



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**“DISEÑO DE UN PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS
EXTREMAS EN EL SING”**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

DANIEL EDUARDO OLIVARES QUERO

**PROFESOR GUÍA:
LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
FELIPE MORALES SILVA
RAÚL MANASEVICH TOLOSA**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2008**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: DANIEL OLIVARES Q.
FECHA: 14/01/2008
PROF. GUIA: Sr. LUIS VARGAS DIAZ

“DISEÑO DE UN PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS EN EL SING”

El objetivo general de la presente memoria es diseñar y evaluar el desempeño de un Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE) para el Sistema Eléctrico del Norte Grande (SING), con el fin de preservar, según se establece en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT) del año 2005, la Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) del mismo frente a contingencias de alta severidad para las cuales no es factible o conveniente adoptar medidas a nivel de la programación.

El SING, como todo sistema eléctrico de potencia, es vulnerable a contingencias de alta severidad; pudiendo entonces derivar en situaciones de apagón total o parcial, de las cuales se puede o no tener registros previos, por ausencia de elementos de control dedicados. El PDCE contempla acciones de control de emergencia que sean capaces de contener al sistema frente a ese tipo de contingencias, basando su control en la formación inducida de islas eléctricas.

La Dirección de Operación del CDEC-SING (DO), de acuerdo a lo establecido en la NT, ha definido criterios para seleccionar las contingencias a ser consideradas por el PDCE; los cuales permiten orientar inicialmente el diseño del PDCE a aquella contingencia caracterizada por la desconexión de los dos circuitos de la Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero. En ausencia de este elemento de control, los efectos en el SING, para condiciones de despacho específicas, se caracterizan por fuertes subtensiones en la zona de Chuquicamata y Calama, y la aceleración y pérdida de sincronismo de las unidades de la central Tocopilla.

Un análisis detallado de los efectos de la contingencia indicada determina que es necesario que el PDCE integre un conjunto de esquemas de control independientes y supervisados, que sean capaces de formar una isla eléctrica entre las instalaciones de la Central Tocopilla y el consumo Chuquicamata, aliviar las subtensiones observadas en torno a la Zona Chuquicamata-Calama y establecer un equilibrio entre generación y consumo en la isla para distintas condiciones de operación del SING. Los esquemas utilizados corresponden básicamente a un Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) por subtensión para la zona de Chuquicamata-Calama y un Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG) para la Central Tocopilla. La evaluación del desempeño del PDCE mediante simulación digital en el software DigSILENT entrega resultados satisfactorios para los 6 despachos analizados. Se concluye que el PDCE diseñado cumple con los requerimientos establecidos por la NT y además presenta ciertas conveniencias económicas para la operación del SING.

INDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. INTRODUCCION | 7 |
| 1.1. Antecedentes | 7 |
| 1.2. Objetivos de la Memoria | 9 |
| 1.3. Organización del Trabajo | 9 |
| 2. ESTABILIDAD Y CONTROL DE SEP | 10 |
| 2.1. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia | 10 |
| 2.2. Conceptos Generales..... | 11 |
| 2.2.1. Contingencias | 11 |
| 2.2.2. Estados del Sistema | 13 |
| 2.2.3. Acciones de Control..... | 16 |
| 2.2.4. Esquemas Especiales de Protección (Special Protection Systems: SPS) | 18 |
| 2.2.5. Formación de Islas Eléctricas | 21 |
| 2.2.6. Planes de Defensa | 22 |
| 2.3. Modelo Matemático de un SEP | 23 |
| 2.3.1. Flujo de Potencia | 24 |
| 2.3.2. Modelo Dinámico de un SEP..... | 25 |
| 2.3.5. Criterios de Estabilidad..... | 27 |
| 3. DISEÑO DEL PLAN DE DEFENSA | 29 |
| 3.1. Estructuración del Plan de Defensa | 29 |
| 3.2. Efectos de Interés en el Análisis..... | 29 |
| 3.2.1. Capacidad de transmisión | 30 |
| 3.2.2. Estabilidad de tensión | 30 |
| 3.2.3. Estabilidad en Frecuencia | 31 |
| 3.2.4. Amortiguamiento | 32 |
| 3.2.5. Estabilidad Angular Transitoria..... | 32 |
| 3.3. Metodología para el Diseño del Plan de Defensa | 33 |
| 3.4. Selección de Contingencias | 34 |
| 3.5. Análisis de Contingencias Seleccionadas | 37 |
| 3.5.1. Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata circuitos 6B y 7B | 37 |
| 3.5.2. Falla Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero circuitos 6A y 7A | 38 |
| 3.6. Esquema de Control del Plan de Defensa..... | 42 |
| 3.6.1. Descripción General del Esquema | 42 |
| 3.7. Consideraciones acerca del Sistema de Monitoreo | 50 |
| 4. EVALUACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DIGITAL..... | 51 |
| 4.1. Modelo del SING..... | 51 |
| 4.2 Simulaciones | 51 |
| 4.2.1. Caso de Estudio N°1 | 52 |
| 4.2.2. Caso de Estudio N°2..... | 61 |
| 4.2.3. Caso de Estudio N°3..... | 67 |
| 4.2.4. Caso de Estudio N°4..... | 75 |
| 4.2.5. Caso de Estudio N°5..... | 81 |
| 4.2.6. Caso de Estudio N°6..... | 89 |

| | |
|--|------------|
| 5. CONCLUSIONES | 95 |
| REFERENCIAS | 96 |
| ANEXO A | 98 |
| ANEXO B | 102 |
| ANEXO C | 103 |
| ANEXO D | 104 |
| D.1. Plan de Defensa | 104 |
| D.2. Bloque DAG | 105 |
| D.3. Bloque DAG_2 | 106 |
| D.4. Bloque DAG_UND | 107 |
| D.5. Bloque DAG_UND2 | 107 |
| D.6. Bloque Trips | 108 |
| D.7. Bloque EDAC_PD_Toc-Chuq | 108 |
| D.8. Bloque Evaluar_AccionPD | 110 |
| D.9. DP_PlandeDefensa | 110 |
| ANEXO E | 113 |
| E.1. Modelo para Control de Excitación | 114 |
| E.2. Modelo Dinámico (Sistema Diferencial-Algebraico) | 115 |
| E.3. Deducción de las Ecuaciones | 116 |
| E.3.1. Matriz de Admitancias Nodales | 116 |
| E.3.2. Flujo de Potencia Estático | 117 |
| E.4. Cálculos Preliminares | 118 |
| E.5. DAE con valores del sistema no perturbado | 119 |
| E.6. Perturbación | 120 |
| E.7. DAE con valores del sistema perturbado | 121 |
| E.7. DAE con valores del sistema perturbado | 121 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1: Estados y transición en la operación de un SEP | 14 |
| Figura 2: Acción del Control Preventivo..... | 16 |
| Figura 3: Acción del Control de Emergencia | 17 |
| Figura 4: Tendencias en el Diseño de Planes de Defensa | 23 |
| Figura 5: Topología falla Crucero-Chuquicamata..... | 38 |
| Figura 6: Topología falla Tocopilla-Crucero | 39 |
| Figura 7: Frecuencias con falla en demanda máxima..... | 40 |
| Figura 8: Tensiones en 220 kV con falla en demanda máxima..... | 41 |
| Figura 9: Tensiones en 100 kV con falla en demanda máxima..... | 41 |
| Figura 10: Ángulos rotóricos con falla en demanda máxima..... | 42 |
| Figura 11: Módulos de operación del Plan de Defensa..... | 43 |
| Figura 12: Diagrama esquemático de interacción de bloques | 45 |
| Figura 13: Diagrama de Actividades General del Plan de Defensa | 46 |
| Figura 14: Diagrama de Actividades EDAG en lazo abierto | 47 |
| Figura 15: Diagrama de Actividades EDAG en lazo cerrado | 48 |
| Figura 16: Diagrama de Actividades EDAC Chuquicamata..... | 49 |
| Figura 17: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°1..... | 53 |
| Figura 18: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°1 | 53 |
| Figura 19: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°1..... | 54 |
| Figura 20: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°1..... | 54 |
| Figura 21: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°1..... | 56 |
| Figura 22: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°1 | 56 |
| Figura 23: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°1..... | 57 |
| Figura 24: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°1..... | 57 |
| Figura 25: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°1 | 58 |
| Figura 26: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°1 | 58 |
| Figura 27: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°1 | 59 |

| | |
|--|----|
| Figura 28: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°1 | 59 |
| Figura 29: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°2..... | 62 |
| Figura 30: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°2..... | 62 |
| Figura 31: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°2..... | 63 |
| Figura 32: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°2..... | 63 |
| Figura 33: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°2 | 64 |
| Figura 34: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°2 | 64 |
| Figura 35: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°2 | 65 |
| Figura 36: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°2 | 65 |
| Figura 37: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°3..... | 68 |
| Figura 38: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°3 | 68 |
| Figura 39: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°3..... | 69 |
| Figura 40: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°3..... | 69 |
| Figura 41: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°3..... | 70 |
| Figura 42: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°3 | 70 |
| Figura 43: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°3..... | 71 |
| Figura 44: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°3..... | 71 |
| Figura 45: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°3 | 72 |
| Figura 46: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°3 | 72 |
| Figura 47: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°3 | 73 |
| Figura 48: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°3 | 73 |
| Figura 49: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°4..... | 76 |
| Figura 50: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°4..... | 76 |
| Figura 51: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°4..... | 77 |
| Figura 52: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°4..... | 77 |
| Figura 53: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°4 | 78 |
| Figura 54: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°4 | 78 |
| Figura 55: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°4 | 79 |

| | |
|--|----|
| Figura 56: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°4 | 79 |
| Figura 57: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°5..... | 82 |
| Figura 58: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°5 | 82 |
| Figura 59: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°5..... | 83 |
| Figura 60: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°5..... | 83 |
| Figura 61: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°5..... | 84 |
| Figura 62: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°5..... | 84 |
| Figura 63: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°5..... | 85 |
| Figura 64: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°5..... | 85 |
| Figura 65: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°5 | 86 |
| Figura 66: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°5 | 86 |
| Figura 67: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°5 | 87 |
| Figura 68: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°5 | 87 |
| Figura 69: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°6..... | 90 |
| Figura 70: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°6..... | 90 |
| Figura 71: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°6..... | 91 |
| Figura 72: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°6..... | 91 |
| Figura 73: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°6 | 92 |
| Figura 74: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°6 | 92 |
| Figura 75: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°6 | 93 |
| Figura 76: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°6 | 93 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Clasificación de Estabilidad según Escala de Tiempo | 11 |
| Tabla 2: Eventos de la Simulación Digital | 51 |
| Tabla 3: Despacho del SING en Caso de Estudio N°1..... | 52 |
| Tabla 4: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°1 | 60 |
| Tabla 5: Despacho del SING en Caso de Estudio N°2..... | 61 |
| Tabla 6: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°2 | 66 |
| Tabla 7: Despacho del SING en Caso de Estudio N°3..... | 67 |
| Tabla 8: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°3 | 74 |
| Tabla 9: Despacho del SING en Caso de Estudio N°4..... | 75 |
| Tabla 10: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°4 | 80 |
| Tabla 11: Despacho del SING en Caso de Estudio N°5..... | 81 |
| Tabla 12: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°5 | 88 |
| Tabla 13: Despacho del SING en Caso de Estudio N°5..... | 89 |
| Tabla 14: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°6 | 94 |

1. INTRODUCCION

1.1. Antecedentes

La evolución y crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, las nuevas estructuras de tarificación y operación, y las crecientes exigencias de suministro energético con altos niveles de seguridad y calidad de servicio han impuesto nuevos y complejos desafíos a ingenieros e investigadores, principalmente en lo que respecta a desarrollar nuevas técnicas de control y planificación del sistema.

Aún en sistemas muy bien planificados y con sofisticados sistemas de control es posible enfrentar condiciones de operación inseguras frente a contingencias específicas. Algunas de las razones que explican esto son:

- Existe un gran número de contingencias que pueden conducir a un sistema interconectado a condiciones inseguras de operación, muchas de las cuales no son consideradas en los sistemas de control debido a su complejidad y baja probabilidad de ocurrencia, lo que hace inviable su control bajo criterios económicos.
- Existen condiciones de operación difícilmente predecibles en el sistema, especialmente cuando éste se encuentra en Estado de Alerta o Estado de Emergencia luego de haber experimentado alguna perturbación inicial.
- La operación económica de los sistemas los ha llevado a operar cerca de sus límites de estabilidad la mayor parte del tiempo, incrementando de esta forma la severidad de las contingencias.

El criterio de seguridad normalmente adoptado en la planificación de sistemas eléctricos corresponde al criterio N-1, donde una contingencia caracterizada por la pérdida de un elemento del sistema no debe comprometer la seguridad sistémica, ni violar los límites de operación de éste para el estado de operación respectivo.

Sin embargo existen muchas fuentes de vulnerabilidad en los sistemas interconectados, como fallas en equipos, pérdidas de comunicación, errores humanos, actos terroristas o vandálicos y desastres naturales, para los cuales los sistemas tradicionales de control diseñados en función del criterio N-1 podrían resultar insuficientes para evitar un apagón en el sistema de potencia.

De esta forma los sistemas de potencia están expuestos a contingencias extremas, las cuales por lo general se caracterizan por fallas múltiples, con operación no deseada de protecciones y

desconexión múltiple de instalaciones en cascada, y para los cuales en caso de ser factible y ventajoso en términos técnico-económicos resulta apropiado diseñar e implementar los respectivos elementos de control.

El diseño puede considerar medidas automáticas, que deben ser simples, confiables y seguras para el sistema, y proveer una protección lo más extensa posible contra las contingencias extremas. En este sentido los llamados “Planes de Defensa” han sido desarrollados para lidiar con las contingencias extremas, y reducir su frecuencia e impacto en el sistema. Una de las principales componentes de un Plan de Defensa son los llamados “Esquemas Especiales de Protección” (SPS), que utilizan tecnología de comunicación avanzada para obtener información acerca del estado del sistema y son capaces de realizar acciones de control sobre grandes áreas del sistema.

Los SPS son sistemas de control de emergencia, diseñados para detectar condiciones de riesgo para la integridad del sistema de potencia y desencadenar entonces acciones correctivas en forma automática con tal de minimizar el impacto sobre éste. Mientras los sistemas de protección clásicos toman medidas locales para aislar elementos fallados, los SPS toman acciones que con frecuencia abarcan puntos muy alejados de la falla, y que han sido planificadas con antelación. Las acciones de control pueden abarcar apertura o conexión de elementos del sistema, desconexión de generación, desprendimiento de carga, formación de islas eléctricas, etc.

Existen variados ejemplos de la aplicación de control de emergencia basados en SPS alrededor del mundo. En particular en Brasil se ha diseñado un Plan de Defensa basado en el control por áreas [6], incorporando además un sistema de comunicación y coordinación entre zonas que actúa frente a un conjunto de contingencias predefinidas. En el caso del sistema eléctrico de Taiwán, que presenta una gran transferencia de potencia entre áreas definidas, el Plan de Defensa diseñado supervisa la transferencia por las líneas troncales y contempla EDAG y EDAC para controlar eventuales desbalances de potencia frente a contingencias severas [7].

En Chile, con la publicación de la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” (NT) del sector eléctrico, en mayo del 2005, se establecen una serie de exigencias, criterios y límites de operación para los sistemas interconectados chilenos. Se encarga al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de cada Sistema Interconectado (SI) la elaboración de estudios para la programación de la seguridad y calidad de servicio del respectivo sistema. En particular, en el Título 10 de su Capítulo sexto, se establecen los requerimientos del Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas que deberá llevar a cabo la Dirección de Peajes (DP) de cada CDEC.

El Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE) considerado por la NT se enmarca en la categoría de los SPS, y debe comprender un esquema de formación inducida de Islas Eléctricas; el cual, ante la detección de un evento que conduzca a un apagón, produzca el desmembramiento controlado del SI. Ante la detección del evento antes indicado, el SI se deberá separar en Islas Eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva, que a su vez dispongan de

una adecuada capacidad de Control de Frecuencia y Tensión, tal que cada isla pueda alcanzar las condiciones necesarias para que sea resincronizada con el resto del SI.

1.2. Objetivos de la Memoria

El Objetivo General del presente trabajo es diseñar un Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), de acuerdo a los requerimientos establecidos en la NT.

Los Objetivos Específicos del Trabajo son:

Seleccionar las contingencias que deben ser consideradas por el PDCE.

Diseñar la lógica de control del PDCE.

Realizar una evaluación del desempeño del PDCE diseñado para el SING a través del uso de un software comercial de análisis de sistemas eléctricos (DIgSILENT PF).

1.3. Organización del Trabajo

La presentación de este informe de avance se organiza en 4 capítulos. El presente capítulo contiene aspectos generales de la memoria. En el capítulo 2 se analizan los aspectos más importantes en el diseño de Planes de Defensa y la experiencia internacional. En el capítulo 3 se aborda la selección de contingencias consideradas por el PDCE y el diseño en detalle del control basado en la formación de islas eléctricas. En el capítulo 4 se presentan los resultados del desempeño del Plan de Defensa evaluado mediante simulación digital. Finalmente, el capítulo 5 presenta las conclusiones del trabajo.

2. ESTABILIDAD Y CONTROL DE SEP

2.1. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Las instalaciones de un sistema de potencia pueden clasificarse en 3 grandes segmentos: Generación, Transmisión y Consumos. El correcto funcionamiento del sistema dependerá del comportamiento que presenten estos segmentos, y de los factores externos a los que estén expuestos.

Las variables de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) que son consideradas para determinar la estabilidad de éstos son las excursiones angulares de los generadores, la tensión y la frecuencia, y se considera que un sistema es asintóticamente estable si mantiene las variables de interés dentro de rangos acotados y alcanza una condición de régimen aceptable; es decir, si es capaz de regresar a un estado de operación asintóticamente estable luego de sufrir una perturbación.

De esta manera, en función de la variable de interés, es posible caracterizar 3 tipos distintos de estabilidad en sistemas de potencia, según sus características causa-efecto, constantes de tiempo asociadas a su dinámica y acciones correctivas particulares. Estos 3 tipos de estabilidad son: Estabilidad Angular, Estabilidad de Tensión y Estabilidad de Frecuencia.

Estabilidad Angular: Se refiere a la capacidad de un SEP de mantener sus generadores en sincronismo. Para ello se deben tener en consideración las oscilaciones electromecánicas y los torques producidos por las máquinas sincrónicas.

Estabilidad de Tensión: Capacidad de un SEP de mantener tensiones estacionarias dentro de los márgenes de operación definidos en todas las barras, tanto en condiciones normales de operación o después de ser sometido a una perturbación.

Estabilidad de Frecuencia: Se refiere principalmente al balance entre potencia generada y consumida en un SEP, y corresponde a la capacidad de éste para mantener la frecuencia en niveles aceptables de operación en estado estacionario.

De acuerdo a la escala de tiempo en que estos fenómenos ocurren, ellos afectan de distinta forma al sistema. Una clasificación de estos fenómenos se muestra en la Tabla 1.

| Escala de Tiempo | Inestabilidad |
|------------------|--|
| corto plazo | Estabilidad Angular del Rotor Estabilidad de Tensión (CP) |
| largo plazo | Estabilidad de Frecuencia Estabilidad de Tensión (LP) |

Tabla 1: Clasificación de Estabilidad según Escala de Tiempo

En el corto plazo, es decir unos cuantos segundos, actúan dispositivos de control como reguladores automáticos de tensión (AVR) y reguladores de velocidad. En el largo plazo, correspondiente a algunos minutos, actúan elementos como cambiadores en derivación de transformadores, limitadores de potencia en generadores, control sobre calderas, etc.

2.2. Conceptos Generales

2.2.1. Contingencias

2.2.1.1. Contingencia de alta Probabilidad

Una contingencia de alta Probabilidad es aquella que ha sido considerada en la planificación y operación de un SEP, y para la cual se han tomado las medidas necesarias para que su ocurrencia no produzca efectos significativos sobre el sistema [11]. Típicamente son consideradas como contingencia de alta probabilidad las que signifiquen la pérdida de 1 elemento simple de la red (criterio N-1), además de aquellas que figuren en los registros históricos del sistema y se considere que su probabilidad de ocurrencia amerita la toma de resguardos sobre sus consecuencias. Un ejemplo de contingencia de alta probabilidad es el caso de una línea de doble circuito donde cada uno de los circuitos que la componen es capaz de transportar hasta el 130% de su capacidad nominal: en dicho caso, dependiendo del nivel de transferencia de potencia previo a la contingencia, la salida de operación de uno de los circuitos podría significar una sobrecarga del circuito que quede en servicio y por lo tanto, a nivel de la programación, se requiere limitar la transferencia de potencia por la línea de tal forma que dicha sobrecarga no supere el 30% de la capacidad nominal.

2.2.1.2. Contingencia de baja Probabilidad

Son contingencias no definidas específicamente, y sobre la cual se pueden tomar acciones preventivas. Con frecuencia estas contingencias son de mayor severidad que las contingencias de alta probabilidad [11]. Existen esfuerzos para desarrollar sistemas capaces de contener contingencias de baja probabilidad mediante acciones correctivas, lo que requiere una rápida

adquisición y procesamiento de variables del sistema haciendo necesaria la instalación de sofisticados instrumentos de medición, procesamiento y actuación.

Como contingencia de baja probabilidad puede considerarse el accionamiento de un sistema de protección producto de fallas que ocurran fuera de su zona de operación, o la operación en tiempo prolongado de ciertas protecciones de respaldo.

En [1] se establece la clasificación de las contingencias que deben considerarse en el caso de los SI operativos en Chile, de acuerdo a su severidad, donde además se hace mención a las contingencias que deben ser consideradas en el estudio para el Plan de Defensa. Dicha clasificación se muestra a continuación:

Severidad 1: Desconexión de un condensador serie sin recurrir a los EDAC ni al EDAG.

Severidad 2: Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de la protección primaria y posterior reconexión monofásica exitosa con un retardo de tiempo definido, sin actuación de los EDAC y/o EDAG.

Severidad 3: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG requerido para balancear la potencia y estabilizar la frecuencia en el SI.

Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG.

Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG.

Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, consistentes en la segmentación controlada del SI en Islas Eléctricas asincrónicas, equilibradas en potencia activa y reactiva.

Severidad 7: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la falla de la protección primaria y desconexión del circuito fallado por acción de la protección de respaldo en tiempo prolongado, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, consistentes en la segmentación controlada del SI en Islas Eléctricas asincrónicas, equilibradas en potencia activa y reactiva.

Severidad 8: Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito estando el circuito paralelo indisponible o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de la protección primaria, posterior reconexión monofásica de la fase fallada con retardo de tiempo definido y desconexión tripolar definitiva del circuito fallado, admitiendo la actuación de los EDAC y/o EDAG.

2.2.2. Estados del Sistema

El comportamiento general de un sistema eléctrico puede ser descrito por 2 sistemas de ecuaciones tipo:

Uno es un sistema de ecuaciones diferenciales, que incorpora las leyes físicas que describen el comportamiento dinámico de las máquinas; así como de otras instalaciones con comportamiento dinámico relevante, y

Un sistema algebraico de igualdades, que establece a través de leyes físicas la igualdad entre generación y consumo más pérdidas en el sistema; también llamadas “restricciones de igualdad”.

Adicionalmente, en términos de control de un SEP, se suele incorporar un tercer sistema algebraico de desigualdades; donde se establecen los límites de operación de variables eléctricas como frecuencia, tensión y corriente dados por las capacidades de los equipos del sistema, también llamadas “restricciones de desigualdad”.

La condición de un sistema de potencia puede ser descrita por 5 estados distintos según se indica en [5], los cuales se ilustran en la figura 1. Dicha clasificación es útil en la evaluación del nivel de seguridad de los sistemas. Las flechas con línea segmentada simbolizan transiciones de mejoramiento del estado del sistema y que se realizan con ayuda de sistemas de control especiales, mientras que las flechas de líneas sólidas representan transiciones de empeoramiento del estado del sistema.

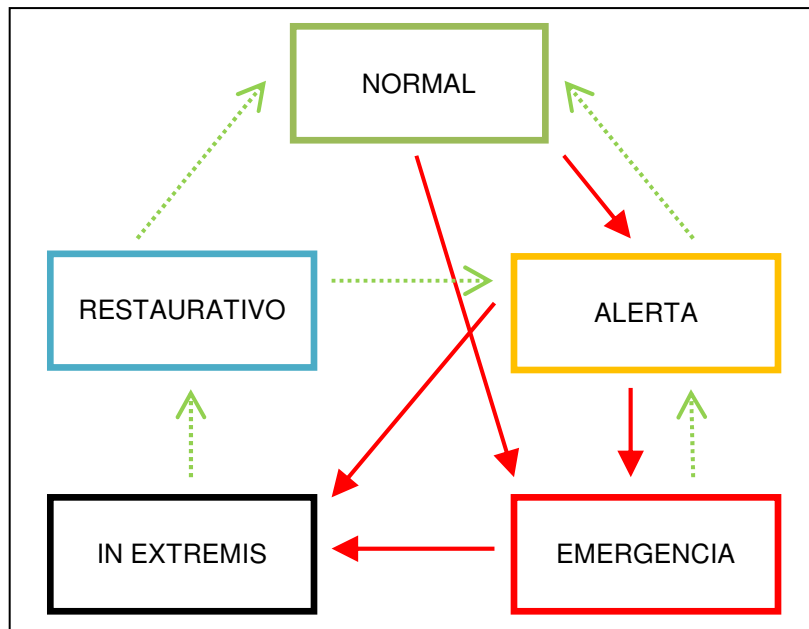


Figura 1: Estados y transición en la operación de un SEP

2.2.2.1. Estado Normal

En Estado Normal todas las restricciones son satisfechas, es decir, la generación es adecuada para abastecer la demanda total existente y no existen sobrecargas en los equipos del sistema. En este estado los márgenes de reserva, tanto para el Sistema de Transmisión como para generación, son suficientes para proveer un adecuado nivel de seguridad con respecto a situaciones vulnerables a las que el sistema pueda estar sometido.

Por su parte, la NT define el Estado Normal como: “Estado del SI caracterizado por suficiente disponibilidad de instalaciones de transmisión y compensación de potencia reactiva para realizar el Control de Tensión y suficientes reservas de generación para realizar el Control de Frecuencia, conforme a las exigencias establecidas”.

2.2.2.2. Estado de Alerta

Si los niveles de seguridad caen bajo algún límite de suficiencia, o si la probabilidad de una perturbación aumenta, entonces el sistema entra en Estado de Alerta. En este estado todas las restricciones pueden aún ser satisfechas, sin embargo los márgenes de reserva del sistema llegan a niveles tales que una perturbación pueden conducir a la violación de algunos límites de operación de equipos (restricciones de desigualdad); por ejemplo, algunos equipos pueden resultar sobrecargados. En Estado de Alerta pueden realizarse acciones preventivas para restablecer el Estado Normal en el sistema.

En la NT el Estado de Alerta es definido como: “Estado que el SI alcanza cuando sus reservas en Estado Normal se han agotado producto de una Contingencia Simple, por lo que de no mediar

acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control excursionarán fuera de las bandas de tolerancia establecidas por los estándares de SyCS definidos en la presente NT. En este estado, el CDC podrá suspender la corrección de eventuales desvíos horarios, asignando máxima prioridad a la restitución de los márgenes de reserva, en el menor tiempo posible.”

2.2.2.3. Estado de Emergencia

Si una contingencia suficientemente severa afecta al sistema antes que las acciones preventivas sean aplicadas, entonces el sistema entrará en Estado de Emergencia. En este estado las restricciones de desigualdad son violadas, y la seguridad del sistema puede haber disminuido drásticamente. Sin embargo, el sistema puede aún estar operativo, y mediante acciones de control de emergencia ser consecutivamente restablecido hacia un Estado de Alerta y posteriormente a un Estado Normal. Si dichas medidas no son tomadas a tiempo o no son efectivas, y si la perturbación que condujo al sistema al Estado de Emergencia o alguna subsecuente es lo suficientemente severa, entonces el sistema pasará al Estado In Extremis.

El Estado de Emergencia es definido en la NT como: “Estado que el SI alcanza cuando ocurre una Contingencia Severa y que como consecuencia de ésta una o varias barras y/o instalaciones queden operando fuera de los estándares de SyCS definidos en la presente NT, por lo que de no mediar acciones correctivas en el corto plazo, podrán ocurrir desconexiones de instalaciones que conduzcan a un Apagón Total o Apagón Parcial del SI”.

2.2.2.4. Estado In Extremis

En el Estado In Extremis, tanto las restricciones de igualdad como de desigualdad son violadas, el sistema podría estar en una condición altamente vulnerable, con gran cantidad de desconexiones en instalaciones de generación, Sistema de Transmisión y consumos. El control efectuado en el Estado de Emergencia debe dirigirse a evitar el colapso total en tantas regiones del sistema como sea posible.

2.2.2.5. Estado Restaurativo

Luego del Estado In Extremis, las regiones del sistema que sufrieron pérdida de generación y carga entran en un Estado Restaurativo, donde las acciones de control apuntan a restaurar la carga desconectada y reconectar el sistema. Desde este estado, el sistema puede migrar al Estado Normal o de Alerta, dependiendo de las circunstancias que lo condujeron al colapso.

La NT no hace referencia explícita a estos últimos 2 estados.

2.2.3. Acciones de Control

2.2.3.1. Control Preventivo

El control preventivo puede considerarse como el conjunto de acciones tomadas en tiempo real por los operadores del sistema, luego de una contingencia que derive al sistema al Estado de Alerta, para evitar que éste alcance un Estado de Emergencia, o de otro modo, que el sistema regrese al Estado Normal desde un Estado de Alerta [11]; tal como se muestra en la figura 2. Dichas acciones son típicamente determinadas mediante la simulación de la respuesta proyectada del sistema frente a casos severos de perturbación.

Los esfuerzos en la actualidad apuntan a desarrollar sistemas de procesamiento y recopilación de datos que ayuden al operador a anticipar potenciales problemas y luego decidir cómo prevenirlos o minimizar su impacto. A partir de ello se generan procedimientos que consideran escenarios de operación (cargas, flujos por línea, generación, reservas, etc.), y luego se analiza la capacidad del sistema de soportar contingencias; particularmente aquellas de mayor probabilidad de ocurrencia, como lo sería por ejemplo la pérdida de una unidad generadora o una línea de transmisión. Las acciones típicamente realizadas por los operadores son el re-despacho de algunas unidades del sistema y la disminución de carga en ciertas zonas de modo de aliviar eventuales congestiones en el sistema de transmisión.

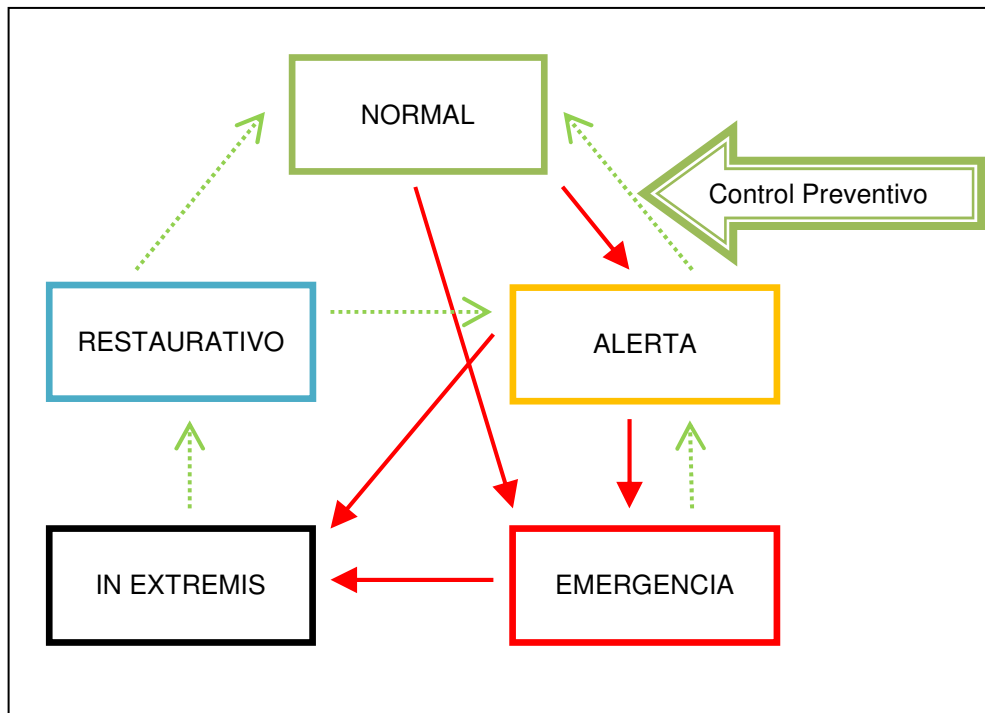


Figura 2: Acción del Control Preventivo

2.2.3.2. Control de Emergencia

Una vez que el sistema ha entrado en Estado de Emergencia, dada la magnitud del efecto de una contingencia, las decisiones y acciones de control que pudieran ser adecuadas para aliviar el sistema cuando está en un Estado de Alerta ya no lo son; y se hacen necesarias acciones inmediatas de distinta naturaleza dependiendo del evento que condujo al sistema al Estado de Emergencia.

El control de emergencia conduce al sistema desde el Estado de Emergencia al Estado de Alerta o Normal, o desde el Estado in Extremis al Estado Restaurativo [11], según se ilustra en la figura 3. Las acciones de control de emergencia suelen ser pre-programadas para ciertas contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia, sin embargo existen sistemas de control de emergencia que determinan las acciones de control en base a mediciones de las variables de interés del sistema, que resultan menos personalizadas y con un mayor impacto para el sistema, pero abarcando un mayor número de contingencias. En algunos casos es necesario inhibir la acción de sistemas de control del sistema diseñados para actuar en Estado Normal o Estado de Alerta, ya que frente a las fuertes perturbaciones asociadas al Estado de Emergencia pueden producir efectos contraproducentes.

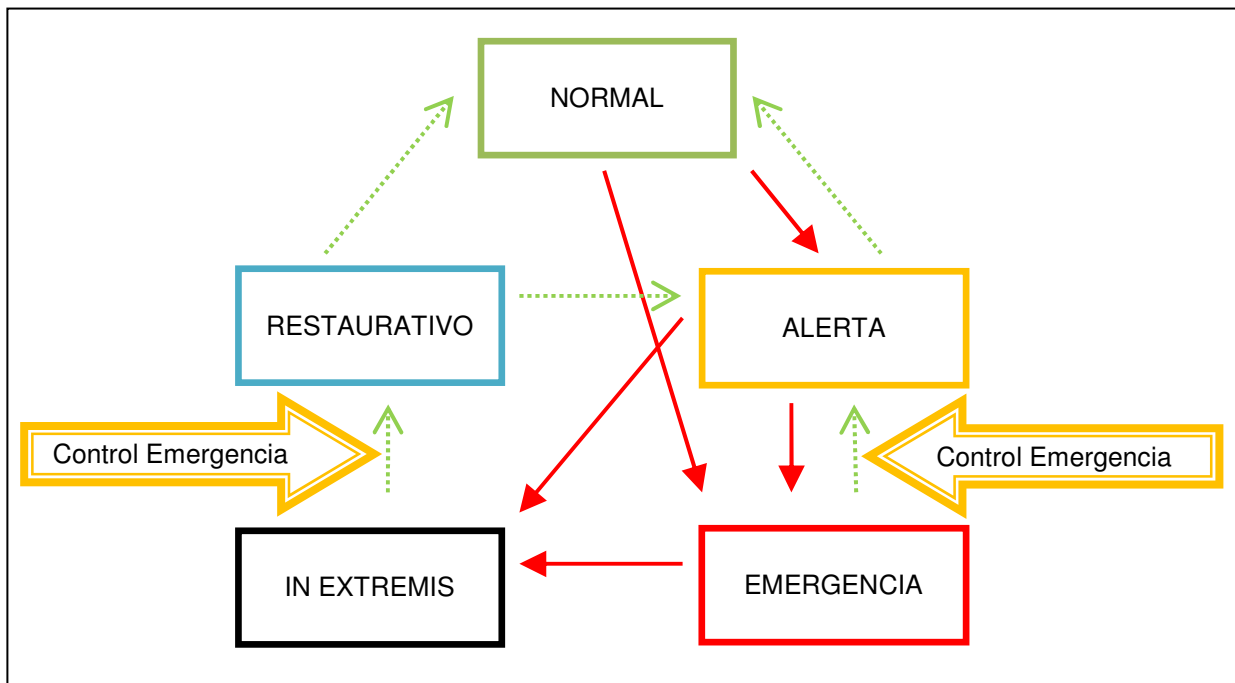


Figura 3: Acción del Control de Emergencia

2.2.3.3. Control Restaurativo

Una vez que el sistema ha perdido su integridad, el retorno al Estado Normal de operación se realiza mediante acciones que apunten a restablecer un funcionamiento viable del sistema, tales como puesta en marcha de unidades, re-sincronización de porciones aisladas del sistema, reconexión de cargas [11].

El objetivo de este control es restablecer en la mayor proporción posible la carga del sistema, manteniendo adecuados niveles de seguridad y calidad de servicio.

2.2.4. Esquemas Especiales de Protección (Special Protection Systems: SPS)

Un SPS es un sistema de control de emergencia diseñado para detectar condiciones anormales en un sistema y tomar acciones de control correctivas, automáticas y pre-programadas para disminuir el impacto sobre el sistema; siendo diferentes de aquellas que involucran el despeje de la falla en el elemento afectado y su desconexión del sistema. Las acciones de un SPS pueden incluir la reducción de carga o generación en el sistema, cambios en la configuración o topología del sistema (formación de islas eléctricas), entre otros. Los SPS también pueden ser descritos como un control de estabilidad discontinuo de áreas extensas activado sólo durante emergencias.

Los SPS son un conjunto de medidas simples que permiten minimizar la propagación de perturbaciones sobre el sistema, cuya ocurrencia ciertamente es inevitable. Estas medidas para prevenir un apagón en el sistema limitan la extensión de la perturbación. Debido al efecto que el SPS tendrá sobre el sistema, su concepción debe ser cuidadosa y segura, de otra forma la confiabilidad completa del sistema se verá comprometida en caso de actuar de forma indebida.

2.2.4.1. Aspectos de Diseño de un SPS

Los principales aspectos a tener en cuenta en el diseño de un SPS según [12] son:

La seguridad del sistema nunca debe ser comprometida por la operación indeseada de un SPS.

- El uso de acciones remotas debe ser el mínimo, y se requiere un alto nivel de seguridad.
- Es preferible desconectar una porción pre-seleccionada de carga que perder de manera no controlada grandes montos de carga, o aún perder toda la carga permitiendo el deterioro del sistema.

- Considerando que hay un gran número de contingencias extremas posible, es preferible detectar las consecuencias para el sistema, más que detectar las contingencias mismas.
- Es preferible hacer el mayor uso posible de mediciones basadas en la detección local de variables y determinar las acciones localmente.
- La simplicidad debe prevalecer por sobre la selectividad en la determinación de las acciones que se deben tomar.
- El uso de medidas que tienen impacto directo sobre la continuidad de servicio debe ser limitado, tanto como sea posible.

En cuanto los niveles de confiabilidad y seguridad de un SPS, es deseable que éste posea algunas características tales como:

- Redundancia funcional. Si ésta no es posible, la falla de un componente del SPS debe ser considerada en el diseño (acción alternativa).
- Sistema de comunicación redundante, con diversas rutas físicas.
- Funciones de auto chequeo y supervisión.

2.2.4.2. Clasificación de los SPS

Dependiendo de los efectos que provoque una contingencia particular sobre el sistema eléctrico de potencia, las acciones de control que deben realizar los SPS pueden ser de distinta naturaleza, ya sea inhibiendo la acción de sistemas de control tradicionales, separando áreas del sistema fuertemente afectadas, conectando o desconectando equipos; entre otras opciones. Según [12] los SPS pueden ser clasificados respecto de las acciones que realizan para contener al sistema en:

- Desconexión de generación
- Desconexión de carga por subfrecuencia
- Desconexión de carga por subtensión

- Conexión o desconexión automática de reactores y capacitores shunt
- Desmembramiento controlado del sistema
- Aislamiento de centrales con cargas locales
- Bloqueo de cambiadores de tap en transformadores
- Freno dinámico de generadores
- Bloqueo de Control Automático de Generación (AGC)
- Reducción rápida de potencia en turbinas (Fast valving)
- Cierre o apertura automático de líneas de transmisión

2.2.4.3. Índices de Desempeño de un SPS

Para evaluar el desempeño de un SPS es necesario obtener información estadística de su funcionamiento, a fin de generar los índices de desempeño que se detallan a continuación. Estos índices son aplicables en general a cualquier esquema de protección.

Índice de Efectividad (I_e), mide la efectividad del SPS en conseguir su propósito.

$$I_e = \frac{N_1}{N_1 + N_2 + N_3}$$

Índice de Fiabilidad (I_f), mide que tan bien el SPS cumple con el nivel de desempeño para el que fue diseñado.

$$I_f = \frac{N_1}{N_1 + N_2}$$

Índice de Operaciones Innesarias (Ioi), mide la tasa de operaciones innesarias del SPS por año.

$$I_{oi} = \frac{N_4}{N_{AÑOS}}$$

Donde:

$N_{AÑOS}$ = Número de años de operación del SPS

N_1 = Número de operaciones correctas o operaciones exitosas. En otras palabras, representa el número de veces que las operaciones del SPS alcanzaron su objetivo.

N_2 = Número de fallas. Un SPS falla en prevenir o minimizar el efecto de una contingencia de severidad igual o inferior respecto para la cual fue diseñado, o cuando opera y no debió hacerlo, produciendo en el sistema una perturbación severa.

N_3 = Número de operaciones no exitosas. Un SPS falla en prevenir o minimizar el efecto de una contingencia de severidad mayor respecto para la cual fue diseñado.

N_4 = Número de operaciones innesarias. Operaciones de un SPS que no debieron producirse, pero que no producen perturbaciones significativas en el sistema.

2.2.5. Formación de Islas Eléctricas

La elección de las islas eléctricas que pueden ser formadas en un sistema eléctrico, frente a una contingencia severa, tendrá distintos grados de libertad dependiendo principalmente de la topología y el tamaño del sistema.

La técnica más simple, pero que exige un conocimiento previo de la contingencia que se desea controlar, corresponde a la preselección de islas eléctricas que deben formarse frente a la detección de una contingencia específica, y que serán formadas sin necesidad de evaluar más variables del sistema. En [2] se desarrolla un esquema de formación de islas eléctricas basado en la pre-configuración de islas eléctricas en un sistema, las que frente a una contingencia severa en el sistema serán o no activadas por un sistema de evaluación en tiempo real de ciertas variables de interés del sistema; tales como flujos de potencia entre islas, frecuencias u otras. Los estudios desarrollados en [3] y [4] basan la formación de islas eléctricas en el análisis del nivel de cohesión de ciertos grupos de máquinas del sistema, a partir del cual se determinan los grupos de máquinas que deben conformar las islas del sistema. Posteriormente se decide el grupo de

interruptores que deben operarse para formar las islas, utilizando criterios de minimización de operaciones.

2.2.6. Planes de Defensa

Debido a las mayores exigencias de seguridad y calidad de servicio, muchos países alrededor del mundo se han visto en la necesidad de incorporar estudios de diseño de Planes de Defensa en la regulación de su sector eléctrico; tales como Brasil, Taiwán, Canadá, Bélgica y Estados Unidos entre otros. Los planes de defensa, por lo general, incorporan uno o más SPS que interactúan para controlar el sistema frente a grandes perturbaciones que pueden o no estar predefinidas.

Las estrategias de control utilizadas para atacar el problema varían dependiendo principalmente de la topología del sistema, es así como en Brasil, que corresponde a un sistema interconectado grande y bien enmallado, se diseñó un sistema de control por áreas independientes, las cuales son supervisadas y coordinadas por un control central. En el caso de Taiwán, que presenta un sistema interconectado (SI) longitudinal con gran transferencia de potencia entre áreas definidas, se optó por el monitoreo de la condición de operación de las líneas troncales y la implementación de EDAC y EDAG para enfrentar una desconexión intempestiva de éstas.

Actualmente, existen distintas tendencias en cuanto al diseño del sistema de monitoreo y evaluación de las condiciones de operación del SI, las que se dividen principalmente en aquellas que miden la respuesta del sistema para elaborar la acción de control, y aquellas que esperan la ocurrencia de algún evento en las instalaciones del SEP que a priori se sabe peligroso para el sistema para desencadenar una serie de acciones correctivas preestablecidas; siendo esta última opción la más utilizada, junto con métodos híbridos que combinan ambas estrategias. La figura 4 muestra las tendencias de los Planes de Defensa en términos del diseño del sistema de monitoreo y evaluación del estado del sistema interconectado.

Mientras que los Planes de Defensa que utilizan una activación en base a eventos hacen uso de una base de datos de contingencias conocida para desencadenar las acciones de control, aquellos que utilizan activación en base a la respuesta del sistema deben incorporar técnicas de evaluación de la severidad de la contingencia en tiempo real. Dentro de estas técnicas destacan la evaluación de funciones de Energía (Transient Energy Function: TEF) del sistema para la aplicación de criterios de estabilidad de Lyapunov y la medición y predicción de señales mediante redes neurales (ANN), métodos de correlación u otros para detectar con suficiente antelación la violación de los límites de seguridad.

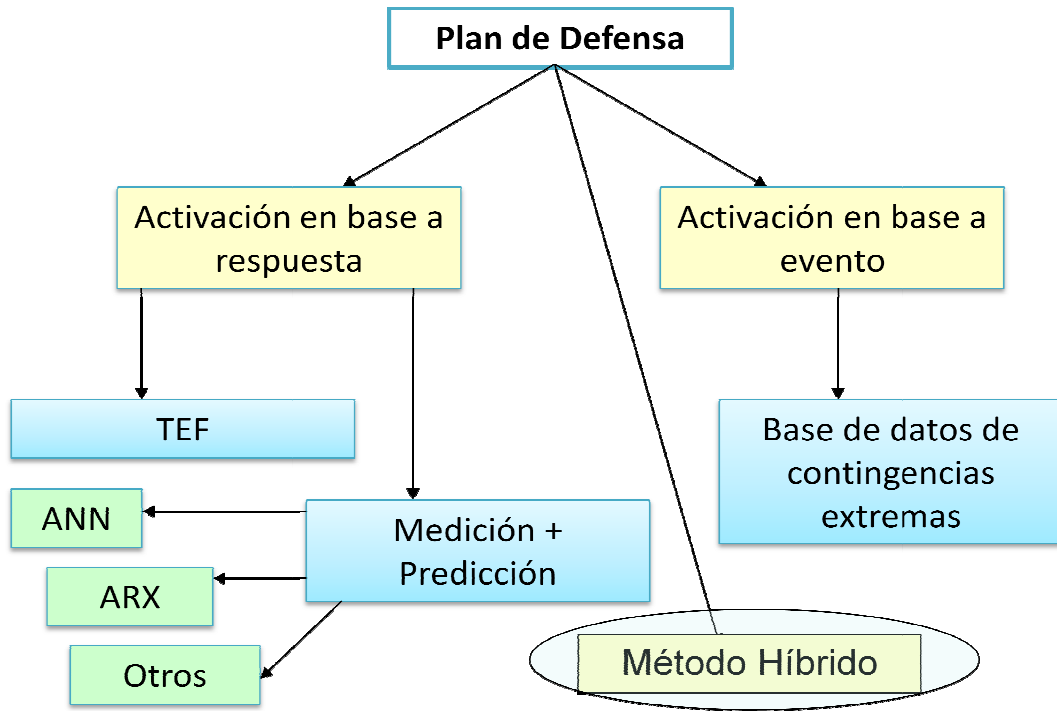


Figura 4: Tendencias en el Diseño de Planes de Defensa

2.3. Modelo Matemático de un SEP

En el estudio de sistemas eléctricos de potencia se incorporan los fenómenos dinámicos, asociados principalmente a las unidades generadoras y que se expresan a través de ecuaciones diferenciales, y relaciones algebraicas asociadas a los flujos de potencias que determinan la magnitud y ángulo de los voltajes de las barras del sistema. El modelo de sistema resultante es un conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales acopladas. Las primeras constituyen las ecuaciones correspondientes a las de flujo de potencia, mientras las ecuaciones diferenciales son las que describen el comportamiento dinámico de las unidades generadoras.

Por lo tanto, el sistema eléctrico queda expresado por un conjunto de ecuaciones del tipo:

$$\dot{x} = f(x, y, z, p)$$

$$0 = g(x, y, z, p)$$

El vector de estado x contiene las variables que representan el estado de los generadores, tales como ángulos de las máquinas, velocidades, voltaje de armadura interno si es que se han modelado reguladores de tensión automáticos, voltaje de campo, etc.

Las variables algebraicas están contenidas en el vector θ y (generalmente magnitud y ángulos de voltajes de las barras del sistema). El vector z representa las variables de control, mientras el vector p representa las perturbaciones en el sistema.

2.3.1. Flujo de Potencia

Como ya se mencionó, existe una serie de leyes físicas que permiten establecer igualdad entre potencia generada y consumida en el sistema a partir de relaciones algebraicas de las variables eléctricas del sistema. Dichas relaciones se muestran a continuación y expresan las potencias para una barra particular indicada con el subíndice.

$$P_{iny_i} = P_{g_i} - P_{c_i}$$

$$Q_{iny_i} = Q_{g_i} - Q_{c_i}$$

$$P_{iny_i} = \sum_{j=1}^n V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$Q_{iny_i} = -\sum_{j=1}^n V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

Donde:

- P_{g_i} : Potencia eléctrica generada en la barra i
- P_{c_i} : Potencia eléctrica consumida en la barra i
- P_{iny_i} : Potencia eléctrica inyectada al sistema desde la barra i
- Y_{ij} : Magnitud del elemento ij en matriz de admitancias nodales del sistema
- V_i : Tensión de la barra i del sistema
- θ_{ij} : Ángulo del elemento ij de la matriz de admitancias nodales del sistema
- δ_i : Ángulo de la tensión de la barra i del sistema

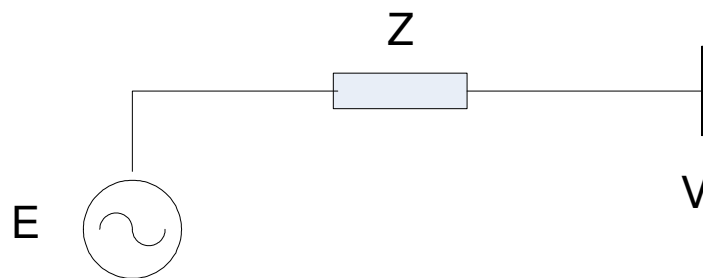
La determinación de las variables algebraicas se hace posible resolviendo un flujo de potencia, para lo cual se utilizan métodos de resolución numérica iterativa. Para este objetivo, es necesario identificar la barra libre y las barras de generación y de cargas. Como datos del flujo de potencia se dispone de la potencia activa generada y las tensiones en las barras generadoras, así como la tensión y ángulo de la barra libre. De esta forma, las incógnitas del flujo de potencia son la magnitud de la tensión en las barras de carga y el ángulo de las tensiones en todas las barras del sistema, salvo la barra libre.

Las ecuaciones necesarias para resolver el flujo de potencia son las de balance de potencia activa y reactiva en las barras de carga (cuando no son representadas como impedancias constantes), y las de balance de potencia activa en el caso de las barras generadoras.

2.3.2. Modelo Dinámico de un SEP

2.3.2.1. Modelo de Generadores

El modelo usualmente considerado para el generador será una fuente de tensión ideal de frecuencia constante e impedancia cero tras una reactancia.



En este caso la ecuación que describe el comportamiento dinámico del generador es la siguiente.

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \ddot{\delta} = P_m - P_e$$

Donde:

| | | |
|------------|---|---|
| P_m | : | Potencia mecánica en el eje de la máquina [p.u.] |
| P_e | : | Potencia eléctrica [p.u.] |
| δ | : | Ángulo entre el voltaje interno del rotor de la máquina y la barra infinita [rad-ele] |
| ω_0 | : | Frecuencia angular nominal [rad-elec/seg] |
| H | : | Constante de inercia de la máquina [seg] |

Usualmente el valor $2H/\omega_0$ es reemplazado por M , en analogía con una masa equivalente. La potencia eléctrica inyectada por el generador es función de las variables eléctricas y parámetros de la red, como se describe en la sección 2.3.1. Luego la ecuación anterior para una máquina particular en un sistema multimáquina puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \ddot{\delta}_i = P_m - \sum_{j=1}^n V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

Adicionalmente a la dinámica propia de los elementos del sistema se debe incorporar la interacción con los sistemas de control incorporados a éste, como son reguladores de tensión y estabilizadores de potencia entre otros. En estudios de estabilidad transitoria del sistema, como el que trata este trabajo, los efectos de los sistemas de control mencionados son poco significativos para el análisis, por lo que usualmente no son considerados.

En el anexo E se desarrolla el modelo matemático de un SEP de prueba, que incorpora 3 barras y 2 generadores.

2.3.2.2. Control de Excitación

Existen distintos sistemas de control de excitación interactuando en un generador, asociados a la supervisión de distintas variables de interés en éste. Un regulador automático de voltaje (AVR) es un dispositivo que permite ajustar la excitación de una máquina para mantener la tensión en un valor preestablecido por el operador, sin que este realice acciones adicionales.

El control del AVR se realiza en lazo cerrado, realimentando la tensión en la barra de la máquina para ajustar el tensión de excitación de la máquina. En el espacio del tiempo, la ecuación que describe el comportamiento de la tensión de excitación de la máquina i , controlada por el AVR es la siguiente:

$$G_e \cdot (V_i - V_{ref}) = T_{d0}' \cdot T_e \cdot \frac{\partial^2 E_i}{\partial t^2} + (T_{d0}' + T_e) \cdot \frac{\partial E_i}{\partial t} + E_i$$

El funcionamiento del AVR consiste en la comparación de la Tensión en bornes del generador V_{bornes} con una tensión de referencia V_{ref} , la señal de error ingresa al un bloque con ganancia G_e y retardo de primer orden T_e del AVR, que entrega una tensión de excitación al generador. Este bloque es conectado en serie con un retardo del sistema de excitación del generador T_{d0}' . Al incorporarse el modelo del AVR a la red, la tensión interna de los generadores ya no permanecerá fija, sino que interactuará con el resto de las variables del sistema.

Un lazo adicional de control puede incorporarse al generador a través de un estabilizador de potencia (PSS). El PSS una señal estabilizadora auxiliar para controlar el AVR, para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. Comúnmente utiliza una señal de entrada para estabilizar velocidad, frecuencia y potencia. El comportamiento dinámico es mejorado por el amortiguamiento de las oscilaciones el sistema. Este es un método eficaz en el mejoramiento de la estabilidad en pequeña señal.

2.3.5. Criterios de Estabilidad

Existen distintos criterios para evaluar la estabilidad de un sistema eléctrico, pasando por métodos teóricos hasta simulaciones computacionales del comportamiento del sistema, algunos de ellos se abordan a continuación.

2.3.5.1. Criterio de las Áreas Iguales

Como ya se mencionó en secciones anteriores, la ecuación que describe el comportamiento del generador conectado a la barra infinita es:

$$\frac{2H}{\omega_0} \cdot \ddot{\delta} = P_m - P_e = P_a$$

Donde P_a corresponde a la potencia acelerante del generador. La ecuación anterior puede ser reescrita como:

$$\ddot{\delta} = \frac{\omega_0}{2H} P_a$$

Multiplicando ambos lados por $2 \cdot \dot{\delta}$,

$$2 \cdot \frac{d\delta}{dt} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} P_a \cdot 2 \frac{d\delta}{dt}$$

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_0}{H} P_a \cdot \frac{d\delta}{dt}$$

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_0}{H} P_a \cdot d\delta$$

Luego integrando ambos lados de la ecuación se obtiene:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a \cdot d\delta$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \left(\frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a \cdot d\delta\right)^{1/2}$$

Esta última ecuación entrega la velocidad relativa de la máquina con respecto a una máquina de referencia girando a velocidad constante. El criterio de estabilidad es que dicha velocidad sea cero cuando la aceleración sea cero. De ésta forma, para un rotor acelerado, la condición de estabilidad es que exista un valor δ_{max} tal que $P_a(\delta_{max}) \leq 0$, y

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a \cdot d\delta = 0$$

Se han desarrollado trabajos [13] respecto a criterios de áreas iguales extendidos, capaces de evaluar la estabilidad de máquinas en sistemas multimáquina en base a la agrupación de maquinas en un equivalente que representa su centro de inercia.

2.3.5.2. Funciones de Energía de Lyapunov

El método de Lyapunov para sistemas eléctricos se basa en la obtención de funciones de energía para el sistema en función de sus variables de estado con tal de determinar una superficie de estabilidad del sistema y establecer rangos críticos en la excursión de sus variables durante una perturbación. Dichas funciones de energía dependerán de la topología del sistema, que puede verse severamente modificada producto de una perturbación mayor y posterior accionamiento de esquemas de protección.

La aplicación de ésta técnica requiere un exigente sistema de adquisición de datos de variables de la red con altas tasas de muestreo y retardos pequeños, incluso puede requerir el desarrollo de sofisticados algoritmos de predicción de la evolución de variables de interés en el tiempo, con el objetivo de evaluar las funciones de energía mientras el sistema está sometido a una perturbación. La técnica de funciones de energía de Lyapunov puede presentar ventajas en la evaluación de estabilidad para perturbaciones en el sistema que no involucren cambios de topología relevantes.

No existe un consenso en cuanto a las funciones de energía a analizar, mientras algunos intentan describir funciones de energía individuales [14] para las máquinas del sistema otros se inclinan por funciones de energía totales del sistema [15]. La técnica de funciones de energía de Lyapunov aún presenta una complejidad mayor que la hace inviable para su aplicación en el control de estabilidad de sistemas reales.

3. DISEÑO DEL PLAN DE DEFENSA

3.1. Estructuración del Plan de Defensa

El Título 6-10 de la NT instruye la realización de un Estudio para Plan de Defensa contra Contingencias Extremas y establece una serie de exigencias para éste. A continuación se exponen los aspectos más importantes al respecto.

El estudio para el PDCE debe ser actualizado cada 4 años, por lo que en su desarrollo deben considerarse escenarios válidos para los siguientes 4 años de la operación del sistema. El PDCE debe comprender un esquema de formación inducida de Islas Eléctricas, el cual, ante la detección de un evento que conduce a un apagón, produzca el desmembramiento controlado del SI. Dichas islas deben estar balanceadas en potencia activa y reactiva, para lo cual podría ser necesaria la implementación de esquemas de desconexión de carga y/o generación.

Otro aspecto importante a considerar es que el PDCE sólo debe actuar en casos que los otros esquemas de control implementados en el sistema no sean capaces de prevenir el apagón total o parcial del sistema.

El Estudio para el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda se deberá considerar la información de la previsión de la demanda utilizada en la última programación de la operación, para los próximos 4 años.
- b) Para el Sistema de Transmisión al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el programa de obras del Informe Técnico Definitivo de la última fijación de precios de nudo.

3.2. Efectos de Interés en el Análisis

A efectos del análisis del comportamiento estático y dinámico del SING, los efectos de interés son los siguientes:

3.2.1. Capacidad de transmisión

En el Estudio la capacidad de transmisión se verificará a través de la comparación de la potencia transferida, pre y post-contingencia, con respecto a los valores de capacidad transitoria y/o permanente, según corresponda, de líneas de transmisión, transformadores de poder y/o transformadores de corriente (TTCC).

Al respecto, el Artículo 5-28 de la NT establece que la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión se determinará a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.

3.2.2. Estabilidad de tensión

En el Estudio la estabilidad de tensión se verificará a través de la detección de condiciones proclives a inestabilidad y/o la comparación cuantitativa de los valores de tensión obtenidos del análisis con los estándares establecidos en la NT para el comportamiento dinámico y las condiciones de régimen en los distintos estados de operación.

Al respecto, la NT especifica lo siguiente:

3.2.2.1. Estándar de generación y transmisión

Magnitud de la tensión en barras del sistema: para el Estado Normal y el Estado de Alerta según lo indicado en los Artículos 5-21 y 5-25 de la NT, y para el Estado de Emergencia según lo indicado en el Artículo 5-57 de la NT.

Magnitud de la tensión en barras de las unidades generadoras y límite de generación de reactivos: para el Estado Normal y el Estado de Alerta según lo indicado en los Artículos 5-23, 5-24 y 5-26 de la NT, y para el Estado de Emergencia según lo indicado en los Artículos 5-59 y 5-60 de la NT.

3.2.2.2. Estándar de recuperación dinámica

Para el Estado Normal y el Estado de Alerta:

Magnitud de la tensión en barras del sistema: se debe cumplir lo establecido en el Artículo 5-39 de la NT en relación al valor mínimo y tiempo en que éste se mantiene, así como el valor final de convergencia y la banda de tolerancia.

3.2.2.3. Márgenes de estabilidad y seguridad

Margen de estabilidad de tensión: la diferencia entre el valor de tensión que produce el colapso de tensión en cualquier barra de consumo y el valor inferior de la banda de excursión para la tensión definida en los estándares de generación y transmisión debe cumplir lo establecido en el Artículo 5-52 de la NT para el Estado Normal y el Estado de Alerta, y lo establecido en el Artículo 5-67 de la NT para el Estado de Emergencia.

3.2.3. Estabilidad en Frecuencia

El Estudio contempla el análisis del desempeño y la estabilidad del SING, en términos del comportamiento de la frecuencia, a través de la comparación de ésta con respecto a los valores de ajuste implementados en las protecciones de subfrecuencia, sobrefrecuencia y sobrevelocidad de las unidades generadoras del sistema interconectado. Respecto de la estabilidad en frecuencia, la NT especifica lo siguiente:

3.2.3.1. Estándar de generación y transmisión

Rango de frecuencia: para el Estado Normal y el Estado de Alerta según lo indicado en el Artículo 5-27 de la NT y para el Estado de Emergencia según lo indicado en el Artículo 5-62 de la NT.

3.2.3.2. Estándar de recuperación dinámica

Para el Estado Normal y el Estado de Alerta:

Frecuencia: se debe cumplir el valor mínimo de la frecuencia en las instalaciones del sistema de transmisión indicado en el Artículo 5-41 de la NT. Además, el tiempo en que la frecuencia puede permanecer fuera de la banda de operación en régimen permanente debe cumplir lo establecido en el Artículo 5-43 de la NT.

3.2.3.3. Márgenes de estabilidad y seguridad

Margen de estabilidad de frecuencia: está dado por la magnitud de la máxima desconexión de potencia de generación que admite el SING de modo de cumplir con los estándares de recuperación dinámica, según lo establece el Artículo 5-53 de la NT para el Estado Normal y el Estado de Alerta, y el Artículo 5-68 de la NT para el Estado de Emergencia).

3.2.4. Amortiguamiento

En el Estudio la estabilidad oscilatoria se verificará a través de la comparación cuantitativa del amortiguamiento asociado con los modos de oscilación electromecánicos, obtenido mediante análisis modal, con respecto los estándares establecidos en la NT para los distintos estados de operación.

Al respecto, la NT especifica lo siguiente:

3.2.4.1. Estándar de recuperación dinámica

Para el Estado Normal y el Estado de Alerta:

Factor de amortiguación: luego de ocurrida una contingencia simple, el factor de amortiguación de las oscilaciones de potencia activa medido en la línea que transporta mayor potencia y que está más cercana a la ocurrencia de la contingencia deberá ser mínimo 5%, según lo establece el Artículo 5-44 de la NT.

3.2.4.2. Márgenes de estabilidad y seguridad

Margen de estabilidad oscilatorio: el factor de amortiguación de oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal debe tener un valor mínimo, según el estado del sistema y los elementos serie indisponibles, de acuerdo a lo establecido para el Estado Normal y el Estado de Alerta en el Artículo 5-51 de la NT, y para el Estado de Emergencia en el Artículo 5-66 de la NT.

3.2.5. Estabilidad Angular Transitoria

En el Estudio la estabilidad angular transitoria se verificará a través de la detección de inestabilidades y/o excursiones angulares que cualitativamente reflejen bajo margen de estabilidad. Respecto de eventuales activaciones de protecciones por pérdida de sincronismo, se considera que en ausencia de inestabilidades ellos no deberían presentarse; y de ocurrir, los respectivos ajustes deberían ser modificados en forma coherentes con el comportamiento dinámico del SING.

Con respecto a las consideraciones establecidas en la NT, se especifica lo siguiente:

3.2.5.1. Estándar de recuperación dinámica

Para el Estado de Emergencia:

Frente a una contingencia simple, el SING debe mantenerse transitoriamente estable, alcanzando al final del transitorio de falla, los estándares de transmisión y generación establecidos para el Estado de Emergencia en el Título 5-8 de la NT.

3.2.5.2. Márgenes de estabilidad y seguridad

Margen de estabilidad sincrónico: se debe mantener un margen de seguridad en la excursión del ángulo del rotor respecto de la excursión que activa la protección de pérdida de sincronismo, según el Artículo 5-50 de la NT para el Estado Normal y el Estado de Alerta, y según el Artículo 5-65 para el Estado de Emergencia.

3.3. Metodología para el Diseño del Plan de Defensa

Para determinar el esquema de control para el Plan de Defensa se considerará la siguiente metodología:

- Identificación de las Contingencias Extremas que conducen al apagón del SI.
- Configuración de las Islas Eléctricas que tienen más alta probabilidad de ser formadas.
- Identificación de las Contingencias Extremas que conducen al apagón del SI y que podrían ser controladas por la formación de Islas Eléctricas.
- Definición de escenarios en el período de interés.
- Definición de las contingencias a analizar para cada caso.
- Para cada una de las contingencias identificadas, realizar un análisis del comportamiento dinámico del sistema sin Plan de Defensa.

- Considerando los alcances establecidos en la NT, detectar las condiciones de operación resultantes de aplicar las contingencias de interés; considerando el comportamiento estático y dinámico del SING.
- En base a los resultados de los análisis realizados, diseñar un tipo de control basado en la formación de islas que permitiría dar cumplimiento a los estándares de SyCS.
- Elección de las variables y magnitudes eléctricas para la activación de las Islas.
- Balance de potencia en las Islas Eléctricas, a través de los EDAC y EDAG.
- Para cada contingencia identificada, realizar un análisis del comportamiento dinámico del sistema con Plan de Defensa, y detectar las condiciones de operación resultantes respecto de los estándares establecidos en la NT.

3.4. Selección de Contingencias

Según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 44) de la NT, las contingencias a analizar corresponden a Contingencias Extremas que podrían llevar al SI a un Apagón Total, para las cuales un esquema de control basado en la formación inducida de Islas Eléctricas resulte apropiado.

El Artículo 1-7 numeral 38) de la NT establece que se admite la formación de una Isla Eléctrica ante la ocurrencia de una contingencia severa de la cual existan antecedentes en la programación de la operación. Además, de acuerdo a las definiciones de severidad establecidas en el Artículo 1-7 numerales 56) al 63) de la NT, se admite en forma explícita la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas para las contingencias de severidad 6 y 7.

De acuerdo a lo anterior, el Estudio analizará la ocurrencia de una contingencia severa, estando el sistema en Estado Normal, de la cual existan antecedentes en la programación de la operación, y que sea susceptible de controlar a través de la formación inducida de Islas Eléctricas [10].

La Dirección de Operación del CDEC-SING realiza anualmente el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST) del SING [9], en el cual se hace una revisión exhaustiva de las principales contingencias a las que podría estar afecto el sistema y que tienen un efecto significativo sobre éste. La selección de contingencias consideradas por [9] se hace considerando las posibles fallas, de acuerdo a lo establecido en la NT, mismos criterios aplicables a la selección de contingencias a considerar en el PDCE. Según [9], las contingencias severas en el SING y su efecto son:

a) Falla Línea 220 kV Atacama-Encuentro

No se sobrecargan las líneas de transmisión y todos los parámetros (tensión, frecuencia, amortiguamiento) quedan dentro de los rangos establecidos en la NT.

b) Falla Línea 220 kV Crucero-Encuentro

No se sobrecargan las líneas de transmisión y todos los parámetros (tensión, frecuencia, amortiguamiento) quedan dentro de los rangos establecidos en la NT.

c) Falla Línea 220 kV Atacama-Domeyko

Se produce una sobrecarga de la línea 220 kV Mejillones-O'Higgins, quedando dentro del límite de capacidad transitoria. Una vez ocurrida esta contingencia, se recomienda aumentar el flujo hacia la zona de Escondida a través de la Línea 220 kV Andes-Nueva Zaldívar, a través de una mayor generación en la Central Salta, y disminuir la generación de las unidades de la Central Termoeléctrica Mejillones. En caso de ser necesario, dicha acción debería complementarse con desconexión manual de carga.

d) Falla Línea 220 kV Andes-Nueva Zaldívar

No se producen sobrecargas en líneas de transmisión. Las tensiones de la zona Escondida (barras Escondida 220 kV, Zaldívar 220 kV, Nueva Zaldívar 220 kV, Sulfuros 220 kV, Domeyko 220 kV) alcanzan valores en torno a 0.92-0.93 pu; los cuales están dentro de los rangos establecidos por la NT. Una vez ocurrida esta contingencia, se recomienda incrementar la tensión mediante regulación en las unidades CC Salta, CC1, CC2 y/o unidades de la Central Termoeléctrica Mejillones. En caso de ser necesario, dicha acción debería complementarse con desconexión manual de carga.

e) Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata circuitos 6B y 7B

Se sobrecarga la Línea 110 kV Central Tocopilla-A y la Línea 110 kV Central Tocopilla-Salar¹, los ATR N°1 y N°2 y los Booster N°1 y N°2. Estas sobrecargas son superiores a la capacidad transitoria de las respectivas instalaciones.

¹ En adelante, la Línea 110 kV Central Tocopilla-A circuitos 1, 2 y 3, y la Línea 110 kV Central Tocopilla-Salar se denominan Línea 110 kV Central Tocopilla-Chuquicamata circuitos 1, 2, 3 y 4.

Se observa que la regulación de tensión en las unidades generadoras de la zona Central Tocopilla-Crucero-Chuquicamata podría exceder sus capacidades de generación de potencia reactiva. Las tensiones de la zona de Chuquicamata disminuyen a valores cercanos a 0.6 pu, por lo cual se esperaría la operación de las protecciones de subtensión informadas. Adicionalmente se prevé una desconexión significativa de carga producto de la subtensión observada, no asociada a la operación de protecciones; sino a la detención de procesos o motores, o al bloqueo de equipos basados en electrónica de potencia, por ejemplo.

La seguridad del sistema disminuye considerablemente pudiendo llegar a un estado de apagón total. Considerando esto, se recomienda evaluar la implementación de elementos de control apropiados que permitan mitigar los efectos de esta contingencia, entre los que se considera alternativas como: intertrip basado en desconexión de carga producto de la desconexión intempestiva de estas líneas, implementar un EDAG para enfrentar una desconexión masiva de carga, entre otras.

f) Falla Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero circuitos 7A y 6A

En función de las unidades y el nivel de generación presentes en la Central Tocopilla, la falla de esta línea produciría la pérdida de sincronismo de las unidades de dicha Central. Considerando esto, se recomienda evaluar la implementación de elementos de control apropiados que permitan mitigar los efectos de esta contingencia, entre los que se podría considerar un EDAG.

g) Falla Línea 220 kV Lagunas-Collahuasi

Se produce una sobrecarga de la Línea 220 kV Encuentro-Collahuasi, quedando dentro del límite de capacidad transitoria. Además, la tensión en la barra de Collahuasi 220 kV disminuye alcanzando un valor de 0.89 pu, el cual está fuera del rango establecido en la NT. El resto de las variables, frecuencia y amortiguamiento, quedan dentro de los valores establecidos en la NT. Una vez ocurrida esta contingencia se recomienda implementar una desconexión manual de carga.

h) Falla Línea 220 kV Tarapacá-Lagunas

En este caso, si la unidad CTTAR se encuentra despachada, en función del nivel de generación y las capacidades de regulación de frecuencia presentes en ella se podría producir o no un equilibrio entre su generación y la demanda local; y entonces, respectivamente, el abastecimiento en isla de Tarapacá, Córdones y Parinacota o el apagón en ella. De no encontrarse despachada CTTAR, la zona alimentada desde la S/E Tarapacá enfrentaría un apagón. En ambos casos, con CTTAR despachada o no, el resto del SING no presenta efectos sistémicos significativos.

i) Falla Línea 220 kV Norgener-Crucero

No se producen sobrecargas de las líneas del Sistema de Transmisión. Dependiendo del nivel de generación de las unidades de la Central Norgener se producirá la activación del EDAC; sin efectos sistémicos significativos.

Tal como se obtiene del ERST, las contingencias e) y f) podrían derivar en un apagón total del SING; y por ende requieren un análisis de mayor profundidad orientado a la definición de los elementos de control que permitirían evitar la ocurrencia de dicho evento.

3.5. Análisis de Contingencias Seleccionadas

3.5.1. Falla Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata circuitos 6B y 7B

La faena minera de Chuquicamata más la ciudad de Calama alcanzan un consumo cercano a los 350 MW en horas de punta del sistema; esta demanda es abastecida principalmente a través de los circuitos 6B y 7B de la Línea en 220 kV Crucero-Chuquicamata, y en una menor proporción desde los 4 circuitos en 110 kV que unen la Central Tocopilla con Chuquicamata.

La capacidad máxima de transferencia de las líneas en 110 kV es de aproximadamente 360 MVA; sin embargo, en condiciones de un abastecimiento exclusivo desde las líneas en 110 kV, sin conexión a través de las líneas 220 kV y frente a un consumo reactivo típico de la zona de Chuquicamata, dicho nivel de transferencia conllevaría una tensión en el extremo Chuquicamata en valores cercanos a 0.6 pu. Esta condición dejaría al sistema expuesto a pérdidas intempestivas de carga por la acción de protecciones de subtensión, bloqueo de equipos tiristorizados o detención de motores por bajo torque. En la práctica, sin conexión de Chuquicamata a través de las líneas 220 kV, el máximo nivel seguro de transferencia por 110 kV estaría en torno a 220 MW. La topología del sistema en la región en torno a la línea Crucero-Chuquicamata se muestra esquemáticamente en la figura 5.

Al salir de operación los circuitos 6B y 7B de la Línea 220 kV Crucero-Chuquicamata, las cargas de Chuquicamata y Calama quedan alimentadas exclusivamente por los circuitos en 110 kV, los que se ven fuertemente sobrecargados. Dicha contingencia, como se analiza en el ERST, puede ocasionar grandes pérdidas de carga en el sistema y una sobrefrecuencia que el SING podría no ser capaz de controlar derivando finalmente en un eventual apagón total o parcial.

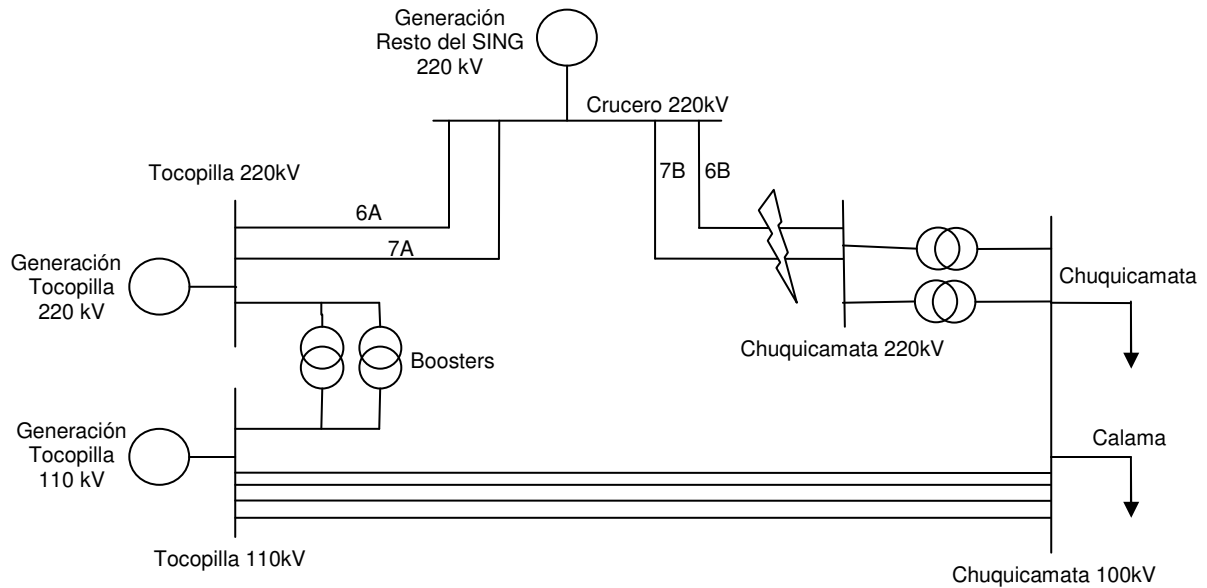


Figura 5: Topología falla Crucero-Chuquicamata

De cualquier manera, el control de esta contingencia está asociada a la implementación de un SPS que incorpore una desconexión controlada de carga en Chuquicamata y Calama, y no es solucionable a través de la formación de islas eléctricas. Por esta razón el control de la falla de severidad 6 en los circuitos 6B y 7B no será abordada por el Plan de Defensa, aunque se recomienda que se desarrolle un SPS para contener sus efectos.

3.5.2. Falla Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero circuitos 6A y 7A

Esta falla ocurre en instalaciones cercanas a la falla anterior, afectando al doble circuito 220 kV que une la Central Tocopilla con la barra Crucero, y sus efectos en el consumo de Chuquicamata y Calama son muy similares a los descritos; sin embargo, la manera de controlar dicha contingencia difiere de la anterior. Un esquema de la topología del sistema en torno a la instalación asociada a la falla en cuestión, donde destacan principalmente la Central Tocopilla y el consumo Chuquicamata-Calama, se muestra en la figura 6.

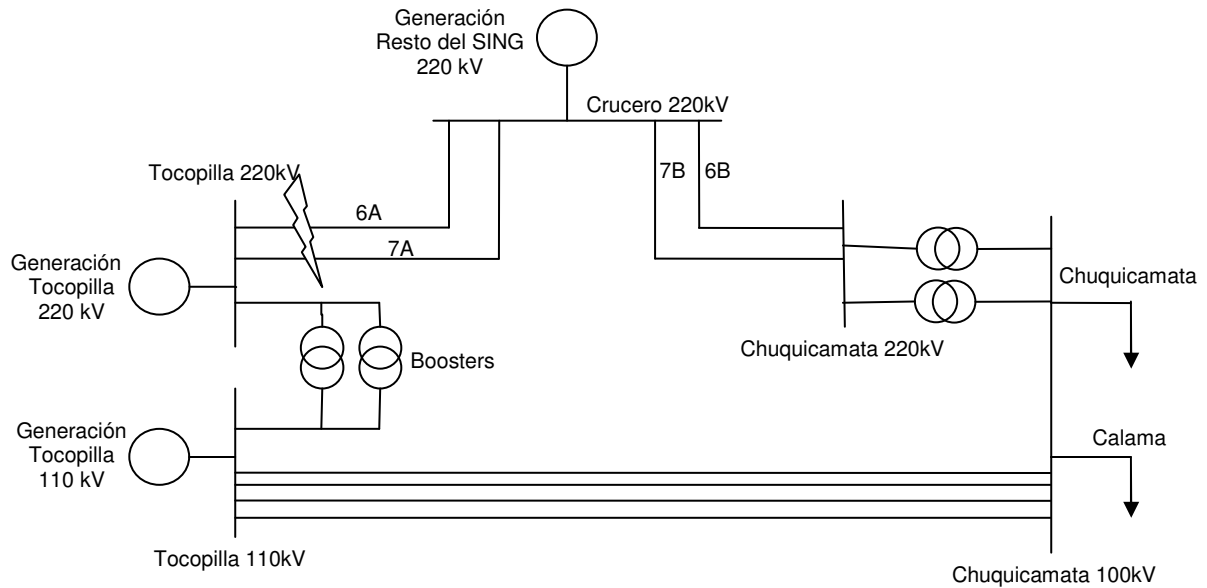


Figura 6: Topología falla Tocopilla-Crucero

Al desconectarse los circuitos 6A y 7A, la totalidad de la generación en Central Tocopilla debe ser evacuada a través de los circuitos 110 kV que conectan dicha central con la barra Chuquicamata, y luego al resto del sistema a través de los circuitos 6B y 7B. Esta condición de operación se caracteriza por presentar una fuerte caída de tensión en las instalaciones de Chuquicamata, generando una diferencia angular entre las unidades de Central Tocopilla y el resto del SING que, dependiendo del nivel de generación en Central Tocopilla, puede hacer perder sincronismo a las unidades en dicha central respecto del resto de unidades en el SING.

La pérdida de sincronismo de las unidades en Central Tocopilla puede significar, en el peor de los casos, un déficit de cerca de 780 MW si es que toda la capacidad de generación de la central Tocopilla se encuentra despachada. En la actualidad el despacho de la central Tocopilla se encuentra limitado a 590 MW brutos² por restricciones a nivel de la programación, y aunque el EDAC diseñado para el SING considera un desprendimiento de carga hasta por 580 MW, el sistema no está preparado para resistir ese déficit de generación. Así, la formación de una isla como elemento de control debe considerar una restricción de la generación de la Central Tocopilla en función del déficit de generación que existiría en el resto del sistema al formar la isla, y que sea posible controlar con el EDAC por subfrecuencia.

Sobre cierto nivel de generación en Central Tocopilla, tal que la falla en cuestión provoque la pérdida de sincronismo de las unidades, se deben aislar las unidades en Central Tocopilla del sistema de tal manera que éstas puedan abastecer una demanda aislada del sistema, evitando torques desincronizantes con el resto de las unidades del SING. La respuesta del SING frente a

² De acuerdo a la referencia [9], se debe cumplir que, Inyección Tocopilla 220 kV + 0,75 x Inyección Tocopilla 110 kV ≤ 550 MW.

esta contingencia ha sido evaluada mediante simulación digital utilizando el software Power Factory DigSILENT, la falla ocurre en el segundo 1.

La figura 7 muestra la respuesta de la frecuencia del sistema frente a la perturbación para un despacho en Central Tocopilla de 590 MW brutos. Se aprecia que las unidades en Tocopilla (U16, U15, U14, U13, U12) se aceleran rápidamente superando los 52 [Hz], valor de ajuste de las protecciones por sobrefrecuencia de algunas unidades generadoras; lo cual permite inferir que finalmente éstas serían desconectadas por la acción de dichas protecciones.

El comportamiento de las tensiones en las barras del sistema en 220 [kV] es ilustrado en la figura 8, mientras que la figura 9 muestra el comportamiento en las barras de 100 kV. Se aprecia que las tensiones tienen un comportamiento oscilatorio alcanzando tensiones de hasta 40 kV en la barra de 220 kV, lo que muy probablemente provocaría desconexiones intempestivas de carga. Los ángulos de los rotores de las máquinas del sistema, con referencia en la unidad NTO1, se presentan en la figura 10; desde donde se aprecia que las unidades de la Central Tocopilla pierden cohesión con el resto del sistema, quedando fuera de sincronismo rápidamente. En resumen, el Plan de Defensa contra Contingencias Extremas debe considerar al menos un esquema de control para la contingencia de severidad 6 en los circuitos 6A y 7A de la línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero.

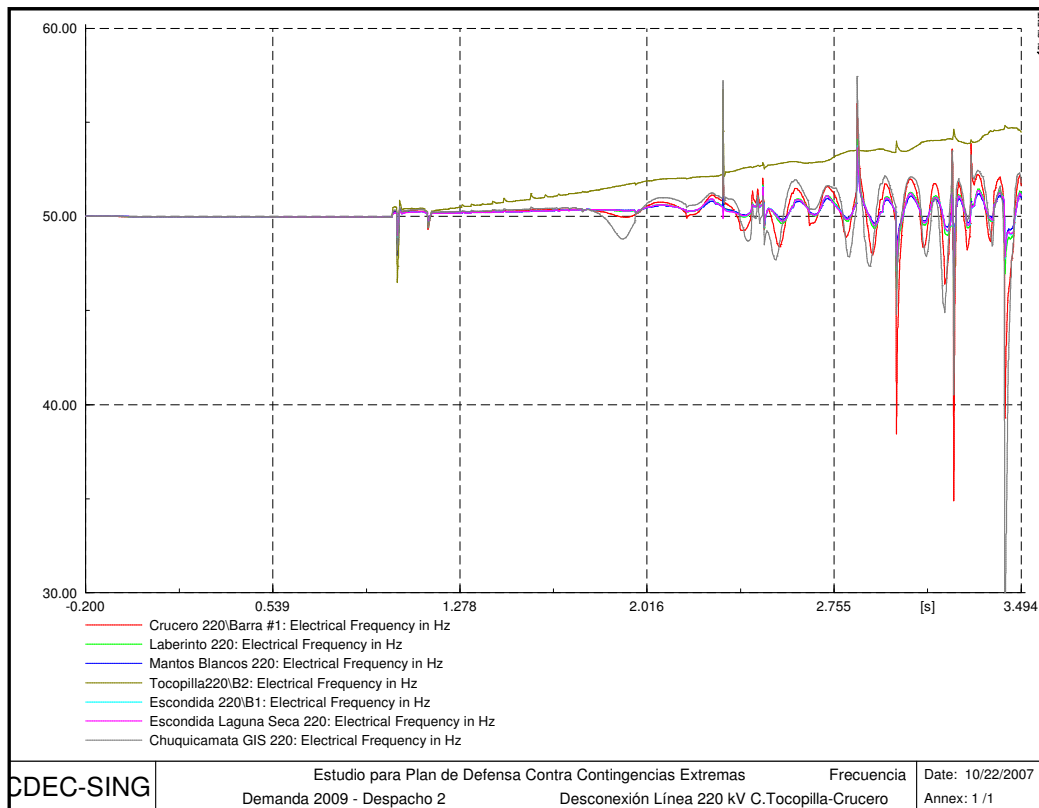


Figura 7: Frecuencias con falla en demanda máxima

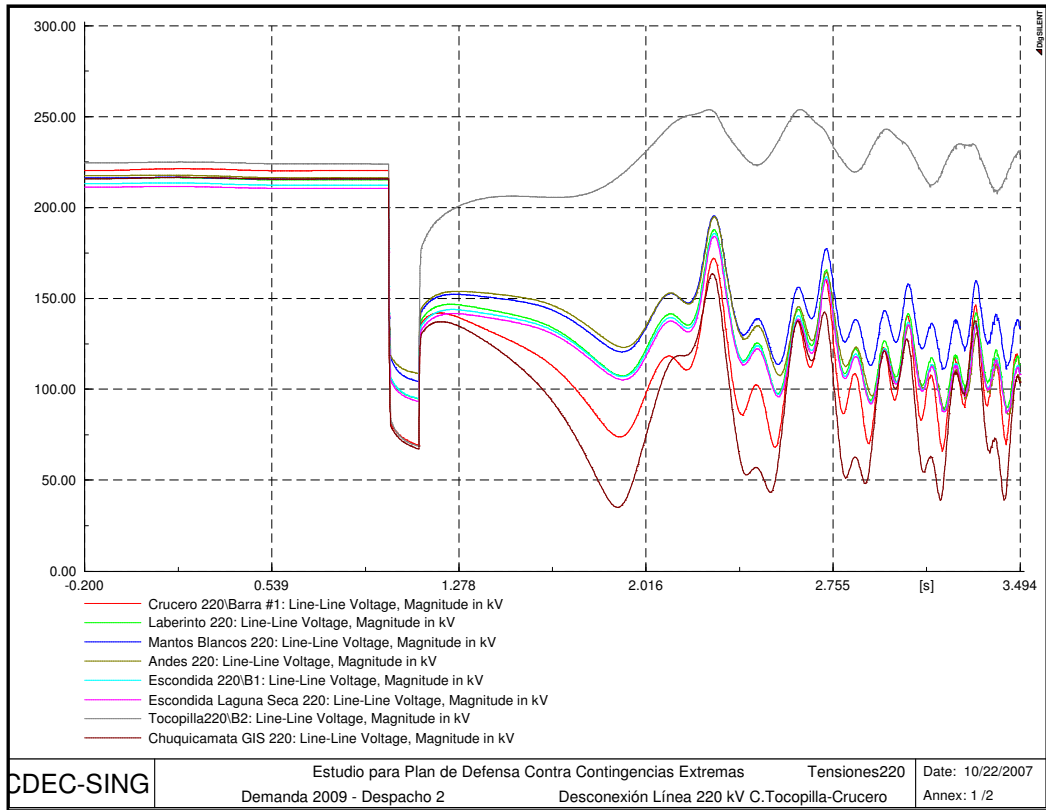


Figura 8: Tensiones en 220 kV con falla en demanda máxima

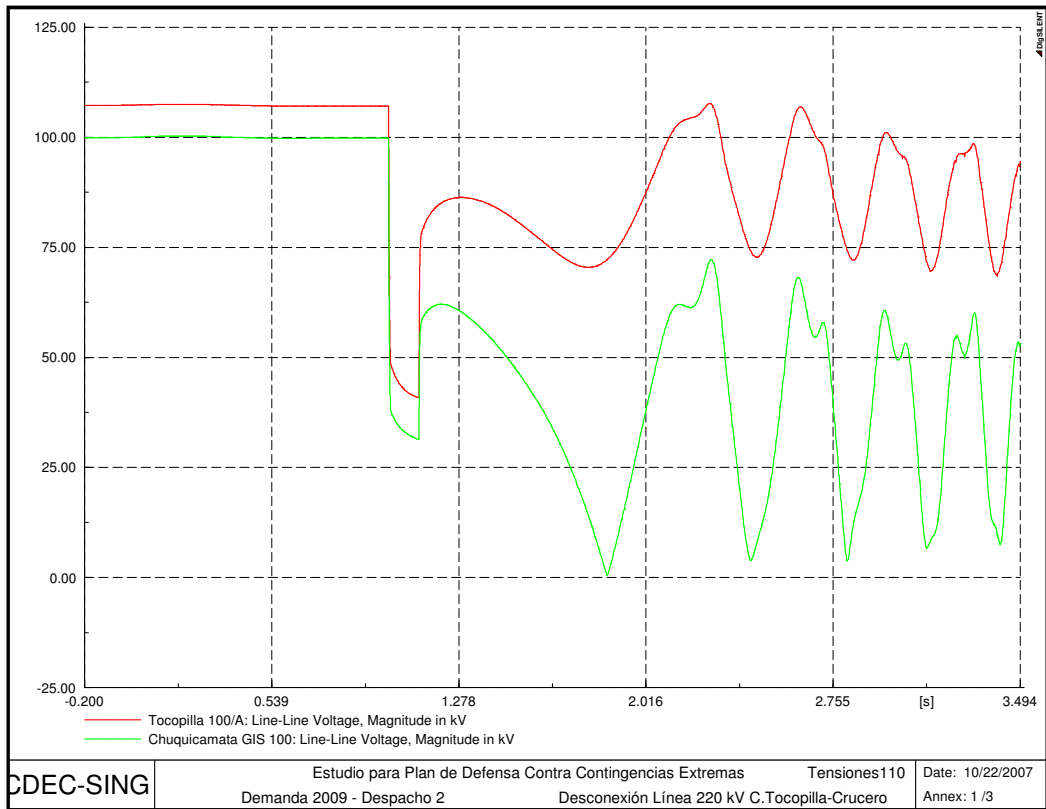


Figura 9: Tensiones en 100 kV con falla en demanda máxima

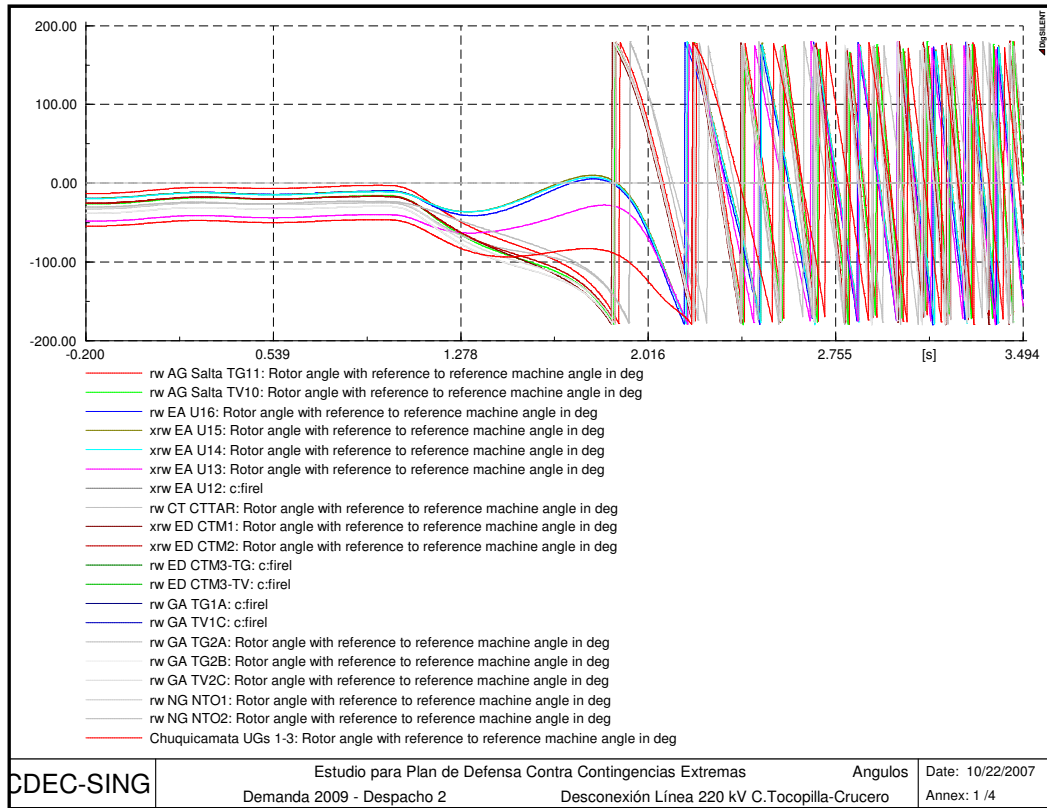


Figura 10: Ángulos rotóricos con falla en demanda máxima

3.6. Esquema de Control del Plan de Defensa

3.6.1. Descripción General del Esquema

Frente a la contingencia de severidad 6 en los circuitos 6A y 7A de la línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero, el Plan de Defensa abrirá los interruptores en la barra Crucero de los circuitos 6B y 7B de la línea 220 kV Crucero-Chuquicamata induciendo la formación de una isla eléctrica conformada principalmente por las instalaciones de la Central Tocopilla y las cargas asociadas a Chuquicamata y Calama.

Adicionalmente se incorporan esquemas de desconexión de generación en Central Tocopilla y desconexión de carga en Chuquicamata, con el objetivo de alcanzar niveles de tensión aceptables y un balance de potencia en la isla. De esta forma, el control consta de varios módulos de operación independientes, que se ilustran en la figura 11.

Plan de Defensa



Figura 11: Módulos de operación del Plan de Defensa

Las funciones específicas de cada módulo se detallan a continuación:

3.6.1.1. Bloque Evaluador Armado-Desarmado

Determina si las condiciones del despacho en el SING ameritan la actuación del Plan de Defensa en caso que ocurra una contingencia que provoque la desconexión de los circuitos 6A y 7A de la línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero. Si la potencia total despachada en la central Tocopilla supera un umbral de activación, definido en 380MW en forma empírica, el PDCE será activado.

Inputs: Flujo de potencia activa por las líneas que salen de la Central Tocopilla pre-falla.

Outputs: Señal SI/NO que permite o inhibe la actuación de todos los otros bloques del Plan de Defensa.

3.6.1.2. Bloque Forzar Isla Eléctrica

Envía señales de desconexión necesarias para formar la Isla eléctrica Central Tocopilla-Chuquicamata, a través de la desconexión de los circuitos 6B y 7B en el extremo Crucero, si detecta la desconexión simultánea de circuitos 6A y 7A de la Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero y el sistema de control está activado por el bloque evaluador armado-desarmado.

Inputs: Estado de Interruptores en circuitos 6A y 7A, señal SI/NO proveniente del bloque de evaluación de accionamiento.

Outputs: Señales de desconexión de circuitos 6B y 7B, señal “Falla” que da paso al resto de las acciones del Plan de Defensa.

3.6.1.3. Bloque EDAG Tocopilla, Lazo cerrado

Desconecta generación en Central Tocopilla para mantener el balance de potencia activa en la Isla en régimen permanente. Es activado 3 segundos después de las primeras acciones del PDCE y sigue el mismo esquema que el EDAG en lazo abierto. Se consideran las potencias generadas pre-falla en las unidades de la Central Tocopilla que se encuentran en servicio y la potencia transferida por 110 kV desde Central Tocopilla a Chuquicamata; ambas en tiempo real. El desbalance de potencia en la isla, excedente sobre generación, se calcula como la suma de las potencias pre-falla en las unidades de la Central Tocopilla que se encuentran en servicio menos la potencia transferida por 110 kV hacia Chuquicamata y Calama.

Inputs: Generación pre-falla de las unidades en servicio en Central Tocopilla, si no han sido desconectadas; lo que constituye una estimación de potencia mecánica en la turbina, y flujo de potencia activa por líneas en 110 kV Central Tocopilla-Chuquicamata.

Outputs: Señales de Desconexión de unidades en Central Tocopilla.

3.6.1.4. Bloque EDAC Subtensión Chuquicamata

Desconecta carga en la zona Chuquicamata-Calama con el fin de mantener la tensión dentro de niveles de operación aceptables. Para ello integra en el tiempo la tensión bajo cierto umbral mínimo, en una barra representativa del consumo Chuquicamata-Calama. Recibe señal de activación al formarse la isla eléctrica. La desconexión del primer bloque de carga considerado en el EDAC por subtensión sucede luego de 0.5 segundos de ocurrido el desmembramiento controlado del sistema, y siempre que la tensión en la barra de representativa esté bajo los 0.8 pu en ese instante. Esta acción de control lidia con la desconexión intempestiva de carga esperada en el consumo Chuquicamata como efecto de las fuertes variaciones de tensión, frecuencia y potencia que sufren las instalaciones producto de la falla y posterior desmembramiento del sistema, requiriendo entonces un rango de tiempo para que éstas ocurran. Es importante que las cargas asociadas al EDAC por subtensión sean distintas a las asignadas al EDAC por subfrecuencia en la zona de Chuquicamata-Calama, ya que es probable que ambos mecanismos interactúen en función de balancear la potencia en la isla.

Inputs: Tensión en barra Chuquicamata GIS 100.

Outputs: Señales de Desconexión a 7 escalones de carga en Chuquicamata.

3.6.1.5. Bloque EDAG Tocopilla, Lazo abierto

Desconecta generación en Central Tocopilla para mantener la transferencia de potencia por las líneas 110 kV hacia Chuquicamata y Calama dentro de márgenes de operación aceptables, en base a información de las potencias generadas por las unidades previo a la falla. Recibe señal de activación al formarse la isla. La potencia máxima transferible por 110 kV es estimada en 55 MW por circuito, considerando principalmente la máxima caída de tensión admisible en la línea, de esta forma se desconectan unidades en Central Tocopilla hasta alcanzar una generación igual o inferior a 220 MW netos considerando los 4 circuitos de 110 kV en servicio. Las unidades generadoras son desconectadas comenzando con las de mayor capacidad, minimizando así el número desconexiones.

Inputs: Generación de cada unidad en Central Tocopilla pre-falla.

Outputs: Señales de Desconexión de unidades en Central Tocopilla. Dependiendo de la potencia despachada por la unidad U16 y la capacidad de transferencia de los Booster y ATR, dicha unidad será desconectada.

La interacción entre los bloques del Plan de Defensa se ilustra en el diagrama esquemático de la figura 12.

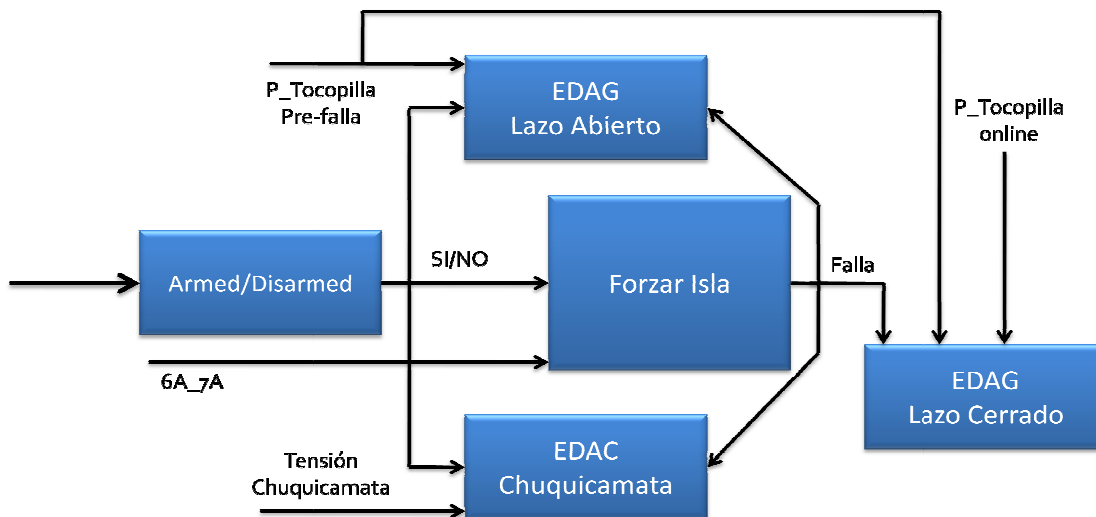


Figura 12: Diagrama esquemático de interacción de bloques

Como se puede apreciar, cada bloque del PDCE se activará sólo bajo la orden del bloque Armado-Desarmado a través de su señal SI/NO. Una vez activado el Plan de Defensa, las primeras medidas son dirigidas a la formación de la isla eléctrica Central Tocopilla-Chuquicamata y a la desconexión de unidades en la central Tocopilla; de manera que su potencia sea factible de transportar por las líneas en 110 kV. Las medidas posteriores lidian con el balance de potencia en la isla y la corrección de las condiciones de subtensión.

La figura 13 muestra un diagrama de actividades general del Plan de Defensa, mientras que las figuras 14, 15 y 16 especifican los diagramas de actividad específicos de los bloques EDAG Lazo abierto, EDAG Lazo cerrado y EDAC Chuquicamata; respectivamente.

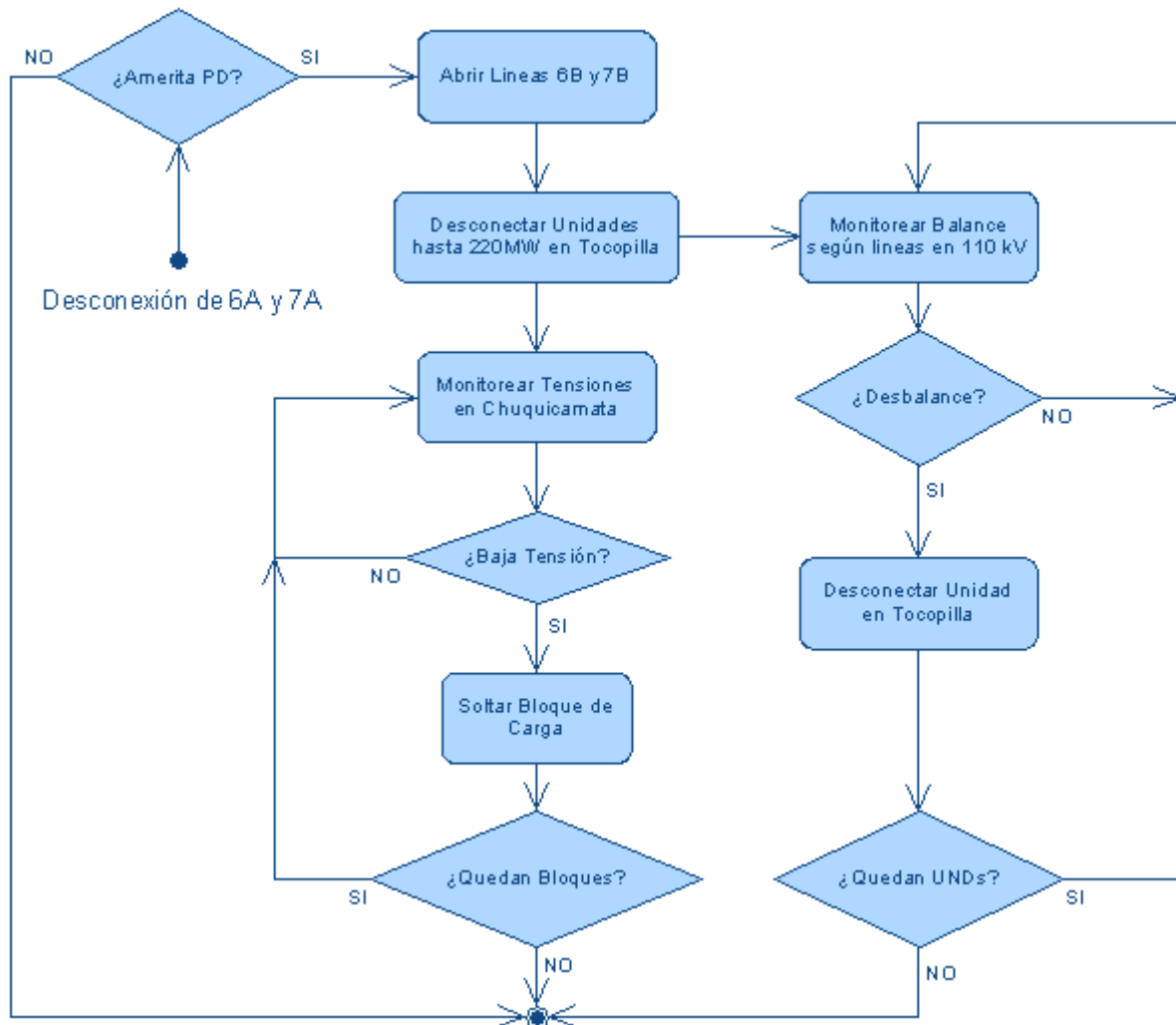


Figura 13: Diagrama de Actividades General del Plan de Defensa

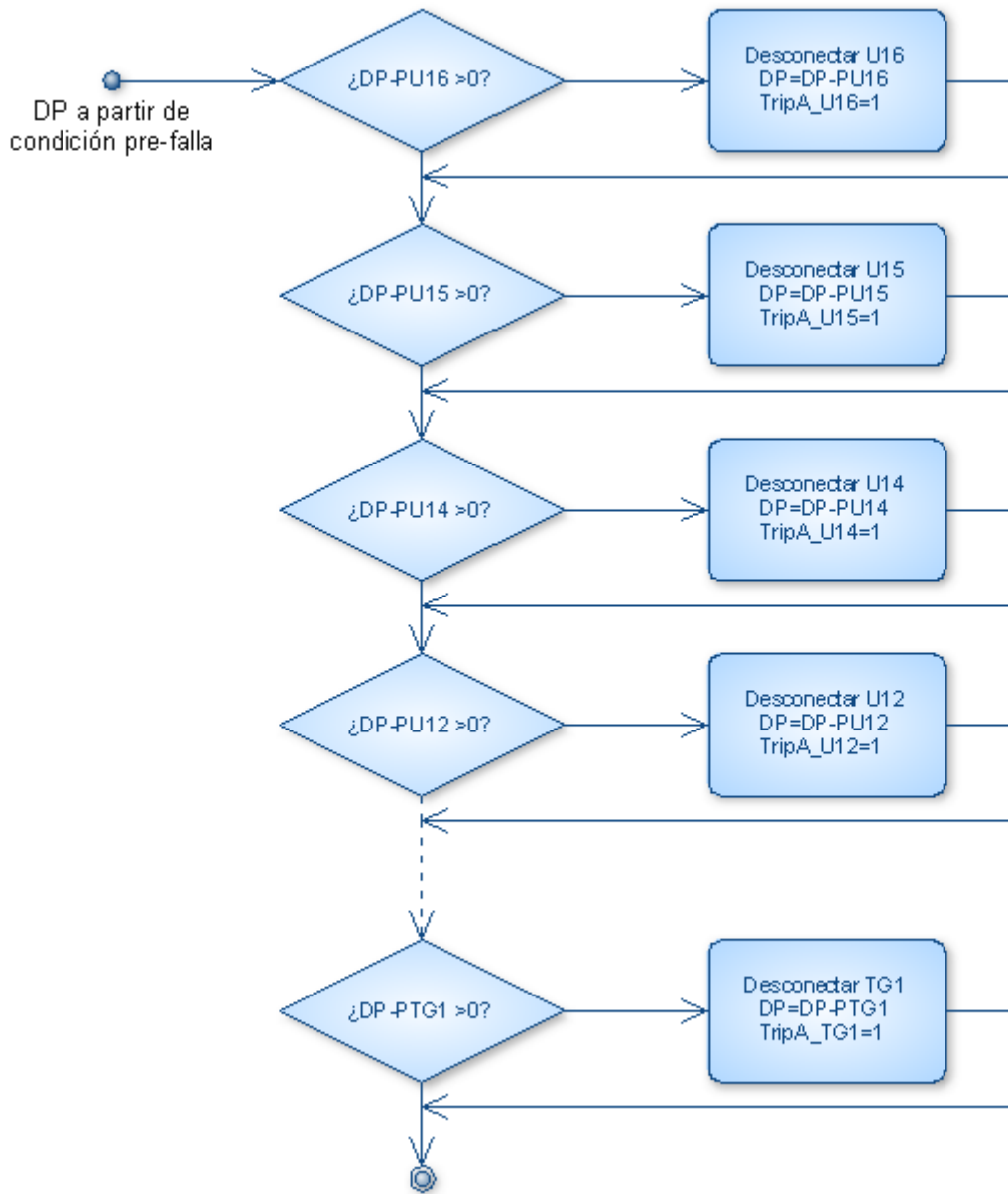


Figura 14: Diagrama de Actividades EDAG en lazo abierto

Cuando la variable de un generador de la Central Tocopilla definida como TripA en el diagrama de la figura 14 toma el valor 1, la unidad es desconectada del sistema y da paso a la evaluación de desconexión de la siguiente unidad. La variable DP almacena el exceso de potencia en la Isla Central Tocopilla-Chuquicamata, correspondiente a la potencia que excede la capacidad de transferencia por las líneas 110 kV; esto calculado en base a las condiciones pre-falla. Si una unidad es desconectada, entonces su potencia despachada pre-falla es restada de la variable DP; lo cual será considerado al evaluar la desconexión de la siguiente unidad.

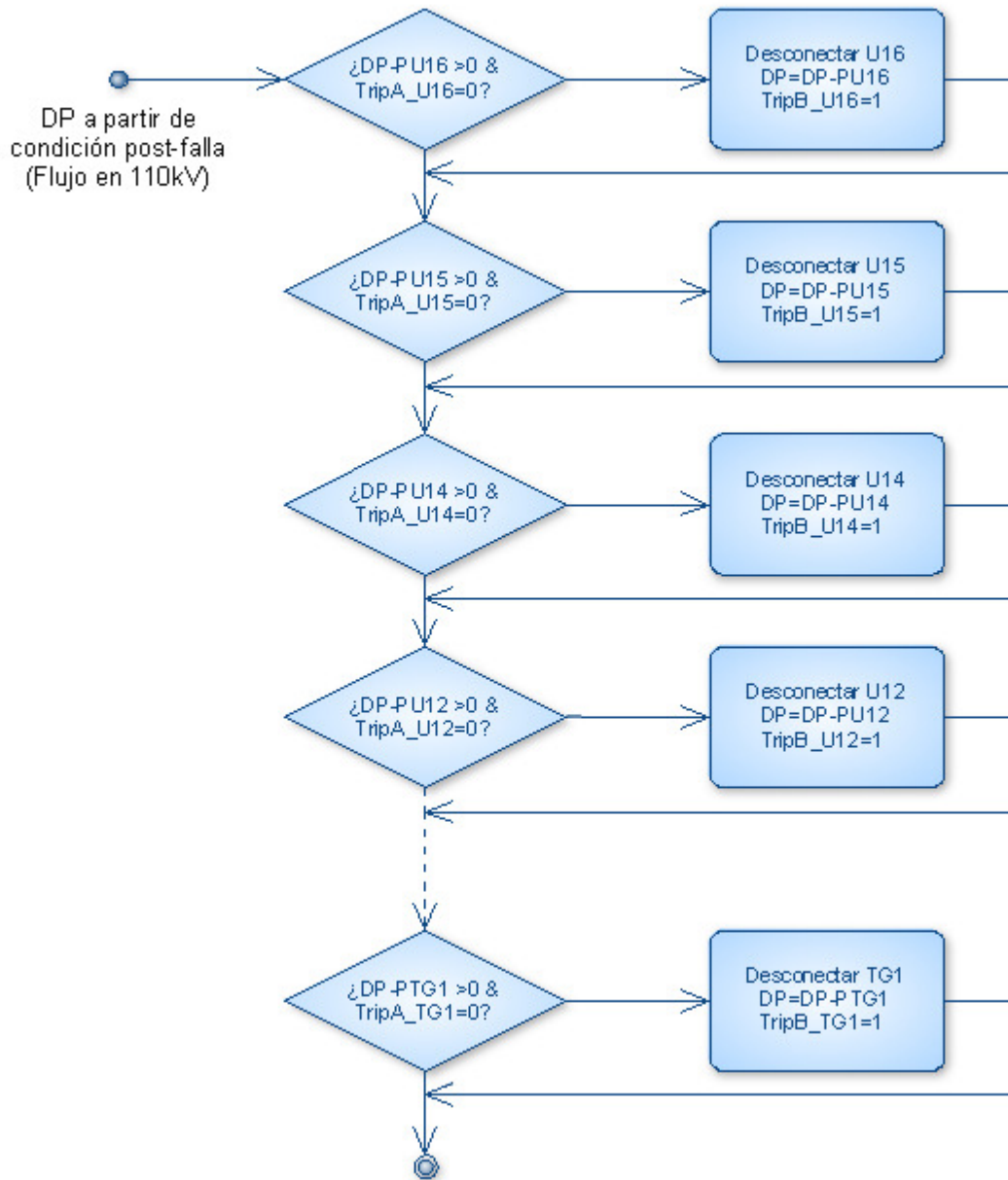


Figura 15: Diagrama de Actividades EDAG en lazo cerrado

En el caso de la figura 15 la variable DP es calculada en base a la condición post-falla de la isla, mediante la medición en tiempo real de la transferencia por las líneas en 110 kV y la potencia despachada pre-falla por las unidades que aún permanecen conectadas en Central Tocopilla luego de la primera acción de EDAG del PDCE.

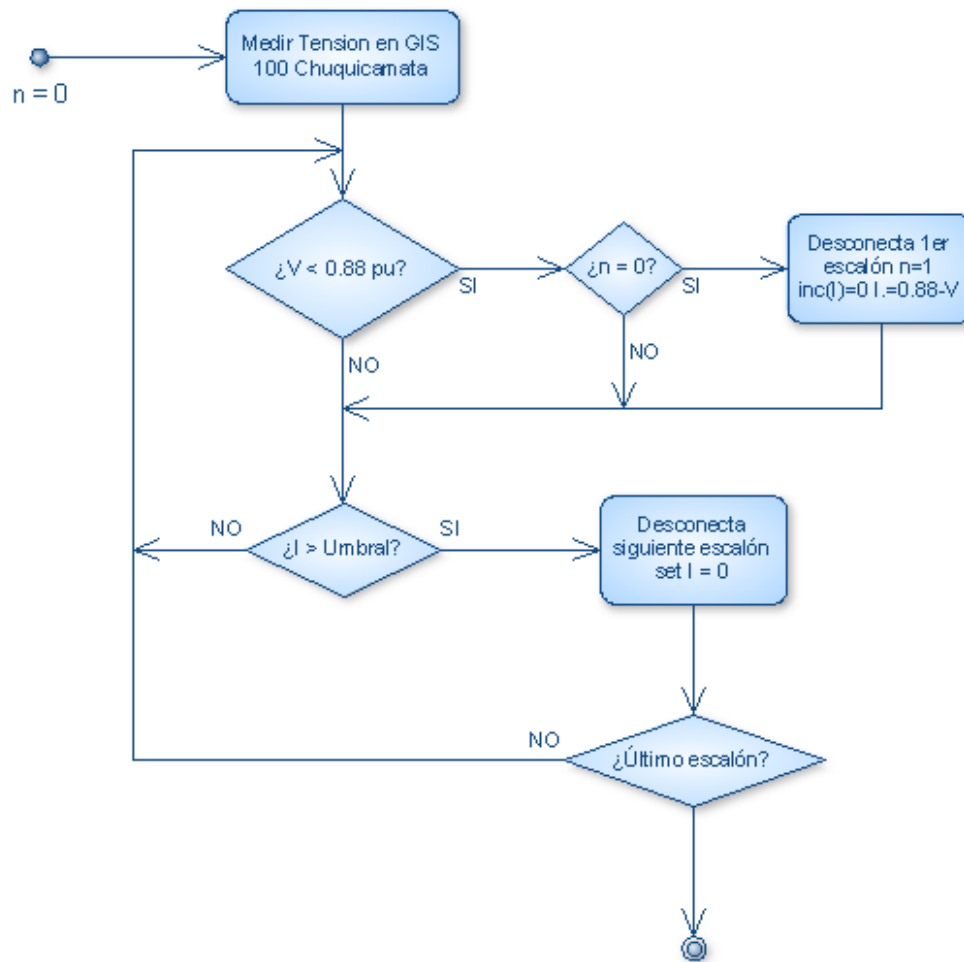


Figura 16: Diagrama de Actividades EDAC Chuquicamata

La variable “I” del diagrama de actividades de la figura 16 almacena la integral en el tiempo de la función f(t), equivalente a la tensión bajo el umbral definido por el operador; si el valor de la variable “I” supera el umbral de activación se ejecuta la desconexión de un bloque de carga predefinido en el consumo Chuquicamata. En la figura 16 el valor umbral de tensión se ha definido en 0.88 pu. Matemáticamente, la variable corresponde a:

$$I = \int_{t_i}^{t_f} f(t) dt$$

Donde:

$$f(t) = \begin{cases} V(t) - V_{umbral} & \text{si } V(t) \leq V_{umbral} \\ 0 & \text{si } V(t) > V_{umbral} \end{cases}$$

3.7. Consideraciones acerca del Sistema de Monitoreo

El sistema de monitoreo a ser implementado en el SING para acceder a las variables necesarias para la ejecución del PDCE debe considerar al menos los siguientes aspectos.

- El monitoreo de tensiones en la subestación GIS 100 [kV] debe tener una tasa de muestreo suficiente para que el cálculo de la integral de la tensión, asociado a las acciones del EDAC por subtensión en el consumo Chuquicamata, sea válido. Una tasa de muestreo equivalente a 30 muestras por segundo permitiría un error máximo de 2 [kV] si se considera una caída de 60 [kV] en 1 segundo en la tensión en Chuquicamata, lo que se considera aceptable para efectos del control del PDCE.
- La decisión de desprendimiento de un escalón de carga del EDAC por subtensión se toma localmente, al no requerirse procesamiento de información adicional proveniente de otras instalaciones en la isla; lo cual permite minimizar los tiempos de actuación.
- Las mediciones de potencia activa por las líneas en 110 [kV] deben adquirirse en el extremo Central Tocopilla, ya que serán procesadas por el EDAG en lazo cerrado junto a las potencias despachadas de las unidades en Central Tocopilla.
- La decisión de desconexión de unidades en Central Tocopilla para ambos bloques de EDAG, lazo abierto y lazo cerrado, debe ser tomada por un sistema de procesamiento ubicado en las instalaciones de la Central Tocopilla.
- Las mediciones de potencia activa en las unidades de Central Tocopilla no requieren una tasa de muestreo alta. Sólo es necesario que las mediciones reflejen adecuadamente las potencias despachadas por las unidades previo a la falla.
- La decisión de formar la isla eléctrica Central Tocopilla-Chuquicamata debe tomarse en las instalaciones de la Central Tocopilla, desde donde deben enviarse señales de desconexión remota a los circuitos de la línea 220 kV Crucero-Chuquicamata y de activación al EDAC por subtensión en Chuquicamata.

4. EVALUACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN DIGITAL

4.1. Modelo del SING

El CDEC-SING cuenta con una base de datos del SING incorporada en el software Power Factory DigSILENT, la cual ha mostrado gran precisión en la predicción de la respuesta del sistema frente a eventos simulados y que han sido contrastados con registros reales de la operación. La base de datos posee un alto nivel de modelamiento y personalización en los sistemas de control de cada máquina relevante del sistema, incorporando modelos detallados de reguladores de tensión y estabilizadores de potencia.

El modelo ya incorpora la acción de un SPS del sistema, que corresponde a un EDAC por subfrecuencia de 8 escalones y por un monto máximo de 580 MW de desconexión de carga, del que se muestran más detalles en el Anexo C.

4.2 Simulaciones

Para efectos de evaluar el desempeño del esquema de control diseñado se han preparado 6 escenarios de despacho distintos que se diferencian principalmente por las unidades despachadas y los niveles de generación en la Central Tocopilla, todos ellos en una condición de demanda máxima del sistema.

Como una simplificación adicional, la contingencia simulada en el sistema es una falla trifásica en uno de los circuitos de la línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero 220 kV, que tiene efectos más agresivos sobre el sistema que una falla bifásica a tierra en el mismo y por lo tanto valida la evaluación del PDCE. La apertura de los interruptores de ambos circuitos, 6A y 7A, ocurre a los 120 milisegundos de ocurrida la falla; mientras que la falla es programada en el segundo 1, instante en el cual se inician las acciones de control del PDCE. En la Tabla 2 se muestra la secuencia de eventos simulados. Más detalles sobre la programación del PDCE en DigSILENT se encuentran en el Anexo D.

| Tiempo (s) | Evento |
|------------|--|
| 1 | Falla en circuito 6A de línea 220 kV Tocopilla-Crucero |
| 1.12 | Apertura de Interruptores circuito 6A |
| 1.12 | Apertura de Interruptores circuito 7A |

Tabla 2: Eventos de la Simulación Digital

4.2.1. Caso de Estudio N°1

El caso de estudio n°1 es un despacho de 780 MW brutos en la Central Tocopilla, monto cercano al máximo despachable por dicha central. Cabe recordar que este despacho actualmente no es realizable en el SING debido a restricciones a nivel de programación, ya que con este nivel de generación en Central Tocopilla la pérdida de un solo circuito de la línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero arrastraría inevitablemente al segundo circuito por una sobrecarga mayor a su capacidad transitoria, lo que finalmente conduciría a un apagón total del SING.

Un detalle del despacho de las unidades del SING en el caso de estudio n°1 se muestra en la tabla 3.

| | Unidad | Potencia |
|-----------------------|---------------------|-----------------|
| | | [MW] |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 |
| | CHAP | 10 |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 |
| | NTO2 | 129 |
| | NTO1 | 125 |
| | CTTAR | 140 |
| | CTM2 | 160 |
| | CTM1 | 152 |
| | CC2 2TG+TV D | 316 |
| | C.TOCOPIILLA | U16 TG+TV |
| U15 | | 119 |
| U14 | | 117 |
| U13 | | 78 |
| U12 | | 78 |
| U10 | | 34 |
| U11 | | 34 |
| TOTAL | 2115 | |

Tabla 3: Despacho del SING en Caso de Estudio N°1

Al ocurrir la falla, las unidades generadoras de la Central Tocopilla se aceleran rápidamente, perdiendo sincronismo con el resto del sistema como se puede apreciar en la figura 18. La figura 17 muestra cómo la frecuencia en las unidades de la Central Tocopilla supera los 52 [Hz], aproximadamente 1 [s] después de ocurrida la falla; frecuencia en la cual actuarían las protecciones de sobrefrecuencia informadas, desconectando las máquinas. Las tensiones en todo el SING se comportan oscilantes y alcanzando valores cercanos a los 0.1 pu como se observa en las figuras 19 y 20.

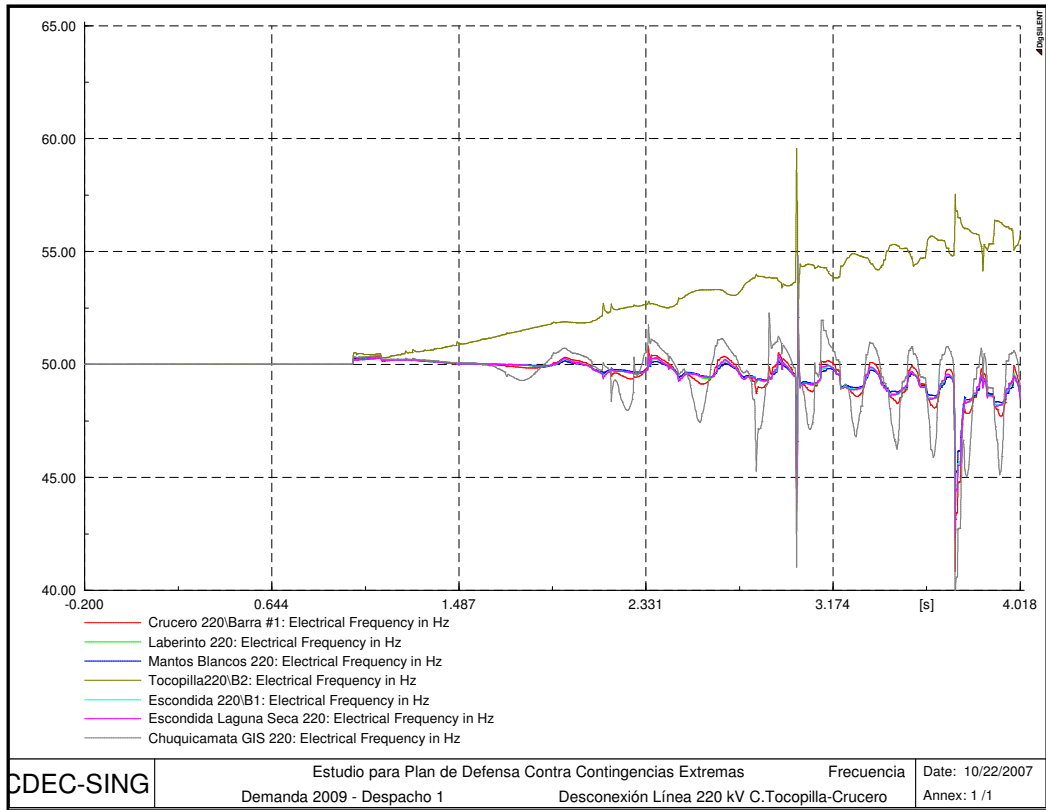


Figura 17: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°1

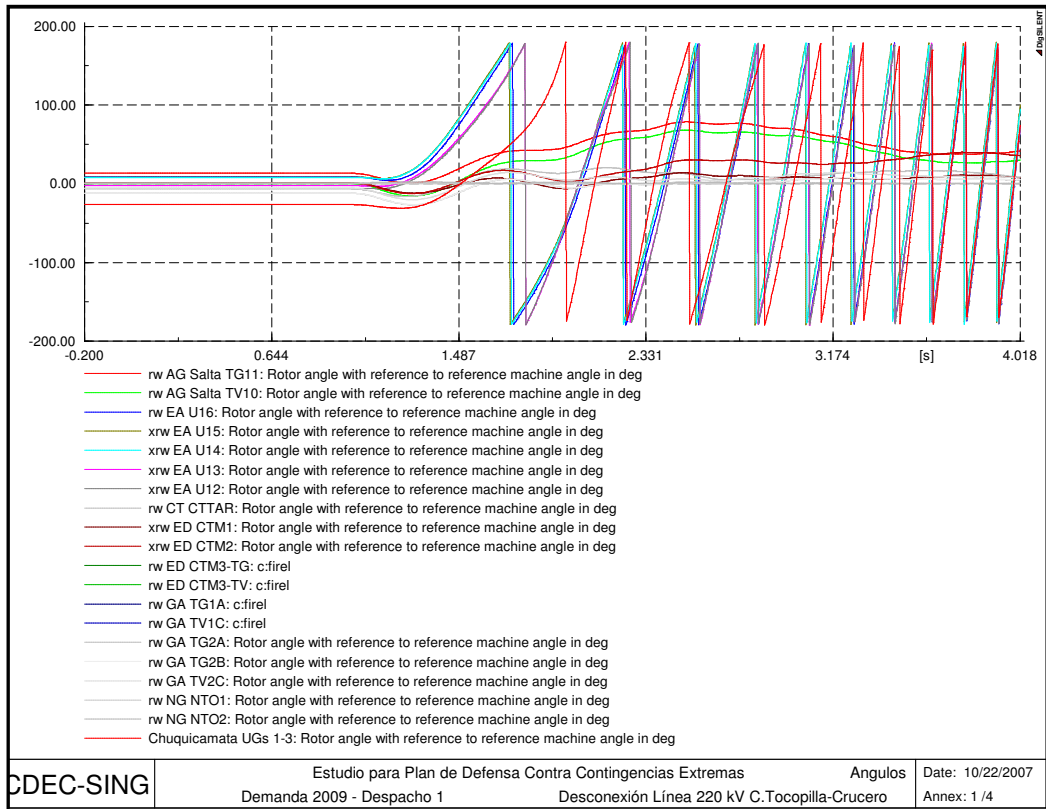


Figura 18: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°1

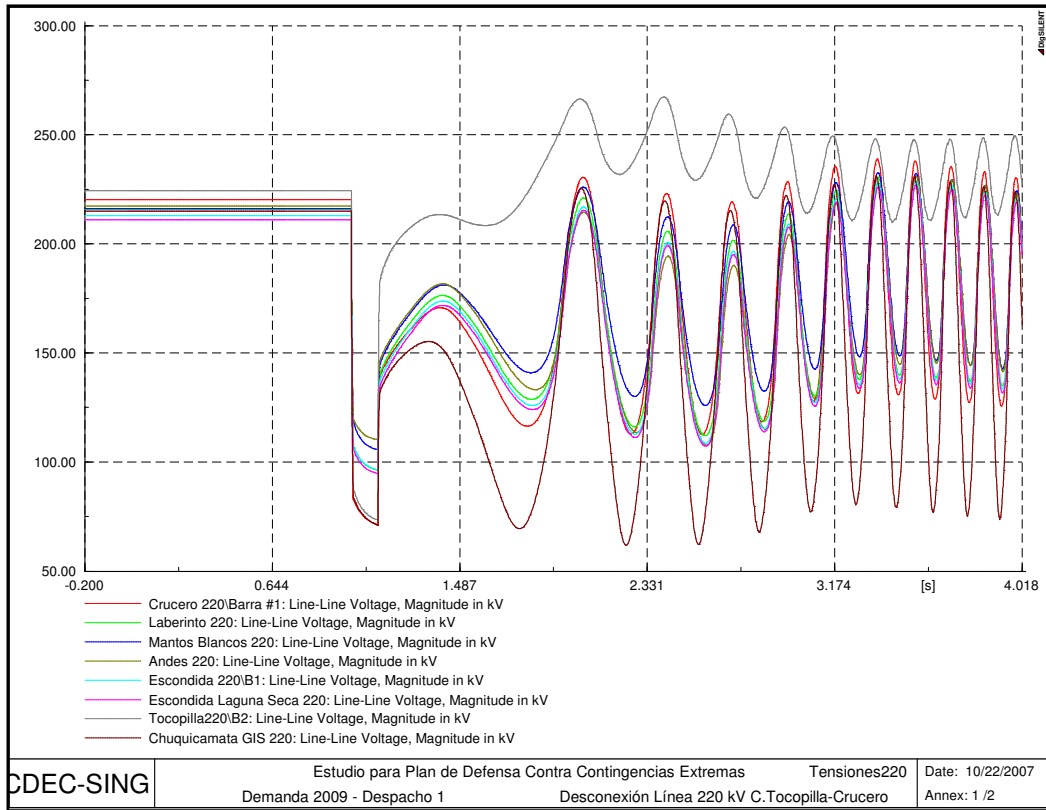


Figura 19: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°1

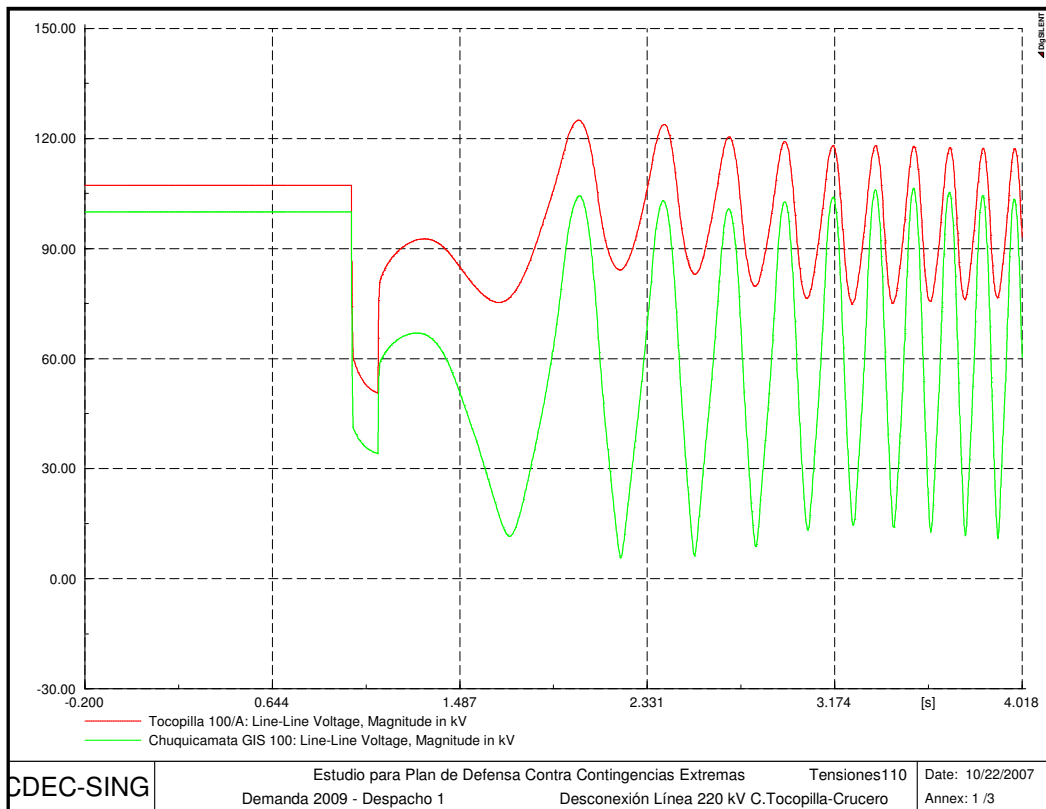


Figura 20: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°1

Al estar activado el PDCE diseñado en la base de datos del DigSILENT la respuesta del sistema frente a la contingencia cambia completamente. En la figura 21 se aprecia claramente la separación de la isla eléctrica Central Tocopilla-Chuquicamata, donde la isla mencionada sufre una sobregeneración que es atajada inicialmente por el EDAG en lazo abierto del PDCE. Posteriormente la isla vuelve a enfrentar una sobregeneración debido a la desconexión de carga en el consumo Chuquicamata, para aliviar la subtensión que sufre dicha zona, la cual es controlada a los 4 [s] luego de ocurrida la falla por la acción del EDAG en lazo cerrado del PDCE; alcanzando una frecuencia máxima de 50,94 [Hz]. El resto del SING en cambio se ve enfrentado a una condición de déficit de generación, que es controlada por el EDAC por subfrecuencia, alcanzando a una frecuencia mínima de 48,38 [Hz].

Las unidades de la Central Salta presentan las mayores excursiones angulares, como se muestra en la figura 22, debido a la distancia eléctrica que dicha central tiene con el SING; sin embargo, dichas excursiones no representan un peligro de desconexión de las unidades. Las tensiones en 220 kV del sistema se recuperan rápidamente producto de la reducción de carga por acción del EDAC por subfrecuencia, mientras que las tensiones en 220 kV asociadas a la isla Central Tocopilla-Chuquicamata presentan una recuperación más lenta, y que es producto de la acción del EDAC por subtensión implementado en la isla; tal como se aprecia en la figura 23. La figura 24 por su parte muestra el comportamiento de las tensiones en 100 kV, que alcanza un valor estable cerca de los 3 [s] luego de ocurrida la falla, después de accionar 4 de los 7 escalones programados para el EDAC por subtensión, y sufriendo una perturbación posterior producto de la desconexión extra de una unidad accionada por el EDAG en lazo cerrado del PDCE, con la consiguiente pérdida de soporte reactivo. El valor final de la tensión en 100 kV en la zona de Chuquicamata, una vez concluida la acción de los SPS del PDCE, es cercano a los 0.9 pu.

Las figuras 25 y 26 muestran la potencia despachada por las unidades más importantes del SING, y se puede apreciar que en una primera instancia las unidades desconectadas por el EDAG en lazo abierto del PDCE son la unidad U16, U15 y U11; inmediatamente después de ocurrida la falla. Posteriormente, con la acción del EDAG en lazo cerrado, se desconecta la unidad U10; aproximadamente a los 4 [s] luego de ocurrida la falla.

Las figuras 27 y 28 por su parte muestran el comportamiento de los reactivos inyectados al sistema por las máquinas de mayor importancia, y se constata que todas ellas se encuentran dentro de los rangos de operación aceptables según lo detallado en las especificaciones de las unidades en el Anexo B. La tabla 4 muestra un resumen de los resultados obtenidos para el caso de estudio N°1.

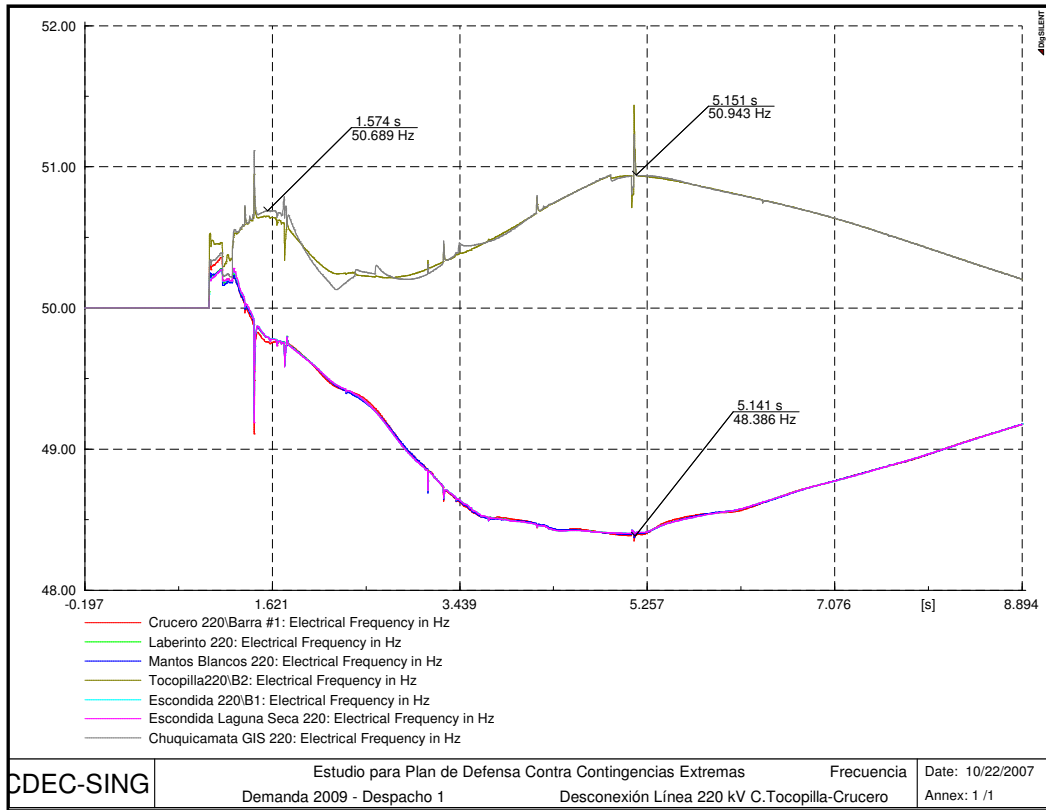


Figura 21: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°1

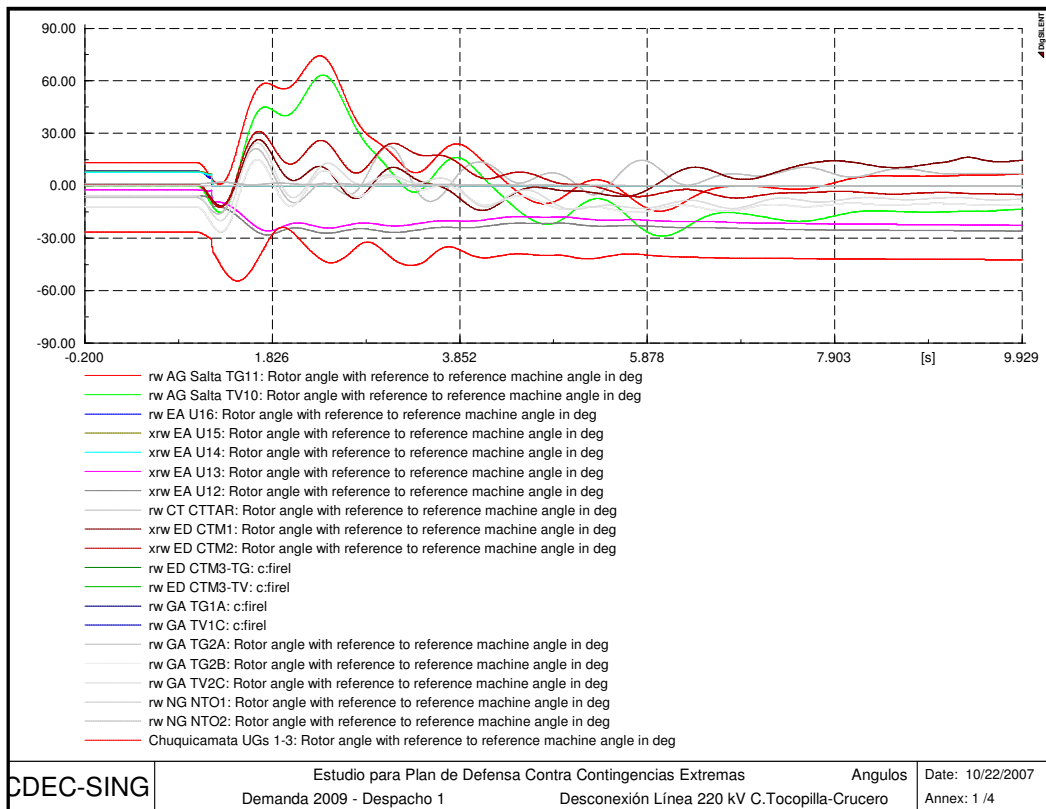


Figura 22: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°1

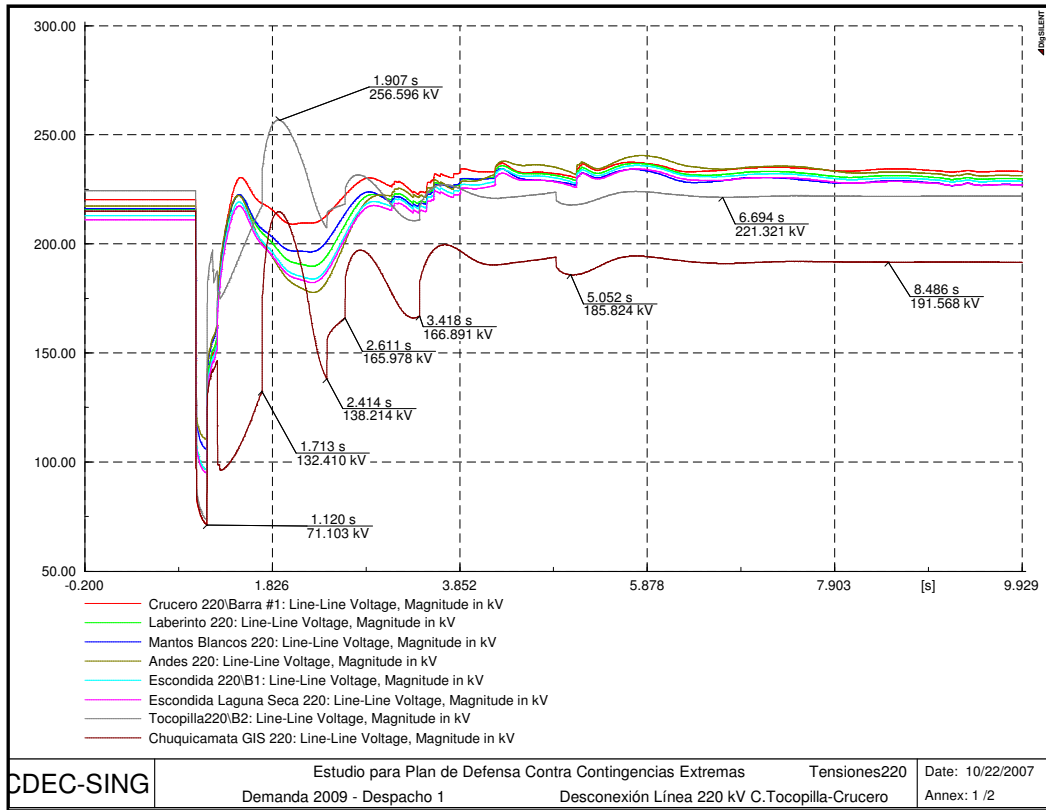


Figura 23: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°1

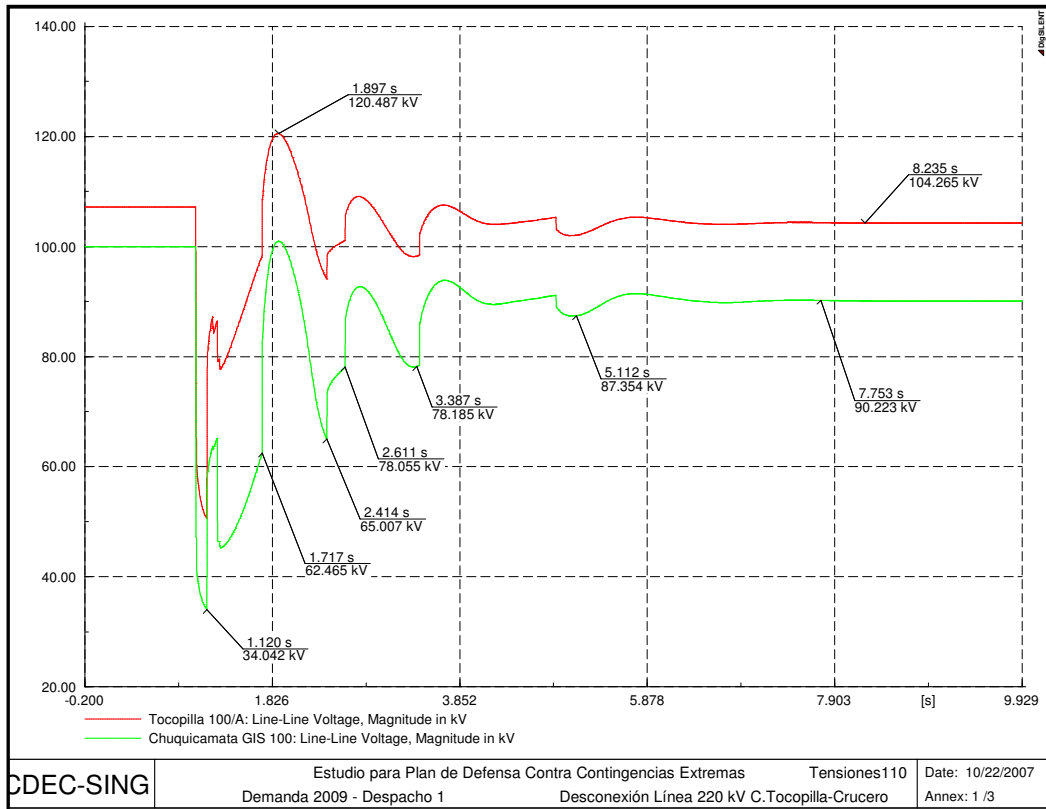


Figura 24: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°1

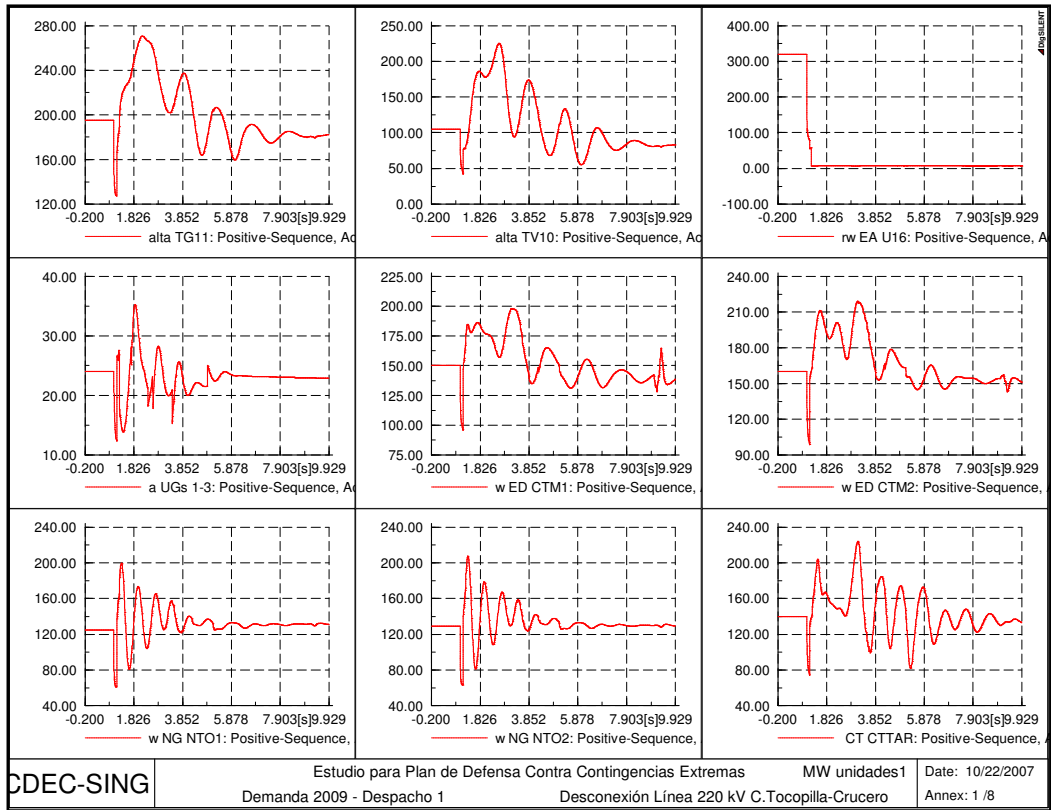


Figura 25: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°1

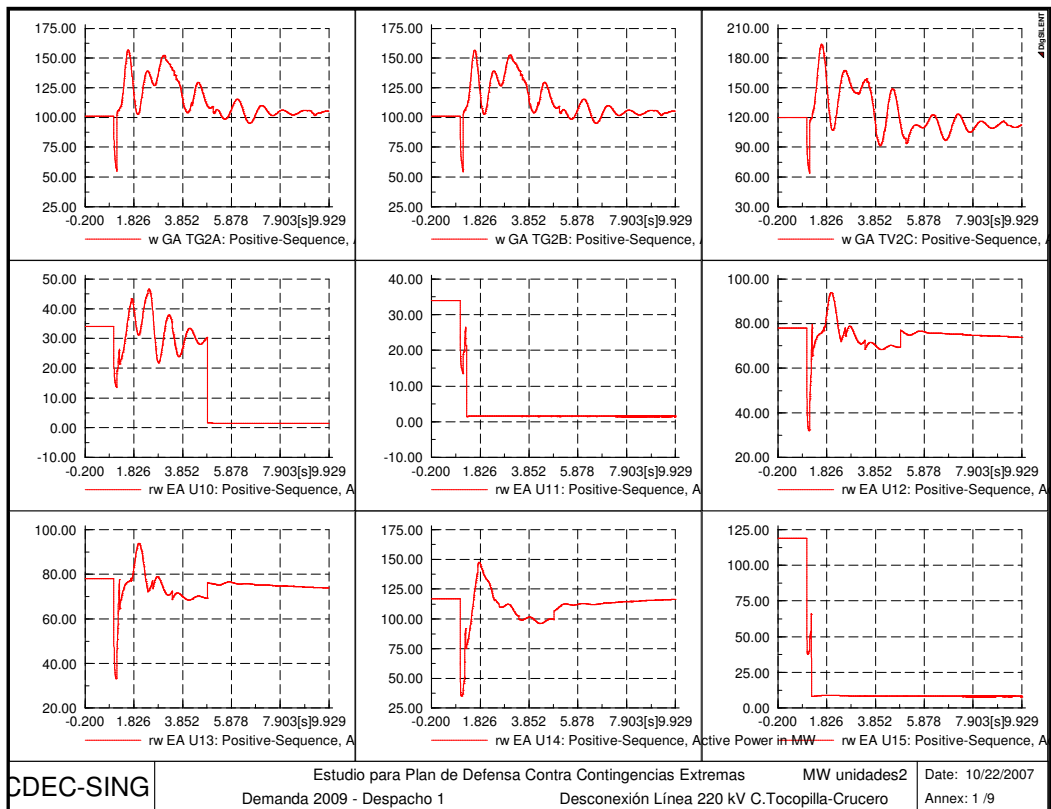


Figura 26: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°1

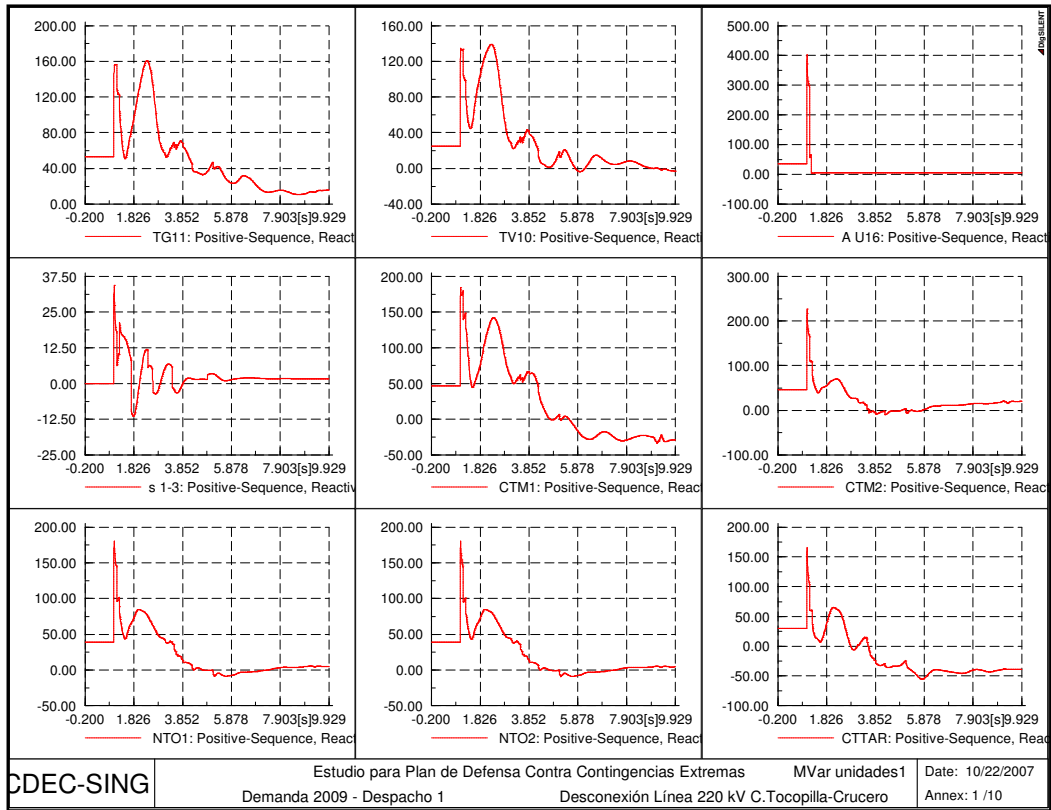


Figura 27: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°1

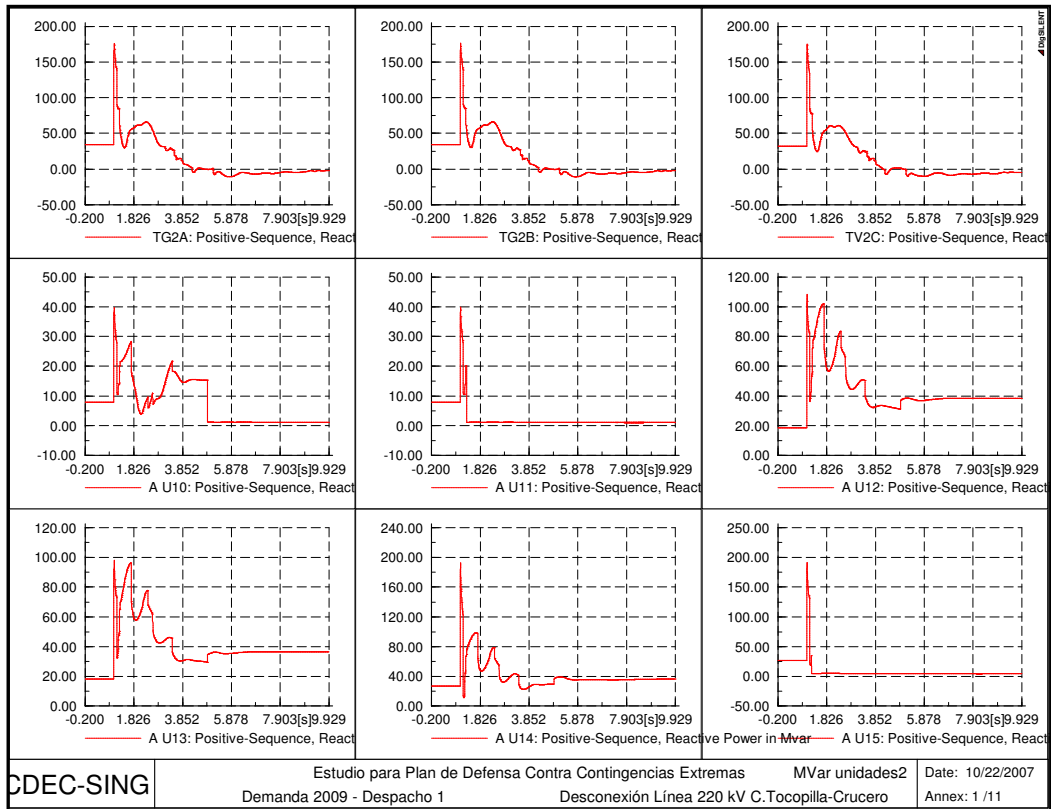


Figura 28: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°1

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°1 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | SI |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | U16 - U15 - U12 |
| | | Potencia bruta desconectada | 517 [MW] |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | 4 |
| | | Tensión mínima | 0.340 [pu] |
| | | Tensión Final | 0.902 [pu] |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | U10 |
| | | Potencia desconectada | 34 [MW] |
| | | Frecuencia máxima | 50.94 [Hz] |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Operación Escalones EDAC | 7 |

Tabla 4: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°1

4.2.2. Caso de Estudio N°2

El caso de estudio N°2 considera un despacho de 590 [MW] brutos en Central Tocopilla, y un total de 1999 [MW] en todo el SING distribuidos como muestra la Tabla 5. Este despacho corresponde a la condición de potencia máxima despachada en la actualidad por la Central Tocopilla, la que cumple con las restricciones vigentes a nivel de la programación de la operación.

| | Unidad | Potencia |
|----------------|-----------------|----------|
| | | [MW] |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 |
| | CHAP | 10 |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 |
| | NTO2 | 129 |
| | NTO1 | 125 |
| | CTTAR | 140 |
| | CTM2 | 160 |
| | CTM1 | 152 |
| | CC2 2TG+TV D | 326 |
| | OTRAS MAQUINAS | 64 |
| C. TOCOPILLA | U16 TG+TV | 320 |
| | U15 | 119 |
| | U14 | 101 |
| | U13 | 50 |
| | U12 | - |
| | U10 | - |
| | U11 | - |
| TOTAL | 1999 | |

Tabla 5: Despacho del SING en Caso de Estudio N°2

Los efectos de la contingencia en este despacho ya fueron mostrados a modo de ejemplo en las figuras 7, 8, 9 y 10 del capítulo 3, donde se aprecia que las unidades en la Central Tocopilla pierden sincronismo rápidamente y se aceleran superando los 52 [Hz] de frecuencia en menos de 2 [s] luego de ocurrida la falla.

El comportamiento del SING con el PDCE implementado se muestra en las figuras 29 a 36. La figura 29 muestra el comportamiento de la frecuencia en algunas barras de interés, en la figura 30 se puede apreciar el comportamiento angular de las máquinas más importantes del sistema. Las figuras 31 y 32 ilustran el comportamiento de las tensiones en 220 kV y 100 kV respectivamente. Las figuras 33 y 34 muestran el comportamiento de la potencia activa en las unidades de mayor importancia en el SING, mientras que las figuras 35 y 36 muestran la potencia reactiva de las mismas. Un resumen de resultados del caso de estudio N°2 se muestra en la Tabla 6.

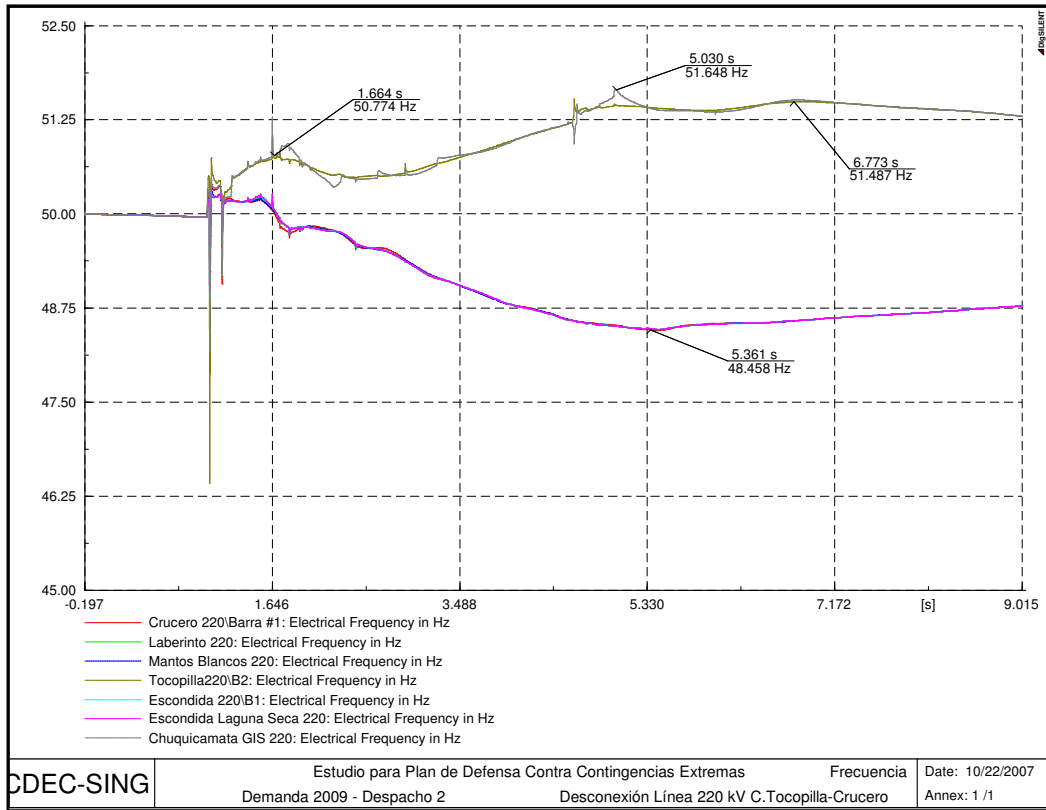


Figura 29: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°2

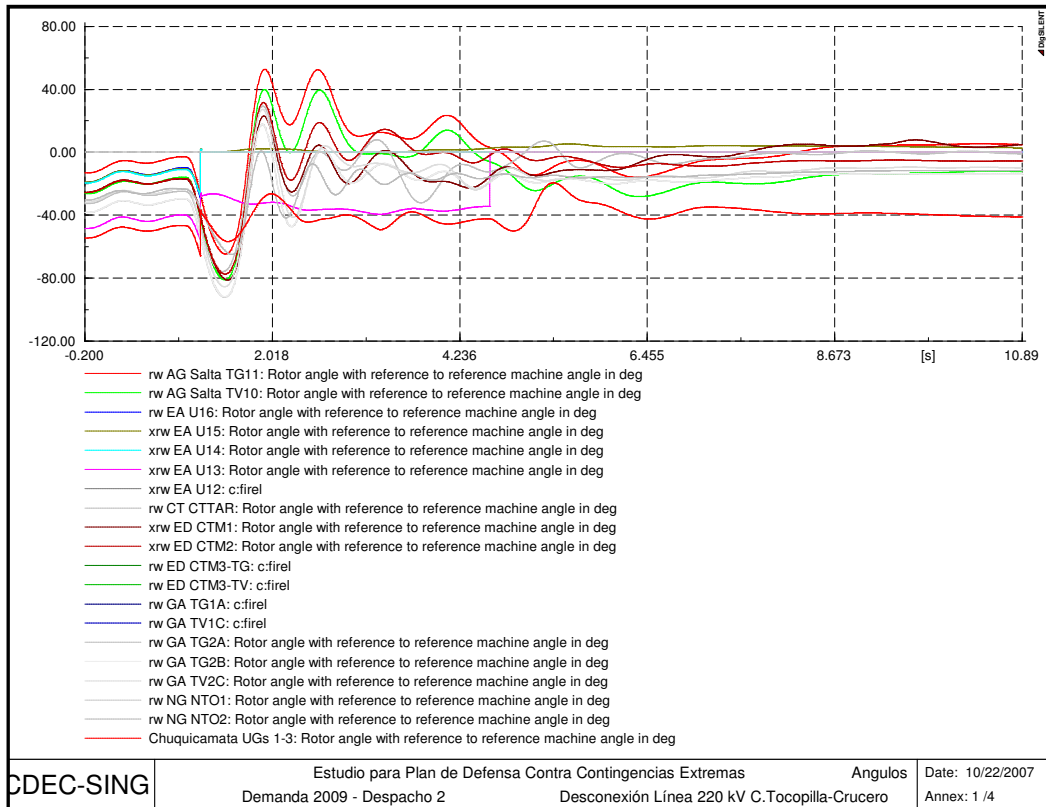


Figura 30: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°2

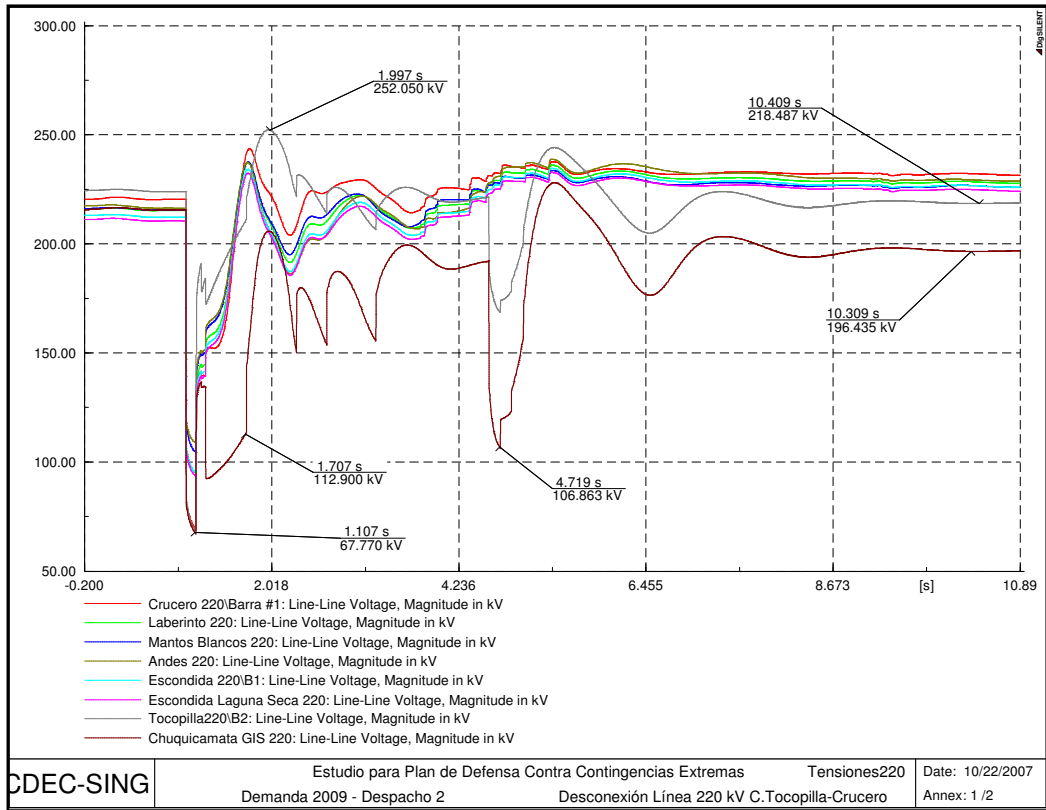


Figura 31: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°2

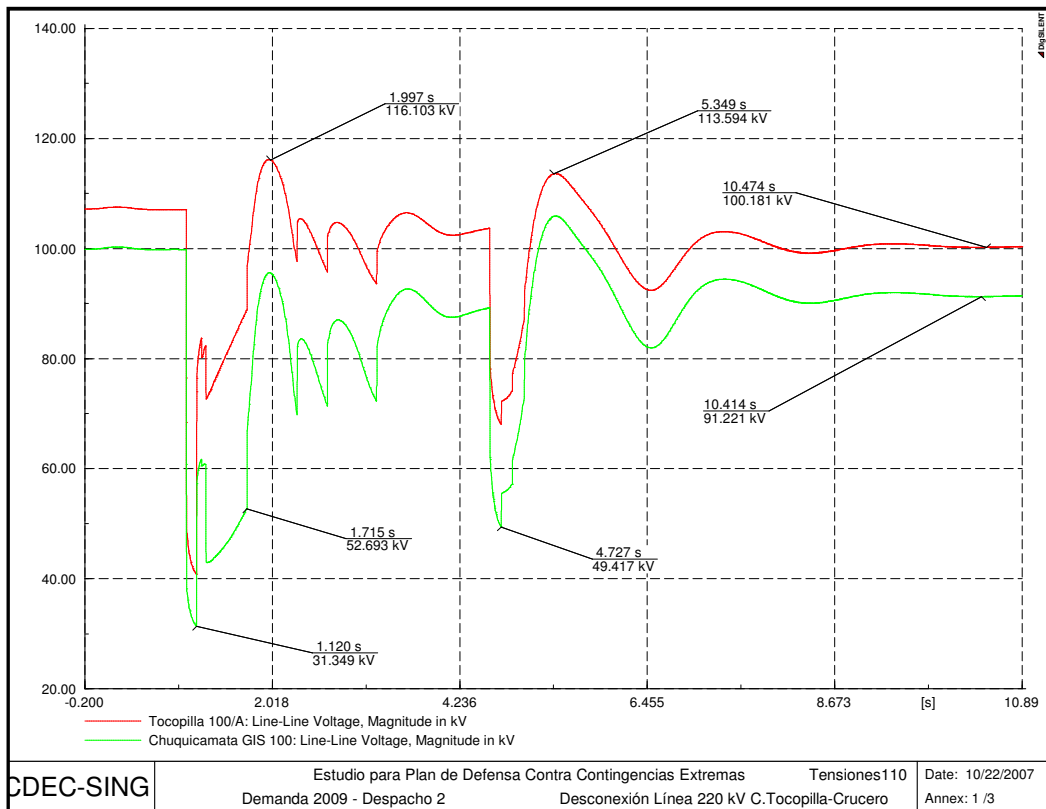


Figura 32: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°2

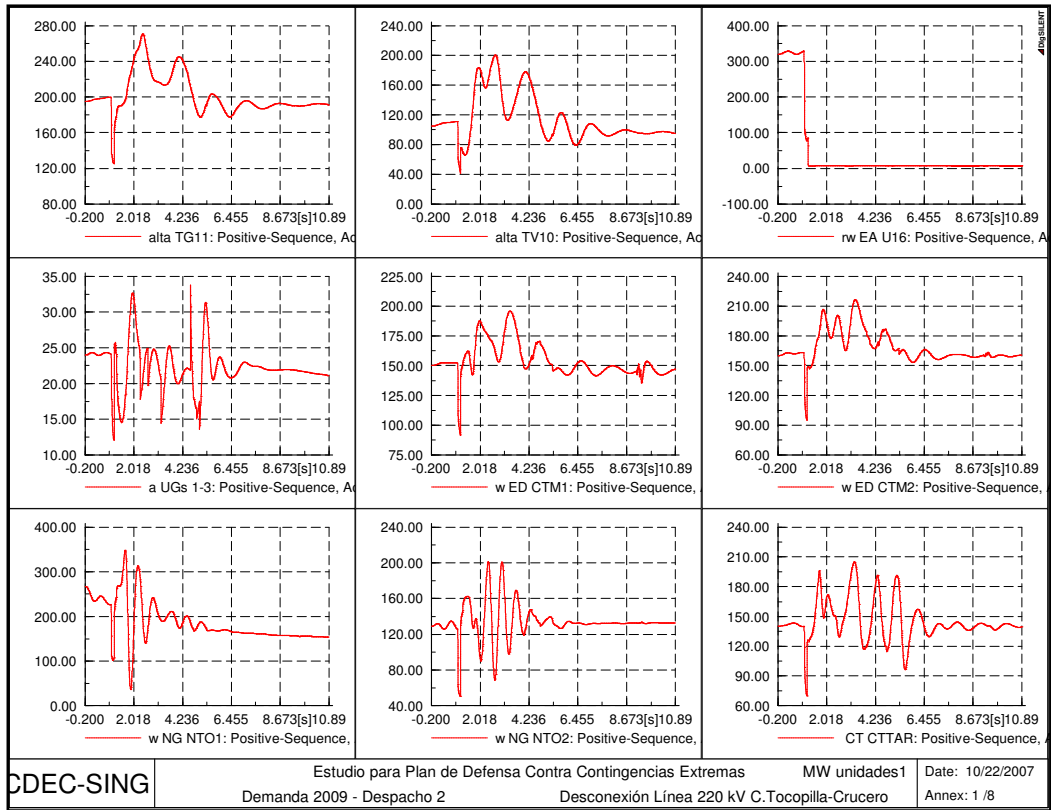


Figura 33: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°2

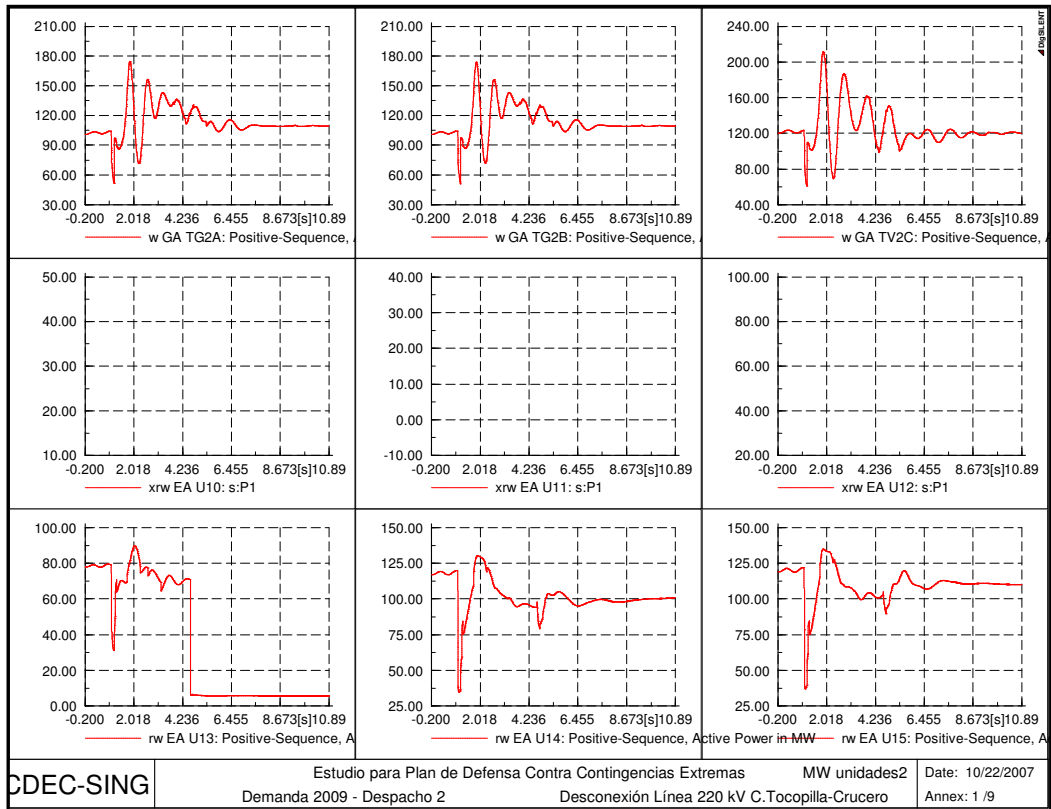


Figura 34: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°2

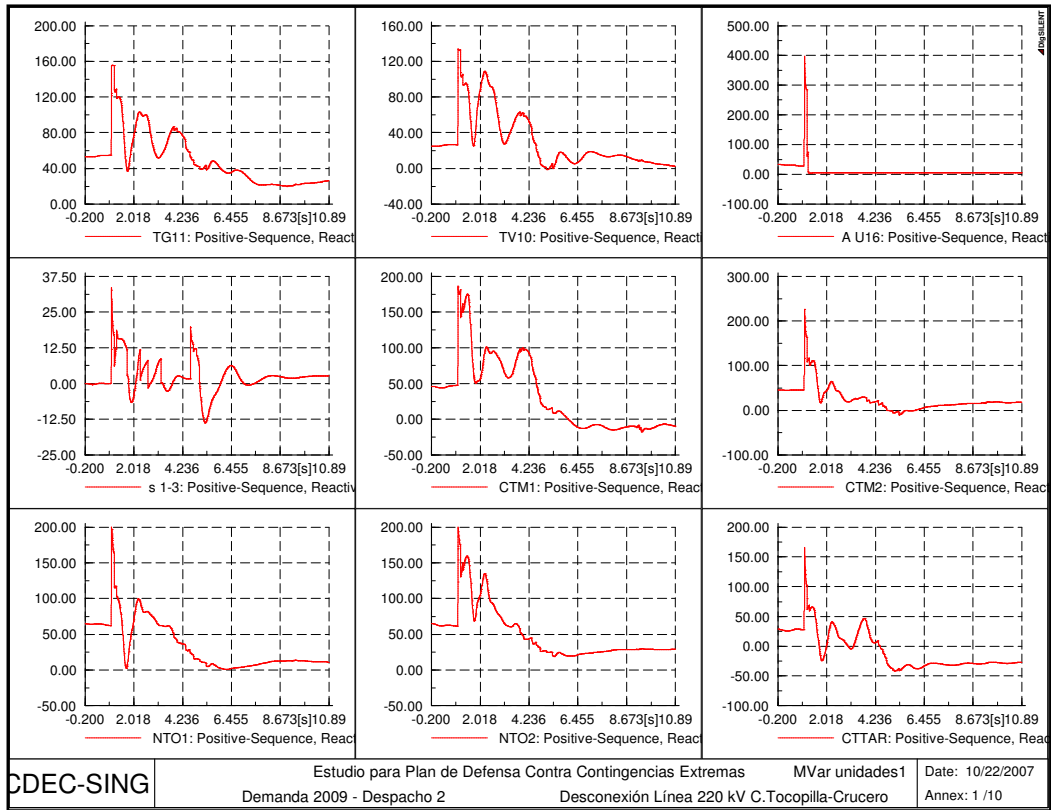


Figura 35: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°2

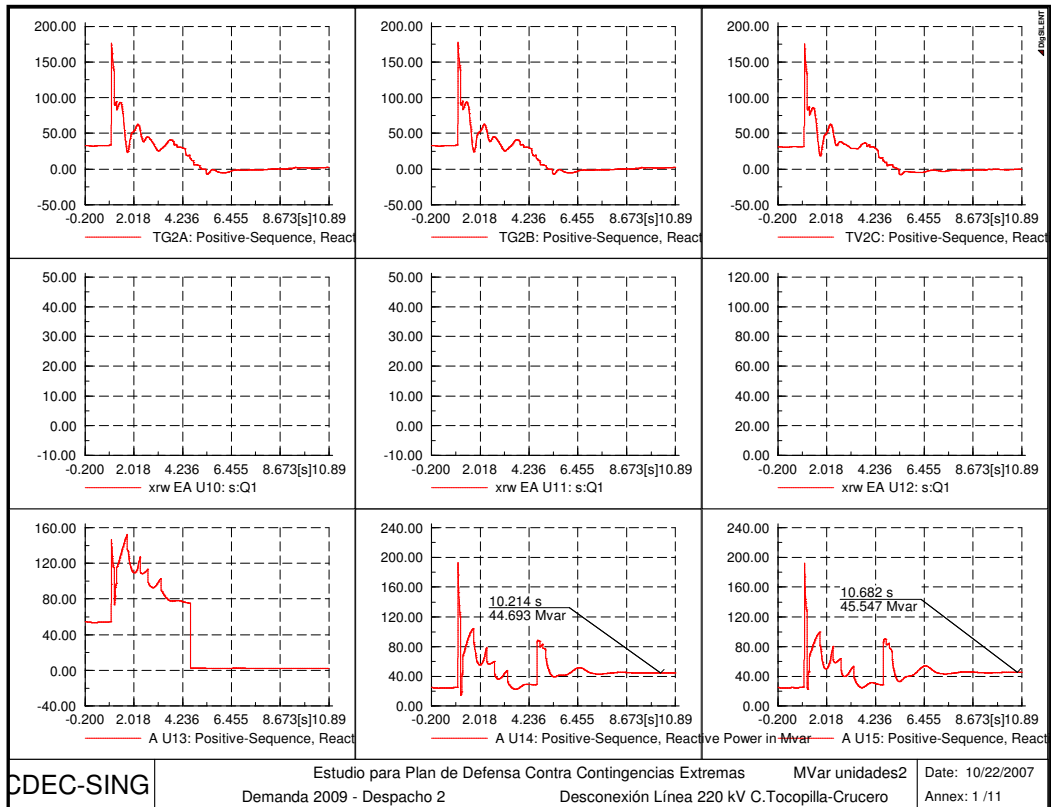


Figura 36: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°2

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°2 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | SI |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | U16 |
| | | Potencia desconectada | 320 [MW] |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | 5 |
| | | Tensión mínima | 0.314 [pu] |
| | | Tensión Final | 0.912 [pu] |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | U13 |
| | | Potencia desconectada | 50 [MW] |
| | | Frecuencia máxima | 51.65 [Hz] |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Escalones EDAC | 6 |

Tabla 6: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°2

4.2.3. Caso de Estudio N°3

El despacho del caso de estudio N°3 se muestra en la tabla 7. Todas las unidades despachadas en Central Tocopilla se encuentran en la barra de 220 kV de la central, y totalizan 556 MW brutos.

| | Unidad | Potencia | |
|-----------------------|--------------------|-----------------|-----|
| | | [MW] | |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 | |
| | CHAP | 10 | |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 | |
| | NTO2 | 129 | |
| | NTO1 | 125 | |
| | CTTAR | 140 | |
| | CTM2 | 160 | |
| | CTM1 | 152 | |
| | CC2 2TG+TV D | 326 | |
| | CC1 1TG+TV D | 160 | |
| | OTRAS MAQUINAS | 45 | |
| | C.TOCOPILLA | U16 TG+TV | 320 |
| | | U15 | 119 |
| U14 | | 117 | |
| U13 | | - | |
| U12 | | - | |
| U10 | | - | |
| U11 | | - | |
| TOTAL | 2106 | | |

Tabla 7: Despacho del SING en Caso de Estudio N°3

Los efectos de la contingencia en el SING sin el PDCE implementado se muestran en las figuras 37 a 40, mientras que el comportamiento del SING con PDCE es ilustrado en las figuras 41 a 48.

Un resumen de los resultados obtenidos para este caso se muestra en la Tabla 8.

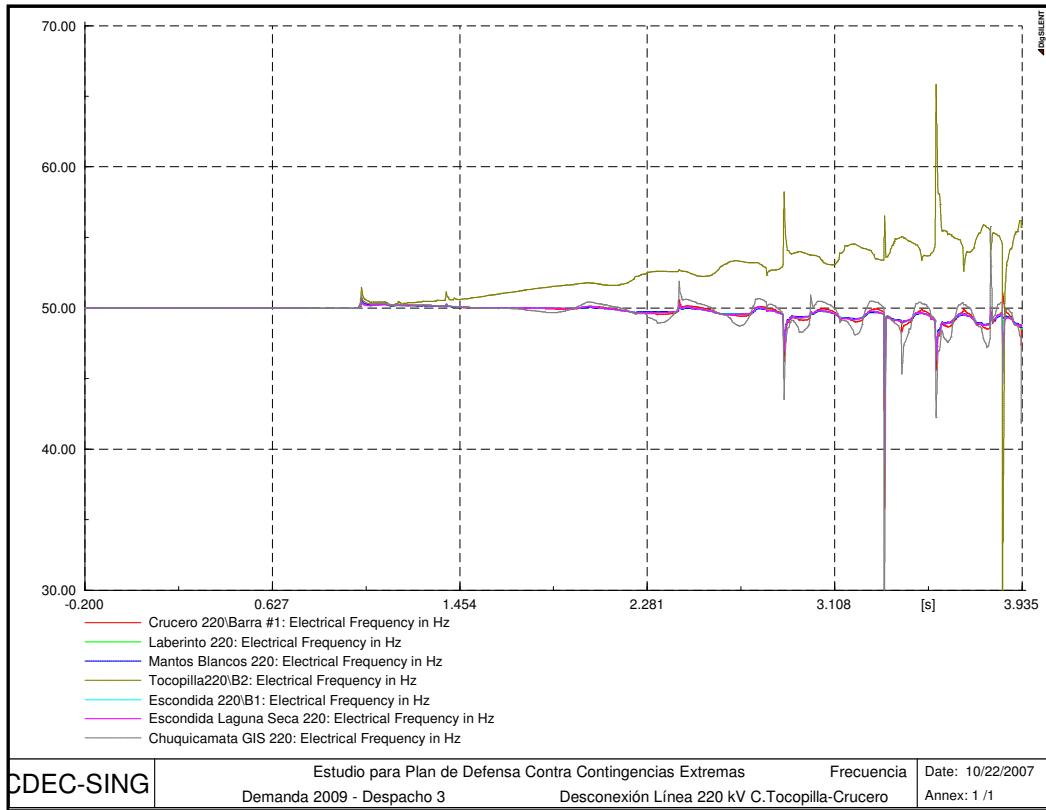


Figura 37: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°3

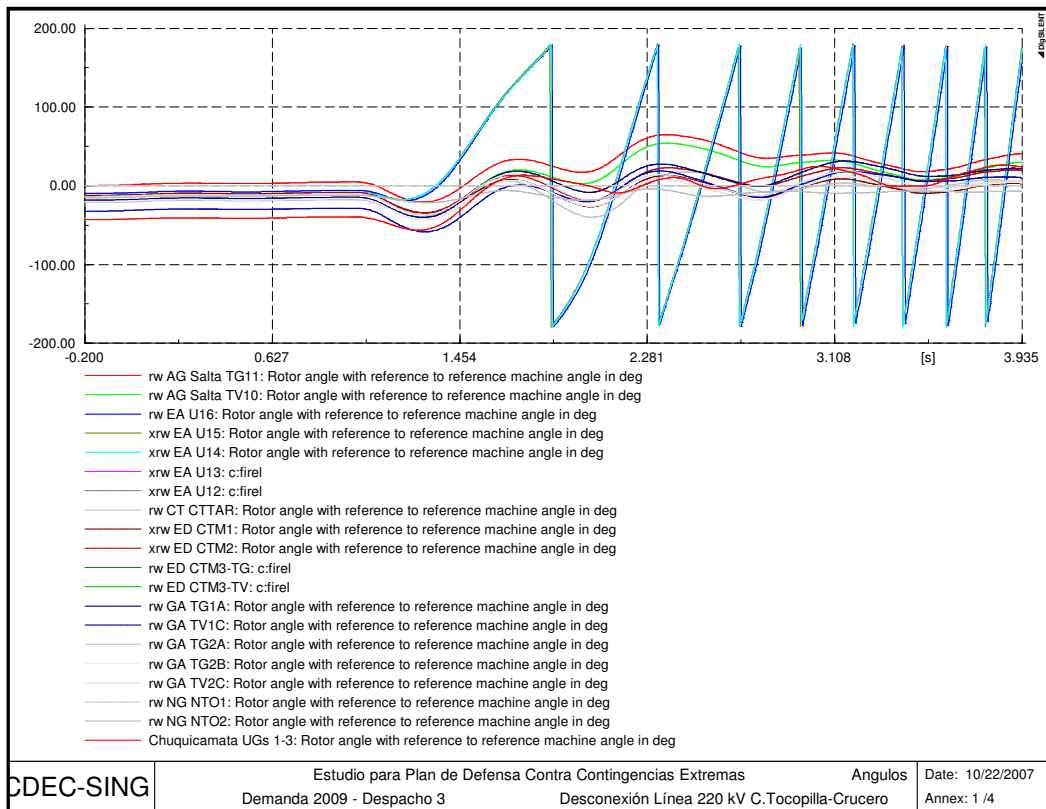


Figura 38: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°3

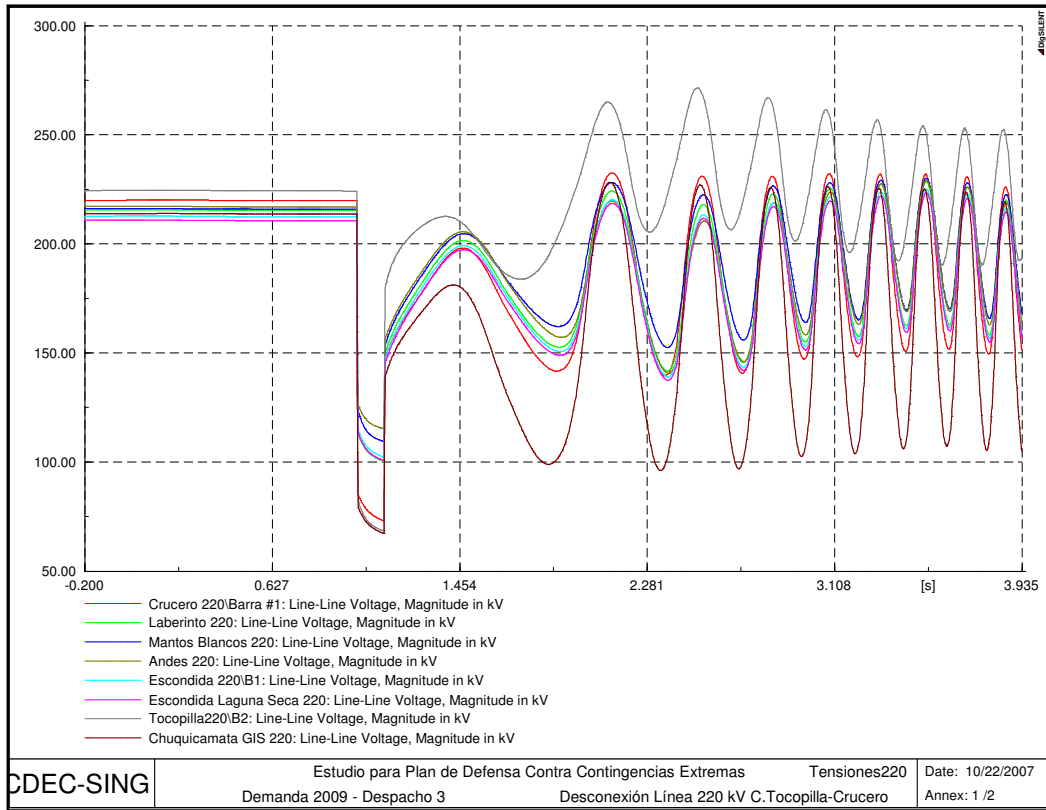


Figura 39: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°3

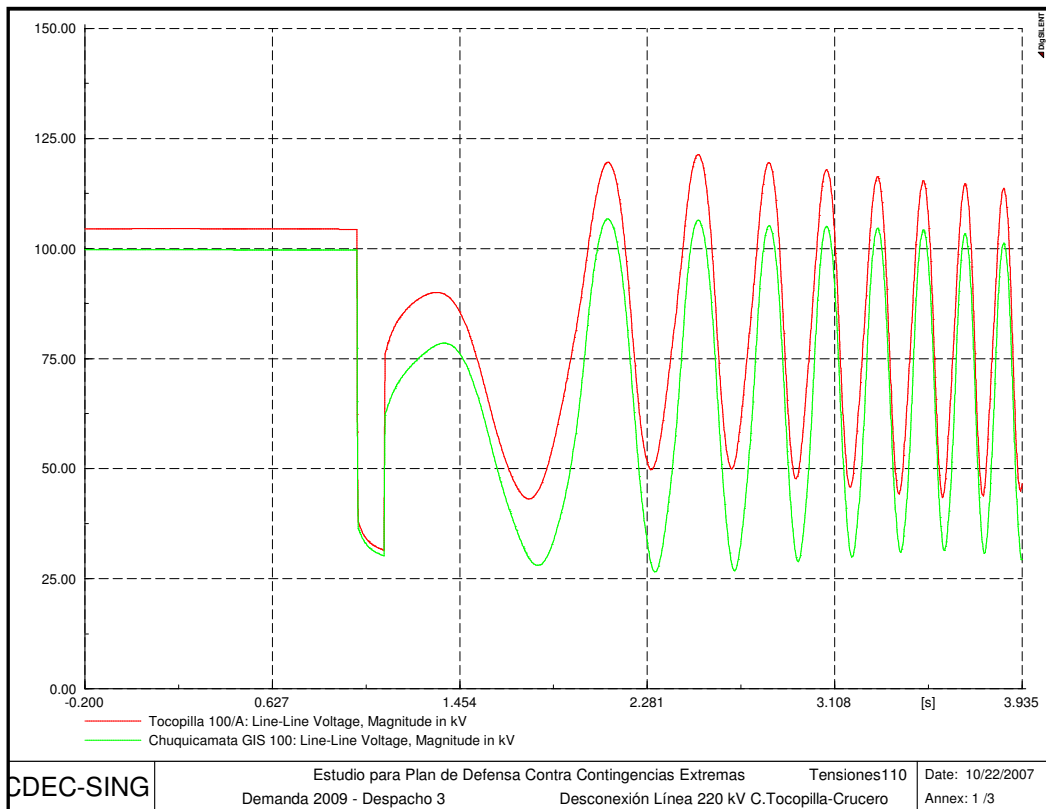


Figura 40: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°3

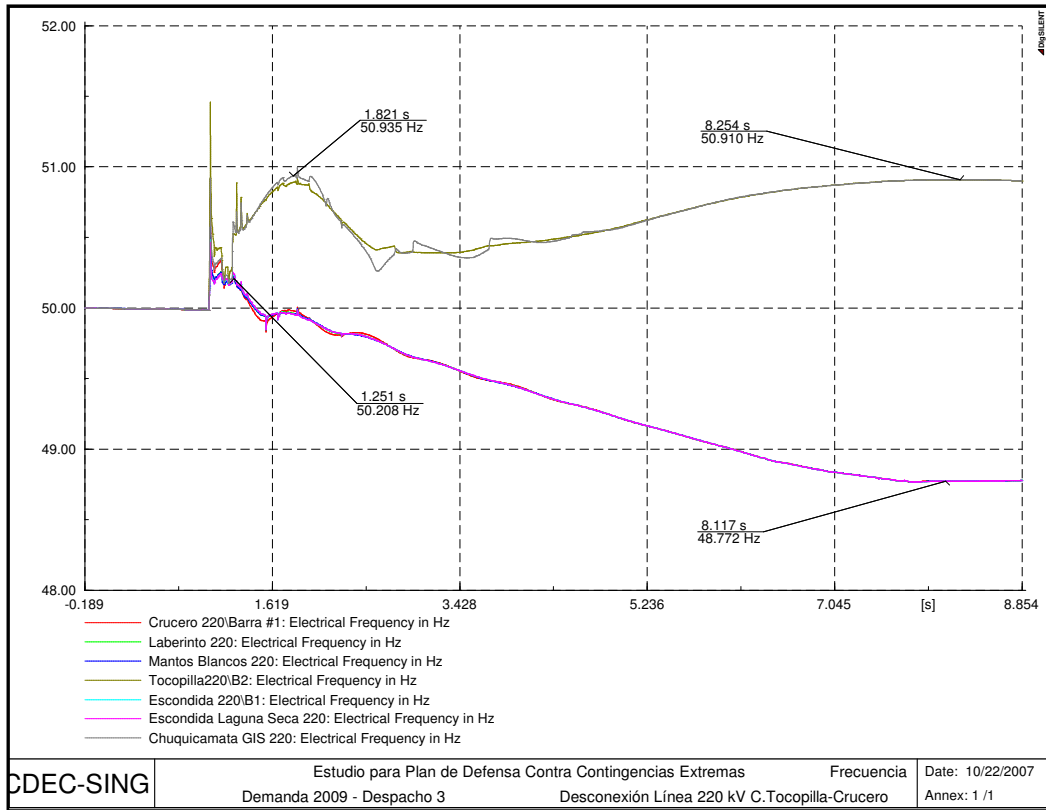


Figura 41: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°3

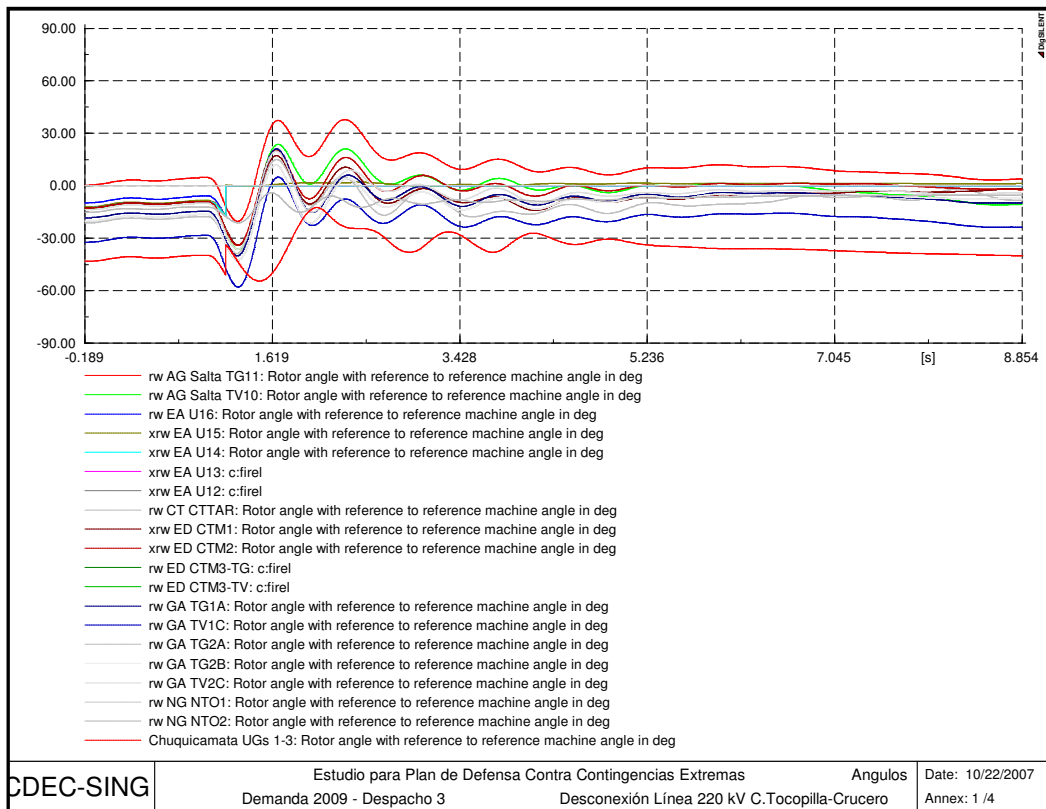


Figura 42: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°3

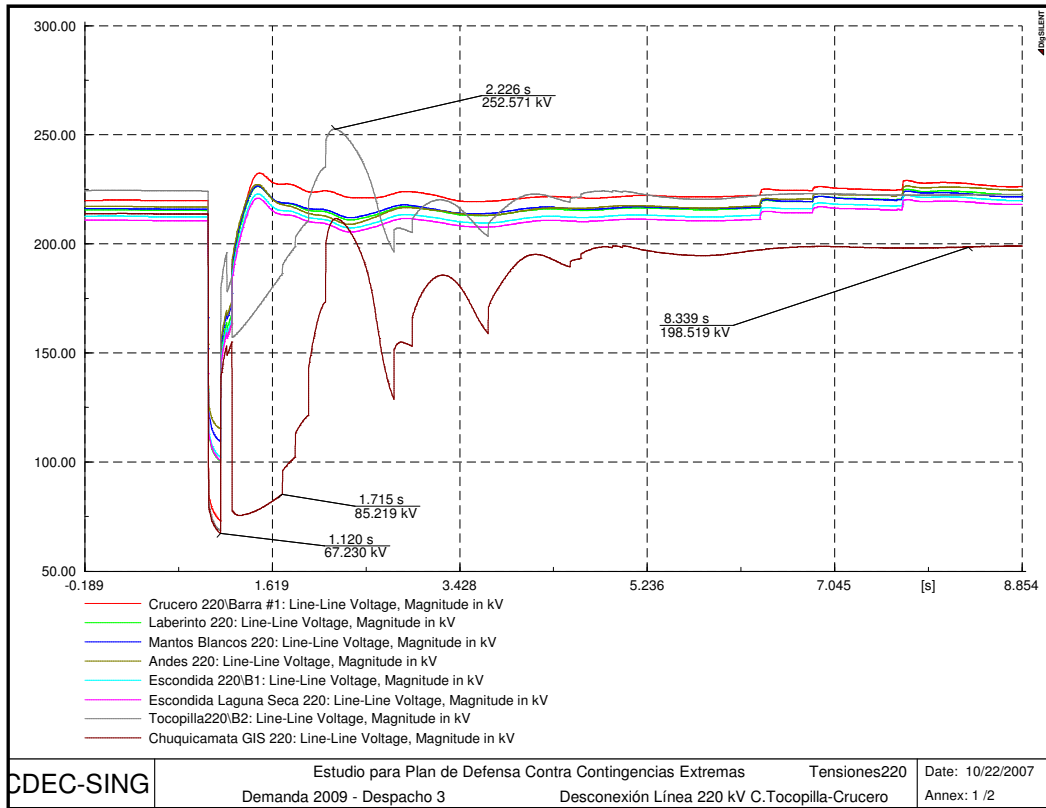


Figura 43: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°3

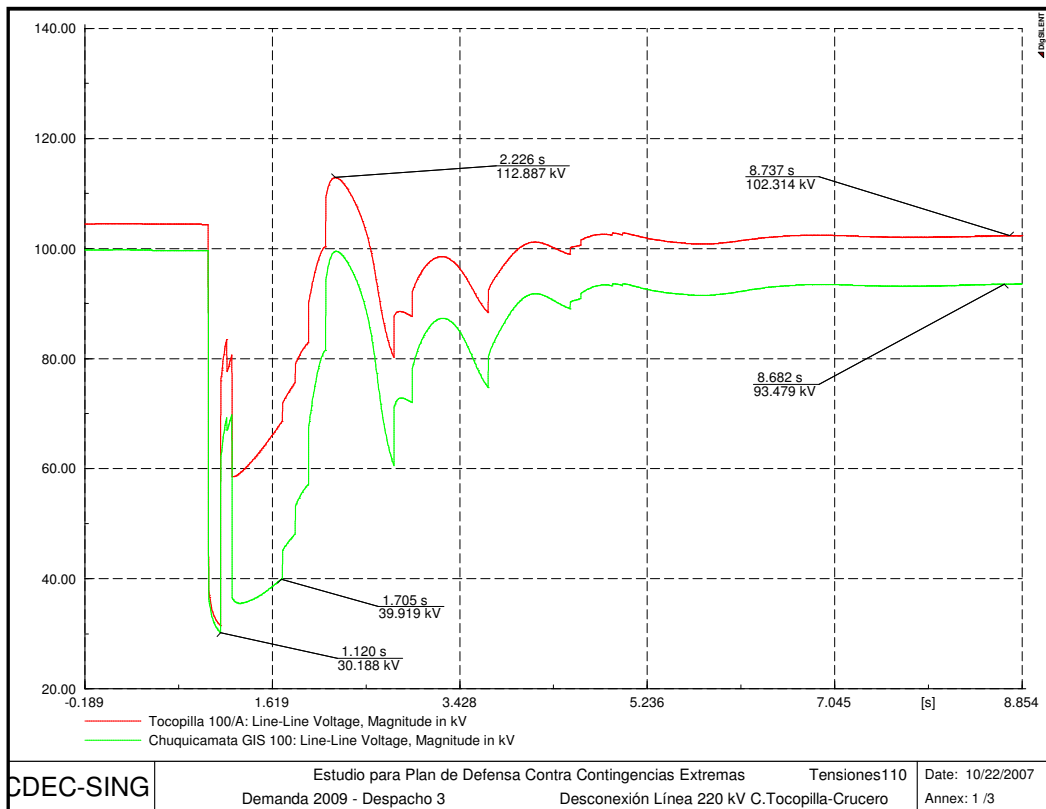


Figura 44: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°3

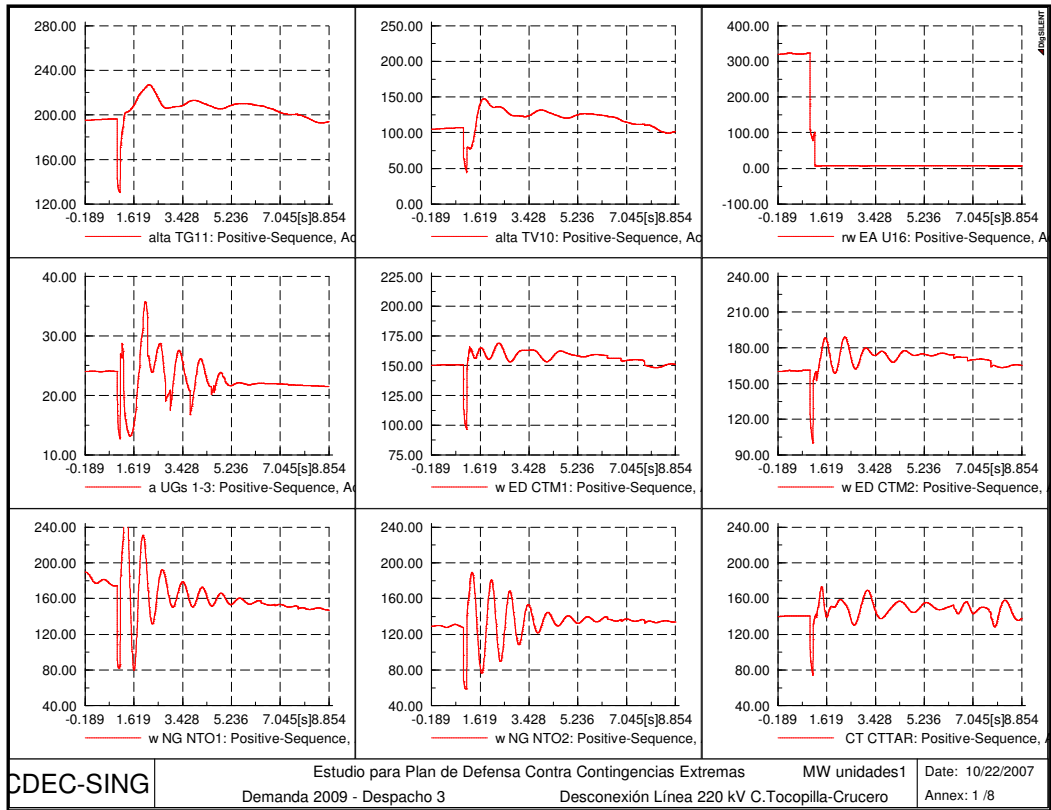


Figura 45: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°3

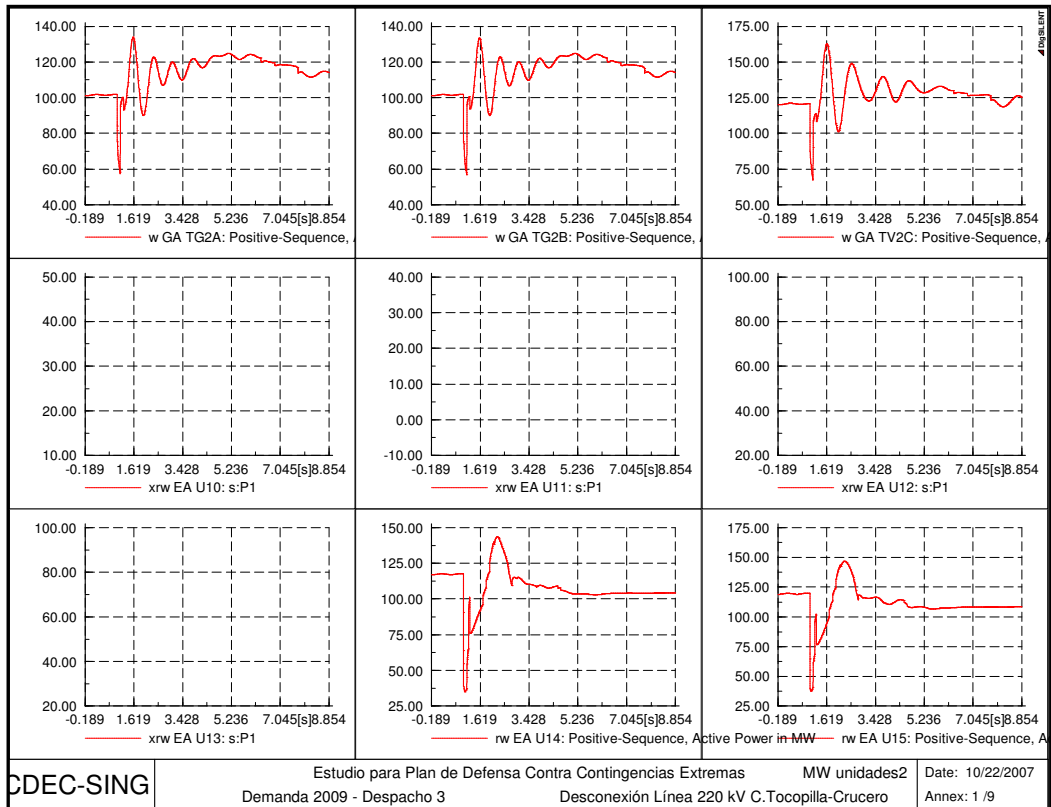


Figura 46: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°3

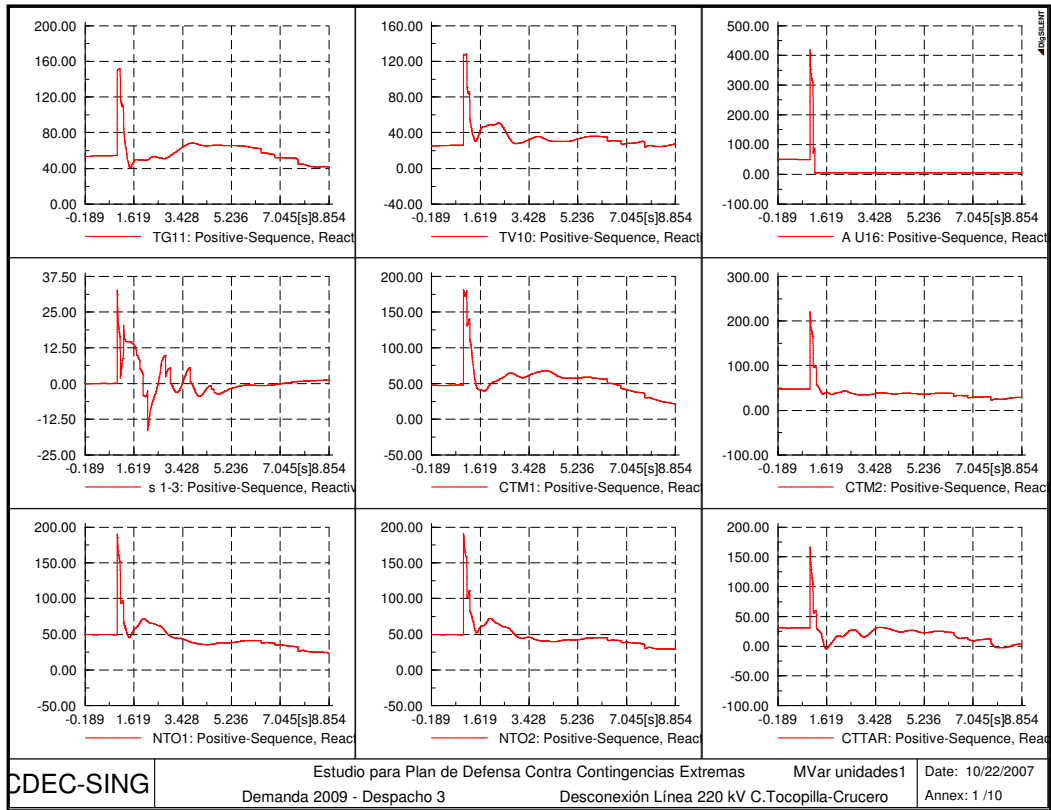


Figura 47: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°3

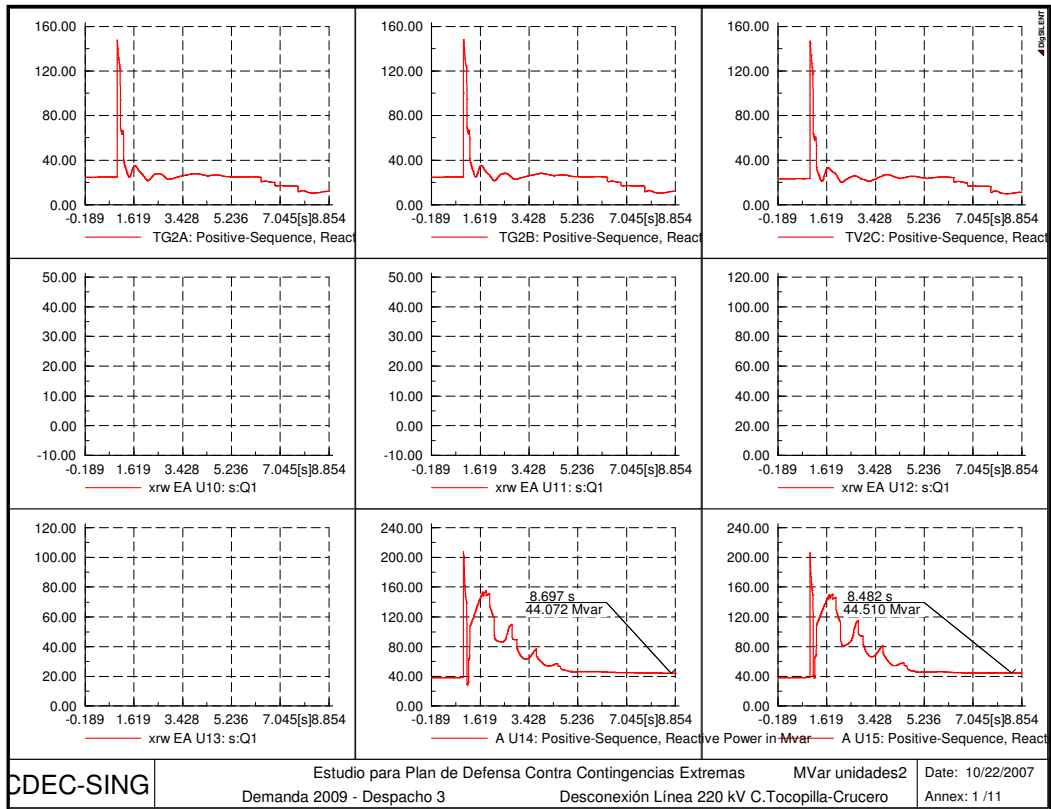


Figura 48: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°3

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°3 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | SI |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | U16 |
| | | Potencia desconectada | 320 [MW] |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | 7 |
| | | Tensión mínima | 0.302 [pu] |
| | | Tensión Final | 0.935 [pu] |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | | Frecuencia máxima | 50.94 [Hz] |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Escalones EDAC | 3 |

Tabla 8: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°3

4.2.4. Caso de Estudio N°4

El caso de estudio N°4 considera el despacho que se muestra en la tabla 9, donde sólo se encuentra despachada la unidad U16 en Tocopilla, con 235 MW brutos.

| | Unidad | Potencia |
|-----------------------|---------------------|-----------------|
| | | [MW] |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 |
| | CHAP | 10 |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 |
| | NTO2 | 129 |
| | NTO1 | 125 |
| | CTTAR | 140 |
| | CTM2 | 160 |
| | CTM1 | 152 |
| | CC2 2TG+TV D | 326 |
| | CC1 2TG+TV D | 320 |
| | CTM3 TG+TV D | 201 |
| | C. TOCOPILLA | U16 TG+TV |
| U15 | | - |
| U14 | | - |
| U13 | | - |
| U12 | | - |
| U10 | | - |
| U11 | | - |
| TOTAL | 2101 | |

Tabla 9: Despacho del SING en Caso de Estudio N°4

Para este despacho no es necesaria la acción del PDCE, ya que los efectos de la contingencia en el SING no son significativos del punto de vista de la estabilidad del sistema. A pesar de estar el PDCE implementado, éste no actuará ya que el nivel de generación en la Central Tocopilla no es suficiente para activar el control del PDCE. Los efectos de la contingencia en el SING con el PDCE implementado se muestran en las figuras 49 a 56.

Un resumen de los resultados obtenidos para el caso de estudio N°4 se muestra en la Tabla 10.

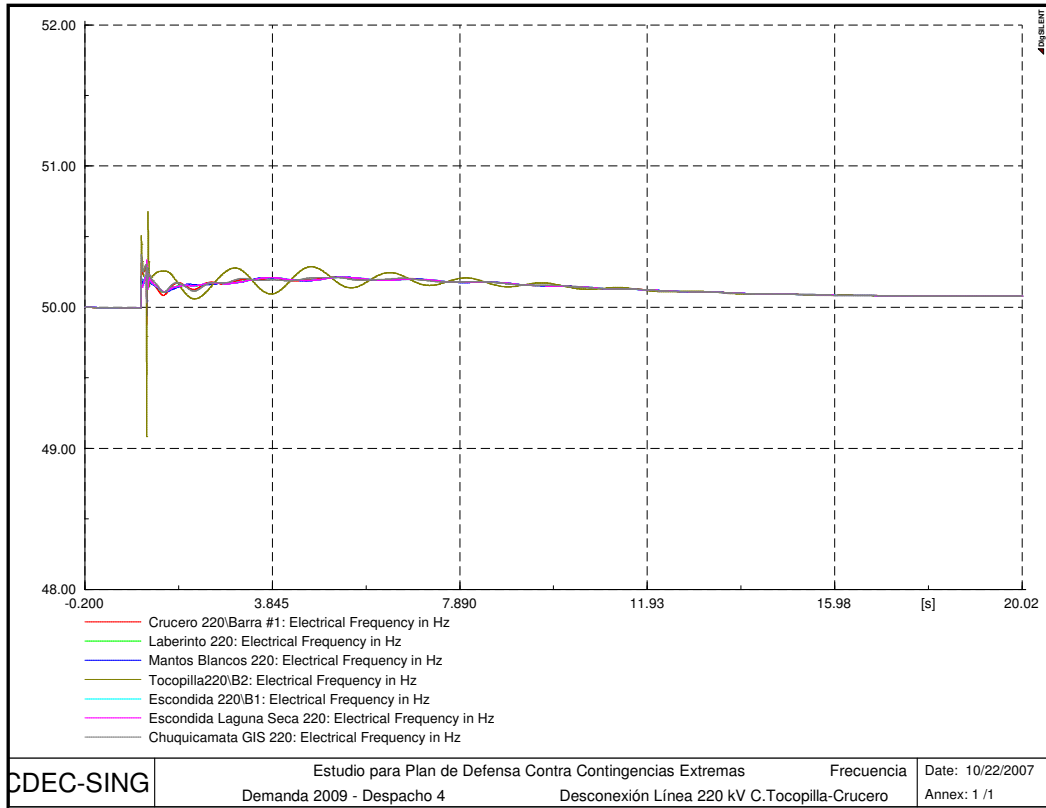


Figura 49: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°4

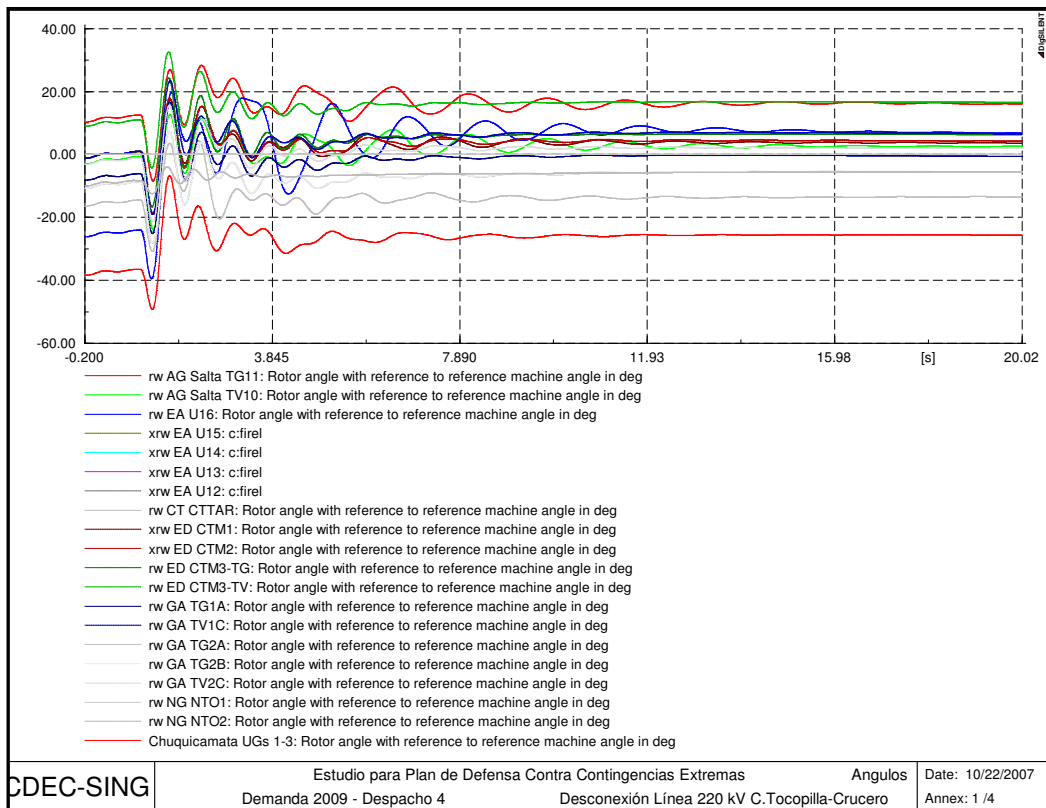


Figura 50: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°4

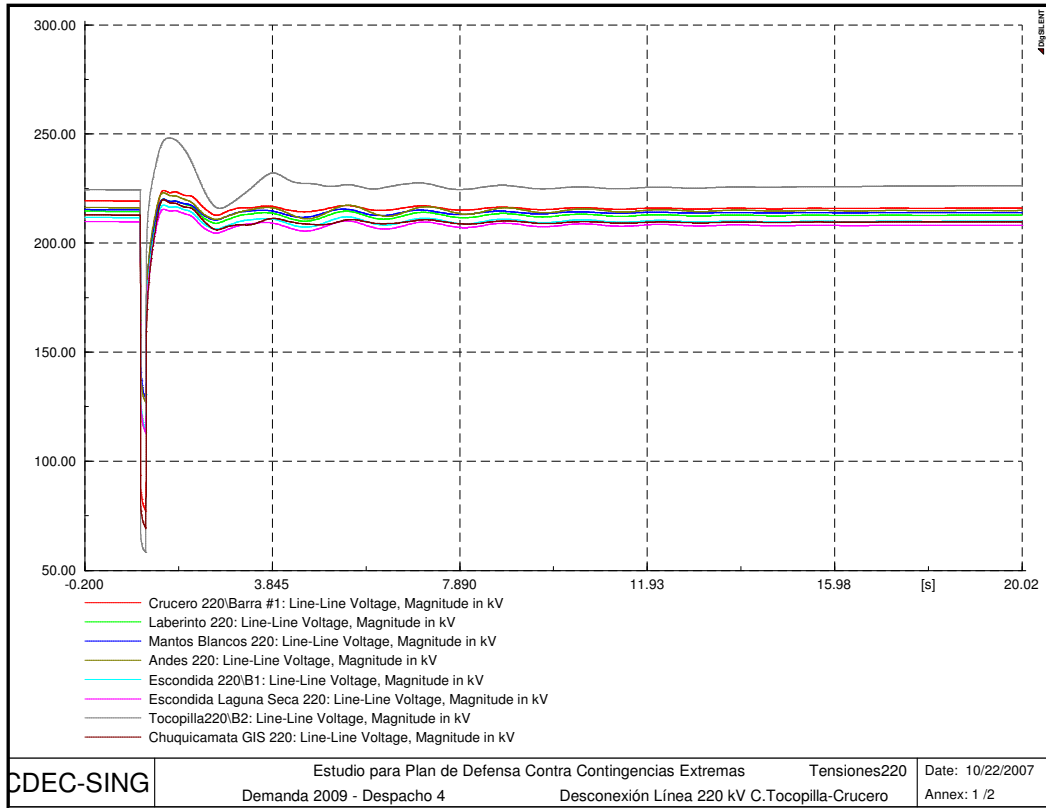


Figura 51: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°4

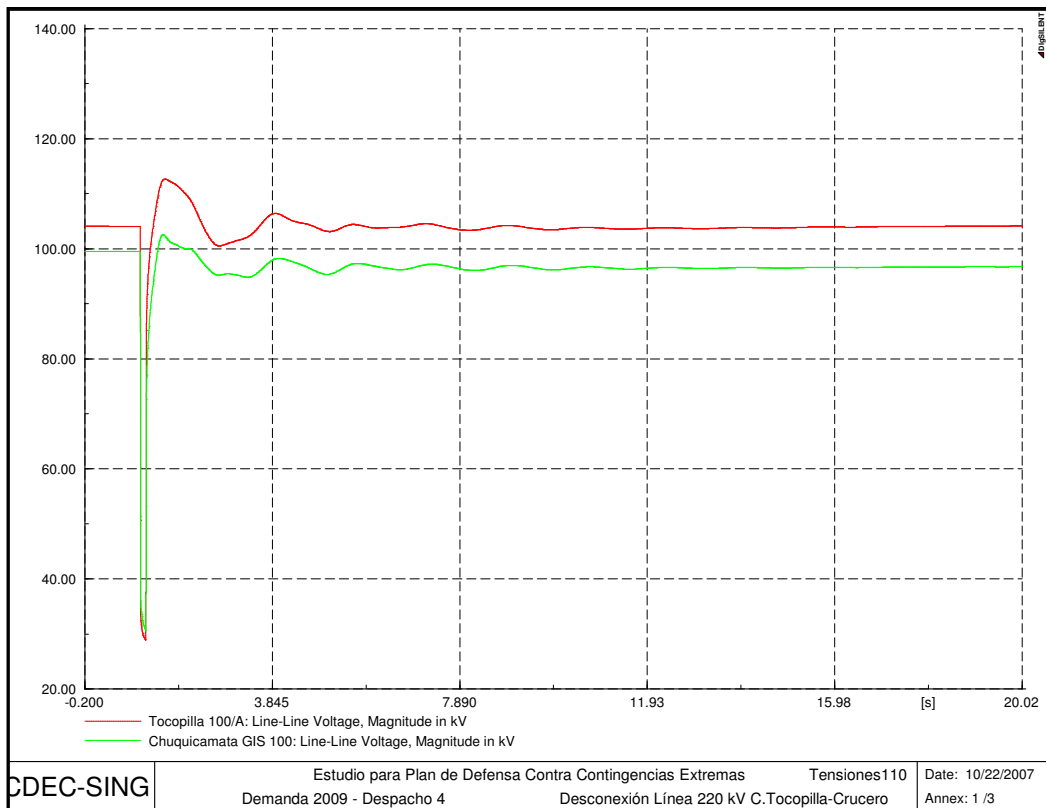


Figura 52: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°4

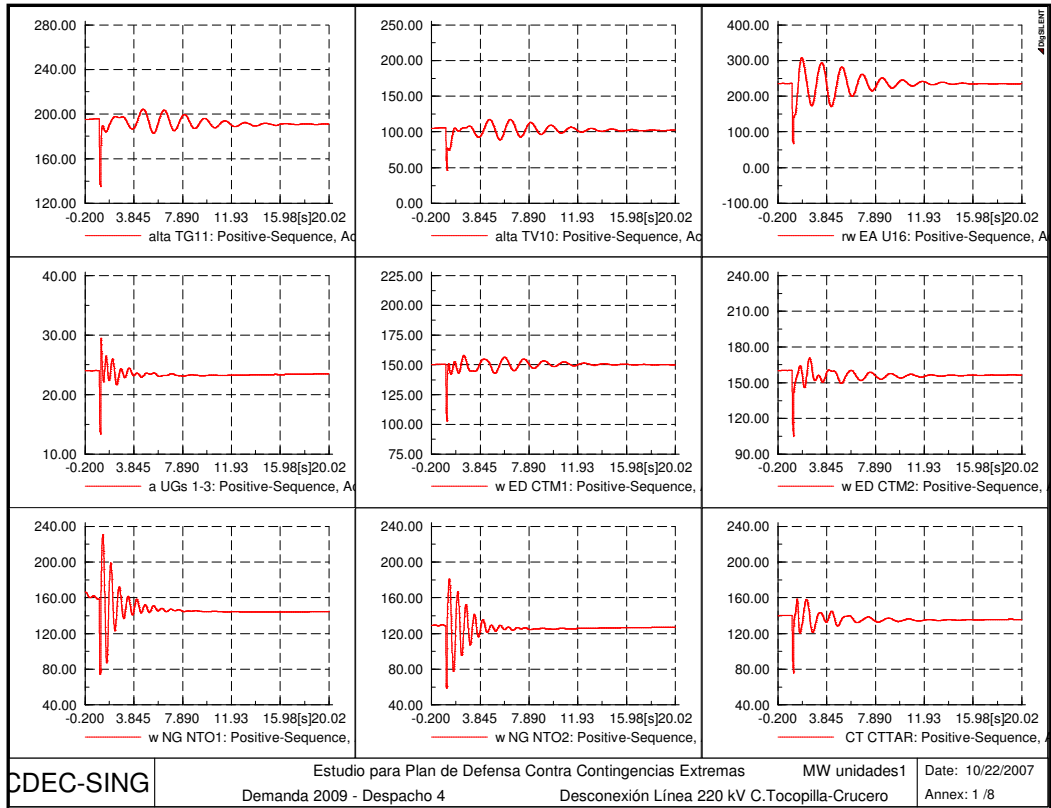


Figura 53: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°4

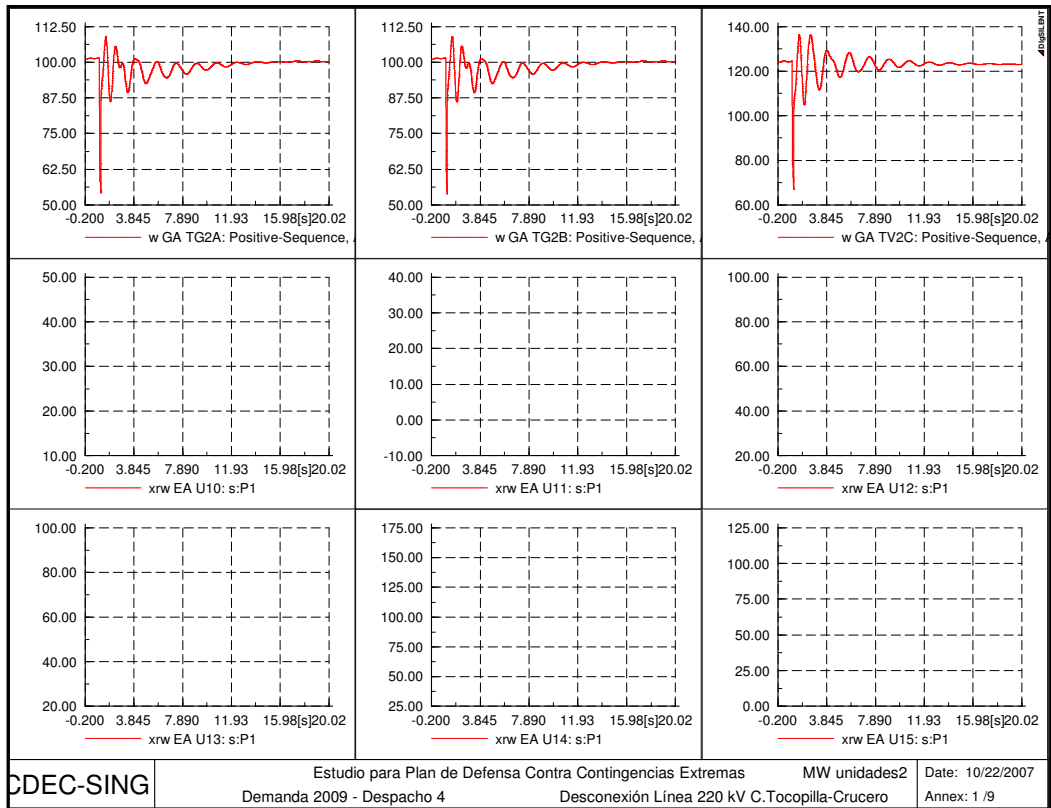


Figura 54: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°4

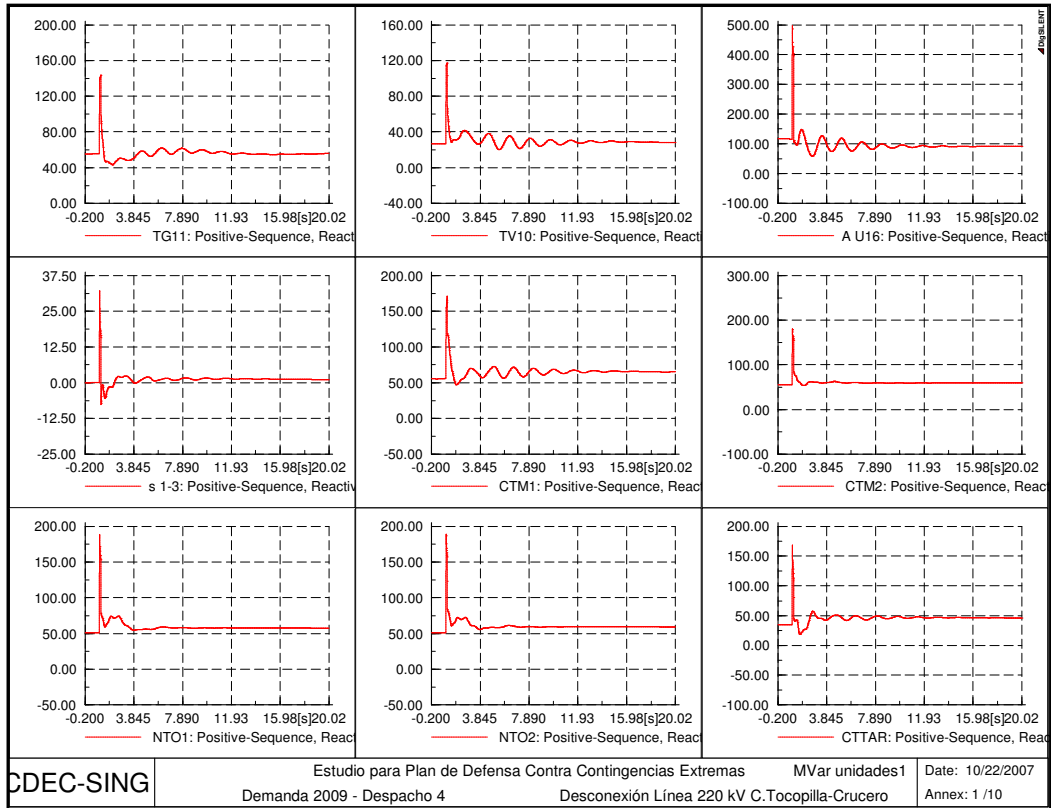


Figura 55: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°4

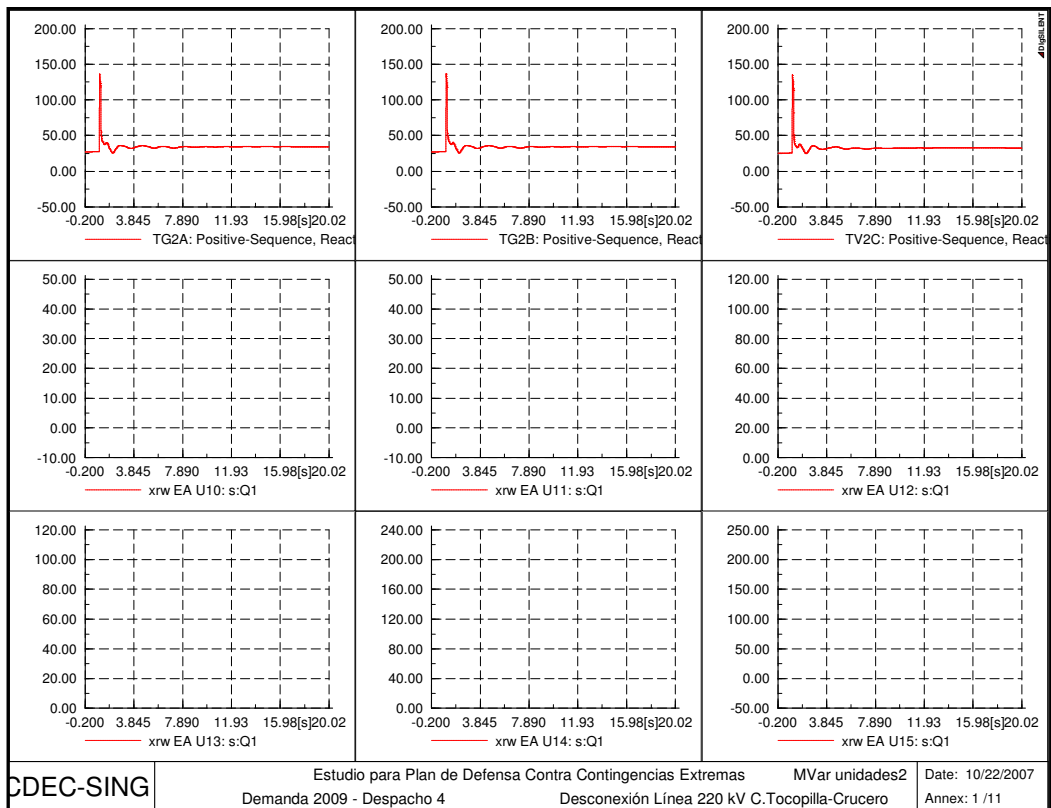


Figura 56: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°4

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°4 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | NO |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | - |
| | | Tensión mínima | N/A |
| | | Tensión Final | 0.97 [pu]-(SING) |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | | Frecuencia máxima | 50.3 [Hz]- (SING) |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Escalones EDAC | - |

Tabla 10: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°4

4.2.5. Caso de Estudio N°5

El despacho del caso de estudio N°5 se detalla en la tabla 11. La generación bruta en Tocopilla es de 460 [MW].

| | Unidad | Potencia |
|----------------|-----------------|----------|
| | | [MW] |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 |
| | CHAP | 10 |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 |
| | NTO2 | 129 |
| | NTO1 | 125 |
| | CTTAR | 140 |
| | CTM2 | 160 |
| | CTM1 | 152 |
| | CC2 2TG+TV D | 326 |
| | CC1 2TG+TV D | 315 |
| C. TOCOPILLA | U16 TG+TV | - |
| | U15 | 119 |
| | U14 | 117 |
| | U13 | 78 |
| | U12 | 78 |
| | U10 | 34 |
| | U11 | 34 |
| TOTAL | 2120 | |

Tabla 11: Despacho del SING en Caso de Estudio N°5

Los efectos de la contingencia en el SING sin el PDCE implementado se muestran en las figuras 57 a 60. La respuesta de la frecuencia, ángulos rotóricos, tensiones y potencias activa y reactiva de las unidades del sistema, considerando la acción del PDCE, se muestra en las figuras 61 a 68.

En la Tabla 12 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en el caso de estudio N°5.

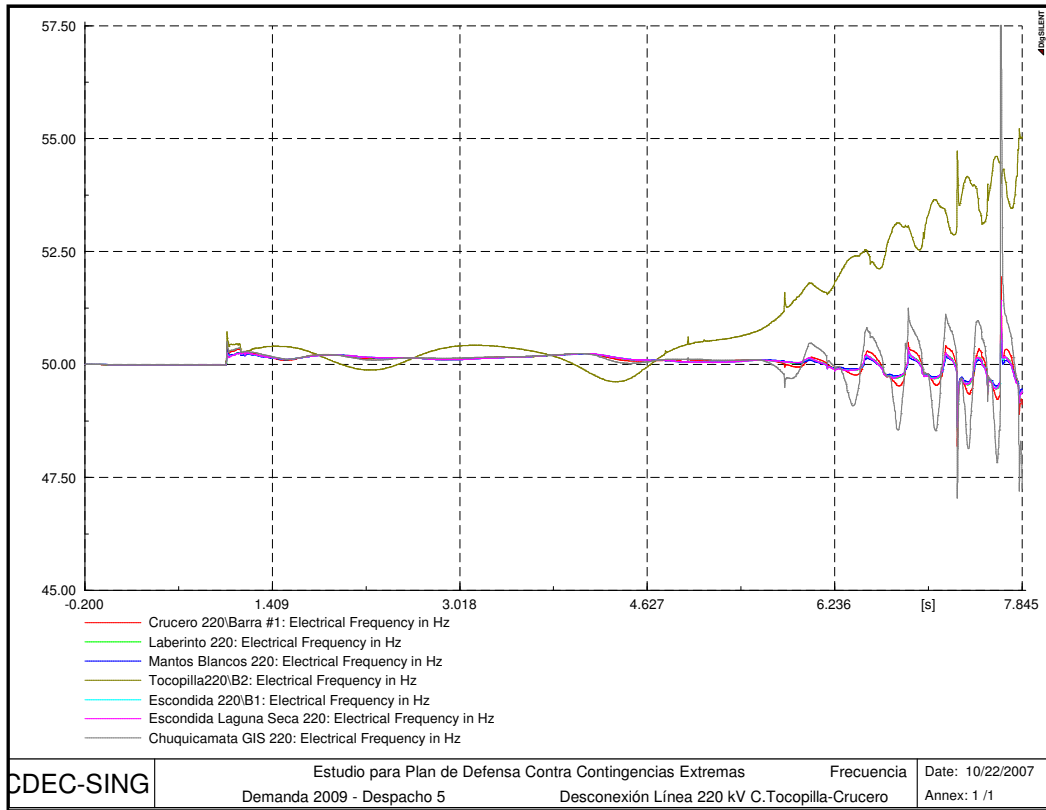


Figura 57: Comportamiento de la frecuencia sin PDCE – Caso N°5

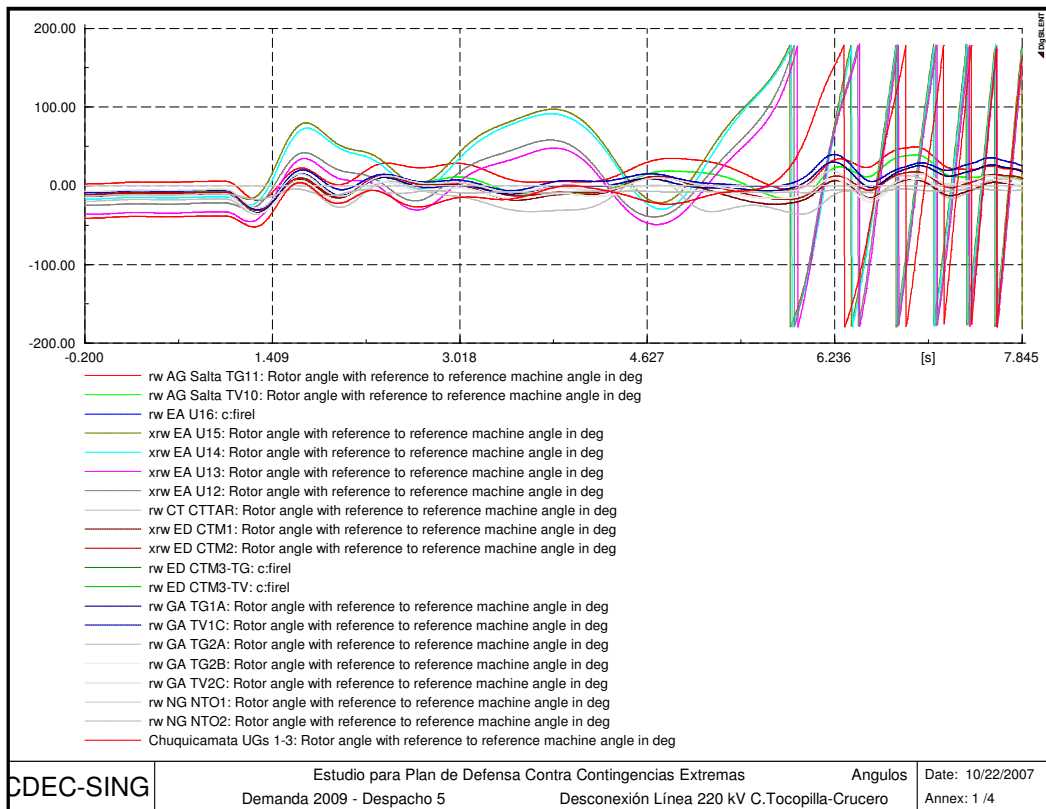


Figura 58: Comportamiento angular sin PDCE – Caso N°5

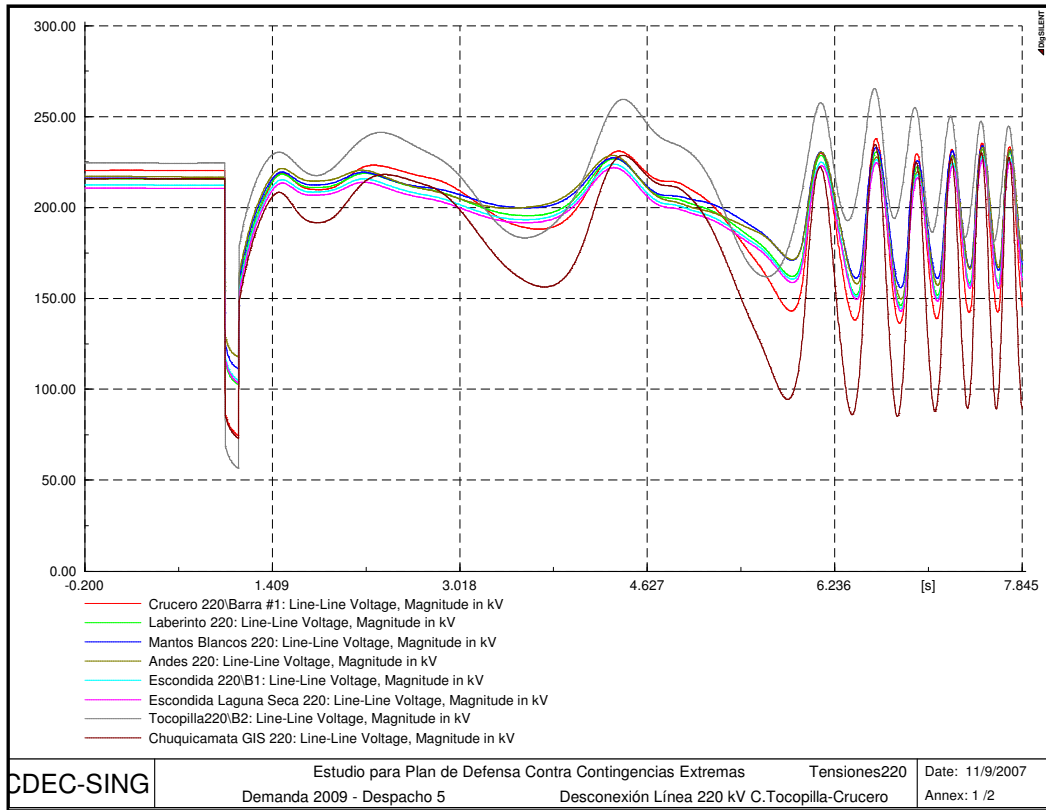


Figura 59: Comportamiento de tensiones en 220 kV sin PDCE – Caso N°5

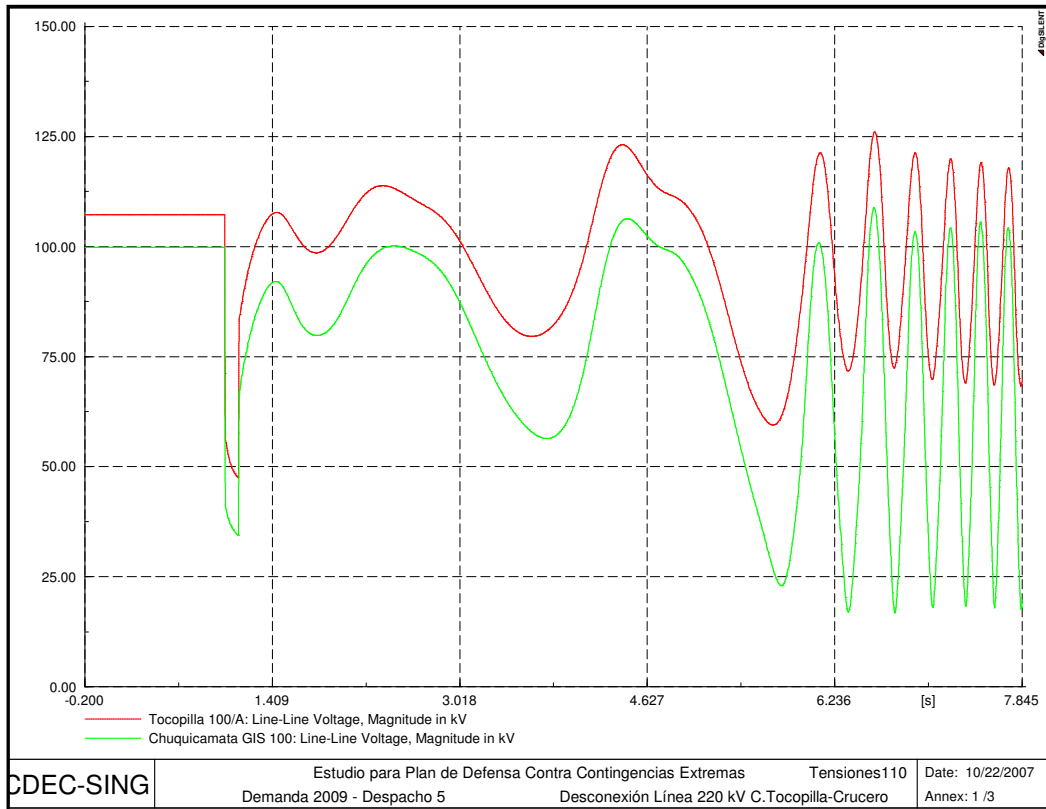


Figura 60: Comportamiento de tensiones en 100 kV sin PDCE – Caso N°5

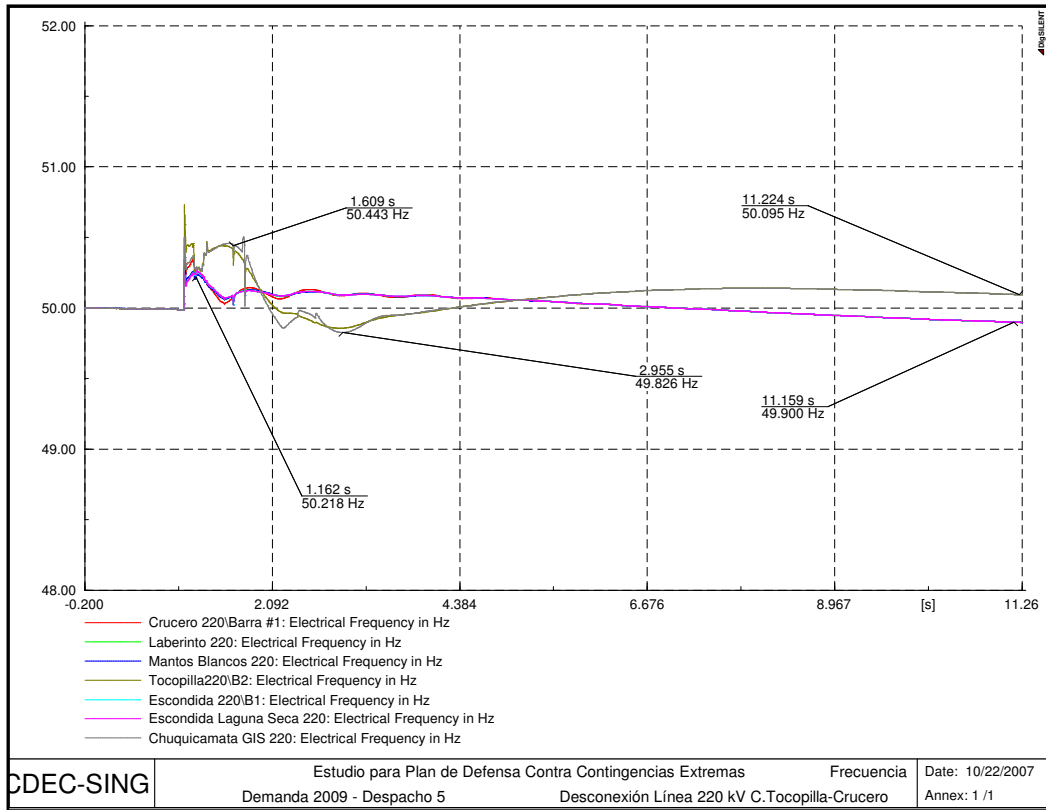


Figura 61: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°5

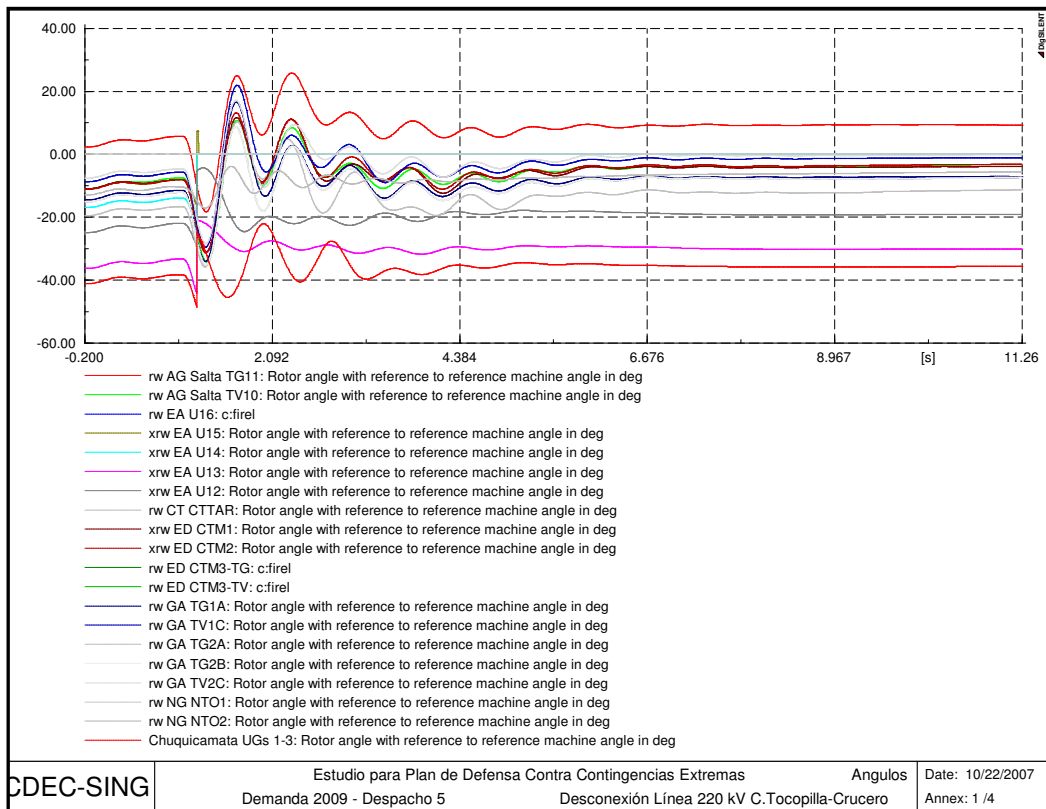


Figura 62: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°5

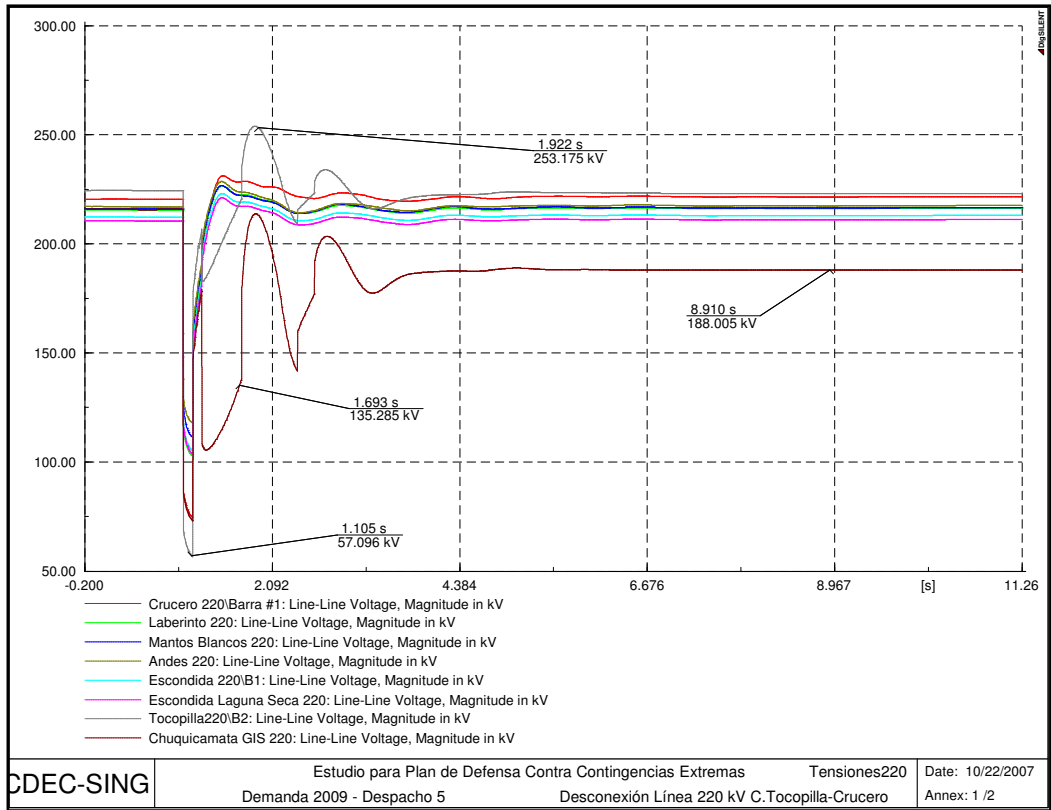


Figura 63: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°5

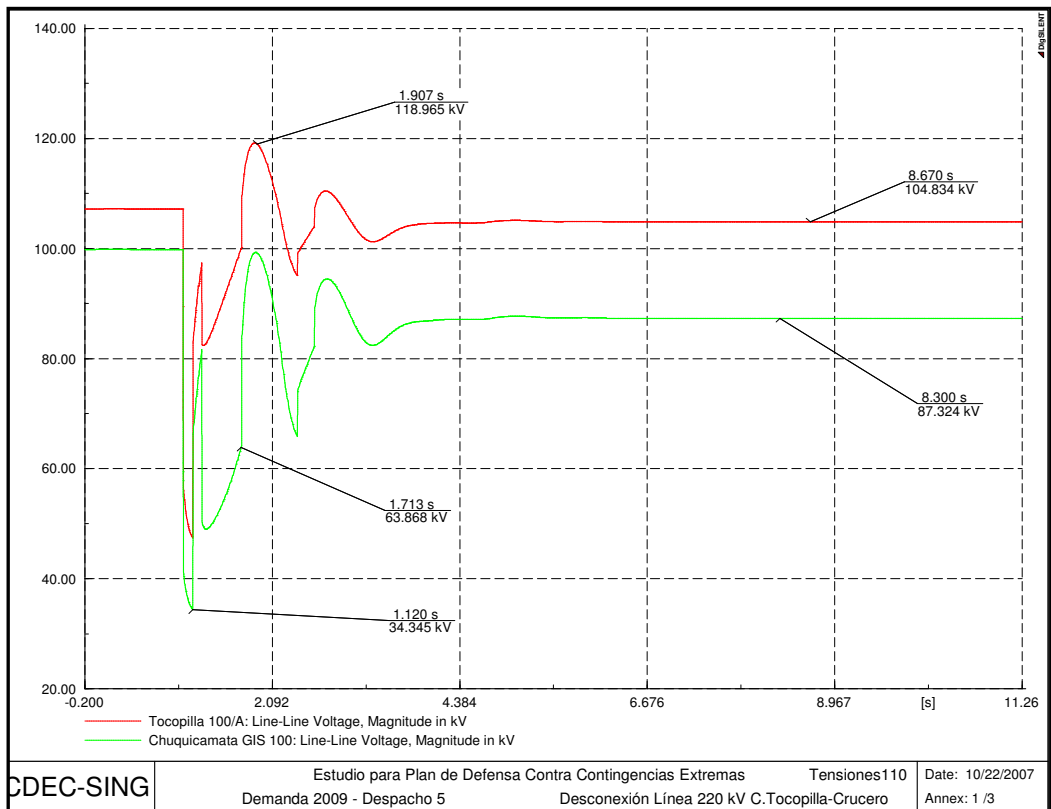


Figura 64: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°5

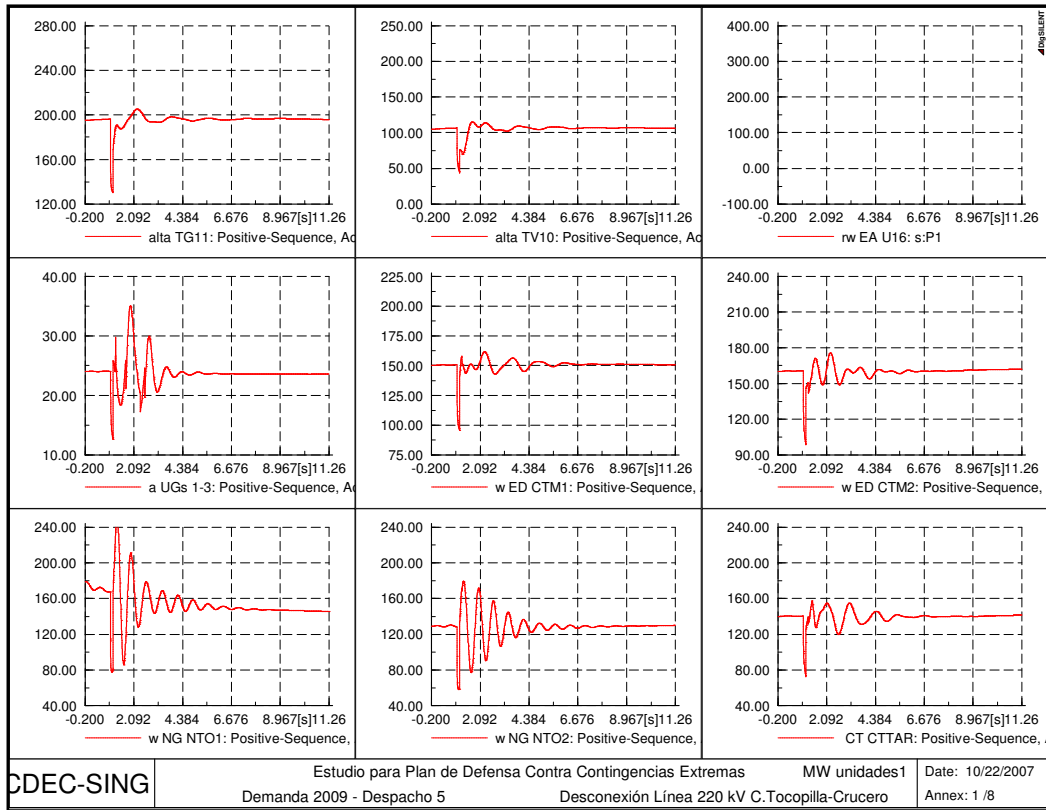


Figura 65: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°5

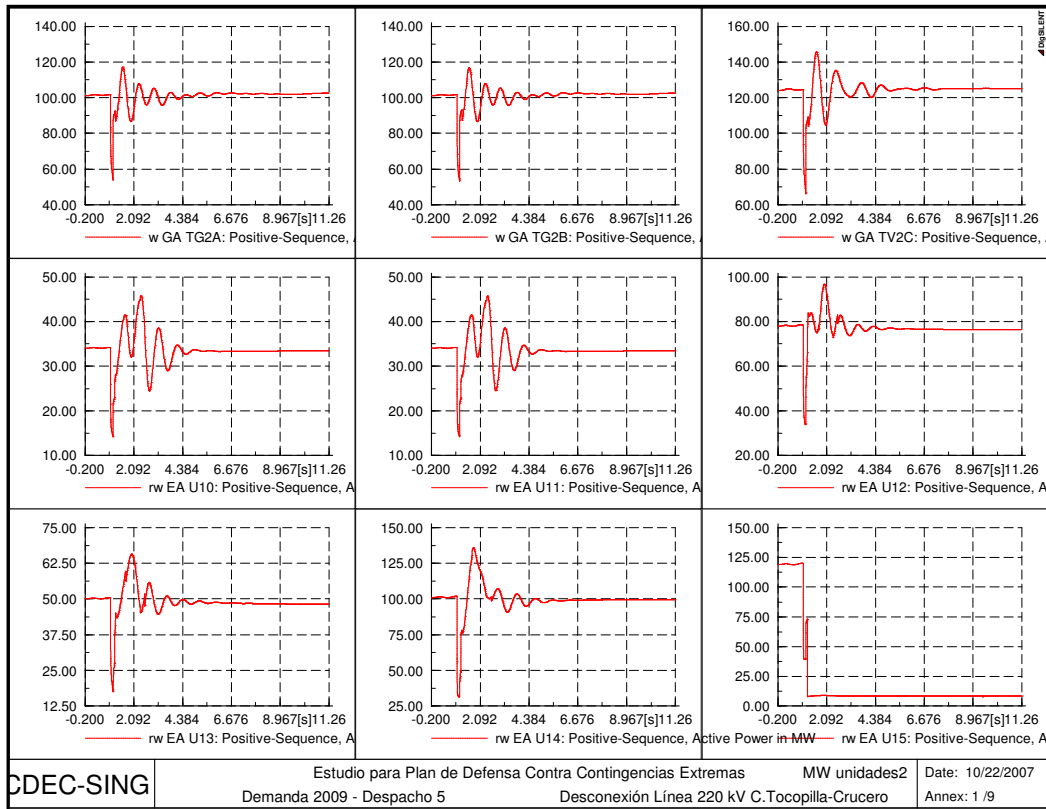


Figura 66: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°5

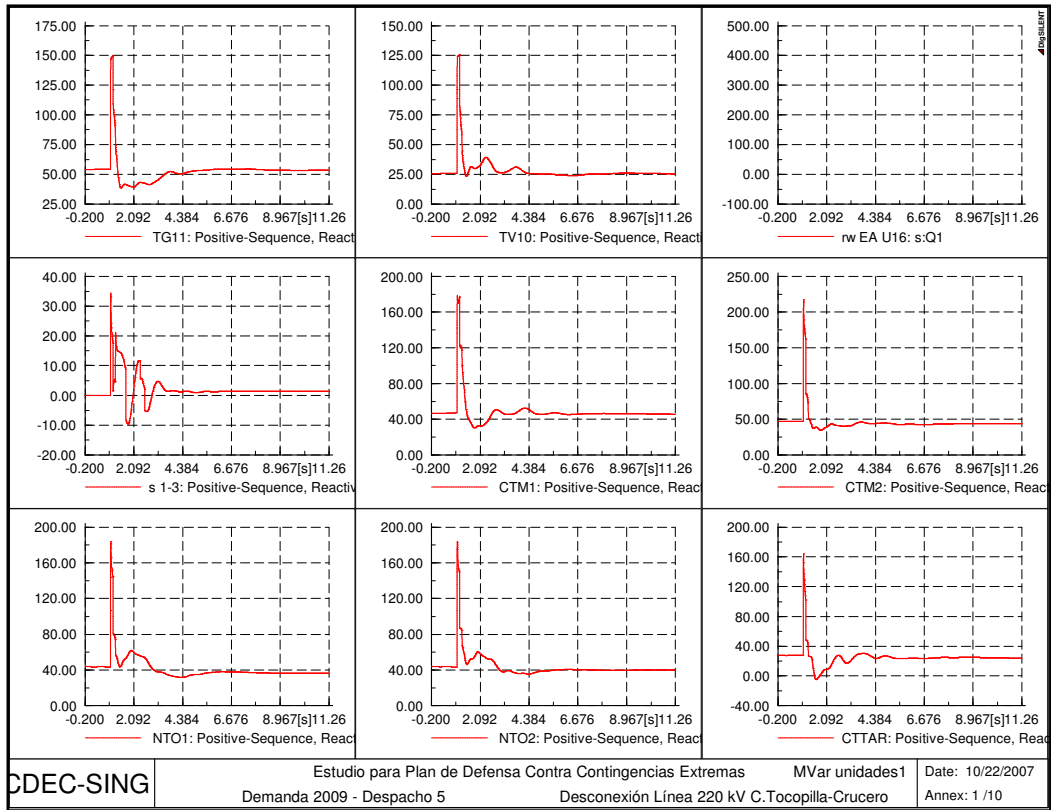


Figura 67: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°5

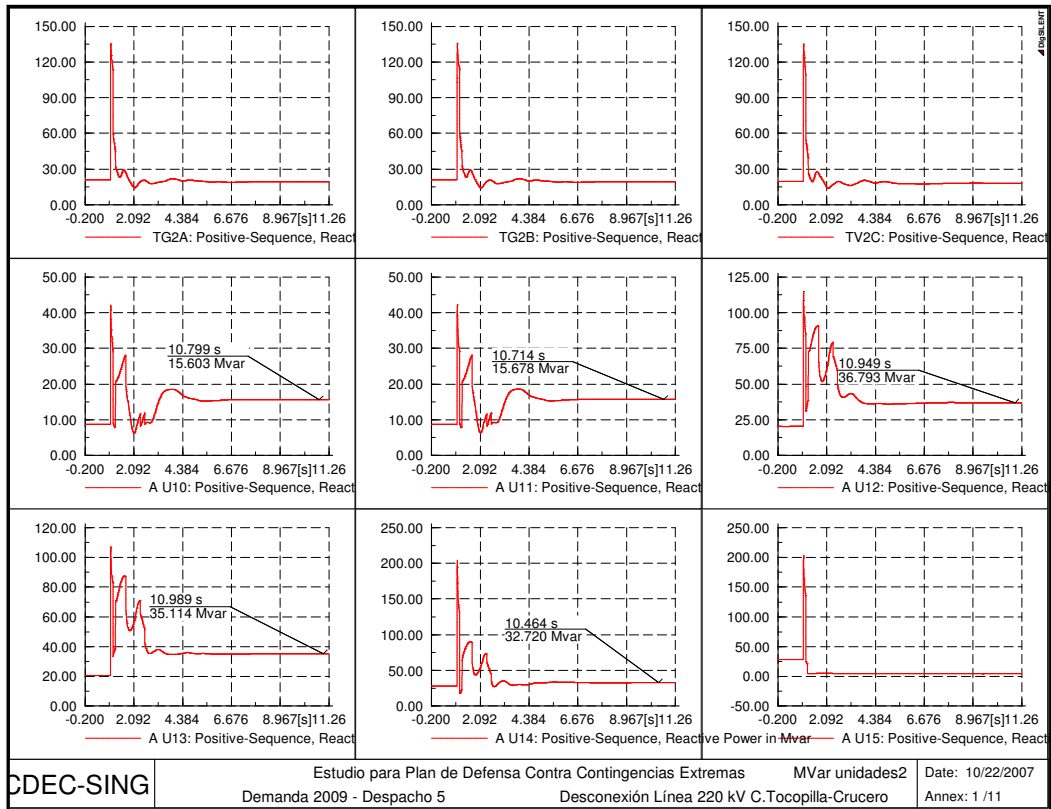


Figura 68: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°5

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°5 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | SI |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | U15 |
| | | Potencia desconectada | 119 [MW] |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | 3 |
| | | Tensión mínima | 0.344 [pu] |
| | | Tensión Final | 0.873 [pu] |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | | Frecuencia máxima | 50.44 [Hz] |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Escalones EDAC | - |

Tabla 12: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°5

4.2.6. Caso de Estudio N°6

El caso de estudio N°6 considera el despacho que se muestra en la tabla 13. La potencia despachada por las unidades de la central Tocopilla alcanza los 392 [MW] brutos.

| | Unidad | Potencia | |
|----------------|-----------------|-----------------|-----|
| | | [MW] | |
| RESTO DEL SING | CAVA | 3 | |
| | CHAP | 10 | |
| | CC SALTA 1TG+TV | 300 | |
| | NTO2 | 129 | |
| | NTO1 | 125 | |
| | CTTAR | 140 | |
| | CTM2 | 160 | |
| | CTM1 | 152 | |
| | CC2 2TG+TV D | 326 | |
| | CC1 2TG+TV D | 320 | |
| | OTRAS MAQUINAS | 60 | |
| | C. TOCOPILLA | U16 TG+TV | - |
| | | U15 | 119 |
| U14 | | 117 | |
| U13 | | 78 | |
| U12 | | 78 | |
| U10 | | - | |
| U11 | | - | |
| | TOTAL | 2117 | |

Tabla 13: Despacho del SING en Caso de Estudio N°5

Para este despacho no es necesaria la acción del PDCE, ya que los efectos de la contingencia en el SING no son significativos del punto de vista de la estabilidad del sistema. El PDCE implementado no actuará ya que el nivel de generación en la central Tocopilla no es suficiente para activar el control del PDCE. Los efectos de la contingencia en el SING con el PDCE implementado se muestran en las figuras 69 a 76.

Un resumen de los resultados obtenidos para el caso de estudio N°6 se muestra en la Tabla 14.

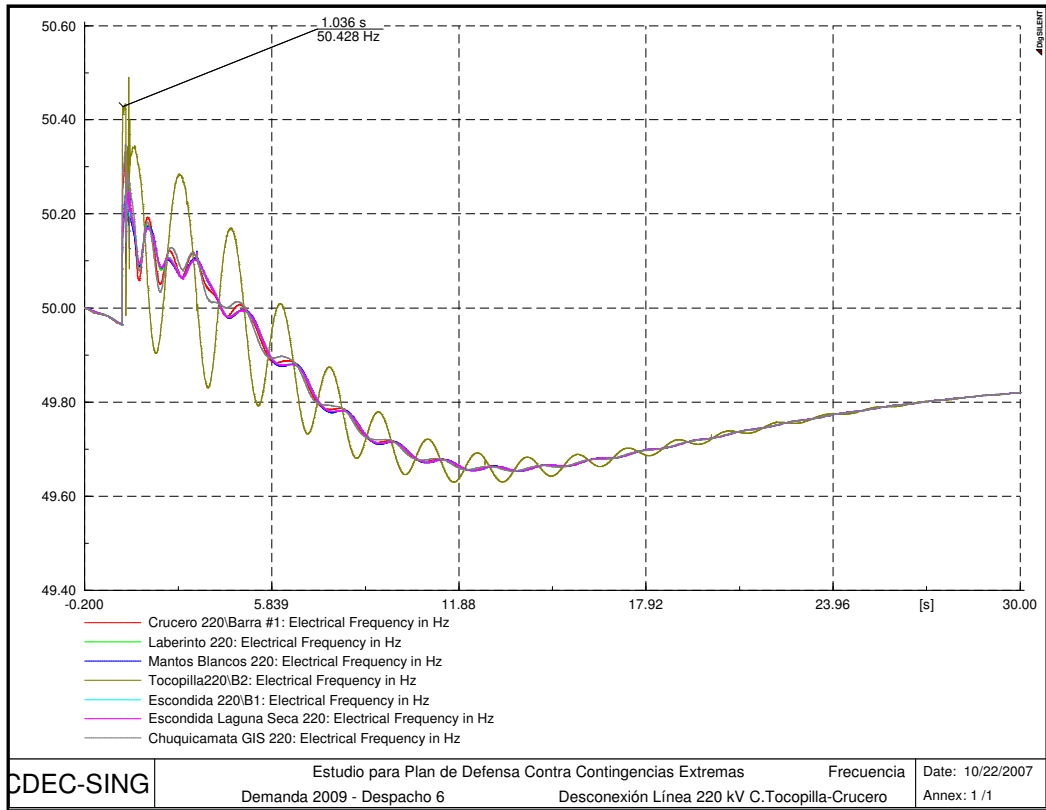


Figura 69: Comportamiento de la frecuencia con PDCE – Caso N°6

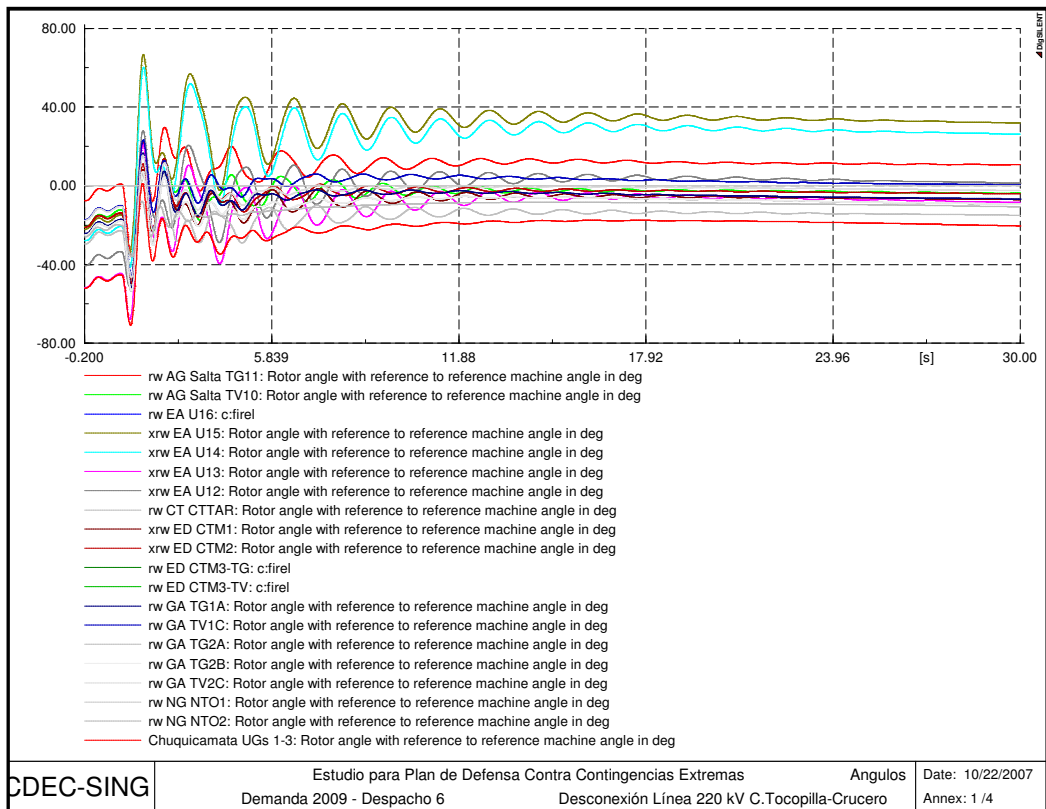


Figura 70: Comportamiento angular con PDCE – Caso N°6

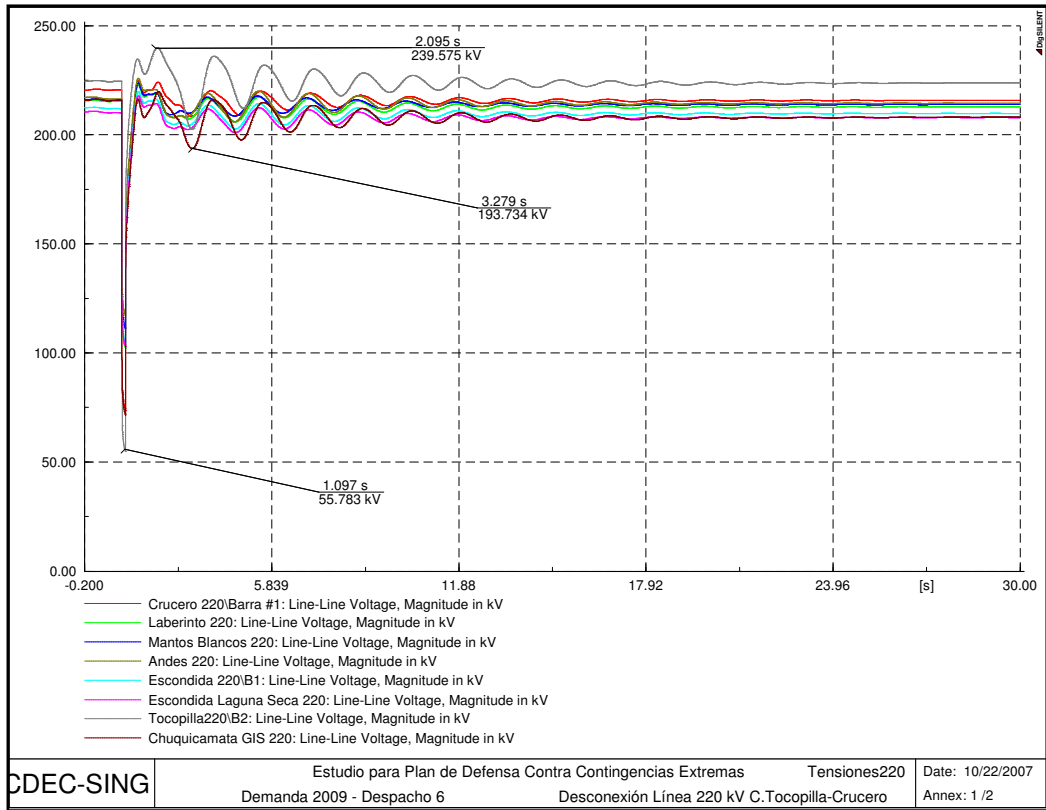


Figura 71: Comportamiento de tensiones en 220 kV con PDCE – Caso N°6

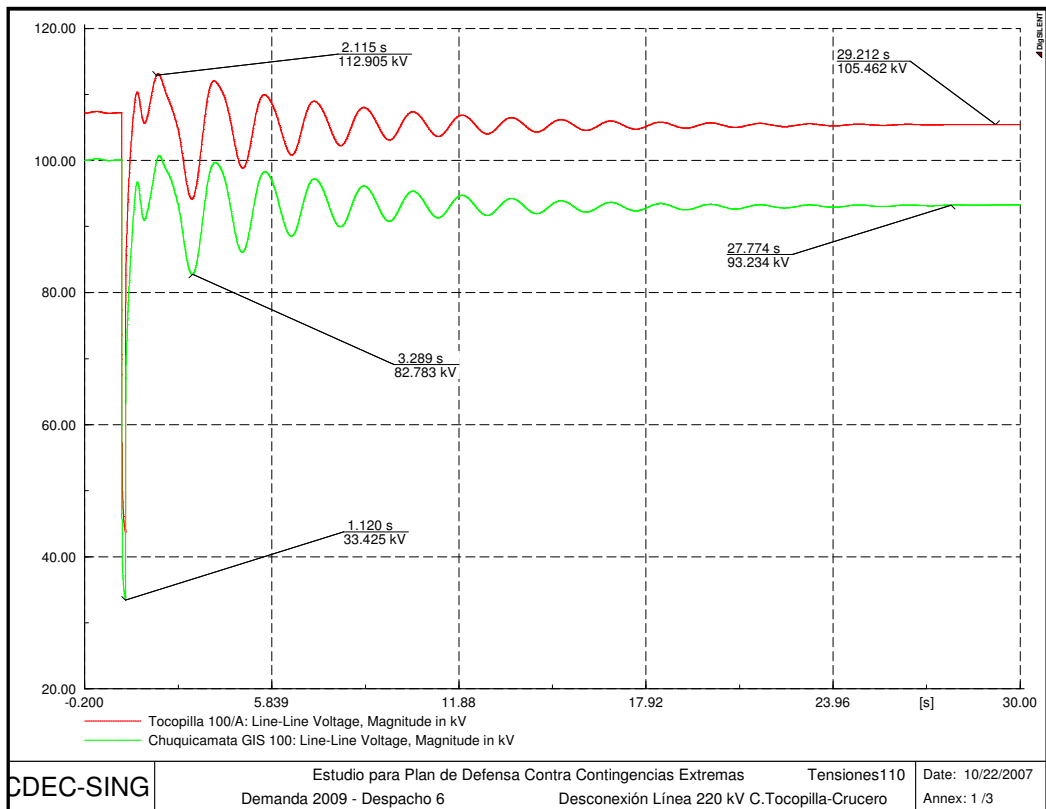


Figura 72: Comportamiento de tensiones en 100 kV con PDCE – Caso N°6

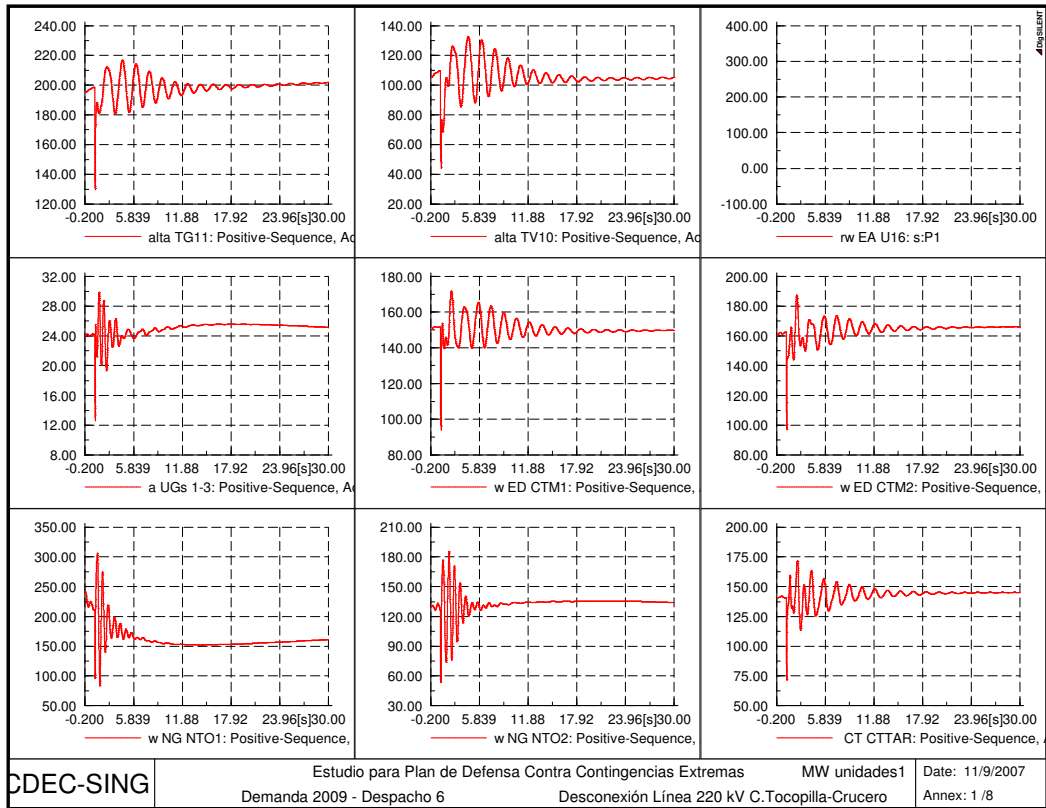


Figura 73: Comportamiento de potencia activa en unidades (1) con PDCE – Caso N°6

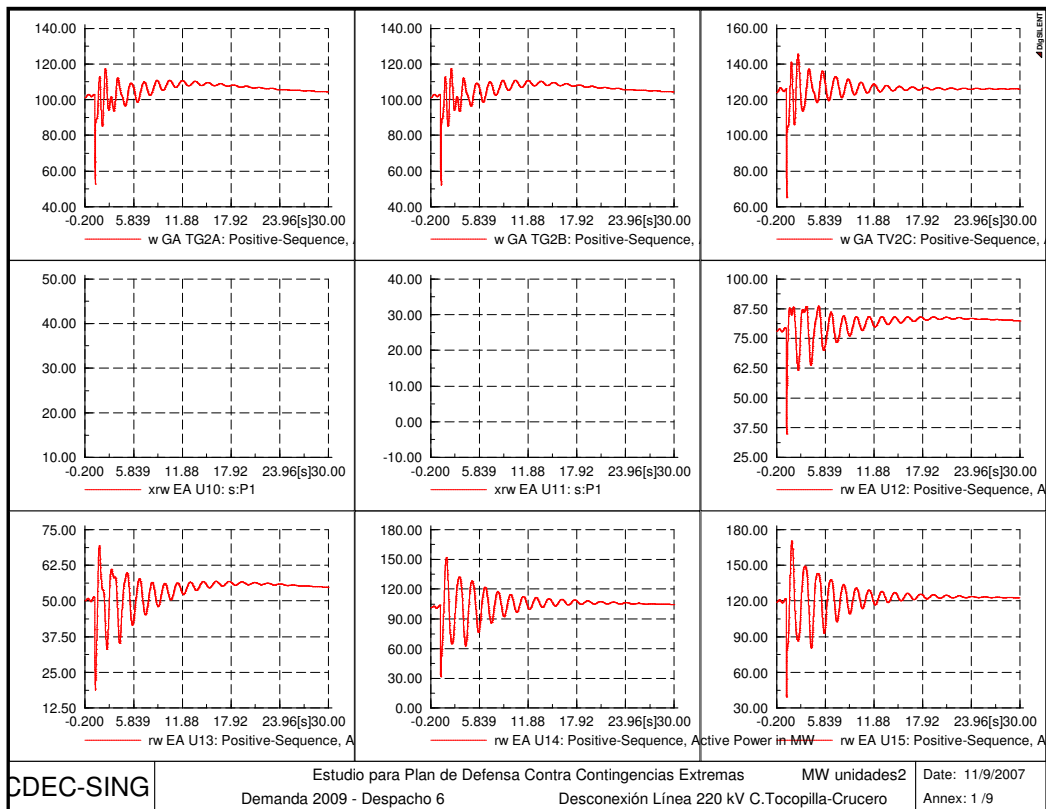


Figura 74: Comportamiento de potencia activa en unidades (2) con PDCE – Caso N°6

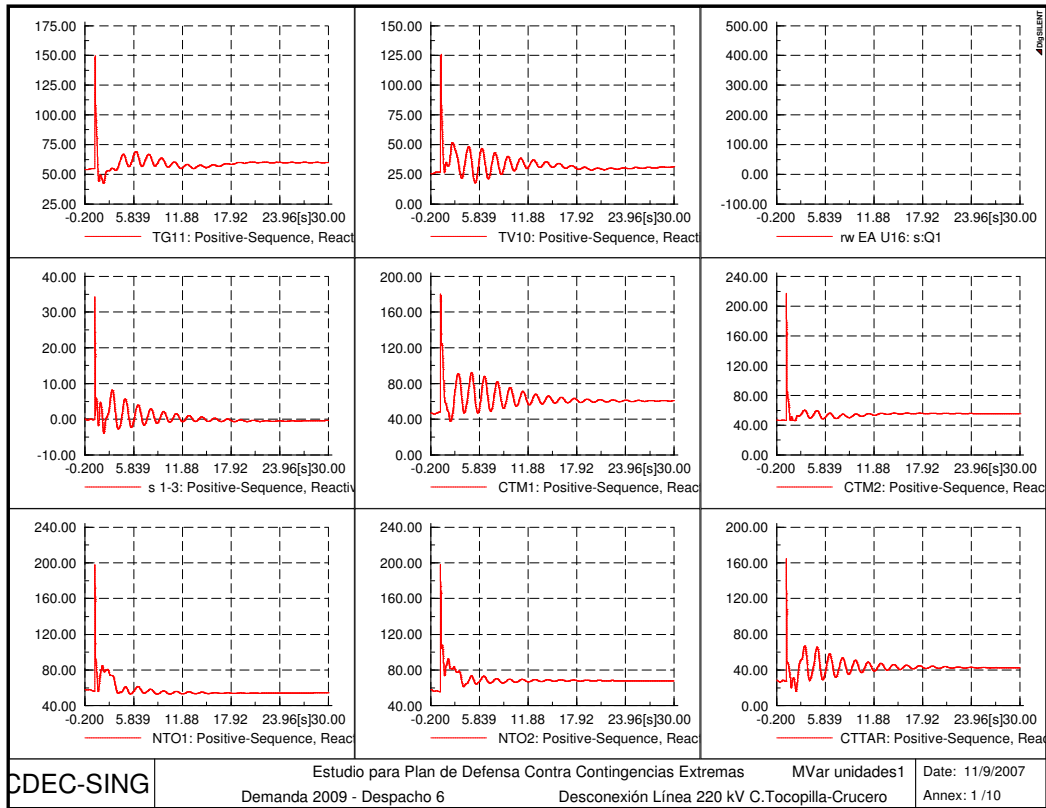


Figura 75: Comportamiento de reactivos en unidades (1) con PDCE – Caso N°6

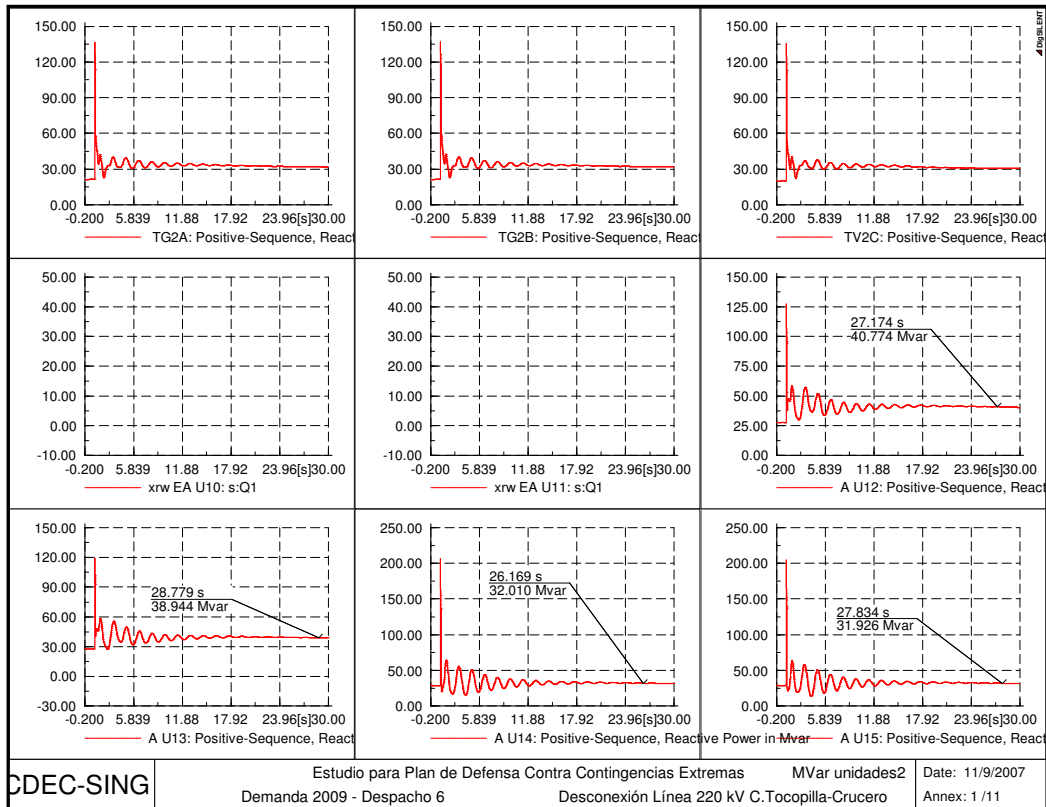


Figura 76: Comportamiento de reactivos en unidades (2) con PDCE – Caso N°6

| RESUMEN CASO DE ESTUDIO N°6 | | | |
|-----------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| ISLA | Evaluador | ¿Actúa el PDCE? | NO |
| | EDAG Lazo Abierto | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | EDAC subtensión | Escalones desconectados | - |
| | | Tensión mínima | N/A |
| | | Tensión Final | 0.932 [pu] (SING) |
| | EDAG Lazo Cerrado | Unidades desconectadas | - |
| | | Potencia desconectada | - |
| | | Frecuencia máxima | 50.43 [Hz] (SING) |
| | SING | | Frecuencia mínima |
| | | Escalones EDAC | - |

Tabla 14: Resumen de Resultados Caso de Estudio N°6

5. CONCLUSIONES

El diseño del esquema de control propuesto como PDCE es robusto frente a distintos niveles de generación en Central Tocopilla y de carga en los consumos Chuquicamata y Calama, en cuanto es capaz de analizar la situación particular del sistema para determinar los montos de generación y carga que se necesita desconectar y así alcanzar el objetivo de control buscado; principalmente en lo que respecta a evitar un eventual apagón total del SING. Se adapta de buena manera a los distintos despachos de prueba a los que fue sometido, sin necesidad de personalizar su diseño para cada caso.

El EDAC por subtensión considera la desconexión no controlada de carga en Chuquicamata debido a las fuertes perturbaciones sufridas por el sistema producto de la falla y posterior formación de la isla eléctrica, dejando un tiempo muerto antes de tomar medidas de desconexión de carga en espera de la ocurrencia de dichas desconexiones no controladas; además, sus acciones de desconexión de carga se basan en el nivel de tensión medido en el consumo Chuquicamata. Como resultado de ello, el desempeño del PDCE es robusto frente a desconexiones intempestivas de carga, independiente de su magnitud.

Existen parámetros de ajuste en el diseño de cada bloque del Plan de Defensa, que deben ser ajustados para lograr un control lo menos agresivo posible en términos de las excursiones angulares de las máquinas, niveles de tensión en las barras y frecuencia dentro de la isla. El control del Plan de Defensa no se extiende fuera de la isla Central Tocopilla-Chuquicamata, ya que el resto del SING percibirá la formación de la isla como una pérdida de generación cercana a unos 250 MW en el peor de los casos, dados los actuales niveles de despacho de la central Tocopilla, monto que es controlado a través del EDAC por subfrecuencia del que dispone el SING.

Dados los actuales problemas de abastecimiento de gas natural proveniente de Argentina que presenta el SING, existen dificultades en la programación de despachos bajo ciertas condiciones de demanda en el sistema. Éstos problemas son agravados por la restricción adicional de la Central Tocopilla, la cual considera una generación máxima de 590 [MW] brutos producto que mayores montos de potencia en la central violan el criterio N-1 en el doble circuito de la Línea 220 kV Central Tocopilla-Crucero, lo cual redundaría en un posible apagón del SING frente a la ocurrencia de una falla que implique la salida de uno de los circuitos de la línea. La implementación del PDCE permitiría, bajo condiciones críticas de abastecimiento de gas, operar con despachos superiores a los permitidos actualmente, como se verifica en el caso de estudio N°1 donde el despacho de la Central Tocopilla alcanza los 780 [MW] brutos; sin arriesgar posibles apagones en el SING, lo que se traduciría en un beneficio económico directo para el sistema.

REFERENCIAS

- [1] “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Comisión Nacional de Energía. Santiago de Chile, 2005.
- [2] S.Shahnawaz Ahmed, N. Chandra Sarker, et al. “A Scheme for Controlled Islanding to Prevent Subsequent Blackout”, Universiti Teknologi Malaysia, 2002
- [3] X. Wang, V. Vittal, “System Islanding Using Minimal Cutsets with Minimum Net Flow”, Iowa State University. USA.
- [4] V. Vittal, W. Kliemann, et al. “Determination of Generator Groupings for an Islanding Scheme in the Manitoba Hydro System Using the Method of Normal Forms”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998.
- [5] L. H. Fink and K. Carlsen. “Operating Under Stress and Strain”. IEEE Spectrum, vol. 15, pp. 48-53, March 1978.
- [6] Vieira, F., Pilotto L.A.S., et al. “Brazilian Defense Plan Against Extreme Contingencies”. CEPEL – Control de Pesquisas de Energía Eléctrica. Rio de Janeiro, Brazil, 2001.
- [7] Lu, Ch., Hsiao, T., Liu, Y. “Defense Plan Design in a Longitudinal Power System”. Taiwan, 2002.
- [8] P. Kundur. “Power System Stability and Control”. McGraw-Hill, Inc. United States. 1994.
- [9] “Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión”. Dirección de Operación, CDEC-SING, 2007.
- [10] J. F. Orias. “Bases de un Plan de Defensa contra Contingencias Extremas en el SING”. Tesis Ingeniero Civil Eléctrico. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, 2007.
- [11] U. G. KNIGHT. “Power Systems in Emergencies”. John Wiley & Sons Ltd. England. 2001.
- [12] P. Gomes, “Best Practices to Improve Power System Dynamic Performance and Reduce Risk of cascading Blackouts”. Apuntes.
- [13] D. Pizarro G. “Control de Estabilidad Transitoria mediante Aplicación de Sistemas de Desconexión Automática de Carga (DAG)”. Tesis Magister en Ingeniería Eléctrica. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile, 2007.

- [14] A. N. Michel, A. A. Fouad, V. Vittal. "Power System Transient Stability Using individual Machine Energy Functions", IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. Cas-30, No. 5, May 1983.
- [15] N. Narasimhamurthi, M. T. Musavi. "A Generalized energy Function for Transient Stability Analysis of Power Systems", IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. cas-31, No 7, July 1984.

ANEXO A

Características Principales del SING³

El SING se extiende entre Tarapacá y Antofagasta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio continental. En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que explica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de la población. Ésta se ubica principalmente en el borde costero. Según cifras del censo de 2002, la población alcanza al 6,1% del total nacional y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí.

Se pueden identificar las siguientes características importantes del SING:

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.

Debido a la condición hidrológica, climática y geográfica del SING, el abastecimiento eléctrico de los distintos centros de consumo se inició con sistemas locales independientes entre sí y destinados exclusivamente a resolver sus necesidades. A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sistemas, dando origen al Sistema Interconectado del Norte Grande.

Las unidades generadoras del SING están distribuidas en 11 centrales, las que pertenecen principalmente a 6 empresas generadoras. En la tabla A.1 se muestran las unidades del SING, su potencia bruta máxima, la central y empresa a la que pertenecen y otras características de interés.

La figura A.1 ilustra la información de la capacidad instalada por empresa generadora en el SING, contenida en la tabla A.2. La figura A.2 muestra un diagrama unilineal esquemático simplificado del SING.

³ Información obtenida del Anuario 1997-2006 del CDEC-SING

| Propietario | Nombre de la Central | Unidad | Nº Componentes | Potencia Bruta Total [MW] |
|---|--------------------------|--------------|----------------|---------------------------|
| Celta | Termoeléctrica Tarapacá | TGTAR | 1 | 23,750 |
| | | CTTAR | 1 | 158,000 |
| Edelnor | Chapiquiña | CHAP | 2 | 10,200 |
| | | Diesel Arica | M1AR | 3 |
| | M2AR | | 2 | 2,924 |
| | GMAR | | 4 | 8,400 |
| | Diesel Iquique | SUIQ | 3 | 4,200 |
| | | MIQ | 2 | 2,924 |
| | | MAIQ | 1 | 5,936 |
| | | TGIQ | 1 | 23,750 |
| | | MSIQ | 1 | 6,200 |
| | Diesel Antofagasta | MAAN | 2 | 11,872 |
| | | GMAN | 8 | 16,800 |
| Termoeléctrica Mejillones | CTM1 | 1 | 165,900 | |
| | CTM2 | 1 | 175,000 | |
| | CTM3 | 2 | 250,750 | |
| Diesel Mantos Blancos | MIMB | 10 | 28,640 | |
| Cavancha | CAVA | 1 | 2,602 | |
| Electroandina | Termoeléctrica Tocopilla | U10 | 1 | 37,500 |
| | | U11 | 1 | 37,500 |
| | | U12 | 1 | 85,300 |
| | | U13 | 1 | 85,500 |
| | | U14 | 1 | 128,300 |
| | | U15 | 1 | 130,300 |
| | | U16 | 2 | 400,000 |
| | | TG1 | 1 | 24,698 |
| | | TG2 | 1 | 24,931 |
| | | TG3 | 1 | 37,500 |
| | | AES Gener | Salta | CC SALTA |
| Gasatacama Generación | Atacama | CC1 | 3 | 395,900 |
| | | CC2 | 3 | 384,700 |
| | Diesel Enaex | DEUTZ | 3 | 1,959 |
| | | CUMMINS | 1 | 0,722 |
| Norgener | Termoeléctrica Norgener | NTO1 | 1 | 136,300 |
| | | NTO2 | 1 | 141,040 |
| TOTAL SISTEMA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 = 3595 MW | | | | |

Tabla A.1: Unidades Generadoras del SING

| Potencia Instalada por Empresa | | |
|---------------------------------------|----------------|---------------|
| | MW | (%) |
| AES GENER | 642,8 | 17,9% |
| CELTA | 181,8 | 5,1% |
| EDELNOR | 719,1 | 20,0% |
| ELECTROANDINA | 991,5 | 27,6% |
| GASATACAMA | 783,3 | 21,8% |
| NORGENER | 277,3 | 7,7% |
| TOTAL | 3.595,8 | 100,0% |

Tabla A.2: Capacidad Instalada por Empresa en el SING

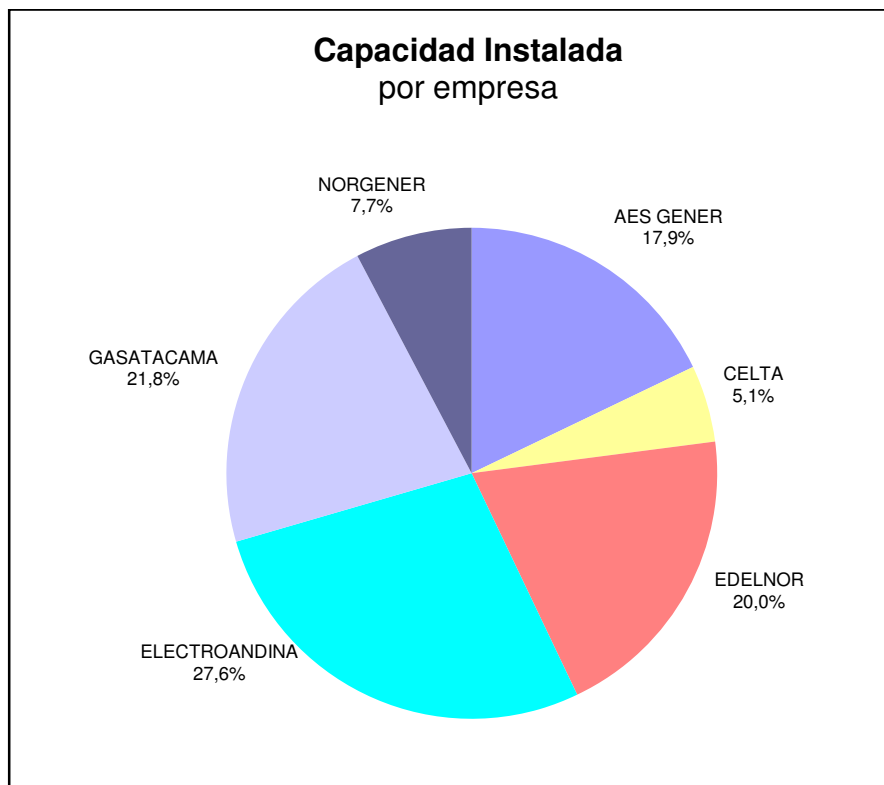


Figura A.1: Capacidad Instalada por Empresa en el SING



Figura A.2: Unilineal Simplificado del SING

ANEXO B

Características de Unidades en Central Tocopilla

La central Tocopilla está compuesta por 10 unidades generadoras, que suman una capacidad instalada total de 991 [MW] en la central. Las características particulares y parámetros de comportamiento dinámico de cada máquina se muestran en las tablas B.1 y B.2.

| Unidad | H | Estatismo | Vnom | F.P. |
|--------|------|------------|------|------|
| | s | %bp MVA | kV | |
| TG1 | 2,5 | 4 | 11,5 | 0,85 |
| TG2 | 2,5 | 4 | 11,5 | 0,85 |
| TG3 | 2,5 | 4 | 11,5 | 0,85 |
| U10 | 4,7 | 5 | 13,8 | 0,85 |
| U11 | 4,7 | 5 | 13,8 | 0,85 |
| U12 | 4,17 | 6,5 | 13,8 | 0,85 |
| U13 | 4,17 | 6,5 | 13,8 | 0,85 |
| U14 | 5,63 | 12 | 13,8 | 0,85 |
| U15 | 5,63 | 12 | 13,8 | 0,85 |
| U16-TG | 6,32 | 5,5 | 21 | 1 |
| U16-TV | 6,32 | N/I | 21 | 1 |

Figura B.1: Parámetros Dinámicos de Unidades en Central Tocopilla

| Unidad | xd | xq | xd' | xq' | xd'' | xq'' |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | p.u. | p.u. | p.u. | p.u. | p.u. | p.u. |
| TG1 | 1,8990 | 1,8150 | 0,2660 | 0,5170 | 0,2360 | 0,3012 |
| TG2 | 1,8990 | 1,8150 | 0,2660 | 0,5170 | 0,2360 | 0,3012 |
| TG3 | 2,3420 | 1,6500 | 0,6180 | 0,2987 | 0,4510 | 0,2000 |
| U9 | 1,2700 | 1,1540 | 0,2000 | 0,1799 | 0,1748 | 0,1589 |
| U10 | 1,7700 | 1,6500 | 0,2400 | 0,2876 | 0,1850 | 0,2198 |
| U11 | 1,7700 | 1,6500 | 0,2400 | 0,2876 | 0,1850 | 0,2198 |
| U12 | 1,5700 | 1,5100 | 0,2610 | 0,2810 | 0,1620 | 0,2009 |
| U13 | 1,5700 | 1,5100 | 0,2610 | 0,2810 | 0,1620 | 0,2009 |
| U14 | 2,1100 | 1,9214 | 0,2390 | 0,1996 | 0,1740 | 0,1655 |
| U15 | 2,0900 | 1,9214 | 0,1940 | 0,1996 | 0,1820 | 0,1655 |
| U16 | 2,1300 | 2,0400 | 0,3400 | 0,5700 | 0,2700 | 0,2900 |

Figura B.2: Otras características de Unidades en Central Tocopilla

ANEXO C

Detalles del EDAC del SING

El Esquema de Desconexión de Carga por subfrecuencia utilizado en las simulaciones corresponde al previsto para el horizonte de evaluación del estudio, según los criterios establecidos en el Estudio de EDAC – Subfrecuencia publicado por el CDEC-SING en febrero de 2007. Para el año 2009 el esquema considera una total de 620 [MW] de carga susceptibles a ser desconectados, distribuidos en 8 escalones. En la tabla C.1 se detallan la frecuencia umbral y los montos de carga a desconectar en cada escalón.

| COORDINADO | S/E | Escalones | | | | | | | | Total Desc. [MW] |
|------------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|------------------|
| | | 49 Hz I [MW] | 48,9 Hz II [MW] | 48,8 Hz III [MW] | 48,7 Hz IV [MW] | 48,6 Hz V [MW] | 48,5 Hz VI [MW] | 48,4 Hz VII [MW] | 48,3 Hz VIII [MW] | |
| AGUAS DEL ALTIPLANO | Pozo Almonte | | | | 0,2 | | | | | 0,2 |
| CODELCO CHILE | Chuquicamata | 3,0 | 7,0 | 13,5 | 21,0 | 12,5 | 12,5 | 23,5 | 12,0 | 105,0 |
| | Radomiro Tomic | 3,0 | | 11,0 | | 11,0 | | 13,5 | | 38,5 |
| DESALANT | Desalant | | | | 1,0 | | | | | 1,0 |
| ELECDA | Esmeralda | 3,8 | | | | | 4,0 | | 5,0 | 12,8 |
| | Calama | | | | | | | | | 0,0 |
| | Tocopilla | | 3,0 | | | | | | | 3,0 |
| | Mejillones | | | | | | | | | 0,0 |
| ELIQSA | Cóndores | | | 4,2 | 2,1 | | 2,3 | 7,4 | 3,0 | 19,0 |
| EMELARI | Parínacota | | | 1,7 | 3,7 | 4,4 | | 4,0 | | 13,8 |
| ENAEX | Enaex | | | | 1,7 | | | | | 1,7 |
| ESPERANZA | Esperanza | 1,0 | | 1,0 | | 1,0 | 1,0 | | 1,0 | 5,2 |
| GABY | Gaby | 5,0 | | 5,0 | | 5,0 | 3,0 | | 7,0 | 25,0 |
| GRACE | Mantos de la Luna | 1,4 | | | 2,7 | | | 1,0 | | 5,1 |
| HALDEMAN | Sagasca | | 0,5 | | 1,1 | | | | 0,5 | 2,0 |
| LIPESED | Tocopilla | 0,3 | | | | | | | | 0,3 |
| MINERA CERRO COLORADO | Cerro Colorado | | 3,5 | | 3,5 | | 3,5 | | 3,5 | 14,0 |
| MINERA COLLAHUASI | Collahuasi | 6,5 | | | 3,5 | 14,8 | | 14,8 | 13,6 | 53,2 |
| MINERA EL ABRA | El Abra | 2,5 | 3,3 | 6,4 | | 3,3 | 4,3 | 6,0 | 6,0 | 31,8 |
| MINERA EL TESORO | El Tesoro | 0,9 | | 1,3 | 1,4 | 0,8 | | 6,2 | | 10,6 |
| MINERA ESCONDIDA | Escondida | 1,5 | 10,5 | 15,2 | 9,0 | | 8,6 | 8,6 | 8,6 | 62,0 |
| | Óxidos | 7,5 | | | 8,6 | 13,5 | | | | 29,6 |
| | Laguna Seca | | 4,0 | | | | | 14,0 | | 18,0 |
| | Sulfuros | | | | 9,0 | | 17,7 | 8,5 | 8,1 | 43,3 |
| | Coloso | | | | | | | | 3,7 | 3,7 |
| | Est. Bombeo N°2 | | | | | | | | 2,2 | 2,2 |
| Est. Bombeo N°3 | | | | | | | | 2,2 | 2,2 | |
| Est. Bombeo N°4 | | | | | | | | 2,2 | 2,2 | |
| MINERA LOMAS BAYAS | Laberinto | | | 3,8 | | 3,7 | | 0,7 | 1,7 | 9,9 |
| MINERA MANTOS BLANCOS | Mantos Blancos | 3,4 | | | 3,4 | | | | 3,6 | 10,4 |
| MINERA MERIDIAN | Palestina | | | 1,6 | | | 0,3 | 1,5 | | 3,4 |
| MINERA MICHILLA | Michilla | | 2,9 | | | | 6,0 | | | 8,9 |
| MINERA QUEBRADA BLANCA | Collahuasi | | | 9,0 | | | | | | 9,0 |
| MINERA RAYROCK | Pampa | | | | 1,5 | | | | | 1,5 |
| MINERA SPENCE | Spence | | 3,0 | | 3,0 | | 4,0 | | 4,2 | 14,2 |
| MINERA ZALDIVAR | Zaldívar | 1,3 | 1,3 | 2,5 | 2,3 | 2,5 | 3,9 | 1,3 | 8,0 | 23,1 |
| MOLY-COP | Chacaya | | | | 2,7 | | | | | 2,7 |
| NORANDA | Alto Norte | | 3,3 | | | | 4,5 | | 3,5 | 11,3 |
| QUIBORAX | El Aguila | | | | 0,3 | | | | | 0,3 |
| SOQUIMICH | El Loa | | | | 1,0 | 2,9 | 3,0 | 1,0 | 2,0 | 9,9 |
| | La Cruz | 1,7 | 0,8 | 1,7 | | | | | | 4,2 |
| | Oeste | 0,7 | | | 0,7 | | | 2,0 | | 3,4 |
| | El Negro | | | | | | | | | 0,0 |
| | Nueva Victoria | | | | | 1,5 | 1,4 | | | 2,9 |
| TOTAL | | 43,5 | 43,0 | 77,9 | 83,4 | 76,9 | 80,0 | 114,0 | 101,6 | 620,4 |

Figura C.1: Detalle del EDAC por subfrecuencia en el SING

ANEXO D

Bloques Básicos en DigSILENT

A continuación se muestra la modelación del PDCE desarrollada en el software DigSILENT.

D.1. Plan de Defensa

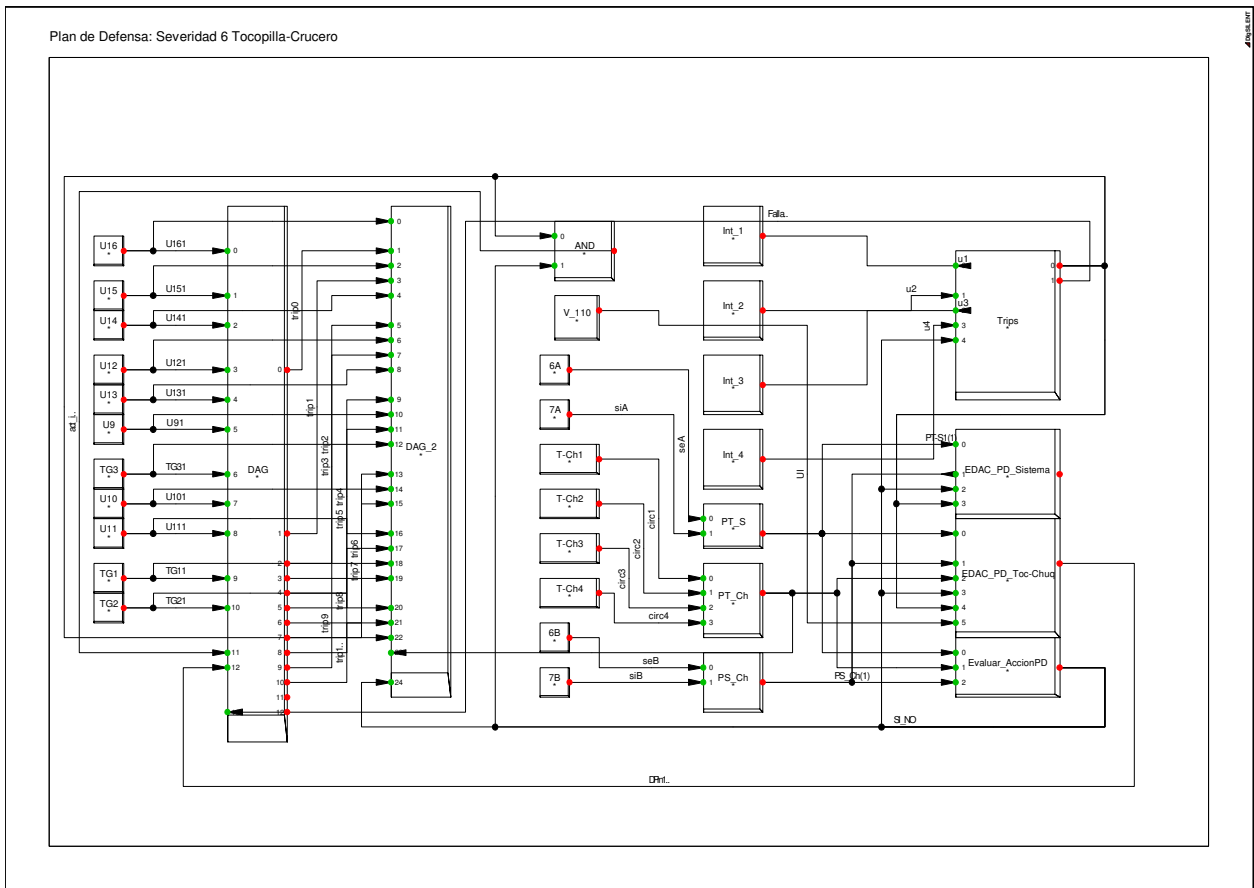


Figura D.1: Esquema General del PDCE en DigSILENT

El esquema de la Figura D.1 muestra los bloques principales que componen el PDCE modelado en DigSILENT. El bloque “DAG” corresponde al esquema de desconexión de generación en central Tocopilla en lazo abierto, que recibe señales de activación y potencia en las unidades de Tocopilla. El bloque “DAG_2” corresponde al esquema de desconexión de generación en lazo cerrado, por lo que además de las potencias en las unidades y señales de activación, recibe las potencias fluyendo por los circuitos en 110 kV desde Central Tocopilla hacia Chuquicamata. El bloque “Trips” envía las señales de desconexión a los circuitos 6B y 7B una vez que se han detectado las condiciones necesarias para que esto ocurra. El bloque “EDAC_PD_Toc-Chuq” corresponde al esquemas de desconexión de carga por subtensión dentro de la isla, mientras que

el bloque “EDAC_PD_Sistema” corresponde a un esquema de desconexión de carga fuera de la isla (resto del SING) que no es necesario dadas las actuales condiciones del SING, por lo tanto éste bloque no realiza ninguna función, sin embargo ha sido incorporado al modelo pensando en futuras actualizaciones del estudio.

Finalmente el bloque “Evaluar_AccionPD” recibe señales de desconexión de los interruptores 6A y 7A, además del nivel de generación en la central Tocopilla para determinar la activación del PDCE.

D.2. Bloque DAG

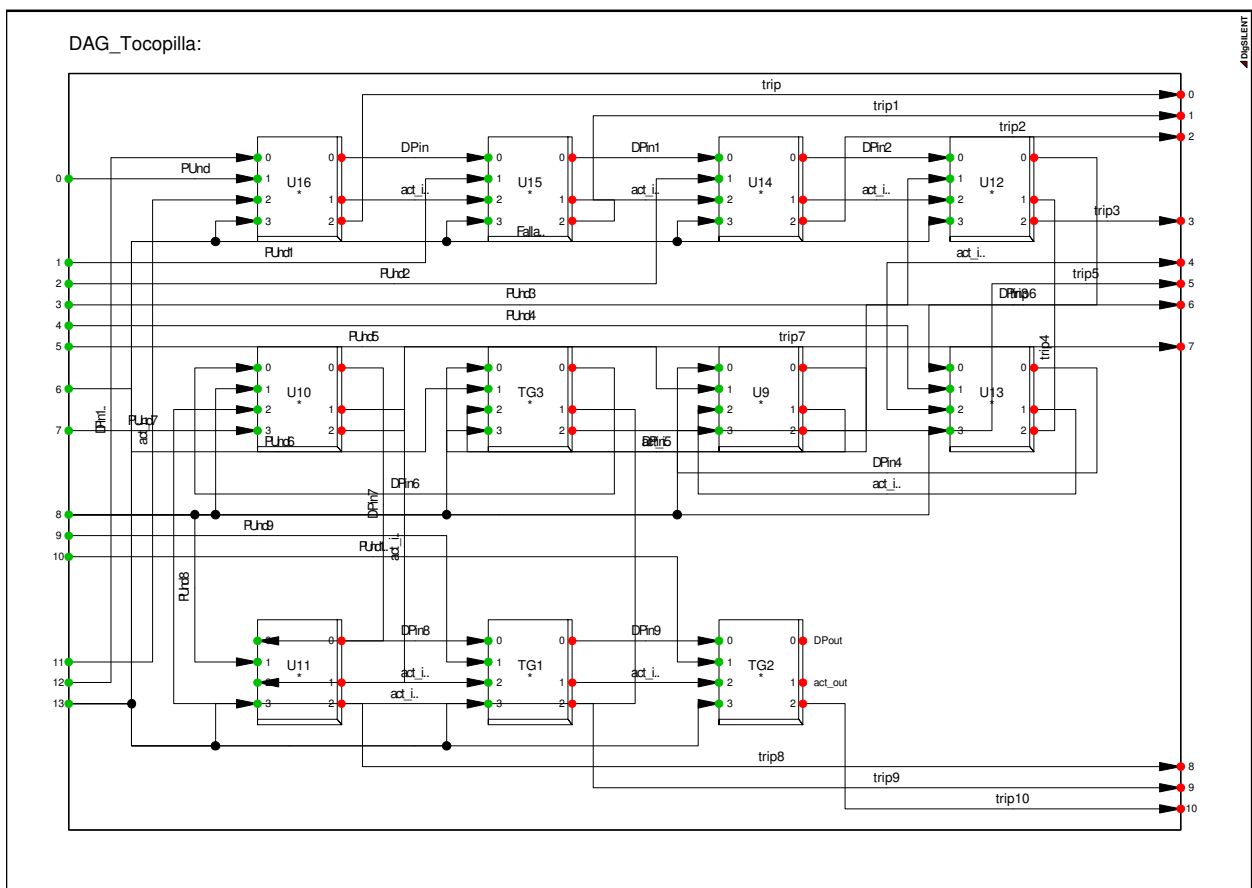


Figura D.2: Esquema del bloque DAG

En la figura D.2 se aprecia la estructura interna del bloque DAG, que contiene una serie de bloques DAG_UND que determinan la desconexión de cada una de las unidades de la central Tocopilla, teniendo de entrada la potencia de cada unidad previa a la falla y una señal de activación del bloque.

D.3. Bloque DAG_2

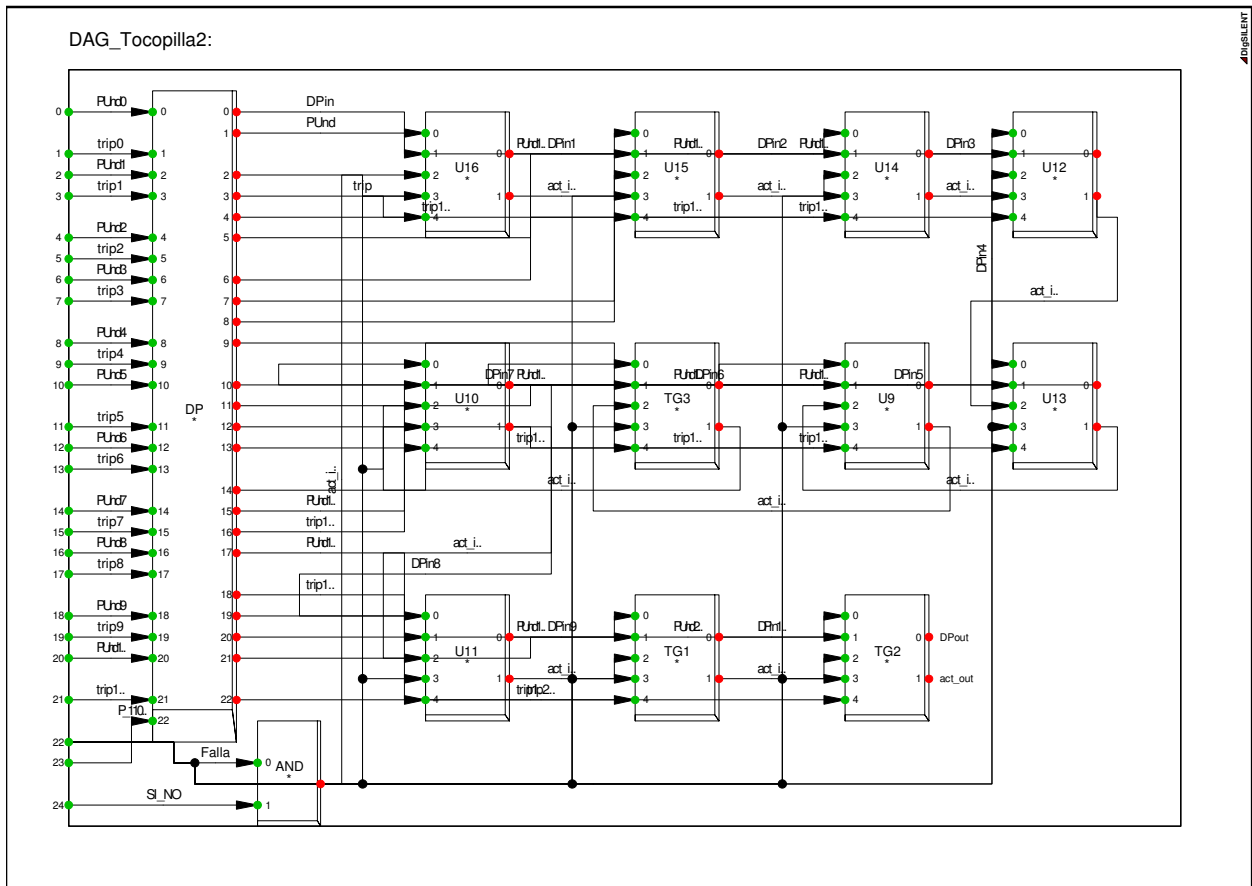


Figura D.3: Esquema del bloque DAG_2

La estructura del bloque DAG_2 que se muestra en la figura D.3 es similar a la del bloque DAG, incorporando un bloque adicional DP, que calcula el exceso de potencia en la isla en base a las mediciones de potencia por los circuitos en 110 [kV] de Central Tocopilla a Crucero, y la potencia en las unidades en Central Tocopilla previas a la falla. Una entrada adicional a este bloque es la señal de desconexión de las unidades de la central Tocopilla que fueron desconectadas por la etapa anterior de desconexión de generación (bloque DAG), ya que dichas unidades no deben considerarse en ésta etapa.

D.4. Bloque DAG_UND

```
inc(trip)=0
inc(DPin)=0
inc(DPout)=0
inc(PUnd)=0
inc(act_in_aux)=0
inc(act_in_aux2)=0
inc(act_in)=0
inc(act_out)=0
inc(Aux)=0
inc(Aux2)=0
inc(Falla2)=0
act_in_aux=select(act_in=1,1,act_in_aux2)
act_in_aux2=delay(act_in_aux,0.001)
Aux=DPin-delay(PUnd,0.9)
trip=select(Falla2=0.and.act_in_aux=1.and.(Aux+Delta)>0,1,Aux2)
Aux2=delay(trip,0.001)
fault(trip=1,'name=TripUnd dtime=0.06')
DPout=select(trip=1,Aux,DPin)
act_out=delay(act_in_aux,0.01)
```

D.5. Bloque DAG_UND2

```
inc(trip)=0
inc(tripB)=0
inc(DPin)=0
inc(DPout)=0
inc(PUnd)=0
inc(act_in_aux)=0
inc(act_in_aux2)=0
inc(act_in)=0
inc(act_out)=0
inc(Aux)=0
inc(Aux2)=0
inc(Falla)=0
inc(act)=0
act_in_aux=select(act_in=1,1,act_in_aux2)
act_in_aux2=delay(act_in_aux,0.001)
act=select(act_in_aux=1.and.delay(Falla,3)>0.5,1,0)
Aux=DPin-(1-trip)*PUnd
tripB=select({act=1}.and.{trip=0}.and.(Aux+Delta)>0,1,Aux2)
Aux2=delay(tripB,0.001)
fault(tripB=1,'name=TripUnd dtime=0.06')
DPout=DPin
act_out=delay(act,0.1)
```

D.6. Bloque Trips

```
inc(u1)=1
inc(u2)=1
inc(u3)=1
inc(u4)=1
inc(Falla)=0
inc(Falla2)=0
inc(SI_NO)=0
fault({u1=0.and.u2=0}.and.{SI_NO>0.5}}.or.{u3=0.and.u4=0}.and.{SI_NO>0.5}},'name=Trip1
dtime=0.05')
!fault({u1=0.and.u2=0}.or.{u3=0.and.u4=0},'name=Trip1 dtime=0.1')
fault({u1=0.and.u2=0}.and.{SI_NO>0.5}}.or.{u3=0.and.u4=0}.and.{SI_NO>0.5}},'name=Trip2
dtime=0.05')
!fault({u1=0.and.u2=0}.or.{u3=0.and.u4=0},'name=Trip2 dtime=0.1')
Falla=select({u1=0.and.u2=0}.or.{u3=0.and.u4=0},1,0)
Falla2=delay(Falla,0.35)
```

D.7. Bloque EDAC_PD_Toc-Chuq

```
inc(VarP)=0
inc(PT_S)=0
inc(PS_Ch)=0
inc(SI_NO)=0
inc(Falla)=0
inc(C_Chuaq)=0
inc(P_Toc)=0
inc(DP)=0
inc(Ul)=100
inc(aux)=0
inc(aux2)=0
inc(e1)=0
inc(VB1)=0
inc(VB2)=0
inc(VB3)=0
inc(VB4)=0
inc(VB5)=0
inc(VB6)=0
inc(VB1_aux)=0
inc(VB2_aux)=0
inc(VB3_aux)=0
inc(VB4_aux)=0
inc(VB5_aux)=0
inc(VB6_aux)=0
inc(x1)=0
inc(x2)=0
inc(x3)=0
inc(x4)=0
inc(x5)=0
```

```

inc(x6)=0
inc(Solo_neg)=0
x1.=(85-Ul)*delay(VB1,0.1)*Solo_neg
x2.=(85-Ul)*delay(VB2,0.1)*Solo_neg
x3.=(85-Ul)*delay(VB3,0.1)*Solo_neg
x4.=(85-Ul)*delay(VB4,0.1)*Solo_neg
x5.=(85-Ul)*delay(VB5,0.1)*Solo_neg
x6.=(85-Ul)*delay(VB6,0.1)*Solo_neg

Solo_neg=select((85-Ul)>0,1,0)
P_Toc=PT_S+PT_Ch
VarP=PT_S-PS_Ch
DP=(delay(P_Toc,0.5)-220)*Falla*(1-delay(Falla,0.35))
aux=select(SI_NO*Falla>0.5,1,aux2)
aux2=delay(aux,0.001)
e1=select({Ul<85},1,0)

fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC11 dtime=0.1')
fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC12 dtime=0.1')
fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC13 dtime=0.1')
fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC14 dtime=0.1')
fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC15 dtime=0.1')
fault({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},'name=EDAC16 dtime=0.1')
VB1=select({delay(aux,0.5)>0.5}.and.{e1>0.5},1,VB1_aux)
VB1_aux=delay(VB1,0.001)

fault({x1>Area_perm},'name=EDAC21 dtime=0.1')
fault({x1>Area_perm},'name=EDAC22 dtime=0.1')
fault({x1>Area_perm},'name=EDAC23 dtime=0.1')
fault({x1>Area_perm},'name=EDAC24 dtime=0.1')
fault({x1>Area_perm},'name=EDAC25 dtime=0.1')
fault({x1>Area_perm},'name=EDAC26 dtime=0.1')
VB2=select({x1>Area_perm},1,VB2_aux)
VB2_aux=delay(VB2,0.001)

fault({x2>Area_perm},'name=EDAC31 dtime=0.1')
fault({x2>Area_perm},'name=EDAC32 dtime=0.1')
fault({x2>Area_perm},'name=EDAC33 dtime=0.1')
fault({x2>Area_perm},'name=EDAC34 dtime=0.1')
fault({x2>Area_perm},'name=EDAC35 dtime=0.1')
fault({x2>Area_perm},'name=EDAC36 dtime=0.1')
VB3=select({x2>Area_perm},1,VB3_aux)
VB3_aux=delay(VB3,0.001)

fault({x3>Area_perm},'name=EDAC41 dtime=0.1')
fault({x3>Area_perm},'name=EDAC42 dtime=0.1')
fault({x3>Area_perm},'name=EDAC43 dtime=0.1')
fault({x3>Area_perm},'name=EDAC44 dtime=0.1')
fault({x3>Area_perm},'name=EDAC45 dtime=0.1')
fault({x3>Area_perm},'name=EDAC46 dtime=0.1')
VB4=select({x3>Area_perm},1,VB4_aux)
VB4_aux=delay(VB4,0.001)

```

```

fault({x4>Area_perm},'name=EDAC51 dtime=0.1')
fault({x4>Area_perm},'name=EDAC52 dtime=0.1')
fault({x4>Area_perm},'name=EDAC53 dtime=0.1')
fault({x4>Area_perm},'name=EDAC54 dtime=0.1')
fault({x4>Area_perm},'name=EDAC55 dtime=0.1')
fault({x4>Area_perm},'name=EDAC56 dtime=0.1')
VB5=select({x4>Area_perm},1,VB5_aux)
VB5_aux=delay(VB5,0.001)

```

```

fault({x5>Area_perm},'name=EDAC61 dtime=0.1')
fault({x5>Area_perm},'name=EDAC62 dtime=0.1')
fault({x5>Area_perm},'name=EDAC63 dtime=0.1')
fault({x5>Area_perm},'name=EDAC64 dtime=0.1')
fault({x5>Area_perm},'name=EDAC65 dtime=0.1')
fault({x5>Area_perm},'name=EDAC66 dtime=0.1')
VB6=select({x5>Area_perm},1,VB6_aux)
VB6_aux=delay(VB6,0.001)

```

```

fault({x6>Area_perm},'name=EDAC71 dtime=0.1')
fault({x6>Area_perm},'name=EDAC72 dtime=0.1')
fault({x6>Area_perm},'name=EDAC73 dtime=0.1')
fault({x6>Area_perm},'name=EDAC74 dtime=0.1')
fault({x6>Area_perm},'name=EDAC75 dtime=0.1')
fault({x6>Area_perm},'name=EDAC76 dtime=0.1')

```

D.8. Bloque Evaluar_AccionPD

```

inc(SI_NO)=0
inc(PT_Ch)=4
inc(PT_S)=2
inc(PS_Ch)=2
inc(K1)=1
inc(K1_aux)=1
K1=select(time()<0.8,(PT_S+PT_Ch),K1_aux)
K1_aux=delay(K1,0.01)
SI_NO=delay(select(K1>Kcrit,1,0),0.05)

```

D.9. DP_PlandeDefensa

```

inc(DP)=0
inc(PUnd0)=0
inc(trip0)=0
inc(PUnd1)=0
inc(trip1)=0
inc(PUnd2)=0
inc(trip2)=0
inc(PUnd3)=0
inc(trip3)=0
inc(PUnd4)=0

```


inc(trip4)=0
inc(PUnd5)=0
inc(trip5)=0
inc(PUnd6)=0
inc(trip6)=0
inc(PUnd7)=0
inc(trip7)=0
inc(PUnd8)=0
inc(trip8)=0
inc(PUnd9)=0
inc(trip9)=0
inc(PUnd10)=0
inc(trip10)=0
inc(P_110KV)=0
inc(PUnd0_o)=0
inc(trip0_o)=0
inc(PUnd1_o)=0
inc(trip1_o)=0
inc(PUnd2_o)=0
inc(trip2_o)=0
inc(PUnd3_o)=0
inc(trip3_o)=0
inc(PUnd4_o)=0
inc(trip4_o)=0
inc(PUnd5_o)=0
inc(trip5_o)=0
inc(PUnd6_o)=0
inc(trip6_o)=0
inc(PUnd7_o)=0
inc(trip7_o)=0
inc(PUnd8_o)=0
inc(trip8_o)=0
inc(PUnd9_o)=0
inc(trip9_o)=0
inc(PUnd10_o)=0
inc(trip10_o)=0
inc(PUnd0_aux)=0
inc(PUnd1_aux)=0
inc(PUnd2_aux)=0
inc(PUnd3_aux)=0
inc(PUnd4_aux)=0
inc(PUnd5_aux)=0
inc(PUnd6_aux)=0
inc(PUnd7_aux)=0
inc(PUnd8_aux)=0
inc(PUnd9_aux)=0
inc(PUnd10_aux)=0

PUnd0_o=select(time())<0.8,PUnd0,PUnd0_aux)
PUnd0_aux=delay(PUnd0_o,0.01)

PUnd1_o=select(time())<0.8,PUnd1,PUnd1_aux)
PUnd1_aux=delay(PUnd1_o,0.01)

PUnd2_o=select(time())<0.8,PUnd2,PUnd2_aux)
PUnd2_aux=delay(PUnd2_o,0.01)

PUnd3_o=select(time())<0.8,PUnd3,PUnd3_aux)
PUnd3_aux=delay(PUnd3_o,0.01)

PUnd4_o=select(time())<0.8,PUnd4,PUnd4_aux)
PUnd4_aux=delay(PUnd4_o,0.01)

PUnd5_o=select(time())<0.8,PUnd5,PUnd5_aux)
PUnd5_aux=delay(PUnd5_o,0.01)

PUnd6_o=select(time())<0.8,PUnd6,PUnd6_aux)
PUnd6_aux=delay(PUnd6_o,0.01)

PUnd7_o=select(time())<0.8,PUnd7,PUnd7_aux)
PUnd7_aux=delay(PUnd7_o,0.01)

PUnd8_o=select(time())<0.8,PUnd8,PUnd8_aux)
PUnd8_aux=delay(PUnd8_o,0.01)

PUnd9_o=select(time())<0.8,PUnd9,PUnd9_aux)
PUnd9_aux=delay(PUnd9_o,0.01)

PUnd10_o=select(time())<0.8,PUnd10,PUnd10_aux)
PUnd10_aux=delay(PUnd10_o,0.01)

DP=PUnd0_o(1-trip0)*PUnd0/(PUnd0+1)+PUnd1_o*(1-trip1)*PUnd1/(PUnd1+1)+PUnd2_o*(1-trip2)*PUnd2/(PUnd2+1)+PUnd3_o*(1-trip3)*PUnd3/(PUnd3+1)+PUnd4_o*(1-trip4)*PUnd4/(PUnd4+1)+PUnd5_o*(1-trip5)*PUnd5/(PUnd5+1)+PUnd6_o*(1-trip6)*PUnd6/(PUnd6+1)+PUnd7_o*(1-trip7)*PUnd7/(PUnd7+1)+PUnd8_o*(1-trip8)*PUnd8/(PUnd8+1)+PUnd9_o*(1-trip9)*PUnd9/(PUnd9+1)+PUnd10_o*(1-trip10)*PUnd10/(PUnd10+1)-P_110KV*

!DP=PUnd0_o(1-trip0)+PUnd1_o*(1-trip1)+PUnd2_o*(1-trip2)+PUnd3_o*(1-trip3)+PUnd4_o*(1-trip4)+PUnd5_o*(1-trip5)+PUnd6_o*(1-trip6)+PUnd7_o*(1-trip7)+PUnd8_o*(1-trip8)+PUnd9_o*(1-trip9)+PUnd10_o*(1-trip10)-P_110KV*

trip0_o=trip0
trip1_o=trip1
trip2_o=trip2
trip3_o=trip3
trip4_o=trip4
trip5_o=trip5
trip6_o=trip6
trip7_o=trip7
trip8_o=trip8
trip9_o=trip9
trip10_o=trip10

ANEXO E

Planteamiento Matemático del Problema de Estabilidad

El comportamiento de un sistema eléctrico está gobernado por un sistema de ecuaciones diferencial-algebraico que incorpora las características dinámicas y estáticas de los elementos del sistema. Para ejemplificar en forma básica la modelación y procedimiento de análisis dinámico de un SEP se considera el siguiente sistema compuesto por 2 generadores de rotor cilíndrico y 1 consumo de la figura E.1.

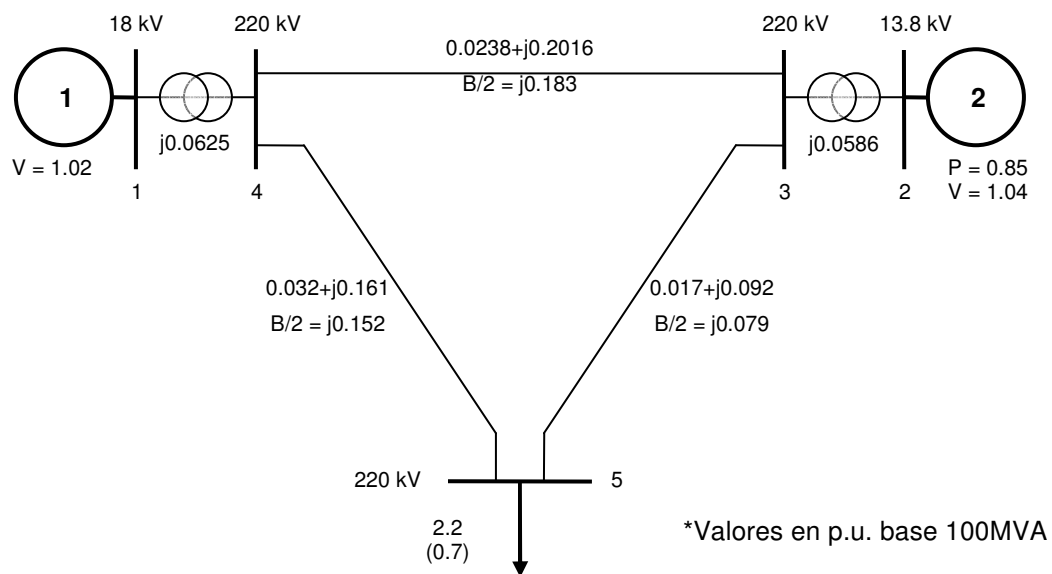


Figura E.1: Sistema de Prueba

E.1. Modelo para Control de Excitación

Para la representación del control de excitación se utiliza un modelo simplificado, que no considera efectos de saturación ni limitadores de tensión de excitación, como el que se muestra la Figura E.2.

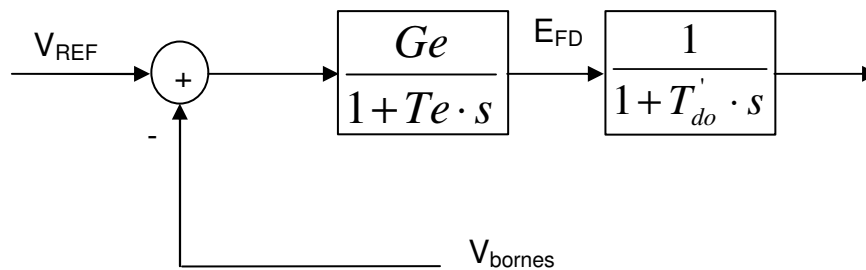


Figura E.2: Diagrama de Bloques AVR

| | Datos de las Máquinas | | |
|-----------|-----------------------|--------|--------|
| | Máquina | 1 | 2 |
| Generador | MVA | 192 | 128 |
| | kV | 18 | 13,8 |
| | Tipo | hidro | vapor |
| | Xd | 0,8958 | 1,3125 |
| | Xd' | 0,1198 | 0,1813 |
| | H [s] | 4,7 | 2,87 |
| | Td0' [s] | 8,96 | 5,89 |
| AVR | Ge | 100 | 100 |
| | Te | 0.525 | 0.135 |

Tabla E.1: Características de las Máquinas

E.2. Modelo Dinámico (Sistema Diferencial-Algebraico)

El comportamiento del sistema está gobernado por el siguiente sistema de ecuaciones.

$$Pm_i - Pe_i = \frac{2H_{ri}}{\omega_r} \cdot \frac{\partial^2 \delta_i}{\partial t^2}$$

$$Pe_i = \sum_{j=1}^2 E_i \cdot E_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$G_e \cdot (V_i - V_{ref}) = T_{d0}' \cdot T_e \cdot \frac{\partial^2 E_i}{\partial t^2} + (T_{d0}' + T_e) \cdot \frac{\partial E_i}{\partial t} + E_i$$

Donde:

- H : Constante de Inercia del eje turbina-generador
- P_{mi} : Potencia mecánica en el eje de la máquina i
- P_{ei} : Potencia eléctrica entregada en bornes de la máquina i
- δ_i : Ángulo del rotor de la máquina i
- Y_{ij} : Magnitud del elemento ij de la matriz de admitancias nodales del sistema
- E_i : Tensión de la barra i del sistema
- θ_i : Ángulo del elemento ij de la matriz de admitancias nodales del sistema
- G_e : Ganancia del AVR
- T_e : Constante de tiempo del AVR
- T_{d0} : Constante de tiempo asociada a la excitación de la máquina

E.3. Dedución de las Ecuaciones

E.3.1. Matriz de Admitancias Nodales

A partir de la Figura E.1 se puede deducir la matriz de admitancias del sistema, considerando las 5 barras (tomando la carga en barra 5 como una impedancia constante). **La barra de cada generador se considera tras la reactancia de la máquina.**

$$Y = \begin{bmatrix} 5.4854 \angle -90^\circ & 0 & 0 & 5.4854 \angle 90^\circ & 0 \\ 0 & 4.1684 \angle -90^\circ & 4.1684 \angle 90^\circ & 0 & 0 \\ 0 & 4.1684 \angle 90^\circ & 19.47 \angle -82.56^\circ & 4.92 \angle 96.74^\circ & 10.69 \angle 100.47^\circ \\ 5.4854 \angle 90^\circ & 0 & 4.92 \angle 96.74^\circ & 16.12 \angle -83.71^\circ & 6.09 \angle 101.26^\circ \\ 0 & 0 & 10.69 \angle 100.47^\circ & 6.09 \angle 101.26^\circ & 17.77 \angle -72.55^\circ \end{bmatrix}$$

La matriz de admitancias nodales anterior está compuesta por cuatro sub-matrices que se muestran en distintos colores, cumpliéndose que:

$$Y = \begin{bmatrix} [A] & [B] \\ [C] & [D] \end{bmatrix}, \text{ con } \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = Y \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{V}_3 \\ \dot{V}_4 \\ \dot{V}_5 \end{bmatrix}$$

Luego pueden eliminarse las variables V_3 , V_4 , y V_5 de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \left[[A] - [B] \cdot [D]^{-1} \cdot [C] \right] \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \end{bmatrix}$$

$$\Rightarrow$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.048 \angle -73.33^\circ & 1.783 \angle 76.84^\circ \\ 1.783 \angle 76.84^\circ & 2.059 \angle -76.66^\circ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \end{bmatrix}$$

E.3.2. Flujo de Potencia Estático

El flujo de Potencia para la condición estática que se muestra en la Figura E.3 entrega los siguientes resultados:

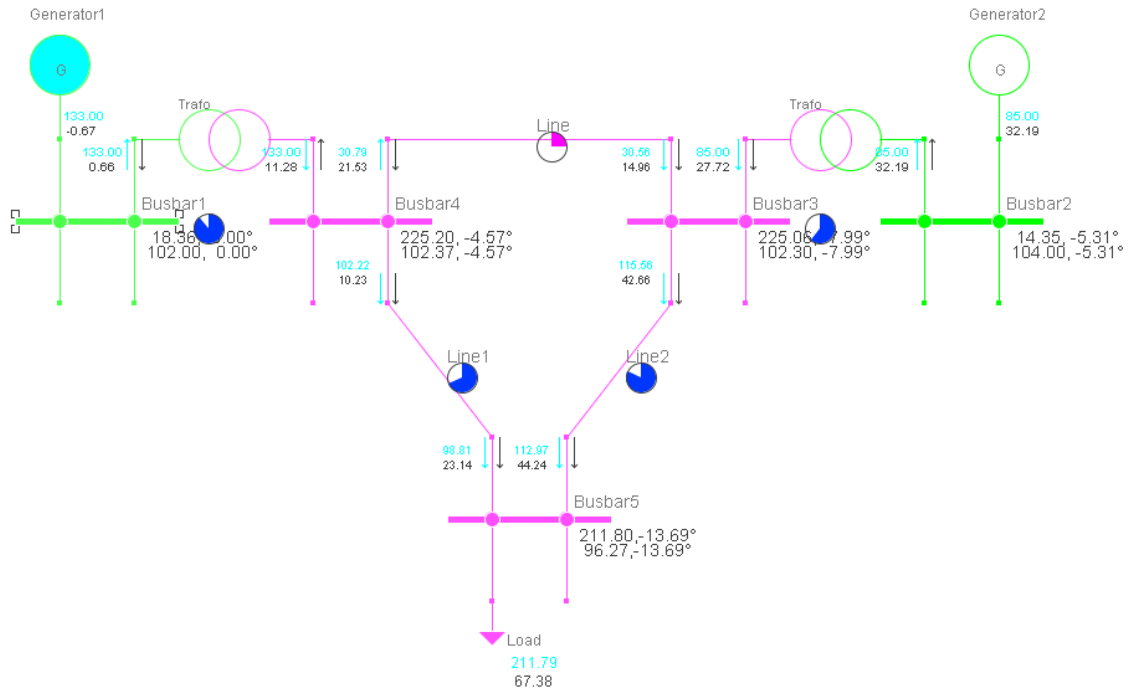


Figura E.3.- Flujo de Potencia

| Total System Power Statistics | | | | | | |
|-------------------------------|---------|---------|-----------|-----------|-------------|-------------|
| ----- | | | | | | |
| Ptot Gen = | 226.21 | [MW] | | | | |
| Ptot Load= | 220.00 | [MW] | | | | |
| P Nt.Loss= | 6.21 | [MW], | 2.7 | [%] | | |
| Qtot Gen = | 34.13 | [MVAR] | | | | |
| Qtot Load= | 70.00 | [MVAR] | | | | |
| Q Nt.Loss= | -35.87 | [MVAR] | | | | |
| Busbar | Name | type | Volt [kV] | Deg[grad] | Pinj [p.u.] | Qinj [p.u.] |
| ----- | | | | | | |
| 1 | Busbar5 | PQ | 211.797 | -13.69 | -2.1180 | -0.6739 |
| 2 | Busbar4 | PQ | 225.205 | -4.57 | -0.0000 | -0.0000 |
| 3 | Busbar3 | PQ | 225.056 | -7.99 | -0.0000 | 0.0000 |
| 4 | Busbar1 | SL | 18.360 | -0.00 | 1.3300 | -0.0067 |
| 5 | Busbar2 | PV | 14.352 | -5.31 | 0.8500 | 0.3219 |

Figura E.4.- Tabla de Resultados Flujo de Potencia

E.4. Cálculos Preliminares

Previo al análisis dinámico del sistema se determinan las condiciones iniciales de las tensiones internas de cada generador (tras la reactancia transitoria).

Generador 1

$$E_1^0 = V_1^0 + jX'_{d1} \cdot \left(\frac{S_{iny1}}{V_1^0} \right)^* = 1.02 + j0.1198 \cdot \left(\frac{1.33 - j0.0067}{1.02} \right)^* = (1.0311 \angle 8.7136^\circ)$$

Generador 2

$$E_2^0 = V_2^0 + jX'_{d2} \cdot \left(\frac{S_{iny2}}{V_2^0} \right)^* = (1.04 \angle -5.31^\circ) + j0.1813 \cdot \left(\frac{0.85 + j0.3219}{(1.04 \angle -5.31^\circ)} \right)^* = (1.1061 \angle 2.389^\circ)$$

Luego se está en condiciones de escribir el sistema de ecuaciones que define el comportamiento dinámico del sistema.

E.5. DAE con valores del sistema no perturbado

Variables dinámicas: $\delta_1, \delta_2, \dot{\delta}_1, \dot{\delta}_2, E_1, E_2$

Variables algebraicas Pe_1, Pe_2, V_1, V_2

El sistema DA es el siguiente:

$$1.33 - Pe_1 = 0.02992 \cdot \ddot{\delta}_1$$

$$0.85 - Pe_2 = 0.01827 \cdot \ddot{\delta}_2$$

$$Pe_1 = E_1 \cdot (0.541668 \cdot E_1 + 1.3076 \cdot E_2 \cdot \cos(1.31912 - \delta_1 + \delta_2))$$

$$Pe_2 = E_2 \cdot (0.544545 \cdot E_2 + 1.3076 \cdot E_1 \cdot \cos(1.31912 - \delta_2 + \delta_1))$$

$$100 \cdot (V_1 - 1.02) = 4.704 \cdot \ddot{E}_1 + 9.485 \cdot \dot{E}_1 + E_1$$

$$100 \cdot (V_2 - 1.04) = 0.795 \cdot \ddot{E}_2 + 6.025 \cdot \dot{E}_2 + E_2$$

$$V_1 = (E_1 - 0.193045 \cdot E_1 - 0.15665 \cdot E_2 \cdot \cos(\delta_2 - \delta_1 + 2.88992))^2 + (0.15665 \cdot E_2 \cdot \text{sen}(\delta_2 - \delta_1 + 2.88992) + 0.064892 \cdot E_1)^2$$

$$V_2 = (E_2 - 0.237068 \cdot E_1 \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2 + 2.88992) - 0.310097 \cdot E_2)^2 + (0.098726 \cdot E_2 + 0.237068 \cdot E_1 \cdot \text{sen}(\delta_1 - \delta_2 + 2.88992))^2$$

Condiciones Iniciales

$$\begin{bmatrix} \delta_1^0 \\ \delta_2^0 \\ E_1^0 \\ E_2^0 \\ Pe_1^0 \\ Pe_2^0 \\ V_1^0 \\ V_2^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.152081 \\ 0.041696 \\ 1.0311 \\ 1.1061 \\ 1.33 \\ 0.85 \\ 1.02 \\ 1.04 \end{bmatrix}$$

E.6. Perturbación

La perturbación considerada para este ejemplo corresponde a la salida intempestiva de la línea de transmisión entre las barras 3 y 4. La nueva matriz de admitancias nodales del sistema es la siguiente:

$$Y = \begin{bmatrix} 5.4854 \angle -90^\circ & 0 & 0 & 5.4854 \angle 90^\circ & 0 \\ 0 & 4.1684 \angle -90^\circ & 4.1684 \angle 90^\circ & 0 & 0 \\ 0 & 4.1684 \angle 90^\circ & 14.73 \angle -82.42^\circ & 0 & 10.69 \angle 100.47^\circ \\ 5.4854 \angle 90^\circ & 0 & 0 & 11.37 \angle -84^\circ & 6.09 \angle 101.26^\circ \\ 0 & 0 & 10.69 \angle 100.47^\circ & 6.09 \angle 101.26^\circ & 17.77 \angle -72.55^\circ \end{bmatrix}$$

Reduciendo el sistema queda:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.7 \angle -71.42^\circ & 1.3076 \angle 75.58^\circ \\ 1.3076 \angle 75.58^\circ & 1.795 \angle -72.34^\circ \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \end{bmatrix}$$

Los efectos de esta perturbación sobre el sistema son la caída de tensión en las barras del sistema, principalmente en la barra asociada a la carga, la disminución de la potencia eléctrica entregada por las máquinas del sistema producto del aumento de la reactancia equivalente entre generación y consumo, y por lo tanto una aceleración en las máquinas del sistema.

El comportamiento de las variables estáticas y dinámicas del sistema bajo las condiciones descritas anteriormente estará descrito por el siguiente sistema de ecuaciones diferencial-algebraico.

E.7. DAE con valores del sistema perturbado

$$1.33 - Pe_1 = 0.02992 \cdot \ddot{\delta}_1 + \dot{\delta}_1$$

$$0.85 - Pe_2 = 0.01827 \cdot \ddot{\delta}_2 + \dot{\delta}_2$$

$$Pe_1 = E_1 \cdot (0.541668 \cdot E_1 + 1.3076 \cdot E_2 \cdot \cos(1.31912 - \delta_1 + \delta_2))$$

$$Pe_2 = E_2 \cdot (0.544545 \cdot E_2 + 1.3076 \cdot E_1 \cdot \cos(1.31912 - \delta_2 + \delta_1))$$

$$100 \cdot (V_1 - 1.02) = 4.704 \cdot \ddot{E}_1 + 9.485 \cdot \dot{E}_1 + E_1$$

$$100 \cdot (V_2 - 1.04) = 0.795 \cdot \ddot{E}_2 + 6.025 \cdot \dot{E}_2 + E_2$$

$$V_1 = (E_1 - 0.193045 \cdot E_1 - 0.15665 \cdot E_2 \cdot \cos(\delta_2 - \delta_1 + 2.88992))^2 + (0.15665 \cdot E_2 \cdot \text{sen}(\delta_2 - \delta_1 + 2.88992) + 0.064892 \cdot E_1)^2$$

$$V_2 = (E_2 - 0.237068 \cdot E_1 \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2 + 2.88992) - 0.310097 \cdot E_2)^2 + (0.098726 \cdot E_2 + 0.237068 \cdot E_1 \cdot \text{sen}(\delta_1 - \delta_2 + 2.88992))^2$$

Condiciones Iniciales

$$\begin{bmatrix} \delta_1^0 \\ \delta_2^0 \\ E_1^0 \\ E_2^0 \\ Pe_1^0 \\ Pe_2^0 \\ V_1^0 \\ V_2^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.152081 \\ 0.041696 \\ 1.0311 \\ 1.1061 \\ 1.33 \\ 0.85 \\ 1.02 \\ 1.04 \end{bmatrix}$$