



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

Campus Irapuato-Salamanca

División de Ingenierías

**“Implementación de Disparo Automático de
Generación de las Centrales Generadoras
Agamilpa y El Cajón de la CFE”**

TRABAJO DE EJERCICIO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Presenta

Juan Carlos Rivera Velázquez

Director

Dr. Miguel A. Gómez Martínez

Salamanca, Gto.

Diciembre de 2016

LISTA DE FIGURAS

	Pagina
Fig. 1 Diagrama unifilar de la red eléctrica involucrada	13
Fig. 2 Pantalla de captura de datos de los elementos de la red en el programa PSSE	24
Fig. 3 Flujo de potencias en estado estable del caso base de PSSE	24
Fig. 4 Diagrama de impedancias de los elementos de la red representada en el programa PSSE	27
Fig. 5 Flujo de potencias en estado estable del caso base de PSSE	28
Fig. 6 Gráfica de resultados del caso A	29
Fig. 7 Gráfica de resultados del caso B	30
Fig. 8 Gráfica de resultados del caso C	31
Fig. 9 Gráfica de resultados del caso D (líneas TED-CBL)	32
Fig. 10 Gráfica de resultados del caso D (líneas CBL-TSN)	32
Fig. 11 Gráfica de resultados del caso E (líneas TED-CBL)	33
Fig. 12 Gráfica de resultados del caso E (líneas CBL-TSN)	33
Fig. 13 Gráfica de resultados del caso F	34
Fig. 14 Gráfica de resultados del caso G	35
Fig. 15 Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso H	37
Fig. 16 Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso H	38
Fig. 17 Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso H	39
Fig. 18 Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso H	40
Fig. 19 Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso I	41
Fig. 20 Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso I	42

Fig. 21	Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso I	43
Fig. 22	Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso I	44
Fig. 23	Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso J	45
Fig. 24	Gráfica de resultados de los voltajes en los nodos del caso J	46
Fig. 25	Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso J	47
Fig. 26	Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso J	48
Fig. 27	Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso K	49
Fig. 28	Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso K	50
Fig. 29	Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso K	51
Fig. 30	Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso K	52
Fig. 31	Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso L	53
Fig. 32	Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso L	54
Fig. 33	Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso L	55
Fig. 34	Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso L	56
Fig. 35	Diagrama general del esquema automático DAG	59
Fig. 36	Diagrama a bloques simplificado del esquema DAG (parte 1)	60
Fig. 37	Diagrama a bloques simplificado del esquema DAG (parte 2)	60

Fig. 38	Diagrama de la red de comunicación de los equipos que conforman el esquema DAG	84
Fig. 39	Diagrama completo de la lógica del esquema DAG	91

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Resumen de resultados obtenidos del estudio de flujos	Pagina 57
---------	---	--------------

NOMENCLATURA

Algoritmo	Instrucciones secuenciales que ejecuta el dispositivo electrónico inteligente y que están previamente grabadas en su memoria.
Armado	Preparación del esquema cuando están dadas las condiciones para su operación.
Buses	Barras colectoras de una subestación eléctrica.
Caso base	Configuración en PSSE de una red eléctrica en la cual se ajustaron los flujos de potencia para que cumplan con determinado valor previo.
Colateral	En una línea de transmisión se refiere al extremo que conecta con otra subestación.
Contingencia sencilla	Desconexión de una línea de transmisión en al menos uno de sus extremos, de forma que ya no circula potencia a través de ella.
C.H.	Central hidroeléctrica.
Colapso eléctrico	Pérdida de potencial y por lo tanto sin suministro de potencia en una red eléctrica (apagón).
Contingencia	Desconexión de un elemento en un sistema eléctrico de potencia.
Corredor eléctrico	Enlaces longitudinales mediante líneas de transmisión entre dos o más subestaciones eléctricas.
DAG	Disparo automático de generación
Demanda máxima	Demanda Total Máxima de potencia real de un sistema eléctrico de potencia.
Detector de línea ó DL	Parte de un esquema cuya función es determinar la desconexión de una línea de transmisión en cualquiera de sus extremos.
Diagrama unifilar	Diagrama de una red eléctrica trifásica que se representa como un sola fase, sin representar el neutro.
Disparo	Desconexión de un elemento del sistema eléctrico de potencia. El término normalmente se utiliza cuando es consecuencia de la operación de un relevador de protección.
Dispositivo electrónico inteligente (DEI)	Equipo fabricado a base de microprocesadores y componentes electrónicos que tiene un cierto grado de inteligencia, ya que ejecuta algoritmos que tiene grabados en su memoria ROM.
Enlaces	Conexión entre dos o más subestaciones mediante líneas de transmisión.
Equipo de comunicación SDH	Equipo que codifica la información para ser transmitida o enviada a través de cable de fibra óptica. También decodifica la información recibida

	por ese mismo cable.
Equipo eléctrico primario	Se refiere a los elementos que conforman una subestación eléctrica y una red: líneas de transmisión, transformadores, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, barras, etc.
Equipo periférico asociado	En el caso de un interruptor se refiere a las cuchillas desconectoras.
Esquema remedial	Esquema cuya función es remediar una situación en una red eléctrica.
Esquemas suplementarios	Esquema cuya función es suplir una deficiencia o falta de equipos en una red eléctrica.
Fibra óptica tipo monomodo	Es una fibra en la que sólo se propaga un modo de luz. Tiene el diámetro del núcleo de la fibra de un tamaño (8,3 a 10 micrones) que sólo permite un modo de propagación. Su transmisión es paralela al eje de la fibra. Permite alcanzar grandes distancias (hasta 400 km máximo, mediante un láser de alta intensidad) y transmitir elevadas tasas de información (decenas de Gbit/s).
Fibra óptica tipo multimodo	Es aquella en la que los haces de luz pueden circular por más de un modo o camino. Esto supone que no llegan todos a la vez. Puede tener más de mil modos de propagación de luz. Las fibras multimodo se usan comúnmente en aplicaciones de corta distancia, menores a 2 km.
Generador (eléctrico)	Máquina eléctrica rotatoria cuya función es generar energía eléctrica mediante el movimiento de un campo magnético sobre un grupo de bobinas de cable de cobre que permanecen estáticas.
Impedancia en por unidad	Dato de impedancia de un elemento del sistema eléctrico de potencia, normalmente está referido a cierto voltaje y potencia base.
Indicación de posición	Se refiere al estado de abierto o cerrado de un interruptor de potencia.
Interruptor de potencia	Dispositivo mecánico utilizado para la desconexión y conexión al SEP de líneas de transmisión, transformadores, reactores, capacitores, etc.
Licencia	Desconexión controlada y programada con anterioridad de un elemento del SEP.
Límite de estabilidad	Límite máximo hasta el cual se tienen oscilaciones amortiguadas de las cuales se recupera el SEP.
Límite seguro de operación	Límite normalmente máximo al cual pueden operar los elementos del SEP para no sufrir daño por sobretensión, sobrevoltaje, etc.
Límite térmico	Límite máximo al cual puede operar un equipo del SEP sin que sufra daño por sobretensión.

Línea de transmisión		Equipo eléctrico formado a base de conductores trifásicos, hilos de guarda y estructuras mecánicas también llamadas torres. Su función es transmitir energía eléctrica.
PLC (Programable Logic Controller)	Logic	Controlador lógico programable. Equipo electrónico inteligente que permite la programación de rutinas diseñadas por el usuario. Normalmente permite utilizar señales analógicas (voltajes y corrientes).
Procesador lógico		Equipo electrónico inteligente que permite la programación de rutinas diseñadas por el usuario. Normalmente no utiliza señales analógicas (voltajes y corrientes), sino únicamente señales digitales.
Programación de relevadores	los	Actividad del personal técnico para proporcionar al equipo los datos que requiere para su correcta operación, de acuerdo a la aplicación que se desea.
Pruebas de puesta en servicio	en	Pruebas que se le hacen al equipo que ya ha sido programado para verificar la correcta calibración y programación del mismo, que garantice que funcionará de acuerdo a lo deseado.
Puerto serial RS-232		Puerto de comunicación de los equipos electrónicos inteligentes que funciona transmitiendo la información de manera serial (series de ceros y unos) a través de cables de cobre de tres hilos: TX, RX y Tierra.
Red eléctrica		Red formada por líneas de transmisión, transformadores de potencia, barras, etc. Puede ser una parte o el todo de un sistema eléctrico de potencia.
Relevador de protección		Equipo cuya función es vigilar que no se sobrepasen las condiciones de operación de los elementos del sistema eléctrico de potencia. Cuando en un equipo se sobrepasan entonces envía señales para la desconexión del SEP de ese elemento y evitar su daño.
Relevador electromecánico		Es un relevador de protección que está construido en su totalidad por elementos electromecánicos: bobinas eléctricas, resortes, engranes, discos de inducción, contactos eléctricos.
Señales de contactos		Señales que el relevador recibe mediante contactos eléctricos mecánicos que energizan una entrada optoacoplada.
SEP		Sistema eléctrico de potencia
Simulaciones en dinámica		Simulaciones en el programa PSSE tomando en cuenta la respuesta real de los equipos de regulación de las unidades generadoras. Es decir

Topología de la red	que no se considera una respuesta plana o instantánea de los equipos de regulación. Cantidad de elementos y estado de conexión o desconexión en un momento determinado en una red eléctrica en particular.
Transformador de potencia	Máquina eléctrica estática cuya función es transformar la energía eléctrica de un alto voltaje a uno bajo o viceversa. Normalmente su devanado de alto voltaje está diseñado para un voltaje de 69 KV o superior.
Unidad de Medición Fasorial PMU	Equipo electrónico inteligente cuya función es obtener los fasores de voltajes y corrientes de un equipo que está conectado a un SEP. El PMU se sincroniza mediante un Reloj GPS por lo que los fasores que reporta están sincronizados en tiempo real.
Unidad generadora	Generador eléctrico

INDICE

CAPITULO I	12
INTRODUCCIÓN	12
CAPITULO II	15
FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA	15
2.1 Formulación de las ecuaciones.....	15
2.2 Método de solución	18
2.3 Herramientas para el análisis de flujos de potencia.	22
CAPÍTULO III	26
CASO DE ESTUDIO.....	26
3.1 Introducción	26
3.2 Diagrama Unifilar de la Red Eléctrica bajo estudio.....	26
3.3 Casos simulados	27
3.3.1 Consideraciones iniciales	27
3.3.2 Caso A: desconexión de la línea de CBL-A3590-TED.....	29
3.3.3 Caso B: desconexión de la línea de CBL-A3K40-TED	29
3.3.4 Caso C: desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace desconectada del sistema por licencia	30
3.3.5 Caso D: desconexión simultánea de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN.....	31
3.3.6 Caso E: desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra de este mismo enlace desconectada del sistema por licencia.....	33
3.3.7 Caso F: desconexión de la línea de AGM-A3530-TED.....	34
3.3.8 Caso G: desconexión de la línea de CJN-A3K70-CBL.....	35
3.3.9 Caso H: Desconexión de una línea de CBL-TED y como medida correctiva desconexión de una unidad de AGM.....	37
3.3.10 Caso I: Desconexión de una línea de CBL-TSN y como medida correctiva desconexión una unidad de la C.H. CJN.....	41
3.3.11 Caso J: Desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace desconectada por licencia y como medida correctiva desconexión de las dos unidades de la C.H. CJN	44
3.3.12 Caso K: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN. Como medida correctiva desconexión de una unidad de la C.H. AGM y una unidad de la C.H. CJN.....	48

3.3.13 Caso L: desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en licencia. Como medida correctiva desconexión de una unidad de C.H. AGM y las dos de C.H. CJN)	52
3.4.- Resumen de resultados obtenidos de las simulaciones.....	56
CAPÍTULO IV.....	58
IMPLEMENTACIÓN	58
4.1 Objetivo del esquema remedial	58
4.2 Diagrama General del esquema.	58
4.3 Descripción de la operación del esquema DAG	60
4.3.1 Descripción general	60
4.3.2 Descripción detallada de la operación del DAG.....	61
4.4 Programación del PLC de los equipos (relevadores) del esquema DAG	64
4.5 Implementación de la red de comunicación para el esquema DAG	85
4.6 Diagrama lógico completo del esquema DAG	86
CAPÍTULO V.....	87
RESULTADOS OBTENIDOS.....	87
CAPITULO VI.....	90
CONCLUSIONES.....	90

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Cuando en una red eléctrica que opera en condiciones normales, los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión son de tal magnitud que están muy cercanos al límite térmico de los equipos, la desconexión de elementos en tal sistema provoca la sobrecarga de los que permanecen conectados, poniéndolos en riesgo de daño por sobretensión debido al paso de la corriente eléctrica.

Otra posible situación debida a esos altos flujos de potencia se presenta cuando el sistema opera muy cerca de sus límites de estabilidad, en este caso la desconexión de líneas de transmisión ocasiona cambios en la topología de la red y en consecuencia las oscilaciones de potencia resultantes pueden llegar a ser del tipo no amortiguadas, lo que lleva a una condición de inestabilidad a dicho sistema y por ende a un colapso eléctrico total.

En sistemas eléctricos de potencia en los que las compañías eléctricas no pueden hacer inversiones económicas fuertes, que les permitan incrementar el número de líneas y de transformadores de potencia para reforzar las redes de transmisión, entonces se deben encontrar otras alternativas.

Como una solución para evitar lo ya descrito, se han diseñado e implementado esquemas remediales o suplementarios cuya función principal es limitar los flujos de energía a límites seguros de operación para el sistema eléctrico de potencia. Para poder diseñar este tipo de esquemas es necesario aplicar los conocimientos adquiridos en el estudio de la Ingeniería Eléctrica, aplicada en el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Debido a la entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica El Cajón con 2 unidades generadoras de 375 MW cada una, que aunado a la operación de la central Generadora de Aguamilpa con 3 unidades de 320 MW cada una y a la interconexión de las Gerencias Regionales de Transmisión Noroeste y Norte con la Gerencia Regional de Transmisión Occidental, se pronosticó que ocurriría el

incremento de flujos de energía a través del corredor que forman las líneas que interconectan a las subestaciones Agua Milpa (AGM), Tepic Dos (TED), Cerro Blanco (CBL) y Tesistán (TSN). Con el fin de conocer la magnitud de esos flujos de potencia tanto en condiciones estables como ante la desconexión de elementos, fue necesario realizar estudios de flujos de potencia para el análisis de esa red en particular. Del resultado de este análisis, se determinó la necesidad de contar con un esquema que limitara de manera automática los flujos de energía a través de algunas de las líneas de transmisión de dicha red. En la Figura 1 se presenta la topología de la red involucrada.

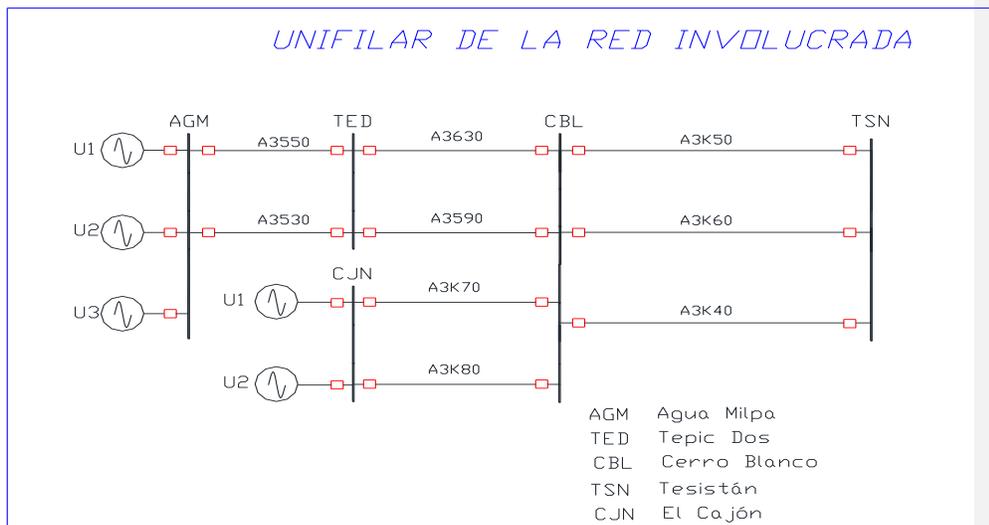


Figura 1
Diagrama unifilar de la red eléctrica involucrada

En años anteriores, en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente de la Comisión Federal de Electricidad, se habían utilizado relevadores electromecánicos para la implementación de los esquemas remediales. Mediante los contactos de estos relevadores se armaban las lógicas de operación del

esquema, lo que resultaba en un complicado alambrado a base de cable de cobre. Adicionalmente la selección de elementos a desconectar del sistema de potencia se hacía de manera manual a través de selectores mecánicos, los cuales eran accionados por el operador de la subestación o de la central de generación. Esta condición propiciaba errores que ocasionaban la desconexión innecesaria de elementos, lo que en ocasiones agravaba el problema en el sistema de potencia.

Los avances en la tecnología digital permitieron utilizar dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) que resultaron ser muy versátiles, ya que en un solo equipo se pudieron efectuar las siguientes actividades:

- a) Vigilar el estado de los elementos del sistema de potencia
- b) Medir el flujo de potencia a través de ellos
- c) Detectar las condiciones anormales que los ponen en peligro y en base a esa información,
- d) Ejecutar algoritmos para toma de decisiones y ejercer las acciones de control necesarias para corregir dichas condiciones y llevarlas a una situación segura para el sistema y los propios equipos.

Con estas aplicaciones automatizadas se minimizó la intervención humana y por lo tanto la posibilidad de errores debido al factor humano.

Otra ventaja que proporcionan los DEI's es que permiten el monitoreo continuo del estado de los equipos, tanto del propio esquema así como del equipo eléctrico primario, con lo que se emiten alarmas cuando sucede alguna situación anormal en la red que está siendo vigilada.

CAPITULO II FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA

2.1 Formulación de las ecuaciones.

Para calcular los flujos de energía que circularán en los elementos del sistema eléctrico de potencia bajo análisis, es necesario llevar a cabo un estudio de flujos de potencia por lo que debe construirse el modelo matemático de la red eléctrica en cuestión, la cual se representa por un conjunto de nodos interconectados por medio de líneas de transmisión y transformadores; además se tienen generadores que inyectan potencia compleja a la red y cargas eléctricas que toman esa potencia compleja.

La potencia nodal S_i inyectada en el nodo i , está dada por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (1)$$

Donde I_i^* es la corriente compleja conjugada neta en el nodo i .

De la teoría básica de circuitos eléctricos, la corriente entre dos nodos, en función de las admitancias, está dada por:

$$I_{ik} = (V_i - V_k) Y_{ik} \quad (2)$$

Donde:

I_{ik} es la corriente compleja entre los nodos i y k .

V_i Voltaje complejo en el nodo i

V_k Voltaje complejo en el nodo k

Y_{ik} Admitancia serie entre los nodos i y k

Considerando un sistema eléctrico de potencia simple de dos nodos, se tiene que el balance de corrientes para los nodos 1 y 2 es:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} = V_1 Y_p + (V_1 - V_2) Y_S \quad (3)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2} = V_2 Y_p + (V_2 - V_1) Y_S \quad (4)$$

Rearreglando las ecuaciones (3) y (4):

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1} = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 \quad (5)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2} = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 \quad (6)$$

Donde los elementos Y_{ij} son parte de la matriz nodal de Admitancias.

$$Y_{11} = Y_p + Y_S \quad (7)$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -Y_S \quad (8)$$

$$Y_{22} = Y_p + Y_S \quad (9)$$

Representando en forma matricial se tiene:

Vector de corrientes nodales

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Vector de voltajes nodales

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Matriz de admitancias nodal

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Expresando de forma compacta se tiene la siguiente ecuación:

$$[I] = [Y][V] \quad (13)$$

La ecuación 13 es compleja y lineal. Por lo tanto puede encontrarse fácilmente la solución.

No obstante en el problema de flujos las variables conocidas son las potencias en lugar de las corrientes. Por lo anterior las ecuaciones 5 y 6 se replantean de la siguiente forma:

$$S_1^* = P_1 - jQ_1 = Y_{11}V_1V_1^* + Y_{12}V_2V_1^* \quad (14)$$

$$S_2^* = P_2 - jQ_2 = Y_{12}V_1V_2^* + Y_{22}V_2V_2^* \quad (15)$$

De manera general se tiene la siguiente ecuación:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \quad (16)$$

$$i= 1, 2, \dots, n$$

La ecuación 16 representa el modelo matemático del problema de flujos de potencia. Es un sistema algebraico, complejo y no lineal.

Los voltajes y las admitancias son cantidades complejas y pueden expresarse por medio de su magnitud y su ángulo.

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (17)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij} \quad (18)$$

Escribiendo la ecuación 16 en forma polar se tiene:

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| e^{j(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})} \quad (19)$$

$$i=1, 2, \dots, n$$

Separando la potencia real y reactiva resulta:

$$P_i = \text{Re}\{P_i - jQ_i\} \quad (20)$$

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (21)$$

$$i=1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = -\text{Im}\{P_i - jQ_i\} \quad (22)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| |V_i| |V_k| \text{Sen}(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad (23)$$

$$i=1, 2, \dots, n$$

Las ecuaciones de flujos de potencia 16, 21 y 23 deben ser planteadas para cada nodo, donde cada uno tiene asignadas cuatro cantidades y dos de ellas son

siempre conocidas, por lo que se tendrán dos ecuaciones con dos incógnitas para cada nodo.

2.2 Método de solución

Como ya se analizó en el punto anterior, las ecuaciones con las que se calculan los voltajes en los nodos de la red son del tipo complejo y no lineal, por lo que su solución debe encontrarse por medio de métodos iterativos. Los más utilizados son el método Gauss-Seidel y el método Newton-Raphson.

El primer paso para llevar a cabo el estudio de flujos es seleccionar el método de solución, porque las consideraciones difieren del método utilizado y por lo tanto la forma de plantear las ecuaciones.

Utilizando el **método Newton-Raphson**, se deben encontrar las derivadas parciales de las ecuaciones resultantes. Como no es posible derivar una ecuación compleja, se deben plantear ecuaciones para la potencia real y para la potencia compleja por separado.

En términos de la parte real e imaginaria de la matriz de admitancias:

$$Y_{ik} < \gamma_{ik} = G_{ik} - B_{ik} \quad (24)$$

Las ecuaciones 21 y 22 tienen la forma siguiente:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad (25)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad (26)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

El lado derecho de ambas ecuaciones 25 y 26 es función de magnitudes de voltaje y de ángulos de fase, de hecho estas son las variables del problema. Entonces se tendrán n-1 variables desconocidas de |V| y n-1 variables desconocidas del ángulo

δ. Esto se debe a que en el nodo de referencia también llamado compensador ya se conocen estas variables.

Definiendo vectores para los dos conjuntos de incógnitas, se tiene:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad (27)$$

$$[|V|] = \begin{bmatrix} |V|_1 \\ \vdots \\ |V|_{n-1} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Representando ambos vectores en uno solo de incógnitas:

$$[X] = \begin{bmatrix} \delta \\ |V| \end{bmatrix} \quad (29)$$

De este modo quedan definidas las funciones $P_i(X)$ y $Q_i(X)$ por:

$$P_i(X) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i)] \quad (30)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i(X) = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \sin(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad (31)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Las inyecciones de potencia P_i^{esp} y Q_i^{esp} son cantidades conocidas y su comparación con $P_i(X)$ y $Q_i(X)$ permitirán las aproximaciones en el proceso de solución. En el método Newton-Raphson es necesario tener las ecuaciones en la forma $F(X)=0$, por lo que si las ecuaciones 30 y 31 se le restan P_i^{esp} y Q_i^{esp} en el lado izquierdo, entonces dichas ecuaciones tendrán la forma adecuada para aplicar el método.

$$F_{P_i}(X) = P_i(X) - P_i^{\text{esp}} = 0 \quad i=1, 2, 3, \dots, n-1 \quad (32)$$

$$F_{Q_i}(X) = Q_i(X) - Q_i^{\text{esp}} = 0 \quad i=1, 2, 3, \dots, n-1 \quad (33)$$

Dentro del proceso iterativo, las ecuaciones 32 y 33 permiten evaluar la convergencia del problema. De hecho se puede identificar como la ecuación de error nodal. En forma vectorial se tiene:

$$\Delta P(X) = \begin{bmatrix} P_1^{esp} - P_1(X) \\ \vdots \\ P_{n-1}^{esp} - P_{n-1}(X) \end{bmatrix} \quad (34)$$

$$\Delta Q(X) = \begin{bmatrix} Q_1^{esp} - Q_1(X) \\ \vdots \\ Q_{n-1}^{esp} - Q_{n-1}(X) \end{bmatrix} \quad (35)$$

$$\Delta F(X) = \begin{bmatrix} \Delta P(X) \\ \Delta Q(X) \end{bmatrix} \quad (36)$$

La relación entre el vector de incógnitas (ecuación 29) y el vector de funciones (ecuación 36) es la matriz de derivadas parciales o también conocido como Jacobiano.

La matriz puede ser particionada de tal forma que cada elemento tenga una representación específica:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (37)$$

Donde las submatrices del Jacobiano representan:

$$H = \left[\frac{\partial P_i(X)}{\partial \delta_k} \right] \quad (38)$$

$$N = \left[\frac{\partial P_i(X)}{\partial |V_k|} \right] |V_k| \quad (39)$$

$$J = \left[\frac{\partial Q_i(X)}{\partial \delta_k} \right] \quad (40)$$

$$L = \left[\frac{\partial Q_i(X)}{\partial |V_k|} \right] |V_k| \quad (41)$$

Las expresiones para las ecuaciones 30 y 31 cuando $k \neq m$ son:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} = -|V_k||V_m|[G_{km} \text{Sen} \delta_{mk} + B_{km} \text{Cos} \delta_{mk}] \quad (42)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial |V_m|} |V_m| = |V_k| |V_m| [G_{km} \cos \delta_{mk} - B_{km} \sin \delta_{mk}] \quad (43)$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} = -|V_k| |V_m| [G_{km} \cos \delta_{mk} - B_{km} \sin \delta_{mk}] \quad (44)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial |V_m|} |V_m| = -|V_k| |V_m| [G_{km} \sin \delta_{mk} + B_{km} \cos \delta_{mk}] \quad (45)$$

Para los elementos de la diagonal:

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = -Q_k - B_{kk} |V_k|^2 \quad (46)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial |V_k|} |V_k| = P_k + G_{kk} |V_k|^2 \quad (47)$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = P_k - G_{kk} |V_k|^2 \quad (48)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial |V_k|} |V_k| = Q_k - B_{kk} |V_k|^2 \quad (49)$$

La ecuación recursiva del método Newton-Raphson para el problema de flujos de potencia queda como sigue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v(X) \\ \Delta Q^v(X) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^v & N^v \\ J^v & L^v \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \frac{\Delta |V|^v}{|V|} \end{bmatrix} \quad (50)$$

Donde el superíndice v indica el número de iteración

La solución iterativa de la ecuación 50 lleva a obtener la solución del problema de flujos de potencia si el proceso es convergente. El lado izquierdo de la ecuación representa la diferencia entre los valores especificados de P y Q, y los valores calculados en cada iteración. La solución es obtenida cuando el error es cero o menor a cierta tolerancia. Las nuevas aproximaciones en el proceso iterativo se encuentran mediante:

$$\begin{bmatrix} \delta^{V+1} \\ |V|^{V+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta^V \\ |V|^V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\delta^V \\ \Delta|V|^V \end{bmatrix} \quad (51)$$

De las ecuaciones 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48 y 49 se puede deducir una propiedad importante del Jacobiano. Los elementos fuera de la diagonal principal se expresan en función de las admitancias entre nodos. Si no existe conexión entre nodos, los elementos correspondientes serán cero. Esta situación es común en los Sistemas Eléctricos de Potencia reales (SEPs), llegando a tener mas de 90% de sus elementos con valor cero. Las matrices con muchos elementos nulos se llaman matrices dispersas y existen técnicas computacionales que aprovechan con ventaja esta propiedad, facilitando así la solución por computadora.

2.3 Herramientas para el análisis de flujos de potencia.

El presente caso de estudio involucra una cantidad importante de nodos involucrados. Por otro lado para llegar a la solución de las ecuaciones, el número de iteraciones puede llegar a ser muy grande, por lo tanto es necesario utilizar un programa de cómputo. Para el caso que nos ocupa se trata de la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con una cantidad contabilizada de **8293 nodos** y para esto se utilizó el **programa PSSE** (Power System Simulator).

Este software fue desarrollado por la compañía alemana SIEMENS.

El programa PSS®E es un conjunto integrado de programas de computadora que maneja los siguientes cálculos de análisis de sistemas de potencia:

- El flujo de potencia y las funciones de análisis relacionadas a la red.
- Análisis de fallas balanceadas y desbalanceadas.
- Red equivalente.
- Simulaciones en dinámica.

El PSS®E se estructura en torno a su propio espacio de direcciones (llamado el caso de trabajo, o caso base) junto con un conjunto cuidadosamente diseñado de ficheros de datos de carácter temporal. Estas estructuras de datos se configuran de una manera que optimiza los aspectos computacionales de las funciones clave

de simulación de sistemas de potencia: soluciones de red y equipos de modelado dinámico. El caso base y / o uno o más de los archivos temporales se operan sobre un conjunto amplio de módulos de programas funcionales denominadas actividades. Cada actividad se realiza un cálculo, de entrada, de salida, o la función de manipulación de datos requerida en la red, tales como; flujo de potencia, cortocircuito, construcción equivalente, o trabajo de simulación dinámica.

Los métodos usados por el PSS@E para la solución de flujos de potencia son cinco, cada uno de los cuales opera en las estimaciones de la tensión del bus en el caso base para tratar de llevarlos a una solución, con las leyes de Kirchhoff. Cada método hace ajustes sucesivos a las tensiones de bus de acuerdo con un esquema iterativo diferente.

A continuación se enlistan los cinco métodos usados por PSS@E:

- Gauss – Seidel
- Modified Gauss-Seidelhandles series capacitors (Para manejo de condensadores en serie)
- Full Newton-Raphson (Completo)
- Decoupled Newton-Raphson (Desacoplado)
- Fixed-SlopeDecoupled Newton-Raphson

Este simulador en la versión 32.05 (usada para el presente trabajo) tiene una capacidad máxima de hasta 150 mil buses, los cuales pueden ser de carga, de generación o nodo slack. La base de datos utilizada en el estudio tiene un total de 8293 buses o nodos que corresponden a la totalidad de la red del Sistema Interconectado Nacional, de los cuales 1426 corresponden a la Gerencia Regional de Transmisión Occidente de la CFE.

El PSS@E resulta ser amigable para el usuario ya que puede ver el contenido de la base de datos en dos modalidades, en tablas y de forma gráfica.

Este programa requiere que previo a su instalación se tenga Python 2.5.1, extensiones Win 32 para Python 2.5, Build 210 y wxPython 2.8, así como Microsoft Visual Studio (2008/2005) y/o Microsoft Visual Studio Express (2008/2005), e Intel Visual Fortran Compilers 9.1 o anteriores.

CAPÍTULO III

CASO DE ESTUDIO

3.1 Introducción

Debido a la entrada en operación de la C.H. El Cajón, aunado a la operación de la Central Generadora de Aguamilpa y a la interconexión de las Gerencias Noroeste y Norte con la Gerencia Occidental, es necesario un estudio de flujos para pronosticar el incremento en los flujos de potencia a través de los enlaces entre las Subestaciones Cerro Blanco y Tesistán así como entre Tepic Dos y Cerro Blanco. Bajo esta condición y ante la apertura de líneas de transmisión (llamadas contingencias), se pueden presentar condiciones de sobrecarga en los alimentadores que permanezcan en servicio.

Del análisis de los resultados obtenidos se determinó que es necesario limitar el flujo de potencia mediante la desconexión del sistema de algunas unidades generadoras en las Centrales mencionadas. Por lo tanto se diseñó e implementó un sistema remedial o suplementario para el Disparo Automático de Generación (DAG), buscando evitar la sobrecarga en las líneas de transmisión.

3.2 Diagrama Unifilar de la Red Eléctrica bajo estudio

La figura 4 muestra el diagrama unifilar de impedancias de la red bajo estudio, tal como se presenta en el programa PSSE. En él se muestran los valores en p.u. (base 100 MVA) de las impedancias de secuencia positiva y cero de los elementos involucrados , así como los equivalentes de Thevenin en las subestaciones.

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD A 100 MVA BASE

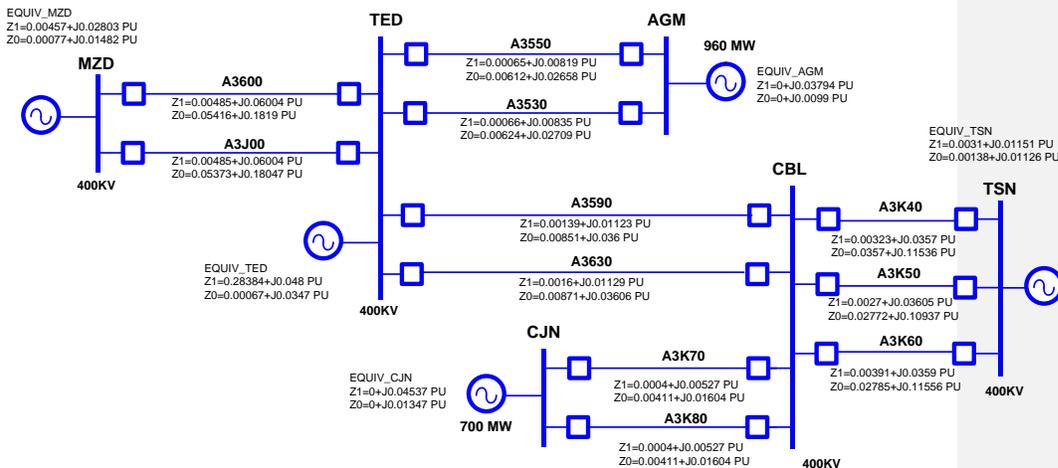


Figura 4

Diagrama de impedancias de los elementos de la red representada en el programa PSSE

3.3 Casos simulados

3.3.1 Consideraciones iniciales

Para estudiar el comportamiento del sistema ante las diferentes contingencias o desconexión de elementos que se pudieran presentar en el corredor eléctrico en estudio, se utilizó el software para el estudio de flujos de potencia PSSE®.

La primera parte de las actividades fue formular el caso base, en donde se consideran operando a plena capacidad las unidades generadoras de las centrales hidroeléctricas Aguamilpa y El Cajón, además de estar recibiendo flujo de potencia de la parte Noroeste por las dos líneas de transmisión que conectan la subestación Tepic Dos con la Subestación Mazatlán Dos.

Condiciones para el caso base

- Demanda máxima
- Generación en C.H. Aguamilpa: 960 MW

- Generación en C.H. El Cajón: 750 MW
- Enlace ACNO-ACOC = 500 MW

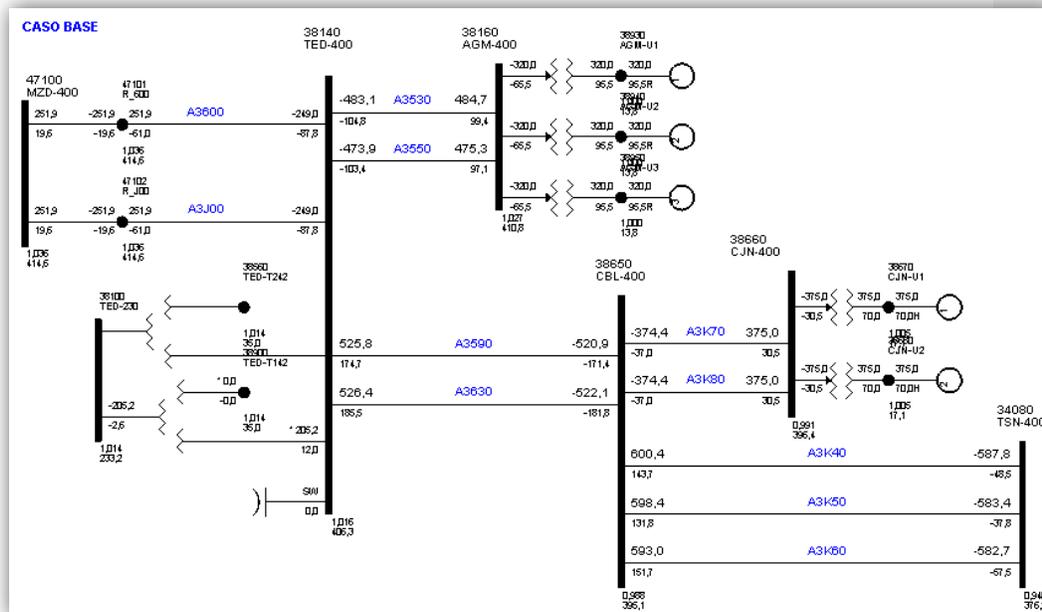


Figura 5
Flujo de potencias en estado estable del caso base de PSSE

Posterior a obtener el caso base, con los flujos de potencia esperados se procedió a realizar simulaciones en dinámica con los casos más críticos de contingencias que pudieran presentarse. El resumen de los casos de estudio realizados es el siguiente:

- Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED.
- Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TSN.
- Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en desconectada del sistema por licencia.
- Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN.
- Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra de este mismo enlace desconectada del sistema por licencia.

F. Contingencia: Desconexión de una línea de AGM-TED.

G. Contingencia: Desconexión de una línea deCJN-CBL.

3.3.2 Caso A: desconexión de la línea de CBL-A3590-TED

Condiciones: flujo previo de 525 MW por cada línea A3590 y A3630 para un total en las dos de 1050 MW.

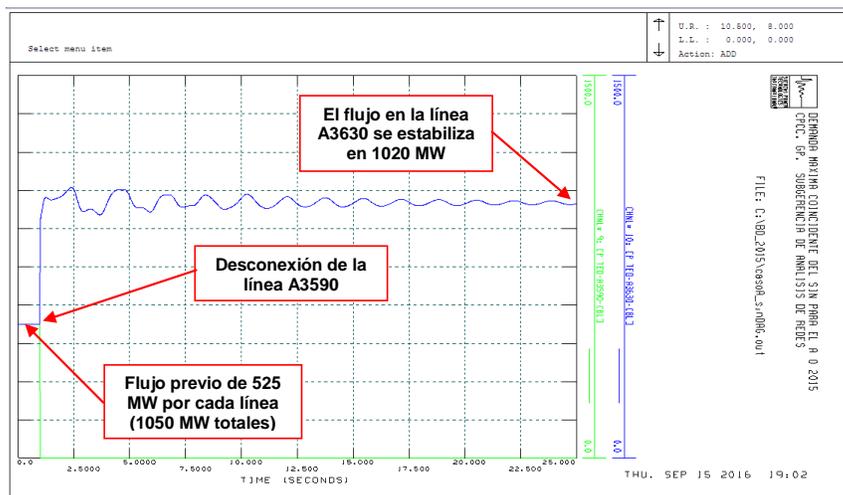


Figura 6
Gráfica de resultados del caso A

La figura 6 muestra los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3590, se observa un flujo de 1020 MW por la línea A3630 que queda en servicio.

3.3.3 Caso B: desconexión de la línea de CBL-A3K40-TED

Condiciones: flujo previo de 600 MW por cada línea A3K40, A3K50 y A3K60 para un total en las tres de 1800 MW.

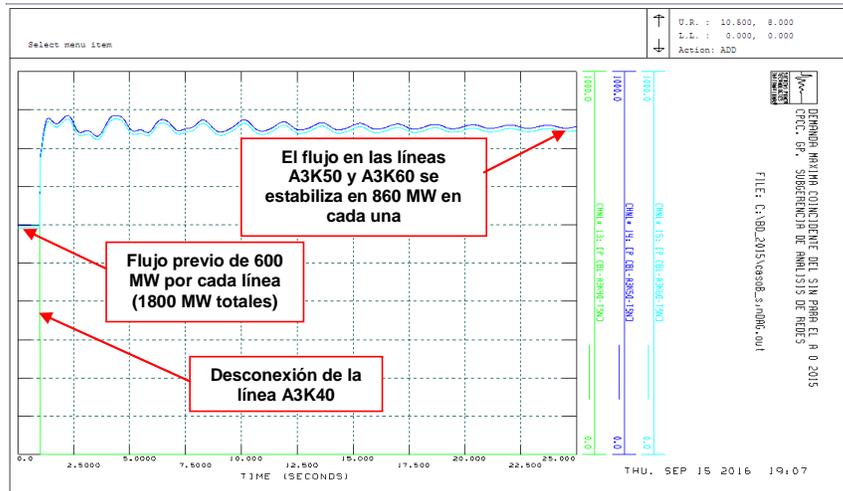


Figura 7
Gráfica de resultados del caso B

La figura 7 muestra los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3K40, se observa un flujo de 860 MW por cada línea A3K50 y A3K60 que quedan en servicio (1720 MW en total).

3.3.4 Caso C: desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace desconectada del sistema por licencia

Condiciones: flujo previo de 600 MW por cada línea A3K60, A3K50 y A3K60 para un total de 1800 MW.

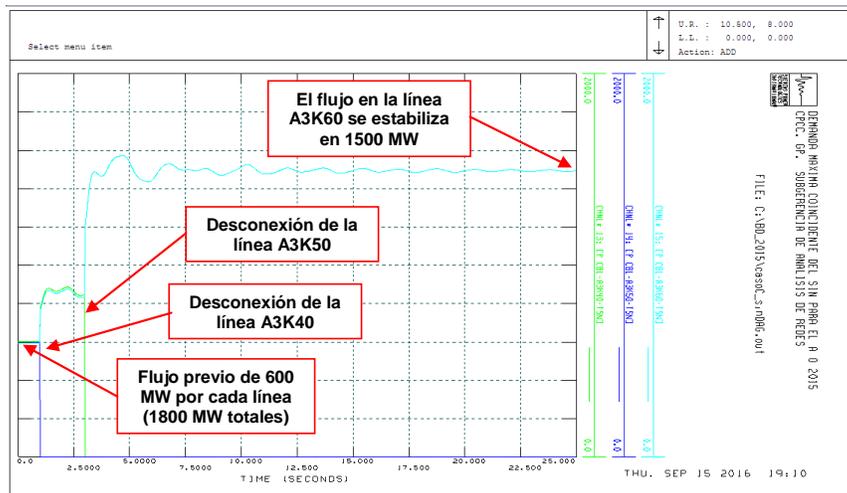


Figura 8
Gráfica de resultados del caso C

La figura 8 muestra los resultados de la simulación: estando previamente desconectada la línea A3K40 por licencia y ante la desconexión de la línea A3K50, se observa un flujo de 1500 MW por la línea A3K60 que queda en servicio.

3.3.5 Caso D: desconexión simultánea de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN.

Contingencia: Desconexión simultánea de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN.

Condiciones: Flujo previo de 525 MW por cada línea A3590 y A3630 para un total de 1050 MW entre TED-CBL y de 600 MW por cada línea A3K40, A3K50 y A3K60 para un total de 1800 entre CBL-TSN.

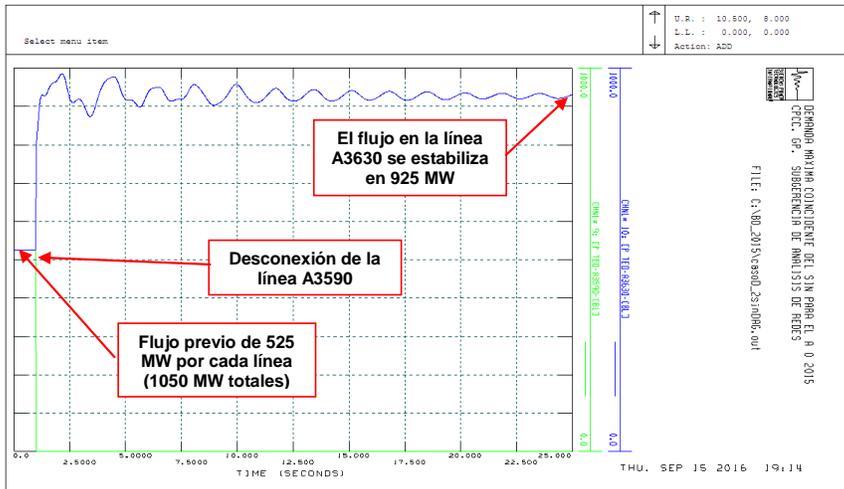


Figura 9
Gráfica de resultados del caso D (líneas TED-CBL)

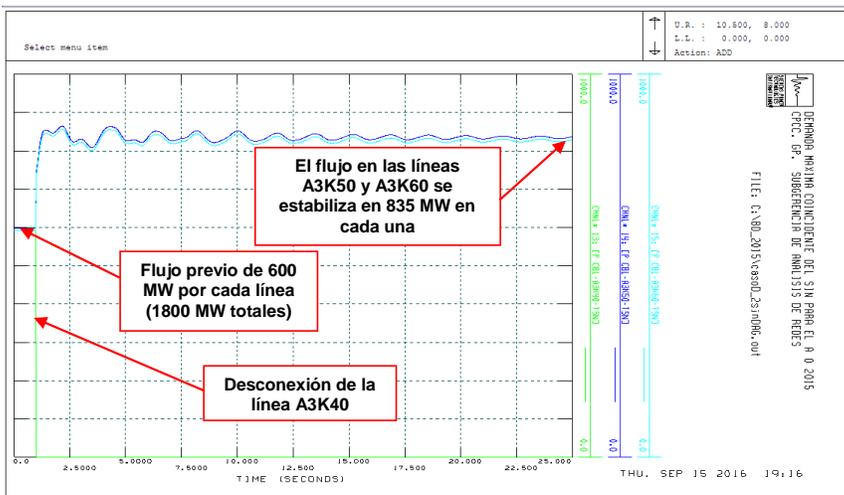


Figura 10
Gráfica de resultados del caso D (líneas CBL-TSN)

Las figuras 9 y 10 muestran los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3590, el flujo por la A3630 se incrementa a 925 MW. Ante la desconexión de la línea A3K40, se observa un flujo de 835 MW por cada línea A3K50 y A3K60 que quedan en servicio (1670 MW en total).

3.3.6 Caso E: desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra de este mismo enlace desconectada del sistema por licencia.

Condiciones: flujo previo de 540 MW por cada línea A3590 y A3630 del enlace TED-CBL para un total de 1080 MW. Flujo previo de 600 MW por cada línea A3K40, A3K50 y A3K60 para un total de 1800 MW entre las subestaciones CBL-TSN.

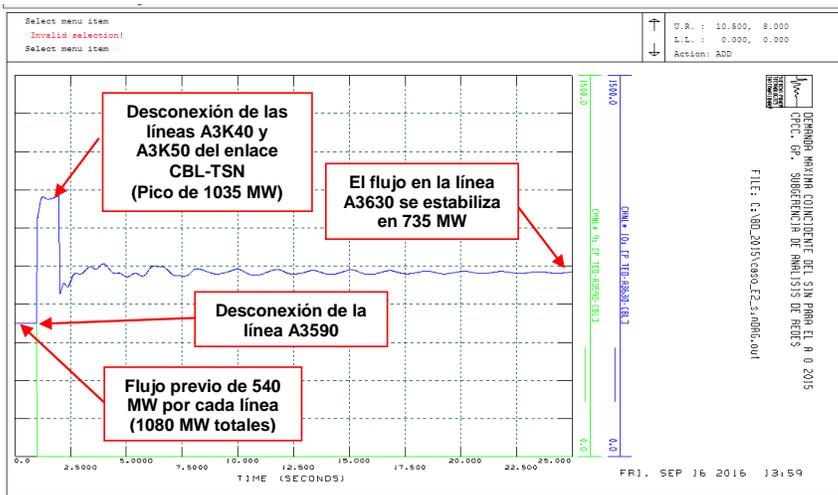


Figura 11
Gráfica de resultados del caso E (líneas TED-CBL)

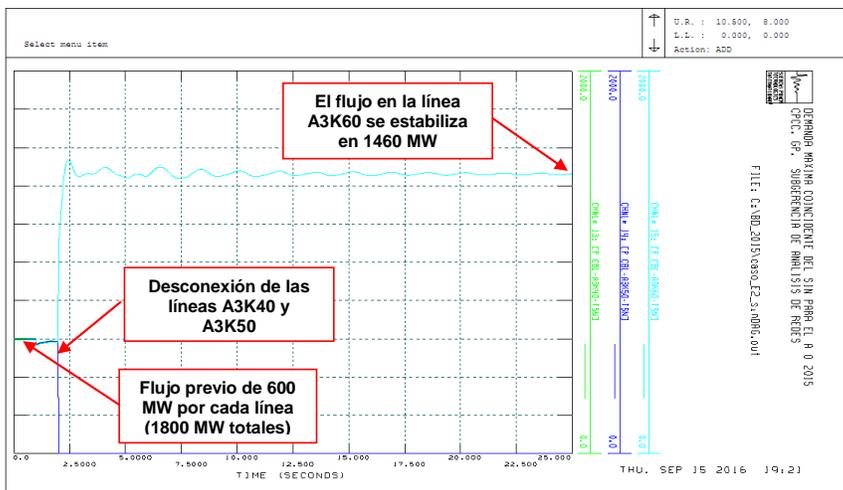


Figura 12
Gráfica de resultados del caso E (líneas CBL-TSN)

Las figuras 11 y 12 muestran los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3590, el flujo por la A3630 se incrementaría a 1035 MW si las líneas A3K40, A3K50 y A3K60 del enlace CBL-TSN permanecieran todas conectadas. Ante la desconexión de las líneas A3K40 y A3K50 (figura 10) del enlace CBL-TSN, se observa que se reduce a un flujo de 735 MW por la línea A3630 que queda en servicio entre TED-CBL, la línea A3K60 de CBL a TSN toma un flujo de 1460 MW (figura 11).

3.3.7 Caso F: desconexión de la línea de AGM-A3530-TED

Condiciones: flujo previo de 480 MW por cada línea A3530 y A3550 para un total en las dos de 960 MW.

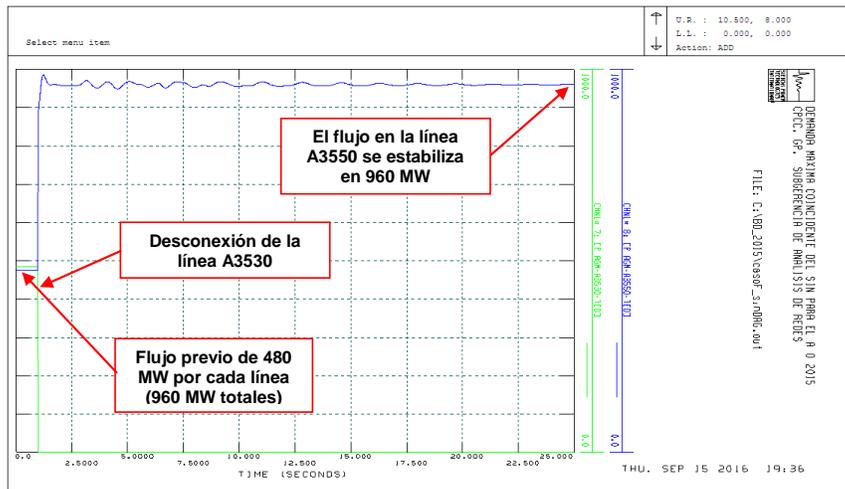


Figura 13
Gráfica de resultados del caso F

La figura 13 muestra los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3530, se observa un flujo de 960 MW por la línea A3550 que queda en servicio.

3.3.8 Caso G: desconexión de la línea de CJN-A3K70-CBL

Condiciones: flujo previo de 380 MW por cada línea A3K70 y A3K80 para un total en las dos de 760 MW.

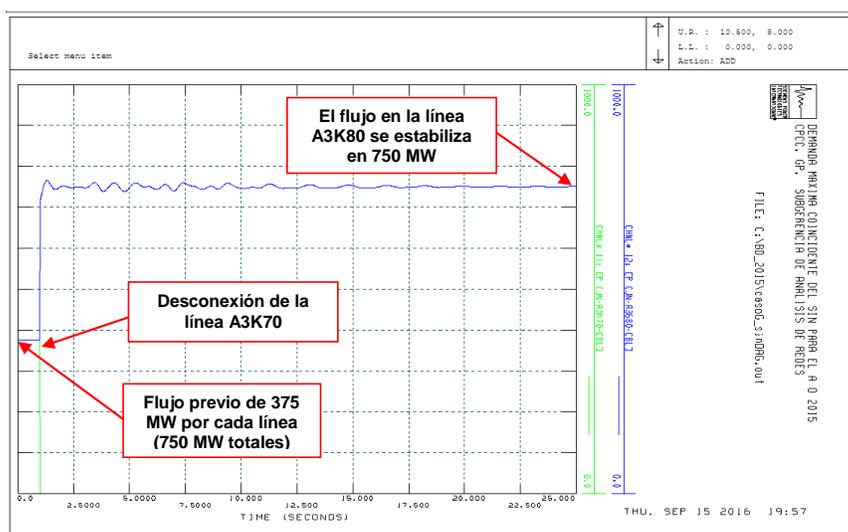


Figura 14
Gráfica de resultados del caso G

La figura 14 muestra los resultados de la simulación: ante la desconexión de la línea A3K70, se observa un flujo de 750 MW por la línea A3K80 que queda en servicio.

Una vez analizados los casos anteriores y determinadas las sobrecargas de algunas de las líneas, se procedió a hacer simulaciones considerando como medida correctiva la desconexión de unidades generadoras para evitar las sobrecargas ya detectadas.

Estos casos fueron los siguientes:

- H. Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED. (Medida correctiva: Disparo una unidad de la C.H. AGM)

- I. : Desconexión de una línea de CBL-TSN. (Medida correctiva: Disparo una unidad de la C.H. CJNI)
- J. Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en desconectada del sistema por licencia. (Medida correctiva: Disparo de las dos unidades de C. H. CJNI)
- K. Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN. (Medida correctiva: Disparo de una unidad de la C.H. AGM y una unidad de C.H. CJNI)
- L. Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra del mismo enlace desconectada del sistema por licencia. (Medida Correctiva: Disparo de una unidad de la C.H. AGM y las dos unidades de la C.H. CJNI).

De las simulaciones en dinámica considerando desconexión de unidades generadoras, se estudió el comportamiento de los siguientes parámetros:

- Flujos de potencia en las líneas involucradas en el estudio.
- Voltajes y frecuencias en los buses.
- Ángulos eléctricos de las unidades de las centrales hidroeléctricas de Aguamilpa y El Cajón.

Las condiciones para el caso base están mostrados en la figura 5 y son los siguientes:

- Demanda máxima
- Generación en C.H. Aguamilpa: 960 MW
- Generación en C.H. El Cajón: 750 MW
- Enlace ACNO-ACOC = 500 MW

3.3.9 Caso H: Desconexión de una línea de CBL-TED y como medida correctiva desconexión de una unidad de AGM

Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED. (DAG: Desconexión de una unidad de AGM).

La secuencia de eventos para esta simulación es la siguiente:

- 1) De 0 a 1 segundos, condiciones normales de operación.
- 2) En t = 1 segundos, se desconecta la L.T. TED-A3590-CBL.
- 3) En t = 3 segundos, se desconecta AGM-U3.
- 4) Se deja correr la simulación hasta t = 25 segundos

Las gráficas correspondientes a este caso se presentan a continuación:

Potencias en las líneas:

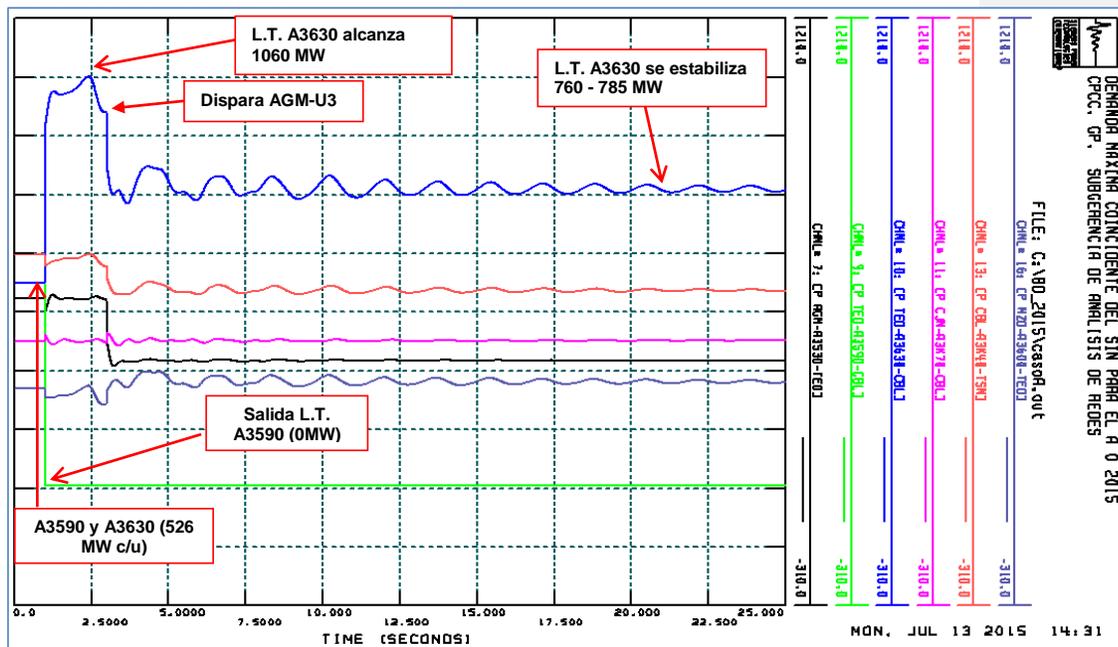


Figura 15
 Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso H

Voltaje de buses (en P.U.):

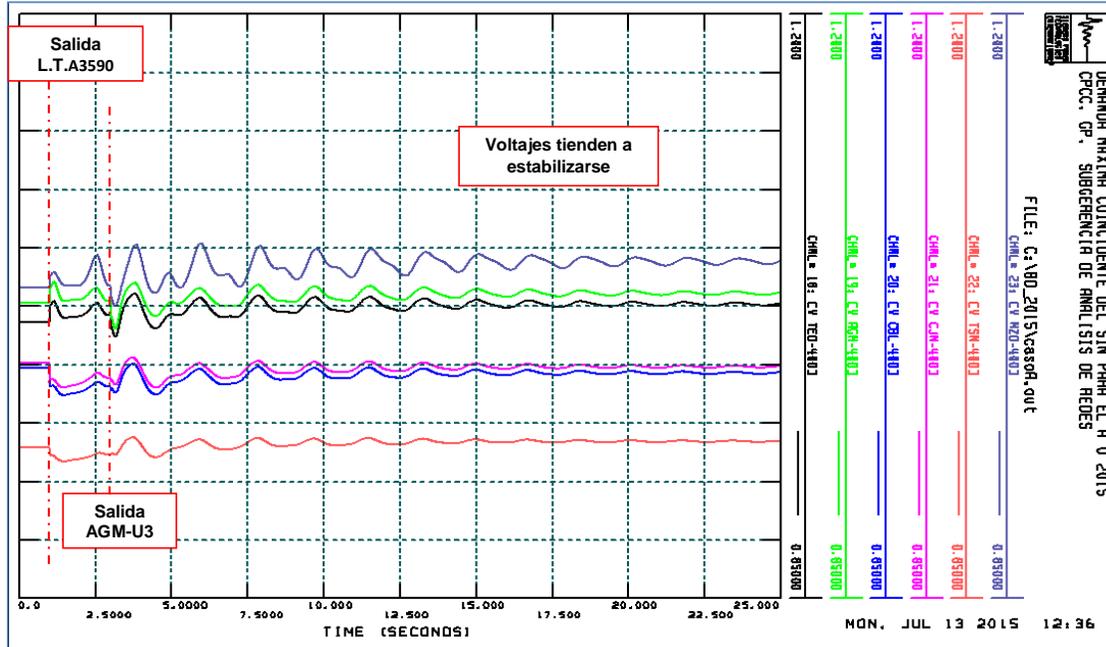


Figura 16
 Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso H

Frecuencia en buses:

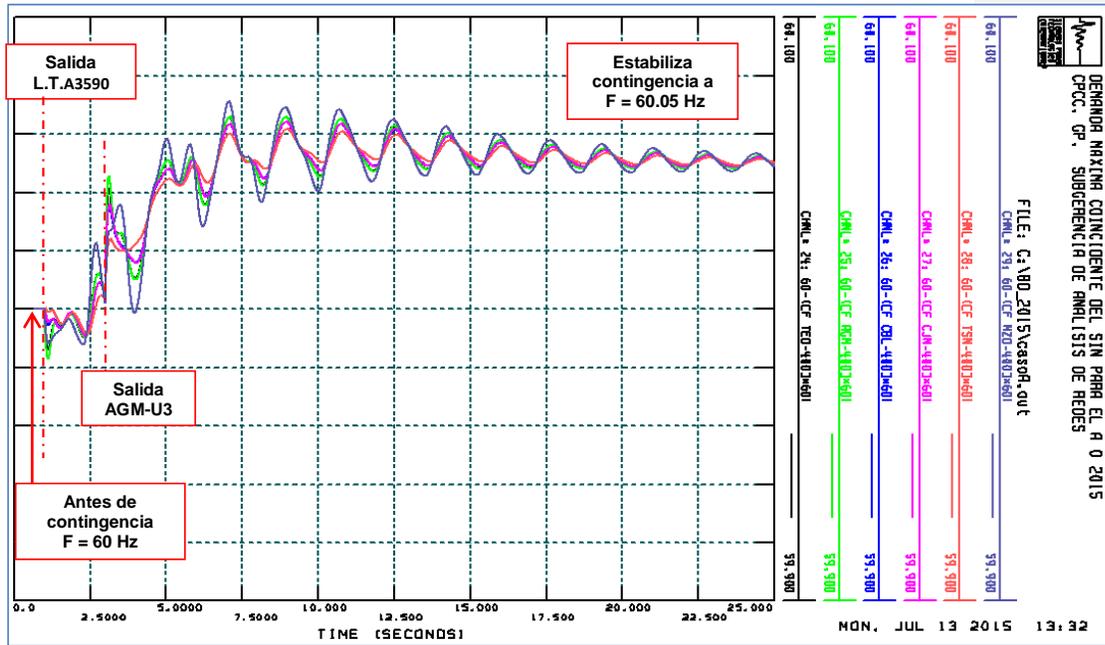


Figura 17
 Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso H

3.3.10 Caso I: Desconexión de una línea de CBL-TSN y como medida correctiva desconexión una unidad de la C.H. CJN

Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TSN. (DAG: Desconexión una unidad de CJN)

La secuencia de eventos para esta simulación es la siguiente:

- 1) De 0 a 1 segundos, condiciones normales de operación.
- 2) En $t = 1$ segundos, se desconecta la L.T. CBL-A3K40-TSN.
- 3) En $t = 3$ segundos, se desconecta CJN-U1.
- 4) Se deja correr la simulación hasta $t = 25$ segundos

Las gráficas correspondientes a este caso se presentan a continuación:

Potencias en las líneas:

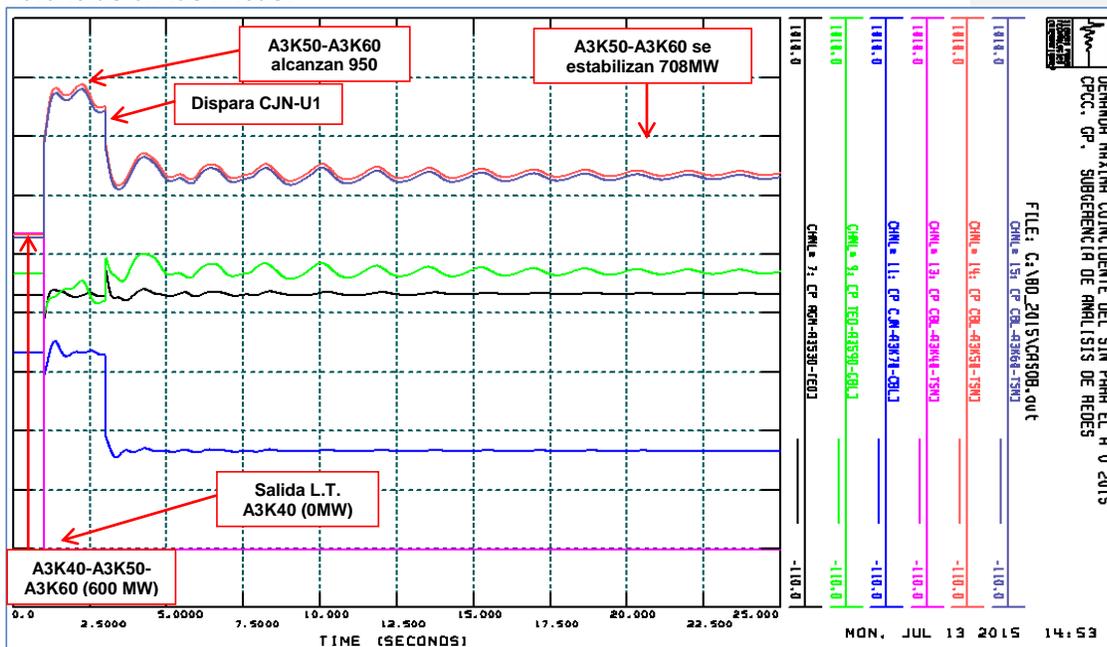


Figura 19

Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso I

Frecuencia en buses:

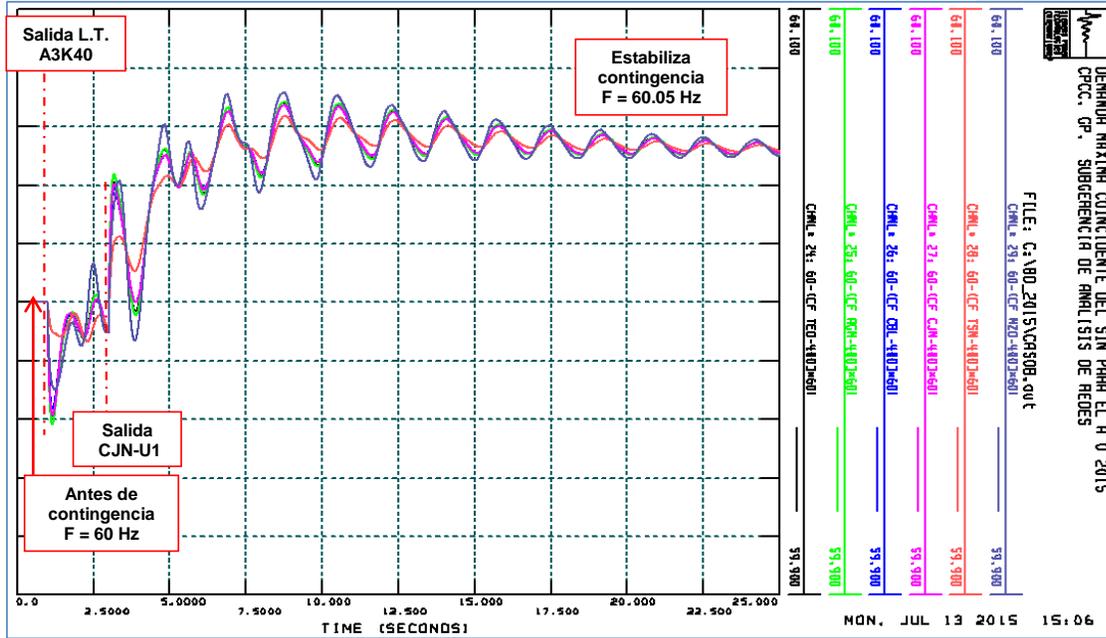


Figura 21
 Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso I

Ángulos de las unidades _Unidad de referencia MMT-U2:

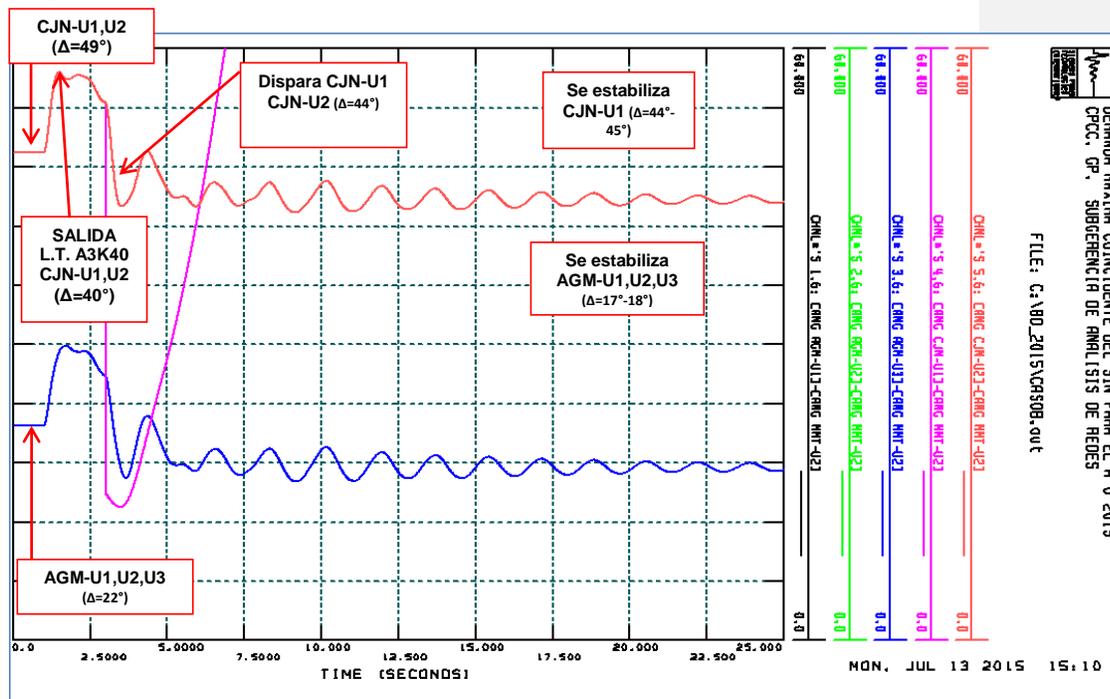


Figura 22

Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso I

3.3.11 Caso J: Desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace desconectada por licencia y como medida correctiva desconexión de las dos unidades de la C.H. CJN

Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en desconectada en licencia. (DAG: Disparan las dos unidades de CJN)

La secuencia de eventos para esta simulación es la siguiente:

- 1) De 0 a 1 segundos, condiciones normales de operación.
- 2) En $t = 1$ segundos, se desconecta bajo licencia la L.T. CBL-A3K50-TSN.
- 3) En $t = 3$ segundos, se desconecta la L.T. CBL-A3K40-TSN.
- 4) En $t = 5$ segundos, se desconectan las unidades CJN-U1 y CJN-U2.
- 5) Se deja correr la simulación hasta $t = 25$ segundos

Las gráficas correspondientes a este caso se presentan a continuación:

Potencias en las líneas:

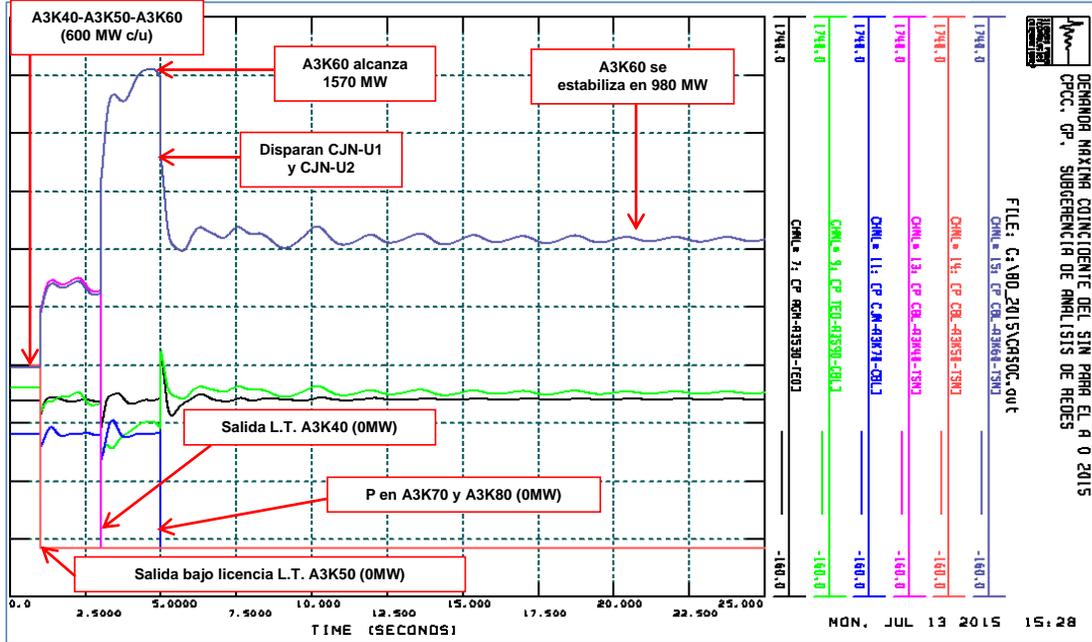


Figura 23

Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso J

Voltaje de buses (en P.U.):

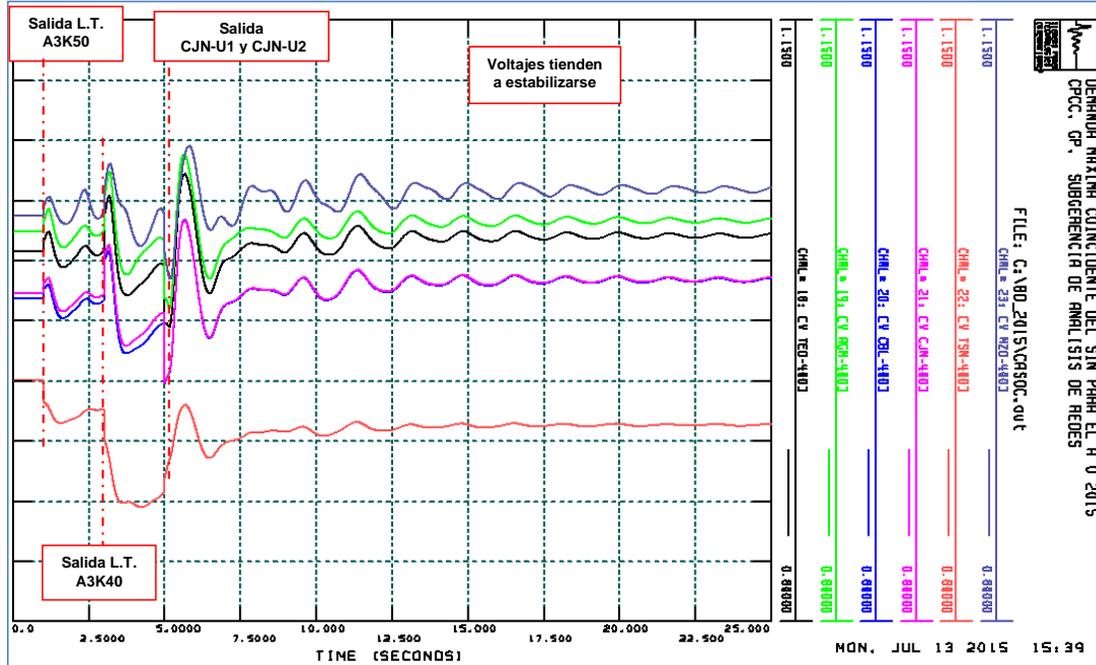


Figura 24
Gráfica de resultados de los voltajes en los nodos del caso J

Ángulos de las unidades Unidad de referencia MMT-U2:

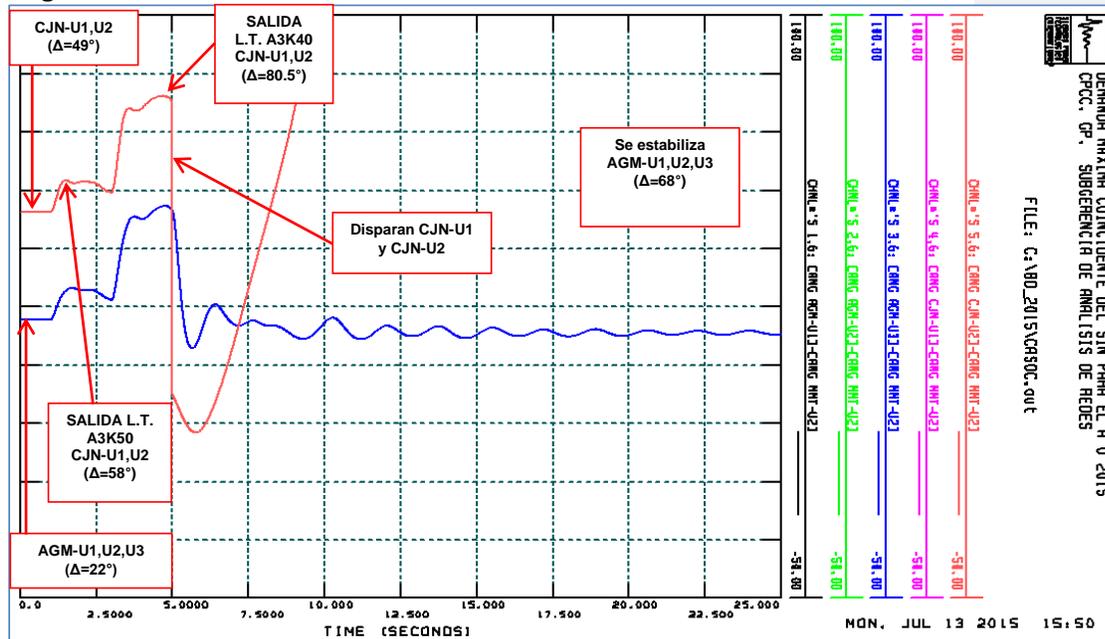


Figura 26

Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso J

3.3.12 Caso K: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN. Como medida correctiva desconexión de una unidad de la C.H. AGM y una unidad de la C.H. CJN

Contingencia: Desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN. (DAG: desconexión de una unidad de AGM y una unidad de CJN)

La secuencia de eventos para esta simulación es la siguiente:

- 1) De 0 a 1 segundos, condiciones normales de operación.
- 2) En $t = 1$ segundos, se desconectan las L.T.s CBL-A3590-TED y CBL-A3K40-TSN.
- 3) En $t = 3$ segundos, se desconectan las unidades AGM-U3 y CJN-U1.
- 4) Se deja correr la simulación hasta $t = 25$ segundos

Las gráficas correspondientes a este caso se presentan a continuación:

Potencias en las líneas:

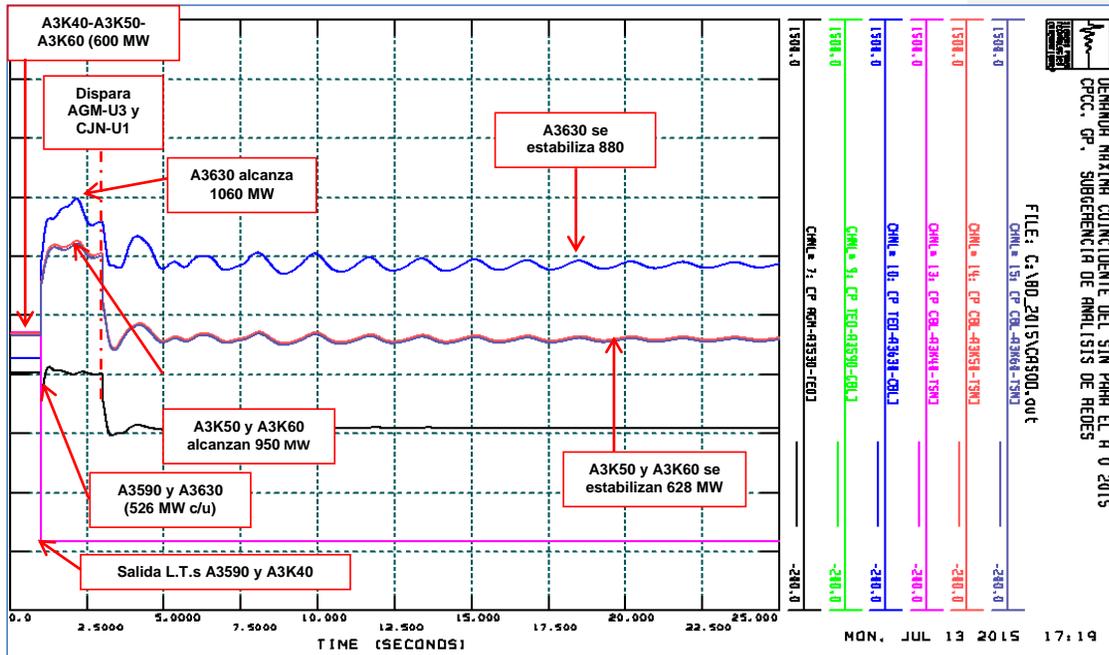


Figura 27
Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso K

Voltaje de buses (en P.U.):

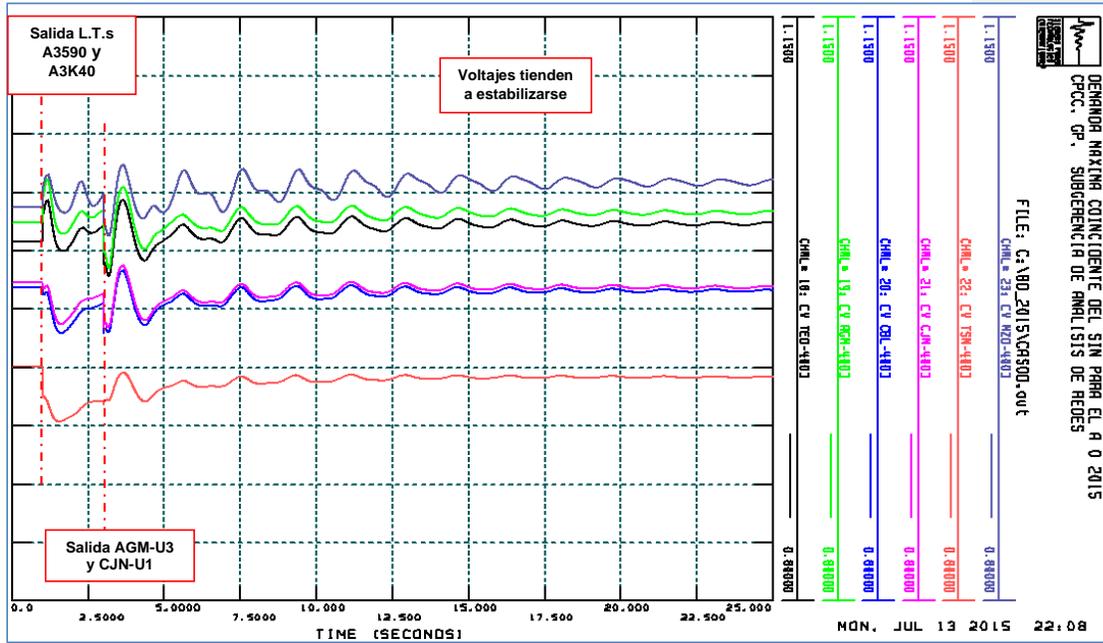


Figura 28
 Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso K

Frecuencia en buses:

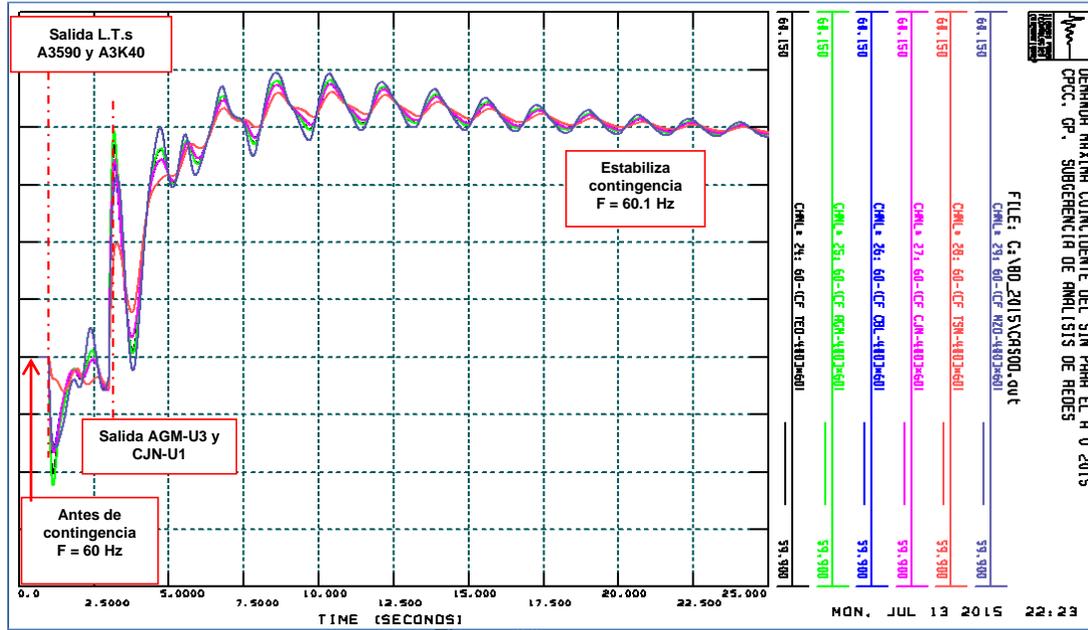


Figura 29

Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso K

Ángulos de las unidades _ Unidad de referencia MMT-U2:

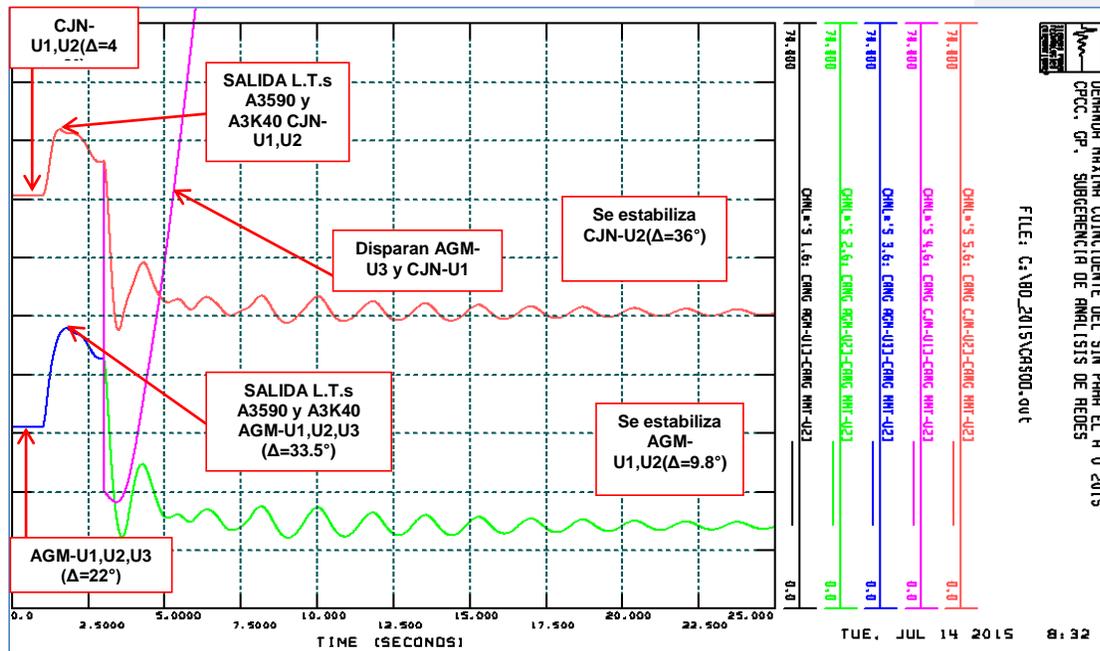


Figura 30

Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso K

3.3.13 Caso L: desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en licencia. Como medida correctiva desconexión de una unidad de C.H. AGM y las dos de C.H. C.JN)

Contingencia: desconexión de una línea de CBL-TED y una de CBL-TSN estando otra del mismo enlace en licencia. (DAG: Dispara una unidad de AGM y las dos de C.JN)

Comentario [C1]: a

La secuencia de eventos para esta simulación es la siguiente:

- 1) De 0 a 1 segundos, condiciones normales de operación.
- 2) En t = 1 segundos, se desconecta la L.T. CBL-A3590-TED.
- 3) En t = 2 segundos, se desconecta por licencia la L.T. CBL-A3K50-TSN, simultáneamente dispara la L.T. CBL-A3K40-TSN.

- 4) En $t = 3$ segundos, se desconectan las unidades AGM-U3, CJN-U1 y CJN-U2.
- 5) Se deja correr la simulación hasta $t = 25$ segundos

Las gráficas correspondientes a este caso se presentan a continuación:

Potencias en las líneas:

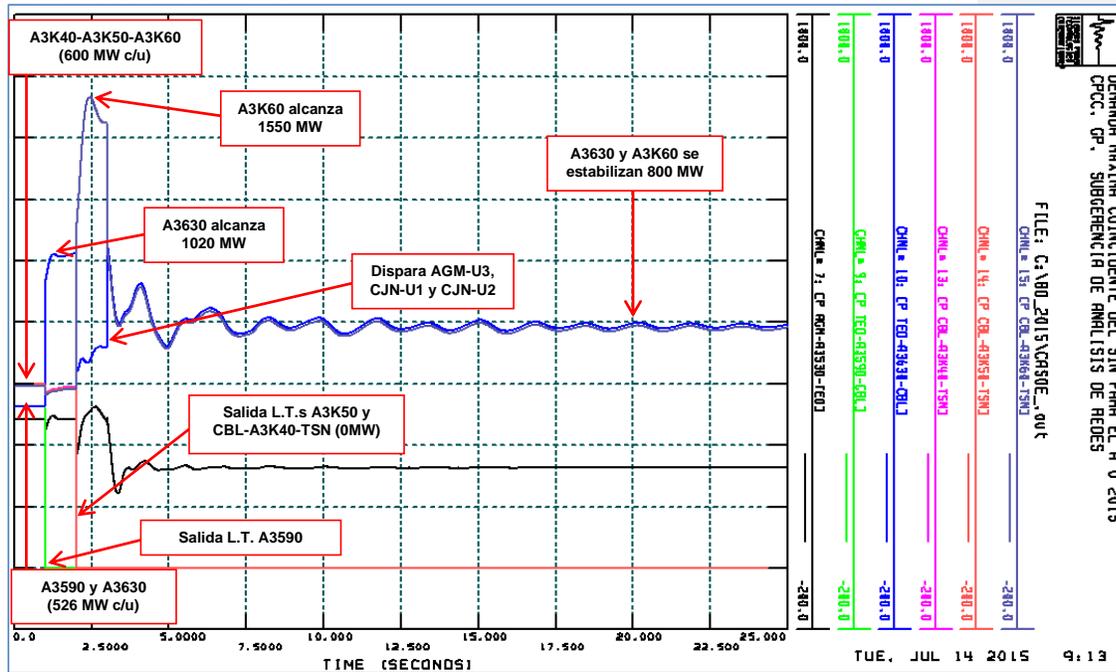


Figura 31
Gráfica de resultados de potencias en las líneas del caso L

Voltaje de buses (en P.U.):

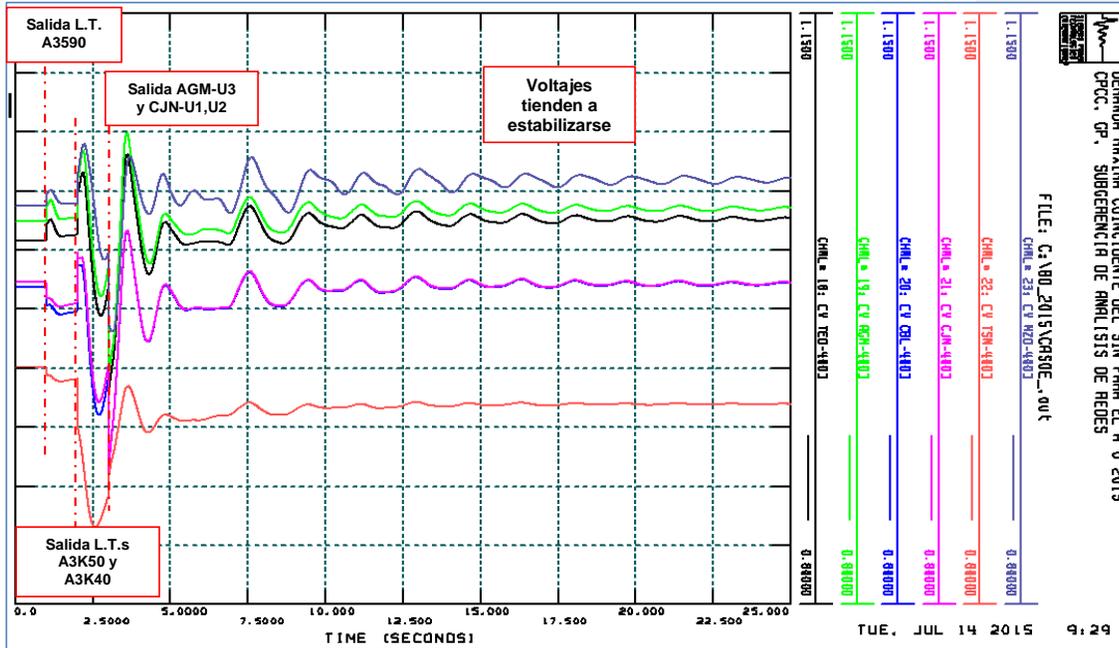


Figura 32
Gráfica de resultados de voltajes en los nodos del caso L

Frecuencia en buses:

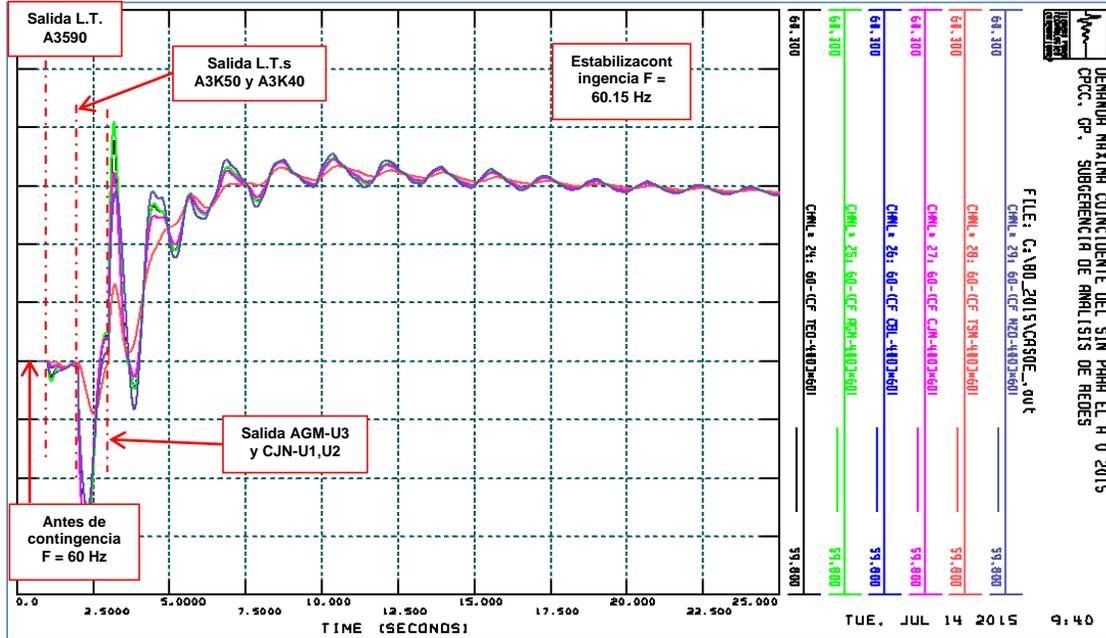


Figura 33
 Gráfica de resultados de las frecuencias en los nodos del caso L

Ángulos de las unidades _ Unidad de referencia MMT-U2:

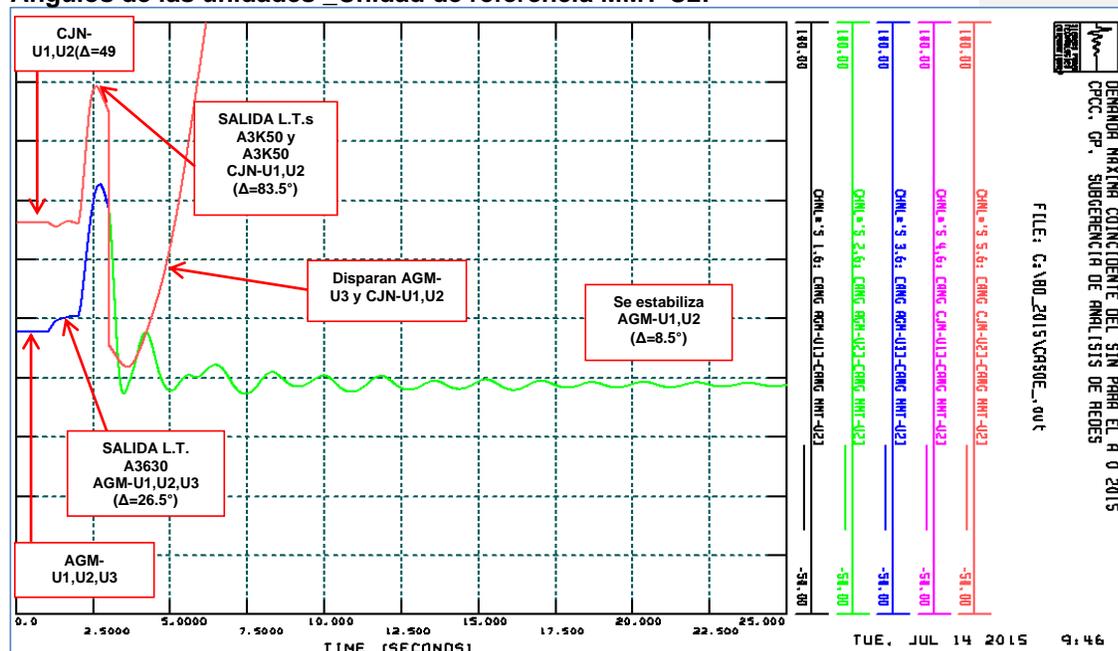


Figura 34

Gráfica de resultados de los ángulos de las unidades generadoras del caso L

3.4.- Resumen de resultados obtenidos de las simulaciones

Los casos del estudio de flujos realizados dan como resultado que ante la salida de una de las líneas de enlace entre las S.E.'s TED –CBL o de dos líneas entre las S.E.'s CBL-TSN, se puede presentar un flujo superior a 950 MW en la línea que queda en servicio, lo que provoca su sobrecarga.

Los resultados del estudio de flujos se pueden resumir en la tabla 1.

Tabla 1
Resumen de resultados obtenidos de las simulaciones en PSSE

Flujo entre CBL-TSN (MW)	Flujo entre TED-CBL (MW)	Unidades a disparar en C.H. AGM	Unidades a disparar en C.H. CJN
0-950	No influye	Ninguna	Ninguna
952-1250	Menor a 950	Ninguna	Una
952-1250	Mayor a 950	Una (Unidad # 3)	Una
Mayor a 1252	Menor a 950	Ninguna	Dos
Mayor a 1252	Mayor a 950	Una (Unidad # 3)	Dos

De la situación detectada mediante el análisis de la tabla 1, se determinó la necesidad de implementar un esquema de Disparo Automático de Generación cuya operación cumpla con tales requerimientos. El objetivo es contar con un Sistema de Control Suplementario que limite de manera automática el flujo de potencia a través de una de las líneas de transmisión que mantiene el enlace entre las Subestaciones TED-CBL y/o CBL-TSN, para evitar su sobrecarga.

En base a los resultados del estudio de Flujos de Potencia en el área de interés y determinada la necesidad del esquema de acción remedial DAG así como su lógica de operación, se procedió a la implementación la cual se describe a continuación en el Capítulo 4.

CAPÍTULO IV IMPLEMENTACIÓN

4.1 Objetivo del esquema remedial

Para dar cumplimiento a lo establecido en la tabla 1, en lo que se refiere a las acciones de control para la desconexión de generación en los nodos estudiados, el esquema DAG debe operar de manera automática ante el disparo de una de las líneas entre las S.E.'s TED-CBL y la sobrecarga de la otra.

De igual manera deberá operar automáticamente si se cumplen las dos condiciones siguientes: el disparo de dos líneas entre las subestaciones CBL-TSN y la sobrecarga de la que quedó en servicio.

La operación del esquema remedial desconectará del Sistema Eléctrico de Potencia las unidades generadoras cumpliendo con las condiciones establecidas en la tabla 1.

4.2 Diagrama General del esquema.

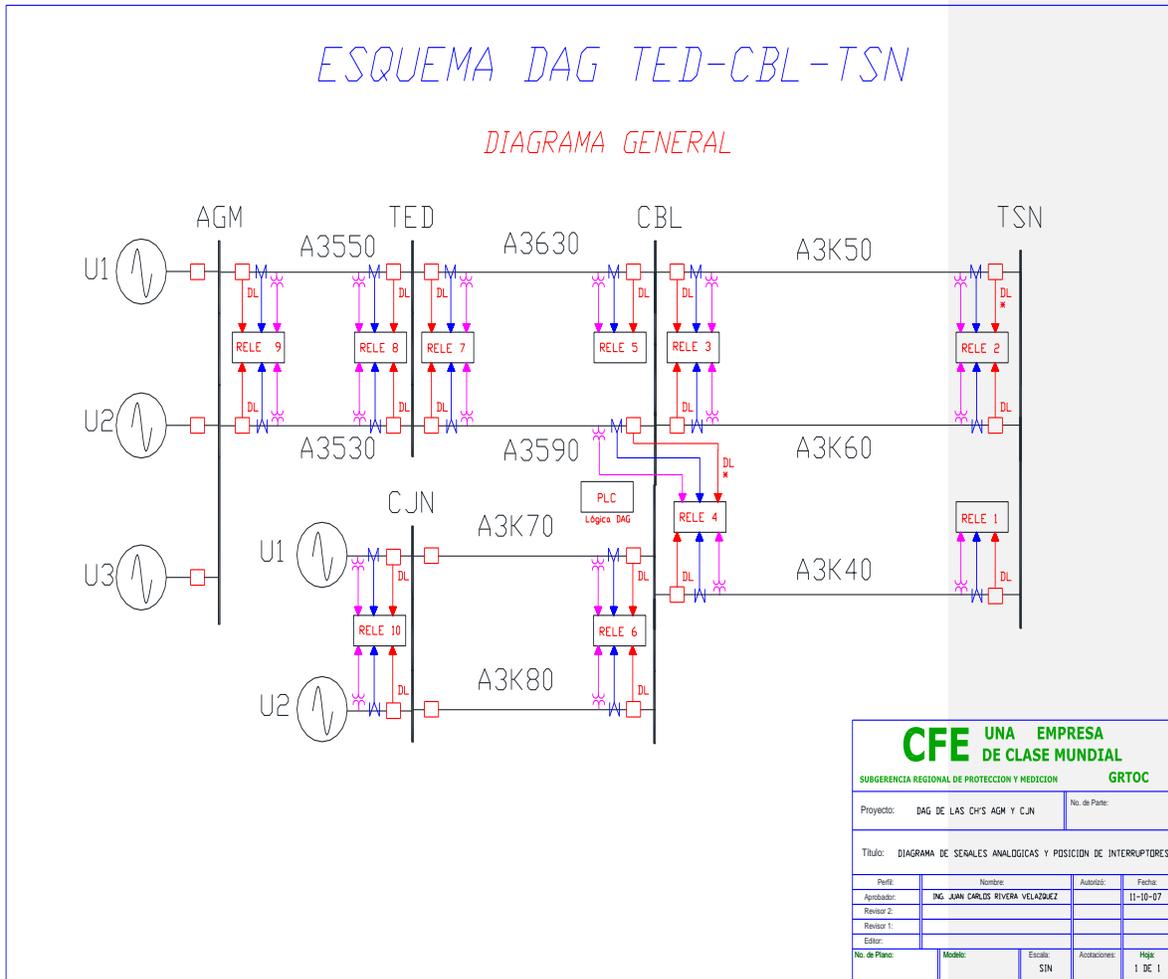


Figura 35
Diagrama general del esquema automático DAG

4.3 Descripción de la operación del esquema DAG

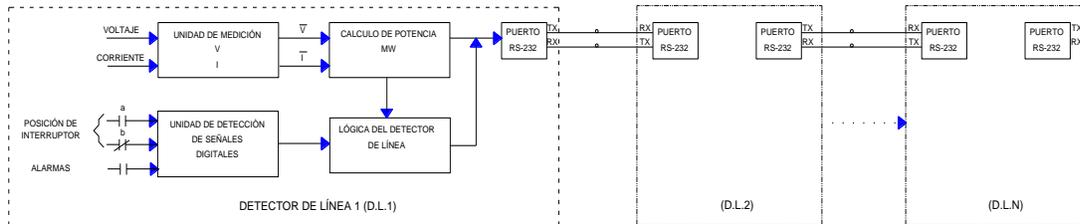


Figura 36
Diagrama a bloques simplificado del esquema DAG (parte 1)

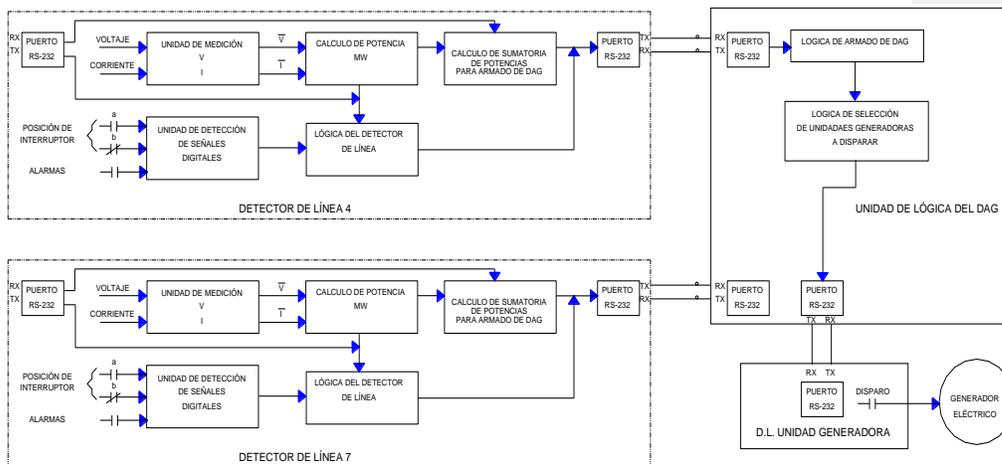


Figura 37
Diagrama a bloques simplificado del esquema DAG (parte 2)

4.3.1 Descripción general

En las figuras 36 y 37 se presenta el diagrama a bloques simplificado de la implementación del esquema DAG. Los detectores de línea ó DL's son realmente relevadores de protección y tienen la función de medir el voltaje en las terminales

de la línea y la corriente que circula a través de ella en la unidad interna de medición, con estos valores medidos se calcula la potencia en MW que fluye a través de la línea en cuestión. Este valor de potencia se utiliza dentro de la lógica del detector de línea y a su vez se envía el dato a través del puerto serial RS-232 hacia el siguiente equipo Detector de Línea del esquema. Los enlaces entre todos los puertos seriales RS-232 se hacen a través de cables de fibra óptica. Adicionalmente a las señales analógicas de voltaje y corriente, a los detectores de línea se les conectan señales de contactos de indicación de posición de los interruptores de potencia asociados así como alarmas que son necesarias para el monitoreo de los equipos periféricos asociados.

Los relevadores o detectores de línea 4 y 7 realizan funciones adicionales de sumatoria de potencias de los enlaces paralelos para determinar si existe sobrecarga en alguno de ellos ante la salida de operación del otro. Estos datos se ingresan a la lógica del esquema para determinar el armado o no armado del esquema.

Otros equipos importantes se muestran en la parte inferior derecha de la figura 37, uno de ellos es el que actúa como PLC (Programmable Logic Controller) en el cual se tiene la lógica de selección de unidades generadoras a desconectar del sistema, el cual dará señal de desconexión según se hayan presentado las contingencia o salidas de líneas y los flujos previos a través de ellas. El otro equipo que se muestra es el que realiza la desconexión de las unidades generadoras que hayan sido seleccionadas; este verifica que la unidad esté conectada y entregando potencia al sistema eléctrico previo a su desconexión.

4.3.2 Descripción detallada de la operación del DAG.

La detección de las condiciones para el DAG se realiza midiendo el flujo de potencia y la condición operativa de las líneas que enlazan a la subestación Cerro Blanco con las subestaciones Tepic Dos y Tesistán. Dichas condiciones se transmiten vía medios de comunicación a la S.E. CBL donde se procesan las diferentes lógicas del esquema. Dependiendo del caso de que se trate, se

producen las salidas de disparo y se envían por el mismo medio de comunicación hacia los puntos de generación remota involucrada (C.H.s AGM y CJN).

4.3.2.1 DAG hacia la C.H. AGM por pérdida de una línea entre TED - CBL (A3590- A3630)

Mediante el relevador 7 instalado en la S.E. TED se mide el flujo de potencia en ambas líneas entre las subestaciones TED – CBL. El nivel de flujo de potencia en estos enlaces para determinar el armado del DAG está ajustado a 950 MW. Cuando la potencia medida sobrepasa este valor se envía la señal de armado de DAG hacia el relevador 5 instalado en la S.E. CBL y este a su vez lo retransmite al procesador lógico SEL-2100 (PLC) en la misma subestación, donde se procesa junto con las demás condiciones.

Si se detecta la apertura de ambos interruptores y un valor menor a 10 MW de flujo en cualquiera de las líneas, se opera el detector de línea (DL) y se declara contingencia sencilla enviándose la señal correspondiente hacia el relevador 5. También se declara la apertura de línea si se activa el DL local en CBL (apertura local de interruptores) y la medición de flujo de potencia menor a 10 MW. En ambos casos se envía la señal al PLC SEL-2100.

Estando presentes las señales de contingencia sencilla y el flujo previo entre TED-CBL mayor a 950 MW, se activa el esquema DAG generando el disparo hacia la Unidad 3 de la C.H. AGM. Esta señal se envía al relevador 5 (CBL) el cual lo retransmite al relevador 7 (TED), de este al relevador 8 (TED) retransmitiéndolo al relevador 9 instalado en la C.H. AGM, el cual dispara la unidad generadora 3. En este caso se enviará al Area de Control Occidente la alarma de “Operación de DAG” de la S.E. CBL y de “Disparo por DAG” de la C.H. AGM.

4.3.2.2 DAG hacia la C.H. CJN por pérdida de dos líneas entre CBL – TSN (A3K40, A3K50 Y A3K60)

Mediante los relevadores 3 y 4 instalados en CBL se mide el flujo de potencia entre las S.E.'s CBL – TSN. El relevador 3 calcula por separado el flujo de

potencia en las líneas A3K50 y A3K60. Envía al relevador 4 la suma de los valores obtenidos. Este a su vez calcula el flujo de potencia a través de la línea A3K40 y hace la suma de ambos datos con lo que obtiene el flujo total por las 3 líneas.

El relevador 4 tiene dos ajustes de nivel de potencia: 952 MW y 1252 MW. Cuando el flujo previo por las tres líneas es mayor a 952 MW pero menor a 1252 MW y se tiene el disparo de dos de ellas, se genera la señal de DAG 1 y se envía al PLC SEL-2100. En este equipo se revisa que el flujo de potencia entre CBL – TED sea menor a 950 MW, si esto es cierto, se genera el disparo de una unidad de la C.H. CJNI. Si el flujo entre CBL – TSN es mayor a 1252 MW y el de TED – CBL es menor a 950 entonces se activa el disparo de las dos unidades de la C.H. CJNI.

Las señales de disparo a las unidades de la C.H. CJNI se producen en el PLC SEL-2100 y se envían por medio del canal de comunicación hacia el relevador 10 instalado en la central, el cual activa sus contactos de salida para abrir los interruptores de la unidad correspondientes. En este caso se enviará al Área de Control Occidente la alarma de “Operación de DAG” de la S.E. CBL y de “Disparo por DAG” de la C.H. CJNI.

4.3.2.3 DAG hacia las C.H.s AGM Y CJNI por pérdida de dos líneas entre CBL – TSN (A3K40, A3K50 Y A3K60)

Este DAG tiene dos posibilidades. La primera se produce cuando se tiene el disparo de dos líneas CBL – TSN siendo el flujo previo entre las S.E.'s TED – CBL mayor a 950 MW y el correspondiente entre CBL – TSN mayor a 952 y menor a 1252. Cuando lo anterior se cumple el PLC SEL-2100 activa el disparo de la unidad 3 de la C.H. AGM y el de una unidad de la C.H. CJNI.

La otra posibilidad sucede cuando el flujo entre CBL – TSN es mayor a 1252 MW, el que se tiene entre TED – CBL es mayor a 950 MW y ocurre el disparo de dos líneas. CBL – TSN. Para este caso el PLC SEL-2100 activa las señales de disparo de la unidad 3 de la C.H. AGM y de las dos unidades de la C.H. CJNI.

La transmisión de estas señales de disparo hacia las centrales se explicó en los dos puntos anteriores. De igual manera se enviará al Area de Control Occidental la alarma de “Operación de DAG” de la S.E. CBL y de “Disparo por DAG” de las C.H.’s AGM Y CJN.

4.4 Programación del PLC de los equipos (relevadores) del esquema DAG

A manera de ejemplo se presenta la programación de los relevadores de 1, 4, 7, 9 y 10 así como del equipo que toma las decisiones de desconexión a las unidades generadoras.

PROGRAMACIÓN RELEVADOR 1 S.E. TESISTAN

PROTECTION LOGIC 1

```
#PROGRAMACION DE LOGICA DETECCION DE POSICION DE
INTERRUPTORES
PLT01S := IN102 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3K40
(CONTACTOS
PLT01R := IN101 AND NOT IN102
PSV01 := PLT01 AND NOT ALT01
PLT02S := IN104 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A3K40
(CONTACTOS
PLT02R := IN103 AND NOT IN104
PSV02 := PLT02 AND NOT ALT02
#PLT03S:=IN106#DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA 2
(CONTACTOS
#PLT03R:=IN105 AND NOT IN106
#PSV05:=PLT03 AND NOT ALT004
#PLT04S := IN202 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA 2
(CONTACTOS
#PLT04R:=IN201 AND NOT IN202
#PSV06 := PLT04 AND NOT ALT05
#LOGICA PARA CAMBIO DE REFERENCIA EN POTENCIALES
#PSV25 := (VAYM < AMV012) AND (VBYM < AMV012) AND (VCYM < AMV102)
#PSV26 := (VAZM < AMV012) AND (VBZM < AMV012) AND (VCZM < AMV102)
#PSV20 := (PSV25 OR (PCT10Q OR PSV03)) AND PSV26
#PCT15PU := 10.000000
#PCT15DO := 0.000000
#PCT15IN := NOT (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03))
#PLT07S := PSV20
#PLT07R := PCT15Q
#CALCULO DE POTENCIA PARA LT A3K40
```

```

PMV47 := (AMV002 * COS(VAFA - B1IAFA) + AMV003 * COS(VBFA - B1IBFA) +
AMV004 * COS(VCFA - B1ICFA)) * AMV006
PMV48 := ABS(PMV47)
#CALCULO DE POTENCIA PARA LINEA 2
#PMV49 := ((VAZM * IAXM) * COS(VAFA - B2IAFA) + (VBZM * IBXM) *
COS(VBFA - B2IBFA) + COS(VCFA - B2ICFA)) * AMV006
#PMV50 := ABS(PMV49)
#CALCULO DE LA POTENCIA PARA SUPERVISION DE LINEA UNIDAD EN
SERVICIO
#PSV09 := PMV48 > AMV005
#PSV13 := PMV50 > AMV005
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3K40
PSV03 := (PSV01 AND PSV02) OR (PSV01 AND ALT02) OR (PSV02 AND
ALT01)
PCT16PU := 300.000000 #RETARDO PARA LA INICIALIZACION
PCT16IN := EN
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV11 := PSV04
#DETECCION DE LINEA A3K40 ABIERTA
PSV04 := ((PSV03 AND PCT10Q) OR (ALT12 AND NOT PSV01 AND NOT
PSV02 AND PCT10Q)) AND NOT ALT03
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA 2
#PSV07 := (PSV05 AND PSV06) OR (PSV05 AND ALT05) OR (PSV06 AND
ALT04)
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
#PSV12 := PSV08 OR RMB4B
#DETECCION DE LINEA 2 ABIERTA
#PSV08 := ((PSV07 AND PCT11Q) OR (ALT13 AND NOT PSV05 AND NOT
PSV06 AND PCT11Q)) AND NOT ALT06
#DECLARACION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV27 := PSV11 #OR PSV12
#ALARMA DE ERROR EN SEÑALIZACION
PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3K40
PCT07DO := 0.000000
PCT07IN := (IN101 AND IN102) OR (NOT IN101 AND NOT IN102)
PCT08PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA A3K40
PCT08DO := 0.000000
PCT08IN := (IN103 AND IN104) OR (NOT IN103 AND NOT IN104)
PCT09PU := 12.000000 #DE LINEA A3K40
PCT09DO := 0.000000
PCT09IN := PSV03 AND NOT PCT10Q
#PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA 2
#PCT12PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA 2
#PCT12DO := 0.000000
#PCT12IN := (IN105 AND IN106) OR (NOT IN105 AND NOT IN106)
#PCT13PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA 2
#PCT13DO := 0.000000

```

```

#PCT13IN := (IN107 AND IN201) OR (NOT IN107 AND NOT IN201)
#PCT14PU := 12.000000 #DE LINEA 2
#PCT14DO := 0.000000
#PCT14IN := PSV07 AND NOT PCT11Q
PMV01 := VARMS # VOLTAJE FASE A
PMV02 := VBRMS #VOLTAJE FASE B
PMV03 := VCRMS #VOLTAJE FASE C
PMV04 := 255.500000 #AJUSTE EN KV SOBREVOLTAJE
PMV05 := 219.000061 #AJUSTE EN KV BAJO VOLTAJE
PSV14 := PMV01 > PMV04
PSV15 := PMV02 > PMV04
PSV16 := PMV03 > PMV04
PSV17 := PMV01 < PMV05
PSV18 := PMV02 < PMV05
PSV19 := PMV03 < PMV05
PSV20 := PSV14 AND PSV15 AND PSV16
PSV21 := PSV17 AND PSV18 AND PSV19
PSV22 := (PSV14 OR PSV15 OR PSV16) AND NOT PSV20
PSV23 := (PSV17 OR PSV18 OR PSV19) AND NOT PSV21
PCT15IN := PSV22
PCT15PU := 120.000000
PCT15DO := 0.000000
PCT16IN := PSV23
PCT16PU := 120.000000
PCT16DO := 0.000000
#DETECCION DE POTENCIA MINIMA EN LT A3K40
PCT10IN := AMV001 > PMV48 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN LT A3K40
PCT10PU := 1.000000
PCT10DO := 1.000000

```

AUTOMATION LOGIC 1

```

AMV001 := 5.000000 #AJUSTE PARA DETECCION DE LINEA FUERA DE
SERVICIO
AMV005 := 100.000000 #NIVEL DE POTENCIA PARA DETECCION DE LINEA O
UNIDAD EN SERVICIO
AMV006 := (320.000000 * 3500.000000) / 1000000.000000 #CONSTANTE PARA
CONVERTIR VALORES SEC. A MW
AMV012 := 5.000000 #AJUSTE DE VOLTAJE SEC. MINIMO PARA CAMBIO DE
POTENCIALES
AMV002 := VAYM * IAWM
AMV003 := VBYM * IBWM
AMV004 := VCYM * ICWM
AMV007 := VAZM * IAXM
AMV008 := VBZM * IBXM
AMV009 := VCZM * ICXM

```

AUTOMATION LOGIC 3

ASV001 := PB1 #BLOQUEO DE INT PROPIO A3K40 POR PUSH-BUTTON 1
 ALT01R := ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ALT01S := NOT ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ASV002 := PB2 #BLOQUEO DE INT MEDIO LT A3K40 POR PUSH-BUTTON 2
 ALT02R := ALT02 AND R_TRIG ASV002
 ALT02S := NOT ALT02 AND R_TRIG ASV002
 #ASV004 :=PB4#BLOQUEO DE INT PROPIO LINEA 2 POR PUSH-BUTTON 4
 #ALT04R:=ALT04 AND R_TRIG ASV004
 #ALT04S:=NOT ALT04 AND R_TRIG ASV004
 #ASV005:=PB5#BLOQUEO DE INT MEDIO LINEA 2 POR PUSH.BUTTON 5
 #ALT05R:=ALT05 AND R_TRIG ASV005
 #ALT05S:=NOT ALT05 AND R_TRIG ASV005
 #AJUSTES PARA LA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
 ASV003 := IN206 OR PB3 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3K40
 ALT03R := ALT03 AND R_TRIG ASV003
 ALT03S := NOT ALT03 AND R_TRIG ASV003
 #ASV006:=IN207 OR PB6#BLOQ DE DETECCION DE LINEA 2
 #ALT06R:=ALT06 AND R_TRIG ASV006
 #ALT06S:=NOT ALT06 AND R_TRIG ASV006
 ASV021 := PB7 # POSICIONAR LT A3K40 EN LICENCIA /EN SERVICIO
 ALT12R := ALT12 AND R_TRIG ASV021
 ALT12S := NOT ALT12 AND R_TRIG ASV021
 #ASV021 := PB7 # POSICIONAR LINEA 2 EN LICENCIA /EN SERVICIO
 #ALT13R := ALT13 AND R_TRIG ASV022
 #ALT13S := NOT ALT13 AND R_TRIG ASV022

AUTOMATION LOGIC 4

#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
 AST09PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
 AST09R := NOT (PSV03 AND PCT10Q)
 AST09IN := PSV03 AND PCT10Q
 AST10PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT03 (SALIR DE LICENCIA)
 AST10R := NOT (NOT PSV03 AND NOT PCT10Q)
 AST10IN := NOT PSV03 AND NOT PCT10Q
 #PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA 2
 #AST11PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
 #AST11R := NOT (PSV07 AND PCT11Q)
 #AST11IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q
 #AST12PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT06 (SALIR DE LICENCIA)
 #AST12R := NOT (NOT PSV07 AND NOT PCT11Q)

#AST12IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

PROGRAMACIÓN RELEVADOR 4 S.E. CERRO BLANCO

PROTECTION LOGIC 1

#PROGRAMACION DE LOGICA DETECCION DE POSICION DE INTERRUPTORES

PLT01S := IN201 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3590

PLT01R := IN202 AND NOT IN201

PSV01 := PLT01 AND NOT ALT01

PLT02S := IN203 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A0590

PLT02R := IN204 AND NOT IN203

PSV02 := PLT02 AND NOT ALT02

PLT03S := IN205 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3K040

PLT03R := IN206 AND NOT IN205

PSV05 := PLT03 AND NOT ALT04

PLT04S := IN207 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A0K40

PLT04R := IN208 AND NOT IN207

PSV06 := PLT04 AND NOT ALT05

#LOGICA PARA CAMBIO DE REFERENCIA EN POTENCIALES

PSV42 := VAYM < AMV012

PSV43 := VBYM < AMV012

PSV44 := VCYM < AMV012

PSV45 := VAZM > AMV012

PSV46 := VBZM > AMV012

PSV47 := VCZM > AMV012

PSV25 := PSV42 AND PSV43 AND PSV44

PSV26 := PSV45 AND PSV46 AND PSV47

PSV20 := (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03)) AND PSV26

PCT15PU := 10.000000

PCT15DO := 0.000000

PCT15IN := NOT (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03))

PLT07S := PSV20

PLT07R := PCT15Q

#

#CALCULO DE POTENCIA PARA LT A3590

PMV47 := (AMV002 * COS(VAFA - B1IAFA) + AMV003 * COS(VBFA - B1IBFA) + AMV004 * COS(VCFA - B1ICFA)) * AMV006

PMV48 := ABS(PMV47)

#CALCULO DE POTENCIA PARA LINEA A3K40

PMV49 := (AMV007 * COS(VAFA - B2IAFA) + AMV008 * COS(VBFA - B2IBFA) + AMV009 * COS(VCFA - B2ICFA)) * AMV006

PMV50 := ABS(PMV49)

#DETECCION DE POTENCIA MINIMA EN LTS A3590 Y A3K40

PCT10IN := AMV001 > PMV48 #POTENCIA MENOR A 10 MW EN LT A3590

PCT10PU := 1.000000

```

PCT10DO := 1.000000
PCT11IN := AMV001 > PMV50 #POTENCIA MENOR A 10 MW EN LT A3K40
PCT11PU := 1.000000
PCT11DO := 1.000000
#CALCULO DE LA POTENCIA PARA SUPERVISION DE LINEA UNIDAD EN
SERVICIO RELES 9 AGM Y 10 CJN
#PSV09 := PMV48 > AMV005
#PSV13 := PMV50 > AMV005
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3590
PSV03 := (PSV01 AND PSV02) OR (PSV01 AND ALT02) OR (PSV02 AND
ALT01)
PCT16PU := 300.000000 #RETARDO PARA LA INICIALIZACION
PCT16DO := 0.000000 #RESET PARA LA INICIALIZACION
PCT16IN := EN
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV11 := PSV04 OR RMB1B
#DETECCION DE LINEA A3590 ABIERTA
PSV04 := PSV03 AND PCT10Q AND NOT ALT03
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3K40
PSV07 := (PSV05 AND PSV06) OR (PSV05 AND ALT05) OR (PSV06 AND
ALT04)
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV12 := PSV08 OR (RMB4B OR ROKB)
#DETECCION DE LINEA A3K40 ABIERTA
PSV08 := PSV07 AND PCT11Q AND NOT ALT06
#DECLARACION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV27 := PSV11 OR PSV12
#ALARMA DE ERROR EN SEÑALIZACION
PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3590
PCT07DO := 0.000000
PCT07IN := (IN201 AND IN202) OR (NOT IN201 AND NOT IN202)
PCT08PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA A0590
PCT08DO := 0.000000
PCT08IN := (IN203 AND IN204) OR (NOT IN203 AND NOT IN204)
PCT09PU := 12.000000 #DE LINEA A3590
PCT09DO := 0.000000
PCT09IN := PSV03 AND NOT PCT10Q
PCT12PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3K40
PCT12DO := 0.000000
PCT12IN := (IN205 AND IN206) OR (NOT IN205 AND NOT IN206)
PCT13PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA A0K40
PCT13DO := 0.000000
PCT13IN := (IN207 AND IN208) OR (NOT IN207 AND NOT IN208)
PCT14PU := 12.000000 #DE LINEA A3K40
PCT14DO := 0.000000
PCT14IN := PSV07 AND NOT PCT11Q
#

```

#ARMADO DE DAG (RELE4)

PSV28 := PMV50 > AMV022 #POTENCIA MAYOR A 1000 MW POR LT A3K40#USO FUTURO
PSV29 := MB1B > AMV022 #POTENCIA MAYOR A 1000 MW POR LT A3K50#USO FUTURO
PSV30 := MB2B > AMV022 #POTENCIA MAYOR A 1000 MW POR LT A3K60#USO FUTURO
PSV16 := (PSV12 AND (RMB2B AND ROKB) AND NOT (RMB3B AND ROKB)) OR (PSV12 AND NOT (RMB2B AND ROKB) AND (RMB3B AND ROKB)) OR (NOT PSV12 AND (RMB2B AND ROKB) AND (RMB3B AND ROKB))
#CONTINGENCIA DOBLE
PMV16 := MB1B + MB2B + PMV50 #SUMA DE POTENCIAS EN LOS 3 ENLACES DE CBL-TSN
PSV33 := PMV16 > AMV014 #POTENCIA MAYOR A 952 DAG 1
PSV34 := PMV16 < AMV015 #POTENCIA MENOR A 942
PSV35 := PMV16 > AMV016 #POTENCIA MAYOR A 1252 DAG 2
PSV36 := PMV16 < AMV017 #POTENCIA MENOR A 1250
#PSV37 := PMV16 > AMV018 #POTENCIA MAYOR A 1550 DAG 3 FUTURO
#PSV38 := PMV16 < AMV019 #POTENCIA MENOR A 1540 FUTURO
PLT08S := PSV33 #CONDICION DE SET PARA POTENCIA MAYOR A 950 DAG 1
PLT08R := PSV34 #CONDICION DE RESET PARA POTENCIA MENOR A 940
PLT09S := PSV35 #CONDICION DE SET PARA POTENCIA MAYOR A 1250 DAG 2
PLT09R := PSV36 #CONDICION DE RESET POTENCIA MENOR A 1240
#PLT10S := PSV37 #CONDICION DE SET PARA POTENCIA MAYOR A 1550 DAG 3
#PLT10R := PSV38 #CONDICION DE RESET POTENCIA MENOR A 1540
PSV21 := PSV16 AND PLT08 AND NOT PLT09 #SALIDA DAG 1
PSV22 := PSV16 AND PLT09 #AND NOT PLT10 #SALIDA DAG 2
#PSV23 := PSV16 AND PLT10 #SALIDA DAG 3
#LOGICA PARA DAG POR POTENCIA EN LT MAYOR A 1000 MW (FUTURO)
PSV14 := NA #BIT PARA HABILITAR LOGICA DE POTENCIA EN LT MAYOR A 1000#A FUTURO
PSV39 := PSV28 AND PSV14 AND NOT PSV10 #POTENCIA MAYOR A 1000 MW EN LT A3K40
PSV40 := PSV29 AND PSV14 AND NOT (RMB2B AND ROKB) #POTENCIA MAYOR A 1000 MW EN LT A3K50
PSV41 := PSV30 AND PSV14 AND NOT (RMB3B AND ROKB) #POTENCIA MAYOR A 1000 MW EN LT A3K60

AUTOMATION LOGIC 1

AMV001 := 10.000000 #AJUSTE PARA DETECCION DE LINEA FUERA DE SERVICIO
AMV005 := 100.000000 #NIVEL DE POTENCIA PARA DETECCION DE LINEA O UNIDAD EN SERVICIO

AMV006 := (400.000000 * 3500.000000) / 1000000.000000 #CONSTANTE PARA
 CONVERTIR VALORES SEC. A MW
 AMV012 := 5.000000 #AJUSTE DE VOLTAJE SEC. MINIMO PARA CAMBIO DE
 POTENCIALES
 AMV002 := VAYM * IAWM
 AMV003 := VBYM * IBWM
 AMV004 := VCYM * ICWM
 AMV007 := VAZM * IAXM
 AMV008 := VBZM * IBXM
 AMV009 := VCZM * ICXM
 #
 AMV022 := 1000.000000 #NIVEL DE SOBRECARGA EN LT MAYOR A 1000 MW
 AMV014 := 952.000000 #NIVEL DE ARMADO DE DAG 1
 AMV015 := 942.000000 #NIVEL DE DESARMADO DE DAG 1
 AMV016 := 1252.000000 #NIVEL DE ARMADO DE DAG 2
 AMV017 := 1250.000000 #NIVEL DE DESARMADO DE DAG 2
 #AMV018 := 1550.000000 #NIVEL DE ARMADO DE DAG 3
 #AMV019 := 1540.000000 #NIVEL DE DESARMADO DE DAG 3

AUTOMATION LOGIC 3

ASV001 := PB1 #BLOQUEO DE INT PROPIO A3590 POR PUSH-BUTTON 1
 ALT01R := ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ALT01S := NOT ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ASV002 := PB2 #BLOQUEO DE INT MEDIO LT A0590 POR PUSH-BUTTON 2
 ALT02R := ALT02 AND R_TRIG ASV002
 ALT02S := NOT ALT02 AND R_TRIG ASV002
 ASV004 := PB4 #BLOQUEO DE INT PROPIO LINEA A3K40 POR PUSH-
 BUTTON 4
 ALT04R := ALT04 AND R_TRIG ASV004
 ALT04S := NOT ALT04 AND R_TRIG ASV004
 ASV005 := PB5 #BLOQUEO DE INT MEDIO LINEA A03K40 POR PUSH.BUTTON
 5
 ALT05R := ALT05 AND R_TRIG ASV005
 ALT05S := NOT ALT05 AND R_TRIG ASV005
 #AJUSTES PARA LA DETECCIÓN DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
 ASV003 := IN106 OR PB3 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3590
 ALT03R := ALT03 AND R_TRIG ASV003
 ALT03S := NOT ALT03 AND R_TRIG ASV003
 ASV006 := IN107 OR PB6 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3K40
 ALT06R := ALT06 AND R_TRIG ASV006
 ALT06S := NOT ALT06 AND R_TRIG ASV006

AUTOMATION LOGIC 4

#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS
 LOCAL
 AST09PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN
 LICENCIA

AST09R := NOT (PSV03 AND PCT10Q)
 AST09IN := PSV03 AND PCT10Q
 AST10PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT03 (SALIR DE LICENCIA)
 AST10R := NOT (NOT PSV03 AND NOT PCT10Q)
 AST10IN := NOT PSV03 AND NOT PCT10Q
 #PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3K60
 AST11PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
 AST11R := NOT (PSV07 AND PCT11Q)
 AST11IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q
 AST12PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT06 (SALIR DE LICENCIA)
 AST12R := NOT (NOT PSV07 AND NOT PCT11Q)
 AST12IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

PROGRAMACIÓN RELEVADOR 7 S.E. TEPIC DOS

PROTECTION LOGIC 1

#PROGRAMACION DE LOGICA DETECCION DE POSICION DE INTERRUPTORES
 PLT01S := IN101 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3590
 PLT01R := IN102 AND NOT IN101
 PSV01 := PLT01 AND NOT ALT01
 PLT02S := IN103 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A3590
 PLT02R := IN104 AND NOT IN103
 PSV02 := PLT02 AND NOT ALT02
 PLT03S := IN201 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3630
 PLT03R := IN202 AND NOT IN201
 PSV05 := PLT03 AND NOT ALT04
 PLT04S := IN203 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A3630
 PLT04R := IN204 AND NOT IN203
 PSV06 := PLT04 AND NOT ALT05
 #LOGICA PARA CAMBIO DE REFERENCIA EN POTENCIALES
 #VERIFICACION DE ESTADO DE POTENCIALES
 PSV42 := VAYM < AMV012
 PSV43 := VBVM < AMV012
 PSV44 := VCYM < AMV012
 PSV45 := VAZM > AMV012
 PSV46 := VBZM > AMV012
 PSV47 := VCZM > AMV012
 PSV25 := PSV42 AND PSV43 AND PSV44
 PSV26 := PSV45 AND PSV46 AND PSV47
 PSV20 := (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03)) AND PSV26
 PCT15PU := 10.000000

```

PCT15DO := 0.000000
PCT15IN := NOT (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03))
PLT07S := PSV20
PLT07R := PCT15Q
#CALCULO DE POTENCIA PARA LT A3590
PMV47 := (AMV002 * COS(VAFA - B1IAFA) + AMV003 * COS(VBFA - B1IBFA) +
AMV004 * COS(VCFA - B1ICFA)) * AMV006
PMV48 := ABS(PMV47)
#CALCULO DE POTENCIA PARA LINEA A3630
PMV49 := (AMV007 * COS(VAFA - B2IAFA) + AMV008 * COS(VBFA - B2IBFA) +
AMV009 * COS(VCFA - B2ICFA)) * AMV006
PMV50 := ABS(PMV49)
#DETECCION DE POTENCIA MINIMA EN LTS A3590 Y A3630
PCT10IN := AMV001 > PMV48 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN LT A3K50
PCT10PU := 1.000000
PCT10DO := 1.000000
PCT11IN := AMV001 > PMV50 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN LT A3K60
PCT11PU := 1.000000
PCT11DO := 1.000000
#CALCULO DE LA POTENCIA PARA SUPERVISION DE LINEA UNIDAD EN
SERVICIO RELES 9 AGM Y 10 CJN
#PSV09 := PMV48 > AMV005
#PSV13 := PMV50 > AMV005
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3590
PSV03 := (PSV01 AND PSV02) OR (PSV01 AND ALT02) OR (PSV02 AND
ALT01)
PCT16PU := 300.000000 #RETARDO PARA LA INICIALIZACION
PCT16DO := 0.000000 #RESET PARA LA INICIALIZACION
PCT16IN := EN
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV11 := PSV04 OR RMB1B
#DETECCION DE LINEA A3K50 ABIERTA
PSV04 := ((PSV03 AND PCT10Q) OR (ALT12 AND NOT PSV01 AND NOT
PSV02 AND PCT10Q)) AND NOT ALT03
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3630
PSV07 := (PSV05 AND PSV06) OR (PSV05 AND ALT05) OR (PSV06 AND
ALT04)
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV12 := PSV08 OR RMB4B
#DETECCION DE LINEA A3630 ABIERTA
PSV08 := ((PSV07 AND PCT11Q) OR (ALT13 AND NOT PSV05 AND NOT
PSV06 AND PCT11Q)) AND NOT ALT06
#DECLARACION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV27 := PSV11 OR PSV12
#ALARMA DE ERROR EN SEÑALIZACION
PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3590
PCT07DO := 0.000000

```

PCT07IN := (IN101 AND IN102) OR (NOT IN101 AND NOT IN102)
 PCT08PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO A8390
 PCT08DO := 0.000000
 PCT08IN := (IN103 AND IN104) OR (NOT IN103 AND NOT IN104)
 PCT09PU := 12.000000 #DE LINEA A3590
 PCT09DO := 0.000000
 PCT09IN := PSV03 AND NOT PCT10Q
 PCT12PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3630
 PCT12DO := 0.000000
 PCT12IN := (IN201 AND IN202) OR (NOT IN201 AND NOT IN202)
 PCT13PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO A8330
 PCT13DO := 0.000000
 PCT13IN := (IN203 AND IN204) OR (NOT IN203 AND NOT IN204)
 PCT14PU := 12.000000 #DE LINEA A3630
 PCT14DO := 0.000000
 PCT14IN := PSV07 AND NOT PCT11Q
 #LOGICA PARA MEDICION DE POTENCIA EN ENLACES TED-CBL PARA
 ARMADO DE DAG (RELE 7)
 PMV51 := PMV48 + PMV50 #SUMA DE POTENCIAS EN LTS A3590-A3630
 PSV31 := PMV51 > AMV020 #POTENCIA MAYOR A 950 MW PARA ARMADO
 DE DAG
 PSV32 := PMV51 < AMV021 #POTENCIA MENOR A 940 MW PARA
 DESARMADO DE DAG
 PLT11S := PSV31 #BIT PARA TRANSMISION A RELE 5 ARMADO DE DAG
 PLT11R := PSV32 #BIT PARA RESET DE TRANSMISION DE BIT

AUTOMATION LOGIC 1

AMV001 := 10.000000 #AJUSTE PARA DETECCION DE LINEA FUERA DE
 SERVICIO
 AMV005 := 100.000000 #NIVEL DE POTENCIA PARA DETECCION DE LINEA O
 UNIDAD EN SERVICIO
 AMV006 := (320.000000 * 3500.000000) / 1000000.000000 #CONSTANTE PARA
 CONVERTIR VALORES SEC. A MW
 AMV012 := 5.000000 #AJUSTE DE VOLTAJE SEC. MINIMO PARA CAMBIO DE
 POTENCIALES
 AMV002 := VAYM * IAWM
 AMV003 := VBVM * IBWM
 AMV004 := VCYM * ICWM
 AMV007 := VAZM * IAXM
 AMV008 := VBZM * IBXM
 AMV009 := VCZM * ICXM
 AMV020 := 950.000000 #NIVEL DE FLUJO DE POTENCIA PARA ARMADO DE
 DAG
 AMV021 := 940.000000 # NIVEL DE FLUJO DE POTENCIA PARA RESET DEL
 DAG

AUTOMATION LOGIC 3

ASV001 := PB1 #BLOQUEO DE INT PROPIO A3590 POR PUSH-BUTTON 1
 ALT01R := ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ALT01S := NOT ALT01 AND R_TRIG ASV001
 ASV002 := PB2 #BLOQUEO DE INT MEDIO A8390 POR PUSH-BUTTON 2
 ALT02R := ALT02 AND R_TRIG ASV002
 ALT02S := NOT ALT02 AND R_TRIG ASV002
 ASV004 := PB4 #BLOQUEO DE INT PROPIO LINEA A3630 POR PUSH-BUTTON
 4
 ALT04R := ALT04 AND R_TRIG ASV004
 ALT04S := NOT ALT04 AND R_TRIG ASV004
 ASV005 := PB5 #BLOQUEO DE INT MEDIO A8330 POR PUSH.BUTTON 5
 ALT05R := ALT05 AND R_TRIG ASV005
 ALT05S := NOT ALT05 AND R_TRIG ASV005
 #AJUSTES PARA LA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
 ASV003 := IN106 OR PB3 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3590
 ALT03R := ALT03 AND R_TRIG ASV003
 ALT03S := NOT ALT03 AND R_TRIG ASV003
 ASV006 := IN107 OR PB6 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3630
 ALT06R := ALT06 AND R_TRIG ASV006
 ALT06S := NOT ALT06 AND R_TRIG ASV006
 ASV021 := PB7 # POSICIONAR LINEA A3590 EN LICENCIA CON INT'S
 CERRADOS
 ALT12R := ALT12 AND R_TRIG ASV021
 ALT12S := NOT ALT12 AND R_TRIG ASV021
 ASV022 := PB8 # POSICIONAR LINEA A3630 EN LICENCIA CON INT'S
 CERRADOS
 ALT13R := ALT13 AND R_TRIG ASV022
 ALT13S := NOT ALT13 AND R_TRIG ASV022

AUTOMATION LOGC 4

#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS
 LOCAL
 AST09PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN
 LICENCIA)
 AST09R := NOT (PSV03 AND PCT10Q)
 AST09IN := PSV03 AND PCT10Q
 AST10PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT03 (SALIR DE
 LICENCIA)
 AST10R := NOT (NOT PSV03 AND NOT PCT10Q)
 AST10IN := NOT PSV03 AND NOT PCT10Q
 #PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS
 LOCAL LINEA A3K60
 AST11PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN
 LICENCIA)
 AST11R := NOT (PSV07 AND PCT11Q)
 AST11IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

AST12PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT06 (SALIR DE LICENCIA)
AST12R := NOT (NOT PSV07 AND NOT PCT11Q)
AST12IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

RELE 9 DE C.H. AGM

PROTECTION LOGIC 1

#PROGRAMACION DE LOGICA DETECCION DE POSICION DE INTERRUPTORES
PLT01S := IN201 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3530
PLT01R := IN202 AND NOT IN201
PSV01 := PLT01 AND NOT ALT01
PLT02S := IN203 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A3530
PLT02R := IN204 AND NOT IN203
PSV02 := PLT02 AND NOT ALT02
PLT03S := IN205 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO LINEA A3550
PLT03R := IN206 AND NOT IN205
PSV05 := PLT03 AND NOT ALT04
PLT04S := IN207 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO LINEA A3550
PLT04R := IN208 AND NOT IN207
PSV06 := PLT04 AND NOT ALT05
#LOGICA PARA CAMBIO DE REFERENCIA EN POTENCIALES
#VERIFICACION DE ESTADO DE POTENCIALES
PSV42 := VAYM < AMV012
PSV43 := VBYM < AMV012
PSV44 := VCYM < AMV012
PSV45 := VAZM > AMV012
PSV46 := VBZM > AMV012
PSV47 := VCZM > AMV012
PSV25 := PSV42 AND PSV43 AND PSV44
PSV26 := PSV45 AND PSV46 AND PSV47
PSV20 := (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03)) AND PSV26
PCT15PU := 10.000000
PCT15DO := 0.000000
PCT15IN := NOT (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03))
PLT07S := PSV20
PLT07R := PCT15Q
#CALCULO DE POTENCIA PARA LT A3530
PMV47 := (AMV002 * COS(VAFA - B1IAFA) + AMV003 * COS(VBFA - B1IBFA) + AMV004 * COS(VCFA - B1ICFA)) * AMV006
PMV48 := ABS(PMV47)
#CALCULO DE POTENCIA PARA LINEA A3550
PMV49 := (AMV007 * COS(VAFA - B2IAFA) + AMV008 * COS(VBFA - B2IBFA) + AMV009 * COS(VCFA - B2ICFA)) * AMV006
PMV50 := ABS(PMV49)

```

#DETECCION DE POTENCIA MINIMA EN LTS A3K50 Y A3K60
PCT10IN := AMV001 > PMV48 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN LT A3K50
PCT10PU := 1.000000
PCT10DO := 1.000000
PCT11IN := AMV001 > PMV50 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN LT A3550
PCT11PU := 1.000000
PCT11DO := 1.000000
#CALCULO DE LA POTENCIA PARA SUPERVISION DE LINEA UNIDAD EN
SERVICIO RELES 9 AGM Y 10 CJN
PSV09 := PMV48 > AMV005
PSV13 := PMV50 > AMV005
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3530
PSV03 := (PSV01 AND PSV02) OR (PSV01 AND ALT02) OR (PSV02 AND
ALT01)
PCT16PU := 300.000000 #RETARDO PARA LA INICIALIZACION
PCT16DO := 0.000000 #RESET PARA LA INICIALIZACION
PCT16IN := EN
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV11 := PSV04
#DETECCION DE LINEA A3K50 ABIERTA
PSV04 := PSV03 AND PCT10Q AND NOT ALT03
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3550
PSV07 := (PSV05 AND PSV06) OR (PSV05 AND ALT05) OR (PSV06 AND
ALT04)
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV12 := PSV08
#DETECCION DE LINEA A3550 ABIERTA
PSV08 := PSV07 AND PCT11Q AND NOT ALT06
#DECLARACION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV27 := PSV11 OR PSV12
#ALARMA DE ERROR EN SEÑALIZACION
PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3530
PCT07DO := 0.000000
PCT07IN := (IN201 AND IN202) OR (NOT IN201 AND NOT IN202)
PCT08PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA A3530
PCT08DO := 0.000000
PCT08IN := (IN203 AND IN204) OR (NOT IN203 AND NOT IN204)
PCT09PU := 12.000000 #DE LINEA A3530
PCT09DO := 0.000000
PCT09IN := PSV03 AND NOT PCT10Q
PCT12PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO LINEA A3550
PCT12DO := 0.000000
PCT12IN := (IN205 AND IN206) OR (NOT IN205 AND NOT IN206)
PCT13PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO LINEA A3550
PCT13DO := 0.000000
PCT13IN := (IN207 AND IN208) OR (NOT IN207 AND NOT IN208)
PCT14PU := 12.000000 #DE LINEA A3550

```

PCT14DO := 0.000000
PCT14IN := PSV07 AND NOT PCT11Q
#LOGICA PARA DISPARO DE LA UNIDAD 3 DE AGM RELE 9
PCT04PU := 1.000000 #RETRAZO DE TIEMPO POR SEGURIDAD PARA BIT DE
DISPARO RECIBIDO
PCT04IN := RMB1A AND ROKA # BIT DE DISPARO DE UNIDAD
SUPERVISADO POR ESTADO DEL CANAL
PCT04DO := 0.000000
PCT01PU := 0.000000
PCT01IN := (PSV09 OR PSV13) AND PCT04Q AND PCT16Q #LOGICA:
ALGUNA LINEA EN SERVICIO*RX BIT DISPARO*ENERGIZADO
PCT01DO := 9.000000 #TIEMPO DE RESET PARA SALIDAS DE DISPARO

AUTOMATION LOGIC 1

AMV001 := 10.000000 #AJUSTE PARA DETECCION DE LINEA FUERA DE
SERVICIO
AMV005 := 100.000000 #NIVEL DE POTENCIA PARA DETECCION DE LINEA O
UNIDAD EN SERVICIO
AMV006 := (400.000000 * 3500.000000) / 1000000.000000 #CONSTANTE PARA
CONVERTIR VALORES SEC. A MW
AMV012 := 5.000000 #AJUSTE DE VOLTAJE SEC. MINIMO PARA CAMBIO DE
POTENCIALES
AMV002 := VAYM * IAWM
AMV003 := VBYM * IBWM
AMV004 := VCYM * ICWM
AMV007 := VAZM * IAXM
AMV008 := VBZM * IBXM
AMV009 := VCZM * ICXM

AUTOMATION LOGIC 3

ASV001 := PB1 #BLOQUEO DE INT PROPIO A3590 POR PUSH-BUTTON 1
ALT01R := ALT01 AND R_TRIG ASV001
ALT01S := NOT ALT01 AND R_TRIG ASV001
ASV002 := PB2 #BLOQUEO DE INT MEDIO LT A3590 POR PUSH-BUTTON 2
ALT02R := ALT02 AND R_TRIG ASV002
ALT02S := NOT ALT02 AND R_TRIG ASV002
ASV004 := PB4 #BLOQUEO DE INT PROPIO LINEA A3630 POR PUSH-BUTTON
4
ALT04R := ALT04 AND R_TRIG ASV004
ALT04S := NOT ALT04 AND R_TRIG ASV004
ASV005 := PB5 #BLOQUEO DE INT MEDIO LINEA A3630 POR PUSH.BUTTON
5
ALT05R := ALT05 AND R_TRIG ASV005
ALT05S := NOT ALT05 AND R_TRIG ASV005
#AJUSTES PARA LA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
ASV003 := IN106 OR PB3 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3590
ALT03R := ALT03 AND R_TRIG ASV003

ALT03S := NOT ALT03 AND R_TRIG ASV003
ASV006 := IN107 OR PB6 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3630
ALT06R := ALT06 AND R_TRIG ASV006
ALT06S := NOT ALT06 AND R_TRIG ASV006

AUTOMATION LOGIC 4

#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
AST09PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
AST09R := NOT (PSV03 AND PCT10Q)
AST09IN := PSV03 AND PCT10Q
AST10PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT03 (SALIR DE LICENCIA)
AST10R := NOT (NOT PSV03 AND NOT PCT10Q)
AST10IN := NOT PSV03 AND NOT PCT10Q
#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3K60
AST11PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
AST11R := NOT (PSV07 AND PCT11Q)
AST11IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q
AST12PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT06 (SALIR DE LICENCIA)
AST12R := NOT (NOT PSV07 AND NOT PCT11Q)
AST12IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

RELE 10 DE C.H. CJN

PROTECTION LOGIC 1

#PROGRAMACION DE LOGICA DETECCION DE POSICION DE INTERRUPTORES
PLT01R := IN206 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO A1010
PLT01R := IN205 AND NOT IN206
PSV01 := PLT01 AND NOT ALT01
PLT02S := IN208 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO A8220
PLT02R := IN207 AND NOT IN208
PSV02 := PLT02 AND NOT ALT02
PLT03S := IN210 #DETECCION DE POSICION DE INT PROPIO A1020
PLT03R := IN209 AND NOT IN210
PSV05 := PLT03 AND NOT ALT04
PLT04S := IN212 #DETECCION DE POSICION DE INT MEDIO A8170
PLT04R := IN211 AND NOT IN212
PSV06 := PLT04 AND NOT ALT05
#LOGICA PARA CAMBIO DE REFERENCIAS EN POTENCIAS
#VERIFICACION DE ESTADO DE POTENCIALES

```

PSV42 := VAYM < AMV012
PSV43 := VBYM < AMV012
PSV44 := VCYM < AMV012
PSV45 := VAZM > AMV012
PSV46 := VBZM > AMV012
PSV47 := VCZM > AMV012
PSV25 := PSV42 AND PSV43 AND PSV44
PSV26 := PSV45 AND PSV46 AND PSV47
PSV20 := (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03)) AND PSV26
PCT15PU := 10.000000
PCT15DO := 0.000000
PCT15IN := NOT (PSV25 OR (PCT10Q AND PSV03))
PLT07S := PSV20
PLT07R := PCT15Q
#
#CALCULO DE POTENCIA PARA UNIDAD 1
PMV47 := (AMV002 * COS(VAFA - B1IAFA) + AMV003 * COS(VBFA - B1IBFA) +
AMV004 * COS(VCFA - B1ICFA)) * AMV006
PMV48 := ABS(PMV47)
#CALCULO DE POTENCIA PARA UNIDAD 2
PMV49 := (AMV007 * COS(VAFA - B2IAFA) + AMV008 * COS(VBFA - B2IBFA) +
AMV009 * COS(VCFA - B2ICFA)) * AMV006
PMV50 := ABS(PMV49)
#DETECCION DE POTENCIA MINIMA EN UNIDADES 1 Y 2 DEL CJN
PCT10IN := AMV001 > PMV48 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN UNIDAD 1
PCT10PU := 1.000000
PCT10DO := 1.000000
PCT11IN := AMV001 > PMV50 #POTENCIA MENOR A 5 MW EN UNIDAD 2
PCT11PU := 1.000000
PCT11DO := 1.000000
#CALCULO DE LA POTENCIA PARA SUPERVISION DE UNIDAD EN SERVICIO
RELES 9 AGM Y 10 CJN
PSV09 := PMV48 > AMV005
PSV13 := PMV50 > AMV005
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA UNIDAD 1
PSV03 := (PSV01 AND PSV02) OR (PSV01 AND ALT02) OR (PSV02 AND
ALT01)
PCT16PU := 300.000000 #RETARDO PARA LA INICIALIZACION
PCT16IN := EN
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA
PSV11 := PSV04 OR RMB1B
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL UNIDAD 1
PSV04 := PSV03 AND PCT10Q AND NOT ALT03
#DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL UNIDAD 2
PSV07 := (PSV05 AND PSV06) OR (PSV05 AND ALT05) OR (PSV06 AND
ALT04)
#DETECCION DE CONTINGENCIA SENCILLA

```

PSV12 := PSV08 OR RMB4B
 #DETECCION DE UNIDAD 1 FUERA
 PSV08 := PSV07 AND PCT11Q AND NOT ALT06
 #DECLARACION DE CONTINGENCIA SENCILLA
 PSV27 := PSV11 OR PSV12
 #ALARMA DE ERROR EN SEÑALIZACION
 PCT07PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO UNIDAD 1
 PCT07DO := 0.000000
 PCT07IN := (IN205 AND IN206) OR (NOT IN205 AND NOT IN206)
 PCT08PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO UNIDAD 1
 PCT08DO := 0.000000
 PCT08IN := (IN207 AND IN208) OR (NOT IN207 AND NOT IN208)
 PCT09PU := 12.000000 #DE UNIDAD 1
 PCT09DO := 0.000000
 PCT09IN := PSV03 AND NOT PCT10Q
 PCT12PU := 12.000000 #INTERRUPTOR PROPIO UNIDAD 2
 PCT12DO := 0.000000
 PCT12IN := (IN209 AND IN210) OR (NOT IN209 AND NOT IN210)
 PCT13PU := 12.000000 #INTERRUPTOR MEDIO UNIDAD 2
 PCT13DO := 0.000000
 PCT13IN := (IN211 AND IN212) OR (NOT IN211 AND NOT IN212)
 PCT14PU := 12.000000 #DE UNIDAD 2
 PCT14DO := 0.000000
 PCT14IN := PSV07 AND NOT PCT11Q
 #LOGICA PARA DISPARO DE LAS UNIDADES 1 Y 2 DE CJN RELE 10
 PCT04PU := 1.000000 #RETRAZO DE TIEMPO POR SEGURIDAD PARA BIT DE
 DISPARO RECIBIDO
 PCT04IN := RMB1A AND ROKA # BIT DE DISPARO DE 1 UNIDAD
 SUPERVISADO POR ESTADO DEL CANAL
 PCT04DO := 0.000000 #TIEMPO DE RESET PARA SALIDA DE DISPARO
 PCT05PU := 1.000000 #RETRAZO DE TIEMPO POR SEGURIDAD PARA BIT DE
 DISPARO RECIBIDO
 PCT05IN := RMB2A AND ROKA # BIT DE DISPARO DE 2 UNIDADES
 SUPERVISADO POR ESTADO DEL CANAL
 PCT05DO := 0.000000 #TIEMPO DE RESET PARA SALIDA DE DISPARO
 PCT03PU := 0.000000
 PCT03IN := PSV09 AND PCT04Q
 PCT03DO := 10.000000
 PSV24 := NOT (PSV09 OR PCT03Q) AND PCT04Q AND PSV13
 PCT02PU := 0.000000
 PCT02IN := ((PSV09 AND PCT04Q) OR (PSV09 AND PCT05Q)) AND PCT16Q
 #DISPARO DE LA UNIDAD 1 DEL CJN
 PCT02DO := 9.000000 # RESET DEL DISPARO DE LA UNIDAD 1
 PCT01PU := 0.000000
 PCT01IN := (PSV24 OR (PSV13 AND PCT05Q)) AND PCT16Q #DISPARO DE LA
 UNIDAD DOS DEL CJN
 PCT01DO := 9.000000 #RESET DEL DISPARO DE LAS DOS UNIDADES

AUTOMATION LOGIC 1

AMV001 := 10.000000 #AJUSTE PARA DETECCION DE LINEA FUERA DE SERVICIO
AMV005 := 100.000000 #NIVEL DE POTENCIA PARA DETECCION DE LINEA O UNIDAD EN SERVICIO
AMV006 := (160.000000 * 3500.000000) / 1000000.000000 #CONSTANTE PARA CONVERTIR VALORES SEC. A MW
AMV012 := 5.000000 #AJUSTE DE VOLTAJE SEC. MINIMO PARA CAMBIO DE POTENCIALES
AMV002 := VAYM * IAWM
AMV003 := VBYM * IBWM
AMV004 := VCYM * ICWM
AMV007 := VAZM * IAXM
AMV008 := VBZM * IBXM
AMV009 := VCZM * **ICXM**

AUTOMATION LOGIC 3

ASV001 := PB1 #BLOQUEO DE INT PROPIO A3590 POR PUSH-BUTTON 1
ALT01R := ALT01 AND R_TRIG ASV001
ALT01S := NOT ALT01 AND R_TRIG ASV001
ASV002 := PB2 #BLOQUEO DE INT MEDIO LT A3590 POR PUSH-BUTTON 2
ALT02R := ALT02 AND R_TRIG ASV002
ALT02S := NOT ALT02 AND R_TRIG ASV002
ASV004 := PB4 #BLOQUEO DE INT PROPIO LINEA A3630 POR PUSH-BUTTON 4
ALT04R := ALT04 AND R_TRIG ASV004
ALT04S := NOT ALT04 AND R_TRIG ASV004
ASV005 := PB5 #BLOQUEO DE INT MEDIO LINEA A3630 POR PUSH.BUTTON 5
ALT05R := ALT05 AND R_TRIG ASV005
ALT05S := NOT ALT05 AND R_TRIG ASV005
#AJUSTES PARA LA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
ASV003 := IN206 OR PB3 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3590
ALT03R := ALT03 AND R_TRIG ASV003
ALT03S := NOT ALT03 AND R_TRIG ASV003
ASV006 := IN207 OR PB6 #BLOQ DE DETECCION DE LINEA A3630
ALT06R := ALT06 AND R_TRIG ASV006
ALT06S := NOT ALT06 AND R_TRIG ASV006

AUTOMATION LOGIC 4

#PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL
AST09PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
AST09R := NOT (PSV03 AND PCT10Q)
AST09IN := PSV03 AND PCT10Q

AST10PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT03 (SALIR DE LICENCIA)
 AST10R := NOT (NOT PSV03 AND NOT PCT10Q)
 AST10IN := NOT PSV03 AND NOT PCT10Q
 #PROGRAMACION PARA DETECCION DE INTERRUPTORES ABIERTOS LOCAL LINEA A3K60
 AST11PT := 25.000000 #RETARDO PARA SET DE ALT03 (PONER EN LICENCIA)
 AST11R := NOT (PSV07 AND PCT11Q)
 AST11IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q
 AST12PT := 25.000000 #RETARDO PARA RESET DE ALT06 (SALIR DE LICENCIA)
 AST12R := NOT (NOT PSV07 AND NOT PCT11Q)
 AST12IN := NOT PSV07 AND NOT PCT11Q

PROGRAMACIÓN DEL SEL-2100

LATCH BITS SET/RESET

SET1= /IN102
 RESET1= /IN101

SEL LOGIC CONTROL EQUATIONS

SV1= R4P2*ROK2
 SV2= R5P2*ROK2
 SV4= R7P2*ROK2
 SV8= R3P1*ROK1
 SV9= R2P1*ROK1
 SV10= R1P1*ROK1
 SV11= R1P3*ROK3
 SV13= LV11
 SV14= LV14
 SV15= LV15

SEL LOGIC VARIABLES

LV1= SV8T+SV9T+SV4T
 LV2= SV10T*LV1
 LV3= !SV10T*SV1T
 LV4= SV1T*SV10T
 LV5= !SV10T*SV2T
 LV6= SV2T*SV10T
 LV7= LV4+LV6
 LV8= LV5+LV6
 LV9= LV2+LV7
 LV10= LV3+LV7
 LV11= !LT1*LV9
 LV12= !LT1*LV10*!LV8
 LV13= !LT1*LV8

LV14= LV12*SV11T
LV15= LV13*SV11T

PROGRAMACION PARA TRANSMISIÓN POR LOS PUERTOS DE COMUNICACIÓN

PUERTO 1: T1P1= SV13T
PUERTO 4: T1P4= SV14T
T2P4= SV15T

equipo de comunicación SDH y a través de la fibra óptica del tipo monomodo que está instalada en el hilo de guarda de la línea de transmisión, se logró el enlace entre ambas subestaciones.

Las características de la comunicación serial a través de los puertos de los relevadores es la siguiente: velocidad de 19200 bauds, 8 bits de datos, paridad non y 1 bit de parada.

El servicio de comunicación de los equipos SDH es de puerto transparente serial asíncrono.

La figura 39 muestra la forma como quedó implementada la red de comunicaciones del esquema DAG.

4.6 Diagrama lógico completo del esquema DAG

En el anexo 1 se presenta el diagrama completo de la lógica del esquema DAG.

CAPÍTULO V

RESULTADOS OBTENIDOS

El proceso de diseño e implementación del esquema DAG de las centrales eléctricas de Aguamilpa y El Cajón de la Comisión Federal de Electricidad, se llevó a cabo mediante las siguientes etapas:

- 1.- Se detectó un posible problema de sobrecarga en líneas de transmisión.
- 2.- Se llevó a cabo el estudio de flujos de potencia para determinar el valor de esos flujos.
 - 2.1.- Se hizo la Preparación de la base datos para armar el caso base en el programa PSSE.
 - 2.2.- Se corrieron simulaciones considerando desconexión de líneas de transmisión, revisando el nivel del flujo en las que quedaron conectadas.
 - 2.3.- Se hicieron simulaciones con desconexión de líneas de transmisión y desconectado además unidades generadoras, revisando el nivel de flujo de potencia en las líneas que permanecieron conectadas. Adicionalmente en los buses involucrados se revisó el valor de voltaje, la frecuencia y el ángulo eléctrico de los demás generadores.
 - 2.4.- De los resultados obtenidos de las simulaciones, se determinó la necesidad de implementar un esquema de disparo automático de generación, así como las condiciones con las que debiera operar.
- 3.- Se buscaron los equipos que pudieran cubrir las necesidades para la implementación del esquema. Debido al nivel de seguridad requerido de los equipos se determinó que fueran relevadores de protección con funciones de medición de potencia eléctrica y de PLC, debido a que sus componentes electrónicos están fabricados con calidad militar.
- 4.- Se diseñó la lógica de operación del esquema con base en la tabla 1 que muestra el resultado de las simulaciones realizadas en el programa PSSE, así como la cantidad de equipos y sus características, disponiendo de la tecnología

que se conocía en ese momento. El resultado de esto es el diagrama esquemático de la figura 1 y el diagrama de la lógica de operación del anexo 1, la cual quedó descrita a detalle en el capítulo 4.

5.- Se instalaron, alambraron, programaron y probaron de manera individual todos y cada uno de los relevadores. El proceso de instalación de los equipos y del conexionado eléctrico para que el esquema recibiera todas las señales que requiere, lo realizó personal de las Zonas de Transmisión Nayarit y Jalisco, pertenecientes a la Gerencia Regional de Transmisión Occidente de la Comisión Federal de Electricidad.

6.- El desarrollo de las pruebas de puesta en servicio al esquema DAG completo fue un proceso metódico y que tomó tres días en total ya que se hicieron las simulaciones, la inyección de señales de voltajes y corrientes trifásicas a cada relevador y la validación de esas mediciones, la transferencia de valores entre equipos y los resultados de las operaciones de suma de potencia hasta llegar a los valores establecidos de operación, la simulación de contingencias con estas condiciones así como la salida de la lógica para el disparo de las correspondientes unidades generadoras, para que se diera el cumplimiento a lo establecido en la tabla 1. Las pruebas finales de puesta en servicio se hicieron en coordinación con personal de las Centrales Generadoras involucradas, es decir de las C.H's Aguamilpa y el Cajón, pertenecientes a la Gerencia Regional de Producción Occidente de la CFE así como con personal del Area de Control Occidente (ACOC) perteneciente al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

7.- Una vez concluidas las pruebas y validados los resultados correctos de las mismas, se entregó para su administración al Area de Control Occidental del - Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

8.- Desde su puesta en servicio y hasta la fecha actual el esquema DAG no ha tenido operaciones reales porque no se han presentado las condiciones para ello. Algo muy importante es que tampoco ha tenido operaciones en falso. El personal del Area de Control Occidental observa en tiempo real las condiciones que guarda el esquema y lo único que ha ocurrido es que se han tenido alarmas de fallas de

algunos canales de comunicación y se han debido a suciedad o polvo en los conectores de fibra óptica, lo cual se ha atendido con la debida oportunidad, por lo que el esquema DAG está en todo momento en operación y vigente.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

De la experiencia obtenida con este proyecto de ingeniería se pueden resaltar los siguientes puntos:

6.1.- Los cambios en la topología de una red de transmisión que opera con altos niveles de carga a través de sus elementos (líneas de transmisión y transformadores), provocan que los flujos de potencia se reacomoden y que en algunos casos varios de esos elementos se sobrecarguen, con lo que se incrementa el riesgo de que sufran daños. Por esta razón es necesario hacer un estudio de flujos de potencia, para determinar las acciones correctivas necesarias que eviten la sobrecarga de los elementos de la red.

6.2.- El problema de flujos de potencia se plantea con una serie de ecuaciones complejas no lineales que describen el modelo matemático del sistema eléctrico de potencia. Para la solución a este tipo de ecuaciones se deben de utilizar métodos iterativos, siendo los más empleados el Newton-Raphson y el Gauss-Seidel.

6.3.- Dada la cantidad tan grande de nodos de un sistema de potencia como el que se tiene en el Sistema Interconectado Nacional y al número de iteraciones necesarias para llegar a la solución del problema de flujos de potencia, se hace indispensable el uso de programas de computadora. Para este caso se emplea el programa PSSE (M.R.), que es un software diseñado para resolver los problemas de cálculo de flujos de potencia.

6.4.- Para hacer el estudio completo de una red específica, se deben hacer todas las posibles contingencias debidas a la desconexión de elementos de esa red, para conocer cómo se distribuyen esos flujos entre los elementos que permanecen conectados.

6.5.- Una vez determinadas las necesarias acciones de control sobre la generación para que regulen los flujos de potencia en el sistema eléctrico bajo estudio, se debe hacer uso de los diagramas lógicos booleanos basados en

compuertas AND, OR, COMPARADORES, etc, para diseñar las lógicas de operación del esquema remedial. Con esta información se establecen las líneas de programación para los PLC's con las cuales debe operar dicho esquema.

6.6 La implementación de los esquemas que corrigen o modifican la manera en que los flujos de potencia se acomodan pueden llegar a ser tan complejos, que solamente pueden lograrse con equipos digitales inteligentes que tienen la capacidad de programación con lógica avanzada, es decir, que tengan la función de PLC. Esto les da una mayor capacidad de adaptabilidad para cubrir las necesidades que resultan después de realizar el estudio de flujos.

6.7 El esquema que remedial de disparo automático de generación que se presenta en el presente reporte de experiencia profesional, sirvió de base para el diseño de esquemas más complejos. Estos otros esquemas tienen un mayor grado de inteligencia dado que cuentan con algoritmos aplicados a la selección de unidades generadoras a desconectar. Con estos nuevos algoritmos la selección de unidades a desconectar se ajusta lo más cerca posible a la cantidad de generación que debe eliminarse, es decir la mínima posible, siempre y cuando se cumpla con la cantidad requerida. Para lograr esto se analizan en tiempo real todas las posibles combinaciones de unidades generadoras de tal forma que la selección se haga lo más ajustado posible para lograr el objetivo de disminuir los flujos de potencia a niveles seguros para el sistema eléctrico de potencia y de los equipos.

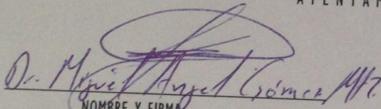
6.8 Los relevadores utilizados en estos nuevos esquemas permiten la implementación de un sistema de monitoreo y de protección para el sistema eléctrico de potencia basado en Unidades de Medición Fasorial o PMU (por sus siglas en ingles). Con esta aplicación al esquema se le conoce como "Protección de Área Amplia".

M. EN I. J. ANTONIO ALVAREZ JAIME
COORDINADOR DE ASUNTOS ESCOLARES
PRESENTE.-

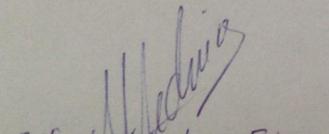
Por medio de la presente, se otorga autorización para proceder a los trámites de impresión, empastado de tesis y titulación al alumno (a) Juan Carlos Rivera Velozquez del Programa de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica y cuyo número de NUA es: 913041 del cual soy director. El título de la tesis es: "Implementación del Disparo Automático de Generación de las Centrales Generadoras Aguamiyá y el Cajón de CFE."

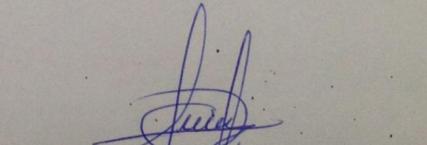
Hago constar que he revisado dicho trabajo y he tenido comunicación con los dos sinodales asignados para la revisión de la tesis, por lo que no hay impedimento alguno para fijar la fecha de examen de titulación.

ATENTAMENTE


NOMBRE Y FIRMA
DIRECTOR DE TESIS
SECRETARIO

NOMBRE Y FIRMA
DIRECTOR DE TESIS


NOMBRE Y FIRMA
PRESIDENTE


NOMBRE Y FIRMA
VOCAL