



# **Análisis de la Operación de los Sistemas SIC-SING Interconectados**

**ESTUDIO 2 - Evaluación de Automatismos**

**INFORME FINAL**

**Proyecto EE-2016-061  
Informe Técnico EE-ES-2016-1401  
Revisión C**



# **ESTUDIOS ELECTRICOS**



**Power System Studies & Power Plant Field Testing  
and Electrical Commissioning ISO9001:2008  
Certified**

**09/03/2017**

Este documento EE-ES-2016-1401-RC fue preparado para el Coordinador Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Gustavo Alvarado**

Departamento de Estudios

[gustavo.alvarado@estudios-electricos.com](mailto:gustavo.alvarado@estudios-electricos.com)**Ing. Nicolás Turturici**

Departamento de Estudios

[nicolas.turturici@estudios-electricos.com](mailto:nicolas.turturici@estudios-electricos.com)**Ing. Javier Vives**

Departamento de Estudios

[javier.vives@estudios-electricos.com](mailto:javier.vives@estudios-electricos.com)**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador Dpto. Estudios

[alejandro.musto@estudios-electricos.com](mailto:alejandro.musto@estudios-electricos.com)**Ing. Fernando Libonati**

Gerente Dpto. Estudios

[Fernando.libonati@estudios-electricos.com](mailto:Fernando.libonati@estudios-electricos.com)[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 185 páginas y ha sido guardado por última vez el 09/03/2017 por David Perrone, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

| Rev | Fecha      | Comentario  | Realizó  | Revisó | Aprobó |
|-----|------------|---|----------|--------|--------|
| A   | 02/12/2016 | Para revisión   | GA/NT/JV | AM     | FL     |
| B   | 08/02/2017 | Contempla respuesta a observaciones<br>→ O-SING-AUTOM-INTERC-EE-V3<br>→ MINUTA TÉCNICA N°17 | GA/NT/JV | AM     | FL     |
| C   | 09/03/2017 | Versión Final.  | GA       | AM     | FL     |

## ÍNDICE

|   |     |
|---|-----|
| 1 RESUMEN EJECUTIVO.....  | 5   |
| 2 INTRODUCCIÓN.....   | 12  |
| 3 METODOLOGÍA GENERAL DEL ESTUDIO .....                                     | 13  |
| 3.1 Definiciones iniciales .....  | 14  |
| 3.2 Evaluación de automatismos con funcionalidad actual o esperada.....     | 14  |
| 3.3 Propuesta de modificación de automatismos .....                         | 15  |
| 4 ANÁLISIS DEL EDACxBF .....  | 16  |
| 4.1 Introducción .....  | 16  |
| 4.2 Implementación actual .....   | 16  |
| 4.3 Metodología específica de análisis .....                                | 17  |
| 4.3.1 Contingencias .....   | 17  |
| 4.3.2 Fases de estudio .....  | 17  |
| 4.3.3 Análisis de operación con ajuste actual .....                         | 17  |
| 4.3.4 Ajustes mínimos para adaptar el EDACxBF .....                         | 18  |
| 4.3.5 Representación en DIgSILENT PowerFactory .....                        | 20  |
| 4.4 Evaluación del automatismo.....   | 22  |
| 4.4.1 Escenarios de operación .....   | 22  |
| 4.4.2 Análisis de la operación.....   | 32  |
| 4.5 Conclusiones evaluación EDACxBF existente .....                         | 50  |
| 4.6 Propuestas de mejora .....  | 51  |
| 4.6.1 Propuesta I: Modificación de escalones de decimal par del SING .....  | 51  |
| 4.6.2 Propuesta II: Ajustes gradiente de frecuencia escalones del SIC ..... | 61  |
| 5 ANÁLISIS DEL EDAG/ERAG SIC ZONA NORTE.....                                | 65  |
| 5.1 Introducción .....  | 65  |
| 5.2 Implementación actual .....   | 65  |
| 5.2.1 Esquema de control de régimen permanente .....                        | 67  |
| 5.2.2 Esquema de control de contingencia simple .....                       | 67  |
| 5.2.3 Supuestos y definiciones .....  | 67  |
| 5.3 Metodología específica de análisis .....                                | 69  |
| 5.3.1 Evaluación FASE I .....   | 69  |
| 5.3.2 Evaluación FASES II y III .....                                       | 70  |
| 5.4 Evaluación del automatismo.....   | 72  |
| 5.4.1 Análisis sobre FASE I .....   | 72  |
| 5.4.2 Análisis sobre FASE II.....   | 76  |
| 5.4.3 Análisis sobre FASE III.....  | 109 |
| 5.5 Conclusiones.....   | 151 |
| 5.6 Propuestas de mejora .....  | 153 |
| 6 ANÁLISIS DEL EDAGxSF .....  | 156 |
| 6.1 Introducción .....  | 156 |
| 6.2 Implementación actual .....   | 156 |
| 6.3 Metodología específica de análisis.....                                 | 157 |
| 6.4 Evaluación del automatismo.....   | 160 |

|   |            |
|---|------------|
| 6.5 Conclusiones EDAGxSF .....                              | 164        |
| <b>7 ANÁLISIS DEL EDAGxCE ZONA TOCOPILLA .....</b>          | <b>165</b> |
| 7.1 Introducción .....                                      | 165        |
| 7.2 Implementación actual .....                             | 165        |
| 7.3 Metodología específica de análisis .....                | 167        |
| 7.4 Evaluación del automatismo.....                         | 168        |
| 7.5 Conclusiones.....                                       | 172        |
| <b>8 ANÁLISIS DE SEVERIDAD 9 EN GUACOLDA.....</b>           | <b>173</b> |
| 8.1 Introducción .....                                      | 173        |
| 8.2 Implementación propuesta actualmente .....              | 173        |
| 8.3 Metodología específica de análisis .....                | 177        |
| 8.4 Evaluación del automatismo.....                         | 178        |
| 8.4.1 Caso de estudio 1: DB-HH-sERNc-3x150+2x150.....       | 178        |
| 8.4.2 Caso de estudio 2: DB-HH-cPE-1x150+2x150.....         | 179        |
| 8.4.3 Caso de estudio 3: DB-HH-cPE-3x150+0x150.....         | 180        |
| 8.4.4 Caso de estudio 4: DB-HH- sPE-3x150+0x150.....        | 181        |
| 8.4.5 Caso de estudio 5: DB-HH- sPE-3x150+0x150-sSVC+ ..... | 182        |
| 8.5 Conclusiones.....                                       | 183        |
| 8.6 Propuestas de mejora .....                              | 183        |
| <b>9 REFERENCIAS .....</b>                                  | <b>184</b> |

## **ANEXOS**

- ANEXO I: ESCENARIOS EVALUACIÓN DE AUTOMATISMOS
- ANEXO II: MAQUINAS DESCONECTADAS PARA EVALUACIÓN DEL EDACxBF
- ANEXO III: BASE DE DATOS DIGSILENT EVALUACIÓN DE AUTOMATISMOS

## 1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de la interconexión de los sistemas eléctricos de Chile SIC y SING, el Comité CDEC (actualmente el Coordinador Eléctrico Nacional) solicita la elaboración de un conjunto de estudios conducentes a evaluar la operación de éstos en las etapas previas y posteriores a su interconexión, cuyo alcance involucra los siguientes desarrollos:

- a) Preparación de la base de datos y escenarios base (PBD).
- b) Estudio 1: Estudio de control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF
- c) Estudio 2: Estudio de evaluación del comportamiento del sistema con los automatismos existentes (EDAC, EDAG y otros).**
- d) Estudio 3: Estudio de control y estabilidad de tensión.
- e) Estudio 4: Estudio de Estabilidad de Pequeña Señal y Sintonización de PSS
- f) Estudio 5: Estudio de diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9.
- g) Estudio 6: Estudio de Energización de Instalaciones y TRV.

Específicamente, este documento corresponde al **INFORME FINAL** del **ESTUDIO 2**, el cual incorpora los desarrollos metodológicos, el análisis de comportamiento de los automatismos, la validación sistémica y las propuestas definitivas y recomendaciones de operación.

El estudio considera 4 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

- La FASE I está focalizada en el SIC y en el impacto de la interconexión de la central CTM3 junto con la línea 2x500kV Los Changos-Cumbre-Nueva Cardones, la cual permite la conexión de esta central desde la zona de Mejillones a la zona norte del SIC.
- La FASE II, también focalizada en el SIC, considera en servicio el proyecto de transmisión 2x500kV Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo – Nueva Cardones, con una capacidad de 1500MVA.
- La FASE III considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatour – Los Changos 2x220kV, 1500MVA.
- Finalmente se considera una FASE IV de estudio, planteada como caso de sensibilidad, donde se analiza la interconexión SIC-SING con un retraso en el proyecto Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo – Nueva Cardones. Esta condición de sensibilidad ha sido tratada de manera integral en el informe “Operación topología FASE IV”.

A continuación, se enuncian los automatismos que se evalúan en este estudio:

1. Esquema de desconexión automática de carga por subfrecuencia implementado tanto en el SIC como en el SING (**EDACxBF**).
2. Esquema de desconexión o reducción automática de generación Guacolda + ERNC (**EDAG/ERAG SIC zona norte**).
3. Esquema de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia implementado en el SING (**EDAGxSF**).
4. Esquema de desconexión automática de generación por contingencia específica en la Zona Tocopilla (**EDAGxCE Tocopilla**).
5. Esquema para falla en barra Guacolda (**severidad 9 en Guacolda**).

En cada capítulo de este informe se presenta un análisis detallado de cada uno de los automatismos anteriores, junto con sus conclusiones y recomendaciones de mejora, las cuales se resumen a continuación:

#### **ANÁLISIS DEL EDACxBF**

Se encuentra que el funcionamiento del automatismo **tal como se encuentra implementado actualmente, no compromete la seguridad de la operación del sistema**, si no, más bien favorece la estabilidad transitoria tras la pérdida de grandes bloques de generación o grandes desbalances (ver Estudio 5 – fallas de severidad 6), observándose pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Por otro lado, se encuentra una **activación no homogénea** de los EDACxBF de las **distintas regiones**, encontrándose que el SING cuenta con un mayor número de escalones y los montos de los cortes de carga resultan proporcionalmente mayores a los del SIC.

En este contexto se recomienda que:

- **Al momento de la interconexión, los esquemas sigan operativos con los ajustes que poseen actualmente.**
- Junto con un análisis de fallas de severidad 6 (estudios de detalle PDCE), **evaluar la posible deshabilitación** de los siguientes escalones de EDACxBF del SING activados por frecuencia absoluta: 49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz y 48,4Hz. De esta forma, quedarían operativos en el sistema interconectado sólo los escalones activados por frecuencia absoluta de 48,9Hz, 48,7Hz, 48,5Hz y 48,3Hz que son comunes entre ambos sistemas.
- Adicionalmente, se propone **evaluar un reajuste del gradiente** de activación de los EDACxBF del SIC a -0,7Hz/s.

## **ANÁLISIS DEL EDAG/ERAG SIC ZONA NORTE**

### **FASE I**

Se encuentra que el funcionamiento del automatismo, tal como se encuentra implementado, **no compromete la seguridad de la operación del sistema**. Se recomienda no considerar la CTM3 en el control de frecuencia, es decir, tratarla igual que una unidad de la CT Guacolda en la actualidad. Esto debido a que la participación en el CPF de las unidades del SIC Norte deriva en una ineficiencia del automatismo.

### **FASE II**

Para la Fase II se encuentra que la nueva topología dará mayor holgura para las transferencias NORTE→SUR, aliviando la red de 220kV de Maitencillo a Nogales a través de la conexión de los sistemas de 220kV y 500kV en tres puntos de la red: S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar. En consideración de lo anterior, se puede decir que en general, el automatismo perdería efectividad debido a que gran parte de la potencia será transportada hacia la red de 500kV (menor impedancia) a través de las subestaciones mencionadas anteriormente; por lo tanto, los montos de generación necesarios para reducir una sobrecarga serán mayores a los calculados inicialmente por el algoritmo, incurriendo, en el mejor de los casos, en iteraciones que se llevarán a cabo hasta que desaparezca la sobrecarga. No obstante, existen contingencias como la pérdida de un circuito Las Palmas – Los Vilos, tras la cual el algoritmo no sería capaz de aliviar la sobrecarga del circuito sano. La causa de la pérdida de eficiencia (y efectividad en algunos casos) del algoritmo, se debe a los criterios de elección de los parques sobre los cuales se deben realizar las desconexiones/reducciones de generación.

En consideración de lo anterior, se concluye que, para la Fase II, la operación del sistema de transmisión de la zona norte del SIC con "criterio n-1 ajustado" no es segura con los criterios de diseño original del automatismo, por lo que se recomiendan las siguientes alternativas:

#### **1. Propuestas operacionales**

Son propuestas que no implican un cambio del algoritmo, y están enfocadas en la limitación de la generación para condiciones particulares de operación.

Considera la operación del sistema de transmisión de la zona norte del SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales, y una limitación manual de las inyecciones de generación ERNC en escenarios de hidrología seca, demanda baja y alta generación fotovoltaica. En estas condiciones, las limitaciones propuestas (simultáneas) son las siguientes:

- **Al norte de la S/E Pelicano 220kV:** 1293MW ERNC (considerando 3x65MW de la CT Guacolda), para evitar sobrecarga del transformador de la S/E Nueva Maitencillo tras la pérdida del transformador de la S/E Nueva Cardones. Este monto puede ser

menor si se consideran un mayor número de unidades de la CT Guacolda en servicio (por ejemplo, despacho forzado de 5 unidades para el control de tensión según Estudio 3).

- **Entre Pelicano y Punta Colorada:** PE San Juan y PE Punta Colorada a un máximo de 150MW (70% de su capacidad), para evitar la sobrecarga en estado post-actuación del automatismo, tras la pérdida de uno de los circuitos de la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220kV.
- **Entre Pan de Azúcar y Las Palmas:** Limitación de los parques eólicos de esta zona (Arrayán, Talinay, Los Cururos, Canela y Totoral) a un 50% de su capacidad, para evitar una sobrecarga en estado post-actuación del automatismo, tras la pérdida de uno de los circuitos de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV o Los Vilos – Nogales 220kV.

La ventaja de esta propuesta es que la restricción de generación es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados. La desventaja es que se podrían generar condiciones de vertimiento ERNC; sin embargo, las condiciones de operación donde se observan las sobrecargas podrían darse con poca frecuencia (máxima generación fotovoltaica acompañada de máxima generación eólica).

Se destaca que los límites de generación propuestos son sólo orientativos, por lo que se recomienda la realización de un estudio de detalle para la definición de estos límites, considerando no sólo la filosofía de diseño de este automatismo, sino también los criterios reales para la operación del mismo, implementados actualmente. Asimismo, vale indicar que estos montos resultan también supeditados a la cantidad de unidades sincrónicas que sean necesarias para el control de tensión (despacho forzado), dependiendo a la vez de la factibilidad que los parques ERNC puedan participar activamente del control de tensión del área (ver Estudio 3 – Control de Tensión).

## **2. Propuestas de actualización del automatismo**

Estas propuestas están orientadas a una modificación del automatismo, que si bien se consideran óptimas, podrían implicar un considerable tiempo de implementación. Involucra:

- i. Incluir los circuitos del corredor Nueva Cardones-Nueva Maitencillo- Nueva Pan de Azúcar 2x500kV dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple, con supervisión de las transferencias.
- ii. Incluir los transformadores de las subestaciones Nueva Cardones-Nueva Maitencillo- Nueva Pan de Azúcar dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple, con supervisión de las transferencias.

- iii. Ajustar los criterios de elección de los parques eólicos y fotovoltaicos que deben reducir su generación ante una determinada falla, con monitoreo los niveles de cargas por las líneas de 500kV entre Nueva Cardones – Polpaico, de modo que las transferencias por estas líneas puedan ser controladas con reducción de generación de la zona norte del SIC.

### **FASE III**

En la Fase III se encuentran operativos los enlaces 2x500 Polpaico-Nueva Cardones y Nueva Cardones-Los Changos y la línea 2x220kV Kapatur- Los Changos 1500MVA, interconectando de esta forma el SIC con el SING. A pesar de la capacidad de las líneas del tramo Nueva Cardones-Los Changos y 2x220kV Los Changos-Kapatur, la transferencia queda limitada por los transformadores de la S/E Los Changos 220/500kV, considerando una sobrecarga de un 20% en red n-1, es decir, 900MVA. Si bien la interconexión con el SING significa que pueden realizarse transferencias de potencia de un sistema al otro de hasta 900MW, en cuanto al funcionamiento del automatismo, implica un mayor uso del sistema de transmisión de la zona norte del SIC y un menor control sobre las fuentes que podrían verse participando de la sobrecarga de alguna de las líneas.

En consideración de lo anterior, se encuentra que la interconexión SIC-SING tiene importantes implicancias en la operación de este automatismo (además de las ya mencionadas para Fase II: pérdida de eficiencia y efectividad en algunos casos). En este caso, se tienen las siguientes particularidades:

- i. Mayores transferencias por 500kV: Existe la posibilidad de sobrecargar el tramo Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV en condiciones con altas transferencias SING→SIC y aumento de la generación ERNC del SIC norte. Adicionalmente, con altas transferencias SUR→NORTE y generación ERNC del SIC norte, en red N-1 podrían existir tramos con sobrecarga en el sistema de 220kV del SIC norte en sentido SUR→NORTE, la cual no es controlada por el automatismo.
- ii. Control de generación en el SING: Significa que las reducciones de generación ordenadas por el automatismo son indeseadamente compensadas con la reserva de potencia para el control de frecuencia de las unidades del SING, acentuando la pérdida de eficiencia/efectividad observada en Fase II y utilizando la reserva en giro de estas máquinas. Por otro lado, el esquema no tiene control sobre las fuentes ERNC del SING, por lo tanto, las reducciones de generación se realizarían sólo sobre los parques ERNC del SIC norte.

En consideración de los resultados obtenidos, se concluye que, para Fase III, **la operación del sistema de transmisión de la zona norte del SIC con "criterio n-1 ajustado" no es segura, según los criterios de diseño original del automatismo.**

### **Recomendaciones y propuestas Fase III**

En función de los resultados obtenidos se recomienda desactivar este automatismo para la Fase III. En consideración de esto, el criterio de operación para el sistema de transmisión de 220kV al norte de Nogales 220kV debe ser "criterio n-1".

En este caso, no se encuentran propuestas operacionales que garanticen la seguridad del sistema de modo que el automatismo pueda seguir en servicio, por lo que se recomienda el diseño de un automatismo centralizado, para el control de transferencias por el sistema de 220kV del SIC norte, que contemple el monitoreo tanto de la red de 220kV como del nuevo sistema de transmisión de 500kV desde Nueva Cardones hasta Polpaico (con transformadores de 500/220kV incluidos) y actúe sobre la generación del SIC norte y del SING.

### **ANÁLISIS DEL EDAGxSF**

A partir de los análisis realizados, se encuentra que las contingencias que provocan eventos de sobrefrecuencia en el SING aislado, no son lo suficientemente severas como para activar el primer escalón del EDAGxSF (ajustado en 51,4Hz) con el sistema SIC-SING integrado. En particular, en el caso más exigente, tras la desconexión de 450MW en la zona cordillera del SING producto del fenómeno meteorológico del invierno boliviano, la frecuencia del sistema SIC-SING alcanza un valor máximo de 50,79Hz. Por lo tanto, se concluye que este automatismo no debiese ser activado por las contingencias que dieron origen a su implementación, en las condiciones topológicas de Fase III.

En función de los resultados obtenidos, se recomienda mantener en servicio este automatismo, ya que su operación no va en desmedro de la seguridad del sistema, si no, más bien puede colaborar en la preservación de la estabilidad transitoria ante otro tipo de contingencias, como, por ejemplo, ante la ocurrencia de fallas de severidad 6 que separan los sistemas. En este sentido, el esquema actual de EDAGxSF colabora directamente con la estabilidad más allá de que el mismo deba complementarse con recursos adicionales para contemplar casos de altas transferencias.

Por este motivo, teniendo bajo consideración las fallas de severidad 6 que provocan la separación de los sistemas, **se recomienda mantener el esquema actual de EDAGxSF** hasta tanto se estudien e implementen planes de defensa que permitan lograr la estabilidad mediante recursos adicionales de control.

### **ANÁLISIS DEL EDAGxCE ZONA TOCOPILLA**

El funcionamiento del automatismo no se ve afectado por los cambios topológicos de ninguna de las fases del estudio, manteniendo su eficiencia y filosofía original de diseño. Por esto, se concluye que puede ser considerado su funcionamiento tal como se encuentra implementado actualmente.

## **ANÁLISIS DE SEVERIDAD 9 EN GUACOLDA**

Con la topología de interconexión SIC-SING (Fase III) no se observan problemas de inestabilidad angular tras una falla de severidad 9 en la barra Guacolda, motivo por el cual no se justifica la implementación de este automatismo.

## 2 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde a la versión FINAL de uno de los 6 estudios solicitados por el COMITÉ CDEC para evaluar la operación de los sistemas SIC y SING interconectados, específicamente enfocado al análisis del comportamiento del sistema con los automatismos existentes (EDAC, EDAG, ERAG y otros), y la adaptación que éstos pudiesen requerir para lograr una operación en pleno cumplimiento de las exigencias establecidas en la NTSyCS.

Para cumplir estos objetivos, el estudio considera las siguientes actividades:

1. Efectuar simulaciones estáticas y dinámicas en el sistema eléctrico para evaluar el comportamiento de éste frente a contingencias o eventos que accionen la operación de los automatismos en análisis.
2. Validar el funcionamiento de los automatismos analizados y proponer adaptaciones, en caso de ser necesario, con el objetivo de evitar que se produzca un deterioro en el comportamiento estacionario y dinámico del sistema que comprometa los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa técnica vigente.
3. Realizar recomendaciones y establecer criterios para mejorar el desempeño de los automatismos que se consideren necesarios para la fase final de la interconexión.

A su vez el estudio considera 3 estados topológicos del sistema, relevantes en cuanto a la evolución propia de la red para concretar la interconexión SIC-SING:

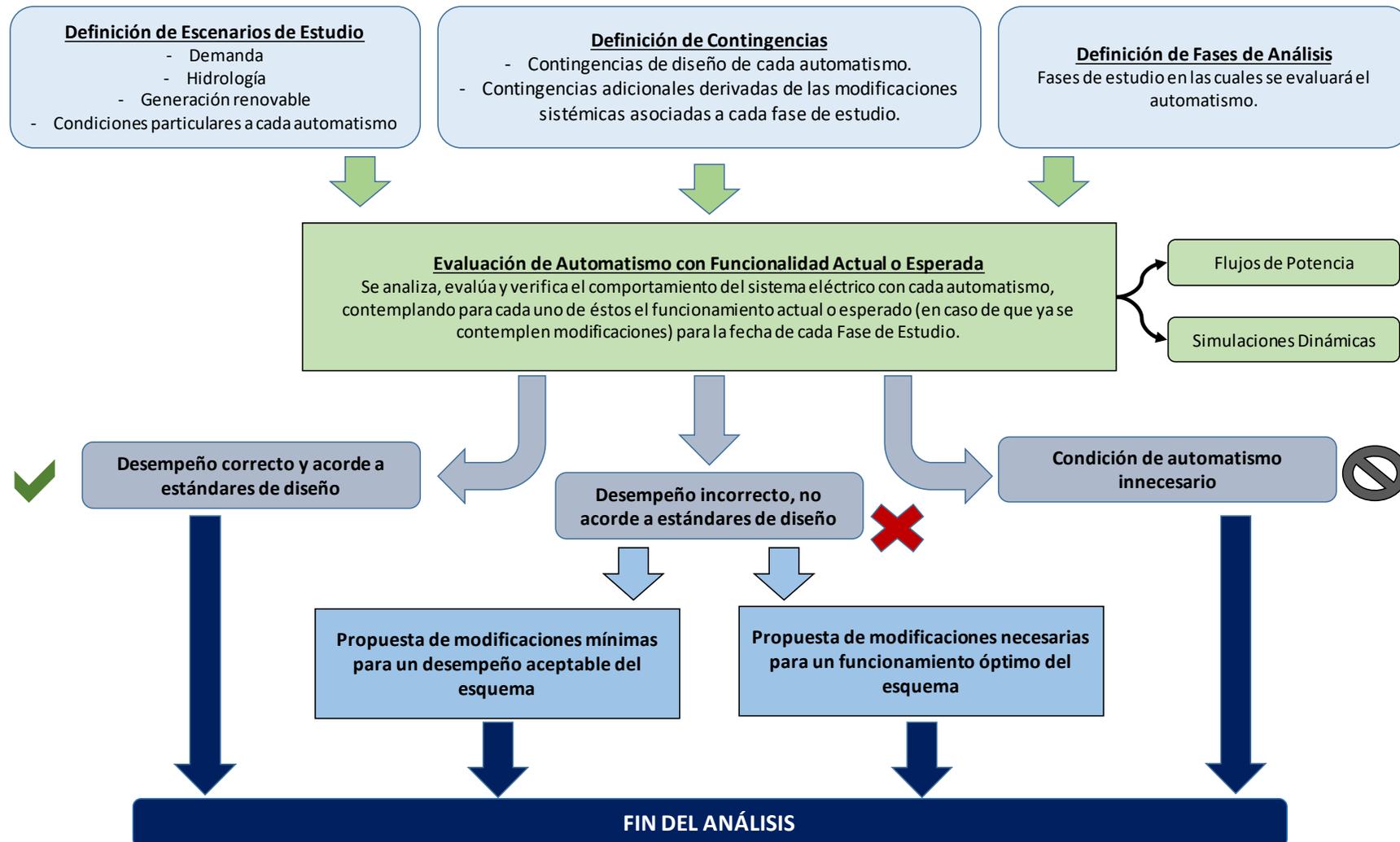
- La FASE I estará focalizada en el SIC y en la puesta en servicio del enlace Mejillones y Nueva Cardones 2x500kV, 1500MVA.
- La FASE II seguirá focalizada en el SIC, considerando en servicio en enlace de transmisión Polpaico – Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo – Nueva Cardones 2x500kV, 1500MVA.
- La FASE III considera a los sistemas SIC y SING interconectados mediante el desarrollo de la obra Kapatur – Los Changos 2x220kV, 1500MVA.

A continuación, se enuncian los automatismos que se evalúan en este estudio:

1. Esquema de desconexión automática de carga por subfrecuencia implementado tanto en el SIC como en el SING (**EDACxBF**).
2. Esquema de desconexión o reducción automática de generación Guacolda + ERNC (**EDAG/ERAG SIC zona norte**).
3. Esquema de desconexión automática de generación por sobrefrecuencia implementado en el SING (**EDAGxSF**).
4. Esquema de desconexión automática de generación por contingencia específica en la Zona Tocopilla (**EDAGxCE Tocopilla**).
5. Esquema para falla en barra Guacolda (**severidad 9 en Guacolda**).

## 3 METODOLOGÍA GENERAL DEL ESTUDIO

De forma esquemática, se presenta a continuación la metodología general a aplicar para la evaluación de cada uno de los automatismos.



### 3.1 Definiciones iniciales

Antes de comenzar con la evaluación de cada automatismo se definen el conjunto de escenarios y contingencias a evaluar, junto con la fase de estudio en la cual se evaluará el mismo.

Los **escenarios de estudio** representarán diferentes condiciones de demanda, hidrología y penetración renovable, junto con condiciones de operación particulares de interés asociadas a cada uno de los automatismos.

Las **contingencias** a evaluar serán en principio las consideradas en los estudios que definieron cada uno de los automatismos y las correspondientes a las evaluaciones posteriores de los mismos (en caso de que existiesen). Luego se adicionarán contingencias correspondientes a las nuevas instalaciones y generadores que se consideran en servicio ante la entrada en servicio de cada una de las fases de estudio.

No todos los automatismos a evaluar aplican o ameritan un análisis en todas las **fases de estudio**. Debido a esto, se analizará en cada caso en particular en qué fase de estudio se evaluará cada automatismo.

### 3.2 Evaluación de automatismos con funcionalidad actual o esperada

El primer análisis corresponde a la evaluación de cada automatismo con la funcionalidad (lógica y ajustes) actual o, en caso que se prevean modificaciones o adaptaciones, la funcionalidad esperada a la fecha de cada fase de estudio.

El análisis será en base a flujos de potencia y/o simulaciones dinámicas.

Como resultado de este análisis y según la fase de estudio, se concluirá para el automatismo alguna de las siguientes opciones:

1. Presenta una funcionalidad adecuada y acorde al desempeño actual.
2. No es necesario que se encuentre en servicio
3. Presenta una funcionalidad incorrecta, o presenta una disminución en su calidad de desempeño.

En el caso que los puntos 1 y 2 se den para todas las fases de estudio de un determinado automatismo, el análisis finaliza directamente. En el caso 3, se propondrá una modificación del automatismo acorde a lo presentado en el capítulo posterior.

En general teniendo en cuenta los tiempos reales de implementación o modificación de automatismos, las propuestas de modificaciones se harán para la Fase III del estudio (condición definitiva). Las propuestas de modificación para fases intermedias se realizarán solo en el caso de

que sean aplicables a la Fase III del estudio, o que sean indispensables para cumplir con los estándares normativos vigentes especialmente asociados a la seguridad del sistema.

### **3.3 Propuesta de modificación de automatismos**

En caso de que un automatismo presente una funcionalidad incorrecta o una disminución en su calidad de desempeño, se propone la modificación de los mismos con los siguientes análisis:

#### ***Modificaciones mínimas necesarias***

Se evalúan las modificaciones mínimas que se puedan implementar en un corto plazo y sin grandes inversiones, para que el automatismo tenga un funcionamiento aceptable.

#### ***Modificaciones propuestas para un desempeño óptimo***

En este caso se evalúa si las modificaciones correspondientes a la entrada en servicio de cada una de las fases de estudio ameritan a modificar el funcionamiento del automatismo para mantener la efectividad del mismo. Se propone una redefinición del mismo en cuanto a ajuste, consideraciones, equipamiento, etc.

## 4 ANÁLISIS DEL EDACxBF

### 4.1 Introducción

El EDACxBF corresponde a un automatismo implementado actualmente en ambos sistemas, para evitar la propagación de los efectos de la pérdida de grandes bloques de generación, debido a la caída en la frecuencia del sistema producto del desbalance de potencia.

El presente análisis se enfoca en verificar la vigencia o correcta operación del EDACxBF, debido a la influencia de la interconexión de los sistemas SING-SIC. Dado a que las fases I y II no contemplan los sistemas SIC-SING interconectados, se evalúa este automatismo solo para la Fase III.

### 4.2 Implementación actual

En el SIC se encuentra implementado un esquema compuesto por seis escalones, de los cuales dos serían activados por gradiente de frecuencia (-0,6 Hz/seg) y supervisados por frecuencia absoluta (49,0 Hz y 48,8 Hz), mientras que los cuatro escalones restantes operarán sólo por frecuencia absoluta (48,9 Hz, 48,7 Hz, 48,5 Hz y 48,3 Hz). Los montos asociados al esquema alcanzan un porcentaje de aproximadamente el 21% de la demanda, acorde al "ESTUDIO\_EDAC Nov-2015-Oct-2017".

La Tabla 4-1 muestra los montos de EDAC modelados en la base de datos del SIC (junio 2016) para un escenario de demanda alta, los cuales serán considerados para el estudio.

| Red                            | Dda Neta      | Dda Bruta   | -0.6Hz/s@49Hz |            | 48.9Hz       |            | -0.6Hz/s@48.8Hz |            | 48.7Hz       |            | 48.5Hz       |            | 48.3Hz       |            | Total         |             |
|--------------------------------|---------------|-------------|---------------|------------|--------------|------------|-----------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|---------------|-------------|
|                                | [MW]          | [MW]        | [MW]          | [%]        | [MW]         | [%]        | [MW]            | [%]        | [MW]         | [%]        | [MW]         | [%]        | [MW]         | [%]        | [MW]          | [%]         |
| 01-Atacama                     | 535.8         | 565.2       | 23.9          | 4.2        | 8.2          | 1.5        | 13.1            | 2.3        | 19.0         | 3.4        | 1.6          | 0.3        | 2.5          | 0.4        | 68.4          | 12.8        |
| 02-Coquimbo                    | 469.8         | 495.2       | 33.7          | 6.8        | 16.0         | 3.2        | 30.8            | 6.2        | 14.1         | 2.8        | 3.8          | 0.8        | 19.0         | 3.8        | 117.3         | 25.0        |
| 03-Aconcagua                   | 136.1         | 139.3       | 16.9          | 12.2       | 4.2          | 3.0        | 25.4            | 18.2       | 4.2          | 3.0        | 10.5         | 7.5        | 8.9          | 6.4        | 70.2          | 51.6        |
| 03-Chilquinta                  | 584.2         | 598.9       | 43.4          | 7.3        | 25.6         | 4.3        | 35.9            | 6.0        | 9.1          | 1.5        | 11.8         | 2.0        | 6.9          | 1.1        | 132.7         | 22.7        |
| 04-Chiletra                    | 2491.8        | 2515.4      | 100.4         | 4.0        | 83.0         | 3.3        | 63.7            | 2.5        | 87.2         | 3.5        | 94.7         | 3.8        | 69.5         | 2.8        | 498.5         | 20.0        |
| 05-Colbún                      | 289.5         | 309.6       | 17.4          | 5.6        | 4.0          | 1.3        | 20.8            | 6.7        | 4.0          | 1.3        | 4.0          | 1.3        | 5.5          | 1.8        | 55.7          | 19.2        |
| 06-Troncal_Qui-Cha             | 306.1         | 336.8       | 10.2          | 3.0        | 2.2          | 0.6        | 5.0             | 1.5        | 10.8         | 3.2        | 2.8          | 0.8        | 1.4          | 0.4        | 32.5          | 10.6        |
| 07-Sistema154 - 66 kV (Centro) | 851.2         | 893.4       | 53.4          | 6.0        | 28.8         | 3.2        | 72.8            | 8.1        | 12.1         | 1.4        | 24.7         | 2.8        | 17.1         | 1.9        | 208.9         | 24.5        |
| 08-Charrúa                     | 222.5         | 239.9       | 22.4          | 9.3        | 7.6          | 3.2        | 8.7             | 3.6        | 2.7          | 1.1        | 7.9          | 3.3        | 9.0          | 3.7        | 58.3          | 26.2        |
| 09-Concepción                  | 507.3         | 521.1       | 34.6          | 6.6        | 29.0         | 5.6        | 72.4            | 13.9       | 13.4         | 2.6        | 9.6          | 1.8        | 15.6         | 3.0        | 174.6         | 34.4        |
| 10-Araucanía                   | 115.9         | 139.1       | 0.0           | 0.0        | 0.0          | 0.0        | 0.0             | 0.0        | 0.0          | 0.0        | 0.0          | 0.0        | 0.0          | 0.0        | 0.0           | 0.0         |
| 11-Araucanía 66 kV             | 438.6         | 451.1       | 20.2          | 4.5        | 5.9          | 1.3        | 26.3            | 5.8        | 9.8          | 2.2        | 8.2          | 1.8        | 5.7          | 1.3        | 76.0          | 17.3        |
| <b>Totales</b>                 | <b>6948.6</b> | <b>7205</b> | <b>376.7</b>  | <b>5.2</b> | <b>214.5</b> | <b>3.0</b> | <b>374.9</b>    | <b>5.2</b> | <b>186.4</b> | <b>2.6</b> | <b>179.6</b> | <b>2.5</b> | <b>161.0</b> | <b>2.2</b> | <b>1493.1</b> | <b>20.7</b> |

Tabla 4-1: Montos de EDAC modelados en la base de datos del SIC

En el SING el esquema está aplicado a cada uno de los Clientes Coordinados y consta de 8 etapas de liberación de carga, denominadas "escalones del EDAC" que se activan cuando la frecuencia del sistema alcanza los 49 Hz, operando secuencialmente en pasos de 0.1 Hz.

El monto de carga comprometido tanto a nivel sistémico como por Coordinado se ha establecido en torno a un 30% de la demanda, de acuerdo a lo requerido en la NT y en el Estudio de EDAC de Subfrecuencia del año 2015 "2015.06.26 Estudio EDAC Subfrecuencia FINAL".

### **4.3 Metodología específica de análisis**

#### **4.3.1 Contingencias**

Para la evaluación del desempeño del EDACxBF se simulan eventos de desconexión de generación para producir desbalances de potencia que hagan caer la frecuencia del sistema. A su vez, para lograr importantes caídas de frecuencia y poder evaluar el automatismo de forma íntegra, estos eventos involucran la desconexión simultánea de más de un generador del sistema. De esta forma, los desbalances de potencia son incrementales, partiendo del menor monto que activa el primer escalón, es decir, el escalón del SING ajustado en 49Hz (frecuencia absoluta), hasta la activación de los Esquemas de desconexión de carga por contingencia extrema (EDACxCEX), implementados en el SIC. El paso de los desbalances de potencia utilizado es de 25MW. El detalle de las contingencias se encuentra en el "ANEXO II: MAQUINAS DESCONECTADAS PARA EVALUACIÓN DEL EDACxBF".

Por otro lado, el estudio considera un conjunto de escenarios con diferentes condiciones de generación sistémicas en cuanto a hidrología y generación renovable, por lo que, para cada escenario a evaluar, se escogen las unidades más grandes despachadas, tanto del SING como del SIC.

#### **4.3.2 Fases de estudio**

Focalizando el análisis en la evaluación del EDACxBF, puede mencionarse que las primeras dos fases de estudio solo implican la inclusión de una nueva central al SIC, cuya potencia es menor a la unidad más grande de este sistema. Considerando esto, no se evalúa el desempeño del EDACxBF en las FASES I y II.

Por otra parte, la interconexión SIC-SING deriva en la unión de dos esquemas diseñados individualmente (EDACxBF del SIC y EDACxBF del SING) y una modificación considerable en ambos sistemas en cuanto a inercia sistémica, demanda, distribución de las reservas para el control de frecuencia, etc. Estos factores influyen en el desempeño del EDACxBF, por lo se propone estudiar este automatismo en la FASE III.

#### **4.3.3 Análisis de operación con ajuste actual**

Se presenta en este caso la metodología para el análisis de la operación del esquema con el ajuste actual del mismo en ambos sistemas, una vez que estos se encuentren interconectados.

Los montos disponibles en cada sistema para el EDACxBF serán calculados extrapolando los porcentajes asociados acorde al crecimiento esperado de la demanda en el SIC (porcentajes constantes) y respetando los valores de demanda asociados en el SING (potencias constantes).

A partir de los resultados obtenidos se espera determinar si:

- El sistema presenta una respuesta aceptable de la frecuencia en términos de estabilidad, cumpliendo los estándares normativos en cuanto a excursiones transitorias.
- Los cortes de demanda son adecuados en relación a los montos de potencia desconectados ante cada contingencia.

La relación entre ambas condiciones anteriores (respuesta sistémica / montos desconectados) determinará la efectividad del esquema.

Como condición previa se espera que se tenga una respuesta asimétrica en cuanto a la distribución de los cortes de potencia, principalmente debido a que el SING presenta escalones absolutos ajustados en valores de frecuencia mayores, que actuarán antes que los del SIC.

#### **4.3.4 Ajustes mínimos para adaptar el EDACxBF**

Luego de evaluar el desempeño del esquema con el ajuste actual se consideran y evalúan modificaciones mínimas que se deben realizar al mismo para una operación satisfactoria. Como es de esperar, este análisis depende de los resultados obtenidos del análisis del desempeño del esquema con el ajuste actual; sin embargo, se puede saber a priori que los cortes de cargas serán poco equitativos considerando las demandas propias del SING y SIC y los escalones adicionales del esquema actual del SING.

El objetivo principal de este análisis es obtener un criterio unificado de actuación con las mínimas modificaciones posibles sobre el esquema actualmente implementado. La propuesta estará orientada a tener porcentajes de corte en el SING coherentes con los existentes en el SIC. A su vez, se evaluará la necesidad de considerar modificaciones adicionales en caso que el desempeño del ajuste actual no sea aceptable.

En la Figura 4-1, se describe gráficamente la metodología considerada para esta etapa de análisis:

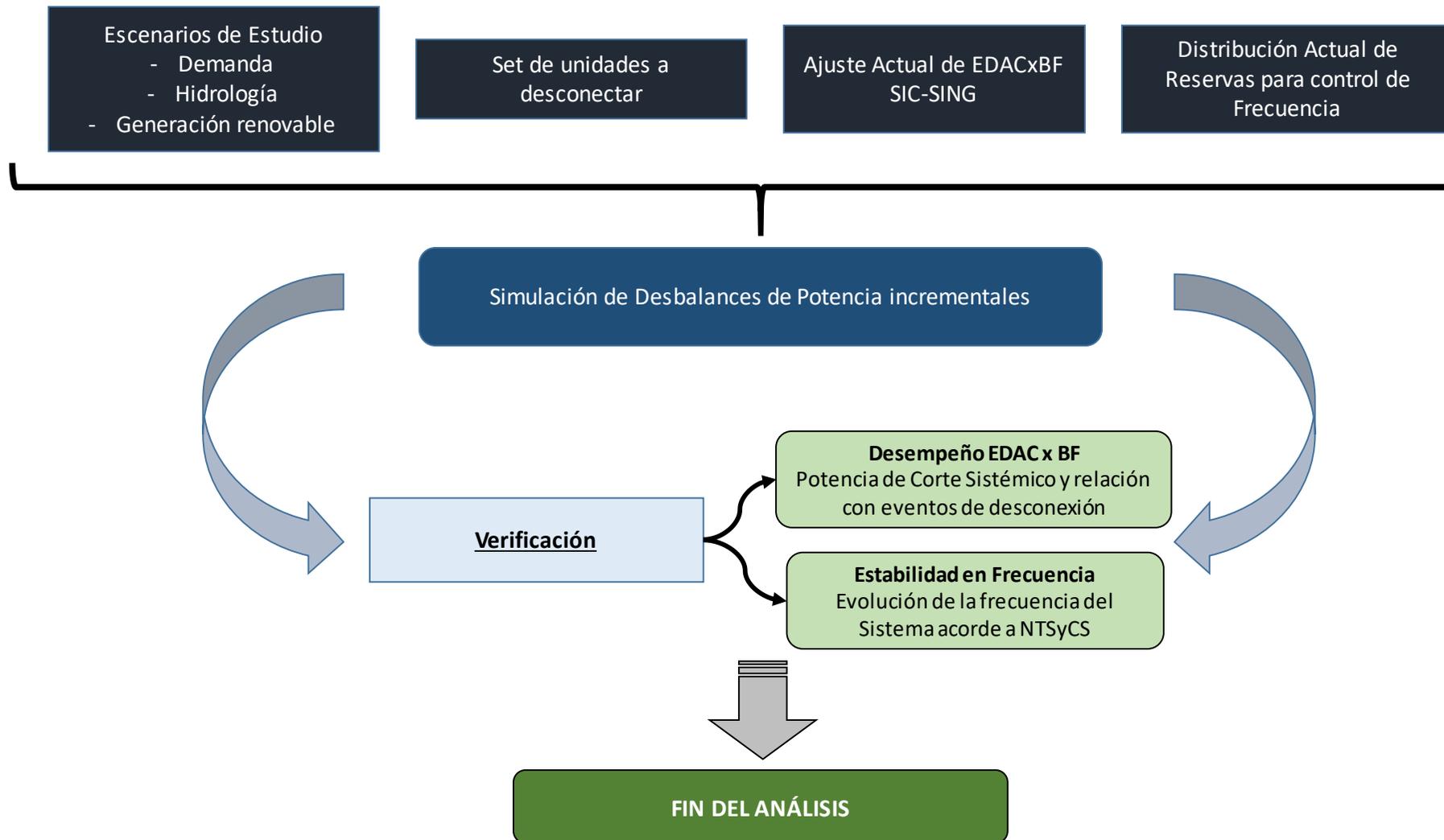


Figura 4-1: Metodología Análisis EDACx BF.

#### **4.3.5 Representación en DIgSILENT PowerFactory**

Se utiliza un modelo del tipo DSL que cuenta con 10 escalones para la detección de frecuencia, con la posibilidad de ajustar actuaciones por:

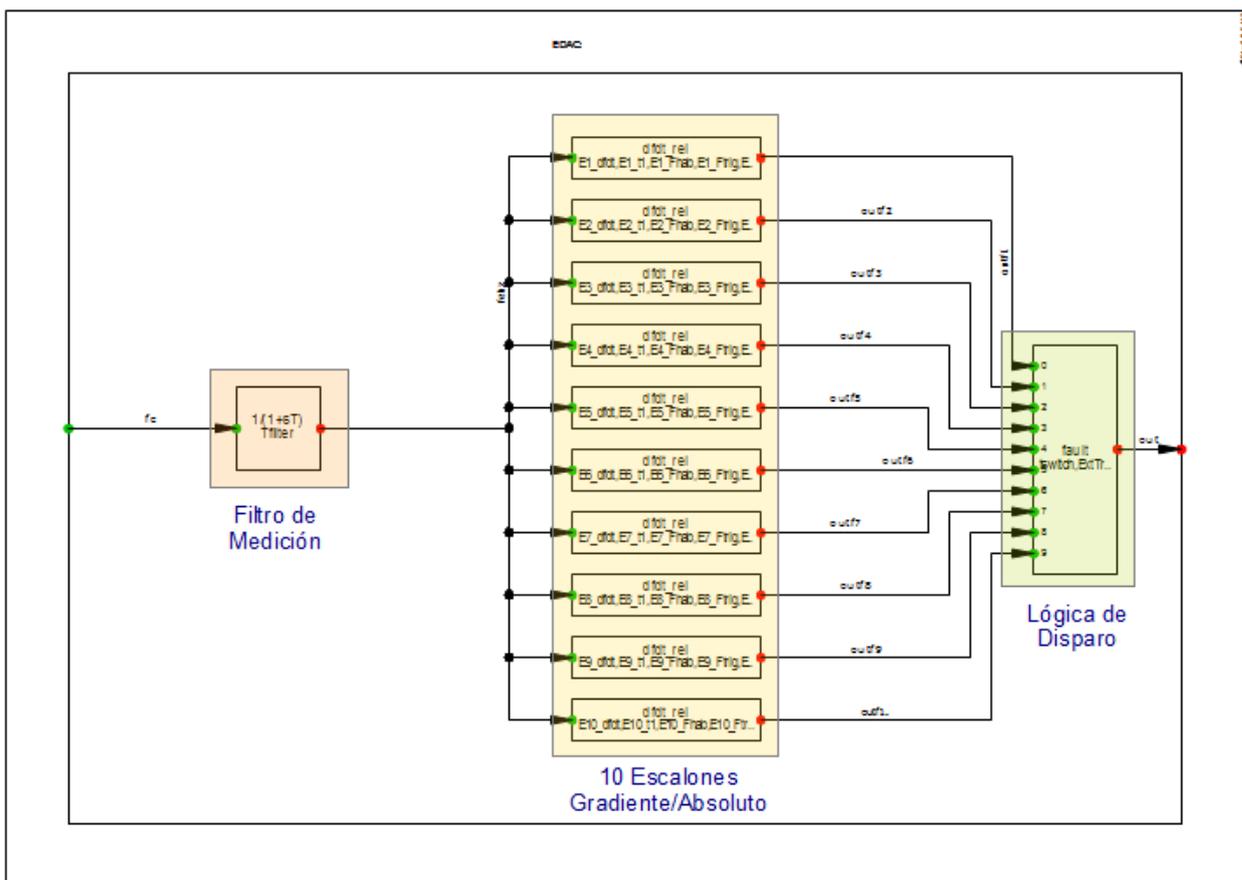
- Gradiente de frecuencia: permite ajustar tasa de decaimiento, tiempo para la detección del gradiente y frecuencia de habilitación.
- Frecuencia absoluta: permite ajustar el valor de frecuencia de actuación y retardo para la actuación.

Donde cada escalón permite el ajuste para actuación de:

- Sólo gradiente de frecuencia
- Sólo frecuencia absoluta
- Gradiente de frecuencia y frecuencia absoluta (este caso corresponde a cargas que tienen asignados los mismos montos de carga a escalones de gradiente y absolutos).

En la siguiente figura se muestra la implementación en el simulador.

Cada relé toma la medición de frecuencia local de su nodo, de modo que pueden presentarse leves diferencias en la actuación en los casos "frontera", donde la frecuencia puede presentar excursiones locales diferentes a la tendencia sistémica.



|  | Parameter |                                    |
|--|-----------|------------------------------------|
| Tfilter APC - PT1-Constante de tiempo del filtro [s]   | 0.02      | Cte Filtro                         |
| E1_dfdt Gradiente de activación [Hz/s]                 | -0.6      |                                    |
| E1_t1 Intervalo de medición de gradiente [s]           | 0.1       | Escalón de Gradiente Habilitado    |
| E1_Fhab Frecuencia de habilitación de gradiente [Hz]   | 49.       |                                    |
| E1_Ftrig Frecuencia de disparo por valor absoluto [Hz] | 0.        | Escalón de Absoluto Deshabilitado  |
| E1_t2 Tiempo de detección (gradiente y absoluto) [s]   | 0.2       |                                    |
| E2_dfdt Gradiente de activación [Hz/s]                 | 0.        | Escalón de Gradiente Deshabilitado |
| E2_t1 Intervalo de medición de gradiente [s]           | 0.1       |                                    |
| E2_Fhab Frecuencia de habilitación de gradiente [Hz]   | 0.        | Escalón de Absoluto Habilitado     |
| E2_Ftrig Frecuencia de disparo por valor absoluto [Hz] | 48.9      |                                    |
| E2_t2 Tiempo de detección (gradiente y absoluto) [s]   | 0.2       |                                    |
| ...  |           |                                    |
| tswitch Tiempo de disparo [s]                          | 0.06      | Tiempo de Interruptor              |
| ExtTrig External Trigger [ ]                           | 0.        |                                    |

Figura 4-2: Modelación EDACxBF en DIGSILENT PowerFactory.

#### 4.4 Evaluación del automatismo

La evaluación del EDACxBF se lleva a cabo sobre la Fase III, simulando eventos de frecuencia a través de la aplicación de contingencias de pérdida de generación en montos incrementales tal que deriven en una caída de la frecuencia que active de los distintos escalones de corte de carga, según los ajustes actualmente implementados en los consumos de los Coordinados tanto en el SING como en el SIC. El principal objetivo que se busca con esto es determinar si existe compromiso en la seguridad de la operación del sistema SIC-SING integrado con los ajustes del esquema actual y el parque de generación y topología prevista para la Fase III del estudio. En aquellos casos en que se prevea un compromiso de la seguridad del sistema o un funcionamiento poco eficiente del esquema, se realizarán las recomendaciones necesarias para subsanar dicha situación de manera de brindar a la operación del sistema SIC-SING interconectado el nivel de seguridad y confiabilidad requeridos por la NTSyCS.

Por todo lo anterior, se crean escenarios de operación con distinta **Demanda, Inercia sistémica y Reserva para el control primario de frecuencia** para abarcar los casos extremos que derivan en distintas dinámicas con respecto a la respuesta de la frecuencia post-contingencia, sin perjuicio de la pérdida de representatividad de las condiciones realistas de operación desde el punto de vista técnico-económico del despacho de unidades.

Adicionalmente, dado que al momento de realizar el presente estudio se encuentran en proceso de producción los estudios #1 "Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario" y #5 "Diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9" solicitados ambos por el Comité CDEC, se estudiará la sensibilidad de la respuesta de la frecuencia post-contingencia para distintos niveles de reserva y se considerarán los ajustes existentes de los EDACxCEX (EDAC por contingencia extrema).

A continuación, se describen las características los escenarios de operación simulados poniendo énfasis en los principales factores que afectan la dinámica de la frecuencia post-contingencia: Demanda, Inercia sistémica y Reserva para el control primario de frecuencia.

##### 4.4.1 Escenarios de operación

Los escenarios utilizados contemplan casos de alta y baja inercia sistémica de modo que la evaluación del EDACxBF se realice sobre condiciones de desbalance de potencia (desconexión de generación) que derivan en distintas tasas de caída de la frecuencia durante los primeros segundos post-contingencia. En total se estudian seis escenarios de operación de Fase III, donde se contemplan distintos niveles de demanda, hidrologías húmeda y seca y diferentes niveles de generación por parques eólicos y fotovoltaicos.

En la tabla a continuación se resumen las demandas e inercias sistémicas de los escenarios de operación y la nomenclatura utilizada como abreviatura.

- **DB/DA/Dmin:** Demanda baja/demanda alta/demanda mínima
- **CERNC/SERNC:** Alta generación de parques eólicos y fotovoltaicos/baja o nula generación de parques eólicos y fotovoltaicos
- **HS/HH:** Hidrología seca/hidrología húmeda

| Escenario      | Descripción          | Demanda [MW] |      |       | Inercia [s] |     |       |
|----------------|----------------------|--------------|------|-------|-------------|-----|-------|
|                |                      | SING         | SIC  | Total | SING        | SIC | Total |
| <b>F3-ESC1</b> | <b>DB-HS-CERNC</b>   | 2373         | 5609 | 7983  | 181         | 222 | 403   |
| <b>F3-ESC2</b> | <b>DB-HS-SERNC</b>   | 2379         | 5609 | 7989  | 238         | 327 | 565   |
| <b>F3-ESC3</b> | <b>DA-HS-CERNC</b>   | 2727         | 7676 | 10404 | 221         | 333 | 554   |
| <b>F3-ESC4</b> | <b>DA-HS-SERNC</b>   | 2747         | 7690 | 10437 | 246         | 447 | 693   |
| <b>F3-ESC5</b> | <b>DB-HH-SERNC</b>   | 2343         | 5609 | 7953  | 106         | 334 | 440   |
| <b>F3-ESC6</b> | <b>Dmin-HS-CERNC</b> | 2141         | 4878 | 7019  | 158         | 203 | 360   |

Tabla 4-2: Resumen escenarios Fase III.

Como se puede ver de la Tabla 4-2, existen cinco escenarios de Fase III de hidrología seca los cuales, además, tienen la característica de presentar máximas transferencias NORTE→SUR por el sistema de 500kV Los Changos – Nueva Cardones. Del mismo modo, el escenario de Fase III de hidrología húmeda presenta máximas transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos – N. Cardones. Para efectos de la evaluación del EDACxBF los escenarios de operación que presentan condiciones extremas para efectos del presente estudio, son el **F3-ESC1: DB-HS-CERNC**, con mínima demanda/inercia, y el **F3-ESC4: DA-HS-SERNC**, con máxima demanda/inercia.

A continuación, se describen los principales factores que afectan la dinámica de la frecuencia post-contingencia: Demanda, Inercia sistémica y Reserva para el control primario de frecuencia.

#### 4.4.1.1 Demanda

##### **Montos de carga disponibles para el EDACxBF**

Con los niveles de demanda de los escenarios es posible estimar los montos de carga que se desconectarían ante una contingencia que provoque la activación de los EDACxBF. Por un lado, en el SING, los montos de carga disponibles para el EDACxBF son fijos, es decir, no dependen de la demanda; por otro lado, en el SIC, los montos de carga disponibles para el EDACxBF son porcentajes de la demanda actual, por lo que el monto absoluto depende de la demanda.

En la tabla a continuación se resumen los montos de corte de carga en cada sistema según los ajustes existentes (SINGe y SICE) en un escenario de demanda baja (**F3-ESC1: DB-HS-CERNC como referencia**), con 2373MW de demanda en el SING y 5609MW en el SIC, y un escenario de demanda alta (**F3-ESC4: DA-HS-SERNC como referencia**), con 2747MW de demanda en el SING y 7690MW en el SIC, expresado en montos absolutos [MW] y relativos a la demanda de cada sistema [%].



| F3-ESC1: DB-HS-CERNC  | Absoluto [MW] |      | Absoluto [%] |      | Acumulado [MW] |      | Acumulado [%] |      |
|-----------------------|---------------|------|--------------|------|----------------|------|---------------|------|
|                       | SINGe         | SICe | SINGe        | SICe | SINGe          | SICe | SINGe         | SICe |
| E1@49Hz               | 43            | 0    | 1,8          | 0,0  | 43             | 0    | 1,8           | 0,0  |
| E2@48,9Hz             | 55            | 165  | 2,3          | 2,9  | 98             | 165  | 4,1           | 2,9  |
| E3@48,8Hz             | 108           | 0    | 4,6          | 0,0  | 206            | 165  | 8,7           | 2,9  |
| E4@48,7Hz             | 90            | 144  | 3,8          | 2,6  | 296            | 309  | 12,5          | 5,5  |
| E5@48,6Hz             | 101           | 0    | 4,3          | 0,0  | 397            | 309  | 16,7          | 5,5  |
| E6@48,5Hz             | 127           | 120  | 5,4          | 2,1  | 525            | 429  | 22,1          | 7,6  |
| E7@48,4Hz             | 124           | 0    | 5,2          | 0,0  | 649            | 429  | 27,3          | 7,6  |
| E8@48,3Hz             | 118           | 113  | 5,0          | 2,0  | 767            | 542  | 32,3          | 9,7  |
| E9: dfdt@49Hz         | 0             | 266  | 0,0          | 4,7  | 767            | 808  | 32,3          | 14,4 |
| E10: dfdt@48,8Hz      | 0             | 247  | 0,0          | 4,4  | 767            | 1055 | 32,3          | 18,8 |
| F3-ESC4: DA-HS-SERN C | Absoluto [MW] |      | Absoluto [%] |      | Acumulado [MW] |      | Acumulado [%] |      |
|                       | SINGe         | SICe | SINGe        | SICe | SINGe          | SICe | SINGe         | SICe |
| E1@49Hz               | 43            | 0    | 1,6          | 0,0  | 43             | 0    | 1,6           | 0,0  |
| E2@48,9Hz             | 55            | 230  | 2,0          | 3,0  | 98             | 230  | 3,6           | 3,0  |
| E3@48,8Hz             | 108           | 0    | 3,9          | 0,0  | 206            | 230  | 7,5           | 3,0  |
| E4@48,7Hz             | 90            | 210  | 3,3          | 2,7  | 296            | 439  | 10,8          | 5,7  |
| E5@48,6Hz             | 101           | 0    | 3,7          | 0,0  | 397            | 439  | 14,5          | 5,7  |
| E6@48,5Hz             | 127           | 189  | 4,6          | 2,5  | 525            | 628  | 19,1          | 8,2  |
| E7@48,4Hz             | 124           | 0    | 4,5          | 0,0  | 649            | 628  | 23,6          | 8,2  |
| E8@48,3Hz             | 118           | 160  | 4,3          | 2,1  | 767            | 788  | 27,9          | 10,2 |
| E9: dfdt@49Hz         | 0             | 369  | 0,0          | 4,8  | 767            | 1157 | 27,9          | 15,0 |
| E10: dfdt@48,8Hz      | 0             | 326  | 0,0          | 4,2  | 767            | 1483 | 27,9          | 19,3 |

Tabla 4-3 Montos de carga desconectados por el EDAC en escenarios de demanda baja(arriba) y demanda alta(abajo)

En consideración de los montos de cargas que se desconectarían ante la activación de los distintos escalones del EDACx BF, se prevé un corte de carga sistémico poco equitativo entre los sistemas SIC y SING para la Fase III. Esto se puede ver más fácilmente en la Figura 4-3, donde se muestran los montos acumulados de corte de carga expresados en forma porcentual, detallados en las últimas dos columnas de la Tabla 4-3, donde las rectas representan la extrapolación de cada caso: en celeste para el esquema existente del SING (SINGe) y en naranja para el esquema existente del SIC (SICe).

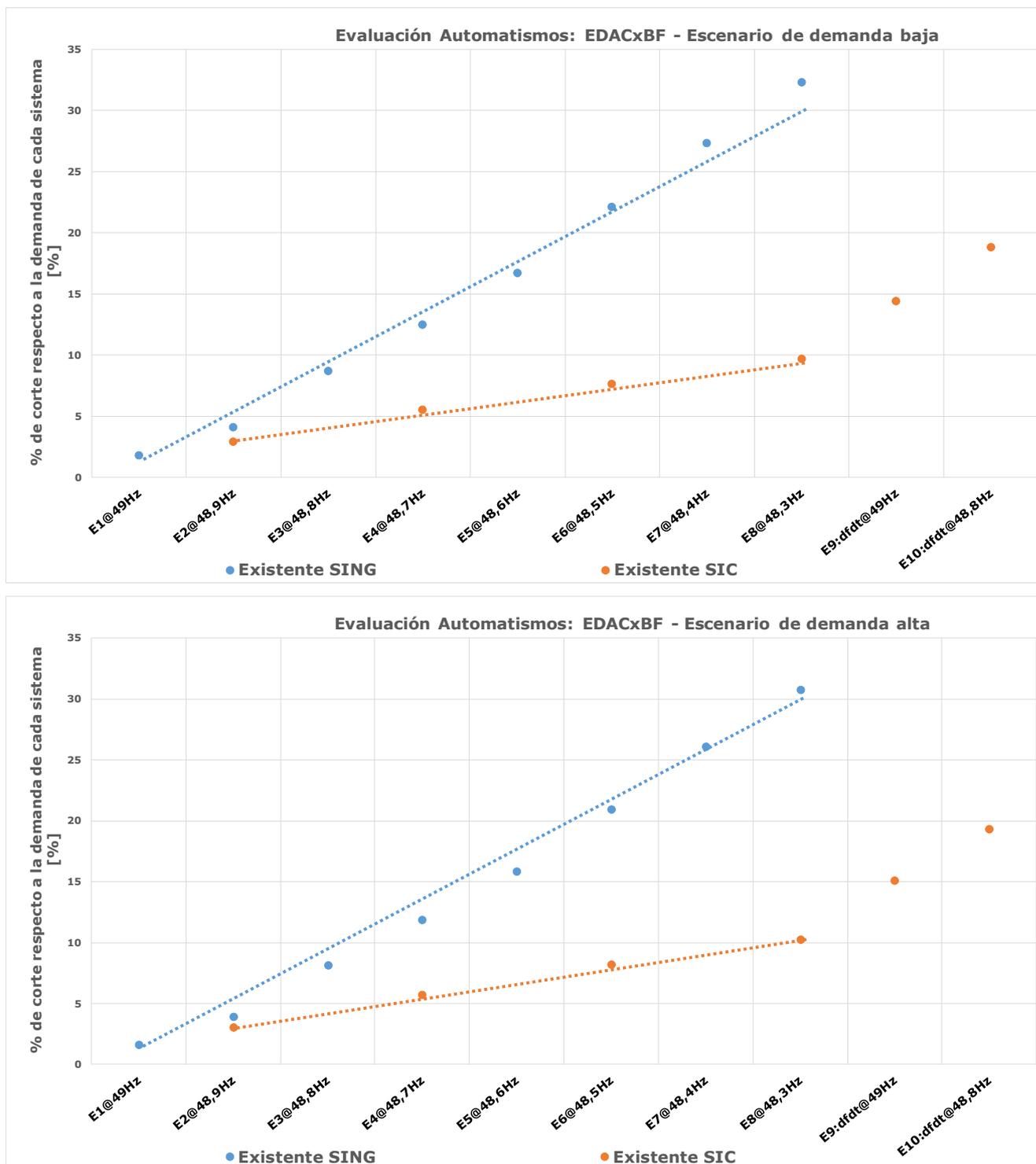


Figura 4-3 Porcentaje carga desconectado por escalón del EDACxBF, en escenario de demanda alta y baja.

La Figura 4-3 muestra que los montos de corte de carga en el SING serían del orden de 3 veces los del SIC, lo cual se explica principalmente por los escalones adicionales que contemplan el esquema del SING por frecuencia absoluta (49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz, 48,4Hz), lo cual, si bien se podría pensar que puedan ser compensados por los escalones activados por gradiente de frecuencia del SIC (que no posee el SING), éstos tienen una menor probabilidad de operar debido a que se requiere de un mayor desbalance de potencia para su activación (menos probables).

Adicionalmente se puede ver que esta relación depende poco del nivel de demanda dado que la demanda en el SING es relativamente plana.

Por otro lado, en escenarios de alta inercia sistémica, los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta se activarán de manera progresiva debido a que la evolución dinámica de la frecuencia es más suave; en cambio, para escenarios de poca inercia no se pueden predecir cómo será el corte de carga, por lo que este análisis se tratará a través de simulaciones dinámicas, tal como se verá en sección **4.4.2 Análisis de la operación.**

### ***Dependencia de la demanda con la frecuencia sistémica***

La demanda influye en la respuesta transitoria de la frecuencia dado que existe una sensibilidad de la demanda con la frecuencia (dependiendo del tipo de carga), la cual es representada en los modelos de carga en DIGSILENT PowerFactory a través del parámetro "kpf". Es decir, ante un evento que provoque una caída de la frecuencia, la demanda disminuirá con ella dada esta dependencia, aliviando de cierto modo el desbalance de potencia producido por el evento de frecuencia (desconexión de generación). En este sentido, en un escenario de demanda alta, la disminución de la carga del sistema será mayor en este caso que en un escenario de demanda baja, lo cual se puede ver como una mayor disponibilidad de recursos para aliviar la condición de desbalance.

#### **4.4.1.2 Inercia sistémica**

##### ***Máquinas síncronas***

Ante un evento de pérdida de generación, las máquinas síncronas que quedan en servicio entregan parte de la energía cinética almacenada en sus masas rotatorias aliviando temporalmente esta condición de desbalance entre la potencia mecánica y potencia eléctrica. En este sentido, mientras más máquinas síncronas se tengan en servicio (independiente de su despacho), se tiene una mayor inercia sistémica lo cual se traduce en una menor tasa de la caída de la frecuencia post-contingencia, entregando soporte al sistema mientras comienza la actuación de los reguladores de velocidad de las máquinas que participan en el control primario de frecuencia.

Para reflejar la cantidad de energía cinética almacenada en las masas rotatorias de las unidades síncronas en servicio en cada escenario, se calcula la inercia sistémica "Hsys [s]" como:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i * S_{nom,i}}{S_{base}} [s]$$

Donde,

- $H_i$  es la inercia combinada de la máquina y turbina  $i$  en [s], en base a su potencia nominal  $S_{nom,i}$  [MVA]
- $S_{base} = 100\text{MVA}$



Esta magnitud de inercia nos dice la cantidad de energía cinética almacenada en el sistema pre-contingencia. En la tabla a continuación se resume la inercia sistémica de cada escenario en Fase III.

| Escenario      | Descripción          | Inercia [s] |     |       |
|----------------|----------------------|-------------|-----|-------|
|                |                      | SING        | SIC | Total |
| <b>F3-ESC1</b> | <b>DB-HS-CERNC</b>   | 181         | 222 | 403   |
| <b>F3-ESC2</b> | <b>DB-HS-SERNC</b>   | 238         | 327 | 565   |
| <b>F3-ESC3</b> | <b>DA-HS-CERNC</b>   | 221         | 333 | 554   |
| <b>F3-ESC4</b> | <b>DA-HS-SERNC</b>   | 246         | 447 | 693   |
| <b>F3-ESC5</b> | <b>DB-HH-SERNC</b>   | 106         | 334 | 440   |
| <b>F3-ESC6</b> | <b>Dmin-HS-CERNC</b> | 158         | 203 | 360   |

Tabla 4-4: Inercia sistémica  $H_{sys}$  [s] de cada escenario.

Del mismo modo que se calcula la inercia sistémica pre-contingencia, es posible calcular la inercia sistémica post-contingencia luego de un evento de pérdida de generación. Este análisis es interesante de realizar ya que indica aproximadamente la mínima cantidad de generación que se puede desconectar para activar los EDAC que actúan por gradiente de frecuencia.

Post-contingencia, la frecuencia caerá con una tasa inicial igual a  $\frac{df}{dt}_{inicial}$ , la que se calcula como:

$$\frac{df}{dt}_{inicial} = \frac{\Delta \bar{P}}{2H_{post}} [pu/s]$$

Donde,

- $H_{post}$  es la inercia sistémica post – contingencia
- $\Delta \bar{P}$  es el desbalance de potencia en pu

Luego, con la caída de la frecuencia, la demanda disminuirá de acuerdo a su sensibilidad, lo cual, junto con la energía cinética aportada por las máquinas se traduce en un decaimiento de la frecuencia con un gradiente más suave que el calculado a 50Hz ( $\frac{df}{dt}_{inicial}$ ). Por lo tanto, se puede estimar con cuánta pérdida de generación se activará el EDACxGF (EDACxBF activado por gradiente de frecuencia supervisado por frecuencia absoluta) y el EDACxCEx. Las ecuaciones que relacionan los montos de generación que se deben desconectar para activar el EDACxGF y el EDACxCEx, se obtienen a partir de la regresión de los puntos obtenidos individualmente para cada escenario, éstas son:

$$\Delta G_{EDACxGF} = 2,5 * H_{sys} [MW]$$

$$\Delta G_{EDACxCE} = 3 * H_{sys} [MW]$$

En la Figura 4-4 y Tabla 4-5 se muestran las inercias sistémicas de cada escenario (pre-contingencia) y la mínima cantidad de generación a desconectar necesaria para activar el respectivo EDAC por gradiente de frecuencia, calculadas en consideración de las ecuaciones anteriores.

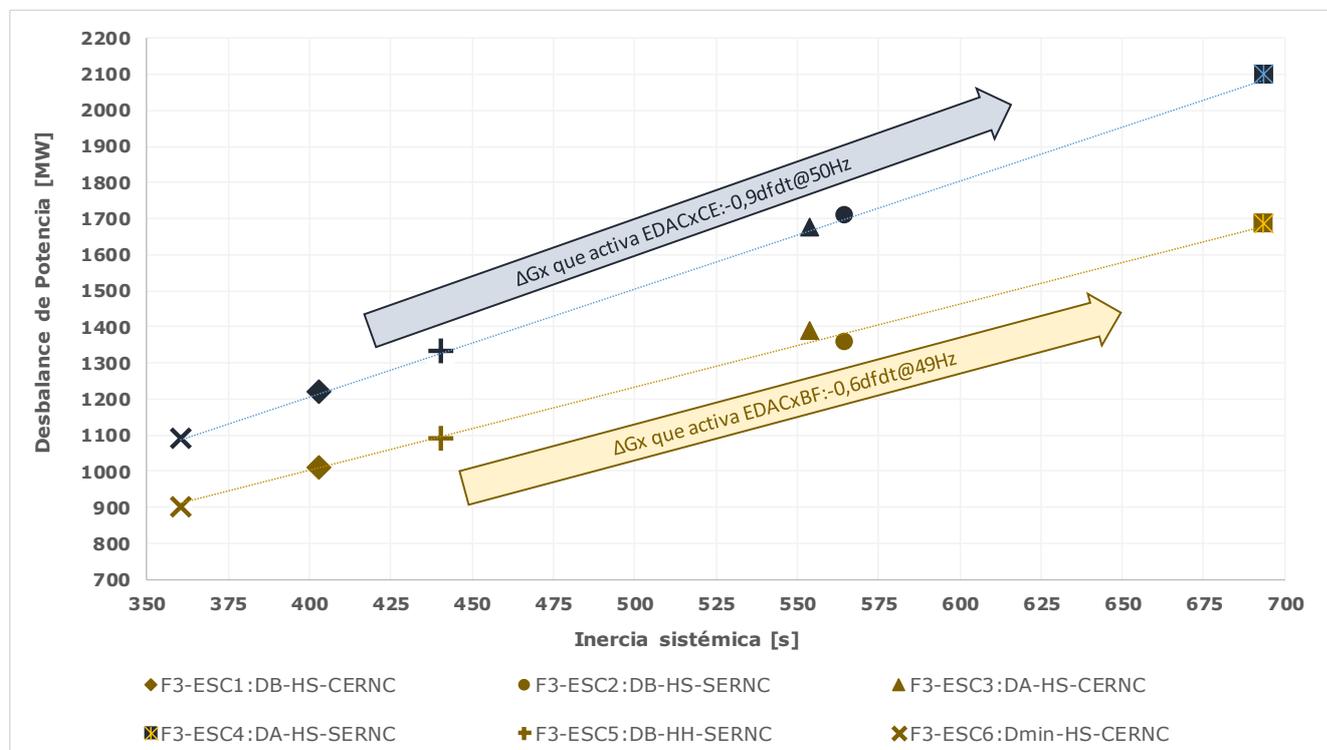


Figura 4-4. Relación desbalance de potencia con la actuación de los EDAC por gradiente de frecuencia.

| Escenario | Descripción  | Hsys[s] | Desbalance de potencia para activar EDACxGF@49Hz [MW] | Desbalance de potencia para activar EDACxCEx [MW] |
|-----------|--------------|---------|---|---|
| F3-ESC1   | DB-HS-CERN   | 403     | 1011  | 1219  |
| F3-ESC2   | DB-HS-SERN   | 565     | 1355  | 1709  |
| F3-ESC3   | DA-HS-CERN   | 554     | 1388  | 1676  |
| F3-ESC4   | DA-HS-SERN   | 693     | 1687  | 2099  |
| F3-ESC5   | DB-HH-SERN   | 440     | 1090  | 1332  |
| F3-ESC6   | Dmin-HS-CERN | 360     | 900   | 1090  |

Tabla 4-5: Montos de desbalance de potencia que derivan en la actuación de los EDAC por gradiente de frecuencia.

De la Figura 4-4, se espera que en un escenario de muy poca inercia (**F3-ESC6: Dmin-HS-CERN**), la desconexión de generación que incurra en un desbalance cercano a los 900MW ocasione la activación de algún EDACxGF; mientras que en escenarios de alta inercia (**F3-ESC4: DA-HS-SERN**) éstos sean activados por montos del orden de los 1700MW. Para estos mismos dos escenarios, se puede ver, también, que el EDACxCEx debiera activarse ante desbalances de potencia de orden de los 1100MW y 2100MW, respectivamente. El resto de los escenarios de operación representan condiciones intermedias cuyos montos de desbalance necesarios para

activar los EDAC por gradiente de frecuencia debiera este contenido en el rango definido por los escenarios F3-ESC1: DB-HS-CERNC y F3-ESC4: DA-HS-SERNC, es decir:

- Rango activación EDACxGF  $\sim$  [900MW-1700MW]
- Rango activación EDACxCEx  $\sim$  [1090MW-2100MW]

Si bien los montos son aproximados, dan información útil para hacer comparaciones entre los distintos escenarios respecto a la susceptibilidad/probabilidad que existe para que se activen los EDAC por gradiente de frecuencia, sea el EDACxGF o el EDACxCEx, en cada uno de ellos.

### **Parques ERNC solar y eólicos**

A diferencia de las máquinas sincrónicas, la mayoría de los parques solares y eólicos no tienen respuesta inercial durante eventos de frecuencia. En el caso de los parques eólicos, la mayoría de estos son del tipo DFIG (doblemente alimentados), lo cual los desacopla eléctricamente de la red, a pesar de tener disponible energía cinética almacenada en las aspas del molino y en el conjunto turbina-generador de inducción. En el caso de los parques solares éstos no tienen capacidad de almacenar energía cinética, es decir, no tienen inercia. Considerando lo anterior, en un escenario con alta penetración de parques renovables operando, la respuesta de la frecuencia del sistema debiese ser más rápida que en un caso con poca o nula generación de parques ERNC, lo cual es totalmente consistente con los resultados mostrados en la Figura 4-4 y Tabla 4-5.

#### **4.4.1.3 Reserva para el control primario de frecuencia**

En paralelo con la elaboración del presente estudio y en el mismo marco de estudios para la operación de la interconexión SIC-SING, se desarrolló el "ESTUDIO 1: Control de Frecuencia y Distribución de Reservas para Control Primario y Secundario". Por este motivo, se realiza una sensibilidad de la respuesta de la frecuencia post-contingencia para distintos niveles de reserva.

Como premisa se considera una reserva en giro acorde a la utilizada actualmente en el SIC (221MW, determinada en el estudio "ESTUDIO CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, mayo de 2015<sup>1</sup>")  $\pm 20\%$  y  $\pm 40\%$ , considerando que la interconexión de los sistemas se traduce en un sistema SIC-SING de mayor inercia, siendo la unidad más grande del sistema interconectado, la mayor de las unidades existentes actualmente (susceptible de desconectarse). En consideración de lo anterior, se realiza la simulación de desconexión de generación para distintos montos de reserva para el CPF (133MW, 177MW, 221MW, 265MW y 309MW), para afrontar la pérdida de generación, asignado entre las unidades del SING y SIC.

<sup>1</sup> En la versión del ESTUDIO CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS, mayo de 2016 CDEC-SIC, se concluye una reserva de 223MW, 2 MW mayor a la utilizada, lo cual no cambia los resultados obtenidos y, como se evidencia en este informe, no tiene un impacto importante en el marco de este estudio.

En la figura a continuación, se presentan los resultados de las simulaciones de pérdida de generación en los escenarios de mínima y máxima inercia sistémica (F3-ESC1: DB-HS-CERNC y F3-ESC4: DA-HS-SERNC, respectivamente) para los 5 niveles de reserva para CPF (133MW, 177MW, 221MW, 265MWy 309MW). Las curvas del mismo color representan la frecuencia del sistema [Hz] en para la misma condición de pérdida de generación.

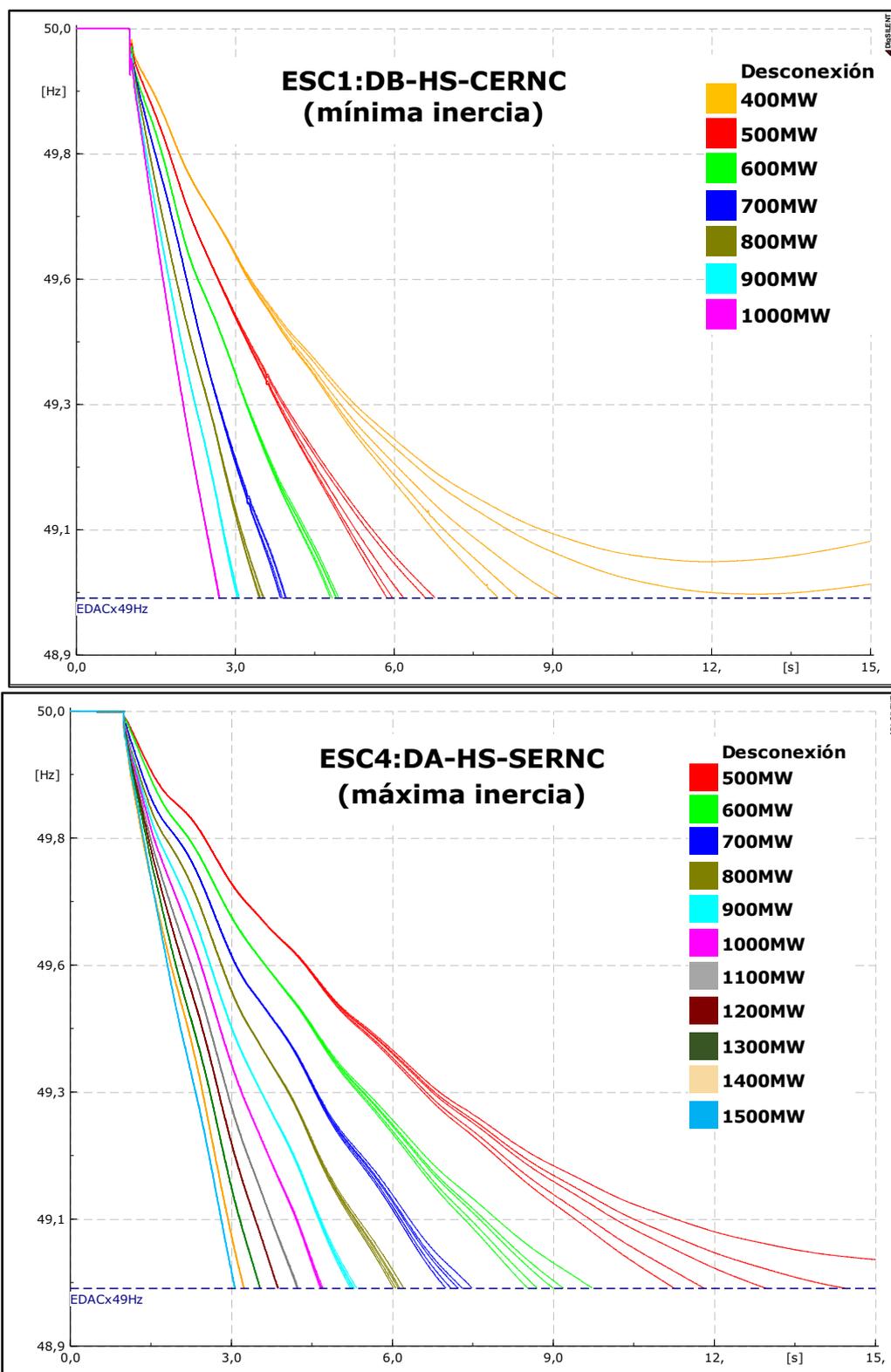


Figura 4-5: Respuesta transitoria de la frecuencia ante distintos eventos de desconexión de generación sincrónica.

A partir de los resultados mostrados en la Figura 4-5 se puede concluir que, para menores montos de desconexión, la activación del primer escalón depende de la reserva de control primario disponible (relativos a cada escenario), haciendo que ante el mismo evento de pérdida de generación se active o no el primer escalón del EDACxBF. Al ir aumentando los montos de pérdida de generación, esta diferencia disminuye notoriamente, observándose poca o nula dependencia entre el monto de reserva para CPF y la dinámica de la frecuencia post-contingencia. Esto se explica debido al tiempo que toma la acción de control de frecuencia por parte de las unidades que cuentan con reserva y participan en el control primario de frecuencia. Para efectos de la evaluación del EDACxBF, esto tiene poca influencia ya que al realizar la desconexión progresiva de unidades esto debiera verse reflejado sólo en escenarios de alta inercia para los montos iniciales de pérdida de generación.

En consideración de todo lo anterior, a pesar de que no se cuenta con el conocimiento final de cómo se realizará la distribución de reservas para el control de frecuencia (forma parte de uno de los estudios en desarrollo dentro de este proyecto), se espera que la misma se encuentre en valores cercanos lo actualmente utilizado, ya que el sistema SIC-SING integrado tendrá mayor inercia y la unidad más grande seguirá siendo la existente actualmente. Considerando esto, se utiliza un monto de 221MW de reserva para CPF para el estudio de las Fases III, distribuida uniformemente entre todas las unidades de generación asignadas al control de frecuencia (aquellas que actualmente cuenten con reguladores de velocidad probados y homologados). Los gobernadores de las unidades generadoras que no fueron consideradas en el CPF fueron deshabilitados para las simulaciones.

### ***Hidrología***

El tipo de hidrología implica un cambio en el porcentaje de máquinas térmicas operando en relación a unidades hidráulicas. La asignación de la reserva para CPF en unidades térmicas resulta en una respuesta más rápida a que si se asigna entre unidades hidráulicas, dada las respuestas naturales de sus sistemas de regulación de velocidad. Sin embargo, como se mostró anteriormente, esto tiene poca influencia en el desarrollo del estudio.

#### 4.4.2 Análisis de la operación

Para la evaluación del EDACxBF se realizan simulaciones de desconexiones de máquinas sincrónicas en pasos de 25MW. En todos los escenarios se ha considerado una reserva para CPF de 221MW. En todos los escenarios, los BESS de Cochrane, Andes y Angamos están siendo considerados en el valor de la reserva para control de frecuencia, es decir, se encuentran en servicio.

El rango de los montos de desconexión de generación que deriva en la actuación de los EDACxBF variará en cada escenario, encontrándose que, en escenarios de poca inercia, este rango es menor que en escenarios de alta inercia. En la tabla a continuación se resume el rango de los montos de desconexión para activación del primer escalón de EDACxBF y EDACxCEx por cada escenario.

| Escenario | Descripción   | Hsys [s] | Monto de pérdida de generación [MW] para que se active: |          |
|-----------|---------------|----------|---|----------|
|           |               |          | E01@49Hz  | EDACxCEx |
| F3-ESC1   | DB-HS-CERNC   | 403      | 300   | 1200     |
| F3-ESC2   | DB-HS-SERNC   | 565      | 475   | 1800     |
| F3-ESC3   | DA-HS-CERNC   | 554      | 550   | 1800     |
| F3-ESC4   | DA-HS-SERNC   | 693      | 475   | 2125     |
| F3-ESC5   | DB-HH-SERNC   | 440      | 400   | 1500     |
| F3-ESC6   | Dmin-HS-CERNC | 360      | 325   | 1075     |

Tabla 4-6: Rango de los montos de desconexión para activación del primer escalón de EDACxBF y EDACxCEx.

En las secciones a continuación se detallan los resultados de la evaluación del EDACxBF en cada uno de los escenarios.

##### 4.4.2.1 Caso de estudio 1: F3-ESC1: DB-HS-CERNC-221R

Corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología seca, maximización de las transferencias NORTE→SUR por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con alta generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico y 221MW de reserva para el control primario de frecuencia. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2373 | 5609 | 7973  |
| <b>Inercia [s]</b>  | 181  | 222  | 403   |
| <b>RCP [MW]</b>     | 177  | 44   | 221   |

Tabla 4-7: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario F3-ESC1-DB-HS(Max\_SING-SIC)-CERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a IEM con 375MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

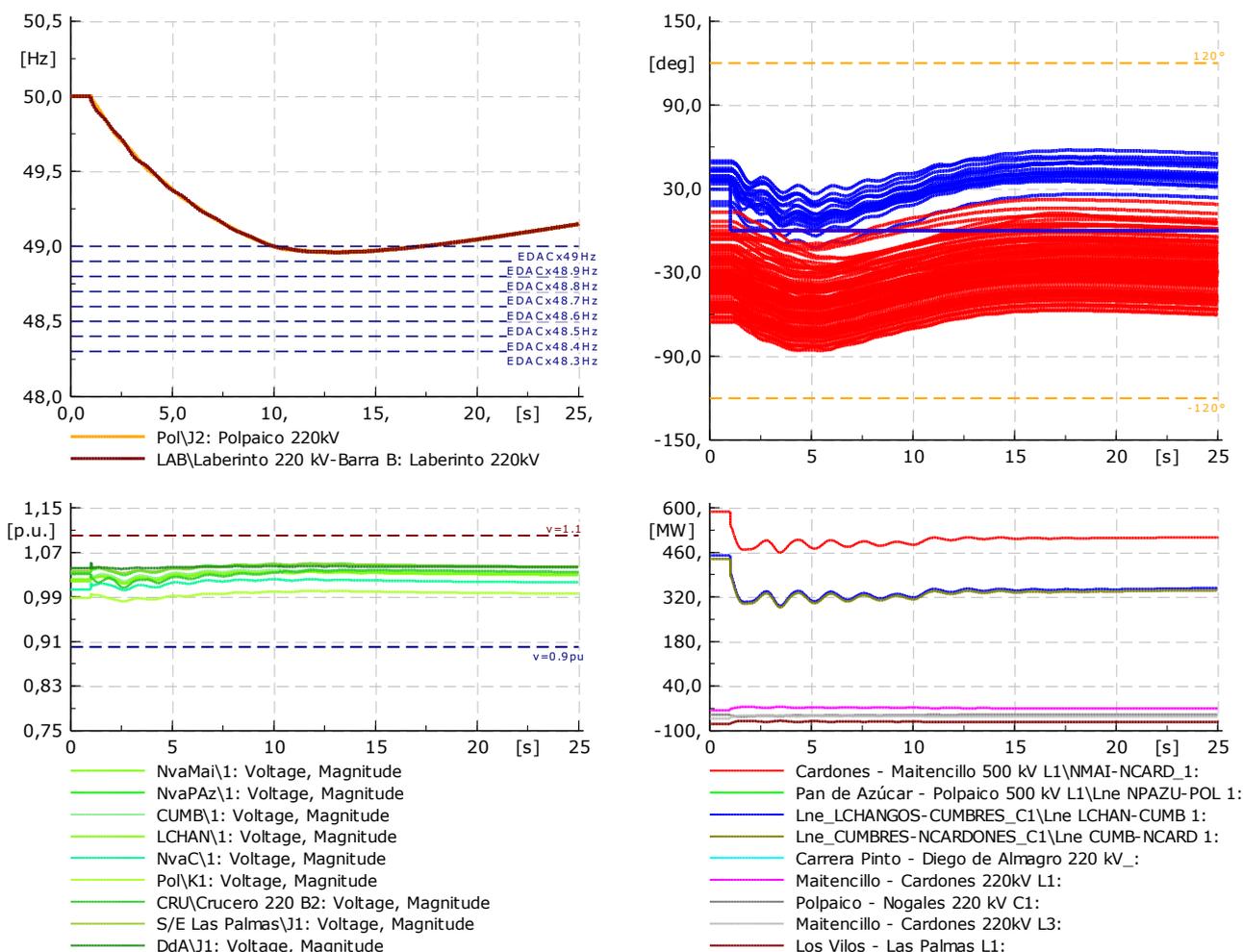


Figura 4-6: Escenario F3-ESC1: DB-HS-CERN-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de IEM 375MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de IEM, la frecuencia disminuye hasta activar el primer escalón del SING por 49Hz absolutos, observándose pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia (los montos de pérdida de generación donde no se observan cambios en el comportamiento de EDACxBF, han sido omitidos).

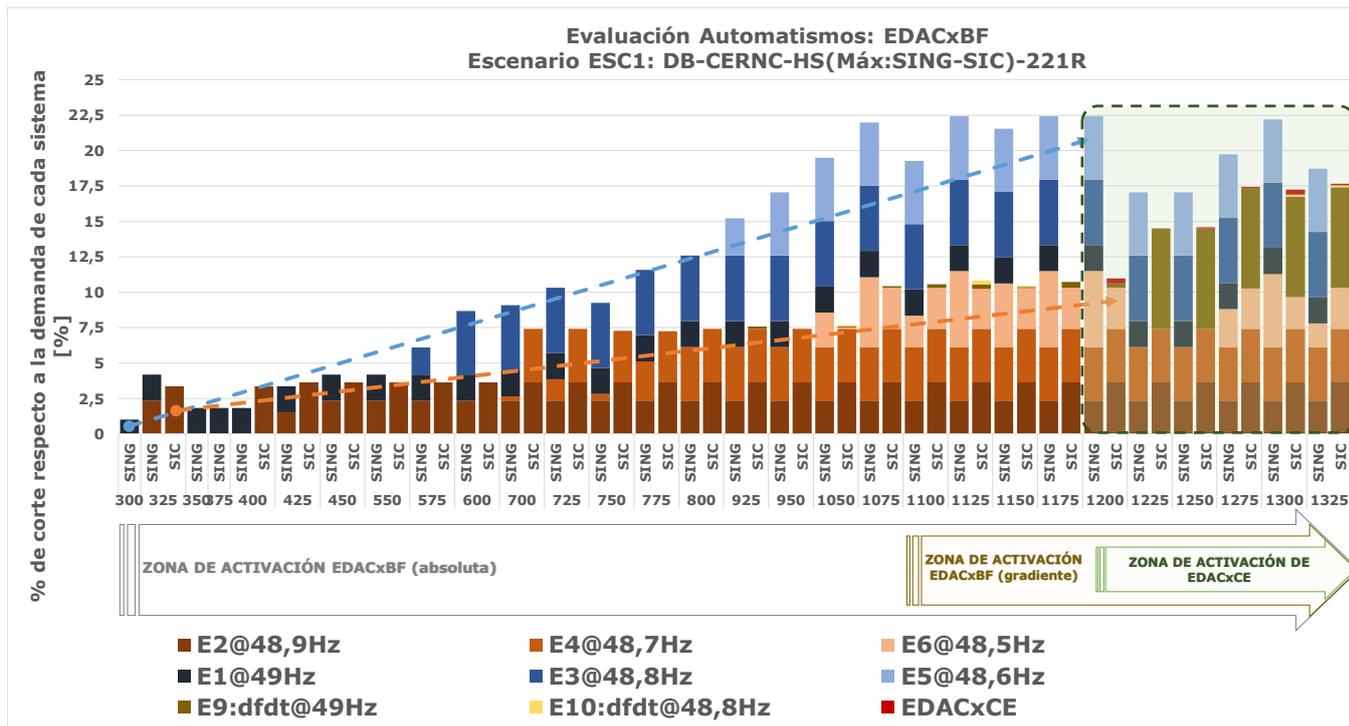


Figura 4-7: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, F3-ESC1: DB-CERNC-HS(Max-SING-SIC)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a **300MW** en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los **1000MW**, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los **1200MW**, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la sección **Inercia sistémica** (ver Tabla 4-5).

Por otro lado, a partir de la Figura 4-7 se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre **500MW y 1175MW** las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrados en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,5Hz**.
- ii) Al aumentar los desbalances de potencia, se llega a un punto en que un aumento del desbalance de potencia activa los EDACxGF, sin haber hecho uso antes de todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta, es decir, ante la desconexión de 950MW se observa que se desconecta hasta el escalón de 48,5Hz; sin embargo, al desconectar 1050MW, se observa que se desconectan los mismos 6 escalones más el primer escalón por gradiente de frecuencia. Por lo tanto, en una condición de operación como la representada en este escenario, la pérdida de generación nunca debiera incurrir en el uso de los EDACxBF de **48,4Hz y 48,3Hz**.

- iii) A partir de un desbalance de **1200MW** se activan los EDACxCEx en el SIC, disminuyendo los cortes de carga en el SING.
- iv) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.
- v) Finalmente, se puede ver que existen casos como lo que ocurre al desconectar 1050MW, donde se observa que, si bien se activa el EDACxGF, los montos desconectado son reducidos. Las razones que fundamentan estos resultados corresponde a que tales condiciones se encuentran en los puntos frontera de actuación de los escalones de gradiente. En casos como este, puede darse la activación localizada de algunos consumos producto que la frecuencia local (medida por el relé) cuenta con una pendiente levemente mayor a la sistémica. Naturalmente eso es más evidente en los casos de menor inercia (mayor sensibilidad) y se deben a la gran resolución utilizada en este análisis (pasos cada 25 MW)

Con respecto a la estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **1325MW** generación.

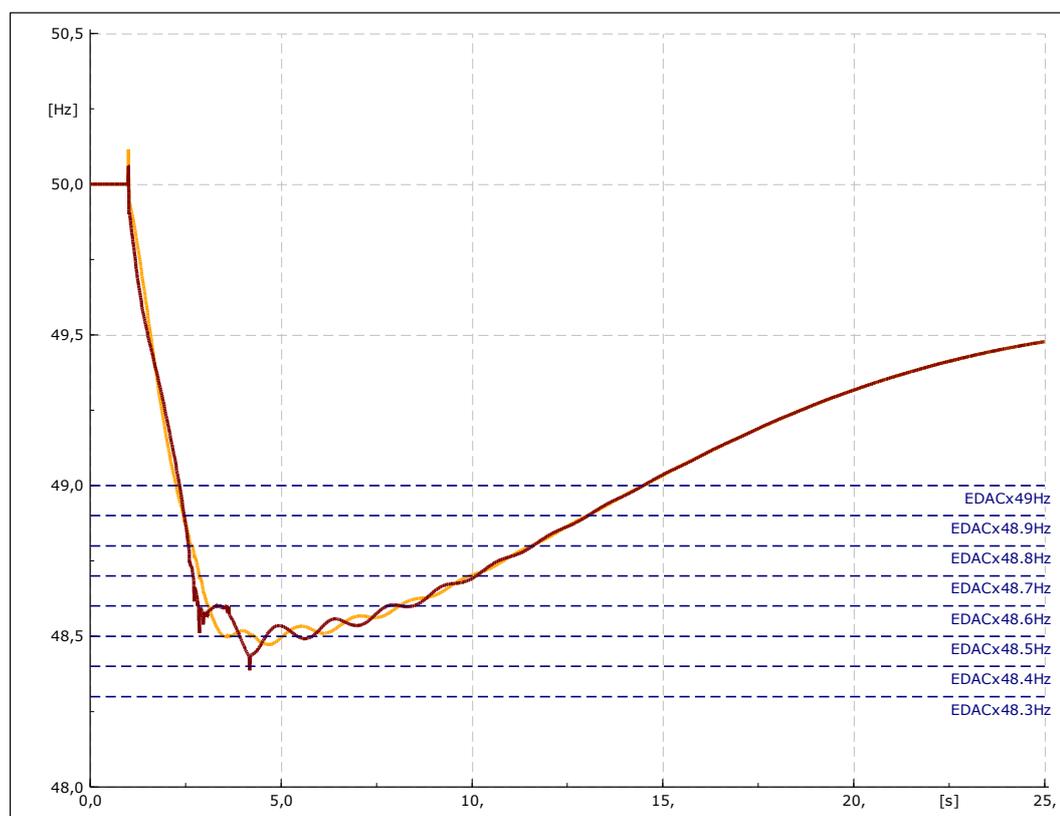


Figura 4-8: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario F3-ESC1:DB-HS-CERNC, ante la pérdida de 1325MW de generación proviente de unidades sincrónicas (cafe: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV).

**4.4.2.2 Caso de estudio 2: F3-ESC2: DB-HS-SERN-221R**

Corresponde a un escenario de la Fase III de demanda baja, con hidrología seca, maximización de las transferencias NORTE→SUR por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones y nula generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2379 | 5609 | 7989  |
| <b>Inercia [s]</b>  | 238  | 327  | 565   |
| <b>RCP [MW]</b>     | 95   | 126  | 221   |

Tabla 4-8: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario ESC2-DB-HS(Max\_SING-SIC)-SERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a U16 con 400MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

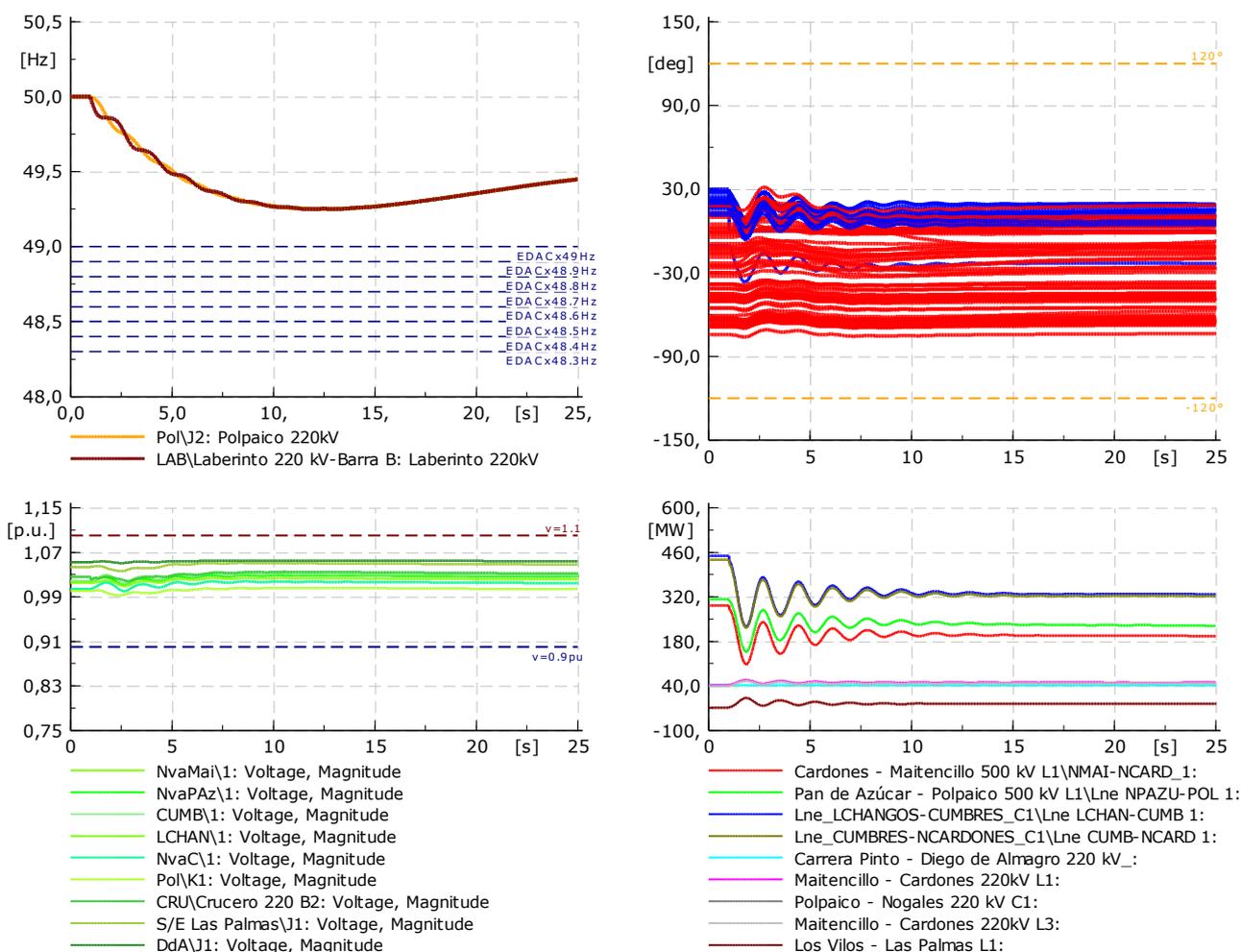


Figura 4-9: Escenario F3-ESC2: DB-HS-SERN-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de U16 400MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de la U16, la frecuencia no disminuye lo suficiente para activar los escalones del EDACxBF. Además, se observa pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la Figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia (los montos de pérdida de generación donde no se observan cambios en el comportamiento de EDAC, han sido omitidos).

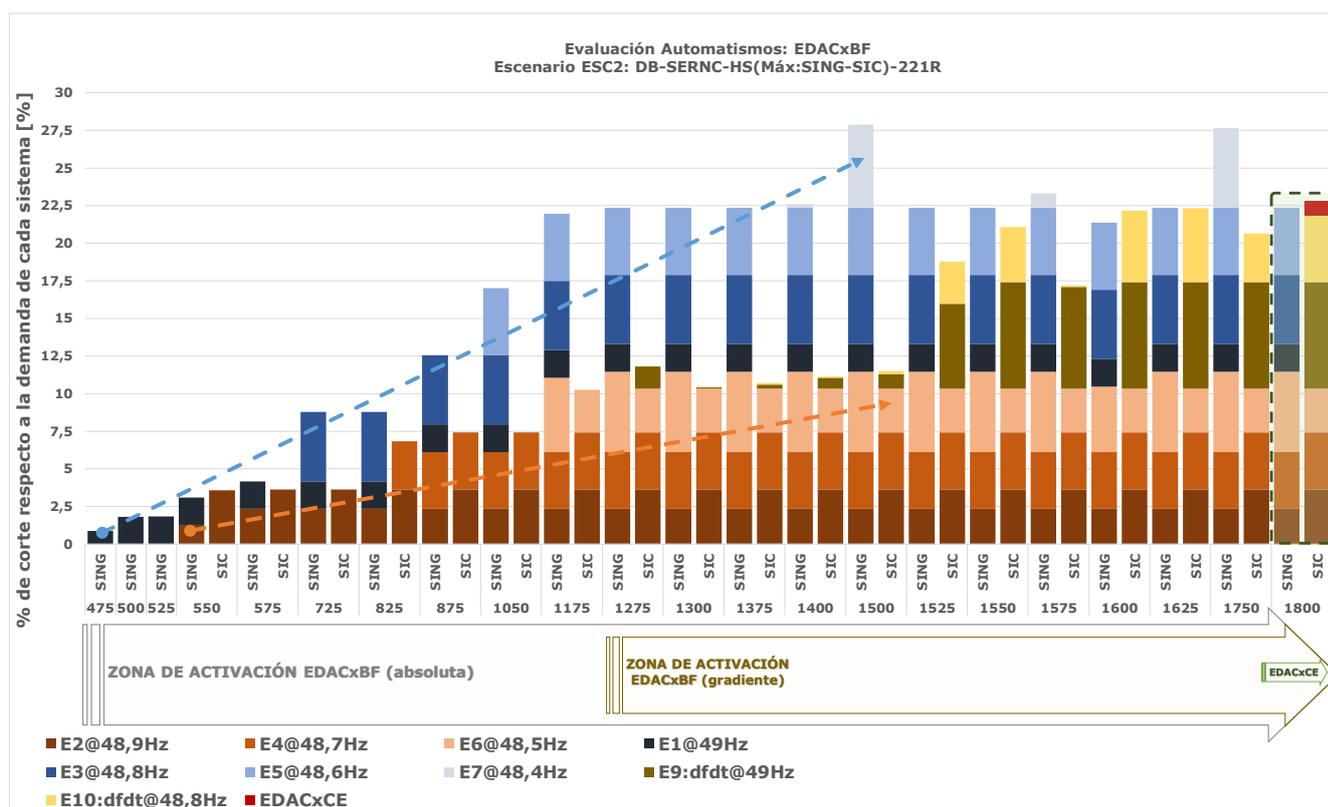


Figura 4-10: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, F3-ESC2: DB-SERNC-HS(Max-SING-SIC)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a **475MW** en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los **1275MW**, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los **1800MW**, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la sección **Inercia sistémica** (ver Tabla 4-5).

Por otro lado, a partir de la Figura 4-10 se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre **475MW y 1500MW** las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrado en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,4Hz**.

- ii) Al aumentar los desbalances de potencia, se llega a un punto en que un aumento del desbalance de potencia activa los EDACxGF, sin haber hecho uso antes de todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta, es decir, ante la desconexión de 1250MW se observa que se desconecta hasta el escalón de 48,4Hz; sin embargo, al desconectar 1275MW, se observa que se desconecta los mismos 7 escalones más el primer escalón por gradiente de frecuencia. Por lo tanto, en una condición de operación como la representada en este escenario, la pérdida de generación nunca debiera incurrir en el uso de los EDACxBF de **48,3Hz**.
- iii) A partir de un desbalance de **1800MW** se activan los EDACxCEx en el SIC, disminuyendo los cortes de carga en el SING.
- iv) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.

Con respecto a la estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **1750MW** generación.

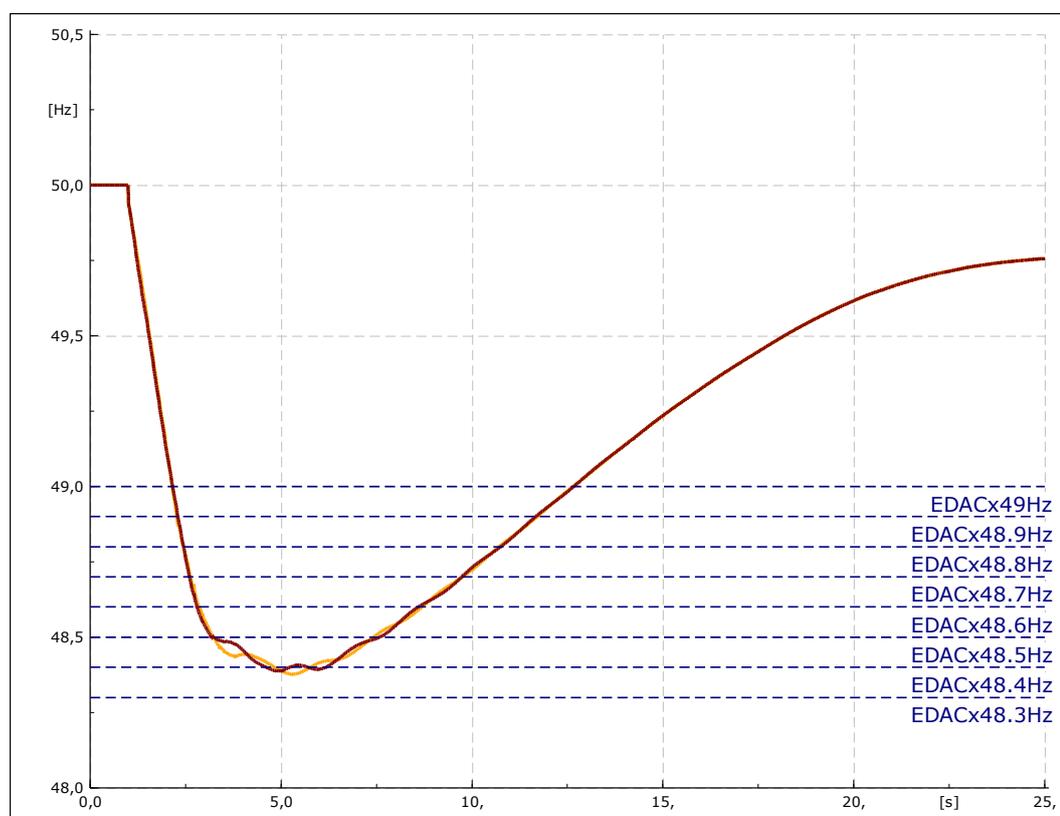


Figura 4-11: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario ESC2:DB-HS-SERNC, ante la pérdida de 1750MW de generación proveniente de unidades sincrónicas (cafe: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV)..

#### 4.4.2.3 Caso de estudio 3: F3-ESC3: DA-HS-CERN-221R

Corresponde a un escenario de la Fase III de demanda alta, con hidrología seca, maximización de las transferencias NORTE→SUR por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones y con alta generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2727 | 7676 | 10404 |
| <b>Inercia [s]</b>  | 221  | 333  | 554   |
| <b>CPF [MW]</b>     | 131  | 90   | 221   |

Tabla 4-9: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario ESC3-DA-HS(Max\_SING-SIC)-CERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a IEM con 375MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

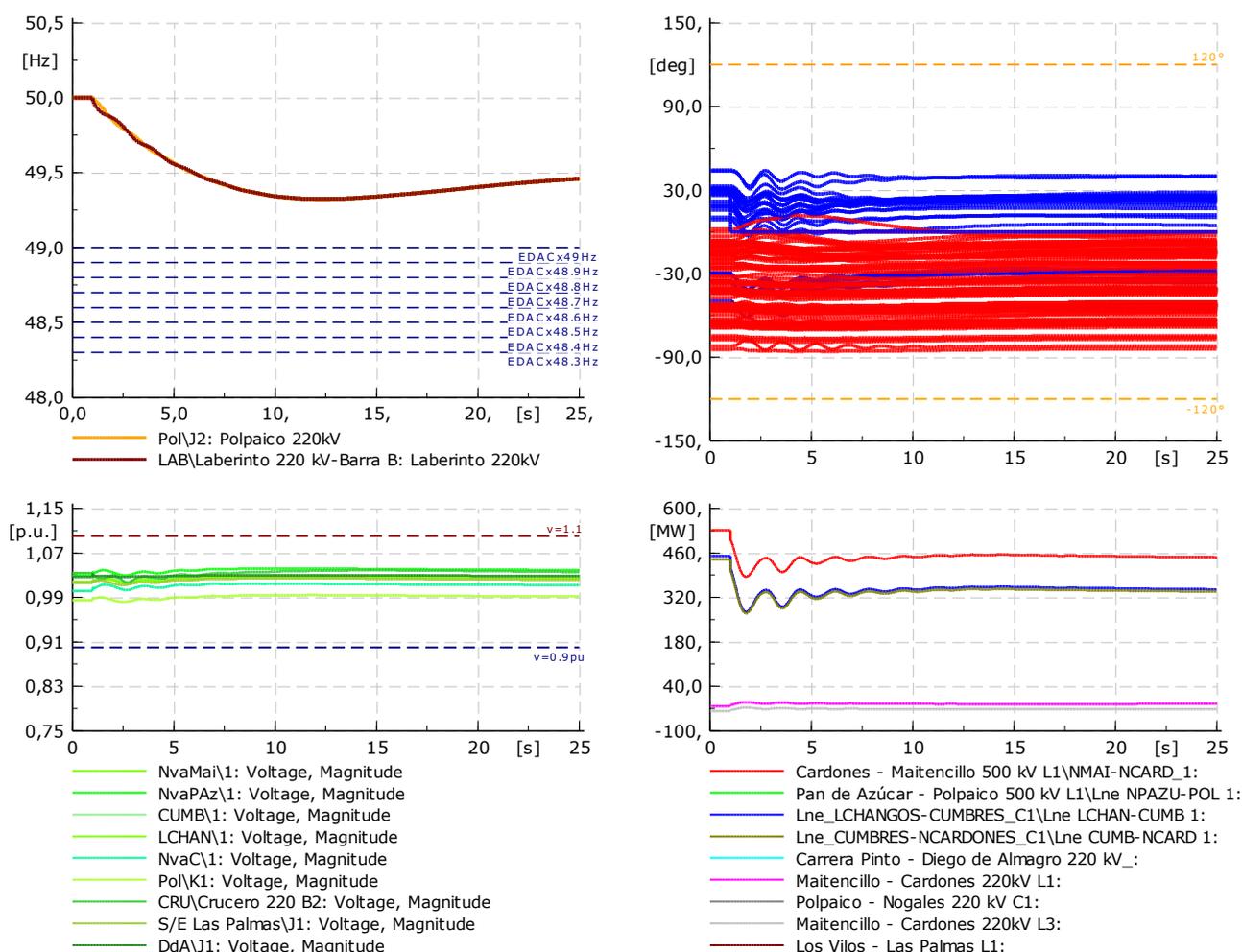


Figura 4-12: Escenario F3-ESC3: DA-HS-CERNC-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de IEM 375MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de IEM, la frecuencia no disminuye lo suficiente para activar los escalones del EDACxBF. Además, se observa pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la Figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia.

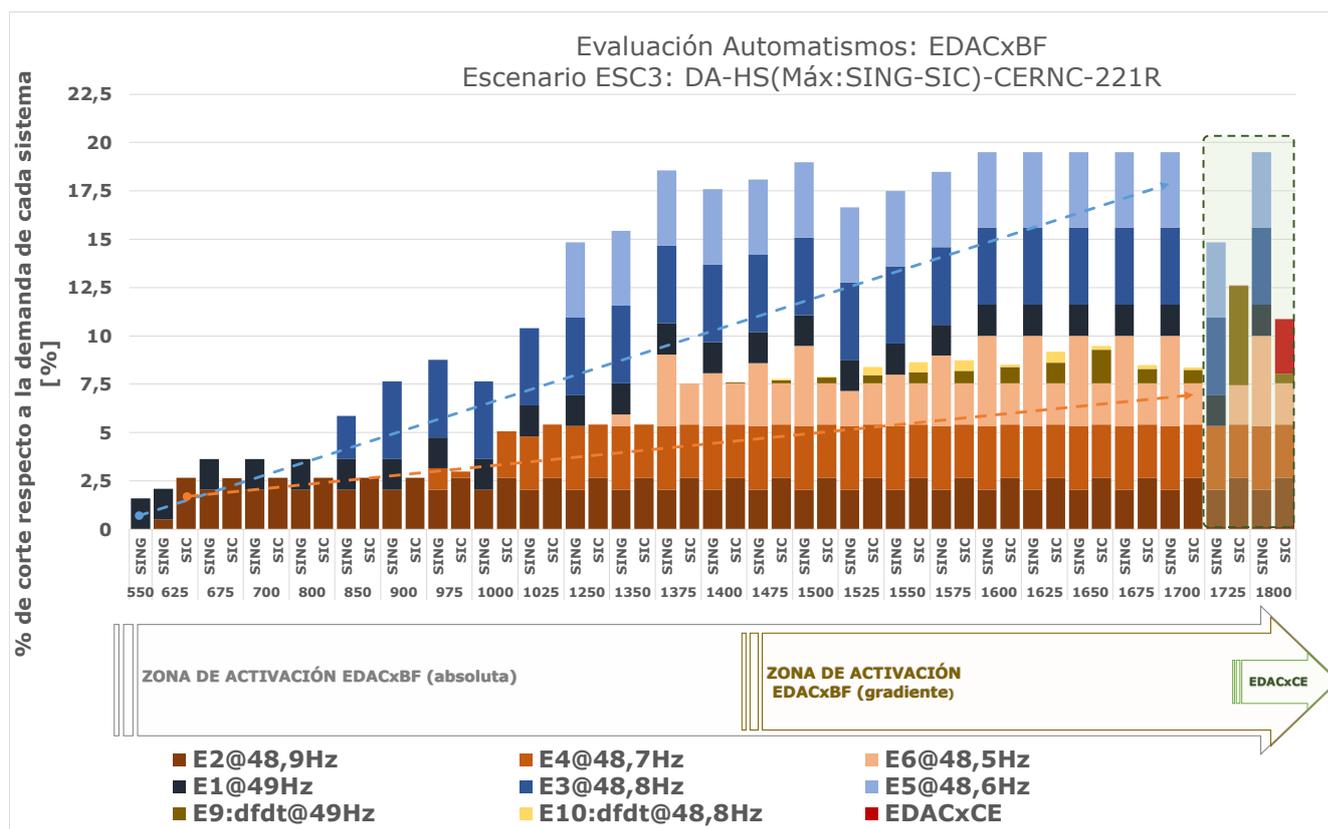


Figura 4-13: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, ESC3: DA-CERN-HS(Max:SING-SIC)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a **550MW** en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los **1400MW**, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los **1800MW**, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la sección **Inercia sistémica** (ver Tabla 4-5).

Por otro lado, a partir de la Figura 4-13 se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre **550MW y 1700MW** las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrados en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,5Hz**.

- ii) Al aumentar los desbalances de potencia, llegamos a un punto en que un aumento del desbalance de potencia activa los EDACxGF, sin haber hecho uso antes de todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta, es decir, ante la desconexión de **1450MW** se observa que se desconecta hasta el escalón de **48,5Hz**; sin embargo, al desconectar **1475MW**, se observa que se desconecta los mismos 6 escalones más el primer escalón por gradiente de frecuencia. Por lo tanto, en una condición de operación como la representada en este escenario, la pérdida de generación nunca debiera incurrir en el uso de los EDACxBF de **48,4Hz** y **48,3Hz**.
- iii) A partir de un desbalance de **1800MW** se activan los EDACxCEx en el SIC, disminuyendo los cortes de carga en el SING.
- iv) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.

Con respecto a la estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **1725MW** generación.

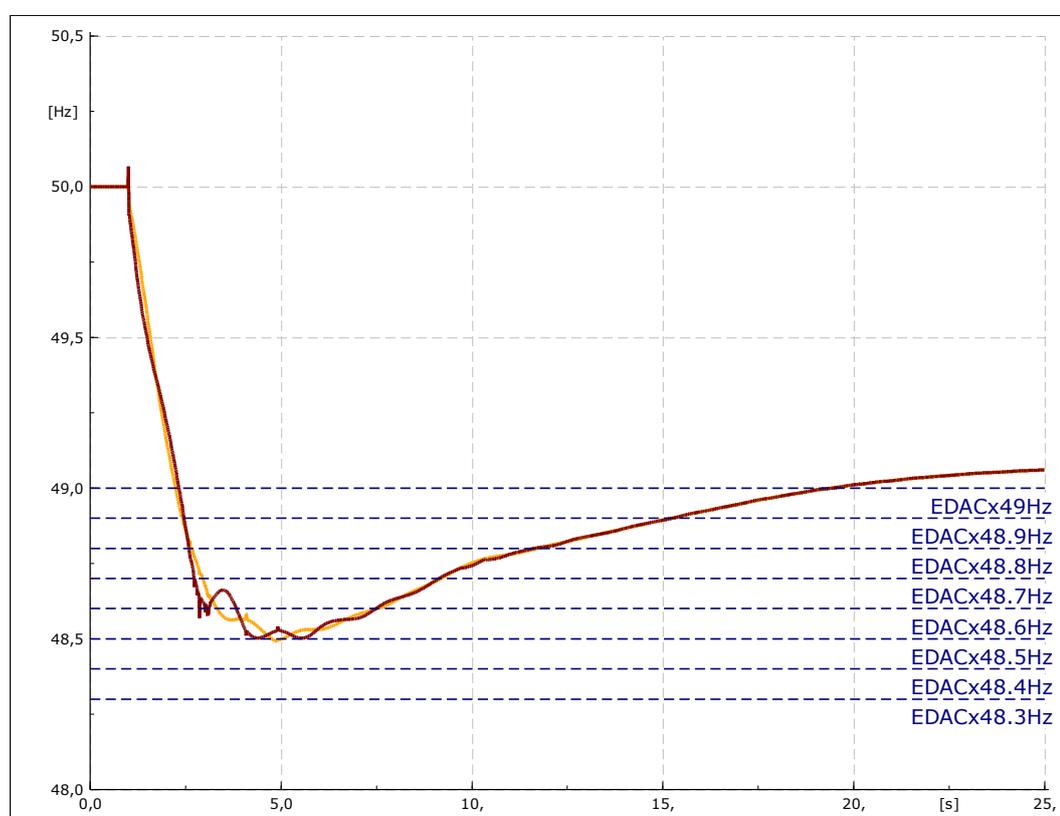


Figura 4-14: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario ESC3:DA-HS-CERN, ante la pérdida de 1725MW de generación proveniente de unidades sincrónicas (cafe: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV).

#### 4.4.2.4 Caso de estudio 4: F3-ESC4: DA-HS-SERN-221R

Corresponde a un escenario de la Fase III de demanda alta, con hidrología seca, maximización de las transferencias NORTE→SUR por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones y con nula generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2747 | 7690 | 10437 |
| <b>Inercia [s]</b>  | 246  | 447  | 693   |
| <b>CPF [MW]</b>     | 106  | 115  | 221   |

Tabla 4-10: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario ESC4-DA-HS(Max\_SING-SIC)-SERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a U16 con 400MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

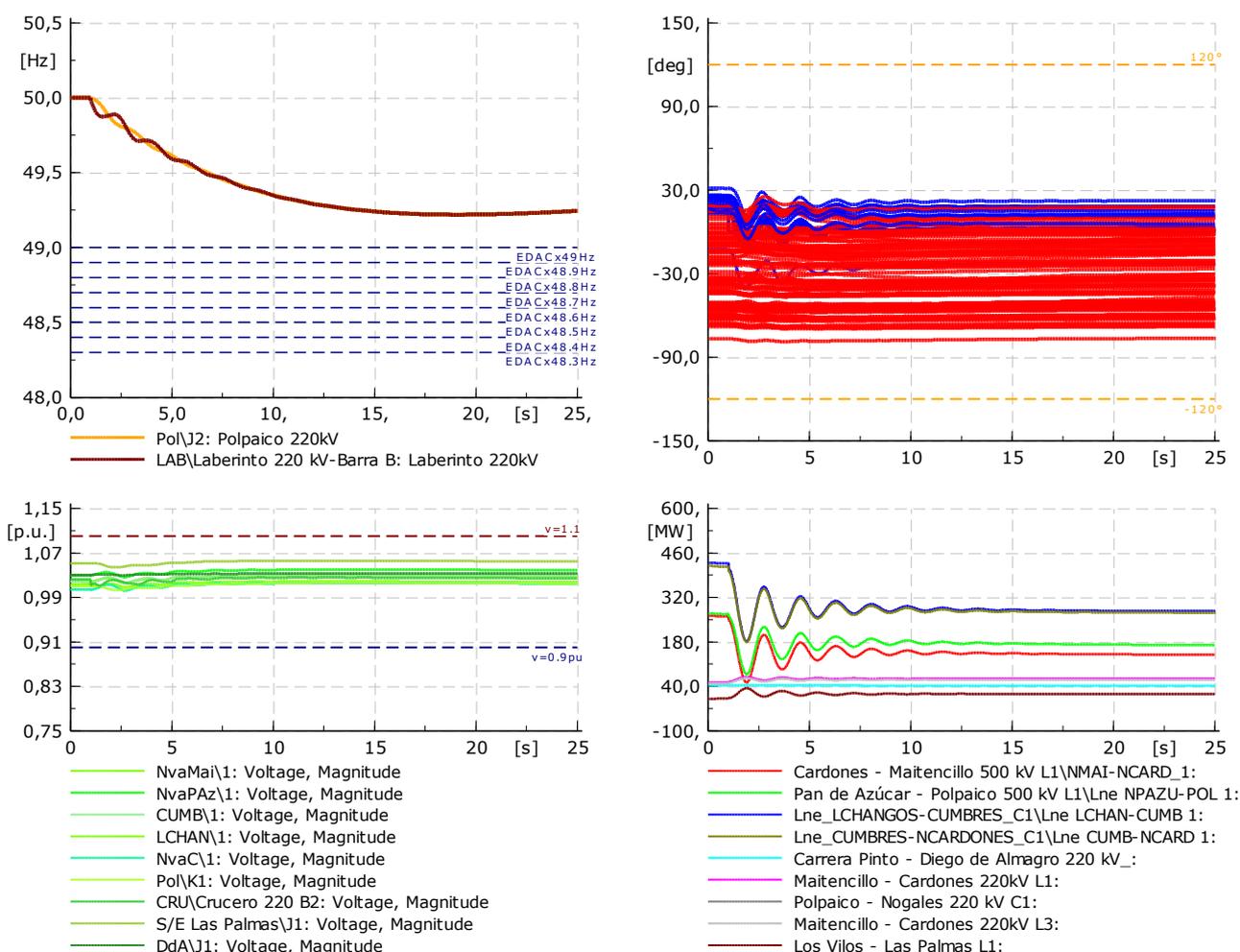


Figura 4-15: Escenario F3-ESC4: DA-HS-SERNC-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de U16 400MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de la U16, la frecuencia no disminuye lo suficiente para activar los escalones del EDACxBF. Además, se observa pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la Figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia (los montos de pérdida de generación donde no se observan cambios en el comportamiento de EDAC, han sido omitidos).

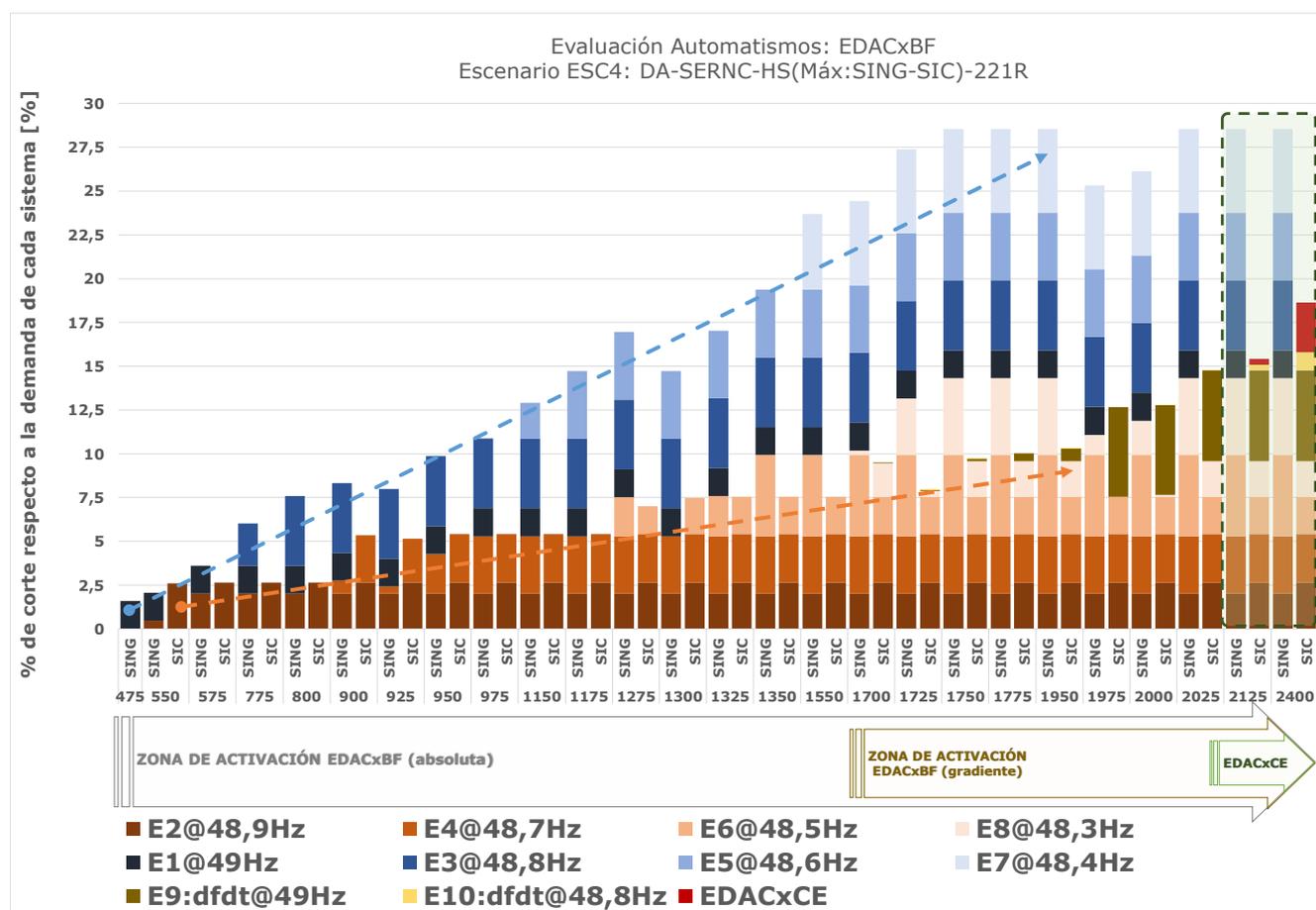


Figura 4-16: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, F3-ESC4: DA-SERNCHS(Max:SING-SIC)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a **475MW** en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los **1750MW**, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los **2400MW**, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la sección **Inercia sistémica** (ver Tabla 4-5).

Por otro lado, a partir de la Figura 4-16 se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre **475MW y 1950MW** las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrados en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del

EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,3Hz**.

- ii) En este caso, al aumentar los desbalances de potencia, se activan todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta de manera progresiva, seguidos de los EDACxGF.
- iii) A partir de un desbalance de **2400MW** se activan los EDACxCEx en el SIC. Este caso, el monto de carga desconectado en el SING no disminuye respecto a la contingencia anterior que no activa el EDACxCEx.
- iv) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.

Con respecto a estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **2025MW** generación.

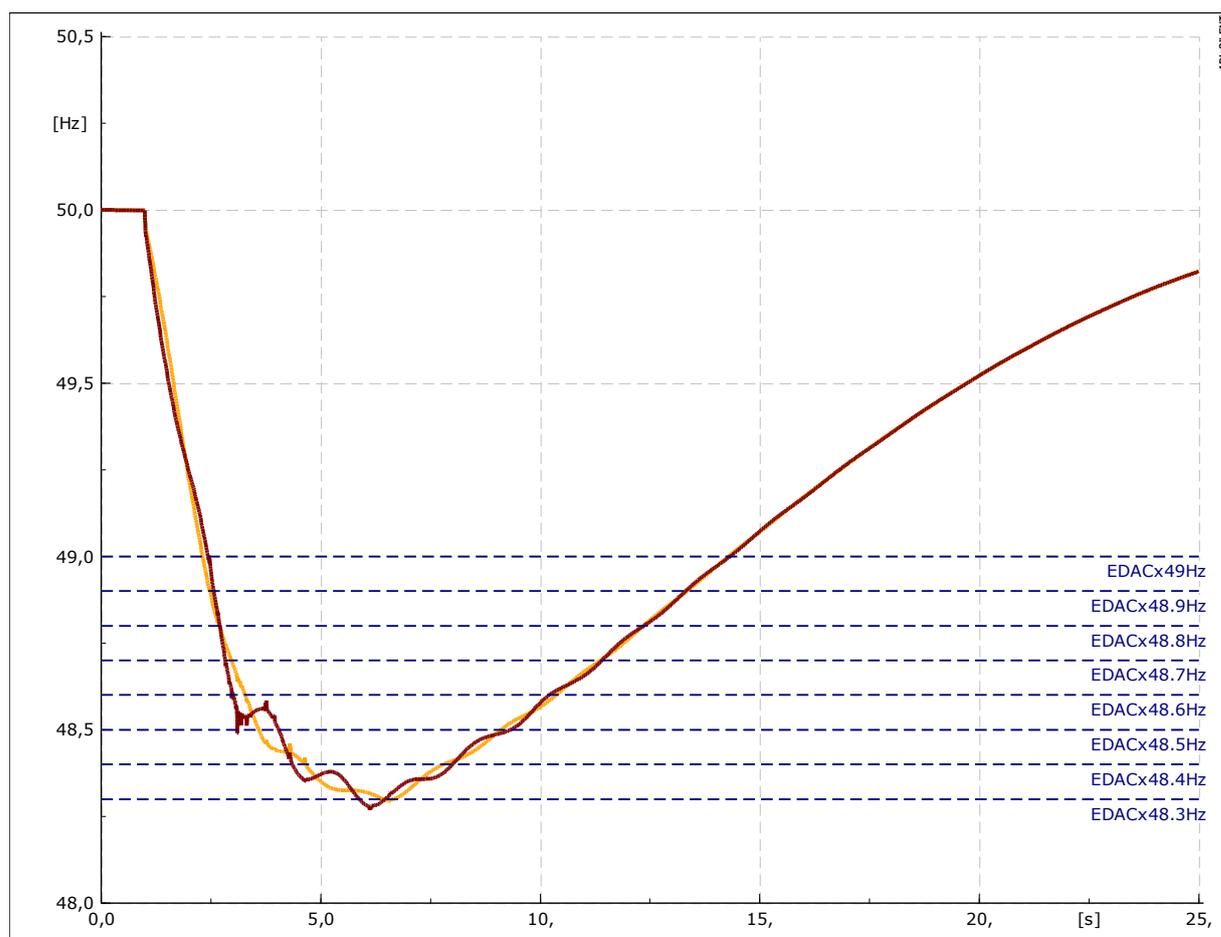


Figura 4-17: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario ESC4:DA-HS-SERNIC, ante la pérdida de 2025MW de generación proveniente de unidades sincrónicas (café: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV).

#### 4.4.2.5 Caso de estudio 5: F3-ESC5: DB-HH-SERNIC-221R

Corresponde a un escenario de la Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones y con nula generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2343 | 5609 | 7953  |
| <b>Inercia [s]</b>  | 106  | 334  | 440   |
| <b>CPF [MW]</b>     | 69   | 152  | 221   |

Tabla 4-11: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario ESC5-DB-HH(Max\_SIC-SING)-SERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a Ralco U1 con 360MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

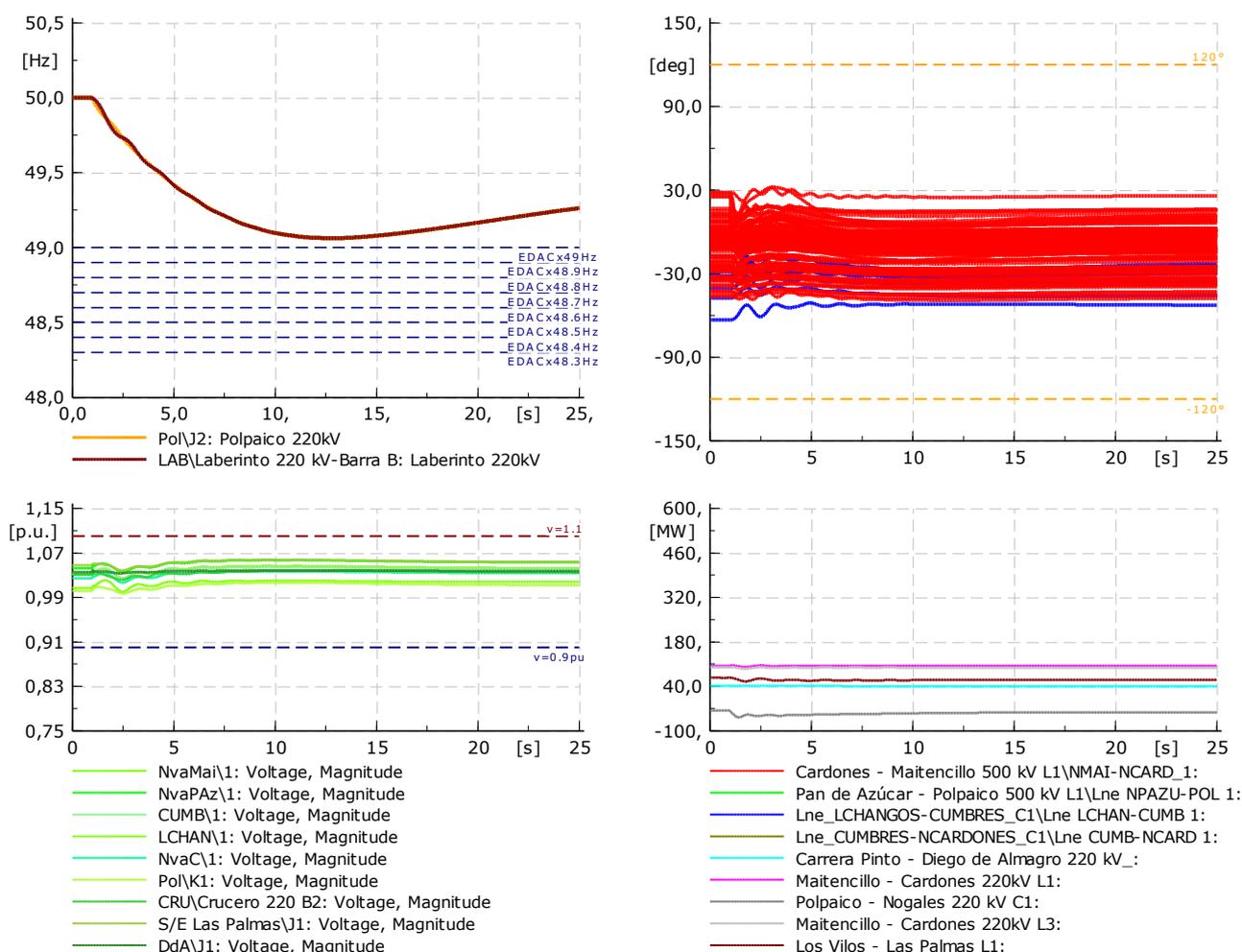


Figura 4-18: Escenario F3-ESC5: DB-HH-SERNC-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de Ralco U1 con 360MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de Ralco U1 con 360MW, la frecuencia no disminuye lo suficiente para activar los escalones del EDACxBF. Además, se observa pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia (los montos de pérdida de generación donde no se observan cambios en el comportamiento de EDAC, han sido omitidos).

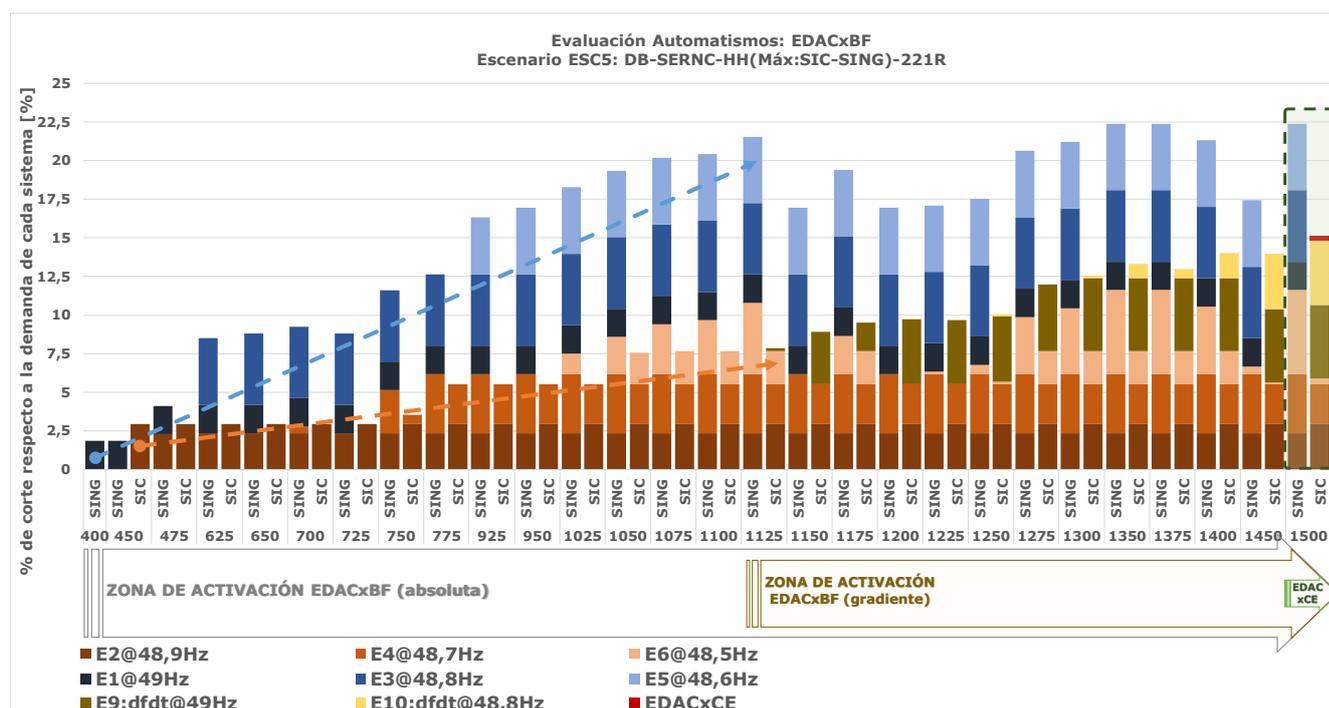


Figura 4-19: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, F3-ESC5: DB-SERNC-HH(Max:SIC-SING)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a **400MW** en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los **1150MW**, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los **1500MW**, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la Sección **Inercia sistémica**.

Por otro lado, a partir de la Figura 4-19 se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre **400MW y 1100MW** las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrados en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,5Hz**.

- ii) Al aumentar los desbalances de potencia, llegamos a un punto en que un aumento del desbalance de potencia activa los EDACxGF, sin haber hecho uso antes de todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta, es decir, ante la desconexión de 1100MW se observa que se desconecta hasta el escalón de 48,5Hz; sin embargo, al desconectar 1125MW, se observa que se desconecta los mismos 6 escalones más el primer escalón por gradiente de frecuencia. Por lo tanto, en una condición de operación como la representada en este escenario, la pérdida de generación nunca debiera incurrir en el uso de los EDACxBF de **48,4Hz y 48,3Hz**.
- iii) A partir de un desbalance de **1500MW** se activan los EDACxCEx en el SIC, disminuyendo los cortes de carga en el SING.
- iv) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.

Con respecto a la estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **1500MW** generación.

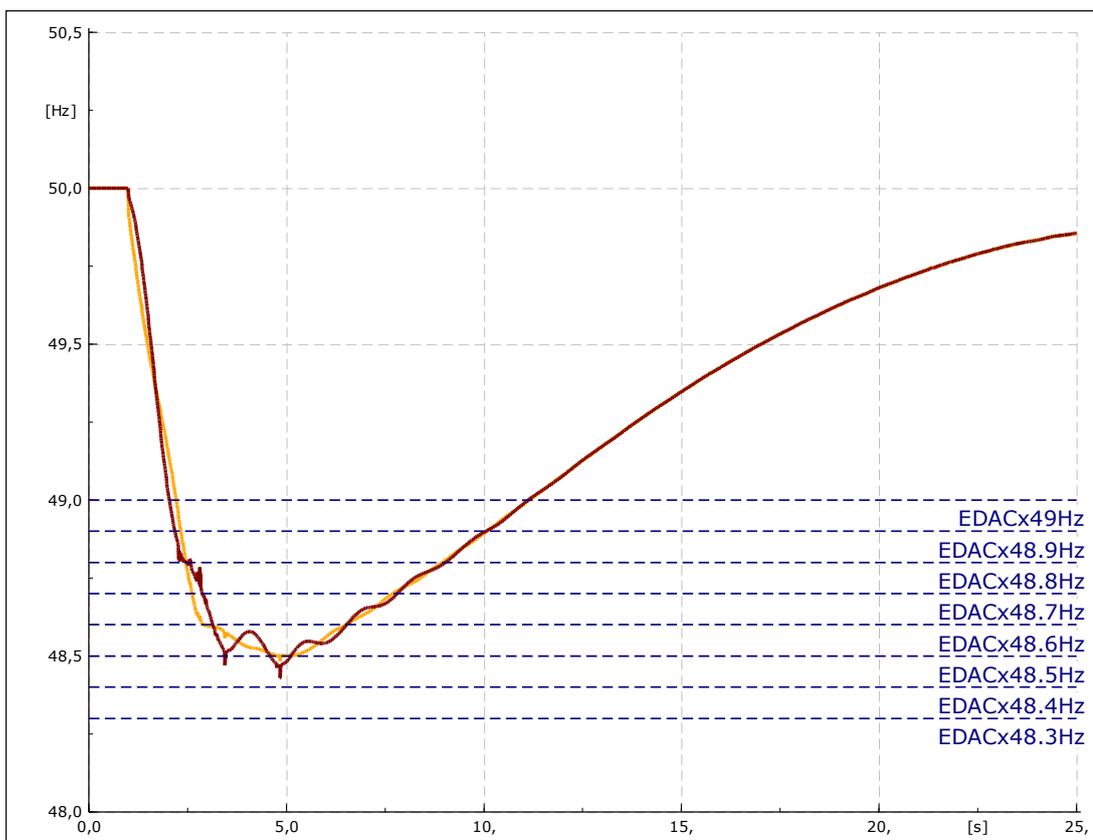


Figura 4-20: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario ESC5:DB-HH-SERN, ante la pérdida de 1500MW de generación proveniente de unidades sincrónicas (café: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV).

#### 4.4.2.6 Caso de estudio 6: F3-ESC6: Dmin-HS-CERN-221R

Corresponde a un escenario de la Fase III de demanda baja, con hidrología seca, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones y con alta generación proveniente de fuentes de energías renovables tipo solar y eólico. Las demandas, inercias y reserva en giro de este escenario se resumen en la tabla a continuación.

|                     | SING | SIC  | Total |
|---------------------|------|------|-------|
| <b>Demanda [MW]</b> | 2141 | 4878 | 7019  |
| <b>Inercia [s]</b>  | 158  | 203  | 360   |
| <b>CPF [MW]</b>     | 153  | 68   | 221   |

Tabla 4-12: Resumen demanda, inercia y reserva para CPF en escenario ESC6-Dmin-HS(Max\_SIC- SING)-CERNC.

En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las variables sistémicas tras la pérdida de la mayor unidad de este escenario, que corresponde a IEM con 375MW (en azul se muestra la excursión angular de las unidades sincrónicas del SING y en rojo las del SIC).

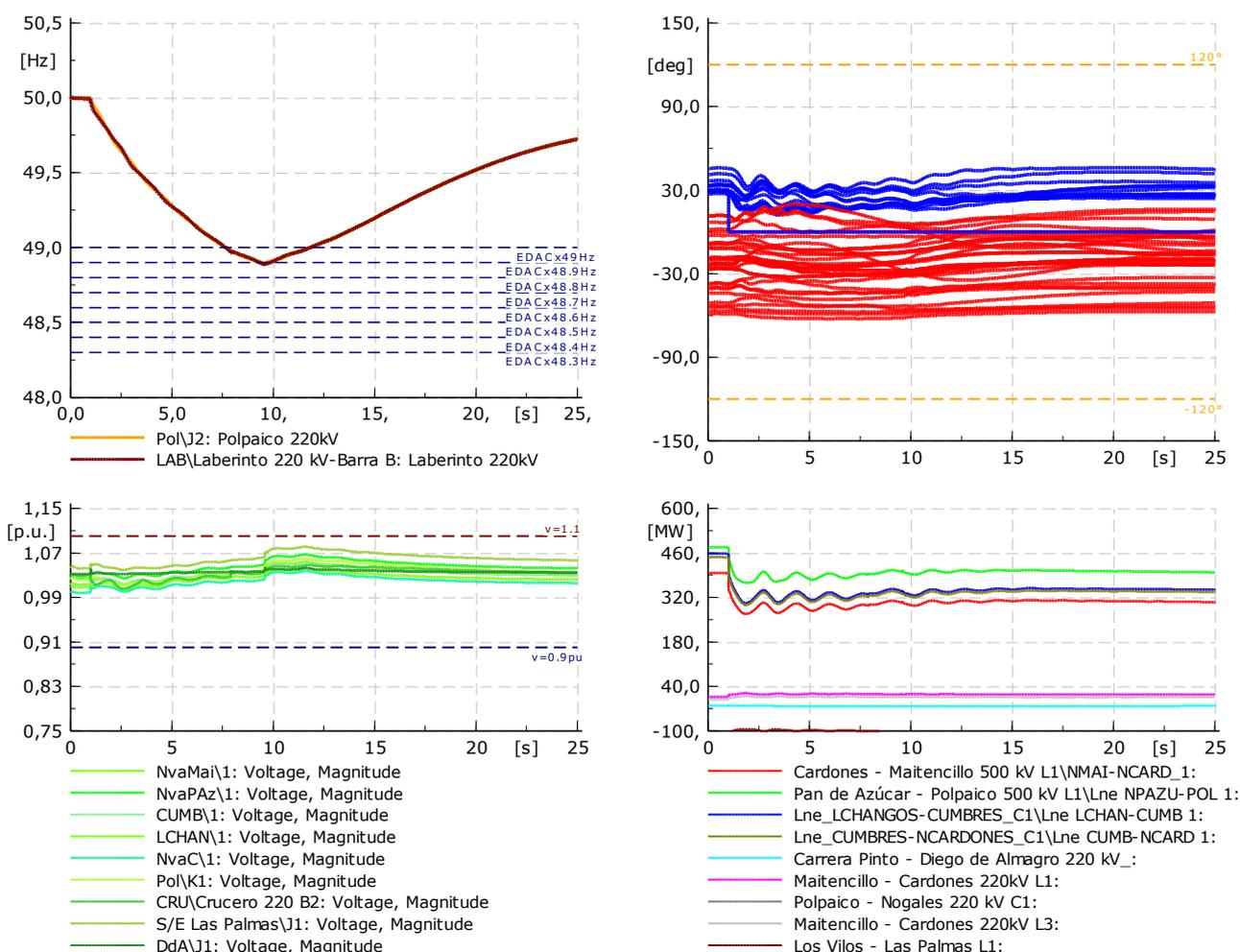


Figura 4-21: Escenario F3-ESC6: Dmin-HS-CERNC-221R - Recuperación dinámica tras desconexión de IEM con 375MW.

Como se puede ver de la figura anterior, tras la desconexión de IEM con 375MW, la frecuencia disminuye lo suficiente para activar el primer y segundo escalones del EDACx BF (por

49Hz y 48Hz absolutos). Además, se observa pleno cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica.

Luego, a partir de las simulaciones de eventos de desconexión de generación se obtienen los montos de corte de carga por acción del EDACxBF. En la figura a continuación se muestra el resumen de los montos desconectados ante cada desbalance de potencia.

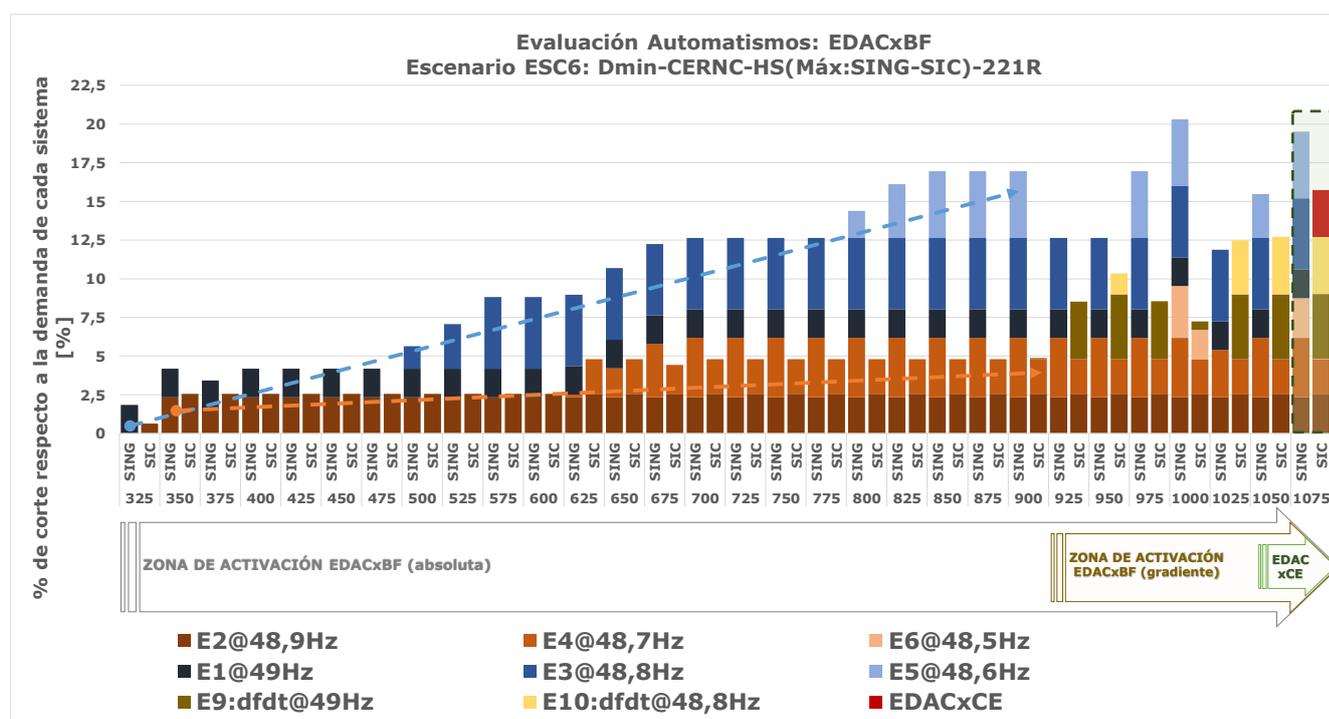


Figura 4-22: Montos de corte carga en el SIC y SING ante desconexiones incrementales de generación, F3-ESC6: DB-CERN-C-HH(Max:SIC-SING)-221R.

A partir de las simulaciones de observa que el primer escalón del EDACxBF por frecuencia absoluta de 49Hz, es activado por una desconexión de generación equivalente a 325MW en unidades síncronas. Se puede ver, también, que la activación del EDACxGF comienza a partir de desconexión de generación sobre los 925MW, mientras que el EDACxCE se activa ante un monto de desbalance de potencia del orden de los 1075MW, lo cual es bastante cercano a lo estimado en la sección **Inercia sistémica** (ver Tabla 4-5).

Por otro lado, a partir de la Figura 4-22se puede agregar lo siguiente:

- i) Para desbalances entre 325MW y 1075MW las desconexiones de carga siguen un patrón similar al mostrados en la Figura 4-3, donde la activación de los escalones del EDAC por frecuencia absoluta es progresiva hasta la activación del escalón de **48,5Hz**.
- ii) Al aumentar los desbalances de potencia, se llega a un punto en que un aumento del desbalance de potencia activa los EDACxGF, sin haber hecho uso antes de todos los escalones del EDACxBF por frecuencia absoluta, es decir, ante la desconexión de

900MW se observa que se desconecta hasta el escalón de 48,5Hz; sin embargo, al desconectar 925MW, se observa que se desconecta los mismos 6 escalones más el primer escalón por gradiente de frecuencia. Por lo tanto, en una condición de operación como la representada en este escenario, la pérdida de generación nunca debiera incurrir en el uso de los EDACxBF de 48,4Hz y 48,3Hz.

- iii) Tal como se mencionó anteriormente, se observa un corte de carga poco equitativo entre los sistemas SIC y SING respecto a sus niveles de demandas.

Con respecto a la estabilidad del sistema, se encuentra que el sistema permanece estable luego de la ocurrencia de cada una de las contingencias simuladas. A modo de ejemplo, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia ante la desconexión de **1050MW** generación.

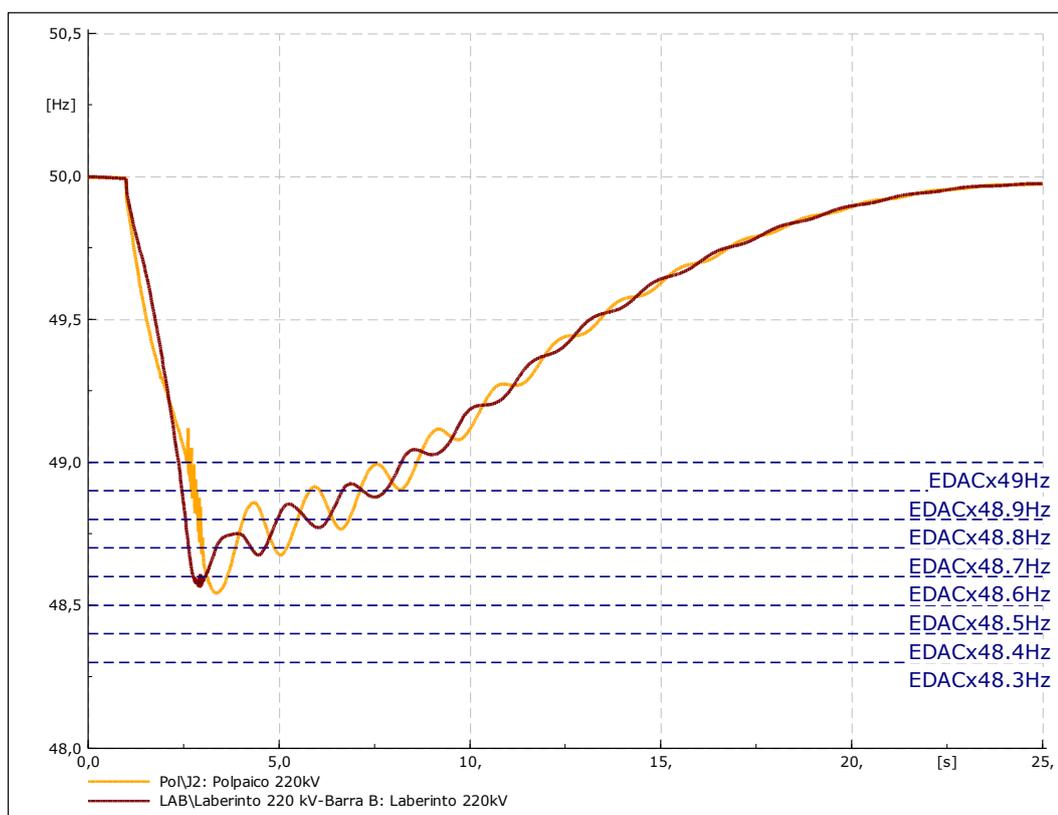


Figura 4-23: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario ESC6:Dmin-HS-CERNC, ante la pérdida de 1050MW de generación proveniente de unidades sincrónicas.

#### 4.5 Conclusiones evaluación EDACxBF existente

##### Fases I y II

Dado que en Fase I y II no se conectan máquinas mayores a la actualmente existente en el SIC, el automatismo sigue siendo válido con los ajustes que actualmente posee. En consideración de lo anterior, no se prevé que sea necesario realizar alguna modificación del EDACxBF en Fase I producto de la conexión de CTM3 al SIC mediante el corredor de 2x500kV Los Changos – N. Cardones (línea de TEN), ni luego en Fase II con la puesta en servicio del corredor de 2x500kV N. Cardones – Polpaico (línea de ISA).

Del mismo modo, el EDACxBF del SING sigue siendo válido con los ajustes que actualmente posee, dado que, durante los periodos definidos por ambas fases, no se realizará la interconexión con el SIC.

Por todo lo anterior, se recomienda continuar con los esquemas EDACxBF operativos para Fase I y II, con los escalones y ajustes actuales, tanto en el SIC como en el SING.

### ***Fase III***

Una vez que se interconecten los sistemas SIC y SING, se prevé un corte de carga (relativo a la demanda de cada sistema) poco equitativo ante la activación de los distintos escalones asociados al EDACxBF por frecuencia absoluta. Lo anterior ocurre ya que el SING posee cuatro escalones de corte de carga que no posee el SIC, activados por frecuencia absoluta: 49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz y 48,4Hz.

No obstante, se prevé que los esquemas actuales colaboren en la disminución efectiva de los desbalances de potencia producidos por la pérdida de unidades de generación, recuperando la frecuencia sistémica, cumpliendo con los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS y resguardando la seguridad del SIC-SING integrado. Por lo que se recomienda que, una vez que se interconecten los sistemas, estos esquemas sigan operativos al menos con los ajustes que poseen actualmente.

Finalmente, se verifica que el nivel de reserva para CPF utilizado en las simulaciones es acorde con los resultados del "Estudio 1: Estudio de control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF".

## **4.6 Propuestas de mejora**

### **4.6.1 Propuesta I: Modificación de escalones de decimal par del SING**

En consideración de lo anterior, se evalúa dejar fuera de servicio (inactivo) los escalones del EDACxBF del SING activados por frecuencia absoluta de "decimal par", es decir, los activados por 49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz y 48,4Hz. Como se puede ver en la figura a continuación, los montos porcentuales de carga desconectada son más parecidos en los sistemas, tanto en demanda baja como en demanda alta; es decir, se obtiene una distribución más equitativa de la carga disponible para desconectar.

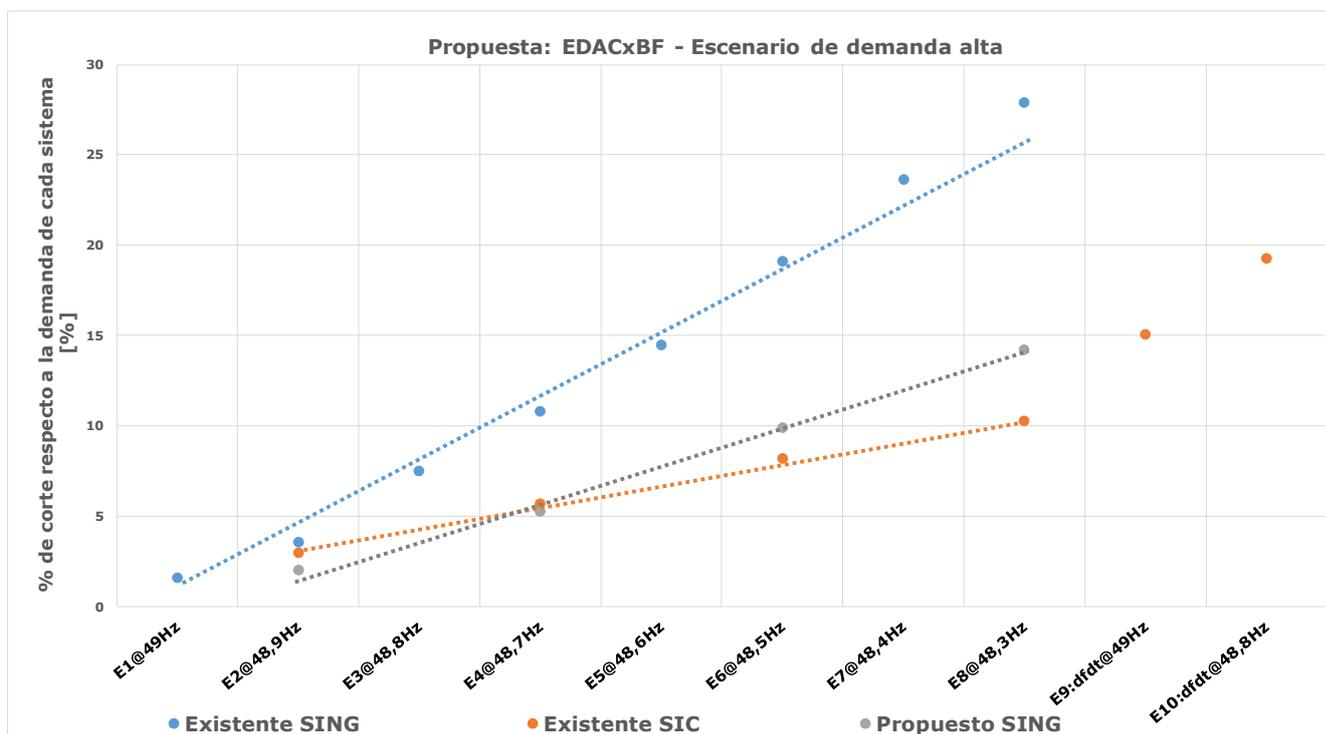
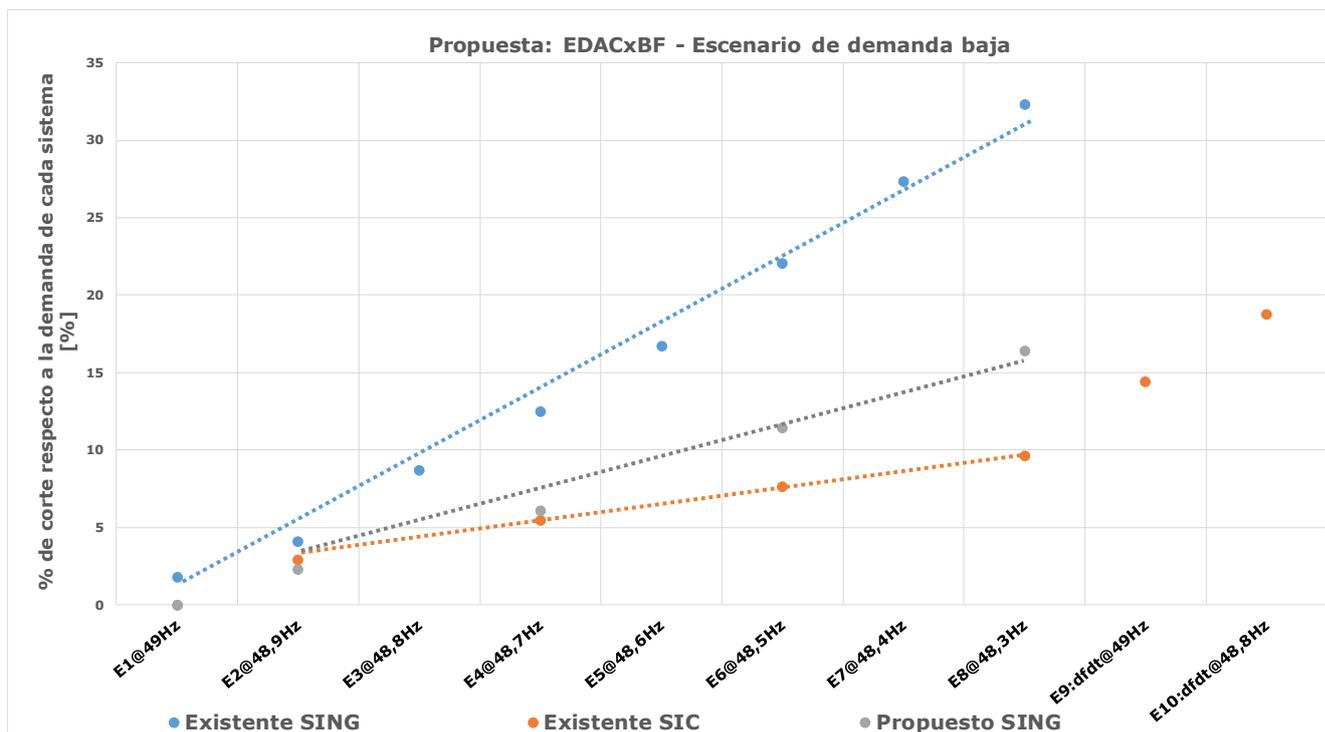
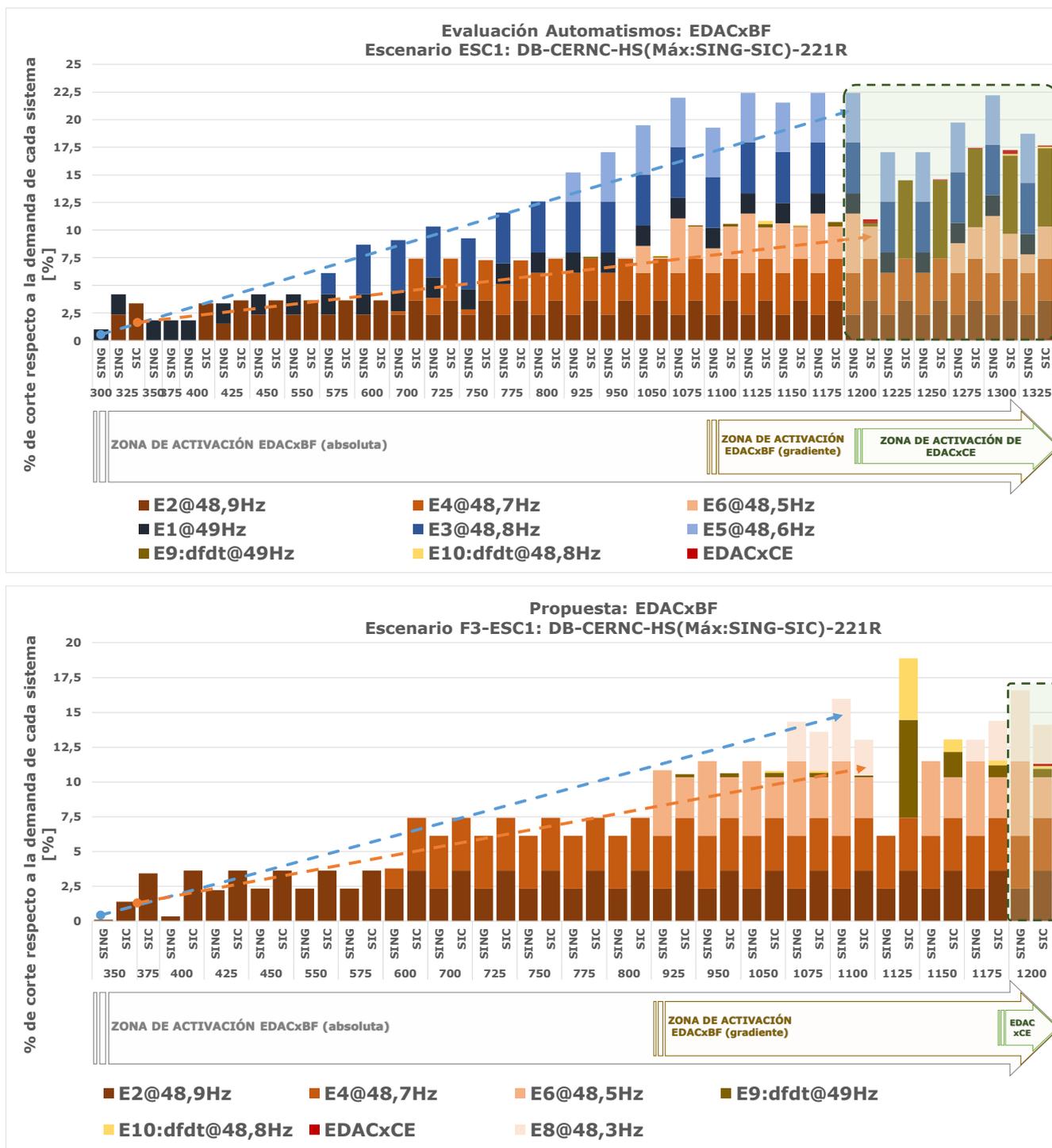


Figura 4-24: Comparación EDACxBF existentes y propuesto.

Se verifica que la respuesta del sistema es estable luego de la aplicación de los mismos niveles de desbalances de potencia con los esquemas existentes, cumpliendo las exigencias establecidas para la recuperación dinámica del sistema post-contingencia simple.

**Simulación RMS**



De la figura anterior se puede ver que con la deshabilitación de estos escalones, además de realizarse un corte de carga más equitativo entre los sistemas SIC y SING, se hace un uso más eficiente del esquema partiendo con la activación progresiva de todos los escalones (“impares”) del EDACxBF por frecuencia absoluta, seguidos de los activados por gradiente. Se puede ver también, que el monto de corte de carga al cual se activa el EDACxCE se mantiene constante en ambos casos (1200MW de desbalance).

En la Figura 4-26 se muestra la respuesta dinámica de la frecuencia post-contingencia para el escenario F3-ESC1:DB-HS-CERNC con el EDACxBF tal como se encuentra actualmente y según la esta modificación, ante la desconexión de 1200MW generación.

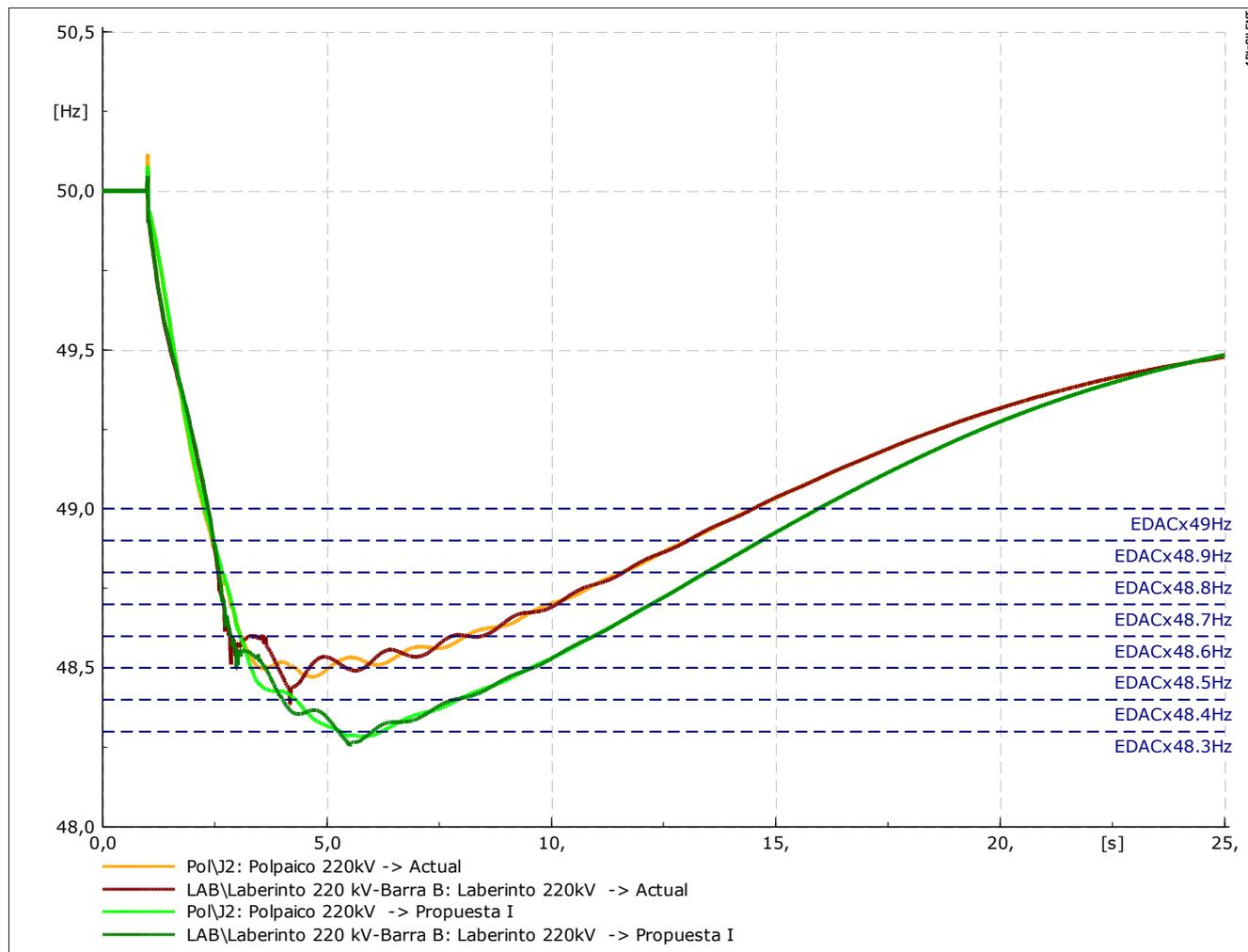
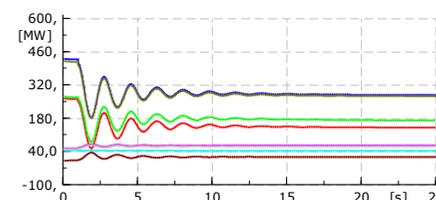
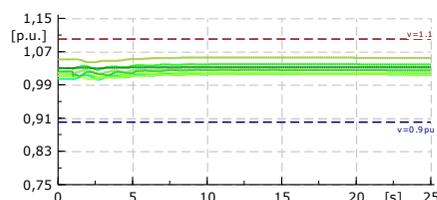
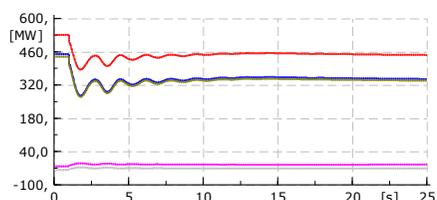
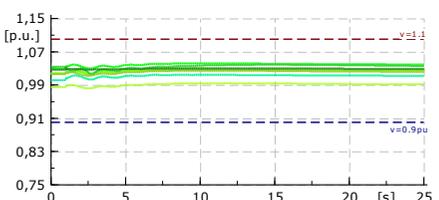
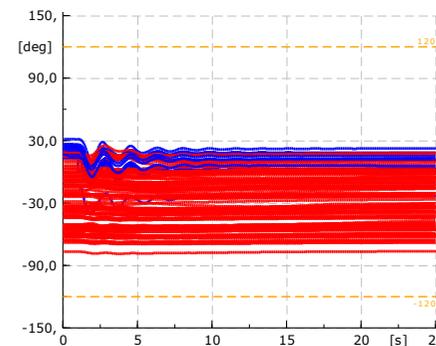
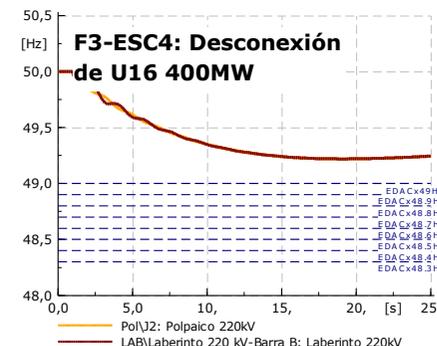
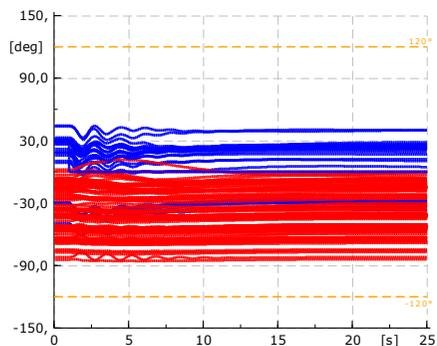
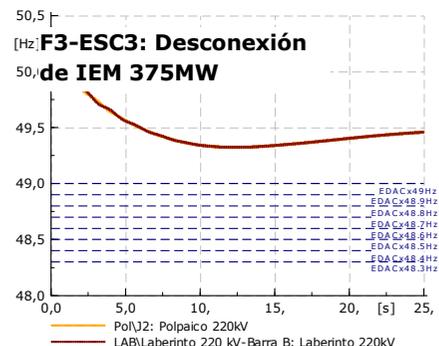
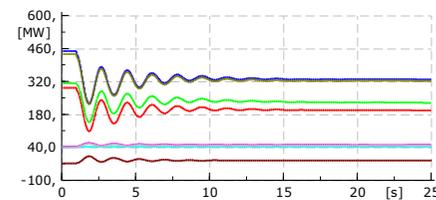
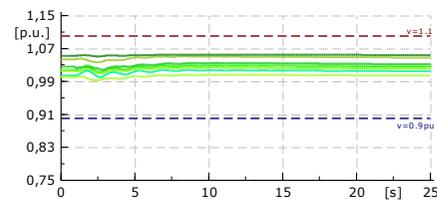
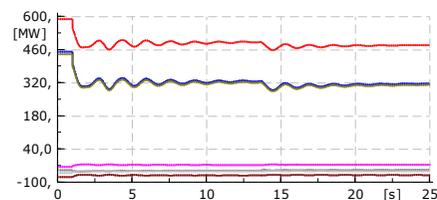
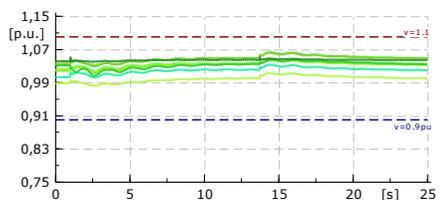
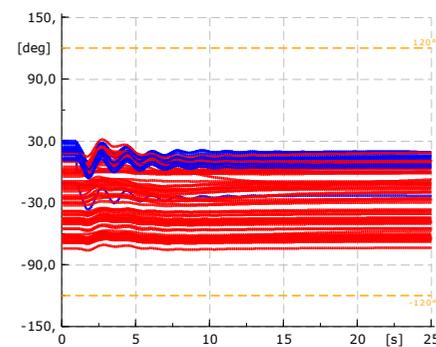
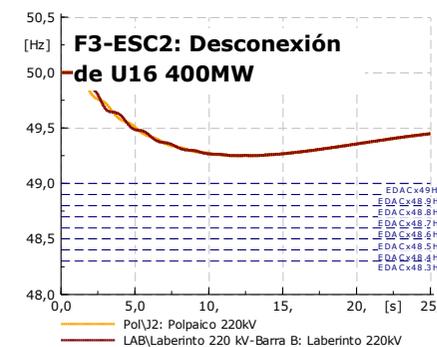
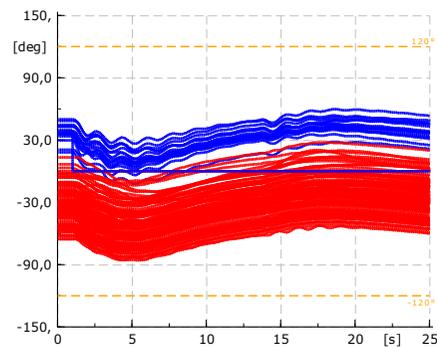
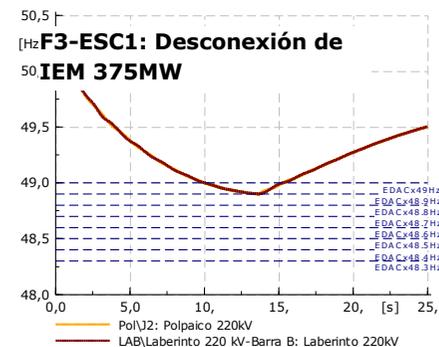
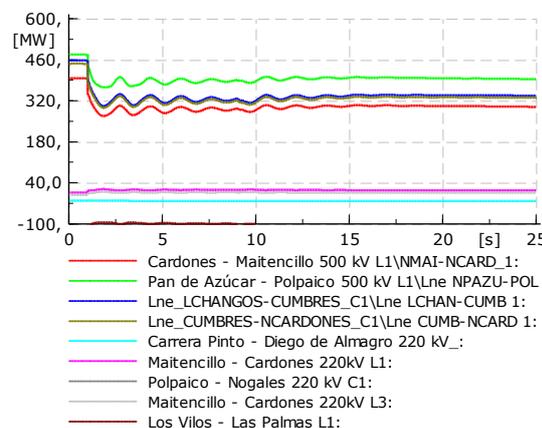
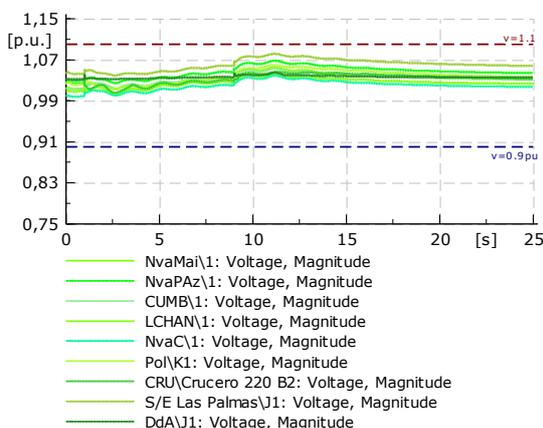
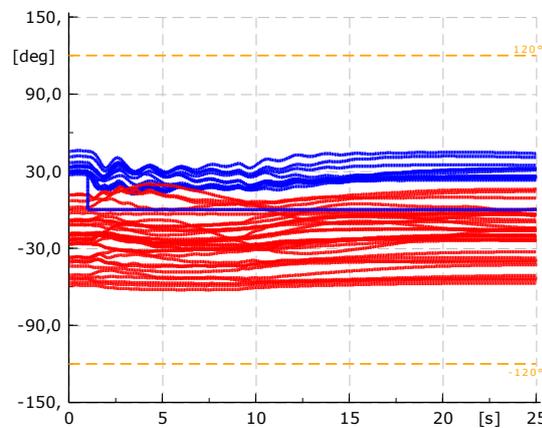
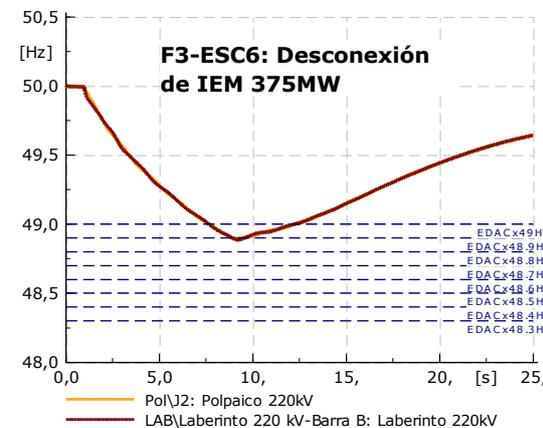
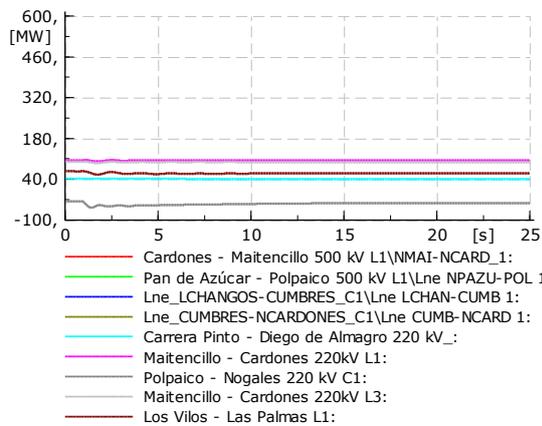
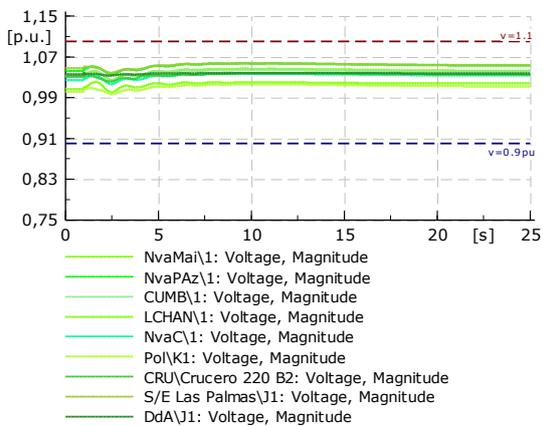
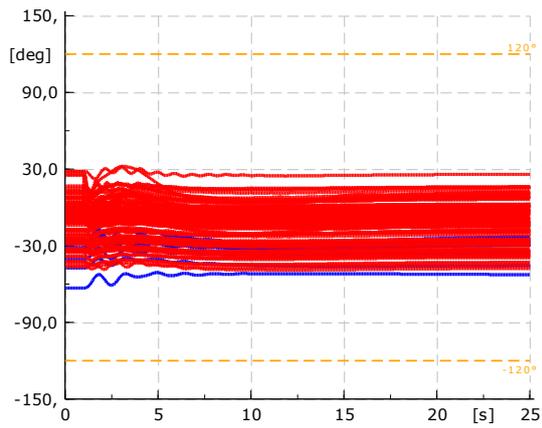
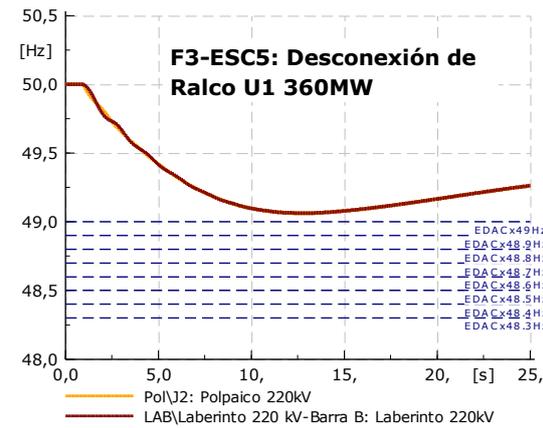


Figura 4-26: Respuesta de la frecuencia del sistema en el escenario F3-ESC1:DB-HS-CERNC, ante la pérdida de 1200MW.

Como se puede ver de la figura anterior, la respuesta de la frecuencia con el esquema ajustado es satisfactoria, presentando el mismo valor final en ambos casos.

En las figuras a continuación se muestra la evolución temporal del sistema para los seis escenarios de estudio ante la desconexión intempestiva de la unidad más grande de cada uno.





Finalmente, en el gráfico de la figura que se presenta a continuación se comparan los cortes de cargas para el escenario F3-E1-HS-DB-SERNC con los ajustes actuales del EDACxBF y con la el EDACxBF reducido en el SING.

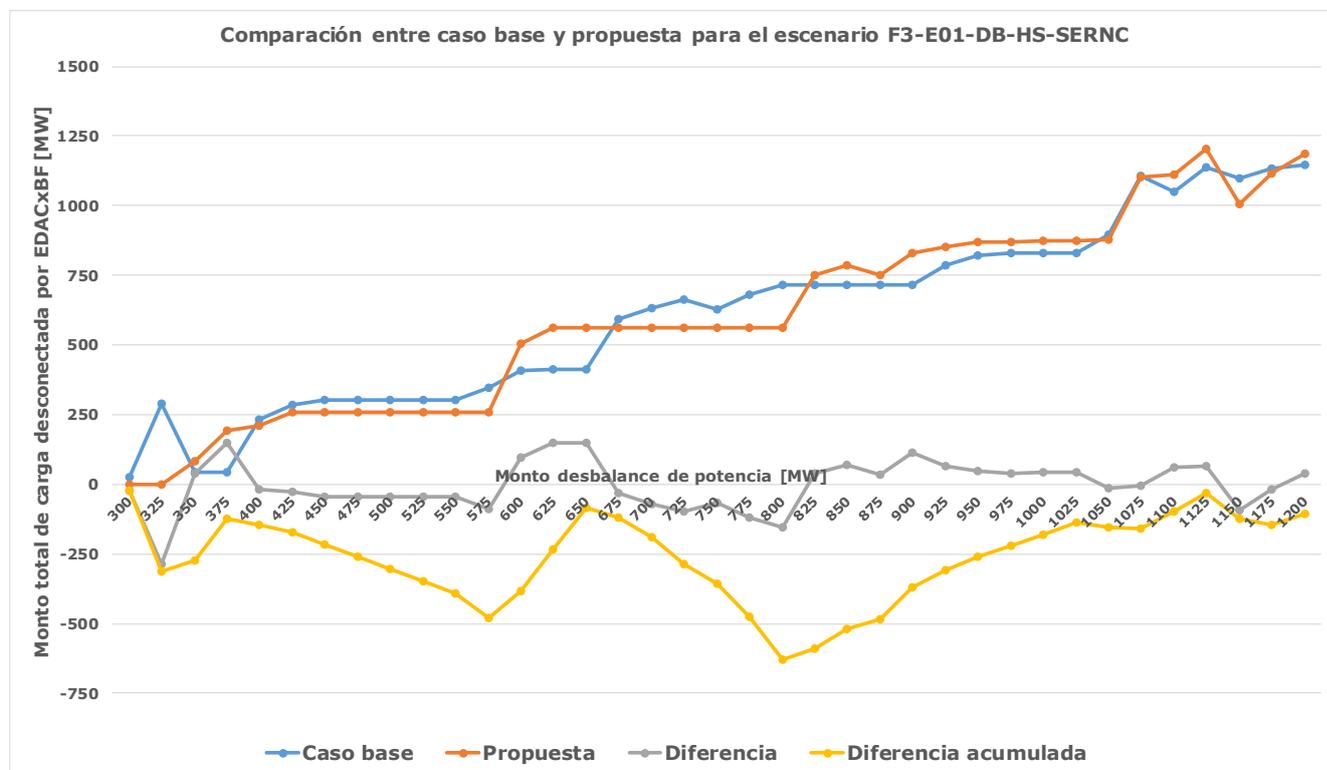


Figura 4-27: Comparación cortes de carga neto en el caso base y con la propuesta para el escenario F3-E1-HS-DB-SERNC.

Como se puede ver de la figura anterior los montos de cortes de carga neto son similares al comparar el caso base con el modificado (en algunos casos son menores y en otros mayores, pero en general, tienden a ser similares).

Por otro lado, de la Figura 4-27 se vislumbra el hecho de la aleatoriedad en las unidades que se escogen para generar los desbalances de potencia, habiendo casos en que la unidad desconectada participa del control de frecuencia. Esto se puede ver en el caso donde el desbalance es de 325MW versus 350MW. En el primer caso, las unidades desconectadas son Antuco (regula frecuencia en el escenario) y Bocamina U2 (no participa del CPF en el escenario), mientras que en el segundo caso se desconecta sólo la U16 (no participa del CPF en el escenario). Esto hace que en el primer caso se activen los EDACxBF de 49Hz absolutos del SING y en el otro caso no, donde el desbalance es mayor.

Si bien el nuevo esquema propuesto logra homogenizar las proporciones entre el SIC y el SING, esto puede derivar en un detrimento de la seguridad sistémica ante fallas dobles (severidad 6) que deriven en la separación de los sistemas SIC y SING dado que los montos disponibles de desconexión de demanda resultan menores.

Para ilustrar esto, en la figura a continuación se muestra la respuesta dinámica del SING en el escenario F3-ESC5: DB-HH-SERNC-500, ante una falla de Severidad 6 en la línea Los Changos – Kapatur 2x220kV, con el esquema actual y con el EDACxBF reducido en el SING, **para un nivel de transferencia SIC→SING de 500MW.**

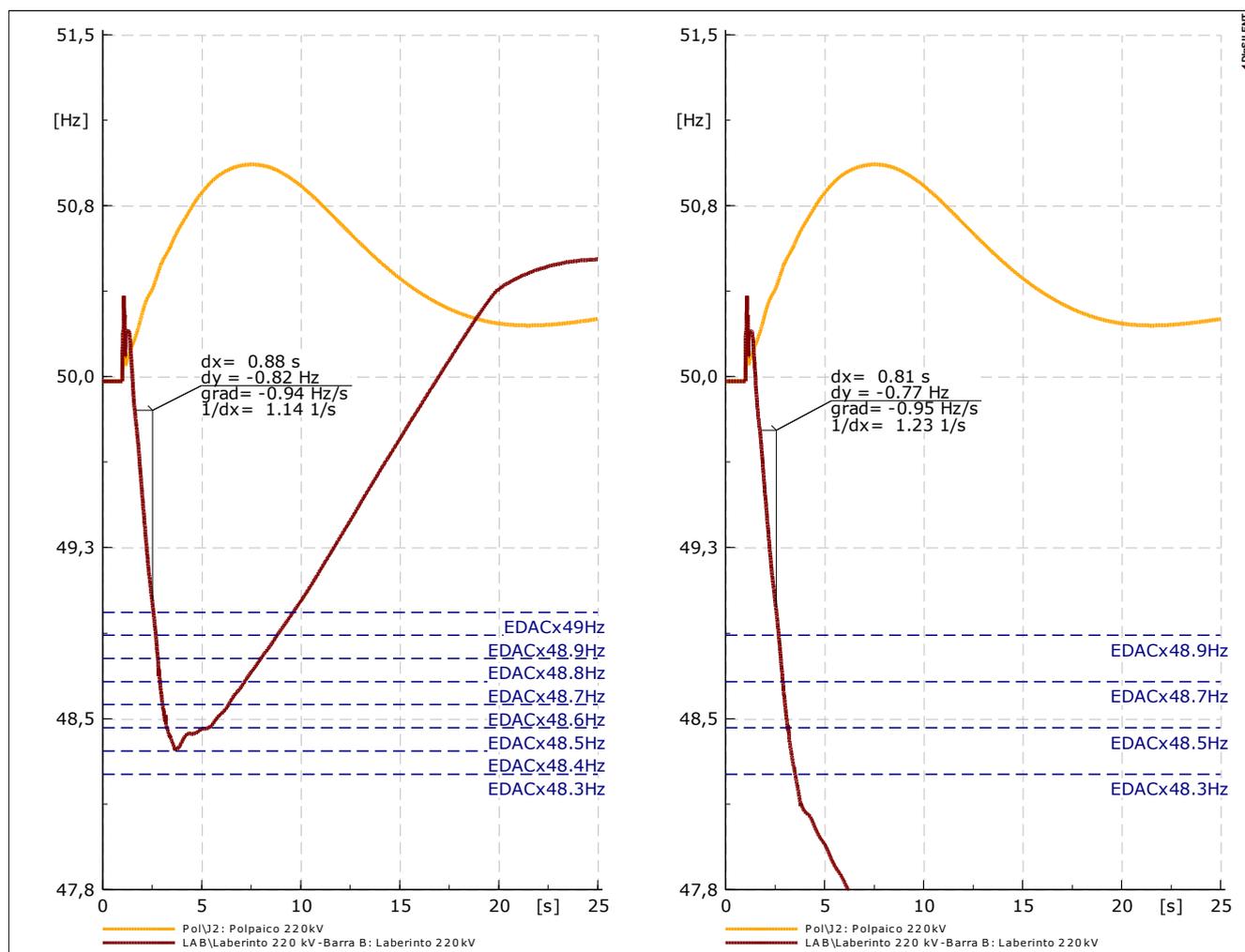


Figura 4-28: Comparación caso base y modificado ante Severidad 6 en Los Changos – Kapatur 2x220kV, F3-ESC5: DB-HH-SERNC-221R.

Como se puede ver de la figura anterior, la reducción en la cantidad de carga disponible para EDAC en el SING tiene implicancias tales como el colapso del SING ante transferencias de 500MW SIC→SING, lo cual no ocurre si el esquema no se modifica respecto de lo que existe actualmente. En este caso, tras la pérdida del doble circuito, se activarían todos los escalones del SING. Como se mostró anteriormente, en escenarios de demanda alta y baja, los montos de carga disponibles para EDAC en el SING son de 766MW. Con la desactivación de escalones, este monto se reduce en 376MW, es decir, el monto total disponible para EDAC en el SING quedaría en 390MW.

En base a esto se concluye que no resulta conveniente modificar el EDACxBF del SING previo a la realización de un plan de defensa contra contingencias extremas que evalúe la desvinculación entre ambos sistemas.

Como una primera aproximación para la implementación de acciones que ayuden ante este tipo de contingencias de severidad 6 (complemento a un plan de defensa contra contingencias extremas), se evalúa la alternativa de modificar los escalones de decimal par del SING por escalones de gradiente. Esta acción permitiría evitar reducir la seguridad del sistema y equilibrar los cortes de carga ante fallas simples en el sistema.

A continuación se presenta un análisis de esta propuesta.

Como se puede ver de la Figura 4-28, el gradiente inicial de caída de la frecuencia observado ante tal contingencia es del orden de los  $-0,95\text{Hz/s}$ .

En función de esto, se evalúa la respuesta del sistema ante la modificación de estos escalones absolutos a escalones de gradiente de  $0,90\text{Hz/s}$  supervisado por frecuencia absoluta de  $49\text{Hz}$  (la Figura 4-29).

Como se puede ver, el SING se recupera satisfactoriamente tras la pérdida del doble circuito de la línea Los Changos – Kapatur  $2 \times 220\text{kV}$ . De este modo, se obtiene un corte de carga más equitativo entre el SIC y el SING y no se reduce la cantidad de carga disponible en el SING de forma tal que el esquema puede colaborar a la recuperación sistémica del SING tras una falla de Severidad 6 en algún tramo de la línea de interconexión SIC-SING.

En base a este análisis se concluye que no resulta conveniente modificar el EDACxBF del SING previo a la implementación de un plan de defensas para contingencias extremas que contemple la posible desvinculación de ambos sistemas.

Como propuesta adicional a la implementación de un plan de defensas para contingencias extremas se propone modificar los escalones de decimal par del SING a escalones por gradiente a fin de equilibrar los cortes de carga ante contingencias simples y no disminuir la seguridad ante posibles fallas de severidad 6. Se deberá evaluar en detalle el gradiente a utilizar en caso de llevarse a cabo esta propuesta.

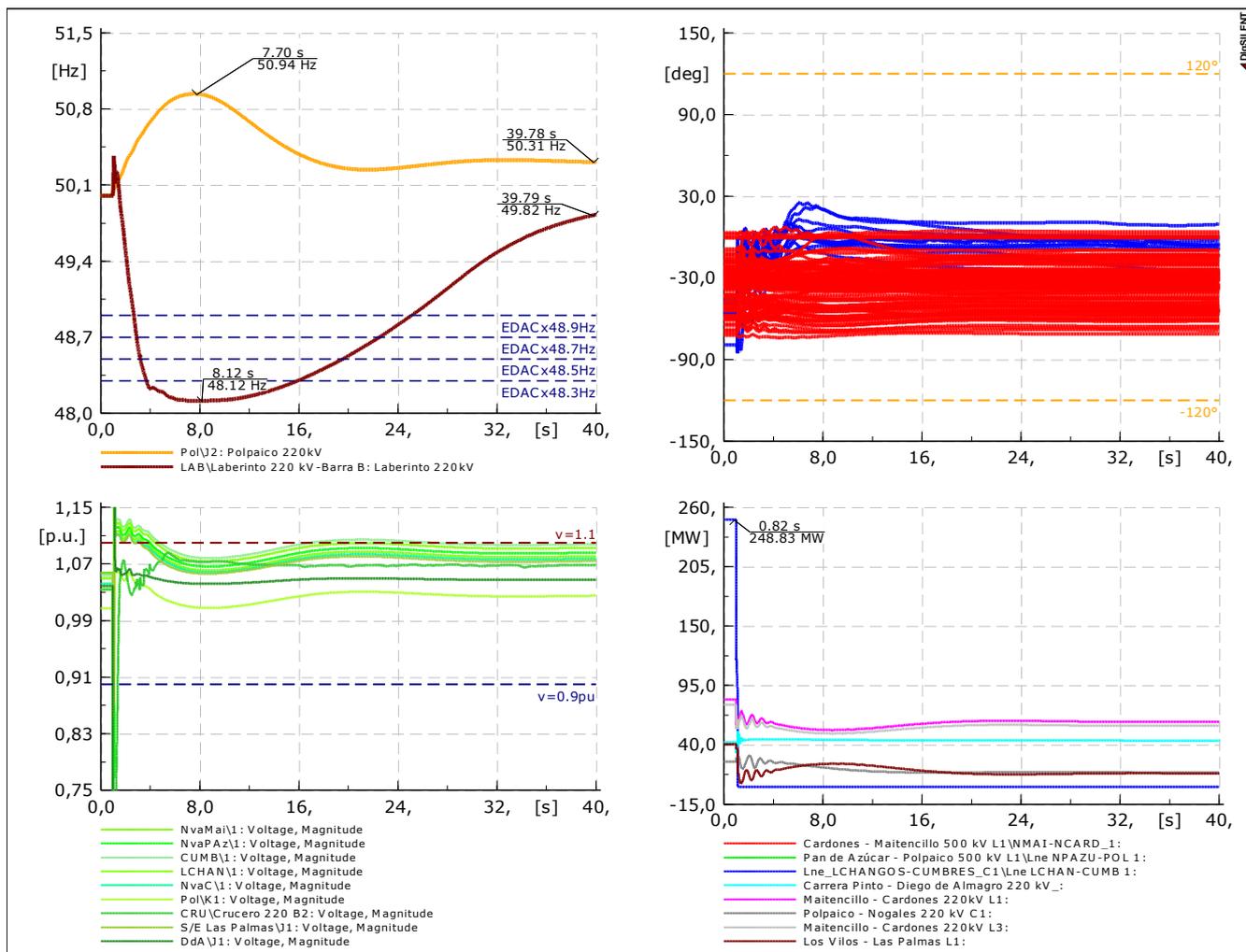


Figura 4-29: Respuesta sistémica ante pérdida del doble circuito (Severidad 6) de la línea Los Changos - Kapatur 2x220kV.

#### **4.6.2 Propuesta II: Ajustes gradiente de frecuencia escalones del SIC**

Considerando que, en orden de prioridad, para disminuir el desbalance de potencia, debiesen actuar primero todos los escalones por frecuencia absoluta, dejando los escalones por gradiente de frecuencia para casos de desconexión más severos, es decir, donde ya no son efectivos sólo los EDACxBF por frecuencia absoluta, se propone un reajuste del gradiente de activación de los EDACxGF, con el objetivo de hacer un uso más eficiente de los escalones del EDACxBF en escenarios de baja inercia.

##### **Determinación del ajuste de gradiente**

Para la determinación del nuevo ajuste se simula la pérdida de grandes montos de generación en escenarios de mínima inercia, sin considerar la actuación de los EDACxBF (fuera de servicio). Luego, se obtiene la pendiente de la frecuencia antes de que llegue a 49Hz, en el evento de desconexión límite, es decir, aquel en el cual, si bien se recupera la frecuencia, no se cumple con los estándares de recuperación dinámica de la NTSyCS (con EDACxBF fuera de servicio).

En la Figura 4-30 se muestra la frecuencia y el gradiente de decaimiento inicial ante desbalance que activa todos los EDACxBF por frecuencia absoluta en un escenario de baja inercia (desconexión de 1300MW y 1400MW de generación).

De la Figura 4-30 se puede ver que el ajuste máximo del gradiente de frecuencia debe ser a lo más de  $-0,8\text{Hz/s}$ . En las figuras a continuación se muestran los resultados de la simulación.

Considerando que el reajuste del gradiente de frecuencia es una propuesta de menor prioridad que la propuesta I, se simulan los desprendimientos de carga considerando aceptada la propuesta I (es decir, los escalones 49Hz, 48,8Hz, 48,6Hz y 48,4Hz fuera de servicio o inhabilitados). En la Figura 4-31 se comparan los resultados de la implantación actual con la propuesta I y con un reajuste del gradiente frecuencia de  $-0,75\text{Hz/s}$ .

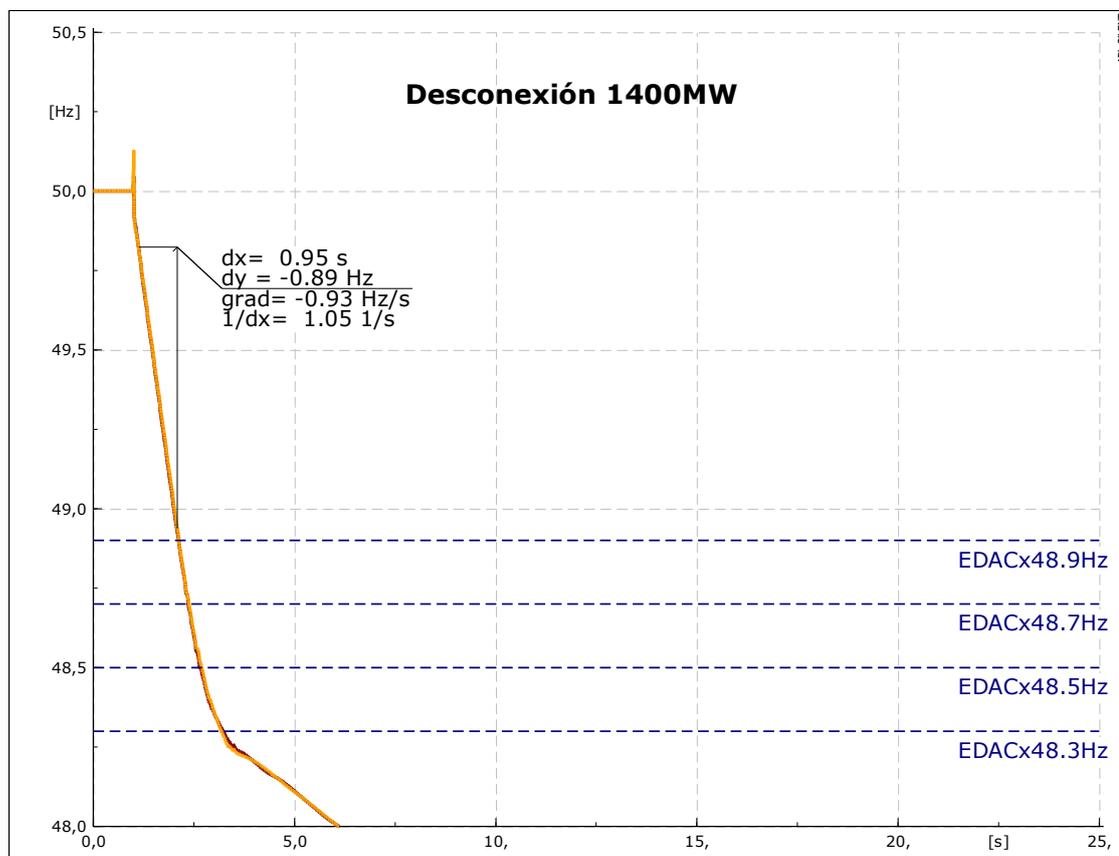
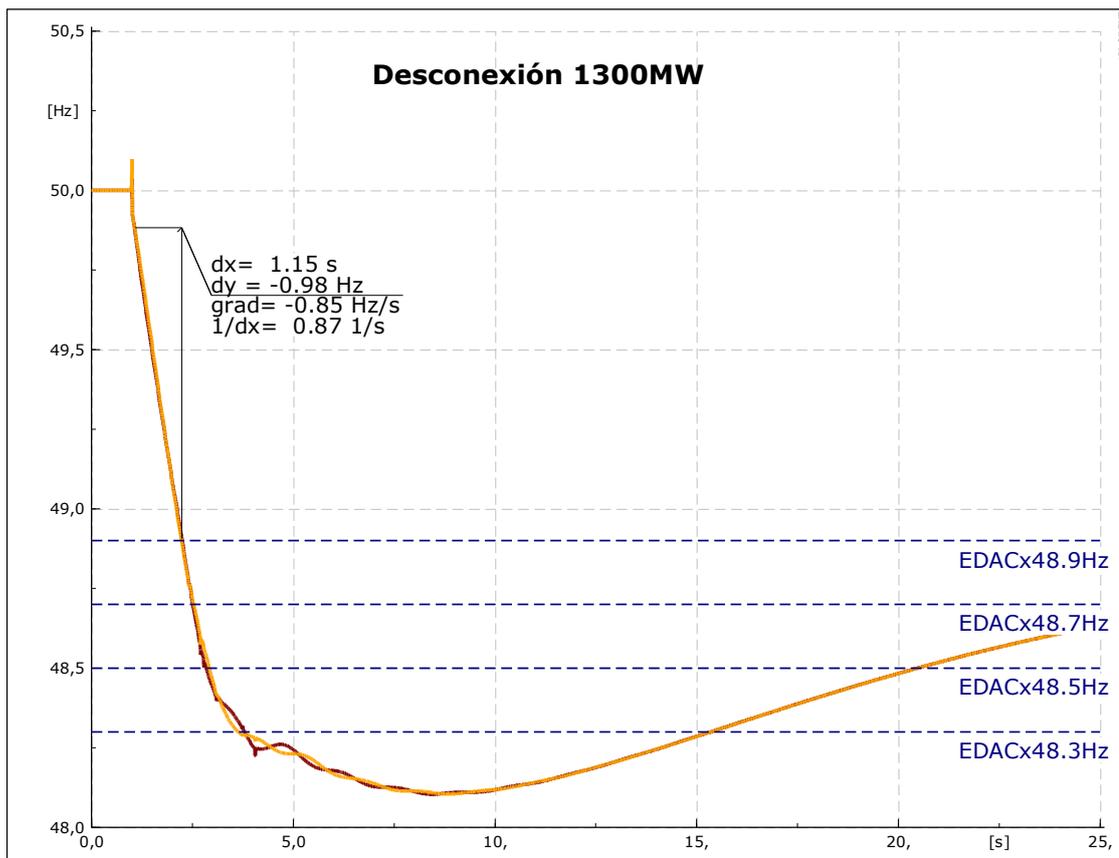


Figura 4-30: Frecuencia y el gradiente de inicial ante desbalance que activa todos los EDACxBF por frecuencia absoluta (cafe: Laberinto 220kV y naranja: Polpaico 220kV).

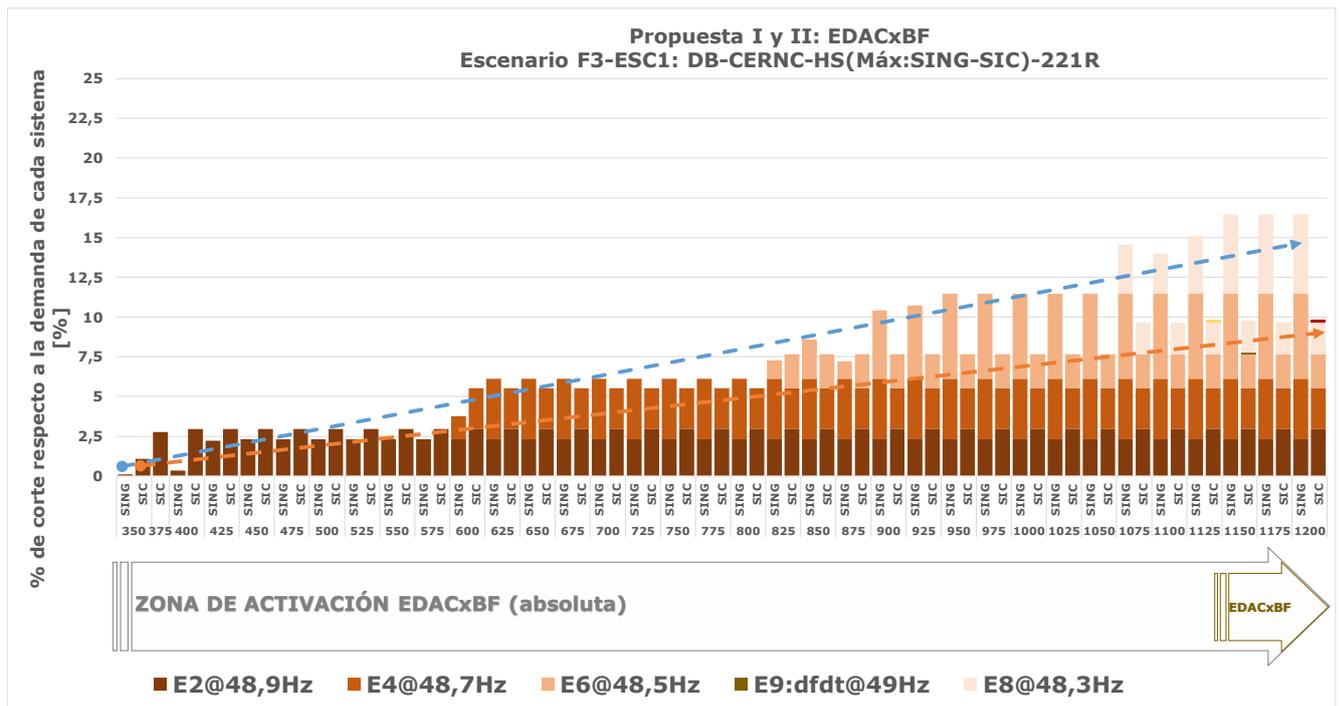
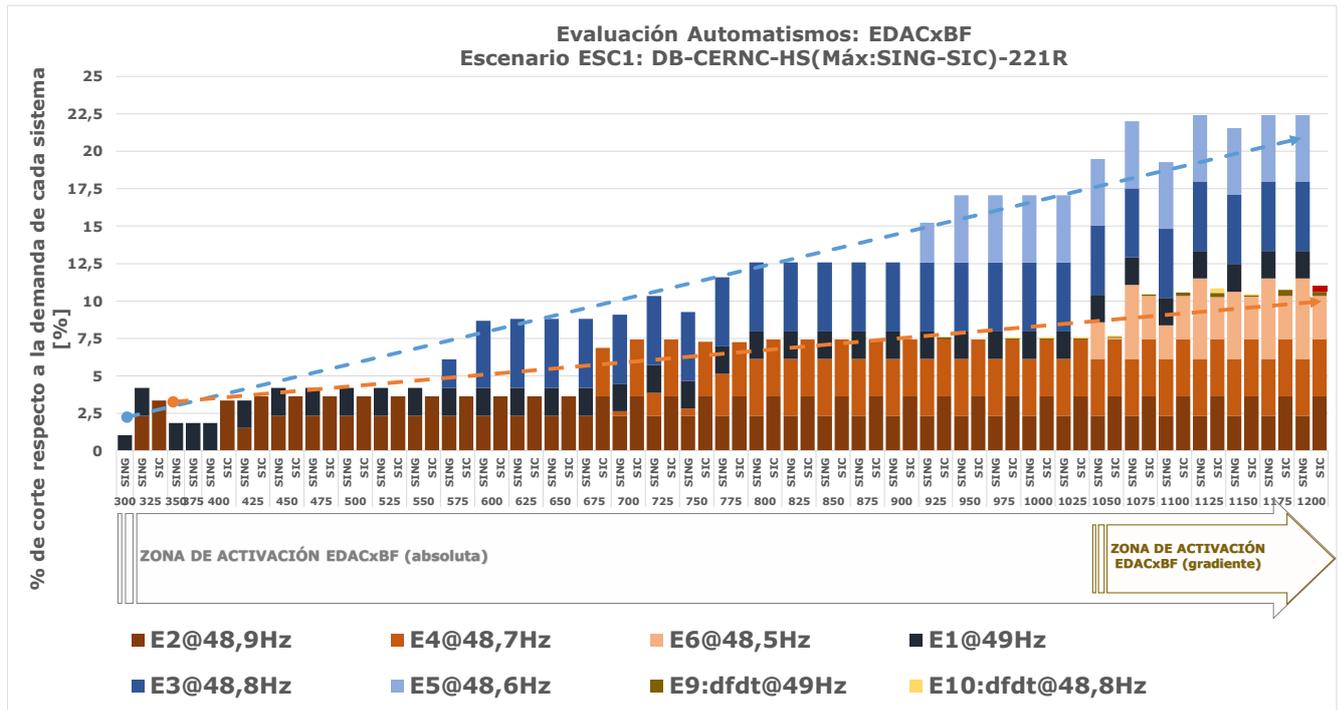


Figura 4-31: Resultados simulación EDACxBF actual (arriba) y con propuesta I y II (abajo), en F3-ESC1: DB-HS-CERNC.

En la figura anterior se puede ver que, con un ajuste de los gradientes en  $-0,75\text{Hz/s}$  se obtiene un uso eficiente de los escalones del EDAC considerando además la propuesta I, dado que a partir de un desbalance de 1200MW comienzan a activarse los EDACxCEx.

En la figura a continuación se muestra la evolución de la frecuencia ante un desbalance de 1200MW en un escenario de demanda baja con ERNC. Se verifica la recuperación dinámica satisfactoria del sistema.

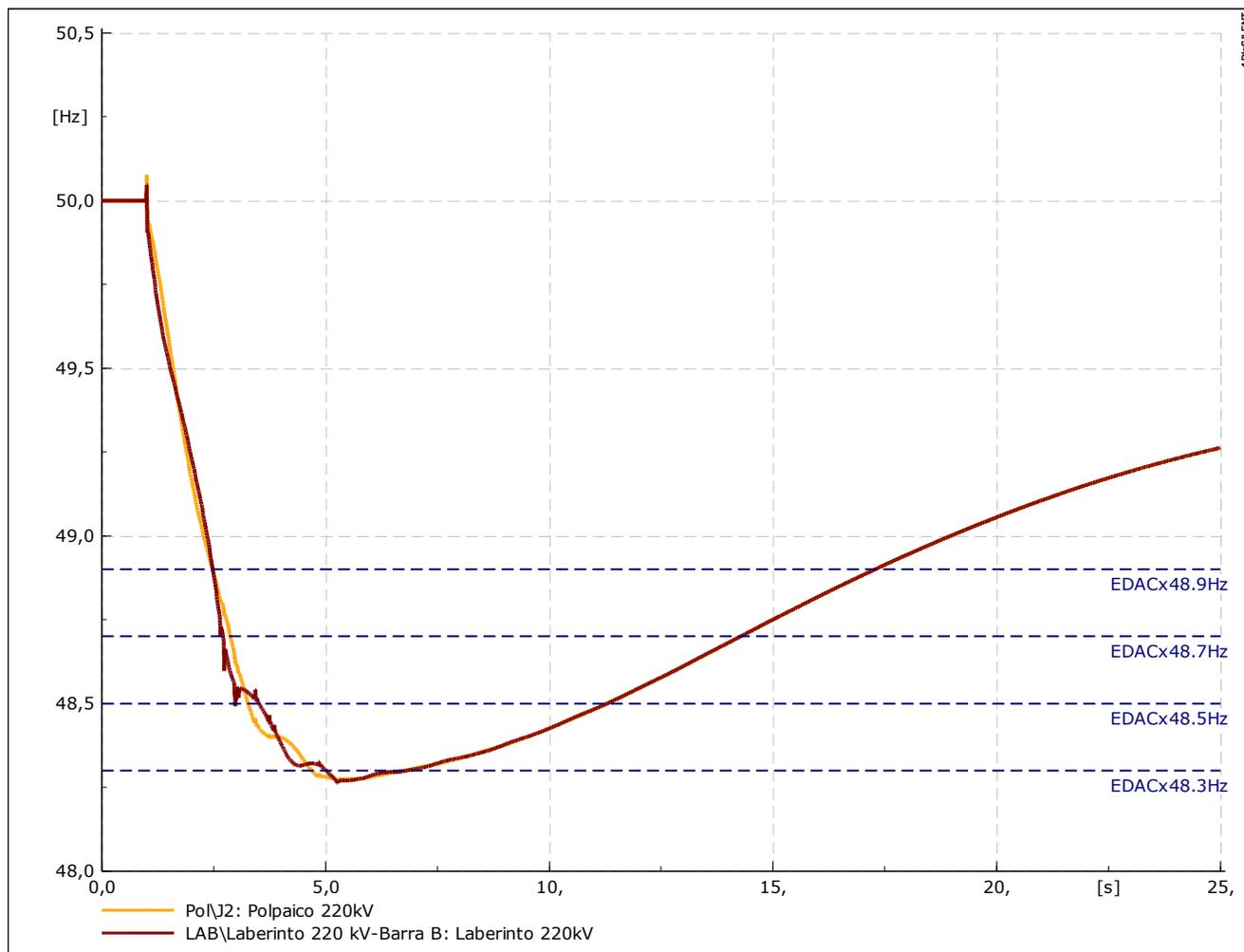


Figura 4-32: Respuesta de la frecuencia, con Propuestas I y II, en F3-ESC1: DB-HS-CERNC-221R.

A partir de los resultados anteriores, se propone un reajuste del gradiente de activación de los EDACxBF del SIC en -0,70Hz, de forma tal de tener un margen de seguridad adicional y a la vez mantener el uso de todos los escalones del EDAC por frecuencia absoluta antes de que se activen los de gradiente de frecuencia.

## 5 ANÁLISIS DEL EDAG/ERAG SIC ZONA NORTE

### 5.1 Introducción

Actualmente el sistema interconectado central (SIC) cuenta con un automatismo orientado al control de transferencias por los enlaces de 220kV entre las S/E Maitencillo y Nogales. El mismo permite maximizar las transferencias y operar con criterio N-1 ajustado en las mismas, esto es, operar con transferencias mayores al 50% de la capacidad de un circuito, y realizar acciones correctivas ante estados de sobrecarga (por contingencia o por operación normal).

Este esquema se encuentra en la actualidad asociado a las unidades de la CT Guacolda, la cual puede realizar acciones de reducción o desconexión de generación. A pesar de esto, se prevé que el esquema incluya a los proyectos de generación renovable que se emplacen al norte de Nogales, tanto eólicos como fotovoltaicos, para que los mismos participen de las acciones de reducción/desconexión de generación.

### 5.2 Implementación actual

Con el objeto de maximizar las transferencias por el sistema de transmisión Maitencillo – Los Vilos 2x220kV y con esto reducir restricciones en la generación de la zona Atacama, se han estudiado e implementado esquemas de reducción/desconexión de generación, los cuales inicialmente involucraban 100% a las unidades de la Central Guacolda, pero a partir de mediados del año próximo también involucrarán a las distintas centrales de generación renovable de la zona.

El primer esquema de DAG/RAG desarrollado con estas características (EDAG#1) monitorea transferencias por las líneas Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar 220kV y desconecta en caso de falla de los circuitos de la línea 2x220 kV, unidades de la CT Guacolda con tiempos mínimos (~250 ms). La desconexión en tiempos reducidos era estrictamente necesaria debido principalmente a fenómenos de inestabilidad.

El segundo esquema (EDAG#2) opera de forma complementaria al EDAG#1, permitiendo maximizar las transferencias norte-sur por los circuitos de 220kV del sistema de transmisión hasta la S/E Nogales mediante la reducción o desconexión de unidades también en CT Guacolda. Una de las principales diferencias con el EDAG#1 es que el tiempo máximo admisible de operación es considerablemente superior (~800 ms), debido a que no se han encontrado fenómenos de inestabilidad asociados a fallas en un circuito de este tramo.

Existe un tercer esquema actualmente en instancias de implementación (EDAG#3) que, si bien mantiene las mismas zonas de maximización de transferencias de los EDAG#1 y EDAG#2, permite actuar sobre los proyectos de generación renovable en toda la zona de Atacama y Coquimbo, flexibilizando de esta forma la operación del esquema. Si bien este EDAG#3

reemplazará al EDAG#2 actualmente en servicio, deberá permanecer operando en paralelo con el EDAG#1.

Las principales características de este esquema se enuncian a continuación:

- **Desconexión de unidades de Generación:** En orden de prioridad: Parques Eólicos → Parques Fotovoltaicos → Centrales Térmicas.

En el caso de los proyectos renovables, se desconectan los proyectos de mayor potencia generada con mayor prioridad. En el caso de Centrales Térmicas, se desconectan unidades de Guacolda.

- **Tiempos de desconexión de generación:** 800ms (detección de apertura de interruptor).
- **Transferencias máximas (MPT):** 90% (capacidad a 25° con sol) por circuito.
- **Acción de EDAG y ERAG:**

Tanto en Régimen permanente (red N) o ante contingencias (red N-1), el algoritmo realizará EDAG en las siguientes condiciones:

- Si  $P_{sobrecarga} > 250 \text{ MW}$
- Si  $P_{límite\_térmico} < P_{sobrecarga} < 250 \text{ MW}$  y  $T_{ERAG} > T_{max\_sobrecarga}$ .

En el caso de red N, la potencia de sobrecarga se corresponde con la potencia medida. Ante una contingencia, la potencia de sobrecarga es la estimada en base a mediciones pre-contingencia.

En términos de capacidad del enlace de 220kV vale resumir los siguientes límites:

- **NORTE → SUR.** Contemplando las limitaciones térmicas de 25°C CON SOL de los conductores, operados al 95% de su capacidad de régimen permanente, supervisados por el EDAG SIC norte. En estas condiciones los límites de interés resultan:

- ✓ MAITENCILLO → PAN DE AZÚCAR: 370MVA.
- ✓ PAN DE AZÚCAR → NOGALES: 425MVA.

- **SUR → NORTE.** Contemplando que estas transferencias se presentan durante la noche se contempla el límite N-1 de los conductores para una condición de 10°C SIN SOL. Para esta condición los límites de relevancia valen para los tramos entre:

- ✓ NOGALES → PAN DE AZÚCAR: 320MVA.

### **5.2.1 Esquema de control de régimen permanente**

El Control de Régimen Permanente será el encargado de garantizar niveles seguros de transferencias NORTE→SUR ante variaciones o eventos que no son directamente medidos o detectados por elementos del esquema. En caso que se exceda el máximo operativo se calculan las limitaciones a implementar sobre los parques a partir del aporte de potencia al sistema. Una vez definidas las acciones requeridas en cada generador/parque se realiza la ejecución. Esto implica la imposición de límites y/o la emisión de acciones de reducción rápida o desconexión según corresponda.

### **5.2.2 Esquema de control de contingencia simple**

Esta rutina pretende evitar condiciones de sobrecarga post-contingencia, ante la pérdida de una de las líneas asociadas al esquema. En caso de detección de falla se seleccionan las decisiones pre-calculadas para la contingencia particular. Estas tareas implicarán reducción o desconexión (reducción rápida) de los parques afectados y/o determinada unidad de la CT Guacolda. Luego de ejecutadas las ordenes y pasado el transitorio post-falla se prevé una instancia de verificación de la transferencia de régimen permanente post-contingencia que verifique la operación de control de contingencia y ejecute ordenes adicionales en caso que sea necesario. La operación de este módulo es totalmente idéntica a la de régimen permanente antes presentado, aunque sólo se ejecuta una vez y luego pasa a estado stand-by, a la espera de la rehabilitación por parte del CDC.

### **5.2.3 Supuestos y definiciones**

- i. Ante una sobrecarga mayor a un 50% se considera la actuación del esquema de EDAG o ERAG rápido.
- ii. Se consideran los límites de 95% de la carga nominal a 25°C con sol.
- iii. Contingencias internas: contingencias consideradas por el automatismo dentro de su esquema de control de contingencia simple. Ante la ocurrencia de una contingencia de este tipo, actuará el control de contingencia simple, reduciendo o desconectando generación de acuerdo a valores determinados en base al estado del sistema pre-contingencia.
- iv. Contingencias externas: contingencias que no son consideradas por el automatismo, es decir, ante la ocurrencia de una contingencia de este tipo, actuará el control de régimen permanente.
- v. Como referencia para interpretar la lógica de operación del algoritmo en las fases del estudio, se ha considerado su lógica de diseño original, explicada en detalle en el documento **"EE-ES-2014-0007 ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC [3] "**. **Por lo que las conclusiones obtenidas en este estudio deben ser**

**corroboradas de acuerdo a la lógica real actualmente implementada y validando todos los supuestos hechos en este estudio necesarios para la realización del mismo.**

- vi. Se estudia la influencia del monto de reserva asignado en el SING para control de frecuencia, en la respuesta del automatismo.
- vii. Eficiencia del automatismo

Se calcula la eficiencia del automatismo luego de aplicadas las desconexiones/reducciones de generación totales hasta alcanzar el estado final del sistema como:

$$\eta = \frac{\text{Monto desconectado inicial}_{MW}}{\text{Monto desconectado final}_{MW} * (1 + \text{error final de sobrecarga}_{pu})} * 100$$

Donde:

*Monto desconectado inicial<sub>MW</sub>* es la cantidad de generación calculada inicialmente por el algoritmo para aliviar la sobrecarga, en MW.

*Monto desconectado final<sub>MW</sub>* es la cantidad de generación desconectada/reducida finalmente por el algoritmo en todo el proceso de iteración.

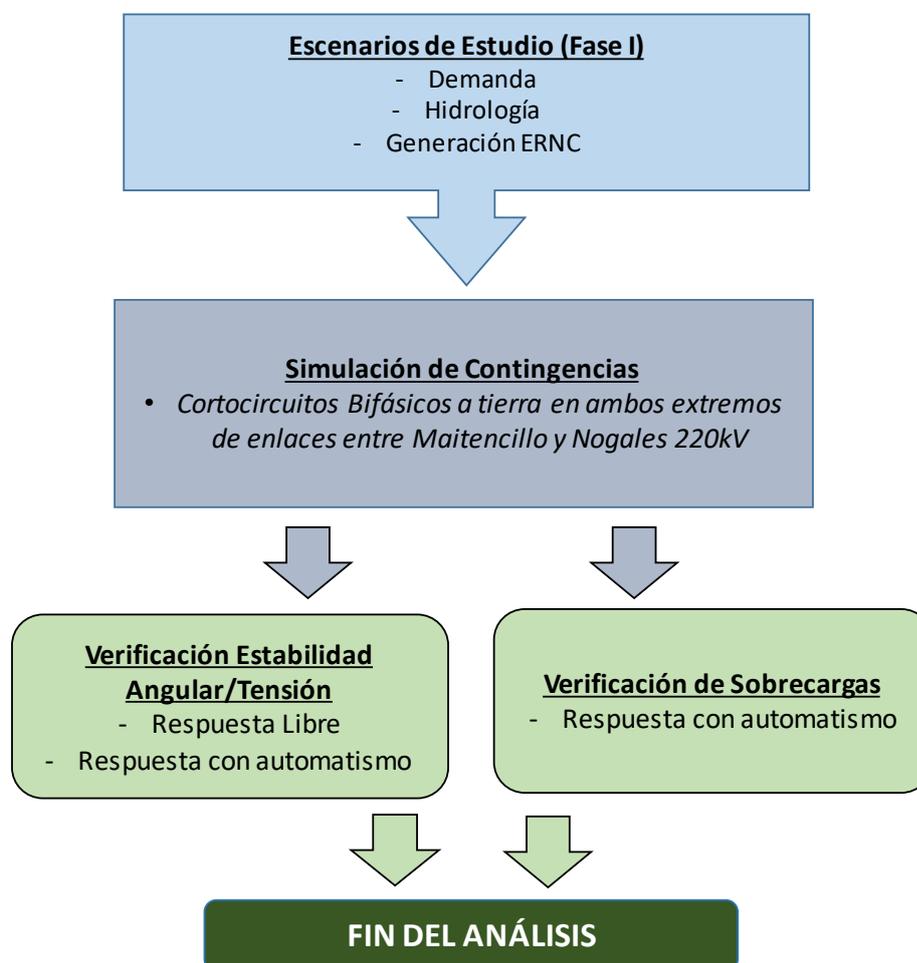
$$\text{error final de sobrecarga}_{pu} = \frac{\text{sobrecarga límite}_{\%} - \text{sobrecarga final}_{\%}}{\text{sobrecarga límite}_{\%}}$$

Notar que el error final puede ser positivo o negativo.

### 5.3 Metodología específica de análisis

#### 5.3.1 Evaluación FASE I

De forma esquemática, se presenta a continuación la metodología a aplicar para la evaluación del EDAG/ERAG SIC zona norte para la FASE I.



#### **Consideraciones generales**

##### Generación

Se contemplará que el esquema alcanza a todos los proyectos renovables del SIC emplazados al norte de la S/E Nogales, por lo menos a la fecha de estudio correspondiente a la FASE I.

##### Transmisión

Se contempla que el EDAG presenta celdas de medición y detección en las nuevas S/E de 220kV entre Maitencillo y Nogales (previas a la fecha considerada para la FASE I), incluyendo las SS/EE Abasol, Pelicano y Doña Carmen.

### **Evaluación del automatismo con funcionalidad actual**

- Se evalúa la operación del automatismo con la nueva topología (Nva Cardones – Los Changos 2x500kV) y la incorporación de CTM3 al SIC:
  - Análisis preliminar: validez de la lógica del esquema  
A priori no se vislumbran problemas, considerando que el automatismo opera sobre los enlaces Maitencillo – Nogales, los cuales no se ven modificados topológicamente.
  - Simulaciones dinámicas:  
Se simulan contingencias en los enlaces de la zona y se evalúa la estabilidad del sistema, y el cumplimiento de los estándares de operación (NTSyCS).

#### **5.3.2 Evaluación FASES II y III**

De forma esquemática, se presenta a continuación la metodología a aplicar para la evaluación del EDAG/ERAG SIC zona norte para las FASES II y III.

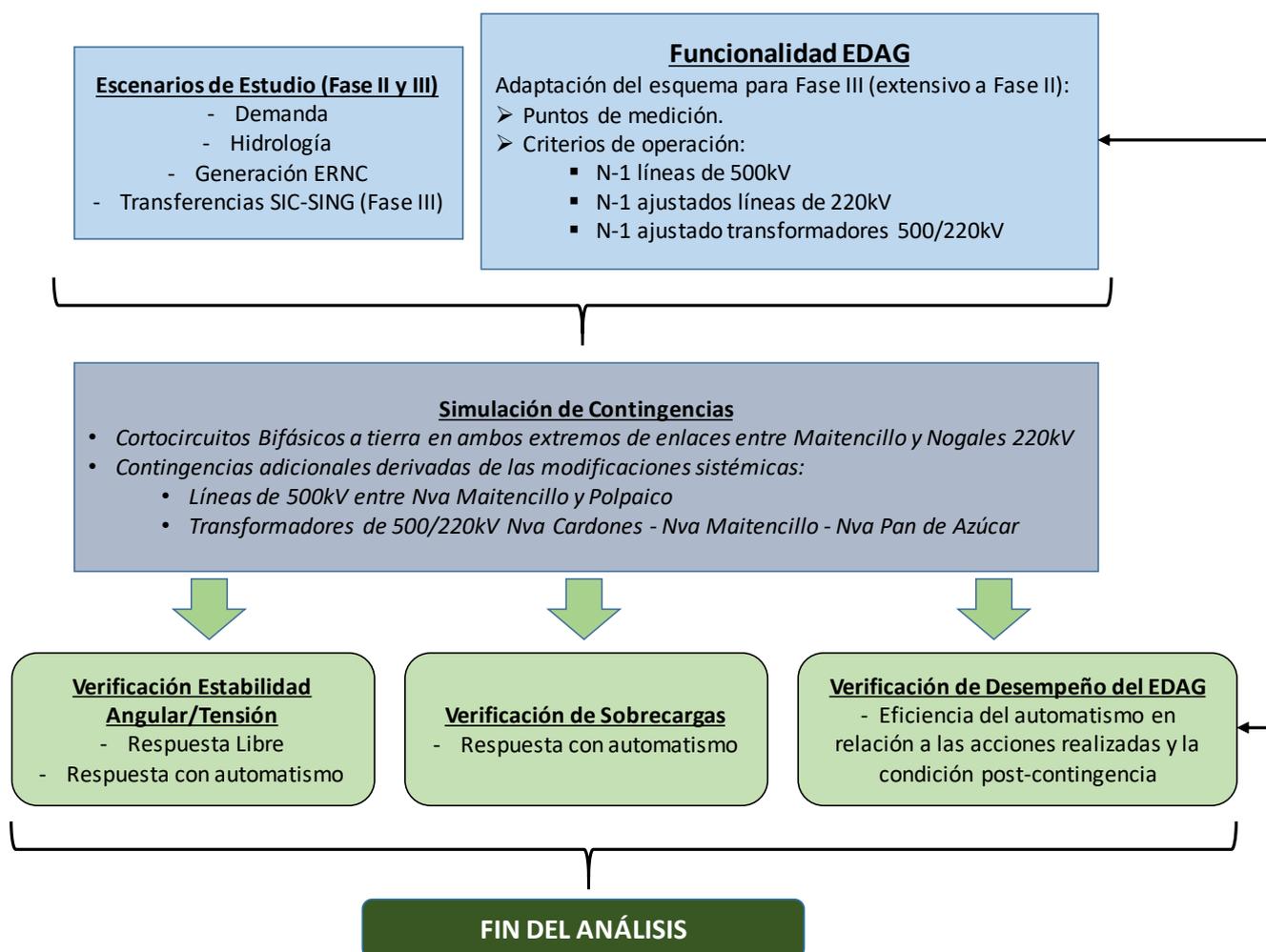


Figura 5-1: Metodología para la evaluación del EDAG/ERAG SIC zona norte para las FASES II y III

### **Consideraciones generales**

Análisis preliminar:

- Los enlaces del norte del sistema dejan de ser un doble circuito radial en 220kV. Debido a la ausencia de mediciones en 500kV, el algoritmo no conoce ni puede estimar las sobrecargas ante una contingencia, ni calcular correctamente la potencia a reducir/desconectar.
- Al dejar de ser un doble circuito radial existe la posibilidad de que las transferencias no sean predominantemente Norte → Sur en todos los tramos (por ejemplo, El Arrayán – Pan de Azúcar).
- Las acciones ante una contingencia pueden derivar en mitigación de sobrecargas norte → sur en algún enlace, pero nuevas sobrecargas sur→norte.

### **Automatismo con funcionalidad adecuada**

- Se evalúa la factibilidad de modificar el esquema para la nueva topología, analizando las siguientes características/propuestas:
  - Operación con criterio N-1 en enlaces de 500Kv.
    - No admitir sobrecargas en líneas de 500kV ante N-1.
  - Operación con criterio N-1 AJUSTADO en enlaces 220Kv.
    - Automatismo integrado (no radial).
    - Evaluación de puntos de medición necesarios.
    - Análisis de factibilidad de estimación de sobrecargas.
  - Operación con criterio N-1 AJUSTADO transformadores 500/220kV SIC Norte
    - Evaluación de puntos de medición necesarios.
    - Análisis de factibilidad de estimación de sobrecargas.
- La lógica propuesta estará orientada a la operación en la FASE III del estudio, y se evaluará si existen menos exigencias para la FASE II (implementación parcial). Esto considerando que no se producen modificaciones topológicas en el SIC Norte entre ambas fases, pero la Fase III incrementa las transferencias (en ambos sentidos) por el sistema de 500 kV.



## 5.4 Evaluación del automatismo

### 5.4.1 Análisis sobre FASE I

En la Fase I, se encuentran operativas la línea de TEN conectando de esta forma la central CTM3 al el SIC en S/E Cardones 220kV. Para la Fase I se prevén los siguientes cambios topológicos en la red del SIC Norte.

| <b>OBRAS DE TRANSMISIÓN influyentes en el EDAG SIC Zona Norte</b> |   |
|---|---|
| <b>Nombre</b>   | <b>Descripción</b>  |
| Línea 2x500kV Los Changos-Cumbre-Nueva Cardones                   | Línea de TEN. Conecta la central CTM3 al SIC                            |
| Línea 2x220kV Nueva Cardones-Cardones                             | Conecta Línea de TEN al SIC en S/E Cardones                             |
| S/E Pelicano 220kV  | Secciona ambos circuitos de la línea 2x220kV Maitencillo-Punta Colorada |
| S/E Abasol 220kV  | Secciona C1 de línea 2x220kV Maitencillo-Punta Colorada                 |
| S/E Doña Carmen 220kV   | Secciona C2 de línea 2x220kV Los Vilos-Nogales                          |

| <b>OBRAS DE GENERACIÓN influyentes en el EDAG SIC Zona Norte</b> |                 |             |                                 |
|--|-----------------|-------------|---------------------------------|
| <b>Nombre</b>  | <b>Tipo</b>     | <b>MW</b>   | <b>Al norte de la S/E 220kV</b> |
| <b>PF Los Loros</b>  | Fotovoltaico    | 50          | Cardones                        |
| <b>PE San Juan</b>   | Eólico          | 185         | Punta Colorada                  |
| <b>PF Abasol</b>   | Fotovoltaico    | 61,5        | Pelicano                        |
| <b>PF El Romero</b>  | Fotovoltaico    | 196         | Pelicano                        |
| <b>PF Chacka I y II</b>  | Fotovoltaico    | 50          | Maitencillo                     |
| <b>CT Doña Carmen</b>  | Diésel          | 48          | Nogales                         |
| <b>PF Pelicano</b>   | Fotovoltaico    | 100         | Pelicano                        |
| <b>PF Valleland</b>  | Fotovoltaico    | 84          | Maitencillo                     |
| <b>PF Malgarida</b>  | Fotovoltaico    | 28          | Maitencillo                     |
| <b>PF Guanaco</b>  | Fotovoltaico    | 50          | Maitencillo                     |
| <b>CTM3</b>  | Ciclo combinado | 251         | Maitencillo                     |
| <b>PF Doña Carmen</b>  | Fotovoltaico    | 35          | Nogales                         |
| <b>PE Cabo Leones I</b>  | Eólico          | 115         | Maitencillo                     |
| <b>TOTAL</b>   | <b>PE+PF+CT</b> | <b>1254</b> | <b>NOGALES</b>                  |

Tabla 5-1: Resumen proyectos de transmisión y generación de la Fase I, influyentes en el EDAG-SIC zona norte.

En este caso, resulta de especial interés el seccionamiento de las líneas Maitencillo – Punta Colorada 2x220kV y Los Vilos – Nogales 2x220kV de forma asimétrica, lo cual resulta en distintos niveles de carga de los circuitos en escenarios donde los parques PF Abasol, PF Pelicano, PF El Romero y PF Doña Carmen estén en servicio. Además, se puede ver un importante monto de potencia conectada al SIC Norte proveniente de fuentes ERNC, lo cual se traduce en un aumento del recurso disponible para desconectar/reducir por orden del EDAG en caso de ser necesario.

En la Figura 5-2 se muestra el diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC con las nuevas obras de generación y transmisión (se han omitido los elementos que no afectan directamente la operación del EDAG, ej. SVC plus, CER, CCEE, consumos, etc.).

Con respecto a la conexión de CTM3 a través de la línea de TEN, no se considera de especial relevancia para el correcto funcionamiento del automatismo (siempre y cuando no participe del control de frecuencia) debido a que su conexión se realiza al norte de la S/E Maitencillo 220kV y a que, siguiendo la lógica de desconexión/reducción, CTM3 debiera ser desconectada o reducir su generación de acuerdo a lo programado para las centrales térmicas, es decir, requerida sólo en ausencia de generación eólica y solar. Cabe notar que se espera que el costo marginal de CTM3 sea mayor al de las unidades de la CT Guacolda, por lo tanto, este debiese ser un factor a considerar al momento de decidir entre reducir generación entre una central y la otra. Adicionalmente, la potencia instalada en parques ERNC supera con creces los límites de transmisión del actual sistema de 220kV del SIC norte, por lo que se espera que el despacho de CTM3 sea mayormente durante la noche, donde sólo se encuentra disponible el recurso eólico o en escenarios de día sin viento.

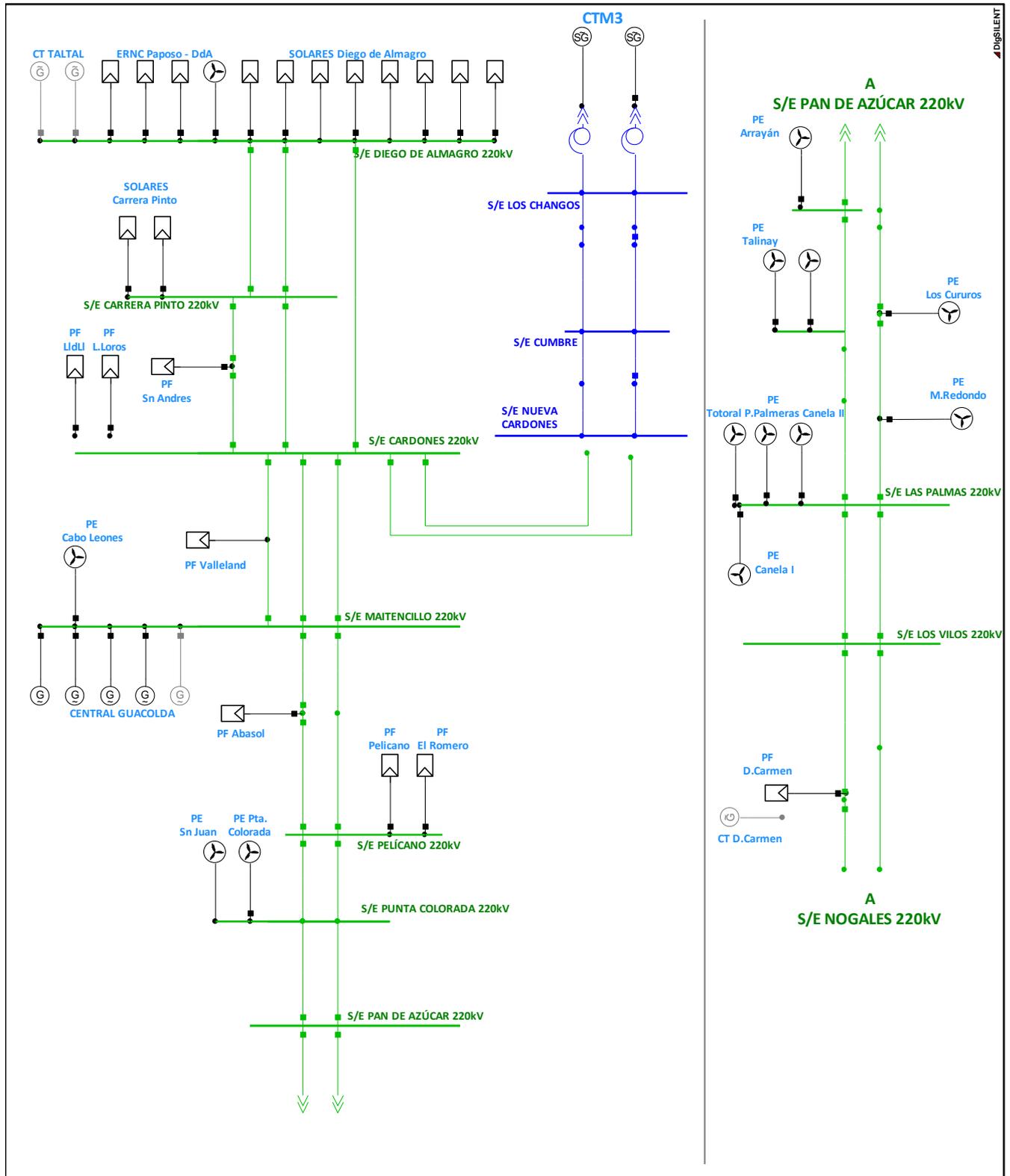


Figura 5-2: Diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC en Fase I.

### **Propuestas**

Si la central CTM3 participa en el esquema al igual que las unidades de Guacolda, no se prevé un detrimento de la efectividad del automatismo.

En consideración de la evaluación del EDAG SIC zona norte con la topología de Fase I, se proponen las siguientes modificaciones:

- i. Se recomienda no considerar a CTM3 en el control de frecuencia para evitar que la reducción/desconexión de generación por actuación del automatismo, sea compensada con un aumento de generación de esta central.
- ii. Al incluir a CTM3 al algoritmo, se recomienda dar prioridad en la reducción/desconexión de centrales térmicas a CTM3 en consideración de que tendría un mayor costo marginal respecto a las CT Guacolda.

### 5.4.2 Análisis sobre FASE II

En la Fase II se encuentran operativas las líneas de ISA y TEN. La central CTM3 está operativa inyectando al SIC. Para la Fase II se tienen los siguientes cambios topológicos en la red del SIC Norte.

| <b>OBRAS DE TRANSMISIÓN influyentes en el EDAG SIC Zona Norte</b>       |  |            |                                 |
|---|--|------------|---------------------------------|
| <b>Nombre</b>   | <b>Descripción</b>   |            |                                 |
| Corredor 2x500kV Nueva Cardones-Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar | Línea de ISA. Expansión en 500kV doble circuito 1500MW desde Cardones a Polpaico |            |                                 |
| <b>OBRAS DE GENERACIÓN influyentes en el EDAG SIC Zona Norte</b>        |  |            |                                 |
| <b>Nombre</b>   | <b>Tipo</b>  | <b>MW</b>  | <b>Al norte de la S/E 220kV</b> |
| <b>PF Divisadero</b>  | Fotovoltaico   | 65         | Pan de Azúcar                   |
| <b>PE Sarco</b>   | Eólico   | 169        | Punta Colorada                  |
| <b>TOTAL</b>  | <b>PE+PF</b>   | <b>234</b> | <b>NOGALES</b>                  |

Tabla 5-2: Resumen proyectos de transmisión y generación de la Fase II, influyentes en el EDAG-SIC zona norte.

En Fase II se tiene un menor aumento en la entrada en operación de parques ERNC en la zona norte del SIC respecto a la Fase I; se destaca que el PF Divisadero se conecta en la red de 66kV, entre Pan de Azúcar 66kV y Maitencillo 66kV, por lo que su influencia en las líneas de 220kV comprendidas entre dichas subestaciones, no es directa. Con respecto a las obras de transmisión, se tiene un cambio radical del sistema: entrada en operación del corredor 2x500kV Nueva Cardones – Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (línea de ISA). En términos generales, se puede decir que la nueva línea de ISA va a brindar mayor holgura a la red de 220kV considerando su capacidad 1500MVA y menor impedancia respecto del actual sistema de transmisión, lo cual permitirá la evacuación de gran parte de la generación instalada al norte de Nogales 220kV.

Dado que la línea de ISA se conecta con el sistema de 220kV del SIC norte en S/E Cardones, S/E Maitencillo y S/E Pan de Azúcar, la nueva topología será enmallada, con circuitos de distinta impedancia. Por tal motivo, se espera que el esquema pierda efectividad y/o eficiencia, considerando la filosofía de diseño original; es decir, la generación conectada al norte de una de las nuevas subestaciones de 220/500kV (por ejemplo, S/E Nueva Pan de Azúcar), presentará una menor incidencia en la carga de las líneas al sur de la misma subestación de 220/500kV, debido a que parte de la potencia inyectada se transporta hacia el sistema de 500kV.

En la Figura 5-3 se muestra el diagrama unilíneal simplificado de la zona norte del SIC con las nuevas obras de generación y transmisión.

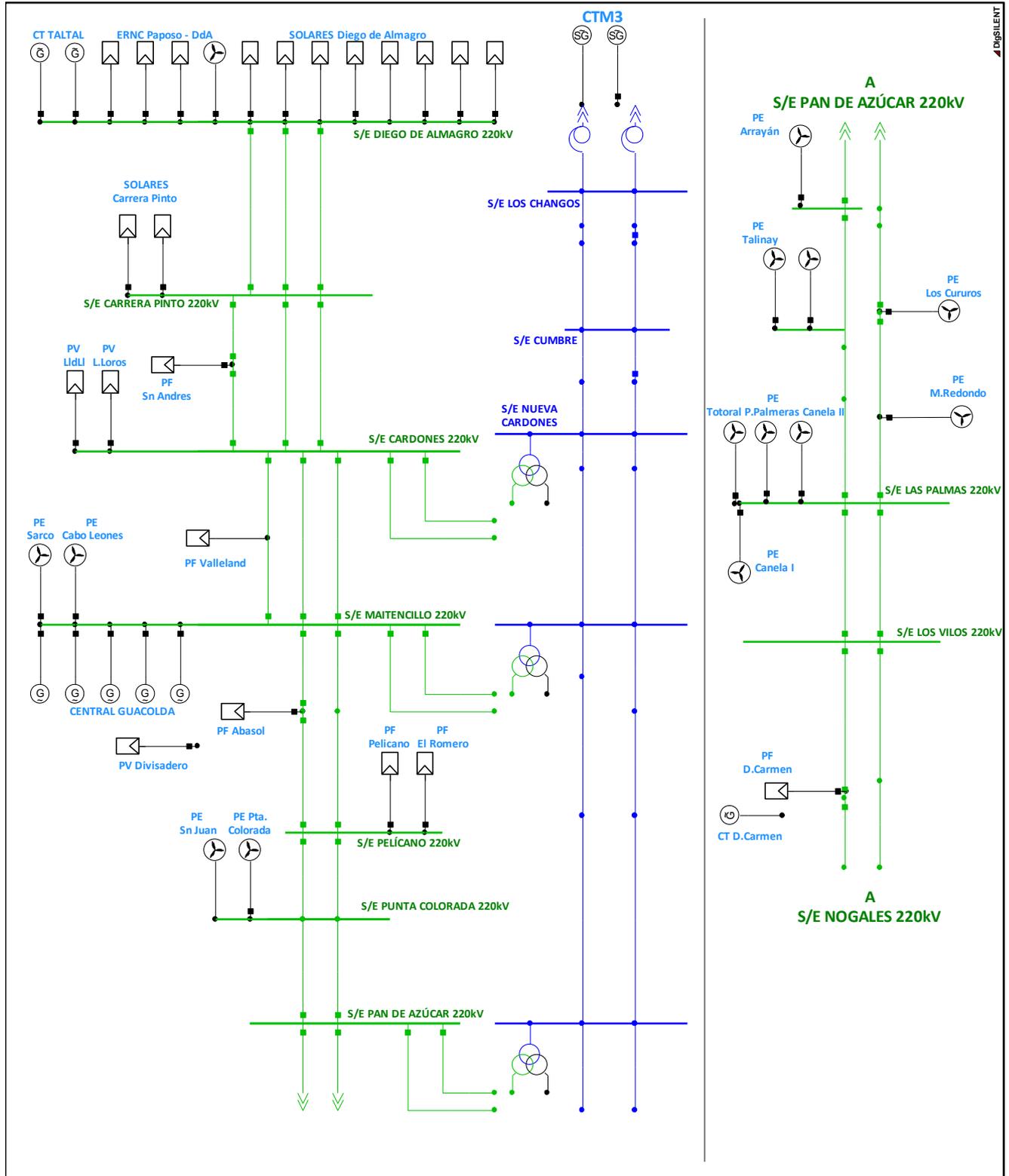


Figura 5-3: Diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC en Fase II.

## 5.4.2.1 Caso de estudio 1: F2\_E1\_DB\_HS\_CERNC

Con el objetivo de maximizar las transferencias por la red de 220kV del SIC Norte, se estudia un escenario de demanda baja con alta generación proveniente de parques renovables.

Como caso base se estudiará un escenario con una de generación ERNC de 85% de su potencia nominal. En la figura a continuación se presenta el diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC.

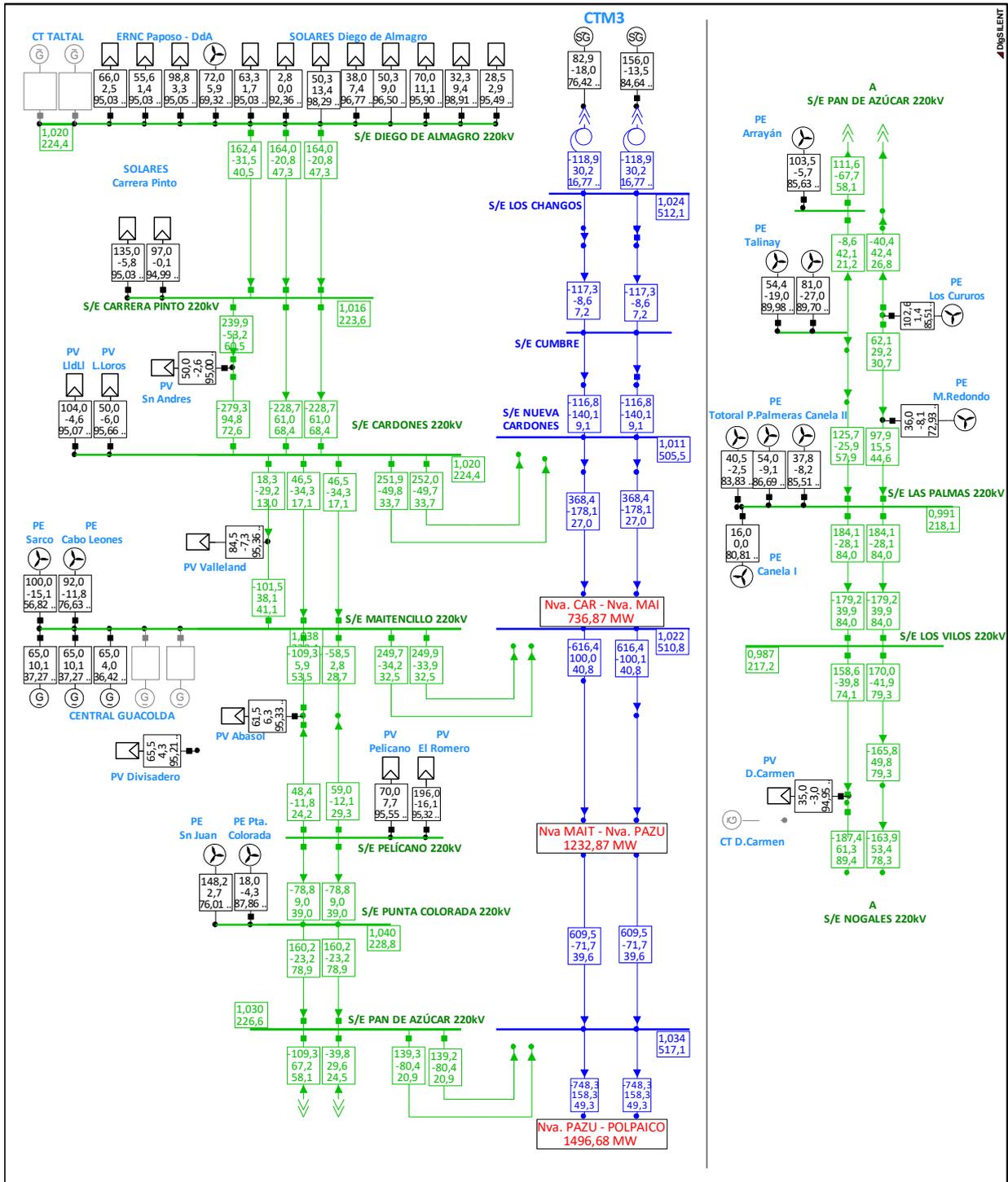


Figura 5-4: Diagrama unilineal zona norte del SIC en Fase II, escenario F2-ESC1-DB-HS-CERNC\_caso-base.

Como se puede ver de la figura anterior, los tramos con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (79% de carga)
- ✓ 2x220kV Las Palmas - Los Vilos (84% de carga)
- ✓ 1x220kV Doña Carmen - Nogales (89% de carga)

A partir de este escenario se plantea el siguiente caso:

### ***Perturbación #1: Aumento del viento***

Ante un aumento del recurso eólico y habiendo capacidad de transmisión por las líneas de 220kV del SIC norte, el algoritmo no limitará la generación de los parques eólicos, aumentando las transferencias por la red de 220kV y 500kV. Como caso de estudio se plantea el aumento de los parques eólicos comprendidos entre Maitencillo 220kV y Las Palmas 220kV a su potencia máxima. El estado del sistema ante tal condición se muestra en la Figura 5-5.

Como se puede ver de la Figura 5-5, los tramos que resultan con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (86%, criterio N-1 ajustado)
- ✓ 2x220kV Las Palmas - Los Vilos (91%, criterio N-1 ajustado)
- ✓ 1x220kV Doña Carmen - Nogales C2 (96%, criterio N-1 ajustado)
- ✓ 2x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (53% de carga cada uno, criterio N-1)

Como se puede ver, un aumento de la generación de los parques eólicos en la zona de comprendida entre Maitencillo 220kV y Las Palmas 220kV, podría llevar a una sobrecarga del tramo 2x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Cabe señalar que este caso se considera la carga máxima (50% en base a 1500MVA) en base al criterio N-1 de la línea. Sin embargo, ante la pérdida de uno de los circuitos de esta línea, se puede ver que la carga final por el circuito sano es menor al 100% de su capacidad debido a la redistribución de los flujos. Este análisis se realiza en la sección a continuación.

#### **5.4.2.2 Caso de estudio 2: F2\_E2\_DB\_HS\_maxPE**

Tomado como condición inicial el mismo escenario con aumento de la generación eólica en el tramo Punta Colorada-Las Palmas 220kV (estado del sistema en Figura 5-5), se estudian las siguientes contingencias:

- **Perturbación #1: N-1 Pan de Azúcar – Polpaico 500kV**
- **Perturbación #2: Desconexión de consumos**
- **Perturbación #3: N-1 Los Vilos – Nogales 220kV**





### **Perturbación #1: N-1 Pan de Azúcar – Polpaico 500kV**

Ante la pérdida de uno de los circuitos de esta la línea Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV, la redistribución de los flujos por el sistema de 220kV alivia (en términos relativos) la sobrecarga del circuito de 500kV, pero resulta en una sobrecarga en la línea Las Palmas - Los Vilos 2x220kV (13% de sobrecarga por circuito) y Doña Carmen - Nogales 1x220kV (18% de sobrecarga), tal como se puede ver en la Figura 5-6.

Ante tal condición, EDAG por control de régimen permanente actuará ordenando la reducción de la generación de los parques eólicos al norte de la sobrecarga. Cabe notar que la desconexión de un circuito de 500kV es una falla externa al algoritmo, es decir, éste no tiene pre-calculados los montos de reducción de generación de manera anticipada ante la eventual ocurrencia de esta contingencia.

Como se puede ver en la Figura 5-6, el tramo Las Palmas -Los Vilos 220kV está más sobrecargado que el tramo Los Vilos – Nogales, por lo tanto, el algoritmo realizará el cálculo de la reducción de generación sólo en base a la sobrecarga de la línea 2x220kV Las Palmas-Los Vilos. En la Tabla 5-3 se resumen los límites impuestos por el algoritmo a los parques eólicos.

| <b>LIMITACIÓN [MW]</b>     | <b>80,2</b>                     | <b>Iteración 1</b> |                             |
|----------------------------|---------------------------------|--------------------|-----------------------------|
| <b>Nombre</b>              | <b>Potencia Disponible [MW]</b> | <b>Margen [MW]</b> | <b>Potencia Límite [MW]</b> |
| <b>PE Totoral</b>          | 45                              | -3                 | 42                          |
| <b>PE Taltal</b>           | 72                              | -5                 | 67                          |
| <b>PE Talinay Poniente</b> | 60                              | -4                 | 56                          |
| <b>PE Talinay Oriente</b>  | 90                              | -6                 | 84                          |
| <b>PE Sarco</b>            | 165                             | -12                | 153                         |
| <b>PE San Juan</b>         | 185                             | -13                | 172                         |
| <b>PE Punta Palmeras</b>   | 42                              | -3                 | 39                          |
| <b>PE Punta Colorada</b>   | 20                              | -1                 | 19                          |
| <b>PE Monte Redondo</b>    | 40                              | -3                 | 37                          |
| <b>PE Los Cururos</b>      | 114                             | -8                 | 106                         |
| <b>PE El Arrayán</b>       | 115                             | -8                 | 107                         |
| <b>PE Canela II</b>        | 60                              | -4                 | 56                          |
| <b>PE Canela I</b>         | 17                              | -1                 | 16                          |
| <b>PE Cabo Leones I</b>    | 115                             | -8                 | 107                         |
| <b>TOTAL</b>               | 1140                            | -80,2              | 1059,8                      |

Tabla 5-3: Reducción de generación ERAG

Dado el nuevo sistema de 500kV en paralelo entre Nueva Cardones y Polpaico 500kV, se espera que la reducción de generación sea menos efectiva debido a que la potencia reducida disminuye la carga tanto de las líneas de 500kV como en las de 220kV (de mayor impedancia). En la Figura 5-7 se muestra el estado del sistema luego de la reducción de generación (primera iteración).

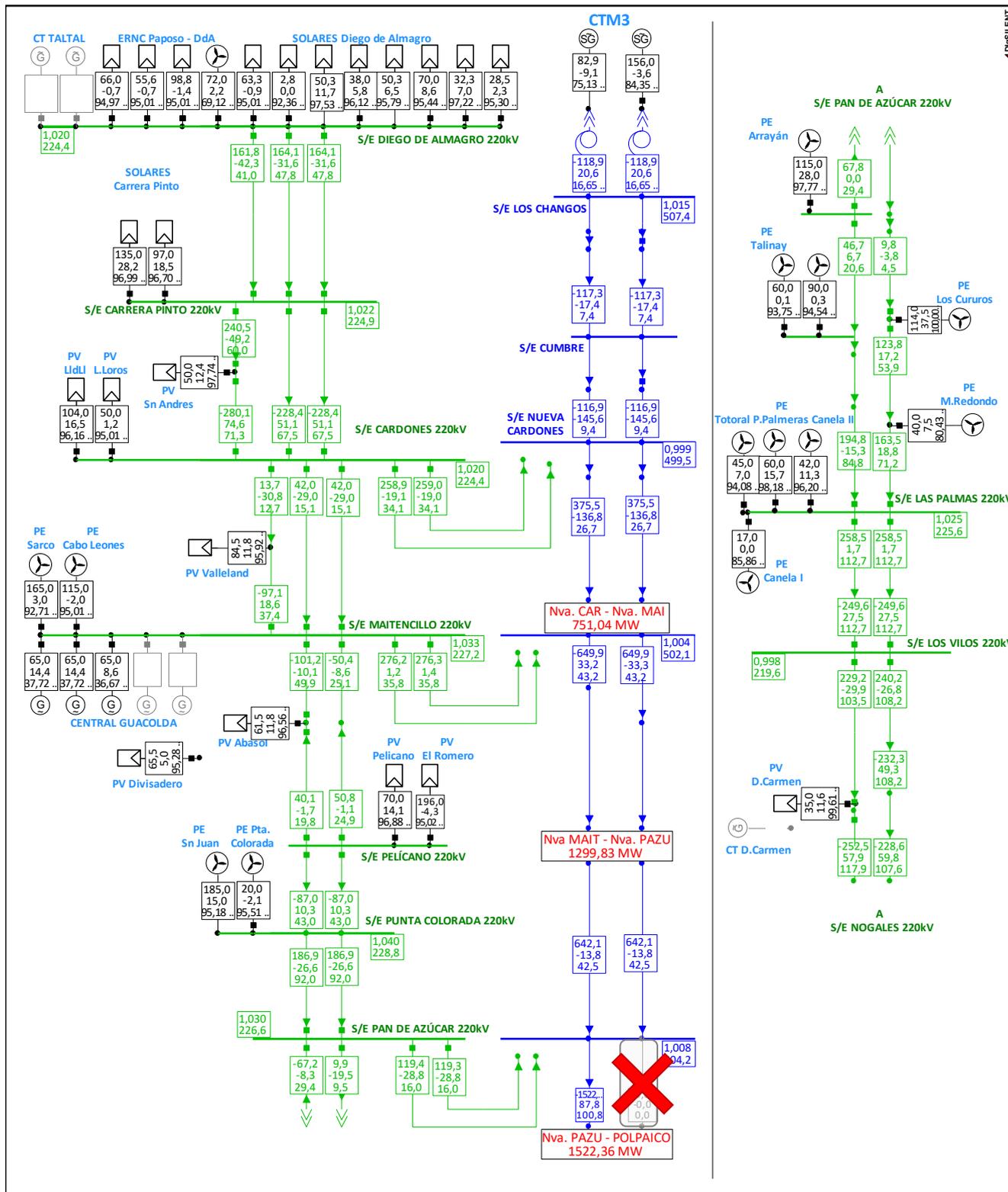


Figura 5-6: F2-E2-Perturbación #1 -> N-1 Línea N.Pan de Azúcar-Polpaico.

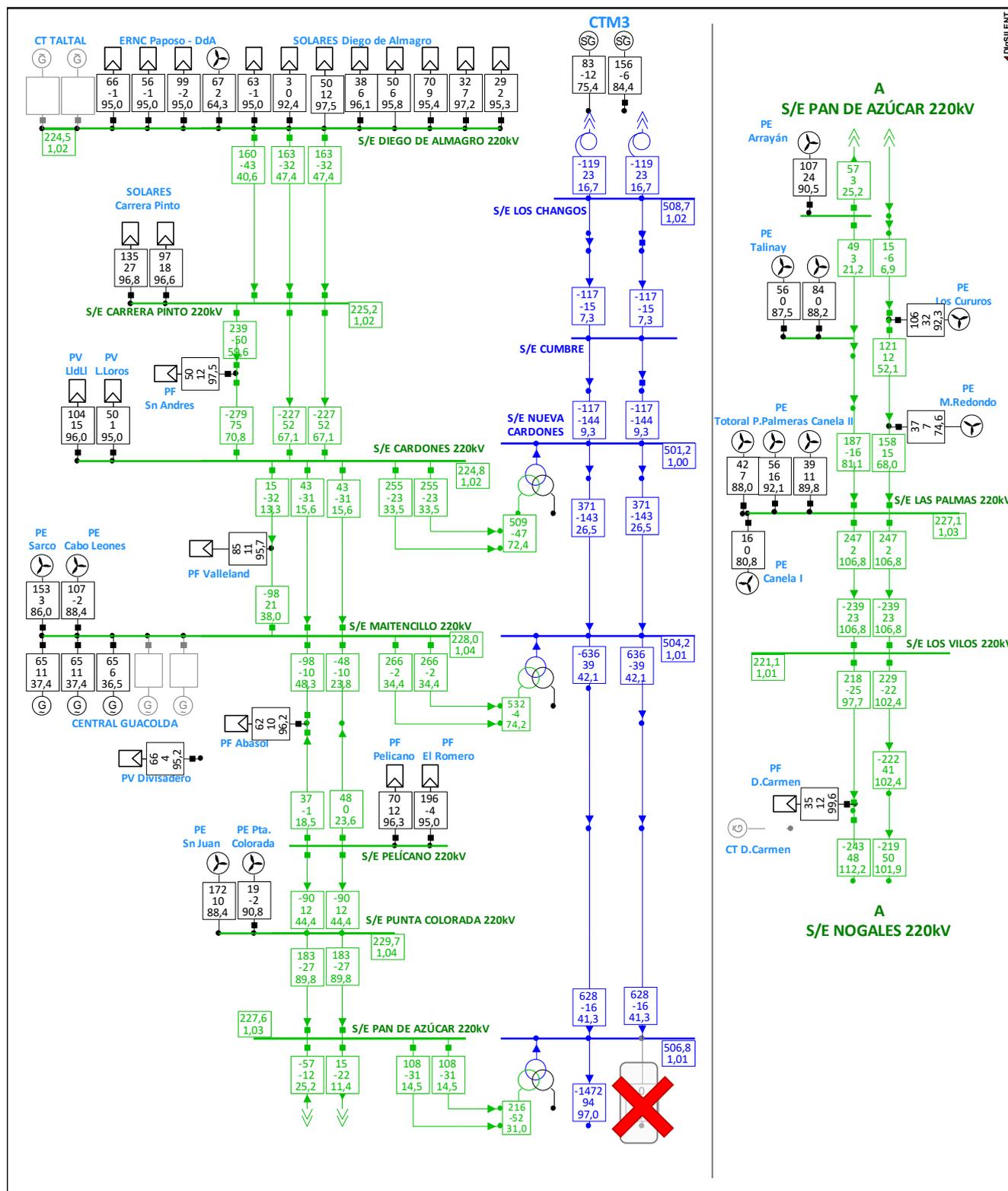


Figura 5-7: Reducción de generación eólica ante pérdida de un circuito de la línea N. Pan de Azucar – Polpaico 500kV, iteración n°1.

Como se puede ver de la Figura 5-7, luego de la reducción de generación sigue existiendo una sobrecarga en las líneas Las Palmas - Los Vilos 2x220kV y Doña Carmen - Nogales 2x220kV, es decir, el monto de generación que se debe reducir, calculado por el algoritmo, está subestimado respecto de la condición real, dada la nueva topología. Ante tal condición y dado que las sobrecargas no son excesivas, el automatismo calculará nuevamente los montos de generación eólica a reducir (Iteración n°2). Este proceso continuará hasta que ninguna línea esté cargada sobre el 95% de su capacidad nominal. Cabe notar que, dado que el PF Doña Carmen se conecta en Tap-off, las corrientes por los circuitos de la línea Los Vilos-Nogales no serán las mismas, lo cual significa que el algoritmo reducirá generación hasta que la suma de sus corrientes sea igual o menos a  $2 \cdot 0.95$  veces la corriente nominal de la línea; sin embargo, esta condición no es provocada por la conexión misma de la línea de ISA, sino por el arranque/subestación realizado solo en uno de los circuitos de la línea Las Palmas-Nogales 2x220kV. En la Figura 5-9 puede verse el estado final del sistema tras cumplirse todas las condiciones de régimen permanente.

En la figura a continuación se resume el proceso de convergencia del algoritmo.

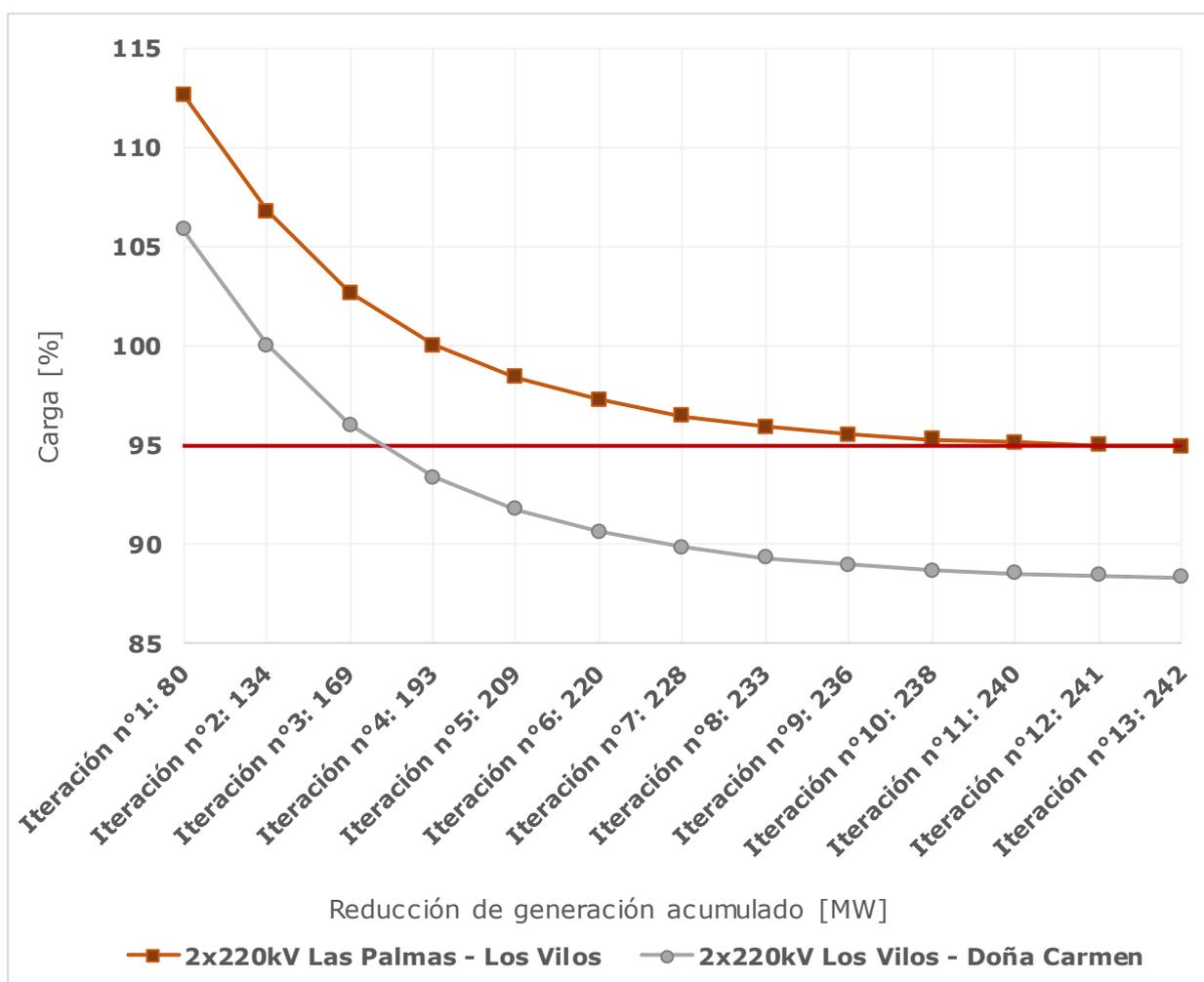


Figura 5-8: Proceso iterativo ERAG SIC zona norte.

Como puede ver de la figura anterior, el proceso del ERAG hasta llegar a una sobrecarga admisible en los circuitos de línea Las Palmas – Los Vilos, consta de 13 iteraciones y un total de **242MW** de generación reducidos.

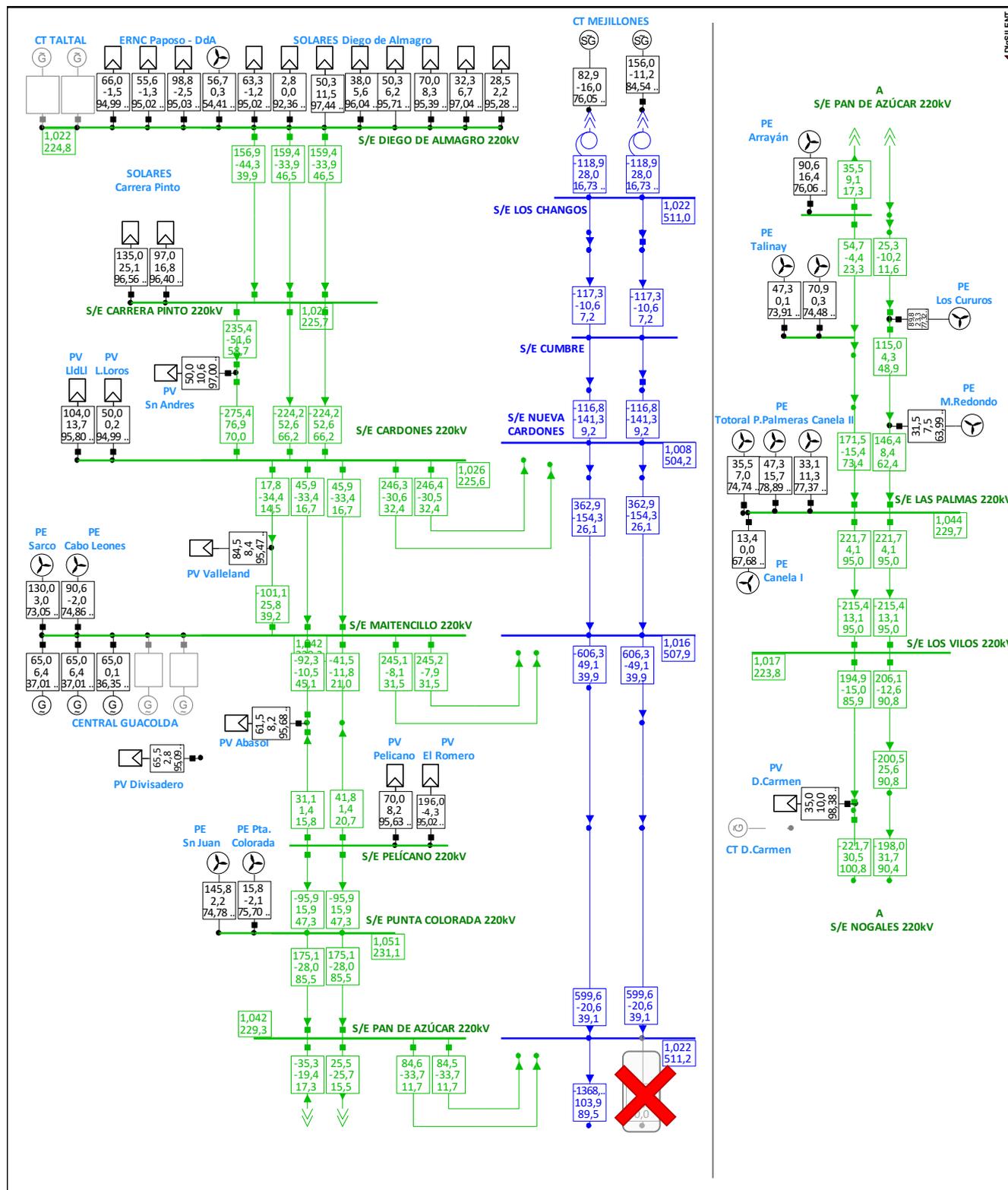


Figura 5-9: Estado final tras iteración del algoritmo.

## **Propuesta de mejora**

### **1. Propuestas operacionales**

En este caso, no se realizan propuestas operacionales debido a que el automatismo es capaz de mitigar la sobrecarga.

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Se propone incluir los circuitos de la línea de ISA dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple.
- ii. Reajustar de los coeficientes de incidencia de los generadores en la carga de las líneas del sistema de 220kV supervisado por el EDAG.
- iii. Ante una sobrecarga del tramo Doña Carmen-Nogales C2, ordenar desconexión/reducción del PF Doña Carmen y/o desconexión del parque eólico de mayor despacho entre Maitencillo y Los Vilos. También se pueden reajustar los coeficientes de incidencia de los parques eólicos ante sobrecargas en este circuito.
- iv. En general, para la elección de los parques sobre los cuales se quiere aplicar las reducciones de generación, definir grupos de parques que se encuentren en zonas limitadas por los transformadores elevadores de 220/500kV de la zona norte del SIC. Por ejemplo, un grupo podrían ser los parques que están entre Pan de Azúcar y Nogales. Entonces, sobrecarga en los circuitos de 220kV, se debe reducir la generación al norte de la línea sobrecargada, sin salirse de la zona donde está la sobrecarga.

### ***Perturbación #2: Desconexión de consumos***

Tomado como condición inicial el mismo escenario con aumento de la generación eólica en el tramo Punta Colorada-Las Palmas 220kV (estado del sistema en Figura 5-5), se estudia una contingencia externa al algoritmo que deriva en un aumento de carga por las líneas de la zona norte del SIC. Como ejemplo, se plantea la desconexión del consumo de 95MW "Candelaria" conectado en la barra Cardones 220kV. En la Figura 5-10 se puede ver el estado post-contingencia.

Como se puede ver de la Figura 5-10, la redistribución de flujos sobrecarga el tramo 2x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Por otro lado, se observa que existe margen suficiente en las líneas del sistema de 220kV como para no requerir la acción del ERAG/EDAG. Cabe notar que en este caso el circuito más cargado es 1x220kV Doña Carmen - Nogales C2 (96%, criterio N-1 ajustado), sin embargo, considerando la carga por el circuito 1 de Los Vilos – Nogales (85%), se tiene una carga promedio de 91%, por lo tanto, el algoritmo no hará nada.

En este caso se tiene que una contingencia externa deriva en la sobrecarga de un elemento externo a los monitoreados por el algoritmo, por lo cual, no se da orden de desconexión/reducción sobre ningún parque.

### **Propuesta de mejora**

#### ***1. Propuestas operacionales***

##### ***Las medidas operacionales son:***

- i. Tolerar la sobrecarga de 6% considerando que el criterio n-1 de los circuitos de 500kV en base a una potencia máxima de 1500MVA. Se observa que, ante la pérdida de un circuito, el circuito sano queda con una sobrecarga de 6% (ver Figura 5-11)

#### ***2. Propuestas de cambio del algoritmo***

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Se propone incluir los circuitos de la línea de ISA dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple.

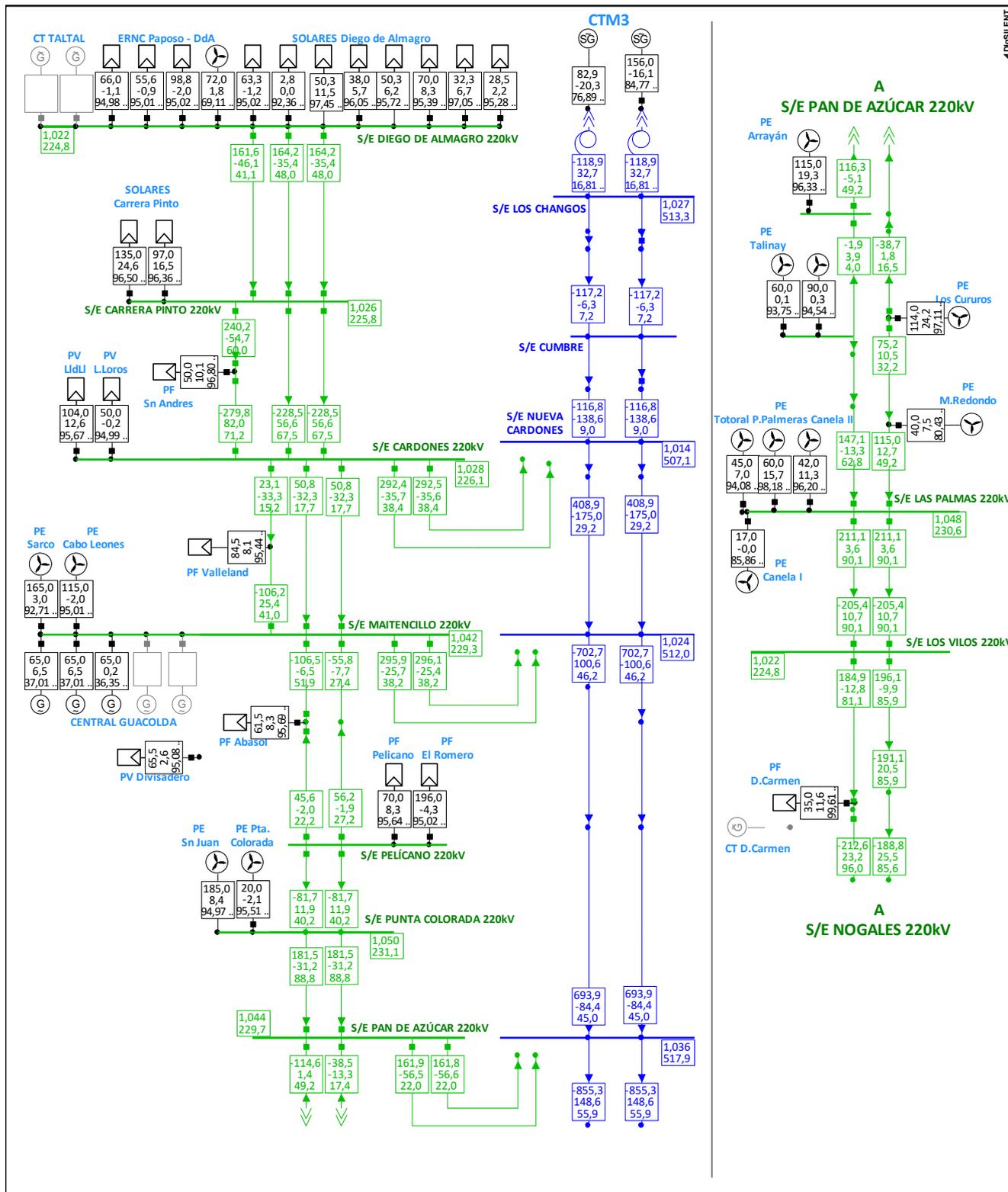


Figura 5-10: F2-E2-Perturbación #2 -> Pérdidas de consumos.

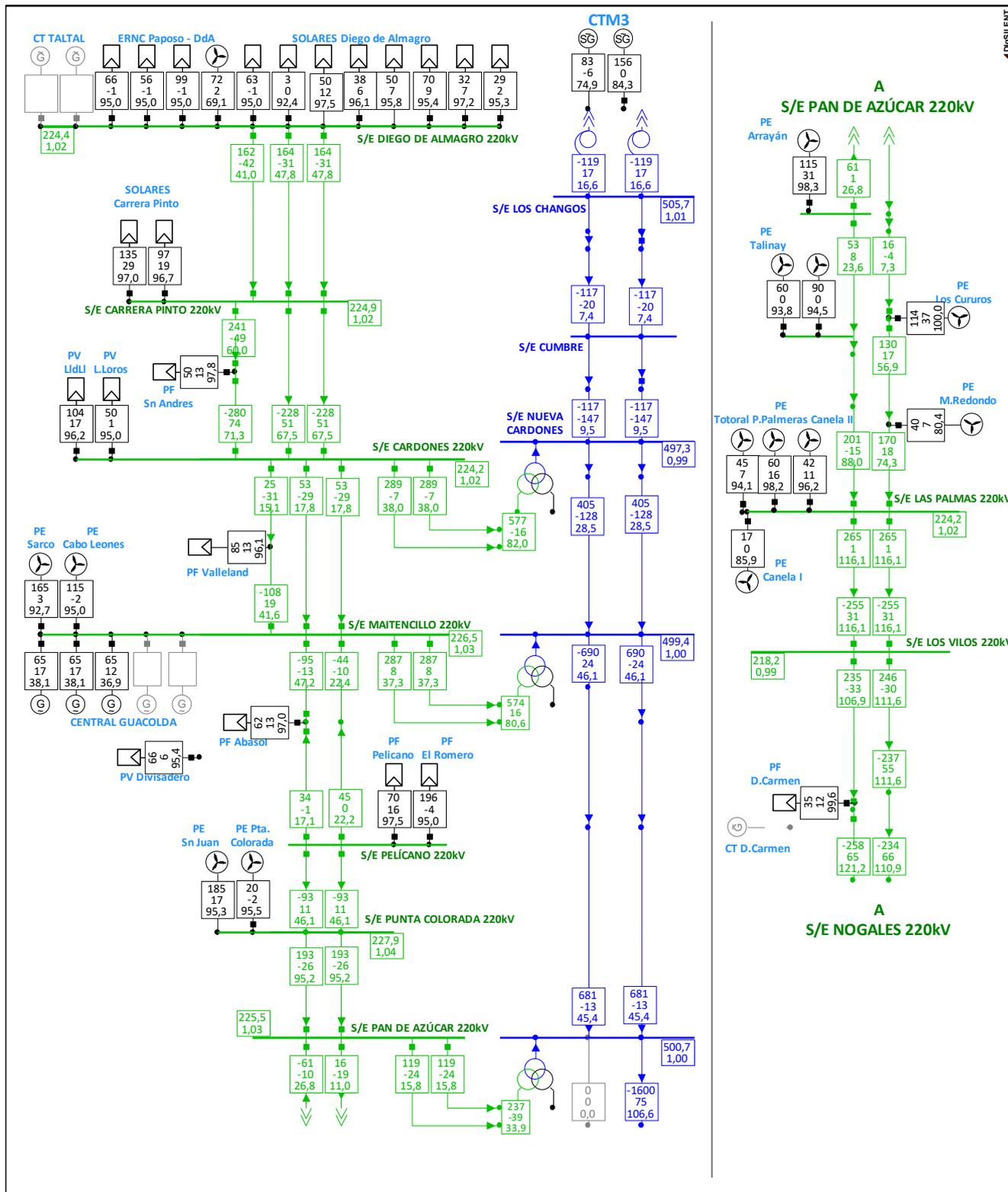


Figura 5-11: F2-E2-Perturbación #2, apertura de un circuito de la línea Pan de Azúcar – Polpaico 500kV.

### ***Perturbación #3: N-1 Los Vilos – Nogales 220kV***

Como condición inicial se considera el mismo escenario con aumento de la generación eólica en el tramo Punta Colorada-Las Palmas 220kV (estado del sistema en Figura 5-5). En este caso, se plantea la desconexión del circuito de 220kV Doña Carmen - Nogales C1. En la Figura 5-12 se puede ver el estado post-contingencia.

En la Figura 5-12 se muestra el estado intermedio del sistema antes de la actuación del ERAG. Tras la contingencia en la línea Los Vilos - Nogales C1 y la consiguiente sobrecarga del circuito sano (**48%**), el algoritmo de control para contingencia simple enviará la orden de reducción/desconexión de los parques eólicos conectados al norte de la barra Los Vilos. Como está actualmente implementado el automatismo, éste tendrá pre-calculado el monto de generación que se debe desconectar al norte de Las Palmas para alivianar la sobrecarga.

Como se puede ver de la Figura 5-13 tras la reducción de los 119MW sobre los parques eólicos, la sobrecarga aún se encuentra presente (**37% de sobrecarga**). Como se puede ver, existe una pérdida de efectividad del automatismo producto de la línea de ISA. Ante tal condición, el esquema activará el temporizador del esquema de reducción de generación de régimen permanente post-contingencia (CRPpc).

En la Tabla 5-4 se resumen los límites de generación impuestos a los parques eólicos por el esquema de reducción de generación de régimen permanente post-contingencia.

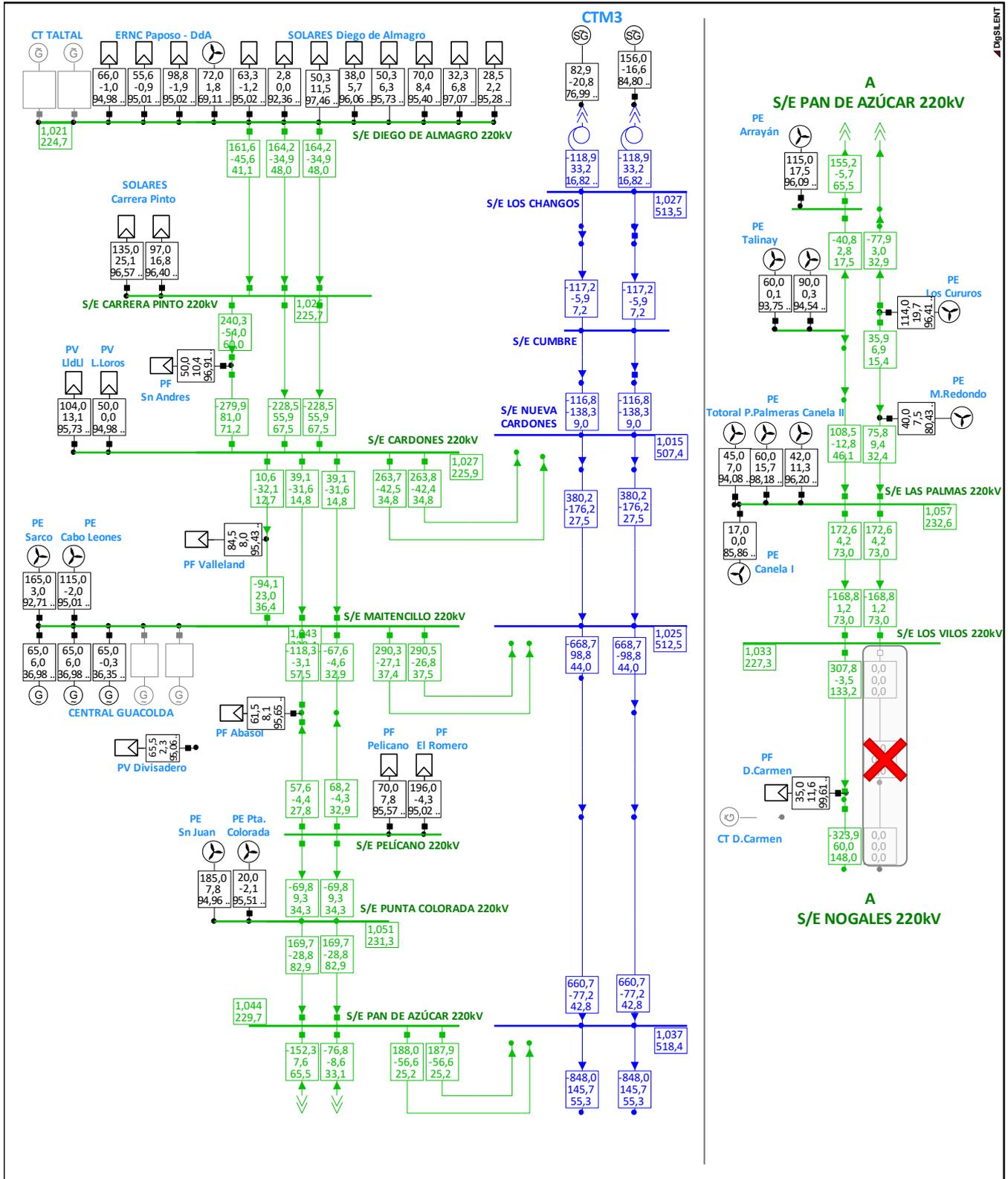


Figura 5-12: F2-Caso 3 N-1 Los Vilos - Nogales C2, Estado Intemedio.



| Nombre              | Despacho Red N [MW] | Reducción pre-calculada [MW] | Despacho Red N-1 CCS [MW] | Reducción calculada CRP-pc [MW] | Despacho Red N-1 CRPpc [MW] |
|---------------------|---------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| PE Totoral          | 45,0                | -4,7                         | 40,3                      | -3,7                            | 36,59                       |
| PE Taltal           | 72,0                | -7,5                         | 64,5                      | -5,9                            | 58,55                       |
| PE Talinay Poniente | 60,0                | -6,3                         | 53,7                      | -4,9                            | 48,79                       |
| PE Talinay Oriente  | 90,0                | -9,4                         | 80,6                      | -7,4                            | 73,19                       |
| PE Sarco            | 165,0               | -17,2                        | 147,8                     | -13,6                           | 134,17                      |
| PE San Juan         | 185,0               | -19,3                        | 165,7                     | -15,2                           | 150,44                      |
| PE Punta Palmeras   | 42,0                | -4,4                         | 37,6                      | -3,5                            | 34,15                       |
| PE Punta Colorada   | 20,0                | -2,1                         | 17,9                      | -1,6                            | 16,26                       |
| PE Monte Redondo    | 40,0                | -4,2                         | 35,8                      | -3,3                            | 32,53                       |
| PE Los Cururos      | 114,0               | -11,9                        | 102,1                     | -9,4                            | 92,70                       |
| PE El Arrayán       | 115,0               | -12,0                        | 103,0                     | -9,5                            | 93,52                       |
| PE Canela II        | 60,0                | -6,3                         | 53,7                      | -4,9                            | 48,79                       |
| PE Canela I         | 17,0                | -1,8                         | 15,2                      | -1,4                            | 13,82                       |
| PE Cabo Leones I    | 115                 | -12,0                        | 103,0                     | -9,5                            | 93,52                       |
| <b>TOTAL</b>        | 1140,0              | -119,1                       | 1020,9                    | -93,9                           | 927,0                       |

Tabla 5-4: Aplicación esquema de reducción de generación para control de contingencia simple y control post-contingencia.

En la Figura 5-14 se puede ver el estado del sistema tras la actuación del esquema de control de contingencia simple, aplicando las reducciones calculadas antes de la desconexión de la línea Los Vilos – Nogales C1 220kV y tras la actuación del control de régimen permanente post-contingencia. Como se puede ver de la Figura 5-14, existe una **sobrecarga de un 28%** en el circuito sano de Las Los Vilos – Nogales 220kV, aun cuando en total la potencia generada por los parques eólicos ha sido reducida en **213MW** para una sobrecarga de 119MW. En este punto el esquema de control se bloquea ante la espera de la re-habilitación por parte del CDC. La sobrecarga resultante en este caso, se considera inadmisibles.

En consideración de que el estado final no es una condición de operación segura, se realiza una propuesta operacional sobre la generación máxima de los parques ERNC comprendidos entre la zona de Pan de Azúcar y Las Palmas.

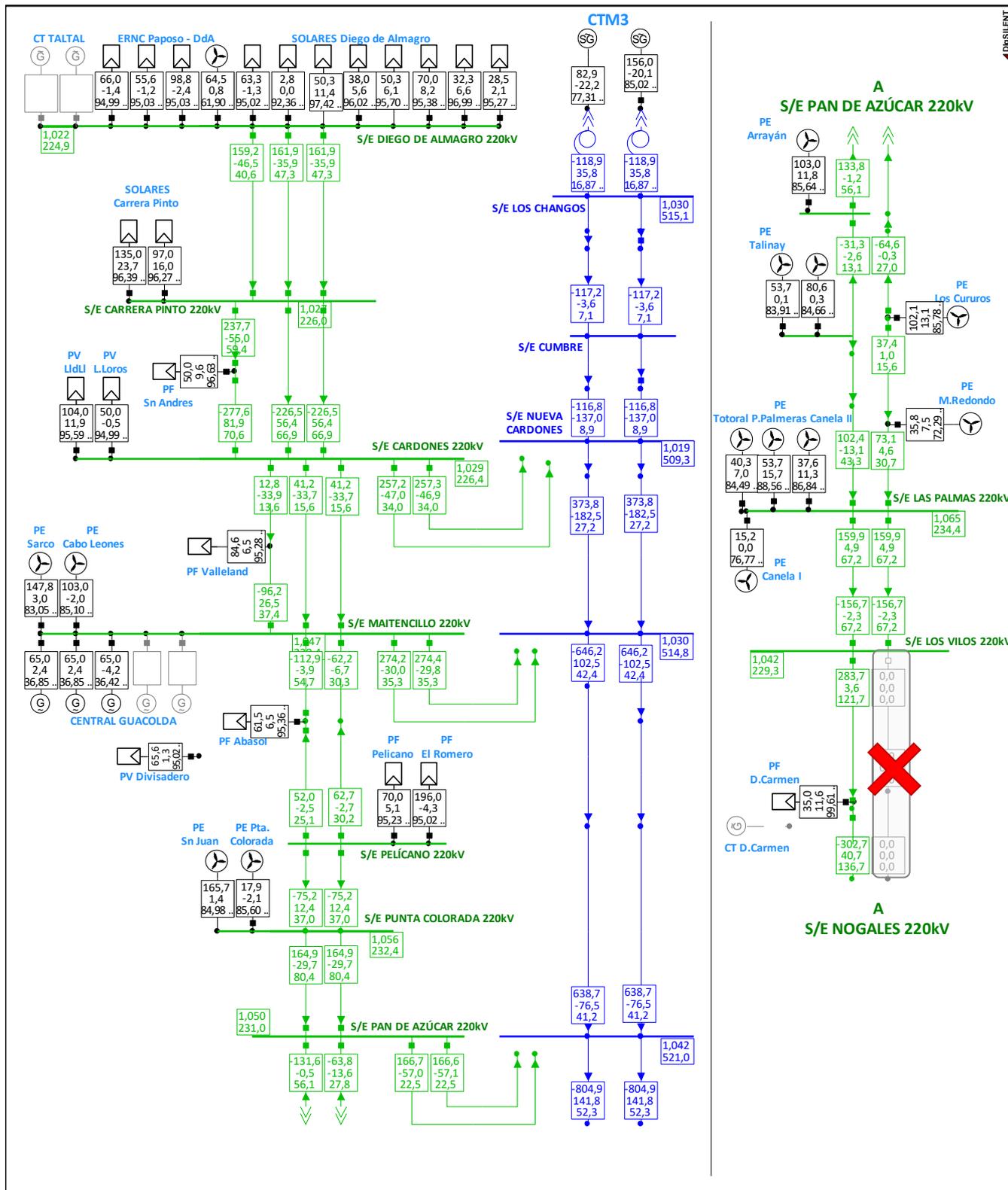


Figura 5-13: Estado post-aplicación reducción de generación por contingencia simple.

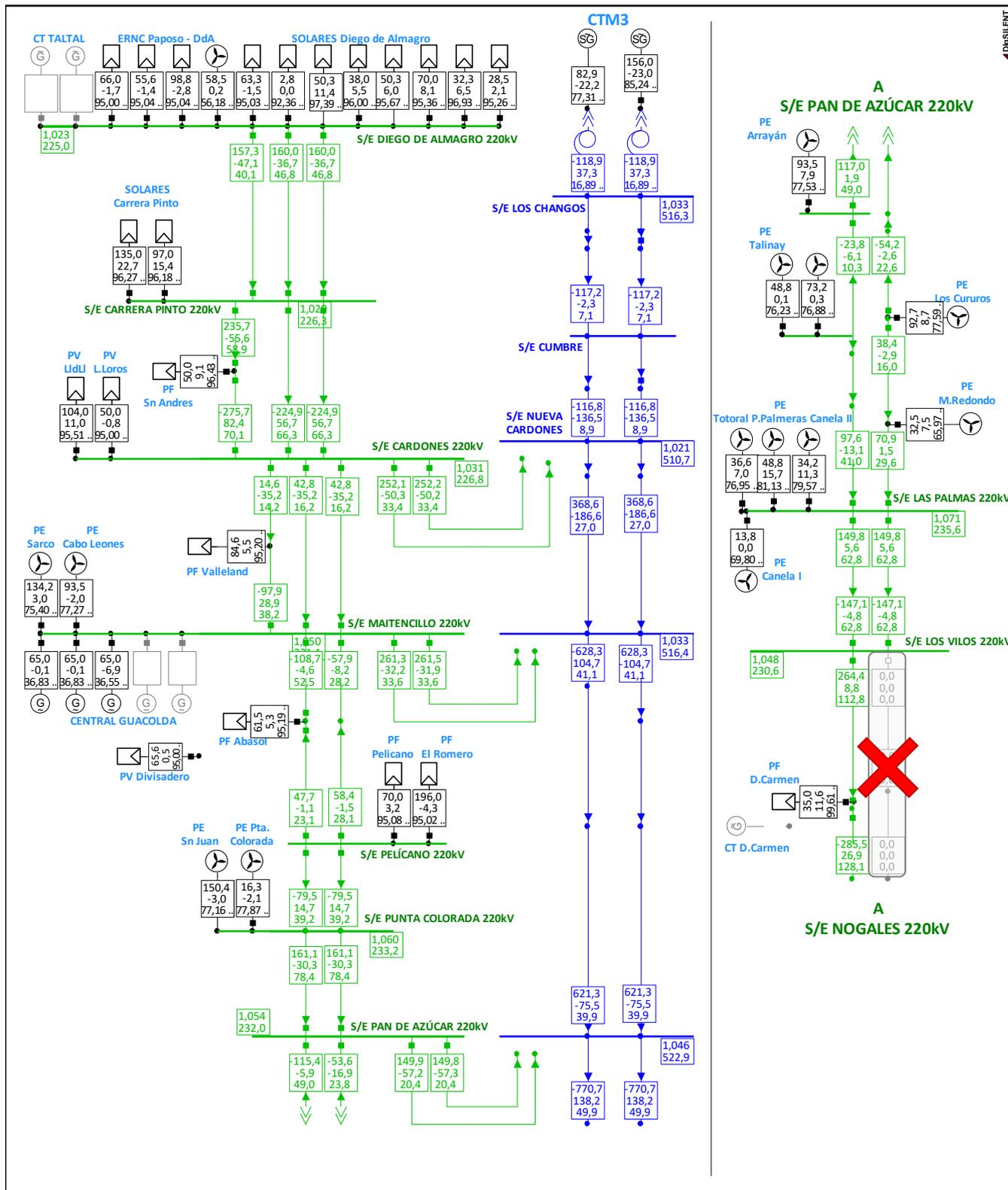


Figura 5-14: Estado final del sistema F2-E2-Perturbación# 3.

## **Propuesta de mejora**

### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema.**

**En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1. Esta opción es la más segura, no obstante, implica altos niveles de vertimiento de generación ERNC en la zona norte del SIC.
- ii. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado, limitación de la generación de los parques eólicos entre Pan de Azúcar y Las Palmas, con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. En este caso, se recomienda que, en condiciones de máxima generación fotovoltaica (escenarios día), la máxima generación eólica de la zona de Pan de Azúcar – Las Palmas no exceda el 50% de la capacidad total instalada en esta zona (314MW). Esta medida es eficiente tanto ante la pérdida de un circuito de Los Vilos – Nogales 220kV, como un circuito de Las Palmas – Pan de Azúcar 2x220kV. En la Figura 5-15 se muestra el estado del sistema con la restricción de generación de los parques eólicos de la zona de Pan de Azúcar – Las Palmas en un 50% en condiciones de alta generación fotovoltaica en la zona norte del SIC. Como se puede ver, la restricción de la generación es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados.

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

Ante la pérdida del circuito C1 de la línea Los Vilos – Nogales 220kV se recomiendan las siguientes modificaciones:

- i. Desconexión del PF Doña Carmen y/o el PE más grande entre Pan de Azúcar y Los Vilos (también se puede realizar manualmente).
- ii. Reajuste de los coeficientes de incidencia ante la pérdida del C1 Los Vilos – Nogales 220kV.

En la Figura 5-16 se muestra el estado final del sistema tras la desconexión del PF Doña Carmen y reducción efectiva de los PE entre Maitencillo 220kV y Los Vilos 220kV. Como se puede ver, es posible obtener una buena convergencia del algoritmo si se reajustan los coeficientes de incidencia de los parques eólicos.

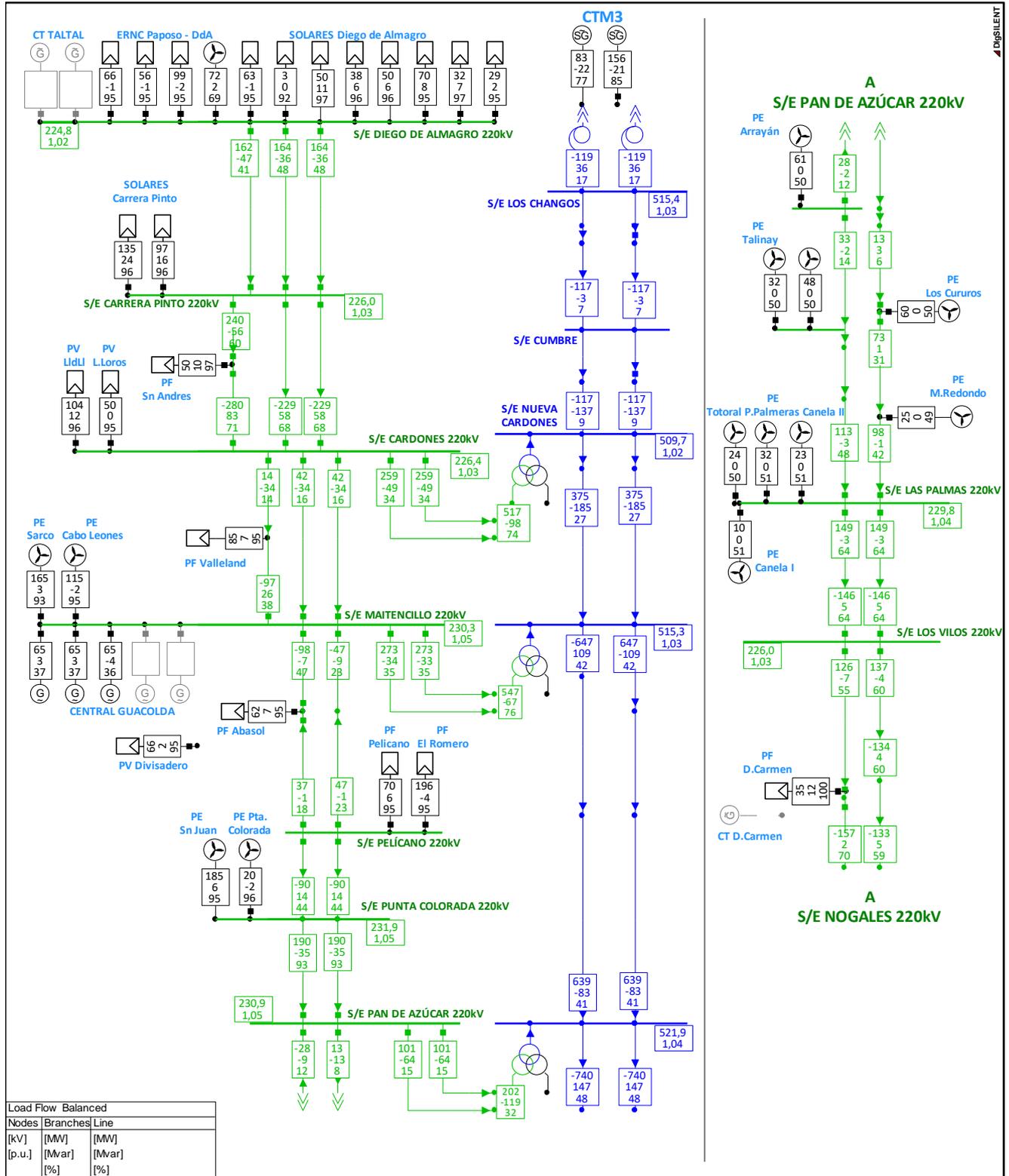


Figura 5-15: Propuesta restricción eólicos Pan de Azúcar – Las Palmas en 50% de su capacidad para escenarios de máxima generación fotovoltaica.

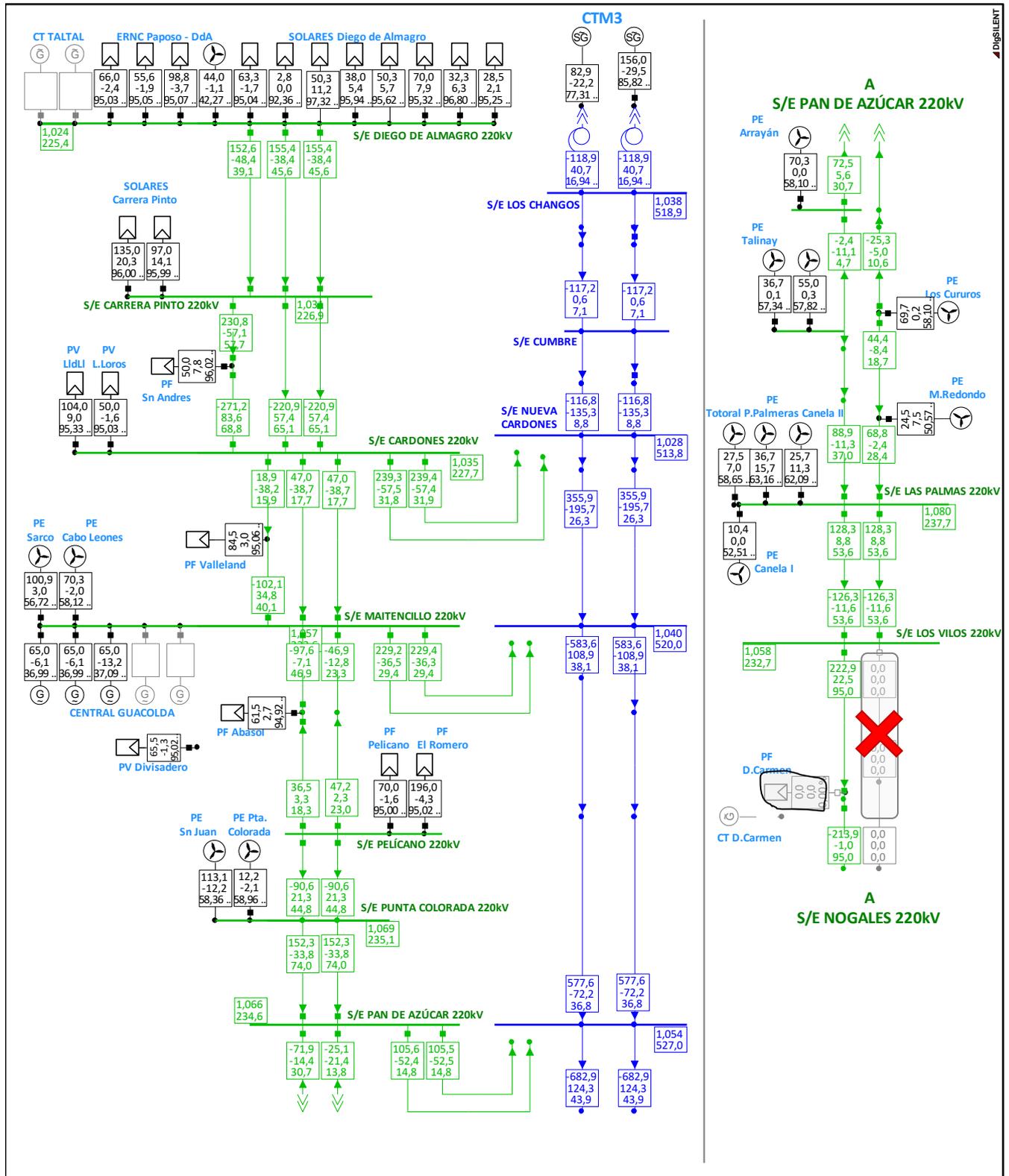


Figura 5-16: Propuesta, estado final del sistema F2-E2-Perturbación#3-propuesta ajuste del algoritmo.

#### ***Perturbación #4: N-1 Pan de Azúcar – Punta Colorada 220kV***

Como condición inicial se considera el mismo escenario con aumento de la generación eólica en el tramo Punta Colorada-Las Palmas 220kV (estado del sistema en Figura 5-5). En este caso, se plantea la desconexión de un circuito de la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220kV. En la Figura 5-17 se puede ver el estado post-contingencia antes de la actuación del ERAG.

Como se puede ver de la Figura 5-17, la sobrecarga del circuito sano es de un **32%**. Ante tal condición, el algoritmo de control para contingencia simple enviará la orden de reducción/desconexión de los parques eólicos conectados al norte de la barra Punta Colorada 220kV. Como está actualmente implementado el automatismo, éste tendrá pre-calculado el monto de generación que se debe reducir para alivianar la sobrecarga: 154MW.

Como se puede ver de la Figura 5-18 tras la reducción de los 154MW sobre los parques eólicos, la sobrecarga aún se encuentra presente (**15% de sobrecarga**). Como se puede ver, existe una pérdida de efectividad producto de que parte de generación que se está reduciendo se transmite hacia el sistema de 500kV. Ante tal condición, el automatismo activará el temporizador del esquema de reducción de generación de régimen permanente post-contingencia (CRPpc), dando orden de reducción de 41MW adicionales. En la Figura 5-19 se muestra el estado final del sistema tras la **reducción total de 195MW**, donde se puede ver que aún existe una **sobrecarga de un 10%** en el circuito sano. En consideración de que el estado final no es una condición de operación segura, se realiza una propuesta operacional sobre la generación máxima de los parques ERNC comprendidos entre la zona de Punta Colorada y Pelicano en condiciones de máxima generación fotovoltaica.

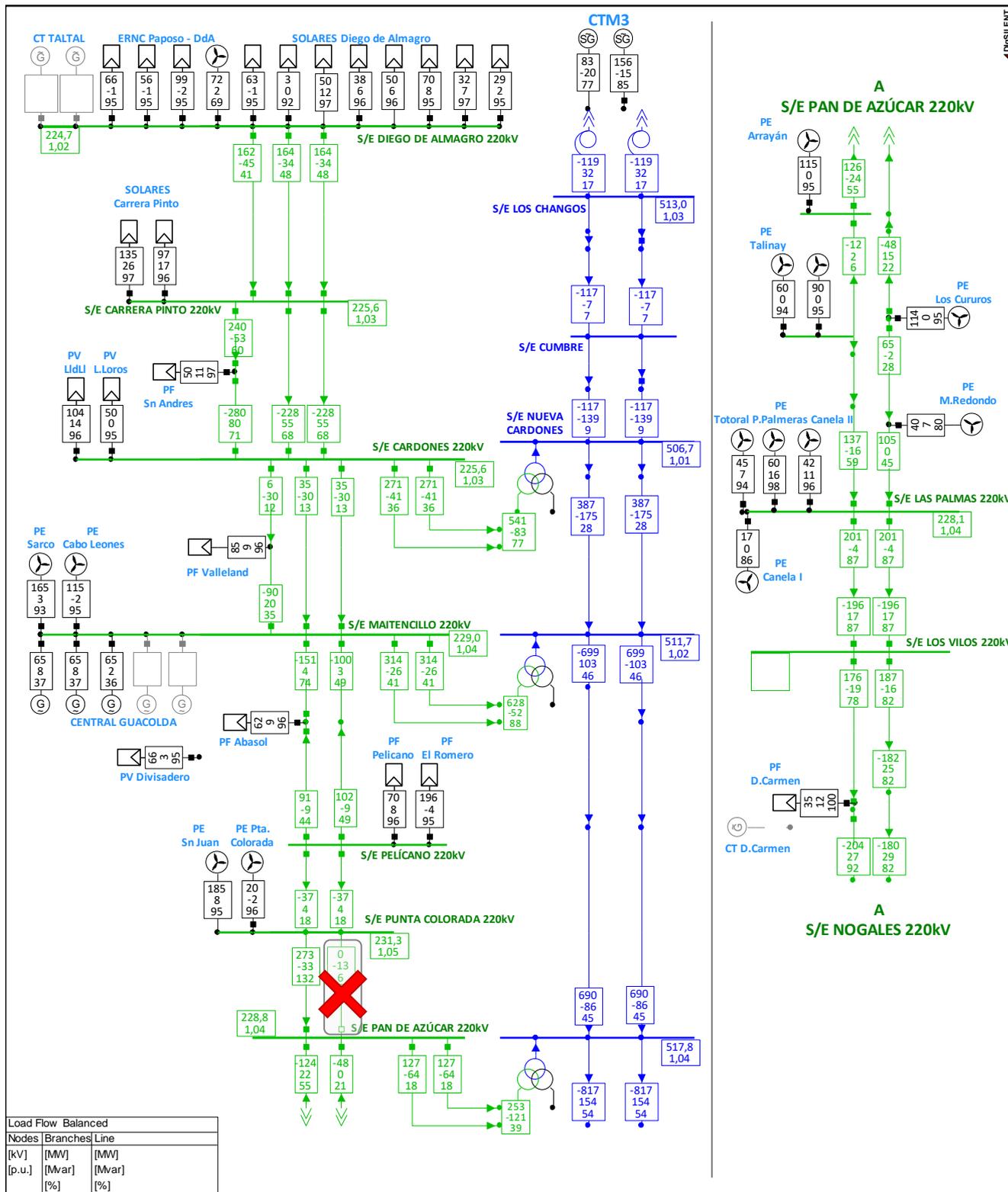


Figura 5-17: Estado post-contingencia F2-E2-c4.

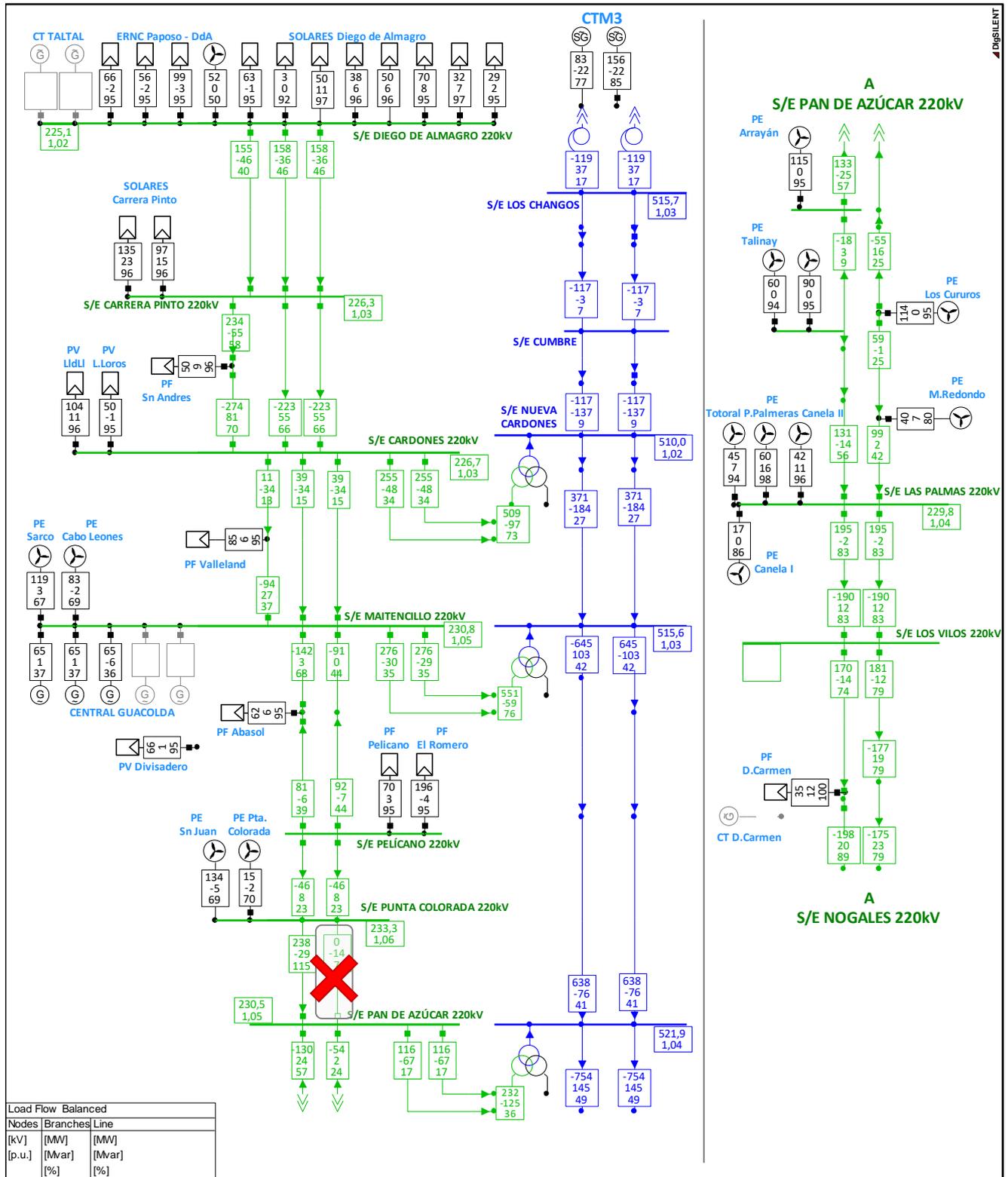


Figura 5-18: Estado post-contingencia F2-E2-c4- Iteración 1, reducción de 154MW.

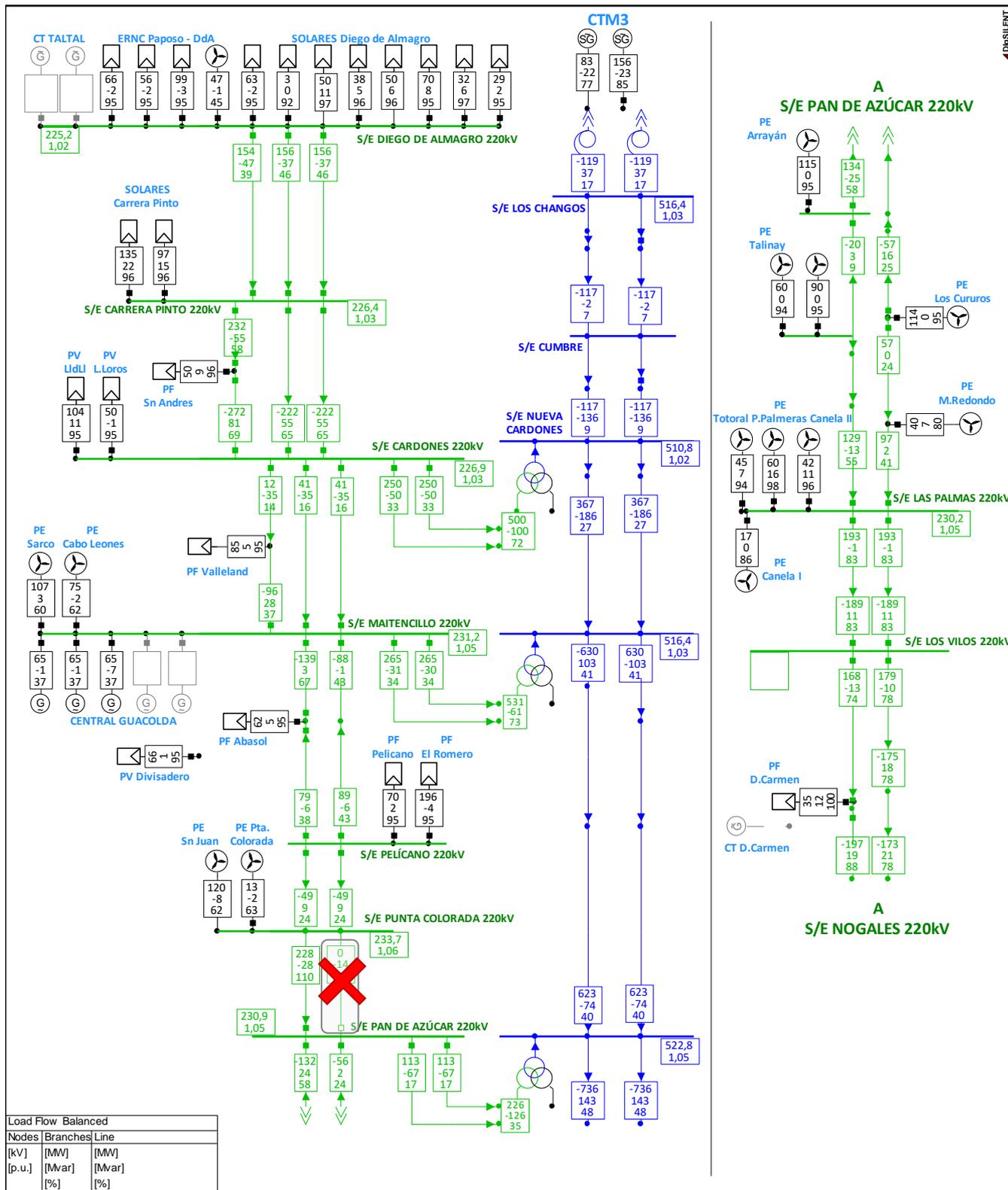


Figura 5-19: Estado final F2-E2-c4, reducción de 41MW adicionales.

## **Propuesta de mejora**

### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema.**

**En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1. Esta opción es la más segura, no obstante, implica altos niveles de vertimiento de generación ERNC en la zona norte del SIC.
- ii. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado, limitación de la generación de los parques eólicos entre Pelicano y Punta Colorada (PE San Juan y PE Punta Colorada), con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. En este caso, se recomienda que, en condiciones de máxima generación fotovoltaica (escenarios día), la máxima generación eólica de la zona de Pelicano y Punta Colorada (PE San Juan y PE Punta Colorada) no exceda el 70% de la capacidad total instalada en esta zona (**151MW**). En la Figura 5-20 se muestra el estado del sistema con la restricción de generación de los parques eólicos PE San Juan y PE Punta Colorada en un 70% de su capacidad en condiciones de alta generación fotovoltaica en la zona norte del SIC y en la Figura 5-21 se muestra el estado final del sistema tras la actuación del automatismo. Como se puede ver, la restricción de la generación es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados. En este caso, el monto total de generación reducido es de 220MW.

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

Ante la pérdida de un circuito de la línea 2x220kV Pan de Azúcar – Punta Colorada se recomiendan las siguientes modificaciones:

- i. Reajuste de los coeficientes de incidencia del algoritmo de manera que ante sobrecargas en el circuito sano de la línea 2x220kV Pan de Azúcar – Punta Colorada se priorice la reducción de la generación de los parques eólicos entre Pelicano y Punta Colorada (PE San Juan y PE Punta Colorada). En la Figura 5-22 se puede ver el estado del sistema tras la actuación del algoritmo optimizado. En este caso, el monto total de generación reducido es de 175MW, considerando que en red N no hay restricción de la generación ERNC.

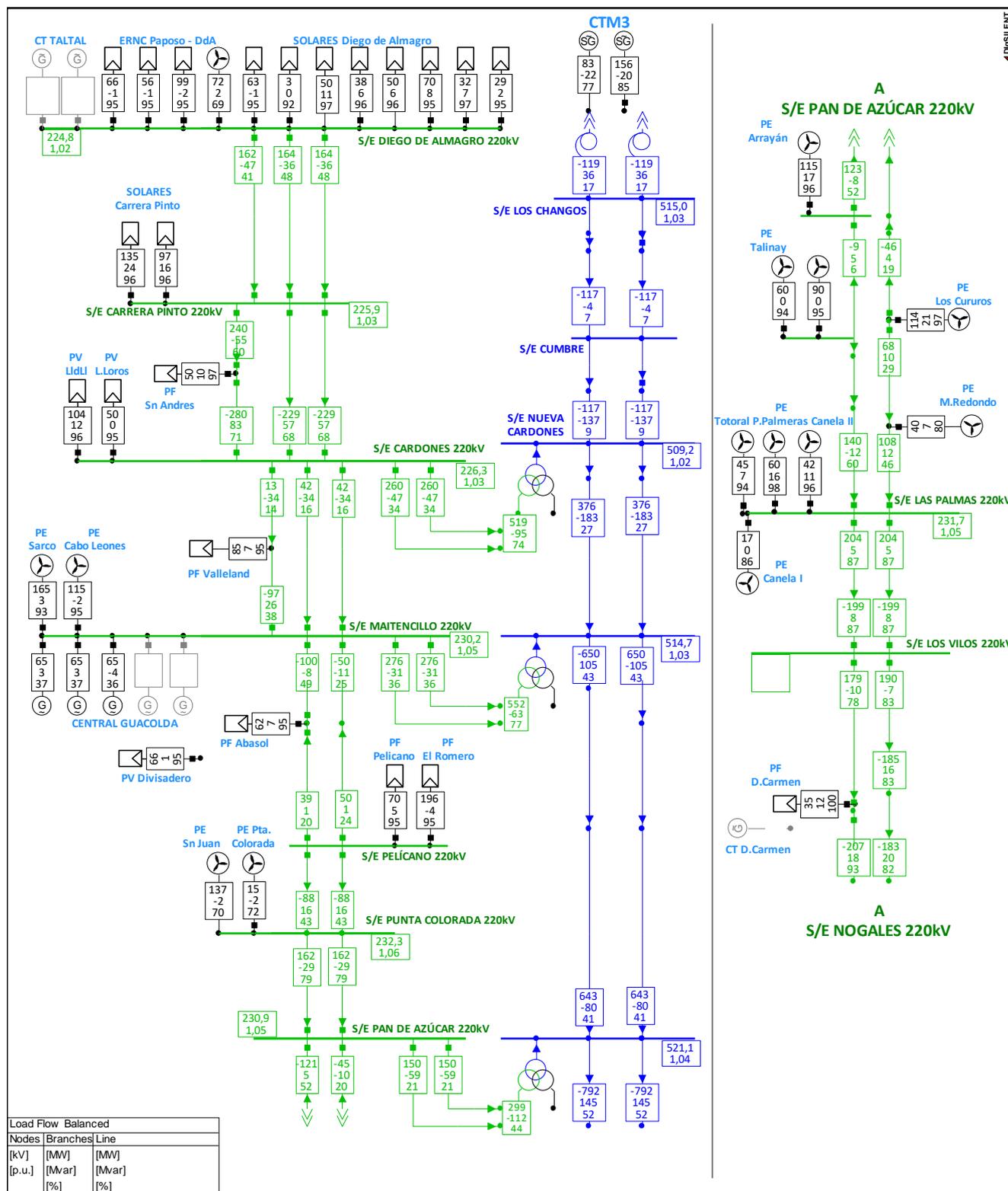


Figura 5-20: Propuesta restricción eólicos Pan de Azúcar – Punta Colorada en 70% de su capacidad para escenarios de máxima generación fotovoltaica.

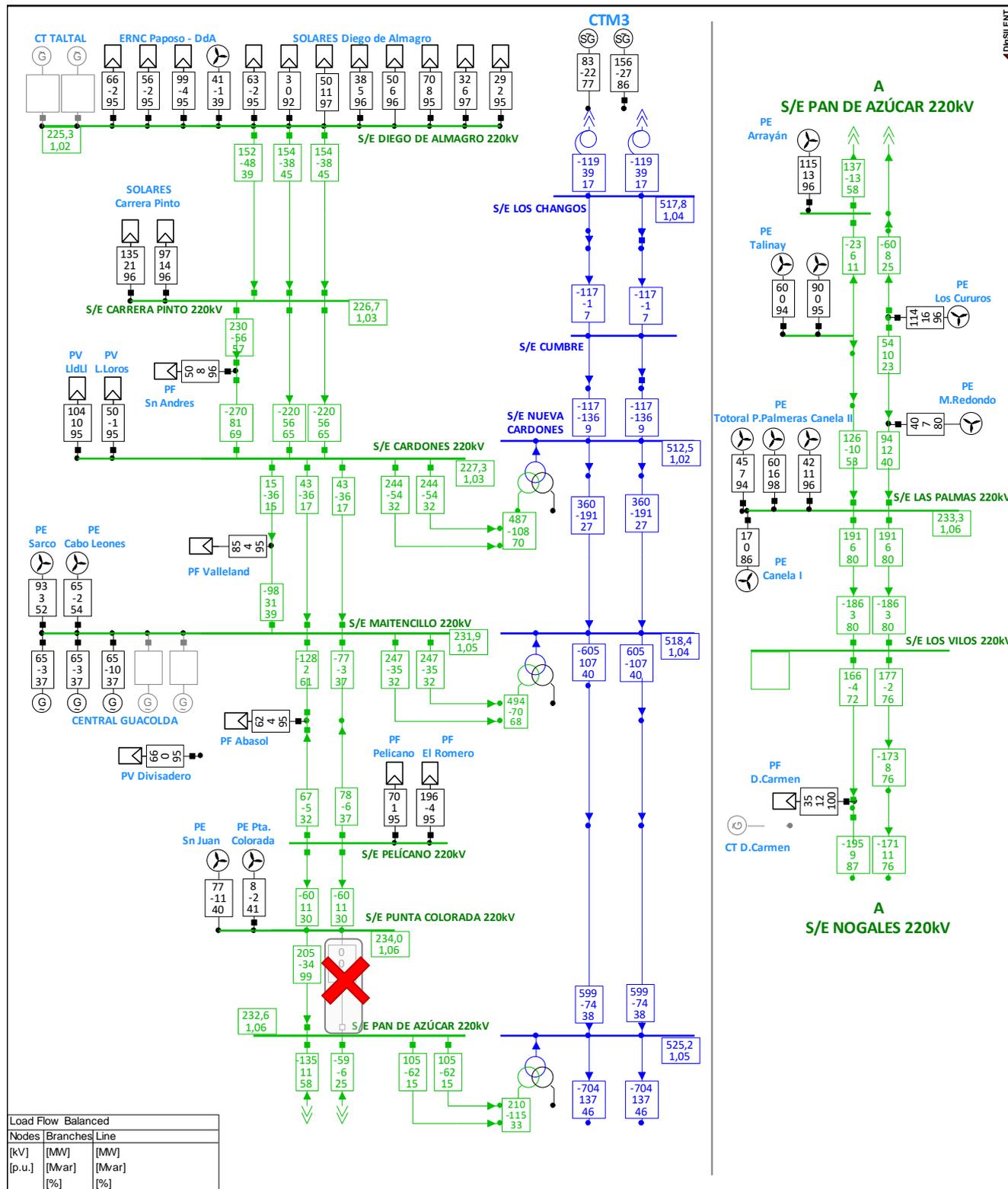


Figura 5-21: Propuesta restricción eólicos Pan de Azúcar – Punta Colorada en 70% de su capacidad para escenarios de máxima generación fotovoltaica, n-1.

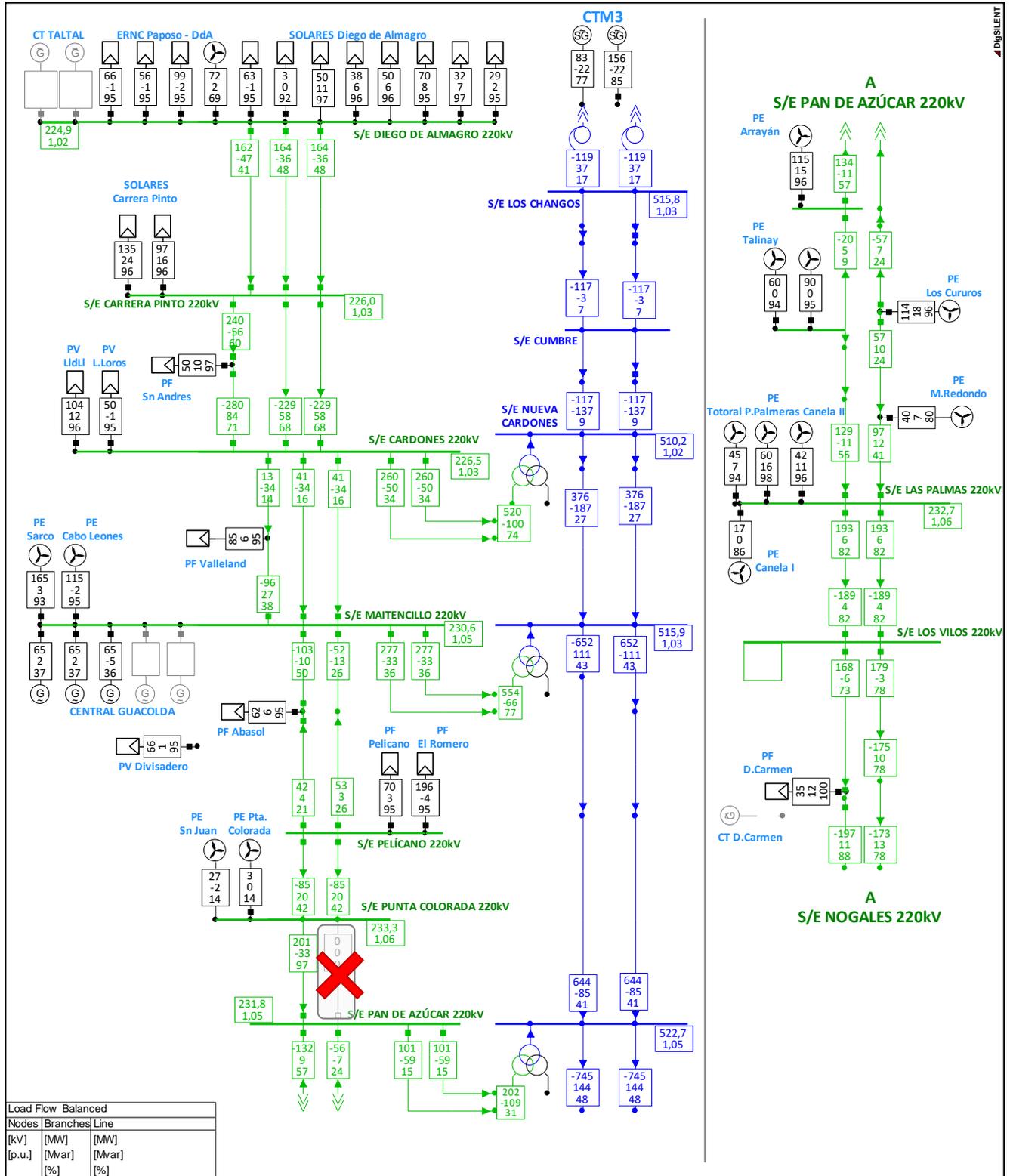


Figura 5-22: Estado final con automatismo optimizado, F2-E2-c4.

## Perturbación #5: N-1 Transformador Nueva Cardones 500/220kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia.

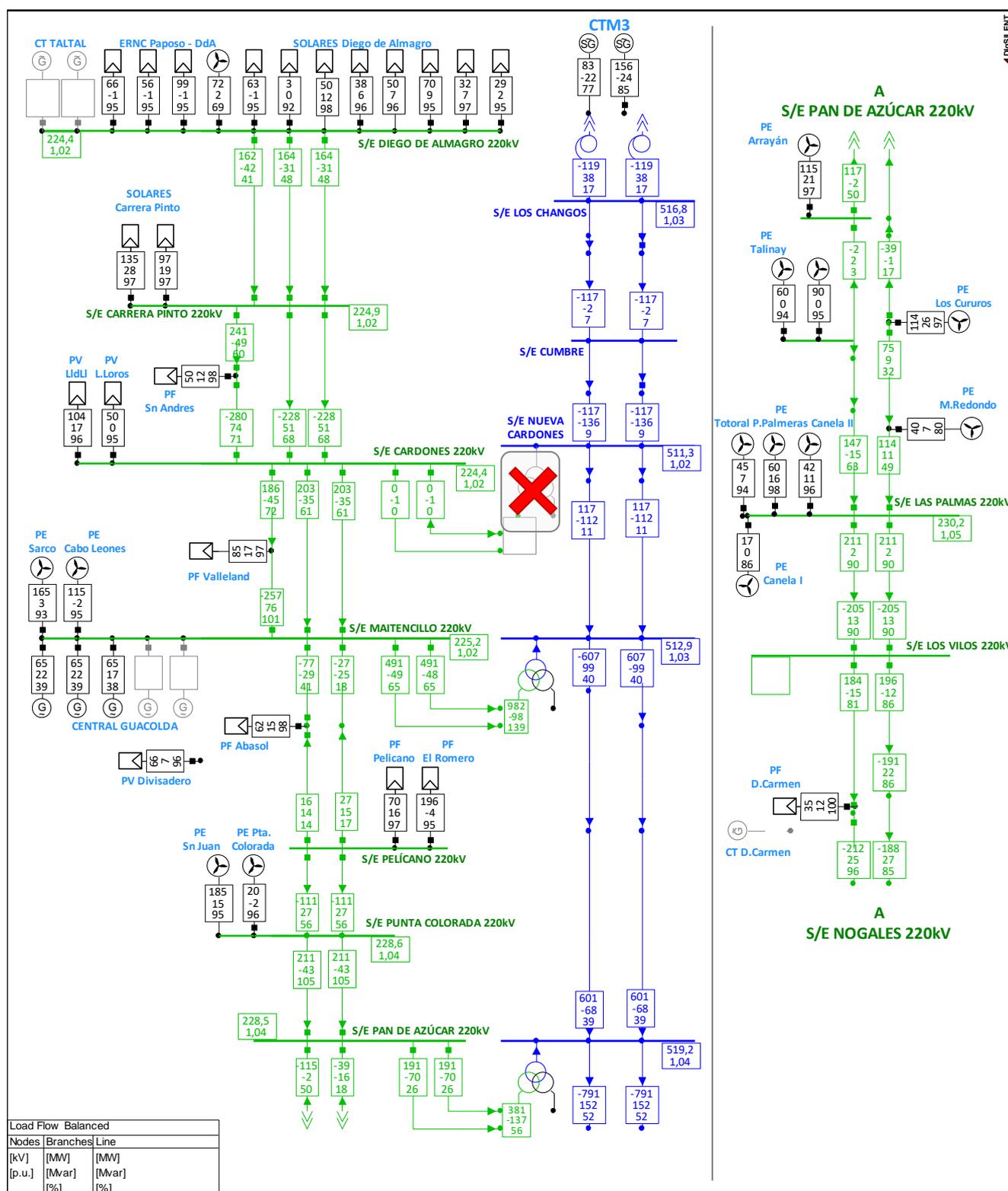


Figura 5-23: F2-E2 Perturbación #5.

Como se puede ver de la Figura 5-23, tras la pérdida del Transformador Nueva Cardones 500/220kV, el elemento más sobrecargado resulta el transformador de la S/E Nueva Maitencillo 500/220kV (39% de sobrecarga). Si bien, también existe una sobrecarga de los circuitos de la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220kV (5% de sobrecarga cada circuito), ésta se reduce sin problemas con el esquema de control, si se toma la recomendación de la restricción de generación máxima de PE San Juan y PE Punta Colorada, tampoco existiría.

Como en este caso, el transformador de la S/E Nueva Maitencillo 500/220kV no está supervisado por el algoritmo, no se realizarán reducciones de generación para disminuir la sobrecarga. Por lo tanto, la condición post-contingencia no es admisible, representando una condición de riesgo para el sistema. En consideración de esto a continuación se realizan las siguientes propuestas.

### **Propuesta de mejora**

#### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema. En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC al norte de la S/E Pelicano 220kV. Si bien esta alternativa prioriza la seguridad del sistema, es una opción menos óptima desde el punto de vista económico de la operación del sistema por verter energía proveniente de fuentes ERNC. En la Figura 5-24 se muestra un despacho reducido de los parques ENRC (**1293MW totales al norte de Pelicano 220kV +3x65MW de la CT Guacolda**), con el objetivo de no sobrecargar el transformador de la subestación Nueva Maitencillo ante la pérdida del transformador de la subestación Nueva Cardones, en las condiciones de operación de alta generación fotovoltaica. Como se puede ver, la restricción de la generación del SIC norte es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados.

#### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Agregar al algoritmo supervisión de los transformadores de 500kV para que, ante la sobrecarga de uno de éstos, producto de una contingencia, se realice la reducción automática de generación de los parques al norte de la subestación a la cual pertenece el transformador.

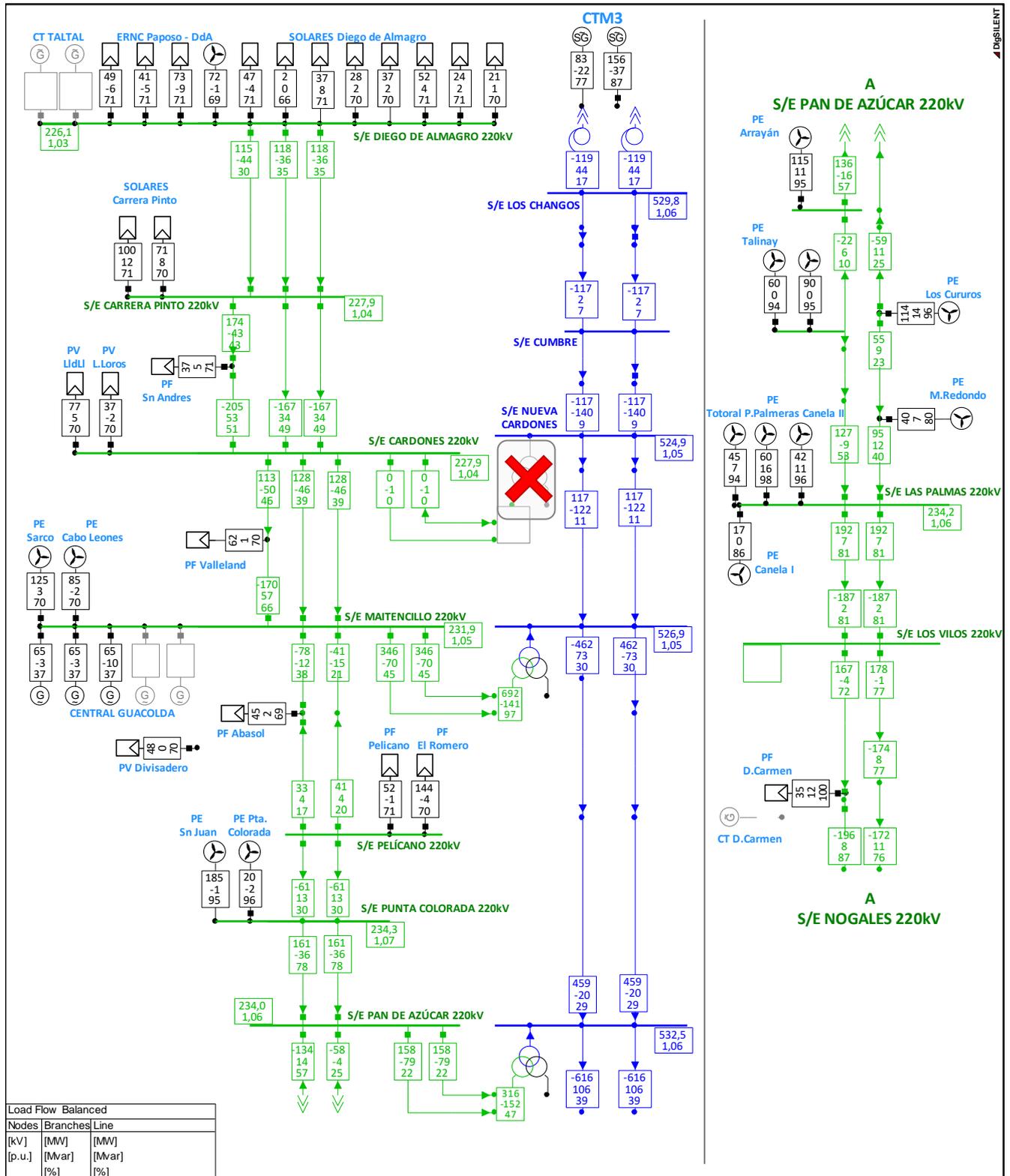


Figura 5-24: Propuesta restricción generación al norte de Pelicano en un 1488MW de su capacidad para escenarios de hidrología seca y demanda baja, red n-1.

### 5.4.3 Análisis sobre FASE III

En la Fase III se encuentran operativas las líneas de ISA, TEN y la línea 2x220kV Kapatur-Los Changos 1500MVA, interconectando de esta forma el SIC con el SING. A pesar de la capacidad de las líneas de TEN y 2x220kV Kapatur-TEN, el tramo Los Changos-Cumbre-Nueva Cardones 2x500kV queda limitado por los transformadores de la S/E Los Changos 220/500kV, considerando una sobrecarga de un 20% en red n-1, es decir, 900MVA. En Figura 5-25 se muestra el diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC con las nuevas obras de generación y transmisión.

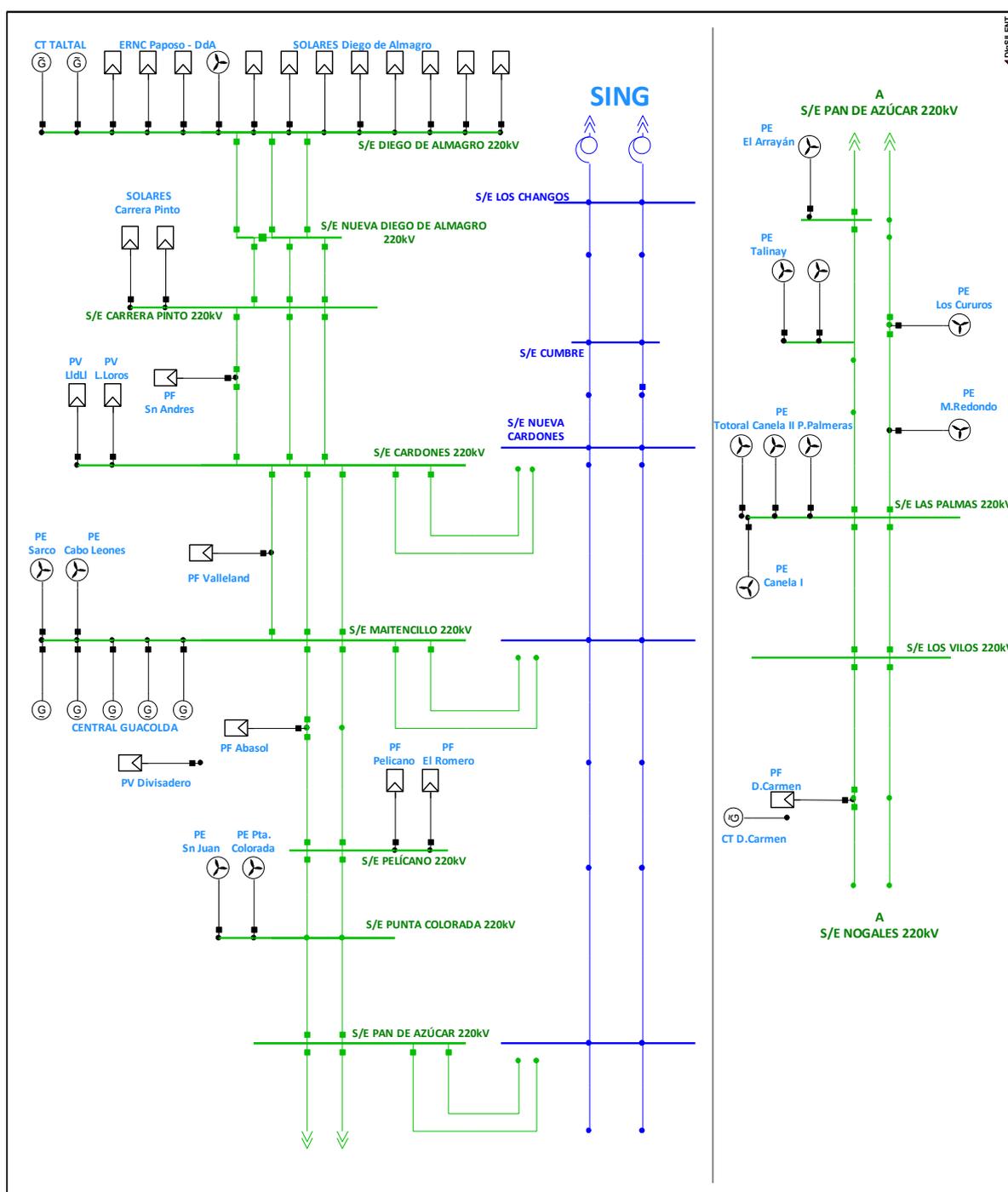


Figura 5-25: Diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC en Fase III.

### **5.4.3.1 Particularidades de la Fase III**

La interconexión de los sistemas SIC-SING tiene implicancias adicionales a las ya observadas en Fase II, por lo que se prevé que a la pérdida de eficiencia y efectividad observada en Fase II, se sumen otras particularidades, las cuales se describen a continuación:

#### ***Control de frecuencia del SING***

El automatismo no considera un control sobre la generación del SING, lo cual provoca que, ante una eventual sobrecarga de alguna de las líneas del SIC norte, sólo se reduzca generación de esta zona, mientras que las unidades del SING que participan del control de frecuencia podrían contrarrestarlo con un aumento de las transferencias SING→SIC.

En este sentido, como no resulta razonable que toda la reserva para el control de frecuencia se encuentre en el SIC (tema desarrollado en el "Estudio 1: Estudio de control de frecuencia y distribución de reservas CPF y CSF"), la pérdida de eficiencia observada ya en Fase II se vería agudizada por el aumento de la generación de las unidades del SING que participan del control de frecuencia.

#### ***Límites de transmisión por sistema de 500kV***

Si bien la interconexión con el SING significa que pueden realizarse transferencias de potencia de un sistema al otro de hasta 900MVA, en cuanto al funcionamiento del automatismo, esto implica un mayor uso del sistema de transmisión del SIC norte.

Por otro lado, existe una relación entre la potencia que se transmite desde el SING hacia el SIC y la capacidad de generación ERNC del SIC norte, debido a la capacidad de transmisión del corredor de 500kV Nueva Cardones – Polpaico. Los casos de máximas transferencias SING→SIC (900W) implican que la generación ERNC del SIC norte esté limitada (~60%) para no sobrecargar el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500kV, en tanto que, lograr máxima generación ERNC en el SIC norte implica que las transferencias SING→SIC deben estar controladas (~100MW) para que no haya sobrecarga en este mismo tramo.

En la figura a continuación se muestra la zona de operación del sistema de transmisión de 500kV del SIC norte, para un escenario de demanda baja e hidrología seca.

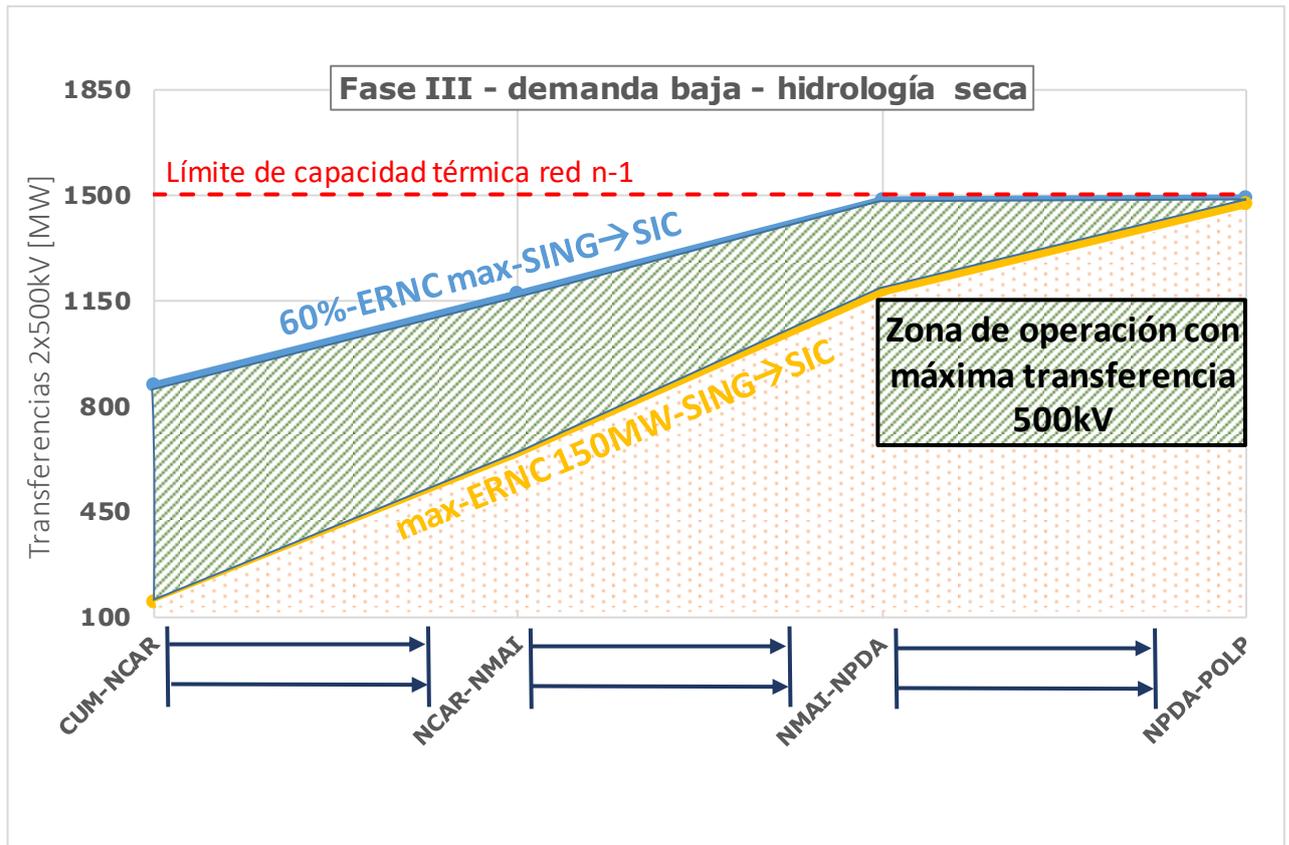


Figura 5-26: Zona de operación sistema de transmisión 500kV, Fase III-demanda baja – hidrología seca.

Sin perjuicio de lo anterior, en las secciones a continuación se analiza el desempeño de este automatismo en topología de Fase III, en escenarios de demanda alta y demanda baja, máxima transferencia y con máxima generación ERNC.

#### **5.4.3.2 Caso de estudio 1: F3\_E1\_DB\_HS\_CERNC\_maxSING-SIC**

Se estudia un escenario de demanda baja con alta generación proveniente de parques renovables y máximas transferencias SING→SIC. Como caso base se estudiará un escenario con una de generación ERNC en el SIC Norte distribuida del siguiente modo: PF de 85% y PE con 18%. En la Figura 5-27 se presenta el diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC.

Como se puede ver de la Figura 5-27, el tramo con mayor carga es: **Punta Colorada – Pan de Azúcar (75% de carga)**.

##### ***Perturbación #1: Aumento del viento***

En condiciones de altas transferencias SING→SIC, habiendo espacio disponible en el sistema de 220kV y, a su vez, capacidad de generación ERNC disponible, el aumento del viento resultaría en el aumento de las inyecciones de los parques eólicos, pudiendo resultar tal acción en la sobrecarga de los circuitos de 500kV, similarmente a lo dicho para Fase II.

Dado que el tramo limitante es la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar, ante un aumento del viento, se permitirá el aumento de la generación de los parques eólicos al norte de Punta Colorada. En las condiciones presentadas en la Figura 5-27, el algoritmo calcula que aún tiene un margen de 66MW (considerando una holgura de 5%). Dentro de los parques eólicos ubicados al norte de Pan de Azúcar, el que tiene prioridad es el PE Taltal por ser el que menos influye en la carga de esta línea (suponiendo que los parques solares están al máximo). Suponiendo que existe el viento suficiente, se despachará el PE Taltal a su plena carga. Luego, debido a la línea de ISA, la carga por la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar aumentará su carga a un 77%. En la Figura 5-28 se muestra el resultado luego del aumento de la generación del PE Taltal a su potencia nominal.

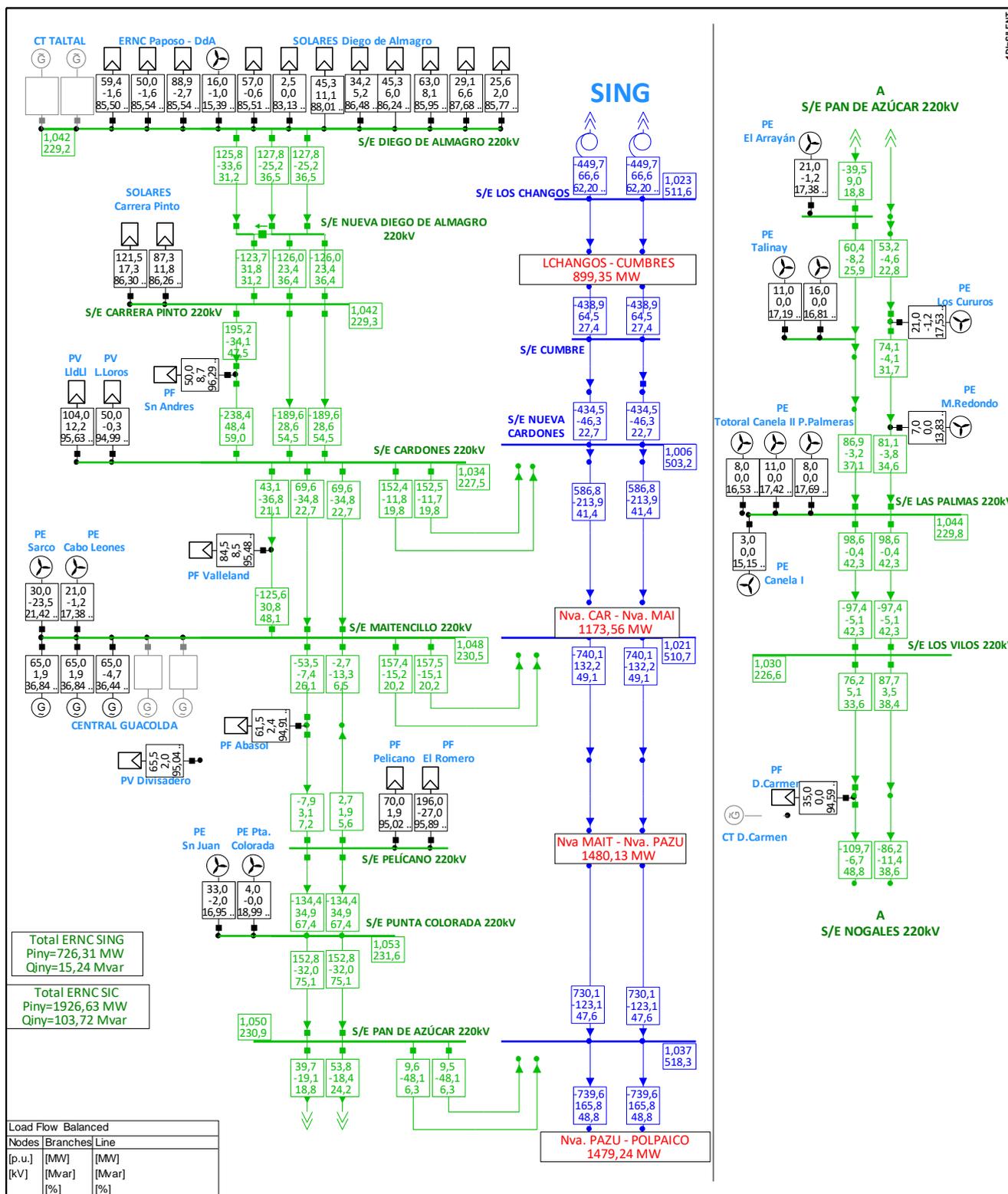


Figura 5-27: Diagrama unilínea F3-Caso 2, ESC1-DB-HS-CERN\_Caso-base.

Como se puede ver de la Figura 5-28, un aumento de la generación del PE Taltal lleva el tramo 2x500kV Pan de Azúcar – Polpaico a una sobrecarga en red N. En este punto, si no se toman las acciones operacionales correspondientes como una limitación manual de las inyecciones de los parques, la generación de los parques eólicos seguirá aumentando. En efecto, los resultados del flujo de carga muestran que es posible inyectar 278MW adicionales al norte de Pan de Azúcar, sin sobrecargar el tramo Punta Colorada - Pan de Azúcar 2x220kV. Del mismo modo, aumentará el despacho de los parques eólicos al sur de Pan de Azúcar.

En resumen, ante máximas transferencias SING→SIC y alta disponibilidad de irradiación solar y viento, existe riesgo de sobrecarga del sistema de 500kV Nueva Cardones – Polpaico debido al aumento indeseado de la generación de los parques ERNC del SIC norte.

### **Propuesta de mejora**

#### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema.**

**En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC ante altas transferencias NORTE→SUR por el corredor N. Cardones – Polpaico 500kV. Si bien esta alternativa prioriza la seguridad del sistema, es una opción menos óptima desde el punto de vista económico de la operación del sistema por verter energía proveniente de fuentes ERNC.

#### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Agregar al algoritmo las restricciones de transmisión del sistema de 500kV

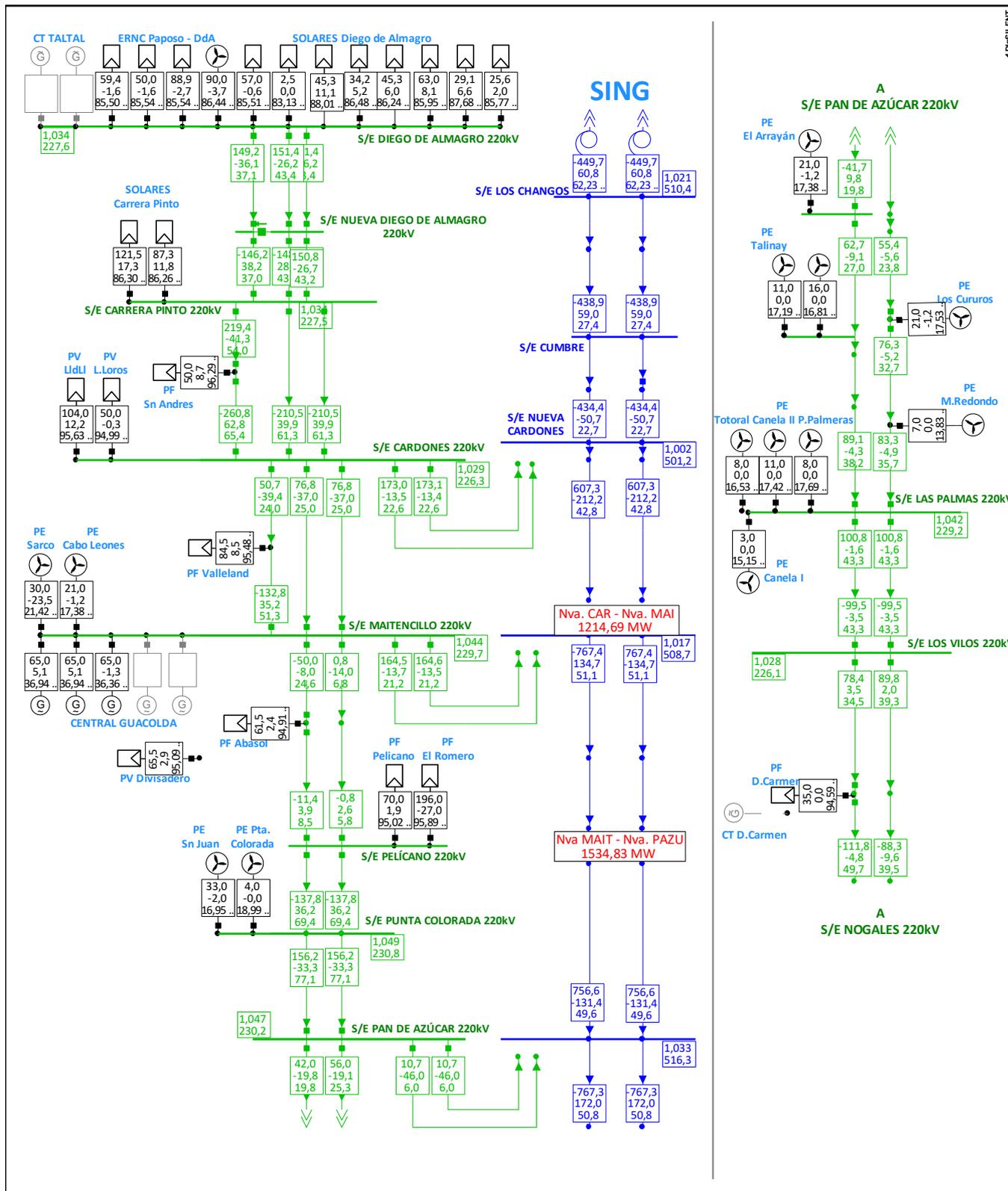


Figura 5-28:F3-Caso 2 Aumento PE TalTal. F3-DB-HS-CERN. C.

### 5.4.3.3 Caso de estudio 2: F3\_E2\_DB\_HS\_maxCERNC

Con el objetivo de maximizar las inyecciones de los parques ERNC del SIC Norte, se estudia un escenario de demanda baja con alta generación proveniente de parques renovables, en condiciones de hidrología seca (con transferencias SING→SIC de 415MW). En este escenario se tiene generación ERNC en el SIC Norte distribuida del siguiente modo: PF de 95% y PE con 100%. Además, se cuenta con cuatro unidades de Guacolda operando a mínimo técnico (4x65MW). En la Figura 5-29 se presenta el diagrama unilineal simplificado de la zona norte del SIC.

Como se puede ver de la Figura 5-29, los tramos con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (91,1% c/u)
- ✓ 2x220kV Las Palmas - Los Vilos (90,5% c/u)
- ✓ 1x220kV PF Doña Carmen - Nogales (95,5%)
- ✓ 2x500kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico (58,4%)

A partir de este escenario se estudian distintas contingencias simples, tanto internas como externas. En las secciones a continuación se presentan las siete perturbaciones que derivan en las mayores sobrecargas de los circuitos de la red de 220kV, con la consiguiente actuación del automatismo:

- **Perturbación #1: N-1 Transformador Nueva Maitencillo 500/220kV**
- **Perturbación #2: N-1 Las Palmas – Los Vilos**
- **Perturbación #3: N-1 Los Vilos – Nogales**
- **Perturbación #4: N-1 Pan de Azúcar – Punta Colorada**
- **Perturbación #5: N-1 Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV**
- **Perturbación #6: N-1 Transformador Nueva Cardones 500/220kV**
- **Perturbación #7: Apertura extremo Las Palmas - Talinay 220kV**

En la tabla a continuación se resumen los principales resultados para el escenario E2: demanda baja, hidrología seca, máxima generación ERNC.

| Caso     | Contingencia                            | EDAGx/<br>ERAGx | Eficiencia<br>del autom.<br>[%] | Reducción/desconexión |                     | error final<br>[%] |
|----------|---|-----------------|---------------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------|
|          |   |                 |                                 | inicial<br>[MW]       | final total<br>[MW] |                    |
| F3_E2_P1 | Tr 220/500kV N. Maitencillo             | CRP             | 43,13                           | -74,79                | -174,30             | -0,52              |
| F3_E2_P2 | C2 Las Palmas - Los Vilos 220kV         | CCS             | 71,70                           | -305,45               | -305,45             | 39,47              |
| F3_E2_P3 | C1 Los Vilos Nogales 220kV              | CCS             | 72,41                           | 290,60                | 290,60              | 38,11              |
| F3_E2_P4 | C2 Pan de Azúcar - Punta Colorada 220kV | CCS             | 83,11                           | 226,50                | 226,50              | 20,32              |
| F3_E2_P5 | C2 N. Pan de Azúcar - Polpaico 500kV    | CRP             | 34,62                           | -106,85               | -308,69             | -0,02              |
| F3_E2_P6 | Tr 220/500kV N. Cardones                | CRP             | 39,17                           | -58,05                | -148,64             | -0,28              |

Tabla 5-5: resumen resultados escenario E2.

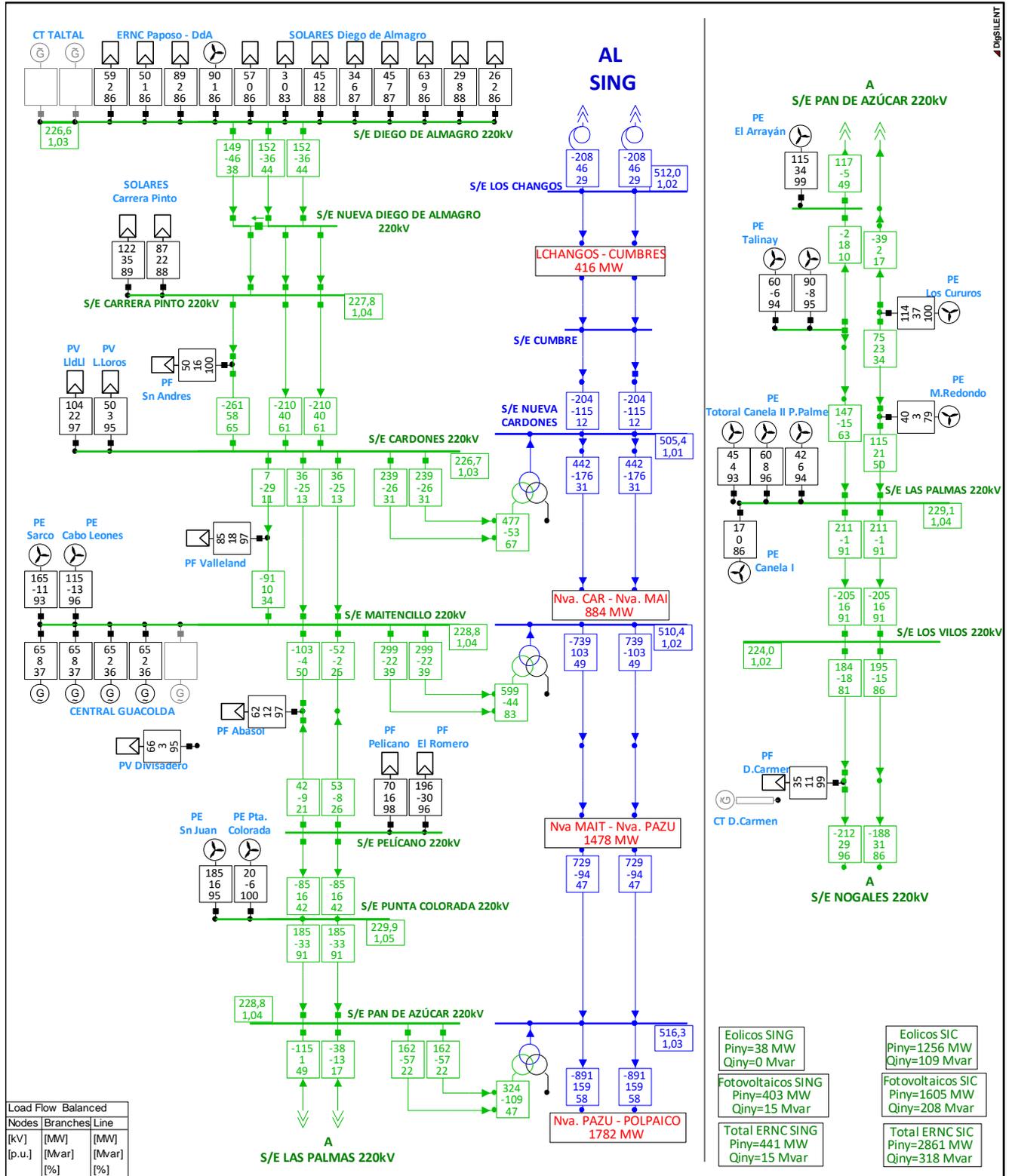


Figura 5-29: Escenario F3\_E2\_DB\_HS\_maxCERN.

## Perturbación #1: N-1 Transformador Nueva Maitencillo 500/220kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

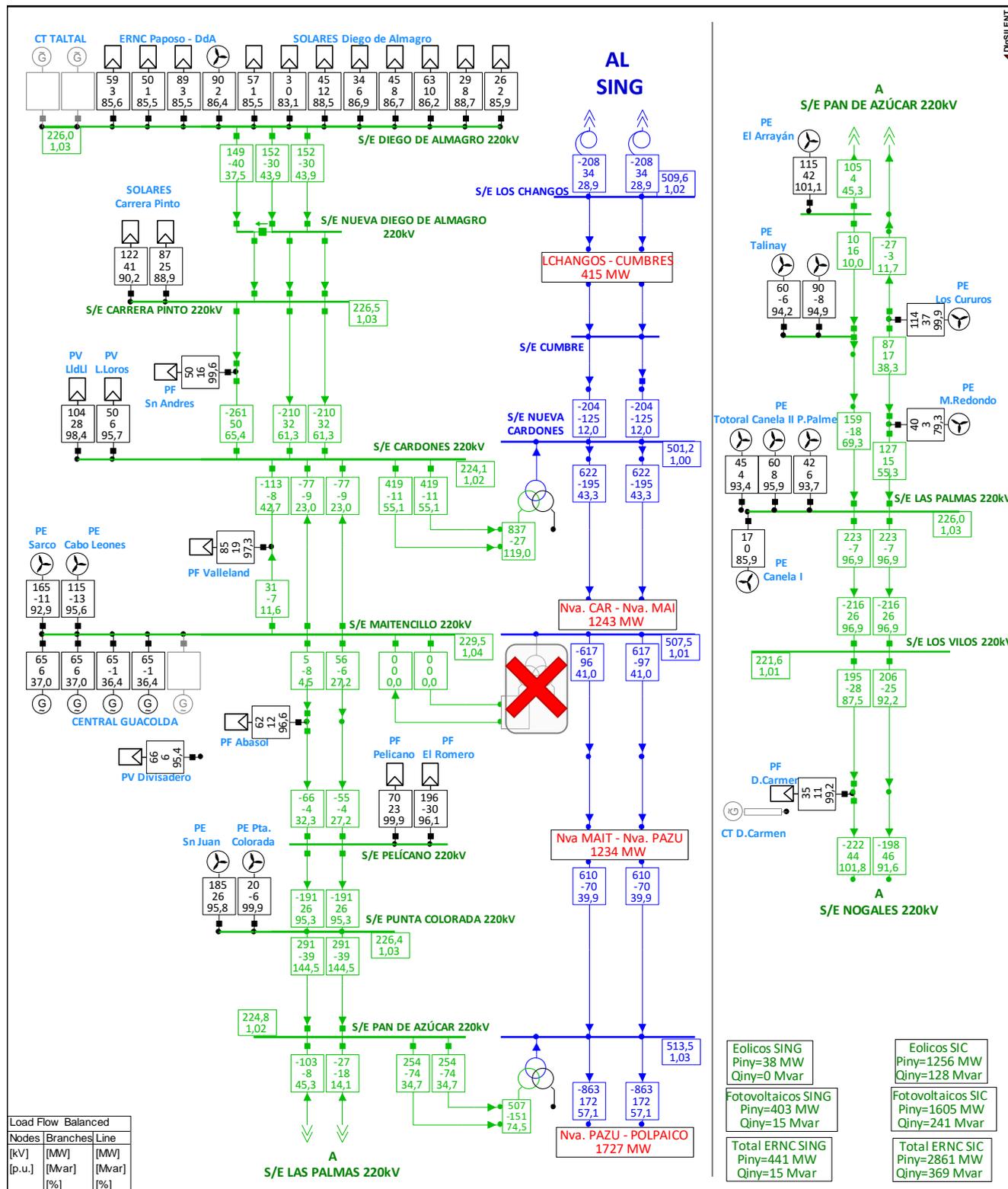


Figura 5-30: N-1 Transformador de poder Nueva Maitencillo 220/500kV.

Como se puede ver de la Figura 5-30, los tramos con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (144,5% c/u)
- ✓ 1x220kV PF Doña Carmen - Nogales (101,8%)
- ✓ Transformador 220/500kV S/E Nueva Cardones (119%)
- ✓ 2x220kV Las Palmas - Los Vilos (97% c/u)
- ✓ 2x220kV Pelicano – Punta Colorada (95,2% c/u)

En este caso la sobrecarga es producida por una contingencia externa al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de régimen permanente. Por otro lado, dado que se tiene una sobrecarga menor al 50% en el tramo Punta Colorada – Pan de Azúcar, el automatismo ordenará reducción de generación sobre los parques eólicos más grandes y cercanos a la sobrecarga.

El monto calculado por el algoritmo para reducir es de 200MW, por lo que ordenará la desconexión del PE San Juan y reducción del PE Sarco en 15MW (Figura 5-31). Como se puede ver en la Figura 5-31, la sobrecarga en el tramo 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar aún existe (112,7% c/u). Los tramos con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (112,7% c/u)
- ✓ 2x220kV Pelicano – Punta Colorada (108% c/u)
- ✓ Transformador 220/500kV S/E Nueva Cardones (109%)
- ✓ 1x220kV PF Doña Carmen - Nogales (95,4%)

Luego de la aplicación de la primera desconexión/reducción, se puede ver aumento en los flujos por la línea 2x220kV Pelicano – Punta Colorada (108% c/u). Si bien, el algoritmo es poco efectivo en el sentido de que subestima los montos necesarios para reducir/desconectar generación, volverá a reducir la generación de los PE en una segunda iteración. En esta ocasión, debido a que no se observan sobrecargas críticas (mayores al 50%), se aplican sucesivas reducciones de generación hasta alcanzar niveles de carga aceptables entre los PE Sarco, PE Cabo Leones y PE Punta Colorada.

En la Figura 5-32 se puede ver el estado final del sistema tras la convergencia del algoritmo, mientras que en la Figura 5-33 se puede ver el proceso iterativo llevado a cabo para alcanzar el estado final del sistema.

Como se puede ver de la Figura 5-32, luego de la desconexión/reducción de **374MW** en total (200MW iniciales + 174MW adicionales), se obtienen niveles de carga aceptables en todos los elementos del sistema.

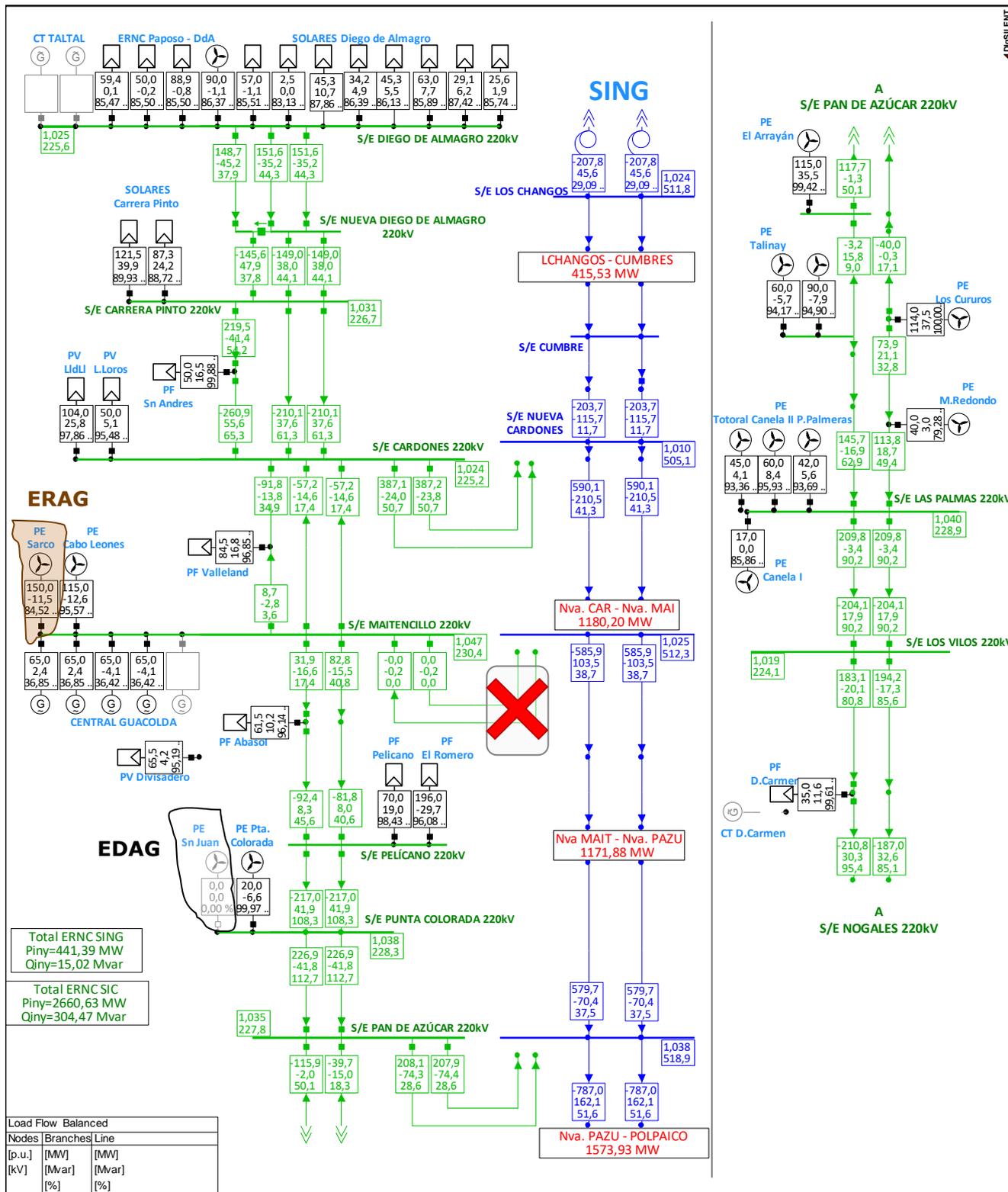


Figura 5-31: Estado post-desconexión PE San Juan y reducción de PE Sarco.

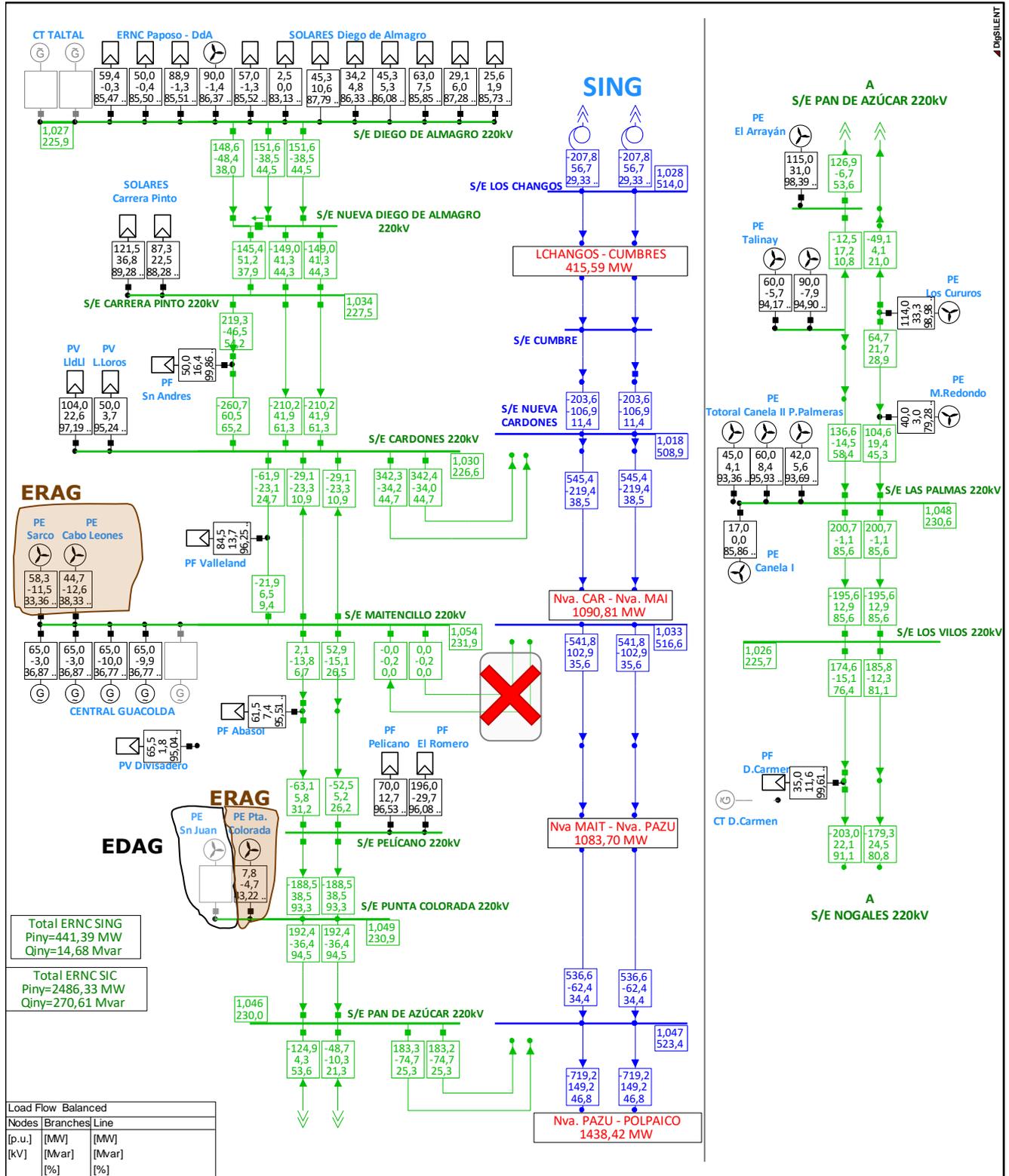


Figura 5-32: Estado final del sistema.

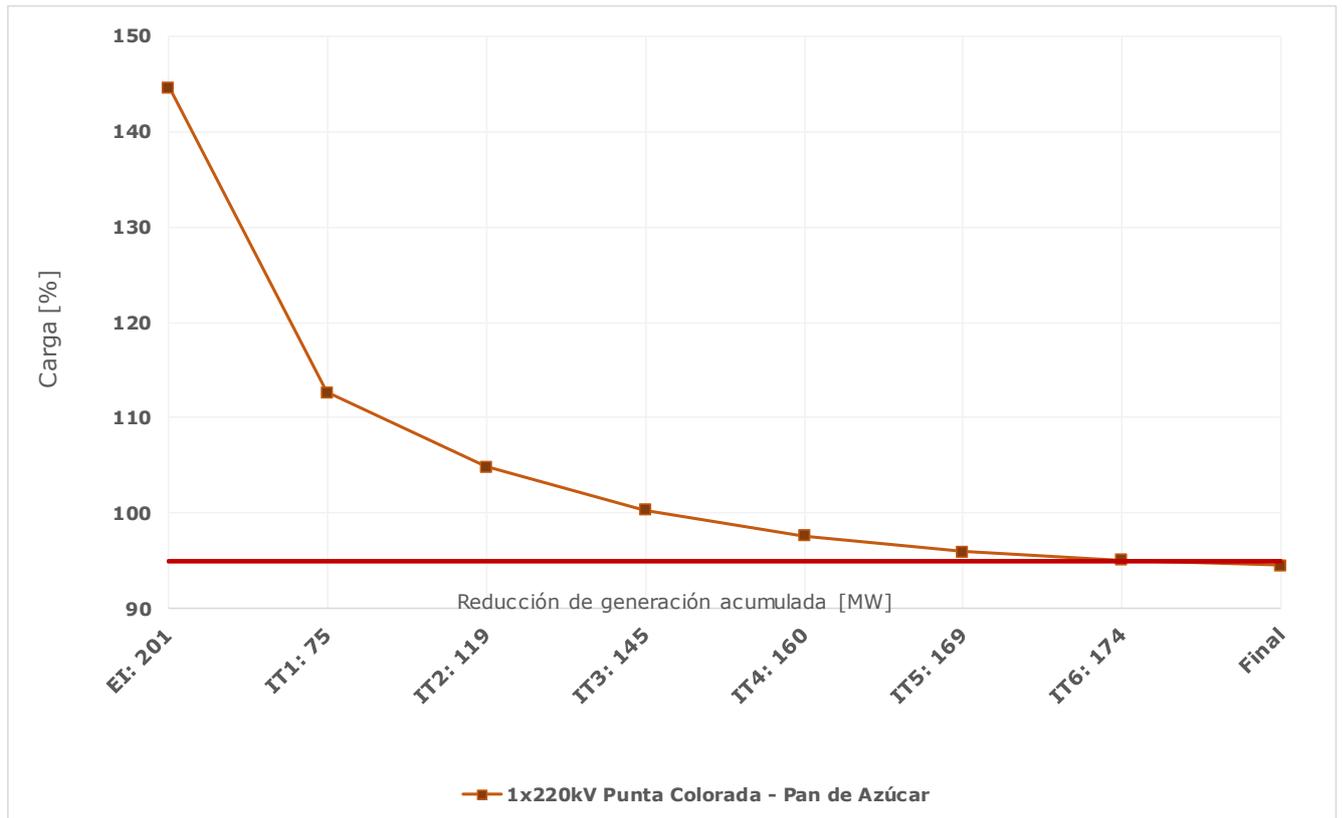


Figura 5-33: F3-Caso 1, proceso iterativo de reducción de generación.

## Perturbación #2: N-1 Las Palmas – Los Vilos 220kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

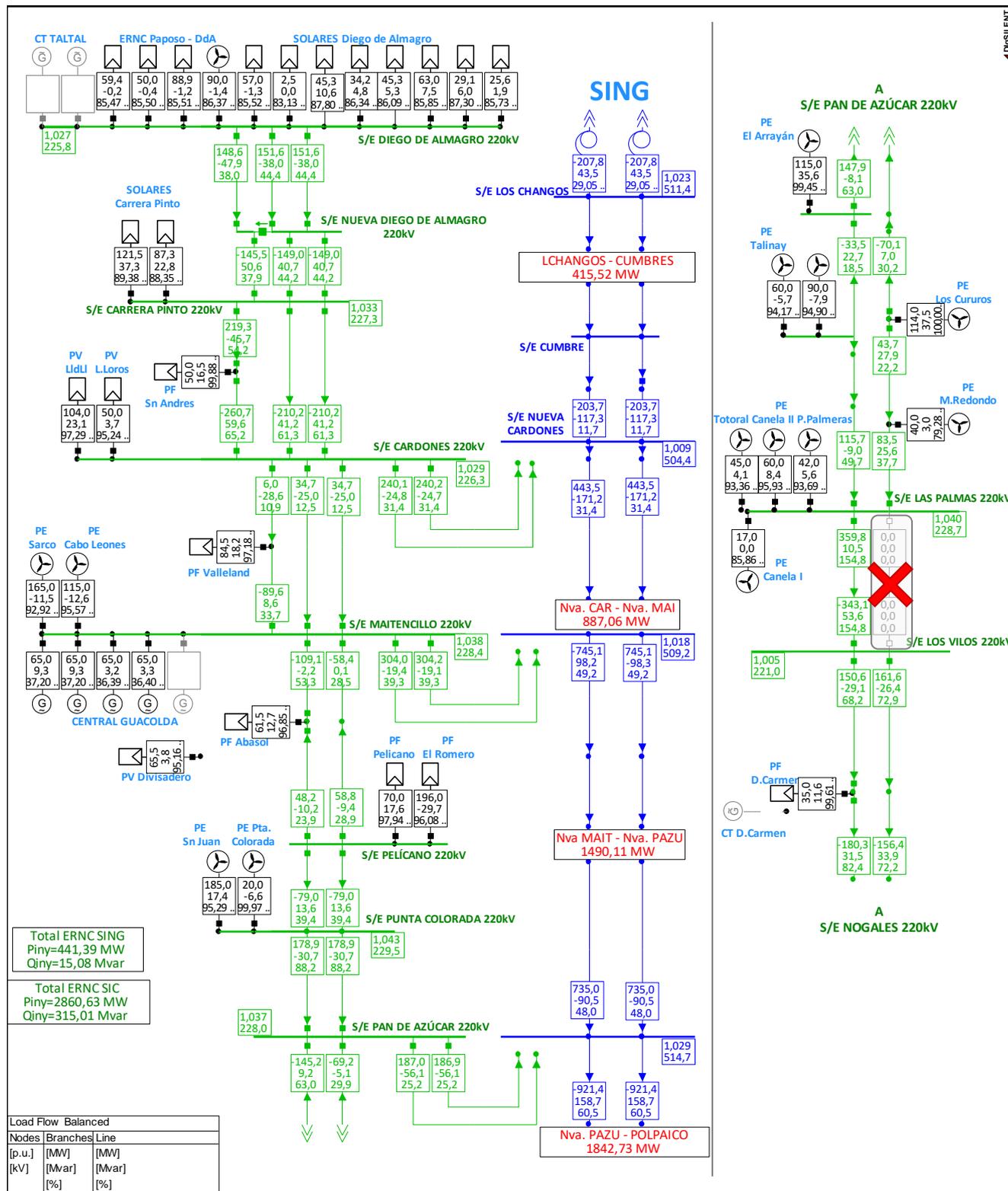


Figura 5-34: N-1 C2 Las Palmas – Los Vilos.

Como se puede ver de la Figura 5-34, los tramos con mayor carga son:

- ✓ C1 Las Palmas - Los Vilos 220kV (154,8%)

En este caso la sobrecarga es producida por una contingencia interna al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de contingencia simple. Por otro lado, dado que se tienen sobrecargas mayores al 50%, el automatismo ordenará reducción rápida de generación o EDAG sobre los parques eólicos más grandes y cercanos a la sobrecarga.

El monto pre-calculado por el algoritmo para reducir es de **193MW** dado que prevé una sobrecarga de 181% ante la desconexión de uno de los dos circuitos, por lo que ordenará la desconexión del PE San Juan y reducción del PE Sarco en 8MW (Figura 5-35). Como se puede ver en la Figura 5-35, la sobrecarga en el tramo C1 Las Palmas - Los Vilos 220kV apenas se reduce en un 9,8%, existiendo aún una sobrecarga de 145%. Los tramos con mayor carga son:

- ✓ C1 Las Palmas - Los Vilos 220kV (145%)

Luego de la aplicación de la primera desconexión/reducción y debido a que no se observan sobrecargas críticas (mayores al 50%), se activa el control de régimen permanente post-contingencia ordenando la reducción de 112MW entre los parques eólicos conectados al norte de Las Palmas 220kV. En la Figura 5-36 se puede ver el estado final del sistema tras ejecución del control de régimen permanente post-contingencia.

Como se puede ver de la Figura 5-36 luego de la desconexión/reducción de **305MW** en total (193MW iniciales + 112MW adicionales), aún existe una sobrecarga de 132%. Este caso ilustra la poca efectividad de algoritmo según su lógica de diseño en la cual no se consideró el sistema de 500kV. Puede verse que los niveles de sobrecarga finales no son aceptables, por lo que se requieren de medidas operacionales adicionales.

Nuevamente, la pérdida de eficiencia está asociada directamente con los parques que se escogen para realizar la desconexión/reducción de generación ante determinada falla. Ante la pérdida de uno de los circuitos de la línea Las Palmas – Los Vilos, la desconexión del PE San Juan es poco efectiva en la reducción de la sobrecarga debido a que la potencia inyectada por éste se transmite principalmente por la red de 500kV a través del transformador de 220/500kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

### **Propuesta de mejora**

En la Figura 5-37 se presenta el estado del sistema post-contingencia y luego de la desconexión de los parques PE Talinay y PE Punta Palmera 187MW, actualmente participando del esquema [2]. Como se puede ver en la Figura 5-37, la desconexión de estos parques es más efectiva en la reducción de la sobrecarga. No obstante, si la reducción/desconexión se aplicara

sobre los PE más cercanos a la barra Las Palmas (PE Punta Palmeras, PE Canela I y II, PE Monte Redondo, PE Totoral y PE Talinay) en un monto igual a **347MW** (42MW más que en el caso de estudio), se obtiene niveles carga admisibles en todos los elementos del sistema. En la Figura 5-38 se puede ver el estado del sistema tras la reducción/desconexión de estos parques.

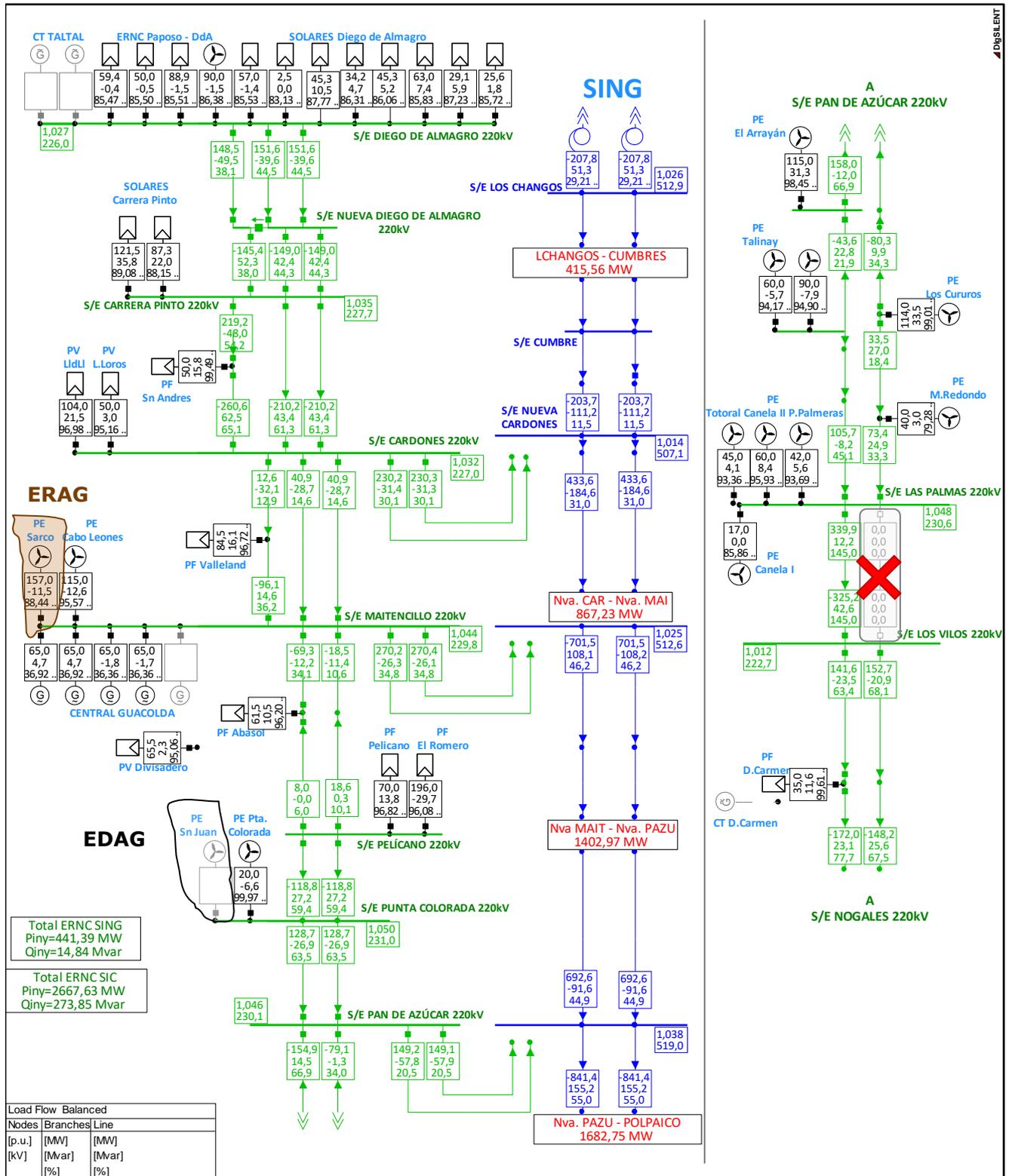


Figura 5-35: Estado post-desconexión PE San Juan y reducción de PE Sarco.

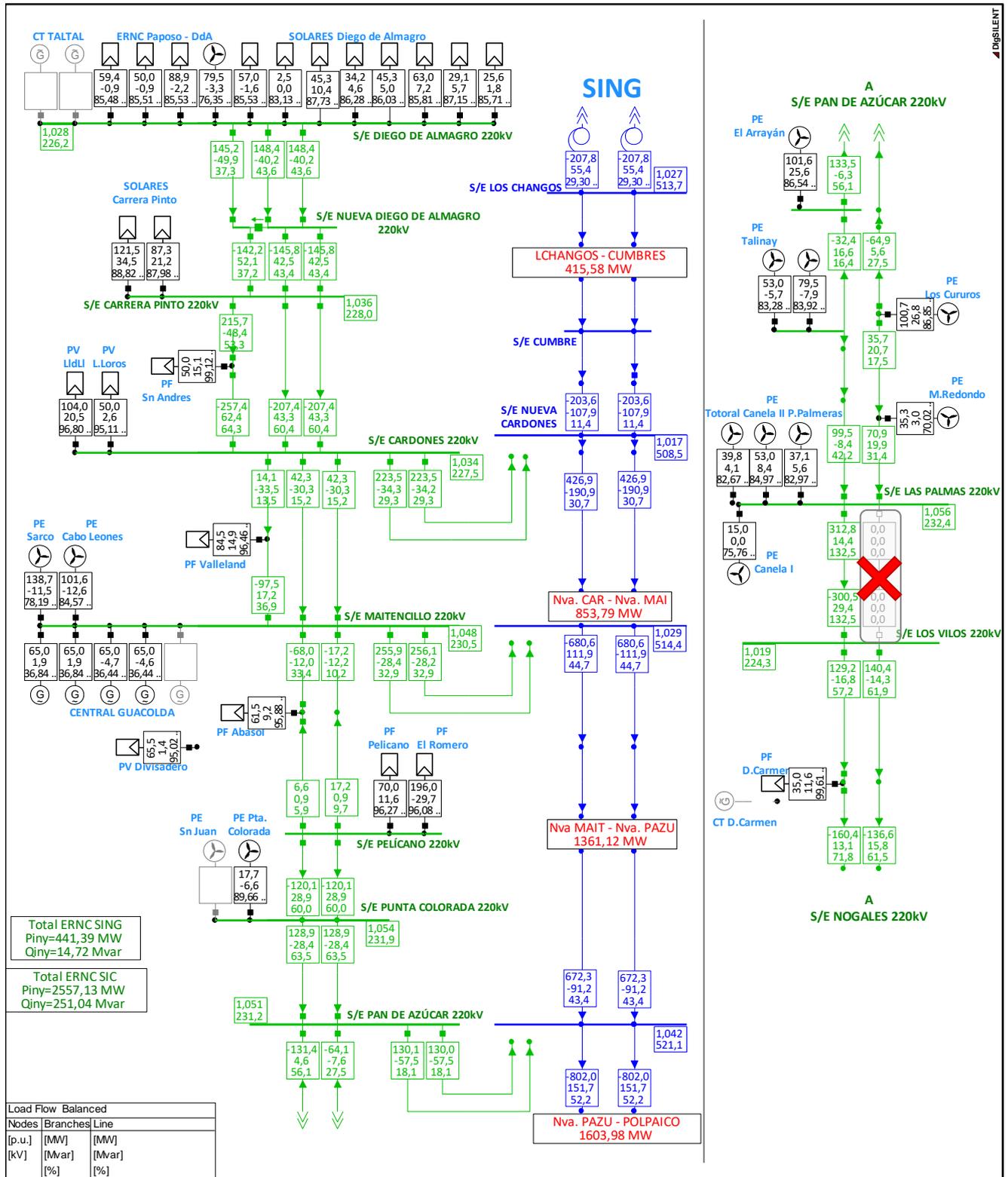


Figura 5-36: Estado final del sistema.

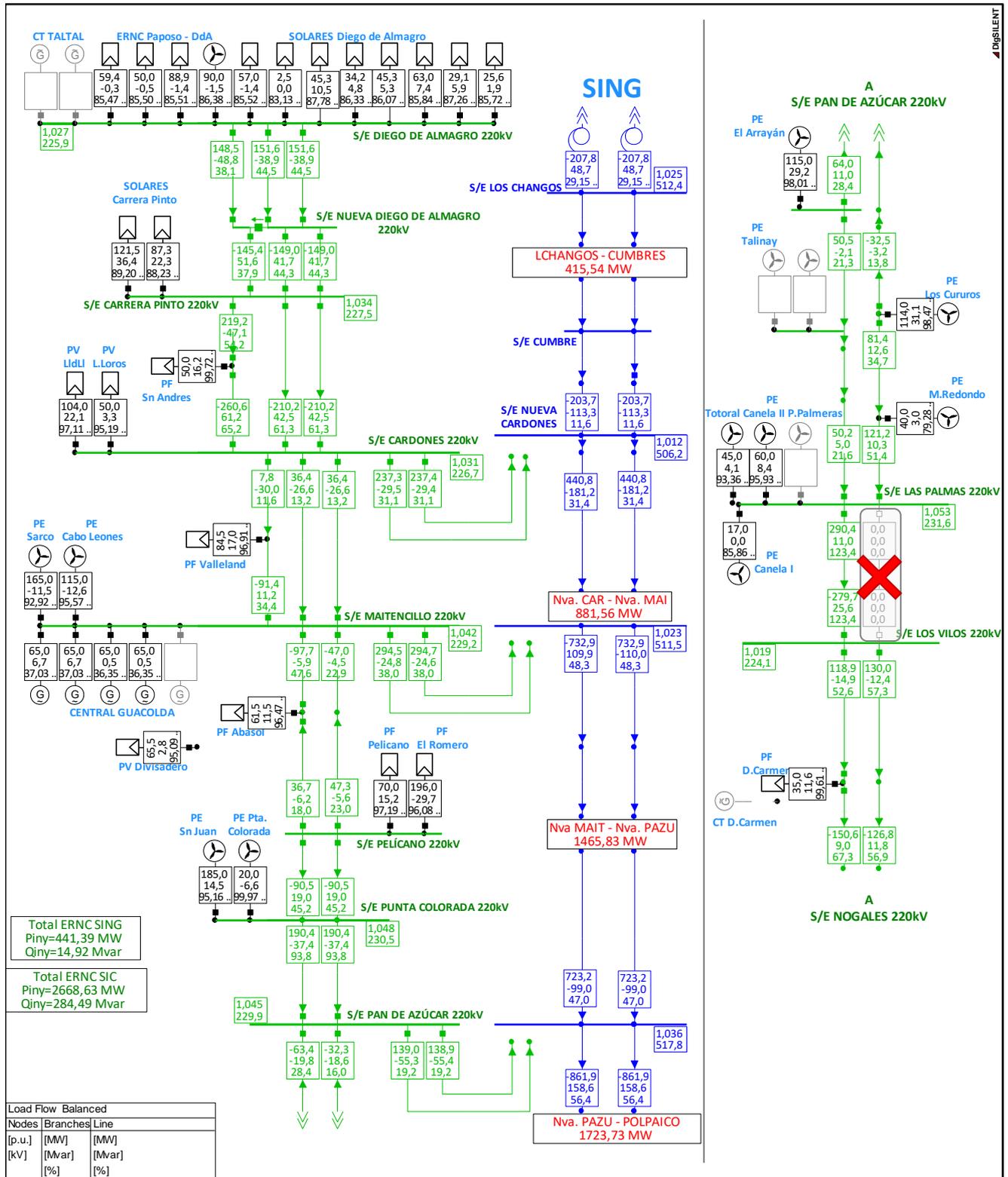


Figura 5-37: Caso 2, propuesta

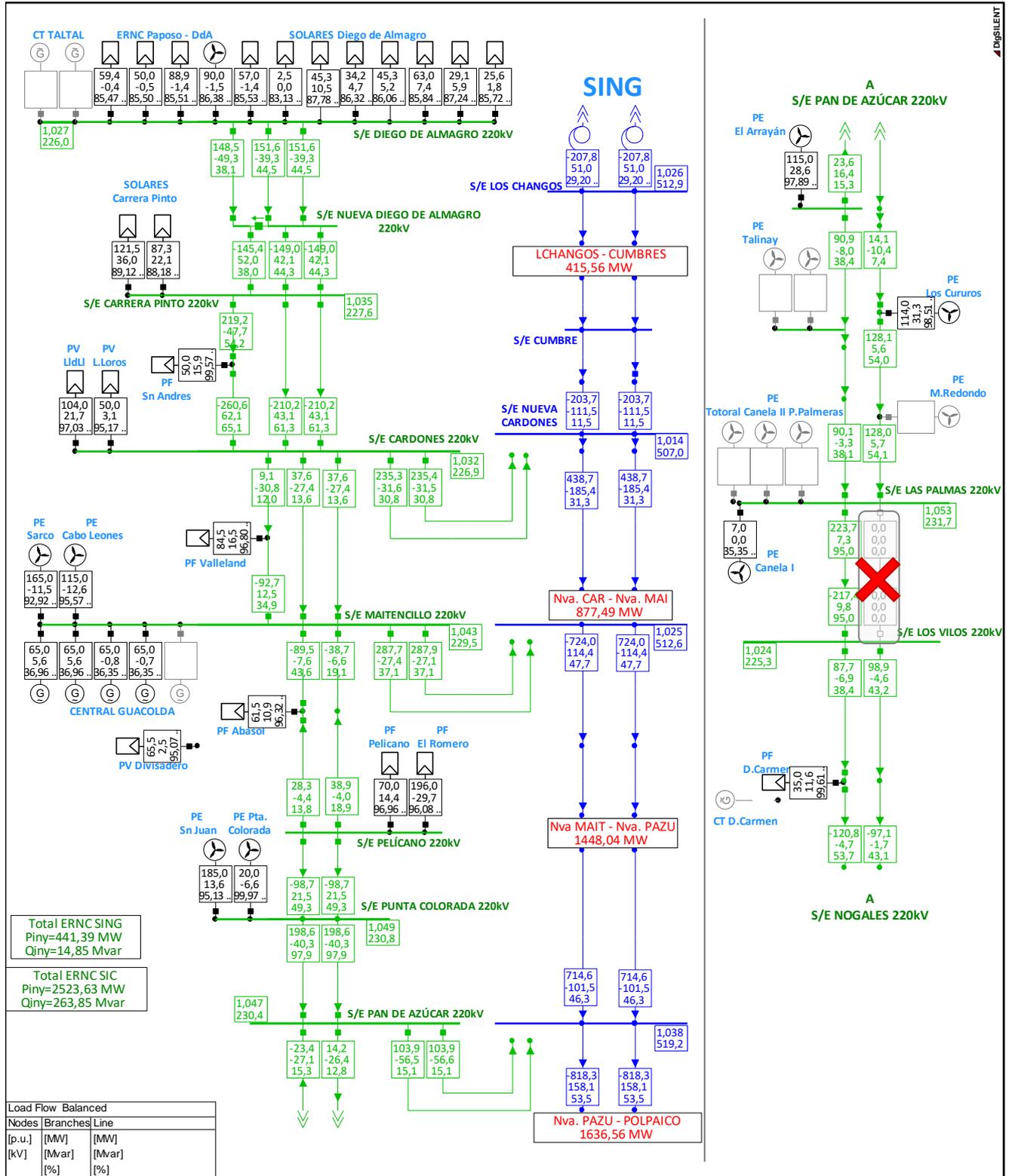


Figura 5-38: Caso 2 Propuesta, Estado final.

## Perturbación #3: N-1 Los Vilos – Nogales 220kV C1

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

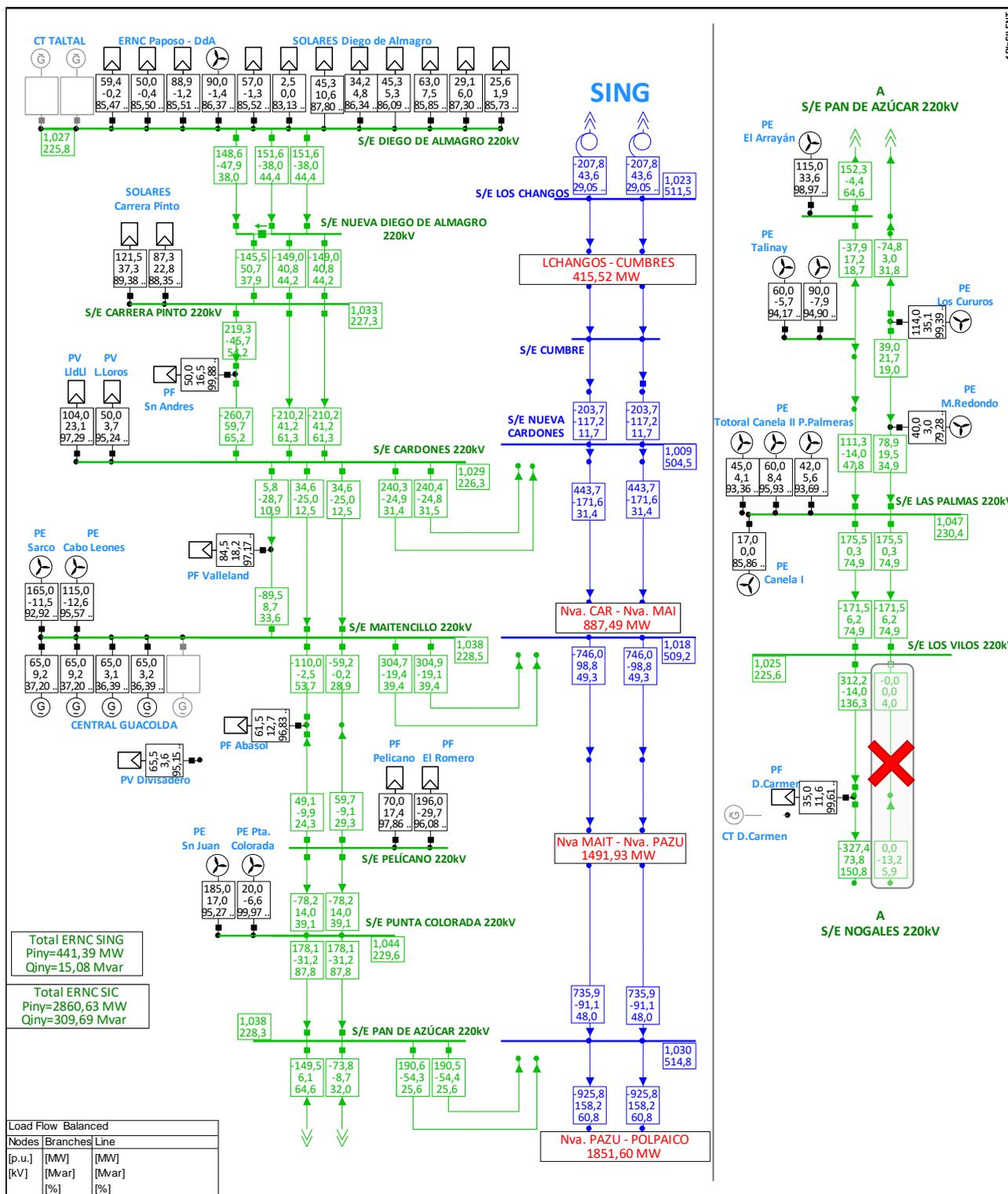


Figura 5-39: N-1 Los Vilos – Nogales

Como se puede ver de la Figura 5-39, los tramos con mayor carga son:

- ✓ C2 PF Doña Carmen – Nogales 1x220kV (150,8%)
- ✓ Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV (60,8% c/u)

En este caso la sobrecarga es producida por una contingencia interna al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de contingencia simple. Por otro lado, dado que se tienen sobrecargas mayores al 50%, el automatismo ordenará reducción rápida de generación o EDAG sobre los parques eólicos más grandes y cercanos a la sobrecarga.

El monto pre-calculado por el algoritmo para reducir es de **172MW** dado que prevé una sobrecarga de 172% ante la desconexión de uno de los dos circuitos, por lo que ordenará la desconexión del PE San Juan (Figura 5-40). Como se puede ver en la Figura 5-40, la sobrecarga en el tramo C2 PF Doña Carmen – Nogales 220kV apenas se reduce en un 8,8%, existiendo aún una sobrecarga de 142%. Los tramos con mayor carga son:

- ✓ C2 PF Doña Carmen – Nogales 1x220kV (142%)

Tal como se dijo anteriormente, la desconexión del PE San Juan es poco efectiva en la reducción de la sobrecarga en tramos al sur de la S/E Pan de Azúcar debido a que la potencia inyectada por éste se transmite principalmente por la red de 500kV a través del transformador de 220/500kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar.

Luego de la aplicación de la primera desconexión y debido a que no se observan sobrecargas críticas (mayores al 50%), se activa el control de régimen permanente post-contingencia ordenando la reducción de 106MW entre los parques eólicos conectados al norte de Las Palmas 220kV. En la Figura 5-41 se puede ver el estado final del sistema tras ejecución del control de régimen permanente post-contingencia.

Como se puede ver de la Figura 5-41, luego de la desconexión/reducción de **291MW** en total (185MW iniciales + 106MW adicionales), aún existe una sobrecarga de 131%. Puede verse que los niveles de sobrecarga finales no son aceptables, por lo que se requieren de medidas operacionales adicionales.

## **Propuesta de mejora**

### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema. En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC ante altas transferencias NORTE→SUR por el corredor N. Cardones – Polpaico 500kV. Si bien esta alternativa prioriza la seguridad del sistema, es una opción menos óptima desde el punto de vista económico de la operación del sistema por verter energía proveniente de fuentes ERNC.

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Al igual que en el caso anterior, se propone la actuación del control de contingencia simple ante una falla en el circuito C1 de Los Vilos – Nogales. En este caso, se propone dar prioridad a la desconexión del PF Doña Carmen en caso de estar en servicio por tratarse del parque que tiene más incidencia en la sobrecarga. En la Figura 5-42 se muestra el estado final de sistema con las desconexiones propuestas, donde se puede ver que no hay sobrecargas inadmisibles de los elementos del sistema.

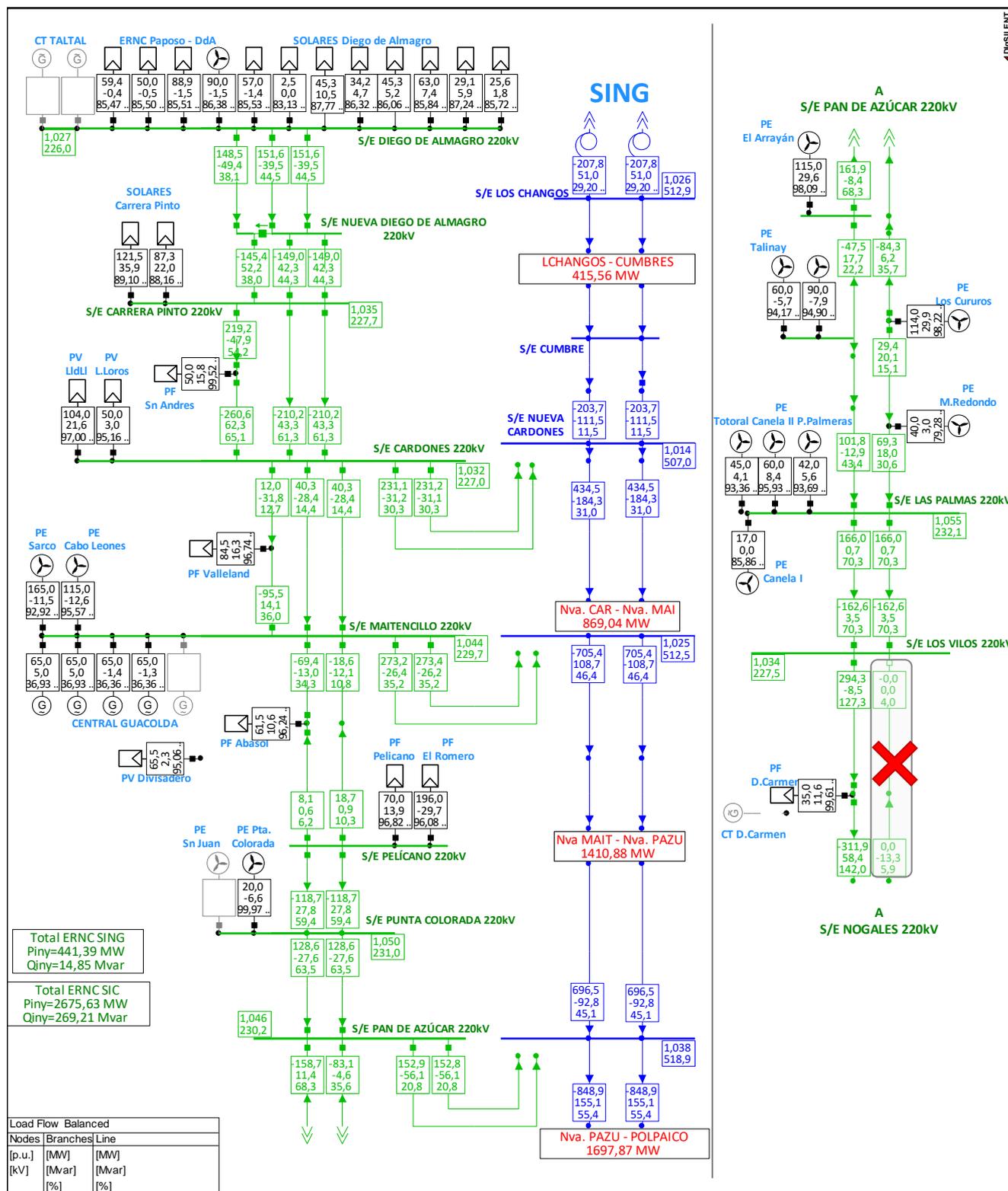


Figura 5-40: Estado post-desconexión PE San Juan.

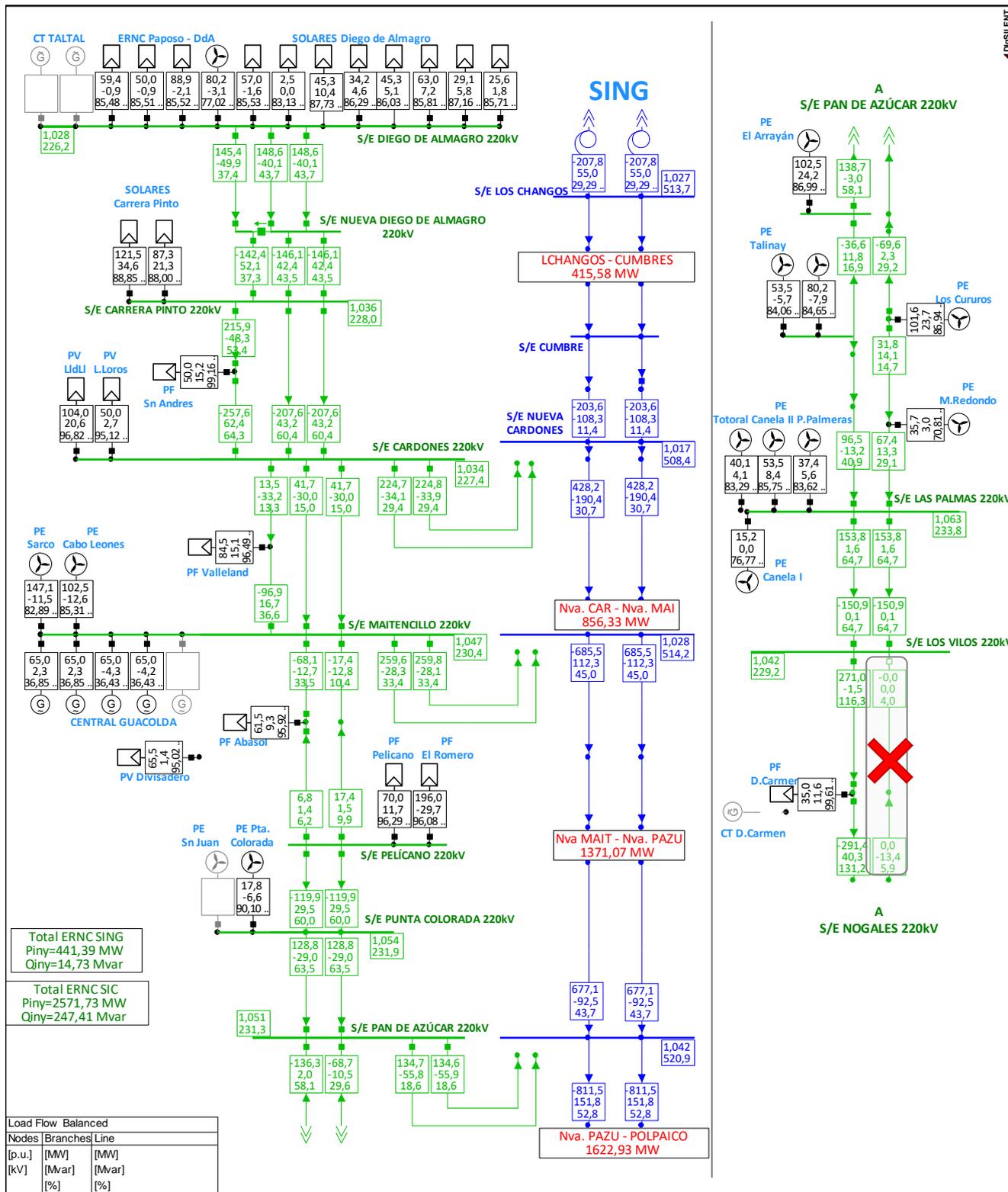


Figura 5-41: F3-Caso 3, estado final.

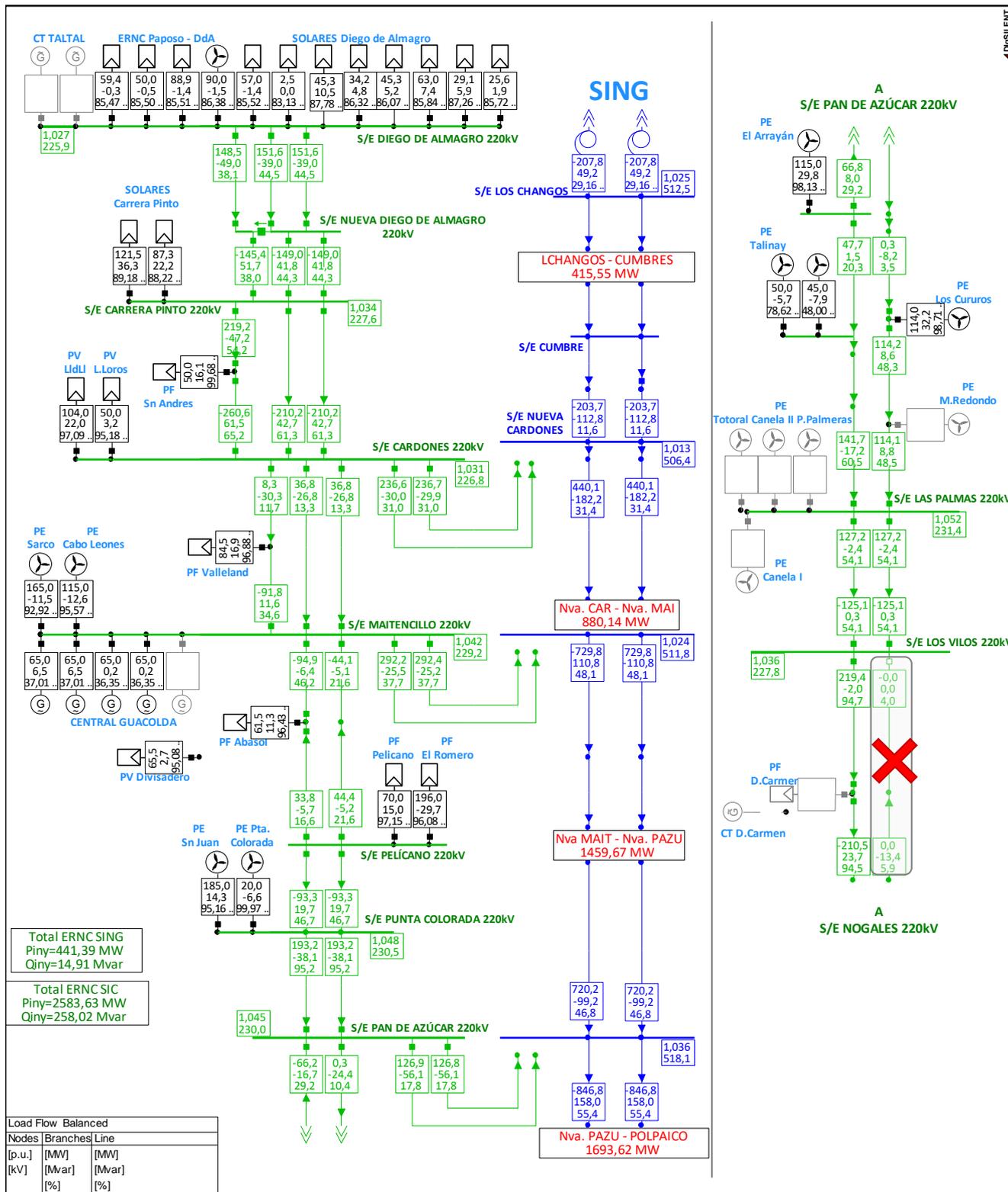


Figura 5-42: F3 Caso 3, propuesta.

## Perturbación #4: N-1 Pan de Azúcar – Punta Colorada 220kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

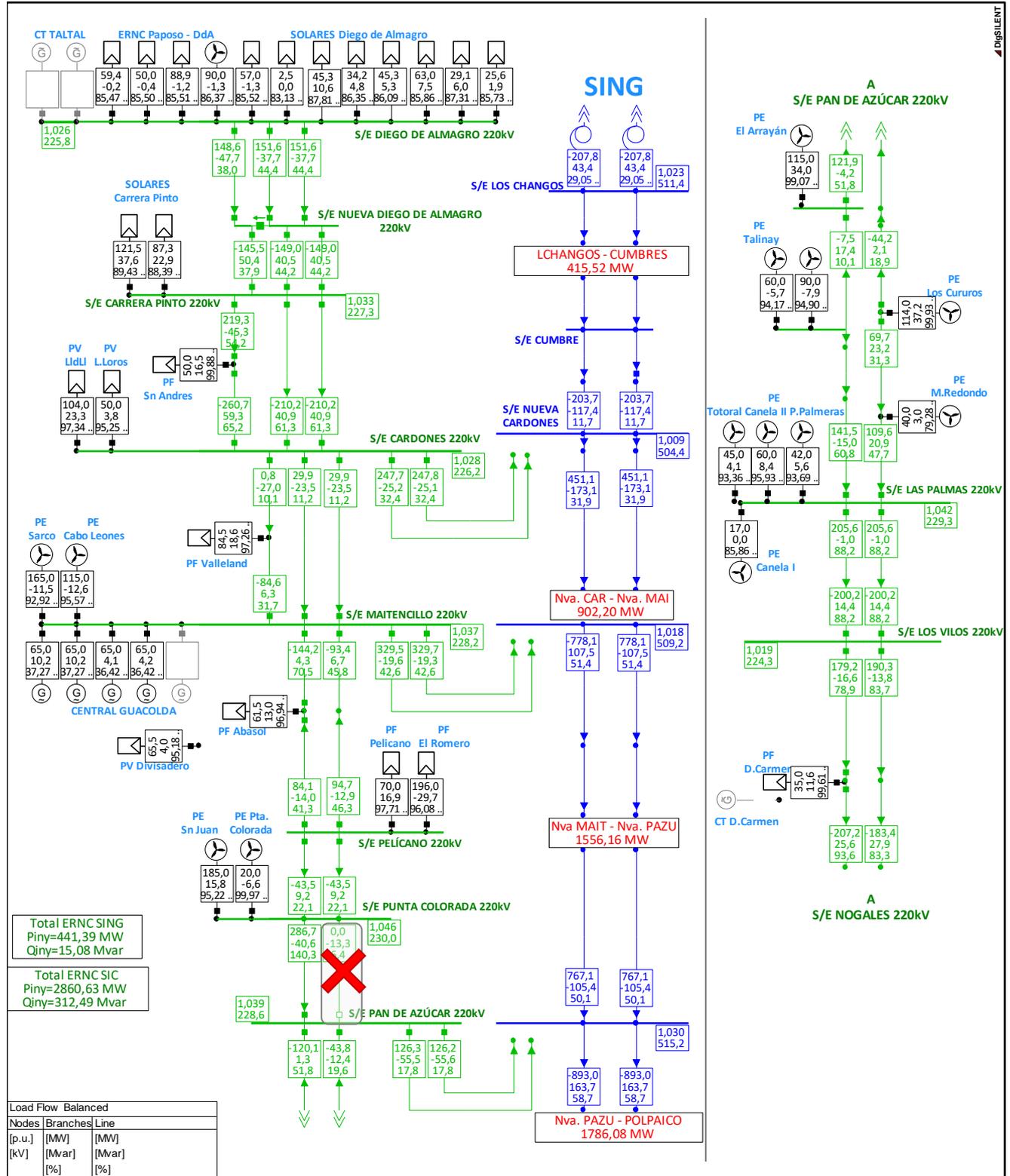


Figura 5-43: N-1 Pan de Azúcar – Punta Colorada, extremo Pan de Azúcar.

Como se puede ver de la Figura 5-43, los tramos con mayor carga son:

- ✓ C1 Punta Colorada – Pan de Azúcar 220kV (140,3%)

En este caso la sobrecarga es producida por una contingencia interna al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de contingencia simple. Por otro lado, dado que se tienen sobrecargas menores al 50%, el automatismo ordenará reducción de generación entre los parques al norte de la S/E Punta Colorada.

El monto pre-calculado por el algoritmo para reducir es de **174,5MW** dado que prevé una sobrecarga de 182% ante la desconexión de uno de los dos circuitos. Como se puede ver en la Figura 5-44, la sobrecarga en el tramo C2 PF Doña Carmen – Nogales 220kV se reduce en un 20,1%, existiendo aún una sobrecarga de 20,2%.

Luego de la aplicación de la primera desconexión y debido a que no se observan sobrecargas críticas (mayores al 50%), se activa el control de régimen permanente post-contingencia ordenando la reducción de **52MW** entre los parques eólicos conectados al norte de Punta Colorada 220kV. En la Figura 5-45 se puede ver el estado final del sistema tras ejecución del control de régimen permanente post-contingencia.

Como se puede ver de la Figura 5-45, luego de la reducción de **226,5MW** en total (174,5MW iniciales + 52MW adicionales), aún existe una sobrecarga de 14%.

### **Propuesta de mejora**

#### **1. Propuestas operacionales**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC ante altas transferencias NORTE→SUR por el corredor N. Cardones – Polpaico 500kV.

#### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

- i. Al igual que en el caso anterior, se propone la actuación del control de contingencia simple ante una falla en el circuito C1 Punta Colorada – Pan de Azúcar 220kV. En este caso, se propone desconectar el PE San Juan y PE Punta Colorada (205MW en total) en caso de estar en servicio por tratarse del parque que tiene más incidencia en la sobrecarga. En la Figura 5-46 se muestra el estado final de sistema con las desconexiones propuestas, donde se puede ver que no hay sobrecargas inadmisibles de los elementos del sistema.

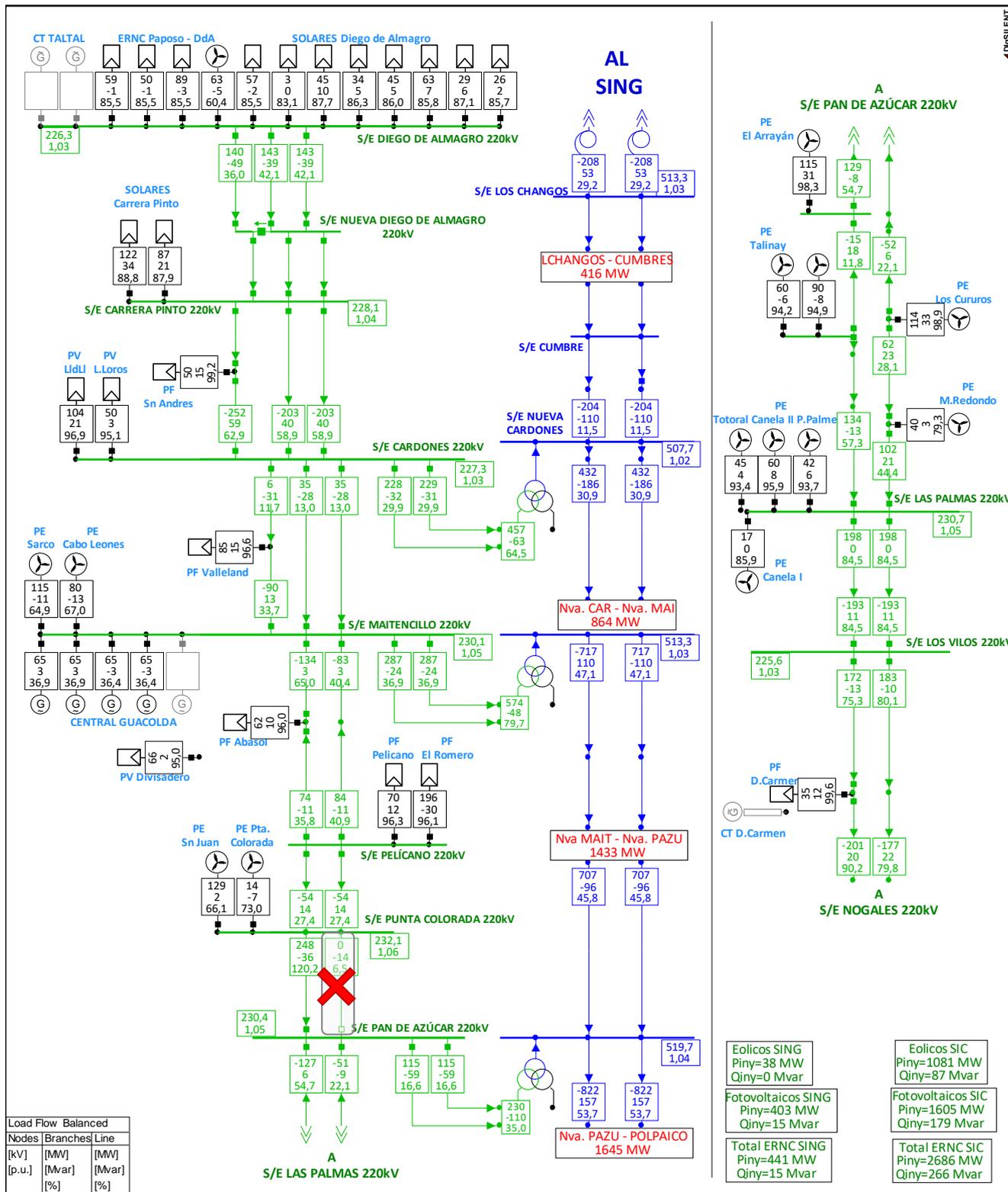


Figura 5-44: F3-E02 Perturbación #4, iteración 1.

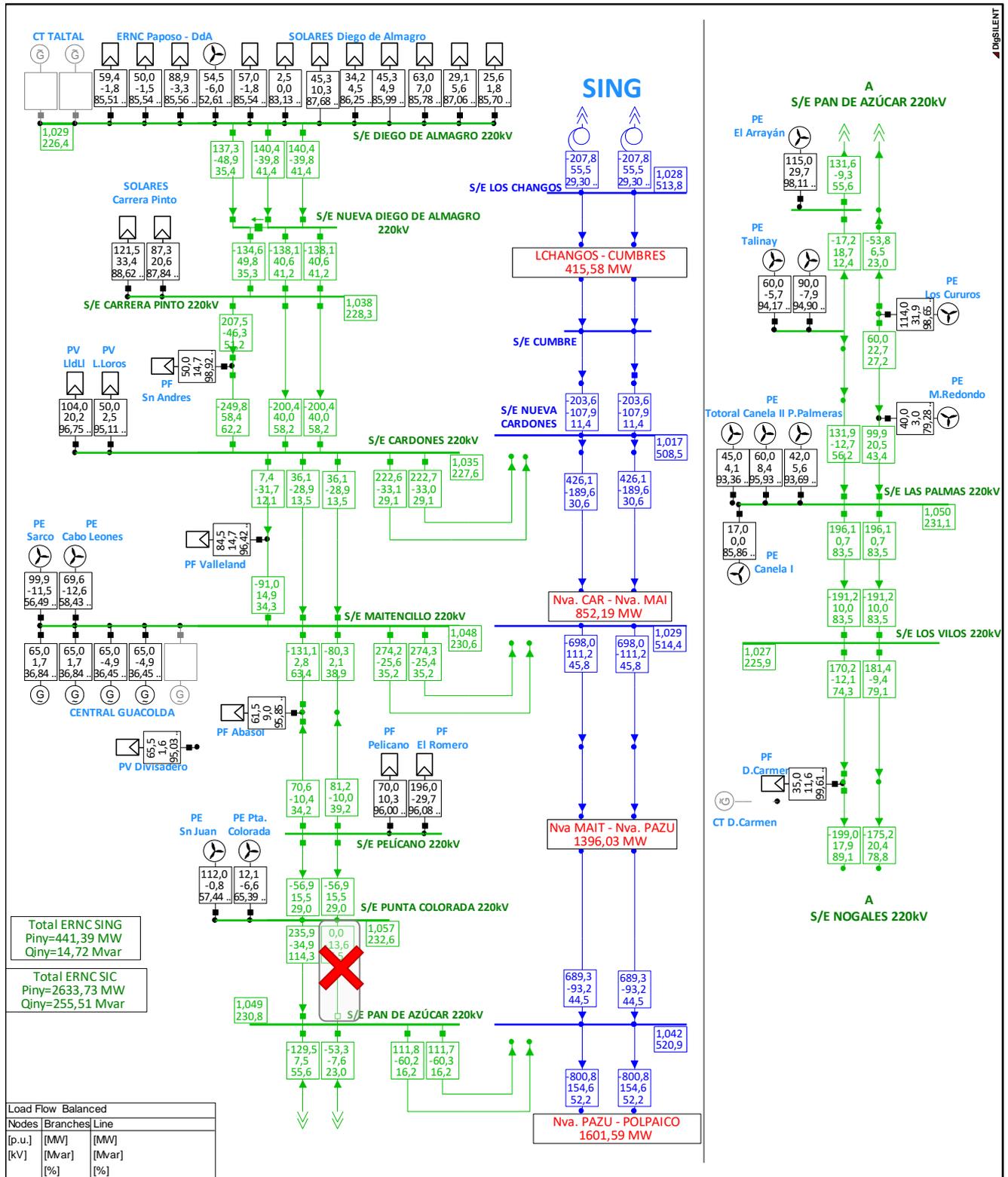


Figura 5-45: F3 Caso 4, estado final.

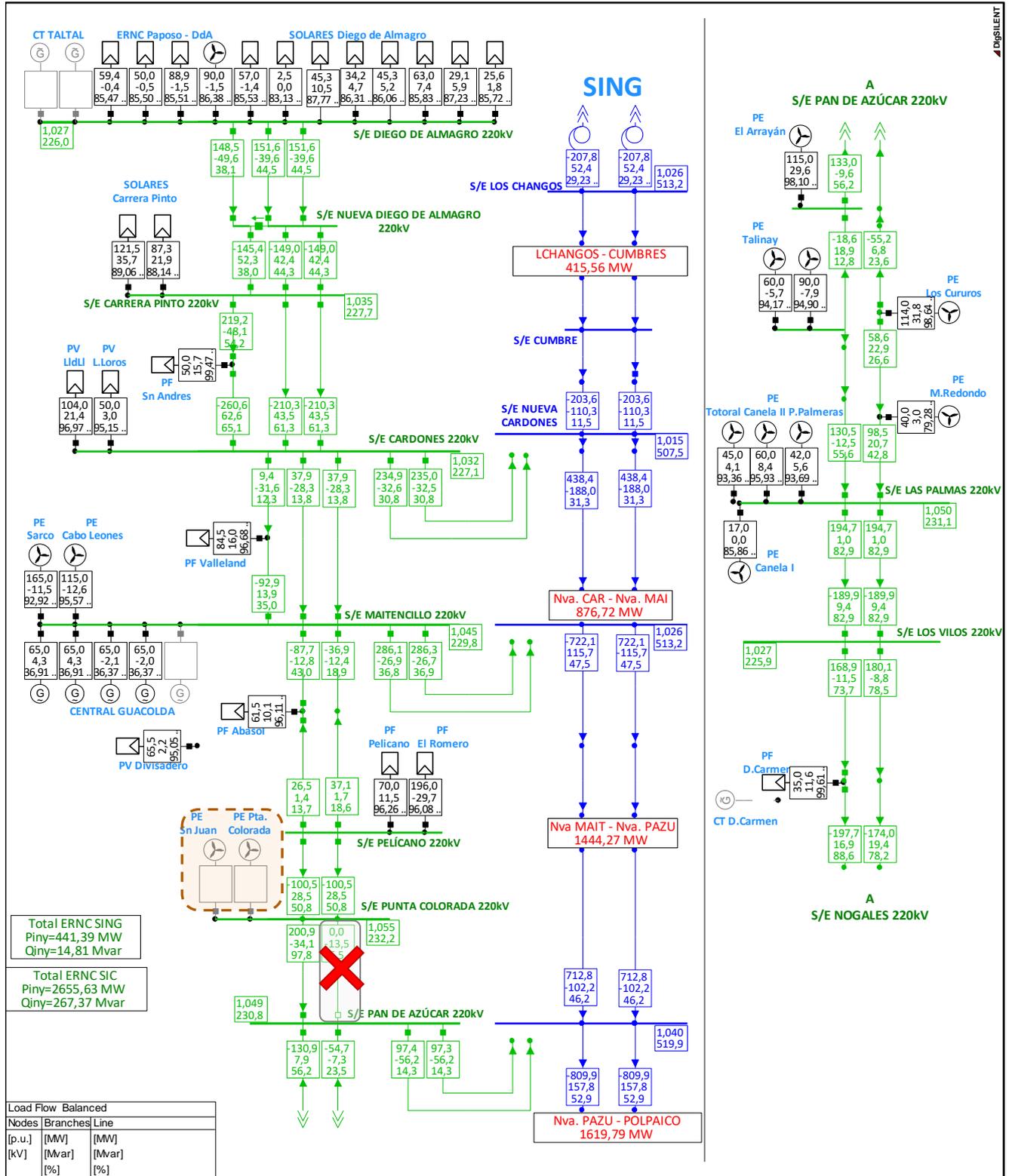


Figura 5-46: F3 Caso 4, propuesta.

## Perturbación #5: N-1 Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

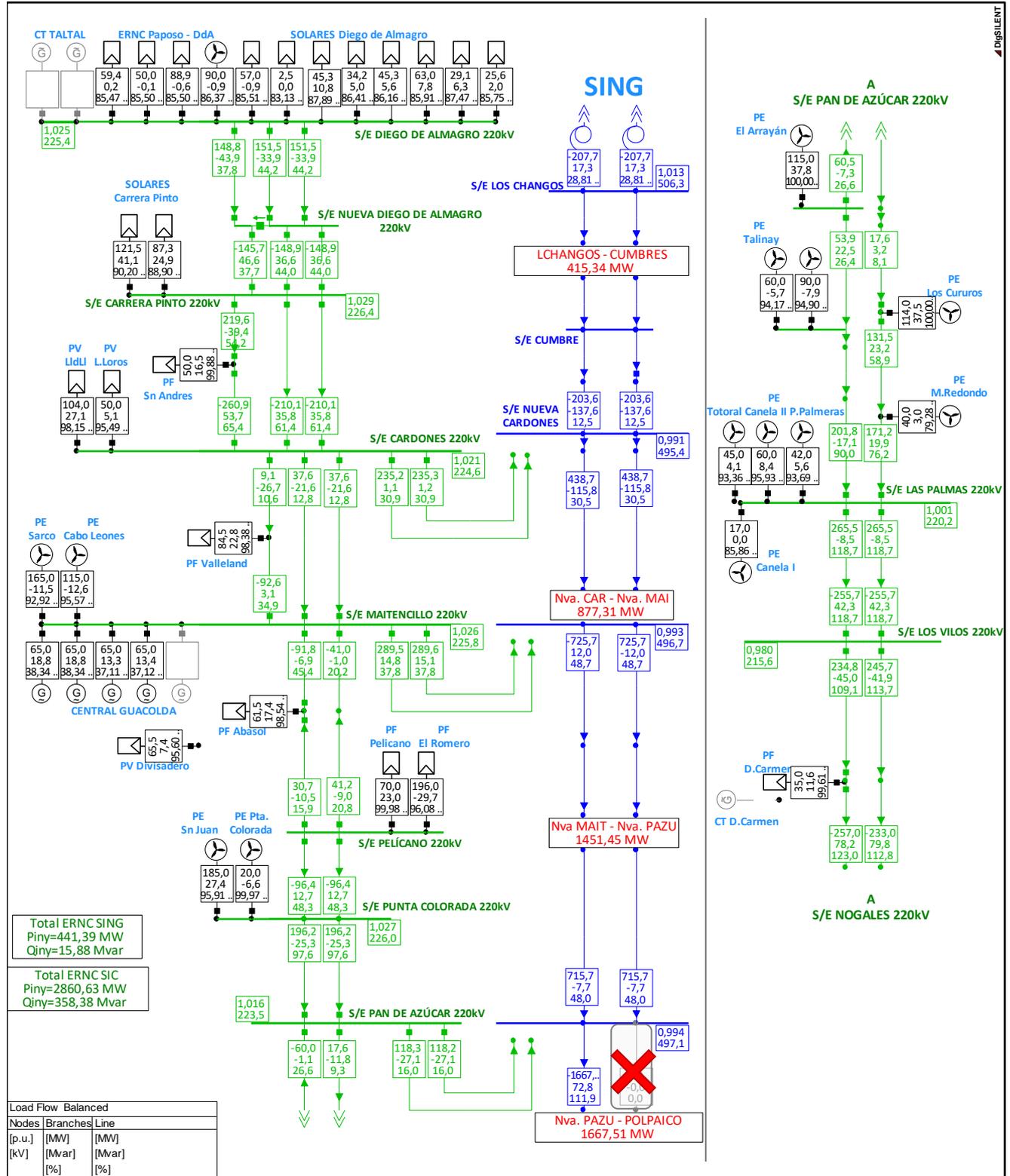


Figura 5-47: N-1 C2 Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500kV.



Como se puede ver de la Figura 5-47, los tramos con mayor carga son:

- ✓ 2x220kV Las Palmas - Los Vilos (118,7% c/u)
- ✓ 1x220kV C2 PF Doña Carmen - Nogales (123% de carga)
- ✓ 1x220kV C1 Doña Carmen - Nogales (112,8% de carga)
- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (97,6% c/u)
- ✓ 1x500kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico (112% de carga en el circuito sano)

En este caso la sobrecarga es producida por una contingencia externa al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de régimen permanente. Por otro lado, dado que se tienen sobrecargas menores al 50%, se aplican sucesivas reducciones de generación sobre los parques eólicos al norte de Las Palmas hasta alcanzar niveles de carga aceptables.

En la Figura 5-48 se puede ver el proceso iterativo llevado a cabo para alcanzar el estado final del sistema, mientras que en Figura 5-49 se puede ver el estado final del sistema tras la convergencia del algoritmo.

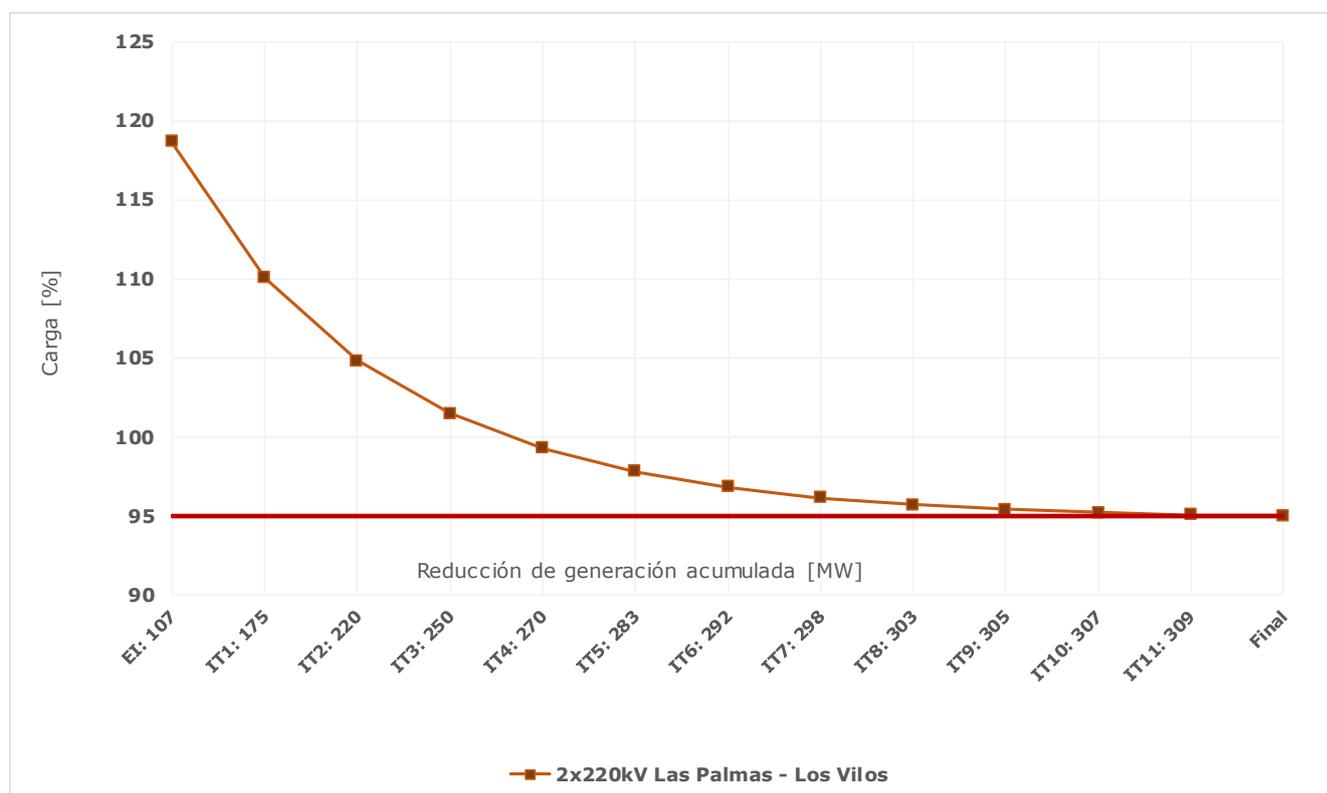


Figura 5-48: F3-Caso 5, proceso iterativo de reducción de generación.

Como se puede ver de la Figura 5-49, luego de la reducción de **309MW**, se obtienen niveles de carga aceptables en todos los elementos del sistema.

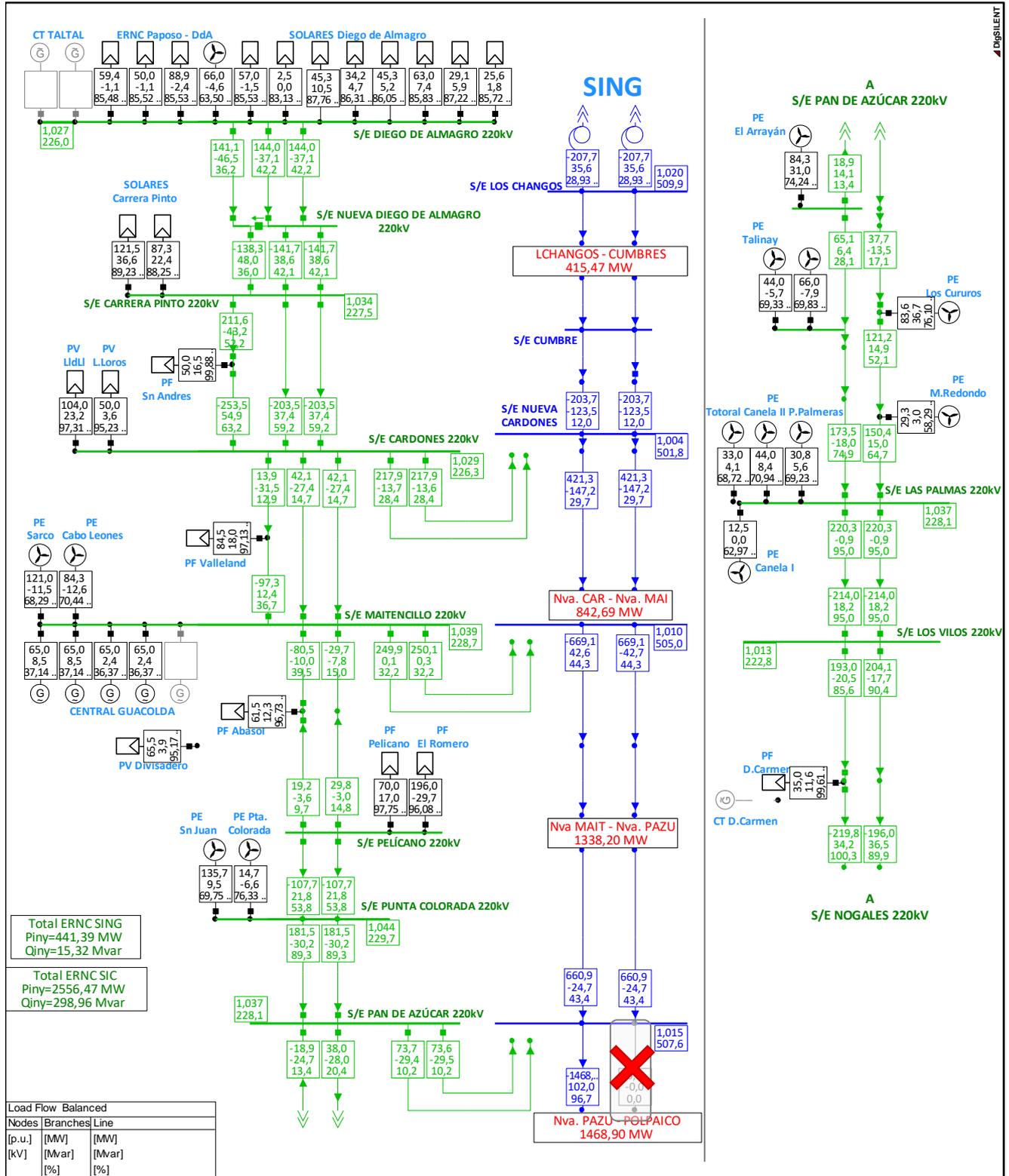


Figura 5-49: F3 Caso 5, estado final.

## Perturbación #6: N-1 Transformador Nueva Cardones 500/220kV

En la figura a continuación se puede ver estado del sistema post-contingencia antes de la actuación del automatismo.

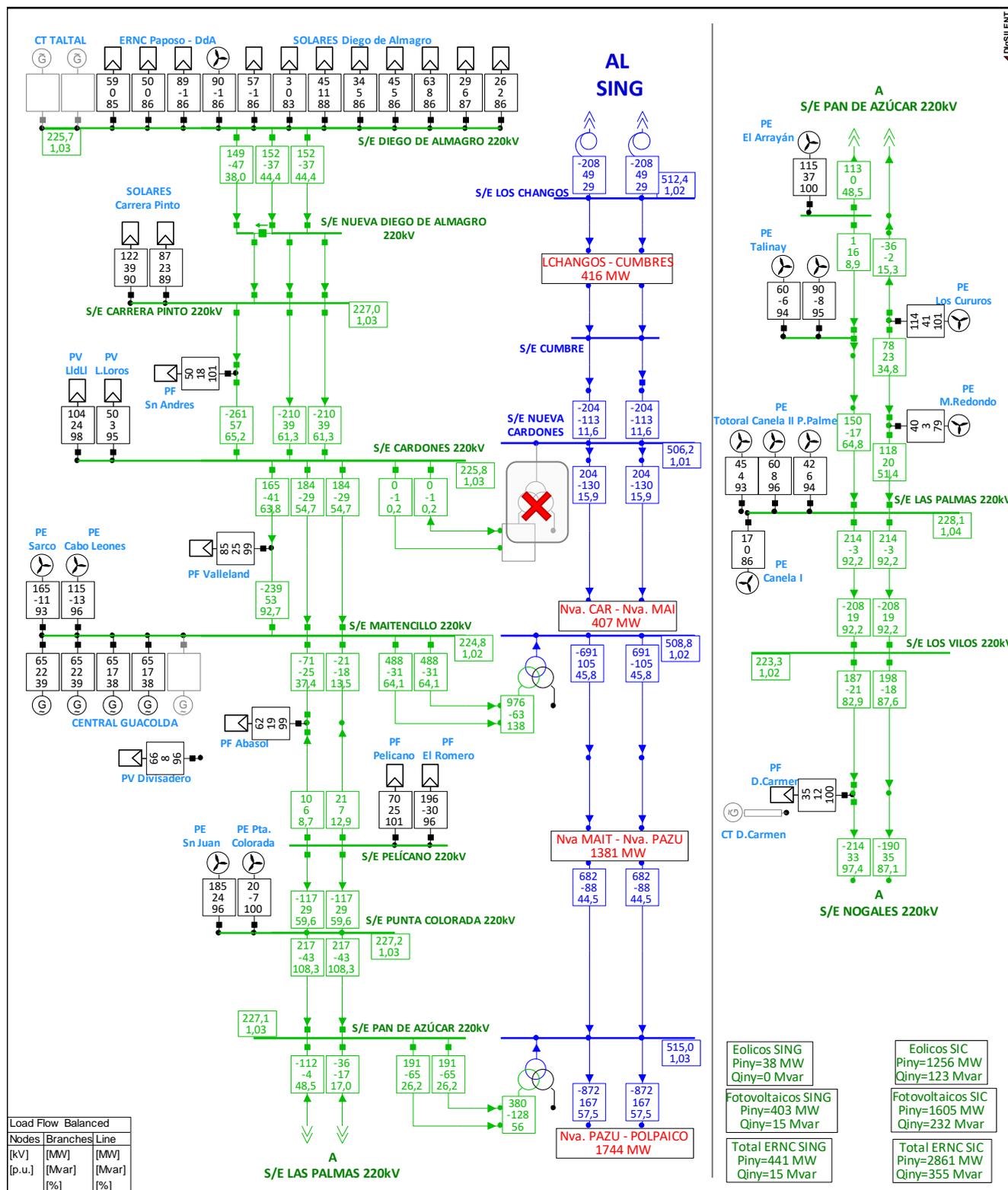


Figura 5-50: N-1 transformador Nueva Cardones 220/500kV.

Como se puede ver de la Figura 5-50, los tramos con mayor carga son:

- ✓ Transformador S/E Nueva Maitencillo 220/500kV 750MVA (138% de carga)
- ✓ 2x220kV Punta Colorada – Pan de Azúcar (108,4% c/u)
- ✓ 1x220kV C2 PF Doña Carmen - Nogales (97,5%)

En este caso las sobrecargas en los elementos anteriormente listados, son producidas por una contingencia externa al algoritmo, por lo que actuará el esquema de control de régimen permanente. Por otro lado, dado que se tienen sobrecargas menores al 50%, se aplican sucesivas reducciones de generación sobre los parques eólicos al norte de Pan de azúcar hasta alcanzar niveles de carga aceptables. Cabe señalar que como el transformador de la S/E Nueva Maitencillo 220/500kV 750MVA no es supervisado por el algoritmo, las reducciones de generación apuntan a disminuir la carga de las líneas Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220kV y PF Doña Carmen – Nogales 1x220kV C2.

En la Figura 5-51 se puede ver el proceso iterativo llevado a cabo para alcanzar el estado final del sistema, mientras que en la Figura 5-52 se puede ver el estado final del sistema tras la convergencia del algoritmo.

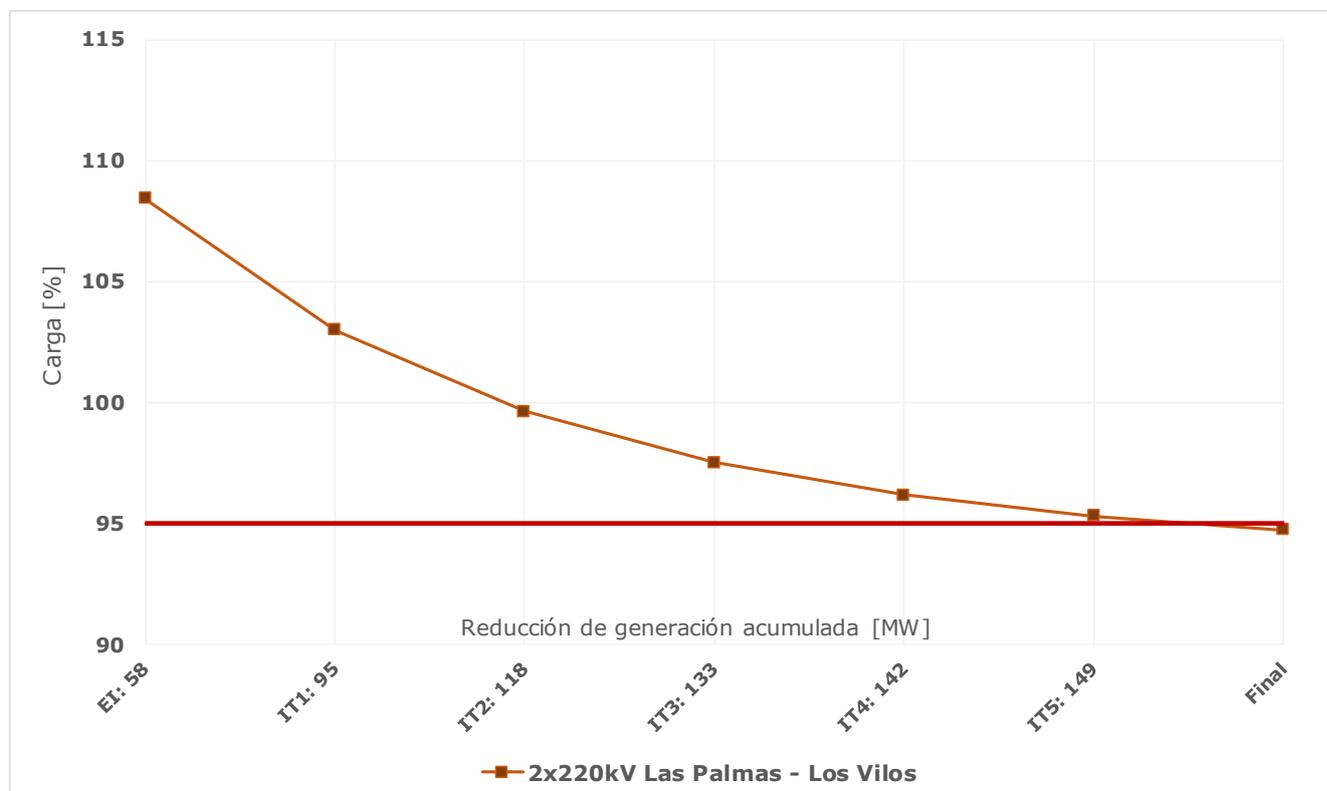


Figura 5-51: F3-Caso 6, proceso iterativo de reducción de generación.

Como se puede ver de la Figura 5-51, luego de la reducción de **149MW**, se obtienen niveles de carga aceptables en las líneas de 220kV, sin embargo, la sobrecarga en el transformador de la S/E Nueva Maitencillo aún existe (25% de sobrecarga).

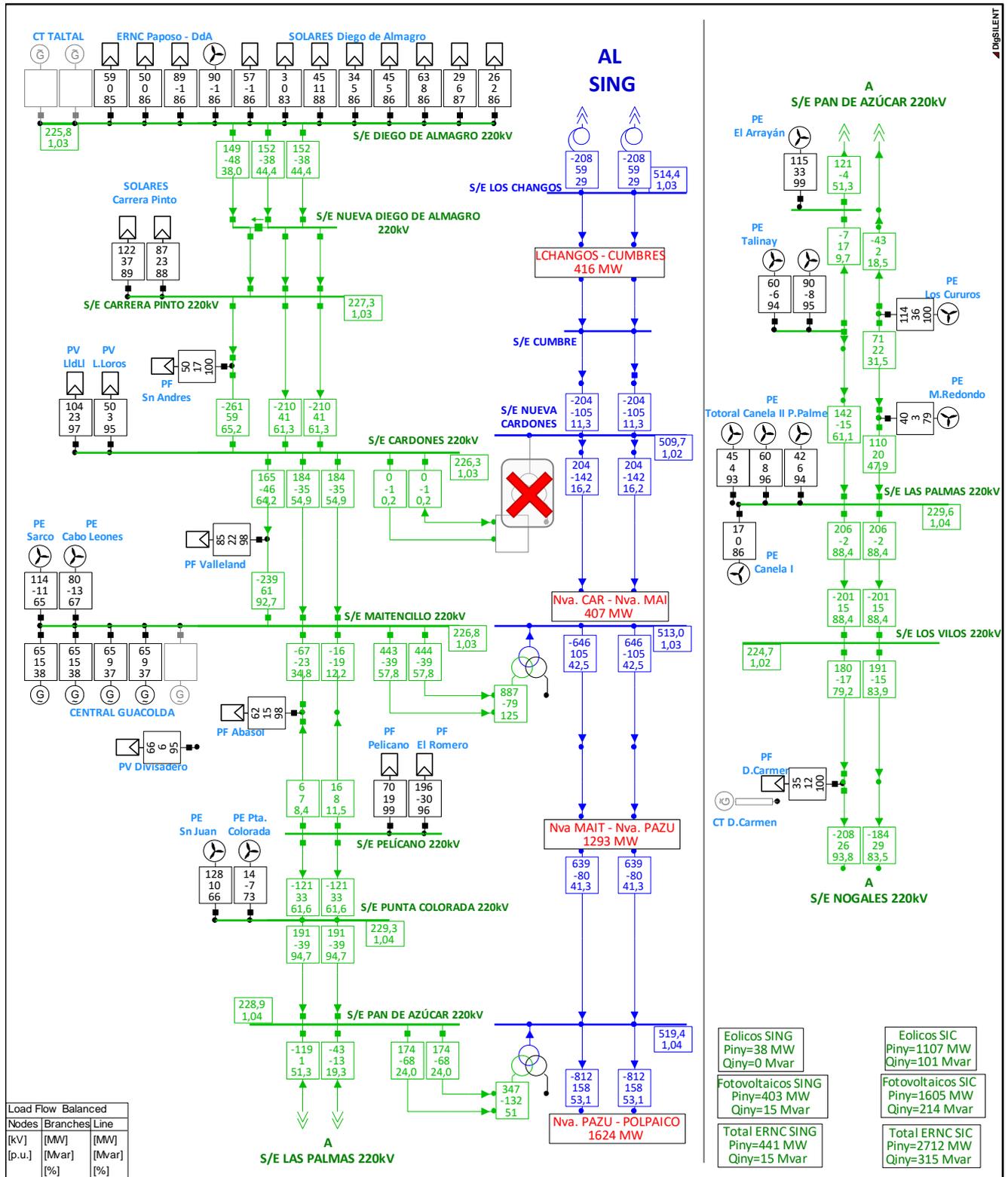


Figura 5-52: F3-E2 Perturbación #6, estado final.

## **Propuesta de mejora**

### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema.**

**En orden de prioridad son:**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC al norte de la S/E Pelicano 220kV. Si bien esta alternativa prioriza la seguridad del sistema, es una opción menos óptima desde el punto de vista económico de la operación del sistema por verter energía proveniente de fuentes ERNC.

En la Figura 5-53 se muestra un despacho reducido de los parques ENRC y CT Guacolda, es decir, centrales y parques ERNC al norte de la S/E Pelicano 220kV, en red n y red n-1, respectivamente, con el objetivo de no sobrecargar el transformador de la subestación Nueva Maitencillo ante la pérdida del transformador de la subestación Nueva Cardones, en las condiciones de operación que se están estudiando en este caso: Topología de Fase III - Demanda baja – hidrología seca.

Como se puede ver, la restricción de la generación del SIC norte es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados. En el caso ilustrado en la Figura 5-53, se ha reducido la generación al norte de la S/E Pelicano 220kV a un total de **1561MW (ERNC +CT Guacolda)**, es decir, se redujo en un 23%.

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Agregar al algoritmo supervisión de los transformadores de 500kV para que, ante la sobrecarga de uno de éstos, producto de una contingencia, se realice la reducción automática de generación de los parques al norte de la subestación a la cual pertenece el transformador.

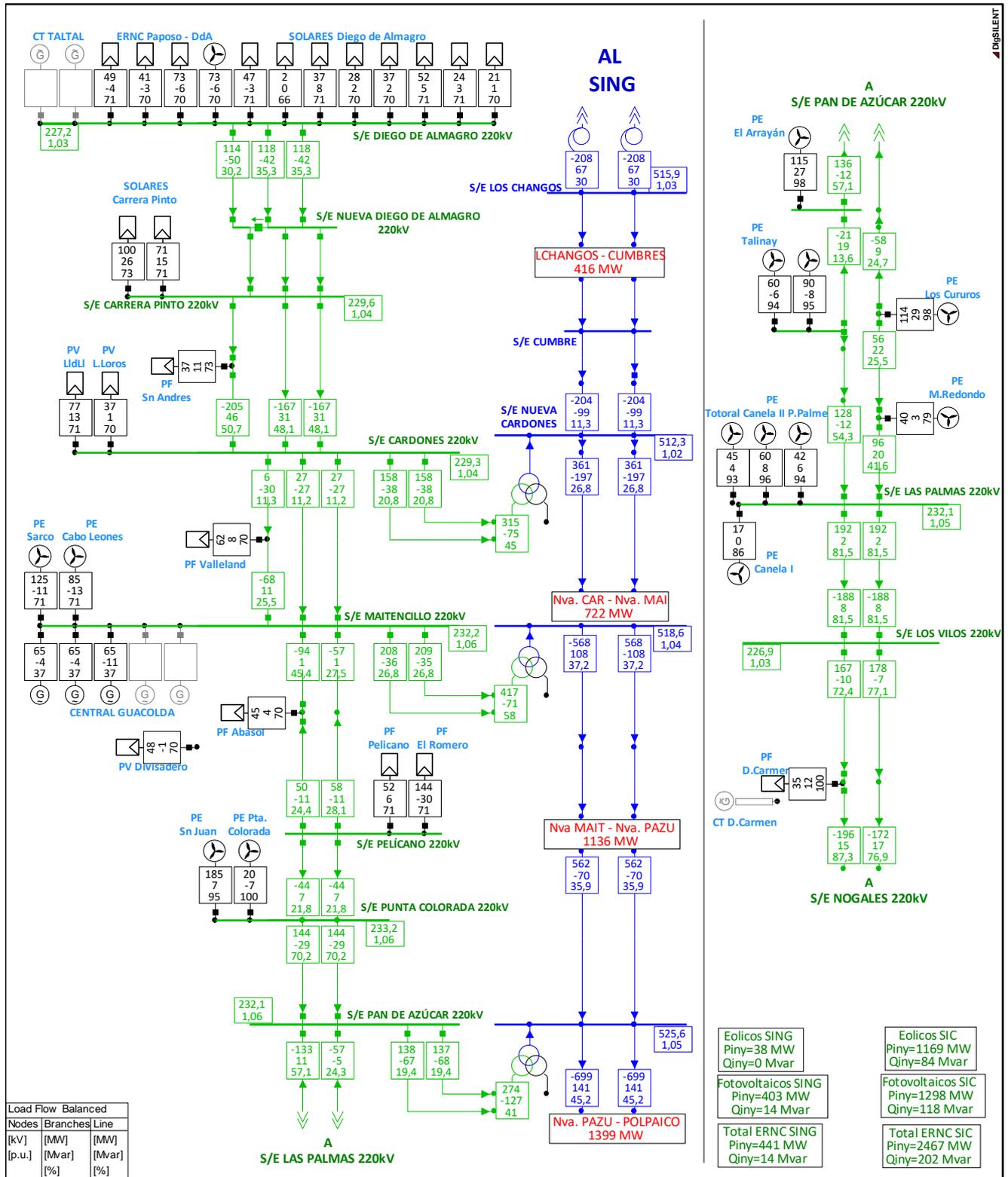


Figura 5-53: F3\_E2 Perturbación #6. Propuesta: operación con restricción de generación en el SIC norte, red n.



### ***Perturbación #7: Apertura extremo Las Palmas - Talinay 220kV***

En la figura Figura 5-55 se puede ver estado del sistema post-contingencia, donde los tramos con mayor carga son:

- ✓ 1x220kV Pan de Azúcar – Talinay (112% en sentido inverso)
- ✓ Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV (60,9% c/u)

De la Figura 5-55 se puede ver que la apertura del interruptor de la línea Las Palmas – Talinay, en la S/E Las Palmas, resultan en una sobrecarga en el otro extremo del circuito, en la S/E Pan de Azúcar, en sentido hacia la barra de la S/E Pan de Azúcar, debido a que los parques PE Talinay y PE Arrayán (265MW) quedan inyectando de forma radial hacia Pan de Azúcar.

En estas condiciones, se espera que el algoritmo no de órdenes de reducción de generación por no detectar la apertura de la línea en ambos extremos y, principalmente, porque el algoritmo no fue diseñado para sobrecargas en sentido SUR→NORTE. En caso de apertura del circuito en ambos extremos, resulta en una condición menos crítica ya que se pierde el PE Talinay, no existiendo sobrecarga en ningún elemento. En vista de lo anterior, se recomienda evitar la apertura manual del interruptor del circuito Las Palmas – Talinay en la llegada a la S/E Las Palmas 220kV. En caso apertura de falla de este interruptor se puede ver una sobrecarga de 12% en el circuito Don Goyo – Pan de Azúcar 220kV, la cual puede ser reducida a través de la reducción manual de generación de alguno de los parques eólicos conectados en este circuito (PE El Arrayán y PE Talinay)

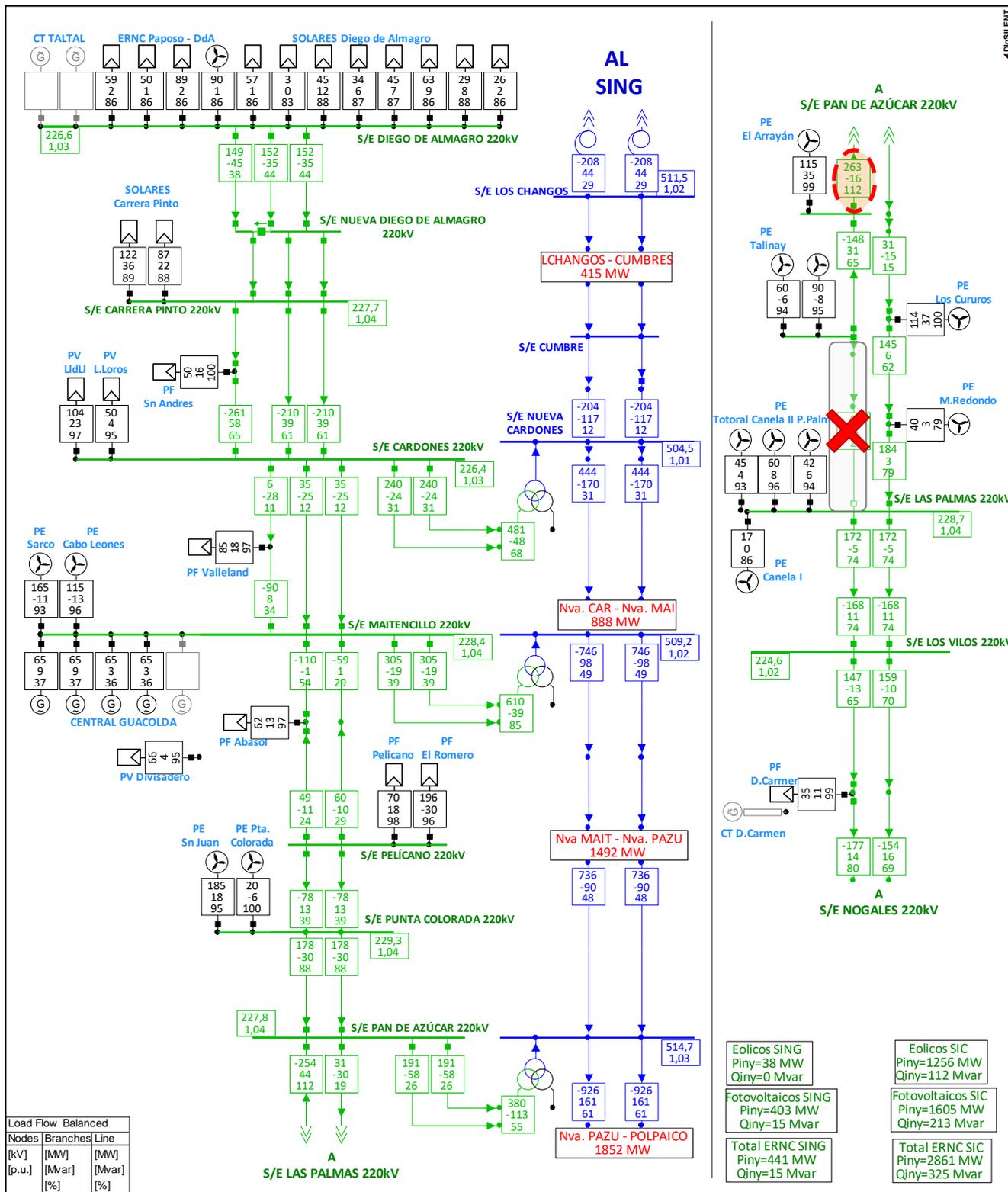


Figura 5-55: F3 Caso 7, N-1 Las Palmas – Talinay 220kV.

## 5.5 Conclusiones

A continuación, se resumen las principales conclusiones obtenidas sobre la evaluación de este automatismo y las propuestas para cada una de las fases.

### **Fase I**

No se prevé pérdida de la efectividad del automatismo. La conexión de CTM3 al SIC puede ser tratada como actualmente se tratan las centrales térmicas en el automatismo, es decir, no participar del control de frecuencia.

### **Fase II**

La nueva topología dará mayor holgura para las transferencias NORTE→SUR, aliviando la red de 220kV de Maitencillo a Nogales a través de la conexión de los sistemas de 220kV y 500kV en tres puntos de la red: S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar. En consideración de lo anterior, se puede decir que, en general, el automatismo perderá efectividad debido a que gran parte de la potencia es transportada hacia la red de 500kV (menor impedancia) a través de las subestaciones mencionadas anteriormente; por lo tanto, los montos de generación necesarios para reducir una sobrecarga serán mayores a los calculados inicialmente por el algoritmo, incurriendo, en el mejor de los casos, en iteraciones que se llevarán a cabo hasta que desaparezca la sobrecarga. No obstante, existen contingencias como la pérdida de un circuito de la línea Los Vilos – Nogales, tras la cual el algoritmo no sería capaz de aliviar la sobrecarga del circuito sano. La causa de la pérdida de eficiencia (y efectividad en algunos casos) del algoritmo, se debe a los criterios de elección de los parques sobre los cuales se deben realizar las desconexiones/reducciones de generación. En este contexto, el escenario más crítico resulta en uno de hidrología seca, demanda baja y máxima generación ERNC.

A continuación de resumen las principales particularidades detectadas en el funcionamiento de este esquema en Fase II:

- **Control de régimen permanente**
  - i. Con la nueva topología, el algoritmo puede observar que existe espacio disponible en los circuitos de 220kV supervisados. En condiciones de altas transferencias NORTE→SUR (escenarios "DÍA") y un aumento del recurso eólico, por ejemplo, el algoritmo no va a restringir el aumento de la generación de los parques, sobrecargando los circuitos de 500kV de la línea de ISA (ver **Perturbación #1: Aumento del viento**). Cabe señalar que en este caso se considera la carga máxima de la línea de ISA en base al criterio N-1 de la línea (50% de carga en base a una capacidad nominal de 1500MVA por circuito); sin embargo, ante la pérdida de uno de los circuitos de esta línea, la redistribución de los flujos por el sistema de 220kV alivia (en términos relativos) la sobrecarga del circuito sano de 500kV. Cabe notar que la desconexión de un circuito de 500kV es una falla externa al

algoritmo, es decir, éste no tiene pre-calculados los montos de reducción de generación de manera anticipada ante la eventual ocurrencia de esta contingencia.

- ii. Ante una sobrecarga en las líneas de 220kV producto de una contingencia externa, se prevé una convergencia lenta y poco eficiente del algoritmo (debido al proyecto del corredor 2x500kV Nueva Cardones – Nueva Maitenes – Nueva Pan de Azúcar – Polpaico), pero efectiva.

- **Control de Contingencia simple**

Ante la pérdida de una línea del sistema comprendido entre Maitencillo y Nogales 220kV, el algoritmo realiza dos iteraciones: En la primera iteración se utilizan valores pre-calculados para reducir los niveles de sobrecarga previstos ante la pérdida de un circuito. En este caso, los montos pre-calculados están sobreestimados dado que la re-distribución de los flujos post-contingencia por la línea de ISA alivia de forma natural la sobrecarga del circuito de 220kV sano, es decir, la sobrecarga en el estado intermedio es menos severa (ver **Perturbación #3: N-1 Los Vilos – Nogales 220kV**). Luego, la segunda iteración, se realiza de forma complementaria en caso de seguir existiendo la sobrecarga. Sin embargo, dado que la elección de los parques sobre los que se realiza las desconexiones/reducciones se hace sin consideración de la nueva topología, se pierde efectividad en la reducción de la sobrecarga, lo cual es más notorio en casos de pérdida de un circuito al sur de la S/E Nueva Pan de Azúcar, debido a que las inyecciones de los parques eólicos instalados al norte de dicha S/E se transmiten en gran parte por los transformadores de las nuevas subestaciones de 220/500kV (S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar).

**En consideración de lo anterior, se concluye que la operación del sistema de la zona norte del SIC con un criterio n-1 ajustado podría comprometer la seguridad del sistema debido a la pérdida de efectividad y eficiencia del automatismo para control de transferencias con la topología de Fase II, por lo que se recomienda considerar alguna de las propuestas descritas más adelante (5.6. Propuestas de mejora).**

### **Fase III**

En la Fase III se encuentran operativas las líneas de ISA, TEN y la línea 2x220kV Kapatur-Los Changos 1500MVA, interconectando de esta forma el SIC con el SING. A pesar de la capacidad de las líneas de TEN y 2x220kV Kapatur-TEN, el tramo Los Changos-Cumbre-Nueva Cardones 2x500kV queda limitado por los transformadores de la S/E Los Changos 220/500kV, considerando una sobrecarga de un 20% en red n-1, es decir, 900MVA. Si bien la interconexión con el SING significa que pueden realizarse transferencias de potencia de un sistema al otro de hasta 900MW, en cuanto al funcionamiento del automatismo, implica un mayor uso del sistema

de transmisión del SIC zona norte y un menor control sobre las fuentes que podrían verse participando de la sobrecarga de alguna de las líneas.

En consideración de lo anterior, se encuentra que la interconexión SIC-SING tiene importantes implicancias en la operación de este automatismo (además de las ya mencionadas para Fase II: pérdida de eficiencia y efectividad en algunos casos). En este caso, se tienen las siguientes particularidades:

- i. Mayores transferencias por 500kV: Existe la posibilidad de sobrecargar el tramo Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV en condiciones con altas transferencias SING→SIC y aumento de la generación ERNC del SIC norte. Adicionalmente, con altas transferencias SUR→NORTE y generación ERNC del SIC norte, en red N-1 podrían existir tramos con sobrecarga en el sistema de 220kV del SIC norte en sentido SUR→NORTE, la cual no es controlada por el automatismo.
- ii. Control de generación en el SING: Significa que las reducciones de generación ordenadas por el automatismo son indeseadamente compensadas con la reserva de potencia para el control de frecuencia de las unidades del SING, acentuando la pérdida de eficiencia/efectividad observada en Fase II y utilizando la reserva en giro de estas máquinas. Por otro lado, el esquema no tiene control sobre las fuentes ERNC del SING, por lo tanto, las reducciones de generación se realizarían sólo sobre los parques ERNC del SIC norte.

En consideración de los resultados obtenidos, se concluye que, para Fase III, la operación del sistema de transmisión de la zona norte del SIC con "criterio n-1 ajustado" no es segura, según los criterios de diseño original del automatismo.

## **5.6 Propuestas de mejora**

### **Fase I**

En consideración de los resultados obtenidos en Fase I de la evaluación del EDAG SIC zona norte, se proponen las siguientes modificaciones:

- i. Se recomienda no considerar a CTM3 en el control de frecuencia para evitar que las reducciones/desconexiones de generación por actuación del automatismo sean compensadas con el aumento de generación de esta central por acción del control primario, es decir, considerar CTM3 tal como se consideran actualmente las unidades de la CT Guacolda y CT Taltal.

## **Fase II**

En consideración de los resultados obtenidos en Fase II de la evaluación del EDAG SIC zona norte, se hacen las siguientes propuestas:

### **1. Propuestas operacionales**

**En este caso las propuestas se aplican directamente en la operación del sistema. Estas están enfocadas en la limitación de la generación para condiciones particulares de operación.**

- i. Operación del sistema de transmisión de la zona norte de SIC con criterio n-1 ajustado con el funcionamiento del automatismo con los ajustes actuales. Limitación manual de las inyecciones de generación ERNC en escenarios de hidrología seca, demanda baja y alta generación fotovoltaica. En estas condiciones, las limitaciones propuestas (simultáneas) son las siguientes:
  - **Al norte de la S/E Pelicano 220kV:** 1293MW ERNC (considerando 3x65MW de la CT Guacolda), para evitar sobrecarga del transformador de la S/E Nueva Maitencillo tras la pérdida del transformador de la S/E Nueva Cardones. Este monto puede ser mayor si se consideran menos unidades de la CT Guacolda en servicio.
  - **Entre Pelicano y Punta Colorada:** PE San Juan y PE Punta Colorada a un máximo de 151MW (70% de su capacidad), para evitar la sobrecarga en estado post-actuación del automatismo, tras la pérdida de uno de los circuitos de la línea Punta Colorada – Pan de Azúcar 2x220kV.
  - **Entre Pan de Azúcar y Las Palmas:** Limitación de los parques eólicos de esta zona (PE Arrayán, PE Talinay, PE Los Cururos, PE Canela y PE Totoral) a un 50% de su capacidad, para evitar una sobrecarga en estado post-actuación del automatismo, tras la pérdida de uno de los circuitos de la línea Las Palmas – Los Vilos 2x220kV o Los Vilos – Nogales 220kV.

La ventaja de esta propuesta es que la restricción de generación es una medida eficaz y sencilla, que no tiene tiempos de implementación involucrados. La desventaja es que se podrían generar condiciones de vertimiento ERNC; sin embargo, en las condiciones de operación donde se observan las sobrecargas podrían darse con poca frecuencia (máxima generación fotovoltaica acompañada de máxima generación eólica).

### **2. Propuestas de cambio del algoritmo**

**En este caso las propuestas de mejoras están orientadas a una modificación del algoritmo, que si bien, es lo óptimo, su implementación podría ser lenta.**

- i. Incluir los circuitos del corredor Nueva Cardones-Nueva Maitencillo- Nueva Pan de Azúcar 2x500kV dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple, con supervisión de las transferencias.
- ii. Incluir los transformadores de las subestaciones Nueva Cardones-Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar dentro de las contingencias consideradas por el algoritmo de control de contingencia simple, con supervisión de las transferencias.
- iii. Ajustar de los criterios de elección de los parques eólicos y fotovoltaicos que deben reducir su generación ante una determinada falla, con monitoreo los niveles de cargas por las líneas de 500kV entre Nueva Cardones – Polpaico, de modo que las transferencias por éstas líneas puedan ser controladas con reducción de generación de la zona norte del SIC. Esta opción sería la óptima, sin embargo, el tiempo de implementación podría no ser lo suficientemente corto para estar disponible antes de la operación en Fase II y/o III.

### **Fase III**

En función de los resultados obtenidos se recomienda desactivar este automatismo para la Fase III. En consideración de esto, el criterio de operación para el sistema de transmisión de 220kV al norte de Nogales 220kV debe ser "criterio n-1".

En este caso, no se encuentran propuestas operacionales que garanticen la seguridad del sistema de modo que el automatismo pueda seguir en servicio, por lo que se recomienda el diseño de un automatismo centralizado, para el control de transferencias por el sistema de 220kV del SIC norte, que contemple el monitoreo tanto de la red de 220kV como del nuevo sistema de transmisión de 500kV desde Nueva Cardones hasta Polpaico (con transformadores de 500/220 incluidos) y actúe sobre la generación del SIC norte y del SING.

## 6 ANÁLISIS DEL EDAGxSF

### 6.1 Introducción

El EDAGxSF corresponde a un automatismo implementado en el SING, debido a los problemas de sobrefrecuencia observados actualmente ante la pérdida de consumos. Dichos problemas se ocasionan para contingencias específicas en la zona norte del SING, zona Chuquicamata-Calama y también por el fenómeno meteorológico asociado con el invierno boliviano que afectan consumos del sector cordillera. Este último, desconectando un total de 450MW distribuido a través de los distintos consumos del sector afectado.

El presente análisis se enfoca en verificar la vigencia o correcta operación del EDAGxSF, debido a la influencia de la interconexión de los sistemas SING-SIC. Dado a que las fases I y II no contemplan los sistemas SIC-SING interconectados, se evalúa este automatismo solo para la Fase III.

### 6.2 Implementación actual

El SING cuenta con un Esquema de Desconexión Automática de Generación que opera ante eventos de sobrefrecuencia.

En general, las condiciones de sobrefrecuencia más críticas que presenta el SING son ante la ocurrencia de contingencias que provoquen desconexiones importantes de carga, como es el caso de la desconexión de toda la zona Norte (instalaciones de consumo al norte de la subestación Crucero), desconexión de la zona Chuquicamata-Calama o desconexión de carga debido al invierno boliviano.

El EDAG por sobrefrecuencia incorpora unidades vapor-carbón y las componentes TV de las unidades de ciclo combinado cuyas componentes poseen generadores independientes.

Estas unidades y componentes se agrupan en tres escalones de operación del EDAG por sobrefrecuencia, según sea su potencia de despacho típica, los que se identifican a continuación:

- Escalón I en 51,4 [Hz]
- Escalón II en 51,6 [Hz]
- Escalón III en 51,8 [Hz]

El esquema de EDAG por sobrefrecuencia implementado, frente a las contingencias previstas, evita que la frecuencia alcance un valor sobre 52,0 [Hz], basándose su control en la desconexión de generación en valores de frecuencia inferiores a este límite.

En el diseño del Esquema se han definido unidades que son candidatas a participar en cada uno de los escalones del EDAG, definiendo la unidad principal y las alternativas. Siempre debe haber una unidad activa en cada uno de los escalones.

En los casos que alguna de las unidades definida como principal en el EDAG, esto es que debe tener su EDAG activo, se encuentre fuera de servicio por alguna razón, se debe asignar alguna de las unidades alternativas en dicho escalón. De esta forma, siempre habrá una unidad en servicio en cada escalón. La siguiente tabla presenta el esquema vigente en la actualidad:

| Escalón | Frecuencia [Hz] | Tipo Componente | Componente | Potencia bruta mínima [MW] | Potencia bruta máxima [MW] |
|---------|-----------------|-----------------|------------|----------------------------|----------------------------|
| I       | 51.4            | Primaria        | TV2C       | 34,0                       | 135,3                      |
|         |                 | Alternativa 1   | TV1C       | 34,0                       | 135,3                      |
|         |                 | Alternativa 2   | U12        | 50,0                       | 85,3                       |
|         |                 | Alternativa 3   | U13        | 50,0                       | 85,5                       |
| II      | 51.6            | Primaria        | NTO2       | 65,0                       | 141,0                      |
|         |                 | Alternativa 1   | U14        | 75,0                       | 136,4                      |
|         |                 | Alternativa 2   | U15        | 75,0                       | 130,3                      |
|         |                 | Alternativa 3   | NTO1       | 65,0                       | 139,5                      |
| III     | 51.8            | Primaria        | CTTAR      | 100,0                      | 158,0                      |
|         |                 | Alternativa 1   | CTM1       | 90,0                       | 165,9                      |
|         |                 | Alternativa 2   | CTM2       | 90,0                       | 175,0                      |

### 6.3 Metodología específica de análisis

Considerando que las fases I y II contemplan únicamente al SIC, sólo se evalúa este automatismo para la Fase III (y su sensibilidad del retraso del proyecto de ISA).

Resulta importante aclarar que la interconexión de los sistemas derivará en un aumento considerable de la inercia sistémica, y en una modificación de la distribución de reservas. Esto permite prever que el desempeño del sistema ante los eventos sobrefrecuencia que derivaron en el diseño del esquema no será el mismo.

Considerando esto, el estudio pretende evaluar la necesidad de la existencia de este esquema al momento en que se interconecten los sistemas, mediante la metodología resumida en la Figura 6-1.

En cuanto a la evolución de las principales variables sistémicas post-contingencia, se verifica en todos los casos que exista cumplimiento de las exigencias para recuperación dinámica establecidas en la NTSyCS, es decir, excursión angular, tensiones y oscilaciones de potencia.

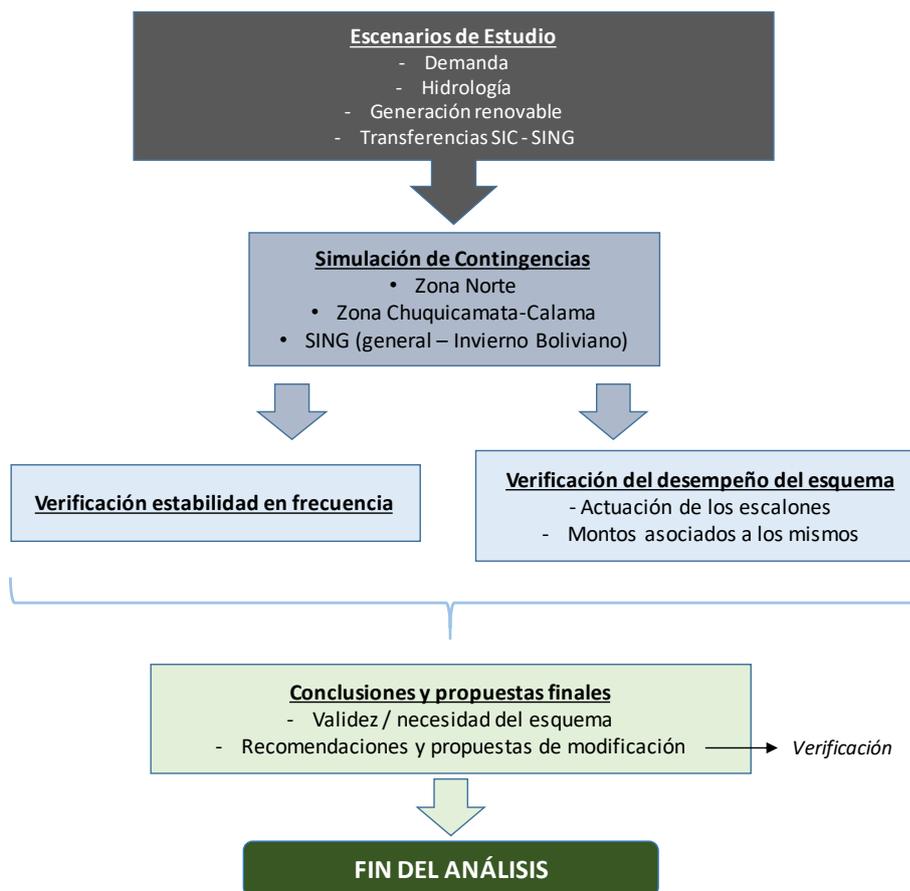


Figura 6-1: Metodología EDAGxSF.

### **Simulación de Contingencias**

A continuación, se detallan las contingencias contempladas para analizar el desempeño del esquema:

#### Zona Norte

- Contingencia simple de la Línea 220 kV Lagunas – Pozo Almonte luego de efectuar la contingencia simple de la Línea 220 kV Tarapacá- Cóndores. (**<200MW**)
- Desconexión intempestiva de carga en S/E Collahuasi, incluyendo la desconexión total de los consumos Collahuasi y Quebrada Blanca, con disponibilidad total del Sistema de Transmisión. Unidad CTTAR E/S y F/S (**<190MW**).

#### Zona Chuquicamata-Calama

- Desconexión intempestiva de carga de los consumos Chuquicamata, Calama y Santa Margarita, en condición de mantenimiento en una de las siguientes líneas: Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata 7B o Línea 220 kV Crucero-Salar 6B, y contingencia simple en una de las dos líneas restantes previamente mencionadas; por desconexión de ambas líneas por contingencia severa; o por desconexión intempestiva de uno de los siguientes autotransformadores: Chuquicamata

220/100/13.8 N°1, Chuquicamata 220/100/13.8 N°2 o Salar 220/100/13.8, y sobrecarga y desconexión en alguno de los restantes previamente mencionados (**<290MW**).

### SING

- Desconexión intempestiva de carga en un monto de 450 MW distribuido a través de los distintos consumos del SING, emulando los efectos del fenómeno meteorológico denominado Invierno Boliviano que se presenta en la zona geográfica en la cual está inmersa el SING. La distribución de desconexiones entre los distintos consumos se establece de acuerdo a los últimos eventos de falla que se han asociado a dicho fenómeno.

Como se puede ver, la contingencia más exigente, es decir, aquella con la cual se espera el mayor incremento de la frecuencia, es la desconexión intempestiva de 450MW de carga por el fenómeno meteorológico del invierno boliviano. En función de lo anterior, se evaluará directamente esta perturbación en el desarrollo del estudio.

### ***Verificación del desempeño del sistema / esquema***

Como primer paso se evalúa la estabilidad en frecuencia del sistema ante la desconexión intempestiva de 450MW de carga por el fenómeno meteorológico del invierno boliviano. En caso de encontrar respuestas dinámicas admisibles se evalúa el desempeño del esquema en sí.

Como primera medida se identificará si se produjo la actuación de los escalones asociados al mismo.

- En caso de no presentarse la actuación de algún escalón determinado, se evaluará la no necesidad de la existencia del mismo.
- En caso de actuación de algún escalón se procederá a evaluar el efecto de la desconexión de generación sobre el sistema en cuanto a:
  - Evolución de la frecuencia (transitoria y valor final)
  - Montos de potencia desconectados y su impacto en la frecuencia
- Luego, en base a los resultados obtenidos, se evalúa la conveniencia de la modificación del esquema para mejorar su desempeño.

Finalmente, en todos los casos simulados se verifica el cumplimiento de las exigencias para recuperación dinámica establecidas en la NTSyCS, es decir, excursión angular, tensiones y oscilaciones de potencia.

## **Conclusiones y propuestas finales**

Como resultado final se determinará si se considera necesario el esquema luego de la interconexión de los sistemas SIC-SING y, en caso de ser así, si se recomienda alguna modificación de su lógica de operación.

### **6.4 Evaluación del automatismo**

Con el objeto de evaluar la operación del EDAGxSF en la integración de los sistemas SING-SIC, se simula la evolución dinámica del sistema unificado, ante la contingencia más severa que podría activar de alguno de los escalones de automatismo. Esto es la desconexión de 450 MW distribuidos a través de los distintos consumos ubicados en la zona cordillera, emulando el desprendimiento de carga que provoca el invierno boliviano en las instalaciones del SING.

Los escenarios evaluados en el presente análisis constan principalmente de máximas transferencias entre los sistemas SING $\leftrightarrow$ SIC, hidrología seca y húmeda, sin ERNC, tanto para demanda alta como para demanda baja. Estos son:

- ✓ E01\_MAX\_SING-SIC\_SERNC\_DB\_HS
- ✓ E02\_MAX\_SING-SIC\_SERNC\_DA\_HS
- ✓ E03\_MAX\_SIC-SING\_SERNC\_DB\_HH
- ✓ E04\_MAX\_SING-SIC\_CERN\_C\_DB\_HS

Cabe notar que, los escenarios con ERNC son menos críticos debido a que éstos disminuyen su potencia activa una vez superados 50,2Hz.

En Figura 6-2 se muestran los consumos considerados con reducción de carga provocados por dicho fenómeno meteorológico. En demanda baja de un total de 524MW, se reduce a un 14,17% cada una de las cargas, y en demanda alta de un total de 637MW, se reduce a un 29,45% cada una de las cargas, de tal forma de representar una desconexión total de 450MW distribuidos en la zona cordillera, en cada escenario.

En la Figura 6-3 se muestra la evolución de la frecuencia post-contingencia para los escenarios E01, E02 y E03. Adicionalmente, en la Figura 6-4 se muestra la evolución de las principales variables sistémicas (frecuencia, ángulos rotóricos, tensiones y potencia) para el caso donde se observa la mayor excursión de la frecuencia (E03\_MAX\_SIC-SING\_SERNC\_DB\_HH).

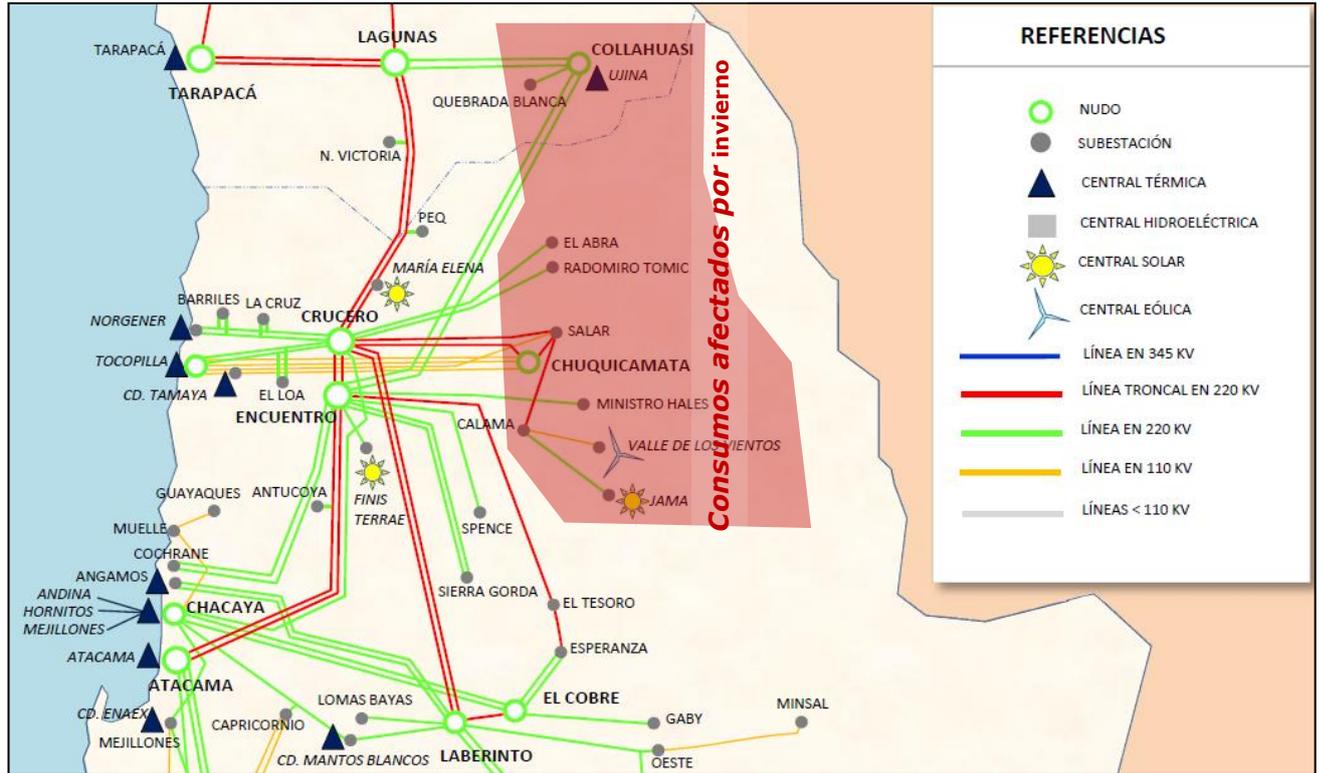


Figura 6-2: Consumos considerados afectados por invierno boliviano.

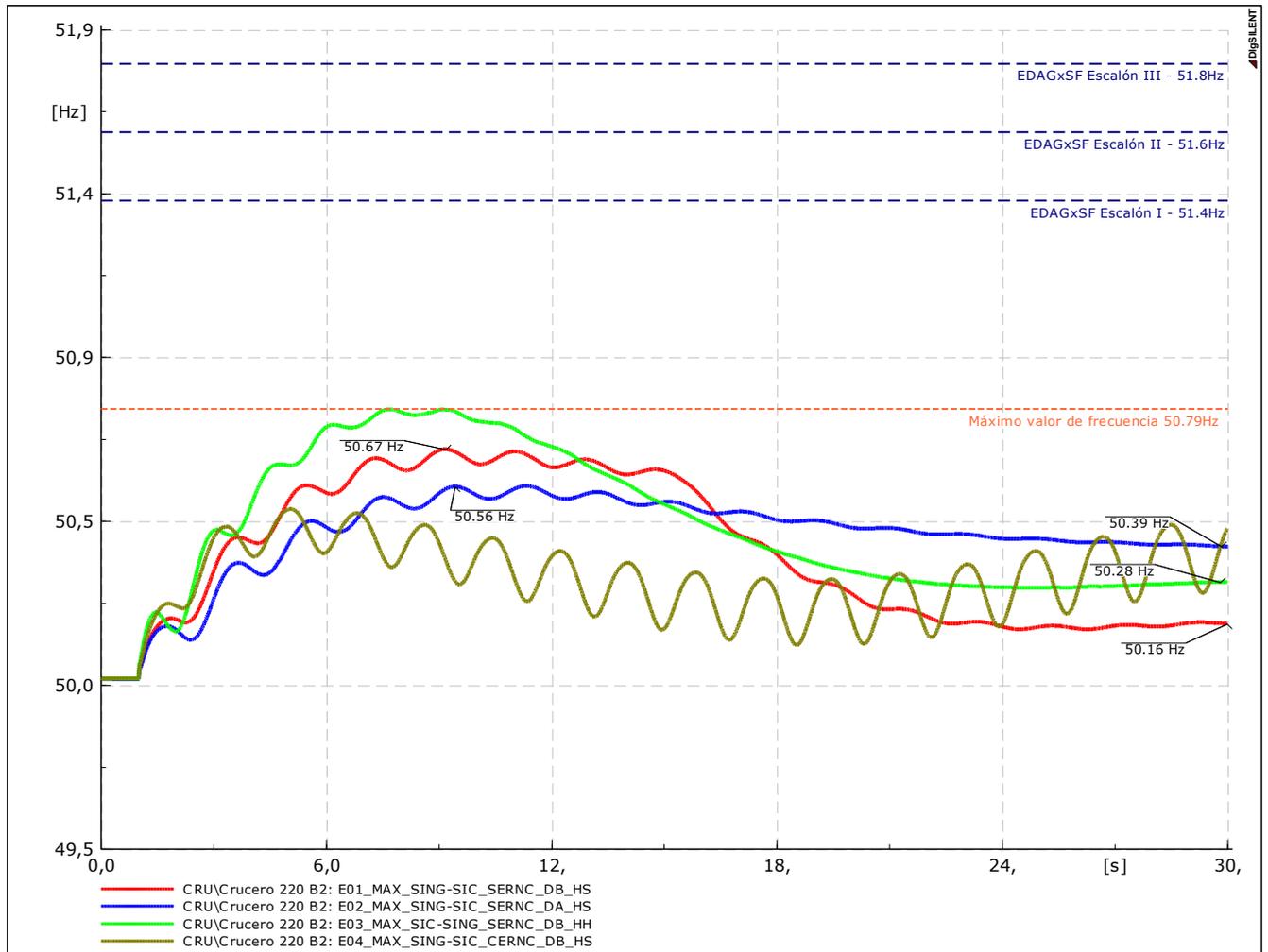


Figura 6-3: Máxima frecuencia en el sistema debido al desprendimiento de 450MW por invierno boliviano.

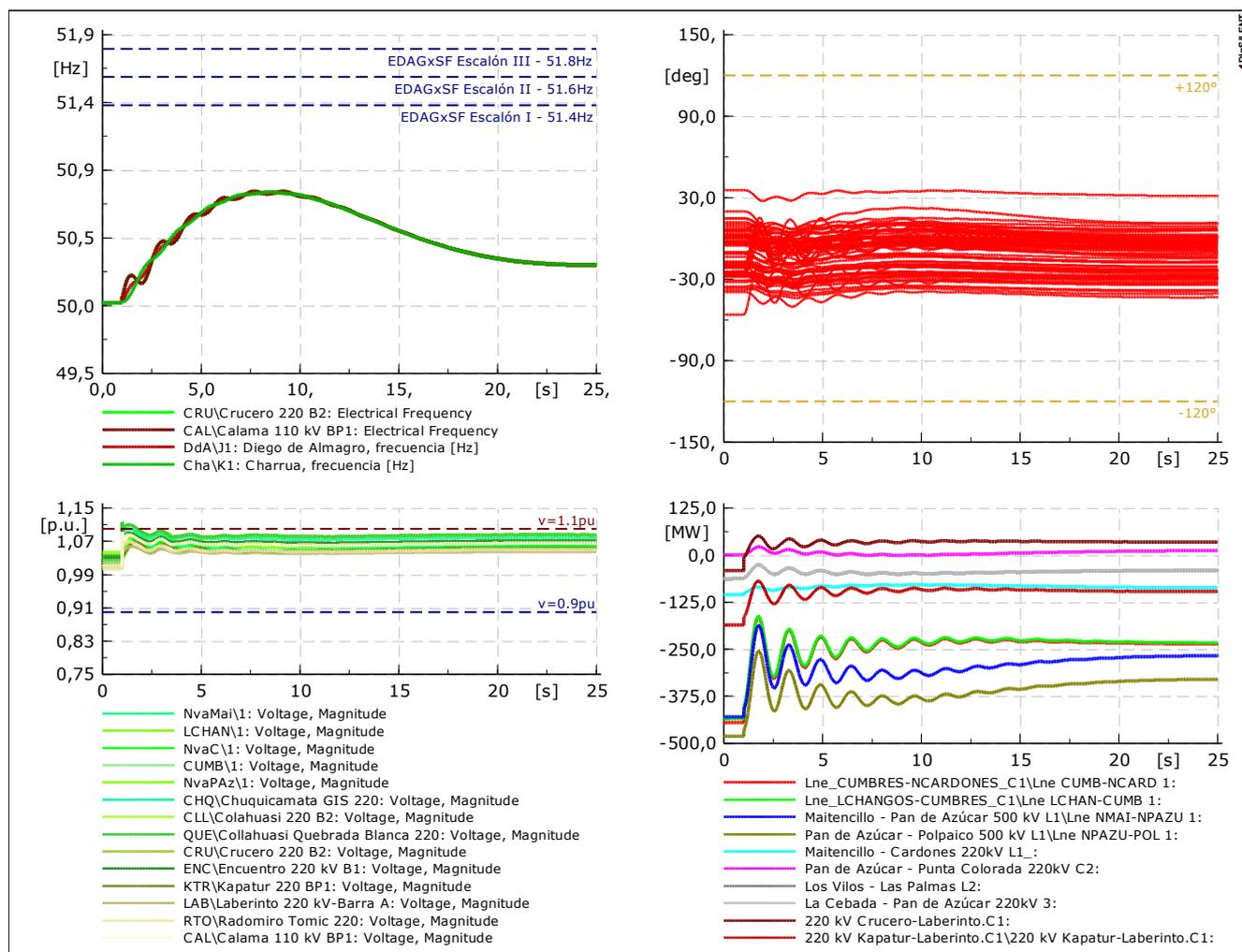


Figura 6-4: Verificación sistémica E03.

Como se puede observar en Figura 6-3, la máxima variación de frecuencia llega a un valor de 50,79Hz, valor que se encuentra muy por debajo de los 51,4 Hz que es el valor de actuación del primer escalón del EDAGxSF. Considerando los criterios de diseño del automatismo, donde el evento simulado es el más severo provocando el mayor desprendimiento de carga en el SING, se deduce que la integración de los sistemas SING-SIC afecta positivamente a controlar los eventos de sobrefrecuencia.

Luego, en consideración de las contingencias para las cuales fue diseñado el automatismo evaluado y la nueva condición de los sistemas interconectados, se evidencia que ninguna de las contingencias consideradas originalmente en el diseño del automatismo activa el EDAGxSF, ya que ninguno de los eventos resulta en una sobrefrecuencia que superen los 51Hz.

Sin embargo, resulta de interés el análisis de contingencias distintas a las consideradas en el diseño del EDAG. En particular, resulta de interés evaluar la necesidad de dejar operativo el automatismo ante la posibilidad de una pérdida de algún tramo de la línea de TEN (Severidad 6) por la eventual sobrefrecuencia que experimentaría el SING ante dicha contingencia, en

escenarios con transferencias SING $\leftrightarrow$ SIC. El análisis de este tipo de contingencias es estudiado en detalle en el Estudio #5 "Diagnóstico de fallas de severidad 6, 7, 8 y 9".

Adicionalmente, se observa que en un escenario con baja inercia (con ERNC), los parques ERNC disminuyen la inyección de potencia activa ante el evento de sobrefrecuencia una vez superados 50,2Hz, con lo cual el valor máximo que alcanza la frecuencia es menor que el mostrado en los casos anteriores.

Por otro lado, se observa que existen oscilaciones de potencia con bajo amortiguamiento en el escenario de baja inercia (E04\_MAX\_SING-SIC\_CERNC\_DB\_HS). Este fenómeno tiene su origen en que los PSS de las máquinas sincrónicas no cuentan con los ajustes adecuados para proporcionar suficiente amortiguamiento en frecuencias cercanas a la del modo excitado con el evento de desconexión de carga. Para mayores detalles consultar "Estudio 4 - Pequeña señal y sintonización PSS".

Para ilustrar lo anteriormente dicho, en la figura a continuación se muestra la evolución de la frecuencia tras la desconexión de 450MW de carga, en el caso base (E04\_MAX\_SING-SIC\_CERNC\_DB\_HS) y con ajuste de PSS propuesto en el "Estudio 4 - Pequeña señal y sintonización PSS".

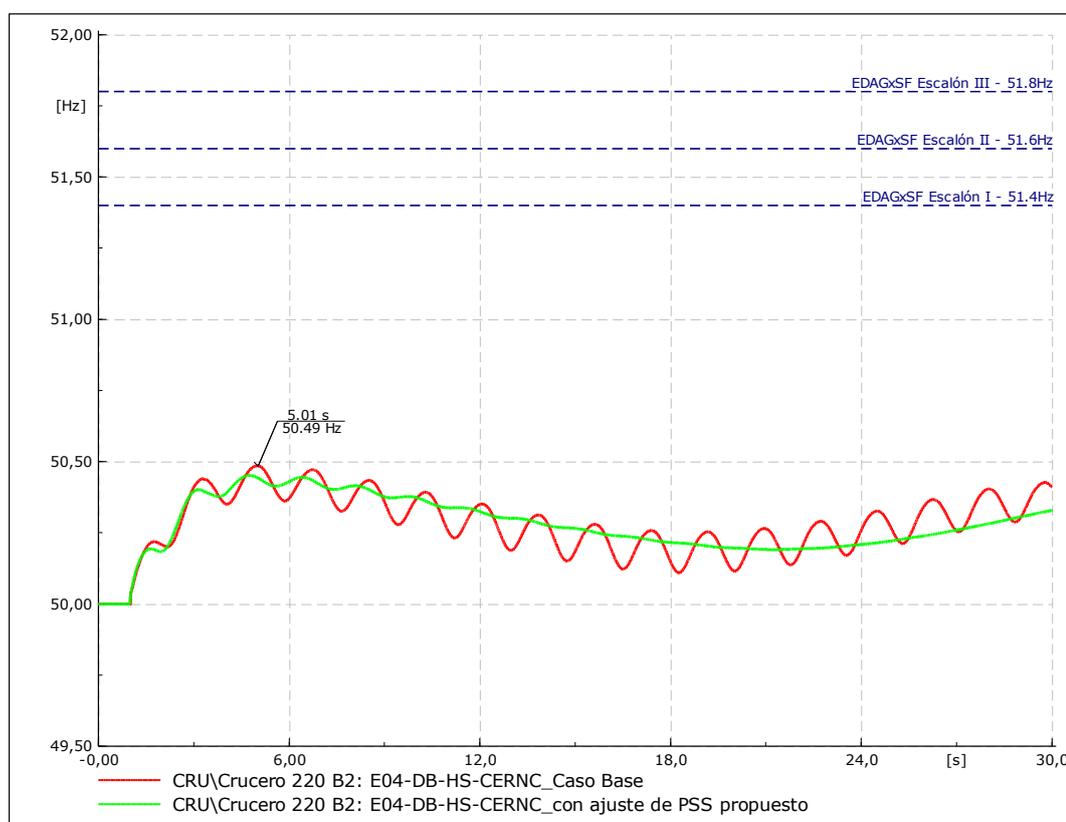


Figura 6-5: E04-DB-HS-CERNC, caso base y con PSS ajustados.

Como se puede ver de la figura anterior, la frecuencia máxima alcanzada en este escenario (caso base) es de 50,49Hz. También se puede ver la efectividad de los PSS con los ajustes propuestos, en el amortiguamiento de la frecuencia.

## 6.5 Conclusiones EDAGxSF

La interconexión de los sistemas SIC-SING se puede ver como un sistema integrado cuya inercia sistémica es mayor que la de los sistemas SIC y SING por separado. En este sentido, la excursión de la frecuencia es menor en el sistema SIC-SING integrado, por lo que se prevé que, en general, el impacto de los eventos de frecuencia sea menor.

Dentro de las contingencias para las que fue diseñado el automatismo EDAGxSF, se ha evaluado el más severo (desconexión de 450MW de consumos por invierno boliviano), en los escenarios más críticos (máxima transferencia SING  $\leftrightarrow$  SIC, sin ERNC), obteniéndose que la frecuencia del sistema no supera los 50,79 Hz, es decir, alcanza un valor muy por debajo de los 51,4Hz de actuación del primer escalón del EDAG. Cabe notar que, en este caso, los escenarios con ERNC son menos críticos debido a que éstos disminuyen su inyección de potencia activa una vez superados 50,2Hz.

En función de los resultados obtenidos, se recomienda mantener en servicio este automatismo, ya que su operación no va en desmedro de la seguridad del sistema, si no, más bien puede colaborar en la preservación de la estabilidad transitoria ante otro tipo de contingencias, como, por ejemplo, ante la ocurrencia de fallas de severidad 6 que separan los sistemas. En este sentido, el esquema actual de EDAGxSF colabora directamente con la estabilidad más allá de que el mismo deba complementarse con recursos adicionales para contemplar casos de altas transferencias.

Por este motivo, teniendo bajo consideración las fallas de severidad 6 que provocan la separación de los sistemas, se recomienda mantener el esquema actual de EDAGxSF hasta tanto se estudien e implementen planes de defensa que permitan lograr la estabilidad mediante recursos adicionales de control.

## 7 ANÁLISIS DEL EDAGxCE ZONA TOCOPILLA

### 7.1 Introducción

El automatismo Tocopilla, corresponde a un EDAG por contingencia específica (EDAGxCE) implementado en la zona Tocopilla con el fin de aumentar las transferencias por la línea 2x220 kV Tocopilla-Crucero de 210MW a 245MW por circuito, con el objetivo de maximizar la generación de la CT Tocopilla.

El principio de funcionamiento de este automatismo se basa en medir la potencia transferida por los circuitos de la línea 2x220 kV Tocopilla – Crucero, y cuando el flujo supera los 245 MW por circuito, estando en presencia de una contingencia simple en la línea, se emite una orden de trip directamente sobre la Unidad U14 o U15, dependiendo de la unidad que se encuentre en servicio y habilitada en el esquema. Con dicho esquema se disminuyen las transferencias por el circuito sano de la línea 2x220 kV Tocopilla–Crucero, utilizando un criterio N-1 ajustado.

Debido a que las fases I y II no contemplan la interconexión del SIC con el SING, se evalúa este automatismo para la Fase III y IV.

#### Capacidad de los circuitos 6A y 7A de la línea 2x220 kV Tocopilla – Crucero

- La capacidad nominal permanente de los circuitos 6A y 7A es de **365,8MVA** cada uno
- La capacidad transitoria es de **400 MVA por 30 minutos**.
- Limitación en régimen permanente corresponde a una limitación por TTCC

### 7.2 Implementación actual

Con el fin de aumentar los flujos por ambos circuitos de la Línea 2x220 kV Tocopilla – Crucero, E-CL ha implementado un EDAGxCE en la zona. Dicho esquema se basa en medir la potencia transferida por los circuitos de dicha línea, y si el flujo supera los 210 MW y existe una contingencia en la línea, se emite orden de trip directamente sobre el generador U14 o U15, dependiendo cual se encuentre en servicio (y cual esté habilitada en el esquema). El siguiente esquema resume de manera referencial la lógica de operación descrita anteriormente:

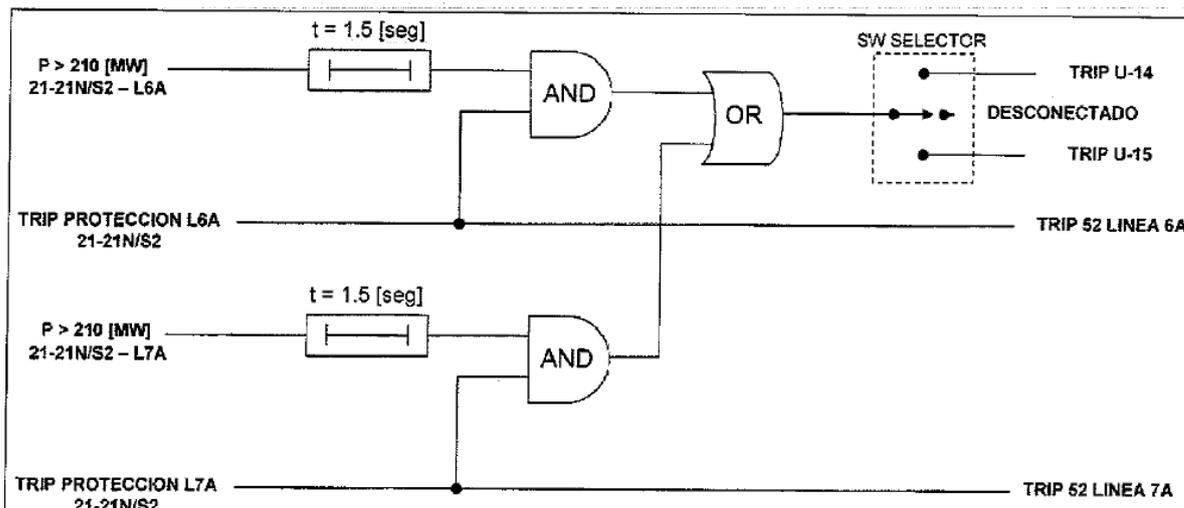


Figura 7-1: Lógica de actuación EDAGxCE Topocilla (referencial).

Este esquema permite que el sistema se opere respetando los siguientes límites de transferencia por los enlaces de 220kV y 110kV que salen de la S/E Topocilla.

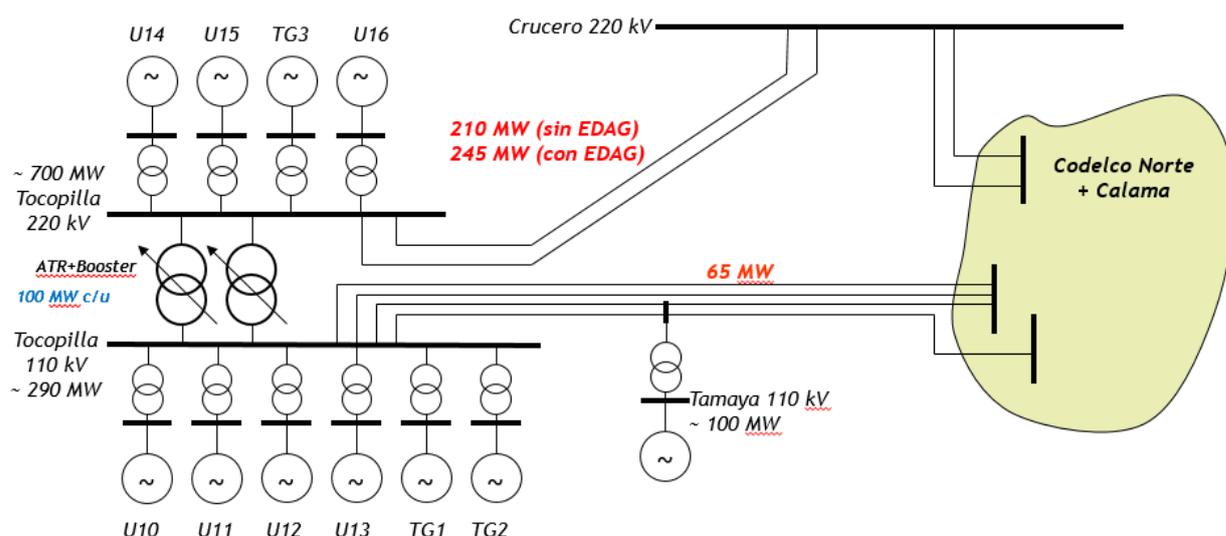


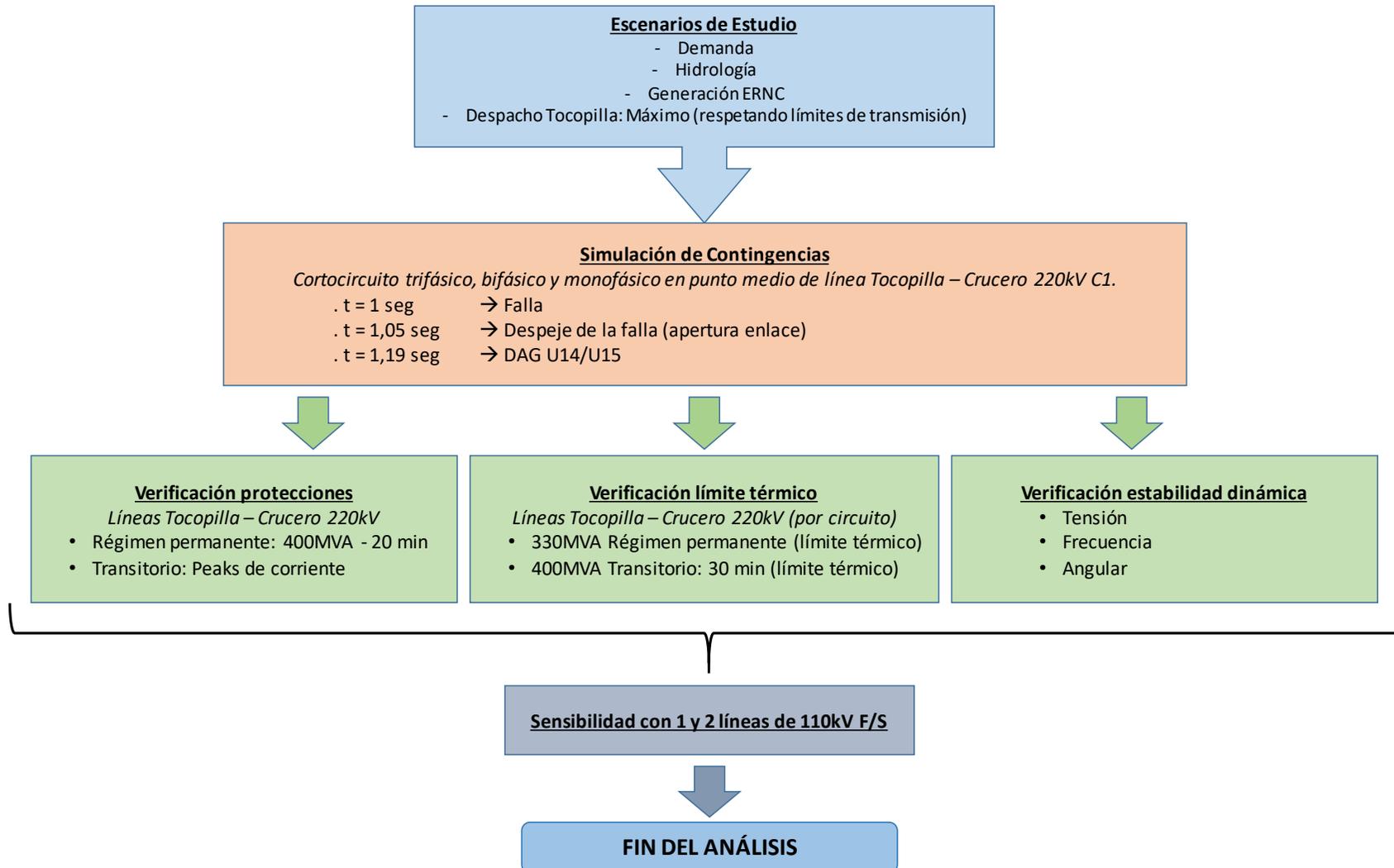
Figura 7-2: Zona Topocilla.

Para mantener estas transferencias, con el EDAG operativo, se consideran los límites de despacho (brutos) de la central indicados en la tabla de la derecha, en función de los circuitos de 110kV disponibles:

| Nº de circuitos en 110 kV disponibles | Generación bruta máxima en CTT [MW] |
|---------------------------------------|-------------------------------------|
| 4                                     | 750                                 |
| 3                                     | 675                                 |
| 2                                     | 600                                 |

## 7.3 Metodología específica de análisis

Considerando que las fases I y II contemplan únicamente al SIC, sólo se evalúa este automatismo para la Fase III (y su sensibilidad del retraso del proyecto de ISA). A continuación, se describe la metodología considerada.



### 7.4 Evaluación del automatismo

Los escenarios base evaluados para las fases III y IV del presente análisis se basan principalmente en máximas transferencias de potencia desde el SING, hacia SIC, con máxima generación admisible en CT Tocopilla, hidrología seca, y sin generación de energía renovable. La condición operativa donde se presenta el mayor nivel de carga en el circuito sano de la línea 2x220kV Tocopilla-Crucero, ante la pérdida de uno de los circuitos, es en el escenario demanda baja -hidrología seca sin ERNC, presentado en la Fase III del estudio.

En Tabla 7-1 se resumen los principales resultados de los escenarios de operación desarrollados para el presente análisis. De estos resultados, se puede observar que en estado pre-contingencia ninguna de las líneas sobrepasa su capacidad nominal. Cabe destacar, que las transferencias en los circuitos 6A y 7A de la línea 220 kV Tocopilla-Crucero, están en torno al 67% de su nivel de carga en régimen permanente, con criterio N-1 ajustado. En dichos escenarios se tiene una generación total bruta de CT Tocopilla en aproximadamente 700MW.

| Escenario         | Nivel de Carga en Línea         |                |           |                |           |
|-------------------|---------------------------------|----------------|-----------|----------------|-----------|
|                   | Línea 220 [kV]                  | C1             |           | C2             |           |
|                   |                                 | Ap. Pow. [MVA] | Loading % | Ap. Pow. [MVA] | Loading % |
| F3-E1_DB_HS_CERNC | 110 kV C. Tocopilla-A           | 40,6           | 64,5      | 41,3           | 65,5      |
|                   | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 46             | 72,9      | 38,5           | 60,9      |
|                   | 220 kV Crucero-Laberinto        | 36,4           | 12,1      | 37,3           | 11,9      |
|                   | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 87,7           | 12,5      | 87,7           | 12,5      |
|                   | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 37,2           | 13,3      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV Crucero-Salar            | 39,3           | 10,6      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 249,9          | 67        | 252,7          | 67,7      |
| F3-E2_DA_HS_SERNC | 110 kV C. Tocopilla-A           | 44,1           | 70,4      | 44,8           | 71,6      |
|                   | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 50             | 79,8      | 41,7           | 66,6      |
|                   | 220 kV Crucero-Laberinto        | 38,7           | 13        | 39,8           | 12,9      |
|                   | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 128,5          | 18,4      | 128,5          | 18,4      |
|                   | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 66,3           | 24,1      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV Crucero-Salar            | 65,1           | 17,8      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 246,8          | 66,5      | 249,7          | 67,2      |
| F4-E1_DB_HS_CERNC | 110 kV C. Tocopilla-A           | 40,2           | 64,1      | 40,9           | 65,1      |
|                   | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 45,6           | 72,3      | 38,1           | 60,3      |
|                   | 220 kV Crucero-Laberinto        | 65,9           | 22        | 67,6           | 21,7      |
|                   | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 81,3           | 11,8      | 81,3           | 11,8      |
|                   | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 36,9           | 13,2      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV Crucero-Salar            | 39,4           | 10,6      | -----          | -----     |
|                   | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 248,4          | 66,5      | 251,2          | 67,3      |

Línea 220 kV C. Tocopilla-Crucero\*: C1 corresponde al circuito C6A, mientras que C2 corresponde al circuito C7A

Tabla 7-1: Resumen de resultados flujos de potencia-Escenarios base



Para determinar el efecto de la interconexión en la operación del EDAGxCE Tocopilla, se simula la pérdida de cada uno de los circuitos de la línea 220kV Tocopilla-Crucero mediante flujos de potencia en cada escenario para cuantificar el nivel de sobrecarga alcanzado en el circuito sano. Luego, en red N-1, se procede a desconectar una de las unidades U14 o U15 de la central Tocopilla. El presente análisis de flujos de potencia, contiene por separado la desconexión de ambas unidades.

En las tablas a continuación, se presentarán los casos donde se observan las transferencias más exigentes por las líneas asociadas al automatismo Tocopilla, en el escenario F3-E1\_DB\_HS.

| Escenario                                   | Contingencia                    | EDAGxCE en:   | Nivel de Carga en Línea         |         |     |         |       |
|---|---------------------------------|---------------|---------------------------------|---------|-----|---------|-------|
|   |                                 |               | Línea                           | C1      |     | C2      |       |
|   |                                 |               |                                 | S [MVA] | %   | S [MVA] | %     |
| Post-contingencia Sin Actuación Automatismo | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C7A | Sin actuación | 110 kV C. Tocopilla-A           | 51,5    | 82  | 52,4    | 83    |
|   |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 58,4    | 93  | 48,8    | 77    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 34,6    | 12  | 35,5    | 11    |
|   |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 90,4    | 13  | 90,4    | 13    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,1    | 11  | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 34,6    | 9   | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 453     | 121 | 0       | 0     |
| Post-contingencia Con Actuación Automatismo | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C7A | U14           | 110 kV C. Tocopilla-A           | 46,2    | 73  | 47      | 74    |
|   |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 52,4    | 83  | 43,7    | 69    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 17,3    | 6   | 17,9    | 6     |
|   |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 115,6   | 17  | 115,6   | 17    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,8    | 11  | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 35,8    | 10  | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 354,6   | 95  | 0       | 0     |
|   | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C7A | U15           | 110 kV C. Tocopilla-A           | 46,4    | 74  | 47,2    | 15    |
|   |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 52,7    | 83  | 44      | 70    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 17,8    | 6   | 18,5    | 6     |
|   |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 114,3   | 16  | 114,3   | 16    |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,6    | 11  | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 35,7    | 10  | -----   | ----- |
|   |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 359,5   | 96  | 0       | 0     |

Línea 220 kV C. Tocopilla-Crucero\*: C1 corresponde al circuito C6A, mientras que C2 corresponde al circuito C7A

Tabla 7-2: Resultados contingencias 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C7A y actuación EDAGxCE Tocopilla, F3-E1\_DB\_HS\_CERN.

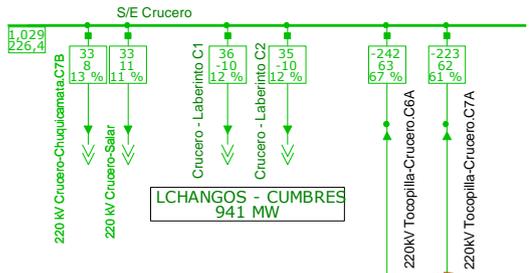
| Escenario  | Contingencia                    | EDAGxCE en:   | Nivel de Carga en Línea         |         |     |         |       |
|--|---------------------------------|---------------|---------------------------------|---------|-----|---------|-------|
|  |                                 |               | Línea                           | C1      |     | C2      |       |
|  |                                 |               |                                 | S [MVA] | %   | S [MVA] | %     |
| F3-E1_DB_HS_CERNC<br>Post-contingencia<br>sin actuación<br>Automatismo | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C6A | Sin actuación | 110 kV C. Tocopilla-A           | 51,4    | 81  | 52,3    | 83    |
|  |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 58,3    | 92  | 48,7    | 77    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 34,6    | 12  | 35,5    | 11    |
|  |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 90,3    | 13  | 90,3    | 13    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,2    | 11  | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 34,6    | 9   | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 0       | 0   | 453,5   | 122   |
| F3-E1_DB_HS_CERNC<br>post-contingencia<br>Con Actuación Automatismo    | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C6A | U14           | 110 kV C. Tocopilla-A           | 46      | 73  | 46,9    | 74    |
|  |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 52,2    | 83  | 43,6    | 69    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 17,3    | 5,8 | 18      | 6     |
|  |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 115,5   | 17  | 115,5   | 17    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,9    | 11  | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 35,9    | 10  | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 0       | 0   | 355,1   | 95    |
|  | 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C6A | U15           | 110 kV C. Tocopilla-A           | 46,3    | 73  | 47,1    | 75    |
|  |                                 |               | 110 kV C. Tocopilla-C.D. Tamaya | 52,5    | 83  | 43,9    | 69    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Laberinto        | 17,9    | 6   | 18,6    | 6     |
|  |                                 |               | 220 kV Kapatur-Laberinto        | 114,3   | 16  | 115     | 16    |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B | 31,7    | 11  | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV Crucero-Salar            | 35,7    | 9   | -----   | ----- |
|  |                                 |               | 220 kV C. Tocopilla-Crucero*    | 0       | 0   | 360     | 96    |

Línea 220 kV C. Tocopilla-Crucero\*: C1 corresponde al circuito C6A, mientras que C2 corresponde al circuito C7A

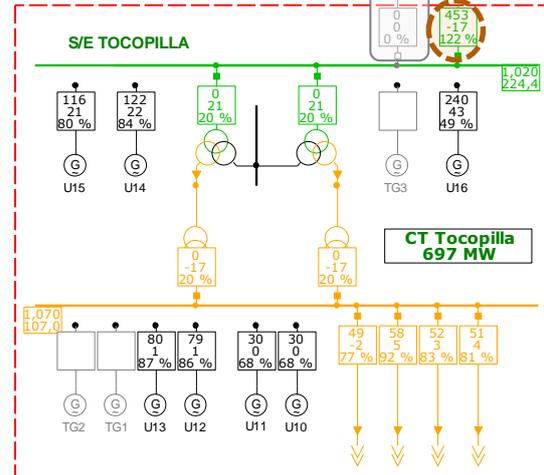
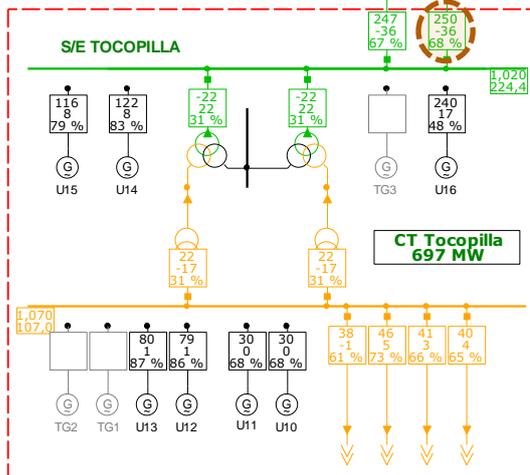
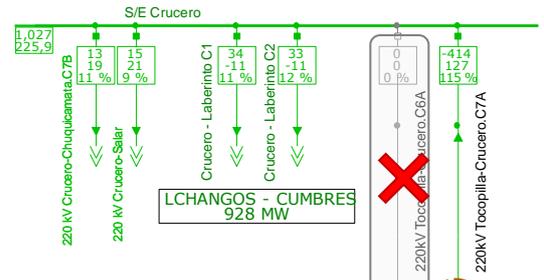
Tabla 7-3: Resultados contingencias 220 kV C. Tocopilla-Crucero.C6A y actuación EDAGxCE Tocopilla, F3-E1\_DB\_HS\_CERNC

De la Tabla 7-2 y Tabla 7-3, se observa que para la contingencia de uno de los circuitos de la línea 2x220 kV Tocopilla-Crucero, el nivel de carga alcanzado en el circuito sano es aproximadamente 120%, con un valor de 454 MVA, superior a la máxima capacidad transitoria de 400 MVA. Luego, al aplicar la actuación el EDAGxCE Tocopilla, sacando fuera de servicio la unidad U14 o U15, se obtiene un nivel de carga admisible (inferior a la capacidad nominal de régimen permanente 365,8 MVA). Con esto, se evidencia que el desempeño del automatismo Tocopilla opera acorde a los estándares de diseño por los que fue implementado originalmente, y que la interconexión de los sistemas SING-SIC no afecta la correcta operación del EDAGxCE Tocopilla. En Figura 7-3 se ilustra a través de un análisis estático, la evolución desde un estado pre-contingencia, estado intermedio luego de ocurrida la desvinculación del circuito 220 kV Tocopilla-Crucero.C6A y el estado final tras la actuación del EDAG Tocopilla sacando de servicio la unidad U15.

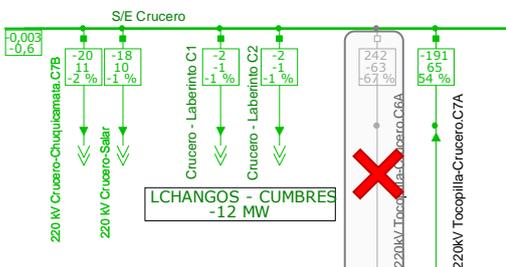
### Estado inicial: RED N



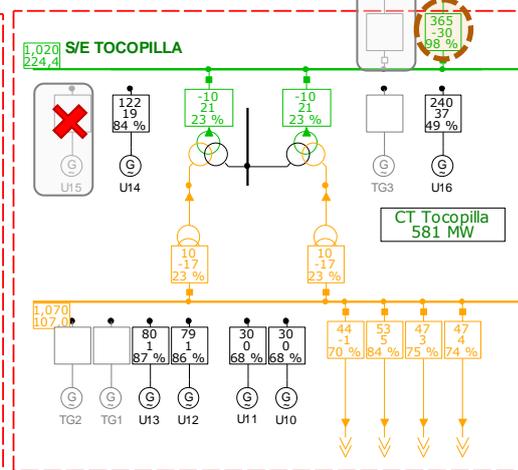
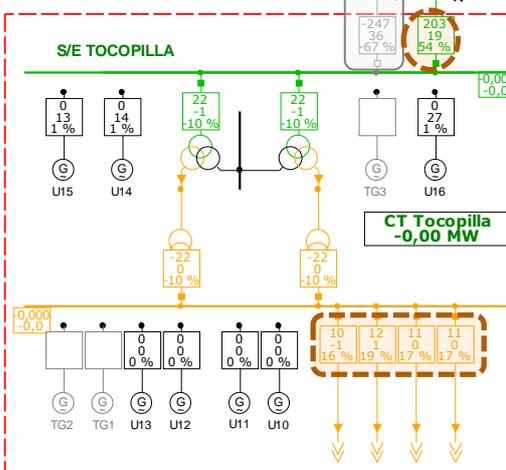
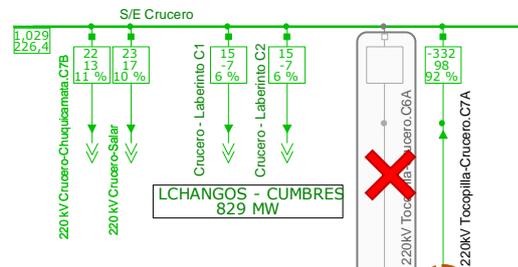
### Estado inicial: RED N-1



### Comparación flujos en pre y post-contingencia



### Estado final tras EDAG de U15



| Load Flow Balanced                |                       |
|-----------------------------------|-----------------------|
| Nodes                             | Branches              |
| Voltage, Magnitude [p.u.]         | Active Power [MW]     |
| Line-Line Voltage, Magnitude [kV] | Reactive Power [Mvar] |
|                                   | Maximum Loading [%]   |

Figura 7-3: Ejemplo de transiciones de la zona de Tocopilla tras un circuito de Tocopilla.- Crucero.

La figura anterior ilustra que el EDAGxCE Tocopilla tiene una funcionalidad localizada y que la interconexión SING-SIC no produce cambios topológicos en la zona de influencia del automatismo. Además, se puede ver que, de los 247MW que llevaba el circuito 6A pre-falla, 203MW se van por el circuito sano (7A) y 44MW se van hacia la red de 110kV. Del mismo modo, se observa que las transferencias SING→SIC disminuyen en 12MW.

Por otro lado, se destaca que el sistema interconectado tiene más robustez y flexibilidad en cuanto al control de frecuencia, por lo que se concluye que este automatismo mantiene sus características de diseño y debe seguir operativo.

## 7.5 Conclusiones

La interconexión de los sistemas SING-SIC, no tienen influencia en la operación del esquema de EDAG por contingencia específica implementado en Central Térmica Tocopilla, dado que la impedancia del sistema vista desde Tocopilla 220kV y Tocopilla 110 kV, no cambia significativamente luego de la interconexión. En otras palabras, la redistribución de flujos de potencia en la zona Tocopilla luego de la pérdida de uno de los circuitos 220kV Tocopilla-Crucero, y la posterior salida de la unidad U14 o U15 (en caso de tener flujos mayores a 210MW por circuito en 220kV Tocopilla-Crucero), no se ven mayormente afectados por la interconexión de los sistemas, dado que estos se reparten entre el circuito sano de 220kV y los circuitos de 110kV adyacentes de la S/E Tocopilla hacia el resto del sistema, de forma similar hasta antes de la interconexión. Es decir, la evacuación de energía hacia el sistema se realiza a través de las líneas 2x220kV Tocopilla-Crucero, 3x110kV Tocopilla-Chuquicamata y 1x110kV Tocopilla-Salar.

Se destaca que el automatismo Tocopilla tiene una funcionalidad local, donde la interconexión SING-SIC no produce cambios topológicos en la zona, o en instalaciones aledañas. Finalmente, se ha corroborado que el desempeño del EDAGxCE Tocopilla opera acorde a los estándares de diseño original, y la interconexión no afecta el correcto desempeño de éste. Es más, la interconexión complementa positivamente la actuación del EDAGxCE Tocopilla, dado que frente una actuación de éste, el sistema interconectado tiene más robustez y flexibilidad en cuanto al control de frecuencia.

## 8 ANÁLISIS DE SEVERIDAD 9 EN GUACOLDA

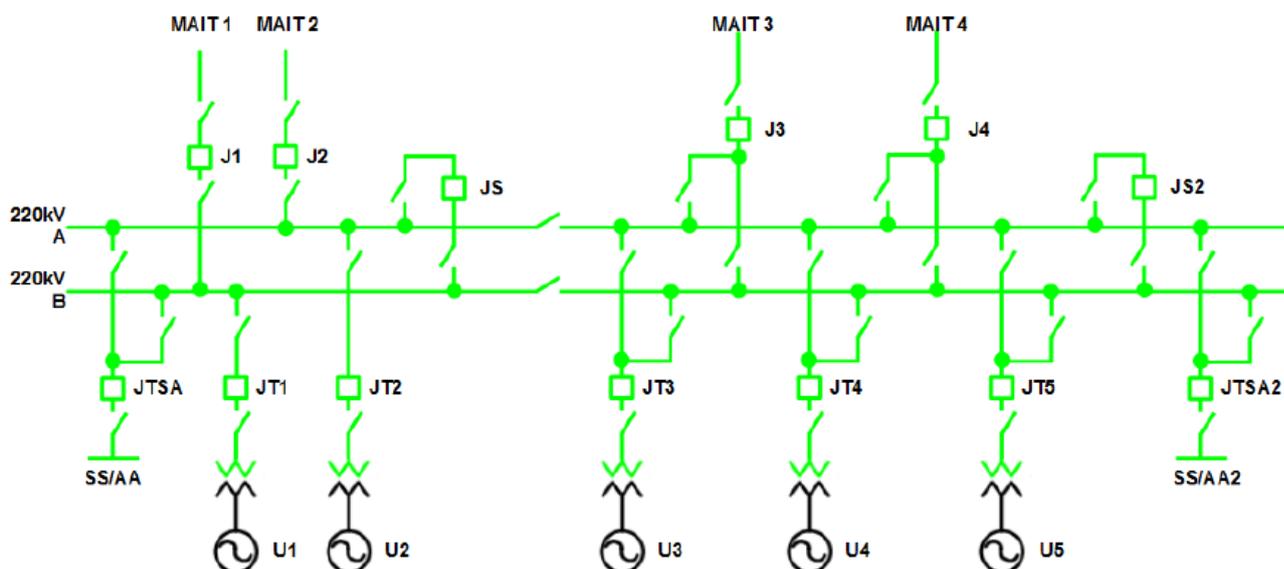
### 8.1 Introducción

Dentro de los antecedentes que se toman en consideración para afirmar la necesidad de un esquema de mitigación para fallas de Severidad 9 en la barra de 220kV de la S/E Guacolda, el informe emitido por la DO "Evaluación de Fallas de Severidades 8 y 9" [2] anticipa problemáticas de estabilidad angular luego de la ocurrencia de una de severidad 9 en las barras de 220kV de la S/E Guacolda en escenarios que presentan grandes transferencias desde el sur hacia la S/E Pan de Azúcar. Estas problemáticas son provocadas por el aumento de la potencia proveniente del sur al producirse la desconexión intempestiva de al menos dos unidades de la CT Guacolda, desencadenando condiciones que pueden llegar a ocasionar un apagón parcial en el SIC (pérdida mayor a un 10% de la demanda).

En consideración de lo anterior se realizó el diseño conceptual de un automatismo con el objetivo de evitar el colapso parcial o total del sistema tras una falla severidad 9 en las barras de 220kV de la S/E Guacolda por problemáticas de inestabilidad transitoria, mediante el desprendimiento de consumos localizados al norte de la S/E Pan de Azúcar, o en casos más críticos, la desconexión de la zona al norte de la S/E Maitencillo.

### 8.2 Implementación propuesta actualmente

La S/E Guacolda cuenta actualmente con un juego de doble barra + barra de transferencia que presenta una sección con tecnología AIS y otra con tecnología GIS, seccionadas a través de seccionadores. De acuerdo a esta topología, y en vista de la ausencia de interruptores entre las secciones AIS y GIS de la S/E Guacolda, las fallas en barras pueden traducirse en la desconexión intempestiva de hasta tres unidades de generación de la Central Térmica Guacolda (CT Guacolda).



Una falla severidad 9 en barras de 220kV de Guacolda ocasiona problemáticas de estabilidad en escenarios que presentan grandes transferencias desde el sur hacia la S/E Pan de Azúcar. Estas problemáticas son provocadas por el aumento de la potencia proveniente del sur al producirse la desconexión intempestiva de un gran bloque de generación de la CT Guacolda, que derivan en una gran diferencia angular en las tensiones de las barras Pan de Azúcar 220kV y Nogales 220kV, desencadenando condiciones que pueden llegar a ocasionar un apagón parcial en el SIC (pérdida mayor a un 10% de la demanda).

Los escenarios más críticos a nivel de estabilidad frente a estas fallas corresponden a aquellos en donde, además de presentar fuertes transferencias Sur → Pan de Azúcar, los parques eólicos localizados entre las SS/EE Pan de Azúcar y Las Palmas se encuentran fuera de servicio. En efecto, al estar estos parques fuera de servicio, no existe margen de control de potencia reactiva en esta zona.

Particularmente se encuentra que la existencia de problemáticas de estabilidad frente a una de estas fallas depende de las siguientes variables sistémicas:

- Potencia inyectada desde el sur a la S/E Pan de Azúcar.
- Unidades de la CT Guacolda en servicio.
- Cantidad de unidades conectadas a cada barra (Barra A y Barra B) y potencia total inyectada por las unidades a cada barra.
- Condición operativa de la CT Taltal.

La influencia de la CT Taltal sobre la estabilidad del sistema frente a estas fallas es significativa y permite evitar la inestabilidad en ciertos casos particulares de operación de la CT Guacolda. Por ello, el esquema de mitigación incluye dentro de sus parámetros la condición operativa de las unidades de la Central Taltal para determinar las acciones de mitigación que debe emplear.

Asimismo, la influencia del SVC+ de Diego de Almagro es significativa, mejorando la respuesta dinámica cuando éste se encuentra controlando tensión en la zona.

Las acciones de control que permitirían evitar que estas se propaguen al resto del sistema consisten en la desconexión de carga posterior a la detección de una falla severidad 9 en las barras de 220kV de la S/E Guacolda, o bien, en ciertos casos de operación particulares, la apertura instantánea de los interruptores que vinculan a la S/E Maitencillo al resto del sistema del norte del SIC.

Considerando esto se diseñó conceptualmente un esquema que permite mitigar fallas de severidad 9 en barras de Central Guacolda, cuyas principales características se muestran a en la Figura 8-1.

Para ejecutar estas acciones, el esquema de mitigación tiene que recibir datos de entrada que le permitan determinar: la condición operativa de la CT Taltal, las unidades de la CT Guacolda que están conectadas a cada una de las barras de la CT Guacolda, la potencia activa que entrega cada una de las unidades de la CT Guacolda, la potencia que está siendo inyectada a la barra Pan de Azúcar 220kV por parte de las líneas provenientes del sur, y el consumo de cada uno de los alimentadores de consumos que participan dentro del esquema de mitigación (para la desconexión de carga).

El esquema compara en tiempo real la potencia que se inyecta a la barra Pan de Azúcar 220kV desde el sur, definiendo valores límites que permiten determinar si una falla severidad 9 en alguna de las barras de la CT Guacolda provocaría respuestas inestables en el sistema. Estos valores límites son calculados en función de la potencia que inyecta la CT Guacolda a cada una de las barras de la subestación y el número de unidades que está conectada a cada una de ellas.

Adicionalmente, el esquema detecta los casos críticos en donde se requiere la desconexión de la zona norte en función de la condición operativa de la CT Taltal y de las entradas antes mencionadas.

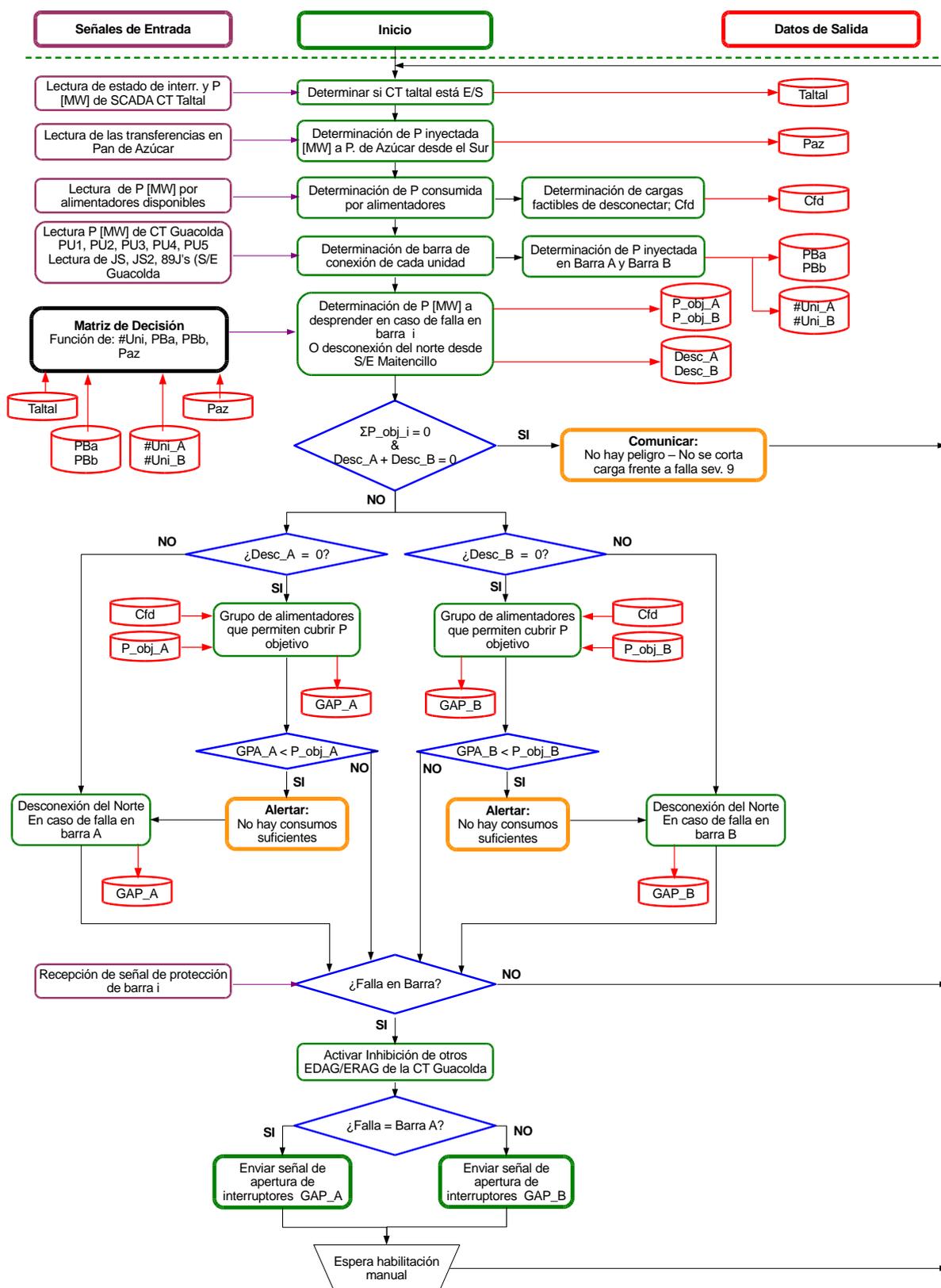


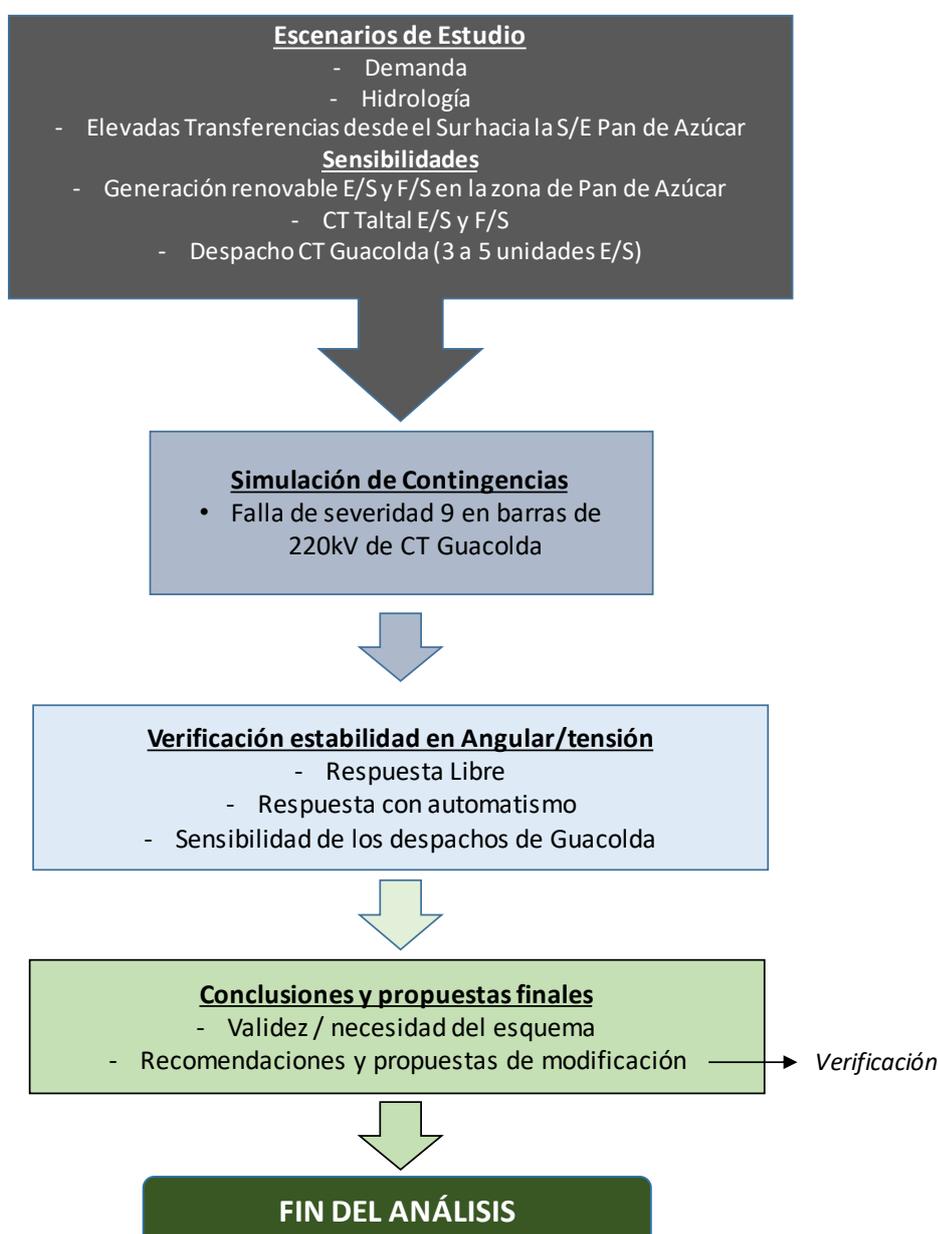
Figura 8-1 – Características del esquema

### 8.3 Metodología específica de análisis

Siendo que el automatismo aún no se encuentra implementado y dado los tiempos estándar de implementación de un recurso con tales características, se contempla su análisis directamente para la condición topológica final de estudio, esta es, FASE III.

En línea con esto, se resalta que con la entrada en servicio de los enlaces de 500kV entre Polpaico y Nueva Cardones (FASES II y III) se espera una modificación de la respuesta dinámica del sistema, que amerita analizar si las condiciones de estabilidad que derivaron en la implementación del esquema se siguen presentando y, en caso de ser así, si se requieren modificaciones para adaptar el esquema a las nuevas condiciones topológicas sistémicas.

A continuación se presenta la metodología considerada para la evaluación del mismo:



## 8.4 Evaluación del automatismo

Tal como se especificó en la metodología, el análisis de este automatismo se realiza para escenarios operativos de Fase III, sobre la base de simulaciones dinámicas de transitorios electromecánicos, tras una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla sobre cada una de las barras de 220kV de la CT Guacolda (Barra A y Barra B). La falla queda implantada durante 120ms, y el despeje se ejecuta vía aislación de la barra fallada y de todos los elementos que acometen a ella.

Los escenarios analizados corresponden a los más críticos detectados en los estudios realizados anteriormente [1] [2] , es decir, aquellos que presenten **3 unidades de la CT Guacolda** en servicio a máxima capacidad. No obstante, también se estudian escenarios con 5 unidades en servicio. En estos escenarios se simula la pérdida de 2 y hasta las 3 unidades tras el despeje de la falla. Con ello se evalúan los montos de cargas desprendidos por actuación de los EDACxBF considerando los ajustes actualmente existentes tanto en el SIC como en el SING. Además, se pone especial atención a las problemáticas de estabilidad angular detectadas.

### 8.4.1 Caso de estudio 1: DB-HH-sERNc-3x150+2x150

Corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con nula generación proveniente de fuentes ERNC y cinco unidades de la CT Guacolda despachadas a máxima potencia.

En este escenario se simula una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla en la barra A de la S/E Guacolda y su despeje con la consiguiente desconexión de las unidades U2, U4 y U5 a máxima potencia, es decir, 418MW netos, dejando dos unidades sincrónicas a plena carga en la CT Guacolda. En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las principales variables sistémicas, tras la simulación de dicha contingencia.

A partir de los resultados de la simulación, se puede ver que la frecuencia desciende lo suficiente como para activar el primer escalón del EDACXBF incurriendo en la desconexión de 47MW en el SING (0,6% de la demanda total SIC-SING). Por otro lado, se puede ver que, tras el despeje de la falla no se observan problemas de estabilidad de ningún tipo.

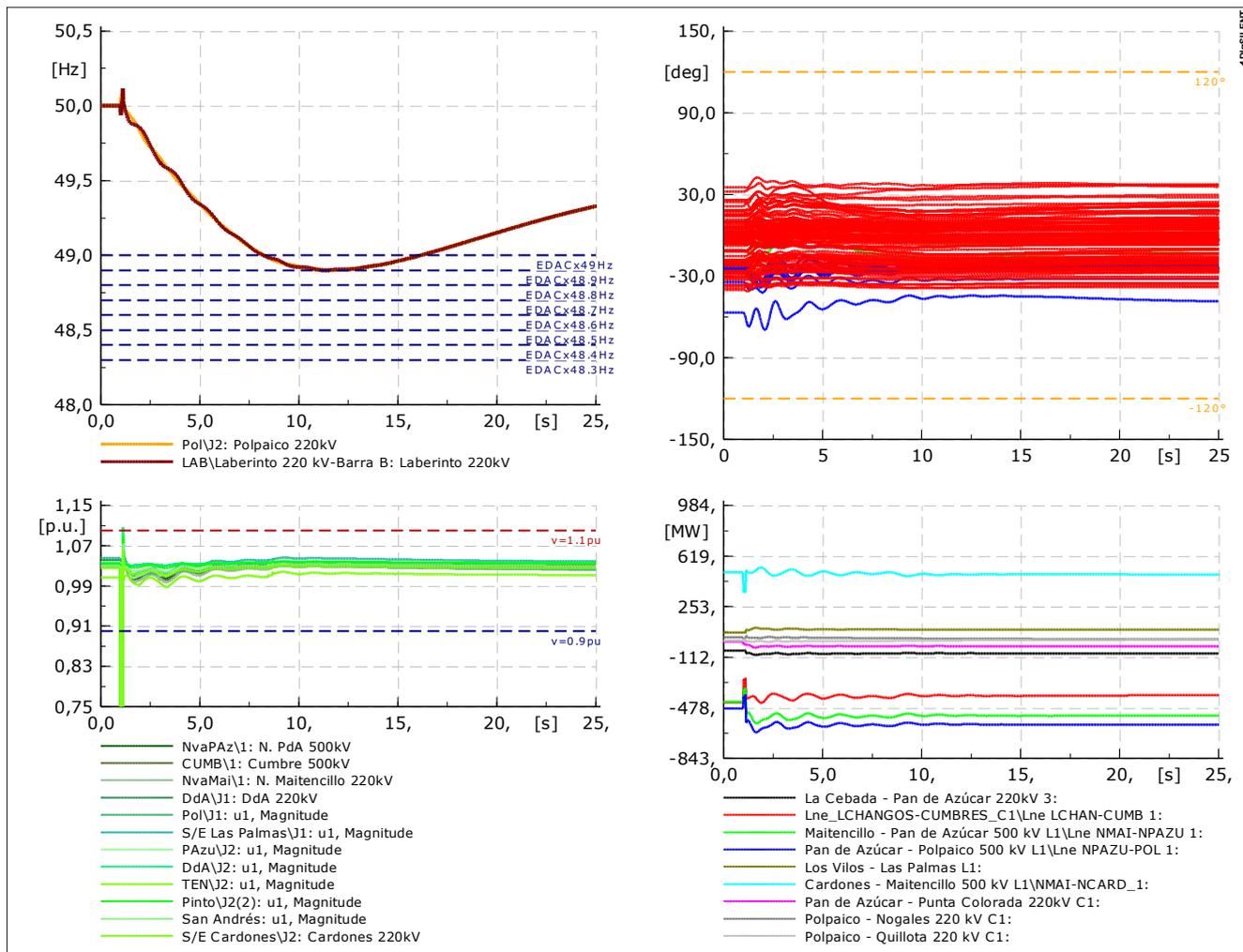


Figura 8-2: 8.5.1 Caso de estudio 1: DB-HH-sERNc-3x150+2x150.

### 8.4.2 Caso de estudio 2: DB-HH-cPE-1x150+2x150

Corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con un 35% de generación eólica en el SIC norte, sin generación proveniente de parques fotovoltaicos y tres unidades de la CT Guacolda despachadas a máxima potencia: una conectada en la barra A y dos a la barra B.

En este escenario se simula una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla en la barra B de la S/E Guacolda y su despeje con la consiguiente desconexión de las unidades U2, U4 a máxima potencia, es decir, 272MW netos, dejando una unidad sincrónica en operación en la zona norte del SIC. En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las principales variables sistémicas, tras la simulación de dicha contingencia.

A partir de los resultados de la simulación, se puede ver que la frecuencia no desciende lo suficiente como para activar el primer escalón del EDACXBF. Por otro lado, se puede ver que, tras el despeje de la falla no se observan problemas de estabilidad de ningún tipo.

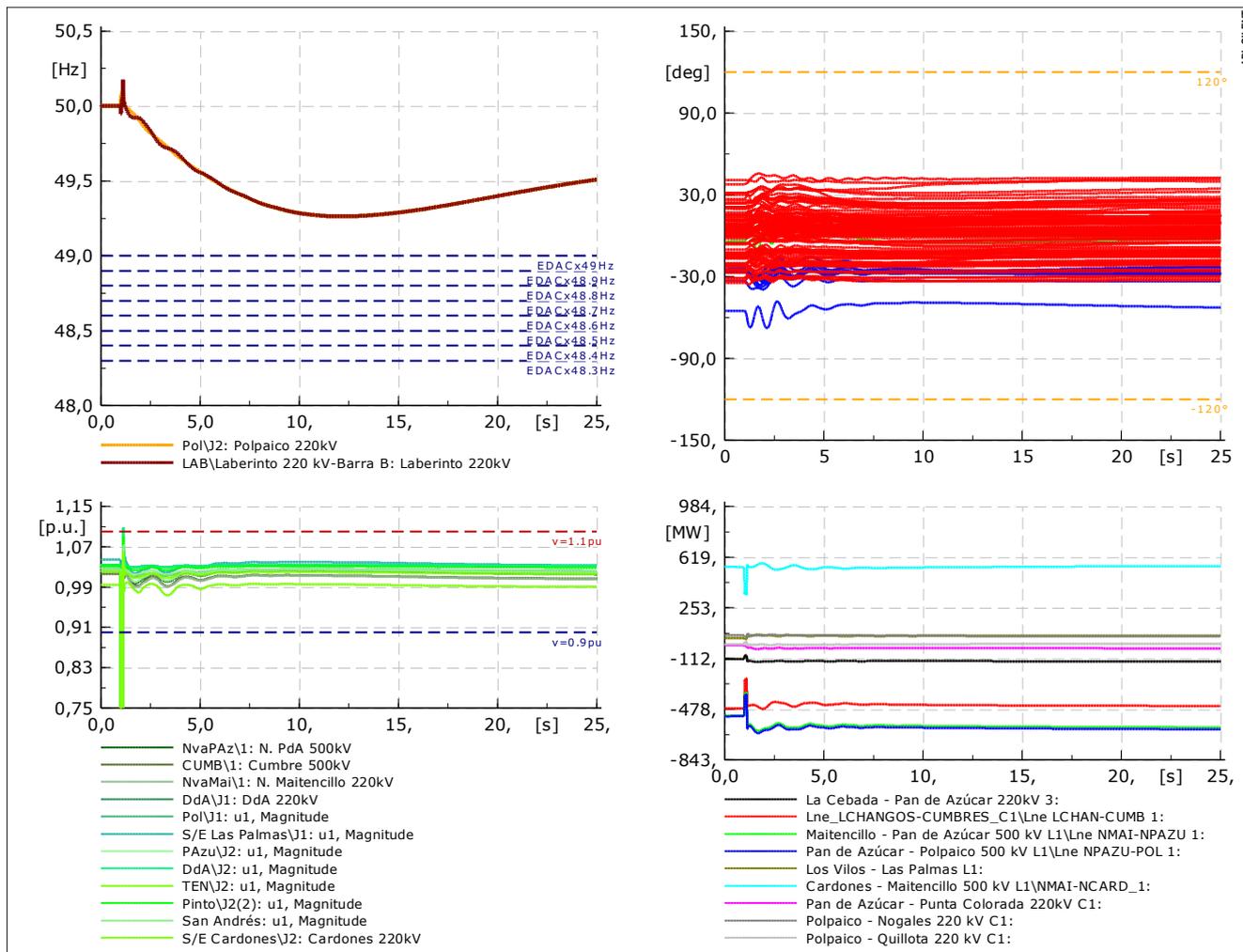


Figura 8-3: 8.5.2 Caso de estudio 2: DB-HH-cPE-1x150+2x150

### 8.4.3 Caso de estudio 3: DB-HH-cPE-3x150+0x150

Corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con un 35% de generación eólica en el SIC norte, sin generación proveniente de parques fotovoltaicos y tres unidades de la CT Guacolda despachadas a máxima potencia, las tres conectadas a la barra A.

En este escenario se simula una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla en la barra A de la S/E Guacolda y su despeje con la consiguiente desconexión de las unidades U2, U4 y U5 a máxima potencia, es decir, 418MW netos, no dejando unidades sincrónicas en operación en la zona norte del SIC. En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las principales variables sistémicas, tras la simulación de dicha contingencia.

A partir de los resultados de la simulación, se puede ver que la frecuencia desciende lo suficiente como para activar el primer escalón del EDACXBF incurriendo en la desconexión de 43MW en el SING (0,54% de la demanda total SIC-SING). Por otro lado, se puede ver que, tras el despeje de la falla no se observan problemas de estabilidad de ningún tipo.

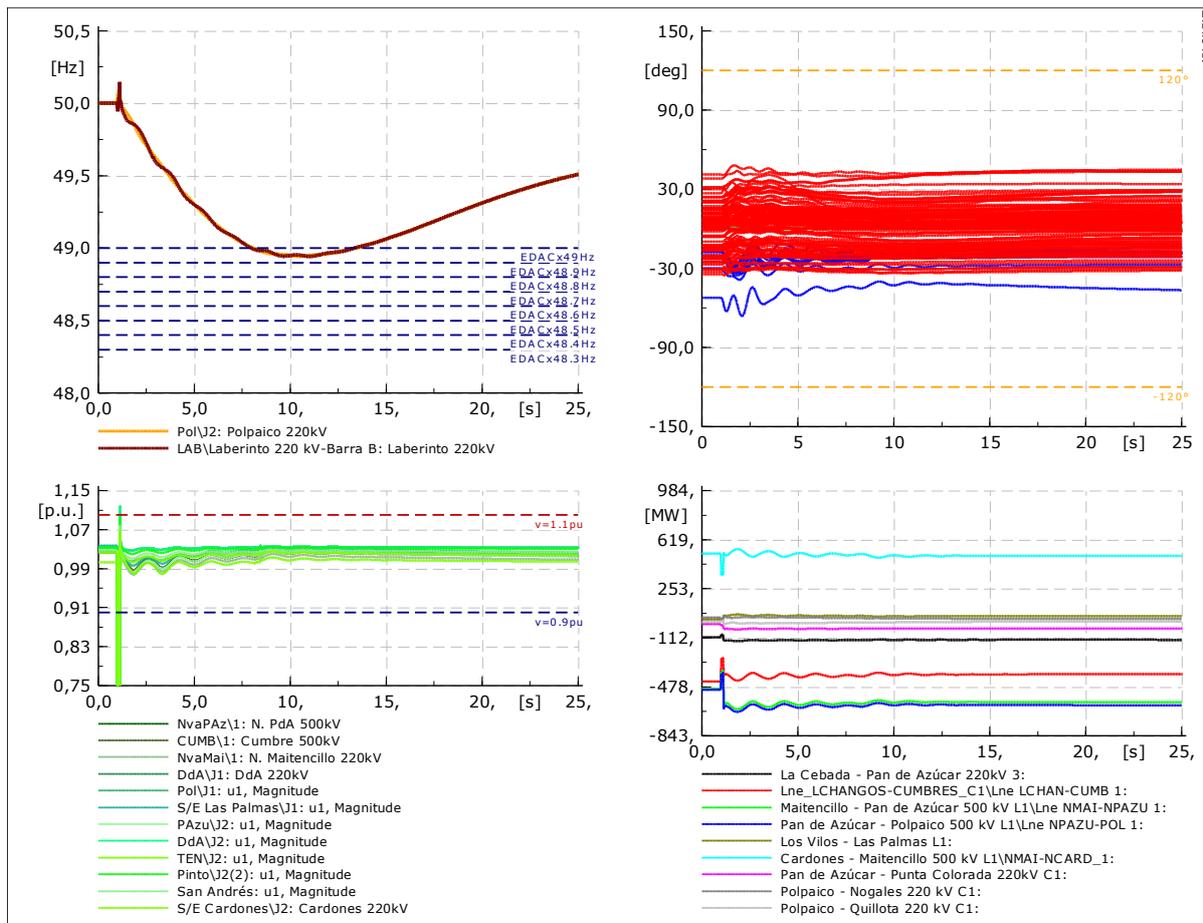


Figura 8-4: 8.5.3 Caso de estudio 3: DB-HH-cPE-3x150+0x150.

### 8.4.4 Caso de estudio 4: DB-HH- sPE-3x150+0x150

Corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con nula generación proveniente de fuentes ERNC y tres unidades de la CT Guacolda despachadas a máxima potencia, las tres conectadas a la barra A.

En este escenario se simula una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla en la barra A de la S/E Guacolda y su despeje con la consiguiente desconexión de las unidades U2, U4 y U5 a máxima potencia, es decir, 418MW netos, no dejando unidades sincrónicas en operación en la zona norte del SIC. En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las principales variables sistémicas, tras la simulación de dicha contingencia.

A partir de los resultados de la simulación, se puede ver que la frecuencia desciende lo suficiente como para activar el primer escalón del EDACXBF incurriendo en la desconexión de 43MW en el SING (0,54% de la demanda total SIC-SING). Por otro lado, se puede ver que, tras el despeje de la falla no se observan problemas de estabilidad de ningún tipo.

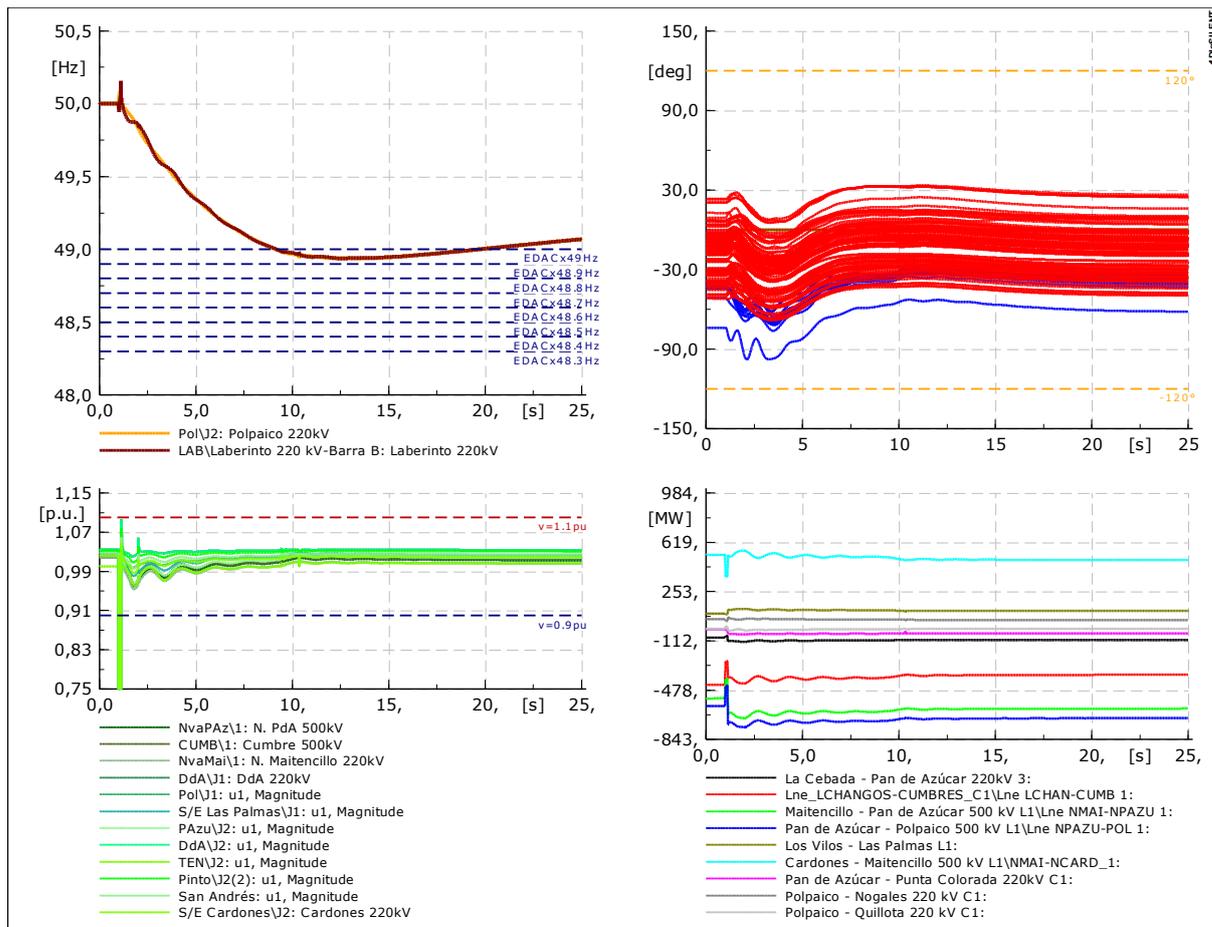


Figura 8-5: 8.5.4 Caso de estudio 4: DB-HH- sPE-3x150+0x150.

**8.4.5 Caso de estudio 5: DB-HH- sPE-3x150+0x150-sSVC+**

Corresponde a una sensibilidad del escenario 4. En este caso, al igual que en el escenario 4, corresponde a un escenario de Fase III de demanda baja, con hidrología húmeda, maximización de las transferencias SUR→NORTE por el sistema de 500kV Los Changos-N. Cardones, con nula generación proveniente de fuentes ERNC y tres unidades de la CT Guacolda despachadas a máxima potencia, las tres conectadas a la barra A. A diferencia del Escenario 4, en este escenario se considera el SVC plus de Diego de Almagro fuera de servicio.

En este escenario se simula una falla monofásica a tierra sin impedancia de falla en la barra A de la S/E Guacolda y su despeje con la consiguiente desconexión de las unidades U2, U4 y U5 a máxima potencia, es decir, 418MW netos, no dejando unidades sincrónicas en operación en la zona norte del SIC. En la figura a continuación se muestra la evolución dinámica de las principales variables sistémicas, tras la simulación de dicha contingencia.

A partir de los resultados de la simulación, se puede ver que la frecuencia desciende lo suficiente como para activar el primer escalón del EDACXBF incurriendo en la desconexión de 43MW en el SING (0,54% de la demanda total SIC-SING). Por otro lado, se puede ver que, tras el despeje de la falla no se observan problemas de estabilidad de ningún tipo.

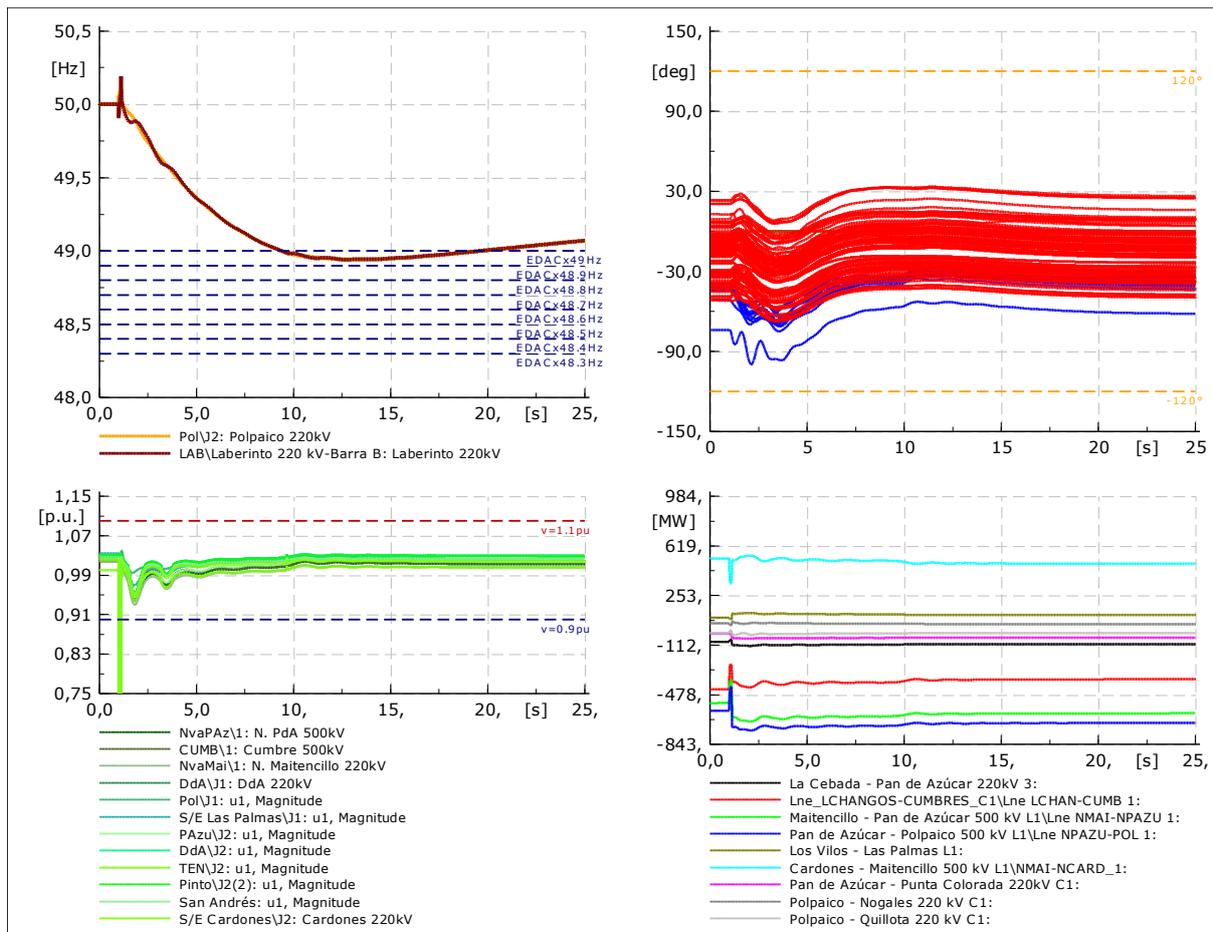


Figura 8-6: 8.5.5 Caso de estudio 5: DB-HH- sPE-3x150+0x150-sSVC+

## 8.5 Conclusiones

Tras la evaluación de escenarios exigentes en términos de estabilidad angular y sin la aplicación del automatismo bajo análisis, se observa pleno cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS para la recuperación dinámica del sistema. No se encuentran condiciones que resulten en apagones parciales del sistema tras el despeje de la falla y posterior desconexión de unidades de la CT Guacolda.

**Por todo lo anterior, se concluye que luego de los cambios topológicos previstos para Fase III, este automatismo deja de ser necesario.**

## 8.6 Propuestas de mejora

No aplica; se recomienda no implementar dicho automatismo.

## 9 REFERENCIAS

- [1] Informe Técnico EE-ES-2015-1220 "Esquema de mitigación para afrontar fallas en barras de GUACOLDA 220kV", Estudios Eléctricos, 2015.
- [2] "Estudio de Evaluación de Fallas de Severidades 8 y 9 en el SIC", Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, 2015.
- [3] "EE-ES-2014-0007 ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC", Incorporación de parques eólicos y solares 2014-2017. Diseño de detalle: Sistema integral de control de transferencias Maitencillo – Nogales, 09 de mayo de 2014".
- [4] CDEC SING, «Consideraciones Base de Datos DIGSILENT,» Santiago, junio 2016.
- [5] EDELNOR, ELECTROANDINA, CT ANDINA, «EVALUACIÓN TÉCNICA OPERACIÓN INTERTRIP (EDAG) TOCOPILLA – Versión 3,» Santiago, Agosto 2008.
- [6] EDELNOR, ELECTROANDINA, CT ANDINA, «PUESTA EN SERVICIO SISTEMA EDAG CTT,» Santiago, Octubre 2008.
- [7] CDEC SING, «Consideraciones Base de Datos DigSILENT,» Santiago, Junio 2016.
- [8] CDEC SING, «ESTUDIO DE EDAG POR SOBREFRECUENCIA,» Santiago, Noviembre 2007.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco