

Trabajo de Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Estrategias para la división coherente de un sistema eléctrico en islas en situaciones de emergencia

Autor: Ronald Alberto Rodríguez Vásquez

Tutor: Dr. José Luis Martínez Ramos

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS	II
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE TABLAS	V
ÍNDICE DE ECUACIONES	VI
1 Introducción	2
1.1 Objetivos	4
1.1.1 Objetivo general	4
1.1.2 Objetivos específicos	4
1.2 Metodología	4
2 Fundamentos	6
2.1 Operación de un sistema eléctrico en estado de emergencia	6
2.2 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia	6
2.2.1 Clasificación	6
2.2.2 Estabilidad de ángulo	7
2.2.3 Estabilidad de tensión	8
2.2.4 Estabilidad de frecuencia	8
2.4 Operación en islas	8
2.4.1 Restricciones	9
2.4.1.1 Restricciones dinámicas	9
2.4.1.2 Restricciones estáticas	10
2.4.2 Metodología	10
3 Formulación matemática del problema	13
3.1 Formulación del problema lineal entero mixto	13
3.1.1 Restricciones topológicas	13
3.1.2 Modelo del flujo de potencia en DC	14
3.1.3 Modelo de pérdida	15
3.1.3.1 Sin pérdidas	15
3.1.3.2 Pérdidas constantes	15
3.1.4 Restricciones de generación	16
3.1.5 Deslastre de carga	16
3.1.6 Función objetivo	17
3.1.7 Formulación general	18

3.1.8 Diagrama de flujo.....	19
4 Caso de estudio	21
4.1 Caso 1 [14 nudos]	21
4.1.1 Contingencia N-1	21
4.1.1.1 Resultados	21
4.1.1.2 Tiempos computacionales	26
4.1.2 Contingencia N-2	26
4.2 Caso 2 [24 nudos]	27
4.2.1 Contingencia N-1	27
4.2.1.1 Resultados	27
4.2.1.2 Tiempos computacionales	29
4.2.2 Contingencia N-2	30
Conclusiones.....	33
Recomendaciones.....	33
Bibliografía.....	35
Anexo A. Datos redes	38
A1. IEEE 14 nudos.....	38
A2. IEEE 24 nudos.....	40
Anexo B. Resultados.....	44
B1. Red de 14 nudos.....	44
B1.1 Contingencia N-1.....	44
B1.1.2 Falla barra 9.....	45
B2. Red de 24 nudos.....	48
B2.1 Contingencia N-1 [Falla barra 9].....	48
B2.1 Contingencia N-2 [Falla en dos líneas]	56
B2.2 Contingencia N-2 [Falla en una línea y un generador].....	56
Anexo C	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Incremento del riesgo de apagones.....	3
Figura 2-1 Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia.	7
Figura 2-2 (a) Red con líneas y nodos inciertos, (b) Separación en islas de la red desconectando líneas.	11
Figura 3-1 Diagrama de flujo.	19
Figura 4-1 Separación en islas ante falla en la barra 4 [Sin pérdidas].	21
Figura 4-2 Separación en islas ante falla en la barra 4 [Pérdidas constantes].....	22
Figura 4-3 Separación en islas ante falla en la barra 9: (a) Sin pérdidas y (b) Con pérdidas constantes.	23
Figura 4-4 Representación de n^B escenarios [14B].	25
Figura 4-5 Representación de los tiempos obtenidos en las soluciones [14B].	26
Figura 4-6 Contingencia N-2 para una red de 14 nudos.....	26
Figura 4-7 División en isla ante falla en la barra 9 [Sin pérdidas].	27
Figura 4-8 División en isla ante falla en la barra 9 [Pérdidas constantes].	28
Figura 4-9 Representación de los tiempos obtenidos en las soluciones [24B].	29
Figura 4-10 División en isla ante falla en línea 15-21 y 16-17.	30
Figura 4-11 División en isla ante falla en línea 11-13 y el generador 12.....	31

ANEXO A

Figura A-1 Red de 14 nudos.....	38
Figura A-2 Red de 24 nudos.....	40

ÍNDICE DE TABLAS

ANEXO A

Tabla A-1 Datos de los generadores [14B].....	38
Tabla A-2 Datos de las cargas [14B].....	39
Tabla A-3 Datos de los transformadores [14B].....	39
Tabla A-4 Datos de las líneas [14B].....	39
Tabla A-5 Datos de los generadores [24B].....	41
Tabla A-6 Datos de las cargas [24B].....	42
Tabla A-7 Datos de los transformadores [24B].....	42
Tabla A-8 Datos de las líneas [24B].....	43

ANEXO B

Tabla B-1 Resumen de resultados falla barra 4	45
Tabla B-2 Resumen de resultados falla barra 9	46
Tabla B-3 Resumen de resultados para n ^b escenarios	47
Tabla B-4 Resumen de resultados falla línea 2-3 y 2-5.....	48
Tabla B-5 Resumen de resultados falla barra 9	54
Tabla B-6 Resumen de resultados para n ^b escenarios	54
Tabla B-7 Resumen de resultados contingencia L-L.....	56
Tabla B-8 Resumen de resultados contingencia L-G	56

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 3-1 Líneas no asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-2 Líneas no asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-3 Líneas asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-4 Líneas asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-5 Barras asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-6 Barras asignadas a la sección cero.....	14
Ec. 3-7 Flujo de carga en DC.....	14
Ec. 3-8 Flujo de potencia por la línea.....	15
Ec. 3-9 Límites de potencia por la línea.....	15
Ec. 3-10 Límites de potencia por la línea (auxiliar).....	15
Ec. 3-11 Modelo de pérdida.....	16
Ec. 3-12 Límite de generación del generador.....	16
Ec. 3-13 Deslastre de carga.....	17
Ec. 3-14 Función objetivo.....	17
Ec. 3-15 Restricciones de la función objetivo.....	17
Ec. 3-16 Restricciones de la función objetivo.....	17
Ec. 3-17 Restricciones de la función objetivo.....	17
Ec. 3-18 Función objetivo con pesos asignados.....	18

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1 INTRODUCCIÓN

Un colapso total del sistema eléctrico es un evento no deseado con una expectativa muy baja de ocurrencia, pero con impactos sociales y económicos potencialmente devastadores. Por ejemplo, el 14 de agosto de 2003 un gran apagón afectó al Norte de los Estados Unidos y Canadá con alrededor de 50 millones de personas que contribuyó con al menos 11 muertes y un total estimado entre 4 y 10 mil millones de dólares en pérdidas. Se tardó una semana en restaurar el sistema completo.

De igual manera, la amplia zona de perturbación en 2006 al sistema UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity) provocó que el mismo se dividiera de manera incontrolable, formando tres islas. Si bien las causas exactas de los apagones de área amplia difieren en cada uno de los casos, surgen algunos factores comunes: los sistemas eléctricos de potencia modernos están siendo operados más cerca de los límites; liberalización de los mercados y el consiguiente aumento de las presiones comerciales ha llevado a una reducción de los márgenes de seguridad. Más reciente es el aumento de la penetración de la generación distribuida, especialmente de la energía eólica, ya que presenta desafíos significativos para asegurar el funcionamiento del sistema. En la figura 1-1 se puede apreciar la tendencia creciente de los apagones [11].

Los fallos en cascada y los apagones son las amenazas más significativas en cuanto a la seguridad de los sistemas de energía se refiere. Desde la década pasada, tal y como se mencionó anteriormente, el mundo ha encontrado muchos apagones como resultado de fallos en cascada. Éstos pueden presentar altos riesgos para la integridad de la red del sistema eléctrico, y podrían causar su división en varias islas no intencionadas.

Además, dichas islas pueden encontrar una deficiencia de potencia activa o reactiva, que pueden conducir a la inestabilidad de frecuencia, ángulo o tensión (Ver sesión 2.3). Estas inestabilidades pueden causar el disparo de otra región si no se controlan adecuadamente.

Durante tal condición, el funcionamiento seguro y fiable de toda la red del sistema eléctrico de un modo interconectado puede ser muy difícil de controlar. Puede dar lugar a la propagación de estas inestabilidades en otros puntos de la red. Por lo tanto, las islas intencionales o controladas han sido utilizadas como estrategia preventiva para minimizar las pérdidas causadas por la creación de islas no intencionales [2].

Para varios eventos de gran perturbación, los estudios han demostrado que un apagón de área amplia podría haberse evitado dividiendo intencionalmente el sistema en islas. Al aislar la parte defectuosa de la red, la carga total desconectada durante el evento se reduce; lo que quiere decir que aunque el sistema se encuentre operando en condiciones anormales, la demanda es suplida [3].

Por lo tanto, el problema de división del sistema es determinar los puntos de división apropiados a fin de dividir toda la red interconectada de transmisión en islas garantizando el equilibrio entre la generación y carga; y la satisfacción de las restricciones de la capacidad de transmisión cuando el funcionamiento en isla inevitable.

No obstante, el problema es cómo dividir la red en islas que estén lo más equilibradas posible en carga y generación, que contengan puntos estables de operación en estado estacionario dentro de los límites de tensión y los límites de las líneas; de modo que la división no cause inestabilidad dinámica. Este es un desafío considerable, ya que el espacio de búsqueda de cortes de línea crece exponencialmente con el tamaño de la red eléctrica [4].

Uno de los objetivos primordiales es dividir la red en islas electromecánicamente estables, de modo que se agrupen los generadores con igual nivel de oscilación. Si el sistema puede ser dividido a lo largo de los límites de los grupos de generadores coherentes, mientras no exista desequilibrio entre carga y generación; entonces es menos probable que el sistema pierda estabilidad [2].

Debido a que las contingencias son repentinas y pueden hacer colapsar el sistema en minutos o incluso segundos, la división debe ser realizada en un corto periodo de tiempo garantizando rapidez y exactitud a la hora de determinar la mejor estrategia para la posterior división del sistema.

La problemática planteada anteriormente es un problema de optimización, y ha de resolverse a raíz de la realización del presente proyecto en GAMS utilizando MILP (Mixed Integer Linear Programming).

El cálculo de todos los flujos se basan en el modelo de flujo de DC, el cual es un modelo lineal y no añade una complejidad significativa en la formulación de la optimización. El uso del modelo de DC permite que la optimización converja fácilmente.

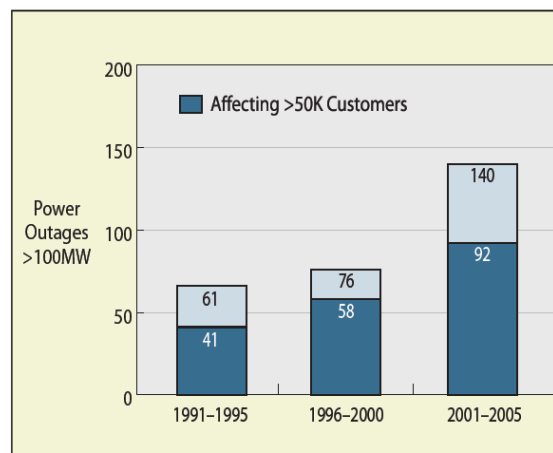


Figura 1-1 Incremento del riesgo de apagones.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Establecer la división estratégica y coherente para la formación de islas de generación-consumo del sistema eléctrico ante situaciones de emergencia de modo que se encuentren dentro de los límites permitidos, garantizado así la continuidad del servicio y la estabilidad del mismo.

1.1.2 Objetivos específicos

- Modelar en GAMS el problema de optimización, incluyendo tanto las ecuaciones lineales del flujo en DC como las restricciones asociadas a la topología de la red, los generadores y las líneas de transmisión; proporcionando una solución factible.
- Establecer las estrategias para la división coherente en islas, a fin de garantizar el equilibrio de potencia y satisfacción de las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión y otras instalaciones en cada isla.
- Realizar ensayos en la red de estudio sometiéndola a contingencias N-1 y N-2, con la finalidad de analizar tanto su comportamiento como la influencia de los modelos de pérdidas (si pérdidas y constante).

1.2 Metodología

- Realizar el problema de separación o búsqueda de islas mediante MILP.
- Someter la red de estudio a diversas condiciones.
- Analizar los resultados obtenidos en cada una de las situaciones planteadas.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS

2 FUNDAMENTOS

2.1 Operación de un sistema eléctrico en estado de emergencia

Durante la operación, en el caso de que el sistema pasara a estado de emergencia, el operador del sistema atenderá prioritariamente al restablecimiento urgente de la seguridad hasta devolver el sistema a su estado normal.

En esta situación, el operador del sistema tomará las medidas que estime necesarias, actuando sobre el sistema de producción y transporte, para conseguir de la forma más rápida posible que las variables de control de la seguridad del sistema eléctrico devuelvan a éste a su estado normal.

El hecho diferenciador esencial será dar prioridad a las medidas que se muestren más eficaces considerando que la rapidez de su implantación es esencial cuando las violaciones existentes de los criterios de seguridad sean graves.

Asimismo, en el caso de producirse alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local motivada por un incidente en la red de transporte, el operador del sistema dará las instrucciones precisas a las empresas afectadas y coordinará sus actuaciones para lograr la reposición del servicio.

2.2 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia

La estabilidad del sistema de potencia puede ser definida como la propiedad de dicho sistema que permite permanecer en un estado de operación de equilibrio bajo condiciones normales de operación o que le permite recuperar un estado aceptable de equilibrio después de ser sometido a una perturbación. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas; la inestabilidad se produce cuando una perturbación conduce a un desequilibrio de estas fuerzas.

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera en un entorno de cambios constantes: cargas, las salidas del generador, la topología y los parámetros operativos cambian continuamente. Bajo una perturbación transitoria, la estabilidad del sistema depende de la naturaleza de la perturbación, así como de la condición de funcionamiento inicial. La perturbación puede ser de pequeña o gran magnitud [35].

2.2.1 Clasificación

Tradicionalmente los fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos se clasifican según afecten a: las tensiones, los desfases angulares y la frecuencia.

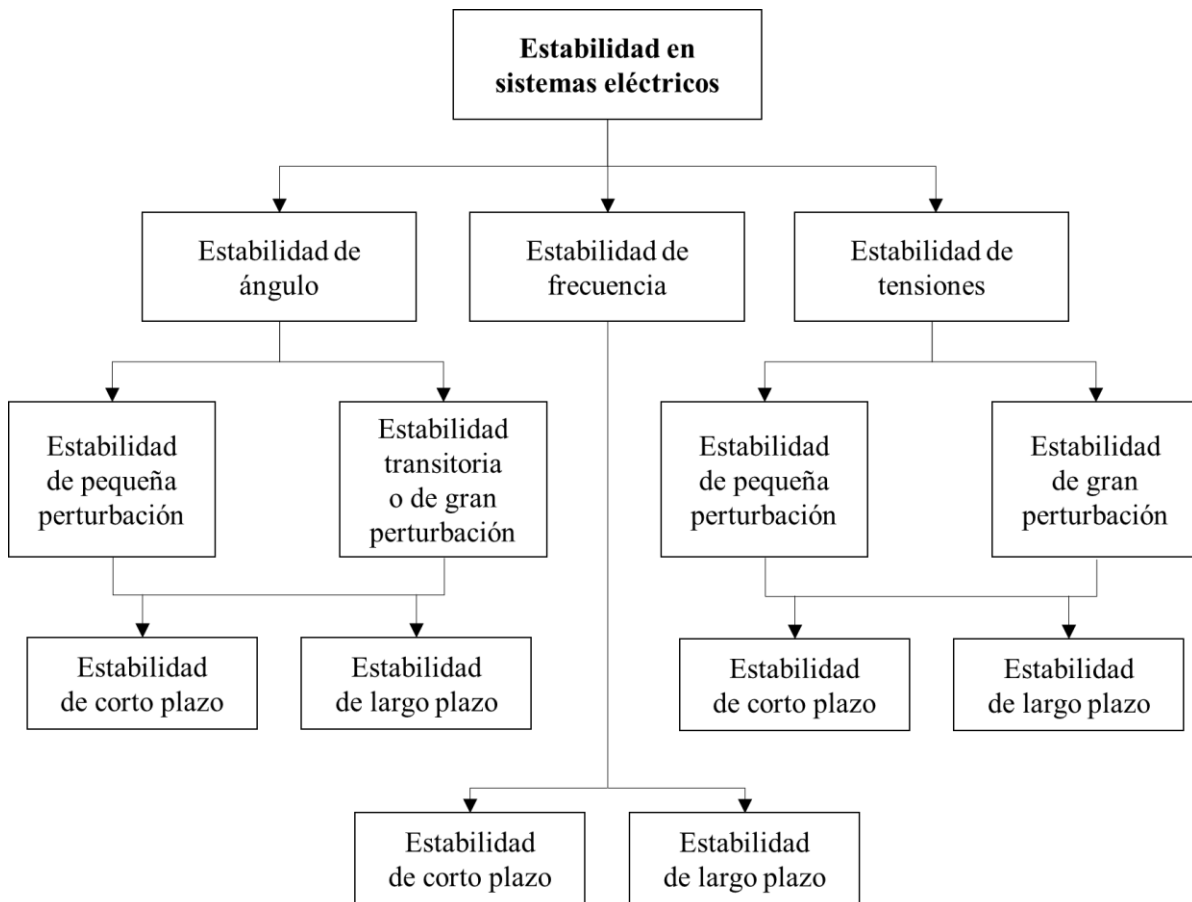


Figura 2-1 Clasificación de la estabilidad de un sistema de potencia.

2.2.2 Estabilidad de ángulo

Se entiende la estabilidad de ángulo como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación [38]. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema. En caso de ocurrir, la inestabilidad aparece como un incremento de las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, que pierden su sincronismo con otros generadores.

En régimen permanente, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. En esta situación, una perturbación del equilibrio puede provocar una variación de velocidad en los rotores de las máquinas.

La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, causando su falta una inestabilidad oscilatoria) [38]

2.2.3 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todas las barras después de haber sido sometido a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada. En este caso, la estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. La inestabilidad que podría ocurrir ocasionará una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos nudos, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones que provocará interrupciones en cascada. Estas interrupciones pueden causar la pérdida del sincronismo de algunos generadores, fenómeno que también puede producirse por condiciones de operación que excedan los límites de la corriente de campo. [34]

2.2.4 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la habilidad de restaurar el balance entre generación y carga con la mínima pérdida de carga. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente [34, 38].

2.4 Operación en islas

Un sistema eléctrico funciona en estado normal hasta un cierto nivel de seguridad. En este estado, la frecuencia y los voltajes de las barras se mantienen en los valores prescritos y todos los generadores operan sincrónicamente. Se satisfacen las restricciones de igualdad y desigualdad.

La restricción de igualdad, también conocida como balance de potencia, significa que la generación total del sistema es igual a la carga total del mismo. Por otro lado, la restricción de desigualdad significa que las cargas del generador y del transformador no deben exceder los valores nominales y las líneas de transmisión no se deben ser operadas por encima de sus límites de estabilidad térmica o estática [6].

Después de algunas contingencias, el nivel de seguridad puede decaer o peor aún, uno o varios componentes del sistema pueden encontrarse en situaciones de sobrecargas. De esta manera, se violan las restricciones de igualdad y el sistema entra en estado de emergencia.

Si las acciones de control de emergencia tales como, desconexión de la sección fallida, redireccionamiento del flujo de potencia o deslastre de carga, fallan, el sistema entrará en estado extremo o límite. En este estado, uno o varios generadores pueden convertirse en asíncrono con los demás y no se pueden adoptar medidas de protección para mantener la integridad del sistema [10].

Una de las medidas más eficientes, conocida como separación de sistemas controlados, es dividir la red de transmisión en dos o varios subsistemas conocidos como "islas", disparando el relé y los dispositivos de protección asociados al sistema a fin de evitar un colapso parcial o total del mismo [8]. La división del sistema eléctrico es la acción correctiva final contra la formación inadvertida de islas después de una perturbación grave. El problema de división del sistema es determinar los puntos para dividir toda la red eléctrica en regiones (islas) cuando la formación de islas en el sistema es inevitable. Las estrategias de división deben garantizar tanto el equilibrio de potencia y satisfacción de las restricciones de capacidad de las líneas de transmisión y otras instalaciones en cada isla.

El problema de división del sistema pide encontrar una estrategia de división adecuada. Cuando mencionamos "adecuada" queremos decir que se satisfacen tanto las restricciones de igualdad como las restricciones de desigualdad. En otras palabras, el problema de división debe mantener el balance generación/carga mediante el disparo de generadores y/o deslastre de cargas. La estrategia de separación debe separar los generadores asíncronos con el mínimo deslastre de carga posible o menor impacto en la confiabilidad del sistema. En cada isla, la potencia debe ser equilibrada y las corrientes y tensiones deben mantenerse dentro de los límites nominales.

2.4.1 Restricciones

Debido a la operación del sistema en un estado límite a causa de fallos en las acciones del control de emergencia tal y como se mencionó anteriormente; y por lo tanto, la posterior separación en islas, se pueden distinguir las siguientes restricciones:

2.4.1.1 Restricciones dinámicas

Una perturbación grave en la red puede iniciar oscilaciones electromagnéticas que causan que los generadores pierdan el sincronismo [1]. En esta situación, los generadores con fuerte acoplamiento dinámico oscilan juntos y son llamados generadores coherentes, mientras que los generadores con acoplamientos dinámicos débiles oscilan uno con respecto al otro. Por lo tanto, los generadores coherentes deben permanecer en una misma isla para mantener la estabilidad transitoria y reducir la posibilidad de futuras interrupciones.

2.4.1.2 Restricciones estáticas

- 1 En cada isla debe existir un balance de potencia. Esto quiere decir que la potencia de generación debe ser igual a la potencia de la carga.
- 2 Las líneas no deben ser sobrecargadas por encima de sus capacidades de transmisión (Por ejemplo: límite térmico y estabilidad de estado estable).

2.4.2 Metodología

Después de una falla, se asume que existe una información limitada acerca de la red, y su estado exacto es incierto. Hay partes de la red propensas a fallar y otras en las cuales estamos seguros que no habrá ningún fallo. En tal caso, una acción que evite fallos en cascada a lo largo de la red es formar una o varias islas estables a fin de aislar la parte sospechosa o vulnerable.

La figura 2-3(a) muestra esta situación, en donde las líneas y nudos inciertos se marcan con “?”.

El objetivo es dividir la red en secciones desconectadas entre sí, de modo que las propensas a fallar se encuentren todas en una sección. Se desea que dicha sección sea pequeña debido a que está expuesta ante fallos, y la otra sección debe ser capaz de operar con pequeños deslastes de carga. También se requiere que la sección incierta deslastre a menor cantidad de carga posible [1, 8].

La figura 2-3(b) muestra una posible solución para esta red, donde todas las barras inciertas han sido colocadas en la sección 0 con al menos un extremo desconectado en la sección 1.

- La red optimizada consiste de dos secciones; una en malas condiciones (Sección 0) y otra en buen estado (Sección 1). Ninguna línea conecta las dos secciones. Por otro lado, no es necesario que ninguna de las secciones sea un único componente conectado.
- Una isla es un componente conectado de la red. Por lo tanto, cualquiera de las secciones puede contener una serie de islas; como en la figura 2-3(b), donde la sección 1 comprende las islas 1, 3 y 4, mientras que la sección 0 es una isla individual. Los límites de las secciones y el número de islas dependerán de la optimización.

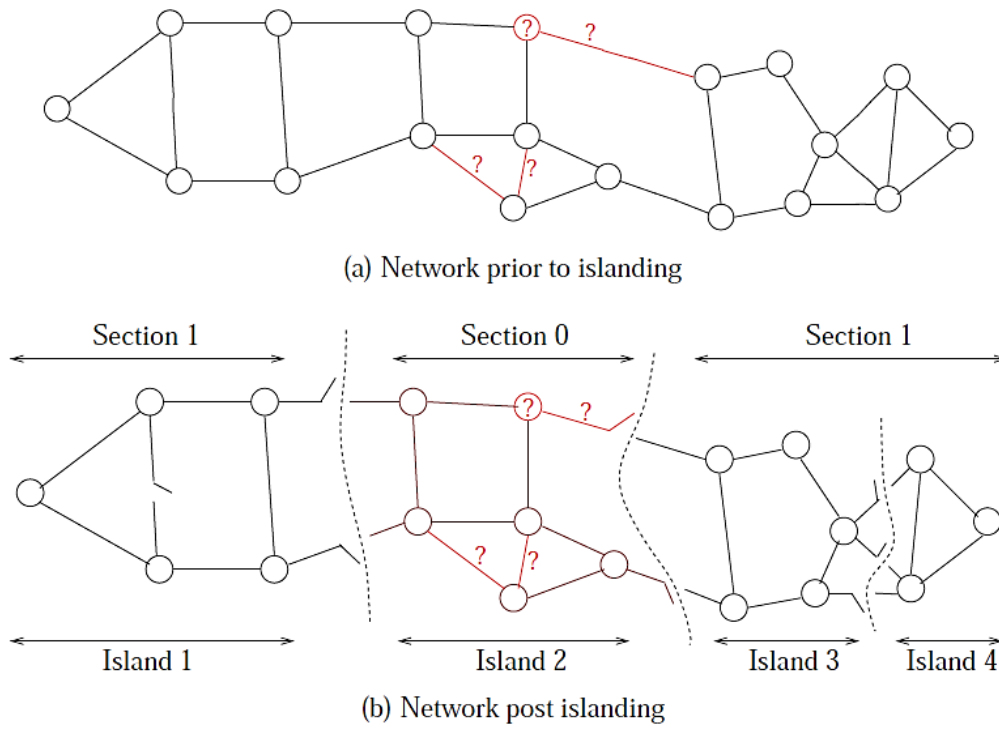


Figura 2-2 (a) Red con líneas y nodos inciertos, (b) Separación en islas de la red desconectando líneas.

CAPÍTULO III

FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA

3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA

3.1 Formulación del problema lineal entero mixto

A continuación se presenta la formulación matemática del problema de separación en islas de un sistema eléctrico de potencia. Dada un área de incertidumbre de la red, se utilizará la programación lineal entera mixta (MILP) para aislar los componentes inseguros de la red y crear isla a través de: cortes de líneas, deslastres de cargas, cambio de generadores; maximizando la carga suplida. Las restricciones de red se incluyen de manera explícita en la formulación del MILP, dando como resultado una solución de DC factible de estado estable.

Consideremos una red que comprende un conjunto de barras $\mathcal{B} = \{1, 2, \dots, n^B\}$ y un conjunto de líneas $\mathcal{L} = \{1, 2, \dots, n^L\}$. Los vectores F y T describen la conexión topológica de la red: la línea $l \in \mathcal{L}$ conecta las barras de F_l hacia T_l . También consideraremos un conjunto de generadores $\mathcal{G} = \{1, 2, \dots, n^G\}$ y un conjunto de cargas $\mathcal{D} = \{1, 2, \dots, n^D\}$. El subconjunto de generadores \mathcal{G}_b se encuentra asociado a la barra $b \in \mathcal{B}$; de igual manera, \mathcal{D}_b contiene un subconjunto de cargas asociados a la barra $b \in \mathcal{B}$.

3.1.1 Restricciones topológicas

Debido a lo comentado anteriormente, el objetivo es colocar todas las líneas y barras en dos secciones (0 y 1). Ha de esperarse que algún subconjunto de barras $\mathcal{B}^0 \subseteq \mathcal{B}$ y algún subconjunto de líneas $\mathcal{L}^0 \subseteq \mathcal{L}$ tengan posibilidades de fallar. Estos subconjuntos contienen todas las líneas y barras “inciertas”, los cuales colocaremos en la sección 0; mientras que el resto de líneas y barras la definimos como “seguras” y se encontrarán en la sección 1.

Por otro lado, introduciremos una variable de decisión γ_b para cada barra $b \in \mathcal{B}$; γ_b ha de ser igual a 0 si b se encuentra en la sección 0, y será igual a 1 si b se encuentra en la sección 1. Para dividir la red de esta manera, necesitamos desconectar líneas. Para ello, definiremos otra variable binaria de decisión ρ_l para cada $l \in \mathcal{L}$; $\rho_l = 0$ si la línea l está desconectada y $\rho_l = 1$ en caso contrario.

Las restricciones (Ec. 3-1) y (Ec. 3-2) aplican para cada línea l que no ha sido asignada a \mathcal{L}^0 . La línea se abrirá si sus dos extremos se encuentran en secciones diferentes (por ejemplo, $\gamma_{F_l} = 0$ y $\gamma_{T_l} = 1$; o también $\gamma_{F_l} = 1$ y $\gamma_{T_l} = 0$). De lo contrario, si ambos extremos se encuentran en la misma sección $\rho_l \leq 1$, y la línea puede estar o no conectada. Por lo tanto, estas restricciones imponen el requerimiento que cualquier línea segura entre la sección 0 y 1 debe ser desconectada.

$$\rho_l \leq 1 + \gamma_{Fl} - \gamma_{Tl}, \forall l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0 \quad (\text{Ec. 3-1})$$

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{Fl} + \gamma_{Tl}, \forall l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0 \quad (\text{Ec. 3-2})$$

Las restricciones (Ec. 3-3) y (Ec. 3-4) se aplican a las líneas asignadas a \mathcal{L}^0 . Una línea $l \in \mathcal{L}$ ha de ser desconectada si al menos uno de sus extremos se encuentra en la sección 1. Por lo tanto, una línea incierta: debe ser desconectada tanto si se encuentra completamente en la sección 1 como si se encuentra entre ambas secciones; o permanecer conectada si se encuentra en la sección 0.

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{Fl}, \forall l \in \mathcal{L}^0 \quad (\text{Ec. 3-3})$$

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{Tl}, \forall l \in \mathcal{L}^0 \quad (\text{Ec. 3-4})$$

Las restricciones (Ec. 3-5) y (Ec. 3-6) le asignan el valor a γ_b para cada barra b dependiendo de la sección a la cual fue asignada. Definiremos \mathcal{B}^1 como el conjunto de barras pertenecientes a la sección 1.

$$\gamma_b = 0, \forall b \in \mathcal{B}^0 \quad (\text{Ec. 3-5})$$

$$\gamma_b = 1, \forall b \in \mathcal{B}^1 \quad (\text{Ec. 3-6})$$

Dada algunas asignaciones a \mathcal{B}^0 , \mathcal{B}^1 y \mathcal{L}^1 , la optimización desconectará líneas y colocará barras en la sección 0 o en la sección 1. Qué más se coloca en la sección 0, qué líneas hay que abrir y cuáles cargas y generadores hay que ajustar, son grados de libertad de la optimización, y dependerá de la función objetivo.

3.1.2 Modelo del flujo de potencia en DC

El flujo de potencia que emplearemos es una variante del modelo de DC, asumiendo un voltaje unitario en cada barra y pequeños desfases angulares, pero teniendo en consideración las pérdidas de las líneas. Aplicando la ley de corriente de Kirchhoff a cada barra $b \in \mathcal{B}$, tenemos:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_b} p_g^G = \sum_{d \in \mathcal{D}_b} p_d^D + \sum_{l \in \mathcal{L}: F_l=b} p_l^L - \sum_{l \in \mathcal{L}: T_l=b} (p_l^L - \bar{h}_l^L) \quad (\text{Ec. 3-7})$$

Donde p_g^G es la potencia de salida del generador $g \in \mathcal{G}_b$ en la barra b ; p_d^D es la potencia activa demanda por la carga $d \in \mathcal{D}_b$. La variable p_l^L es el flujo de potencia hacia el primer extremo (barra F_l) de la línea l , y $p_l^L - \bar{h}_l^L$ es el flujo hacia el segundo extremo reducido por las pérdidas \bar{h}_l^L . El modelo de pérdida se describe en la sección posterior.

Cuando una línea l se encuentra conectada, la ley de tensiones de Kirchhoff hace que se establezca un flujo de potencia dependiendo solo de las diferencia de ángulos a través de la línea. Sin embargo, no podemos igualar p_l^L a este flujo debido a que a raíz de la desconexión de la línea l por parte de la optimización, no circulará potencia por dicha línea. En este caso, debemos permitir ángulos de fases diferentes en cada extremo de la línea.

La versión lineal de la ley de tensiones de Kirchhoff es:

$$\hat{p}_l^L = -B_l^L(\delta_{Fl} - \delta_{Tl}) \quad (\text{Ec. 3-8})$$

Donde B_l^L es la susceptancia de la línea l , \hat{p}_l^L es una variable auxiliar de la potencia y $(\delta_{Fl} - \delta_{Tl})$ es la diferencia de ángulos. La línea l se encuentra conectada cuando $p_l^L = \hat{p}_l^L$ y está desconectada cuando $p_l^L = 0$. Esto se modela de la siguiente manera.

Asumiendo que P_l^{Lmax} es la magnitud máxima de potencia que puede circular por una línea l , tenemos:

$$-\rho_l P_l^{Lmax} \leq p_l^L \leq P_l^{Lmax} \rho_l \quad (\text{Ec. 3-9})$$

$$-(1 - \rho_l) \hat{P}_l^{Lmax} \leq \hat{p}_l^L - p_l^L \leq \hat{P}_l^{Lmax} (1 - \rho_l) \quad (\text{Ec. 3-10})$$

\hat{P}_l^{Lmax} tiene que ser lo suficientemente grande para permitir que dos barras a través de una línea desconectada puedan mantener suficiente diferencia de ángulos (Esto se puede apreciar en el mínimo, cuando $\hat{P}_l^{Lmax} \geq p_l^{Lmax}$).

Si $\rho_l = 0$, entonces $p_l^L = 0$; pero \hat{p}_l^L puede tomar cualquier valor en orden de satisfacer la restricción (Ec. 3-9). Sin embargo, si $\rho_l = 1$, entonces $p_l^L = \hat{p}_l^L$.

3.1.3 Modelo de pérdida

3.1.3.1 Sin pérdidas

El modelo estándar DC no tiene pérdidas ($\bar{h}_l^L = 0$).

3.1.3.2 Pérdidas constantes

Las pérdidas de las líneas son funciones no lineales de los voltajes y desfases angulares, y pueden ser aproximados por el modelo de DC a través de funciones lineales [8].

Sin embargo, las investigaciones han demostrado que esto ofrece poca o casi ninguna mejora en el objetivo sobre una aproximación de pérdida constante. Por lo tanto, en este proyecto utilizaremos un modelo de pérdida constante. La pérdida de una línea l está dada por:

$$\bar{h}_l^l = \rho_l h_l^{L0} \quad (\text{Ec. 3-11})$$

Donde h_l^{L0} es la pérdida antes de la separación, la cual viene dada por la corriente de operación de la red, en donde la línea l tiene un flujo p_l^{L0} y voltajes v_{Fl}^0 y v_{Tl}^0 . Por lo tanto, $h_l^{L0} = h_l^l(p_l^l, v_{Fl}^0, v_{Tl}^0)$. La introducción de ρ_1 en la ecuación hace que las pérdidas sean cero si la optimización abre la línea.

3.1.4 Restricciones de generación

En situaciones en las que es necesario reaccionar rápidamente ante una contingencia imprevista, para evitar fallos en cascada el tiempo disponible para dividir la red y ajustar las cargas y los generadores serán cortos. Por lo tanto, debemos asumir que la reprogramación de los generadores y/o adición de nuevas unidades a la red no será posible. Por otra parte, una cierta cantidad de reserva rodante estará disponible en la red para pequeños cambios.

Los generadores que se encuentran operando pueden poseer una desconexión de su potencia de entrada, en cuyo caso su potencia de salida es cero; o pueden cambiar su salida a un valor dentro de un pequeño intervalo $[P_g^{G-}, P_g^{G+}]$. Los límites dependerán de la rampa y límites de salida del generador, y la capacidad de reserva a corto plazo disponible en el generador. Este régimen alternativo de operación se puede modelar a través de la siguiente restricción.

$$\zeta_g P_g^{G-} \leq p_g^G \leq \zeta_g P_g^{G+} \quad (\text{Ec. 3-12})$$

Donde ζ_g es una variable binaria. Si $\zeta_g = 0$, entonces el generador g se encuentra fuera de funcionamiento. De igual manera, si $\zeta_g = 1$, el generador g está disponible y su salida es $p_g^G \in [P_g^{G-}, P_g^{G+}]$.

3.1.5 Deslastre de carga

Después de la separación de la red en islas, y dado los límites de salida del generador, se asume que no será posible suplir de manera satisfactoria todas las cargas. Sin embargo,

el objetivo de la optimización es determinar un estado estable factible para la red en islas, y por lo tanto, es necesario permitir algunos deslastres de cargas [1].

Suponiendo que la carga $d \in \mathcal{D}$ tiene una potencia constante P_d^D , asumiremos que dicha carga será reducida al desconectar una porción $1 - \alpha_d$, donde $0 \leq \alpha_d \leq 1$; por lo tanto, la carga suministrada será:

$$p_d^D = \alpha_d P_d^D \quad (\text{Ec. 3-13})$$

3.1.6 Función objetivo

El objetivo principal de la separación en islas es dividir el sistema y dejarlo en un estado estable seguro, maximizando el valor esperado de la carga suplida. Hemos asumido previamente que ante un evento no deseado existe cierta inseguridad respecto a algún conjunto de barras y/o líneas; con lo cual, puede existir la posibilidad de futuros fallos y por lo tanto, se desea aislar dichos componentes del resto del sistema [1].

Supongamos que una remuneración M_d por unidad se encuentra asociada a la carga suplida d . Sin embargo, si la carga forma parte de la sección 0, y debido a que dicha sección es vulnerable, se asume un riesgo de no poder suplir potencia satisfactoriamente a la carga. Por lo tanto, definiremos una penalidad por pérdida de carga $0 \leq \beta_d \leq 1$; la cual la podemos interpretar como la posibilidad de poder suplir una carga d si es colocada en la sección 0. Si d es colocada en la sección 1, tendremos una remuneración M_d por unidad; pero si es colocada en la sección 0 tendremos una remuneración menor de $\beta_d M_d \leq M_d$. El valor esperado de la carga es J_{DC} , y es igual a:

$$J_{DC} = \sum_{d \in \mathcal{D}} M_d P_d (\beta_d \alpha_{0d} + \alpha_{1d}) \quad (\text{Ec. 3-14})$$

Donde,

$$\alpha_d = \alpha_{0d} + \alpha_{1d}, \forall d \in \mathcal{D} \quad (\text{Ec. 3-15})$$

$$0 \leq \alpha_{0d} \leq 1, \forall d \in \mathcal{D} \quad (\text{Ec. 3-16})$$

$$0 \leq \alpha_{1d} \leq \gamma_b, \forall b \in \mathcal{B}, \forall d \in \mathcal{D}_b \quad (\text{Ec. 3-17})$$

Hemos introducido una nueva variable α_{sd} para la carga suplida en la sección $s \in \{0,1\}$. Si $\gamma_b = 0$ (quiere decir que la carga en la barra b se encuentra en la sección 0), entonces $\alpha_{1d} = 0, \alpha_{0d} = \alpha_d$ y la remuneración es $\beta_d M_d P_d \alpha_d$. Por otro lado, si $\gamma_b = 1$, entonces $\alpha_{1d} = \alpha_d$ y $\alpha_{0d} = 0$, proporcionando una mayor remuneración $M_d P_d \alpha_d$. Por lo tanto, al maximizar J_{DC} le damos preferencia a $\gamma_b = 1$, lo cual da como resultado una sección 0 más pequeña.

El problema óptimo de DC de separación en islas con objetivo de maximizar J_{DC} usualmente tiene muchas soluciones factibles cercanas al valor óptimo. Esta flexibilidad se aprovecha introduciendo dos penalidades a la función objetivo, las cuales son lo suficientemente pequeñas para no afectar el objetivo principal, pero mejorando el desempeño computacional y proporcionando la flexibilidad necesaria para conducir la búsqueda hacia soluciones con buen comportamiento dinámico. La nueva función objetivo a maximizar es:

$$J_{DC}^* = J_{DC} - \varepsilon_1 \sum_{l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0} W_l (1 - \rho_l) - \varepsilon_2 \sum_{g \in \mathcal{G}} W_g (1 - \zeta_g) \quad (\text{Ec. 3-18})$$

Donde W_l, W_g, ε_1 y ε_2 son pesos no negativos. Las penalidades rechazan la desconexión de líneas y generadores en buen estado de funcionamiento. Hacen que las variables binarias ρ_l y ζ_g adquieran valores enteros de 1. Esto mejora la eficiencia computacional reduciendo el número de ramas.

Un peso no uniforme para las líneas, por ejemplo $W_l = 1, \forall l$, rechazará de igual manera todos los cortes de líneas, mientras que aquellos cortes con flujos altos en las líneas serán aún más rechazados cuando $W_l = s_l^{L0}$, en donde s_l^{L0} es el flujo a través de la línea antes de la separación en islas.

De igual manera, un peso no uniforme $W_g = 1, \forall g$ para los generadores, hará que salgan de funcionamiento aquellos generadores de gran capacidad, en lugar de diversas unidades pequeñas, para cualquier decrecimiento en la generación total. La desconexión de generadores puede ser aún más penalizada cuando el peso $W_g = P_g^{G+}$, siendo P_g^{G+} la capacidad del generador.

3.1.7 Formulación general

La formulación general del problema de división del sistema eléctrico de potencia en islas es maximizar (Ec. 3-18) sujeto a las restricciones (Ec. 3-1) hasta (Ec. 3-17).

3.1.8 Diagrama de flujo

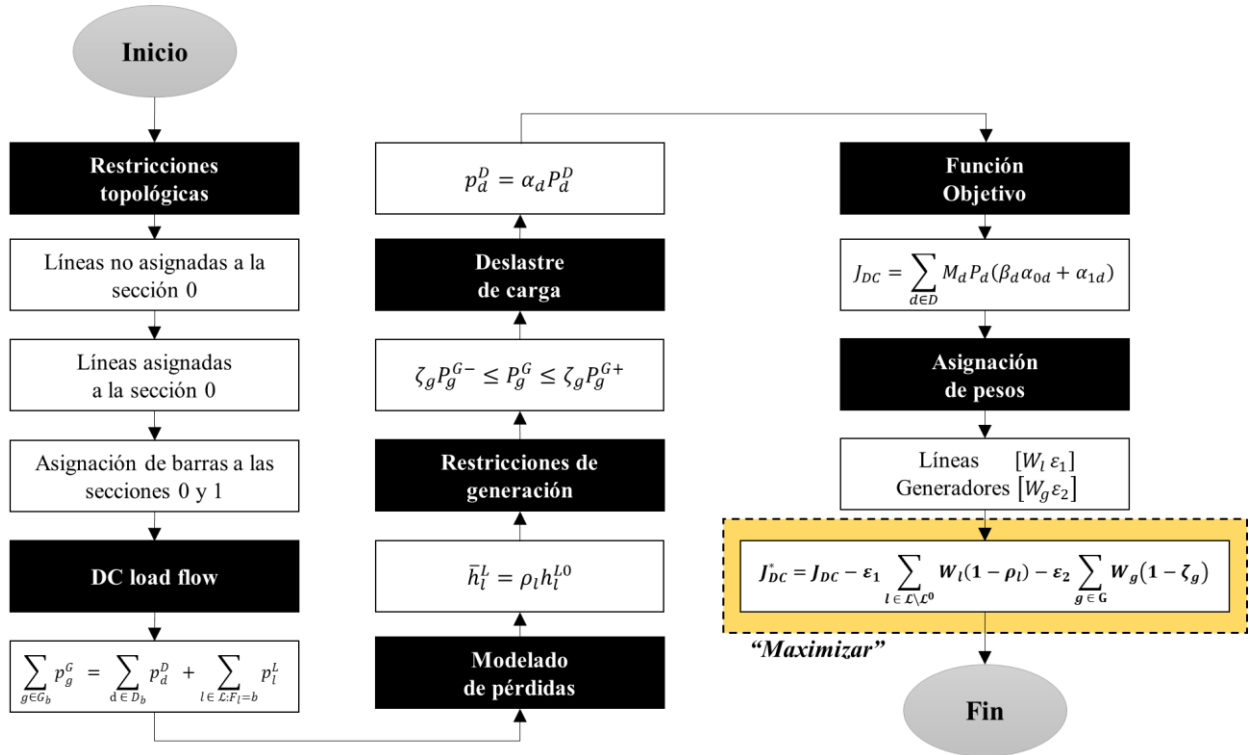


Figura 3-1 Diagrama de flujo.

CAPÍTULO IV

CASOS DE ESTUDIO

4 CASOS DE ESTUDIO

4.1 Caso 1 [14 nudos]

4.1.1 Contingencia N-1

La red a utilizar es un modelo de la IEEE de 14 nudos (11 de los cuales contienen cargas) y 18 líneas. La capacidad total de generación es de 275.699 MW provenientes 4 unidades de generación. La demanda total del sistema es de 269 MW.

Asumiremos que la barra 4 y la 9 están propensas a fallar y se decide aislarlas a fin de evitar fallos en cascadas; por lo tanto, se asignará a la sección cero. De igual manera, asumiremos una penalidad por pérdida de carga $\beta_d = 0.75$, una remarcación unitaria $M_d = 1$. Insertaremos pequeñas penalidades al corte de líneas y a la desconexión de generadores ($\varepsilon_1 = 0.001, W_l = 1, \varepsilon_2 = 0.01, W_g = P_g^{G^+}$). Por último, los generadores podrán variar su potencia de salida en un 5% de su valor nominal.

4.1.1.1 Resultados

Análisis de falla en la barra 4 (Sin pérdidas)

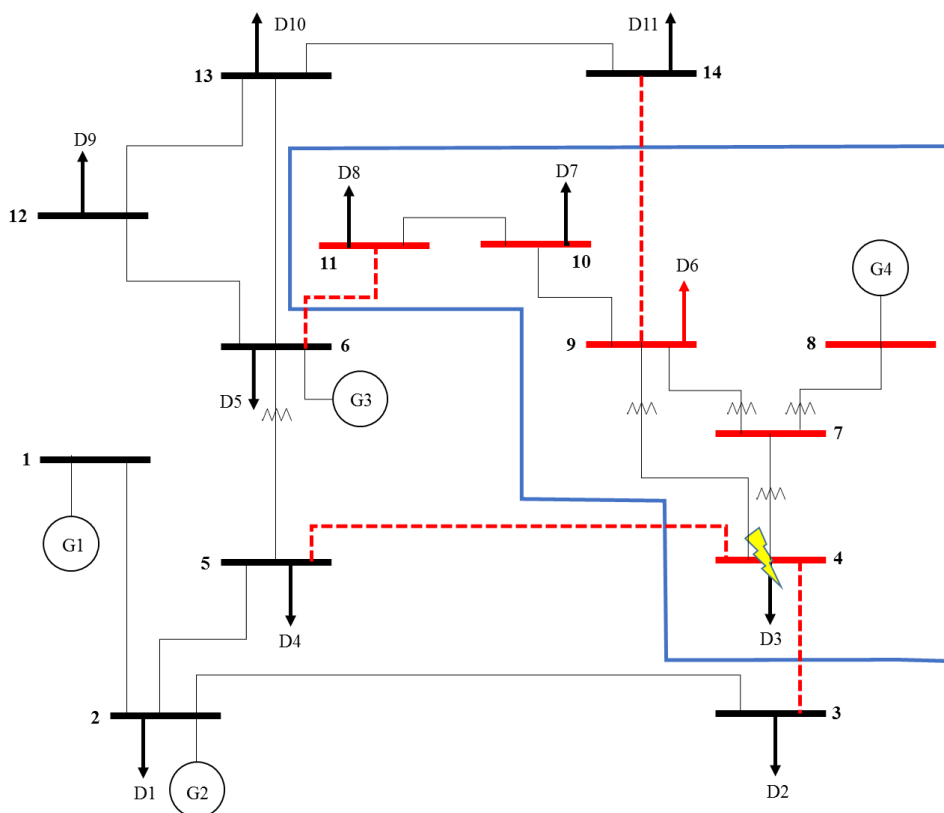


Figura 4-1 Separación en islas ante falla en la barra 4 [Sin pérdidas].

Las barras 4, 7, 8, 9, 10 y 11 han sido colocadas en la sección cero. Por lo tanto, todas aquellas líneas que interconectan las dos secciones han sido desconectadas. Dichas líneas son las 3-4, 4-5, 6-11 y 9-14. Ningún generador ha sido apagado. De los 259 MW de la demanda original, 60.30 MW han sido colocados en la sección “riesgosa” con un deslastre de 29.50 MW.

Si se hubiese aislado solo la barra 4, hubiésemos tenido una pérdida de 47.80 MW en dicha barra; además de posibles pérdidas en la sección uno en orden de mantener el balance. La solución obtenida anteriormente coloca más barras y cargas en la sección cero (pero siempre permitiendo el balance) a fin de construir islas factibles con la menor cantidad de carga deslastrada.

Análisis de fallo en la barra 4 (Pérdidas constantes)

Asumiendo unas pérdidas constantes de 8% por las líneas, tenemos:

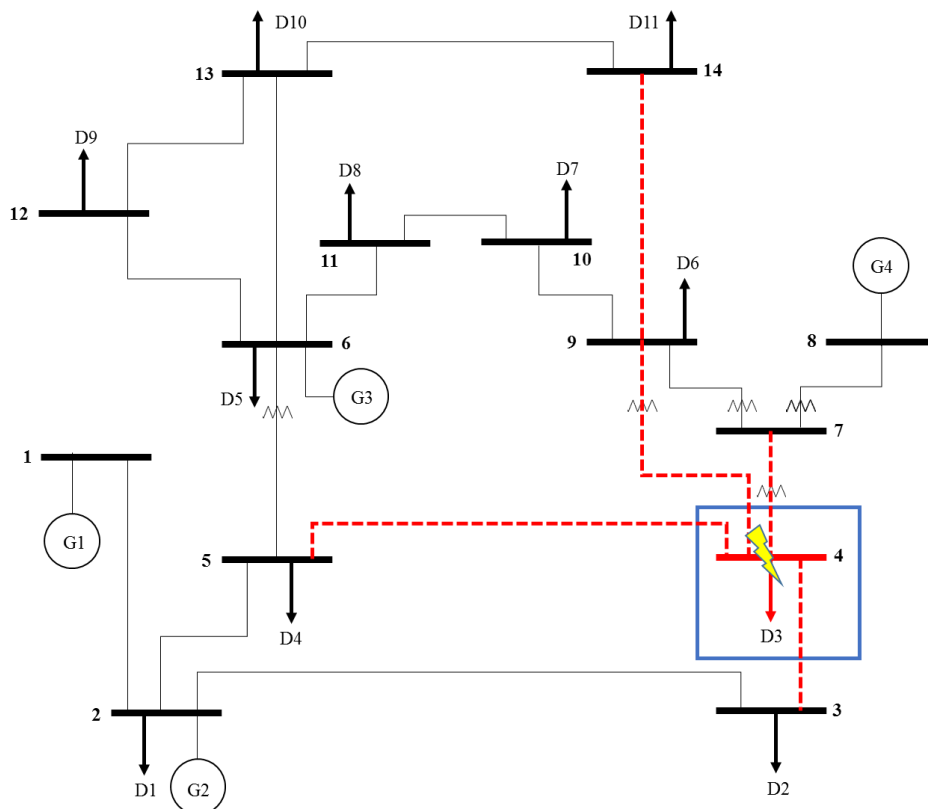


Figura 4-2 Separación en islas ante falla en la barra 4 [Pérdidas constantes].

Aquí podemos ver la influencia de las pérdidas en cuanto a la toma de decisiones (qué líneas abrir, qué barras colocar en la sección cero y qué generadores apagar). Sin embargo, como podemos observar en la tabla B-1, existe solo una diferencia muy pequeña en cuanto al valor que obtiene la función objetivo (carga suplida).

Análisis de falla en la barra 9

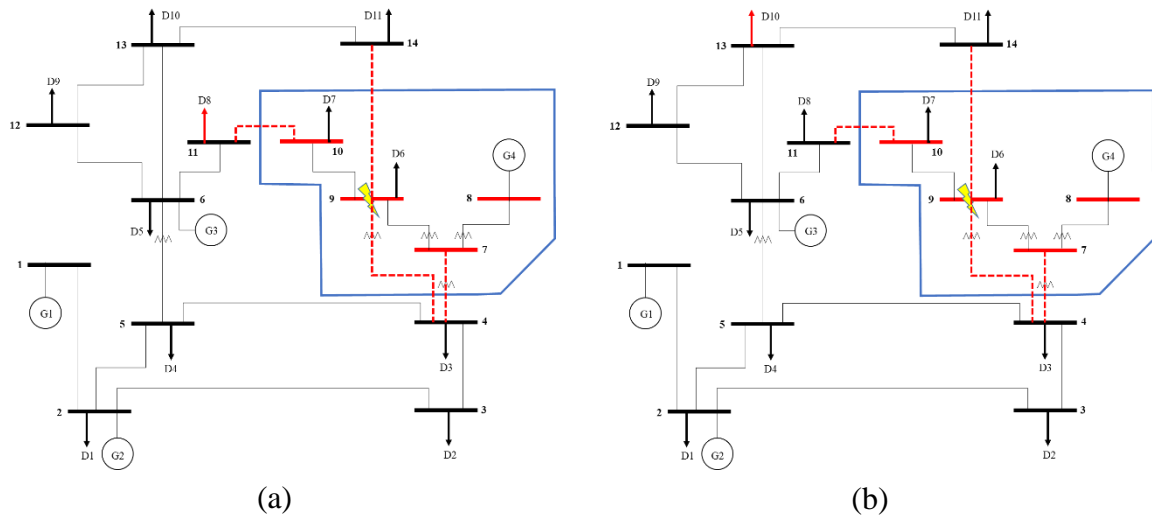
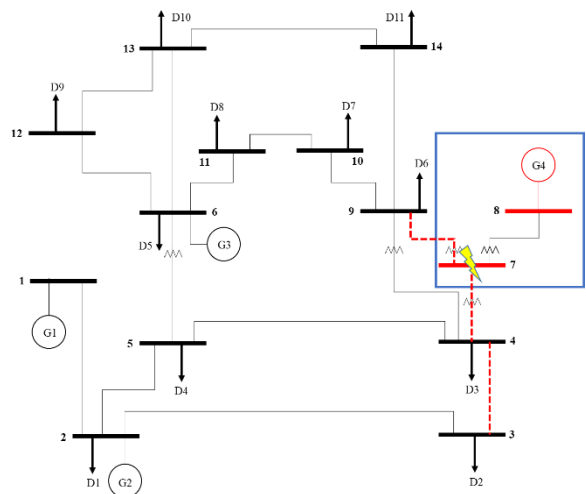
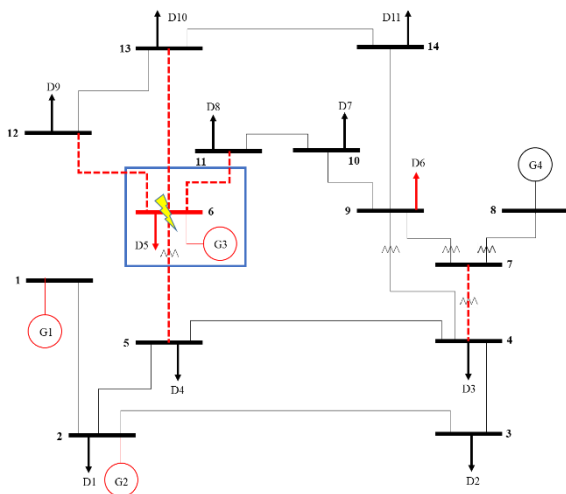
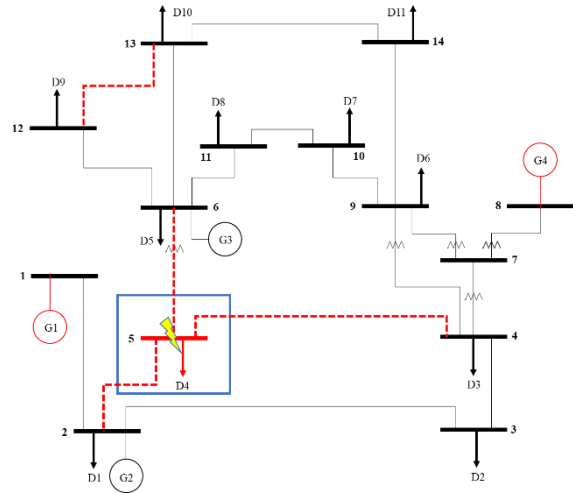
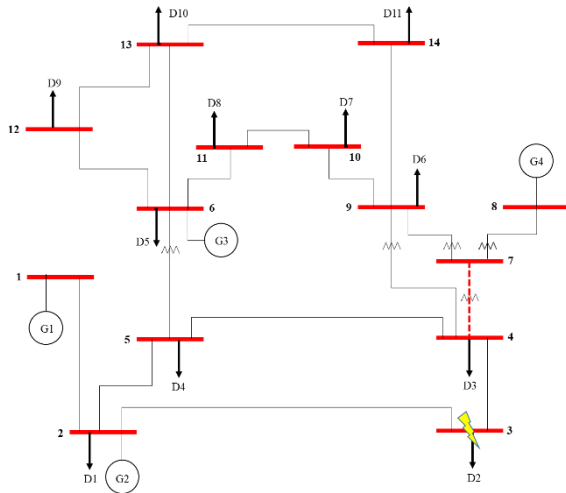
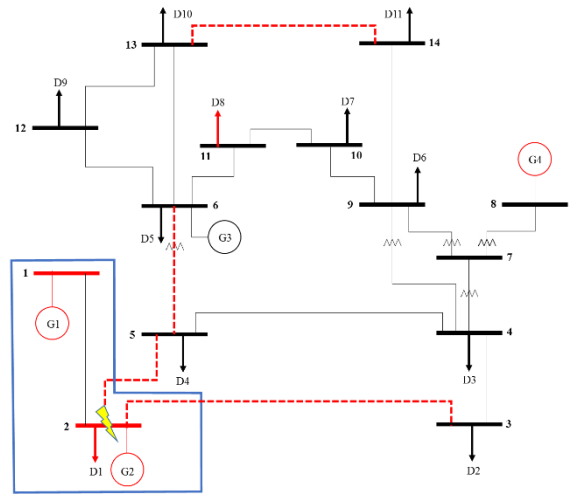
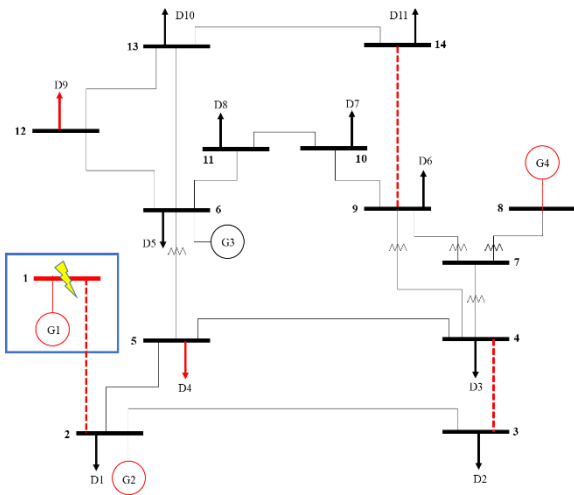


Figura 4-3 Separación en islas ante falla en la barra 9: (a) Sin pérdidas y (b) Con pérdidas constantes.

Al igual que el caso anterior, el valor de la función objetivo varía en poca proporción de un modelo al otro.

Con el objetivo de ver todas las posibles soluciones del sistema bajo estudio, se han generado tantos escenarios como barras contenga dicho sistema, asignando cada barra de forma individual a la sección cero. A continuación se muestran cada uno de estos escenarios.



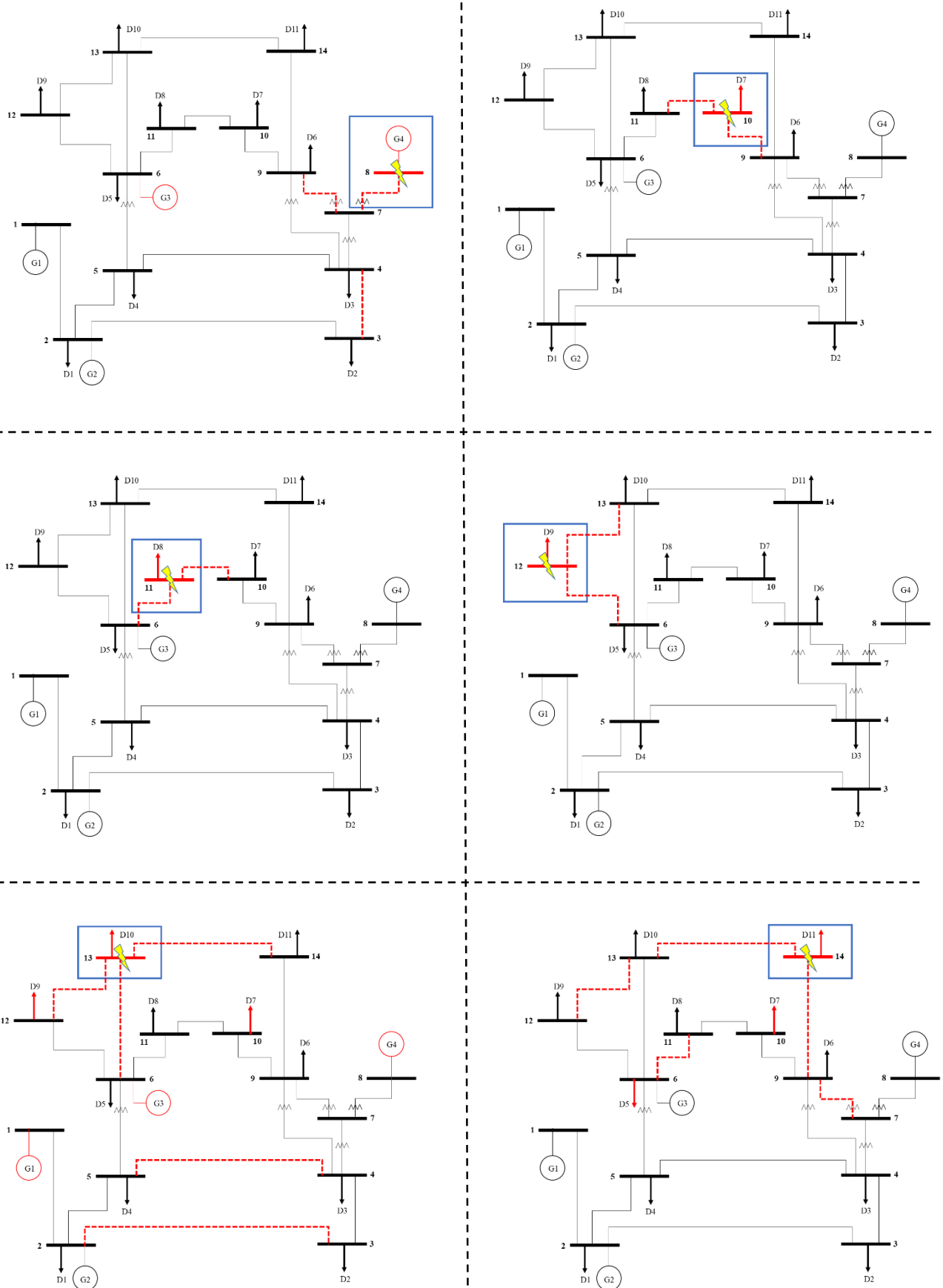


Figura 4-4 Representación de n^B escenarios [14B].

4.1.1.2 Tiempos computacionales

A continuación se muestran los tiempos obtenidos para cada una de las soluciones planteadas.



Figura 4-5 Representación de los tiempos obtenidos en las soluciones [14B].

4.1.2 Contingencia N-2

Asumiremos que las líneas 2-5 y 2-3 están propensas a fallar. Ver tabla B-4.

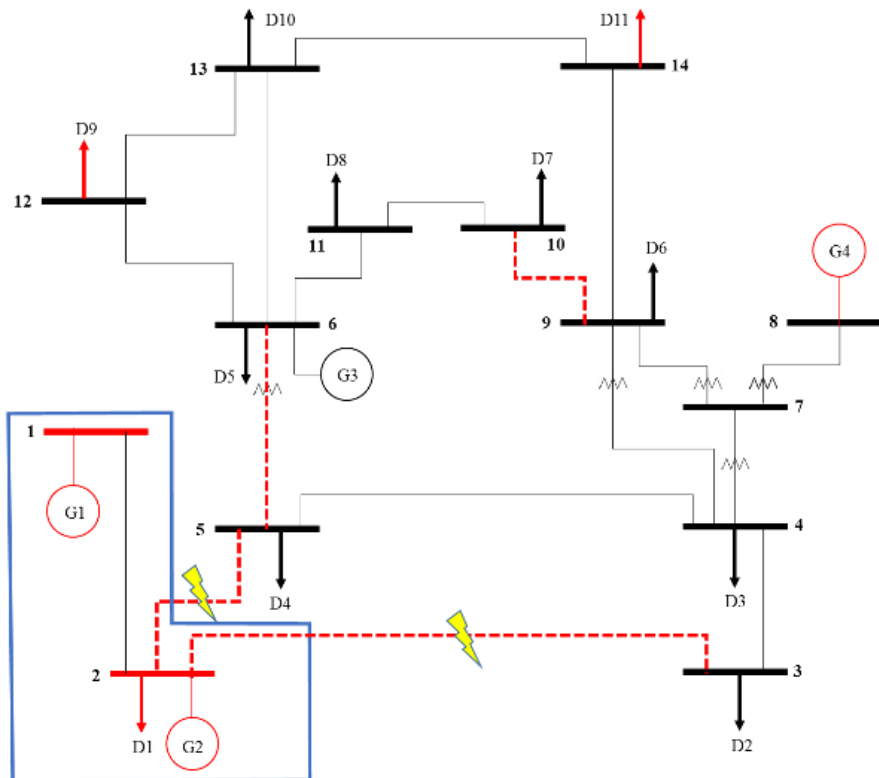


Figura 4-6 Contingencia N-2 para una red de 14 nudos.

4.2 Caso 2 [24 nudos]

4.2.1 Contingencia N-1

Para el segundo caso utilizaremos un modelo de la IEEE de 24 nudos [17] (17 de los cuales contienen cargas) y 34 líneas. La capacidad total de generación es de 3405 MW provenientes de 32 unidades de generación. La demanda total del sistema es de 2850 MW.

Asumiremos que la barra 9 está propensa a fallar y se decide aislarla a fin de evitar fallos en cascadas; por lo tanto, se asignará a la sección cero. De igual manera, asumiremos una penalidad por pérdida de carga $\beta_d = 0.70$, una remarcación unitaria $M_d = 1$. Insertaremos pequeñas penalidades al corte de líneas y a la desconexión de generadores ($\varepsilon_1 = 0.001, W_l = 1, \varepsilon_2 = 0.0001, W_g = 1$). Por último, los generadores podrán variar su potencia de salida en un 5% de su valor nominal.

4.2.1.1 Resultados

Análisis de falla en la barra 9 (Sin pérdidas)

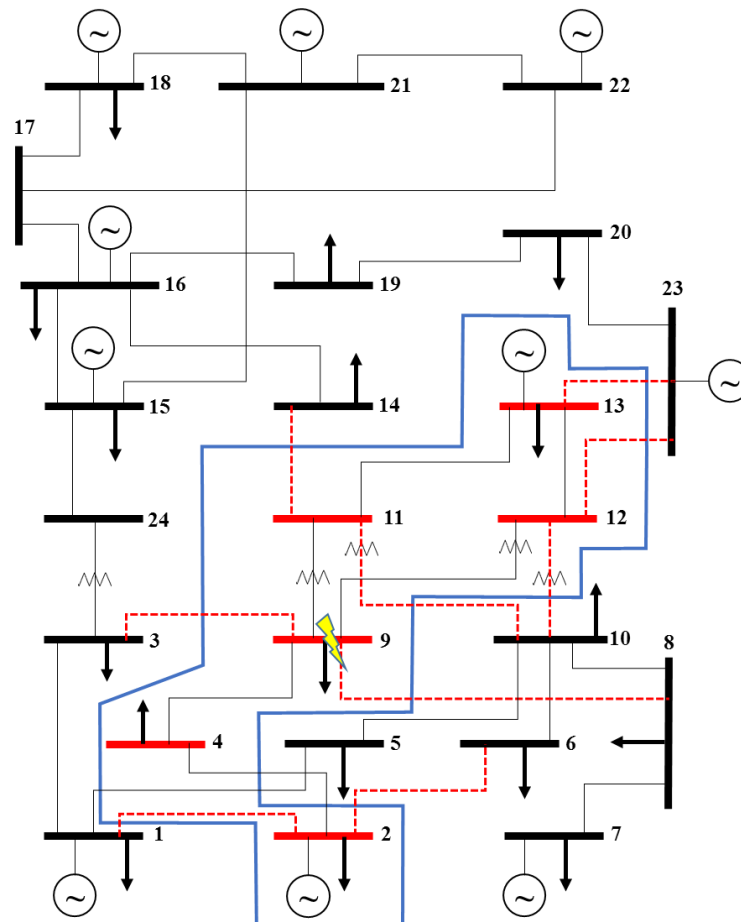


Figura 4-7 División en isla ante falla en la barra 9 [Sin pérdidas].

Suponiendo que solo aislamos la barra 9 del resto del sistema, tendríamos una pérdida de 175 MW (carga conectada en la barra). Sin embargo, la optimización ha colocado más barras en la sección cero a fin de mitigar la pérdida de carga.

De los 2850 MW de demanda, el 21.44% ha sido colocado en la sección cero. No ha habido deslastre de carga. Todas las líneas fronteras entre ambas secciones han sido abiertas. Se han apagado 10 generadores.

En la isla formada (sección cero), tenemos una generación total de **463 MW** frente a una demanda de **427 MW**.

Análisis de falla en la barra 9 (Pérdidas constantes)

Asumiendo unas pérdidas constantes de 8% por las líneas, tenemos:

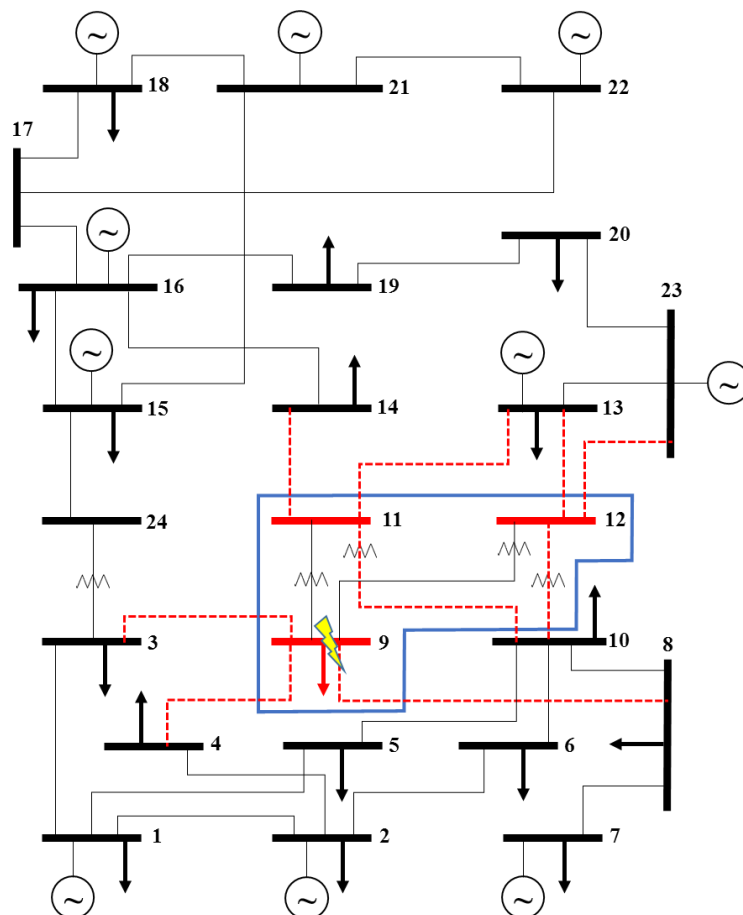


Figura 4-8 División en isla ante falla en la barra 9 [Pérdidas constantes].

Al comparar los resultados obtenidos en el modelo sin pérdidas y en el modelo con pérdidas constantes, podemos ver que el valor que adquiere la función objetivo solo presenta una diferencia de un **0.31%** uno con respecto al otro. (Ver tabla B-5).

Cabe destacar que los valores de generación proporcionados en la tabla B-6 hacen referencia al total, es decir, la sumatoria de la capacidad de generación de ambas islas (Generación sección 0 + Generación sección 1). El valor de la carga suplida es el que adquiere la función objetivo.

Como podemos observar, existen diversas soluciones en las cuales los desbalances entre generación y demanda son más pronunciados (por ejemplo, la falla en B16 y B23); con lo cual, se hace necesario realizar estudios posteriores para mejorar la estabilidad de frecuencia producida a causa de dichos desbalances.

De igual manera podemos ver que no existen deslastres de cargas en la mayoría de las soluciones planteadas. A fin de suplir la mayor cantidad de carga, obtenemos una sección cero lo más reducida posible. Las líneas abiertas separan ambas secciones, además de algunas con condiciones de sobrecarga.

Tener una mejor solución va a depender del valor de los pesos asignados. En el caso de los generadores, si seleccionamos pesos muy pequeños despreciaríamos de igual manera a los grandes generadores, con lo cual, al momento de obtener una solución la optimización no discriminaría ningún tipo de generador y lo que se busca es que vayan saliendo de funcionamiento los generadores más pequeños y dar preferencia a los más grandes. Sin embargo, si ponemos pesos muy grandes entonces estaríamos condicionando al sistema a que los generadores siempre se encuentren en funcionamiento sin importar la magnitud de la contingencia.

Finalmente, hay que buscar un punto intermedio entre ir sacando de funcionamiento los generadores más pequeños y dar preferencia a los más grandes. Nuestra solución va a depender de qué tan bien se encuentren ajustados nuestros pesos. Lo mismo sucede en el caso de los pesos asignados a las líneas.

4.2.1.2 Tiempos computacionales



Figura 4-9 Representación de los tiempos obtenidos en las soluciones [24B].

4.2.2 Contingencia N-2

A continuación se presentan los casos en los que dos elementos del sistema fallan. Todos los pesos, la probabilidad de pérdida de carga y la remuneración poseen el mismo valor que en el apartado anterior.

Dos líneas

Consideremos que las líneas 15-21 y 16-17 están propensas a fallar. Ver tabla B-7.

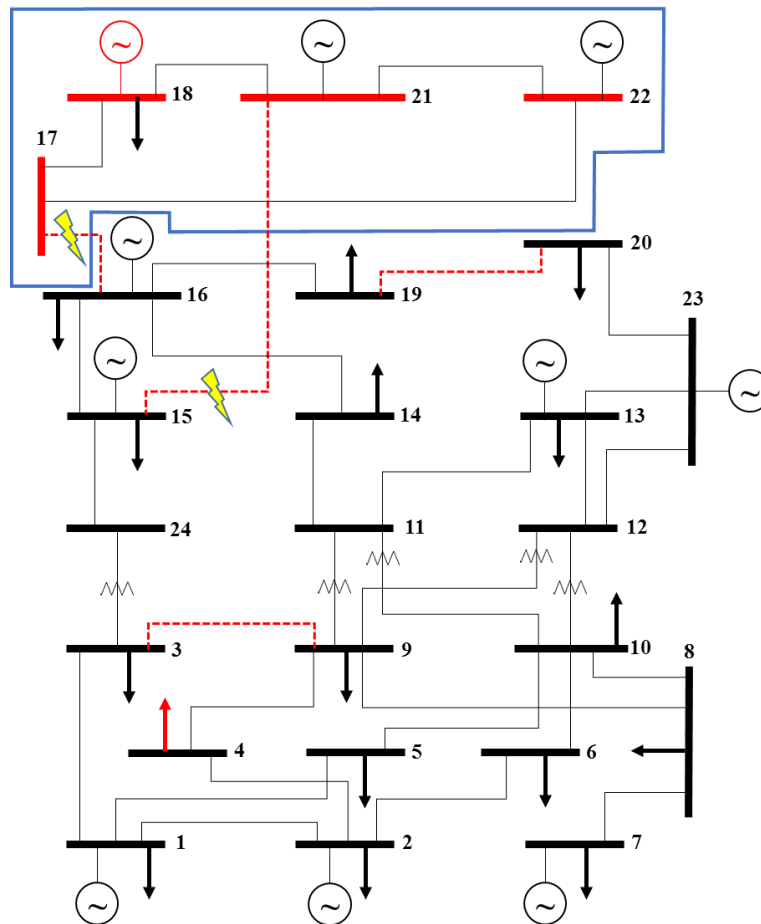


Figura 4-10 División en isla ante falla en línea 15-21 y 16-17.

Una línea y un generador

Consideremos que la línea 11-13 y el generador 12 están propensos a fallar. Ver tabla B-8.

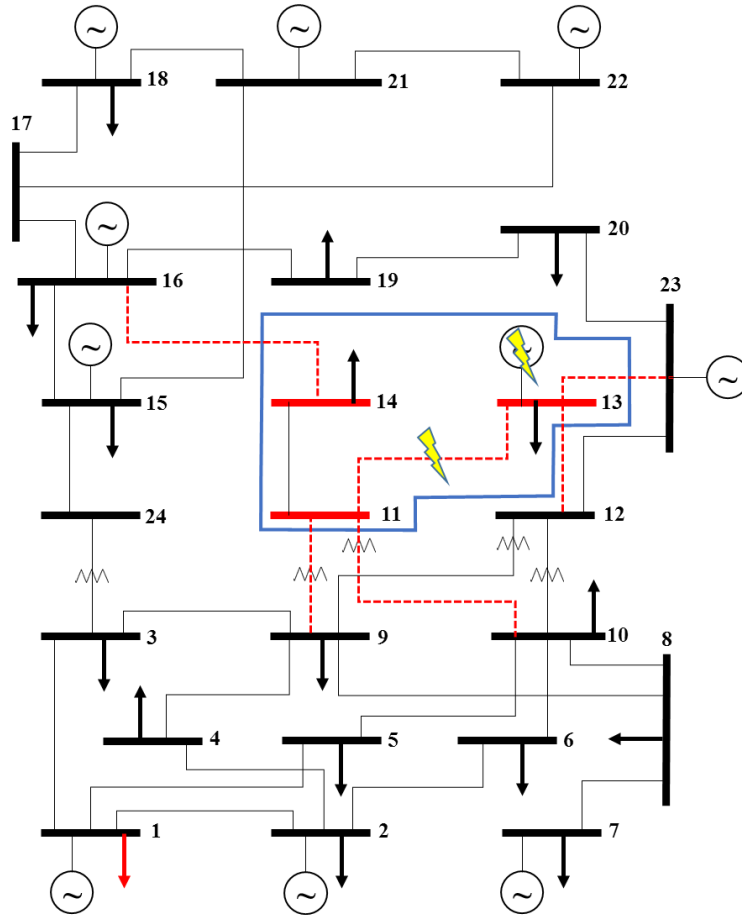


Figura 4-11 División en isla ante falla en línea 11-13 y el generador 12.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El método propuesto utiliza programación lineal entera mixta para determinar qué líneas de transmisión abrir, cargas a deslastrar, qué generadores sacar de funcionamiento y en cuánto ajustar su potencia de salida para aislar la región propensa a fallos.
- Se ha demostrado el enfoque anterior través dos casos estándar de prueba de la IEEE de 14 y 24 nudos respectivamente. La capacidad de este método para encontrar buenas soluciones de isla rápidamente lo hace muy atractivo para el uso práctico.
- Los tiempos de obtención de resultados para ambos casos de estudios varían en pequeña proporción uno con respecto al otro.
- El marco de la optimización permite incluir de manera explícita las restricciones lineales de la red, un modelo de flujo de potencia de corriente continua y los límites de salidas del generador con el objetivo de que formen parte de la toma de decisiones y produzcan islas balanceadas y estables.
- En situaciones en las que es necesario reaccionar rápidamente ante una contingencia imprevista, para evitar fallos en cascada el tiempo disponible para dividir la red y ajustar las cargas y los generadores serán cortos. Por lo tanto, debemos asumir que la reprogramación de los generadores y/o adición de nuevas unidades a la red no será posible. Por otra parte, una cierta cantidad de reserva rodante estará disponible en la red para pequeños cambios.
- Las penalidades de los generadores y líneas con altos flujos tienen poco efecto en la carga a deslastrar. Sin embargo, la correcta elección de estos parámetros permiten obtener soluciones más estables.
- Se obtiene prácticamente la misma solución para un modelo sin pérdidas que para un modelo con pérdidas constantes. El error relativo es mínimo.

RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio de deslastre de carga óptimo en AC (post-separación) a fin de verificar tanto los perfiles de tensión en cada uno de los nudos como los límites de potencia reactiva.
- Analizar la respuesta dinámica del sistema con la incorporación de restricciones en el problema de optimización para la estabilidad dinámica; reprogramación de los generadores y/o adición de nuevas unidades a la red.

BIBLIOGRAFÍA Y ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, “MILP formulation for controlled islanding of power networks”, University of Edinburgh, United Kingdom.
- [2] Q. Zhao, K. Sun, D. Zheng, J. Ma y Q. Lu, “Study of System Splitting Strategies for Island Operation of Power System: A Two-Phase Method Based on OBDDs”.
- [3] K. Sun, D. Zheng y Q. Lu, “Splitting Strategies for Islanding Operation of Large-Scale Power Systems Using OBDD-Based Method”.
- [4] A. Esmailian y M. Kezunovic, “Controlled Islanding to Prevent Cascade Outages Using Constrained Spectral k-Embedded Clustering”, Texas A&M University.
- [5] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, “MILP islanding of power networks by bus splitting” , University of Edinburgh, United Kingdom.
- [6] J. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, A. Bakar y H. Mohamad, “Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution networks: A review”, University of Malaya, Malaysia.
- [7] J. Quirós y V. Terzija, “Controlled Islanding Strategy Considering Power System Restoration Constraints”.
- [8] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, “MILP Formulation for Islanding Power Networks”.
- [9] S. Pahwa, M. Youssef, P. Schumm, C. Scoglio y N. Schutz, “Optimal intentional islanding to enhance the robustness of power grid networks. ”
- [10] I. Ibrahim, “Source Node Expansion Algorithm for Coherency Based Islanding of Power Systems”, University of Windsor, 2011.
- [11] A. Bukhsh, A. Grothey, K. McKinnon y P. Trodden, “Optimization Model for Islanding of Power Systems”, University of Edinburgh, United Kingdom.
- [12] N. Strath, “Islanding Detection in Power Systems”. Lund University, 2005.
- [13] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, “Optimization-based Islanding of Power Networks using Piecewise Linear AC Power Flow.”
- [14] R. Kaur y E. Kumar, “Transient Stability Analysis of IEEE 9 Bus System in Power World Simulator”, Institute of Engineering and Technology Sangur, India.

- [15] S. kumar, M. Kirar y G. Agnihotri, “Transient Stability of the IEEE 9-Bus Electric Power System”.
- [16] IEEE, “IEEE Reliability Test System.”
- [17] IEEE, “The IEEE Reliability Test System - 1996”.
- [18] R. Diao, V. Vittal, K. Sun, S. Kolluri, S. Mandal y F. Galvan, “Decision Tree Assisted Controlled Islanding for Preventing Cascading Events”.
- [19] N. Senroy, G. Heydt y V. Vittal, “Decision Tree Assisted Controlled Islanding”, IEEE transactions on power systems, vol.21 No.24, 2006.
- [20] H. You, V. Vittal and X. Wang, “Slow Coherency-Based Islanding”, IEEE transactions on power systems, vol.19 No.1, 2004.
- [21] B. Yang, V. Vittal y G. Heydt, “Slow-Coherency-Based Controlled Islanding: A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario”, IEEE transactions on power systems, vol.21 No.24, 2006.
- [22] S. Shanawaz, C. Sarker, B. Khairuddin, M. Ghani y H. Ahmad, “A Scheme for Controlled Islanding to Prevent Subsequent Blackout”, IEEE transactions on power systems, vol.18 No.1, 2003.
- [23] N. Senroy y G. Heydt, “A Conceptual Framework for the Controlled Islanding of Interconnected Power Systems”, IEEE transactions on power systems, vol.21 NO.2, 2006.
- [24] N. Senroy y G. Heydt, “Timing of a Controlled Islanding Strategy”.
- [25] S. Najafi, “Evaluation of Interconnected Power Systems Controlled Islanding”, Bucharest Power Tech Conference, 2009.
- [26] N. Granda y D. Colomé, “A New Strategy for Controlled Power System Islanding”.
- [27] H. Shao y J. Bialek, “When to Island in The Controlled Islanding Scheme to Prevent Imminent Wide-area Blackouts”, Durham University, England.
- [28] T. Ding, K. Sun y X. Zhang, “Graph Theory Based Splitting Strategies for Power Systems Islanding Operation”.
- [29] N. Granda y G. Colomé, “An Intelligent Controlled Islanding Scheme for Power Systems”, Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

- [30] T. Ding, K. Sun, C. Huang, Z. Bie y F. Li, “Mixed-Integer Linear Programming-Based Splitting Strategies for Power System Islanding Operation Considering Network Connectivity”, IEEE Systems Journal.
- [31] G. Isazadeh, A. Khodabakhshian y E. Gholipour, “New intelligent controlled islanding scheme in large interconnected power systems”, IET Journals.
- [32] R. Azmin y F. Li, “A Decision Tree Based Approach for Controlled Islanding of Microgrids”.
- [33] A. Esmailian y M. Kezunovic, “Prevention of Power Grid Backouts Using Intentional Islanding Scheme”, IEEE transactions on industry applications, vol.53 NO.1, 2017.
- [34] G. Andersson, “Power Systems Analysis”, ETH Zurich, Septiembre 2012.
- [35] L. Grigaby, “Power System Stability and Control”, Electric Power Engineering Handbook, segunda edición.
- [36] E. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal, R. García y N. Alguacil, “Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia”, febrero 2002.
- [37] H. Saadat, “Power System Analysis”, McGraw-Hill.
- [38] J. Nieto, “Identificación y control de gran área para sistemas eléctricos de potencia”, Universidad de Sevilla, 2014.

ANEXO A. DATOS REDES

A1. IEEE 14 nudos

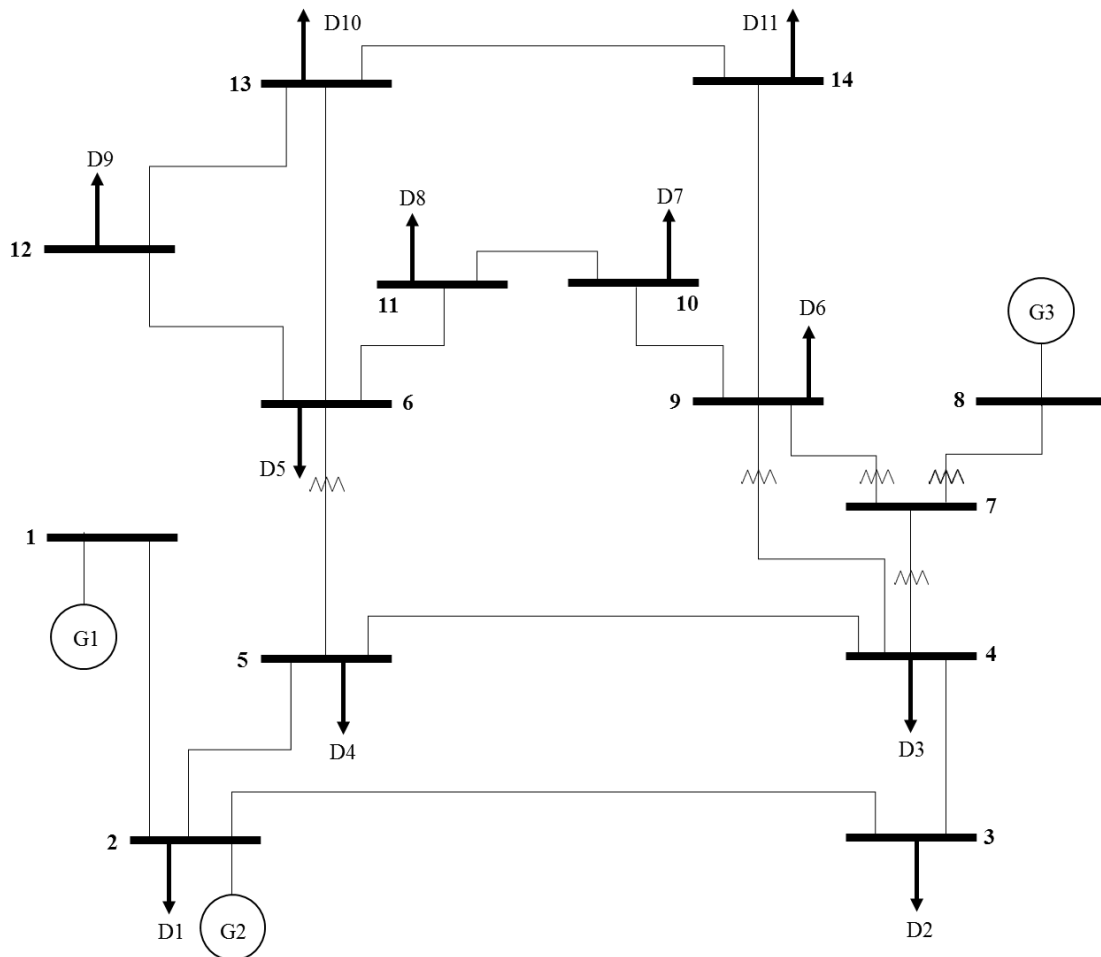


Figura A-1 Red de 14 nudos.

Tabla A-1 Datos de los generadores [14B]

N _o	Barra	P _g (MW)
1	1	185.699
2	2	40
3	6	30
4	8	20

Tabla A-2 Datos de las cargas [14B]

N _o	Barra	P _d (MW)
1	2	21.70
2	3	94.20
3	4	47.80
4	5	7.60
5	6	11.20
6	9	29.50
7	10	9.00
8	11	3.50
9	12	6.10
10	13	13.50
11	14	14.90

Tabla A-3 Datos de los transformadores [14B]

N _o	De barra	A barra	X (pu)	P ^{max} (MVA)
1	4	7	0.209120	55
2	4	9	0.556180	32
3	5	6	0.252020	80
4	7	8	0.176150	32
5	7	9	0.110010	32

Tabla A-4 Datos de las líneas [14B]

N _o	De barra	A barra	R (pu)	X (pu)	B (pu)	P ^{max} (MVA)
1	1	2	0.01938	0.059170	0.052800	225.00
2	2	3	0.04699	0.197970	0.043800	225.00
3	2	5	0.05695	0.173880	0.034000	225.00
4	3	4	0.06701	0.171030	0.034600	225.00
5	4	5	0.01335	0.042110	0.012800	225.00
6	6	11	0.09498	0.198900	0.000000	225.00
7	6	12	0.12291	0.255810	0.000000	225.00
8	6	13	0.06615	0.130270	0.000000	225.00
9	9	10	0.03181	0.084500	0.000000	225.00
10	9	14	0.12711	0.270380	0.000000	225.00
11	10	11	0.08205	0.192070	0.000000	225.00
12	12	13	0.22092	0.199880	0.000000	225.00
13	13	14	0.17093	0.348020	0.000000	225.00

Tabla A-5 Datos de los generadores [24B]

N _o	Barra	P _g (MW)	Q _{min} (MVar)	Q _{max} (MVar)
1	1	20	0	10
2	1	20	0	10
3	1	76	-25	30
4	1	76	-25	30
5	2	20	0	10
6	2	20	0	10
7	2	76	-25	30
8	2	76	-25	30
9	7	100	0	60
10	7	100	0	60
11	7	100	0	60
12	13	197	0	80
13	13	197	0	80
14	13	197	0	80
15	15	12	0	6
16	15	12	0	6
17	15	12	0	6
18	15	12	0	6
19	15	12	0	6
20	15	155	-50	80
21	16	155	-50	80
22	18	400	-50	200
23	21	400	-50	200
24	22	50	-10	16
25	22	50	-10	16
26	22	50	-10	16
27	22	50	-10	16
28	22	50	-10	16
29	22	50	-10	16
30	23	155	-50	80
31	23	155	-50	80
32	23	350	-25	150

Tabla A-6 Datos de las cargas [24B]

N_o	Barra	P (MW)	Q (MVA_r)
1	1	108	22
2	2	97	20
3	3	180	37
4	4	74	15
5	5	71	14
6	6	136	28
7	7	125	25
8	8	171	35
9	9	175	36
10	10	195	40
11	13	265	54
12	14	194	39
13	15	317	64
14	16	100	20
15	18	333	68
16	19	181	37
17	20	128	26

Tabla A-7 Datos de los transformadores [24B]

N_o	De barra	A barra	R(pu)	X (pu)	B (pu)	P_{max} (MVA)
1	3	24	0.0020	0.0840	0.0000	400
2	9	11	0.0020	0.0840	0.0000	400
3	9	12	0.0020	0.0840	0.0000	400
4	10	11	0.0020	0.0840	0.0000	400
5	10	12	0.0020	0.0840	0.0000	400

Tabla A-8 Datos de las líneas [24B]

N _o	De barra	A barra	R(pu)	X (pu)	B (pu)	P ^{max} (MVA)
1	1	2	0,0030	0,0140	0,4610	175
2	1	3	0,0550	0,2110	0,0570	175
3	1	5	0,0220	0,0850	0,0230	175
4	2	4	0,0330	0,1270	0,0340	175
5	2	6	0,0500	0,1920	0,0520	175
6	3	9	0,0310	0,1190	0,0320	175
7	4	9	0,0270	0,1040	0,0280	175
8	5	10	0,0230	0,0880	0,0240	175
9	6	10	0,0140	0,0610	24,590	175
10	7	8	0,0160	0,0610	0,0170	175
11	8	9	0,0430	0,1650	0,0450	175
12	8	10	0,0430	0,1650	0,0450	175
13	11	13	0,0060	0,0480	0,1000	500
14	11	14	0,0050	0,0420	0,0880	500
15	12	13	0,0060	0,0480	0,1000	500
16	12	23	0,0120	0,0970	0,2030	500
17	13	23	0,0110	0,0870	0,1820	500
18	14	16	0,0050	0,0590	0,0820	500
19	15	16	0,0020	0,0170	0,0360	500
20	15	21	0,0030	0,0245	0,2060	1000
21	15	24	0,0070	0,0520	0,1090	500
22	16	17	0,0030	0,0260	0,0550	500
23	16	19	0,0030	0,0230	0,0490	500
24	17	18	0,0020	0,0140	0,0300	500
25	17	22	0,0140	0,1050	0,2210	500
26	18	21	0,0015	0,0130	0,1100	1000
27	19	20	0,0025	0,0200	0,1660	1000
28	20	23	0,0015	0,0110	0,0920	1000
29	21	22	0,0090	0,0680	0,1420	500

ANEXO B. RESULTADOS

B1. Red de 14 nudos

B1.1 Contingencia N-1

B1.1.1 Falla en barra 4

$$\delta_b = [0 \quad 0.115 \quad -0.072 \quad 0.071 \quad -0.023 \quad 0.158 \\ -0.006 \quad 0.031 \quad 0.012 \quad 0.007 \quad 0.000276 \quad 0.082 \quad 0.129 \quad 0.077]$$

$$\rho_l = \begin{bmatrix} - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ 1 & - & 1 & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & 1 & - & 0 & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & 0 & - & 0 & - & 1 & - & 1 & - & - & - & - & - \\ - & 1 & - & 0 & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & 0 & 1 & 1 & - & - \\ - & - & - & 1 & - & - & - & 1 & 1 & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & 1 & - & - & 1 & - & - & 1 & - & - & - & 0 \\ - & - & - & - & - & - & - & - & 1 & - & 1 & - & - & - \\ - & - & - & - & - & 0 & - & - & - & 1 & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & 1 & - & - \\ - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & 1 & - & 1 \\ - & - & - & - & - & - & - & - & 0 & - & - & - & 1 & - \end{bmatrix}$$

$$\gamma_b = [1 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1]$$

$$\zeta_g = [1 \quad 1 \quad 1 \quad 1]$$

$$\alpha_d = [1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1]$$

---- VAR p flujo de potencia por la línea

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1 .B2	-INF	1.940	+INF	.
B2 .B3	-INF	-0.942	+INF	.
B2 .B5	-INF	-0.795	+INF	.
B3 .B4	-INF	.	+INF	.
B4 .B5	-INF	.	+INF	.
B4 .B7	-INF	-0.371	+INF	.
B4 .B9	-INF	-0.107	+INF	.
B5 .B6	-INF	0.719	+INF	.
B6 .B11	-INF	.	+INF	.
B6 .B12	-INF	-0.295	+INF	.
B6 .B13	-INF	-0.220	+INF	.

B7 .B8	-INF	0.208	+INF	.
B7 .B9	-INF	0.162	+INF	.
B9 .B10	-INF	-0.055	+INF	.
B9 .B14	-INF	.	+INF	.
B10.B11	-INF	-0.035	+INF	.
B12.B13	-INF	0.234	+INF	.
B13.B14	-INF	-0.149	+INF	.

$$p_g^G = [1.940 \quad 0.420 \quad 0.315 \quad 0.208]$$

$$\alpha_0 = [0 \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

$$\alpha_1 = [1 \quad 1 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1]$$

Tabla B-1 Resumen de resultados falla barra 4

Modelo de pérdida	Barras en sección cero	Líneas abiertas	Generación (MW)	Carga suplida (MW)	Carga deslastrada (MW)
Sin pérdidas	4, 7, 8, 9, 10, 11	(3-4), (4-5), (6-11), (9-14)	288.3	214.03	29.50
Constante	4	(3-4), (4-5), (4-7), (4-9), (9-14)	277.5	210.70	47.80

B1.1.2 Falla barra 9

$$\delta_b = [0 \quad 0.107 \quad -0.004 \quad -0.070 \quad -0.074 \quad 0.193 \quad 0.401 \quad 0.437 \quad 0.378 \quad 0.371 \quad 0.193 \quad 0.057 \quad 0.151 \quad 0.099]$$

$$\rho_l = \begin{bmatrix} - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ 1 & - & 1 & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & 1 & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & 1 & - & 1 & - & 0 & - & 0 & - & - & - & - & - \\ - & 1 & - & 1 & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & 1 & 1 & 1 & - \\ - & - & - & 0 & - & - & - & 1 & 1 & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & 0 & - & - & 1 & - & - & 1 & - & - & - & 0 \\ - & - & - & - & - & - & - & - & 1 & - & 0 & - & - & - \\ - & - & - & - & - & 0 & - & - & - & 1 & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & - & 1 & - \\ - & - & - & - & - & 1 & - & - & - & - & - & 1 & - & 1 \\ - & - & - & - & - & - & - & 0 & - & - & - & - & 1 & - \end{bmatrix}$$

$$\gamma_b = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1]$$

$$\zeta_g = [1 \ 1 \ 1 \ 1]$$

$$\alpha_d = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1]$$

---- VAR p flujo de potencia por la línea

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1 .B2	-INF	1.800	+INF	.
B2 .B3	-INF	-0.560	+INF	.
B2 .B5	-INF	-1.037	+INF	.
B3 .B4	-INF	-0.382	+INF	.
B4 .B5	-INF	-0.096	+INF	.
B4 .B7	-INF	.	+INF	.
B4 .B9	-INF	.	+INF	.
B5 .B6	-INF	1.057	+INF	.
B6 .B11	-INF	.	+INF	.
B6 .B12	-INF	-0.532	+INF	.
B6 .B13	-INF	-0.322	+INF	.
B7 .B8	-INF	0.205	+INF	.
B7 .B9	-INF	-0.205	+INF	.
B9 .B10	-INF	-0.090	+INF	.
B9 .B14	-INF	.	+INF	.
B10.B11	-INF	.	+INF	.
B12.B13	-INF	0.471	+INF	.
B13.B14	-INF	-0.149	+INF	.

$$p_g^G = [1.800 \ 0.420 \ 0.315 \ 0.205]$$

$$\alpha_0 = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

$$\alpha_1 = [1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1]$$

Tabla B-2 Resumen de resultados falla barra 9

Modelo de pérdida	Barras en sección cero	Líneas abiertas	Generación (MW)	Carga suplida (MW)	Carga deslastrada (MW)
Sin pérdidas	7, 8, 9, 10	(4-7), (4-9), (9-14), (10-11)	274.0	231.975	17.0
Constante	7, 8, 9, 10,	(4-7), (4-9), (9-14), (10-11)	277.5	235.475	13.5

Tabla B-3 Resumen de resultados para n^b escenarios

<i>Falla en barra</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Generación total (MW)</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
B1	1	(1-2), (3-4), (9-14)	31.30	242.544	13.70
B2	1, 2	(2-3), (2-5), (5-6), (13-14)	29.00	230.944	25.20
B3	1-24	(4-7)	269.50	194.150	0.00
B4	4, 7, 8, 9, 10, 11	(3-4), (4-5), (6-11), (9-14)	288.30	214.030	29.50
B5	5	(2-5), (4-5), (5-6), (12-13)	71.00	248.944	7.60
B6	6	(4-7), (5-6), (6-11), (6-12), (6-13)	19.30	215.244	40.70
B7	7, 8	(3-4), (4-7), (7-9)	220.90	258.200	0.00
B8	8	(3-4), (7-8), (7-9)	220.90	258.200	0.00
B9	7, 8, 9, 10	(4-7), (4-9), (9-14), (10-11)	274.00	231.975	17.00
B10	10	(9-10), (10-11)	283.30	249.800	9.00
B11	11	(6-11), (10-11)	281.80	255.300	3.50
B12	12	(6-12), (12-13)	282.00	252.700	6.10
B13	13	(2-3), (4-5), (6-13), (12-13), (13-14)	39.60	227.544	28.60
B14	14	(6-11), (7-9), (9-14), (12-13), (13-14)	267.70	233.400	35.10

B1.2 Contingencia N-2

Tabla B-4 Resumen de resultados falla línea 2-3 y 2-5

<i>Líneas en sección cero</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Generación (MW)</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
(2-3), (2-5)	1, 2	(5-6), (9-10)	30.10	213.44	42.70

B2. Red de 24 nudos

B2.1 Contingencia N-1 [Falla barra 9]

---- VAR ang ángulo en la barra B

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1	-INF	0.211	+INF	.
B2	-INF	0.235	+INF	.
B3	-INF	0.361	+INF	.
B4	-INF	0.204	+INF	.
B5	-INF	0.077	+INF	.
B6	-INF	0.236	+INF	.
B7	-INF	0.410	+INF	.
B8	-INF	0.394	+INF	.
B9	-INF	0.153	+INF	.
B10	-INF	0.153	+INF	.
B11	-INF	0.100	+INF	.
B12	-INF	0.100	+INF	.
B13	-INF	0.130	+INF	.
B14	-INF	0.085	+INF	.
B15	-INF	0.020	+INF	.
B16	-INF	-0.029	+INF	.
B17	-INF	0.001	+INF	.
B18	-INF	-0.033	+INF	.
B19	-INF	0.069	+INF	.
B20	-INF	-0.053	+INF	.
B21	-INF	0.005	+INF	.
B22	-INF	0.133	+INF	.
B23	.	.	.	EPS
B24	-INF	0.150	+INF	.

---- VAR rho 1 = linea conectada y 0 = linea desconectada

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1 .B2	.	.	1.000	0.001
B1 .B3	.	1.000	1.000	0.001
B1 .B5	.	1.000	1.000	0.001
B2 .B4	.	1.000	1.000	0.001
B2 .B6	.	.	1.000	0.001
B3 .B9	.	.	1.000	0.001
B3 .B24	.	1.000	1.000	0.001
B4 .B9	.	1.000	1.000	0.001
B5 .B10	.	1.000	1.000	0.001
B6 .B10	.	1.000	1.000	0.001
B7 .B8	.	1.000	1.000	0.001
B8 .B9	.	.	1.000	0.001
B8 .B10	.	1.000	1.000	0.001
B9 .B11	.	1.000	1.000	0.001
B9 .B12	.	1.000	1.000	0.001
B10.B11	.	.	1.000	0.001
B10.B12	.	.	1.000	0.001
B11.B13	.	1.000	1.000	0.001
B11.B14	.	.	1.000	0.001
B12.B13	.	1.000	1.000	0.001
B12.B23	.	.	1.000	0.001
B13.B23	.	.	1.000	0.001
B14.B16	.	1.000	1.000	0.001
B15.B16	.	1.000	1.000	0.001
B15.B21	.	1.000	1.000	0.001
B15.B24	.	1.000	1.000	0.001
B16.B17	.	1.000	1.000	0.001
B16.B19	.	1.000	1.000	0.001
B17.B18	.	1.000	1.000	0.001
B17.B22	.	1.000	1.000	0.001
B18.B21	.	1.000	1.000	0.001
B19.B20	.	1.000	1.000	0.001
B20.B23	.	1.000	1.000	0.001
B21.B22	.	1.000	1.000	0.001

--- VAR y 1 = seccion uno y 0 = seccion cero

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1	.	1.000	1.000	0.324
B2	.	.	1.000	0.970
B3	.	1.000	1.000	0.540
B4	.	.	1.000	0.740
B5	.	1.000	1.000	0.213
B6	.	1.000	1.000	0.408
B7	.	1.000	1.000	0.375

B8	.	1.000	1.000	0.513
B9	.	.	.	1.750
B10	.	1.000	1.000	0.585
B11	.	.	1.000	EPS
B12	.	.	1.000	EPS
B13	.	.	1.000	2.650
B14	.	1.000	1.000	0.582
B15	.	1.000	1.000	0.951
B16	.	1.000	1.000	0.300
B17	.	1.000	1.000	EPS
B18	.	1.000	1.000	0.999
B19	.	1.000	1.000	0.543
B20	.	1.000	1.000	0.384
B21	.	1.000	1.000	EPS
B22	.	1.000	1.000	EPS
B23	.	1.000	1.000	EPS
B24	.	1.000	1.000	EPS

---- VAR zeta 1 = generador on y 0 = generador off

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
G1	.	.	1.000	1.0000E-4
G2	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G3	.	.	1.000	1.0000E-4
G4	.	.	1.000	1.0000E-4
G5	.	.	1.000	1.0000E-4
G6	.	.	1.000	1.0000E-4
G7	.	.	1.000	1.0000E-4
G8	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G9	.	.	1.000	1.0000E-4
G10	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G11	.	.	1.000	1.0000E-4
G12	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G13	.	.	1.000	1.0000E-4
G14	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G15	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G16	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G17	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G18	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G19	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G20	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G21	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G22	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G23	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G24	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G25	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G26	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G27	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G28	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G29	.	1.000	1.000	1.0000E-4
G30	.	1.000	1.000	1.0000E-4

G31	.	.	1.000	1.0000E-4
G32	.	1.000	1.000	1.0000E-4

---- VAR alpha 1= carga suplida y 0 = carga no suplida

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
D1	.	1.000	1.000	0.756
D2	.	1.000	1.000	EPS
D3	.	1.000	1.000	1.260
D4	.	1.000	1.000	EPS
D5	.	1.000	1.000	0.497
D6	.	1.000	1.000	0.952
D7	.	1.000	1.000	0.875
D8	.	1.000	1.000	1.197
D9	.	1.000	1.000	EPS
D10	.	1.000	1.000	1.365
D11	.	1.000	1.000	EPS
D12	.	1.000	1.000	1.358
D13	.	1.000	1.000	2.219
D14	.	1.000	1.000	0.700
D15	.	1.000	1.000	2.331
D16	.	1.000	1.000	1.267
D17	.	1.000	1.000	0.896

---- VAR p flujo de potencia por la linea

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
B1 .B2	-INF	.	+INF	.
B1 .B3	-INF	0.711	+INF	.
B1 .B5	-INF	-1.581	+INF	.
B2 .B4	-INF	-0.248	+INF	.
B2 .B6	-INF	.	+INF	.
B3 .B9	-INF	.	+INF	.
B3 .B24	-INF	-2.511	+INF	.
B4 .B9	-INF	-0.492	+INF	.
B5 .B10	-INF	0.871	+INF	.
B6 .B10	-INF	-1.360	+INF	.
B7 .B8	-INF	-0.249	+INF	.
B8 .B9	-INF	.	+INF	.
B8 .B10	-INF	-1.461	+INF	.
B9 .B11	-INF	-0.629	+INF	.
B9 .B12	-INF	-0.629	+INF	.
B10 .B11	-INF	.	+INF	.
B10 .B12	-INF	.	+INF	.
B11 .B13	-INF	0.629	+INF	.
B11 .B14	-INF	.	+INF	.
B12 .B13	-INF	0.629	+INF	.

B12.B23	-INF	.	+INF	.
B13.B23	-INF	.	+INF	.
B14.B16	-INF	-1.940	+INF	.
B15.B16	-INF	-2.877	+INF	.
B15.B21	-INF	-0.597	+INF	.
B15.B24	-INF	2.511	+INF	.
B16.B17	-INF	1.177	+INF	.
B16.B19	-INF	4.267	+INF	.
B17.B18	-INF	-2.437	+INF	.
B17.B22	-INF	1.259	+INF	.
B18.B21	-INF	2.907	+INF	.
B19.B20	-INF	-6.077	+INF	.
B20.B23	-INF	4.797	+INF	.
B21.B22	-INF	1.891	+INF	.

--- VAR pg potencia de salida del generador

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
G1	-INF	.	+INF	.
G2	-INF	0.210	+INF	.
G3	-INF	.	+INF	.
G4	-INF	.	+INF	.
G5	-INF	.	+INF	.
G6	-INF	.	+INF	.
G7	-INF	.	+INF	.
G8	-INF	0.722	+INF	.
G9	-INF	.	+INF	.
G10	-INF	1.001	+INF	.
G11	-INF	.	+INF	.
G12	-INF	1.871	+INF	.
G13	-INF	.	+INF	.
G14	-INF	2.037	+INF	.
G15	-INF	0.126	+INF	.
G16	-INF	0.126	+INF	.
G17	-INF	0.126	+INF	.
G18	-INF	0.114	+INF	.
G19	-INF	0.114	+INF	.
G20	-INF	1.601	+INF	.
G21	-INF	1.628	+INF	.
G22	-INF	3.800	+INF	.
G23	-INF	4.200	+INF	.
G24	-INF	0.525	+INF	.
G25	-INF	0.525	+INF	.
G26	-INF	0.525	+INF	.
G27	-INF	0.525	+INF	.
G28	-INF	0.525	+INF	.
G29	-INF	0.525	+INF	.
G30	-INF	1.472	+INF	.
G31	-INF	.	+INF	.
G32	-INF	3.325	+INF	.

---- VAR a0 carga suplida en la seccion 0

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
D1	-INF	.	+INF	.
D2	-INF	1.000	+INF	.
D3	-INF	.	+INF	.
D4	-INF	1.000	+INF	.
D5	-INF	.	+INF	.
D6	-INF	.	+INF	.
D7	-INF	.	+INF	.
D8	-INF	.	+INF	.
D9	-INF	1.000	+INF	.
D10	-INF	.	+INF	.
D11	-INF	1.000	+INF	.
D12	-INF	.	+INF	.
D13	-INF	.	+INF	.
D14	-INF	.	+INF	.
D15	-INF	.	+INF	.
D16	-INF	.	+INF	.
D17	-INF	.	+INF	.

---- VAR a1 carga suplida en la seccion 1

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
D1	-INF	1.000	+INF	.
D2	-INF	.	+INF	.
D3	-INF	1.000	+INF	.
D4	-INF	.	+INF	.
D5	-INF	1.000	+INF	.
D6	-INF	1.000	+INF	.
D7	-INF	1.000	+INF	.
D8	-INF	1.000	+INF	.
D9	-INF	.	+INF	.
D10	-INF	1.000	+INF	.
D11	-INF	.	+INF	.
D12	-INF	1.000	+INF	.
D13	-INF	1.000	+INF	.
D14	-INF	1.000	+INF	.
D15	-INF	1.000	+INF	.
D16	-INF	1.000	+INF	.
D17	-INF	1.000	+INF	.

Tabla B-5 Resumen de resultados falla barra 9

<i>Modelo de pérdida</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Generación (MW)</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
Sin pérdidas	2, 4, 9, 11, 12, 13	(1-2), (2-6), (3-9), (8-9), (10-11), (10-12), (11-14), (12-23), (13-23)	2562.30	2665.70	0
Constante	9, 11, 12	(3-9), (4-9), (8-9), (10-11), (10-12), (11-13), (11-14), (12-13), (12-23)	2974.00	2674.07	175

Tabla B-6 Resumen de resultados para n^b escenarios

<i>Falla en barra</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Generación total (MW)</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
B1	1	(1-2), (1-3), (1-5)	2205.70	2741.61	0
B2	2	(1-2), (2-4), (2-6)	2439.40	2820.53	0
B3	1, 2, 3, 4, 9, 24	(1-5), (2-6), (4-9), (8-9), (9-11), (9-12), (15-24)	2305.80	2659.01	0
B4	4	(2-4), (4-9)	2518.30	2775.73	74
B5	5	(1-5), (5-10)	2690.40	2778.75	71
B6	2, 4, 6	(1-2), (4-9), (6-10)	2709.10	2610.55	210
B7	7	(7-8), (11-14)	2330.80	2724.73	125
B8	2, 4, 7, 8, 9	(1-2), (2-6), (3-9), (8-10), (9-11), (9-12)	1981.20	2656.70	0

B9	2, 4, 9, 11, 12, 13	(1-2), (2-6), (3-9), (8-9), (10-11), (10-12), (11-14), (12-23), (13-23)	2562.30	2665.70	0
B10	9, 10, 11, 12, 13, 23	(5-10), (6-10), (8-10), (9-11), (9-12), (11-13), (11-14), (12-13), (20-23)	1946.80	2710.99	0
B11	11	(9-11), (10-11), (11-13), (11-14)	2272.90	2668.52	181
B12	12	(9-12), (10-12), (12-13), (12-23)	2793.00	2849.57	0
B13	11, 13	(9-11), (10-11), (11-14), (12-13), (13-23)	2403.70	2584.46	265
B14	11, 13, 14, 16, 17, 19, 20, 23	(1-5), (9-11), (10-11), (11-14), (12-13), (12-23), (15-16), (17-18), (17-22)	2120.20	2518.62	100
B15	15, 16	(4-9), (9-12), (14-16), (15-21), (15-24), (16-17), (16-19)	2673.70	2724.15	0
B16	16	(4-9), (9-11), (10-11), (14-16), (15-16), (16-17), (16-19)	1659.50	2749.06	100
B17	17	(16-17), (17-18), (17-22)	2604.90	2849.67	0
B18	17, 18, 21, 22	(15-21), (16-17)	2600.90	2749.87	0
B19	16, 17, 18, 19	(1-3), (11-13), (16-16), (16-6), (17-22), (18-21), (19-20)	2174.10	2595.05	100
B20	13, 20, 23	(11-13), (12-13), (12-23), (19-20)	2075.70	2731.64	0

B21	21	(2-4), (11-13), (15-21), (18-21)	2474.30	2849.46	0
B22	17, 18, 21, 22	(15-21), (16-17), (17-22)	2651.70	2749.75	0
B23	23	(12-23), (13-23), (20-23)	1703.10	2849.62	0
B24	24	(2-4), (2-24), (10-12), (15-21), (15-24)	2210.90	2668.43	181

B2.1 Contingencia N-2 [Falla en dos líneas]

Tabla B-7 Resumen de resultados contingencia L-L

<i>Líneas en sección cero</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
(15-21) (16-17)	17, 18, 21, 22	(3-9), (19-20)	2676.10	74

B2.2 Contingencia N-2 [Falla en una línea y un generador]

Tabla B-8 Resumen de resultados contingencia L-G

<i>Líneas y generadores sección cero</i>	<i>Barras en sección cero</i>	<i>Líneas abiertas</i>	<i>Carga suplida (MW)</i>	<i>Carga deslastrada (MW)</i>
G12 L(11-13)	11, 13, 14	(9-11), (10-11), (12-13), (13-23), (14-16)	2604.30	108

Estrategias para la división coherente de un sistema eléctrico en islas en situaciones de emergencia

Ronald Rodríguez

Resumen—Los fallos en cascadas son una de las consecuencias debido a la operación de las líneas cada vez más cerca de sus límites. Según el North American Electric Reliability Corporation (NERC), un efecto en cascada es "la pérdida incontrolada de cualquier instalación o carga del sistema, ya sea por sobrecarga térmica, colapso de tensión, o pérdida de sincronismo, excepto aquellos que ocurren como resultado del aislamiento de falla". En otras palabras, cuando una falla conduce a la falla sucesiva de otros elementos de la red, dando lugar a enormes pérdidas, el proceso se denomina un fallo en cascada. Algunas estrategias o técnicas han sido sugeridas para reducir los efectos de las fallas en cascada anteriormente mencionadas.

La división del sistema eléctrico en islas es una de ellas, la cual se puede definir como la división intencional de la red en partes controlables o islas, cada una de ellas con su generación independiente. La división en islas, por su parte, puede contener desastres de cargas a fin de mantener el balance generación/demanda de cada uno de los subsistemas creados. La división intencional del sistema resulta de gran ayuda al momento de aislar una falla y prevenir la expansión de la misma por toda la red. El siguiente artículo se fundamenta en el estudio y análisis de la división estratégica y coherente de un sistema eléctrico de potencia en islas ante fallos de la red, a través de la modelación en GAMS (General Algebraic Modeling System).

Palabras claves—Red eléctrica, sistema eléctrico de potencia, fallos en cascadas, sistema en islas, estabilidad, balance.

I. INTRODUCCIÓN

Un colapso total del sistema eléctrico es un evento no deseado con una expectativa muy baja de ocurrencia, pero con impactos sociales y económicos potencialmente devastadores [6]. Por ejemplo, el 14 de agosto de 2003 un gran apagón afectó al Norte de los Estados Unidos y Canadá con alrededor de 50 millones de personas que contribuyó con al menos 11 muertes y un total estimado entre 4 y 10 mil millones de dólares en pérdidas. Se tardó una semana en restaurar el sistema completo.

De igual manera, la amplia zona de perturbación en 2006 al sistema UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity) provocó que el mismo se dividiera de manera incontrolable, formando tres islas. Si bien las causas exactas de los apagones de área amplia difieren en cada uno de los casos, surgen algunos factores comunes: los sistemas eléctricos de potencia modernos están siendo operados más cerca de los límites; liberalización de los mercados y el consiguiente

aumento de las presiones comerciales ha llevado a una reducción de los márgenes de seguridad. Más reciente es el aumento de la penetración de la generación distribuida, especialmente de la energía eólica, ya que presenta desafíos significativos para asegurar el funcionamiento del sistema.

Los fallos en cascada y los apagones son las amenazas más significativas en cuanto a la seguridad de los sistemas de energía se refiere. Además, las islas formadas de manera no intencional pueden poseer una deficiencia de potencia activa o reactiva, que pueden conducir a la inestabilidad de frecuencia, ángulo o tensión. Estas inestabilidades pueden causar el disparo de otra región si no se controlan adecuadamente [1].

Durante tal condición, el funcionamiento seguro y fiable de toda la red del sistema eléctrico de un modo interconectado puede ser muy difícil de controlar. Puede dar lugar a la propagación de estas inestabilidades en otros puntos de la red. Por lo tanto, las islas intencionales o controladas han sido utilizadas como estrategia preventiva para minimizar las pérdidas causadas por la creación de islas no intencionales.

Para varios eventos de gran perturbación, los estudios han demostrado que un apagón de área amplia podría haberse evitado dividiendo intencionalmente el sistema en islas. Al aislar la parte defectuosa de la red, la carga total desconectada durante el evento se reduce; lo que quiere decir que aunque el sistema se encuentre operando en condiciones anormales, la demanda es suplida [3].

Por lo tanto, el problema de división del sistema es determinar los puntos de división apropiados a fin de dividir toda la red interconectada de transmisión en islas garantizando el equilibrio entre la generación y carga; y la satisfacción de las restricciones de la capacidad de transmisión cuando el funcionamiento en isla inevitable.

No obstante, el problema es cómo dividir la red en islas que estén lo más equilibradas posible en carga y generación, que contengan puntos estables de operación en estado estacionario dentro de los límites de tensión y los límites de las líneas; de modo que la división no cause inestabilidad dinámica. Este es un desafío considerable, ya que el espacio de búsqueda de cortes de línea crece exponencialmente con el tamaño de la red [4].

Uno de los objetivos primordiales es dividir la red en islas electromecánicamente estables, de modo que se agrupen los generadores con igual nivel de oscilación. Si el sistema puede ser dividido a lo largo de los límites de los grupos de generadores coherentes, mientras no exista desequilibrio entre carga y

generación; entonces es menos probable que el sistema pierda estabilidad [2].

Debido a que las contingencias son repentinas y pueden hacer colapsar el sistema en minutos o incluso segundos, la división debe ser realizada en un corto periodo de tiempo garantizando rapidez y exactitud a la hora de determinar la mejor estrategia para la posterior división del sistema.

Este artículo propone un problema de optimización basado en la separación del sistema y el deslastre de carga. Dado un grupo de componentes inciertos (Líneas/Barras), GAMS determinará el conjunto de líneas a abrir, cuáles generadores apagar y cuales cargas deslastrear. La solución aísla las partes propensas a fallar del resto del sistema mientras maximiza la carga suplida.

El cálculo de todos los flujos se basan en el modelo de flujo de DC, el cual es un modelo lineal y no añade una complejidad significativa en la formulación de la optimización. El uso del modelo de DC permite que la optimización converja fácilmente.

II. METODOLOGÍA

Después de una falla, se asume que existe una información limitada acerca de la red, y su estado exacto es incierto. Hay partes de la red propensas a fallar y otras en las cuales estamos seguros que no habrá ningún fallo. En tal caso, una acción que evite fallos en cascada a lo largo de la red es formar una o varias islas estables a fin de aislar la parte sospechosa o vulnerable.

La figura 1(a) muestra esta situación, en donde las líneas y nudos inciertos se marcan con "?".

El objetivo es dividir la red en secciones desconectadas entre sí, de modo que las propensas a fallar se encuentren todas en una sección. Se desea que dicha sección sea pequeña debido a que está expuesta ante fallos, y la otra sección debe ser capaz de operar con pequeños deslastres de carga. También se requiere que la sección incierta deslastre a menor cantidad de carga posible.

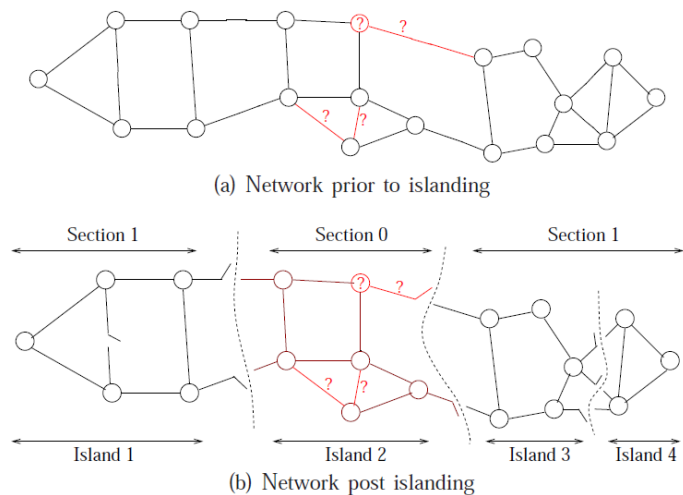


Figura 1. (a) Red con líneas y nodos inciertos, (b) Separación en islas de la red desconectando líneas.

La figura 1(b) muestra una posible solución para esta red, donde todas las barras inciertas han sido colocadas en la sección 0 con al menos un extremo desconectado en la sección 1.

- La red optimizada consiste de dos secciones; una en malas condiciones (Sección 0) y otra en buen estado (Sección 1). Ninguna línea conecta las dos secciones. Por otro lado, no es necesario que ninguna de las secciones sea un único componente conectado.
- Una isla es un componente conectado de la red.

Por lo tanto, cualquiera de las secciones puede contener una serie de islas; como en la figura 1(b), donde la sección 1 comprende las islas 1, 3 y 4, mientras que la sección 0 es una isla individual. Los límites de las secciones y el número de islas dependerán de la optimización.

III. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA LINEAL ENTETO MIXTO

A continuación se presenta la formulación matemática del problema de separación en islas de un sistema eléctrico de potencia. Dada un área de incertidumbre de la red, se utilizará la programación lineal entera mixta (MILP) para aislar los componentes inseguros de la red y crear isla a través de: cortes de líneas, deslastres de cargas, cambio de generadores; maximizando la carga suplida. Las restricciones de red se incluyen de manera explícita en la formulación del MILP, dando como resultado una solución de DC factible de estado estable.

Consideremos una red que comprende un conjunto de barras $\mathcal{B} = \{1, 2, \dots, n^B\}$ y un conjunto de líneas $\mathcal{L} = \{1, 2, \dots, n^L\}$. Los vectores F y T describen la conexión topológica de la red: la línea $l \in \mathcal{L}$ conecta las barras de F_l hacia T_l . También consideraremos un conjunto de generadores $G = \{1, 2, \dots, n^G\}$ y un conjunto de cargas $D = \{1, 2, \dots, n^D\}$. El subconjunto de generadores G_b se encuentra asociado a la barra $b \in \mathcal{B}$; de igual manera, D_b contiene un subconjunto de cargas asociados a la barra $b \in \mathcal{B}$.

A. Restricciones topológicas

Introduciremos una variable de decisión γ_b para cada barra $b \in \mathcal{B}$; γ_b ha de ser igual a 0 si b se encuentra en la sección 0, y será igual a 1 si b se encuentra en la sección 1. Para dividir la red de esta manera, necesitamos desconectar líneas. Para ello, definiremos otra variable binaria de decisión ρ_l para cada $l \in \mathcal{L}$; $\rho_l = 0$ si la línea l está desconectada y $\rho_l = 1$ en caso contrario. Las restricciones para dividir la red en dos secciones son las siguientes:

$$\rho_l \leq 1 + \gamma_{F_l} - \gamma_{T_l}, \forall l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0 \quad (1)$$

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{F_l} + \gamma_{T_l}, \forall l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0 \quad (2)$$

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{F_l}, \forall l \in \mathcal{L}^0 \quad (3)$$

$$\rho_l \leq 1 - \gamma_{T_l}, \forall l \in \mathcal{L}^0 \quad (4)$$

$$\gamma_b = 0, \forall b \in \mathcal{B}^0 \quad (5)$$

$$\gamma_b = 1, \forall b \in \mathcal{B}^1 \quad (6)$$

B. Flujo de potencia en DC (DC load flow)

El balance de potencia en cada barra en la red está definido por la siguiente ecuación:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_b} p_g^G = \sum_{d \in \mathcal{D}_b} p_d^D + \sum_{l \in \mathcal{L}: F_l=b} p_l^L - \sum_{l \in \mathcal{L}: T_l=b} (p_l^L - \bar{h}_l^L) \quad (7)$$

Donde p_g^G es la potencia de salida del generador $g \in \mathcal{G}_b$ en la barra b ; p_d^D es la potencia activa demanda por la carga $d \in \mathcal{D}_b$. La variable p_l^L es el flujo de potencia hacia el primer extremo (barra F_l) de la línea l , y $p_l^L - \bar{h}_l^L$ es el flujo hacia el segundo extremo reducido por las pérdidas \bar{h}_l^L .

La potencia que circula por cada línea se encuentra dada por la siguiente expresión:

$$\hat{p}_l^L = -B_l^L (\delta_{F_l} - \delta_{T_l}) \quad (8)$$

Donde B_l^L es la susceptancia de la línea l , \hat{p}_l^L es una variable auxiliar de la potencia y $(\delta_{F_l} - \delta_{T_l})$ es la diferencia de ángulos. La línea l se encuentra conectada cuando $p_l^L = \hat{p}_l^L$ y está desconectada cuando $p_l^L = 0$. Esto se modela de la siguiente manera:

$$-\rho_l P_l^{Lmax} \leq p_l^L \leq P_l^{Lmax} \rho_l \quad (9)$$

$$-(1 - \rho_l) \hat{P}_l^{Lmax} \leq \hat{p}_l^L - p_l^L \leq \hat{P}_l^{Lmax} (1 - \rho_l) \quad (10)$$

C. Modelo de pérdida

El modelo estándar DC no tiene pérdidas ($\bar{h}_l^L = 0$). Utilizaremos un modelo de pérdida constante. La pérdida de una línea l está dada por:

$$\bar{h}_l^L = \rho_l h_l^{L0} \quad (11)$$

Donde h_l^{L0} es la pérdida antes de la separación.

D. Restricciones de generación

El régimen alternativo de operación del generador se puede modelar a través de la siguiente restricción:

$$\zeta_g P_g^{G-} \leq p_g^G \leq \zeta_g P_g^{G+} \quad (12)$$

Donde ζ_g es una variable binaria. Si $\zeta_g = 0$, entonces el generador g se encuentra fuera de funcionamiento. De igual manera, si $\zeta_g = 1$, el generador g está disponible y su salida es $p_g^G \in [P_g^{G-}, P_g^{G+}]$.

E. Modelo de carga

Suponiendo que la carga $d \in \mathcal{D}$ tiene una potencia constante P_d^D , asumiremos que dicha carga será reducida al desconectar una porción $1 - \alpha_d$, donde $0 \leq \alpha_d \leq 1$; por lo tanto, la carga suministrada será:

$$p_d^D = \alpha_d P_d^D \quad (13)$$

F. Función objetivo

Supongamos una remuneración M_d por unidad que se encuentra asociada a la carga suplida d y una penalidad por pérdida de carga $0 \leq \beta_d \leq 1$; la cual la podemos interpretar como la posibilidad de poder suplir una carga d si es colocada en la sección 0. El valor esperado de la carga es J_{DC} es:

$$J_{DC} = \sum_{d \in \mathcal{D}} M_d P_d (\beta_d \alpha_{0d} + \alpha_{1d}) \quad (14)$$

Sujeto a:

$$\alpha_d = \alpha_{0d} + \alpha_{1d}, \forall d \in \mathcal{D} \quad (15)$$

$$0 \leq \alpha_{0d} \leq 1, \forall d \in \mathcal{D} \quad (16)$$

$$0 \leq \alpha_{1d} \leq \gamma_b, \forall b \in \mathcal{B}, \forall d \in \mathcal{D}_b \quad (17)$$

Donde α_{sd} es la variable utilizada para denotar para la carga suplida en la sección $s \in \{0,1\}$.

A fin de mejorar el desempeño computacional y la flexibilidad en la búsqueda de soluciones factibles, se introducen penalidades en la función objetivo lo suficientemente pequeñas para no afectar el objetivo principal. La nueva función objetivo a maximizar es:

$$J_{DC}^* = J_{DC} - \varepsilon_1 \sum_{l \in \mathcal{L} \setminus \mathcal{L}^0} W_l (1 - \rho_l) - \varepsilon_2 \sum_{g \in \mathcal{G}} W_g (1 - \zeta_g) \quad (18)$$

Donde W_l, W_g, ε_1 y ε_2 son pesos no negativos. Las penalidades rechazan la desconexión de líneas y generadores en buen estado de funcionamiento.

G. Problema de optimización

El objetivo del modelo planteado es maximizar (18) sujeto a las restricciones (1) – (17).

H. Diagrama de flujo

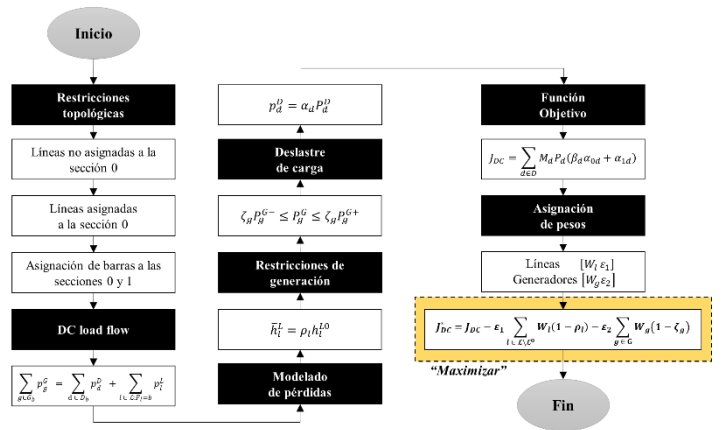


Figura 2. Diagrama de flujo.

TABLA I
RESUMEN DE RESULTADOS

Modelo de pérdida	Barra en sección cero	Líneas abiertas	Carga suplida (MW)	Carga deslastrada (MW)
Sin pérdidas	2, 4, 9, 11, 12, 13	(1-2), (2-6), (3-9), (8-9), (10-11), (10-12), (11-14), (12-23), (13-23)	2665.70	0.00
Constante	9, 11, 12	(3-9), (4-9), (8-9), (10-11), (10-12), (11-13), (11-14), (12-13), (12-23)	2674.07	175

IV. CASO DE ESTUDIO

La red a utilizar es un modelo de la IEEE de 24 nudos [17] (17 de los cuales contienen cargas) y 34 líneas. La capacidad total de generación es de 3405 MW provenientes de 32 unidades de generación. La demanda total del sistema es de 2850 MW.

Asumiremos que la barra 9 está propensa a fallar y se decide aislar esta barra a fin de evitar fallos en cascadas; por lo tanto, se asignará a la sección cero. De igual manera, asumiremos una penalidad por pérdida de carga $\beta_d = 0.70$, una remarcación unitaria $M_d = 1$. Insertaremos pequeñas penalidades al corte de líneas y a la desconexión de generadores ($\varepsilon_1 = 0.001, W_l = 1, \varepsilon_2 = 0.0001, W_g = P_g^{G+}$). Los generadores podrán variar su potencia de salida en un 5% de su valor nominal.

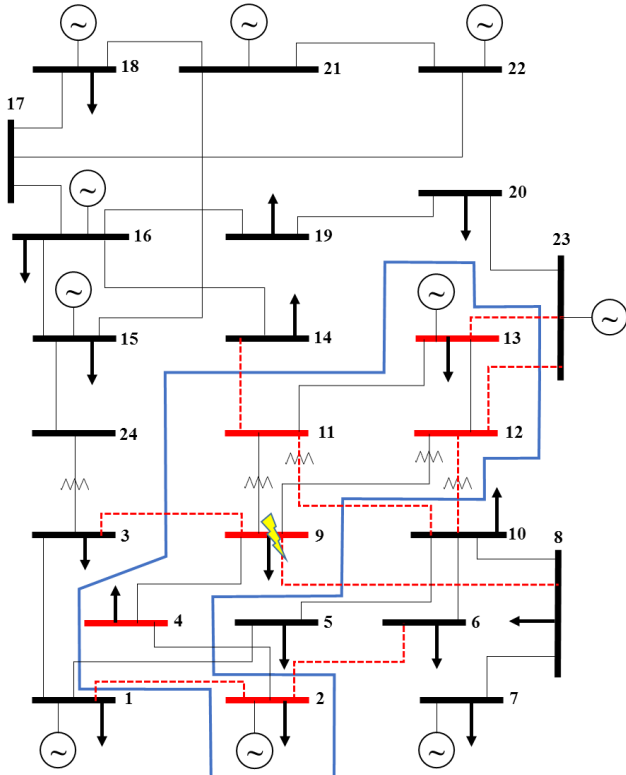


Figura 3. Red de prueba 24 nudos IEEE.

Suponiendo que solo aislamos la barra 9 del resto del sistema, tendríamos una pérdida de 175 MW (carga conectada en la barra). Sin embargo, la optimización ha colocado más barras en la sección cero a fin de mitigar la pérdida de carga.

De los 2850 MW de demanda, el 21.44% ha sido colocado en la sección cero. No ha habido deslastre de carga. Todas las líneas fronterizas entre ambas secciones han sido abiertas. Se han apagado 10 generadores.

Al comparar los resultados obtenidos en el modelo sin pérdidas y en el modelo con pérdidas constantes, podemos ver que el valor que adquiere la función objetivo solo presenta una diferencia de un 0.31% uno con respecto al otro.

V. OTRAS PRUEBAS

Con el objetivo de ver todas las posibles soluciones del sistema bajo estudio, se han generado tantos escenarios como barras contenga dicho sistema, asignando cada barra de forma individual a la sección cero. De igual manera se han realizado pruebas en la red de estudio de 14 nudos de la IEEE.

Por otro lado, se han realizado pruebas con unas pérdidas constantes de 8% y contingencias N-2.

A. Tiempos computacionales

A continuación se muestran los tiempos obtenidos para cada uno de los escenarios planteados.

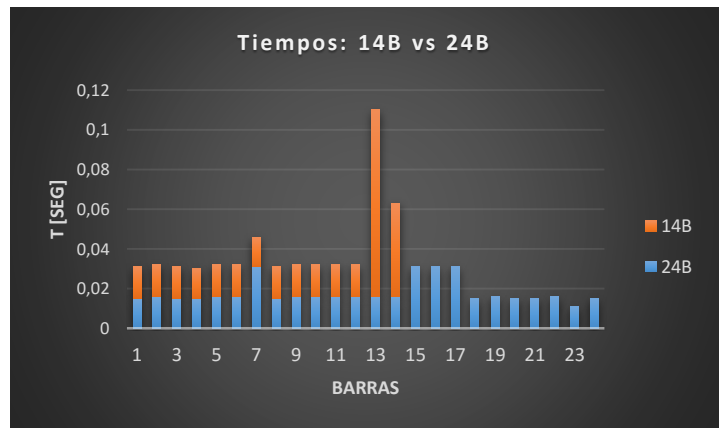


Figura 4. Comparación de tiempos computacionales.

VI. CONCLUSIONES

Dentro de las conclusiones más relevantes podemos resaltar las siguientes:

- El método propuesto utiliza programación lineal entera mixta para determinar qué líneas de transmisión abrir, cargas a deslastrar, qué generadores sacar de funcionamiento y en cuánto ajustar su potencia de salida para aislar la región propensa a fallos.
- Se ha demostrado el enfoque anterior través dos casos estándar de prueba de la IEEE de 14 y 24 nudos respectivamente. La capacidad de este método para encontrar buenas soluciones de isla rápidamente lo hace muy atractivo para el uso práctico. Los tiempos de obtención de resultados para ambos casos de estudios varían en pequeña proporción uno con respecto al otro.
- El marco de la optimización permite incluir de manera explícita las restricciones lineales de la red, un modelo de flujo de potencia de corriente continua y los límites de salidas del generador con el objetivo de que formen parte de la toma de decisiones y produzcan islas balanceadas y estables.
- En situaciones en las que es necesario reaccionar rápidamente ante una contingencia imprevista, para evitar fallos en cascada el tiempo disponible para dividir la red y ajustar las cargas y los generadores serán cortos. Por lo tanto, debemos asumir que la reprogramación de los generadores y/o adición de nuevas unidades a la red no será posible. Por otra parte, una cierta cantidad de reserva rodante estará disponible en la red para pequeños cambios.
- Las penalidades de los generadores y líneas con altos flujos tienen poco efecto en la carga a deslastrar. Sin embargo, la correcta elección de estos parámetros permiten obtener soluciones más estables.
- Se obtiene prácticamente la misma solución para un modelo sin pérdidas que para un modelo con pérdidas constantes. El error relativo es mínimo.
- Se recomienda realizar un estudio de deslastre de carga óptimo en AC (post-separación) a fin de verificar tanto los perfiles de tensión en cada uno de los nudos como los límites de potencia reactiva. Analizar la respuesta dinámica del sistema con la incorporación de restricciones en el problema de optimización para la estabilidad dinámica; reprogramación de los generadores y/o adición de nuevas unidades a la red.

VII. REFERENCIAS

- [1] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, "MILP formulation for controlled islanding of power networks", University of Edinburgh, United Kingdom.
- [2] Q. Zhao, K. Sun, D. Zheng, J. Ma y Q. Lu, "Study of System Splitting Strategies for Island Operation of Power System: A Two-Phase Method Based on OBDDs".

- [3] K. Sun, D. Zheng y Q. Lu, "Splitting Strategies for Islanding Operation of Large-Scale Power Systems Using OBDD-Based Method".
- [4] Esmaeilian y M. Kezunovic, "Controlled Islanding to Prevent Cascade Outages Using Constrained Spectral k-Embedded Clustering", Texas A&M University.
- [5] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, "MILP islanding of power networks by bus splitting", University of Edinburgh, United Kingdom.
- [6] J. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, A. Bakar y H. Mohamad, "Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution networks: A review", University of Malaya, Malaysia.
- [7] J. Quirós y V. Terzija, "Controlled Islanding Strategy Considering Power System Restoration Constraints".
- [8] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, "MILP Formulation for Islanding Power Networks".
- [9] S. Pahwa, M. Youssef, P. Schumm, C. Scoglio y N. Schutz, "Optimal intentional islanding to enhance the robustness of power grid networks."
- [10] Ibrahim, "Source Node Expansion Algorithm for Coherency Based Islanding of Power Systems", University of Windsor, 2011.
- [11] Bukhsh, A. Grothey, K. McKinnon y P. Trodden, "Optimization Model for Islanding of Power Systems", University of Edinburgh, United Kingdom.
- [12] N. Strath, "Islanding Detection in Power Systems". Lund Universit, 2005.
- [13] P. Trodden, W. Bukhsh, A. Grothey y K. McKinnon, "Optimization-based Islanding of Power Networks using Piecewise Linear AC Power Flow."
- [14] R. Kaur y E. Kumar, "Transient Stability Analysis of IEEE 9 Bus System in Power World Simulator", Institute of Engineering and Technology Sangur, India.
- [15] S. Kumar, M. Kirar y G. Agnihotri, "Transient Stability of the IEEE 9-Bus Electric Power System".
- [16] IEEE, "IEEE Reliability Test System."
- [17] IEEE, "The IEEE Reliability Test System - 1996".
- [18] R. Diao, V. Vittal, K. Sun, S. Kolluri, S. Mandal y F. Galvan, "Decision Tree Assisted Controlled Islanding for Preventing Cascading Events".
- [19] N. Senroy, G. Heydt y V. Vittal, "Decision Tree Assisted Controlled Islanding", IEEE transactions on power systems, vol.21 No.24, 2006.
- [20] H. You, V. Vittal and X. Wang, "Slow Coherency-Based Islanding", IEEE transactions on power systems, vol.19 No.1, 2004.
- [21] Yang, V. Vittal y G. Heydt, "Slow-Coherency-Based Controlled Islanding: A Demonstration of the Approach on the August 14, 2003 Blackout Scenario", IEEE transactions on power systems, vol.21 No.24, 2006.
- [22] S. Shanawaz, C. Sarker, B. Khairuddin, M. Ghani y H. Ahmad, "A Scheme for Controlled Islanding to Prevent Subsequent Blackout", IEEE transactions on power systems, vol.18 No.1, 2003.
- [23] N. Senroy y G. Heydt, "A Conceptual Framework for the Controlled Islanding of Interconnected Power Systems", IEEE transactions on power systems, vol.21 NO.2, 2006.
- [24] N. Senroy y G. Heydt, "Timing of a Controlled Islanding Strategy".
- [25] S. Najafi, "Evaluation of Interconnected Power Systems Controlled Islanding", Bucharest Power Tech Conference, 2009.
- [26] N. Granda y D. Colomé, "A New Strategy for Controlled Power System Islanding".
- [27] H. Shao y J. Bialek, "When to Island in The Controlled Islanding Scheme to Prevent Imminent Wide-area Blackouts", Durham University, England.
- [28] T. Ding, K. Sun y X. Zhang, "Graph Theory Based Splitting Strategies for Power Systems Islanding Operation".

- [29] N. Granda y G. Colomé, “An Intelligent Controlled Islanding Scheme for Power Systems”, Universidad Nacional de San Juan, Argentina.
- [30] T. Ding, K. Sun, C. Huang, Z. Bie y F. Li, “Mixed-Integer Linear Programming-Based Splitting Strategies for Power System Islanding Operation Considering Network Connectivity”, IEEE Systems Journal.
- [31] G. Isazadeh, A. Khodabakhshian y E. Gholipour, “New intelligent controlled islanding scheme in large interconnected power systems”, IET Journals.
- [32] R. Azmin y F. Li, “A Decision Tree Based Approach for Controlled Islanding of Microgrids”.
- [33] Esmaeilian y M. Kezunovic, “Prevention of Power Grid Backouts Using Intentional Islanding Scheme”, IEEE transactions on industry applications, vol.53 NO.1, 2017.
- [34] G. Andersson, “Power Systems Analysis”, ETH Zurich, Septiembre 2012.
- [35] L. Grigaby, “Power System Stability and Control”, Electric Power Engineering Handbook, segunda edición.
- [36] E. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal, R. García y N. Alguacil, “Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia”, febrero 2002.
- [37] H. Saadat, “Power System Analysis”, McGraw-Hill.
- [38] J. Nieto, “Identificación y control de gran área para sistemas eléctricos de potencia”, Universidad de Sevilla, 2014.