reserva de potencia reactiva. Por otro lado, se observa que tampoco las máquinas del nodo Bracho agotan su reserva de potencia reactiva.

En los casos con red actual expuestos en el informe de interconexión NEANOA [2], se reporta el C1 en 675MW, tanto para los escenarios con mínima generación NOA y mínima generación EPEC. Este resultado es del mismo orden que los arrojados por el análisis realizado sobre los casos de la base de CAMMESA 2011.

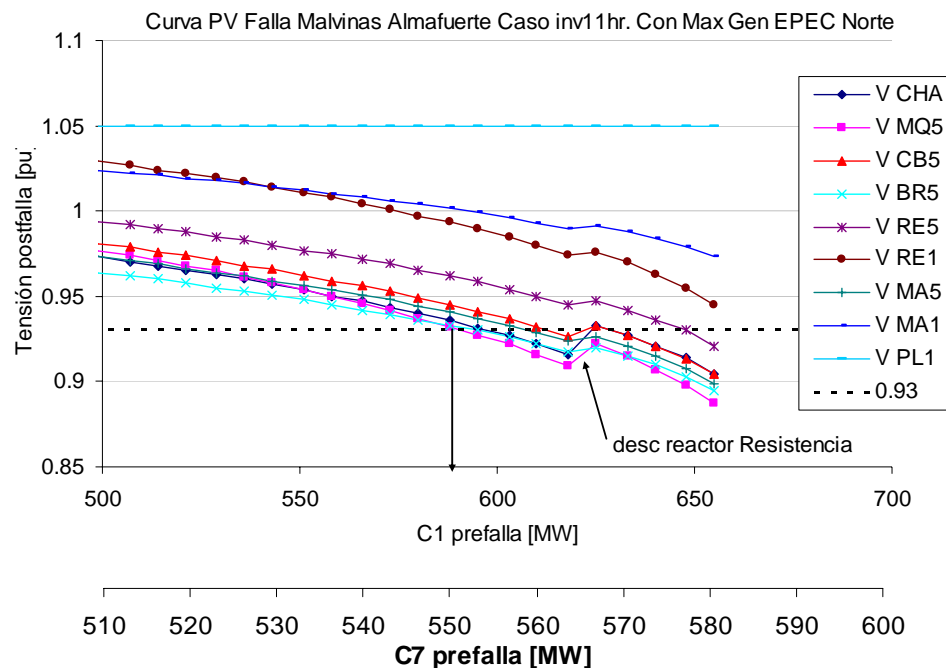


Figura Nº 5 Curvas PV falla Malvinas-Almafuerte, para transferencia C1, escenarios de invierno 2011 base CAMMESA 2011

La Tabla 1 muestra un resumen de los casos de red actual.

Tabla 1 Límites de transmisión según metodología PV para red actual

Límite	Trasferencias	Valor [MW]	Falla	Limitante	Observaciones
C1	(Almafuerte->Malvinas)+ (Chaco->MonteQuemado)	600	Almafuerte-Malvinas	Baja tensión en Chaco y MonteQuemado 500kV (<0.93pu)	No se agota reserva de potencia reactiva en las máquinas de NOA.
C7	(Almafuerte->Malvinas)+ (Bracho->Recreo)	600– 645	Almafuerte-Malvinas	Baja tensión en Malvinas, Recreo Y La Rioja 500kV (<0.93pu)	No se agota reserva de potencia reactiva en las máquinas de NOA. En este caso el flujo por los transformadores de Malvinas resulta 360MW.

Aclaración: En ninguno de los casos se ha tenido en cuenta el automatismo de corte de demanda de EPEC Norte.

En todos los casos estudiados, no se agota reserva de potencia reactiva en las máquinas de NOA. Un control conjunto de tensión sobre las barras de Bracho 500kV ayudaría a aumentar los límites, maximizando la entrega de potencia reactiva de las máquinas.

4. ESCENARIOS DE ESTUDIO Y PRINCIPALES HIPÓTESIS

Se parte de escenarios base que contienen las obras correspondientes a los períodos de invierno 2015 y verano 2015/16, de la guía de referencia de TRANSENER 2012/2019.

La compensación serie del 70% de la línea NEANOA surge como principal obra adicional a esta interconexión según los estudios de Etapa 2 [2]. Ésta se considera en todas las alternativas de ampliación. La compensación contribuye al aumento de la importación del área respecto de la situación actual, sobre todo del límite C1. Sin embargo, el impacto sobre el límite C7 es mucho menor.

Por otro lado, se considera la nueva ET Santiago 500kV, junto con la línea Lavalle – Santiago 500kV (La estación Lavalle secciona la línea Bracho – Recreo).

La Figura N° 6 muestra el área de estudio, donde se exponen las nuevas líneas que serán consideradas alternativamente en los diferentes escenarios de este estudio:

- Línea Minera. Compuesta por los tramos:
 - La Rioja – Rodeo Iglesias, de 150km aproximadamente. Reactor de línea de 120 MVAR en cada extremo, más un reactor de barra de 120 MVAR en La Rioja.
 - Rodeo Iglesias – Clingasta, de 95km aproximadamente. Reactor de línea de 50 MVAR en extremo Rodeo Iglesias, más un reactor de barra de 50 MVAR en Clingasta.
 - Rodeo Iglesias – San Juan, de 150 km aproximadamente. Reactor de línea de 120 MVAR en extremo San Juan, más Reactor de barra de 50 MVAR en Rodeo Iglesias.
 - La línea San Juan – Gran Mendoza se pasa a 500kV, junto con transformación 500/220kV de 450MVA en San Juan. Reactor de línea de 150 MVAR en extremo G. Mendoza, más un reactor de barra de 50 MVAR en San Juan.
- Línea de 500kV Malvinas – Santo Tomé, con una estación intermedia San Francisco, modelado según flujos futuros de Guía de Referencia de TRANSENER

La compensación shunt de los tramos de la línea minera se efectuó considerando una compensación de aproximadamente 2/3 con reactores de línea, y 1/3 con reactores de barra, según criterio de diseño de Agua y Energía. Los valores finales se ajustaron a módulos existentes en el sistema.

Asumiendo que podría haber tres demanda mineras de similares características de consumo a La Lumbera, se han considerado como hipótesis de alta demanda minera, las siguientes:

- Rodeo Iglesias: Transformación 500/220kV, con un demanda de 120MW, 40MVAR modelada en barras de 220kV
- Demanda Clingasta: Transformación 500/220kV, con un demanda de 2x120MW, 2x40MVAR modelada en barras de 220kV

Asimismo, se ha considerado alternativamente un escenario de baja demanda minera, donde la potencia indicada se reduce a la mitad; y otro escenario donde la línea minera ingresa sin nueva demanda minera asociada.

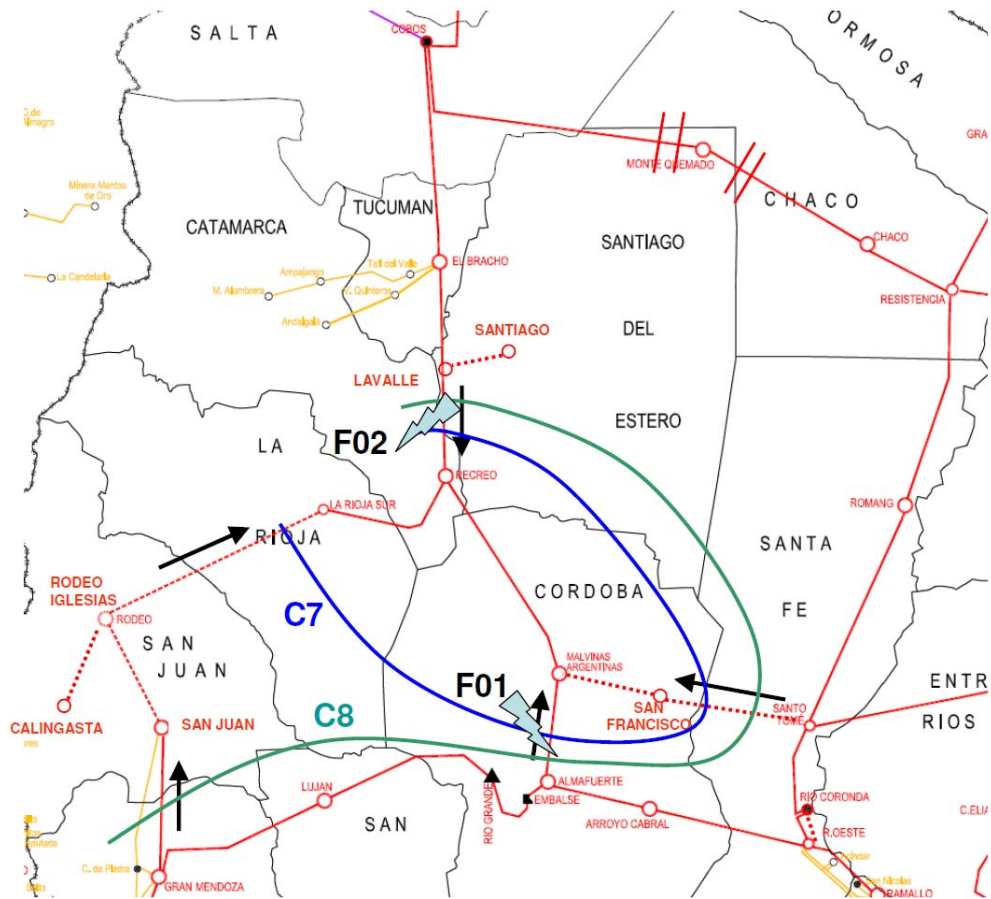


Figura Nº 6 Esquema Geográfico del área de análisis. Límites asociados a falla Malvinas – Almafuerite, utilizados para la comparación de alternativas de ampliación. Escenarios con alta generación en El Bracho y compensación serie de línea NOANEA.

Se estudian casos con distintas topologías de red:

- **A0** Sin línea minera. Sin línea Malvinas Santo Tomé.
- **A1** Con línea Minera. Sin línea Malvinas Santo Tomé.
- **A2** Sin línea Minera. Con línea Malvinas Santo Tomé.

Además, se analizan diferentes alternativas de controles post contingencia:

- **B0** Desconexión de reactores de barra de 500kV por medición local de tensión. Generadores controlan la tensión de sus respectivos bornes.
- **B1** Desconexión de reactores de barra de 500kV por medición local de tensión. Generadores de CT Pilar poseen control conjunto de tensión sobre barra de 132kV.
- **B2** Desconexión de reactores de barra de 500kV por medición local de tensión. Generadores de CT Tucumán, CT San Miguel de Tucumán y CT Pluspetrol

poseen control conjunto de tensión sobre barra Bracho 500kV. Además, CT Pilar control conjunto de barra de 132kV.

- **B4** Desconexión de reactores de barra de 500kV mediante lógica que monitorea reserva de potencia reactiva en generadores del área. Generadores poseen controles conjuntos de tensión por centrales, efectuando ajuste de tensión de barra de AT respectiva.

El sistema Bonneville Power Administration (BPA) posee un esquema de control centralizado, basado en medición sincrofasorial que utiliza el tipo de contramedidas centralizadas de desconexión de dispositivos shunt para mitigar la inestabilidad de tensión, monitoreando las reservas de potencia reactiva de generadores importantes [3].

Además se estudia la instalación de capacitores shunt. De los recientes estudios de Fase 2 de la interconexión NEANOA [2], surge la posible incorporación de capacitores shunt en barras de 132kV de Recreo y en barras de 132kV de Malvinas:

- 2 módulos de 50MVar en Recreo 132kV
- 1 módulo de 75 MVar en Malvinas 132kV

La conexión de capacitores se estudia mediante dos alternativas: por subtensión local de la barra de 132kV donde se encuentran conectados o bien incluidos dentro del esquema de control centralizado de la alternativa B4. El umbral de conexión por subtensión se elige en 0.95pu. Este valor puede resultar un tanto elevado respecto a valores convencionales, pero se utilizará para mostrar que aún con este umbral optimista, la conexión por subtensión no resulta efectiva, pudiéndose alcanzar el colapso de tensión con alta tensión en barras de 132kV.

Se analizan escenarios con alta generación en Bracho y EPEC Norte. En todos los casos se utilizan los mismos despachos de generación. De esta forma puede establecerse una comparación de las diferentes alternativas de ampliación. Por otro lado, se efectúan variantes sobre las demandas mineras del nuevo corredor. Se desprenden los siguientes escenarios:

- **D1** Una TG y la TV del ciclo combinado de Pilar en EPEC Norte. CCCT Tucumán completo a 500kV. Ciclo combinado San Miguel de Tucumán completo. 1TG de Pluspetrol. 1TG de CT Termoandes en servicio, TV13 Guemes en servicio. Demanda minera 360MW (hipótesis de **alta demanda minera**).
- **D2** Una TG y la TV del ciclo combinado de Pilar en EPEC Norte. CCCT Tucumán completo a 500kV. Ciclo combinado San Miguel de Tucumán completo. 1TG de Pluspetrol. 1TG de CT Termoandes en servicio. TV13 Guemes en servicio. Demanda minera 180MW (hipótesis de **baja demanda minera**).
- **D3** Una TG y la TV del ciclo combinado de Pilar en EPEC Norte. CCCT Tucumán completo a 500kV. Ciclo combinado San Miguel de Tucumán completo. 1TG de Pluspetrol. 1TG de CT Termoandes en servicio. TV13 Guemes en servicio. **sin demanda minera**.

La hipótesis de alta generación en Bracho y la compensación de la línea NEANOA permite poder centrar el análisis al abastecimiento del área: La Rioja, Recreo y Malvinas. Es probable que escenarios con baja generación en el NOA trasladen los problemas de colapso

de tensión a la zona de Bracho y Santiago también. Sin embargo, para acotar el alcance de este estudio, estos casos se han dejado de lado.

Las contingencias consideradas en el estudio son:

- **F01** Falla trifásica simple línea 500kV Malvinas – Almafuerite
- **F02** Falla trifásica simple línea 500kV Lavalle – Recreo

5. RED N – ESCENARIOS PRE CONTINGENCIA

En primer lugar se efectúan las curvas PV de la red precontingencia, para tener un idea de cuánto se puede forzar la importación en estado de red completa. Estos niveles son indicativos. Los verdaderos límites de transmisión son los que resultan de aplicar la contingencia más severa (Malvinas – Almafuerite).

En todas las alternativas de topología, las curvas se construyen incrementando sucesivamente la demanda de Centro y NOA a factor de potencia constante, para poder alcanzar el límite C7 en cada caso.

Los resultados se resumen en la Tabla 2. En estos escenarios se ha considerado que tanto la generación de El Bracho, como de CT Pilar controlan sus tensiones de bornes, y la desconexión de reactores es por subtensión local menor a 0.95pu. No se tuvieron en cuenta los capacitores shunt. Los límites se establecen indican con un margen de potencia activa del 5% de la transferencia C7. Las curvas QV se efectúan sobre estos escenarios límite.

Tabla 2 Análisis de Red completa. Sin control conjunto de tensión y sin capacitores shunt.

CASO	Descripción	C7 [MW]	MargenQ [MVar]		Curva PV	Curvas QV	Flujo límite
A0-B0-D1	Sin minera, sin 5MAST1	860	161	La Rioja	Figura N° 8	Figura N° 9	Figura AI-1
A1-B0-D1	Con minera, sin 5MAST1. Alta demanda minera.	860	134	Calingasta	Figura N° 10	Figura N° 11	Figura AI-2
A1-B0-D2	Con minera, sin 5MAST1. Baja demanda minera.	900	180	La Rioja	Figura N° 12	Figura N° 13	Figura AI-3
A1-B0-D3	Con minera, sin 5MAST1. Sin demanda minera.	930	174	La Rioja	Figura N° 14	Figura N° 15	Figura AI-4
A2-B0-D1	Sin minera, con 5MAST1	1010	179	La Rioja	Figura N° 16	Figura N° 17	Figura AI-5

Para los escenarios límite, se observa que el nodo con menor margen de potencia reactiva resulta La Rioja, excepto para el escenario con la línea minera y alta demanda minera, donde resultó Calingasta. El margen de potencia reactiva para estos escenarios límite en La Rioja resultó ser de 160-180 MVar.

Como un primer resultado, se desprende que la línea minera, con la hipótesis de alta demanda minera, no trae ningún beneficio del punto de vista del incremento de la capacidad de importación C7, en red completa. Por otro lado, la incorporación de la línea Malvinas Santo Tomé incrementa la importación notoriamente.

6. CASOS LIMITE FALLA MALVINAS ALMAFUERTE

Los flujos de carga de los casos estudiados, así como el las curvas PV y QV para cada caso se expone en las figuras indicadas en la Tabla 3. Para los escenarios donde la maniobra de reactores y capacitores shunt se efectúa por subtenión, se trata de partir de un flujo precontingencia donde los dispositivos estén conectados (siempre las tensiones dentro de banda de operación normal). De esta forma se podrá determinar si es efectiva la desconexión postfalla.

Tabla 3 Figuras Falla F01 Malvinas Almafuerite

CASO	Capacitores shunt	Curvas PV	Curvas QV	Escenario límite	
				Flujo prefalla	Flujo postfalla
A0-B0-D1	Sin	Figura N° 18	Figura N° 19	Figura AI-6	Figura AI-40
	Con	Figura N° 20	Figura N° 21	Figura AI-7	Figura AI-41
A0-B1-D1	Sin	Figura N° 22	Figura N° 23	Figura AI-8	Figura AI-42
	Con	Figura N° 24	Figura N° 25	Figura AI-9	Figura AI-43
A0-B2-D1	Sin	Figura N° 26	Figura N° 27	Figura AI-10	Figura AI-44
	Con		Figura N° 28	Figura AI-11	Figura AI-45
A0-B4-D1	Sin	Figura N° 29	Figura N° 31	Figura AI-12	Figura AI-46
	Con	Figura N° 30	Figura N° 32	Figura AI-13	Figura AI-47
A1-B0-D1	Sin	Figura N° 33	Figura N° 35	Figura AI-14	Figura AI-48
	Con	Figura N° 34	Figura N° 36	Figura AI-15	Figura AI-49
A1-B0-D2	Sin	Figura N° 37	Figura N° 39	Figura AI-16	Figura AI-50
	Con	Figura N° 38	Figura N° 40	Figura AI-17	Figura AI-51
A1-B1-D1	Sin	Figura N° 41	Figura N° 43	Figura AI-18	Figura AI-52
	Con	Figura N° 42	Figura N° 44	Figura AI-19	Figura AI-53
A1-B1-D2	Sin	Figura N° 45	Figura N° 47	Figura AI-20	Figura AI-54
	Con	Figura N° 46	Figura N° 48	Figura AI-21	Figura AI-55
A1-B2-D1	Sin	Figura N° 49	Figura N° 50	Figura AI-22	Figura AI-56
	Con		Figura N° 51	Figura AI-23	Figura AI-57
A1-B2-D2	Sin	Figura N° 52	Figura N° 53	Figura AI-24	Figura AI-58
	Con		Figura N° 54	Figura AI-25	Figura AI-59
A1-B4-D1	Sin	Figura N° 55	Figura N° 57	Figura AI-26	Figura AI-60
	Con	Figura N° 56	Figura N° 58	Figura AI-27	Figura AI-61
A1-B4-D2	Sin	Figura N° 59	Figura N° 61	Figura AI-28	Figura AI-62
	Con	Figura N° 60	Figura N° 62	Figura AI-29	Figura AI-63
A1-B4-D3	Sin	Figura N° 63	Figura N° 65	Figura AI-30	Figura AI-64
	Con	Figura N° 64	Figura N° 66	Figura AI-31	Figura AI-65
A2-B0-D1	Sin	Figura N° 67	Figura N° 68	Figura AI-32	Figura AI-66
	Con	Figura N° 69	Figura N° 70	Figura AI-33	Figura AI-67
A2-B1-D1	Sin	Figura N° 71	Figura N° 72	Figura AI-34	Figura AI-68
	Con	Figura N° 73	Figura N° 74	Figura AI-35	Figura AI-69
A2-B2-D1	Sin	Figura N° 75	Figura N° 76	Figura AI-36	Figura AI-70
	Con	Figura N° 77	Figura N° 78	Figura AI-37	Figura AI-71
A2-B4-D1	Sin	Figura N° 79	Figura N° 81	Figura AI-38	Figura AI-72
	Con	Figura N° 80	Figura N° 82	Figura AI-39	Figura AI-73

En la Tabla 4 se muestra un resumen de los límites de transmisión que se obtienen con cada una de las alternativas. Los límites obtenidos son particulares para estas condiciones de despacho, por lo tanto no deben tomarse de forma absoluta, sino a modo de comparación de las diferentes alternativas de ampliación y las diferentes formas de control de potencia reactiva.

Cabe destacar que los escenarios de estudio se basaron en hipótesis optimistas del punto de vista de la generación en Bracho. Los límites de transmisión obtenidos en estudio no son absolutos. Tienen en cuenta solamente situaciones particulares de despacho de las diferentes áreas. Solo sirven a modo de comparación de las diferentes alternativas de ampliación del sistema de transporte. El estudio del sistema para la operación debería ser tratado con modelos de demanda más detallados, con una representación más completa de la red de subtransmisión, incluyendo transformadores de distribución y su regulación [6].

Debido a la gran dependencia de los límites de transmisión con el despacho del área y el margen de los generadores, hace que sea fundamental para la operación contar con un análisis estático de contingencias online que calcule los márgenes de potencia reactiva en los puntos más débiles de la red. El establecimiento de límites de transmisión absolutos podría no ser aplicable para este tipo de fenómenos, y debido a la gran variedad de alternativas podría volverse inmanejable el establecimiento de límites con estudios offline [7].

Tabla 4 Resumen de límites C7 y C8.

Caso	Línea Minera	Malv-Santo Tome	Control de Tensión conjunto Pilar	Control de Tensión conjunto Bracho	Desconexión Reactores 500kV / conexión de cap shunt 132kV	Demanda Minera	Límite C7 [MW] Curva PV		Límite C8 [MW] Curva PV		Margen QV post nodo más debil [MVar]			Limitante y Observaciones
							sin cap shunt	con cap shunt	sin cap shunt	con cap shunt	sin cap shunt	con cap shunt	nodo menor margen	
A0-B0-D1	No	No	No	No	subtension local	-	540		-	-	187	313	LaRioja	Baja tensión <0.93pu en Malvinas. No es efectiva la conex y desconex por subtensión de comp shunt
A0-B1-D1	No	No	Sí	No	subtension local	-	580		-	-	130	280	LaRioja	
A0-B2-D1	No	No	Sí	Sí	subtension local	-	630		-	-	90	91	LaRioja	
A0-B4-D1	No	No	Sí	Sí	Control conjunto de reactivo gen Bracho + desconexión reactores	-	680	730	-	-	83	59	LaRioja	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión. Colapso se da inmediatamente después de agotada la reserva de reactivo en Bracho.
A1-B0-D1	Sí	No	No	No	subtension local	Alta 360MW	620		1150		218	250	Calingasta	Baja tensión <0.93pu en Malvinas y Calingasta
A1-B0-D2	Sí	No	No	No	subtension local	Baja 180MW	660	800	1010	1150	255	133	Malvinas	Baja tensión <0.93pu en Malvinas sin cap shunt, y margen de 5%C7 con cap shunt
A1-B1-D1	Sí	No	Sí	No	subtension local	Alta 360MW	670		1190		152	327	Malvinas	Baja tensión <0.93pu en Malvinas y Calingasta
A1-B1-D2	Sí	No	Sí	No	subtension local	Baja 180MW	710	740	1070	1090	180	278	Malvinas	Baja tensión <0.93pu en Malvinas sin cap shunt, y margen de 5%C7 con cap shunt
A1-B2-D1	Sí	No	Sí	Sí	subtension local	Alta 360MW	680		1200		153	158	Malvinas	Margen de 5%C8 PV a inestabilidad de tensión. Nodo de menor tensión: Calingasta. No se da cond subten para conex cap shunt Curva PV
A1-B2-D2	Sí	No	Sí	Sí	subtension local	Baja 180MW	750		1100		105	105	Recreo	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión. Nodo de menor tensión: Malvinas. No se da cond subten para conex cap shunt Curva PV
A1-B4-D1	Sí	No	Sí	Sí	Control conjunto de reactivo gen Bracho y desconexión reactores	Alta 360MW	720	780	1250	1310	168	215	Malvinas	Margen de 5%C8 PV a inestabilidad de tensión. Nodo de menor tensión: Calingasta
A1-B4-D2	Sí	No	Sí	Sí		Baja 180MW	800	870	1140	1220	115	149	Malvinas	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión. Nodo de menor tensión: Malvinas
A1-B4-D3	Sí	No	Sí	Sí		Sin dda	830	890	1000	1060	117	161	Malvinas	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión.
A2-B0-D1	No	Sí	No	No	subtension local	-	850	930	-	-	253	171	LaRioja	Baja tensión <0.93pu en La Rioja
A2-B1-D1	No	Sí	Sí	No	subtension local	-	890	960	-	-	194	209	LaRioja	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión.
A2-B2-D1	No	Sí	Sí	Sí	subtension local	-	930	960	-	-	141	222	LaRioja	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión.
A2-B4-D1	No	Sí	Sí	Sí	Control conjunto de reactivo gen Bracho + desconexión reactores	-	970	1035	-	-	109	108	LaRioja	Margen de 5%C7 PV a inestabilidad de tensión.

6.1. CASOS A0. SIN MINERA, SIN MALVINAS SANTO TOME

6.1.1. A0-B0 GENERACIÓN CONTROL TENSIÓN TERMINAL

La [Figura N° 18](#) muestra la curva PV para el caso A0 B0 D1. En éste en los escenarios prefalla se encuentran conectados los reactores de barra de ET Recreo 500kV (85Mvar), ET Santiago (50Mvar), y las ET Cobos y Monte Quemado (120Mvar cada uno). Se ha asignado un umbral de 0.95pu para la desconexión. Se observa que para un nivel de exportación C7 de aproximadamente 540MW se verifica baja tensión en la barra de Malvinas 500kV. En este caso las máquinas de CT Pilar controlan sus tensiones terminales en 1.02pu. Se refleja una ineficiente inyección de reactivo postfalla. Se muestra cómo el sistema va llagando al colapso de tensión con el sucesivo aumento de la demanda. La actuación de la desconexión de los reactores de Santiago y Cobos se efectúa cuando las tensiones en Recreo y Malvinas son menores a 0.93pu. Finalmente el colapso de tensión se da para una transferencia de aproximadamente 660MW, donde se observa la pronunciación de la curva PV no solamente en Recreo y Malvinas, sino también en Lavalle y Santiago.

Adicionalmente se considera una alternativa de incorporación de capacitores shunt en barras de 132kV de Recreo y en barras de 132kV de Malvinas:

- ✓ 2 módulos de 50MVAR en Recreo 132kV
- ✓ 1 módulo de 75 MVAR en Malvinas 132kV

En la [Figura N° 20](#) se muestran los resultados considerando que cada módulo de capacitor shunt se conecta cuando la tensión local de la barra de 132kV posee una tensión menor a 0.95pu. Se observa que no es suficiente este esquema para levantar la tensión en Malvinas 500kV, debido a que la baja tensión no se refleja en la barra de 132kV. Al aumentar el nivel de transferencia se aprecia la conexión de los módulos de capacitores, pero no resulta suficiente para lograr una tensión en Malvinas 500kV mayor a 0.93pu. Por lo tanto, se obtiene una mayor transferencia en el punto de inestabilidad de tensión, pero el límite de transmisión dado por la baja tensión en Malvinas 500kV no puede aumentarse. Por lo tanto, en estos casos, no resulta efectiva la conexión de capacitores shunt por condición de subtensión en la barra local de 132kV, para aumentar límite de transmisión.

La [Figura N° 19](#) muestra las curvas QV sobre los nodos más débiles (La Rioja, Malvinas y Recreo), sobre el escenario límite de baja tensión. Se tienen en cuenta los automatismos de desconexión de reactores por subtensión y conexión de capacitores según corresponda.

Se observa que, si bien los capacitores shunt con el esquema de conexión por subtensión no sirven para incrementar el límite de transmisión dado por la baja tensión en Malvinas, éstos generan un aumento notorio del margen de potencia reactiva en aproximadamente unos 150MVAR ([Figura N° 21](#)).

6.1.2. A0-B1 CONTROL CONJUNTO PULAR 132KV

Las [Figura N° 22](#) y [Figura N° 23](#) muestran las curva PV y QV considerando un control conjunto de la CT Pilar sobre la barra de 132kV de esta central. En caso que las máquinas de Pilar efectúen un control de la barra de 132kV en 1.05pu, puede lograrse un aumento del límite a 580MW, por la baja tensión en Malvinas 500kV. Si bien en todos los casos se dio la condición para la desconexión del reactor de Recreo, en este caso no se verificó la condición de desconexión de reactor de Cobos antes que se produzca el colapso de tensión. La transferencia para la cual se produce la baja tensión en Malvinas 500kV es mayor en este caso, sin embargo, el colapso de tensión se da para una transferencia menor respecto del

A0-B0, debido a que al mantenerse la tensión más alta, no se produce la condición para la desconexión del reactor de barra de Cobos 500kV.

La [Figura N° 24](#) muestra que la incorporación de capacitores shunt que actúen por subtensión local de la barra de 132kV donde se ubican no resulta efectiva para aumentar el límite de transmisión. Se aprecia que la tensión en Malvinas no puede superar los 0.93pu.

6.1.3. A0-B2 CONTROL CONJUNTO BRACHO 500kV

Se estudia en este caso un control conjunto de tensión de la generación vinculada a El Bracho, sobre la barra de 500kV. En particular, se controla con un valor de consigna de 1.03pu, para poder maximizar la inyección de potencia reactiva de los generadores.

En la [Figura N° 26](#) se muestra cómo resultan las curvas PV cuando se combina un control conjunto de tensión de Bracho 500kV y Pilar 132kV. Se observa en este caso un aumento considerable del perfil de tensiones, sin embargo, este hecho hace que no se den las condiciones para la desconexión automática de reactores de barra de 500kV por medición local de la tensión. Solamente se produce la desconexión del reactor de Recreo post-contingencia a partir de los 620MW (que cuando no se efectuaba control conjunto de tensión en Bracho se producía en todos los casos). Notar que teniendo en cuenta el margen de potencia del 5% de potencia activa, el límite de transmisión queda establecido aproximadamente para la transferencia en que se agota la reserva de potencia reactiva de Bracho. Por lo tanto, se verifica que el colapso de tensión es muy cercano al punto donde se agota la reserva de potencia reactiva de Bracho. En este caso no se da la condición para conexión por subtensión local menor a 0.95pu de capacitores shunt en barras de Malvinas 132kV y Recreo 132kV por subtensión.

La [Figura N° 27](#) y [Figura N° 28](#) muestran las curvas QV para los casos sin y con capacitores shunt, respectivamente. Se observa que los capacitores shunt no permiten incrementar el margen de potencia reactiva debido a su condición de conexión se da cuando la característica se torna inestable.

6.1.4. A0-B4 ESQUEMA ESPECIAL DE MANIOBRA DE COMPENSACIÓN SHUNT

En el caso efectuar un control conjunto de la tensión de 500kV en Bracho, se identificó el problema que podría no ser efectiva la desconexión de reactores por subtensión. Se plantea un esquema alternativo para la desconexión de reactores de barra de 500kV. En particular, se propone que la desconexión de los reactores se realice sucesivamente cuando la reserva de potencia reactiva de las máquinas asociadas a Bracho se inferior a cierto umbral (considerado como un 5% de la potencia reactiva máxima total). Adicionalmente, la desconexión de los reactores podría estar condicionada por la tensión local de 500kV, para evitar que puedan producir posibles sobretensiones en la desconexión. Además, se estudia la conexión sucesiva de los módulos de capacitores shunt, una vez desconectados todos los reactores de barra del corredor de 500kV.

En el escenario de despacho D1, la potencia reactiva máxima considerada en las máquinas de Bracho (según modelo de PSS/E) se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5 Potencia reactiva máxima máquinas asociadas a Bracho

MAQ	DEN	QMAX [MVar]
8611	TG1 CC Tucumán	105
8612	TG2 CC Tucumán	105
8613	TV CC Tucumán	103.5
8614	TG2 CC S. M. Tucumán	88
8615	TV CC S. M. Tucumán	145
8600	TG1 CC S. M. Tucumán	85
8602	TG2 Pluspetrol Norte	98
	Total	729.5

Las curva PV para los casos sin y con capacitores shunt se exponen en las [Figura N° 29](#) y [Figura N° 30](#), respectivamente. Se obtiene un aumento del nivel de exportación C7 de 540MW a 680MW; y hasta unos 730MW teniendo en cuenta además los capacitores shunt, respecto del caso original, donde las máquinas controlaban la tensión de bornes y la desconexión de reactores de barra se efectúa por medición local de la tensión.

6.2. CASOS A1. CON MINERA, SIN MALVINAS SANTO TOME

6.2.1. A1-B0 GENERACIÓN CONTROL TENSIÓN TERMINAL

D1 Alta demanda minera

Se analizan los límites con línea minera, sin efectuar control conjunto en Bracho 500kV, y efectuando la desconexión automática de los reactores de barra de 500kV por medición local de subtensión.

En estos escenarios se modeló una demanda minera como la mencionada, resultando una demanda en San Juan de aproximadamente 600MW. Con esta demanda y los despachos considerados, a medida que se aumenta la demanda de NOA y Centro, el colapso de tensión ante la falla Malvinas Almafuerte ocurre conjuntamente en las áreas EPEC Norte, La Rioja y San Juan. Se identifica otro límite de importación C8, esquematizado en la [Figura N° 6](#).

En las [Figura N° 33](#) y [Figura N° 34](#) se exponen las curvas PV para el escenario con la línea minera en servicio, sin y con capacitores shunt, respectivamente. Se observa que la barra del menor tensión postfalla resultan Malvinas 500kV y Calingasta 500kV. El límite obtenido en ambos casos es debido a baja tensión en Malvinas 500kV, resultó C7=620MW. En el escenario con capacitores shunt se verifica la conexión por subtensión de los capacitores, pero no resulta efectiva para incrementar el límite. Se aprecia que no se logra un aumento considerable del límite, ya que la condición de colapso de tensión no solo se produce La Rioja, Recreo y Malvinas, sino que también en Calingasta y Rodeo.

Las [Figura N° 35](#) y [Figura N° 36](#) muestran las curvas QV para los casos sin y con capacitores shunt, donde se observa que el nodo más débil resulta Calingasta. Por lo tanto, la inclusión de la línea minera con alta demanda, más que ayudar a mitigar el problema de colapso de tensión, hace que éste se propague también a la zona de San Juan. En el caso con capacitores shunt, se logra un aumento significativo del margen de potencia reactiva en La Rioja, Recreo y Malvinas.

Baja demanda minera

Las [Figura N° 37](#) y [Figura N° 38](#) exponen las curvas PV resultantes para los escenarios donde la demanda minera se reduce a la mitad.

En el caso límite sin capacitores shunt, se logra un límite de importación C7 de 620MW, por baja tensión postfalla en Malvinas. Se aprecia que este valor resulta menor al que se lograba implementando un control conjunto de tensión Bracho 500kV y Pilar, sin línea minera.

En el caso con capacitores shunt, se aprecia que el aumento es más notorio, pudiendo llevar al sistema hasta el límite dado por el 5% de margen de potencia activa al colapso de tensión.

6.2.2. A1-B1 CONTROL CONJUNTO PULAR 132KV

Tal como se aprecia en las [Figura N° 41](#), [Figura N° 42](#) y [Figura N° 45](#) el hecho de controlar la tensión de Pilar en 1.05pu incrementa el límite por baja tensión postfalla en Malvinas 500kV unos 50MW, para los escenario sin capacitores shunt. En el caso con capacitores shunt ([Figura N° 46](#)) y baja demanda minera, no se logra una mejora del límite, ya que no se da la condición de subtensión para la conexión del capacitor shunt en Malvinas 132kV.

6.2.3. A1-B2 CONTROL CONJUNTO BRACHO 500KV

No se da condición de conexión de capacitores shunt en barras de 132kV en las curvas PV ([Figura N° 49](#) y [Figura N° 52](#)).

Se observa que no llagan a desconectarse por subtensión los reactores de Cobos, Monte Quemado y Santiago. Tampoco se da la condición de subtensión en barras de 132kV de Malvinas y Recreo para la conexión de capacitores shunt.

El colapso de tensión se alcanza inmediatamente después de agotarse la reserva de reactivo de máquinas de El Bracho.

Nuevamente se identifica que si se efectúa un control conjunto de tensión en Bracho 500kV, deja de ser efectivo el esquema de desconexión de reactores por subtensión.

Además, del análisis de las curvas QV, se observa que la característica es inestable cuando se verifica la conexión de los capacitores shunt, por lo tanto no contribuyen al incremento de margen de potencia reactiva ([Figura N° 51](#) y [Figura N° 54](#))

6.2.4. A1-B4 ESQUEMA ESPECIAL DE MANIOBRA DE COMPENSACIÓN SHUNT

Las [Figura N° 55](#) a [Figura N° 66](#) muestran el análisis para los casos que se combina el control conjunto de tensión en Bracho y Pilar, junto con el esquema de desconexión de reactores por reserva de potencia reactiva en la generación. Se analizan tres niveles de demanda minera alta (D1), baja (D2) y sin demanda minera (D3). Se observó que con el aumento de demanda minera, el límite C7 se decrementa según lo expuesto en la [Figura N° 7](#).

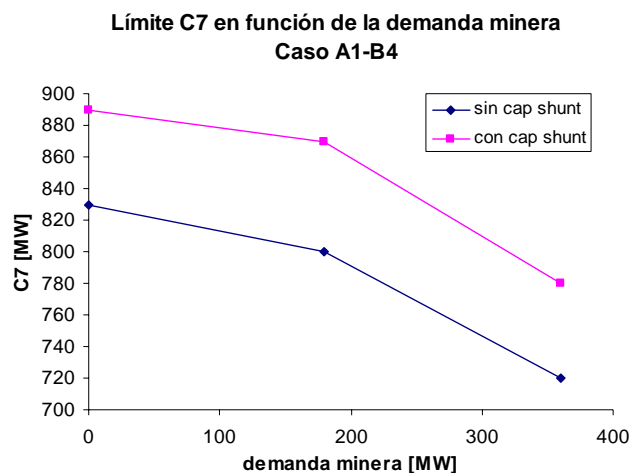


Figura N° 7 Disminución del límite C7 con el aumento de la demanda minera. Caso A1-B4. Con control conjunto de tensión en Bracho 500kV y esquema de desconexión de reactores por monitoreo de reserva de potencia reactiva

6.3. CASOS A2. SIN MINERA, CON MALVINAS SANTO TOME

6.3.1. A2-B0 GENERACIÓN CONTROL TENSIÓN TERMINAL

En las [Figura N° 67](#) (sin capacitores shunt) y [Figura N° 69](#) (con capacitores shunt) se muestra la curvas PV para el caso que la generación control tensión de bornes y la desconexión de reactores se efectúa por subtenión. Se observa que en estos escenarios, tanto el nodo de menor tensión como el nodo con menor margen de potencia reactiva resulta La Rioja ([Figura N° 68](#) y [Figura N° 70](#)). Se obtiene límites de 850MW para el caso sin capacitores shunt y de 930MW con capacitores shunt.

Aún en este escenario donde no se plantea ningún esquema de control especial de potencia reactiva, solamente la línea Malvinas Santo Tomé permite un límite de transmisión C7 mayor al que se obtuvo con la línea minera con la hipótesis de alta demanda minera y los esquemas de control especiales.

6.3.2. A2-B1 CONTROL CONJUNTO PULAR 132kV

Con un control conjunto de tensión en Pilar se obtiene un aumento del límite a 890MW en el caso sin capacitores shunt y a 930MW con capacitores shunt. Se verifica nuevamente que no efectiva la completa desconexión de los reactores shunt y el capacitor shunt de Malvinas 132kV tampoco logra la condición para la conexión ([Figura N° 71](#) a [Figura N° 74](#))

6.3.3. A2-B2 CONTROL CONJUNTO BRACHO 500kV

Las [Figura N° 75](#) a [Figura N° 78](#) muestran el caso con control conjunto de tensión en Bracho a 1.03pu y reconexión de reactores por subtenión. Al igual que en las otras alternativas topológicas, se verifica que no es efectiva la desconexión de reactores, produciéndose el colapso de tensión a reactiva alta tensión.

6.3.4. A2-B4 ESQUEMA ESPECIAL DE MANIOBRA DE COMPENSACIÓN SHUNT

Finalmente, las [Figura N° 79](#) a [Figura N° 82](#) muestran el análisis de las curvas PV y QV con el esquema de desconexión de reactores que monitorea la reserva de potencia reactiva la

generación del área. En este caso se una importación de 970MW sin capacitores shunt, y un valor de 1035MW con capacitores shunt.

7. ANÁLISIS DE CURVAS PV Y QV

7.1. ESCENARIOS PRECONTINGENCIA

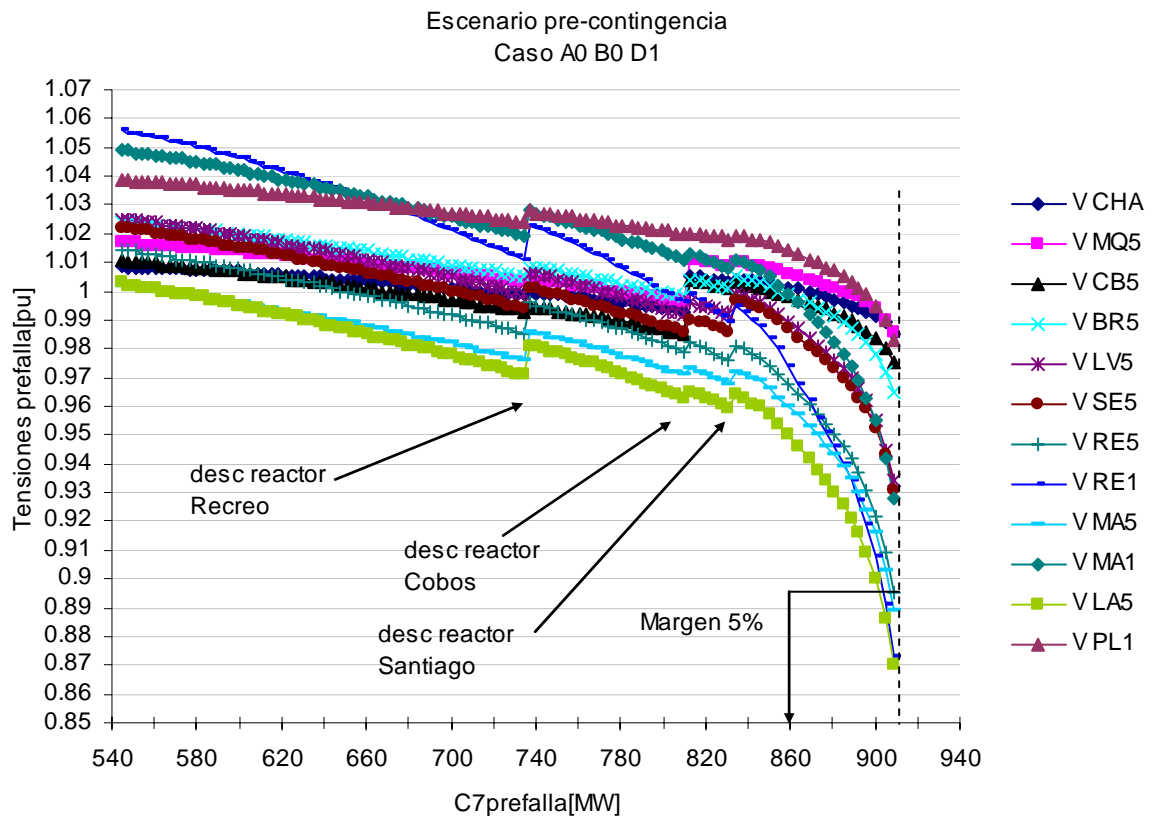


Figura Nº 8 Curvas PV Escenario prefalla. Sin Minera, sin 5MAST1.

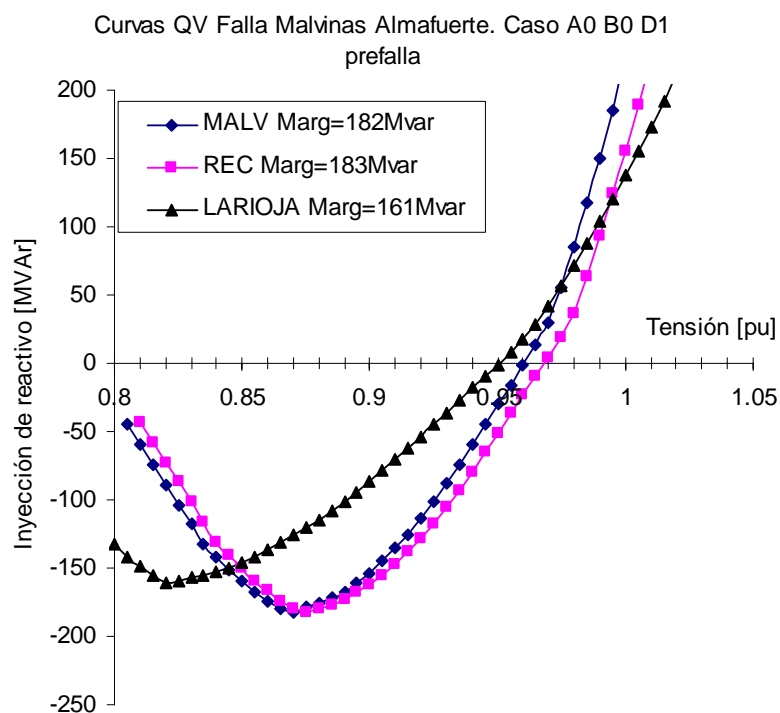


Figura Nº 9 Curvas QV Escenario prefalla margen 5%P. Sin Minera, sin 5MAST1.

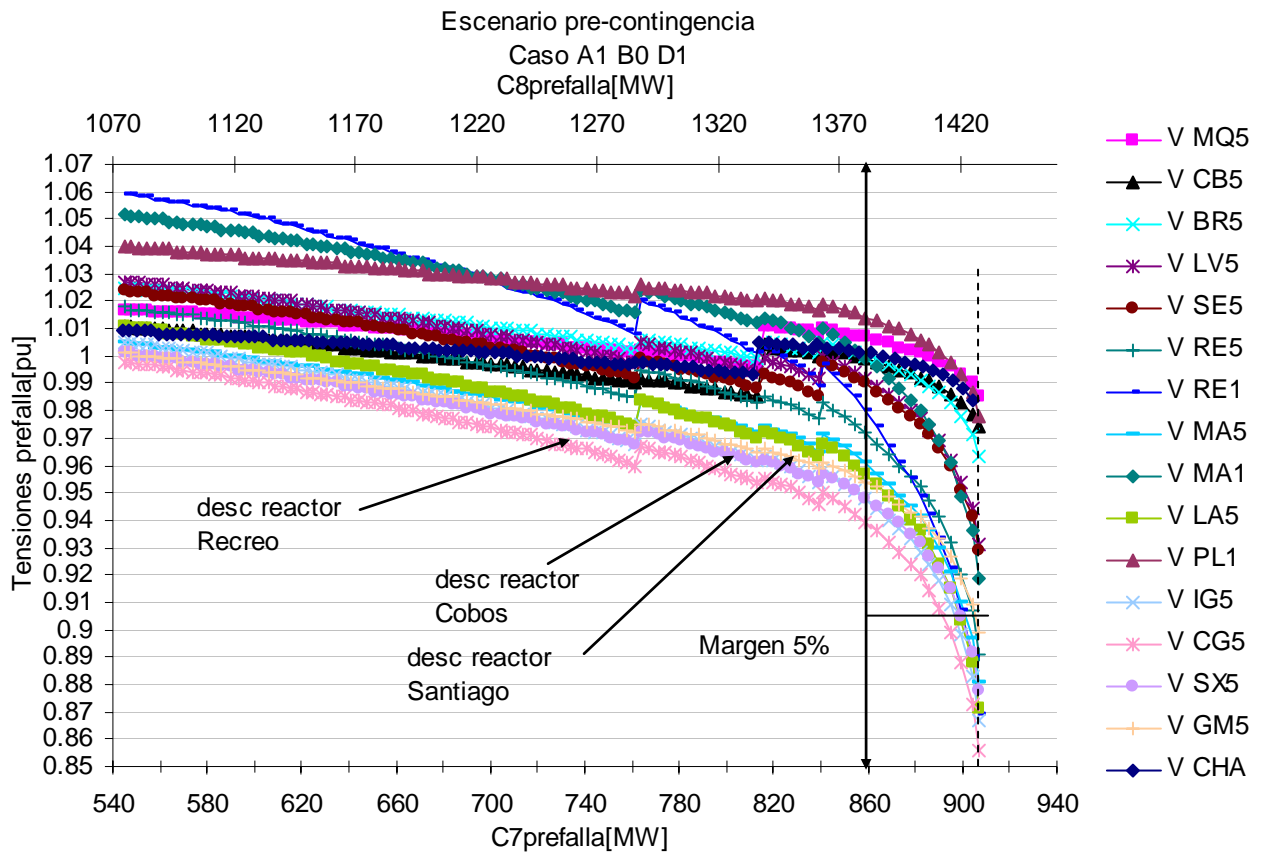


Figura Nº 10 Curvas PV Escenario prefalla. Con Minera, sin 5MAST1. Alta demanda minera.

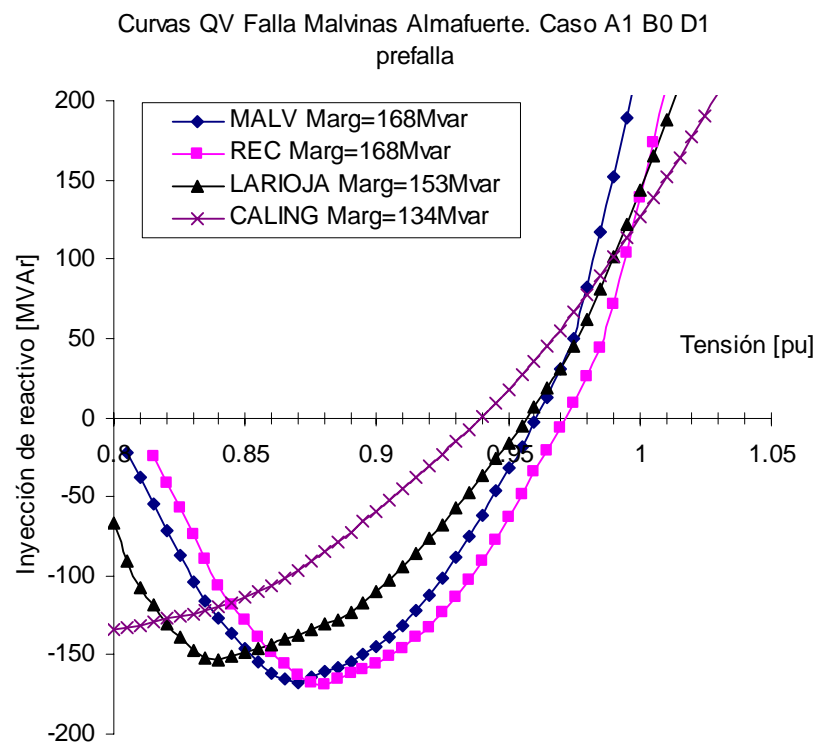


Figura Nº 11 Curvas QV Escenario prefalla margen 5%P. Con Minera, sin 5MAST1. Alta demanda minera.

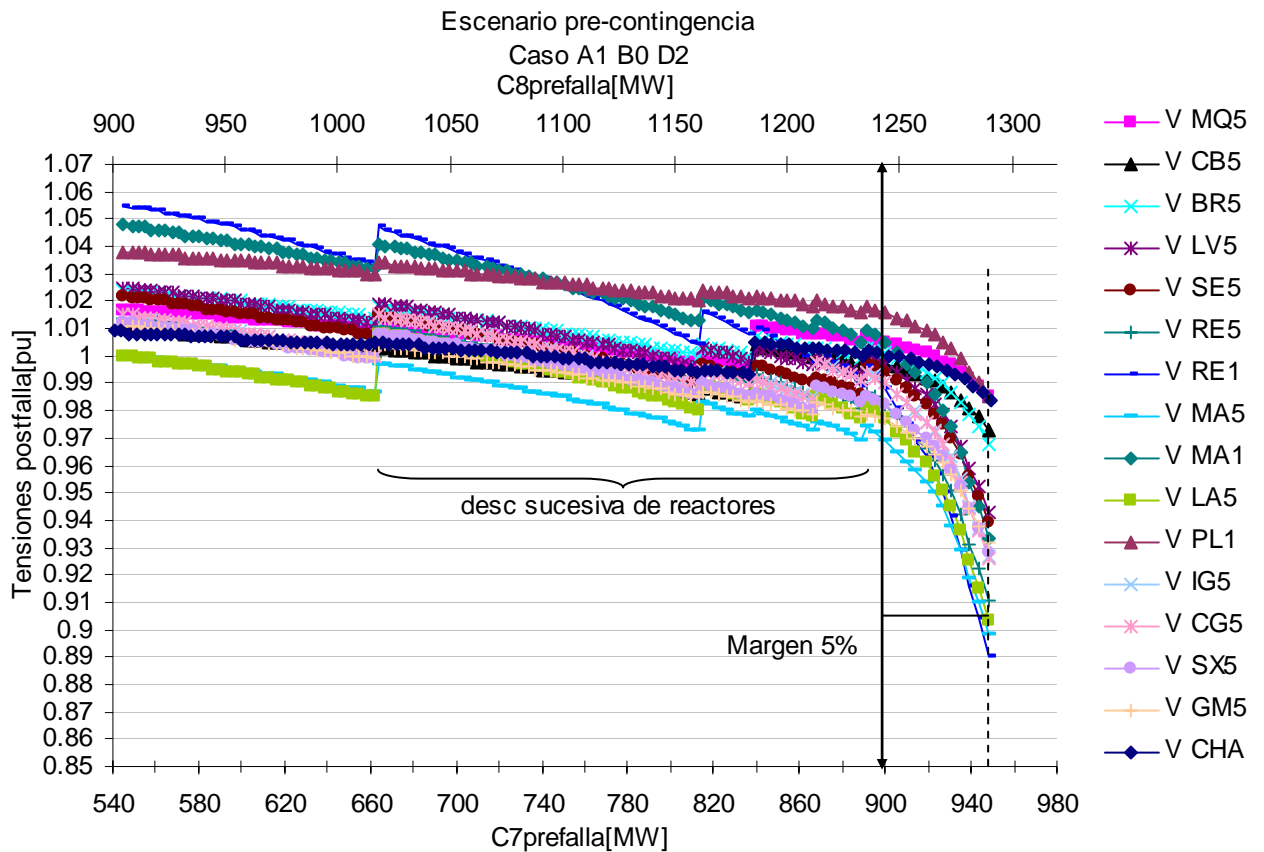


Figura N° 12 Curvas PV Escenario prefalla. Con Minera, sin 5MAST1. Baja demanda minera.

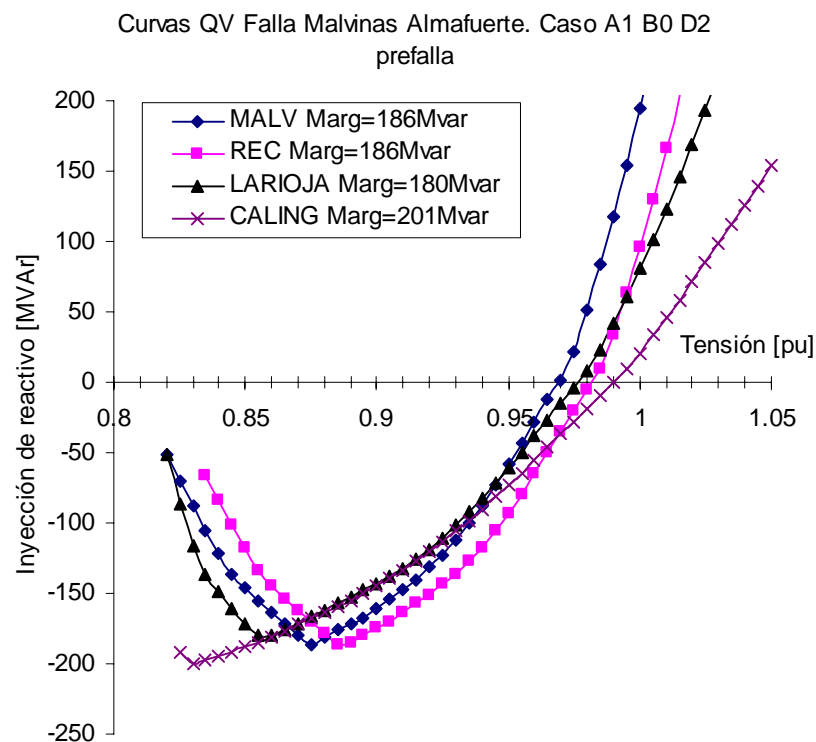


Figura N° 13 Curvas QV Escenario prefalla margen 5%P. Con Minera, sin 5MAST1. Baja demanda minera.

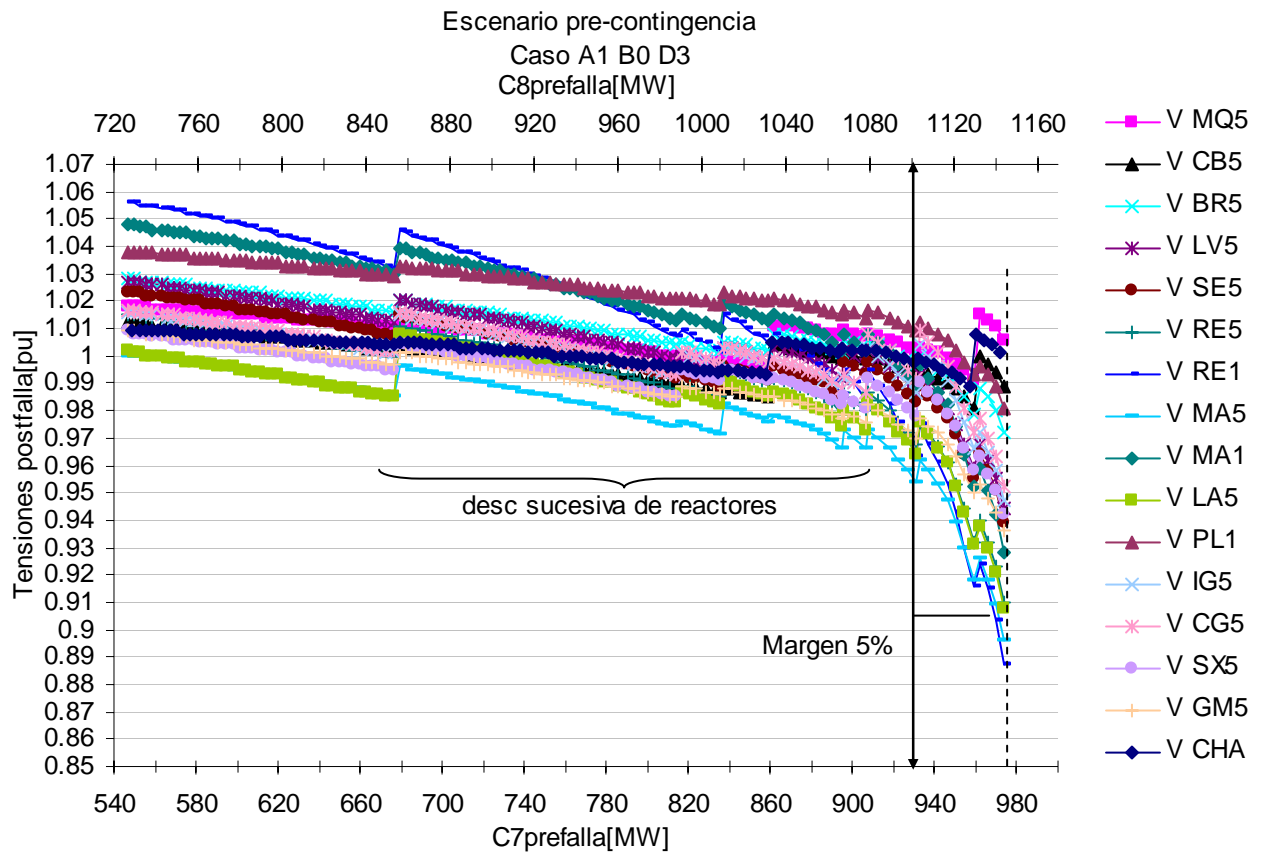


Figura N° 14 Curvas PV Escenario prefalla. Con Minera, sin 5MAST1. Sin demanda minera.

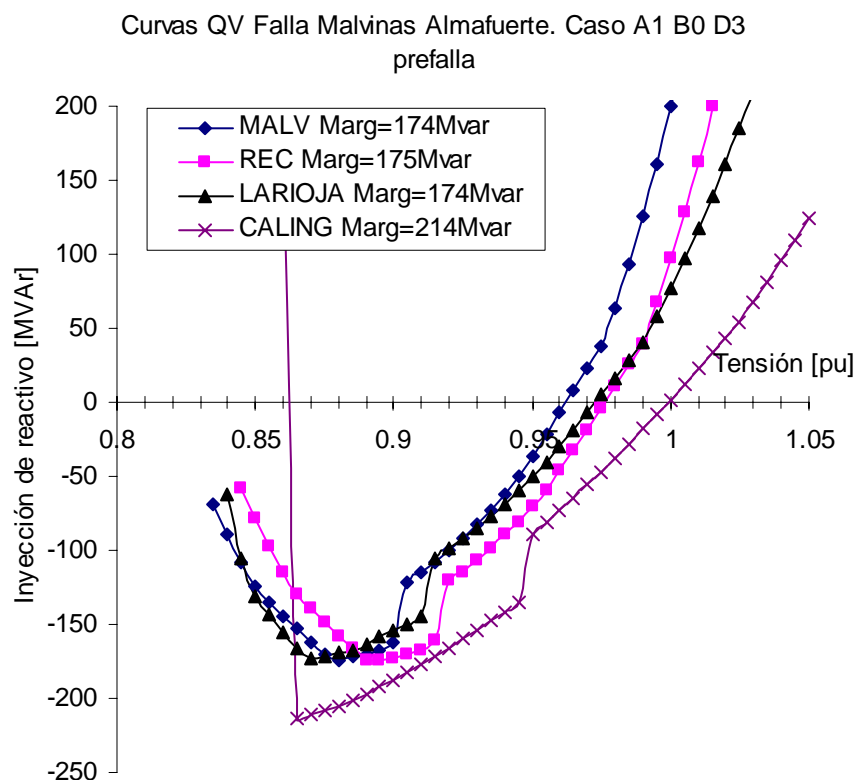


Figura N° 15 Curvas QV Escenario prefalla margen 5%P. Con Minera, sin 5MAST1. Sin demanda minera.

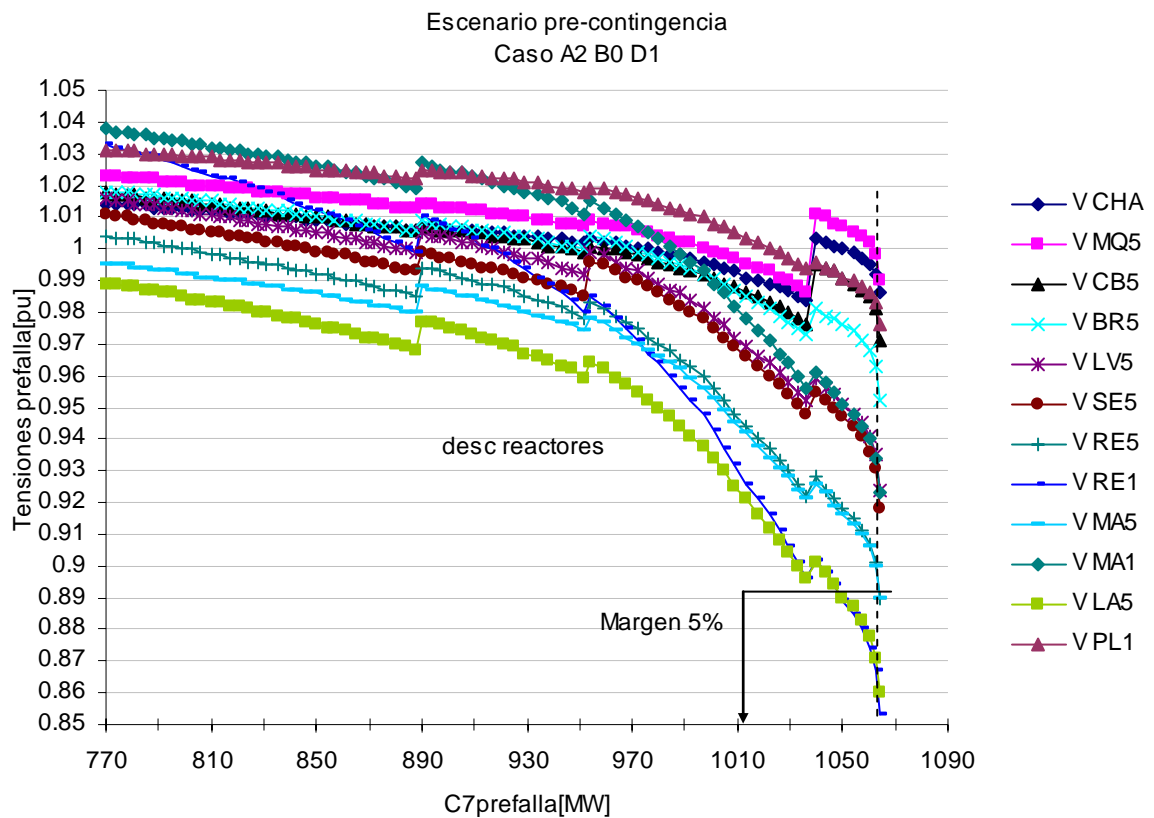


Figura Nº 16 Curvas PV Escenario prefalla. Sin Minera, con 5MAST1

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A2 B0 D1
prefalla

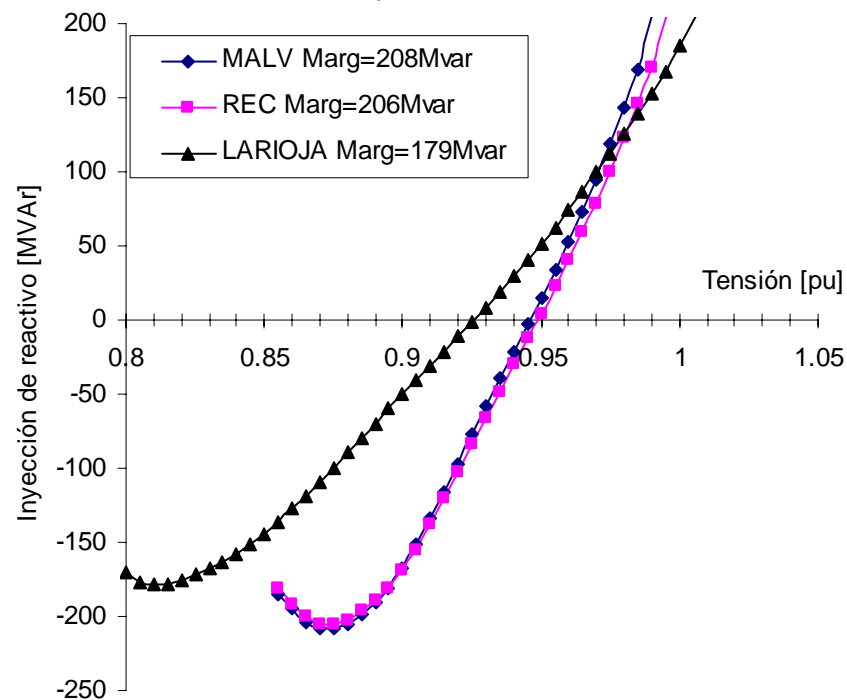


Figura Nº 17 Curvas QV Escenario prefalla límite margen 5%P. Sin Minera, con 5MAST1

7.2. F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A0. SIN MINERA. SIN 5MAST1

7.2.1. A0-B0. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. GEN CONTROLA TENSIÓN TERMINAL.

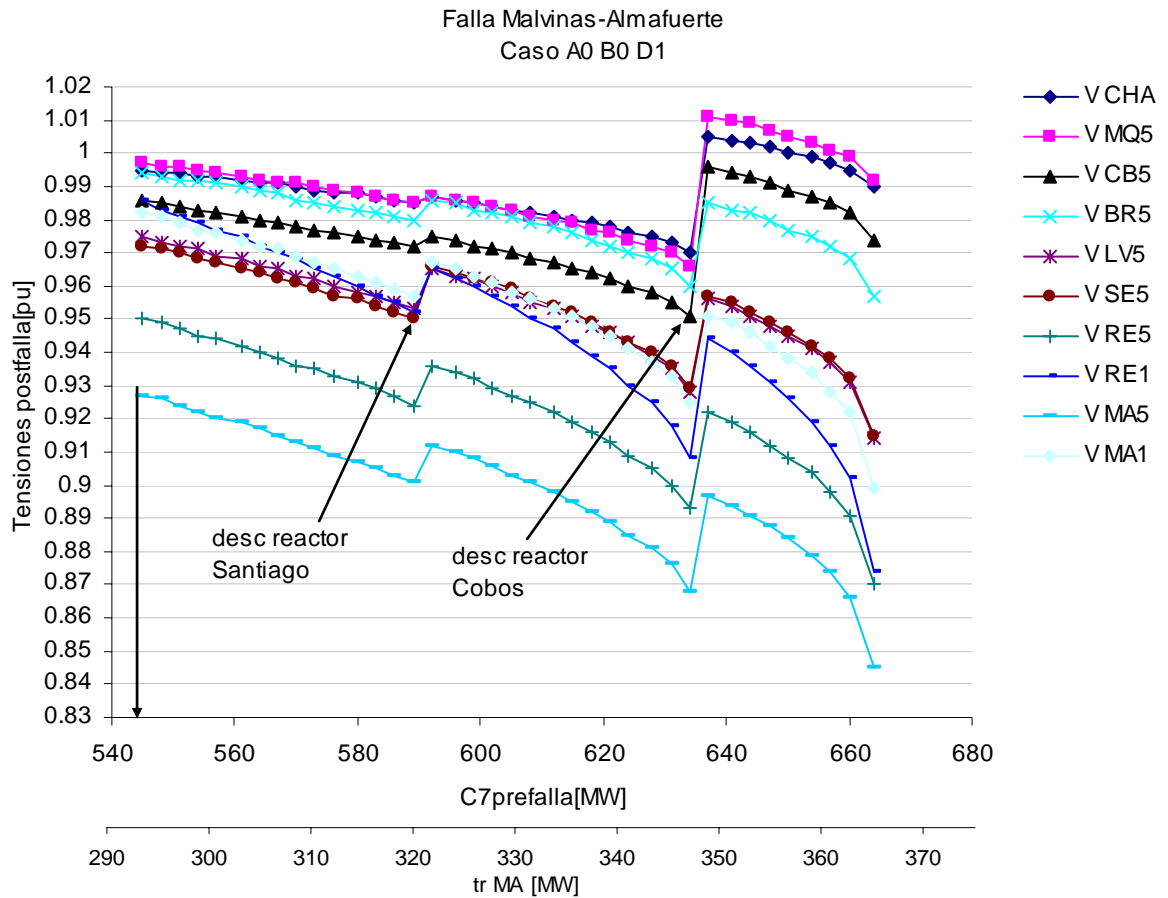


Figura N° 18 Curva PV Caso A0 B0 D1 sin capacitores shunt. Desconexión reactores por subtensión

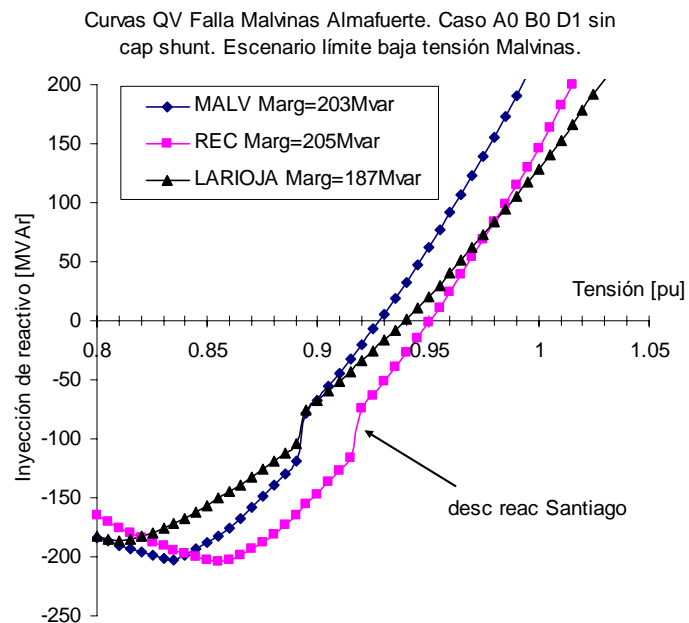
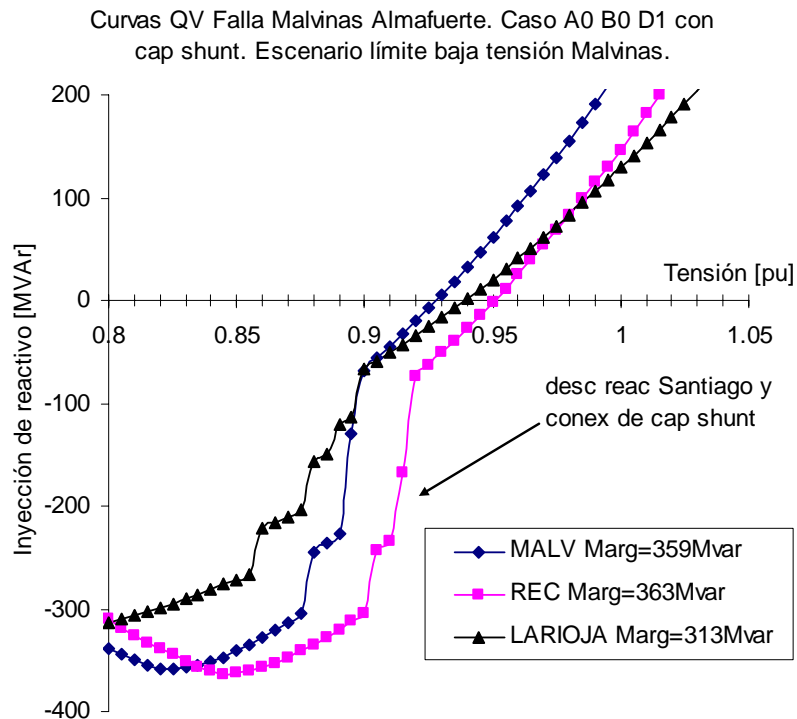
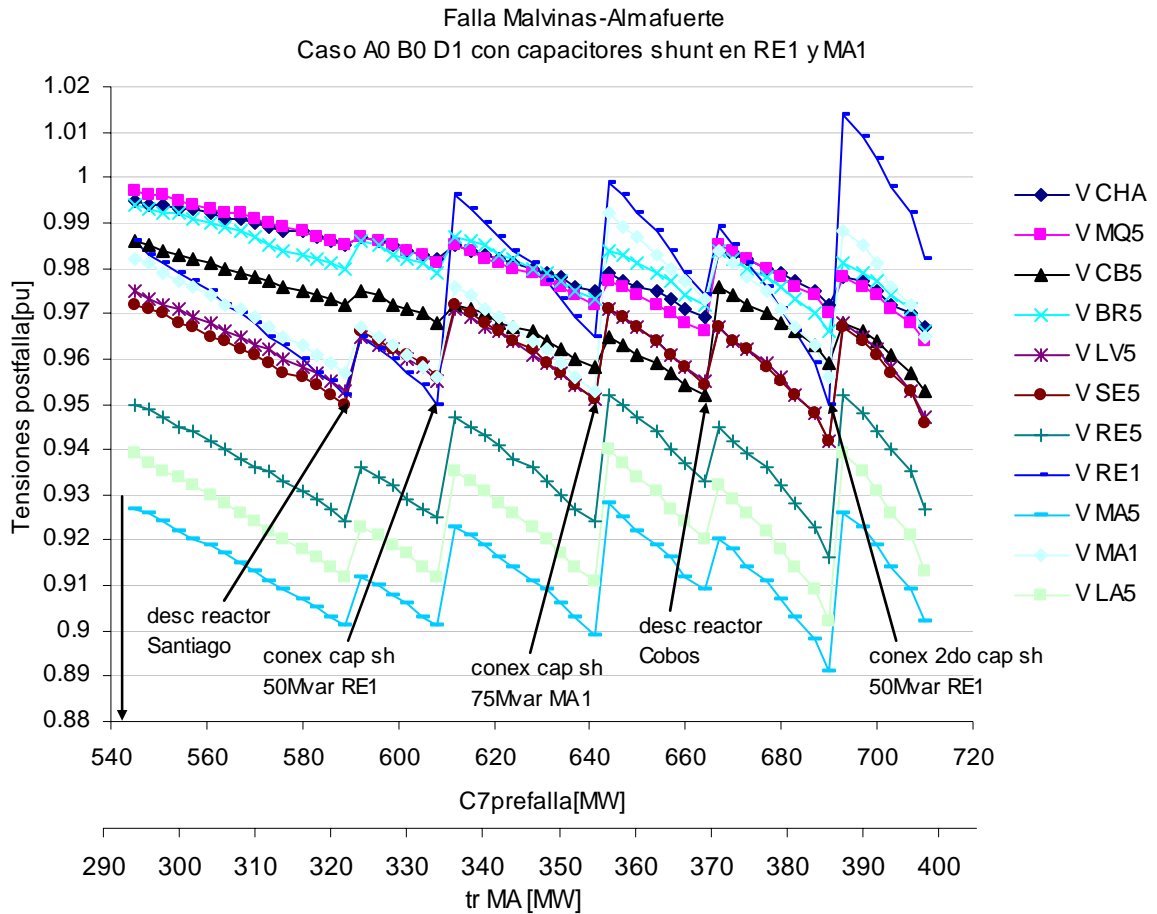


Figura N° 19 Curva QV postfalla de escenario limite de baja tensión 0.93pu en Malvinas 500kV. A0 B0 D1 sin capacitores shunt



7.2.2. A0-B1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CT PILAR CONTROLA 132kV.

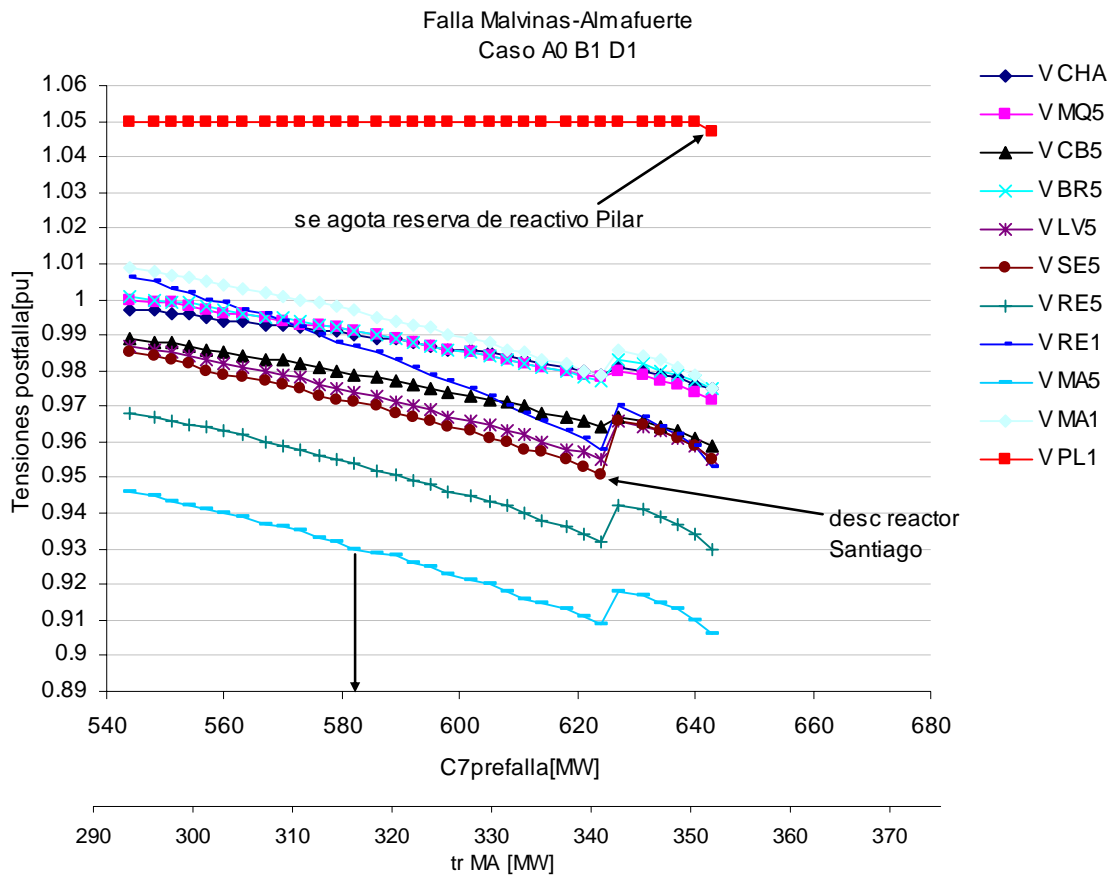


Figura Nº 22 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtenensión local menor a 0.95pu. Caso con control conjunto de tensión en CT Pilar 132kV en 1.05pu.

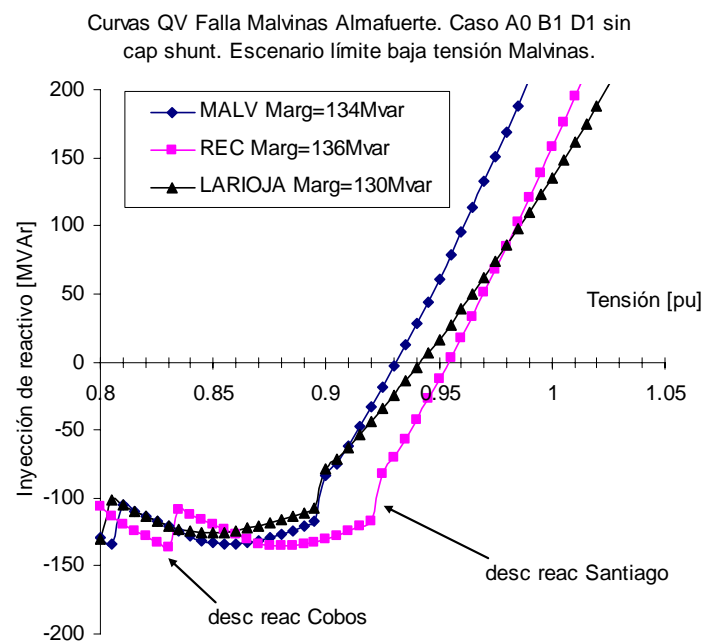


Figura Nº 23 Curva QV postfalla de escenario límite de baja tensión 0.93pu en Malvinas 500kV. A0 B1 D1 sin capacitores shunt

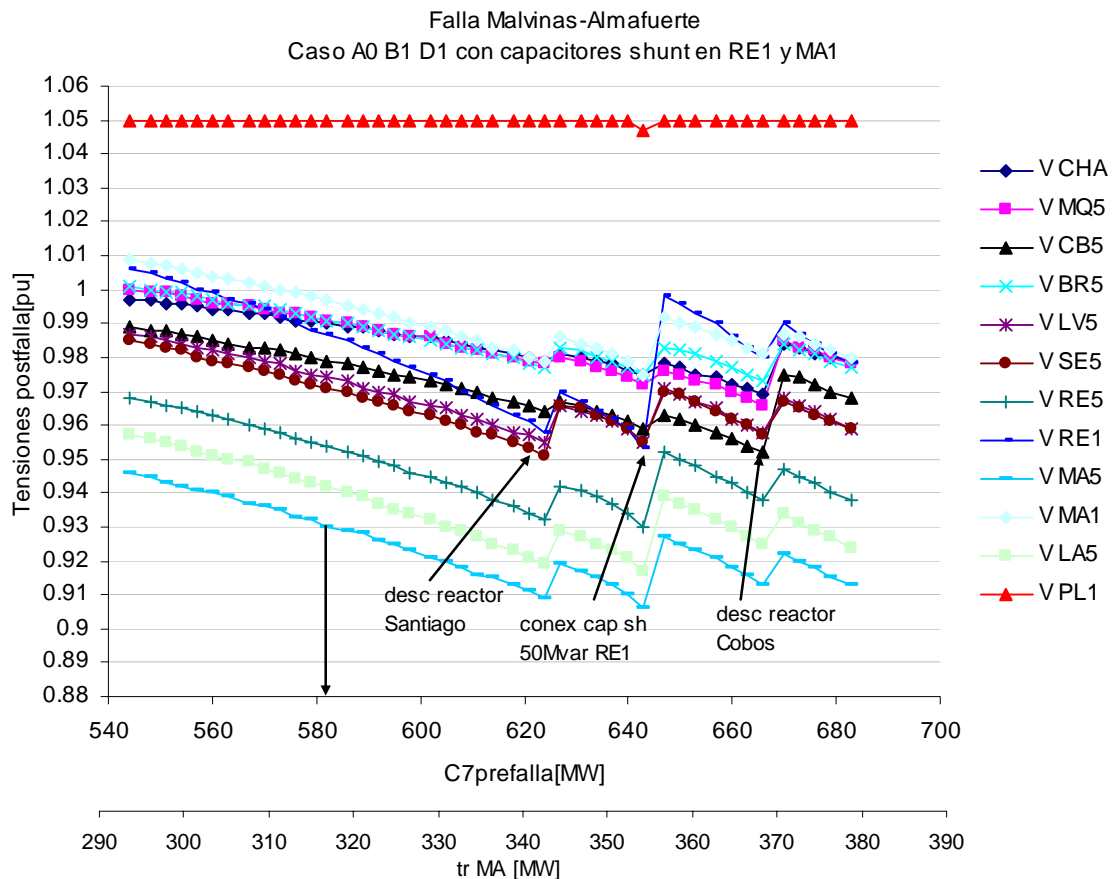


Figura Nº 24 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores y conexión de capacitores shunt por subtensión local menor a 0.95pu. Caso con control conjunto de tensión en CT Pilar 132kV en 1.05pu.

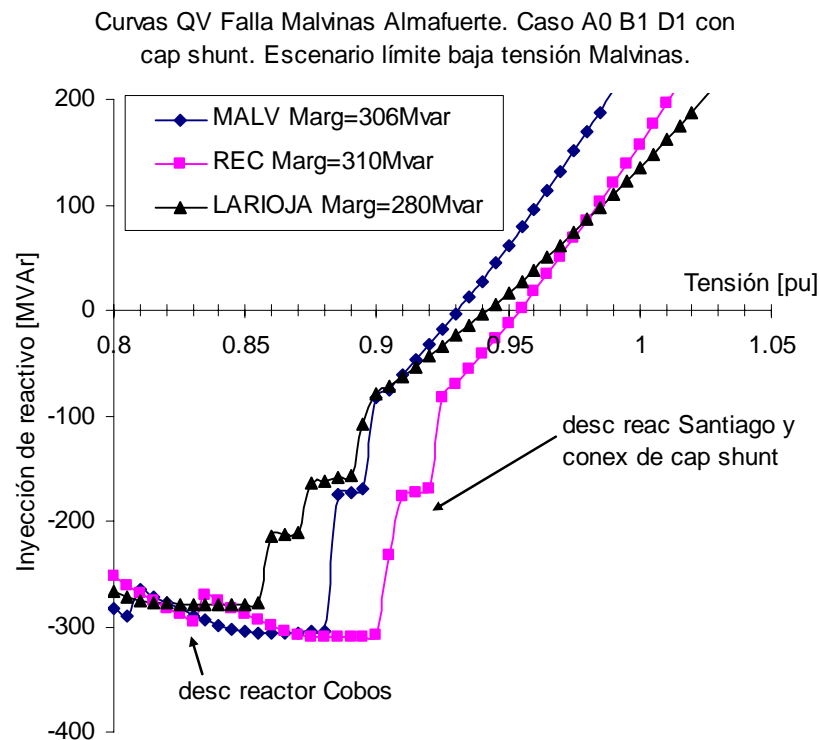


Figura Nº 25 Curva QV postfalla de escenario limite de baja tensión 0.93pu en Malvinas 500kV. A0 B1 D1 con capacitores shunt

7.2.3. A0-B2. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV.

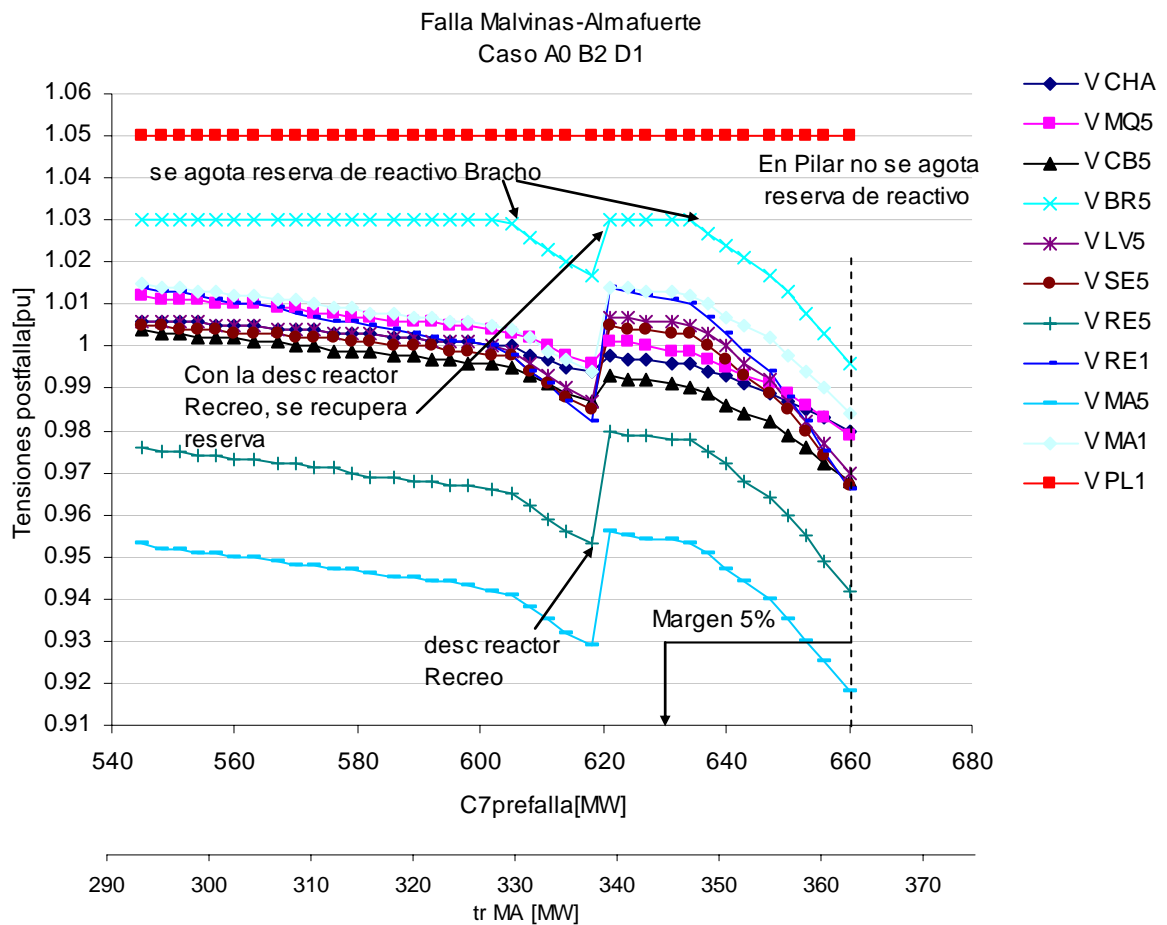


Figura Nº 26 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores y conexión de capacitores shunt por subtensión local menor a 0.95pu. Control conjunto de tensión en Bracho 500kV y CT Pilar 132kV

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A0 B2 D1 sin cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C7

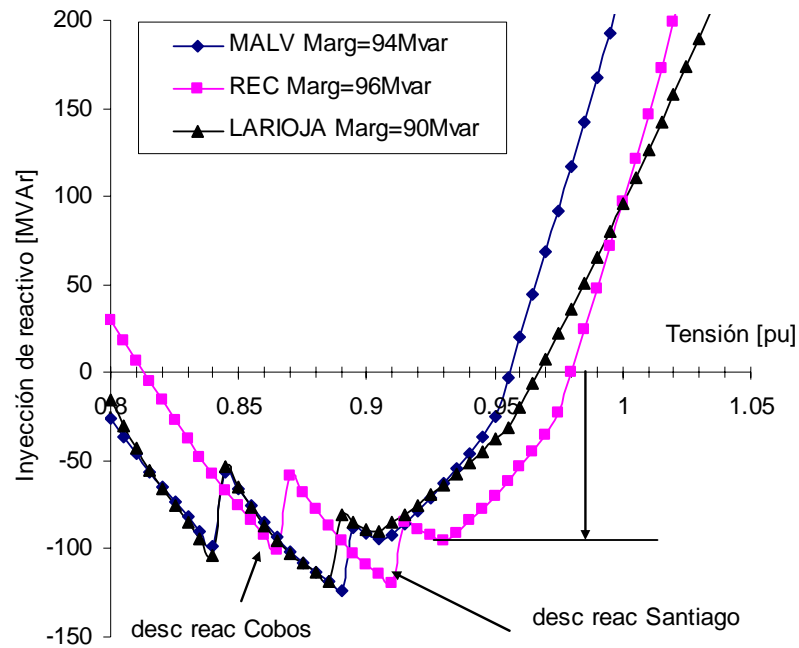


Figura N° 27 Curva QV postfalla de escenario límite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C7. A0 B2 D1 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A0 B2 D1 con cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C7.

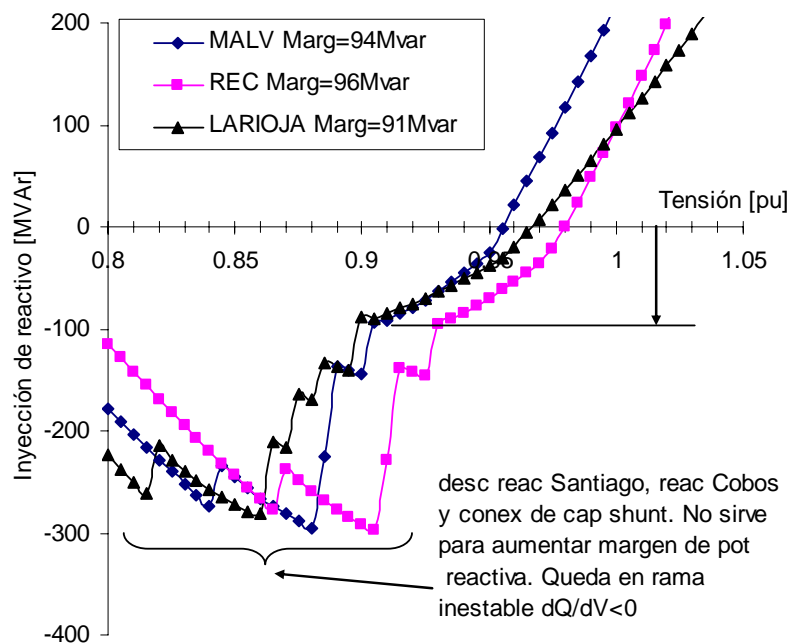


Figura N° 28 Curva QV postfalla de escenario límite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C7. A0 B2 D1 con capacitores shunt

7.2.4. A0-B4. ESQUEMA ESPECIAL DE MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV.

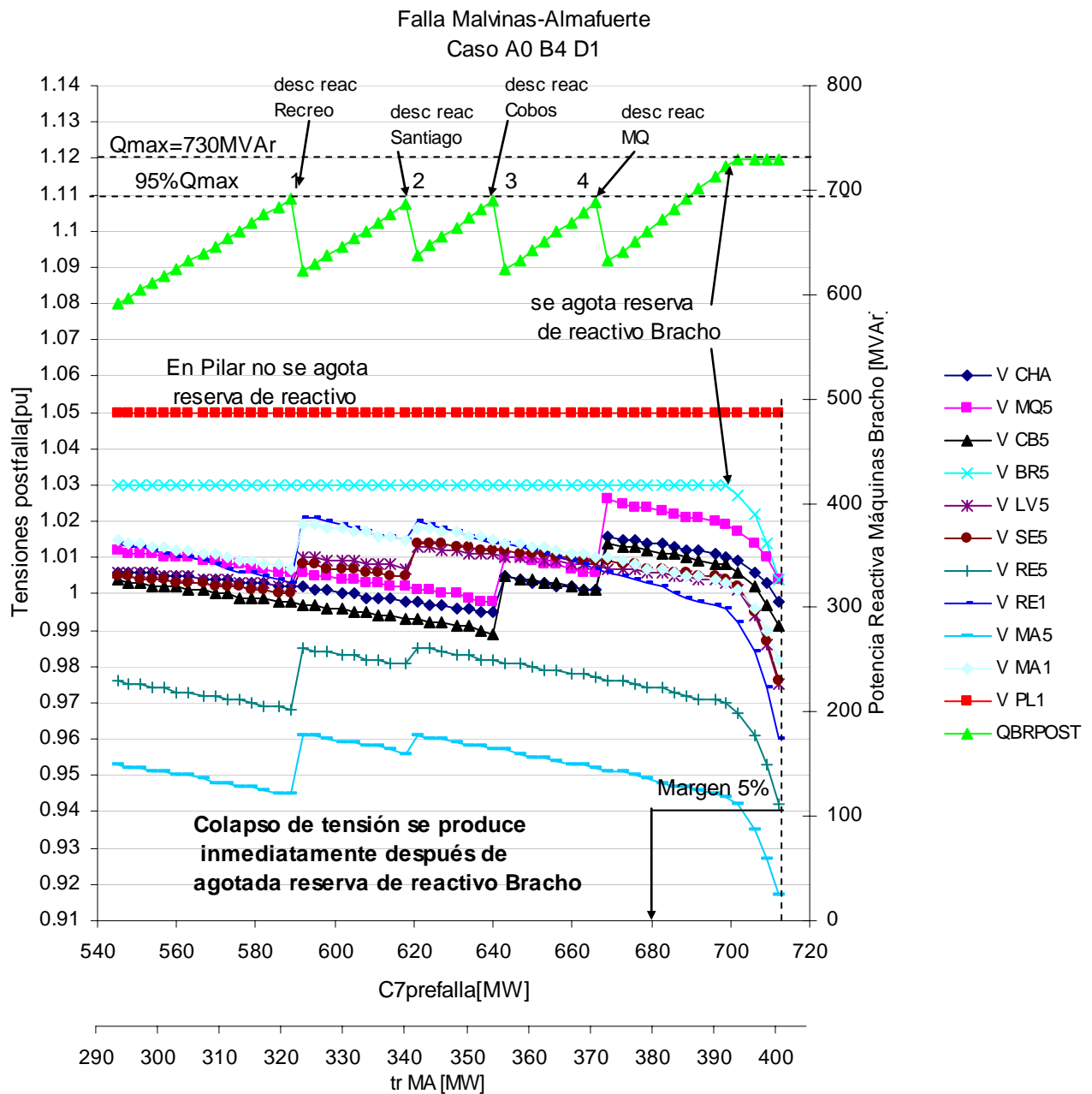


Figura Nº 29 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por monitoreo de reserva de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión en Bracho 500kV y CT Pilar 132kV

Falla Malvinas-Almafuerte
Caso A0 B4 D1 con capacitores shunt en RE1 y MA1

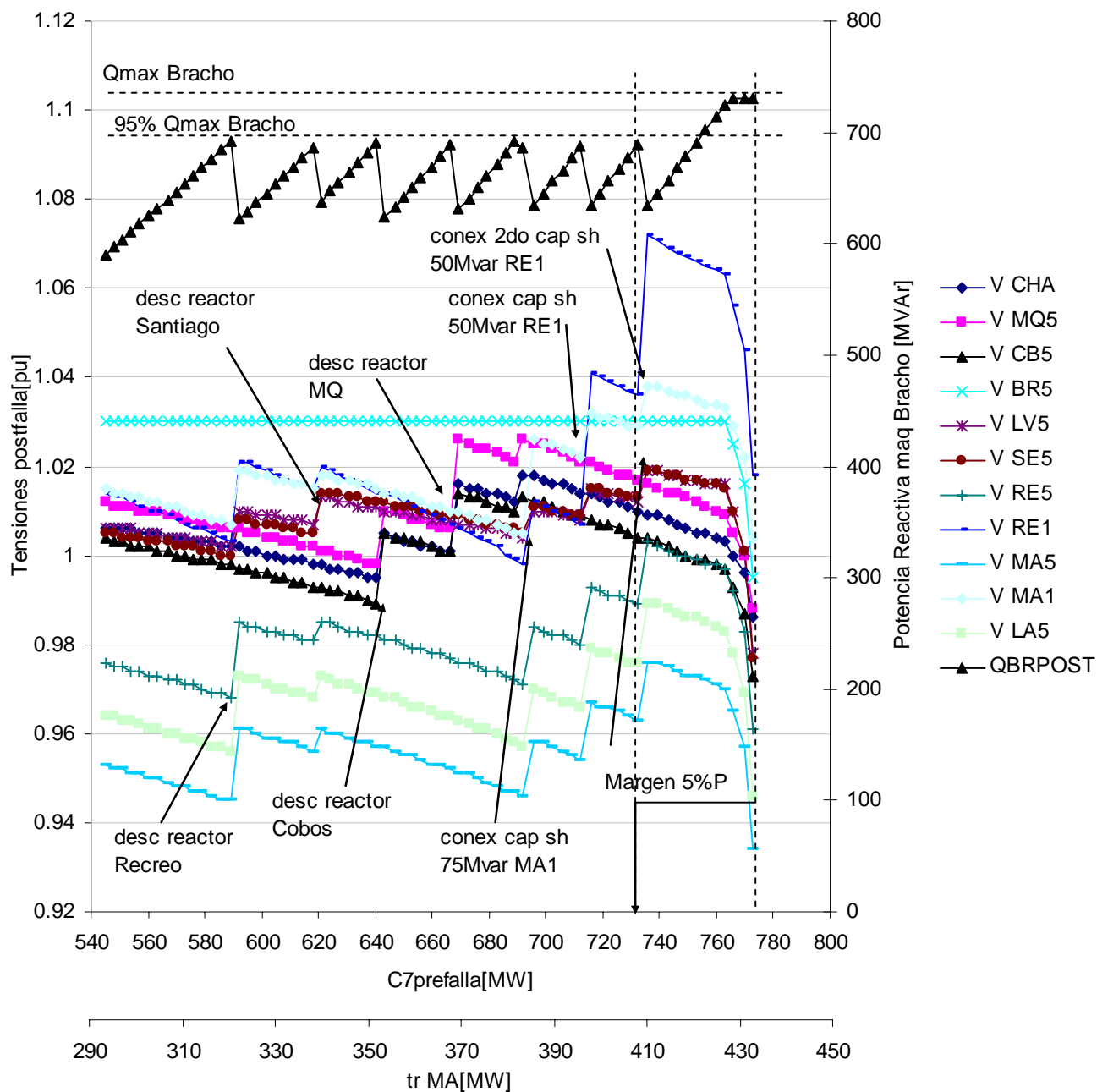


Figura Nº 30 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores y conexión de capacitores shunt por monitoreo de reserva de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión en Bracho 500kV y CT Pilar 132kV

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerite. Caso A0 B4 D1 sin cap shunt. Escenario límite por margen de 5% C7.

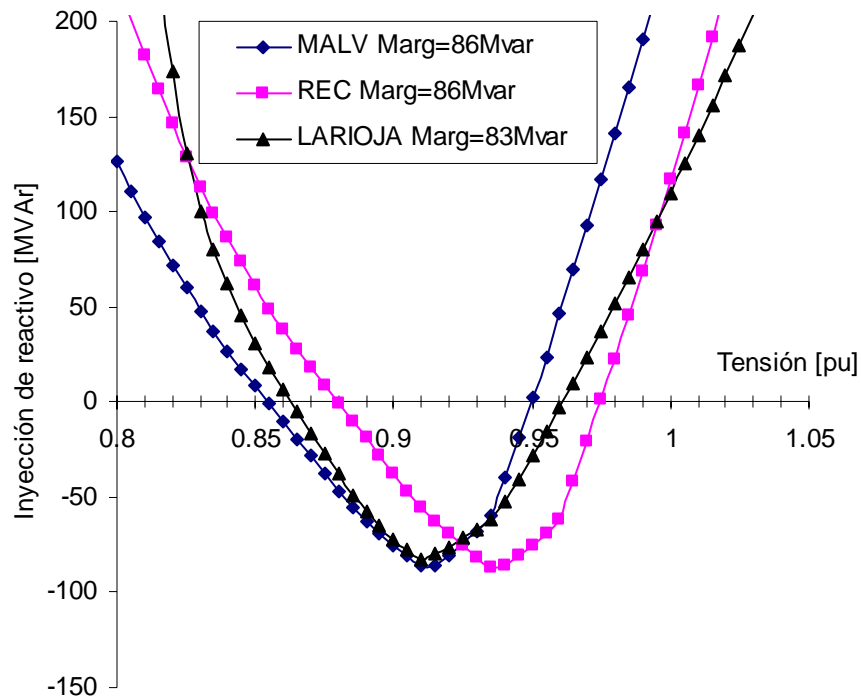


Figura Nº 31 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%. A0 B4 D1 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerite. Caso A0 B4 D1 con cap shunt. Escenario límite por margen de 5% C7.

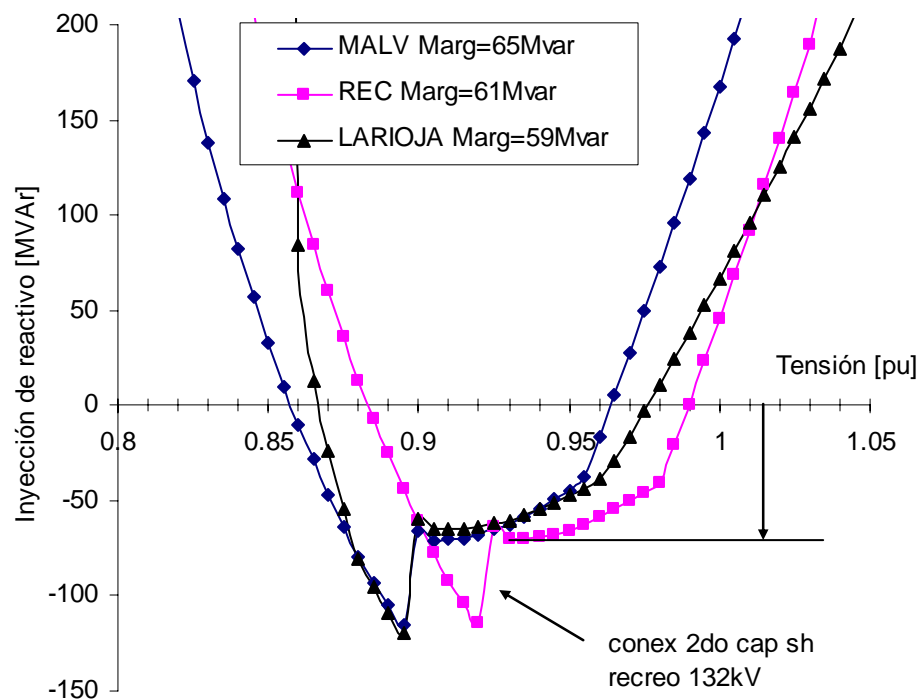


Figura Nº 32 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%. A0 B4 D1 con capacitores shunt

7.3. F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A1. CON MINERA. SIN 5MAST1

7.3.1. A1-B0-D1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. GEN CONTROLA TENSIÓN TERMINAL. ALTA DEMANDA MINERA.

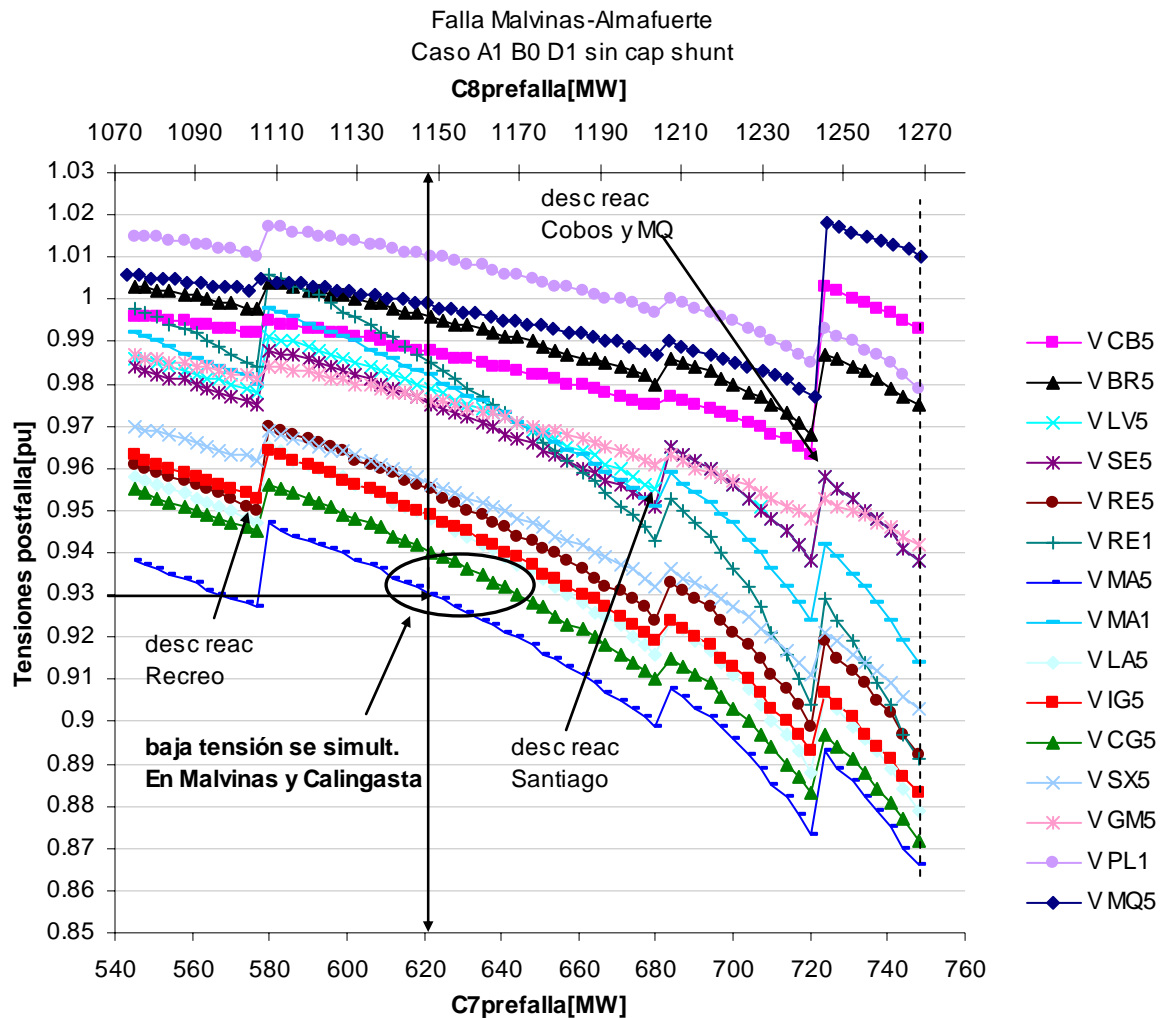


Figura Nº 33 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtenión. Alta demanda minera. Sin capacitores shunt

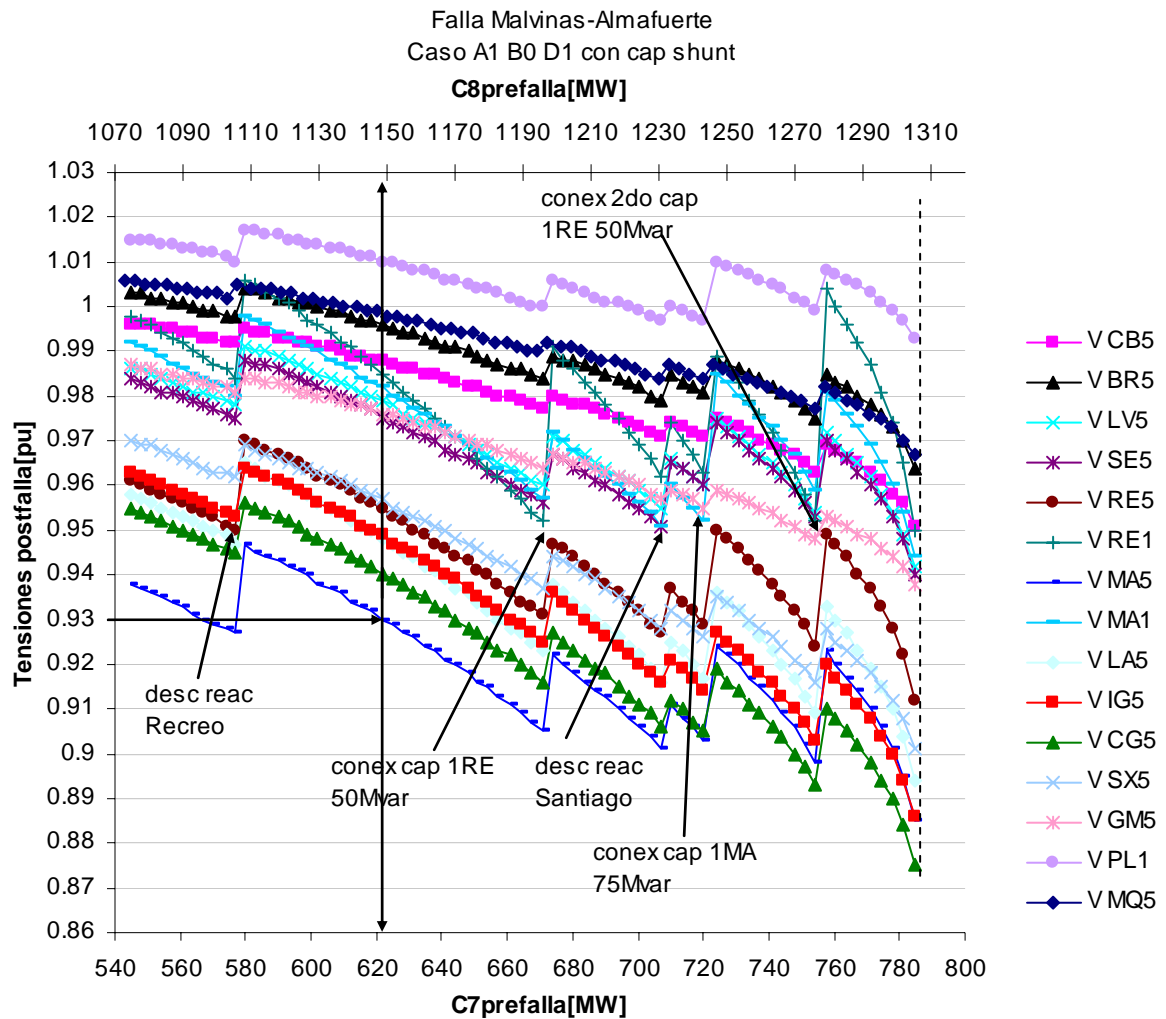


Figura Nº 34 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Alta demanda minera. Con capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerte. Caso A1 B0 D1 sin cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

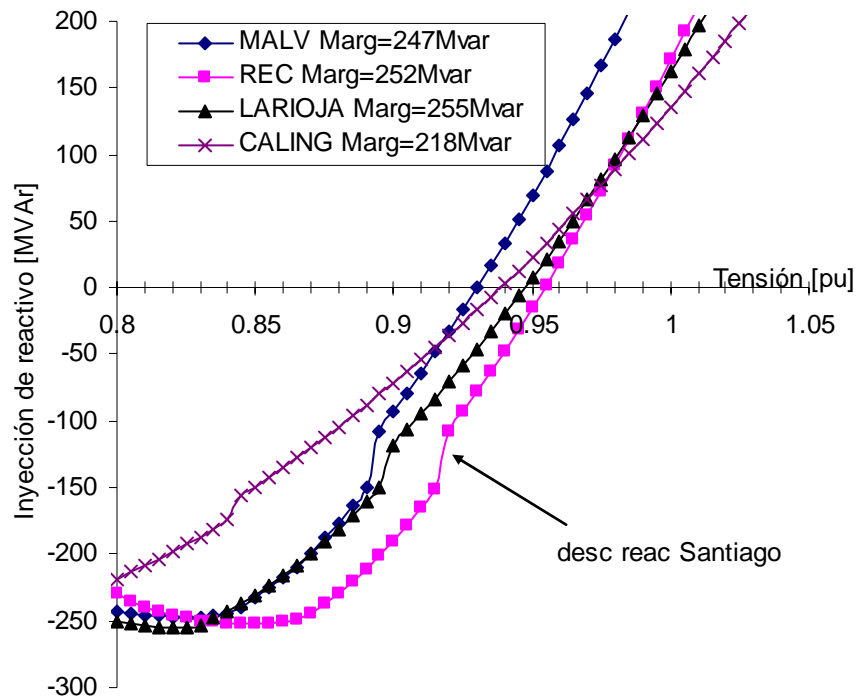


Figura Nº 35 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión en Malvinas. A1 B0 D1 sin cap sh

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerte. Caso A1 B0 D1 con cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

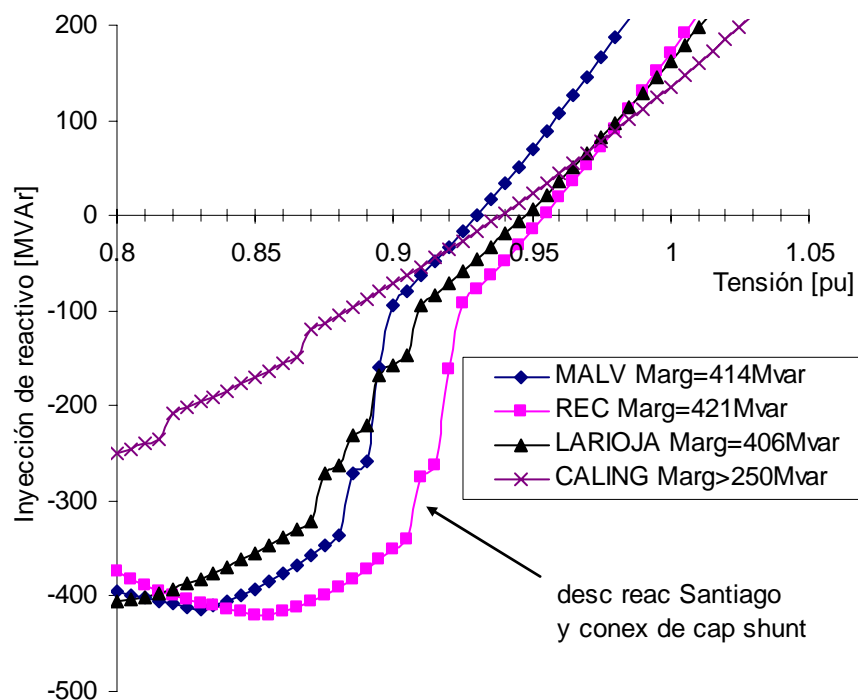


Figura Nº 36 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión en Malvinas. A1 B0 D1 con cap sh

7.3.2. A1-B0-D2. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN LOCAL. GEN CONTROLA TENSIÓN TERMINAL. BAJA DEMANDA MINERA.

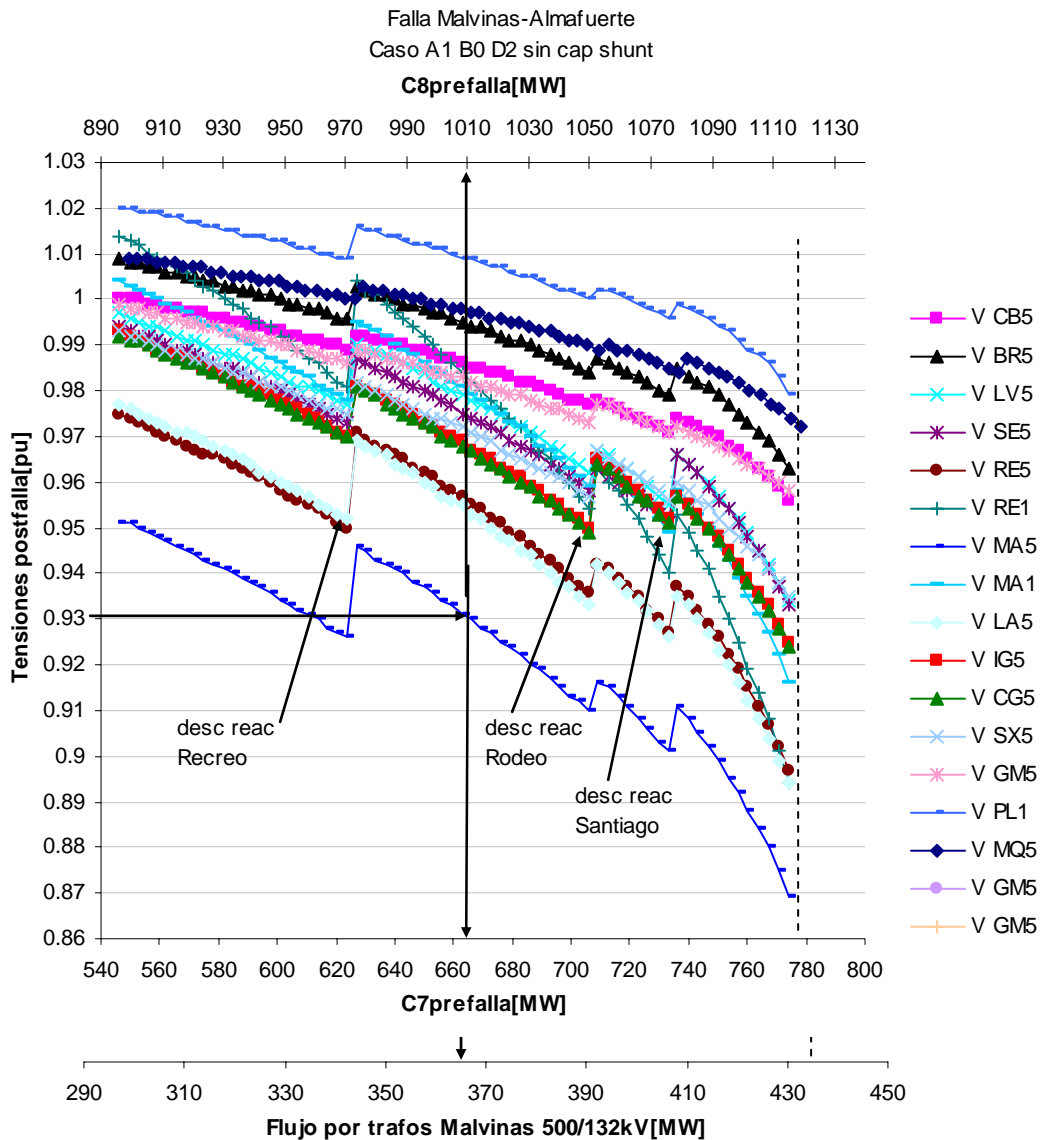


Figura Nº 37 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Baja demanda minera. Sin capacitores shunt

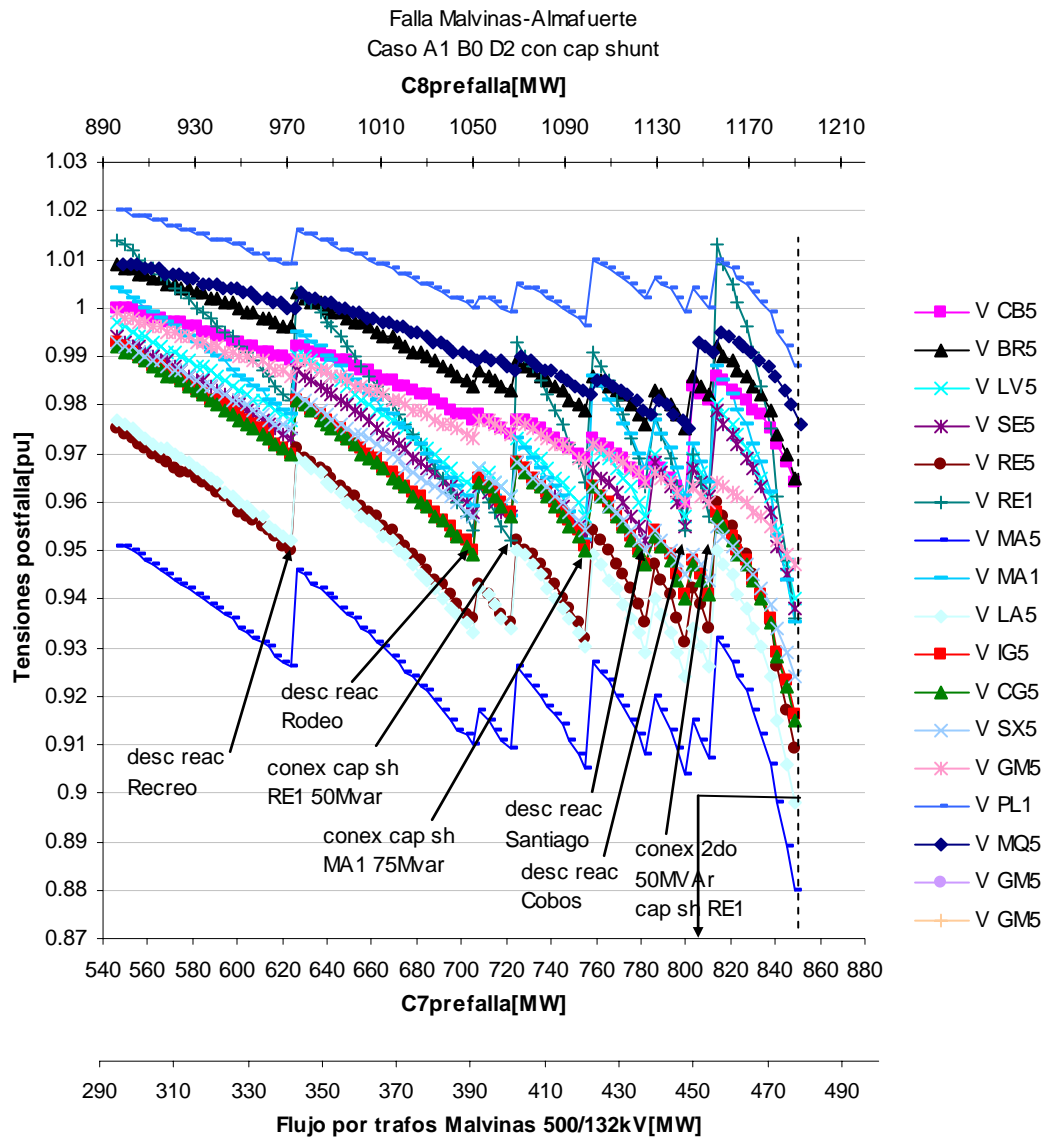


Figura Nº 38 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Baja demanda minera. Con capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerte. Caso A1 B0 D2 sin cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

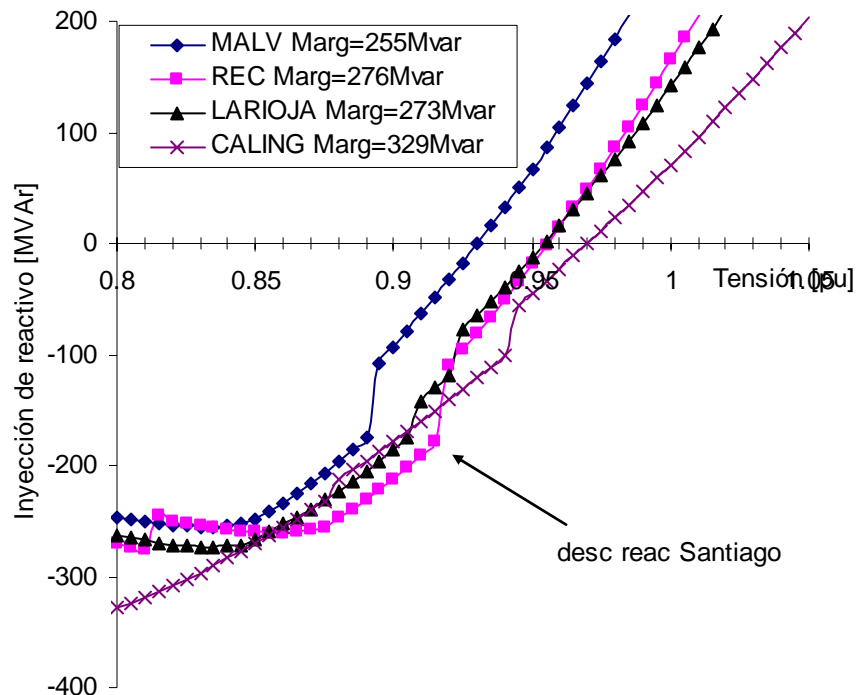


Figura N° 39 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión. A1 B0 D2 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerte. Caso A1 B0 D2 con cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

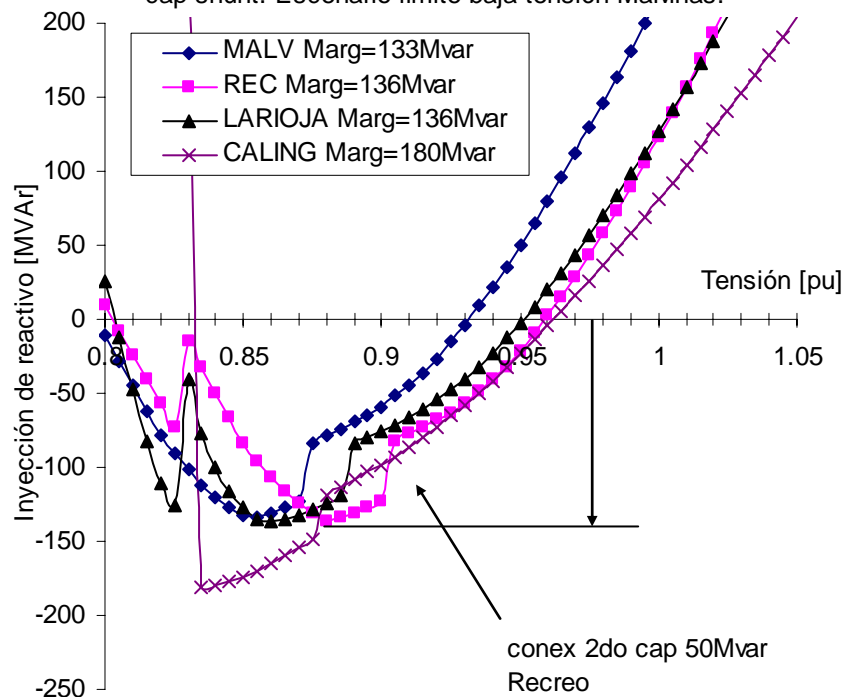


Figura N° 40 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%. A1 B0 D2 con capacitores shunt

7.3.3. A1-B1-D1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CT PILAR CONTROLA 132KV. ALTA DEMANDA MINERA.

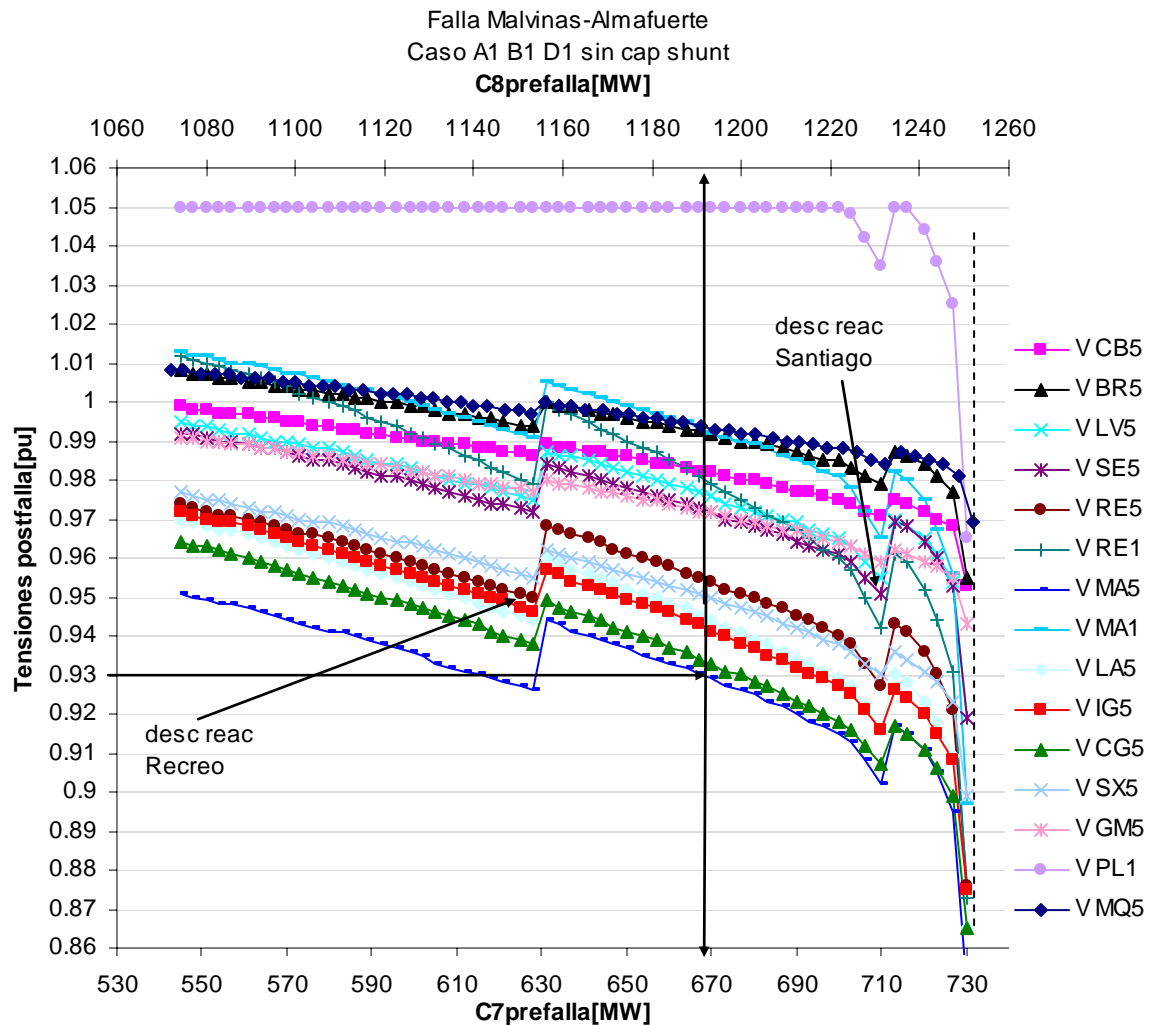


Figura Nº 41 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtenión. Pilar controla 132kV. Alta demanda minera. Sin capacitores shunt

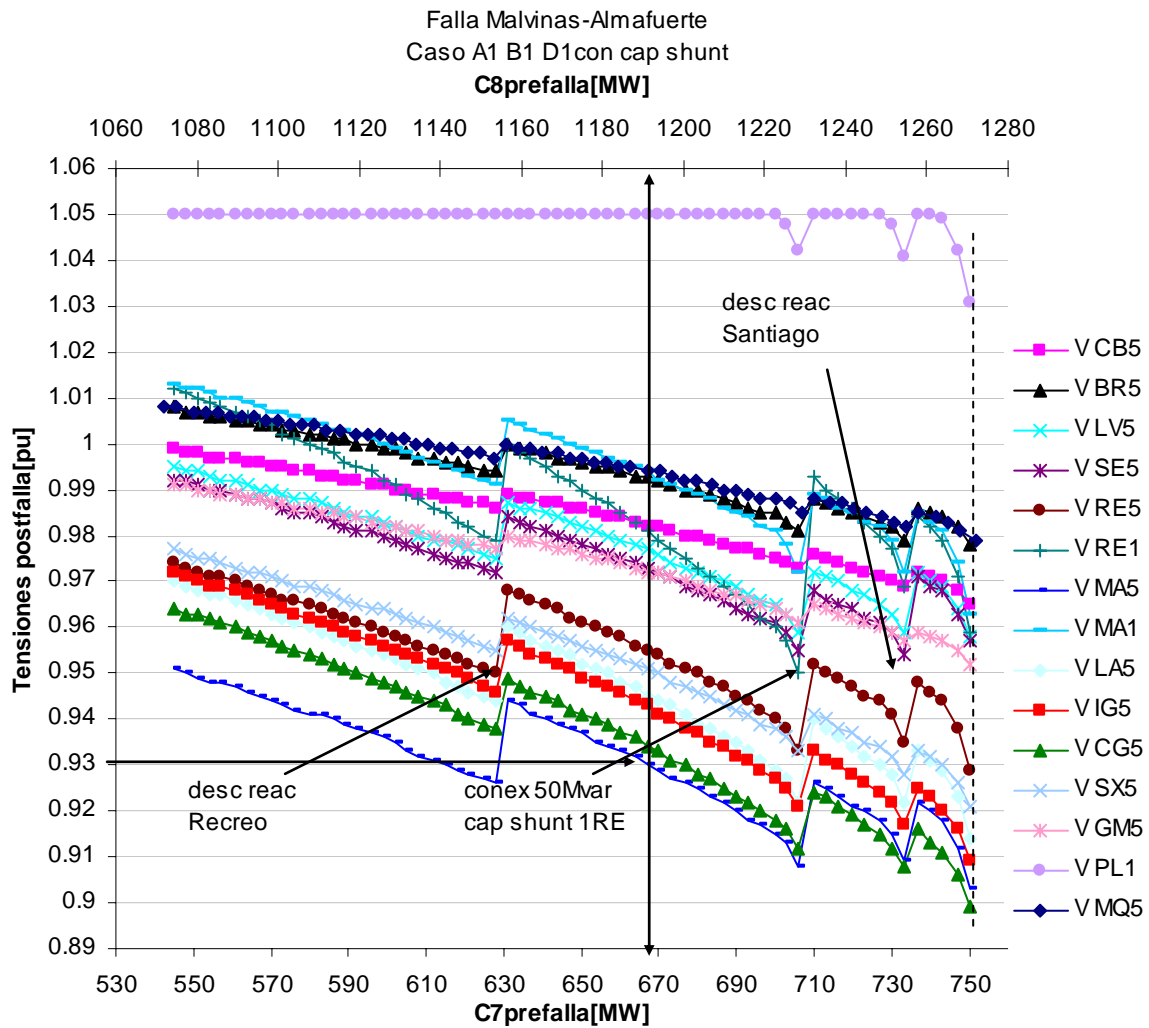


Figura N° 42 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Pilar controla 132kV. Alta demanda minera. Con capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A1 B1 D1 sin cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

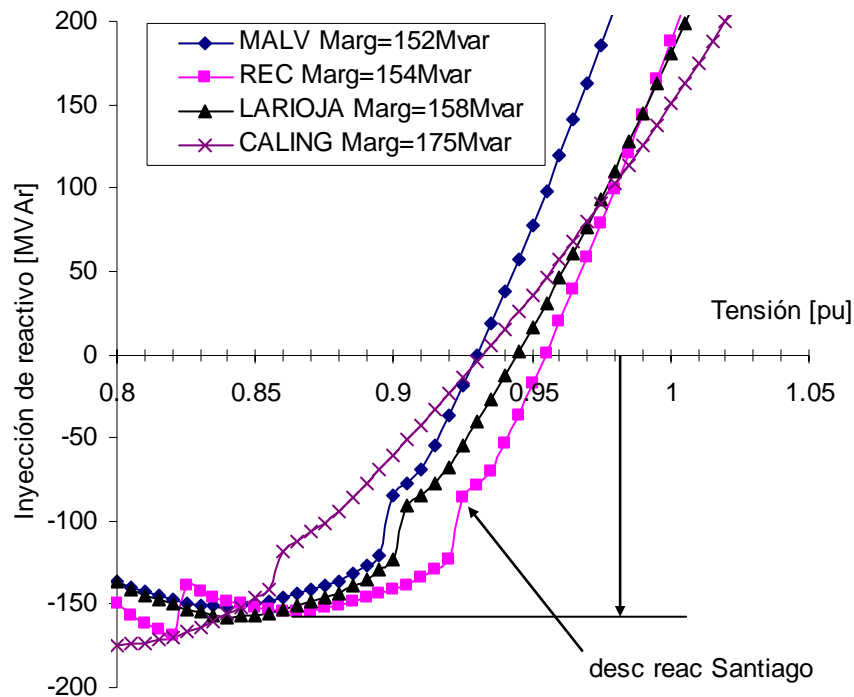


Figura Nº 43 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión en Malvinas. A1 B1 D1 sin cap sh

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A1 B1 D1 con cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

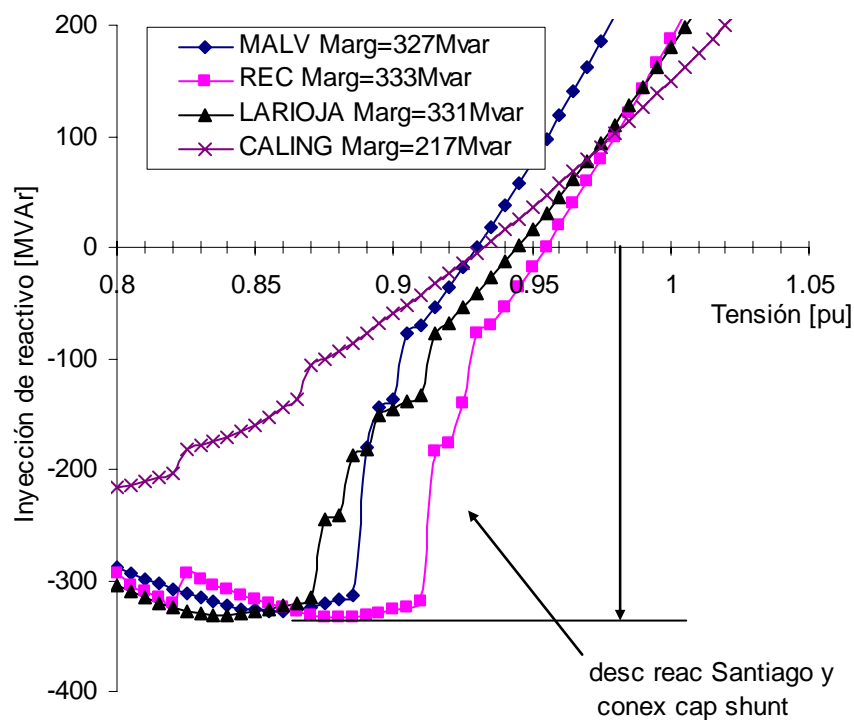


Figura Nº 44 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión en Malvinas. A1 B1 D1 con cap sh

7.3.4. A1-B1-D2. . MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CT PILAR CONTROLA 132kV. BAJA DEMANDA MINERA.

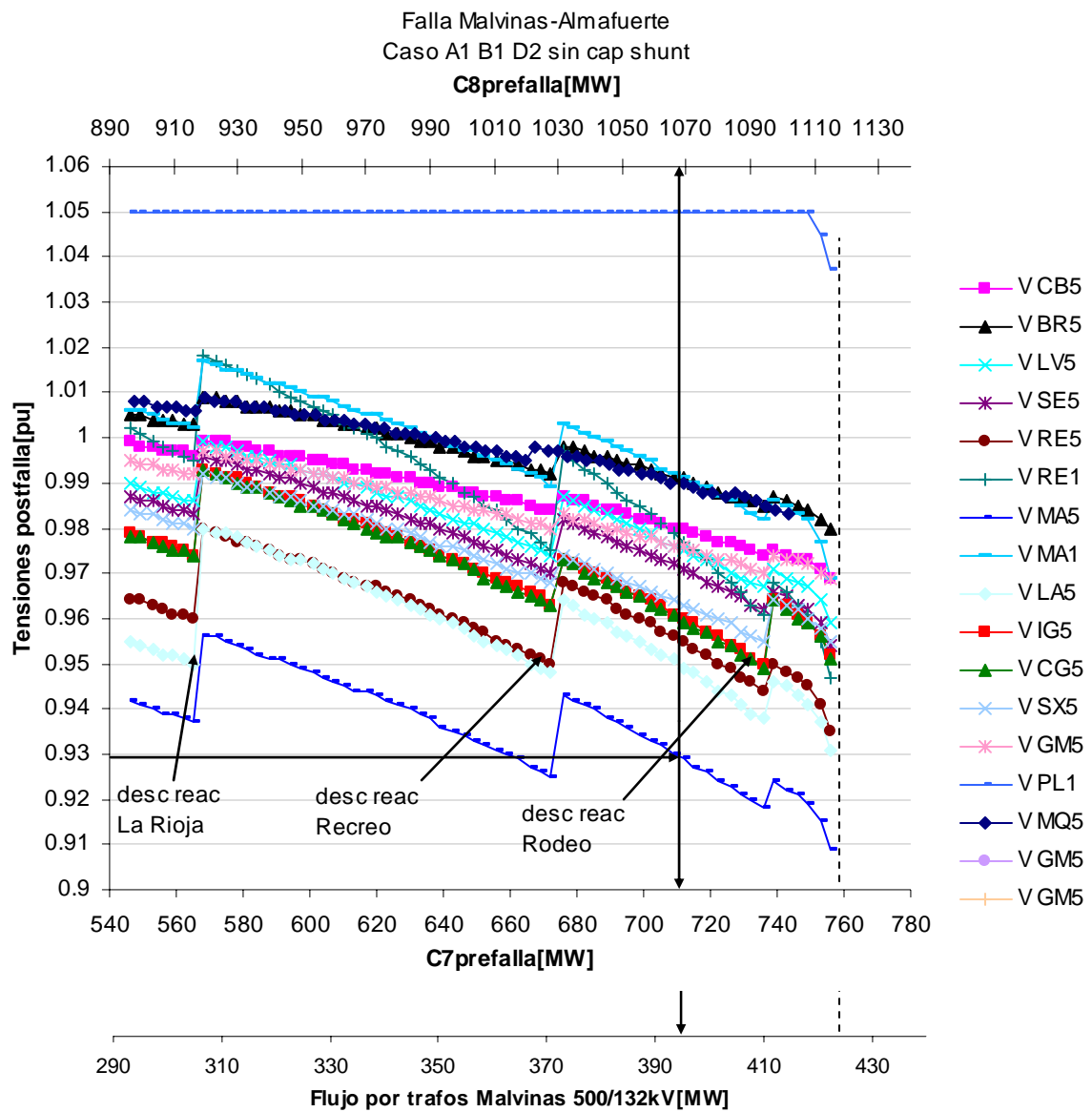


Figura Nº 45 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Pilar controla 132kV. Baja demanda minera. Sin capacitores shunt

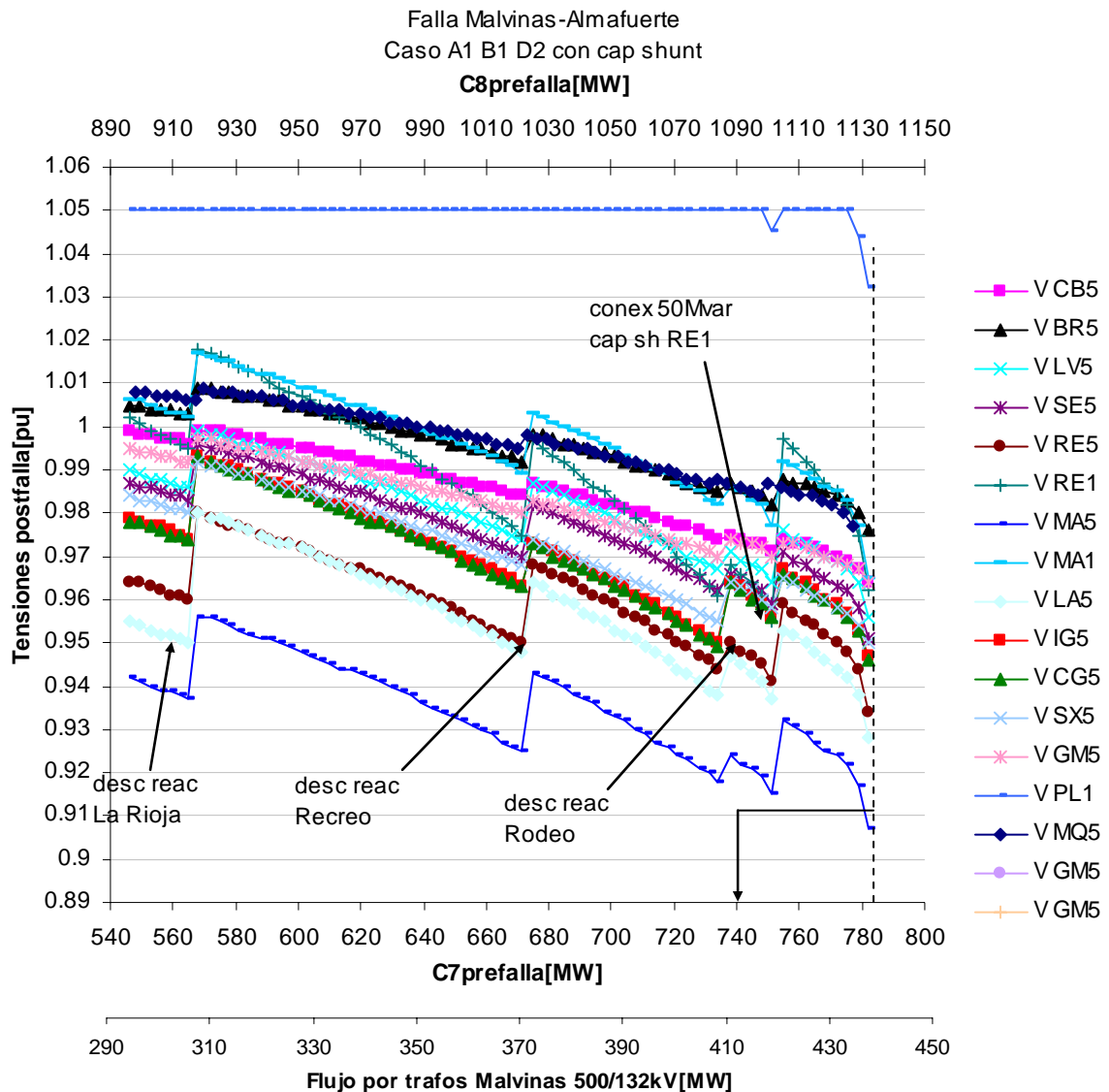


Figura Nº 46 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Pilar controla 132kV. Baja demanda minera. Con capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A1 B1 D2 sin cap shunt. Escenario límite baja tensión Malvinas.

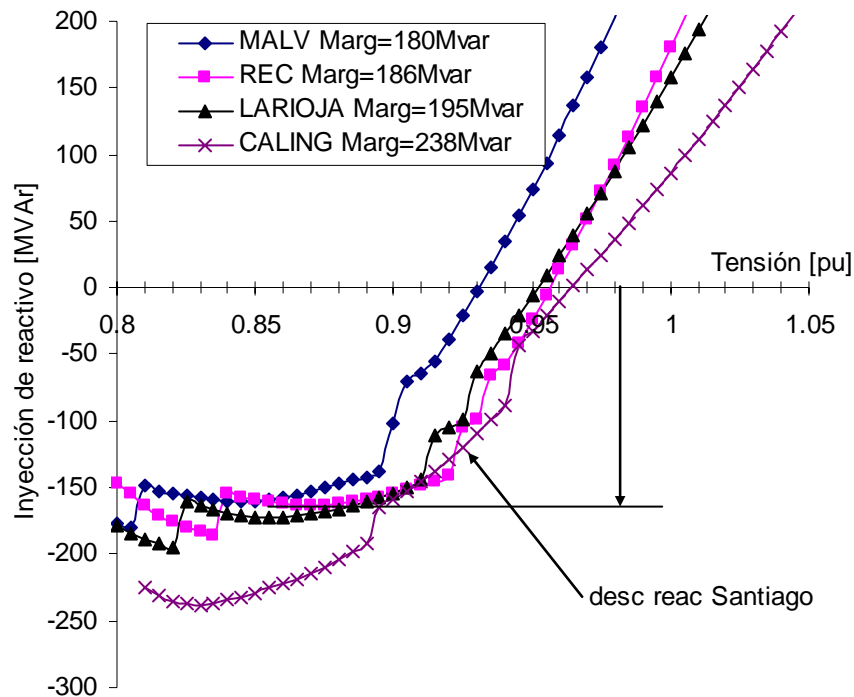


Figura Nº 47 Curva QV postfalla de escenario limite por baja tensión. A1 B1 D2 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A1 B1 D2 con cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C7

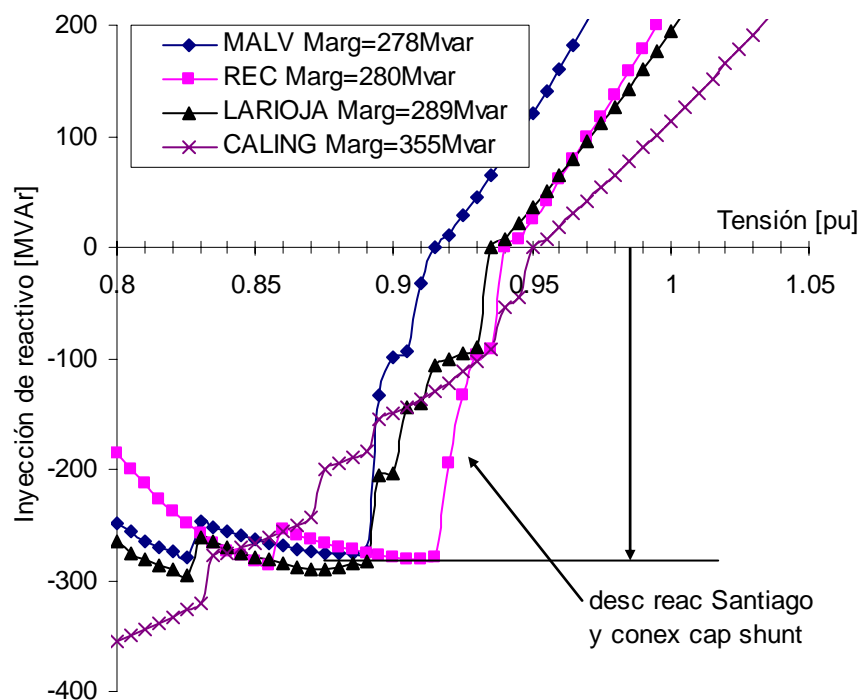


Figura Nº 48 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%. A1 B1 D2 con capacitores shunt

7.3.5. A1-B2-D1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV. ALTA DEMANDA MINERA.

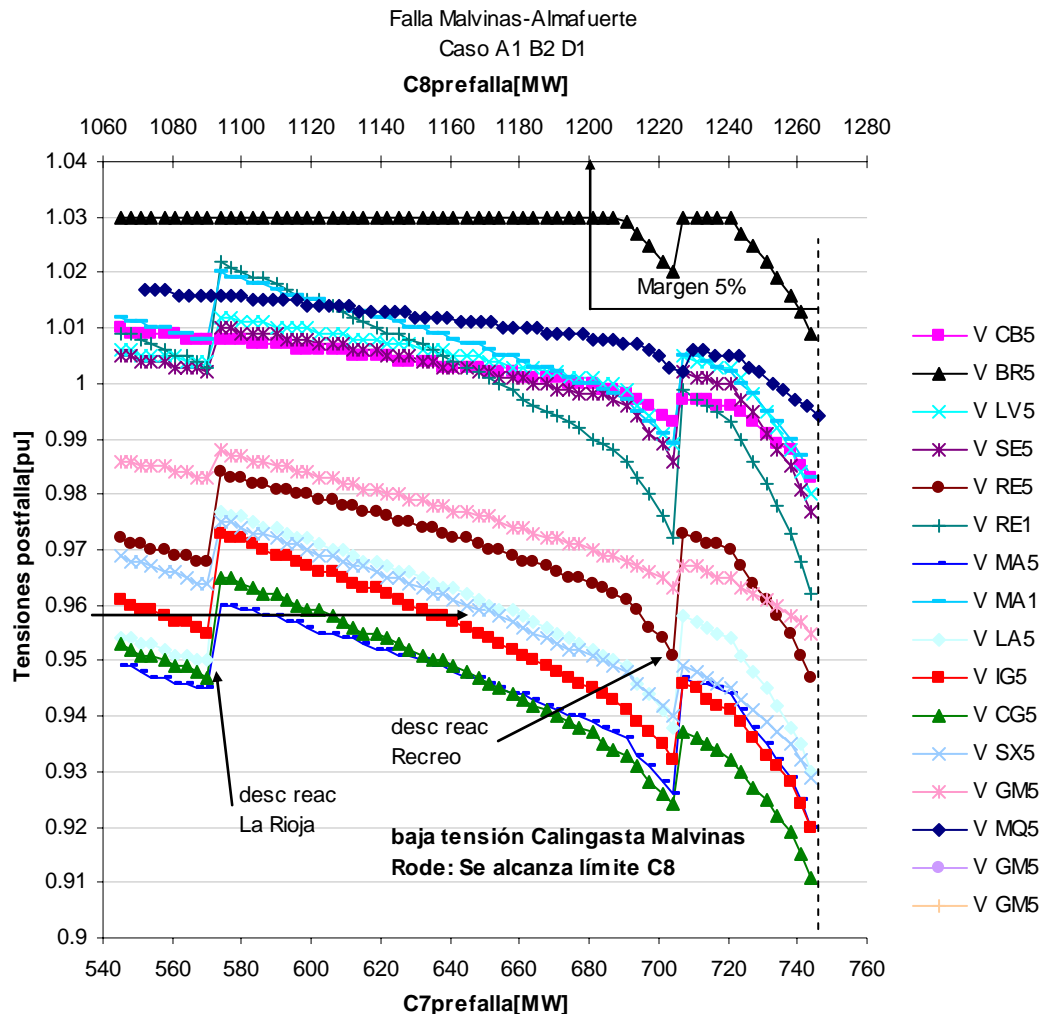


Figura Nº 49 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Control conjunto de tensión Bicho y Pilar. Alta demanda minera. No se da la condición de actuación de capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A1 B2 D1 sin cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C8

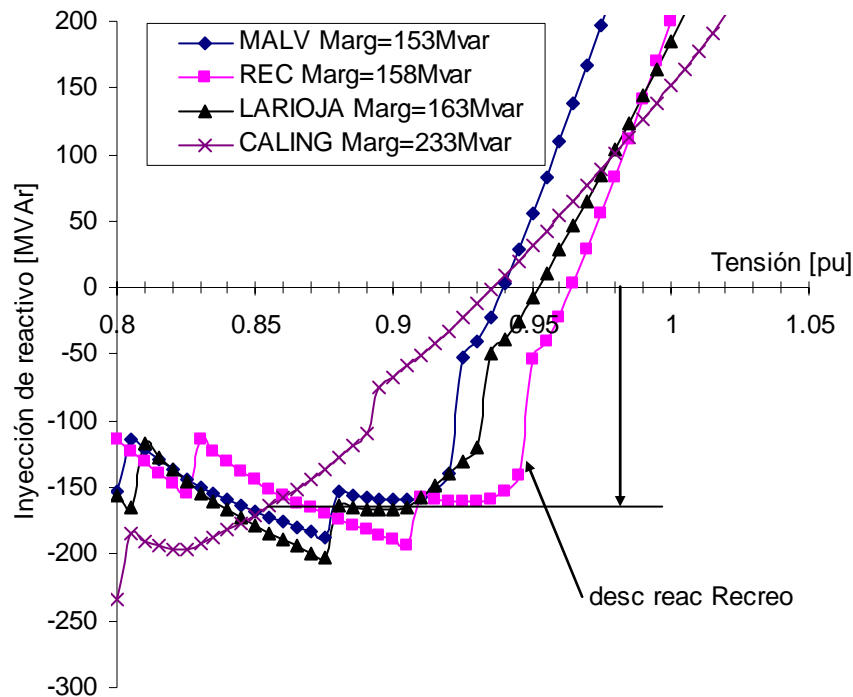


Figura N° 50 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C8. A1 B2 D1 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuer. Caso A1 B2 D1 con cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C8

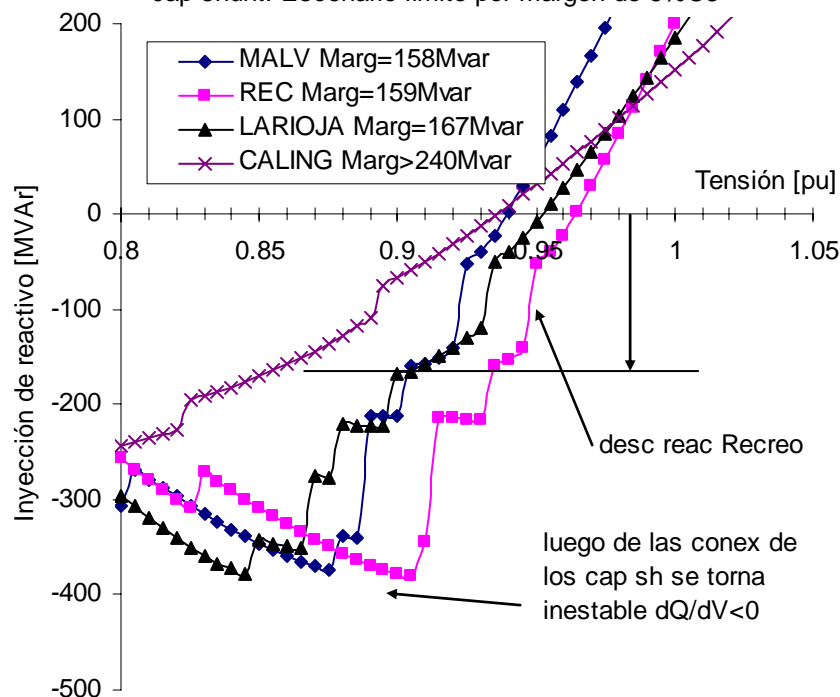


Figura N° 51 Curva QV postfalla de escenario limite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C8. A1 B2 D1 con capacitores shunt

7.3.6. A1-B2-D2. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV. BAJA DEMANDA MINERA.

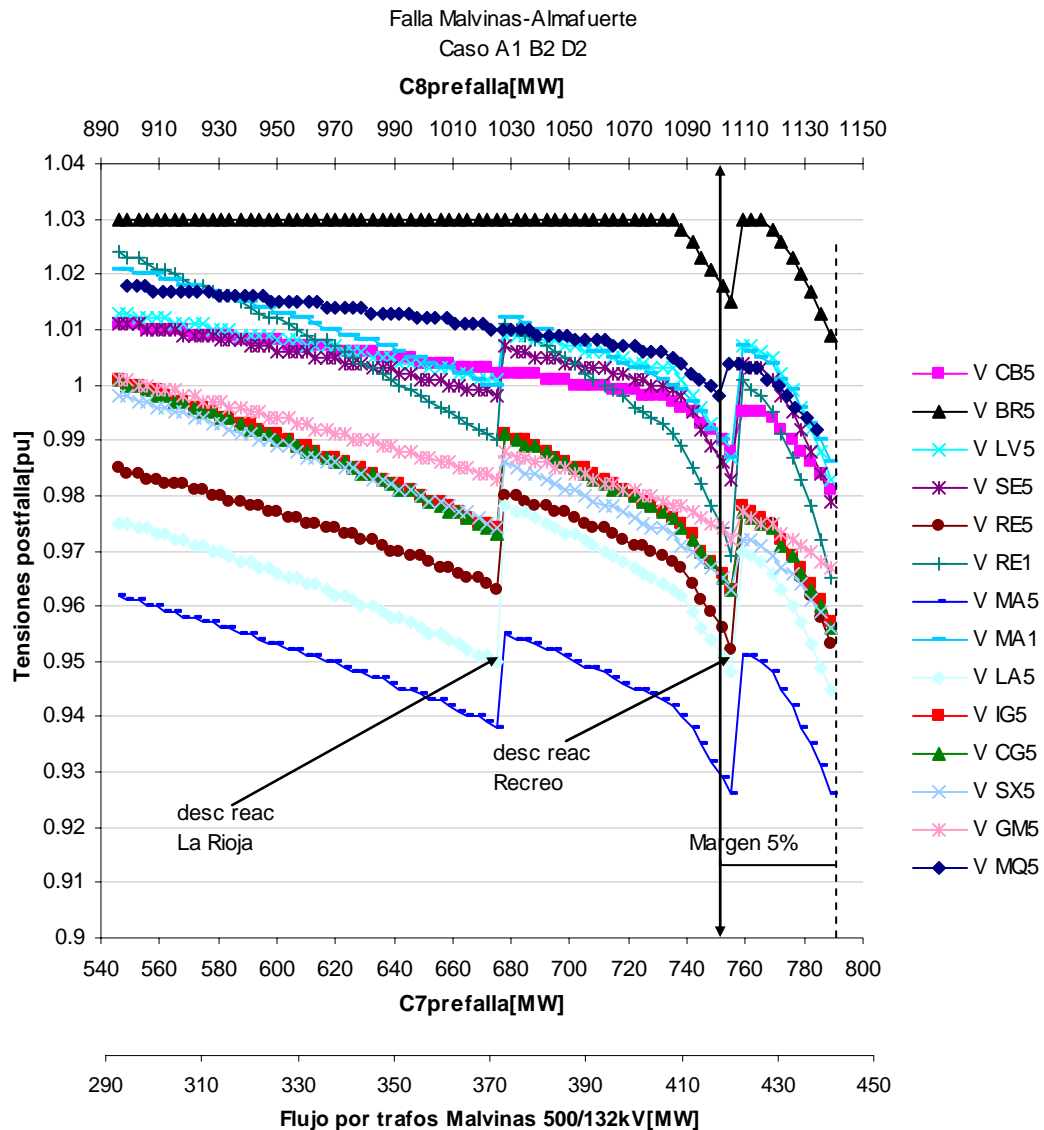


Figura Nº 52 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Control conjunto de tensión Bicho y Pilar. Baja demanda minera. No se da la condición de actuación de capacitores shunt

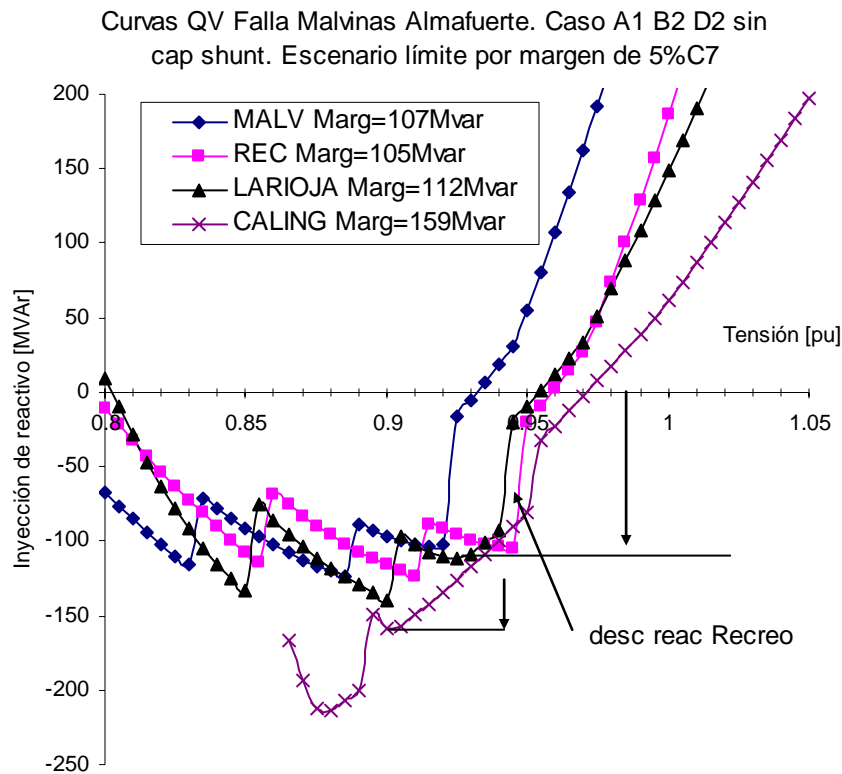


Figura Nº 53 Curva QV postfalla de escenario límite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C8. A1 B2 D2 sin capacitores shunt

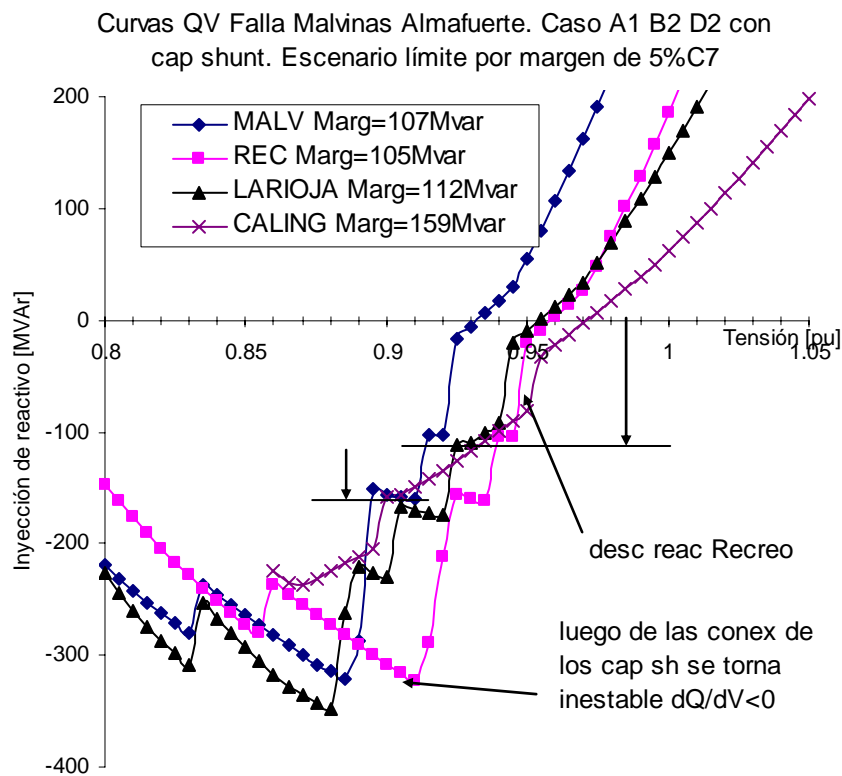


Figura Nº 54 Curva QV postfalla de escenario límite por colapso de tensión con margen de potencia activa 5%C8. A1 B2 D2 con capacitores shunt

7.3.7. A1-B4-D1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT MARGEN DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DEL ÁREA. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV. ALTA DEMANDA MINERA.

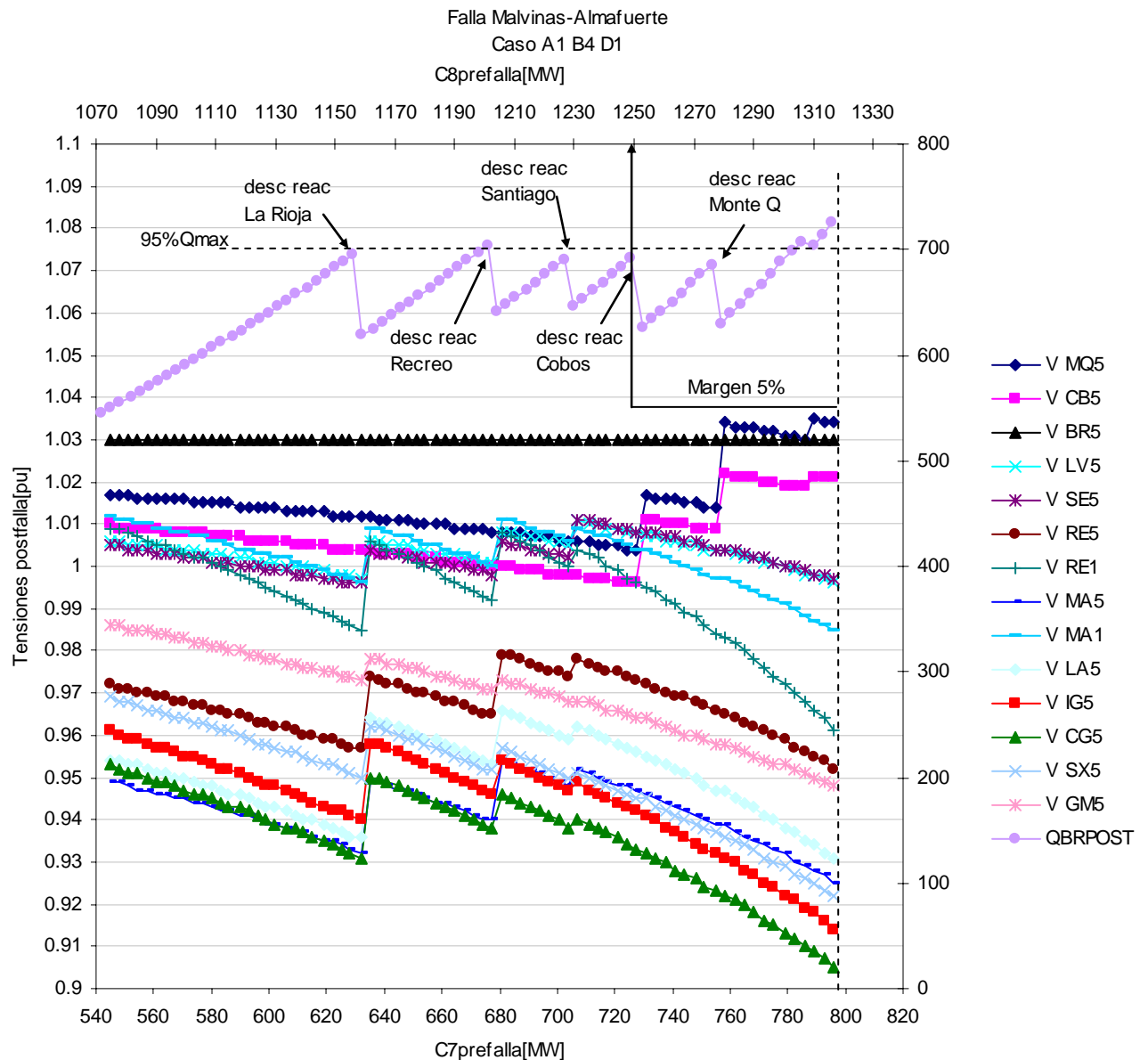


Figura N° 55 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Alta demanda minera. Sin capacitores shunt.

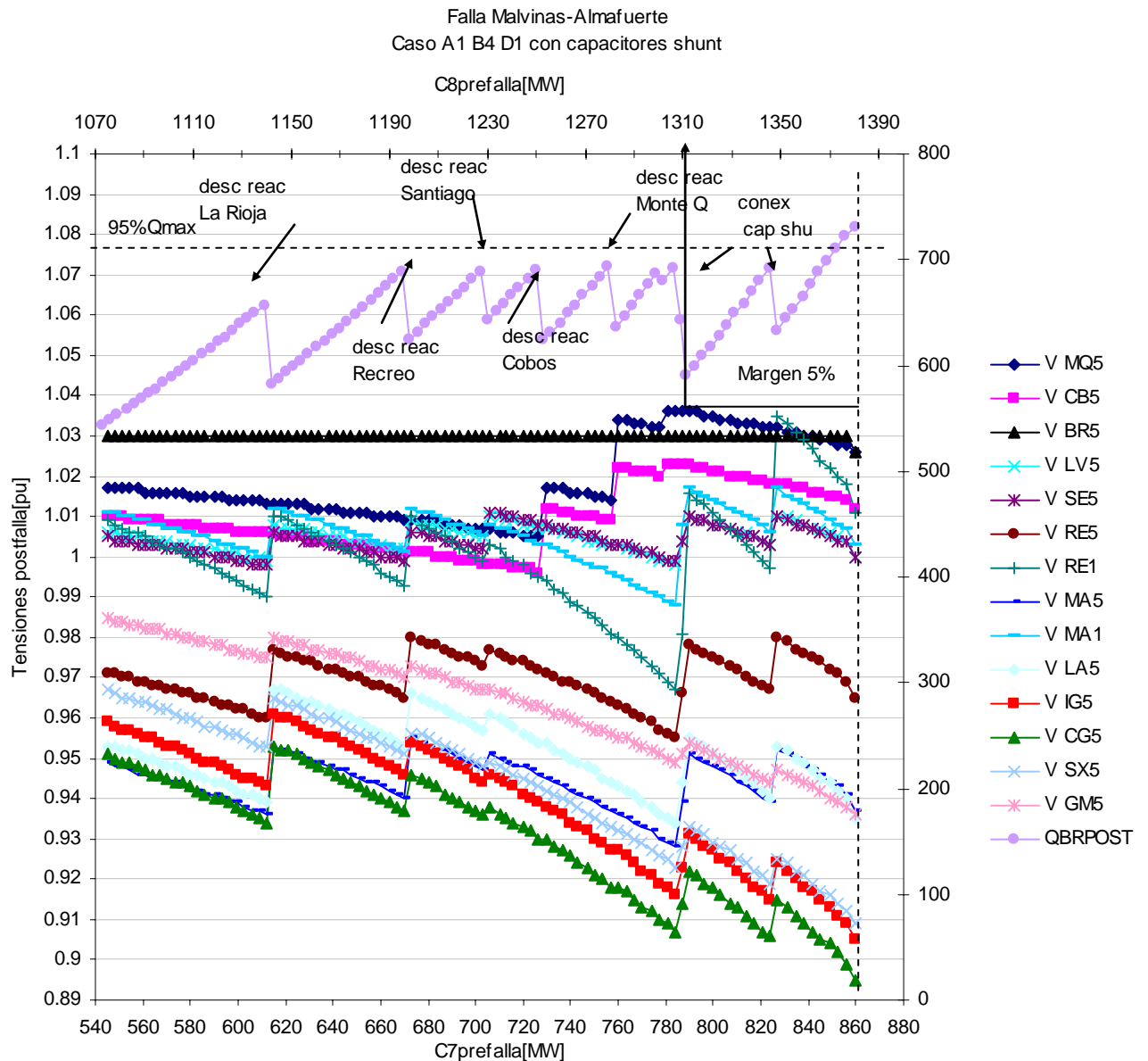


Figura Nº 56 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por argen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Alta demanda minera. Con capacitores shunt.

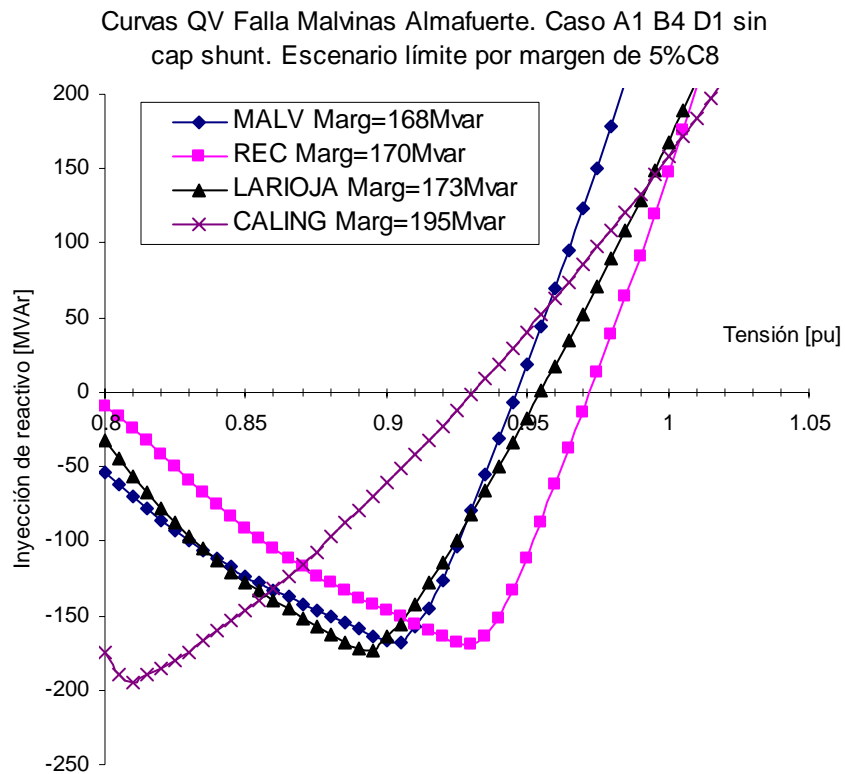


Figura N° 57 Curva QV caso A1 B4 D1 sin cap sh

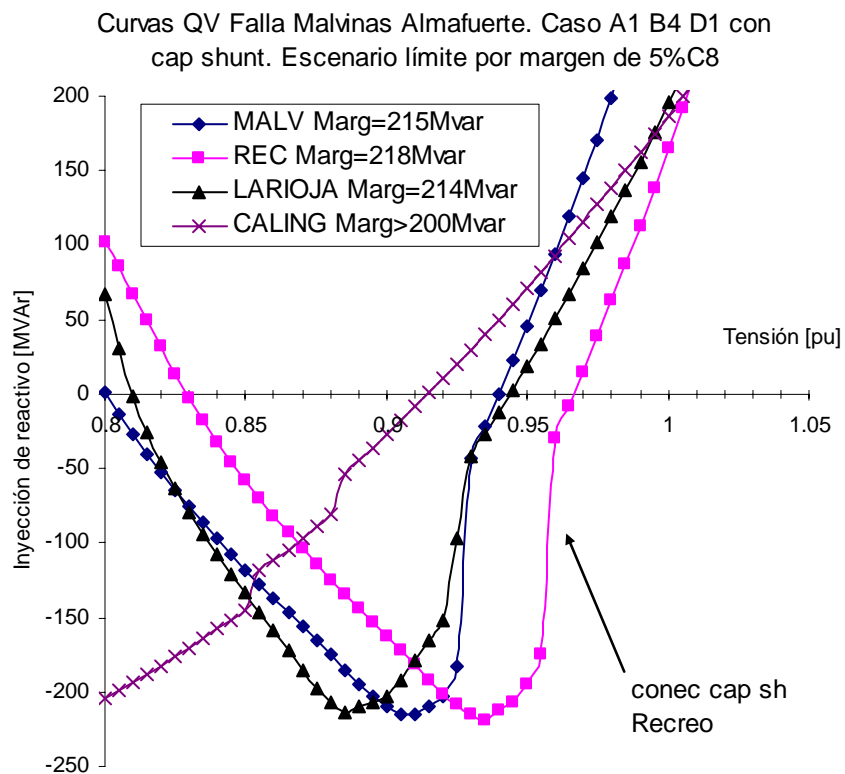


Figura N° 58 Curva QV caso A1 B4 D1 con cap sh

7.3.8. A1-B4-D2 MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT MARGEN DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DEL ÁREA. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV. BAJA DEMANDA MINERA.

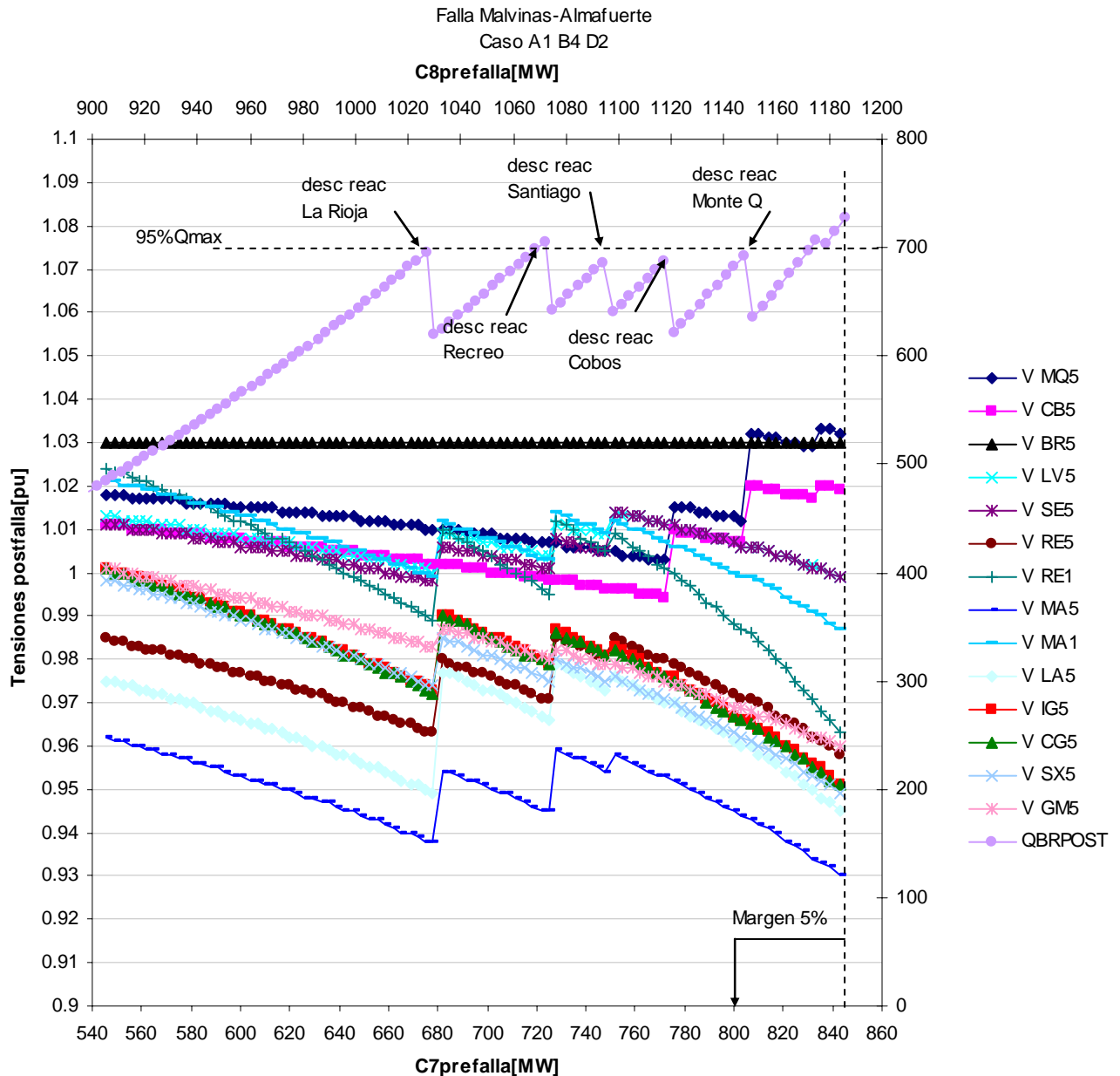


Figura N° 59 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Baja demanda minera. Sin capacitores shunt.

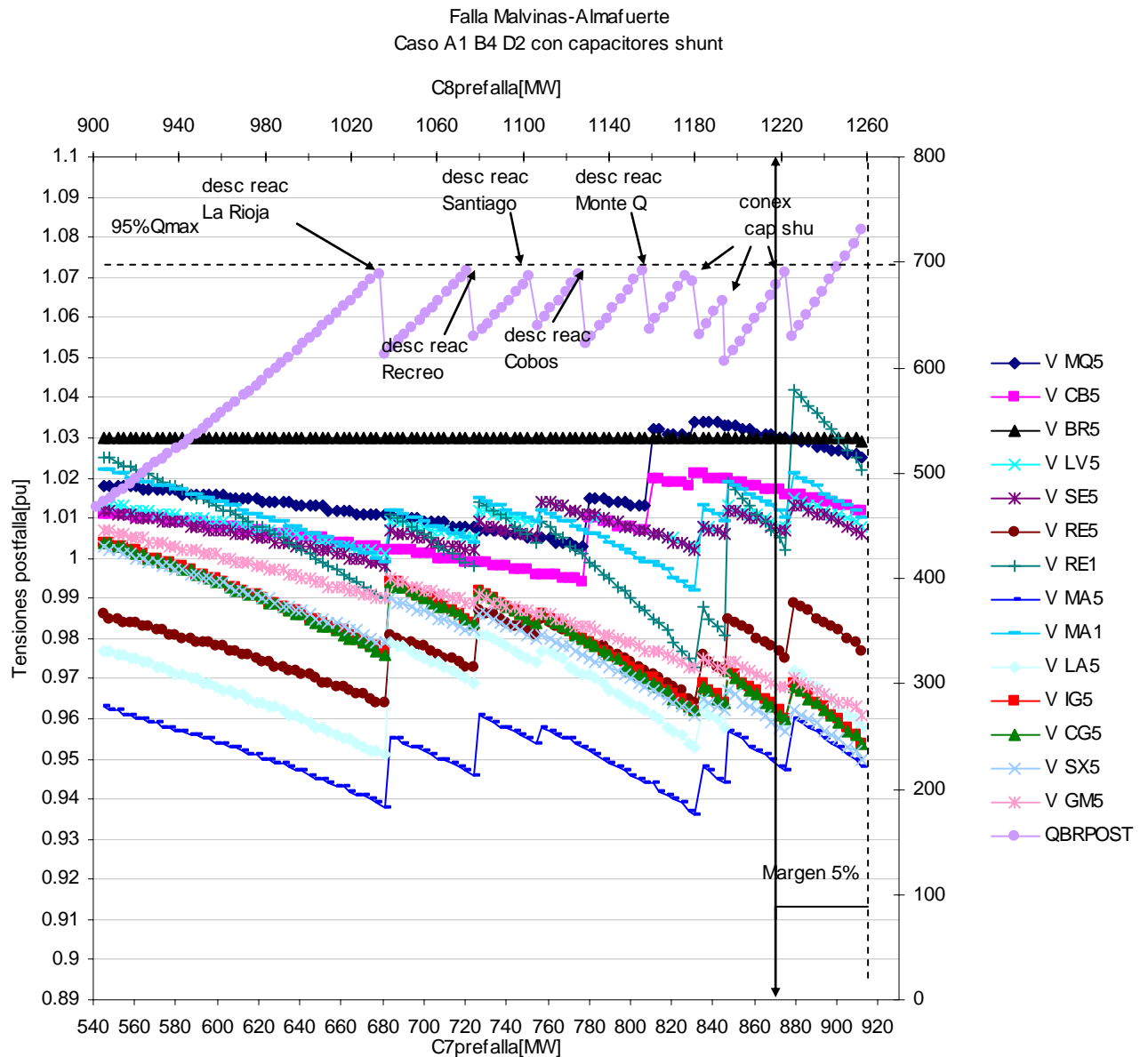


Figura Nº 60 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por argen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Baja demanda minera. Con capacitores shunt.

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A1 B4 D2 sin cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C7

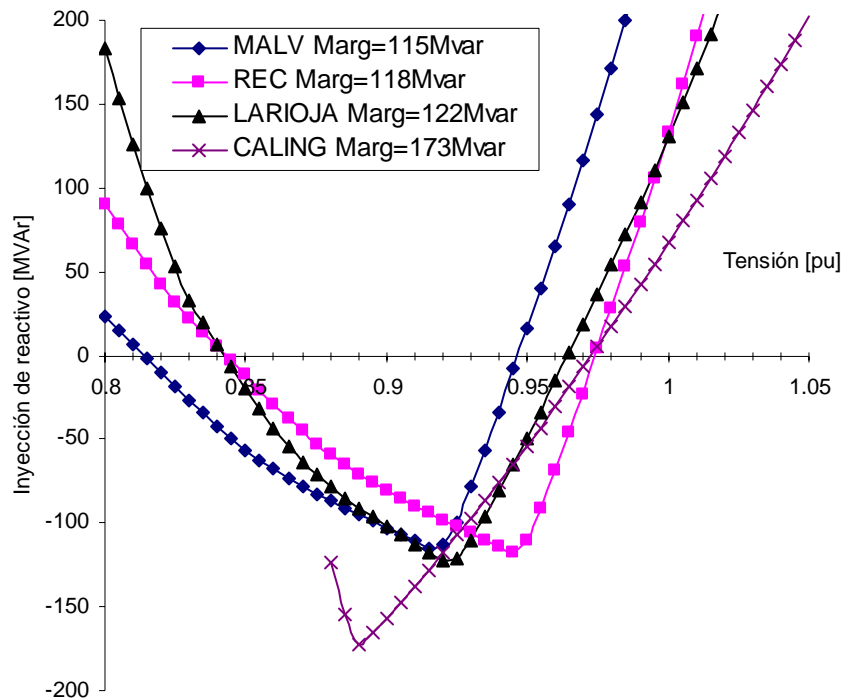


Figura Nº 61 Curvas QV. A1 B4 D2 sin cap shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A1 B4 D2 con cap shunt. Escenario límite por margen de 5%C7

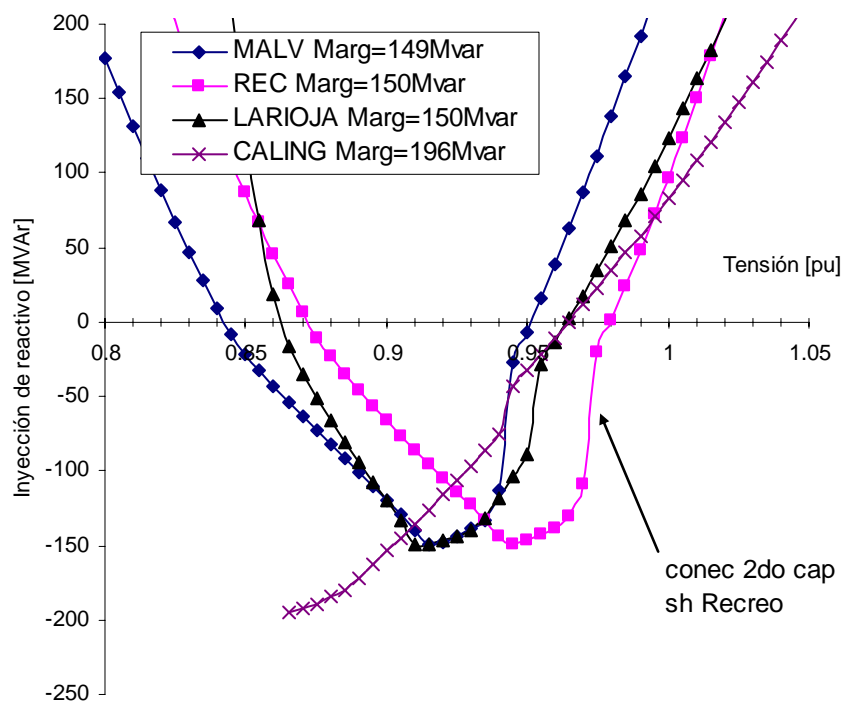


Figura Nº 62 Curvas QV. A1 B4 D2 con cap shunt

7.3.9. A1-B4-D3. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT MARGEN DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DEL ÁREA. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV. SIN DEMANDA MINERA.

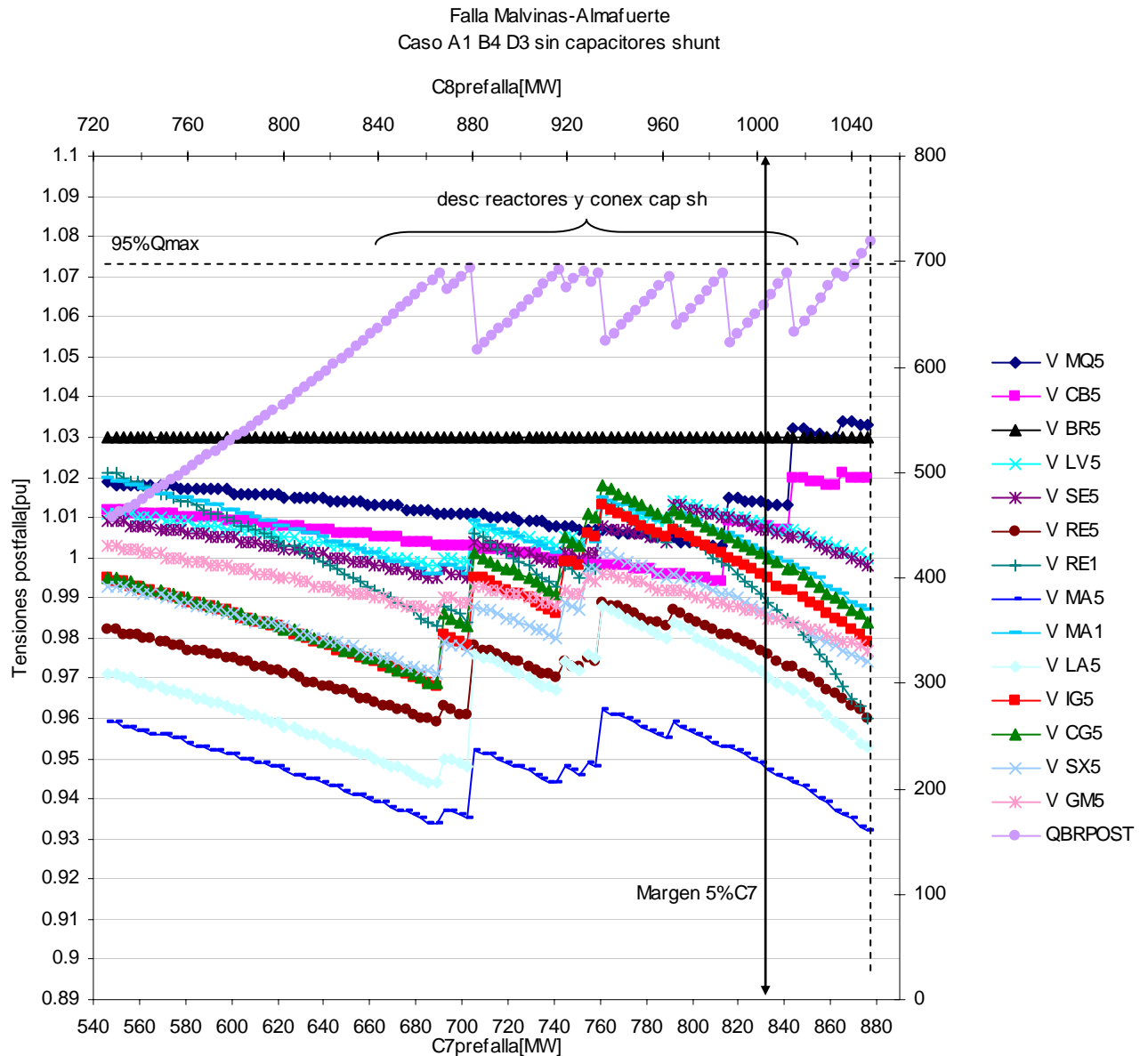


Figura N° 63 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Sin demanda minera. Sin capacitores shunt.

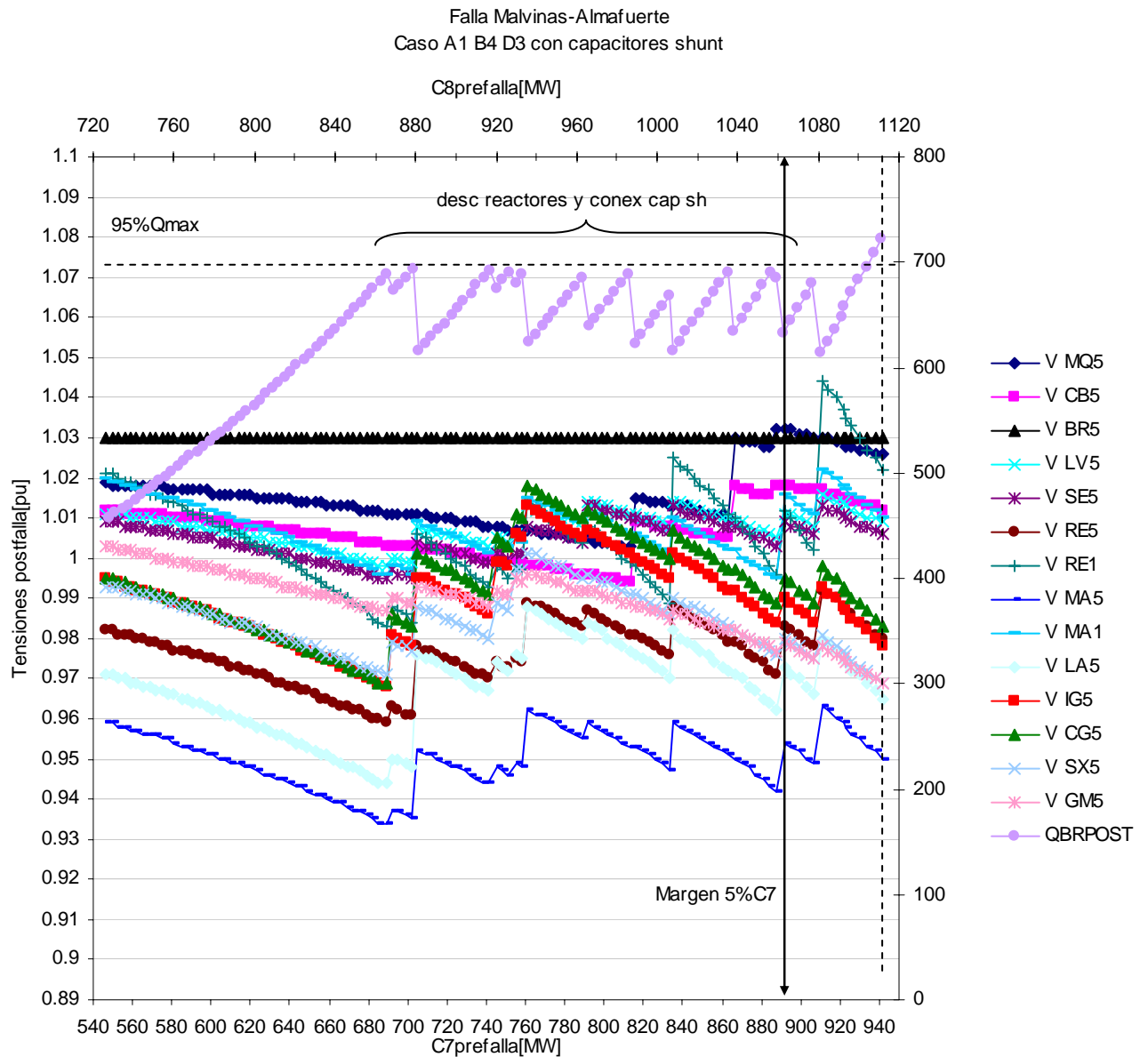


Figura N° 64 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Sin demanda minera. Con capacitores shunt.

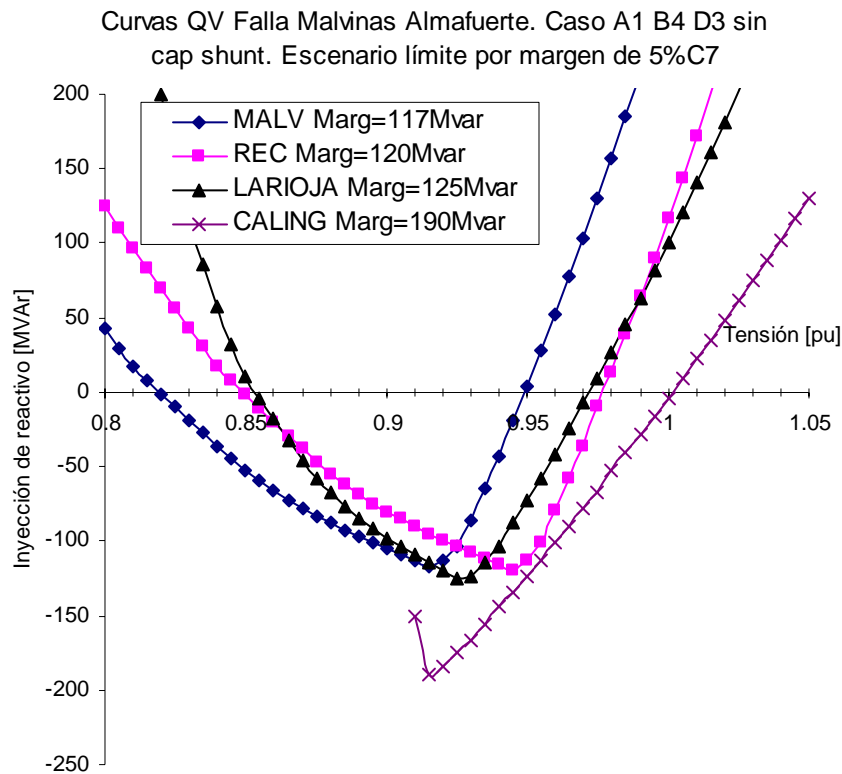


Figura Nº 65 Curvas QV CasoA1 B4 D3 sin cap shunt

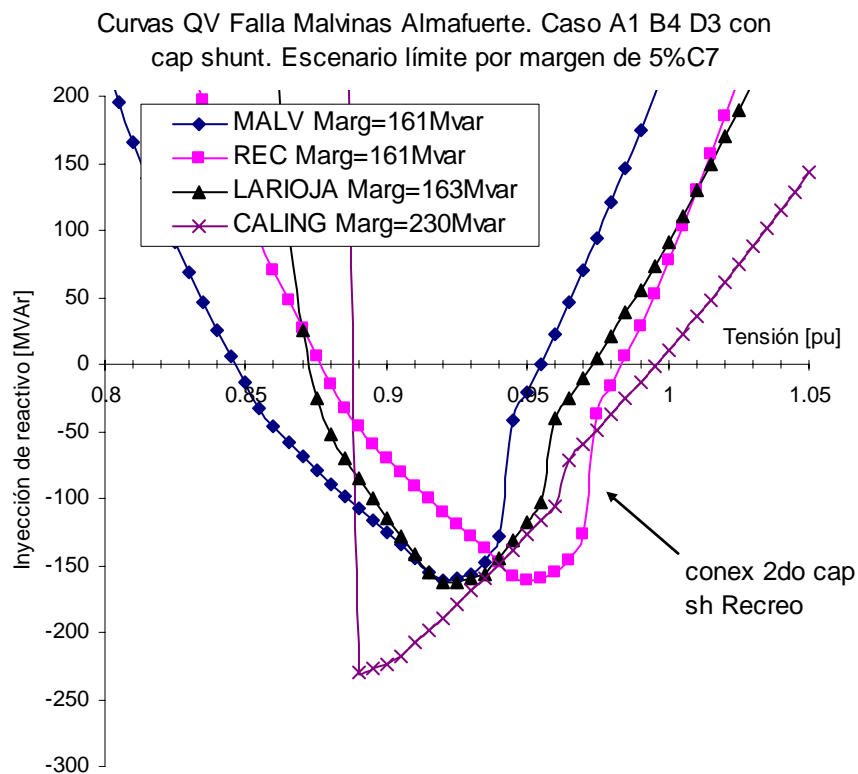


Figura Nº 66 Curvas QV CasoA1 B4 D3 con cap shunt

7.4. F01 FALLA MALVINAS – ALMAFUERTE. CASOS A2. SIN MINERA. CON 5MAST1

7.4.1. A2-B0. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. GEN CONTROLA TENSIÓN TERMINAL.

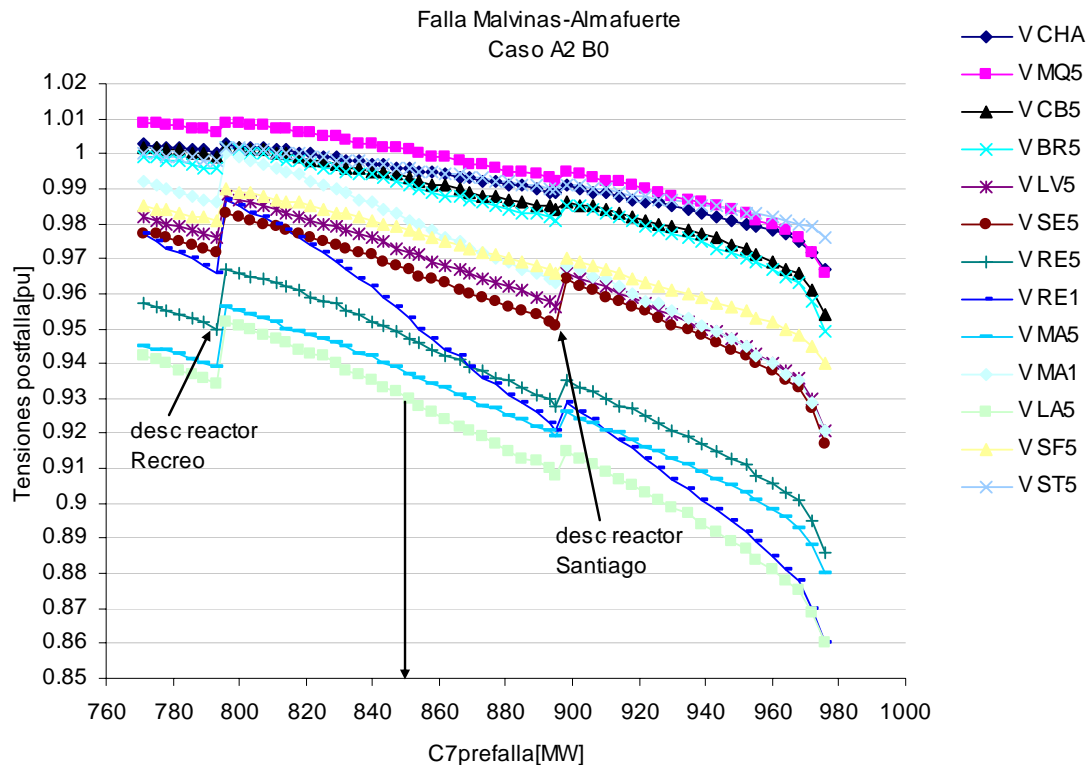


Figura Nº 67 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtenión. Sin capacitores shunt.

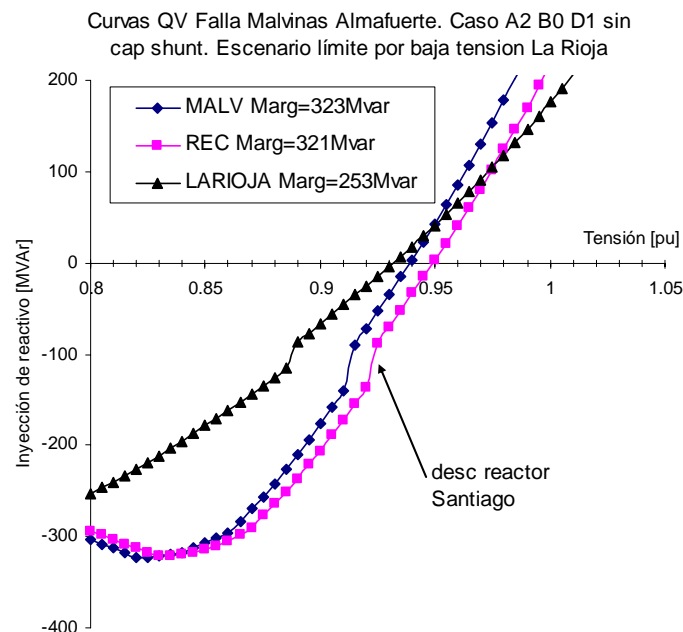


Figura Nº 68 Curvas QV Caso A2-B0. sin capacitores shunt

En la Figura Nº 67 se muestra las curvas PV para el caso con la línea Malvinas Santo Tomé, sin controles conjuntos de tensión. Se aprecia un importante aumento del límite, de los 540MW del caso A0-B0, a unos 850MW que se logran.

La Figura N° 69 muestra el caso con capacitores shunt, reflejando que la conexión por subtensión se logra en barras de Recreo 132kV, pudiendo incrementar el límite a unos 930MW.

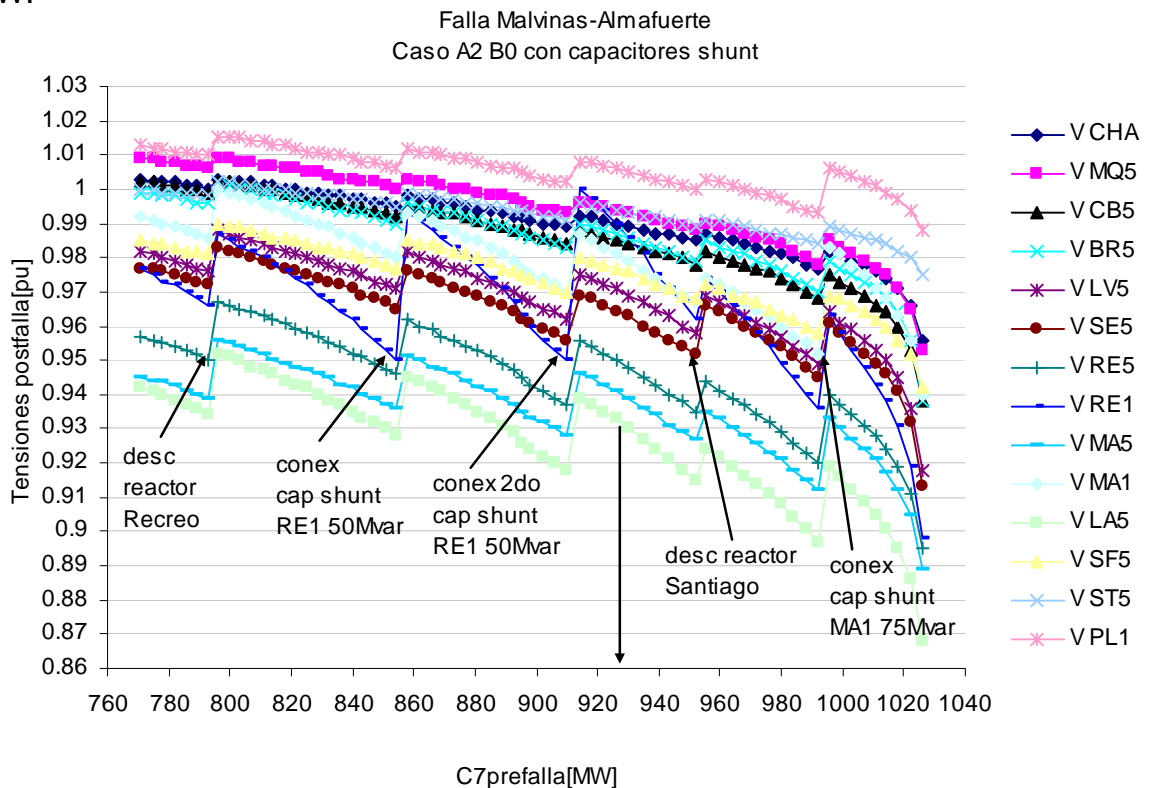


Figura N° 69 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Con capacitores shunt.

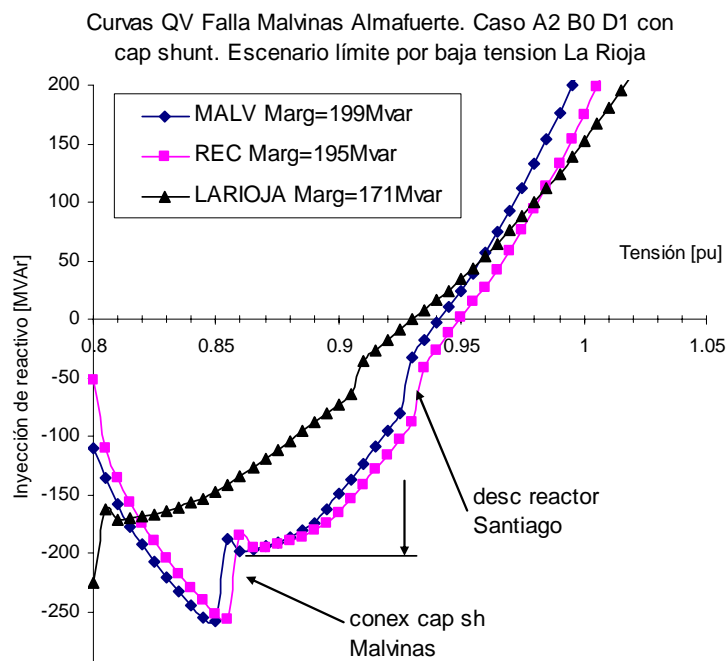


Figura N° 70 Curva QV Caso A2-B0 con capacitores shunt

7.4.2. A2-B1. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. PILAR CONTROLA 132kV.

Falla Malvinas-Almafuerte
Caso A2 B1

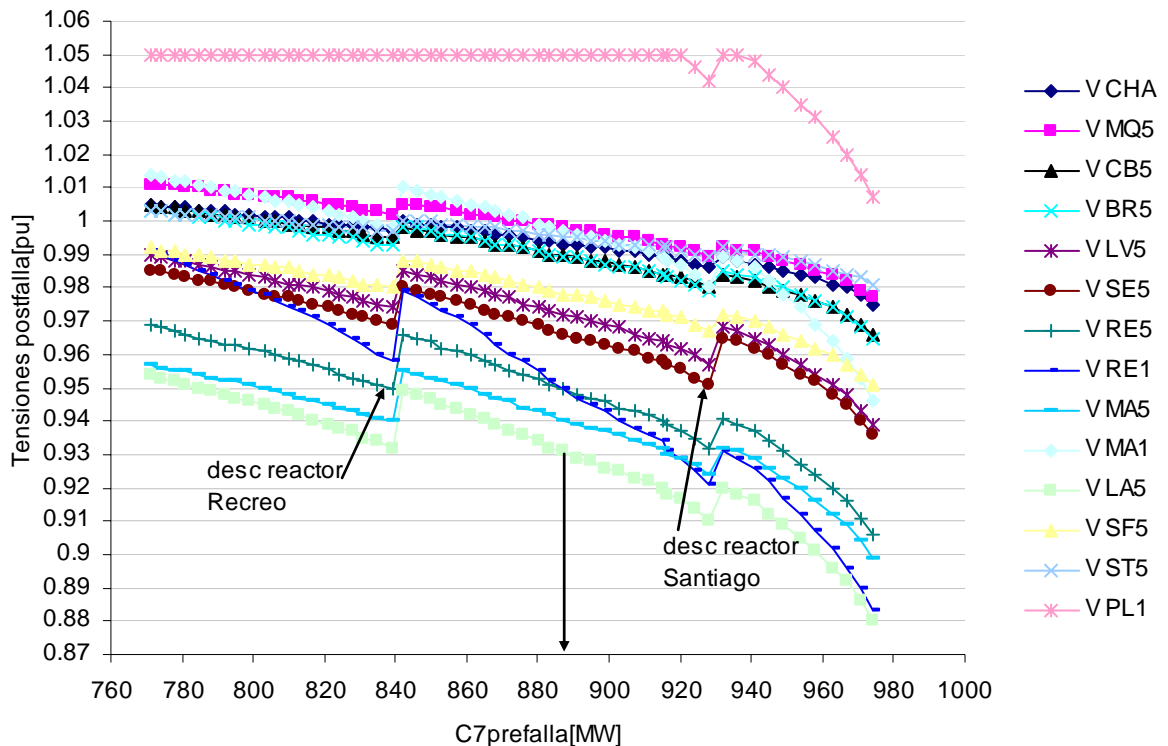


Figura N° 71 Curvas PV. Pilar controla tensión 132kV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Sin capacitores shunt.

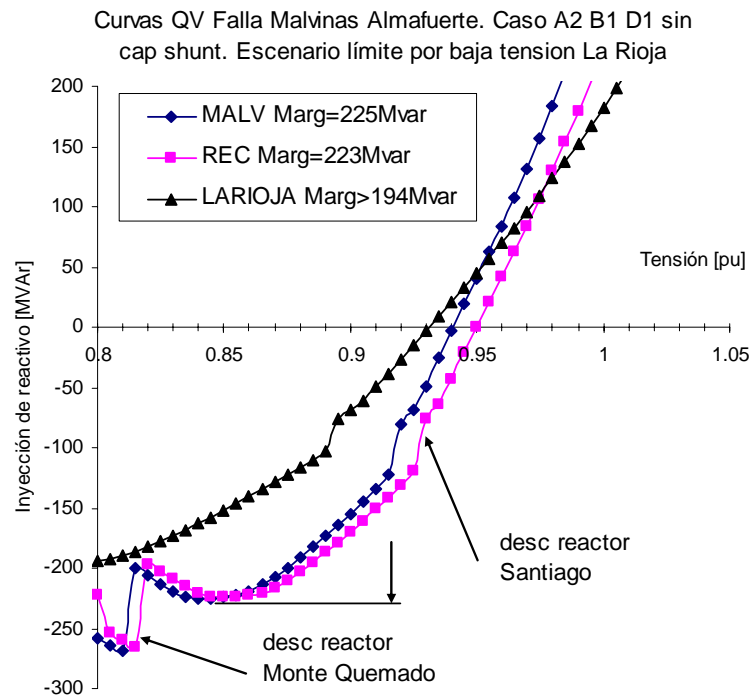


Figura N° 72 Curva QV Caso A2-B1. Sin capacitores shunt

Falla Malvinas-Almafuerte
Caso A2 B1 con capacitores shunt

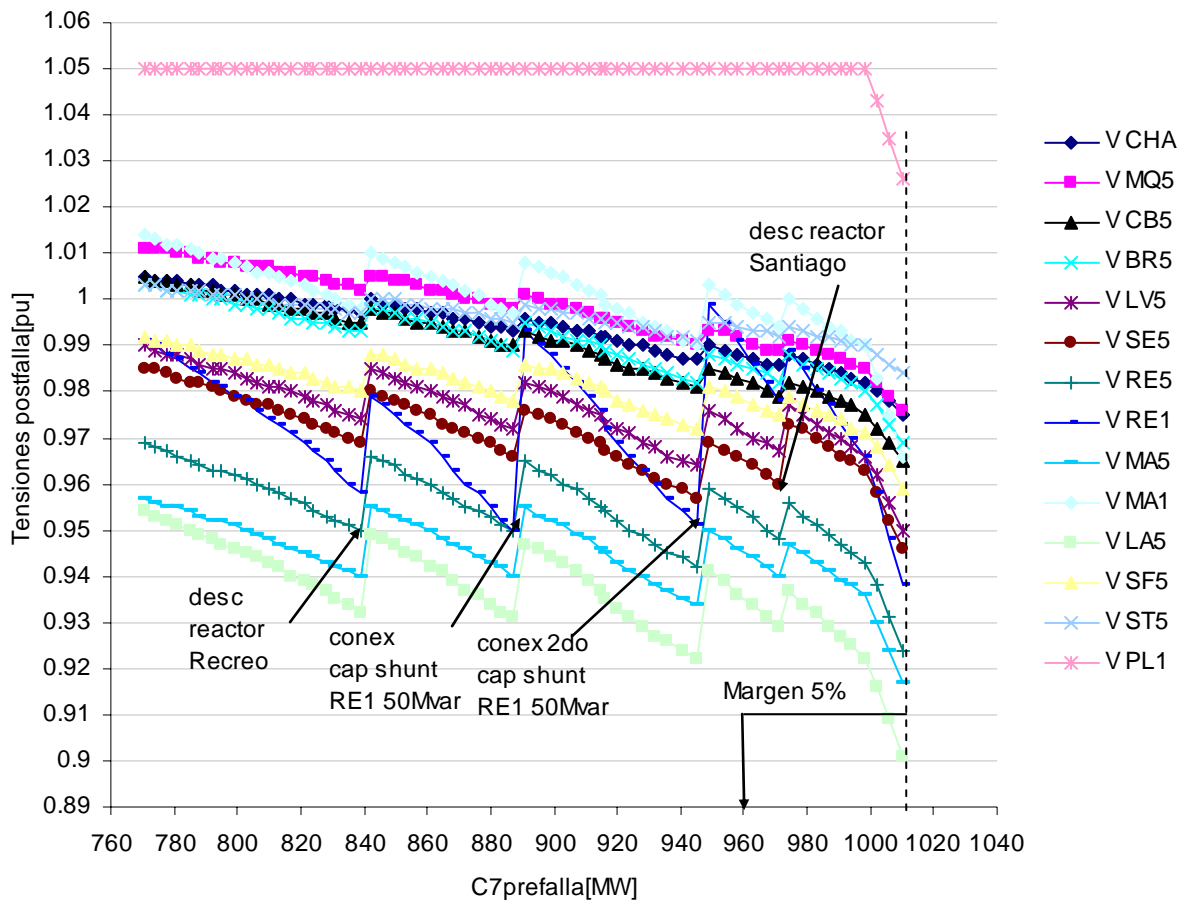


Figura N° 73 Curvas PV. Pilar controla tensión 132kV. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Con capacitores shunt.

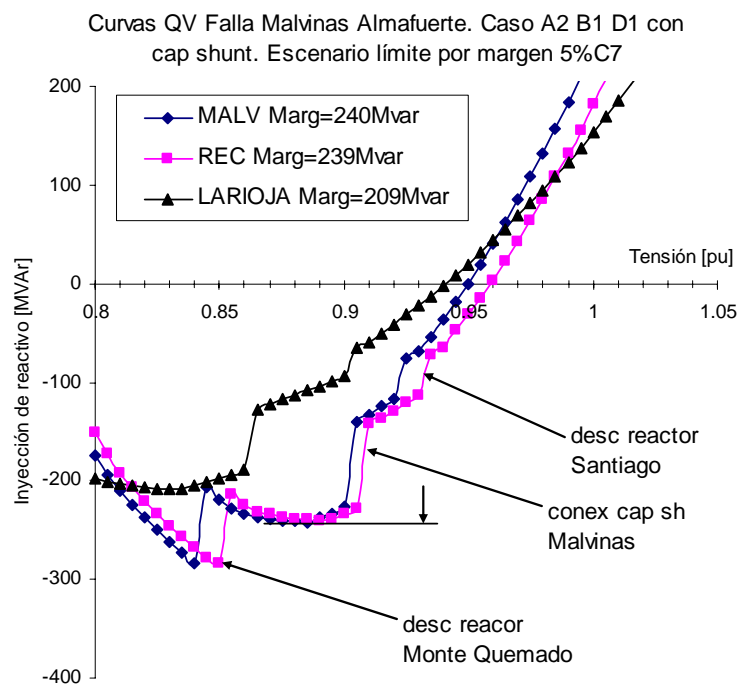


Figura N° 74 Caso A2-B1 con capacitores shunt

7.4.3. A2-B2. MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT POR SUBTENSIÓN. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV.

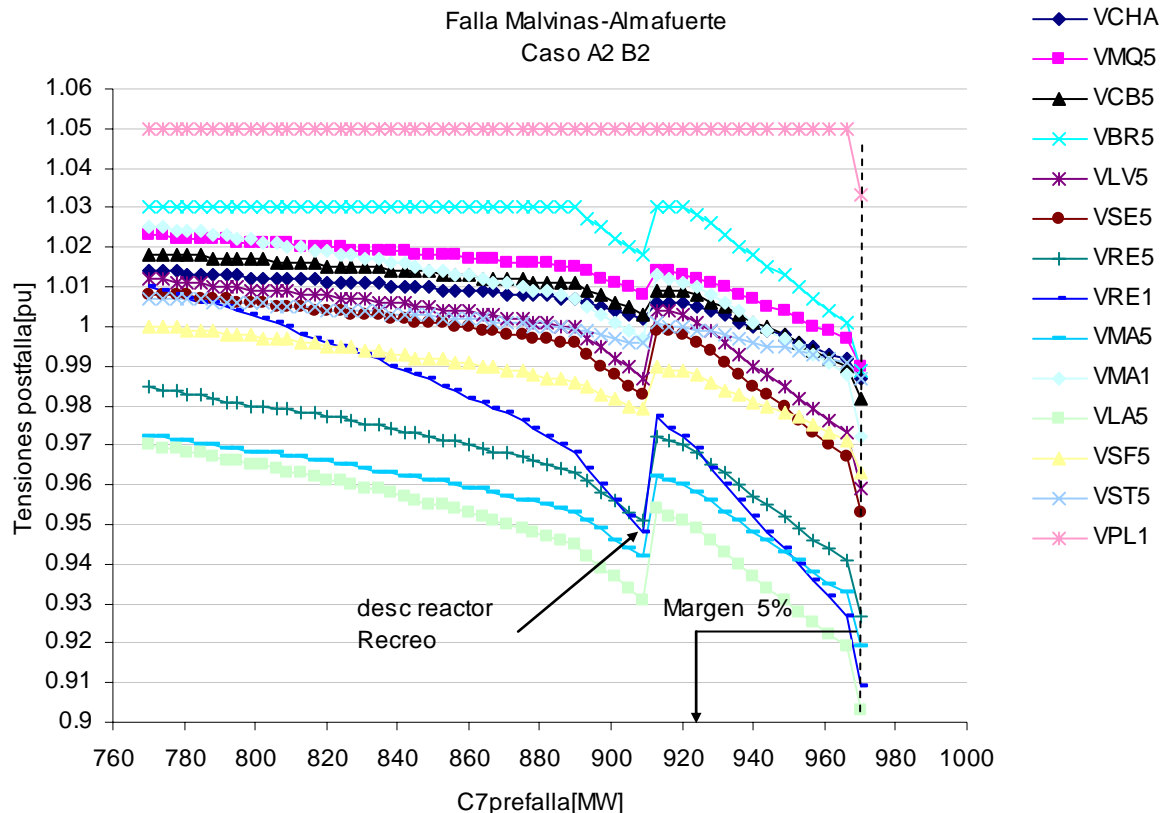


Figura Nº 75 Curvas PV. Gen de Bracho y Pilar controlan alta. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Sin capacitores shunt.

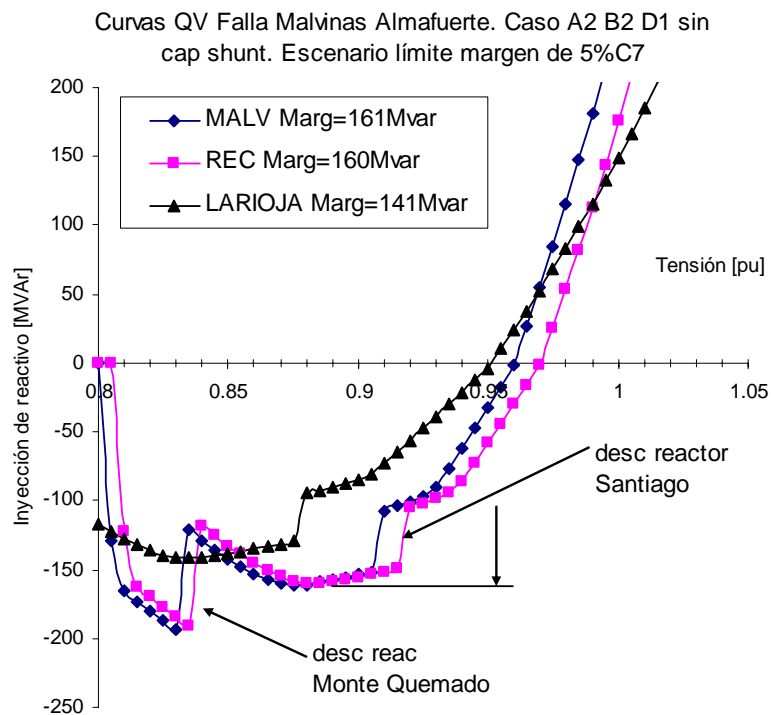


Figura Nº 76 Caso A2-B2 sin capacitores shunt

Falla Malvinas-Almafuerte
Caso A2 B2 con capacitores shunt

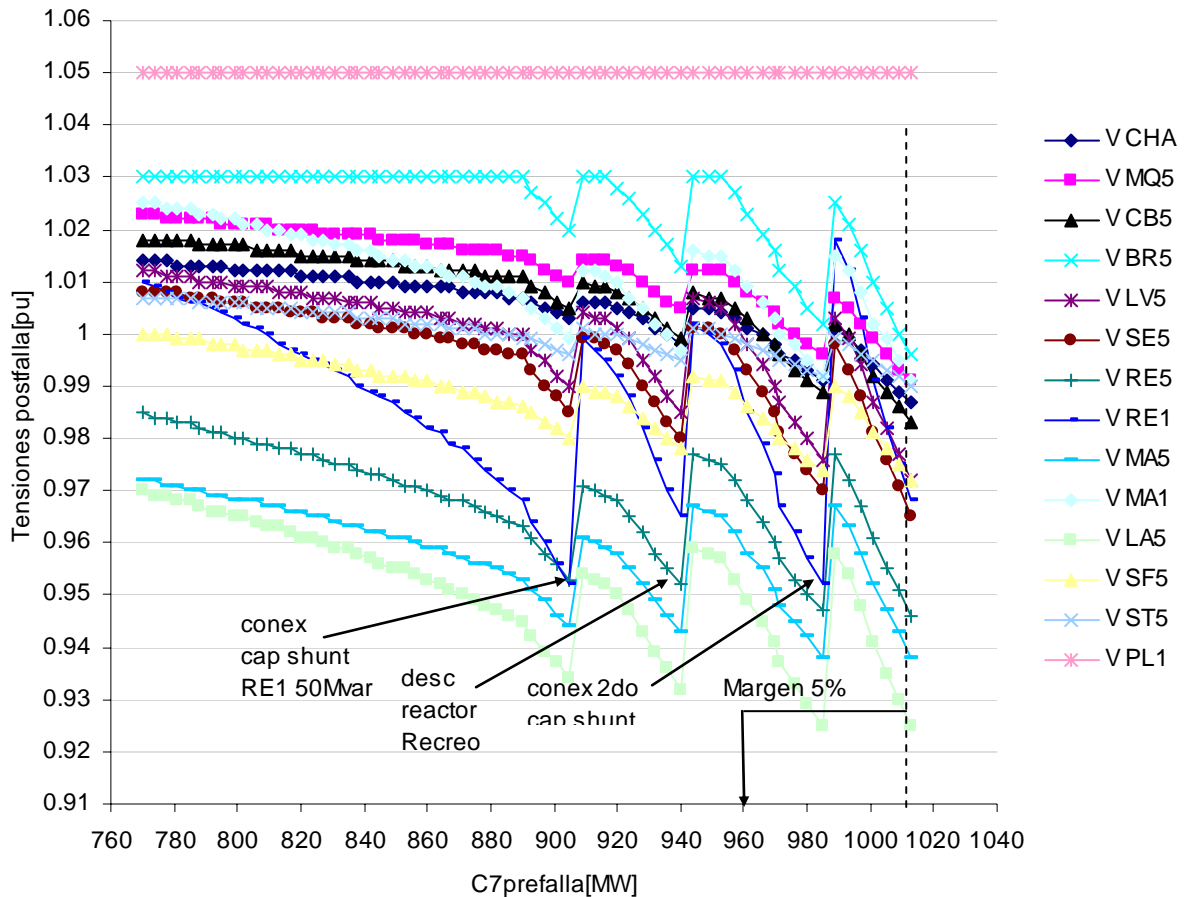


Figura N° 77 Curvas PV. Gen de Bracho y Pilar controlan alta. Esquema de desconexión de reactores por subtensión. Con capacitores shunt.

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerte. Caso A2 B2 D1 con cap shunt. Escenario límite margen de 5% C7

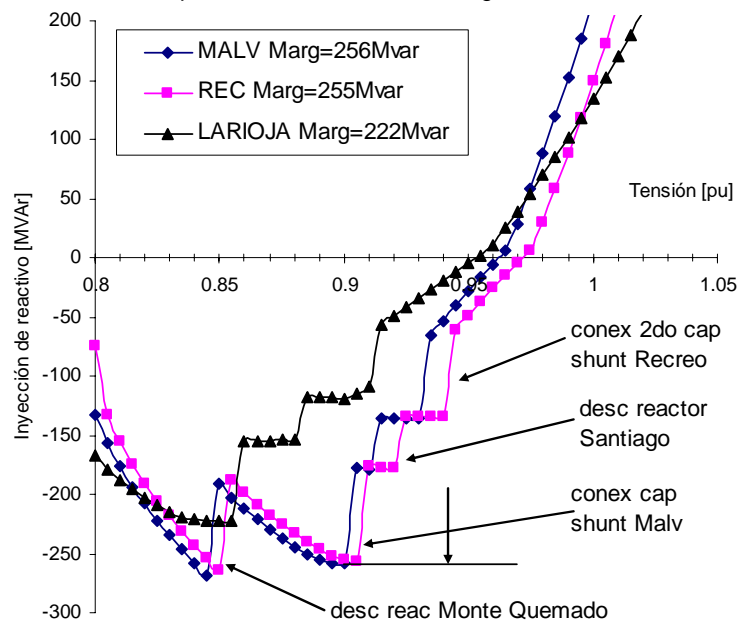


Figura N° 78 Caso A2-B2 con capacitores shunt

7.4.4. A2-B4 MANIOBRA DISPOSITIVOS SHUNT MARGEN DE POTENCIA REACTIVA DE GENERACIÓN DEL ÁREA. CONTROL CONJUNTO DE TENSIÓN GEN BRACHO 500KV. CT PILAR CONTROLA TENSIÓN 132KV.

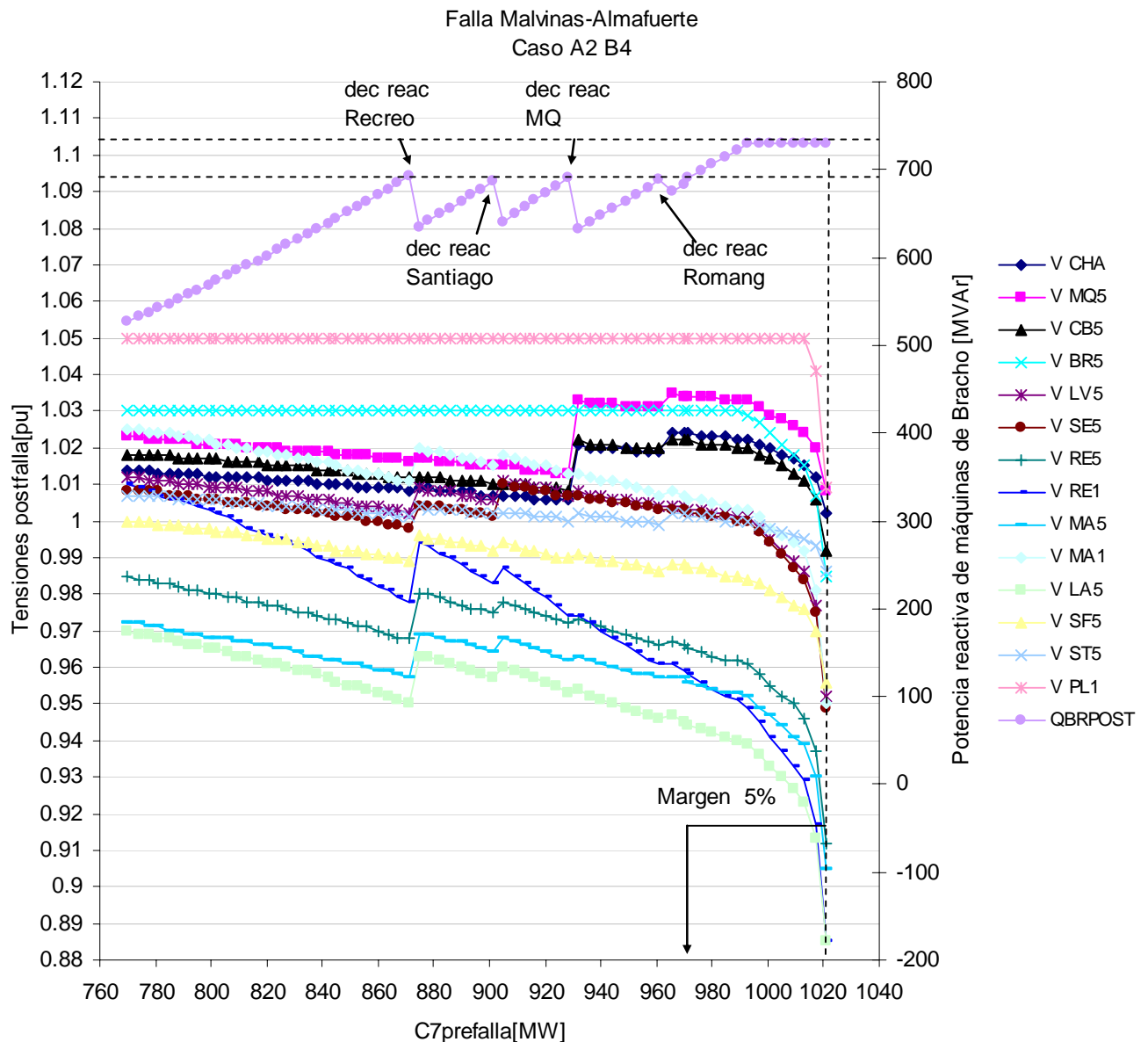


Figura N° 79 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Sin capacitores shunt.

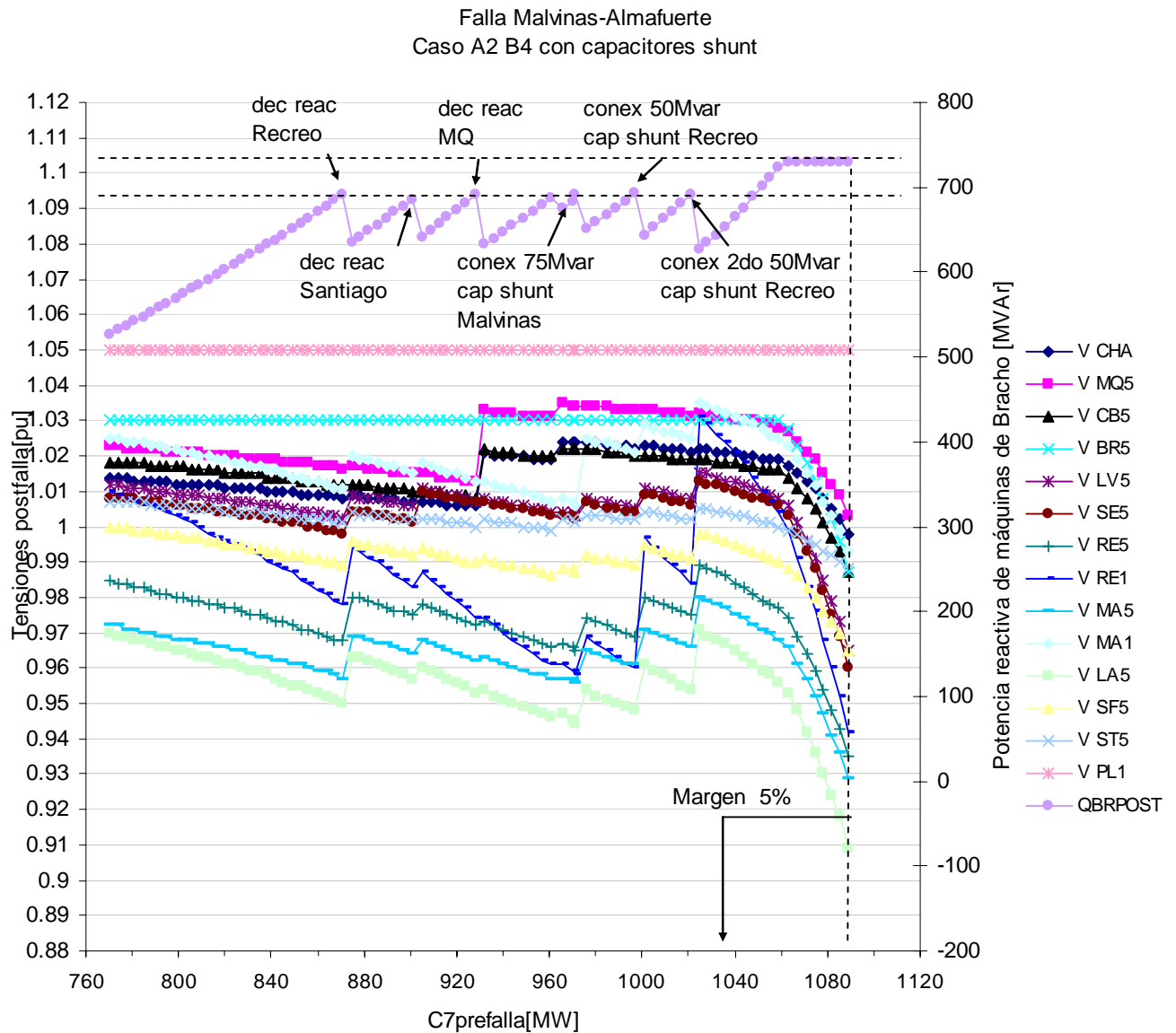


Figura Nº 80 Curvas PV. Esquema de desconexión de reactores por margen de potencia reactiva de generación del área. Control conjunto de tensión Bracho y Pilar. Con capacitores shunt.

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A2 B4 D1 sin cap shunt. Escenario límite margen de 5%C7

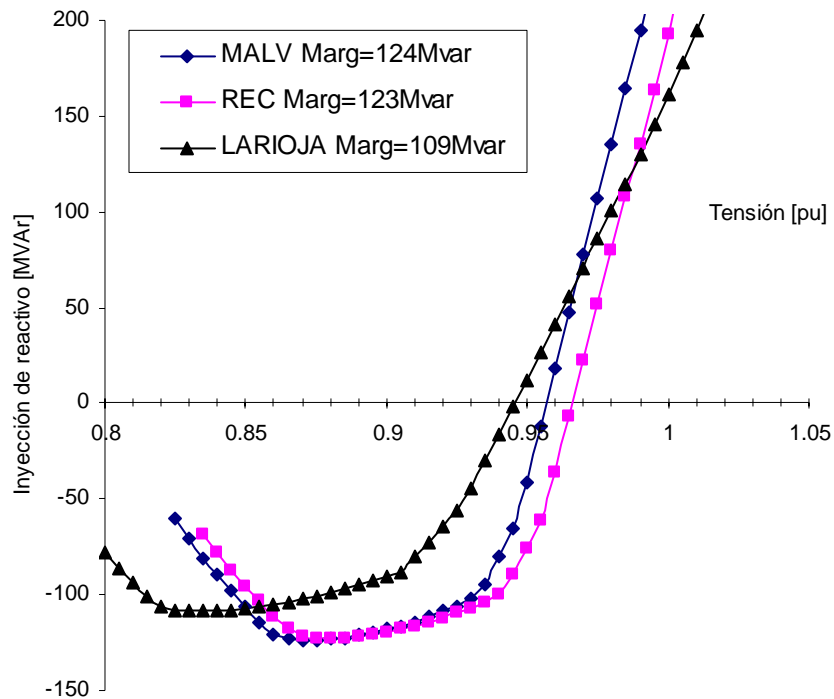


Figura Nº 81 Caso A2 B4 D1 sin capacitores shunt

Curvas QV Falla Malvinas Almafuerde. Caso A2 B4 D1 con cap shunt. Escenario límite margen de 5%C7

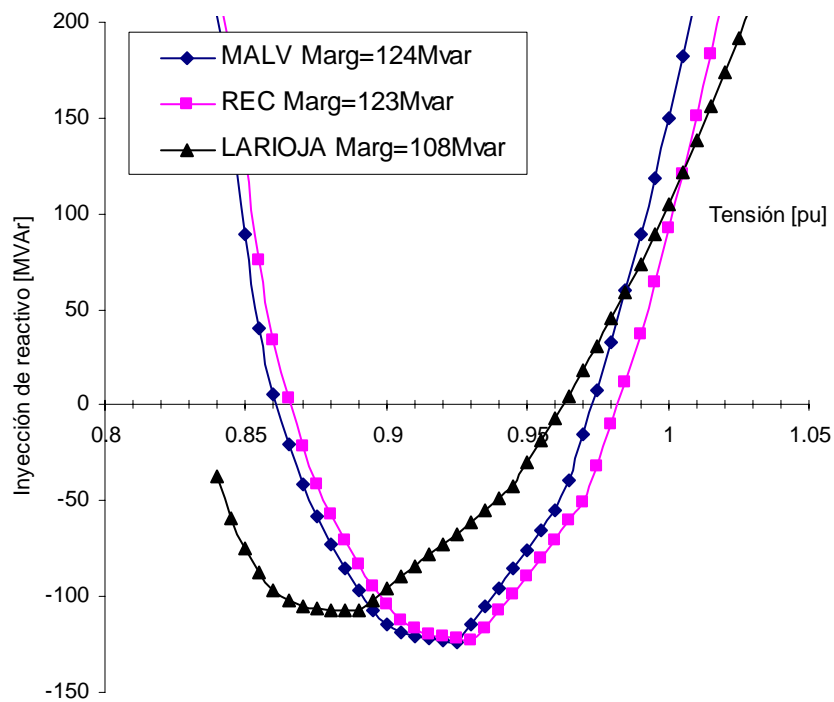


Figura Nº 82 Caso A2 B4 D1 con capacitores shunt

7.5. VERIFICACIONES CON F02 FALLA LAVALLE – RECREO

La falla Lavalle – Recreo se utiliza a modo de verificación. Se estudian los casos solamente con solamente B0, verificando que los límites obtenidos son en todos los casos mayores a los que resultan de la falla Malvinas Almafuerite. Por lo tanto la falla Lavalle – Recreo no resulta limitante.

Tabla 6

CASO	C7 F02 [MW]	C7 F01 [MW]	Curvas PV F02	Flujo postfalla F02
A0-B0	760	540	Figura N° 83	Figura AI-74
A1-B0-D1	760	620	Figura N° 84	Figura AI-75
A1-B0-D2	820	665	Figura N° 85	Figura AI-76
A2-B0	940	850	Figura N° 86	Figura AI-77

7.5.1. CASOS A0. SIN MINERA. SIN 5MAST1

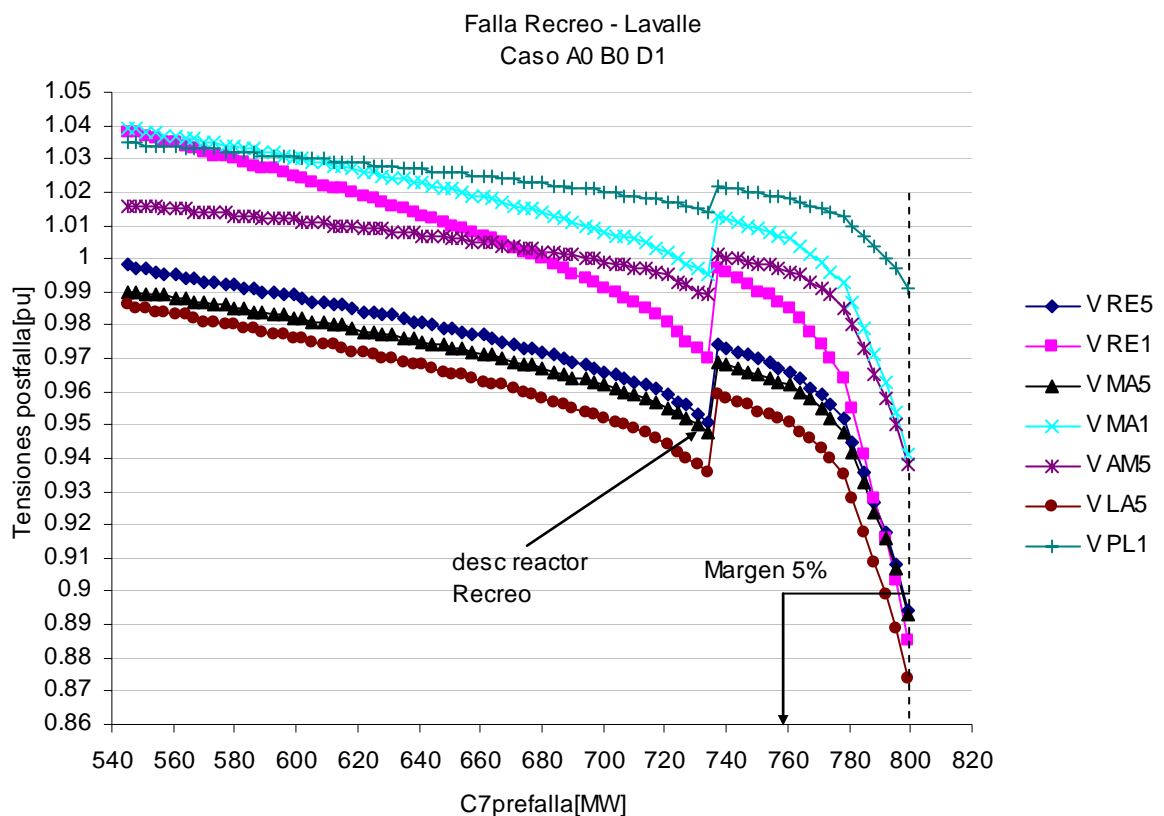


Figura N° 83 Curva PV F02 Falla Recreo – Lavalle. Desconexión de reactores por subtensión.

7.5.2. CASOS A1. CON MINERA. SIN 5MAST1. ALTE DEMANDA MINERA.

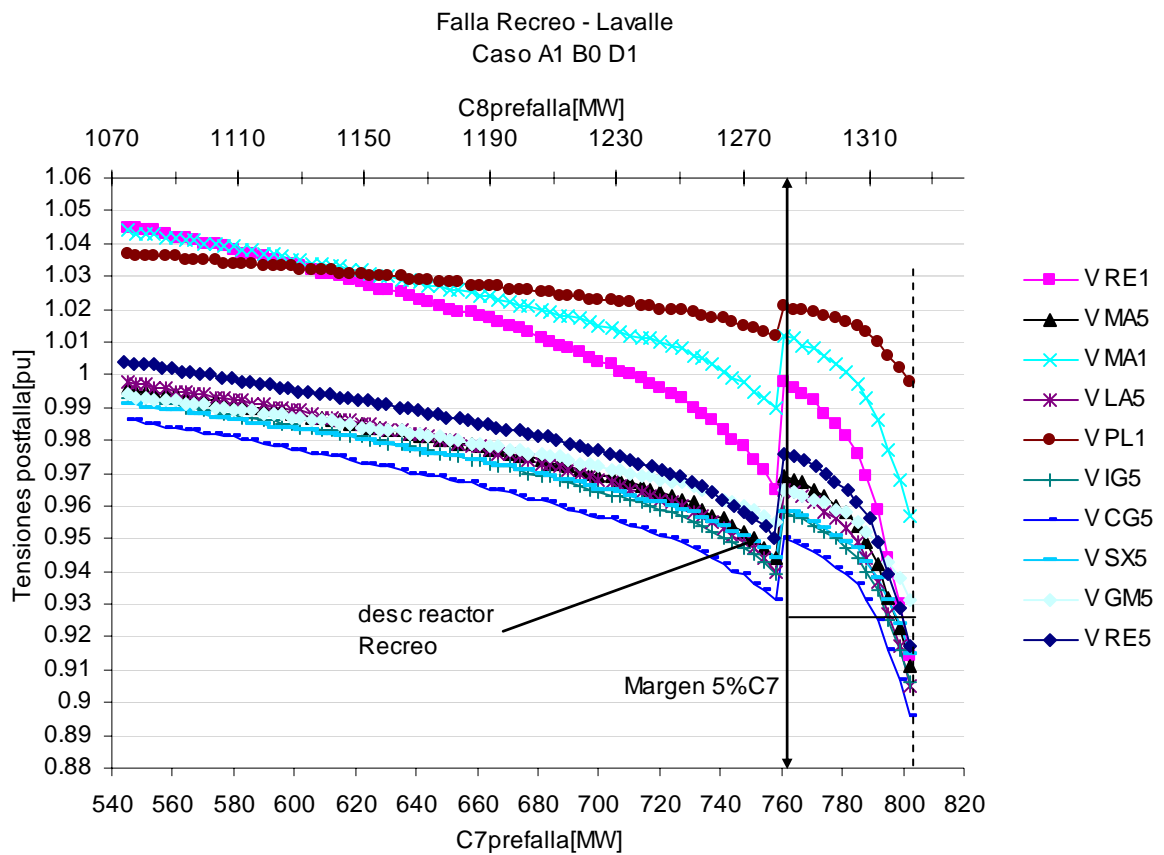
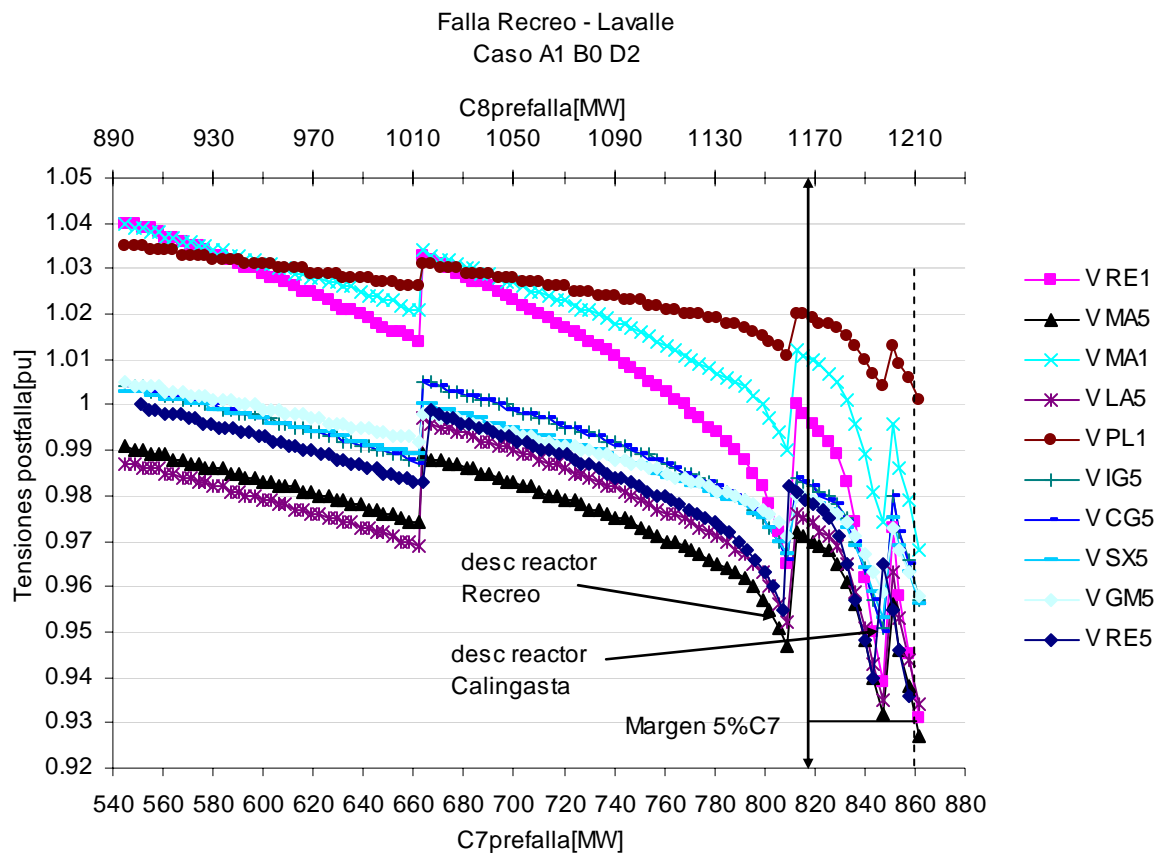


Figura Nº 84

7.5.3. CASOS A1. CON MINERA. SIN 5MAST1. BAJA DEMANDA MINERA.



7.5.4. CASOS A2. SIN MINERA. CON 5MAST1

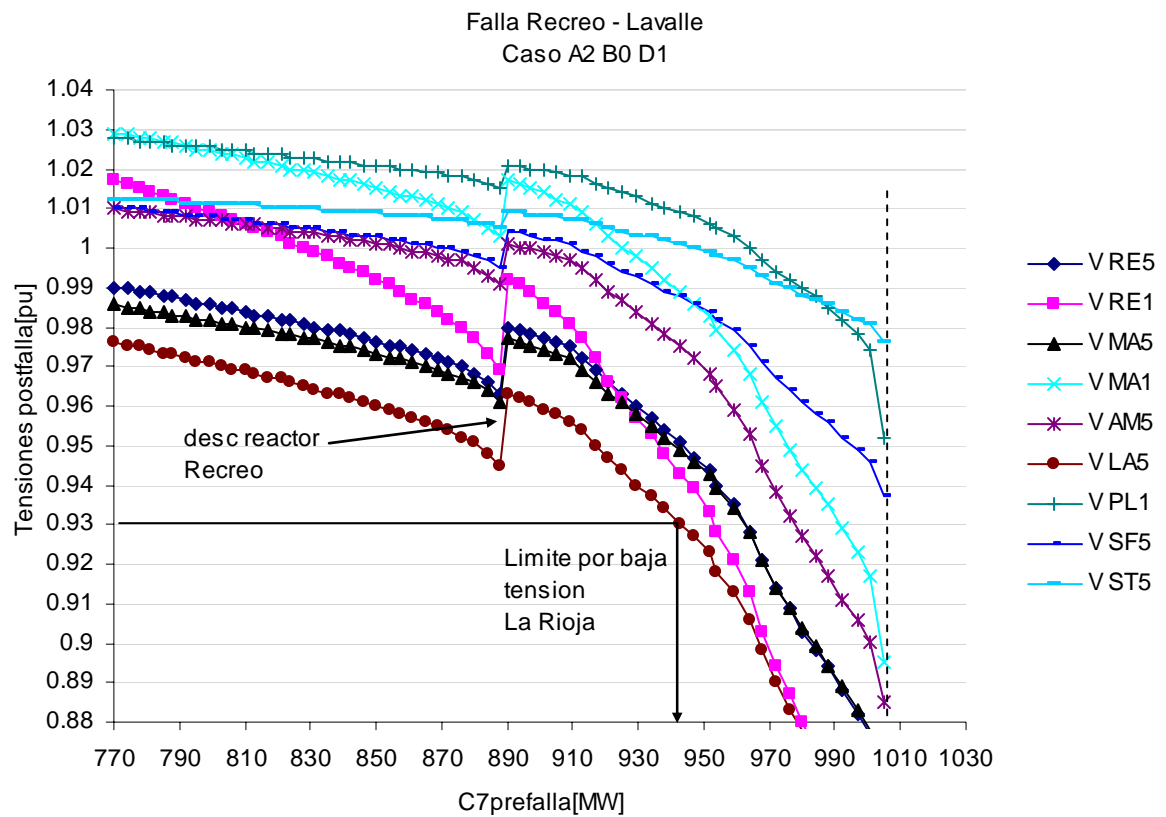


Figura Nº 86 PV. Esquema de desconexión de reactores subtensión.

8. VERIFICACIÓN DINÁMICA

En esta sección se efectúa la verificación de la estabilidad transitoria ante la falla Malvinas – Almafuerde de los casos analizados, para verificar criterio de máxima excursión angular de los generadores y verificar que la recuperación de la tensión cumpla criterio de back swing. Se utiliza para cada topología de red (A0, A1 y A2) los escenarios con máxima importación, correspondiente a los escenarios límite de los casos B4 (los de mayor nivel de importación). La Tabla 7 indica las figuras donde se reportan los resultados de las simulaciones.

Se verifica en todos los casos el cumplimiento de los criterios de desempeño dinámico.

Tabla 7 Verificación dinámica F01 Falla Malvinas Almafuerde

Alternativa	Descripción	Ángulos	Tensiones	Flujo prefalla
A0	Sin minera, Sin 5MAST1	Figura N° 87	Figura N° 88	Figura AI-13
A1	Con minera, Sin 5MAST1	Figura N° 89	Figura N° 90	Figura AI-27
A2	Sin minera, Con 5MAST1	Figura N° 91	Figura N° 92	Figura AI-39

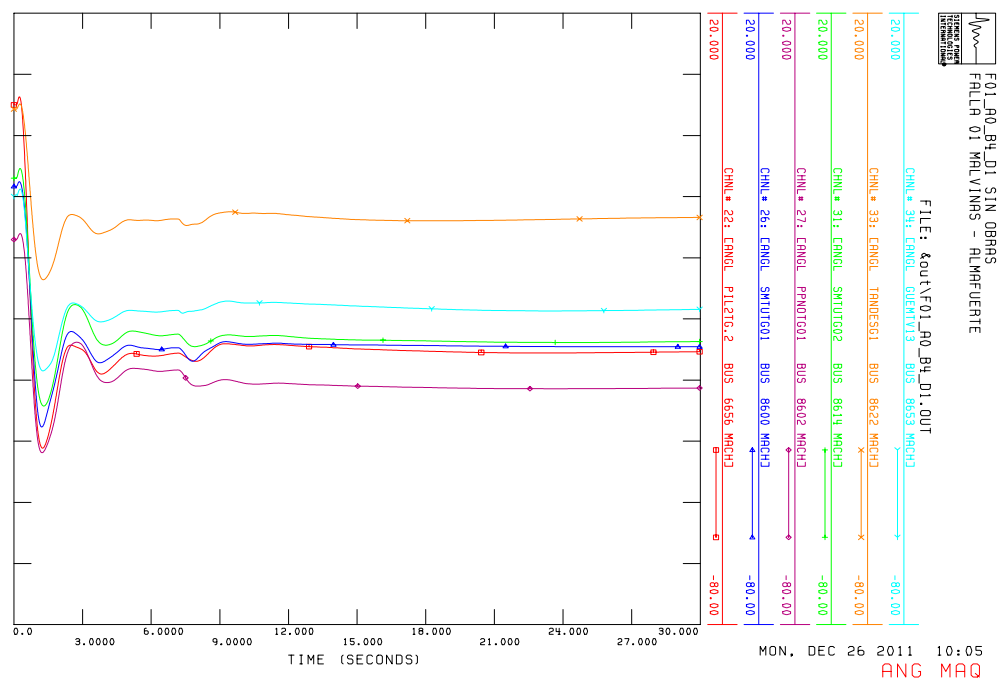


Figura N° 87 Ángulo de rotores, caso A0, sin obras.

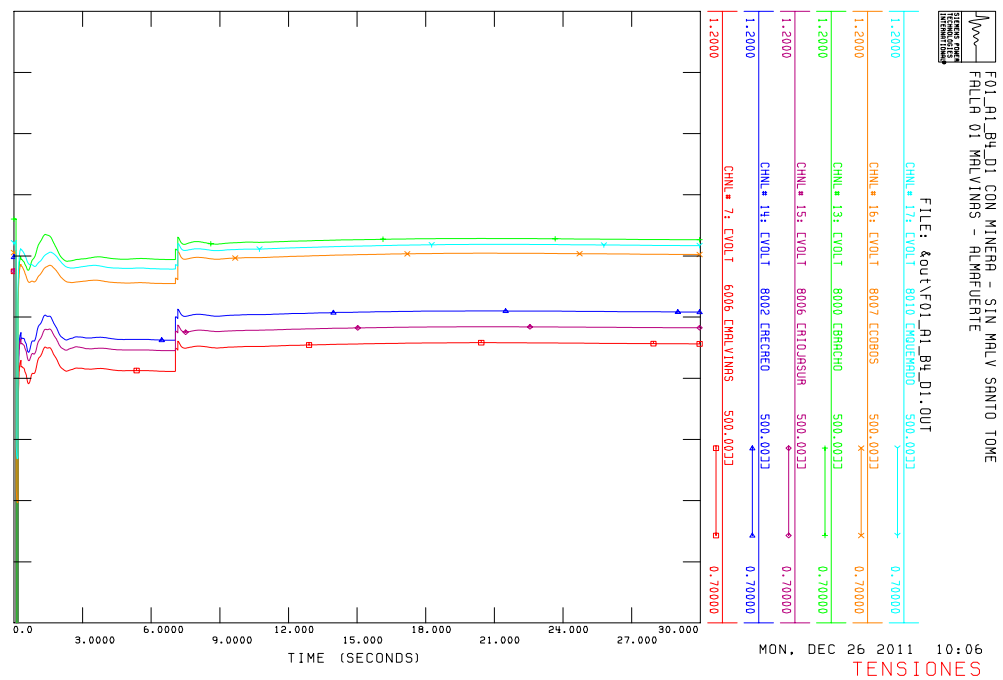


Figura Nº 90 Tensiones, Caso A2, Con línea minera, sin Malvinas Sonto Tomé

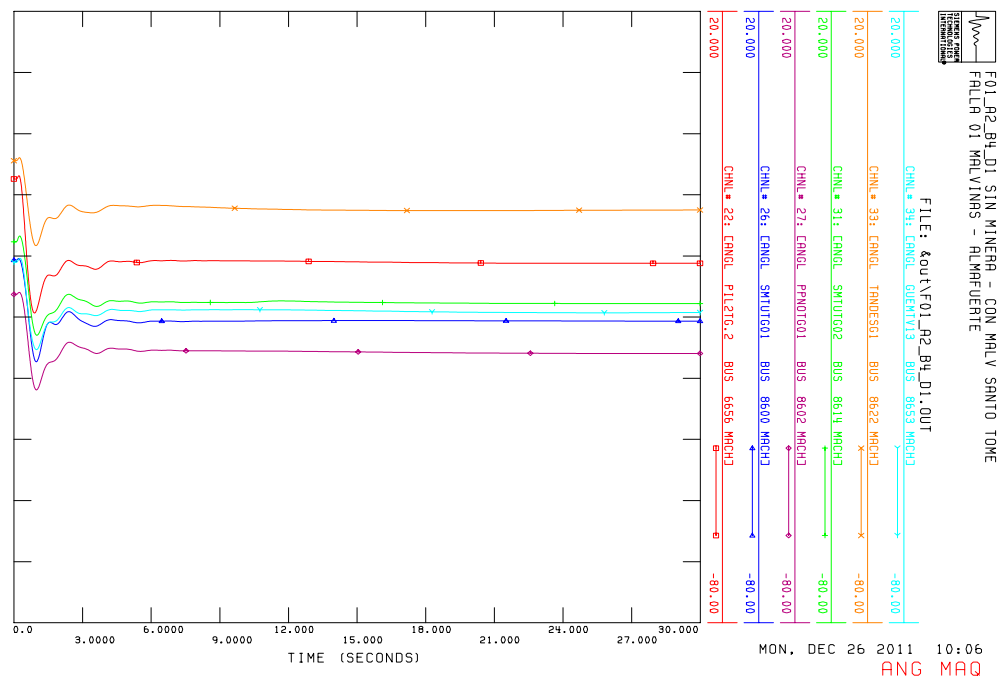


Figura Nº 91 Ángulo de rotores, caso A2, sin línea minera, con Malvinas Sonto Tomé

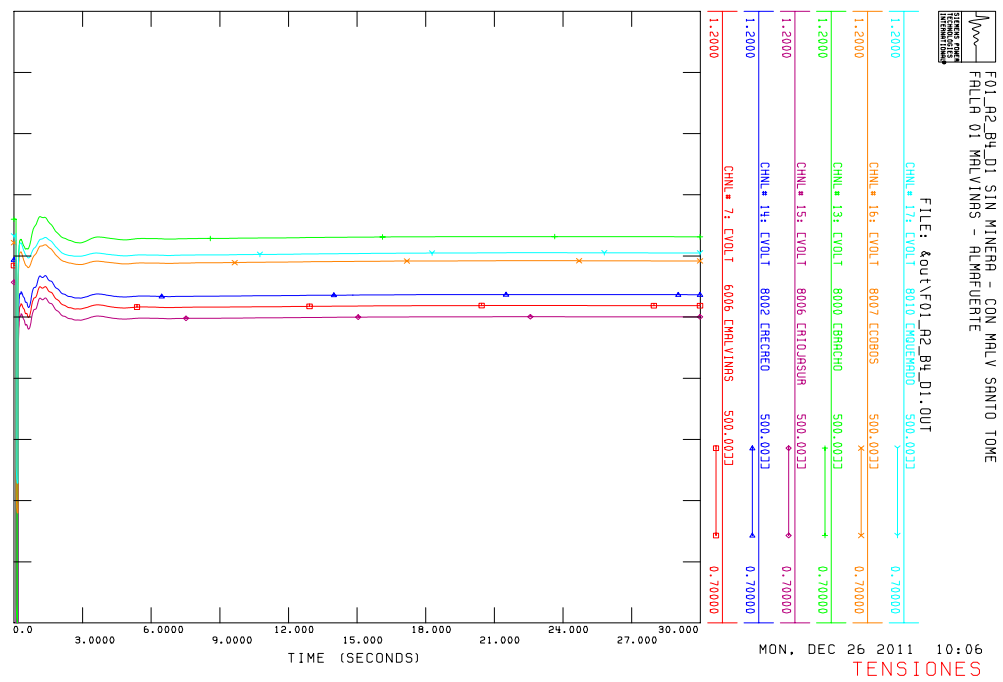


Figura N° 92 Tensiones, Caso A2, sin línea minera, con Malvinas Sonto Tomé

9. CONCLUSIONES

A partir de las interconexiones NEA-NOA, y Comahue-Cuyo, surge una nueva topología del sistema, caracterizada por anillos de gran longitud. En condición N-1 pueden generarse extensos corredores radiales, que contienen áreas con baja generación. Se reflejan problemas anteriormente no tradicionales en el sistema de 500kV, de inestabilidad de tensión. Surge una necesidad urgente de definir criterios para análisis de estabilidad de tensión en el SADI. En este trabajo se han utilizado las recomendaciones de la WECC [1].

Se realizó un estudio comparativo respecto de la mejora de la importación del área EPEC Norte, La Rioja y Recreo (denominado límite de transmisión C7), ante la incorporación de la línea minera y la línea Malvinas Santo Tomé.

La contingencia más severa resulta la salida de la línea Malvinas Almafuerte. Los límites se estudiaron mediante un análisis estático de curvas PV y QV, efectuando también las verificaciones dinámicas de estabilidad transitoria. Además se efectuó el análisis de la falla de la línea de 500kV Lavalle – Recreo.

En los casos sin la incorporaciones de nuevas líneas de 500kV, considerando la compensación serie de la línea NEANOA, se observa que el límite C7 puede mejorarse notoriamente si existiera un control conjunto de tensión de la Generación vinculada a El Bracho 500kV. Se observó que cuando las máquinas controlan cada una su tensión terminal, el límite de transmisión se alcanza por baja tensión en el sistema de 500kV, y las máquinas quedan con reserva de potencia reactiva. Cuando se analiza un control conjunto de la tensión en el nodo El Bracho 500kV, las máquinas pueden aportar la totalidad de su potencia reactiva disponible, y el límite de transmisión aumenta considerablemente. Sin embargo, esto trae una desventaja desde el punto de vista de la desconexión automática de los reactores de barra del sistema de 500kV: podría no darse la condición de subtensión para la desconexión. Por lo tanto, un esquema de control conjunto de tensión en 500kV para la generación de El Bracho, debería estar acompañado de un esquema especial de desconexión de reactores de barra del sistema de 500kV. En caso que se instalen capacitores shunt en barras de 132kV, la conexión de éstos también podría formar parte de este esquema de control de toda el área.

Cabe destacar respecto a los escenarios donde la maniobra de reactores y capacitores shunt se efectúa por subtensión, que se trata de partir de un flujo precontingencia donde los reactores estén conectados y los capacitores desconectados (siempre las tensiones dentro de banda de operación normal). De esta forma se podrá determinar si es efectiva la desconexión postfalla.

Se identificó en una gran cantidad de los casos (sobretudo cuando se efectúa control conjunto de tensión sobre sistema de 500kV) que el colapso de tensión se alcanza inmediatamente después que los generadores del área agotan su reserva de potencia reactiva. Este hecho refleja que podría ser de utilidad un esquema de control que monitoree la reserva de potencia reactiva generadores del área, y efectúe la operación de capacitores o reactores shunt. En este trabajo se estudió un esquema que monitorea el margen de potencia reactiva de las máquinas de El Bracho, y desconecta reactores cuando el margen llega al 5% del $Q_{\text{máximo}}$ disponible.

Cabe destacar que los escenarios de estudio se basaron en hipótesis optimistas del punto de vista de la generación en Bracho. Los límites de transmisión obtenidos en estudio no son absolutos. Tienen en cuenta solamente situaciones particulares de despacho de las diferentes áreas. Solo sirven a modo de comparación de las diferentes alternativas de ampliación del sistema de transporte. El estudio del sistema para la operación debería ser tratado con modelos de demanda más detallados, con una representación más completa de la red de subtransmisión, incluyendo transformadores de distribución y su regulación [6].

Debido a la gran dependencia de los límites de transmisión con el despacho del área y el margen de los generadores, hace que sea fundamental para la operación contar con un análisis estático de contingencias online que calcule los márgenes de potencia reactiva en los puntos más débiles de la red. El establecimiento de límites de transmisión absolutos podría no ser aplicable para este tipo de fenómenos, y debido a la gran variedad de alternativas podría volverse inmanejable el establecimiento de límites con estudios offline [7].

Los límites de transmisión obtenidos para cada una de las alternativas estudiadas se muestran en la [Tabla 4](#). En particular, en la Tabla 8 se indica un resumen de los valores de las transferencias obtenidos en los casos del control óptimo de la potencia reactiva (casos B4). Por otro lado, la Tabla 9 expone los valores de las transferencias C7 en los flujos típicos de la Guía de Referencia de TRANSNER.

Tabla 8 Transferencia C7 máximas obtenidas, con esquemas óptimos de desconexión de reactores y control conjunto de tensión en Bracho 500kV y con capacitores shunt Recreo 132kV y Malvinas 132kV

Caso	C7 [MW]
Sin Minera, Sin 5MAST1	730
Con Minera, Sin 5MAST1, alta demanda minera	780
Con Minera, Sin 5MAST1, baja demanda minera	870
Con Minera, Sin 5MAST1, sin demanda minera	890
Sin Minera, Con 5MAST1	1035

Tabla 9 Transferencia C7 de flujos típicos Guía de Referencia de TRANSNER 2012/2020

Escenario	C7 [MW]
I13p	618
V14p	667
I14p	664
V15p	714
V16p	804
V17p	886
V18p	908
V19p	968
V20p	974

Comparando estos valores, se desprende que únicamente con la línea minera y la hipótesis inicial de demanda minera, en principio no podría garantizarse el abastecimiento del área a partir del escenario V16p. En este escenario se prevé una importación C7 de 800MW, aún con máxima generación en EPEC Norte (2 máquinas de CC Pilar hacia EPEC Norte). Con lo cual, solo podría abastecerse el área cumpliendo condición N-1 de línea Malvinas Almafuerse, si la línea minera posee una relativa baja demanda en la zona de San Juan.

Por otro lado, el límite obtenido con la incorporación de la línea Malvinas Santo Tomé de 1035MW resulta aún mayor que la transferencia del flujo típico del año horizonte de la Guía de Referencia.

Los resultados de los estudios muestran que la contribución de la línea minera es marginal respecto del objetivo perseguido, aunque la demanda minera no sea muy alta. Por el contrario, resultan altamente positivas tanto la nueva interconexión en 500 kV Centro-Litoral Malvinas – Santo Tomé como la implementación de un esquema optimizado de control de potencia reactivo en NOA-Centro.

10. REFERENCIAS

- [1] Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, Final Report Western Electricity Coordinating Council, Mayo 1998.
- [2] Estudios de Interconexión NEANO 500 kV Fase 2: Definición de soluciones para la operación de la red del SADI – Versión 5. Grupo Consultor Mercados Energéticos – P. B. Power – SIEYE – FUUNSAJ. Octubre 2011.
- [3] WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration. C.W. Taylor, D. C. Erickson, K. E. Martin, R. E. Wilson, V. Venkatasubramanian. Proceedings of the IEEE Mayo 2005, Vol 93 Issue:5 pp 892 – 906.
- [4] Posible expansión de la red de transmisión en alta tensión del SADI. V. Sinagra. Seminario CIGRE: Desafíos Técnicos para la Conexión de Generación Eólica al SADI y a Microrredes Eléctricas. 18 y 19 de Agosto de 2011.
- [5] Base de datos del SADI para usuarios de PSS/E. CAMMESA 2011
- [6] Power System Voltage Stability, C. W. Taylor, McGraw-Hill, 1994.
- [7] Development of On-Line Voltage Stability Assessment Tools at BC Hydro. G. K. Morison. Paper presented at the 1998 IEEE PES Winter Meeting in Tampa Bay.

Identificación de barras

N° Barra	Código	Denominación
7011	5IG	Rodeo Iglesias 500kV
7012	5CG	Calingasta 500kV
7006	5SX	San Juan 500kV
8012	5LV	Lavalle 500kV
8013	5SE	Santiago 500kV
5016	CHA	Chaco 500kV
8010	5MQ	Monte Quemado 500kV
8000	5BR	Bracho 500kV
8002	5RE	Recreo 500kV
8292	1RE	Recreo 132kV
6006	5MA	Malvinas 500kV
6252	1MA	Malvinas 132kV
6007	5SF	San Francisco 500kV
4010	5ST	Santo Tomé 500kV
6257	1PL	Pilar 132kV

ANEXO FLUJOS DE CARGA

WED, DEC 28 2011 10:03

WED, DEC 28 2011 10:03

WED, DEC 28 2011 10:03

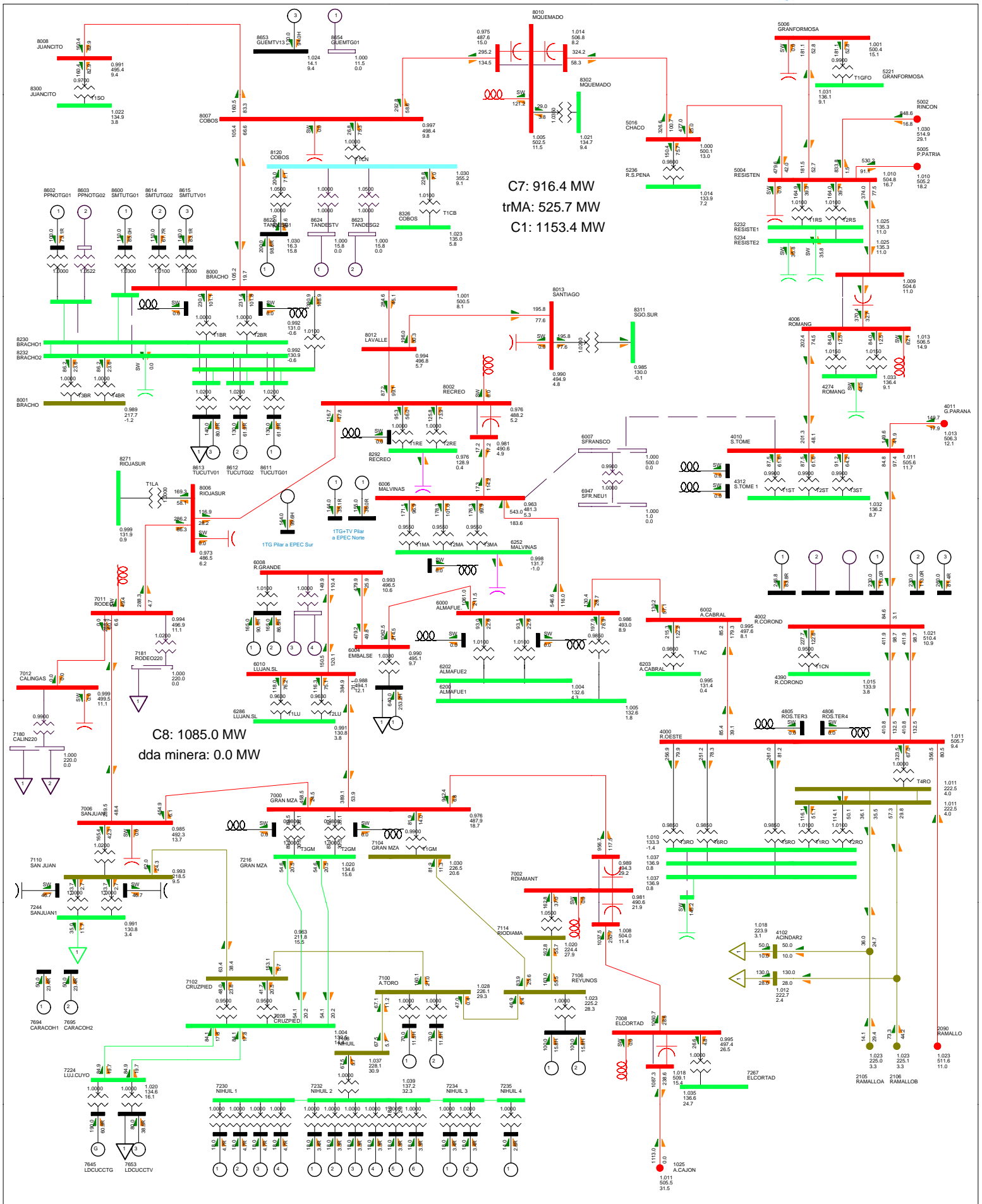


FIG AI-4 RED N A1_B0_D3_SIN_CSH_95C7

FIG AI-5 RED N A2_B0_D1_SIN_CSH_95C7

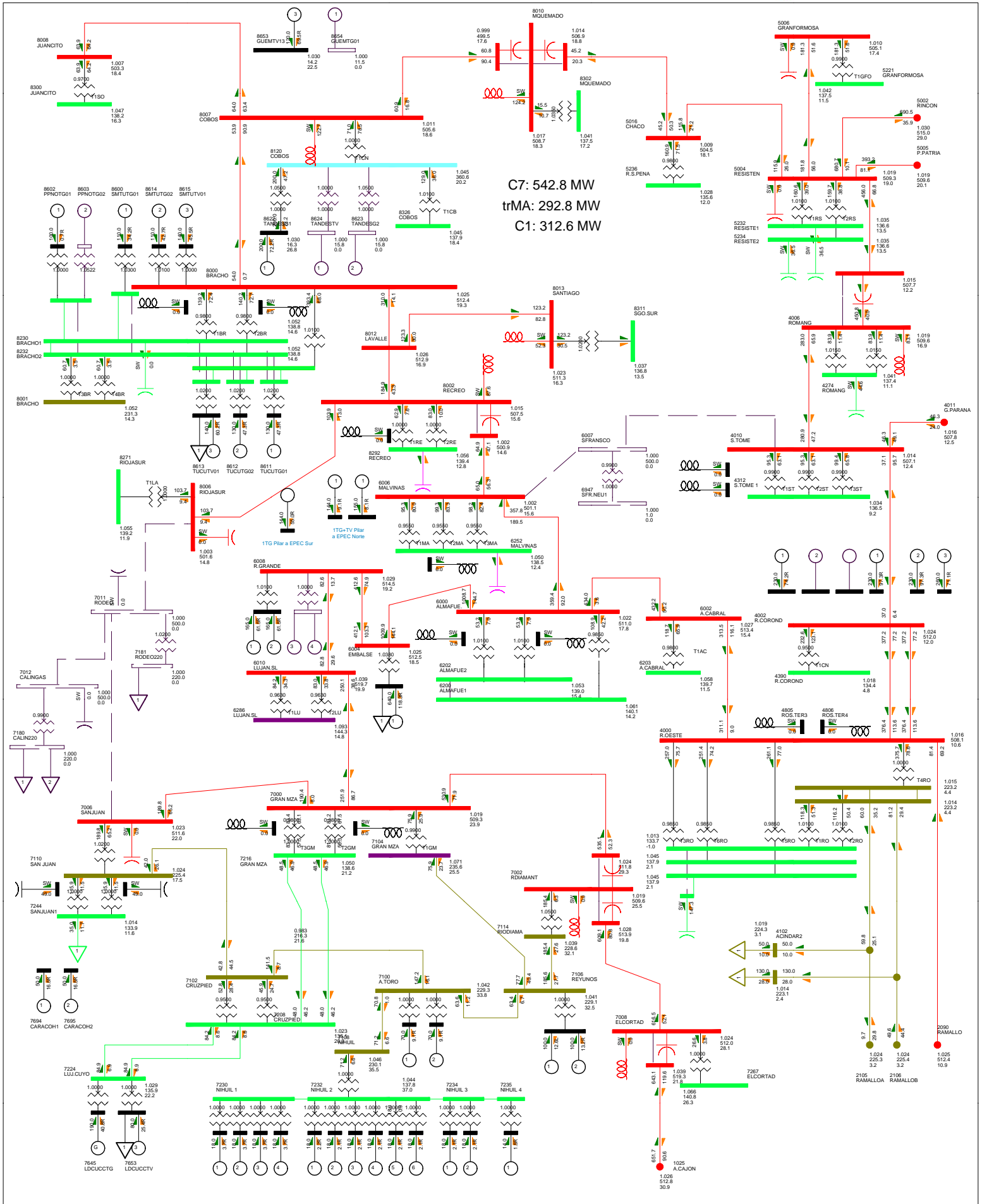


FIG AI-06 A0_B0_D1_SIN_CSH_V093_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:03

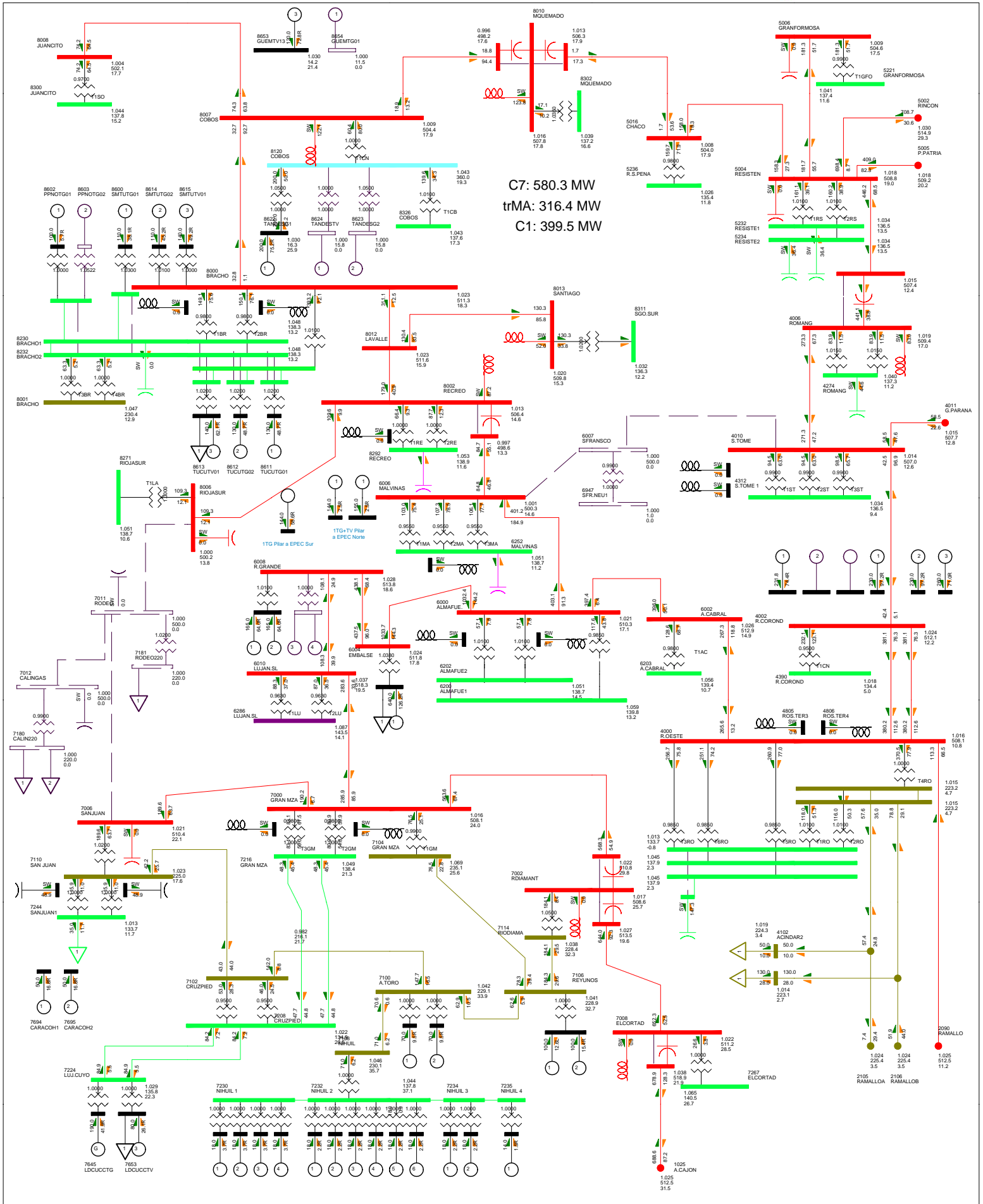


FIG AI-08 A0_B1_D1_SIN_CSH_V093_PREFALLA

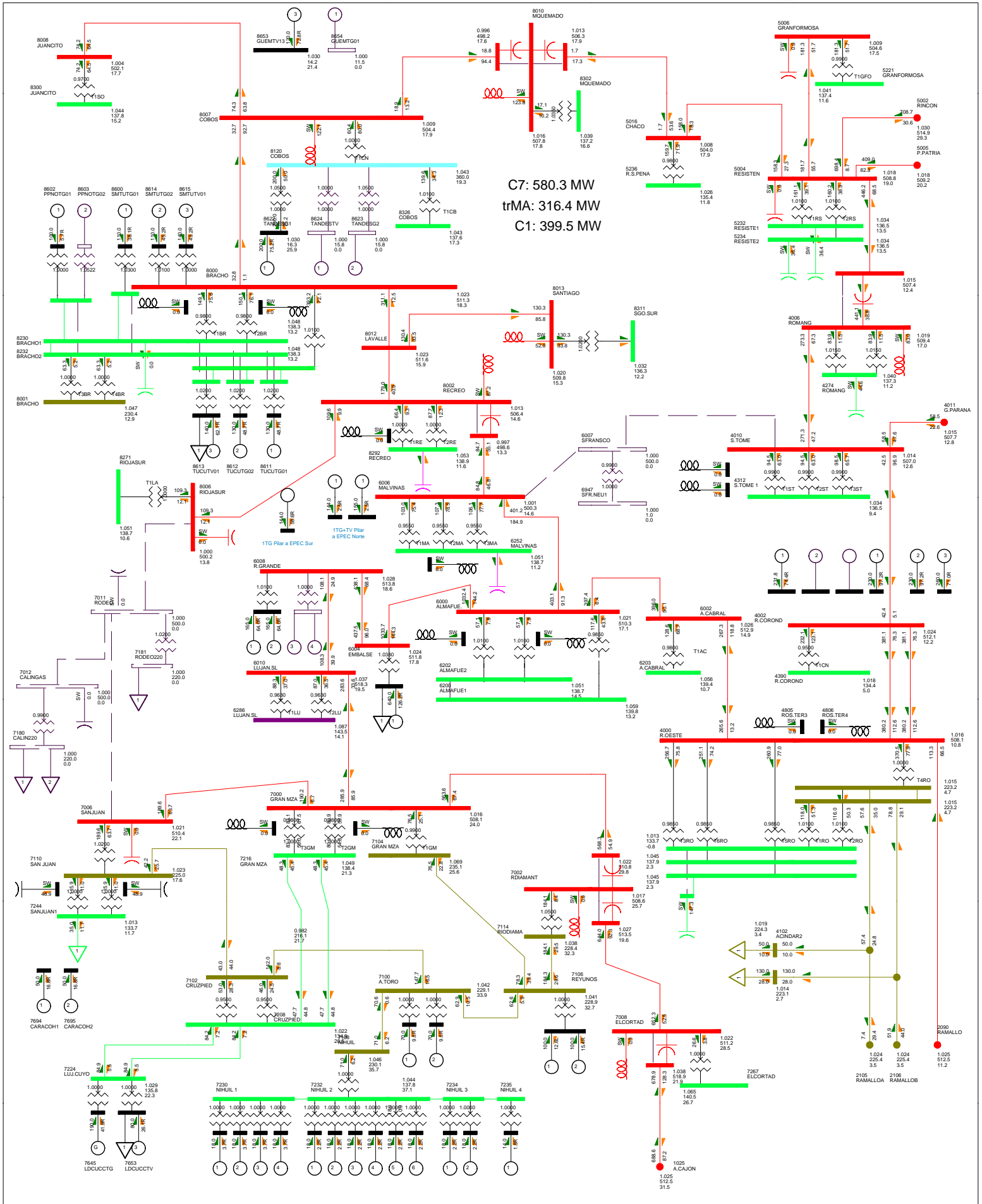


FIG AI-09 A0_B1_D1_CON_CSH_V093_PREFALLA

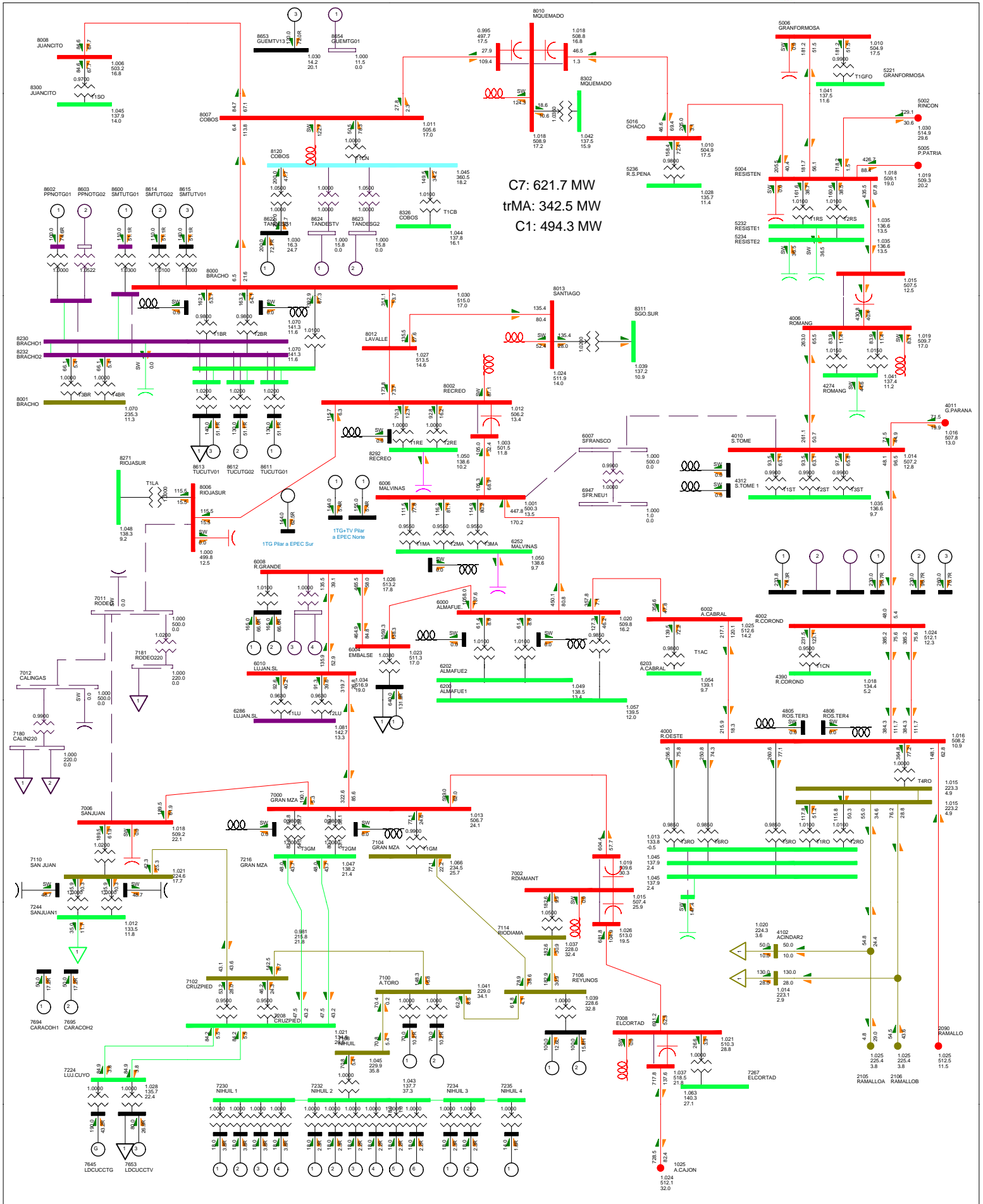


FIG AI-10 A0_B2_D1_SIN_CSH_95C7_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:04

WED, DEC 28 2011 10:04

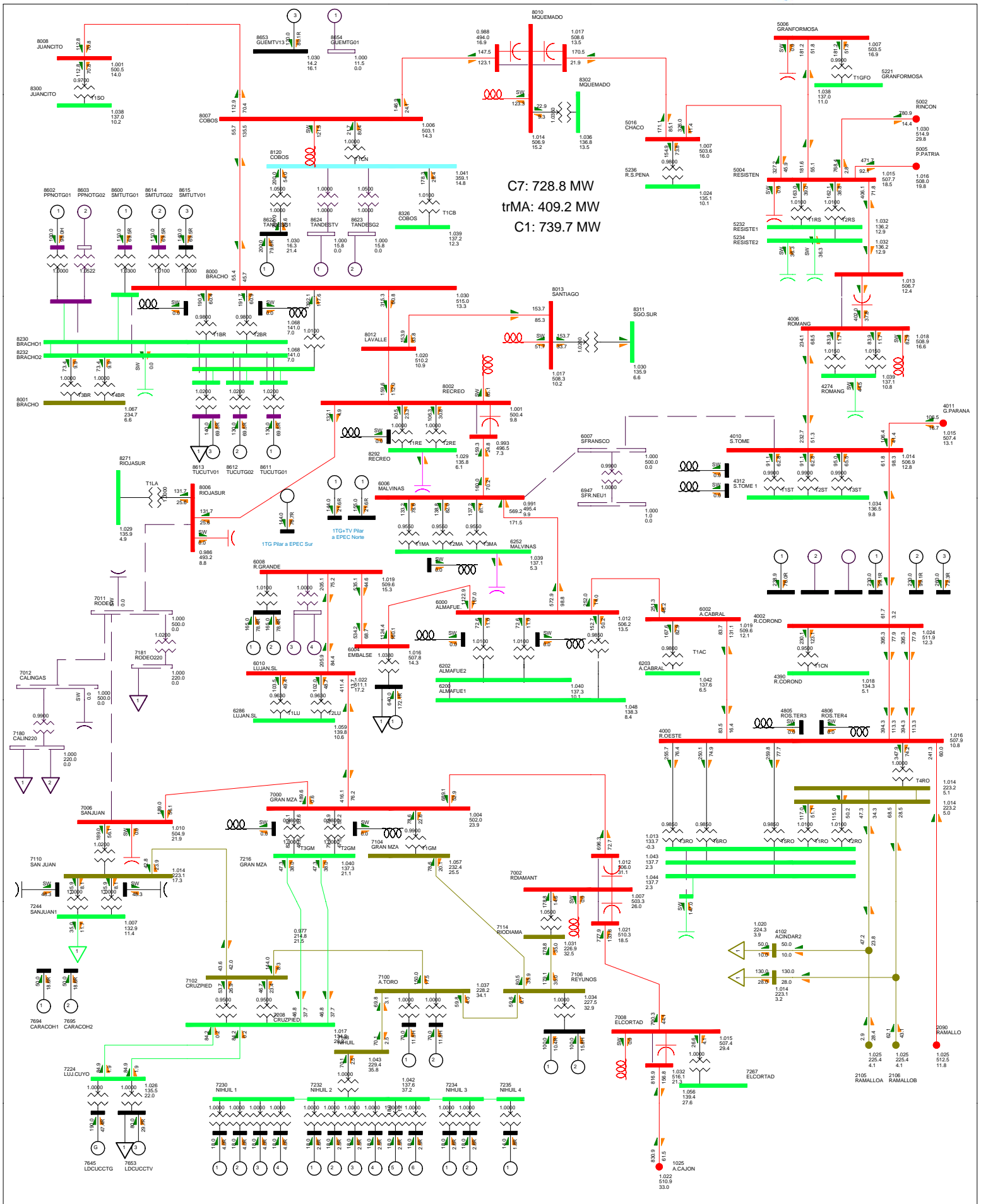
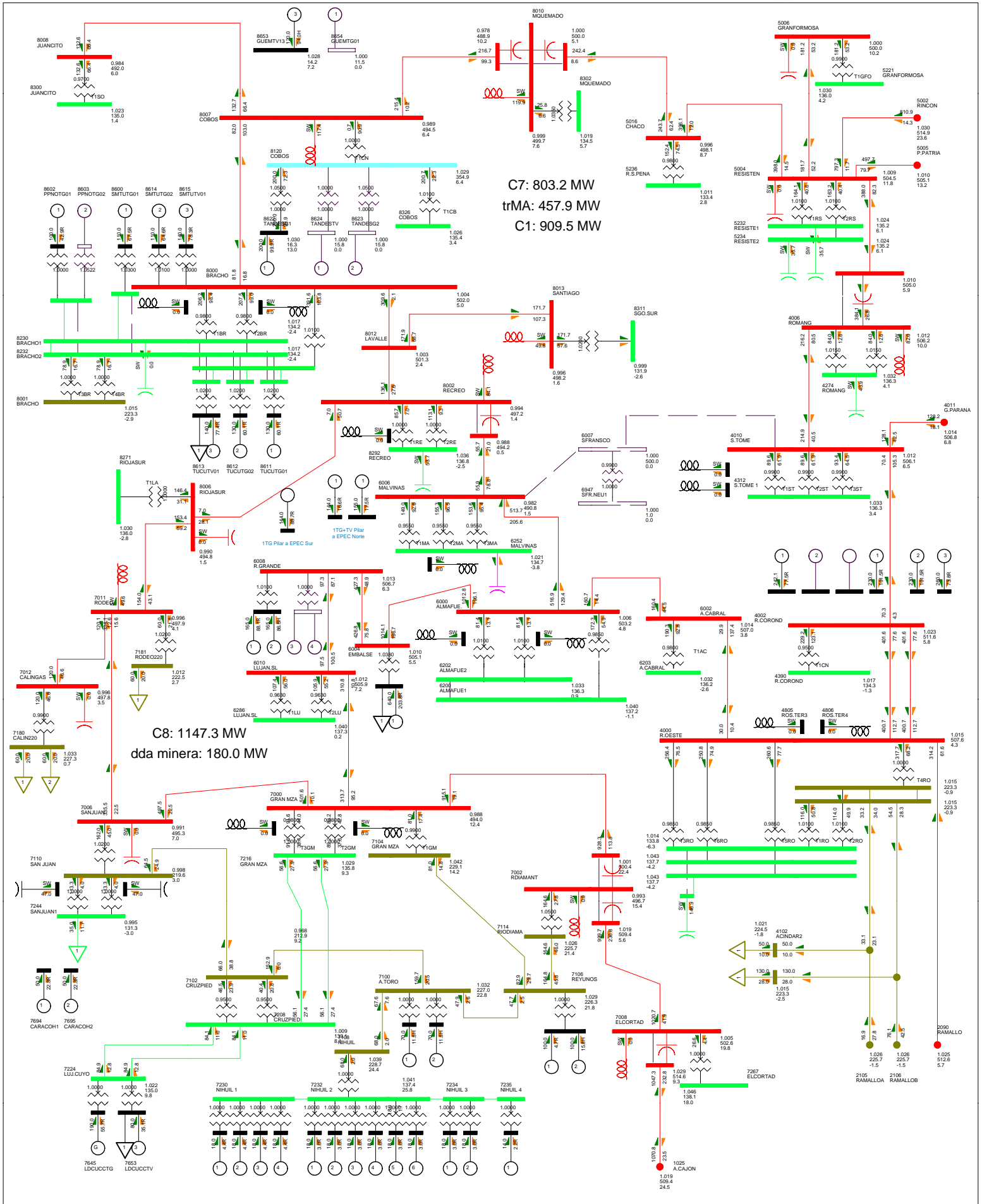


FIG AI-13 A0_B4_D1_CON_CSH_95C7_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:04

WED, DEC 28 2011 10:04

WED, DEC 28 2011 10:04



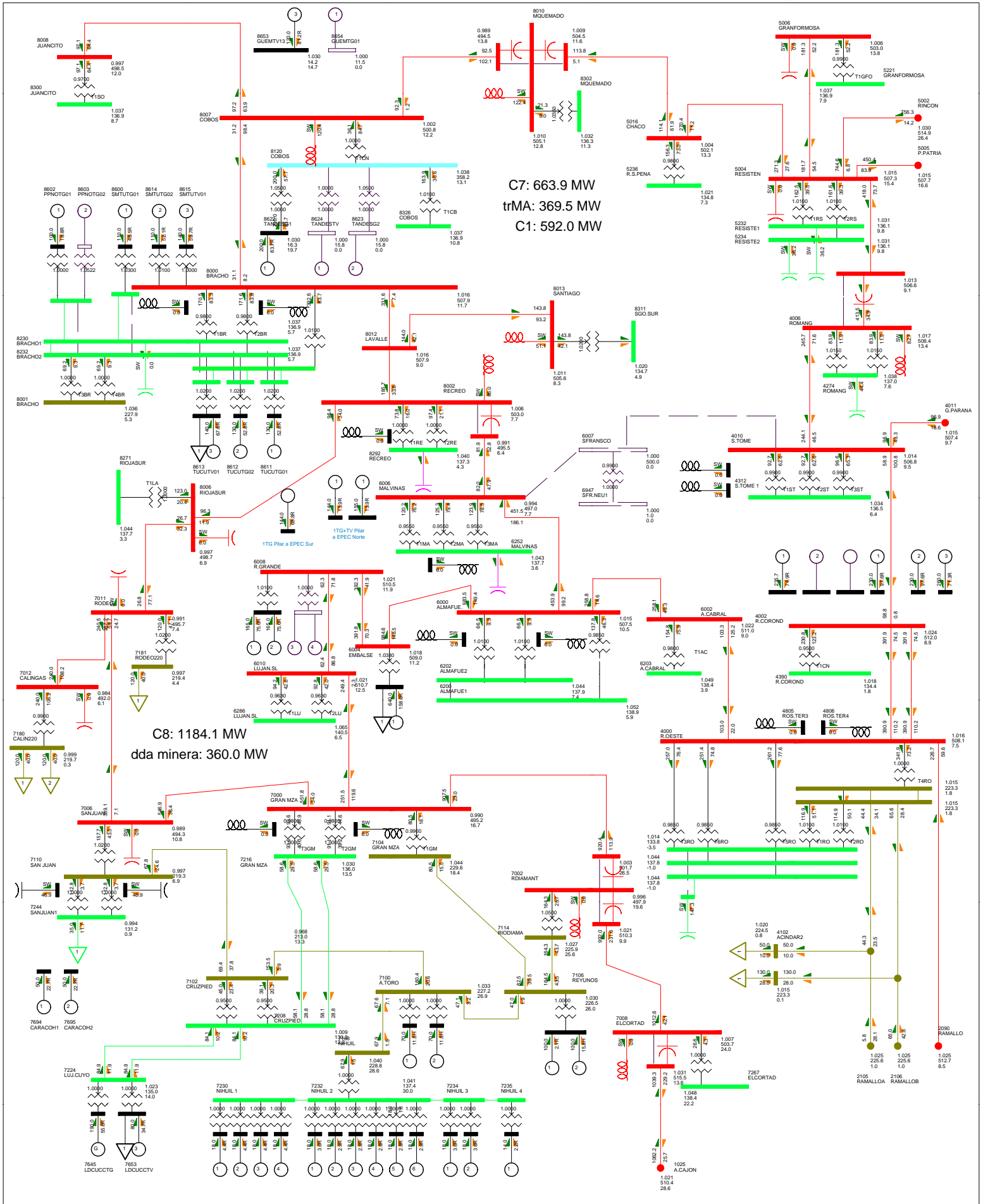


FIG AI-18 A1_B1_D1_SIN_CSH_V093_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:04

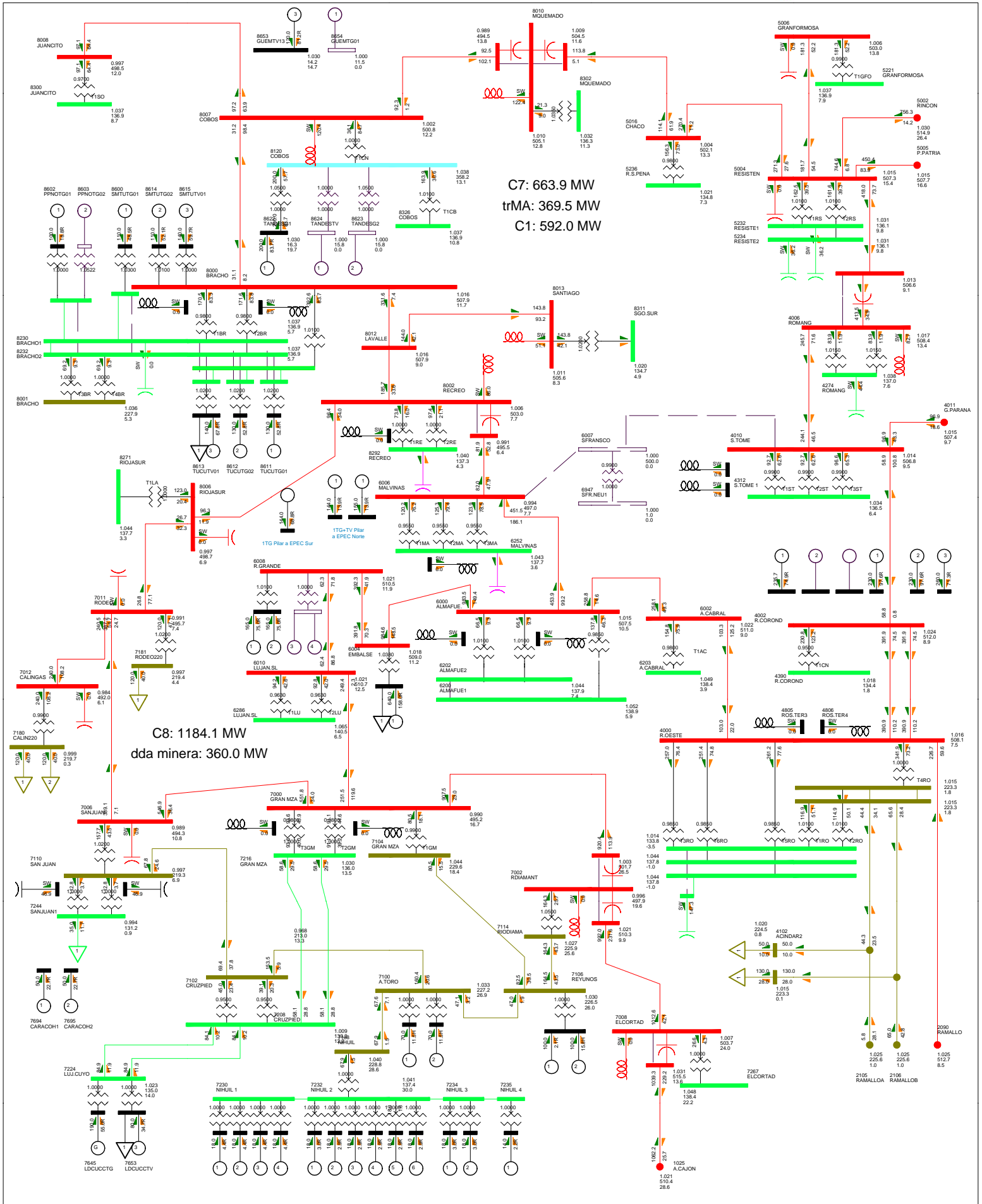


FIG AI-19 A1_B1_D1_CON_CSH_V093_PREFALLA

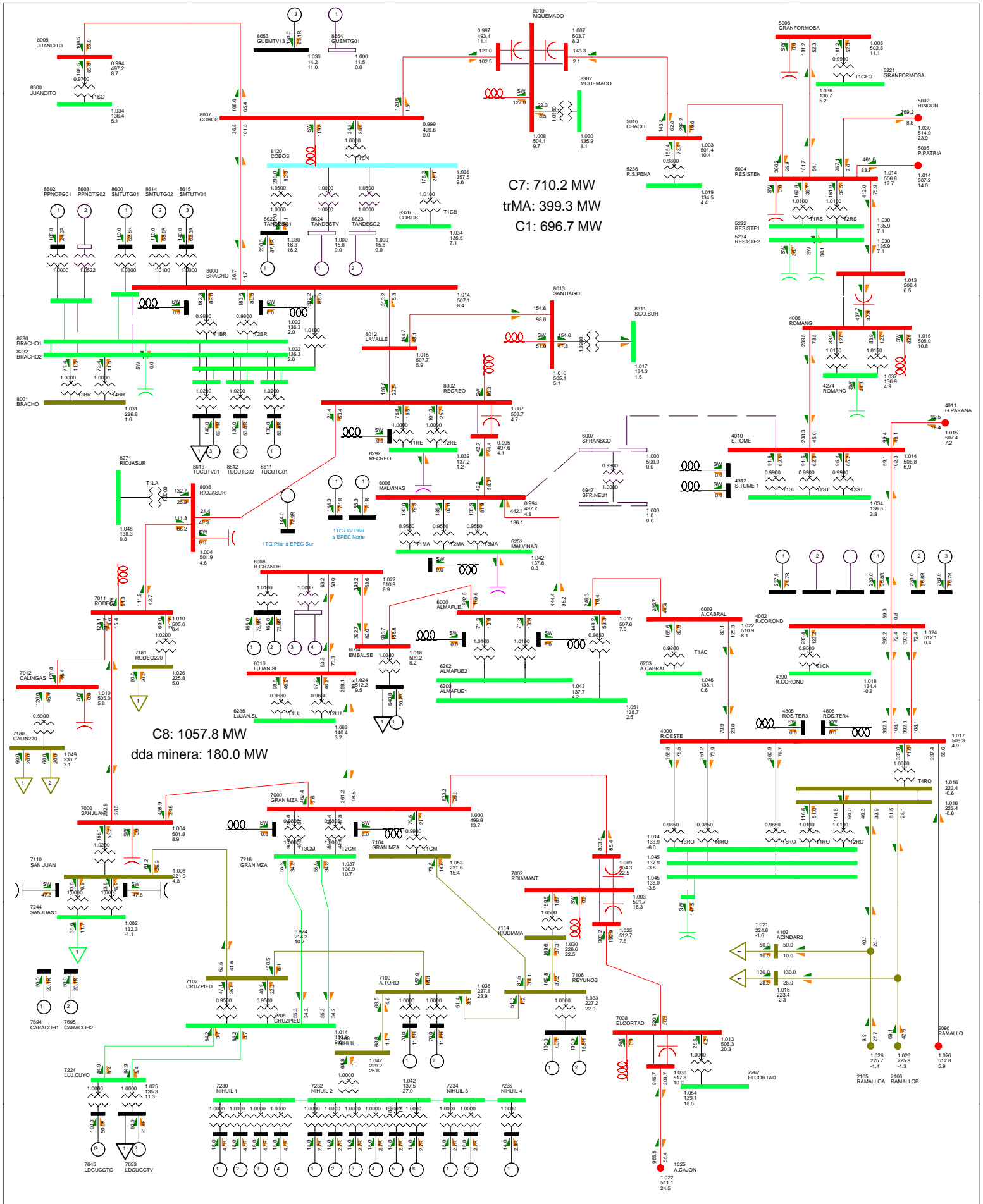


FIG AI-20 A1_B1_D2_SIN_CSH_V093_PREFALLA

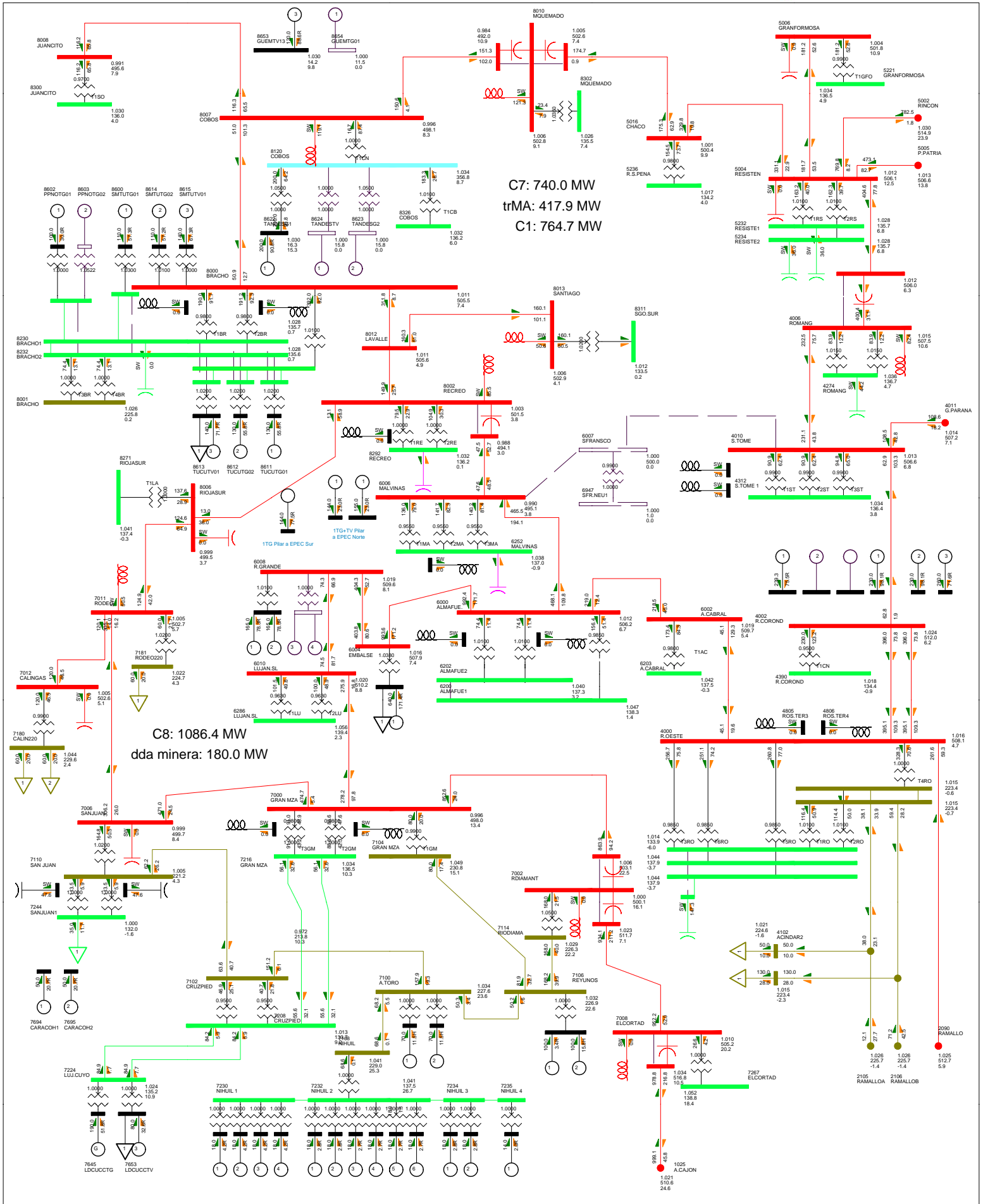


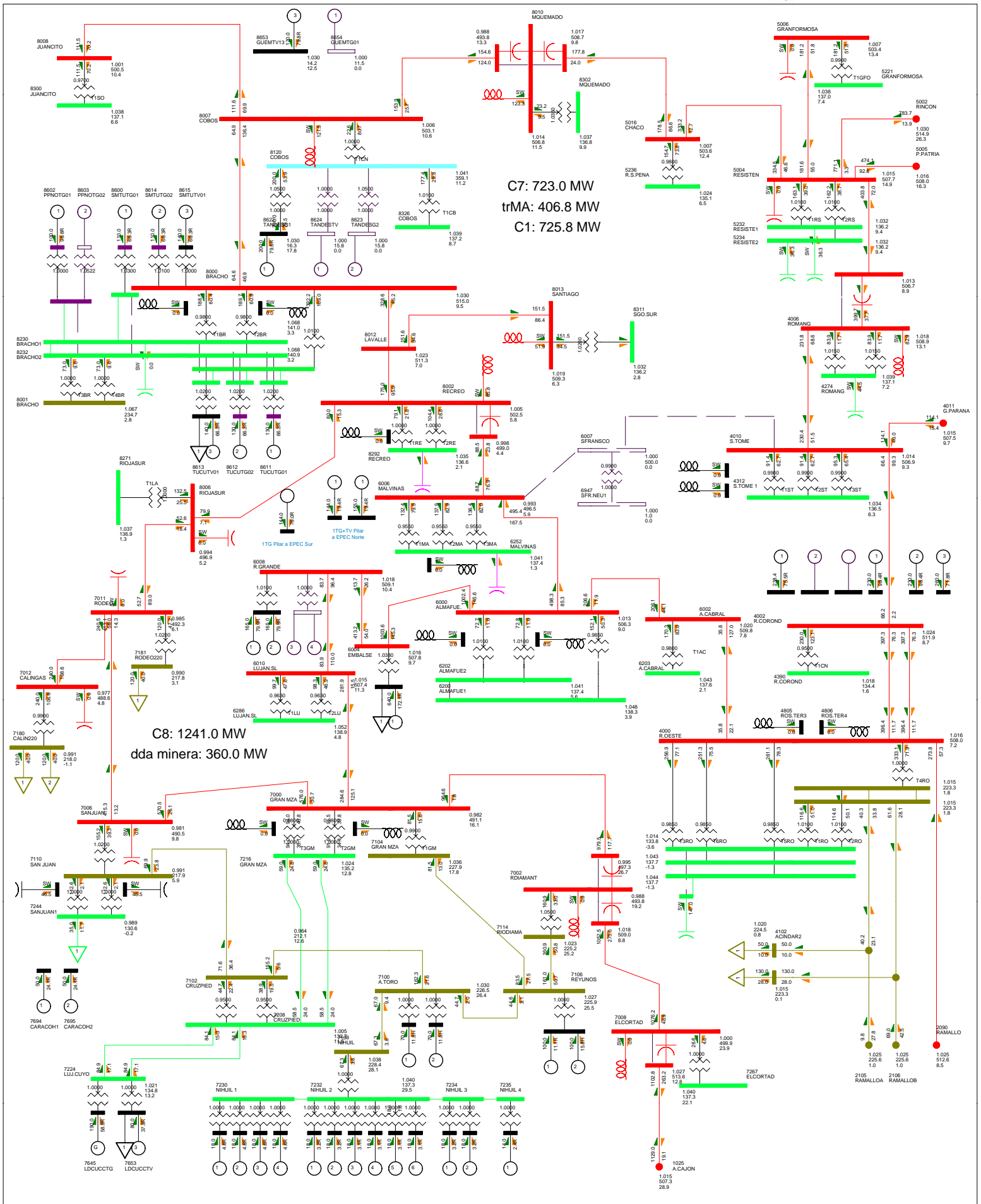
FIG AI-21 A1_B1_D2_CON_CSH_95C7_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:04

WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05



WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05

WED, DEC 28 2011 10:05

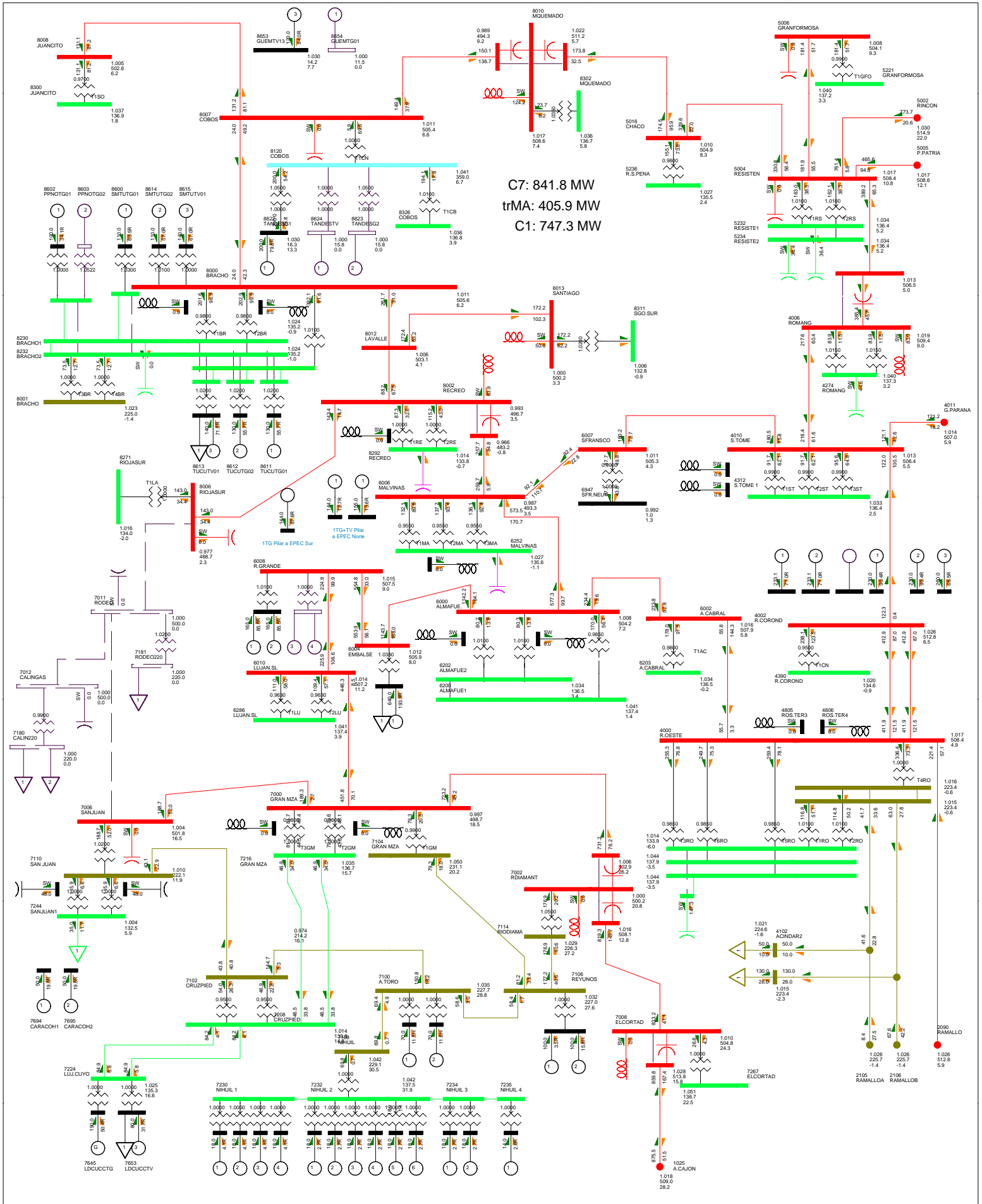


FIG AI-32 A2_B0_D1_SIN_CSH_V093_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:05

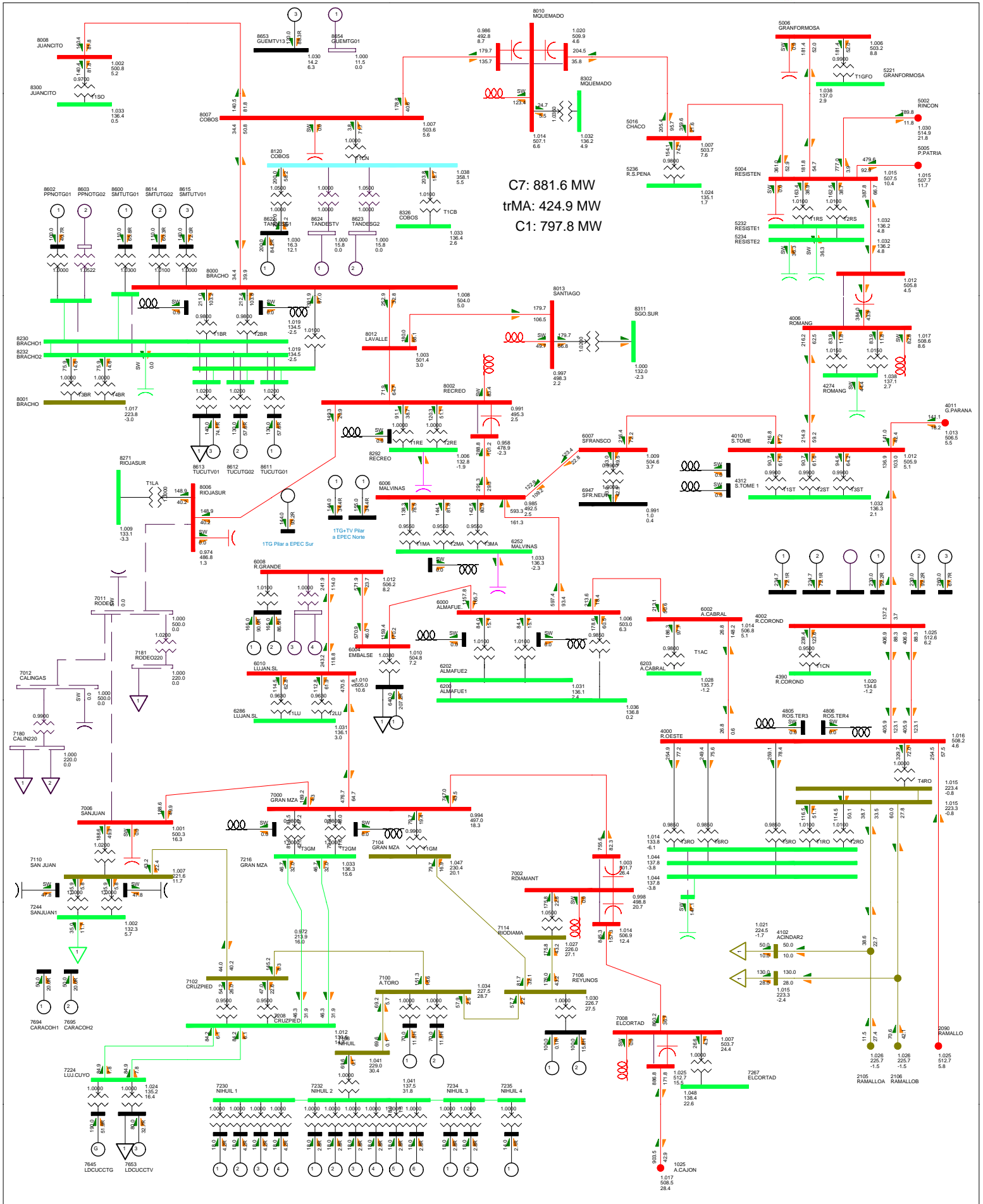


FIG AI-34 A2_B1_D1_SIN_CSH_V093_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:06

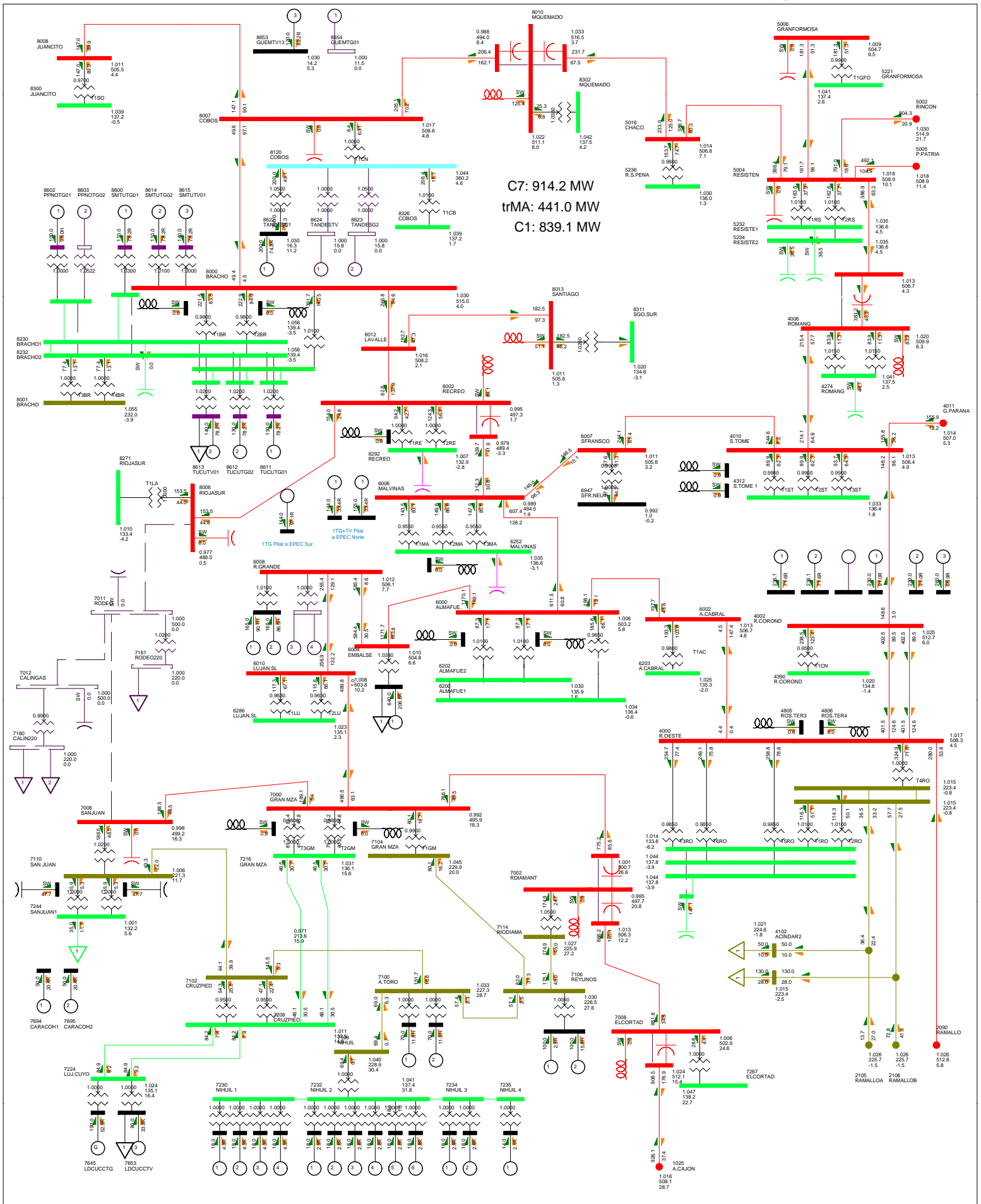


FIG AI-36 A2_B2_D1_SIN_CSH_95C7_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:06

WED, DEC 28 2011 10:06

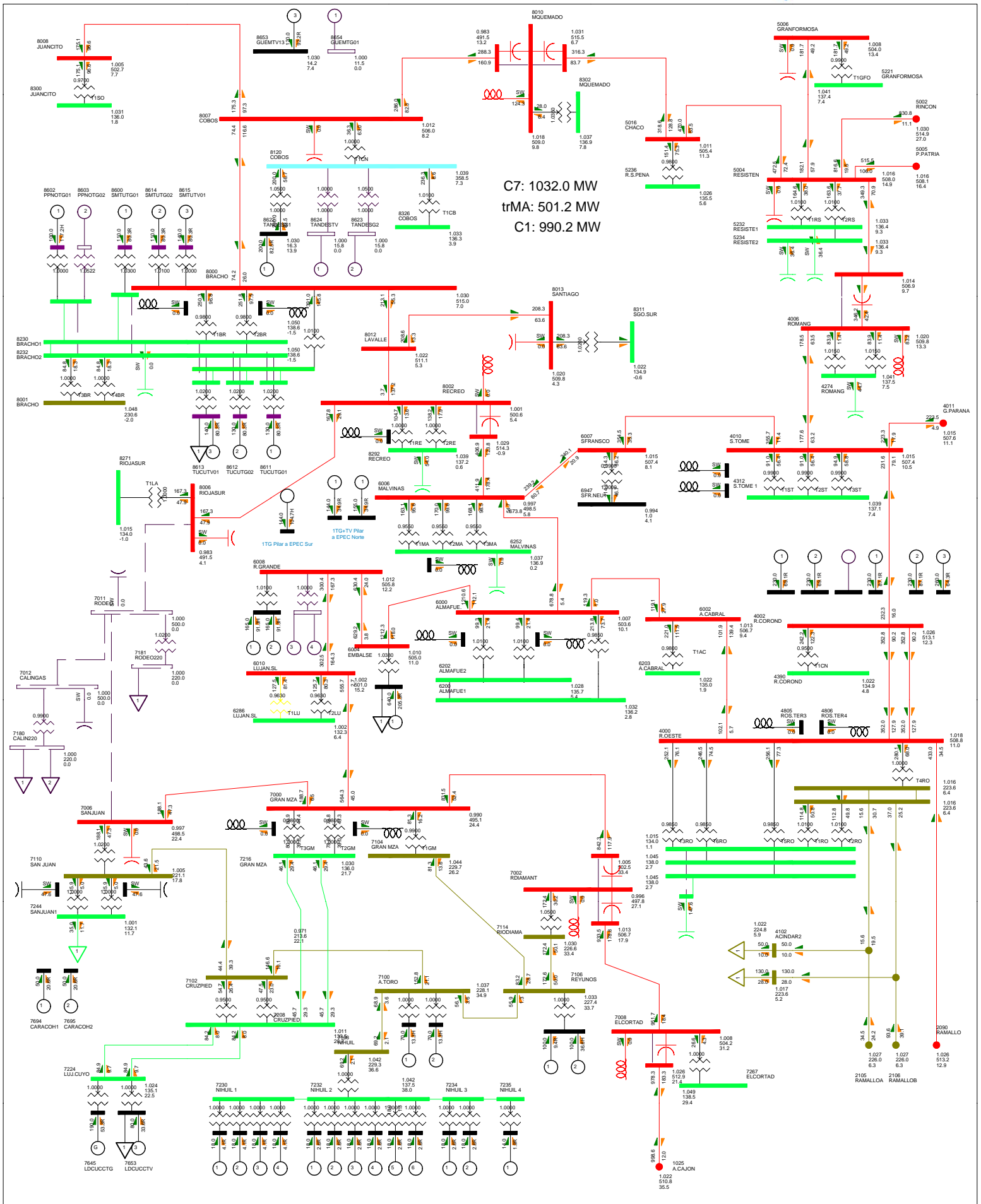


FIG AI-39 A2_B4_D1_CON_CSH_95C7_PREFALLA

WED, DEC 28 2011 10:06

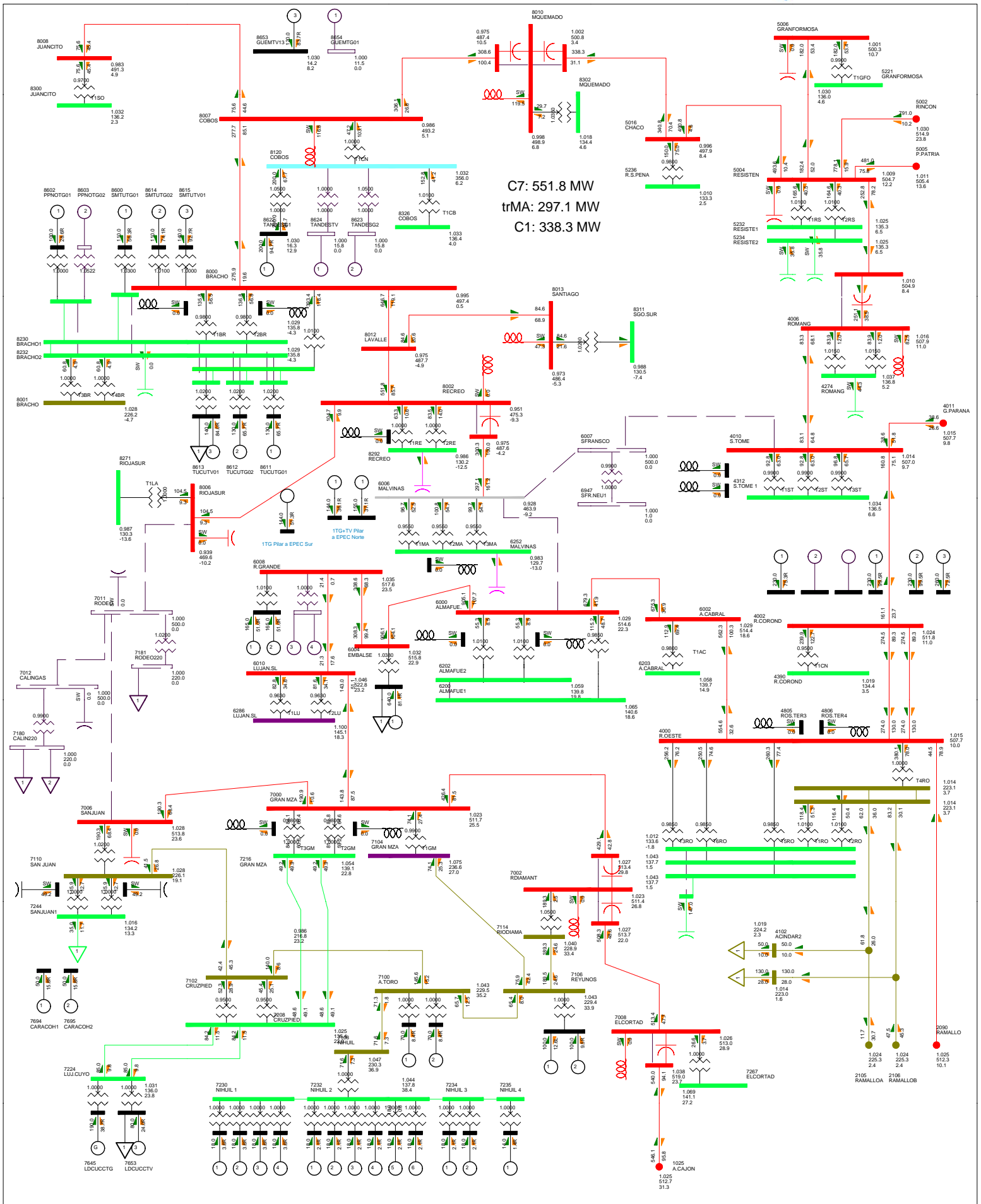


FIG AI-41 F01_A0_B0_D1_CON_CSH_V093_POSTFALLA

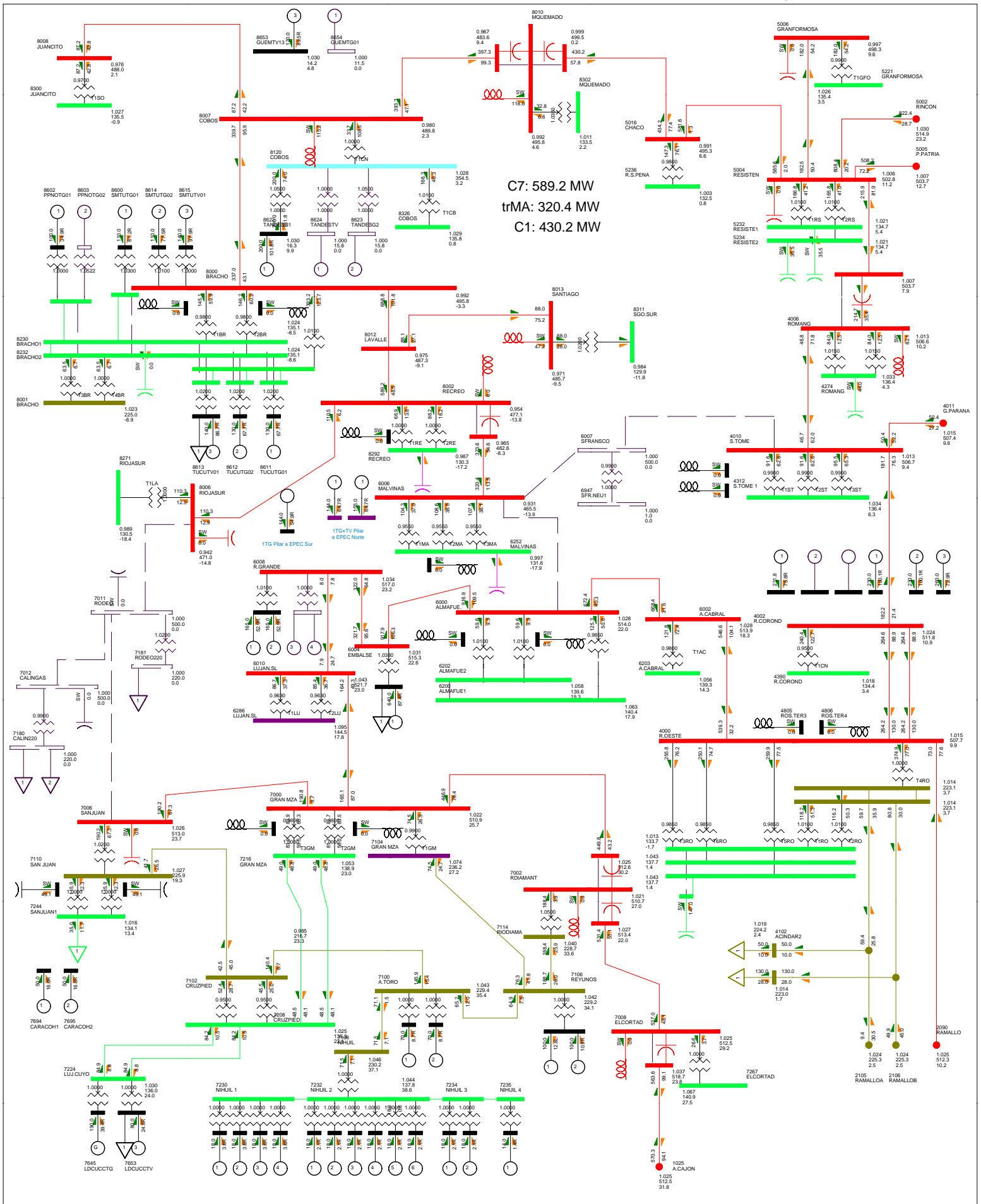


FIG AI-42 F01_A0_B1_D1_SIN_CSH_V093_POSTFALLA

WED, DEC 28 2011 10:06

WED, DEC 28 2011 10:06

WED, DEC 28 2011 10:06

WED, DEC 28 2011 10:06

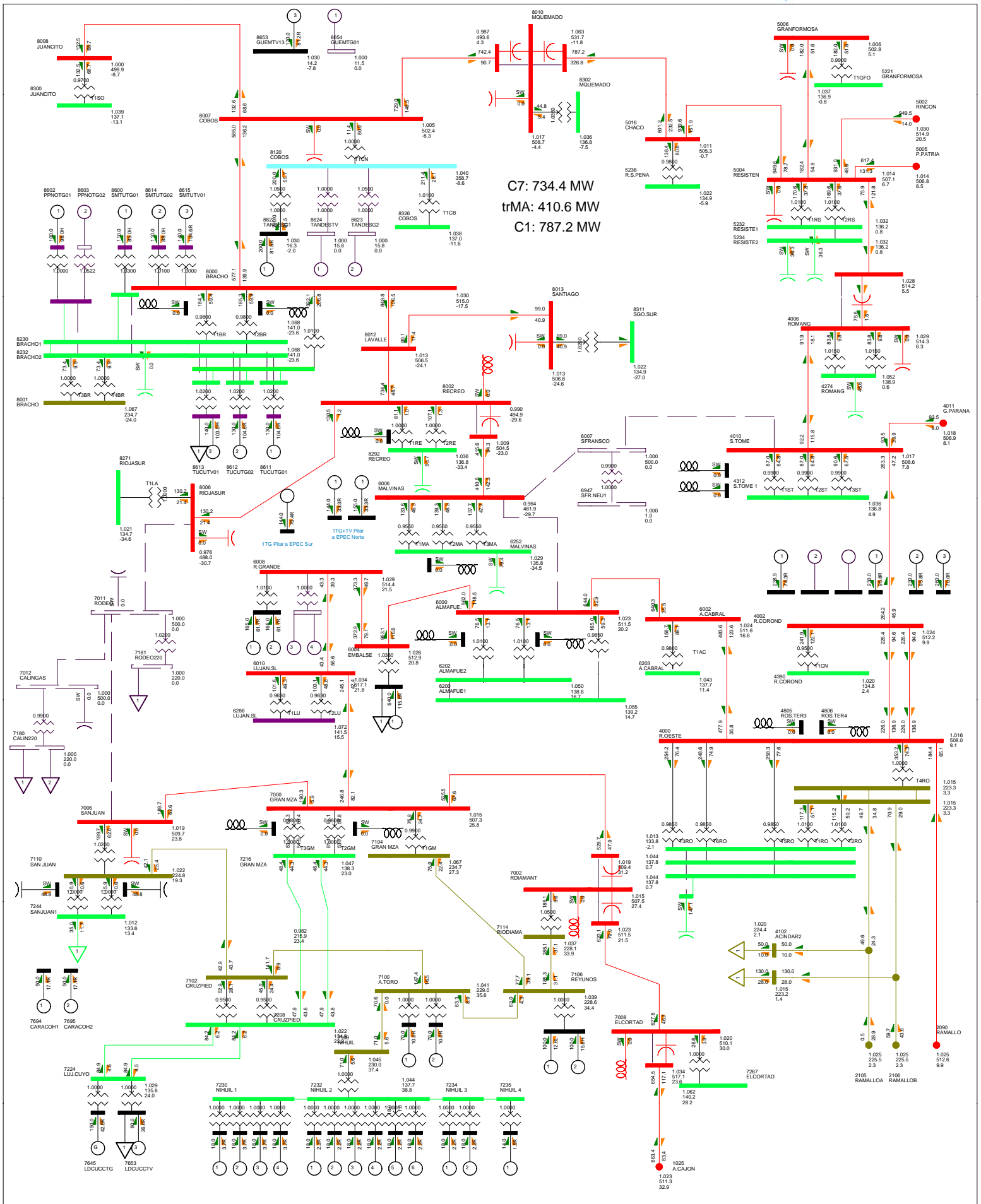


FIG AI-47 F01_A0_B4_D1_CON_CSH_95C7_POSTFALLA

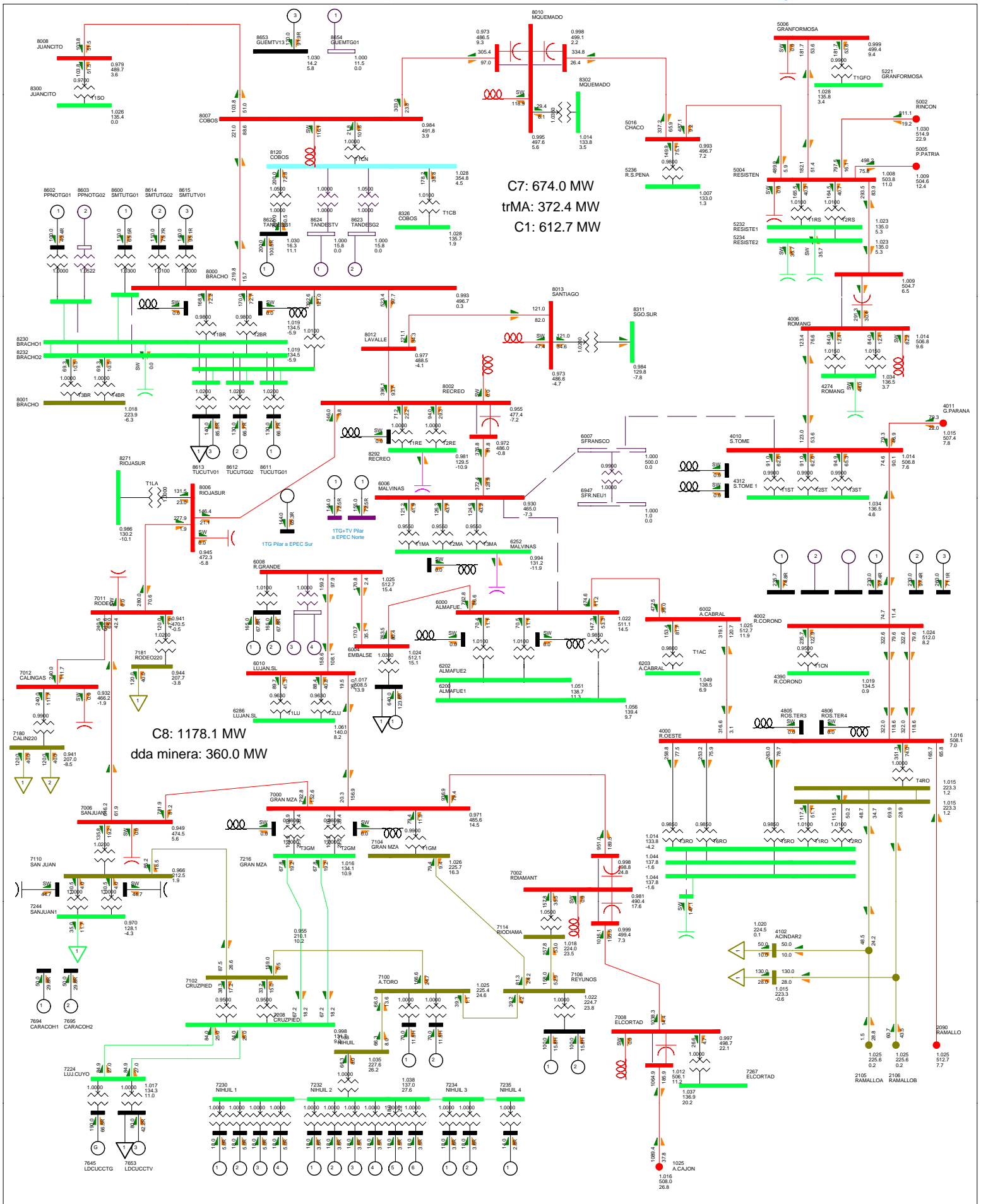
WED, DEC 28 2011 10:07

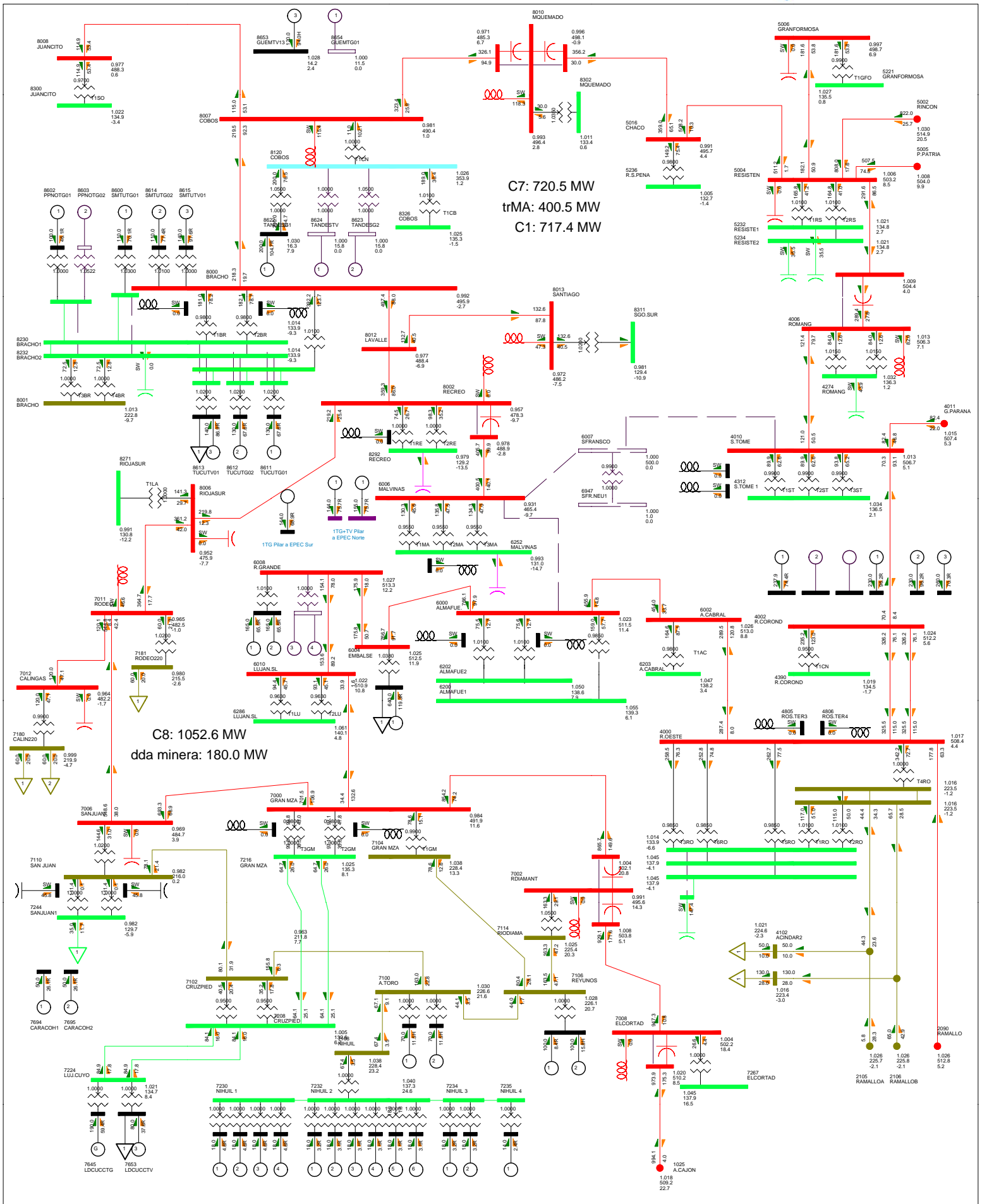
WED, DEC 28 2011 10:07

WED, DEC 28 2011 10:07

WED, DEC 28 2011 10:07

WED, DEC 28 2011 10:07

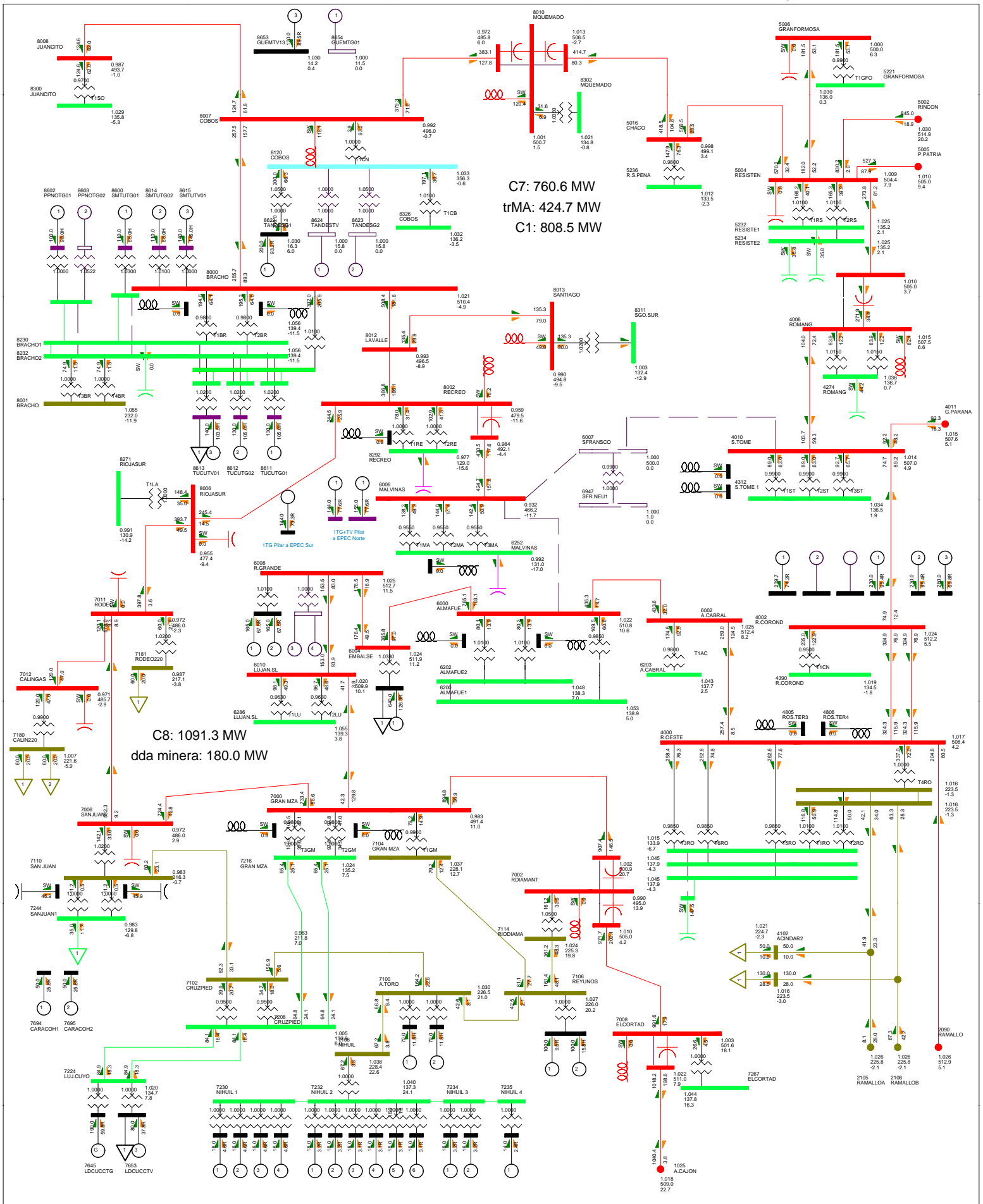




WED, DEC 28 2011 10:07

WED, DEC 28 2011 10:07

WED, DEC 28 2011 10:07



WED, DEC 28 2011 10:08

WED, DEC 28 2011 10:08

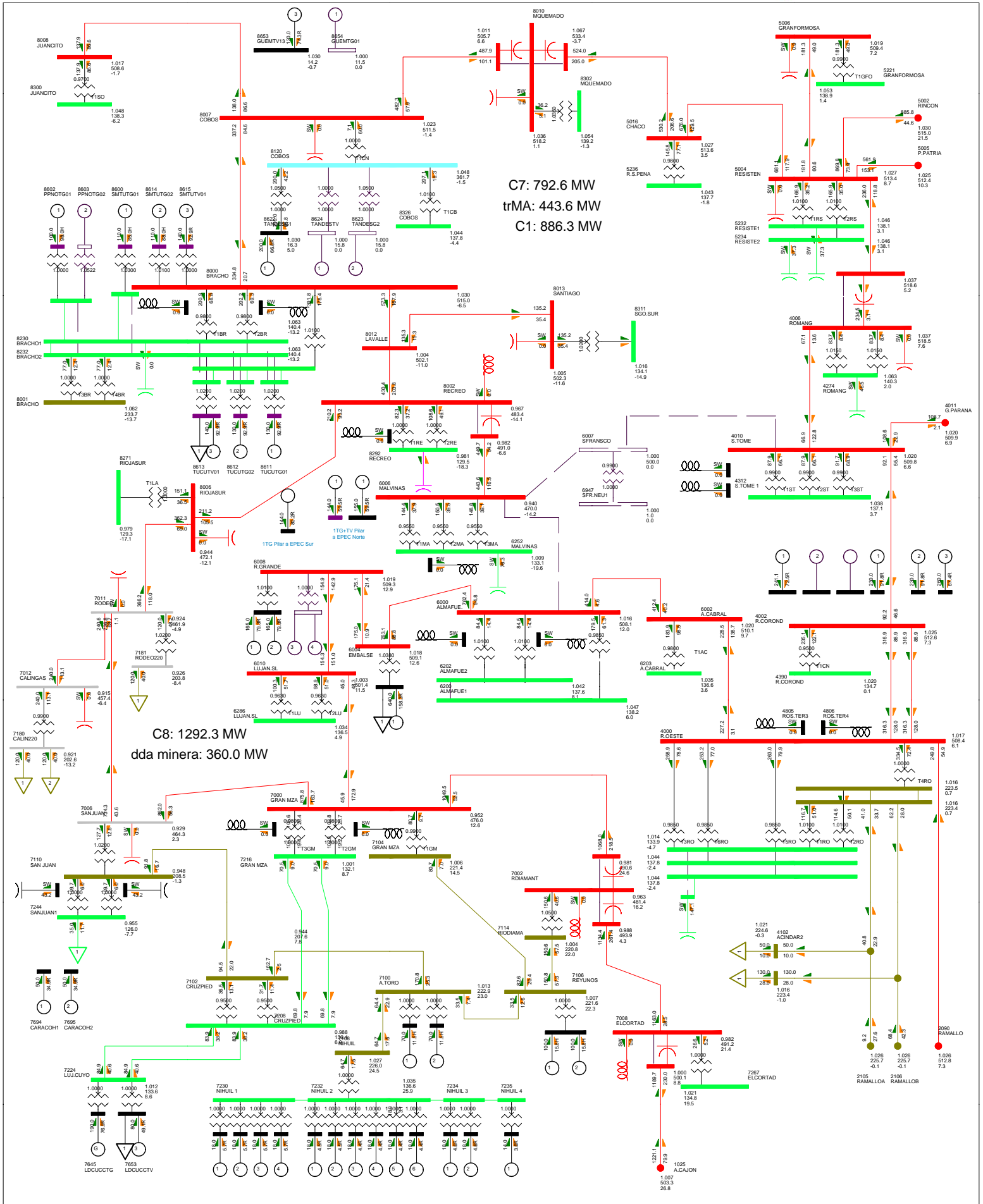


FIG AI-61 F01_A1_B4_D1_CON_CSH_95C8_POSTFALLA

WED, DEC 28 2011 10:08

WED, DEC 28 2011 10:08

WED, DEC 28 2011 10:08

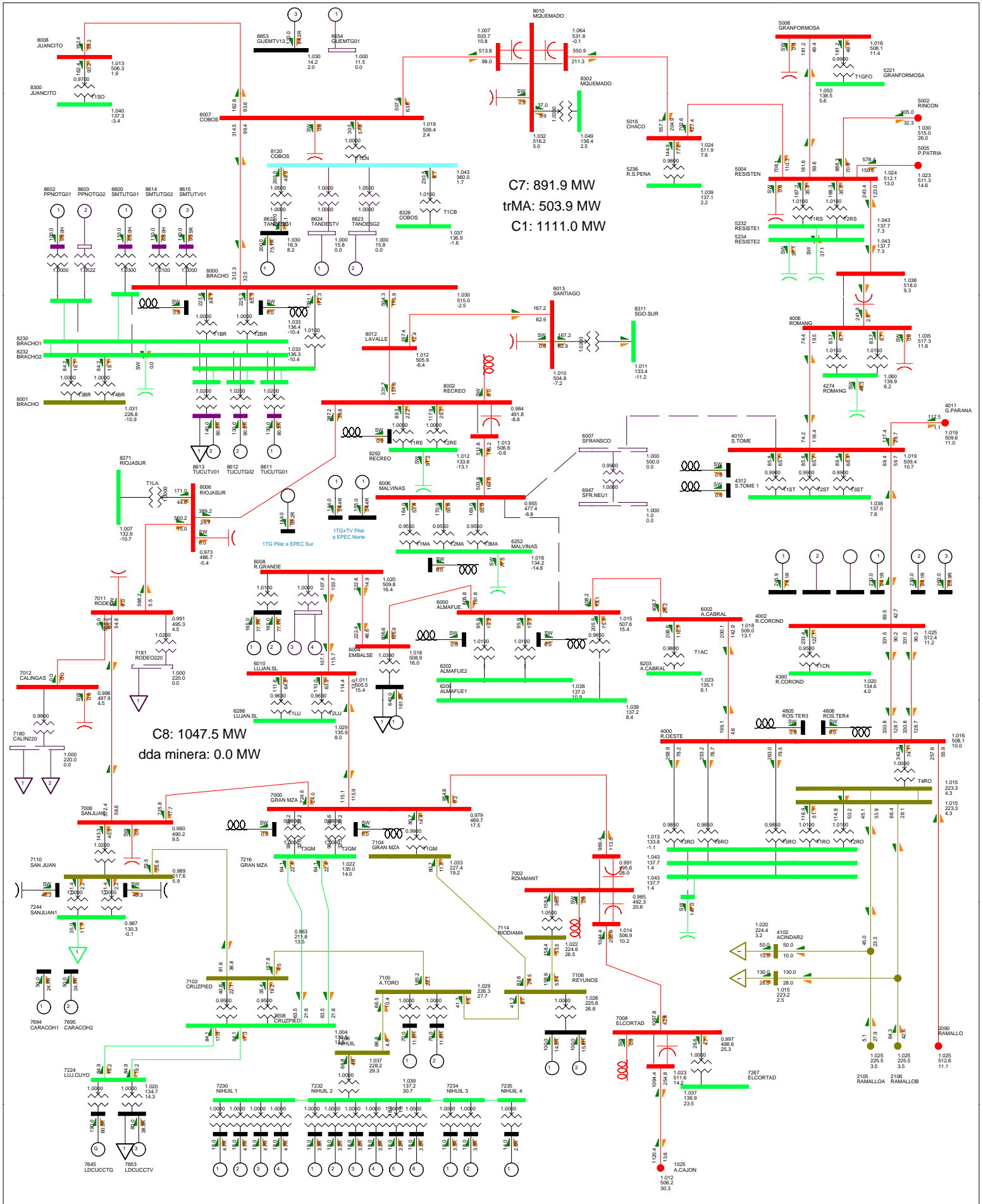


FIG AI-65 F01_A1_B4_D3_CON_CSH_95C7_POSTFALLA

WED, DEC 28 2011 10:08

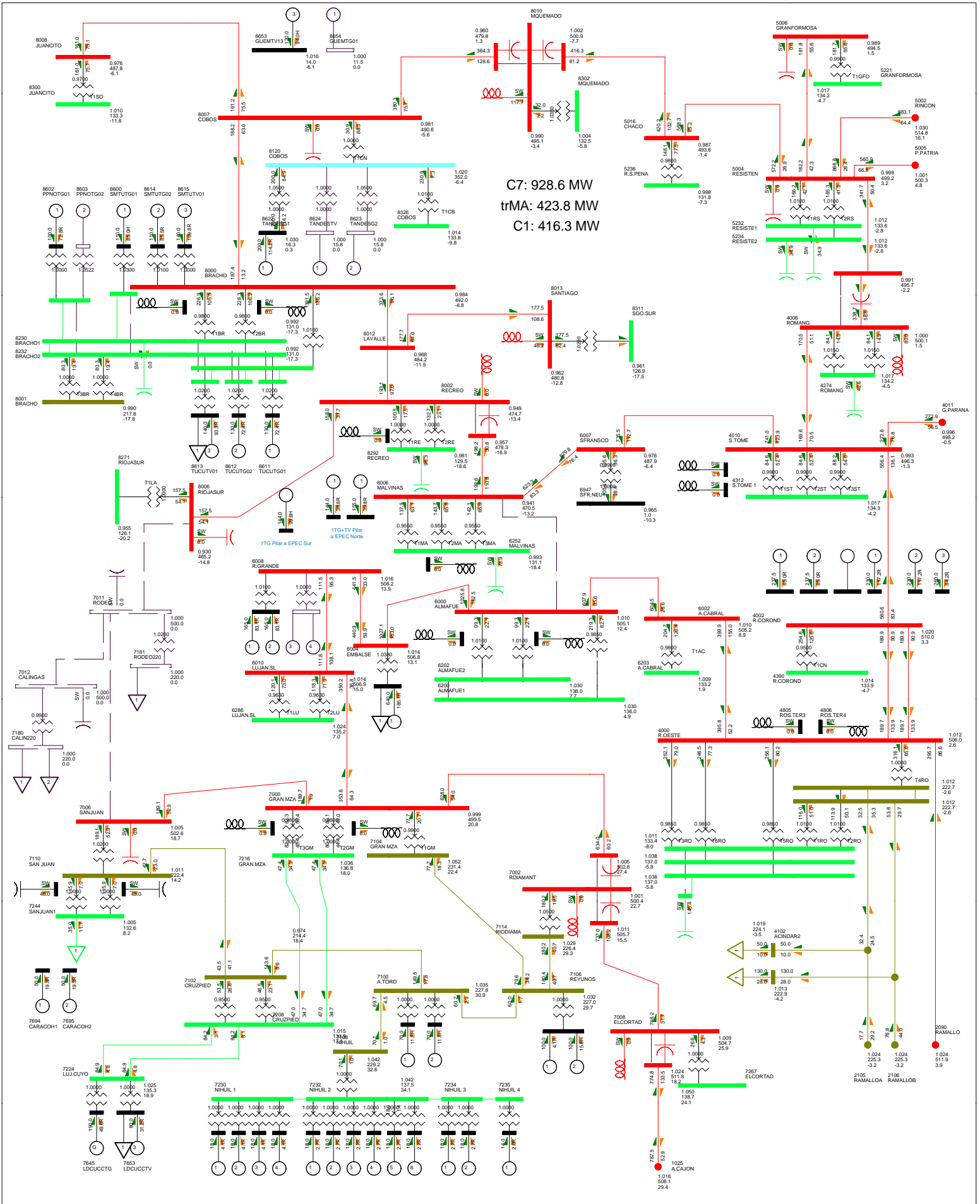


FIG AI-67 F01_A2_B0_D1_CON_CSH_V093_POSTFALLA

WED, DEC 28 2011 10:08

WED, DEC 28 2011 10:09

WED, DEC 28 2011 10:09

WED, DEC 28 2011 10:09

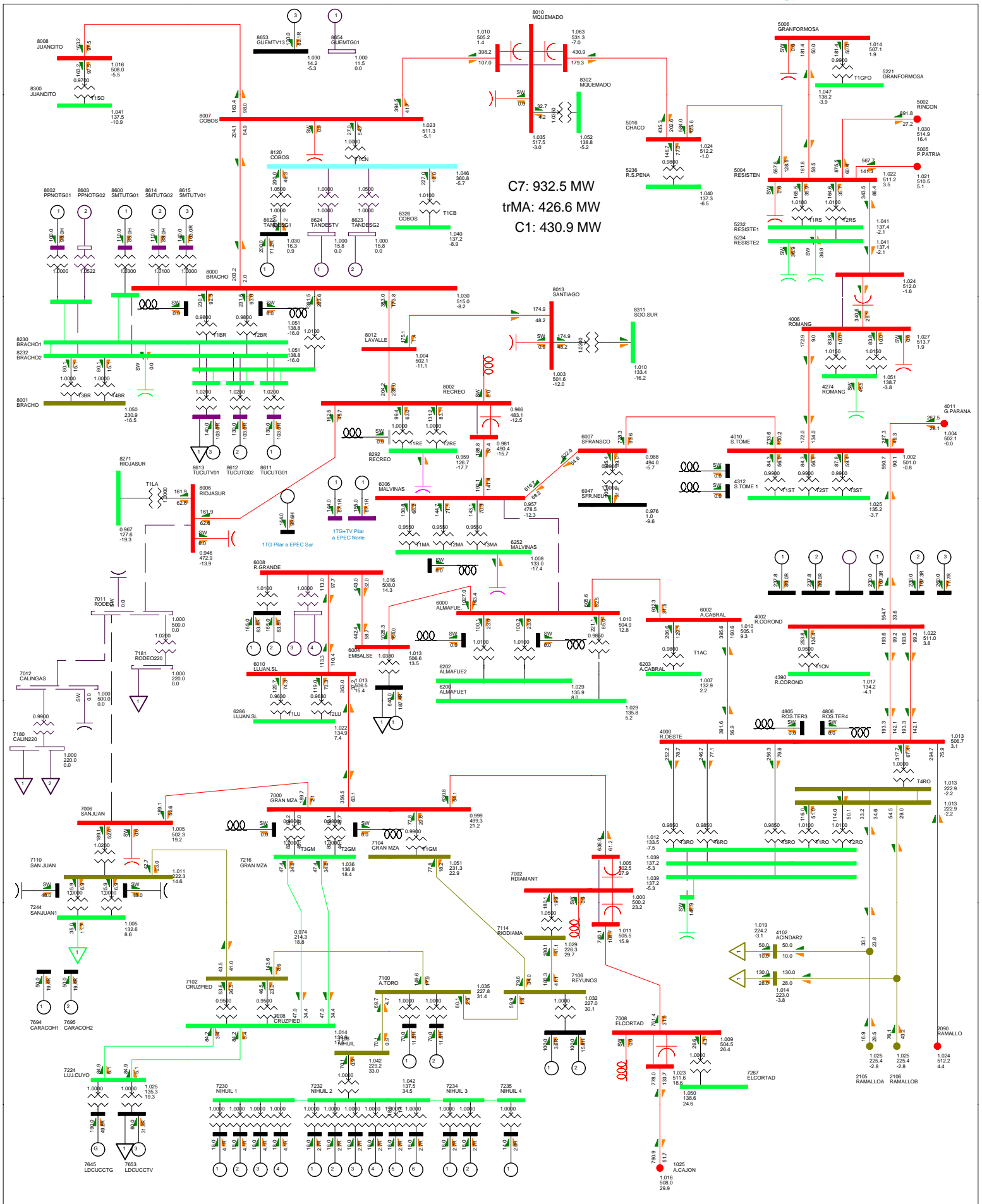
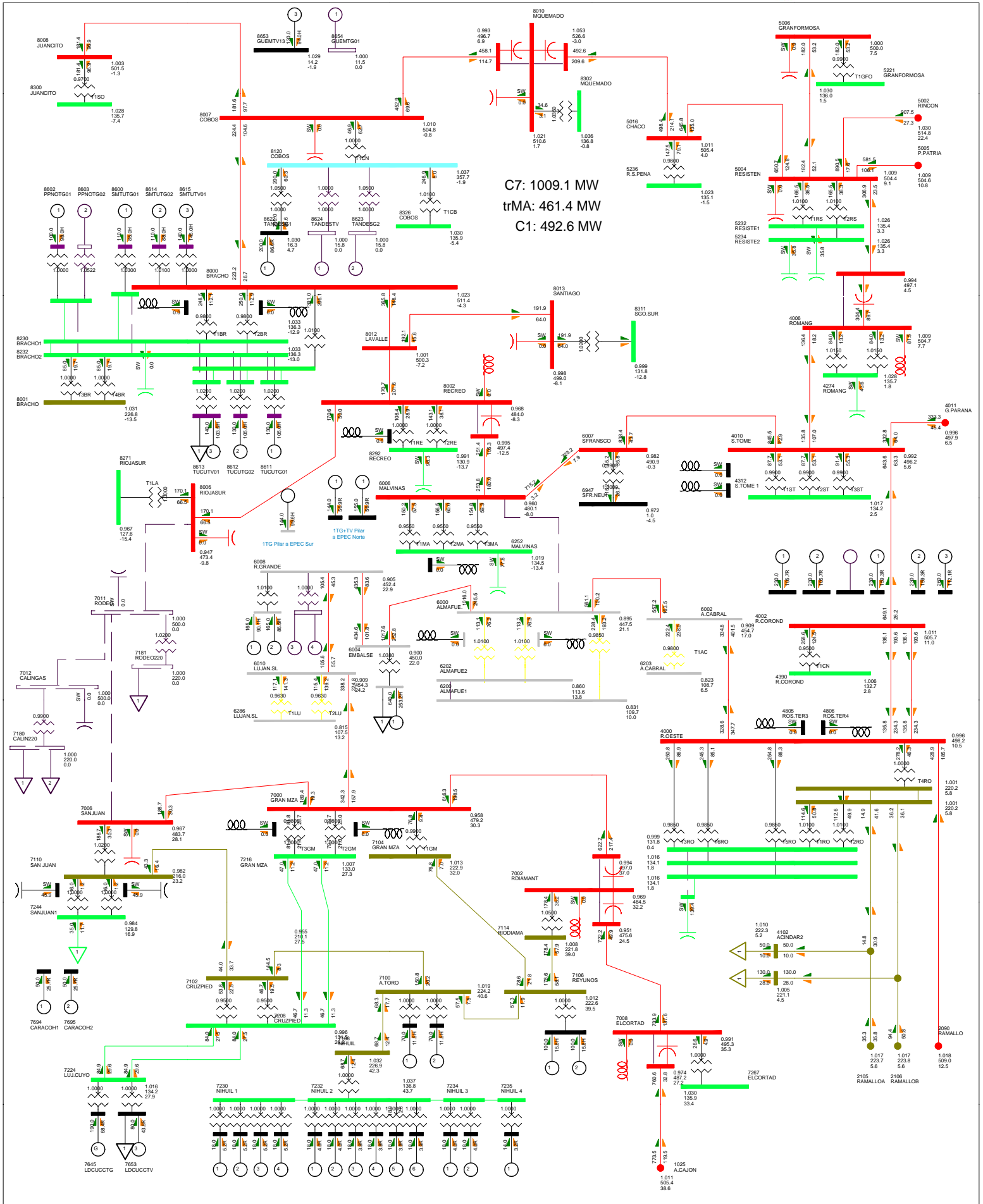


FIG AI-72 F01_A2_B4_D1_SIN_CSH_95C7_POSTFALLA



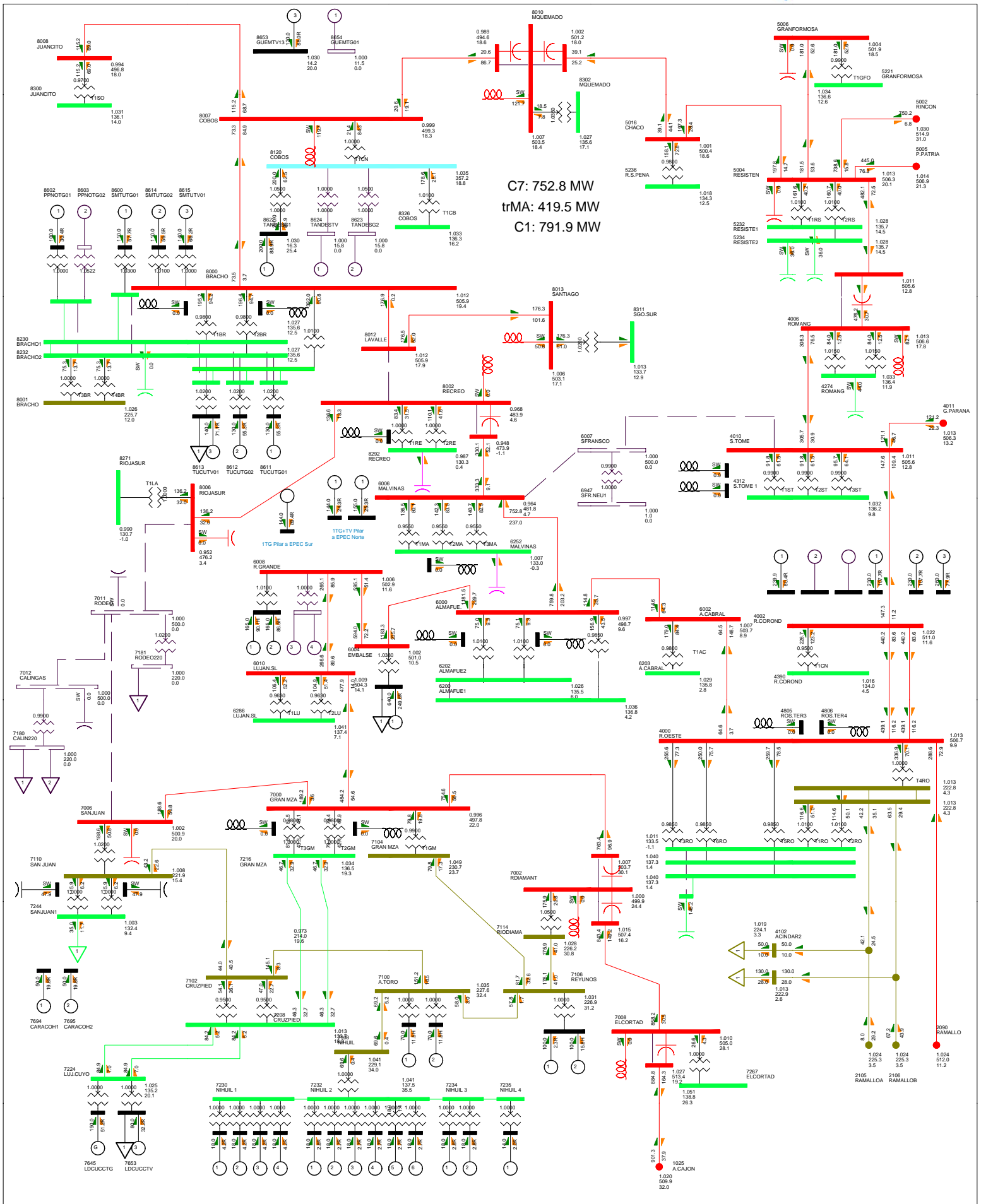


FIG AI-74 F02_A0_B0_D1_SIN_CSH_95C7_POSTFALLA.SAV

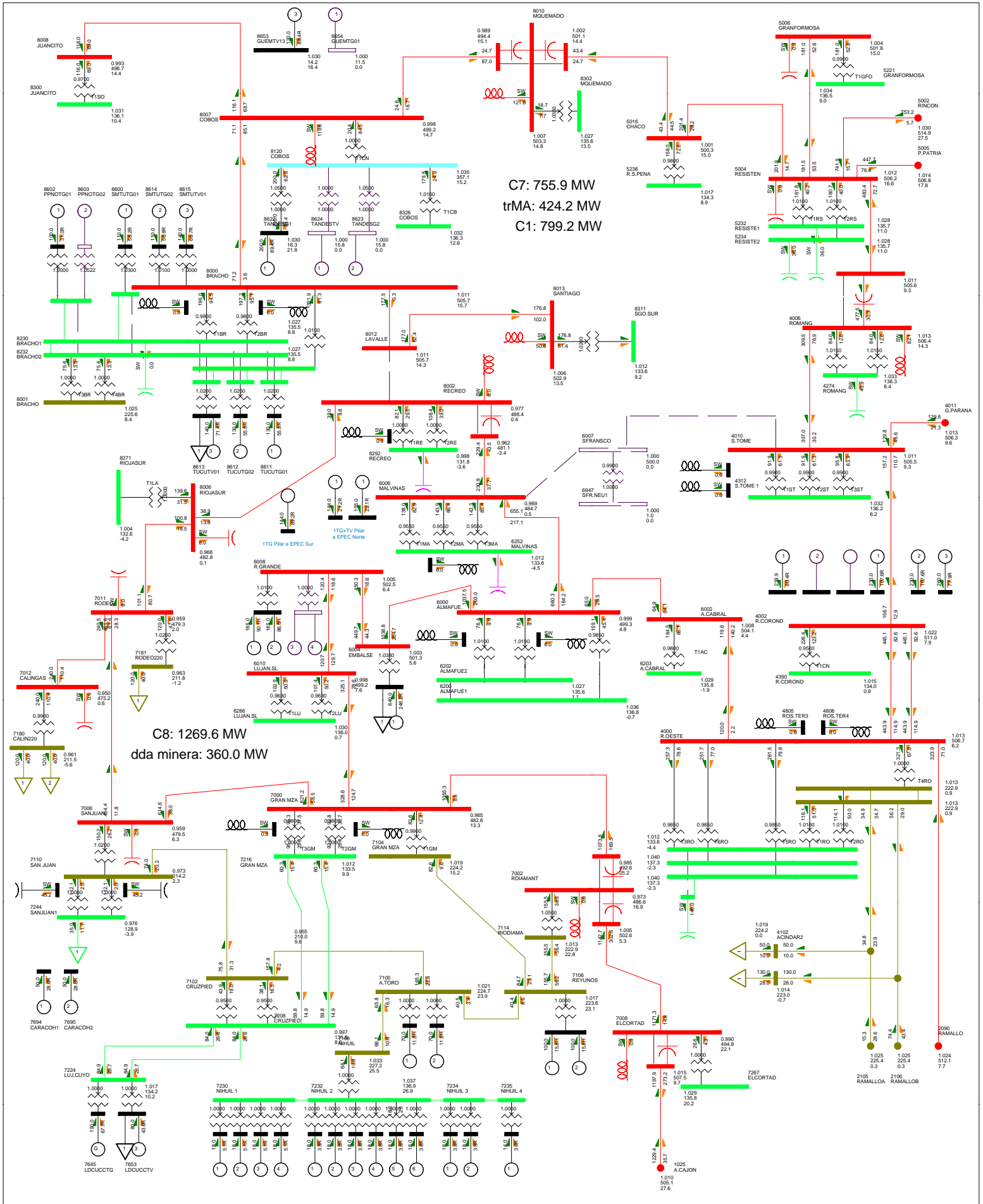


FIG AI-75 F02_A1_B0_D1_SIN_CSH_95C7_POSTFALLA.SAV

WED, DEC 28 2011 10:09

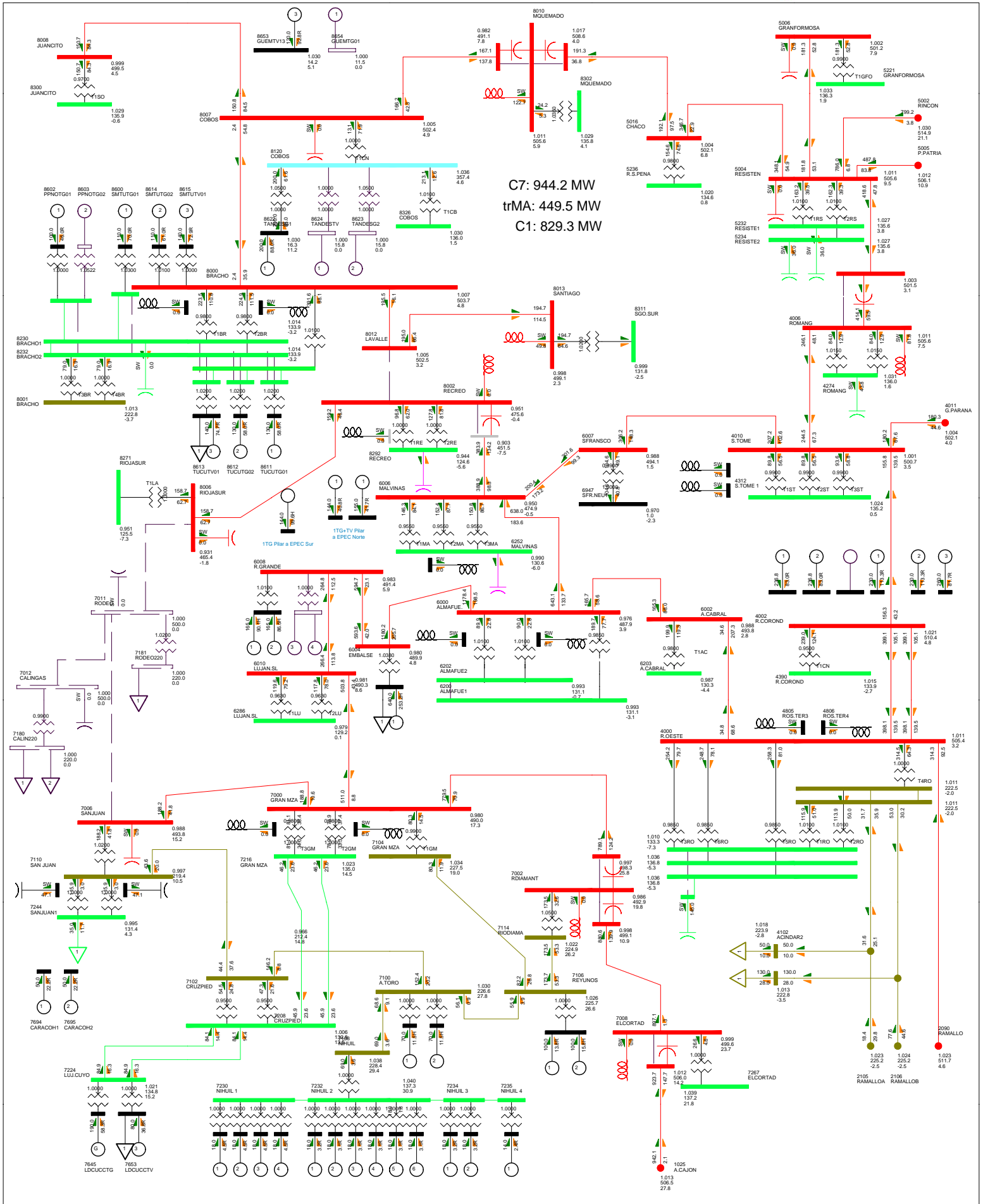


FIG AI-77 F02_A2_B0_D1_SIN_CSH_V093_POSTFALLA.SAV