

ANEXO VI

LÍMITES DE TRANSPORTE

Nota: los flujos de potencia realizados corresponden a la guía 2024-2031. Los cambios en la proyección de demanda de la guía actual son de tal magnitud que no introducen modificaciones de consideración respecto a los límites de transporte aplicados. Para mayores precisiones respecto al funcionamiento del Sistema de Transporte y los flujos de potencia realizados en función de la demanda proyectada en la guía actual, dirigirse al Anexo V.

ÍNDICE

CASOS ANALIZADOS.....	3
ANEXO VI-I: Sobrecarga de transformadores en El Chocón.....	4
CASO 1-A: Sistema completo con alto despacho en el sistema regional	5
CASO 1-B: F/S T4CH - elevada sobrecarga en los trafos 500/132 kV T8CO y T2CH.....	6
CASO 1-C: se reduce el aporte hacia 132 kV de CT Agua del Cajón	7
CASO 1-D: reducción en el aporte de CT A.C.- sobrecarga por debajo del 10% en los trafos 500/132 kV	8
CASO 1-E: trafa 500/132 kV T2CH F/S- carga elevada en trafos 500/132 kV de El Chocón y P. Band.	9
CASO 1-F: a partir del Caso 1-E, el deseng. del T2PB sobrecarga los trafos 500/132 kV de El Chocón.....	10
CASO 1-G: similar al Caso 1-E pero con menor carga en las interconexiones (Se saca TG2 de CT LC).....	11
CASO 1-H: partiendo del Caso 1-G, el desenganche de T2PB no provoca sobrecargas tan significativas.....	12
CASO 1-I: Chocón – Chocón Oeste F/S y pot. exportada superior a 290 MW entre El Chocón y P. Banderita	13
CASO 1-J: el disparo del T2PB ocasiona una sobrecarga elevada en las interconexiones 500/132 kV	14
ANEXO VI – II: Sobrecarga de línea Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina	15
CASO 2-A: líneas Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina con carga elevada.....	16
CASO 2-B: el desenganche de Arroyito – Colonia Valentina sobrecarga la línea Arroyito – Gran Neuquén.....	17
CASO 2-C: el desenganche de Playa P. Banderita – P. Banderita sobrecarga las líneas Arroyito – GN y AR-CV	18
CASO 2-D: similar al Caso 2-A pero con el aporte de CT Roca	19
CASO 2-E: con CT Roca E/S disminuye la sobrecarga en AR-GN, ante el desenganche de AR-CV.....	20
ANEXO VI – III: OS 13 del COTDT Comahue – Neuquén - Sobrecarga en el Subsistema Norte	21
CASO 3-A: con línea Chihuido – El Trapial F/S se sobrecarga la línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita	22
CASO 3-B: partiendo del caso 3-A, se restringe la generación en CT Loma Campana	23
CASO 3-C: línea Loma La Lata – Mega F/S. Se sobrecarga P. Hernández – Chihuido.....	24
CASO 3-D: partiendo del caso 3-C, se restringe la generación en CT Loma Campana a 75 MW.....	25
CASO 3-E: con línea Loma La Lata (LL)– Loma Campana (LC) 1 F/S, se sobrecarga LL-LC 2.....	26
CASO 3-F: partiendo del caso 3-E, se restringe la generación en CT Loma Campana	27
ANEXO VI – IV: caídas de tensión en el Subsistema Norte	28
CASO 4-A: F/S línea de 132 kV Chihuido – Puesto Hernández con 2 BC (20 MVar).....	29
CASO 4-B: F/S línea de 132 kV Chihuido – Puesto Hernández con 2 BC en PH y restricción de demanda	30
CASO 4-C: F/S línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita con 2 BC en PH (20 MVar) y -5MW de demanda.....	31
CASO 4-D: F/S línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita con 2 BC en PH (20 MVar) y -15 MW de demanda.....	32

CASOS ANALIZADOS

En este anexo se muestran los resultados simulaciones que son representativas del análisis realizado para evaluar las restricciones del Sistema de Potencia al operar en condición de red completa y N-1.

Estas restricciones se resumen en las tablas B.2.1 y B.2.2. Algunas de ellas están incluidas en documentos con normas operativas incluidas en el Anexo III, otras formarán parte de Ordenes de servicio a proponer desde el COTDT Comahue – Neuquén.

El Anexo se divide en cuatro partes, cada una aborda distintos problemas o restricciones de la red de transporte.

ANEXO VI-I: Sobrecarga de transformadores en El Chocón

Escenario de funcionamiento con red completa

En condiciones de alto despacho, los desenganches de transformadores 500/132 kV pueden ocasionar una actuación en cascada de protecciones debido a la sobrecarga de los equipos que quedan en servicio. Estos eventos pueden derivar en un colapso del Sistema Regional. De los generadores de la zona, la mayor incidencia la tiene el aporte de la C.T. Agua del Cajón, la cual posee un sistema DAG que actúa ante determinados eventos.

La Orden de Servicio 27 del COT se encuentra pendiente de actualización debido a cambios en la red de Transporte que introdujeron modificaciones en el comportamiento del Sistema Regional Comahue en su conjunto. Actualmente la probabilidad de sobrecarga de trafos 500/132 kV en la zona de El Chocón es menor, sin embargo el riesgo puede incrementarse a futuro si se concreta el ingreso de generación renovable planteado por distintos proyectos en esa zona. Si bien la OS no tiene actualmente una aplicación directa debido a que hay que tener en cuenta otras variables dentro de los escenarios que se dan en el sistema, se usa como referencia cuando se evalúan determinados estados eventuales de generación.

En el Caso 1-A representa el estado de carga de los transformadores 500/132 kV T2CH (100 MVA), T4CH (150 MVA), T8CO (150 MVA) y T2PB (300 MVA) con niveles que exceden los impuestos por la OS27 de Transener. En el Caso 1-B, se observa que partiendo del Caso 1-A, una apertura del transformador T4CH en El Chocón puede llevar a una elevada sobrecarga de los transformadores de El Chocón y Chocón Oeste. En los casos 1-C y 1-D, la reducción del aporte hacia 132 kV desde CT Agua del Cajón permite obtener niveles de sobrecarga menores reduciendo el riesgo de colapso.

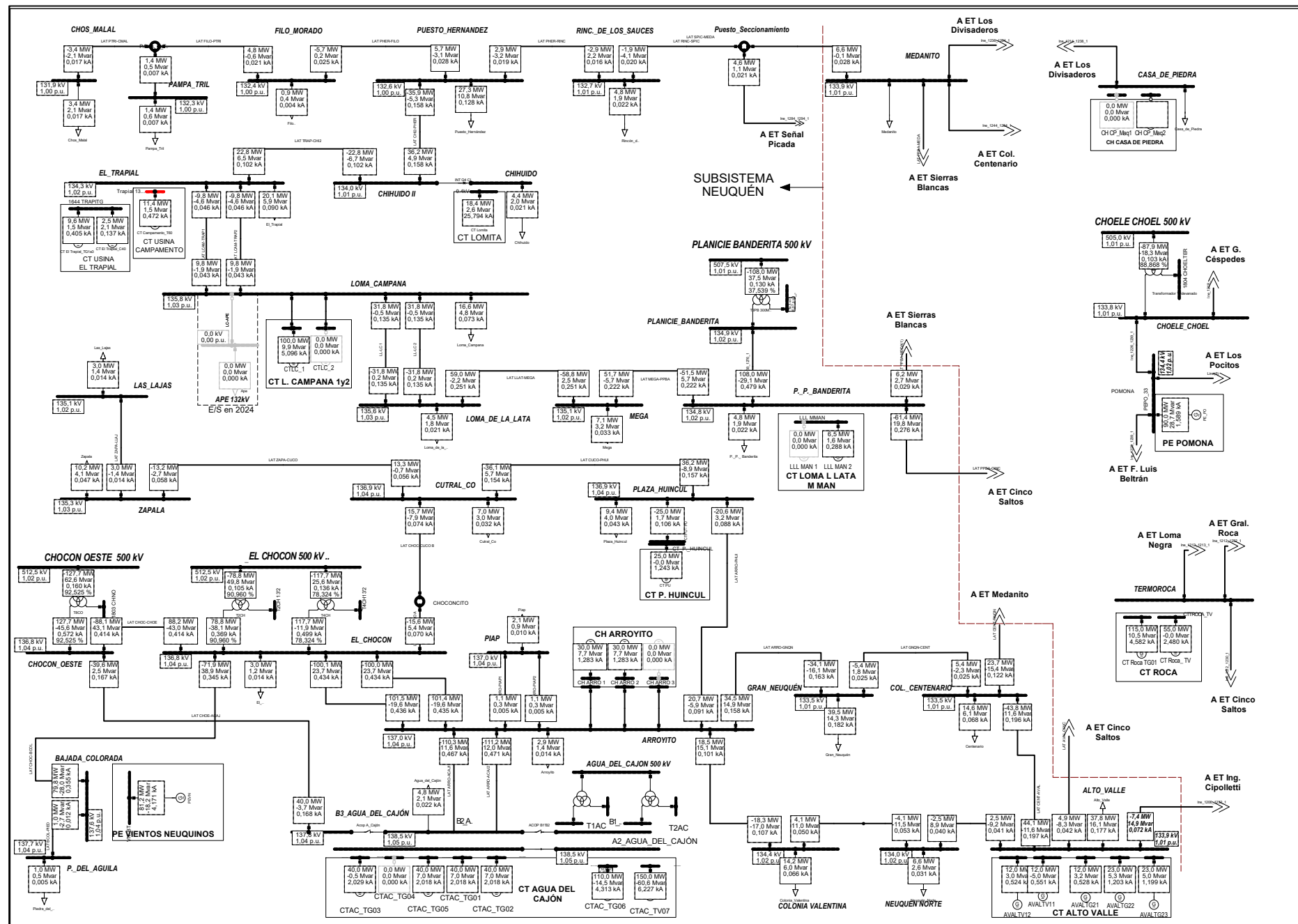
Escenarios de funcionamiento N-1

En resultados siguientes se observan los niveles de sobrecarga a las que pueden quedar expuestas las interconexiones 500/132 kV cuando el sistema funciona en condición N-1 y se produce el desenganche de algún vínculo que interconecta la red de 500 con la de 132 kV. Los límites para reducir este riesgo figuran en la tabla b.2.2 y forman parte de la OS 27 de Transener. La consecuencia de no respetar estos límites es el colapso del sistema regional.

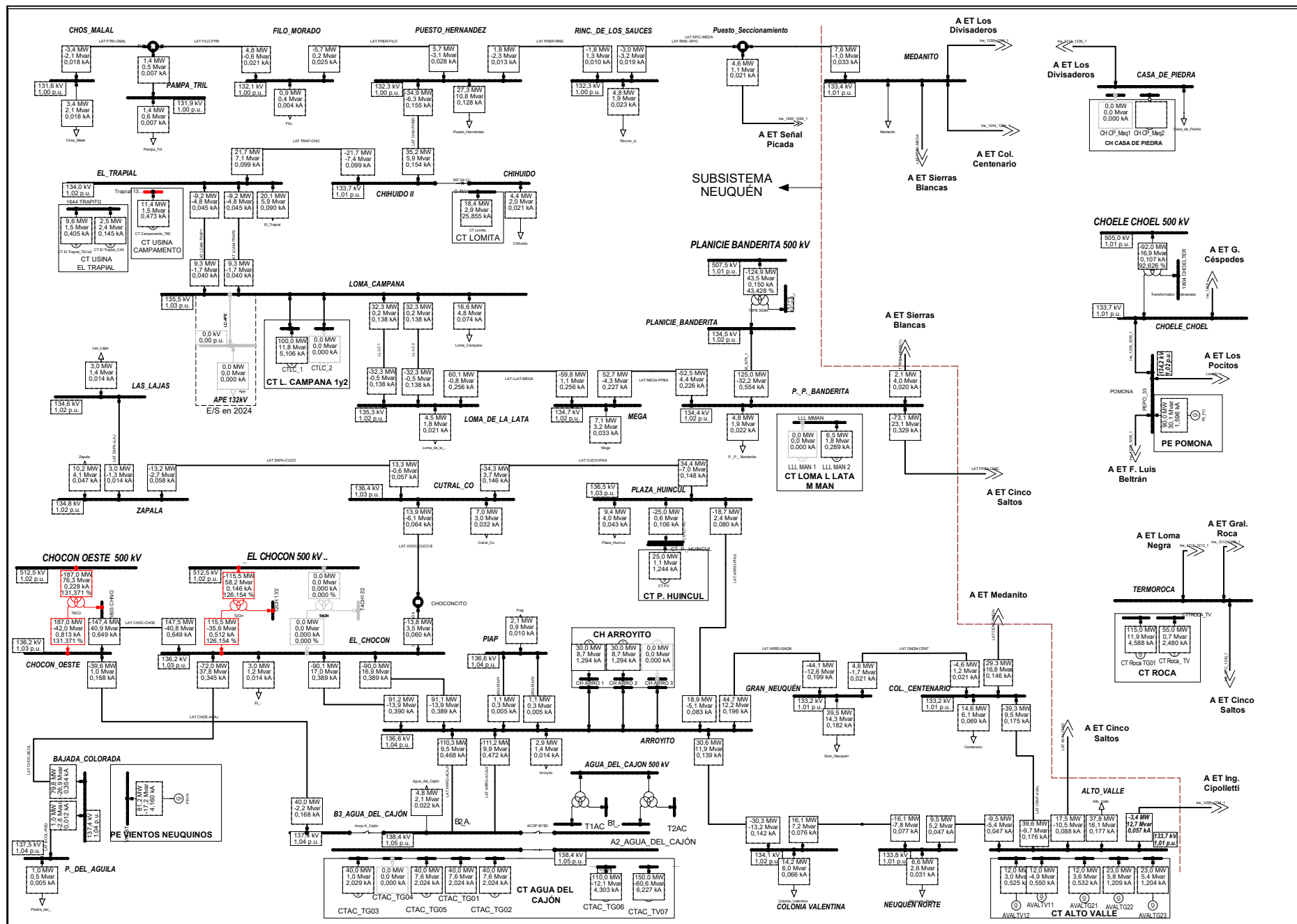
Casos E, F: se observa el estado previo del sistema operando con el autotrafo T2CH fuera de servicio, en el que se excede el límite establecido; y la sobrecarga resultante en los autotrafos 500/132 K que se origina cuando desengancha el transformador T2PB en Planicie Banderita. En los Casos G y H, con menor carga previa, la desconexión en P. Banderita no sobrecarga a los trafos en servicio.

Casos G, H: similar a los casos anteriores, pero con el N-1 correspondiente a la línea de 132 kV Chocón – Chocón Oeste. Se observa que como resultado del exceso de los límites que establece la OS 27, el desenganche del transformador T2PB produce una sobrecarga importante en los transformadores que quedan en servicio. Si bien no se exponen los resultados, la operación con el transformador T4CH o el T8CO fuera de servicio en lugar de la línea de 132 kV mencionada, proporciona una respuesta similar del sistema cuando se evalúa la misma contingencia.

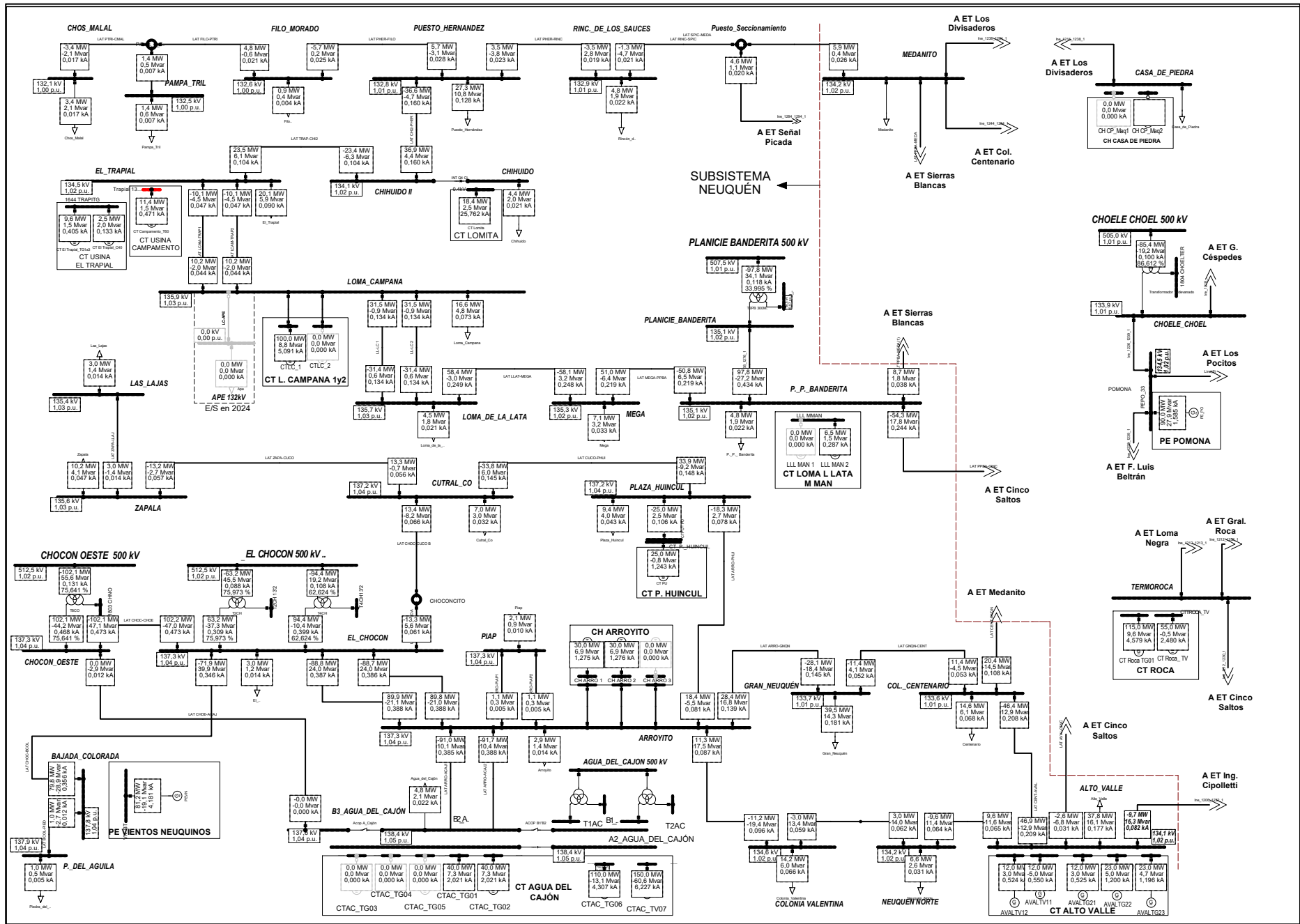
CASO 1-A: Sistema completo con alto despacho en el sistema regional



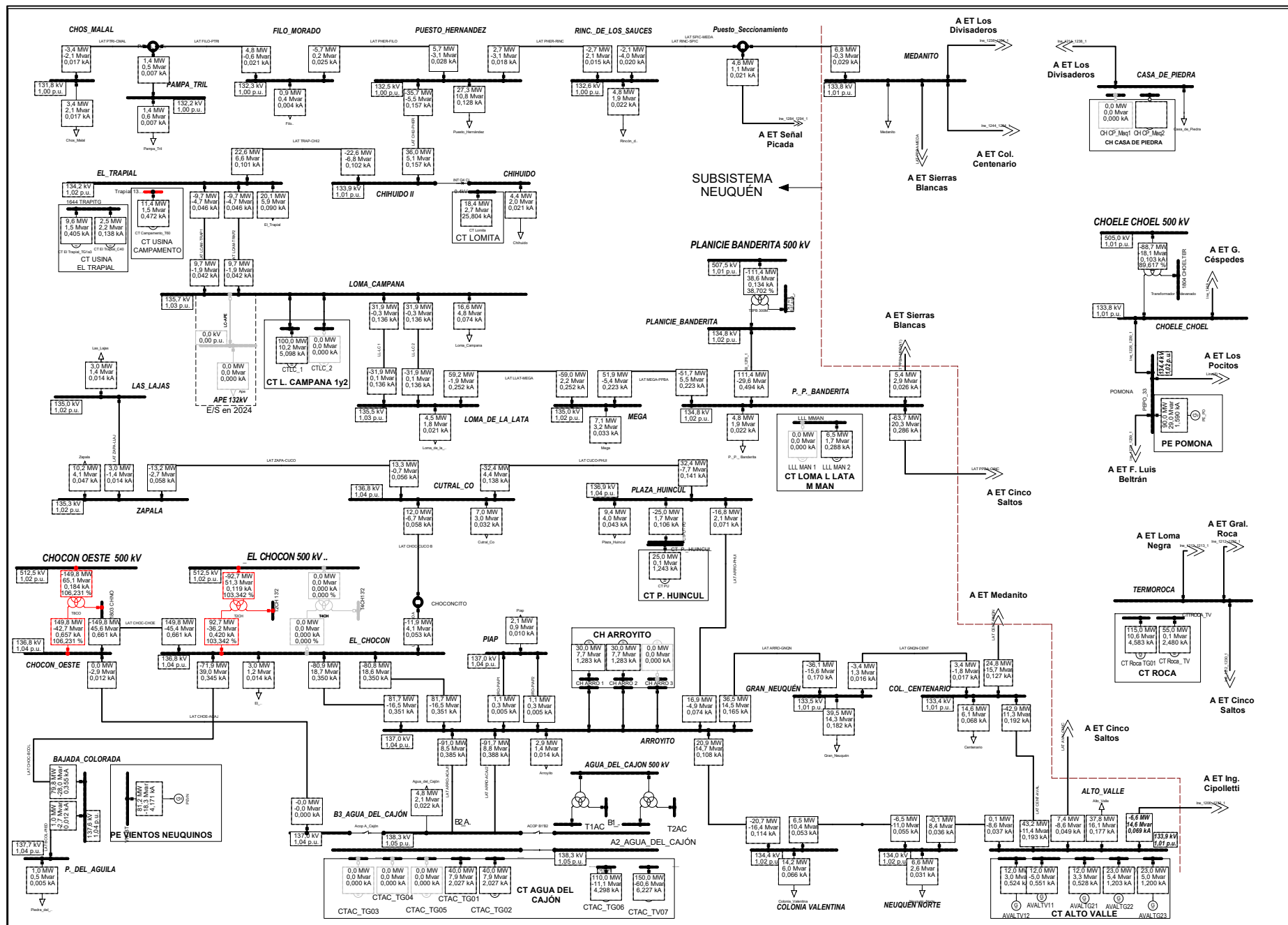
CASO 1-B: F/S T4CH - elevada sobrecarga en los trafos 500/132 kV T8CO y T2CH



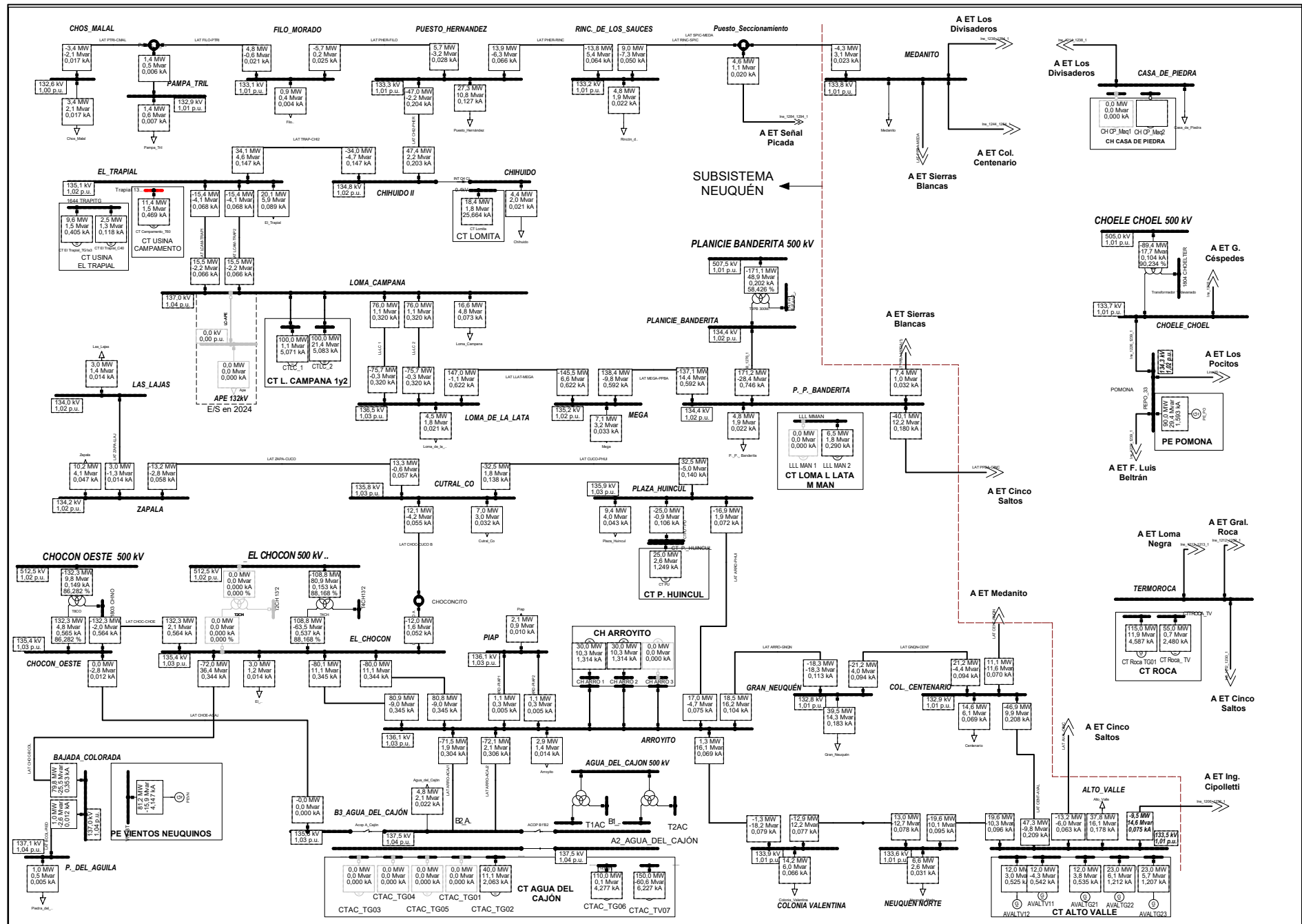
CASO 1-C:se reduce el aporte hacia 132 kV de CT Agua del Cajón



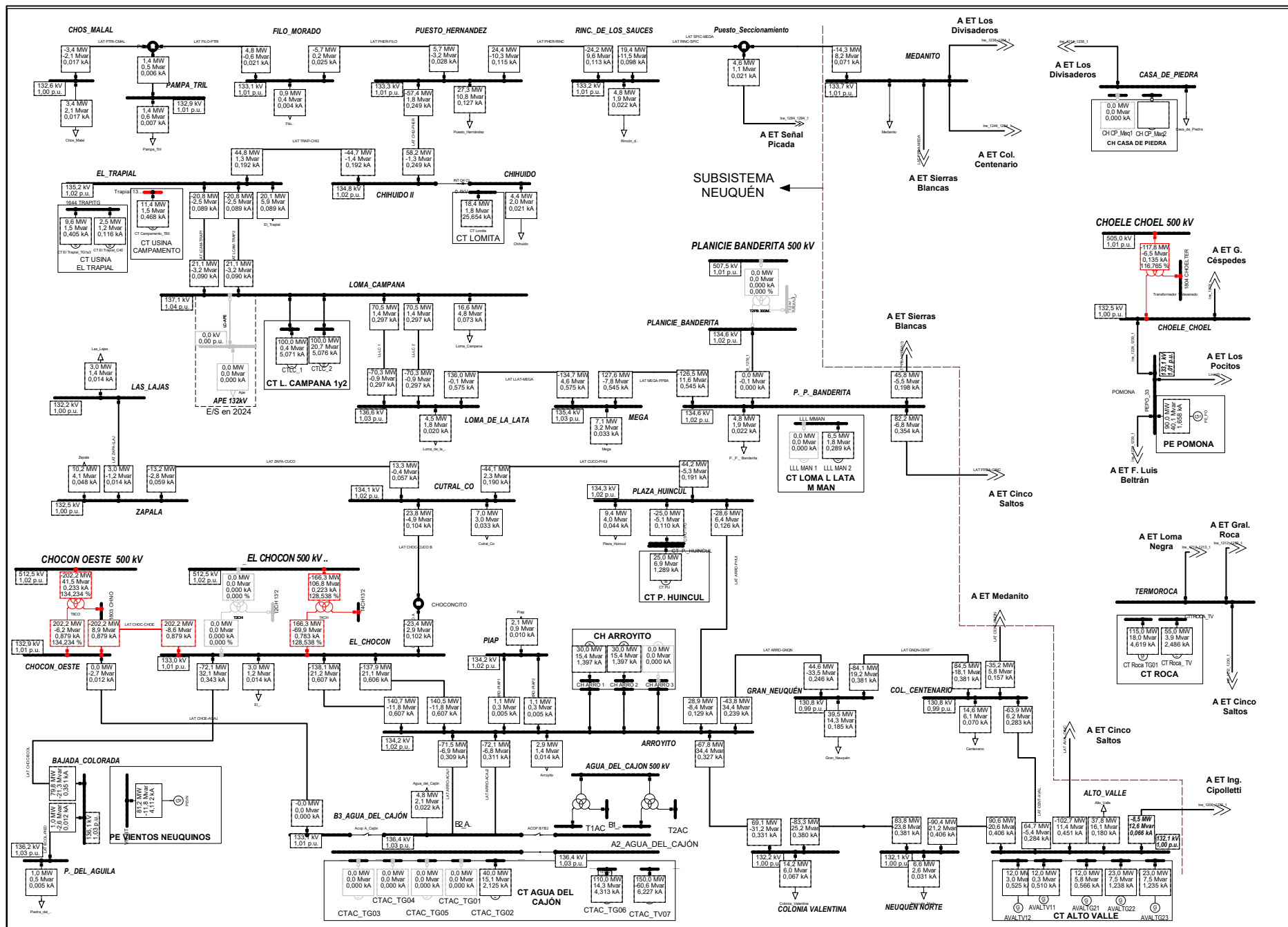
CASO 1-D: reducción en el aporte de CT A.C.- sobrecarga por debajo del 10% en los trafos 500/132 kV



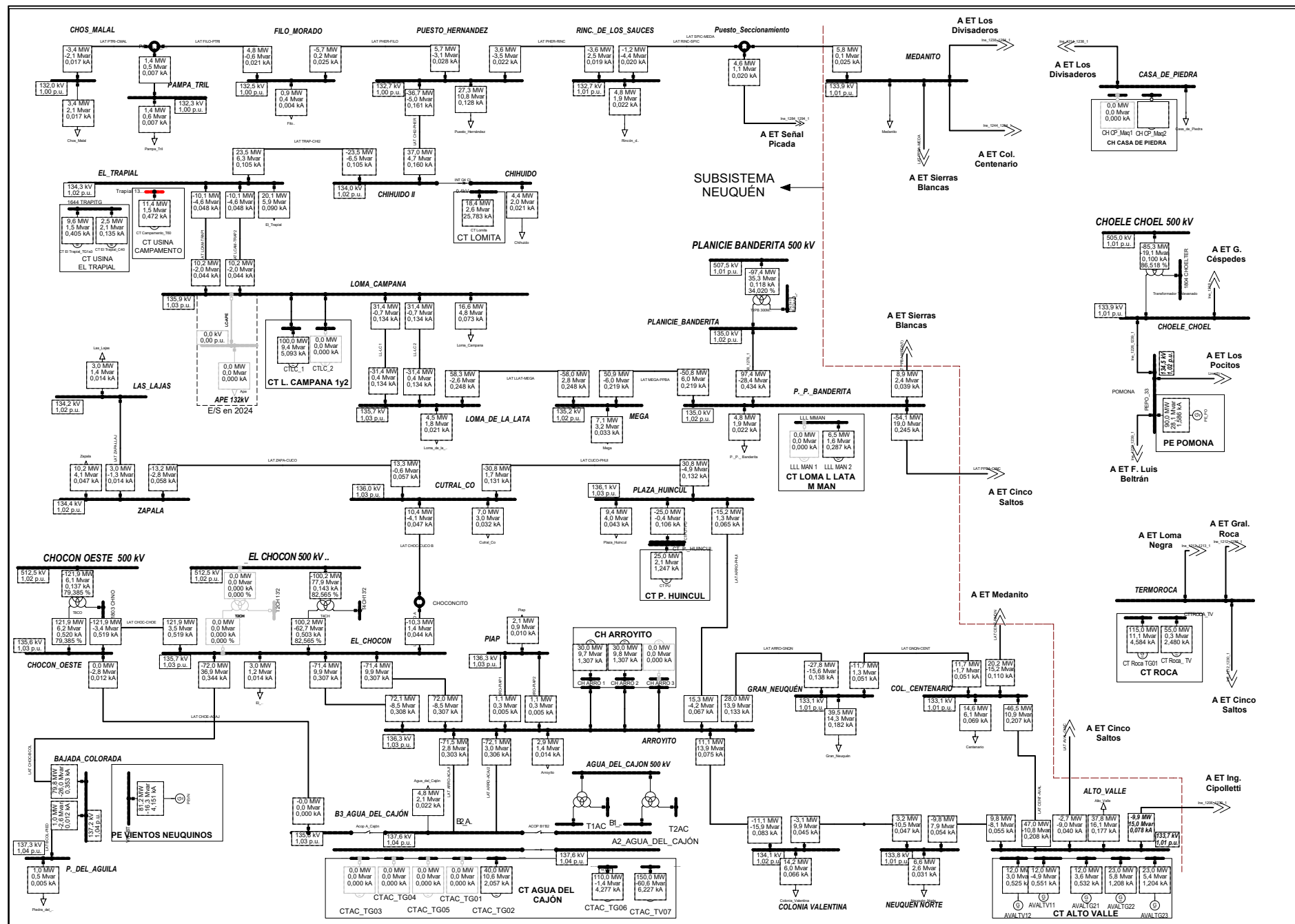
CASO 1-E: trafa 500/132 kV T2CH F/S- carga elevada en trafos 500/132 kV de El Chocón y P. Band.



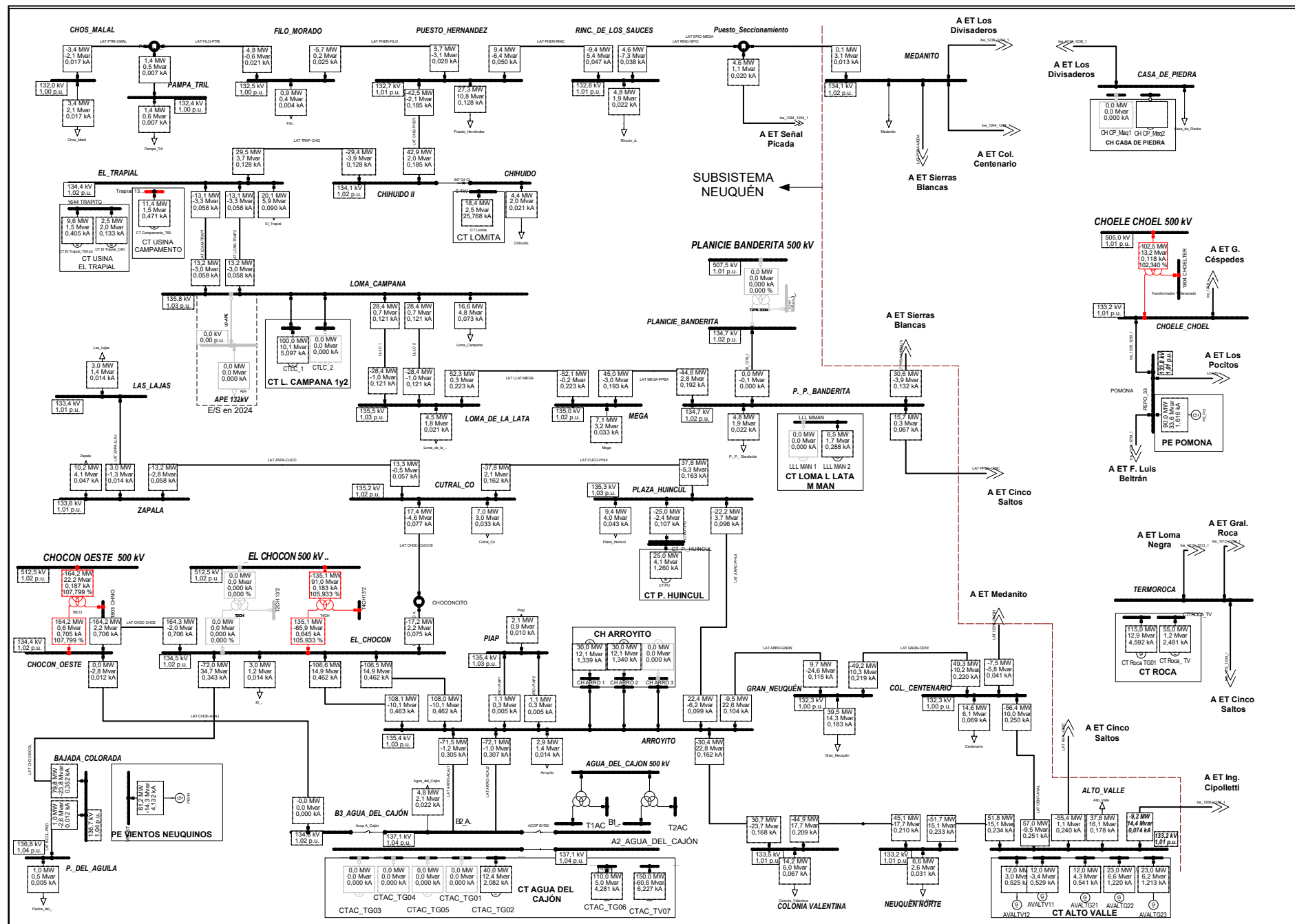
CASO 1-F: a partir del Caso 1-E, el deseng. del T2PB sobrecarga los trafos 500/132 kV de El Chocón



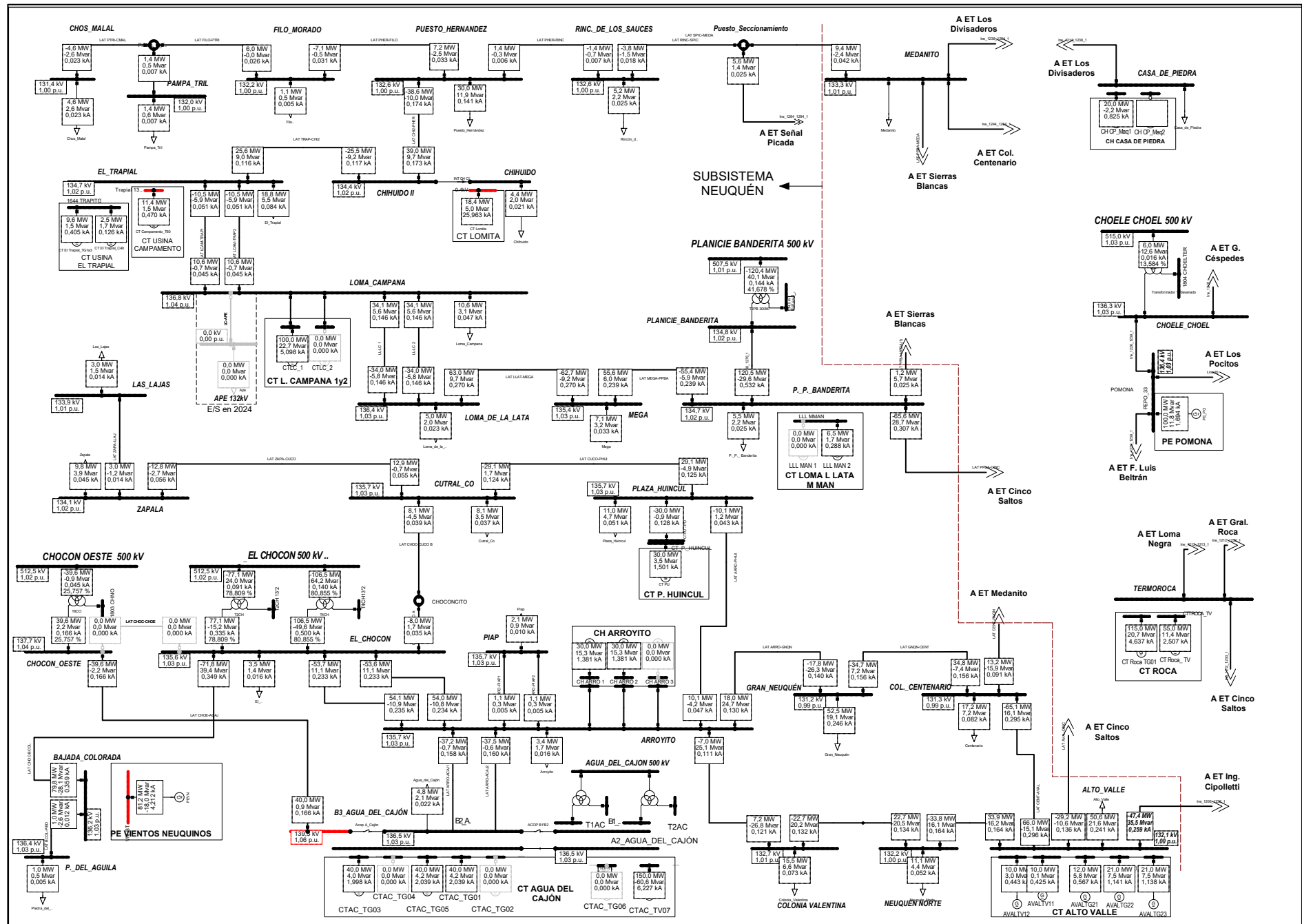
CASO 1-G: similar al Caso 1-E pero con menor carga en las interconexiones (Se saca TG2 de CT LC)



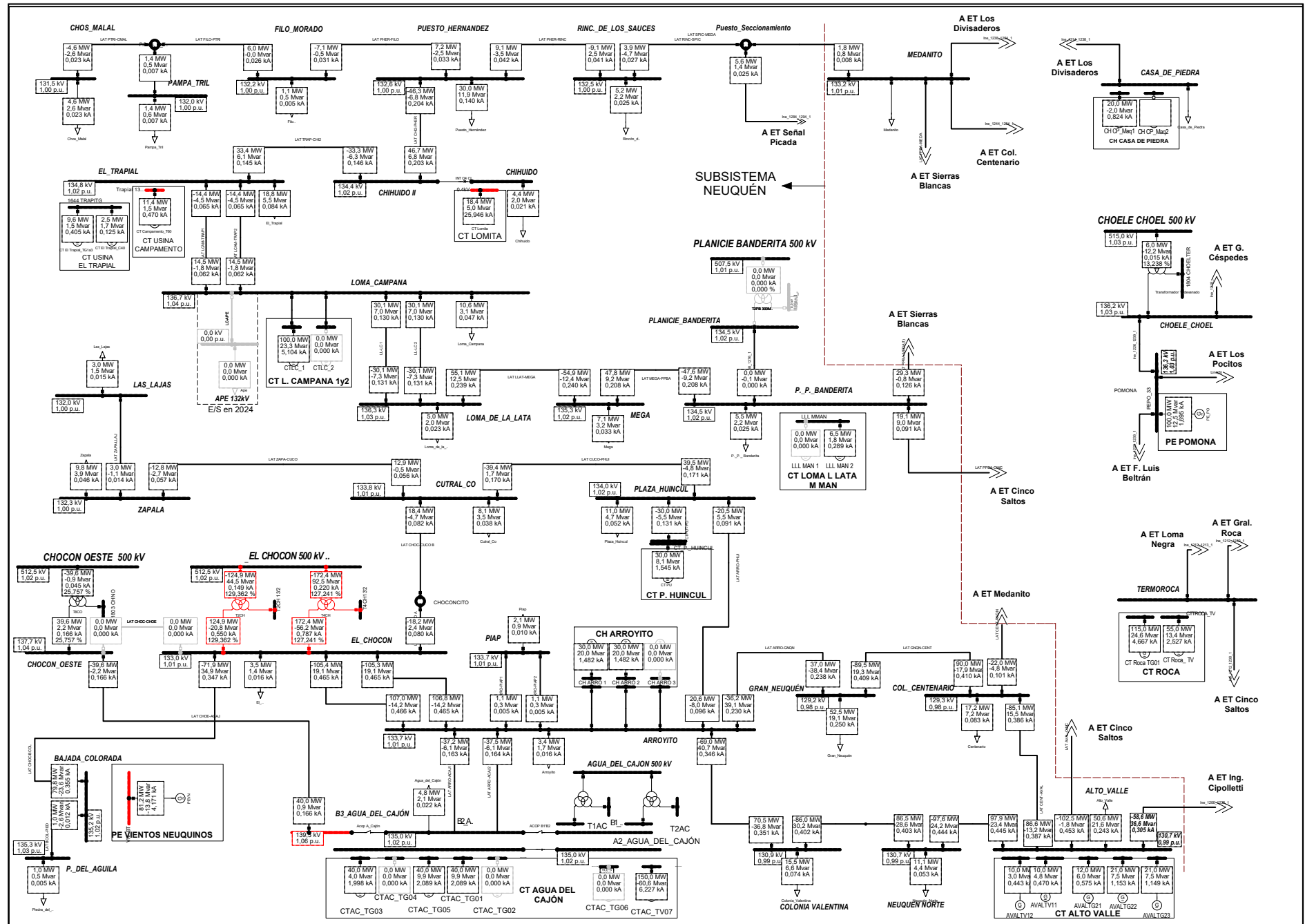
CASO 1-H: partiendo del Caso 1-G, el desenganche de T2PB no provoca sobrecargas tan significativas



CASO 1-I: Chocón – Chocón Oeste F/S y pot. exportada superior a 290 MW entre El Chocón y P. Banderita



CASO 1-J: el disparo del T2PB ocasiona una sobrecarga elevada en las interconexiones 500/132 kV



ANEXO VI – II: Sobrecarga de línea Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina

Cuando no existe suficiente generación en la zona del Alto Valle, en verano con temperatura ambiente elevada, las líneas adquieren una carga elevada.

En los siguientes casos se puede observar:

Caso 2-A: la suma de las cargas a través de las líneas Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina excede los 850 Amp. A partir de este caso base simulan los casos 2-B y 2-C. Si bien el escenario corresponde al Verano Resto de 2024, las conclusiones aplican al resto de los escenarios.

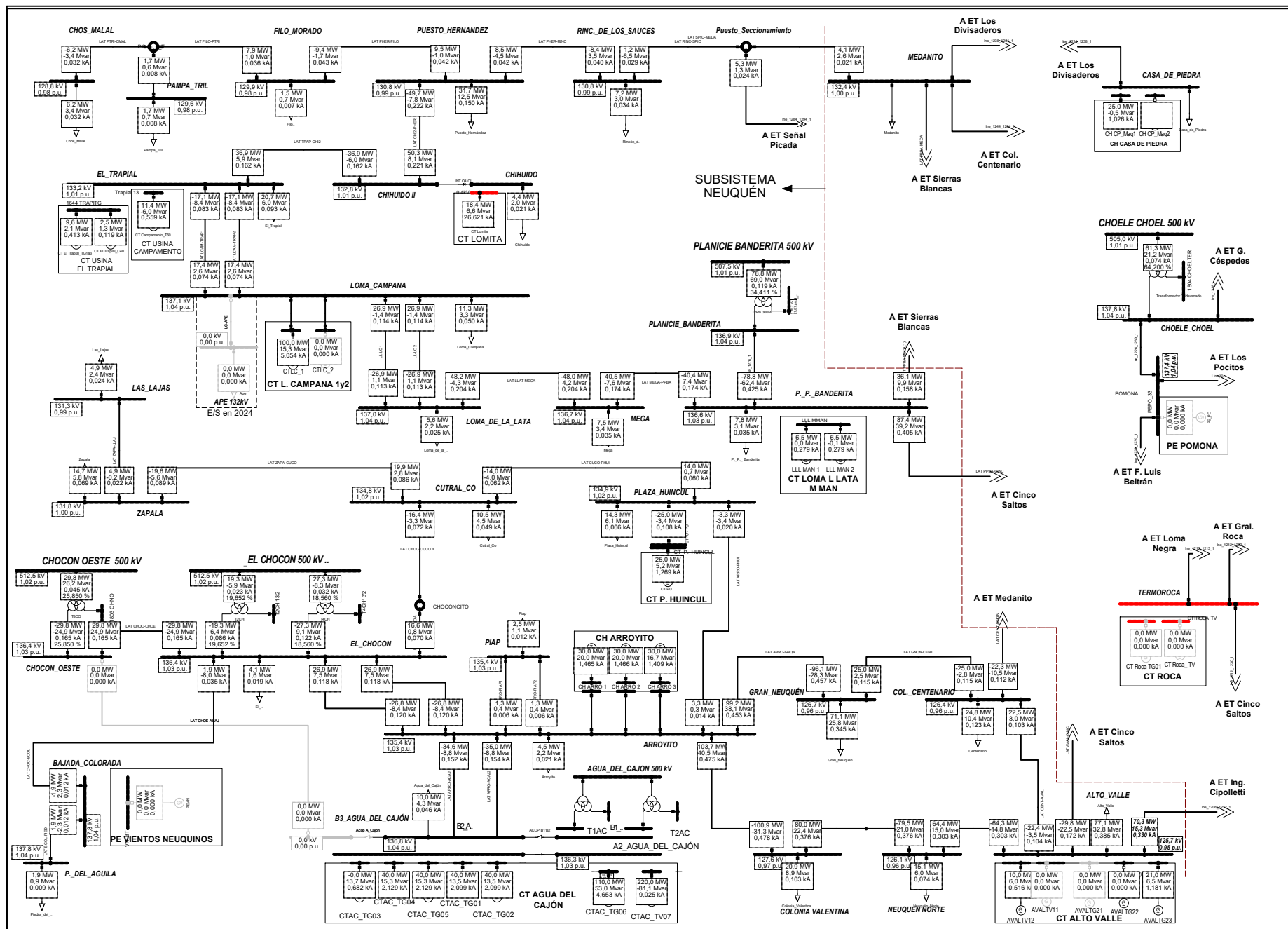
El desenganche de una de las líneas (Caso 2-B), ocasiona la sobrecarga de la otra ($I_{adm}=600$ Amp.), sometiendo al sistema a un estado que muy probablemente derive en un colapso de la red ubicada hacia el noreste de ET Arroyito (el cual abastece más del 90% de la demanda total del SRC).

En el caso 2-C, bajo las mismas condiciones previas, el disparo de la línea Playa Planicie Banderita, ocasiona la sobrecarga de Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina.

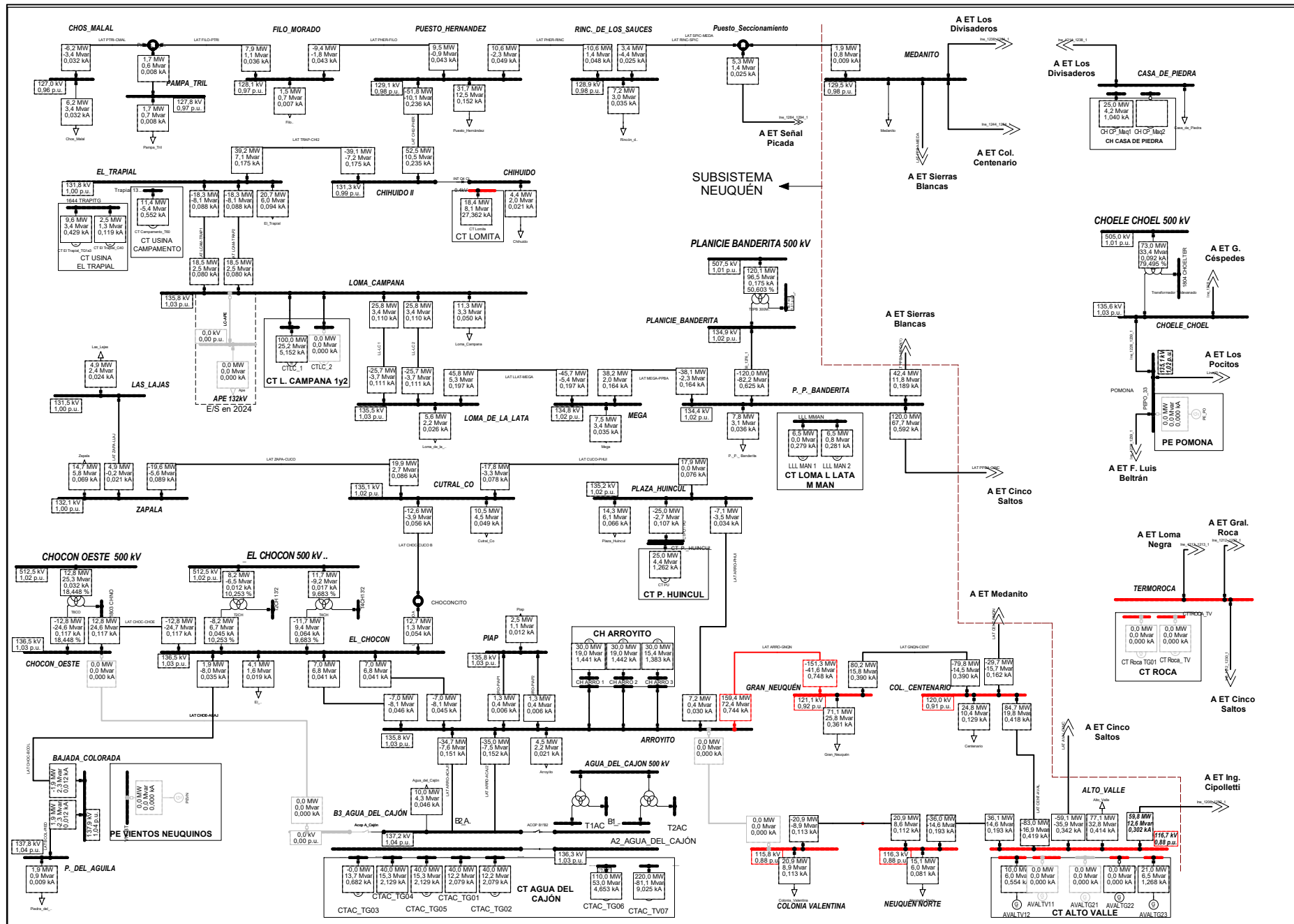
En los Casos 2-D y 2-E se simulan las mismas condiciones que 2-A y 2-B, pero con el aporte de CT Roca, lo cual permite reducir los niveles de sobrecarga en condición N y N-1. Si bien existe una sobrecarga, esta es menor al 15%.

En caso de que se exceda el límite admisible, se deberían adoptar acciones que reduzcan los niveles de carga (aumentar el despacho de potencia activa o reactiva o aplicar restricciones de demanda).

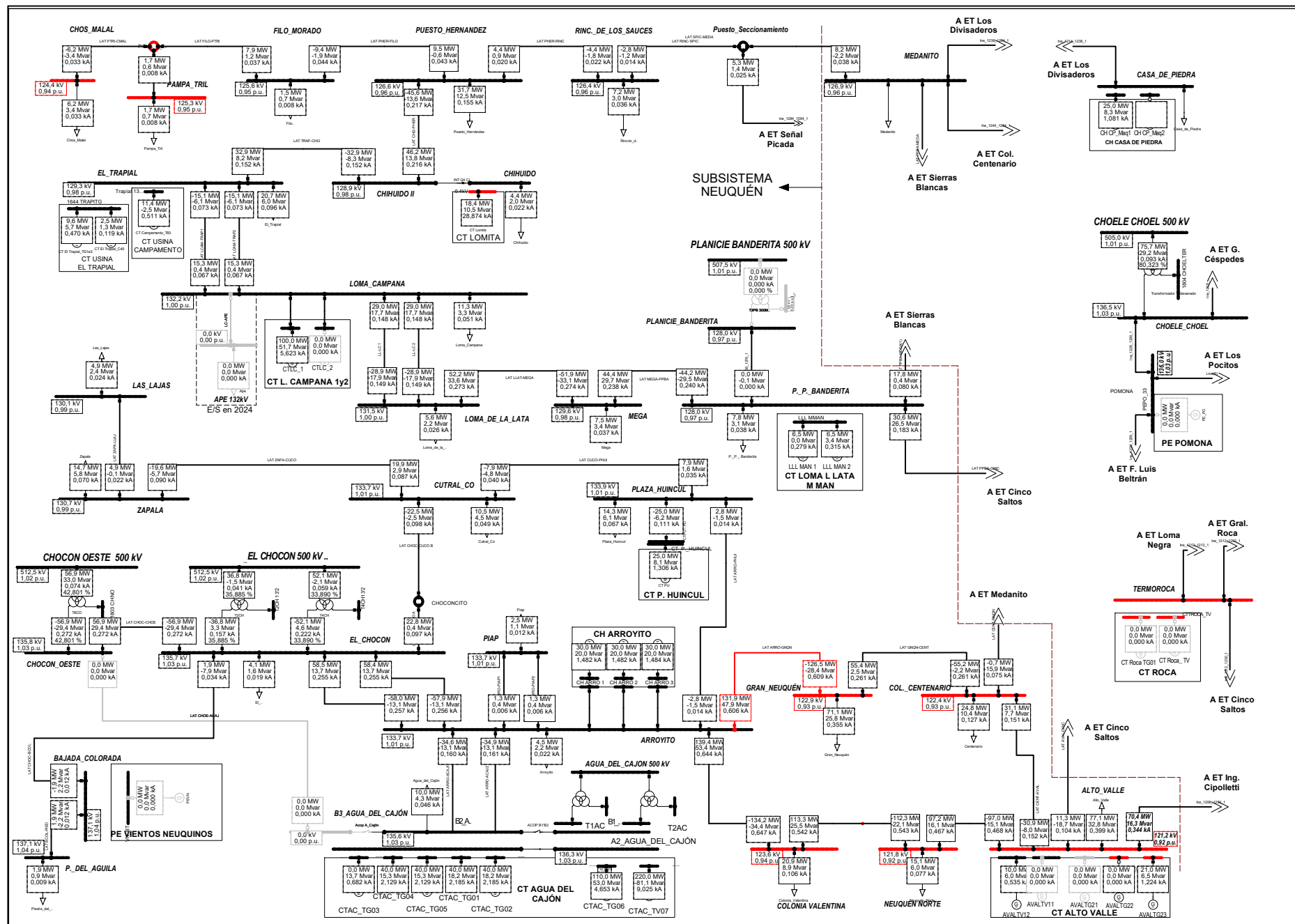
CASO 2-A: líneas Arroyito – Gran Neuquén y Arroyito – Colonia Valentina con carga elevada



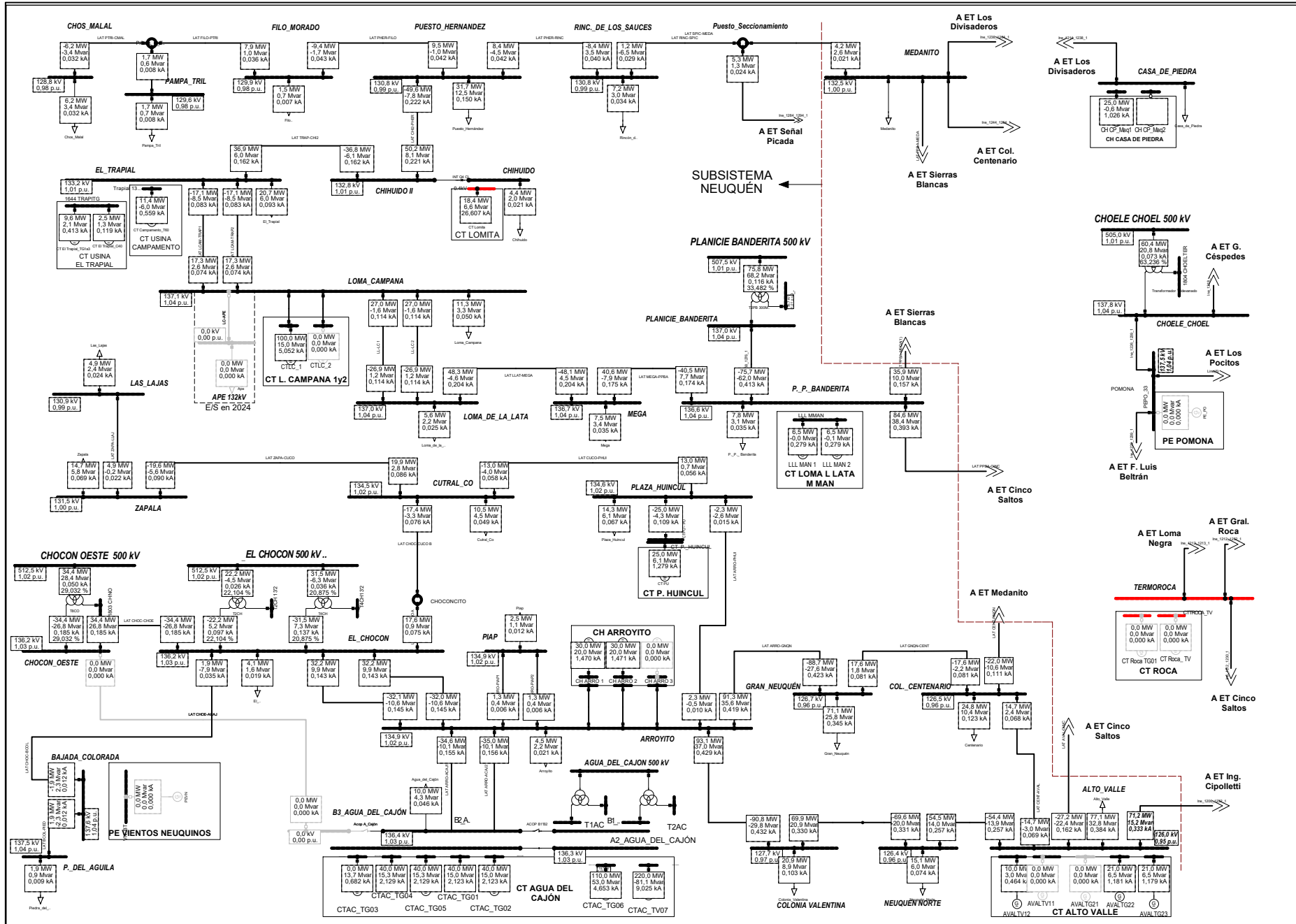
CASO 2-B: el desenganche de Arroyito – Colonia Valentina sobrecarga la línea Arroyito – Gran Neuquén



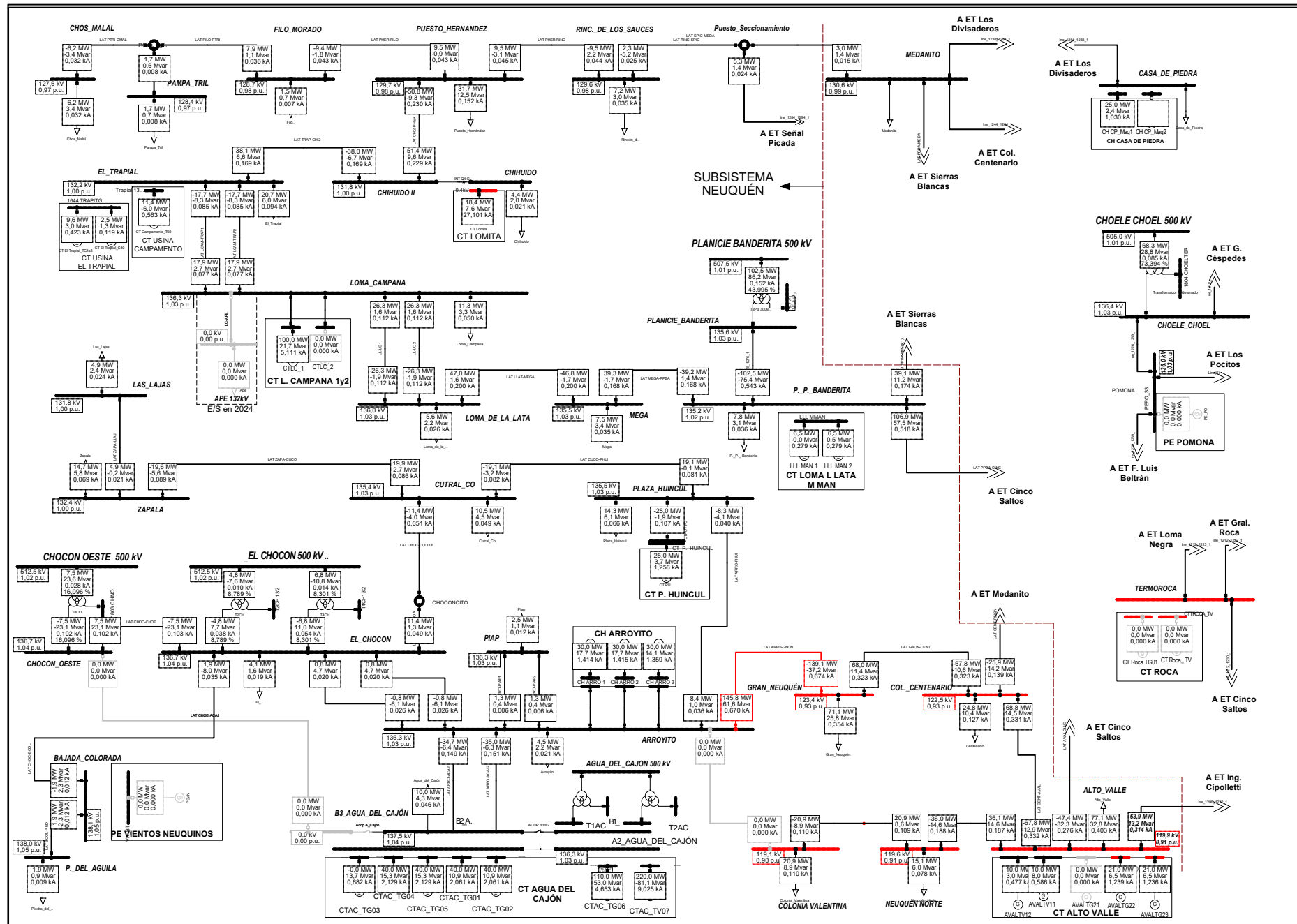
CASO 2-C: el desenganche de Playa P. Banderita – P. Banderita sobrecarga las líneas Arroyito – GN y AR-CV



CASO 2-D: similar al Caso 2-A pero con el aporte de CT Roca



CASO 2-E: con CT Roca E/S disminuye la sobrecarga en AR-GN, ante el desenganche de AR-CV



ANEXO VI – III: OS 13 del COTDT Comahue – Neuquén - Sobrecarga en el Subsistema Norte

La Orden de Servicio 13 del COTDT Comahue – Neuquén introduce una serie de medidas operativas destinadas a evitar el desenganche de generación por actuación del DAG Loma Campana y la afectación que pueden llegar a introducir los elevados aportes de generación en condiciones desfavorables.

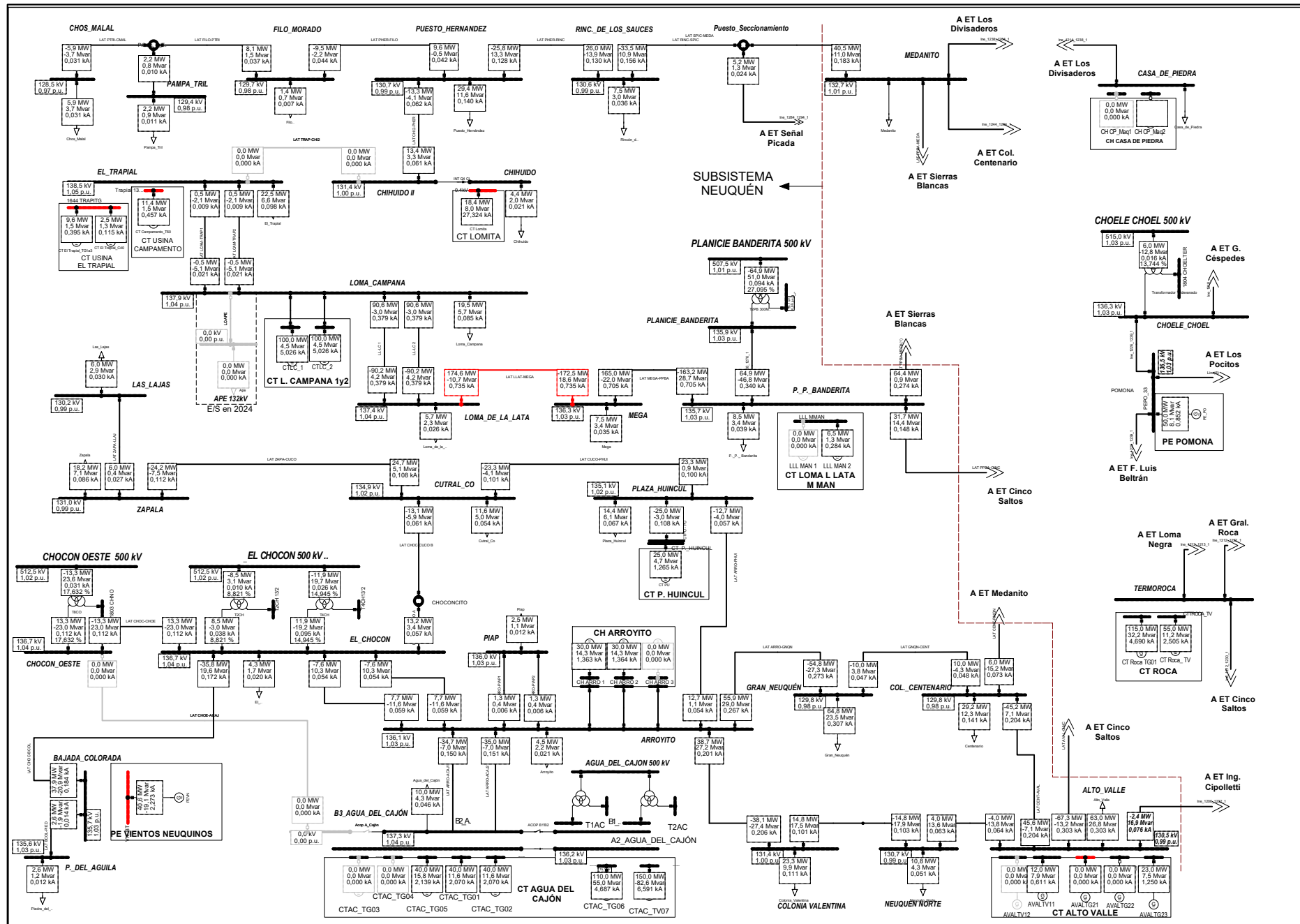
Casos 3A, 3C y 3E: muestran las sobrecargas de líneas para distintas indisponibilidades en el anillo de la zona Norte, con el aporte de una o las dos TTGG de CT Loma Campana, según el caso. La limitación del despacho en los casos 3B, 3D y 3F evita que las líneas se sobrecarguen. Caso contrario, si no se limita la generación, la carga podría alcanzar aproximadamente el 200% de la corriente admisible en el caso más desfavorable.

Caso A: se excede el límite de 710 Amp en Loma La Lata – Mega – P.P. Banderita.

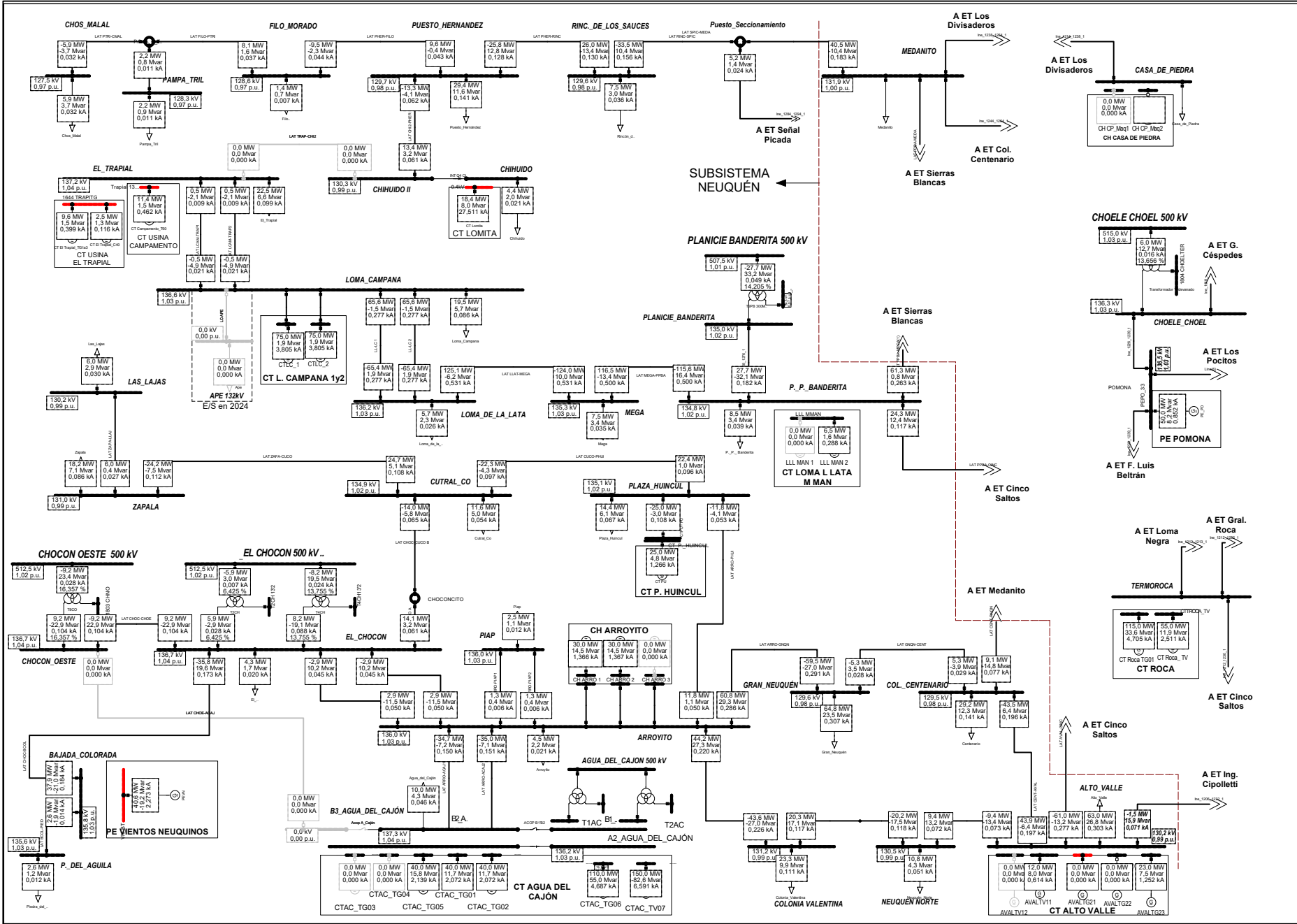
Caso C: se excede el límite de 390 Amp. en Chihuido – Puesto Hernández.

Caso E: se excede el límite de 400 Amp. en Loma Campana – Loma La Lata.

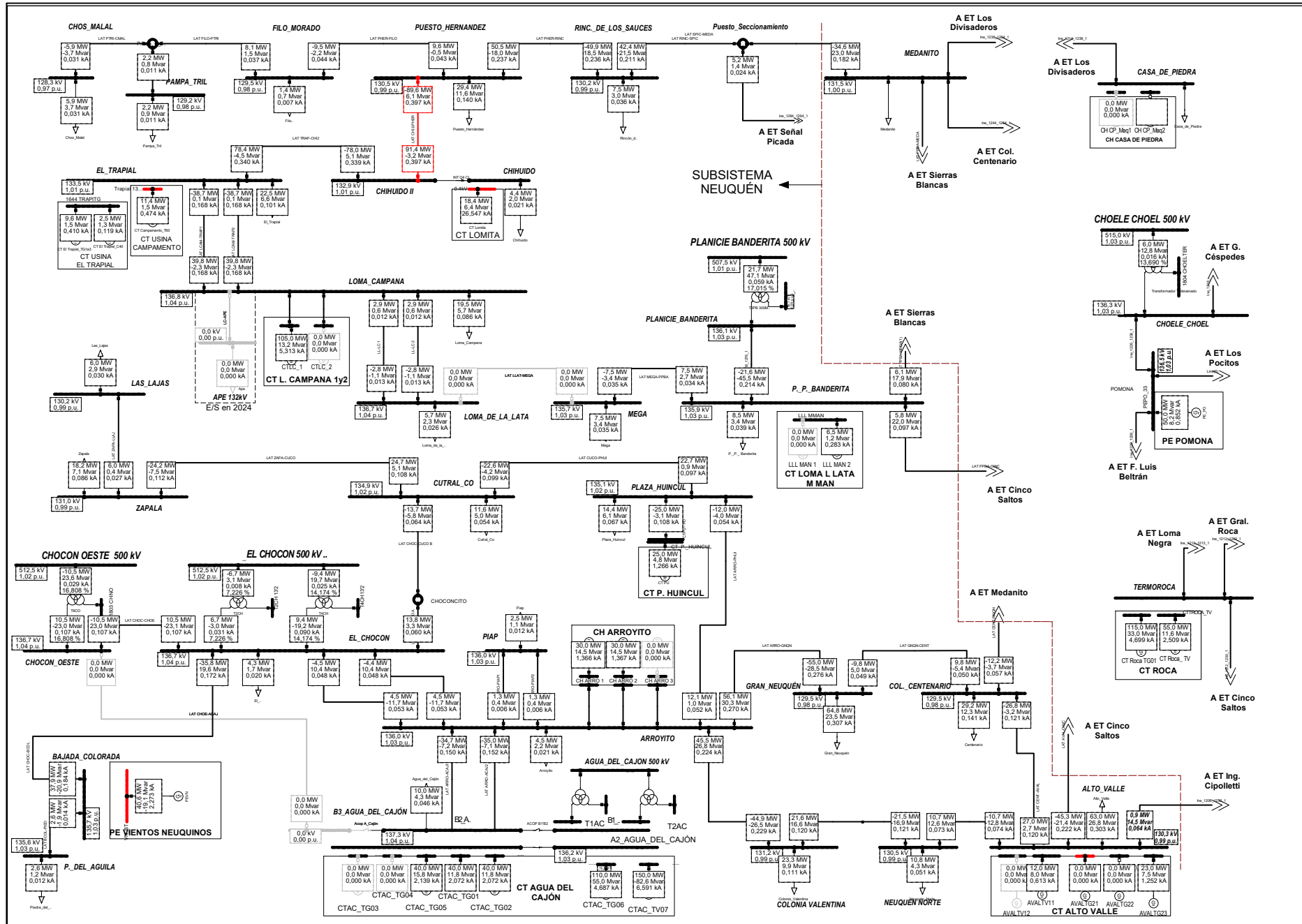
CASO 3-A: con línea Chihuido – El Trapial F/S se sobrecarga la línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita



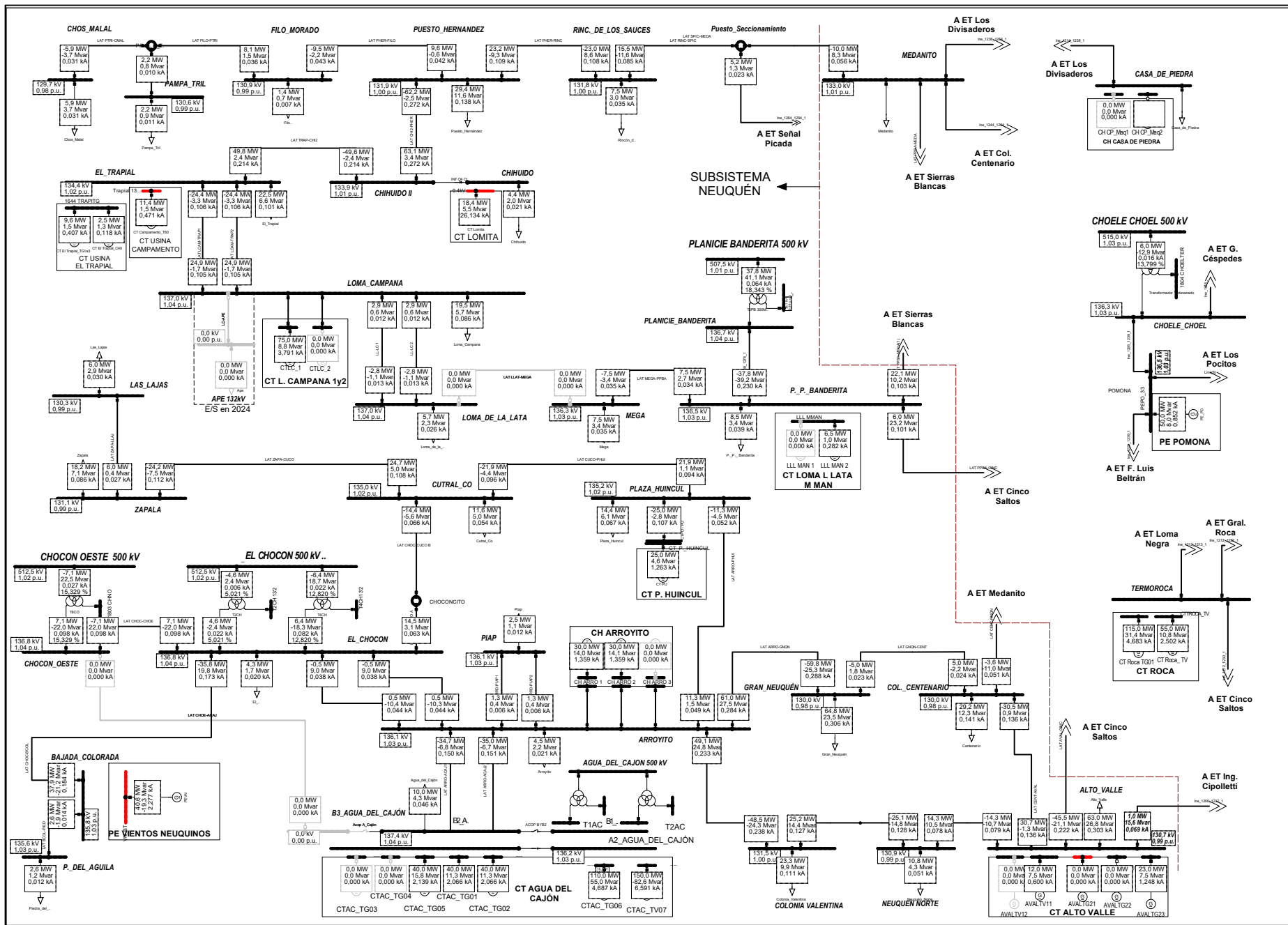
CASO 3-B: partiendo del caso 3-A, se restringe la generación en CT Loma Campana



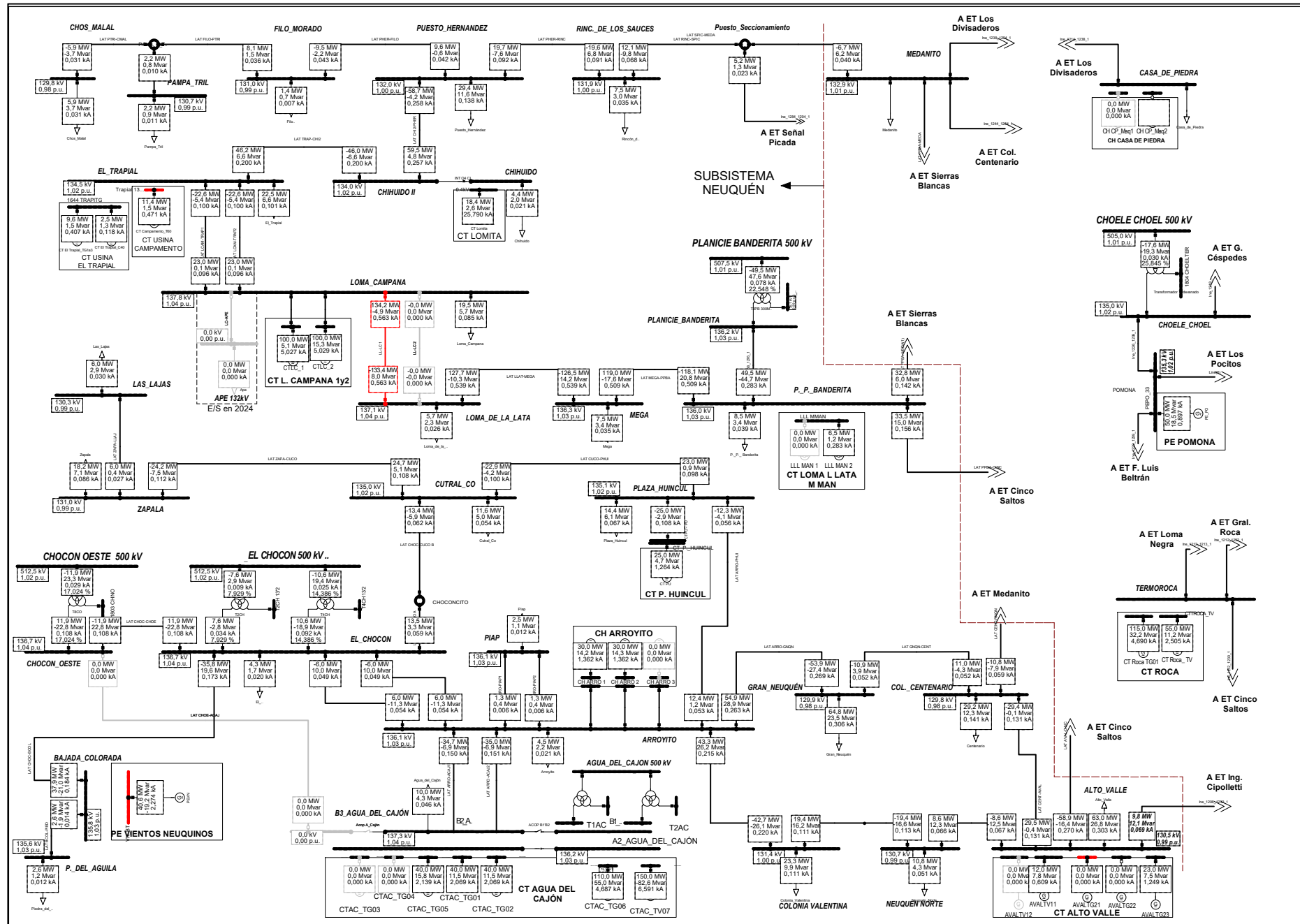
CASO 3-C: línea Loma La Lata – Mega F/S. Se sobrecarga P. Hernández – Chihuido



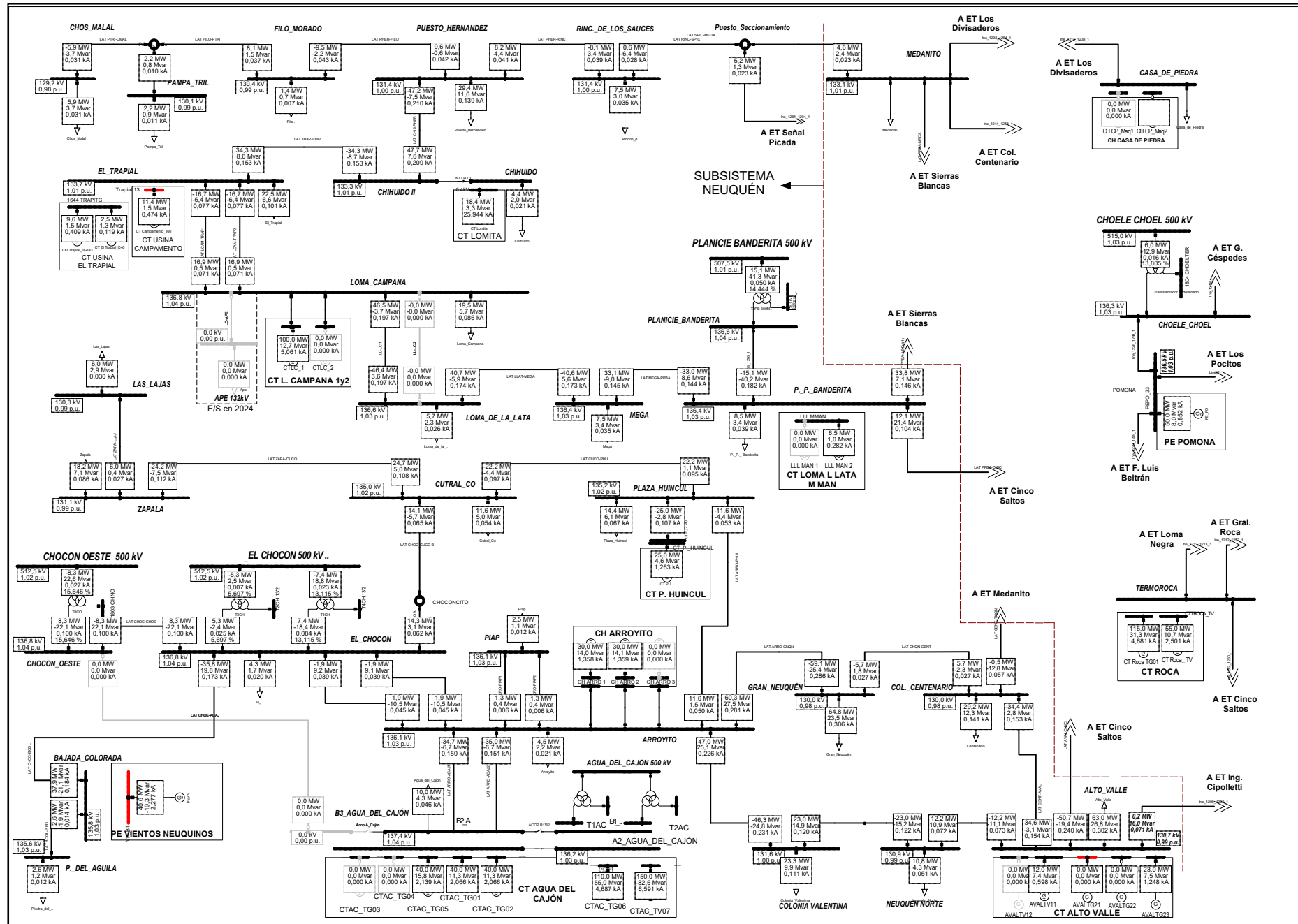
CASO 3-D: partiendo del caso 3-C, se restringe la generación en CT Loma Campana a 75 MW



CASO 3-E: con línea Loma La Lata (LL)– Loma Campana (LC) 1 F/S, se sobrecarga LL-LC 2



CASO 3-F: partiendo del caso 3-E, se restringe la generación en CT Loma Campana



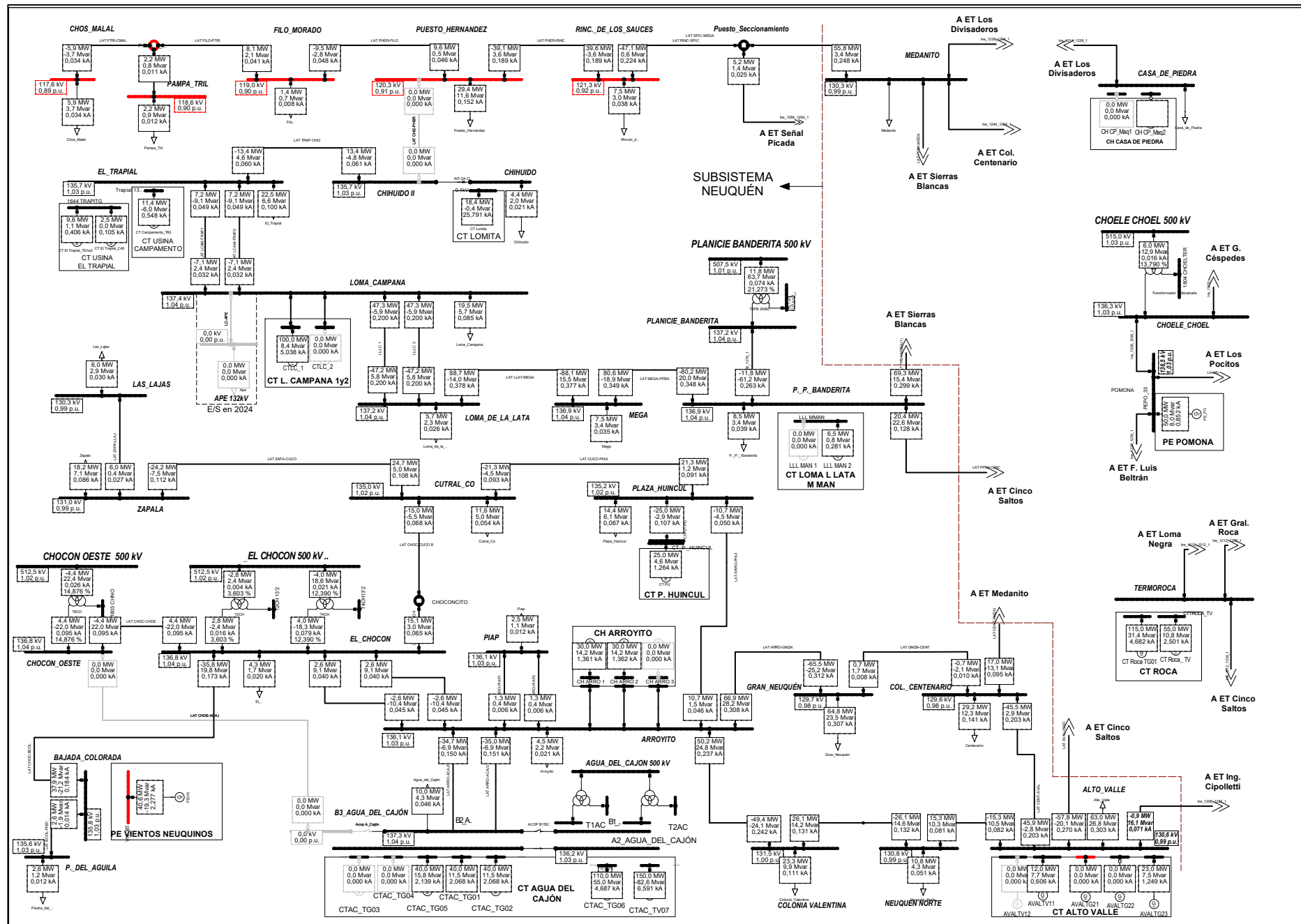
ANEXO VI – IV: caídas de tensión en el Subsistema Norte

Se muestran los resultados de las simulaciones que plantean desconexiones en el anillo Norte. Como resultado de esas aperturas, las tensiones de las barras que quedan hacia el norte del subsistema experimentan una reducción muy marcada. En algunos de los casos planteados, el apartamiento de los valores de tensión es tan alto que el método de cálculo utilizado por el programa de simulación no converge en las sucesivas iteraciones. Por este motivo, cuando se analiza el subsistema, para lograr que la simulación proporcione una estimación de los resultados se reducen las demandas en determinadas barras.

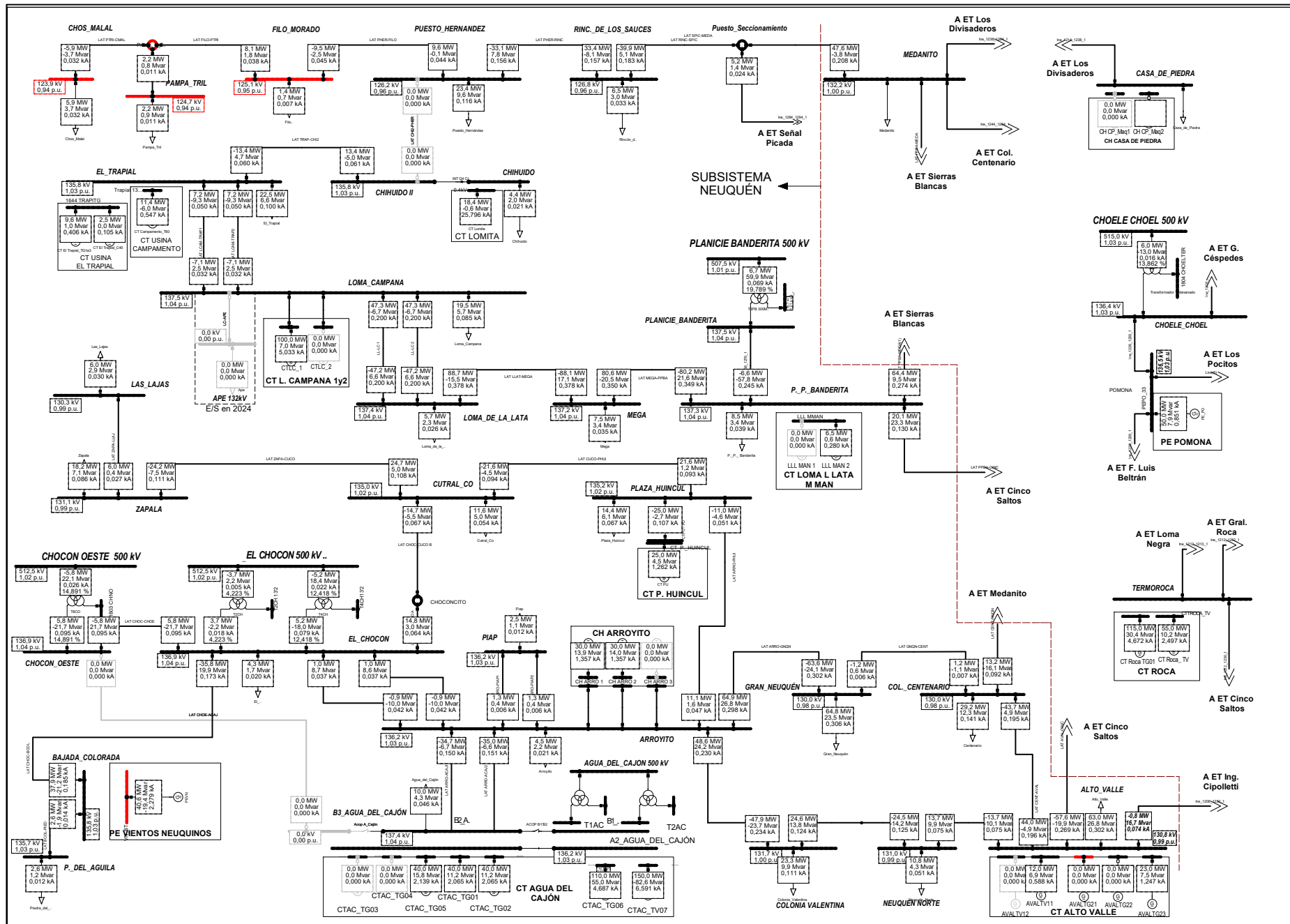
Las simulaciones se realizan con el escenario de Invierno Pico de 2024, es de esperar que con el crecimiento de demanda previsto para ese subsistema, el problema de subtensiones sea cada vez mayor si no se adoptan determinadas medidas.

En los casos 4-A y 4-C, se plantea la desconexión de las líneas de 132 kV Chihuido – Puesto Hernández y Mega – P.P. Banderita, respectivamente. En los casos 4-B y 4-D se aplican restricciones de demanda adicionales para lograr que los niveles de tensión se mantengan dentro del rango permitido. Si bien el uso de los bancos de capacitores tiene ciertas desventajas, al no disponer de otros recursos se utilizan en las simulaciones (y en tiempo real) para evitar degradaciones mayores en el funcionamiento estático de la red.

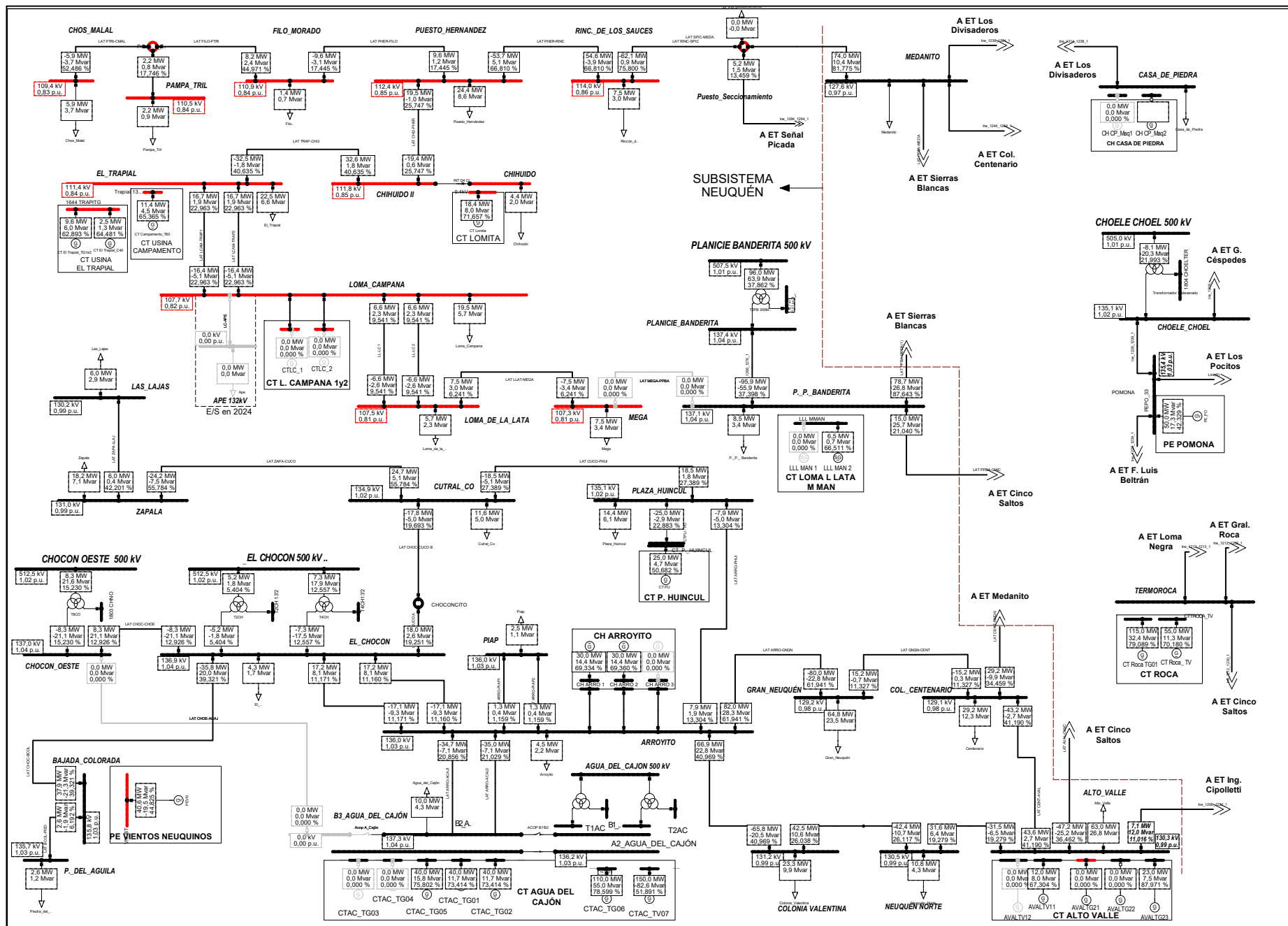
CASO 4-A: F/S línea de 132 kV Chihuido – Puesto Hernández con 2 BC (20 MVar)



CASO 4-B: F/S línea de 132 kV Chihuido – Puesto Hernández con 2 BC en PH y restricción de demanda



CASO 4-C: F/S línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita con 2 BC en PH (20 MVar) y -5MW de demanda



CASO 4-D: F/S línea de 132 kV Mega – P. P. Banderita con 2 BC en PH (20 MVar) y -15 MW de demanda

