

ANÁLISIS DE COLAPSOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JUAN FELIPE ROBLEDO MONTEALEGRE
1088300206

UNIVERSIDAD TECNOLOGIA DE PEREIRA
FACULTAD DE TECNOLOGIA
ESCUELA DE TECNOLOGIA ELECTRICA
PEREIRA
2014

ANÁLISIS DE COLAPSOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JUAN FELIPE ROBLEDO MONTEALEGRE
1088300206

Trabajo de grado para optar el título de Tecnólogo en Electricidad

Director
Ph.D. Antonio Escobar Zuluaga
Docente Programa de Tecnología Eléctrica

UNIVERSIDAD TECNOLOGIA DE PEREIRA
FACULTAD DE TECNOLOGIA
ESCUELA DE TECNOLOGIA ELECTRICA
PEREIRA
2014

Nota de aceptación:

Firma del Jurado

Firma del Director del Proyecto

Firma del Director del Programa

Pereira, agosto de 2014

CONTENIDO

pág.

CAPITULO 1. INTRODUCCION	10
1.1 JUSTIFICACION	11
1.2. OBJETIVOS	12
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	12
1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	12
CAPITULO 2. DEFINICIONES BASICAS	13
2.1. CARGABILIDAD DE LAS LINEAS DE TRANSMISION	13
2.2. CONTINGENCIA.....	14
2.3. PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA.....	15
2.3.1. TIPOS DE BARRAS O NODOS Y REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	15
2.3.2. FORMULACION ECUACIONES PARA TENSIONES DE NODOS	16
2.3.3. METODOS DE SOLUCION	18
2.3.3.1. MÉTODO ITERATIVO DE GAUSS.....	18
2.3.3.2. METODO DE GAUSS – SEIDEL.....	20
2.3.3.3. METODO DE NEWTON RAPHSON	22
2.3.4. PAQUETES COMPUTACIONALES PARA LA SIMULACION DEL FLUJO DE CARGA.....	25
2.4. COLAPSO (BLACKOUT)	26
2.5. ESTRATEGIAS DE SEGURIDAD.	27
2.5.1. DIVISION DEL SISTEMA (ACTIVE SPLITTING)	27
2.5.2. DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING)	27
2.5.3. RACIONAMIENTO TECNICO.....	28
CAPITULO 3. COLAPSOS	29
3.1. RESEÑA DE CASOS	29
3.2. TIPOS DE COLAPSOS	36
3.2.1. COLAPSOS DE TENSION	36
3.2.1.1. CAUSAS DE LOS COLPASOS DE TENSION.....	36
3.2.1.2. GENERALIZACION A UN SISTEMA DE N NODOS.....	38

3.2.2. COLPASOS POR SOBREPASO DEL LIMITE DE CARGABILIDAD.....	39
3.2.2.1. CARGABILIDAD EN LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES	39
3.2.2.2. METODOLOGIA DEL COLAPSO (BLACKOUT)	40
3.3. METODOS DE ESTUDIO	41
CAPITULO 4. PRUEBAS Y RESULTADOS	46
4.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PRUEBA.....	46
4.1.1. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA IEEE-39 BARRAS	47
4.1.2. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA APARENTE DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES	50
4.1.2.1. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA APARENTE CON LOS DATOS DEL FLUJO DE CARGA	51
4.1.2.2. AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA APARENTE.....	54
4.2. PAQUETE COMPUTACIONAL UTILIZADO.....	57
4.2.1. PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE PAQUETE COMPUTACIONAL	58
4.3. CASO BASE DEL SISTEMA DE PRUEBA IEEE-39 BARRAS	61
4.4. PROCESO DE CONTINGENCIAS.....	64
4.4.1. ANALISIS DE CONTINGENCIAS SIMPLES (n-1).....	65
4.4.2. EFECTO CASCADA	65
4.5. ESTRATEGIAS DE SEGURIDAD	68
4.5.1. IMPLEMENTACION DEL DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING)	68
4.5.1.1. SOBRECARGAS POR DEMANDA	69
4.5.1.2. SOBRECARGAS POR GENERACION	75
CAPITULO 5. CONCLUSIONES.....	82
Bibliografía.....	84
ANEXOS	86
ANEXO A. Código del algoritmo FlujoCargaAC3.m realizado en MATLAB para la simulación del Sistema de Prueba IEEE-39 barras	86
ANEXO B. Interfaz para los datos del Sistema de Prueba IEEE-39 barras.....	91

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Cargabilidad de la Línea de Transmisión Vs Longitud de la Línea	13
Figura 2. Contingencia provocada por la caída de una torre de una línea de Transmisión.	14
Figura 3. Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia.....	16
Figura 4. Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP.	16
Figura 5. Representación de una Barra p en un Sistema Eléctrico de Potencia.....	17
Figura 6. Apagón (blackout) del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 14 de Agosto del 2003	26
Figura 7. Diagrama del esquema de seguridad basado en la división activa y control de frecuencia de carga (Deslastre de Carga).....	28
Figura 8. Mapa mundial con los 10 casos de blackouts más severos.	34
Figura 9. Familia de curvas V-P en función del factor de potencia de la carga	37
Figura 10. Balance de calor del conductor (línea de transmisión)	40
Figura 11. Sistema de prueba IEEE-39 Barras, 10 generadores sistema eléctrico de potencia reducido de Nueva Inglaterra.	46
Figura 12. Líneas sobrecargadas al utilizar los datos de capacidad de potencia aparente S (MVA) INICIAL.....	53
Figura 13. Simulación flujo de carga del sistema de prueba 'prueba1' con el algoritmo FlujoCargaAC.m original.....	57
Figura 14. Simulación del flujo de carga del sistema de prueba 'prueba1' con el algoritmo FlujoCargaAC3.m.	59

Figura 15. Selección de la línea de transmisión o transformador más sobrecargado por medio del algoritmo FlujoCargaAC3.m.	60
Figura 16. Simulación del sistema de prueba 'prueba1' en el paquete computacional POWER WORLD.....	61
Figura 17. Sistema eléctrico de potencia de Pereira.	64
Figura 18. Aislamiento de los generadores G1, G8 y G10.	67
Figura 19. Cargas que influyen en las sobrecargas originadas por contingencia en línea #3.	70
Figura 20. Cargas que influyen en las sobrecargas originadas por contingencia en línea #9.	71
Figura 21. Cargas que influyen en la sobrecarga originada por contingencia en línea #10.	72
Figura 22. Cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #18.	73
Figura 23. Cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #31.	74
Figura 24. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #4.	76
Figura 25. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #20.	77
Figura 26. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #27.	79
Figura 27. Generador y cargas que influyen en la sobrecarga originada por contingencia en línea #34.	81

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Reseña de casos de colapsos a nivel mundial.	29
Cuadro 2. Reseña de casos de colapsos más críticos.	35
Cuadro 3. Reseña de casos de colapsos locales.	35
Cuadro 4. Comparación Métodos de Estudio de Colapsos.	45
Cuadro 5. Datos de tensiones y potencias para los nodos del sistema de prueba IEEE-39 Barras.	47
Cuadro 6. Datos de las líneas y los transformadores del sistema de prueba IEEE-39 Barras.	48
Cuadro 7. Datos de los generadores del sistema de prueba IEEE-39 Barras	49
Cuadro 8. Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE-39 Barras.	49
Cuadro 9. Capacidad de potencia aparente escogida para los transformadores.	51
Cuadro 10. Valores INICIALES de la capacidad de potencia aparente S (MVA) de las líneas de transmisión y los transformadores.	52
Cuadro 11. Crecimiento porcentual de flujo de potencia a traves de las lineas de transmisión y transformadores.	54
Cuadro 12. Capacidad limite de potencia aparente S (MVA) de las líneas de transmisión y los transformadores	56
Cuadro 13. Datos de tensiones y potencias en los nodos del sistema de prueba 'prueba1'.	58
Cuadro 14. Datos de Líneas de transmisión y transformadores del sistema de prueba 'prueba1'	59
Cuadro 15. Tensiones, ángulos y potencias del caso del sistema de prueba IEEE-39 Barras.	61
Cuadro 16. Flujos de potencia del caso base del sistema de prueba IEEE-39 Barras.	62

Cuadro 17. Lineas sobrecargas a causa del analisis de contingencias simples.....	65
Cuadro 18. Efecto cascada presente en el sistema de prueba IEEE-39 Barras para contingencias simples.....	66
Cuadro 19. Efecto cascada presente en el sistema de prueba IEEE-39 Barras para contingencias simples (Minimizado).....	66
Cuadro 20. Estrategias de seguridad para que el sistema de prueba IEEE-39 Barras no colapse.....	69
Cuadro 21. Decremento de potencia activa en cargas para contingencia en la linea #27.	78
Cuadro 22. Decremento de potencia activa en cargas para contingencia en la linea #34.	80

CAPITULO 1

INTRODUCCION

La energía eléctrica es vital en la sociedad actual, casi se puede afirmar que sin la presencia de ésta la sociedad tal cual se conoce podría llegar a colapsar, por esto se debe asegurar la confiabilidad del sistema de suministro de energía eléctrica para que su funcionamiento sea óptimo y prácticamente ininterrumpido.

La energía eléctrica se produce en grandes centros de generación, los cuales están conectados al sistema de transmisión encargado de transportar la energía eléctrica hasta los grandes centros de carga o consumidores. Al sistema interconectado generación-transmisión-carga se le denomina *sistema eléctrico de potencia*. Este sistema debe estar en sincronismo y debe asegurar alta confiabilidad ya que el suministro de energía debe ser constante. En ocasiones, sin embargo, surgen eventos imprevistos que pueden dar origen a la pérdida parcial o total del servicio de energía eléctrica. Los eventos que afectan la continuidad del servicio pueden ser planeados o no planeados. A estos eventos se les denomina contingencias. Los sistemas eléctricos de potencia deben cumplir con el criterio de contingencia simple (n-1) y eventualmente con algunas contingencias múltiples. Una contingencias simple representa la pérdida o salida de operación de un elemento del sistema. Esto quiere decir que si un elemento sale de operación, el sistema debe continuar funcionando en estado normal. En ocasiones la salida de un elemento produce la sobrecarga de algunos de los elementos que continúan en servicio. Si la causa que produce el evento inicial no se corrige, el sistema de protección retirará de la operación los elementos sobrecargados y se puede producir un efecto en cascada o efecto dominó, que puede conducir a un colapso total o como se denomina comúnmente un *blackout*.

Por lo anterior es necesario realizar un análisis detallado sobre estos sucesos que pueden ser poco frecuentes pero que son muy nocivos para el sistema. El proceso asociado al *blackout* es de muy corta duración y no permite normalmente la reacción del sistema, sin embargo el proceso de restauración o recuperación del sistema puede tomar mucho tiempo.

En este proyecto se analizará el sistema de prueba IEEE-39, el cual es un modelo reducido del sistema eléctrico de potencia de Nueva Inglaterra. Este sistema es bastante conocido y ha sido empleado satisfactoriamente en una amplia cantidad de trabajos e investigaciones sobre la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. El modelo reducido IEEE-39 está conformado por 10 generadores, 19 cargas y 36 líneas de transmisión. Con ayuda del paquete computacional MATLAB, se realizará el flujo de carga correspondiente y después se pasará al análisis de contingencias para analizar la posibilidad de que aparezcan colapsos. Se estudian las causas de este fenómeno, y se presentarán algunas estrategias que se pueden aplicar para evitar que sistema colapse.

1.1 JUSTIFICACION

En el área de suministro de energía eléctrica la continuidad del servicio es el objetivo principal, para esto se debe contar con un sistema confiable que al momento de una contingencia pueda seguir operando. Sin embargo, existe la posibilidad que un evento lleve al sistema al colapso y por consiguiente a la pérdida del servicio.

El colapso de un sistema eléctrico de potencia es un fenómeno bastante inusual, y se presenta tanto en sistemas normales como en sistemas sobredimensionados, sus efectos son muy nocivos y sus causas no siempre están propuestas en las estrategias de seguridad, esto hace que para el operario del sistema sea bastante difícil predecir cuándo y cómo se puede generar un hecho de tal magnitud.

Por lo anterior es importante realizar análisis sobre los colapsos en los sistemas eléctricos de potencia, y por medio de estos análisis, aportar ideas sobre estrategias de seguridad, basadas en la simulación de la operación del sistema de potencia, la cual puede realizarse usando programas computacionales de flujo de carga.

Con este trabajo de grado se pretende avanzar en el dominio de los estudios de seguridad en sistemas eléctricos de potencia, contribuyendo con el desarrollo del sector eléctrico, ya que un suceso de esta magnitud es bastante nocivo para el sistema y para la economía de la empresa o entidad encargada; también se beneficia el ejecutor del proyecto debido a que reforzará sus conocimientos teóricos y analíticos sobre los sistemas de potencia; y por último se beneficiarán los estudios futuros acerca de los colapsos en los sistemas eléctricos de potencia, ya que, este es el primer proyecto de este tipo realizado en el programa de Tecnología Eléctrica.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos de potencia a los colapsos.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Simular la operación de un sistema de potencia usando programas computacionales especializados existentes o desarrollados para este propósito. Como sistema de prueba se utilizará el sistema IEEE-39 modificado.
- Identificar los eventos que pueden conducir a un sistema de potencia a un colapso.
- Determinar las estrategias de seguridad que pueden ser adoptadas para prevenir colapsos en sistemas de potencia.

CAPITULO 2

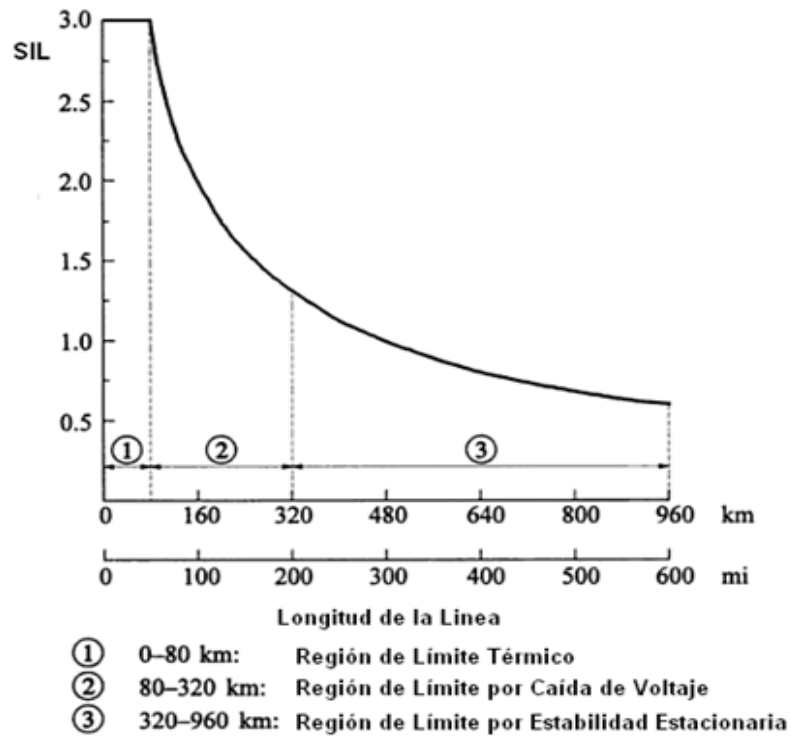
DEFINICIONES BASICAS

2.1. CARGABILIDAD DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia. Cargabilidad o capacidad se refiere al límite o capacidad térmica del conductor [1].

La potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión está limitada por restricciones técnicas de operación tales como: el límite térmico, la caída de tensión a lo largo de la línea, y el límite de estabilidad de ángulo [14].

Figura 1. Cargabilidad de la Línea de Transmisión Vs Longitud de la Línea



La temperatura máxima de un conductor determina su límite térmico. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, la velocidad del viento y las condiciones en la superficie del propio conductor. La capacidad de carga de las **líneas de transmisión cortas** (de menos de 80 km de longitud, para líneas aéreas de 60 Hz) suele determinarse por el límite térmico del conductor o por las capacidades nominales del equipo en las terminales de la línea, por ejemplo los interruptores. Para las **líneas de transmisión medias** (longitud comprendida entre 80 km y 300 km), la capacidad de carga de la línea normalmente se determina por el límite de caída de la tensión. Una práctica segura de operación considera para una línea intensamente cargada la relación V_r/V_s debe ser mayor o igual a 0.9, aun así, en algunos casos, se pueden tolerar caídas de tensión más severas. Para longitudes de línea de más de 300 km, la estabilidad en estado estacionario se convierte en un factor determinante. La estabilidad en estado estacionario se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas, en cualquiera de los dos extremos de la línea, para mantenerse en sincronismo [14].

2.2. CONTINGENCIA

Es un evento causado por la salida de un elemento del sistema eléctrico de potencia, la salida de este elemento puede ser programada (mantenimiento) o imprevista (fallas), por ejemplo atentados terroristas o fenómenos atmosféricos [2].

Parte importante en el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es el estudio de contingencias. Se puede definir una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento.

También se analizan los problemas que estas salidas producen como por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras [15].

Figura 2. Contingencia provocada por la caída de una torre de una línea de Transmisión.



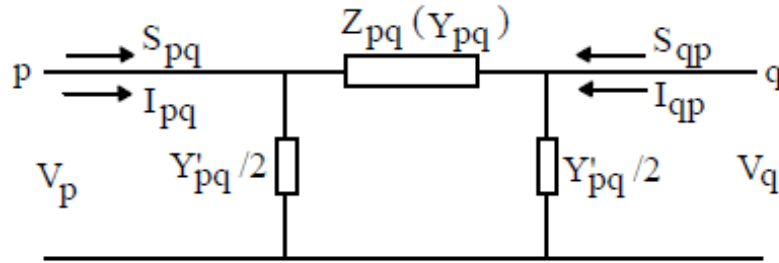
Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones de las barras cambian. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas. Las salidas de los elementos pueden ser programadas o ser forzadas por condiciones ambientales o fallas. De otro lado, la salida de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, lo que puede producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso del sistema. Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento o la salida simultánea de varios. Independiente de sí la contingencia es simple o múltiple se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que vamos a manejar como aceptable para el sistema. Podemos considerar que el sistema debe poder operar normalmente ante una contingencia simple (salida de un elemento) y que ante una segunda contingencia o ante contingencias múltiples, el sistema opere en condiciones anormales [15].

2.3. PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA

2.3.1. TIPOS DE BARRAS O NODOS Y REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

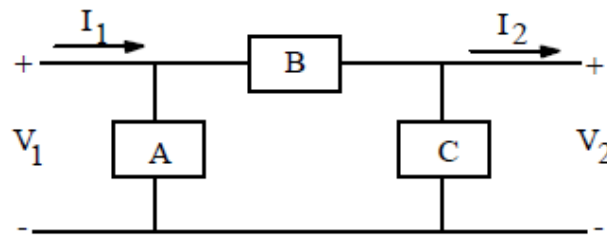
- **Barras de Carga (Barras P-Q):** P_p y Q_p están especificadas; V_p y θ_p son las incógnitas.
- **Barras de tensión controlada (Barra P-V):** P_p y V_p están especificadas; Q_p y θ_p son las incógnitas. En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.
- **Barra flotante (Barra V):** V_p y θ_p están especificados; P_p y Q_p constituyen las incógnitas. En esta barra debe existir por lo menos un generador. La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia total que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. La barra flotante debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas. Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relajación (slack).
- **Líneas:** Se representan usualmente por su circuito π nominal. Para una línea conectada entre las barras p y q de un SEP, el circuito equivalente corresponde al mostrado en la Figura 3. En algunos casos, basta representar la línea por su impedancia serie.

Figura 3. Circuito equivalente π de una línea para el cálculo de flujos de potencia.



- **Transformadores:** Cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAP y razón no nominal, se pueden representar por su circuito equivalente π que se muestra en la Figura 4, cuyos parámetros se indican en la ecuación (1).

Figura 4. Modelación circuital en tanto por unidad de un transformador con cambio de TAP.



$$A = \frac{Y}{\alpha} * \left(\frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\beta} \right) \quad B = \frac{Y}{\alpha\beta} \quad C = \frac{Y}{\beta} * \left(\frac{1}{\beta} - \frac{1}{\alpha} \right) \quad (1)$$

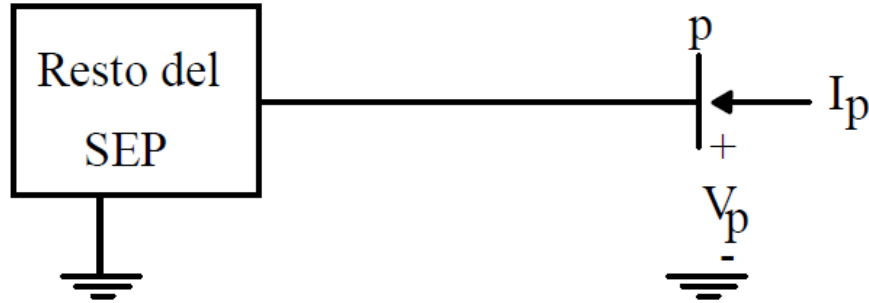
Con $\alpha=1+t_1$ y $\beta=1+t_2$; Donde t_1 y t_2 , representan el **cambio del Tap**, en el lado respectivo.

- **Generadores:** Se consideran normalmente como fuentes de potencia activa y reactiva [17].

2.3.2. FORMULACION ECUACIONES PARA TENSIONES DE NODOS

- **Ecuaciones de Barras:** Considérese una barra P cualquiera de un sistema tal como se muestra en la Figura 5. La potencia compleja neta, S_p y la corriente inyectada en la barra P, I_p están relacionadas por las siguientes ecuaciones, que constituyen las ecuaciones de barras.

Figura 5. Representación de una Barra p en un Sistema Eléctrico de Potencia.



$$\dot{S}_p = V_p I_p^* = P_p + jQ_p \quad (2)$$

$$I_p = \frac{S_p^*}{V_p^*} = \frac{P_p - jQ_p}{V_p^*}$$

- **Ecuaciones de Flujo de Potencia.** A partir de la figura 3, se puede deducir la siguiente expresión

$$I_{pq} = (\dot{V}_p - \dot{V}_q) Y_{pq} + \dot{V}_p \left(\frac{Y'_{pq}}{2} \right) \quad (3)$$

La potencia compleja que fluye desde la barra p a la q está dada por:

$$S_{pq} = \dot{V}_p I_{pq}^* = [Y_{pq}^* + \left(\frac{Y'_{pq}}{2} \right)^*] \dot{V}_p^2 - \dot{V}_p \dot{V}_q^* Y_{pq}^* \quad (4)$$

- **Potencia perdida en la transmisión:** de acuerdo con los sentidos adoptados para S_{pq} y S_{qp} , la potencia compleja perdida en la línea será

$$S_{Lpq} = S_{pq} + S_{qp} \quad (5)$$

- **Cálculo de las tensiones de barras.** La ecuación (4) indica claramente que para resolver el problema del flujo de potencias se requiere determinar previamente las tensiones en todas las barras que correspondan. Empleando el método nodal de resolución de circuitos, en forma matricial, para la red de un Sistema Eléctrico de Potencia de n barras se puede escribir:

$$[I_B] = [Y_B][V_B] \quad (6)$$

Donde $[I_B]$ es el vector de corrientes inyectadas a las barras; $[Y_B]$ es la matriz admitancia de barras y $[V_B]$ es el vector tensiones de barra, definidos como:

$$[I_B] = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_p \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} [V_B] = \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \vdots \\ \dot{V}_p \\ \vdots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} [Y_B] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \cdots & \dot{Y}_{1p} & \cdots & \dot{Y}_{1n} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \cdots & \dot{Y}_{2p} & \cdots & \dot{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \dot{Y}_{p1} & \dot{Y}_{p2} & \cdots & \dot{Y}_{pp} & \cdots & \dot{Y}_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \cdots & \dot{Y}_{np} & \cdots & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (7)$$

- Teniendo presente que según la ecuación (2), las corrientes inyectadas en las barras dependen de las potencias complejas netas respectivas y considerando (6) y (7), se puede escribir:

$$\begin{aligned} \frac{S_1^*}{V_1^*} &= \dot{Y}_{11}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{12}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{1p}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{1n}\dot{V}_n \\ \frac{S_2^*}{V_2^*} &= \dot{Y}_{21}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{22}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{2p}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{2n}\dot{V}_n \\ &\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \\ \frac{S_p^*}{V_p^*} &= \dot{Y}_{p1}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{p2}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{pp}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{pn}\dot{V}_n \\ &\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \\ \frac{S_n^*}{V_n^*} &= \dot{Y}_{n1}\dot{V}_1 + \dot{Y}_{n2}\dot{V}_2 + \cdots + \dot{Y}_{np}\dot{V}_p + \cdots + \dot{Y}_{nn}\dot{V}_n \end{aligned} \quad (8)$$

En este sistema las ecuaciones son algebraicas y no lineales, por lo tanto es necesario resolverlo mediante técnicas de aproximaciones sucesivas [17].

2.3.3. METODOS DE SOLUCION

2.3.3.1. MÉTODO ITERATIVO DE GAUSS

Método para la solución del flujo de carga en sistemas radiales, balanceados o no. El método está basado en el algoritmo clásico de flujo de carga con la matriz de Impedancia

(Z_{Bus}). Sin embargo, no requiere el almacenamiento de esta matriz; el efecto de multiplicar por ella se logra mediante un procedimiento muy simple. También se obtuvo una Interpretación física sencilla de este procedimiento [16].

Se emplea para resolver un problema lineal o no lineal. Por simplicidad se considerará un sistema lineal de ecuaciones, como el indicado en la ecuación (9), para fundamentarlo. Sin embargo, su aplicación a un sistema no lineal resulta inmediata.

$$\begin{aligned} a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + a_{13}X_3 &= Y_1 \\ a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + a_{23}X_3 &= Y_2 \\ a_{31}X_1 + a_{32}X_2 + a_{33}X_3 &= Y_3 \end{aligned} \quad (9)$$

Despejando X_1 de la primera ecuación, X_2 de la segunda y X_3 de la tercera se obtiene:

$$\begin{aligned} X_1 &= (Y_1 - a_{12}X_2 - a_{13}X_3)/a_{11} \\ X_2 &= (Y_2 - a_{21}X_1 - a_{23}X_3)/a_{22} \\ X_3 &= (Y_3 - a_{31}X_1 - a_{32}X_2)/a_{33} \end{aligned} \quad (10)$$

Sean X_1^0, X_2^0, X_3^0 , valores iniciales estimados a priori de la solución del sistema (9), entonces, reemplazando estos valores en (10) se tiene:

$$\begin{aligned} X_1^1 &= (Y_1 - a_{12}X_2^0 - a_{13}X_3^0)/a_{11} \\ X_2^1 &= (Y_2 - a_{21}X_1^0 - a_{23}X_3^0)/a_{22} \\ X_3^1 &= (Y_3 - a_{31}X_1^0 - a_{32}X_2^0)/a_{33} \end{aligned} \quad (11)$$

El procedimiento continúa hasta que se satisface algún “criterio de convergencia” tal como, por ejemplo, el indicado en (12), donde ε es una cantidad de valor pequeño y positivo. A cada etapa del proceso se le denomina “iteración”.

$$|X_i^{k+1} - X_i^k| \leq \varepsilon \quad \text{con } i = 1, 2, 3 \quad (12)$$

Aplicando el método a un sistema de n ecuaciones con n incógnitas; para la incógnita X_i , después de k iteraciones, y con $i = 1, 2, \dots, n$; se puede escribir:

$$X_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} [Y_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n a_{ij} X_j^k] \quad (13)$$

Los inconvenientes de este procedimiento son el gran número de pasos que se requiere para llegar al resultado y la ocurrencia relativamente alta de situaciones en que no hay convergencia, por lo que no se utiliza para resolver el problema de cálculo de los voltajes de la ecuación (8). Sin embargo, constituye la base para la formulación del Método de

Gauss-Seidel, lo que justifica su análisis [17]. Al aplicar la ecuación (13) al problema de cálculo de los voltajes en las barras del sistema de ecuaciones (8) se obtiene:

$$\dot{V}_p^{k+1} = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{(V_p^k)^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} \dot{V}_q^k \right] \quad (14)$$

Donde: $p = 1, 2, 3, \dots, n$; $q = 1, 2, 3, \dots, n$ y $p \neq s$ (barra slack).

La ecuación (14) se conoce como método de Gauss Y_B , porque usa el Método de Gauss y se trabaja con la matriz admitancia de barras del sistema eléctrico. La expresión es válida sólo para las barras de carga. En el caso en que el SEP contenga barras de tensión controlada, la ecuación (14) debe ser modificada, pues en este tipo de barras no se conoce el valor de la potencia reactiva Q_p . Por lo dicho en el párrafo anterior, las modificaciones requeridas se estudiarán al considerar el Método de Gauss-Seidel Y_B [17].

2.3.3.2. METODO DE GAUSS – SEIDEL

Corresponde a una modificación del método de Gauss tendiente a acelerar la convergencia del proceso iterativo. En el método de Gauss se calculan todos los valores de las incógnitas correspondientes a una iteración y luego se emplean para determinar los nuevos valores de las incógnitas en la iteración siguiente. En el método de Gauss-Seidel en cambio, los valores calculados en una iteración determinada, se utilizan inmediatamente para calcular los valores de las incógnitas que restan por calcular en la misma iteración [17].

Aplicación al cálculo de los flujos de potencia: El cálculo de las tensiones de barras aplicando el procedimiento explicado anteriormente es distinto según sean los tipos de barras existentes en el SEP. Por ello se considerarán en primer lugar los sistemas con barras de carga y flotante solamente, por ser el caso más simple. A continuación se analizará la situación de las barras de tensión controlada [17].

Sistemas con barras de carga, tensión controlada y flotante: Normalmente un Sistema Eléctrico de Potencia incluye además de las barras de carga y flotante (Slack), barras de tensión controlada (BTC) que tienen por objeto permitir regular la tensión en uno o varios puntos del sistema. En las barras de tensión controlada debe existir una fuente regulable de potencia reactiva para poder cumplir su cometido.

Debido a que en este tipo de barra sólo se conocen el módulo de la tensión y la potencia activa, es necesario calcular previamente la potencia reactiva, antes de emplear la ecuación (15) para determinar el voltaje complejo en ella.

$$\dot{V}_p^{k+1} = \frac{1}{Y_{pp}} \left[\frac{P_p - jQ_p}{(V_p^k)^*} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq} \dot{V}_q^{k+1} - \sum_{q=p+1}^n Y_{pq} \dot{V}_q^k \right] \quad (15)$$

Donde: $p = 1, 2, 3, \dots, n$; $q = 1, 2, 3, \dots, n$ y $p \neq s$ (Barra Slack).

A partir de la ecuación para la barra p de la expresión (8), se puede escribir:

$$S_p^* = P_p - jQ_p = V_p^* (Y_{p1} \dot{V}_1 + Y_{p2} \dot{V}_2 + \dots + Y_{pp} \dot{V}_p + \dots + Y_{pn} \dot{V}_n)$$

$$S_p^* = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} \dot{V}_q \quad (16)$$

Es decir:

$$Q_p = -\text{Imag}\{V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} \dot{V}_q\} \quad (17)$$

Cuando se emplea la ecuación (15) en una BTC, el valor de Q_p , que debe emplearse corresponde al indicado por la ecuación (17), el que se debe actualizar en cada iteración. Al determinar el voltaje, debe tenerse en cuenta que su módulo en esta barra está especificado y por lo tanto sólo puede cambiar su ángulo [17].

Límites de Potencia reactiva en una Barra de tensión Controlada: En el cálculo del flujo de potencias en un SEP con Barras de tensión controlada es necesario tomar en cuenta los límites de potencia reactiva de las fuentes de potencia.

Sea p una BTC, entonces el valor de Q_p se puede escribir como:

$$Q_p = Q_{Gp} - Q_{Cp} \quad (18)$$

Además:

(Q_{Gp}) máx: Valor máximo de generación de potencia reactiva de la fuente.

(Q_{Gp}) mín: Valor mínimo de generación de potencia reactiva de la fuente.

Q_{Cp} : Potencia reactiva de la carga en la barra

Los límites de potencia reactiva para la barra p serán:

$$(Q_p)_{\text{mín}} \leq Q_p \leq (Q_p)_{\text{máx}} \quad (19)$$

Dónde:

$$(Q_p)_{\text{mín}} = (Q_{Gp})_{\text{mín}} - Q_{Cp}$$

$$(Q_p)_{\text{máx}} = (Q_{Gp})_{\text{máx}} - Q_{Cp}$$

Si el valor de la potencia reactiva calculado según (17) en una iteración cualquiera k, Q_p^k , excede el límite máximo o mínimo prefijado, significa que es imposible obtener una solución con la tensión especificada en esta barra y en consecuencia, ella debe ser considerada como una barra de carga en esa iteración, en la cual la potencia reactiva es igual al límite superior e inferior según corresponda. En las iteraciones siguientes, el

método intentará mantener el voltaje especificado originalmente en esa barra, siempre que no se violen los límites de Qp. Esto es posible, porque pueden ocurrir cambios en otros puntos del sistema, que lo permitan [17].

2.3.3.3. METODO DE NEWTON RAPHSON

Este es un método sofisticado con un gran volumen de cálculos, pero asegura convergencia en un mayor número de veces y además en forma más rápida. El problema matemático a resolver consiste en n relaciones no lineales del tipo $f(x_i)=0$. Es decir, se trata de un sistema de n ecuaciones de la forma:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2 \dots \dots \dots, x_n) &= 0 \\ f_2(x_1, x_2 \dots \dots \dots, x_n) &= 0 \\ &\vdots \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2 \dots \dots \dots, x_n) &= 0 \end{aligned} \tag{20}$$

Aplicación al cálculo de flujos de potencia: En el caso de un Sistema de Potencia, los X_i corresponden a las tensiones de las barras (módulo y ángulo), es decir:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} = -[J^k]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} \tag{21}$$

Dónde:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp} & - P^{calc} \\ Q^{esp} & - Q^{calc} \end{bmatrix}$$

Donde P^{esp} y Q^{esp} son los valores de P y Q especificados o programados y P^{calc} y Q^{calc} son los respectivos valores que se van calculando en cada iteración. Para mayor comodidad, a los valores calculados, se les eliminará el superíndice calc, es decir, se designarán simplemente como P y Q.

Según la ecuación (16) se pueden obtener a partir de

$$\dot{S}_p = P_p + JQ_p = \dot{V}_p \sum_{q=1}^n Y_{pq} \dot{V}_q^* \tag{22}$$

Expresando los voltajes de barras en forma polar y las admitancias de línea en forma rectangular se tiene que:

$$\dot{V}_p = V_p \angle \theta_p ; \quad \dot{V}_q = V_q \angle \theta_q \quad y \quad \dot{Y}_{pq} = G_{pq} + jB_{pq} \quad (23)$$

Reemplazando (23) en (22), con $\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q$ se obtiene:

$$\dot{S}_p = P_p + jQ_p = \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} - jB_{pq}) (\cos \theta_{pq} + j \sin \theta_{pq}) \quad (24)$$

Con la que finalmente se obtiene:

$$P_p = \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}) \quad (25)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})$$

A partir de (21) y (25), ΔP y ΔQ para la barra p se pueden determinar como:

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}) \quad (26)$$

$$\Delta Q_p = Q_p^{esp} - \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})$$

Por lo anterior, a manera de resumen se puede concluir lo siguiente:

- Para las barras o nodo PV y PQ

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}) \quad (27)$$

- Para las barras o nodos PQ

$$\Delta P_p = P_p^{esp} - \sum_{q=1}^n V_p V_q (G_{pq} \sin \theta_{pq} + B_{pq} \cos \theta_{pq}) \quad (28)$$

- Para la barra o nodo Slack no se requieren ecuaciones.

En las ecuaciones anteriores, las magnitudes de las tensiones en las barras PV y Slack al igual que el ángulo en la barra Slack no son variables, sino que se mantienen en sus valores especificados. Por lo tanto, el sistema formulado incluye dos ecuaciones para cada barra PQ y una para cada barra PV. Las variables del problema son V y θ para cada barra PQ y θ para cada barra PV.

Por razones prácticas se da a la barra Slack el número n y se colocan los primeros números a las barras PQ. Luego si se tiene m barras PQ, se tendrá (n-m-1) barras con control de voltaje (barras PV). Por lo tanto la ecuación (21) queda

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (29)$$

Con ΔP y ΔQ calculados según la ecuación (26). Luego, los valores actualizados para θ y V son:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^{k+1} \\ \Delta V^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^k \\ V^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (30)$$

Despejando ΔP y ΔQ de (29), considerando la matriz jacobiana y arreglando adecuadamente, para hacer más fácil el manejo de las ecuaciones, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\delta\Delta P}{\delta\theta} & V \frac{\delta\Delta P}{\delta V} \\ \frac{\delta\Delta Q}{\delta\theta} & V \frac{\delta\Delta Q}{\delta V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (31)$$

Si se tiene n nodos, m de carga, 1 libre y n-m-1 de voltaje controlado las dimensiones de las submatrices que forman el Jacobiano son:

$$[H] \text{ es de } (n-1) \times (n-1) \quad [N] \text{ es de } (n-1) \times m$$

$$[M] \text{ es de } m \times (n-1) \quad [L] \text{ es de } m \times m$$

Según lo anterior, la matriz Jacobiana completa es cuadrada y de dimensión, [(n-1)+m] x [(n-1)+m], a partir de (31), se obtiene que:

$$\begin{aligned} H_{pq} &= \frac{\delta\Delta P_p}{\delta\theta_q} & N_{pq} &= V_q \frac{\delta\Delta P_p}{\delta V_q} \\ M_{pq} &= \frac{\delta\Delta Q_p}{\delta\theta_q} & L_{pq} &= V_q \frac{\delta\Delta Q_p}{\delta V_q} \end{aligned} \quad (32)$$

Considerando (26), se pueden determinar todos los elementos de la matriz Jacobiana como sigue:

- para $p \neq q$

$$\begin{aligned}
 H_{pq} &= -V_p(G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})V_q \\
 N_{pq} &= -V_p(G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq})V_q \\
 M_{pq} &= V_p(G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq})V_q \\
 L_{pq} &= -V_p(G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})V_q
 \end{aligned} \tag{33}$$

Se puede apreciar, que por la forma de la ecuación (31):

$$\begin{aligned}
 H_{pq} &= L_{pq} \\
 N_{pq} &= -M_{pq}
 \end{aligned} \tag{34}$$

- Para $p = q$

$$\begin{aligned}
 H_{pp} &= B_{pp}V_p^2 + Q_p \\
 N_{pp} &= -G_{pp}V_p^2 - P_p \\
 M_{pp} &= G_{pp}V_p^2 - P_p \\
 L_{pp} &= B_{pp}V_p^2 - Q_p
 \end{aligned} \tag{35}$$

Las expresiones (34) y (35) muestran lo importante que fue el haber planteado la matriz Jacobiana tal como se hizo en (31). Utilizando este tipo de coordenadas, el valor de Q en las barras PV puede ser calculado luego que el proceso haya convergido [17].

2.3.4. PAQUETES COMPUTACIONALES PARA LA SIMULACION DEL FLUJO DE CARGA

- **MATLAB** (MATPOWER o Algoritmos desarrollados de manera independiente)
- **NEPLAN**
- **DIGSILENT**
- **POWER WORLD**
- **ETAP**
- **CYME**
- **ANSI SHORT CIRCUIT**

- POWER PROTECTOR
- SPECTRUM
- ARC FLASH
- RETScreen INTERNATIONAL
- PVSYST
- MAQSINV6.EXE
- CYMTCC
- CYMCAP

2.4. COLAPSO (BLACKOUT)

Se denomina así al estado que alcanza un sistema eléctrico y en el cual se deja de atender una cantidad importante o la totalidad de la carga del sistema y que es antecedido por una secuencia de eventos que normalmente están ligados al fallo de alguno de los elementos del sistema eléctrico de potencia. Los colapsos pueden ser originados por un defecto de la subestación eléctrica, por daños en las líneas de transmisión, daños en el sistema de distribución, cortocircuitos o sobrecargas inesperadas en sistemas con circuitos muy próximos a su límite de capacidad. Las consecuencias de este fenómeno son considerables, la principal es la pérdida de sincronismo del sistema eléctrico, ya que, retomar dicho sincronismo es una tarea laboriosa, que puede tomar un tiempo considerable para su realización [3]. En principio cualquier sistema eléctrico es susceptible al colapso.

Figura 6. Apagón (blackout) del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 14 de Agosto del 2003



El proceso que conduce a un colapso eléctrico (*blackout*) se origina cuando un elemento del sistema sale de operación de forma imprevista. La salida de este elemento provoca que el flujo de potencia (no lineal) a través de sistema se redistribuya, lo que puede llevar a que otros elementos, tales como; líneas de transmisión y transformadores se sobrecarguen, si no existe redundancia de capacidad en el sistema. Las sobrecargas

pueden provocar la activación de las protecciones correspondientes y de esta forma los elementos que se encuentran más sobrecargados del sistema salen de operación, ocasionando que a su vez otros elementos se sobrecarguen y también salgan de operación. Esta secuencia puede continuar hasta que la mayoría o todo el sistema quede desconectado [5]. Esto es denominado el efecto cascada.

2.5. ESTRATEGIAS DE SEGURIDAD.

Los esquemas de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia deben proteger las partes más importantes de la red y deben procurar mantener en operación la mayor parte del sistema eléctrico. La idea fundamental es reducir el impacto de los eventos cuando estos aparecen estableciendo procedimientos que conduzcan al aislamiento de la falla y dejando fuera de servicio la menor cantidad de usuarios.

Existe un esquema de seguridad basado en dos estrategias que se combinan [7]. La primera consiste en dividir el sistema en subsistemas (**Active Splitting**) y la segunda consiste en desconectar algunas cargas (**Load shedding**). El módulo de separación se basa en los conceptos de la teoría de grafos y la desconexión de carga se basa en esquemas automáticos de deslastre asociados a la frecuencia del sistema (UFLS: under-frequency load shedding) [13].

2.5.1. DIVISION DEL SISTEMA (ACTIVE SPLITTING)

En esta primera etapa el operador del sistema eléctrico de potencia puede aprovechar la capacidad de la red de dividirse en 2 o más subsistemas. Esta separación controlada permite separar la zona de falla y proteger el área principal de efectos en cascada, de esta forma se evita que una contingencia pueda dar origen a un colapso (*blackout*) [13].

2.5.2. DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING)

Las protecciones en un sistema eléctrico de potencia hacen parte de una estrategia diseñada para detectar condiciones críticas del sistema. Si una condición crítica es detectada, las protecciones actuarán para contrarrestarla de manera controlada. Uno de los esquemas más comunes de protección está basada en la detección de baja frecuencia también denominado **deslastre de carga (UFLS)**. La desconexión de carga (**Load shedding**) tiene como propósito reducir el desequilibrio entre generación y carga, de este modo se pueden reestablecer las condiciones normales de funcionamiento y evitar desviaciones de frecuencia. Este esquema resulta muy efectivo y económico para reestablecer el funcionamiento normal en situaciones de emergencia [13].

Figura 7. Diagrama del esquema de seguridad basado en la división activa y control de frecuencia de carga (Deslaste de Carga).



2.5.3. RACIONAMIENTO TECNICO

Esta estrategia consiste en reducir la tensión de los nodos de carga del sistema que tienen un comportamiento tipo impedancia constante con el propósito de reducir el consumo del sistema. Por ejemplo, al disminuir la tensión de una carga de calefacción (hornos eléctricos de resistencia, hornillas eléctricas, bombillas incandescentes, etc) se reduce el consumo de potencia y la corriente en la carga. De esta forma se disminuye el consumo sin retirar usuarios del servicio. A través de este procedimiento es posible mantener el sistema operando en condición normal cuando se presentan algunas perturbaciones. Esta estrategia no resulta útil en circuitos con carga tipo potencia constante ya que al reducir la tensión se puede incrementar la corriente del sistema produciendo un efecto contrario al deseado. Esto ocurre en sistemas con componentes importantes de cargas motorizadas. En la práctica, para implementar esta estrategia de seguridad, se manipulan los taps de los transformadores en las subestaciones eléctricas, de esta forma las cargas domiciliarias (resistivas) disminuyen su demanda de potencia.

CAPITULO 3

COLAPSOS

3.1. RESEÑA DE CASOS

En el cuadro 1 se presenta una reseña de casos de colapsos o *blackouts* que han ocurrido a nivel mundial. Se muestra el lugar de ocurrencia, la fecha, el número de personas afectadas, la causa y su duración. Los casos más críticos se resaltan en color.

Cuadro 1. Reseña de casos de colapsos a nivel mundial.

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón del Noreste de Estados Unidos de 1965	9 de noviembre de 1965	Ocurrió a causa de un colapso en la red eléctrica que une la costa entre Estados Unidos y Canadá, los sistemas de protección de la red eléctrica fallaron.	30 millones de personas, en 8 estados.	Estados Unidos	14 horas
Apagón de Ledesma de 1976	20 de julio de 1976	Fue causado por los militares durante el Proceso de Reorganización Nacional, las fuerzas armadas provocaron el apagón para poder capturar estudiantes, sindicalistas o personas involucradas con pensamientos de izquierda, o con la guerrilla.	Todo el partido de Ledesma.	Partido de Ledesma, Argentina	7 días
Apagón de Nueva York de 1977	13 al 14 de julio de 1977	Fue a causa de una tormenta eléctrica que terminó destruyendo un transformador.	10 millones de personas.	Estados Unidos	25 horas
Apagón de HydroQuebec de 1989	13 de marzo de 1989	Este apagón fue algo peculiar, ya que fue a causa de una tormenta solar.	6 millones de personas.	Canadá	9 horas
Apagón de Auckland de 1998	19 de febrero de 1998	La razón de dicho apagón fue que los cables subterráneos que abastecían energía a la ciudad colapsaron, estos cables no habían sido cambiados, eran viejos y estaban muy deteriorados.	6 millones de personas.	Nueva Zelanda	66 días
Apagón de sur de Portugal de 2000	9 de mayo de 2000	Fue a causa de un corto circuito, que fue provocado cuando una cigüeña construyó un nido arriba de una torre de alta tensión, provocando así el corto circuito entre los hilos conductores.	2 millones de usuarios.	Portugal	Más de una hora

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Brasil de 2002	22 de enero de 2002	Se cayeron tres líneas de transmisión, procedentes de la fábrica de Itaipu.	100 millones de personas.	San Pablo, Río de Janeiro, Minas Gerais y Brasilia, Brasil	1 hora
Apagón del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 2003	14 de agosto del 2003	Esta interrupción de 63 GW de energía, fue a causa de la poca inversión que dio Estados Unidos a la electricidad.	8 estados de Estados Unidos y 2 provincias de Canadá, un total de 50 millones de personas.	Estados Unidos y Canadá	2 horas
Apagón de Italia de 2003	28 de septiembre de 2003	Se debió a la caída de un árbol sobre una línea eléctrica en Suiza, este país le importa energía a Italia, lo que ocasionó la pérdida de energía a aquel país también.	56 millones de personas.	Italia	3 horas
Apagón de Grecia de 2004	12 de julio de 2004	El apagón fue causado por un problema en la línea de alta tensión que suministra energía al sur de Grecia, desde la central eléctrica de Ptolemaida.	7 millones de personas.	Sur de Grecia	Más de una hora
Apagón de Brasil de 2004	27 de septiembre de 2004	Este apagón se dio por el fallo en una subestación del estado de Sergipe.	47 millones de personas	Los estados de Maranhão, Piauí, Ceará, Río Grande do Norte, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Sergipe y Bahía, Brasil.	1 hora
Apagón de Buenos Aires de 2004	23 de octubre de 2004	El apagón se produjo cuando se quemó un transformador de la red de alta tensión, en una hora, Edenor solucionó el problema.	600.000 personas afectadas	Ciudad de Buenos Aires, Argentina	1 hora
Apagón de Indonesia de 2005	18 de agosto de 2005	Todo se produjo debido a una falla en la línea que va desde Cilegon a Saguling, esto se produjo alrededor de las 10:23.	100 millones de personas.	Indonesia	5 horas
Apagón de Los Ángeles de 2005	12 de septiembre de 2005	Fue porque un trabajador cortó una importante línea eléctrica, y al volver a conectarla, se activó el sistema automático preventivo, el cual actúa cuando esta línea se corta, este sistema genera una serie de apagones en el resto de los generadores de la zona.	130.000 de clientes.	Los Ángeles, California	Una hora y media
Apagón de Lima del 2006	23 de octubre de 2006	Fue por un corto circuito en una torre de energía, provocado por el choque de un globo aerostático, durante la celebración del cumpleaños del alcalde Gustavo Sierra Ortiz.	500.000 de personas	En los distritos de Lince, Miraflores, San Isidro y Surquillo (en un 90% de su territorio) y Barranco, La Victoria, San Borja y San Luis (en un 20%), Perú.	1 hora

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Europa Occidental de 2006	4 de octubre de 2006	El origen del problema se presentó en Alemania, en el estado de Renania del Norte Westfalia, el apagón se produjo por una reacción en cadena que afectó a parte de Francia, Bélgica, Holanda, Italia, España y Portugal.	5 millones	Europa Occidental y otros países	30 minutos
Apagón mundial durante cinco minutos	1 de febrero de 2007	El objetivo era protestar contra el "Cambio climático". La propuesta fue lanzada por Greenpeace y aceptada por gran parte de la población mundial. Una gran cantidad de gobiernos se fueron sumados a la propuesta.	72 organizaciones	Mundial	5 minutos
Apagón de Costa Rica de 2007	24 de abril de 2007	Costa Rica ya había declarado el estado de emergencia nacional, al tener constantes apagones eléctricos por desabastecimiento energético. Una de las razones principales de este hecho, fue que los ríos en los que cruzaban las represas hidroeléctricas se habían secado, a la vez de este hecho, tres plantas térmicas tenían fallas	Gran parte del país.	Costa Rica	46 minutos
Apagón de Colombia de 2007	26 de abril de 2007	La falla se presentó cuando uno de los interruptores de la subestación Torca en el norte de Bogotá donde llegan las líneas de alta tensión, no se abrió correctamente lo que desencadenó un efecto dominó de apagón en todo el país.	El 92% del territorio, un total de 25 millones de personas.	Colombia	3 horas
Apagón de Buenos Aires de 2007	17 de mayo de 2007	El siniestro fue a causa de un incendio en la subestación de Transener, causa el apagón en gran parte de la zona sur y oeste del Conurbano Bonaerense y el Sur de la Ciudad de Buenos Aires, también el incendio afectó a los partidos de Almirante Brown, Esteban Echeverría y Quilmes.	168.000 usuarios.	Ciudad Autónoma de Buenos Aires	3 horas
Apagón de Barcelona de 2007	23 de julio de 2007	La causa fue un incendio en la subestación Maragall, en dos transformadores.	283.000 personas.	España	58 horas
Apagón de Chenzhou de 2008	Entre enero y febrero de 2008	Este apagón fue en consecuencia por las grandes tormentas invernales que azotaron al centro de China. Un total de 11 técnicos fallecieron en su trabajo, intentado restablecer la electricidad.	4 millones	China, Chenzhou	10 días
Apagón de Venezuela de 2008	29 de abril de 2008	El apagón fue por un incendio forestal cerca de la estación hidroeléctrica del embalse de Guri que es la más importante del país ya que ella distribuye la electricidad a todo el territorio, lo que llevó a un corto circuito en las líneas eléctricas. También los incendios forestales provocaron la caída de algunas torres de alta tensión.	La mitad del territorio venezolano, un 40%	Venezuela: Mérida, Lara, Zulia, Falcón, Bolívar, Táchira, Sucre y Caracas, entre otros	3 horas

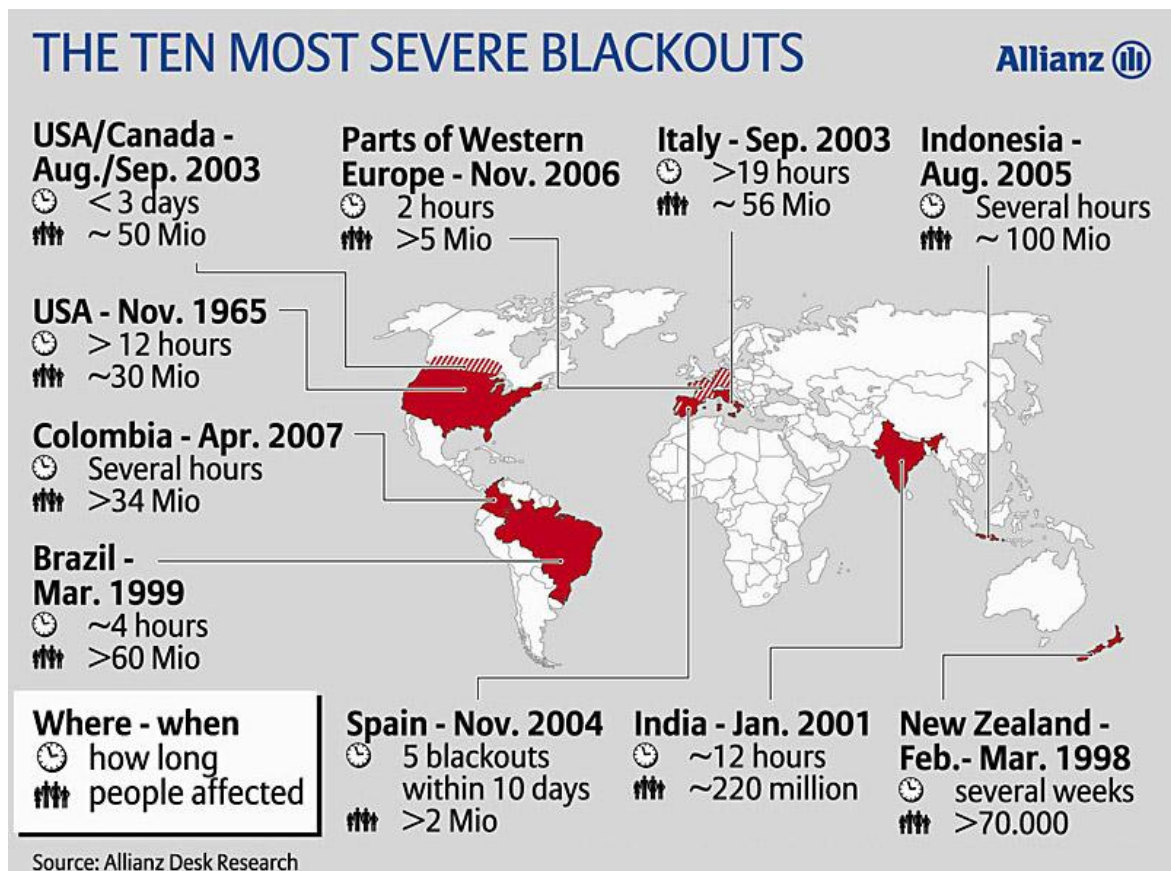
Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Monterrey y 2008	18 de marzo de 2008	Este apagón fue a causa de los fuertes vientos de 100 kilómetros por hora, la caída de árboles sobre las líneas eléctricas cortó el suministro eléctrico.	Un total de 330.000 usuarios	Monterrey y San Nicolás	1 día
Apagón Mundial por el cambio climático	23 de marzo de 2009	Unos 84 países en total se unieron y cortaron la luz por el cambio climático que sufre el mundo.	84 países	Mundial	1 hora
Apagón eléctrico de Brasil y Paraguay de 2009	10 de noviembre de 2009	El problema se originó en una subestación eléctrica de la central Represa de Itaipú, situada en la ciudad de Foz do Iguazu, Paraná, debido a la disminución de una línea de transmisión por una tormenta.	Fueron afectadas un total de 18 estados brasileños, junto a un 90% del territorio paraguayo.	Brasil y Paraguay	Media hora
Apagón de Salta de 2009	26 de noviembre de 2009	Se dio por una falla en el tendido eléctrico, lo que trajo un masivo corte de electricidad en el norte de la provincia, también por la ruptura de un transformador.	200.000 personas	Argentina: Provincias de Salta y Jujuy	12 horas
Apagón de Estados Unidos de 2010	6 de febrero de 2010	Fue por las grandes nevadas que azotaron a ese país (en algunos lugares las nevadas llegaron a los 70 centímetros), se llegó a declarar "estado de emergencia".	200.000 personas se quedaron sin electricidad	Estados Unidos	3 días
Apagón de Chile de febrero de 2010	27 de febrero de 2010	Fue producido por un fuerte terremoto.	13 millones, el 80% de la población chilena	Chile	Entre 30 minutos y 2 semanas
Apagón de Chile de 2010	14 de marzo de 2010	Se dio por una falla en la estación transformadora de Charrúa, en el sector de Los Ángeles, y por el fundimiento del segundo transformador de aquella planta, se encontraba a la espera de su reemplazo por problemas ocurridos durante el terremoto del 27 de febrero de 2010 de 8.8 MW en la escala de Richter, afectando una de las principales líneas de alto voltaje de 500 KV.	El apagón fue desde Taltal a Chiloé, un total de 12,5 millones de habitantes	Chile	Entre 1 y 6 horas
Apagón Mundial por el cambio climático	27 de marzo de 2010	El apagón de una hora, fue realizado en contra del cambio climático que está sufriendo el planeta, fue el tercer apagón mundial contra del cambio climático, contando al del 2007 de 5 minutos y en el 2009 de una hora, igual a este. El primer país en realizar el apagón fue Nueva Zelanda.	Aproximadamente 4000 ciudades en unos 120 países	Mundial	1 hora (de las 21:30 a las 22:30 hora local)

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Chile de 2011	24 de septiembre de 2011	Pasadas las 20.30 horas, un abrupto corte de luz afectó a las regiones desde Coquimbo hasta El Maule, además de parte de la Región de Atacama. El apagón se debió a una falla en el Sistema Interconectado Central, que suministra energía al 93% de la población del país, también se produjo una falla en el sistema de recuperación a distancia. Autoridades del país se refirieron al apagón como una "falla compleja" el cual además sumó caídas de sistemas de comunicación de telefonía móvil y del servicio de agua.	Afectó desde Copiapó a Talca, alrededor de 10 millones de personas.	Chile	Aprox. entre 1 a 5 horas
Apagón de Mexicali de 2011	8 de septiembre	Pasadas de las 3:30, un corte de luz se originó en Arizona que afectó parte de Baja California y Estados Unidos (Mexicali, Arizona, San Diego, Tijuana y Ensenada). El apagón se produjo por una falla en la planta de luz de Arizona. La falla también afectó el suministro de agua.	Un 92% o 3.5 millones de personas se vieron afectadas	Mexicali	Entre 7 y 6 horas
Apagón de India de 2012	31 de julio	El 31 de julio de julio 2012 se produce en la India unos de los más grandes apagones de la historia mundial, cuando se produjo una gran falla que dejó a medio país sin electricidad. Esto afectó a cientos de trenes, cientos de miles de hogares y otros establecimientos como la red que conecta estaciones de generación con los clientes se derrumbó por segunda vez en dos días.	670 millones	India	Entre dos días
Apagón de Gran Canaria de 2012	5 de diciembre	El apagón fue causado por una avería en una subestación de alta tensión compartida por Endesa y Red Eléctrica Española, situada en el Barranco de Tirajana, que se produjo sobre las 9:00. El incidente fue rápidamente solucionado y los últimos afectados recuperaron la luz pasadas las 11:00.	Unos 200.000 clientes en toda la isla, aprox. un 45% del total.	Gran Canaria	Entre 15 minutos y 2 horas (se fue reestableciendo paulatinamente)
Apagón de Panamá de 2013	25 de febrero	El apagón fue causado por la quema de herbazales registrada en el Ingenio Santa Rosa, este evento provocó que se partieran la línea de transmisión de la subestación, sobrecargando las plantas que en su momento estaban generando, las cuales comenzaron a colapsar una por una.	Más del 90% del territorio nacional	Panamá	5 horas
Apagón de Venezuela de 2013	03 de septiembre	El apagón que se originó a las 12:30 fue causado por una falla en la línea de alta tensión de 765 KW al país, la falla se pudo originar por una sobrecarga eléctrica en dicha línea, o por el retiro ilegal de una malla de protección de un tramo de dicha línea, y hasta un posible saboteo.	60% del territorio nacional	Estados Zulia, Lara, Miranda, Mérida, Carabobo, Apure, Vargas, Barinas, Falcon, Yaracuy, Cojedes.	Entre 3 y 5 horas.

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagones de Buenos Aires de 2013 y 2014	Diciembre de 2013 - Enero de 2014	Debido a una poderosa ola de calor, se registró un uso histórico de aires acondicionados en el conurbano bonaerense de Argentina, lo que generó prolongados apagones eléctricos, con lo que miles de vecinos pasaron Navidad y año nuevo a oscuras, causando protestas en contra de las pésimas medidas políticas sobre el uso energético.		Provincia de Buenos Aires.	Varias semanas.
Apagón en Soledad de 2014	4 de mayo-7 de mayo	El apagón que se originó a las 15:30 fue causado por una falla en la subestación eléctrica de 20 de julio en dicho municipio, de la empresa local Electricaribe. La falla afectó a los barrios noroccidente y suroccidente de Soledad y suroccidente de Barranquilla, tras apagón se suspendió el agua potable.	El 55% del territorio de Soledad	Soledad,	70 horas
			30% del territorio de Barranquilla	Barranquilla(suroccidente)	

Para una mejor visualización, en la figura 8 se muestra un mapa mundial con los de mayor impacto. También se realiza una síntesis en el cuadro 2 de los casos más críticos.

Figura 8. Mapa mundial con los 10 casos de blackouts más severos.



Cuadro 2. Reseña de casos de colapsos más críticos.

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Indonesia de 2005	18 de agosto de 2005	Todo se produjo debido a una falla en la línea que va desde Cilegon a Saguling, esto se produjo alrededor de las 10:23.	100 millones de personas.	Indonesia	5 horas
Apagón eléctrico de Brasil y Paraguay de 2009	10 de noviembre de 2009	El problema se originó en una subestación eléctrica de la central Represa de Itaipú, situada en la ciudad de Foz do Iguacu, Paraná, debido a la disminución de una línea de transmisión por una tormenta.	Fueron afectadas un total de 18 estados brasileños, junto a un 90% del territorio paraguayo.	Brasil y Paraguay	Media hora
Apagón de Italia de 2003	28 de septiembre de 2003	Se debió a la caída de un árbol sobre una línea eléctrica en Suiza, este país le importa energía a Italia, lo que ocasionó la pérdida de energía a aquel país también.	56 millones de personas.	Italia	3 horas
Apagón del Noreste de Estados Unidos y Canadá de 2003	14 de agosto del 2003	Esta interrupción de 63 GW de energía, fue a causa de la poca inversión que dio Estados Unidos a la electricidad.	8 estados de Estados Unidos y 2 provincias de Canadá, un total de 50 millones de personas.	Estados Unidos y Canadá	2 horas
Apagón del Noreste de Estados Unidos de 1965	9 de noviembre de 1965	Ocurrió a causa de un colapso en la red eléctrica que une la costa entre Estados Unidos y Canadá, los sistemas de protección de la red eléctrica fallaron.	30 millones de personas, en 8 estados.	Estados Unidos	14 horas

En el cuadro 3, se enuncian 2 casos de colapsos locales.

Cuadro 3. Reseña de casos de colapsos locales.

Artículo	Fecha	Causa	Afectados	Ubicación	Duración
Apagón de Colombia de 2007	26 de abril de 2007	La falla se presentó cuando uno de los interruptores de la subestación Torca en el norte de Bogotá donde llegan las líneas de alta tensión, no se abrió correctamente lo que desencadenó un efecto dominó de apagón en todo el país.	El 92% del territorio, un total de 25 millones de personas.	Colombia	3 horas
Apagón en Soledad de 2014	4 de mayo- 7 de mayo	El apagón que se originó a las 15:30 fue causado por una falla en la subestación eléctrica de 20 de julio en dicho municipio, de la empresa local Electricaribe. La falla afectó a los barrios noroccidente y suroccidente de Soledad y suroccidente de Barranquilla, tras apagón se suspendió el agua potable.	El 55% del territorio de Soledad	Soledad	70 horas
			30% del territorio de Barranquilla	Barranquilla (suroccidente)	

3.2. TIPOS DE COLAPSOS

3.2.1. COLAPSOS DE TENSION

El colapso de tensión constituye uno de los fenómenos más estudiados en los sistemas de energía eléctrica durante los últimos años. El colapso de tensión está íntimamente relacionado con el estudio de la estabilidad de tensiones. Pese a que la estabilidad de tensiones es un fenómeno de naturaleza fundamentalmente dinámica, se puede medir el grado de inestabilidad de las tensiones de un sistema de energía eléctrica utilizando un modelo estático [18].

3.2.1.1. CAUSAS DE LOS COLPASOS DE TENSION

Las causas fundamentales por las que un sistema eléctrico de potencia alcanza el colapso de tensiones, se presentan a continuación:

- **Potencia Reactiva generada/absorbida por los generadores**

Un mal ajuste de las tensiones de consigna en la regulación de la potencia reactiva de los generadores puede derivar en corrientes por las líneas demasiado elevadas, que provocan grandes caídas de tensiones en las mismas.

- **Sistemas con grandes desequilibrios generación- demanda entre áreas (grandes transferencia de energía entre las áreas)**

El exceso de transporte de energía entre áreas de intercambio a través de las líneas de interconexión, provoca que en éstas las corrientes sean elevadas, lo que contribuye a grandes caídas de tensión.

- **Grupos en sus límites de generación o absorción de potencia reactiva**

La saturación del límite máximo de generación de potencia reactiva en un generador, desemboca en una disminución de su tensión de consigna. Esto provoca que, para transportar la misma potencia a nodos cercanos, la corriente por las líneas deba crecer, aumentando la caída de tensión en dichas líneas (análogo en el caso del límite inferior).

- **Pérdida de uno o más elementos de la red: líneas, generadores, transformadores, etc.**

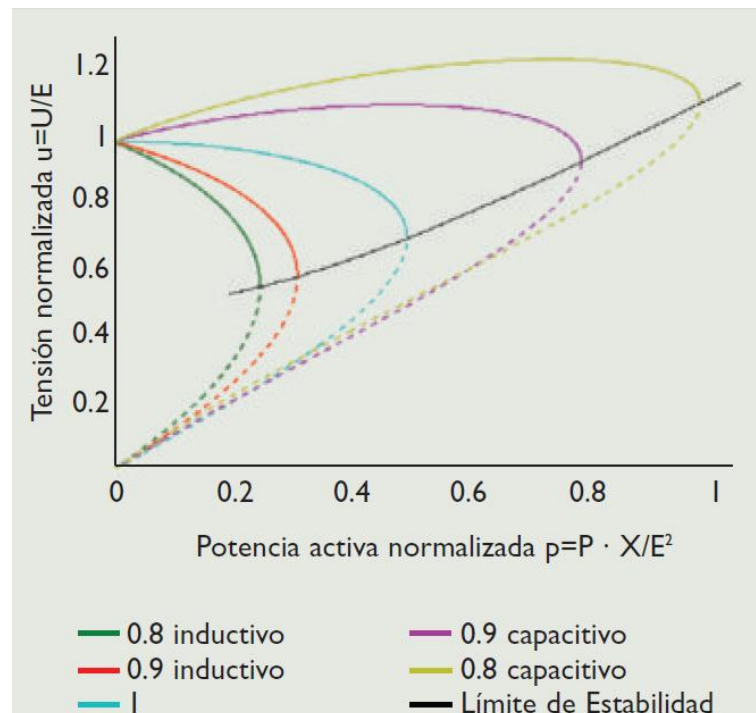
En el caso de líneas y/o transformadores, la pérdida de cualquiera de estos elementos conlleva por lo general a un reparto de los flujos por otras líneas, que como consecuencia ven aumentadas sus pérdidas. En el caso de generadores, si una gran parte de la generación perdida la asumen generadores de otras áreas de intercambio, tiene como consecuencia un aumento del transporte de energía.

Sin embargo, desde un punto de vista estrictamente matemático, el grado de inestabilidad de tensiones de un sistema de energía eléctrica depende directamente de la distancia existente entre el punto inicial de funcionamiento y el punto límite de las ecuaciones estáticas del sistema (flujo de cargas). Este punto es conocido como punto de colapso de tensiones.

El **punto de colapso** se caracteriza matemáticamente por constituir una **bifurcación silla-nodo** de las ecuaciones estáticas del sistema. Las bifurcaciones silla-nodo se caracterizan por presentar una matriz jacobiana, de las ecuaciones de estado, que resulta singular, esto es, con al menos un valor propio nulo. **Esta propiedad matemática de las bifurcaciones silla-nodo es la responsable de que los métodos tradicionales de resolución del flujo de cargas, tales como Gauss-Seidel o Newton- Rhapson, presenten serios problemas de convergencia en las cercanías del punto de colapso de tensiones.**

En la figura 9, se puede observar la gráfica que lleva el nombre “curvas de nariz”. Este apelativo se da para las curvas tensión-carga. En el caso de carga inductiva se aprecia cómo el módulo de la tensión de la carga disminuye cada vez más rápido a medida que crece dicha carga. Por otro lado, cuanto más inductiva es la carga más cerca se está del punto de colapso. Por el contrario, para el caso de carga capacitiva, la tensión aumenta con la carga en un principio, sin embargo, este crecimiento alcanza un máximo, a partir del cual la tensión también cae con el incremento de la carga, como en el caso de carga inductiva.

Figura 9. Familia de curvas V-P en función del factor de potencia de la carga.



La distancia hasta el punto de colapso de tensiones se puede medir variando gradualmente uno o más parámetros de las ecuaciones del flujo de cargas (despachos de potencia en nodos, reactancias, tomas de transformadores, impedancias de líneas, etc.) hasta alcanzar dicha bifurcación. Sin embargo, la medida más utilizada es la que se obtiene variando el despacho inicial de potencia activa y reactiva, generada y consumida, en una determinada dirección, controlando la magnitud de dicha variación mediante un parámetro conocido como factor de carga [18].

3.2.1.2. GENERALIZACION A UN SISTEMA DE N NODOS

La estabilidad de los sistemas de energía eléctrica depende de múltiples factores que contribuyen en mayor o menor medida a la proximidad del sistema a su límite de operación estática. Sin embargo, en los nodos de carga la característica potencia total demandada-módulo de tensión es *cualitativamente* igual a las curvas de nariz expuestas en la sección anterior. En sistemas poco cargados, las tensiones tienden a caer lentamente a medida que aumenta la carga. Sin embargo, esa caída tiende a acelerarse cada vez más conforme el sistema se acerca al punto de colapso, alcanzado el punto de colapso. Cualquier aumento en la carga del sistema da origen a un sistema de ecuaciones sin solución.

Las ecuaciones de estado de las que se parte son las del flujo de carga tradicional, esto es:

$$P(\theta, V) - P^{ESP} = 0 \quad (36)$$

$$Q(\theta, V) - Q^{ESP} = 0 \quad (37)$$

Dónde:

V, θ : Vectores de los módulos y argumentos de la tensión de los nudos.

P, Q: Vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada calculada.

P^{ESP}, Q^{ESP}: Vectores de potencia activa y reactiva neta inyectada especificada.

Como ya se comentó anteriormente, el punto de colapso se puede alcanzar variando un gran número de parámetros del sistema (despachos de potencia, tensiones de consigna de grupos, impedancia de líneas, etc.), sin embargo, la bifurcación que se busca usualmente es la que se alcanza haciendo variar el despacho inicial de potencia, en una dirección concreta, controlando esta variación mediante un parámetro denominado factor de carga.

Sean ΔP^{ESP} y ΔQ^{ESP} los vectores de la variación parametrizada de la potencia activa y reactiva neta inyectada especificada. Por otro lado, sea λ el factor de carga que controla la magnitud de dicha variación. Con esto se formula a continuación la forma ampliada de las ecuaciones del flujo de cargas:

$$P(\theta, V) - P^{ESP} - \lambda * \Delta P^{ESP} = 0 \quad (38)$$

$$Q(\theta, V) - Q^{ESP} - \lambda * \Delta Q^{ESP} = 0 \quad (39)$$

El problema de detección del punto de colapso de tensiones consistirá por tanto en lo siguiente: partiendo de un caso inicial ($\lambda=0$), obtener el máximo λ para el cual las ecuaciones ampliadas del flujo de cargas (38) y (39) tienen solución real. Para resolver dicho problema, existen dos grandes familias de algoritmos: técnicas de continuación y métodos de punto de colapso. Los algoritmos de la primera familia trazan mediante aproximaciones sucesivas las trayectorias de las variables de estado del sistema conforme uno o varios parámetros del sistema varían, hasta alcanzar el punto de colapso. Los algoritmos de la segunda familia, basándose en la afirmación de que en el punto de colapso la matriz jacobiana es singular y por tanto posee un valor propio nulo, localiza la bifurcación silla-nodo buscando el punto de equilibrio en el que aparece dicho valor nulo [18].

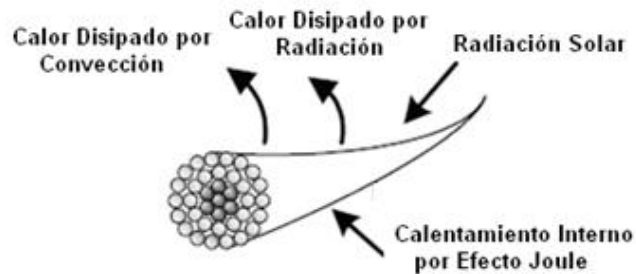
3.2.2. COLPASOS POR SOBREPASO DEL LIMITE DE CARGABILIDAD

3.2.2.1. CARGABILIDAD EN LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES

Este tipo de colapsos se presenta cuando la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores es sobrepasada, es decir, el flujo de potencia a través de estos elementos es mayor a la capacidad nominal [14], [20]. Cuando ocurre uno de estos sucesos, si se trata de una línea de transmisión lo más lógico es que si el flujo de potencia es mayor a la cargabilidad de la línea la protección correspondiente opere, pero si al correr el flujo de carga el operador del sistema observa que la sobrecarga en dicha línea es de un porcentaje bajo y sería una perturbación mayor sacar la línea de operación, es conveniente mantener la línea dentro del sistema. Si la sobrecarga ocurre en un transformador, lo más recomendado es sacar el equipo de operación, ya que por cuestiones técnicas, es decir si el transformador se llegase a averiar es más difícil reemplazarlo.

En la figura 10 se observan algunos de los factores que pueden influir en el cargabilidad de la línea, es decir, efectos climáticos como la temperatura ambiente, radiación solar y velocidad del viento [14].

Figura 10. Balance de calor del conductor (línea de transmisión)



$$Q_j + Q_s = Q_c + Q_r \quad (40)$$

$$I^2R + Q_s = Q_c + Q_r \quad (41)$$

Dónde:

Q_j : calor por Efecto Joule.

Q_s : calor de Radiación Solar.

Q_c : calor Disipado por Convección.

Q_r : calor Disipado por Radiación.

Por lo anterior se puede determinar qué condiciones externas como el clima puede afectar la cargabilidad de la línea de transmisión, es decir, la temperatura que alcanza el conductor depende del equilibrio térmico entre el calor generado, el calor absorbido y el calor disipado por el conductor [14].

3.2.2.2. METODOLOGIA DEL COLAPSO (BLACKOUT)

Teniendo en cuenta el concepto de cargabilidad se pasa a estudiar la metodología de estudio de un colapso de un sistema eléctrico de potencia. Este estado se origina cuando se presenta una perturbación en el sistema, generalmente una contingencia. Cuando esto sucede el flujo de carga del sistema se redistribuye y si la perturbación es crítica lo más posible es que otros elementos del sistema, ya sean líneas de transmisión o transformadores se sobrecarguen. Si esta es lo bastante alta para sacar la línea de operación, las protecciones actúan. En ocasiones cuando sale la segunda línea, es decir, la línea sobrecargada, el sistema se reestablece y sus elementos pueden seguir operando, pero en otras ocasiones al redistribuirse el flujo de carga se sobrecargan otros elementos de manera que estos también salen de operación por efecto de las protecciones. Este efecto es denominado efecto cascada, el cual puede desconectar en la mayoría de las ocasiones la totalidad de elementos del sistema. Es conveniente aclarar que se considera un colapso (*blackout*) cuando queda fuera del sistema un porcentaje representativo de la carga del sistema.

$$C_j = (1 + \alpha)L_j, \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (42)$$

Cuando todos los nodos están en la red, esta ópera en un estado de flujo libre en la medida en que $\alpha > 0$. Pero, la eliminación de nodos, en general, cambia la distribución de los flujos. Cualquier fallo conduce a una nueva distribución de las cargas y, como resultado, pueden originar nuevas fallas. Este proceso paso a paso es lo que llamamos un fallo en cascada. Se puede detener después de unos pocos pasos, pero también se puede propagar y desconectar una fracción considerable de la red. Una pregunta fundamental es, ¿bajo qué condiciones puede ocurrir un efecto en cascada global?

Si un efecto en cascada aísla un nodo del sistema y este nodo posee una carga relativamente pequeña, su eliminación no causará grandes cambios en el equilibrio generación-demanda y es poco probable que se produzca un colapso. Si la carga del nodo es relativamente grande, su eliminación afectará de manera significativa el balance y, posiblemente, se inicia una secuencia de fallos de sobrecarga. El resultado es el siguiente: (1) cascadas globales que ocurren si la red presenta una distribución muy heterogénea de cargas; (2) el nodo eliminado se encuentra entre los de mayor carga. De lo contrario, no se esperan cascadas. La distribución de cargas tiene a su vez una alta correlación con la distribución de enlaces, es decir, los nodos con mayor número de enlaces tienen una mayor carga. En el caso de una afectación a un nodo, se seleccionan aquellos con cargas altas o grados más grandes (número de enlaces en un nodo) [21].

3.3. METODOS DE ESTUDIO

En esta sección se presentan algunos de los métodos más utilizados en el estudio de colapsos de sistemas eléctricos de potencia.

Métodos Analíticos

Se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de la estabilidad de tensión, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan para definir soluciones preventivas y correctivas de la inestabilidad de tensión. Cada uno de estos métodos utiliza técnicas matemáticas que requieren de herramientas computacionales eficientes para el análisis en grandes sistemas de potencia. Los estudios analíticos se pueden realizar en forma estática, como los métodos basados en flujos de carga convencionales y los flujos de carga progresivos. También se pueden realizar análisis dinámicos de los estados del sistema como los transitorios, de pequeña señal y cuasi-estacionarios.

- **Flujos de potencia convencionales**

Son flujos de potencia estáticos que representan la variación de las tensiones en los nodos del sistema con respecto al cambio de la potencia de la carga. Estas técnicas calculan los estados, límites y márgenes de estabilidad de voltaje en el

sistema de potencia, para el estado normal de operación y después de contingencias. Sus resultados se utilizan para graficar la tensión versus la potencia y calcular los límites, márgenes, índices de proximidad a la inestabilidad, identificación de las áreas y los nodos o elementos débiles del sistema. Las técnicas desarrolladas para los métodos de flujos convencionales son: análisis de sensibilidad, análisis por equivalentes de red, singularidad de la matriz Jacobiana, diferencia vectorial y técnicas basadas en energía [19].

- **Flujos progresivos**

Son métodos de análisis estáticos basados en flujos de potencia continuos que buscan con precisión los límites de estabilidad de tensión. Estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales conocidos como métodos path-following (Kundur, 1994). En 1989 se presentó un algoritmo que obtenía el límite de estabilidad con gran precisión numérica (Ajarapu y Christy, 1989). En 1991 se presentó el flujo de potencia continuo, el cual utilizaba un vector tangente de predicción y un algoritmo de corrección para encontrar el límite (Ajarapu y Christy, 1991). En 1993 se utilizó este método para el análisis en grandes sistemas de transmisión AC/DC (Cañizares y Alvarado, 1993). En 1997 se mejoró la velocidad de cálculo para aplicaciones en línea (De Souza et al., 1997). En este mismo año se utilizó una técnica de continuación para calcular un índice con la tensión actual y el de máxima cargabilidad, antes y después de cada contingencia. Se dibujaron curvas PQ-V para representar la variación de la tensión ante el aumento de la potencia activa y reactiva de la carga (Hsiao-Dong Chiang et al., 1997). **En 1998 se utilizaron para encontrar el límite de estabilidad después de contingencias y definir estrategias de mínima eyección de carga (Feng et al., 1998). Este es el método de estudio utilizado para la elaboración de este proyecto.** En el año 2000 se utilizaron para definir el índice de incremento de carga LII, basado en encontrar la máxima cargabilidad de un nodo (Yang et al., 2000). En el 2001 se presentó un método para estimar el margen de flujo de potencia de las líneas de transmisión entre dos regiones, el cual a partir de las curvas de variación de tensión con respecto al flujo de potencia activa de las líneas de transmisión, calculaba el mínimo margen de operación estable ante contingencias críticas (Song et al., 2001). En el año 2004 se propuso un método de análisis de la estabilidad de tensión para grandes sistemas de potencia basado en el flujo de potencia continuo híbrido, el cual permite graficar rápidamente las curvas PV en un nodo; utilizando un método de predicción no lineal se grafica la parte superior de la curva hasta los puntos cercanos al límite y un método de predicción lineal para la parte inferior (Mori y Kojima, 2004). También en este año se utilizó este método para el análisis de los límites de potencia reactiva entregada por los generadores que regulan tensión (Yorino et al., 2004). En el 2005 se presentó un algoritmo de continuación de flujo de potencia trifásico en coordenadas polares, para el análisis de estabilidad de tensión en sistemas trifásicos desbalanceados (Zhang et al., 2005). En el 2006 se utilizó una técnica de continuación para definir los parámetros de carga utilizados en análisis dinámicos cuasi-estacionarios (Wang et al., 2006). En este mismo año se incluye en la técnica de continuación, los parámetros de pérdidas activas de las ramas del sistema de transmisión (Nino et al., 2006). También se analizó la estabilidad de

tensión dinámica, utilizando una técnica de continuación para trazar las rutas de equilibrio del sistema y luego se analizó cada punto de equilibrio con factores de participación modales (Su et al., 2006). En el año 2007 se probó esta técnica con modelos mejorados de cargas y generadores (Lopez-Luis et al., 2007). En este mismo se utilizaron expansiones de Taylor y Perturbación para formar la matriz Jacobiana sin reducción y la técnica de continuación para trazar los puntos de equilibrio del sistema, con el fin de realizar un análisis dinámico de la estabilidad de voltaje (JiaKuan y Xin, 2007) [19].

- **Análisis dinámico**

Estas técnicas se basan en soluciones de ecuaciones algebraicas en el dominio del tiempo (Kundur, 1994; Taylor, 1994) y se utilizan para el análisis de transitorios y estabilidad de pequeña señal. Estas técnicas permiten crear diferentes escenarios que incluyen el estado de operación normal y contingencias, y se utilizan para determinar los tiempos de respuestas y comportamientos de los elementos ante los diferentes eventos. Varias simulaciones en el tiempo fueron realizadas a finales de los años 70s y principios de los 80s para representar el fenómeno de inestabilidad de mediano tiempo (Gelopoulos, 1979) y largo tiempo (Schulz y Turner, 1980). En los años 90s se utilizaron para analizar colapsos de voltaje en sistemas AC/DC, con la función de Lyapunov evaluada en un instante de tiempo (Cañizares, 1991). También para la clasificación de contingencias y reducción del tiempo de análisis de la estabilidad de voltaje (Jasmon y Lee, 1993). Se utilizaron para estudiar el comportamiento del colapso de voltaje con cargas dinámicas (Xu y Mansour, 1994). En 1994 se propuso el análisis cuasi-estacionario para la estabilidad dinámica de voltaje del sistema, el cual consistía en modificar las ecuaciones transitorias dinámicas por relaciones de equilibrio; esta herramienta es muy eficiente en el tiempo, pero no representa totalmente la estabilidad transitoria (Van Cutsem et al., 1994; Van Cutsem et al., 1995). La comparación con otras técnicas de simulación dinámica se realizó en un sistema de prueba (Van Cutsem y Vournas, 1996) y luego en el sistema real Hydro-Quebec (Van Cutsem y Mailhot, 1997). A finales de los 90s se evalúan los comportamientos dinámicos del sistema ante diferentes contingencias y se entrenan redes neuronales para la identificación del colapso (Schmidt, 1997). En 1998 se analizó la estabilidad de voltaje transitoria después de disturbios con el método cuadrático de Lyapunov, para sistemas de potencia pequeños (Halim et al., 1998a) y sistemas grandes con disturbios en la red (Halim et al., 1998b). En el 2001 se analizó el impacto de las fuentes dinámicas de reactivos sobre la estabilidad de voltaje, ante diferentes disturbios del sistema (Garng y Zhang, 2001). En el año 2006 se propuso un índice del margen de estabilidad de voltaje transitorio, basado en la aproximación cuadrática de los límites de la región de estabilidad, para estimar el tiempo de despeje crítico del transitorio de voltaje y para clasificar las contingencias (Yihong Wang et al., 2006) En el 2006 se utilizaron simulaciones dinámicas por el método casi estacionario para aproximar la estabilidad de voltaje de tiempo largo (Wang et al., 2006). En el 2006 se estudió la estabilidad de pequeños disturbios con simulaciones de estado casi estacionario, utilizando modelos estáticos de carga y TAPs bajo carga (An Ning, 2006). En el 2007 se utilizaron métodos dinámicos para encontrar la mejor

ubicación y requerimientos mínimos de la eyección de carga (Koessler et al., 2007) [19].

- **Monitoreo**

Son técnicas basadas en la toma de datos reales que permiten definir estados de operación, zonas críticas de la red, límites y márgenes de estabilidad de tensión; ellos se utilizan como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de tensión en línea o fuera de línea. En 1990 se midieron fasores de tensión para analizar la estabilidad de tensión en tiempo real, para el control secundario de tensión, estimar el estado del sistema y calcular los márgenes de estabilidad de tensión (Mili et al., 1990). En 1993 se estimó la estabilidad utilizando el monitoreo con redes neuronales artificiales (Mori y Tamaru, 1993). En 1997 se propuso una técnica de monitoreo de la seguridad de tensión del sistema por medio de redes neuronales y lógica difusa (Chih-Wen et al., 1998). En 1998 se presentó un método de predicción y monitoreo en cada nodo del sistema, basado en redes neuronales entrenadas con magnitudes de tensión y ángulos de fase (Belhadj et al., 1998). En 1999 se calculó la impedancia equivalente Thevenin con mediciones de voltaje, corriente y el valor la demanda de carga en el nodo, para predecir la cercanía a la inestabilidad VIP y accionar la eyección de carga (Vu et al., 1999). En el año 2000 se utilizaron mediciones de tensión y corriente para definir la proximidad al límite de estabilidad basada en la metodología VIP, por medio de la diferencia entre la máxima potencia transmitida estimada y la potencia medida (Julian et al., 2000). También en este año se presentó una metodología para determinar la estabilidad de tensión en línea, modelando el estado de operación del sistema con la ayuda de un estimador de estado y calculando el punto de colapso a través de técnicas de extrapolación basadas en el comportamiento de vectores tangentes (De Souza et al., 2000). En el año 2001 se presentó una técnica basada en la medición y tabulación de variables del sistema, llamada modelo "Black-Box", la cual se utiliza para evaluar la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios (Sami Repo, 2001). En el 2003 se desarrolló una técnica para predecir el margen de estabilidad con equivalentes Thevenin del sistema, a partir de mediciones de voltajes y corrientes, históricas y actuales (Soliman et al., 2003). En el año 2003 se midieron fasores de voltaje para identificar nodos, segmentos o tramos críticos de estabilidad de tensión y definir la ubicación de FACTS (Sharma et al., 2003). En el 2003 se calculó el límite y el margen de estabilidad de voltaje con voltajes locales, potencia activa y reactiva medidos de la red (Haque, 2003a; 2003b). En el 2003 se monitoreó la estabilidad de voltaje con las reservas de reactivos de los principales generadores de la red (Lixin Bao et al., 2003). En el 2004 se determinó el equivalente Thevenin del sistema y los márgenes de estabilidad de voltaje, utilizando PLCs, y medidores de tensiones y corrientes en subestaciones (Santos y Barbosa, 2004). En el 2004 se presentó la detección y predicción de la estabilidad de voltaje con medidores de fasores de voltaje y corriente PMUs y un GPS, calculando la diferencia de ángulos de los fasores en diferentes subestaciones (Uhlen et al., 2004). También en este mismo año se utilizaron curvas de medición de tensión y corriente V-I, para estimar la carga crítica de colapso (Haque, 2004). Se monitorearon contingencias y la estabilidad de voltaje, con redes neuronales entrenadas por mediciones de potencia activa y

reactiva (Chakrabarti y Jeyasurya, 2004). En el 2006 se evaluó la estabilidad de voltaje con redes neuronales feed-forward entrenadas con el algoritmo para el cálculo de un índice L-Index (Kamalasadan et al., 2006). Se analizó la seguridad de la estabilidad de voltaje con medición de fasores sincronizados, para estimar los modelos del sistema y de la carga; se calculan con los datos las curvas PV y los límites de estabilidad (Parniani et al., 2006). En el año 2007 se presentó un control preventivo y de monitoreo de la estabilidad de tensión en línea con datos medidos de la red, para estimar las direcciones que toma la carga y estimar los límites de estabilidad (Zhao et al., 2007) [19]

El cuadro 4, muestra la comparación de los métodos de estudio estático y dinámico, por medio de índices que definen la importancia que tienen en aplicaciones reales, para la prevención y corrección de la estabilidad de voltaje; estos índices se escogieron de acuerdo a las evaluaciones expuestas por los autores y la importancia que tienen en la implementación en sistemas de potencia.

El primer índice corresponde a la evaluación de los métodos de estudio en grandes sistemas de potencia, considerando tiempos de implementación, tiempos de ejecución, precisión en los resultados y consumo de recursos computacionales.

El segundo índice muestra la eficiencia, precisión y aplicabilidad de los métodos de estudio en línea con el sistema.

El tercer índice ilustra la flexibilidad que tienen los métodos para ajustarse a constantes cambios producidos en el sistema.

El cuarto índice muestra la evaluación del menor tiempo de ejecución de los métodos.

El quinto índice evalúa la precisión que ofrece cada método para determinar los límites y márgenes de estabilidad de voltaje.

El sexto índice evalúa las menores limitaciones de implementación que tiene cada método para el estudio e integración con las aplicaciones comunes de análisis.

El séptimo índice evalúa los menores costos para la implementación de los métodos (software y hardware).

Cuadro 4. Comparación Métodos de Estudio de Colapsos.

Métodos de Estudio	Índices de Evaluación						
	Grandes Sistemas	Análisis en línea	Mayor Flexibilidad	Tiempo Ejecución	Precisión eventos reales	Menor limitación	Menores Costos
Flujos Convencionales	9	8	5	8	7	10	10
Flujos Progresivos	8	6	5	7	7	8	9
Análisis Dinámicos	7	5	7	6	9	3	8
Monitoreo	6	10	10	9	9	7	2

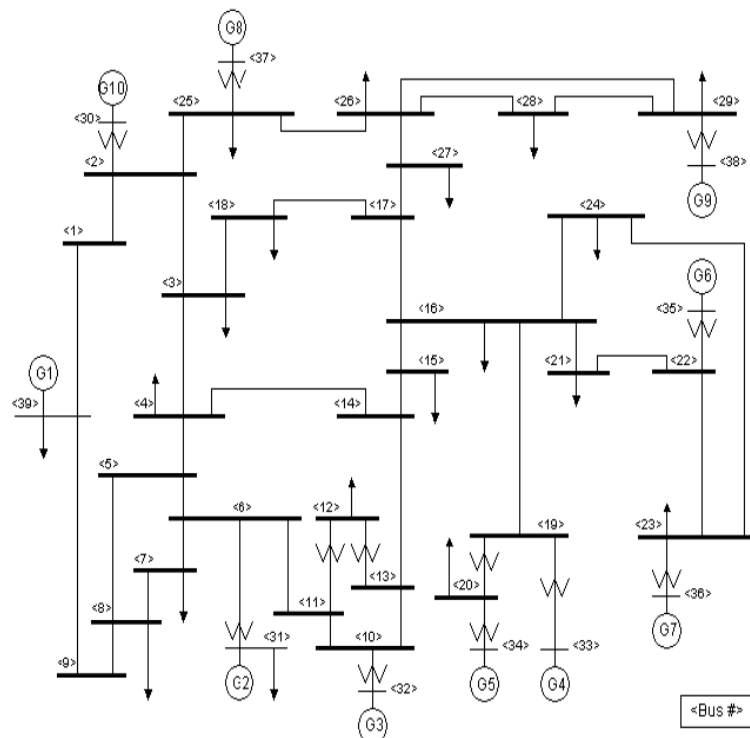
CAPITULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba utilizado es el IEEE-39 Barras también conocido como sistema eléctrico reducido de Nueva Inglaterra. Cuenta con 10 generadores, 19 cargas, 34 líneas de transmisión y 12 transformadores. Todos los datos de este sistema están dados en p.u., a una frecuencia (**f**) de 60 Hz, potencia base (**S_{base}**) de 100 MVA y con una tensión base (**V_{base}**) para la zona interna del sistema de 345 kV.

Figura 11. Sistema de prueba IEEE-39 Barras, 10 generadores sistema eléctrico de potencia reducido de Nueva Inglaterra.



4.1.1. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA IEEE-39 BARRAS

- TENSION Y POTENCIA EN LAS BARRAS O NODOS**

En el cuadro 5, se muestran los datos de tensiones y potencias en los nodos del sistema IEEE-39 Barras. El tipo de cada nodo viene especificado de la siguiente manera; (0) o color verde nodos PQ, (2) o color rojo nodos PV y (3) o color azul nodo Slack.

Cuadro 5. Datos de tensiones y potencias para los nodos del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

Barra #	Tipo	Magnitud	Angulo (gr)	PG(MW)	QG(MVAR)	PC(MW)	QC(MVAR)
1	0	1	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0	0
3	0	1	0	0	0	322	2,4
4	0	1	0	0	0	500	184
5	0	1	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	0	0
7	0	1	0	0	0	233,8	84
8	0	1	0	0	0	522	176
9	0	1	0	0	0	0	0
10	0	1	0	0	0	0	0
11	0	1	0	0	0	0	0
12	0	1	0	0	0	8,5	88
13	0	1	0	0	0	0	0
14	0	1	0	0	0	0	0
15	0	1	0	0	0	320	153
16	0	1	0	0	0	329	32,3
17	0	1	0	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	158	30
19	0	1	0	0	0	0	0
20	0	1	0	0	0	680	103
21	0	1	0	0	0	274	115
22	0	1	0	0	0	0	0
23	0	1	0	0	0	247,5	84,6
24	0	1	0	0	0	308,6	-92,2
25	0	1	0	0	0	224	47,2
26	0	1	0	0	0	139	17
27	0	1	0	0	0	281	75,5
28	0	1	0	0	0	206	27,6
29	0	1	0	0	0	283,5	26,9
30	2	1,0475	0	250	0	0	0
31	3	0,982	0	0	0	9,2	4,6
32	2	0,9831	0	650	0	0	0
33	2	0,9972	0	632	0	0	0
34	2	1,0123	0	508	0	0	0
35	2	1,0493	0	650	0	0	0
36	2	1,0635	0	560	0	0	0
37	2	1,0278	0	540	0	0	0
38	2	1,0265	0	830	0	0	0
39	2	1,03	0	1000	0	1104	250

- **LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES**

En el cuadro 6, se encuentran los datos de resistencia (**R**), reactancia (**X**) y Ysh (**B**) para las líneas de transmisión, todos en p.u., a su vez se encuentran estos mismos datos para los transformadores con la adición de tener la posición del tap para cada uno de ellos.

Cuadro 6. Datos de las líneas y los transformadores del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

Línea #	De	Para	R(p.u)	X(p.u)	B(p.u)	tap	fi
1	1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0	0
2	1	39	0,001	0,025	0,75	0	0
3	2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0	0
4	2	25	0,007	0,0086	0,146	0	0
5	3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0	0
6	3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0	0
7	4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0	0
8	4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0	0
9	5	6	0,0002	0,0026	0,0434	0	0
10	5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0	0
11	6	7	0,0006	0,0092	0,113	0	0
12	6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0	0
13	7	8	0,0004	0,0046	0,078	0	0
14	8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0	0
15	9	39	0,001	0,025	1,2	0	0
16	10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
17	10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
18	13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0	0
19	14	15	0,0018	0,0217	0,366	0	0
20	15	16	0,0009	0,0094	0,171	0	0
21	16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0	0
22	16	19	0,0016	0,0195	0,304	0	0
23	16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0	0
24	16	24	0,0003	0,0059	0,068	0	0
25	17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0	0
26	17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0	0
27	21	22	0,0008	0,014	0,2565	0	0
28	22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0	0
29	23	24	0,0022	0,035	0,361	0	0
30	25	26	0,0032	0,0323	0,513	0	0
31	26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0	0
32	26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0	0
33	26	29	0,0057	0,0625	1,029	0	0
34	28	29	0,0014	0,0151	0,249	0	0
35	12	11	0,0016	0,0435	0	1,006	0
36	12	13	0,0016	0,0435	0	1,006	0
37	6	31	0	0,025	0	1,07	0
38	10	32	0	0,02	0	1,07	0
39	19	33	0,0007	0,0142	0	1,07	0
40	20	34	0,0009	0,018	0	1,009	0
41	22	35	0	0,0143	0	1,025	0
42	23	36	0,0005	0,0272	0	1	0
43	25	37	0,0006	0,0232	0	1,025	0
44	2	30	0	0,0181	0	1,025	0
45	29	38	0,0008	0,0156	0	1,025	0
46	19	20	0,0007	0,0138	0	1,06	0

En estudios de sistemas eléctricos de potencia los transformadores pueden ser tomados como una línea con una reactancia muy alta y un valor pequeño para la resistencia, esta es la explicación del porque se encuentran los datos de estos dos

elementos en un mismo cuadro. Para diferenciar las líneas de transmisión de los transformadores, estos últimos fueron resaltados con color naranja, también pueden ser tomados desde la línea No 35 hasta la línea No 46.

- **GENERADORES**

Los parámetros para el modelo de dos ejes de las máquinas síncronas se muestran en el cuadro 7 de la siguiente manera.

Cuadro 7. Datos de los generadores del sistema de prueba IEEE-39 Barras

GENERADORES						
UNID. #	BUS#	PG(MW)	QG(MVAR)	Vregulado	S(MVA)	Saprox(MVA)
10	30	250	144,92	1,0475	288,966791	290
2	31	572,84	207,04	0,982	609,106909	610
3	32	650	205,73	0,9831	681,780634	690
4	33	632	108,94	0,9972	641,320453	650
5	34	508	166,99	1,0123	534,742611	540
6	35	650	211,11	1,0493	683,423318	690
7	36	560	100,44	1,0635	568,936019	570
8	37	540	0,65	1,0278	540,000391	550
9	38	830	22,66	1,0265	830,309265	840
1	39	1000	87,88	1,0300	1003,85402	1010

- **CARGAS**

El valor de cada una de las 19 cargas del sistema de prueba IEEE-39 barras se encuentra consignado en el cuadro 8, estos valores ya se encuentran en el cuadro 5, donde se muestran los tipos de nodos y las potencias en cada uno de estos, sin embargo se decidió elaborar un cuadro aparte para una mejor visualización.

Cuadro 8. Datos de las cargas del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

CARGAS				
Nodo #	PL (MW)	QL (MVAR)	S(MVA)	Saprox.(MVA)
3	322	2,4	322,008944	330
4	500	184	532,7813811	540
7	233,8	84	248,4319625	250
8	522	176	550,872036	560
12	8,5	88	88,40955831	90
15	320	153	354,6956442	360
16	329	32,3	330,5817448	340
18	158	30	160,8228839	170
20	680	103	687,7564976	690
21	274	115	297,1548418	300
23	247,5	84,6	261,5595726	270
24	308,6	-92,2	322,0788723	330
25	224	47,2	228,9188503	230
26	139	17	140,0357097	150
27	281	75,5	290,9660633	300
28	206	27,6	207,8407082	210
29	283,5	26,9	284,7733485	290
31	9,2	4,6	10,2859127	20
39	1104	250	1131,952296	1140

Estos son los datos encontrados en [22], desafortunadamente no se encontraron datos nominales de los elementos que conforman el sistema de prueba. Para la aplicación de este estudio se necesitan específicamente los datos nominales de las líneas de transmisión y los transformadores, tales como

- Datos nominales **R (ohm/km)**, **X (ohm/km)**, **B (uS/km)** de las líneas de transmisión.
- Datos nominales **R (ohm)** y **X(ohm)** de los transformadores.
- Capacidad nominal de transporte de potencia activa **P (MW)** o corriente **I (A)** para las líneas de transmisión y capacidad nominal de potencia aparente **S (MVA)** para los transformadores.
- Tensiones nominales **V (kV)** de las zonas del sistema, utilizadas como datos nominales de los transformadores.
- Longitud **(km)** de cada una de las líneas de transmisión.

Por lo anterior fue necesario consultar fuentes con experiencia en la utilización de este tipo de sistemas de prueba utilizados para el estudio de colapsos (**blackout**). Se encontró muy poca información de artículos relacionados con colapsos. Se solicitó a los autores de [23] información más detallada del sistema de prueba IEEE-39 Barras. Se corrobora que para el sistema solo se encuentran los datos mencionados en [22]. Se vuelve a contactar el autor de [23] para saber cómo se debe trabajar con este tipo de sistemas de prueba con valores en p.u. y sin valores nominales. Se sugiere correr el flujo de carga del sistema, obtener su caso base y finalmente con los flujos de potencias mostrados por este, hallar los valores de potencia aparente **S (MVA)** para las líneas de transmisión y los transformadores. En la siguiente sección se muestra el proceso y los criterios aplicados para hallar los límites o capacidades nominales de los elementos del sistema de prueba.

4.1.2. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA APARENTE DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES

En este numeral, se dará a conocer el proceso y los criterios a aplicar para el cálculo de la las capacidades nominales de potencia aparente **S** de las líneas y los transformadores. ¿Por qué se calculara la capacidad de transporte de potencia aparente **S** y no la potencia activa **P** o la de corriente **I**?, la respuesta a esta pregunta es la siguiente. Se toma la potencia aparente, ya que con esta se toma el flujo de las 2 potencias **P** y **Q** que pasan a través de la línea de transmisión, es conveniente recordar, que por el método de Newton – Raphson cuando se calcula el flujo de carga a través de las líneas de transmisión y los transformadores, aparecen 2 flujos de potencia para cada una de las potencias **P** y **Q**, es decir, flujos de potencia activa de **P_{km}** y de **P_{mk}**, así mismo para la potencia reactiva, además para calcular la corriente **I** es necesario contar con los datos nominales del sistema. Otro criterio importante, es que el límite de operación de los transformadores, para los estudios de sistemas eléctricos de potencia, también se basan en potencia aparente.

4.1.2.1. CALCULO DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA APARENTE CON LOS DATOS DEL FLUJO DE CARGA

Con los datos del caso base, cuadro 14, se procede a calcular el valor de las potencias aparentes que fluyen por las líneas de transmisión y por los transformadores

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (44)$$

Aplicando la ecuación (44) se calculó la potencia aparente **S** para cada línea de transmisión y transformador. Este procedimiento se ejecutó para el flujo de potencia en los dos sentidos, tanto para **P_{km}** y **Q_{km}**, como para **P_{mk}** y **Q_{mk}**. Con los dos valores de potencia aparente, **S_{km}** y **S_{mk}** calculados, se pasa a elegir el mayor de los dos y finalmente se hace una aproximación del valor elegido. En el cuadro 9, se pueden visualizar los resultados del procedimiento, los valores resaltados son los mayores de la comparación ente **S_{km}** y **S_{mk}**. En el cuadro 14, se pueden visualizar los flujos de potencias los flujos de potencias **P**, **Q** y **S** en los dos sentidos, tanto en líneas como en transformadores.

Las líneas como los transformadores tienen una capacidad nominal de potencia aparente **S** en MVA, pero es conveniente analizar los valores de capacidad de los transformadores, ya que estos están ligados al valor de la potencia entregada por los generadores o la consumida por las cargas. El paso a seguir es comparar los valores calculados previamente mediante el flujo de carga con los valores de potencia aparente entregada por los generadores o consumida por las cargas, según sea el caso.

Cuadro 9. Capacidad de potencia aparente escogida para los transformadores.

TRANSFORMADORES					
Línea #	De	Para	Scaso_base (MVA)	S(generada/consumida) (MVA)	Selegida (MVA)
35	12	11	50	90	90
36	12	13	50	90	90
37	6	31	600	610	610
38	10	32	690	690	690
39	19	33	650	650	650
40	20	34	540	540	540
41	22	35	690	690	690
42	23	36	570	570	570
43	25	37	550	550	550
44	2	30	290	290	290
45	29	38	840	840	840
46	19	20	180	690	690

Con los valores finales del cuadro 9 y el cuadro 10, se pasa a elaborar un cuadro 11 para una mejor visualización de los datos de la capacidad nominal de transporte de potencia aparente **S** de las líneas de transmisión y transformadores.

Cuadro 10. Valores INICIALES de la capacidad de potencia aparente S (MVA) de las líneas de transmisión y los transformadores.

Línea #	De	Para	S(MVA)
1	1	2	130
2	1	39	160
3	2	3	380
4	2	25	260
5	3	4	160
6	3	18	40
7	4	5	170
8	4	14	270
9	5	6	490
10	5	8	330
11	6	7	440
12	6	11	350
13	7	8	200
14	8	9	110
15	9	39	80
16	10	11	360
17	10	13	310
18	13	14	300
19	14	15	60
20	15	16	330
21	16	17	220
22	16	19	460
23	16	21	340
24	16	24	110
25	17	18	200
26	17	27	50
27	21	22	620
28	22	23	80
29	23	24	360
30	25	26	90
31	26	27	290
32	26	28	160
33	26	29	210
34	28	29	360
35	12	11	90
36	12	13	90
37	6	31	610
38	10	32	690
39	19	33	650
40	20	34	540
41	22	35	690
42	23	36	570
43	25	37	550
44	2	30	290
45	29	38	840
46	19	20	690

En el cuadro 10, la capacidad INICIAL de las líneas de transmisión se encuentra en color rojo o de la línea # 1 a la línea # 34. La capacidad de los transformadores se encuentra en color azul o de la línea # 35 a la línea # 46. Ya con estos datos se puede simular el sistema de prueba.

Los datos del cuadro 10 no fueron los seleccionados para el estudio de colapsos en este proyecto, ya que al momento de realizar el análisis de contingencias simples con estos, se presentaron un gran número de sobrecargas y algunas de estas bastante altas.

En la figura 12, se puede observar el número de sobrecargas y la magnitud de estas.

Figura 12. Líneas sobrecargadas al utilizar los datos de capacidad de potencia aparente S (MVA) INICIAL.

```
> Líneas con Sobrecarga
```

>>>Línea #:	>>>Línea #:	>>>Línea #:
3	12	16
Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):
123.6312	110.1070	108.5115
3	3	15
>>>Línea #:	>>>Línea #:	>>>Línea #:
5	13	20
Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):
123.3178	121.5288	108.7965
3	3	15
>>>Línea #:	>>>Línea #:	>>>Línea #:
10	14	30
Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):
118.0631	140.5448	115.8364
3	14	15
>>>Línea #:	>>>Línea #:	>>>Línea #:
11	15	31
Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):	Cargabilidad (%):
110.7849	166.0084	103.8129

Como consecuencia del gran número de sobrecargas no se presentaba el efecto cascada presente en los colapsos (**blackout**). Se evidencia que el flujo de carga no converge cuando se aplica la metodología del efecto en cascada, es decir, se observa en la figura 12 que la línea #15 es la que presenta la sobrecarga más severa, por lo tanto esta es la línea a salir de operación, pero cuando se realiza este procedimiento, el flujo de carga no converge, ya que llega al punto de colapso de tensión por efecto de singularidad de la matriz Jacobiana (ver numeral 3.2.1.1.).

4.1.2.2. AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA APARENTE

Fue necesario aumentar la capacidad de transporte de potencia aparente de las líneas de transmisión y transformadores en un 231% para poder aplicar la metodología del efecto cascada, además de esto a algunas líneas de transmisión se le aumento la capacidad, ya que las sobrecargas que presentaban eran muy altas y no era posible corregirlas por medio de estrategias de seguridad.

El valor porcentual de aumento para la capacidad de las líneas de transmisión y transformadores, surgió después de muchos intentos en el aumento porcentual de dicha capacidad. Primero se intentó desde el **110%** hasta el **200%** en pasos de **+10%**. Luego se decidió tomar valores aleatorios y más altos, como consecuencia de esto se observó que el sistema se comportaba de una mejor manera, sin embargo los el aumento porcentual era significativo. Finalmente, se optó por tomar el mayor flujo de potencia aparente a través de las líneas de transmisión y transformadores y compararlo porcentualmente con los valores de flujo de carga entregados por el caso base. Para obtener estos valores fue necesario realizar el análisis de contingencias simples al sistema de prueba IEEE-39 Barras.

En el cuadro 11, se observa la comparación y al final el promedio del aumento porcentual para todas las líneas, es decir 231%.

Cuadro 11. Crecimiento porcentual de flujo de potencia a traves de las lineas de transmisión y transformadores.

Línea #	S MAX	S flujo de carga	%
1	250,4	130	192,592639
2	267,4	160	167,154977
3	602	380	158,413206
4	516,8	260	198,750326
5	357,5	160	223,468111
6	261,3	40	653,223028
7	428,9	170	252,283999
8	546,8	270	202,523814
9	895,1	490	182,667896
10	734,5	330	222,565561
11	764,4	440	173,735879
12	640,7	350	183,047237
13	513,6	200	256,790051
14	178,3	110	162,070551
15	163,5	80	204,406923
16	659	360	183,045245

Línea #	SMAX	S flujo de carga	Aumento (%)
17	656,9	310	211,913218
18	640,1	300	213,376603
19	355,5	60	592,489118
20	513,9	330	155,736427
21	495,7	220	225,303139
22	482,1	460	104,812265
23	681,2	340	200,34536
24	630,8	110	573,490461
25	421,5	200	210,747952
26	291	50	581,932103
27	974,2	620	157,127333
28	672,7	80	840,935598
29	970,9	360	269,707094
30	316,8	90	351,9688
31	510,5	290	176,025319
32	336,2	160	210,144033
33	541,3	210	257,769455
34	541,4	360	150,380989
35	115,2	50	230,412018
36	135,9	50	271,728732
37	628,7	600	104,779282
38	714,3	690	103,52028
39	657,9	650	101,212988
40	546,4	540	101,18269
41	700,8	690	101,563494
42	584,8	570	102,598532
43	546,8	550	99,4142988
44	314,4	290	108,410819
45	838,4	840	99,8051724
46	180,5	180	100,285488
		PROM	230,996924

Gracias a este aumento porcentual del 231% de capacidad para las líneas y transformadores se obtuvo una mejoría en cuanto a la aplicación de la metodología del efecto en cascada, sin embargo, cuando se realizó el análisis de contingencias simples se observó que las sobrecargas presentadas en algunas líneas eran demasiado elevadas para llevar a ser corregidas por las estrategias de seguridad.

En el cuadro 12, se consignaron los datos de las capacidades de transporte de potencia aparente de las líneas de transmisión y transformadores, estos datos fueron los utilizados

en el análisis de contingencias. Las líneas que presentan un color azul son las modificadas por efecto de sus elevadas sobrecargas.

Cuadro 12. Capacidad limite de potencia aparente S (MVA) de las líneas de transmisión y los transformadores

Línea #	De	Para	S*231% (MVA)
1	1	2	300,3
2	1	39	369,6
3	2	3	877,8
4	2	25	600,6
5	3	4	369,6
6	3	18	220
7	4	5	392,7
8	4	14	623,7
9	5	6	1131,9
10	5	8	762,3
11	6	7	1016,4
12	6	11	808,5
13	7	8	462
14	8	9	254,1
15	9	39	184,8
16	10	11	831,6
17	10	13	716,1
18	13	14	693
19	14	15	360
20	15	16	762,3
21	16	17	508,2
22	16	19	1062,6
23	16	21	785,4
24	16	24	550
25	17	18	462
26	17	27	275
27	21	22	1432,2
28	22	23	620
29	23	24	920
30	25	26	310
31	26	27	669,9
32	26	28	369,6
33	26	29	485,1
34	28	29	831,6
35	12	11	115,5
36	12	13	115,5
37	6	31	1386
38	10	32	1593,9
39	19	33	1501,5
40	20	34	1247,4
41	22	35	1593,9
42	23	36	1316,7
43	25	37	1270,5
44	2	30	669,9
45	29	38	1940,4
46	19	20	415,8

4.2. PAQUETE COMPUTACIONAL UTILIZADO

En el estudio de sistemas eléctricos de potencia existe una gran variedad de paquetes computacionales para la simulación de los sistemas de prueba. Algunos de los más conocidos y utilizados son DigSILENT, NEPLAN, POWER WORLD, ETAP, MATPOWER, entre otros (ver 2.3.4.). Con los datos del sistema de prueba ya definidos, el paso a seguir es la simulación de dicho sistema. Al momento de escoger el paquete computacional para la simulación del sistema de prueba es importante tener en cuenta la naturaleza de los datos. Se puede llegar a pensar que lo más viable es utilizar herramientas computacionales como DigSILENT o NEPLAN, herramientas poderosas e implementadas en el campo real por los operadores de sistemas eléctricos, pero existe un inconveniente al trabajar con dichos paquetes computacionales, al ser utilizados para la simulación de sistemas de prueba muy semejantes a los reales, es claro que se trabajara con datos nominales del sistema, y para esta caso específico, solo se tienen datos en p.u.. Por lo anterior, se puede trabajar con otros paquetes computacionales tales como; MATPOWER o MATLAB.

En la Figura 13, se pueden observar los resultados dados para un sistema de prueba llamado prueba1.

Figura 13. Simulación flujo de carga del sistema de prueba ‘prueba1’ con el algoritmo FlujoCargaAC.m original.

```
> Fin del cálculo de flujo de carga. Preparando resultados ...

> Resultados finales

> Red: Prueba 1
  Converge en 4 iteraciones

> Estado de la red

  Barra Tipo      Mag   Fase      P      Q      Qsh
  1     0      1.012  2.81    -0.00  0.00    0.00
  2     3      0.982  0.00    67.82 271.11  0.00
  3     0      1.002  3.71    -0.00  0.00    0.00
  4     0      0.897 -1.99     0.00  0.00    0.00
  5     0      1.010  5.26     0.00  0.00    0.00
  6     2      0.983 13.31   650.00 236.12  0.00

> Flujos de potencia

  De Para      Pkm   Qkm      Pmk   Qmk      Ploss  Qloss
  1     2    182.18 -131.97  -182.18 146.11    0.00  14.14
  3     1    182.54 -141.86  -182.18 131.97    0.36  -9.89
  4     3   -250.00 -125.00  265.73 167.76   15.73  42.76
  3     5   -648.27 -125.91  650.00 137.15    1.73  11.25
  5     6   -650.00 -137.15  650.00 236.12    0.00  98.97

> Tiempo computacional = 0.0722 segundos.

> Fin de la simulacion.
```

Para la realización de este proyecto, se eligió como herramienta de simulación del sistema de prueba el paquete computacional MATLAB, en el cual se desarrolló un

algoritmo para simular el flujo de carga en corriente alterna por medio del método de Newton-Raphson (ver 2.3.3.3.). Dicho algoritmo muestra como resultados del flujo de carga; la magnitud de las tensiones de nodo, el desfase o el ángulo al que se encuentran dichas tensiones, potencias activa **P (MW)** y reactiva **Q (MVAR)** en los nodos, flujos de potencias activa **P_{km} (MW)**, reactiva **Q_{km} (MVAR)** y viceversa a través de las líneas de transmisión y transformadores, y pérdidas de potencia activa **P_{loss}** y potencia reactiva **Q_{loss}**. En el anexo A se puede visualizar el código del algoritmo llamado FlujoCargaAC3.m, el utilizado para la simulación del sistema IEEE-39 barras.

Teniendo en cuenta que para la realización de este proyecto es necesario tener resultados de potencia aparente, el algoritmo FlujoCargaAC.m fue modificado en los siguientes aspectos:

- Cálculo y visualización del resultado de la potencia aparente en los 2 sentidos **S_{km}** y **S_{mk}**.
- Selección del valor más alto entre **S_{km}** y **S_{mk}** como valor del flujo de potencia a través de la línea de transmisión o transformador **S_{aprox}**.
- Comparación entre el valor del flujo de carga **S_{aprox}** a través de la línea de transmisión o el transformador y la capacidad de transporte de potencia de los elementos del sistema, para mostrar como resultado la **cargabilidad de las líneas sobrecargadas**.
- Selección de la línea de transmisión o transformador con la mayor sobre carga para aplicación de la metodología del efecto en cascada.

4.2.1. PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE PAQUETE COMPUTACIONAL

A continuación, se presentara una prueba de funcionamiento del paquete computacional MATLAB, realizando la simulación de un sistema de prueba llamado prueba1 por medio de un algoritmo mejorado llamado FlujoCargaAC3.m, dicho algoritmo cumple con las expectativas mencionadas en el numeral anterior. Para comprobar que la información entregada por la simulación realizada en el paquete computacional MATLAB es verídica, se comparara la simulación del flujo de carga desarrollada en este con una simulación realizada en un reconocido simulador de flujos de carga llamado POWER WORLD.

En el cuadro 13 y el cuadro 14, están consignados los datos del sistema de prueba prueba1.

Cuadro 13. Datos de tensiones y potencias en los nodos del sistema de prueba 'prueba1'.

Nodo #	Tipo	V(p.u.)	Ang. (gr)	PG(MW)	QG(MVAR)	PC(MW)	QC(MVAR)
1	0	1,00736	-8,7668	0	0	0	0
2	3	0,982	0	572,84	207,04	250	125
3	0	1,01253	-7,1952	0	0	200	100
4	0	1	-7,2106	0	0	250	125
5	0	1,01702	-6,3816	0	0	0	0
6	2	0,9831	1,6155	650	205,73	0	0

Cuadro 14. Datos de Líneas de transmisión y transformadores del sistema de prueba 'prueba1'.

Línea #	De	Para	R(p.u.)	X(p.u.)	Bsh(p.u.)	Tap	Cap. S (MVA)
1	1	2	0	0,025	0	1,07	200
2	3	1	0,0007	0,0082	0,1389	0	240
3	4	3	0,016	0,0435	0	1,006	250
4	3	5	0,0004	0,0043	0,0729	0	670
5	5	6	0	0,02	0	1,07	650

En la Figura 14, se puede observar el flujo de carga del sistema prueba1 simulado en el paquete computacional MATLAB utilizando el algoritmo FlujoCargaAC3.m, se visualiza el flujo de potencia activa **P**, potencia reactiva **Q** y potencia aparente **S**, cumpliendo con las mejoras enunciadas en el numeral anterior.

Figura 14. Simulación del flujo de carga del sistema de prueba 'prueba1' con el algoritmo FlujoCargaAC3.m.

```

> Resultados finales

> Red: Prueba 1
  Converge en 4 iteraciones

> Estado de la red

Barra Tipo      Mag   Fase      P      Q      Qsh
  1   0      1.012  2.81     -0.00  0.00   0.00
  2   3      0.982  0.00     67.82 271.11  0.00
  3   0      1.002  3.71     -0.00  0.00   0.00
  4   0      0.897 -1.99     0.00  0.00   0.00
  5   0      1.010  5.26     0.00  0.00   0.00
  6   2      0.983 13.31    650.00 236.12  0.00

> Flujos de potencia

Linea#   De Para   Pkm   Qkm   Pmk   Qmk   Ploss  Qloss  Skm   Smk   S
  1     1  2    182.18 -131.97 -182.18 146.11   0.00  14.14 224.96 233.53 233.53
  2     3  1    182.54 -141.86 -182.18 131.97   0.36  -9.89 231.18 224.96 231.18
  3     4  3   -250.00 -125.00  265.73 167.76  15.73  42.76 279.51 314.26 314.26
  4     3  5   -648.27 -125.91  650.00 137.15   1.73  11.25 660.38 664.31 664.31
  5     5  6   -650.00 -137.15  650.00 236.12   0.00  98.97 664.31 691.56 691.56

```

En la Figura 15, se muestra el proceso de selección que efectúa el algoritmo FlujoCargaAC3.m cuando hay líneas o transformadores sobrecargados en el sistema. Para este caso específico el algoritmo escoge la **línea (transformador) # 3** que va del nodo# 4 al nodo# 3.

Figura 15. Selección de la línea de transmisión o transformador más sobrecargado por medio del algoritmo FlujoCargaAC3.m.

```
> Lineas con Sobrecarga

>>>Linea #:
    1

Cargabilidad (%):
    116.7655

    1

>>>Linea #:
    3

Cargabilidad (%):
    125.7027

    3

>>>Linea #:
    5

Cargabilidad (%):
    106.3936

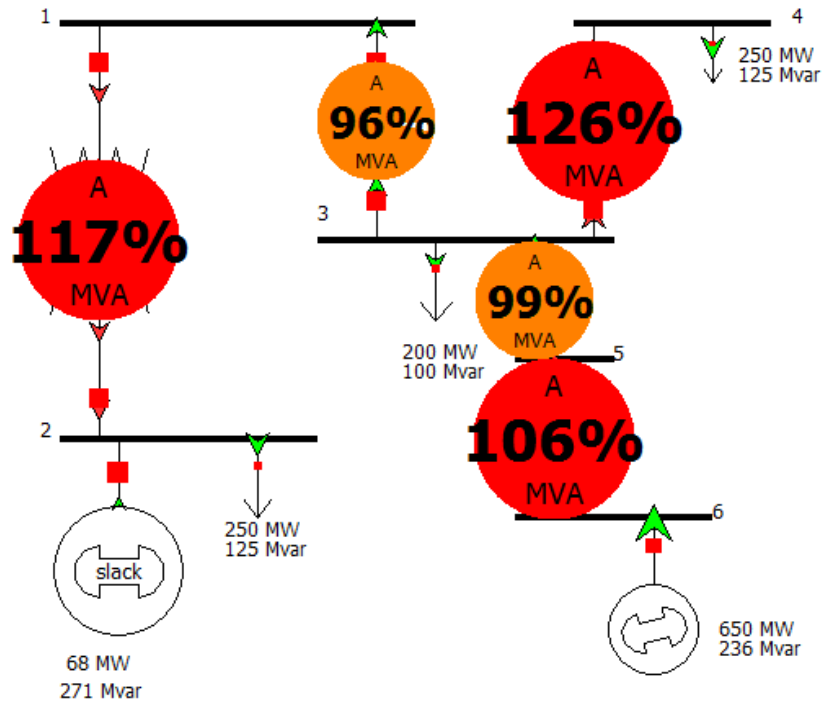
    3
```

Finalmente, se simuló el sistema de prueba 'prueba1' en el paquete computacional POWER WORLD. En la figura 17, se corrobora la veracidad de los resultados entregados por el paquete computacional MATLAB, al simular un flujo de carga por medio del algoritmo FlujoCargaAC3.m.

Al observar los resultados entregados por el algoritmo FlujoCargaAC3.m en la figura 14, se pueden visualizar los valores de potencia en los nodos de generación, en el nodo #2 **P= 67.86MW** y **Q=271.11MVAR**, en el nodo #6 **P=650MW** y **Q=236.12MVAR**. Si se comparan con los resultados entregados por el paquete computacional POWER WORLD (figura 16), se observa que son los mismos valores de potencia entregada al sistema.

Comparando Los valores de cargabilidad entregados por el algoritmo FlujoCargaAC3.m que se encuentran en la figura 15, Línea # 1 **Cargabilidad = 116.7655%**, Línea #3 **Cargabilidad =125.7027%**, línea #6 **Cargabilidad = 106.3936%**. Con los valores porcentuales de cargabilidad arrojados por el paquete computacional POWER WORLD (figura 16), son iguales.

Figura 16. Simulación del sistema de prueba 'prueba1' en el paquete computacional POWER WORLD.



4.3. CASO BASE DEL SISTEMA DE PRUEBA IEEE-39 BARRAS

A continuación se muestran los resultados de la simulación del flujo de carga para el caso base del sistema de prueba IEEE-39 barras. Estos resultados fueron comparados con [6] para corroborar la veracidad de estos.

Cuadro 15. Tensiones, ángulos y potencias del caso del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

Barra #	Tipo	Magnitud	Angulo (gr)	PG (MW)	QG (MVAR)	PC (MW)	QC (MVAR)
1	0	1,04754	-9,5706924	0	0	0	0
2	0	1,04896	-7,0110658	0	0	0	0
3	0	1,03042	-9,8580879	0	0	322	2,4
4	0	1,00381	-10,654596	0	0	500	184
5	0	1,00502	-9,4687078	0	0	0	0
6	0	1,00736	-8,7668179	0	0	0	0
7	0	0,9967	-10,970221	0	0	233,8	84
8	0	0,99573	-11,476233	0	0	522	176
9	0	1,02809	-11,299673	0	0	0	0
10	0	1,01702	-6,3815909	0	0	0	0
11	0	1,01253	-7,195225	0	0	0	0
12	0	1	-7,2106331	0	0	8,5	88

Barra #	Tipo	Magnitud	Angulo (gr)	PG (MW)	QG (MVAR)	PC (MW)	QC (MVAR)
13	0	1,01419	-7,095897	0	0	0	0
14	0	1,01173	-8,7647566	0	0	0	0
15	0	1,01578	-9,1807293	0	0	320	153
16	0	1,03225	-7,7765869	0	0	329	32,3
17	0	1,03395	-8,7748151	0	0	0	0
18	0	1,03129	-9,6155885	0	0	158	30
19	0	1,05001	-3,1524661	0	0	0	0
20	0	0,99096	-4,5639008	0	0	680	103
21	0	1,0321	-5,3710183	0	0	274	115
22	0	1,04998	-0,9239036	0	0	0	0
23	0	1,04498	-1,122123	0	0	247,5	84,6
24	0	1,03775	-7,6569751	0	0	308,6	-92,2
25	0	1,05752	-5,6492571	0	0	224	47,2
26	0	1,05215	-6,9057944	0	0	139	17
27	0	1,03795	-8,917281	0	0	281	75,5
28	0	1,05016	-3,3941912	0	0	206	27,6
29	0	1,04997	-0,6350748	0	0	283,5	26,9
30	2	1,0475	-4,591803	250	144,92	0	0
31	3	0,982	-3,165E-08	572,84	207,04	9,2	4,6
32	2	0,9831	1,61549604	650	205,73	0	0
33	2	0,9972	2,06465585	632	108,94	0	0
34	2	1,0123	0,62628406	508	166,99	0	0
35	2	1,0493	4,03698709	650	211,11	0	0
36	2	1,0635	6,72954104	560	100,44	0	0
37	2	1,0278	1,1354809	540	0,65	0	0
38	2	1,0265	6,42818432	830	22,66	0	0
39	2	1,03	-11,108247	1000	87,88	1104	250

Cuadro 16. Flujos de potencia del caso base del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

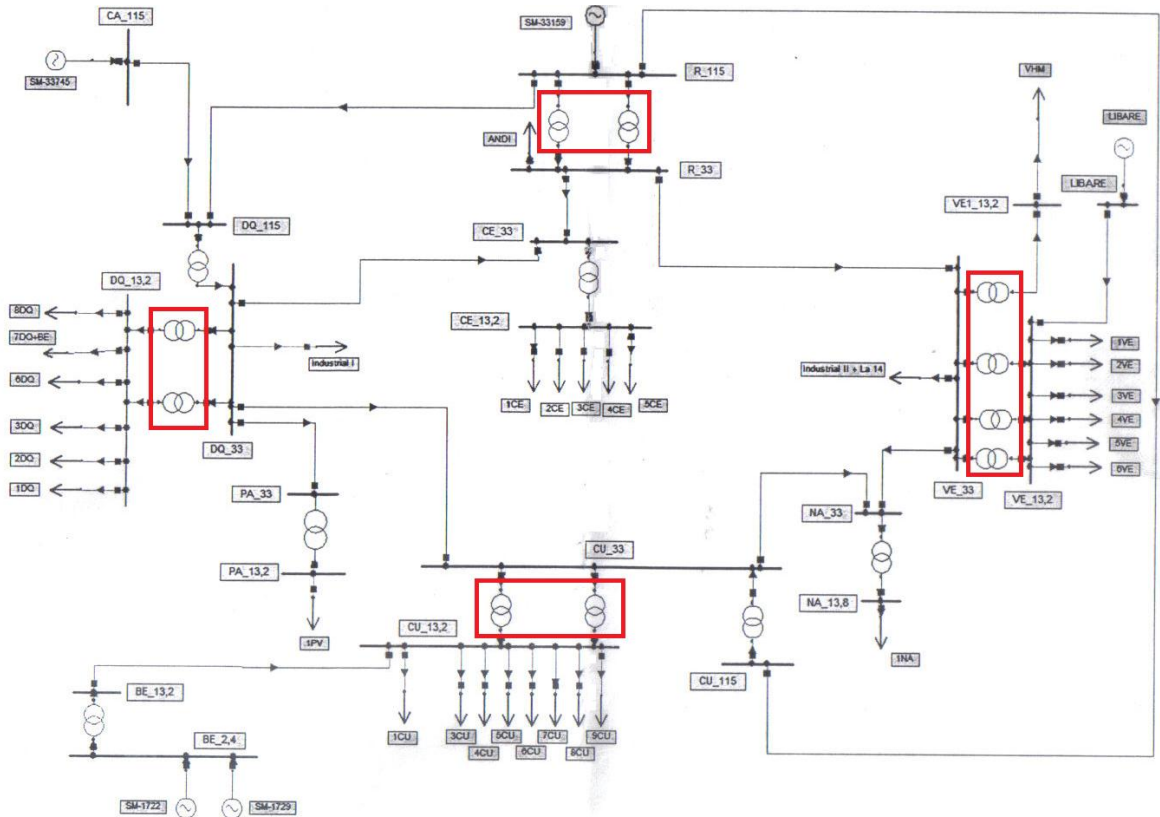
Línea #	De	Para	Pkm (MW)	Qkm (Mvar)	Pmk (MW)	Qmk (Mvar)	Skm (MVA)	Smk (MVA)	Smayor (MVA)	Saprox (MVA)
1	1	2	-119	-29,17	119,1	-42,31	122,15	126,36	126,361	130
2	1	39	118,6	29,167	-118	-105,8	122,15	158,8	158,796	160
3	2	3	364,7	92,042	-363	-100	376,12	376,51	376,51	380
4	2	25	-234	81,409	237,7	-92,71	247,52	255,17	255,17	260
5	3	4	75,11	112,88	-74,9	-131,5	135,58	151,34	151,344	160
6	3	18	-34,1	-15,23	34,15	-7,344	37,38	34,93	37,38	40
7	4	5	-163	-4,387	163,2	-5,777	163,03	163,28	163,284	170
8	4	14	-262	-48,08	262,7	43,057	266,55	266,24	266,548	270
9	5	6	-481	-52,95	481,4	54,575	483,82	484,46	484,457	490
10	5	8	317,7	58,727	-317	-61,82	323,11	322,87	323,11	330
11	6	7	425,9	91,363	-425	-85,41	435,61	433,3	435,613	440

Línea #	De	Para	Pkm (MW)	Qkm (Mvar)	Pmk (MW)	Qmk (Mvar)	Skm (MVA)	Smk (MVA)	Smayor (MVA)	Saprox (MVA)
12	6	11	-344	-36,49	344,5	31,931	345,59	345,96	345,959	350
13	7	8	191	1,4078	-191	-7,458	191	190,99	191,001	200
14	8	9	-14,3	-106,7	14,44	70,663	107,67	72,123	107,671	110
15	9	39	-14,4	-70,66	14,44	-56,35	72,123	58,17	72,1233	80
16	10	11	347,2	72,642	-347	-74,9	354,69	354,68	354,692	360
17	10	13	302,8	36,9	-302	-40,54	305,07	305,17	305,17	310
18	13	14	296,1	-6,224	-295	-2,846	296,17	295,35	296,17	300
19	14	15	32,6	-40,21	-32,6	2,9203	51,767	32,705	51,7669	60
20	15	16	-287	-155,9	288,3	147,49	326,99	323,87	326,993	330
21	16	17	206,2	-41,27	-206	30,601	210,33	208,21	210,327	220
22	16	19	-451	-55,06	454,4	59,656	454,64	458,27	458,274	460
23	16	21	-330	14,101	330,4	-27,39	329,9	331,55	331,553	340
24	16	24	-42,7	-97,55	42,71	90,854	106,48	100,39	106,477	110
25	17	18	192,4	11,457	-192	-22,66	192,74	193,48	193,481	200
26	17	27	13,56	-42,06	-13,5	7,6736	44,189	15,569	44,1886	50
27	21	22	-604	-87,61	607,2	108,55	610,74	616,83	616,831	620
28	22	23	42,79	41,904	-42,8	-61,76	59,894	75,126	75,126	80
29	23	24	353,8	-0,243	-351	1,3458	353,84	351,31	353,839	360
30	25	26	76,61	-17,88	-76,4	-37,47	78,671	85,129	85,129	90
31	26	27	268,4	67,439	-267	-83,17	276,79	280,09	280,088	290
32	26	28	-141	-21,61	141,6	-55,9	142,47	152,25	152,247	160
33	26	29	-190	-25,36	192,1	-67,33	191,87	203,56	203,557	210
34	28	29	-348	28,305	349,2	-38,97	348,76	351,34	351,337	360
35	12	11	-2,17	-42,18	2,203	42,965	42,235	43,021	43,0211	50
36	12	13	-6,33	-45,82	6,361	46,763	46,255	47,193	47,1932	50
37	6	31	-564	-109,5	563,6	202,44	574,16	598,89	598,886	600
38	10	32	-650	-109,5	650	205,73	659,17	681,78	681,781	690
39	19	33	-629	-50,2	632	108,94	631,1	641,32	641,32	650
40	20	34	-505	-116,8	508	166,99	518,8	534,74	534,741	540
41	22	35	-650	-150,4	650	211,11	667,18	683,42	683,424	690
42	23	36	-559	-22,59	560	100,44	559,03	568,94	568,936	570
43	25	37	-538	63,394	540	0,6473	542,06	540	542,063	550
44	2	30	-250	-131,1	250	144,92	282,31	288,97	288,966	290
45	29	38	-825	79,408	830	22,659	828,58	830,31	830,309	840
46	19	20	174,7	-9,452	-175	13,759	174,99	175,05	175,053	180

4.4. PROCESO DE CONTINGENCIAS

En este numeral se mostrara la implementación de la metodología de contingencias simples (n-1) para sistemas eléctricos de potencia. La metodología de las contingencias simples consiste en sacar un elemento del sistema para luego simular el flujo de carga nuevamente, y observar el comportamiento de la red [14]. También se implementara el estudio de flujos de carga progresivos, utilizado en el análisis de colapsos de sistemas eléctricos de potencia (blackout), de este manera es posible observar el comportamiento del sistema de prueba cuando se presentan este tipo de perturbaciones [19]. La metodología de contingencias simples fue aplicada en el Sistema de prueba IEEE-39 Barras (numeral 4.1.), el cual es muy útil para el estudio de colapsos. Cuando se aplica la metodología de contingencias simples a un sistema de prueba, generalmente se saca de operación tanto líneas de transmisión como transformadores, pero para la realización de este proyecto solo saldrán de operación las líneas de transmisión, ya que, si se observa la figura 11, solo hay un transformador para cada generador y algunas cargas, algo que no es muy utilizado en la práctica. Para entender mejor por qué no se hará uso de la metodología de contingencias simples en los trasformadores es preciso observar la figura 18 [14].

Figura 17. Sistema eléctrico de potencia de Pereira.



En la figura 17, se observa que para la mayoría de los generadores y cargas hay más de un 1 transformador interconectando el sistema externo con el sistema interno, así

funcionan los sistemas eléctricos de potencia en la práctica, y de esta manera es posible realizar un análisis de contingencias con los transformadores. Por lo anterior, se decidió solo aplicar la metodología de análisis de contingencias simples en líneas de transmisión al sistema de prueba IEEE-39 Barras (figura 11).

4.4.1. ANALISIS DE CONTINGENCIAS SIMPLES (n-1)

A continuación se presentaran los resultados del análisis de contingencias simples (n-1) realizado en el sistema de prueba IEEE-39 Barras. Se debe recordar que los valores de la cargabilidad de las líneas están basados en la capacidad límite de potencia aparente de las líneas de transmisión consignada en el cuadro 12.

En el cuadro 17, están consignados los resultados del análisis de contingencias simples

Cuadro 17. Líneas sobrecargas a causa del analisis de contingencias simples.

Contingencia en línea #	Líneas sobrecargadas
3	6 (114.5012%) 30(101.3625%)
4	30(102.1845%)
9	13(111.1645%)
10	13(104.3760%)
18	7(109.2139%)
20	6(118.7678)
22	Colapso de Tensión
27	24(114,6981%) 28(108,5078%) 29(105.5376%)
31	26(105,8058%)
34	33(111,5885%)

4.4.2. EFECTO CASCADA

Uno de los propósitos de este proyecto, es mostrar el efecto cascada que se presenta en el sistema de prueba IEEE-39 Barras en caso de una contingencia. La presencia de este efecto puede tener como consecuencias la desconexión total de la red o la desconexión de una gran parte de esta, como ya se ha venido mencionado este hecho es llamado comúnmente apagón o blackout.

Los cuadros 18 y 19 contienen la información de las cascadas que se presentan en el sistema de prueba IEEE-39 Barras cuando ocurre una contingencia determinada. Vale aclarar que nunca se llegó al punto de desconexión total, ya que, por efecto de la singularidad de la matriz jacobina [18] después de haber desconectado una serie de líneas de transmisión, el flujo de carga no converge.

Cuadro 18. Efecto cascada presente en el sistema de prueba IEEE-39 Barras para contingencias simples.

		Contingencia en línea de transmisión #				
		3	4	9	10	18
CASCADAS	6 (114.5012%) 30(101.3625%)	30(102.1845%)	13(111.1645%)	13(104.3760%)	7(109.2139%)	
	15(114.2625%)	Colapso de Tensión	7(110.1322%) 8(132.6639%) 17(132.3637) 18(142.9675%)	1(219.3553%) 2(174.8045%) 7(135.0371%) 14(240.0850%) 15(330.1172%)	1(117.2857%) 5(106.2371%) 14(189.3431%) 15(260.3468%)	
	19(102.5655%) 26(130.2089%) 30(147.8815%)		Colapso de Tensión	Colapso de Tensión	Colapso de Tensión	
	Colapso de Tensión					

		20	22	27	31	34
		CASCADAS	6(118.7678)	Colapso de Tensión	24(114,6981%) 28(108,5078%) 29(105.5376%)	26(105,8058%)
26(122.5263%)			Colapso de Tensión	Colapso de Tensión	Colapso de Tensión	
Colapso de Tensión						

Cuadro 19. Efecto cascada presente en el sistema de prueba IEEE-39 Barras para contingencias simples (Minimizado).

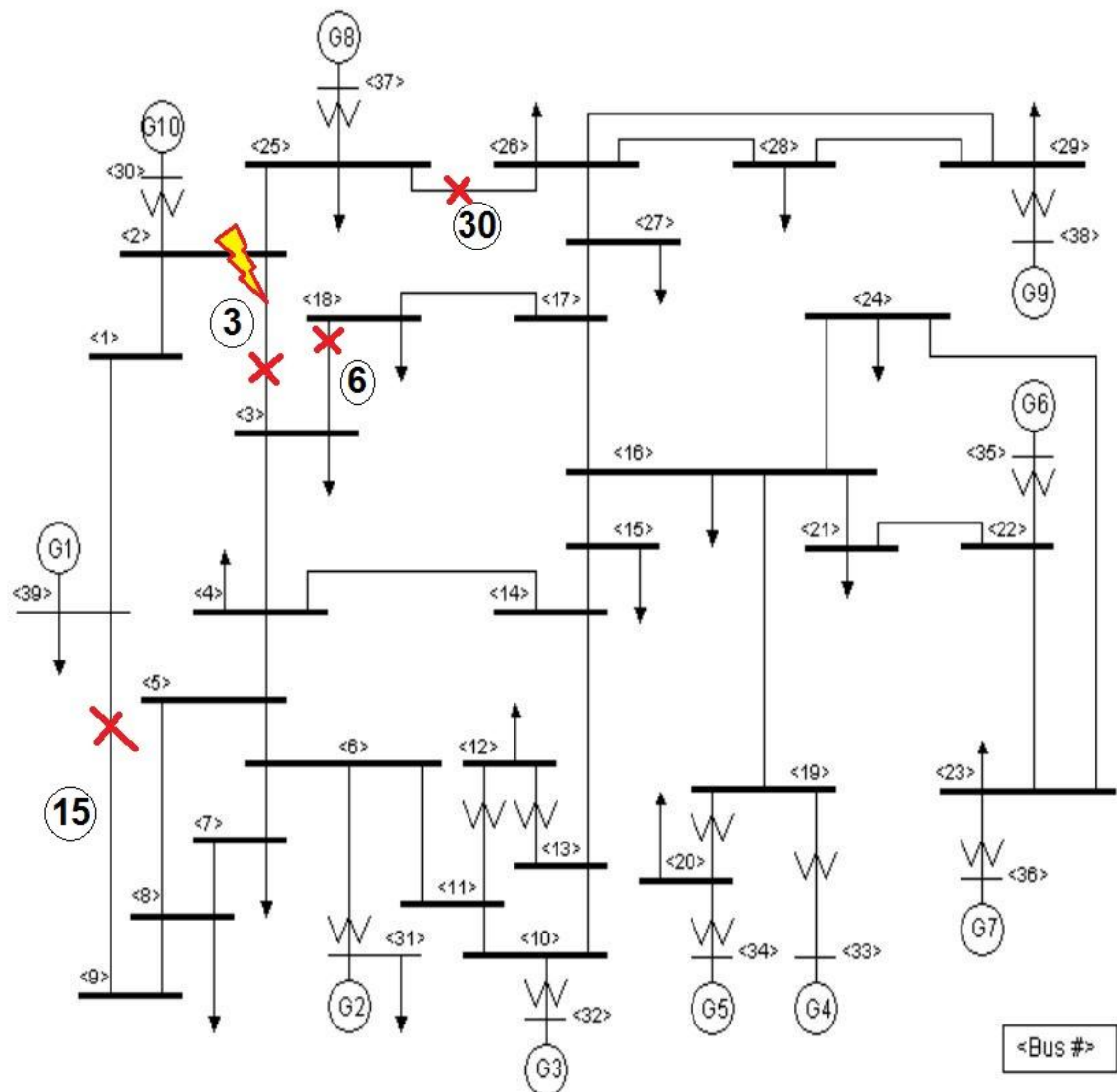
		Contingencia en Línea #				
		3	4	9	10	18
Cascadas	6 (114.5012%)	30(102.1845%)	13(104.3760%)	13(104.3760%)	7(109.2139%)	
	15 (114.2625%)	C.T.	18(142.9675%)	15(330.1172%)	15(260.3468%)	
	30 (147.8815%)		C.T.	C.T.	C.T.	
	C.T.					

		20	22	27	31	34
		Cascadas	6(118.7678%)	C.T	24(114.6981%)	26(105.8058%)
26(122.5263%)			C.T.	C.T.	C.T.	
C.T						

Teniendo en cuenta los datos de los cuadros 18 y 19, es conveniente analizar el caso de la contingencia provocada por la línea #3, si se observa detenidamente el diagrama del sistema de prueba IEEE-39 Barras en la figura 18, los generadores **G1**, **G8** y **G10** quedan aislados, perdiéndose **1832,8212 MVA** de la potencia generada lo que sería aproximadamente un **28,72%** del total la potencia aparente generada (**6382,44 MVA**). Por esta razón, este es considerado el caso más severo y el más difícil de contrarrestar por medio de estrategias de seguridad (ver 4.5).

En la figura 18 se puede visualizar la pérdida de los generadores G1, G8 y G10.

Figura 18. Aislamiento de los generadores G1, G8 y G10.



4.5. ESTRATEGIAS DE SEGURIDAD

En este numeral se explicara cuales estrategias de seguridad se tomaron para evitar el colapso del sistema de prueba IEEE-39 Barras.

Cuando en un sistema eléctrico de potencia se presenta una perturbación y esta afecta a otros elementos del sistema, es conveniente tomar medidas de seguridad para que el problema inicial sea neutralizado y no conlleve a otros problemas mayores. Una herramienta muy útil cuando presentan perturbaciones en un sistema eléctrico de potencia son las estrategias de seguridad, para este caso específico se implementara la estrategia de seguridad llamada DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING), esta es muy útil para contrarrestar los efectos nocivos producidos por las contingencias. Se eligió esta metodología porque es fácil de implementar en la práctica y es la más utilizada por los operadores de sistemas eléctricos de potencia, además no hay perdida de sincronismo, ni hay que redefinir parámetros del sistema como en la estrategia de DIVISION DEL SISTEMA (ACTIVE SPLITTING), con la que también es posible evitar el colapso del sistema, pero al dividirlo en varios subsistemas hay que redefinir parámetros tales como; nodos Slack, nodos PV, etc, además cuando se quiera volver a retomar la operación normal del sistema hay que retomar el sincronismo de este, la cual es una tarea difícil que puede costar tiempo y dinero para la empresa distribuidora de energía [13].

4.5.1. IMPLEMENTACION DEL DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING)

El objetivo del deslastre de carga es mantener el equilibrio entre generación y demanda, al aplicar esta estrategia de seguridad se reducirá el valor de potencia aparente consumida **SC (MVA)** consumida por las cargas del sistema y en otros casos se disminuirá el valor de potencia activa entregada por los generadores **PG (MW)** al sistema interno. Para la correcta aplicación de este método es necesario tener en cuenta el criterio de **SENSIBILIDAD**, es decir, se debe observar cuales cargas y/o generadores son los que más influyen en la sobrecarga de las líneas de transmisión. Finalmente con la implementación de esta estrategia de seguridad, el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión sobrecargadas disminuye y las sobrecargas desaparecen, así es posible evitar que se produzca el efecto cascada y por ende el colapso del sistema de prueba IEEE-39 Barras [13].

En el cuadro 20, se muestran las estrategias de seguridad halladas para que el sistema de prueba IEEE-39 Barras no colapse, estas estrategias están basadas en la metodología DESLASTRE DE CARGA (LOAD SHEDDING). También se observa que hay 2 colores para identificar las estrategias de seguridad. Lo que esto quiere dar a entender es que hay 2 formas de aplicar la metodología de deslastre de carga, ya que, al realizar el análisis correspondiente para encontrar la causa de las sobrecargas para posteriormente corregirlas, se encontró que hay dos razones por las cuales estas se originan.

Cuadro 20. Estrategias de seguridad para que el sistema de prueba IEEE-39 Barras no colapse.

Cont. Línea #	Líneas con sobrecarga	Deslastre de carga
3	6(114,5012%) 30(101,3625%)	3(*75%) 4(*82%) 7(*95%) 12 (*95%)
4	30(102,1845%)	G8(-7MW ó *98,7%) 3(-3MW ó *99,07%) 18(-1MW ó *99,37%) 26(-1MW ó *99,28%) 27(-2MW ó *99,29%)
9	13(111,1645%)	Todas (*98%) ó 3(*95%) 4(*94%) 8(*94%) 18(*95%)
10	13(104,3760%)	Todas (* 98%) ó 8(*95%)
18	7(101,0491%)	Todas (*99%) ó 4(*92%)
20	6(118,7678%)	G6(-60MW o *90,77%) 3(-5MW o *98,45%) 4(-10MW o *98%) 7(-5MW o 97,9%) 8(-15MW o *97,1) 15(-5MW o *98,4%) 39(-20MW o 98,2%)
27	24(114,6981%) 28(108,5078%) 29(105,5376%)	G6(-85MW o *86,92%) Todas las cargas (*98,4%) menos 12, 23, 24 y 31
31	26(105,8058%)	27(*94%) ó Todas (*94%)
34	33(111,5885%)	G9(-58MW o *93%) Todas las cargas (*99%) menos 12, 29 y 31
Tipo de Sobrecarga		Color
Demanda		
Generación		

Cont. Línea #	Consecuencia	Estrategia
22	Colapso de Tensión	Utilizar la estrategia de división del sistema para dividir el sistema de prueba IEEE-39 Barras en 2 subsistemas, redefinir los parámetros para los 2 sistemas resultantes (nodos slack, pv, etc.), finalmente aplicar deslastre de carga en cada subsistema si es requerido.

4.5.1.1. SOBRECARGAS POR DEMANDA

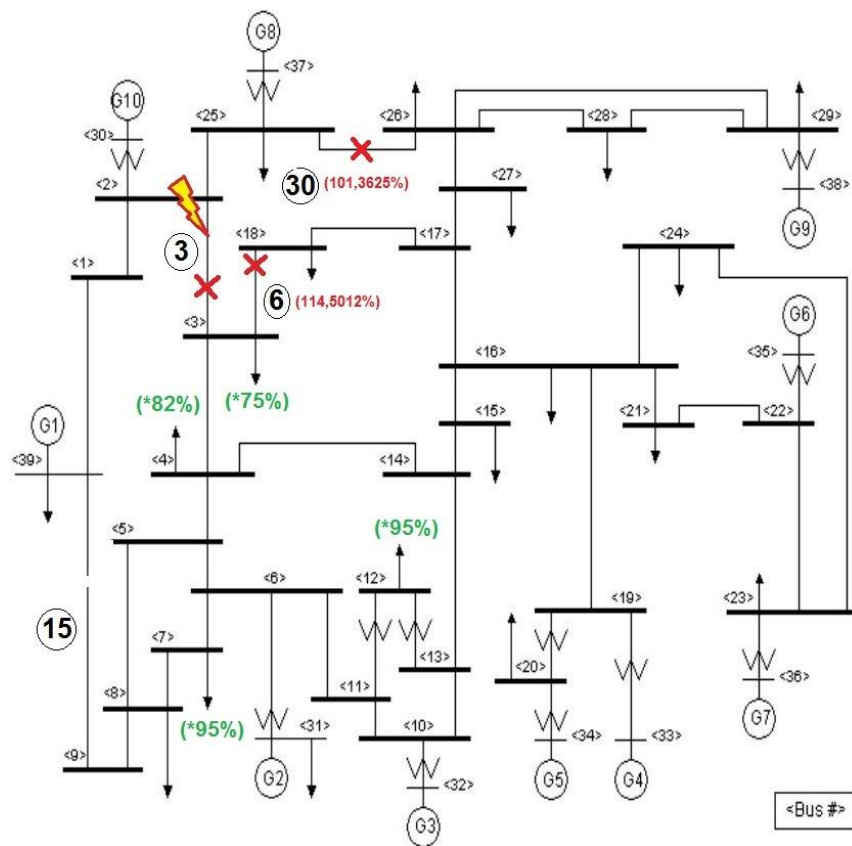
Estas sobrecargas tienen como su principal causa el consumo de potencia de las cargas del sistema. Cuando se produce una contingencia en el sistema, el flujo de potencia se redistribuye y en algunas líneas de transmisión aumenta. Para que esto no suceda es necesario aplicar el criterio de sensibilidad, así se lograra identificar las cargas que más influyen en la sobrecargas [6].

- **Caso 1 (contingencia línea #3)**

El primer caso de esta naturaleza es el originado por la salida de operación de la línea #3, esto conlleva a que las líneas #6 y #30 se sobrecarguen. Como se había mencionado anteriormente este es considerado el caso más crítico que se presenta en este sistema de prueba IEEE-39 Barras, ya que, las sobrecargas presentes en la línea #6 y línea la #30 son difíciles de neutralizar, y para que estas desaparezcan es necesario disminuir considerablemente la potencia entregada a algunas cargas. Tomando como base el criterio de sensibilidad, es lógico creer que las cargas que influyen en la sobrecarga de las líneas de transmisión, son las que se encuentran más cerca de las líneas sobrecargadas, pero la realidad es otra, las cargas que son vecinas geográficamente a las líneas sobrecargadas, no necesariamente tienen que ser vecinas eléctricamente. Esto es causa de la no linealidad del flujo de carga presente en estos sistemas [13].

En la figura 19, se visualizan las cargas del sistema que influyen en las sobrecargas de las líneas #6 y #30.

Figura 19. Cargas que influyen en las sobrecargas originadas por contingencia en línea #3.



En la figura 19, se observan las cargas que influyen en las sobrecargas de la línea #6 y la línea #30. Las cargas afectadas por este suceso son las posicionadas en los siguientes nodos:

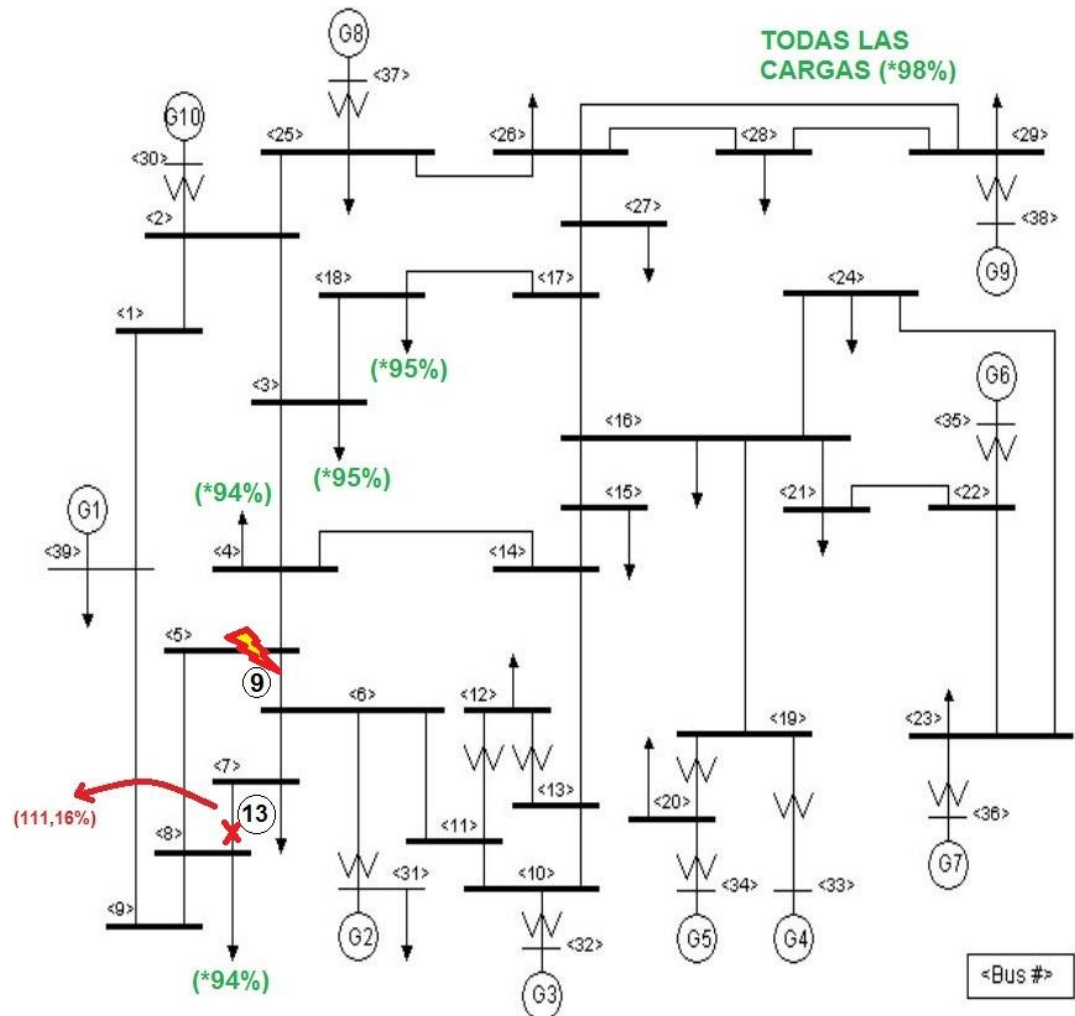
- Carga en el nodo #3 al 75%
- Carga en el nodo #4 al 82%
- Carga en el nodo #7 al 95%
- Carga en el nodo #12 al 95%

Al haber aplicado estas estrategias de seguridad, las sobrecargas presentes en la línea #6 y la línea #30 desaparecen y por ende, el riesgo de colapso del sistema.

• **Caso 2 (contingencia línea #9)**

En la figura 20, al salir de operación la línea #9, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #13 se sobrecarga.

Figura 20. Cargas que influyen en las sobrecargas originadas por contingencia en línea #9.



En este caso la estrategia de seguridad se puede aplicar de 2 formas, la primera es reducir el consumo de todas las cargas en un 2%, es decir que todas consuman

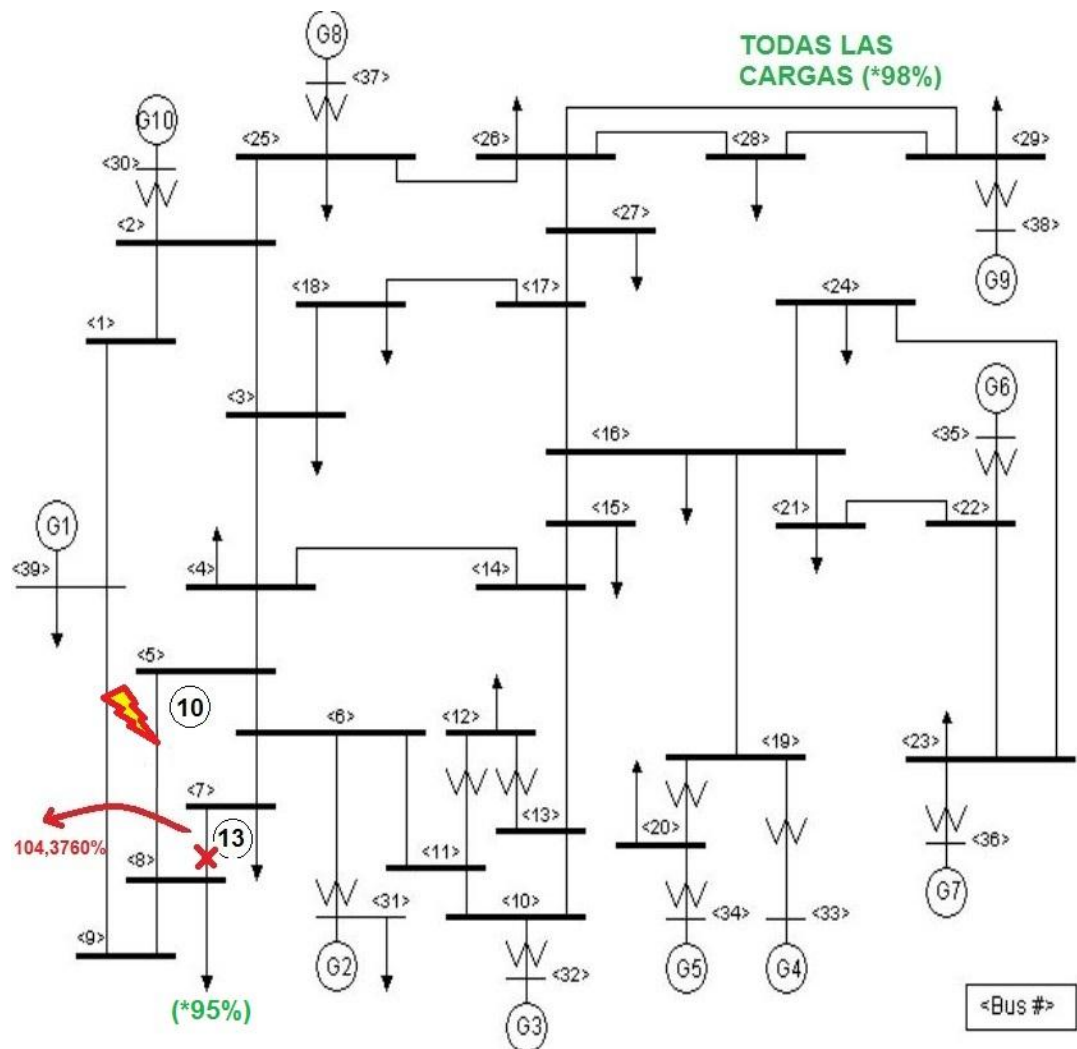
el 98% de lo que consumen usualmente. La otra forma es tomar las siguientes cargas y modificar su consumo al valor mostrado:

- Carga en el nodo #3 al 95%
- Carga en el nodo #4 al 94%
- Carga en el nodo #8 al 94%
- Carga en el nodo #18 al 95%

• **Caso 3 (Contingencia línea #10)**

En la figura 21, al salir de operación la línea #10, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #13 se sobrecarga.

Figura 21. Cargas que influyen en la sobrecarga originada por contingencia en línea #10.



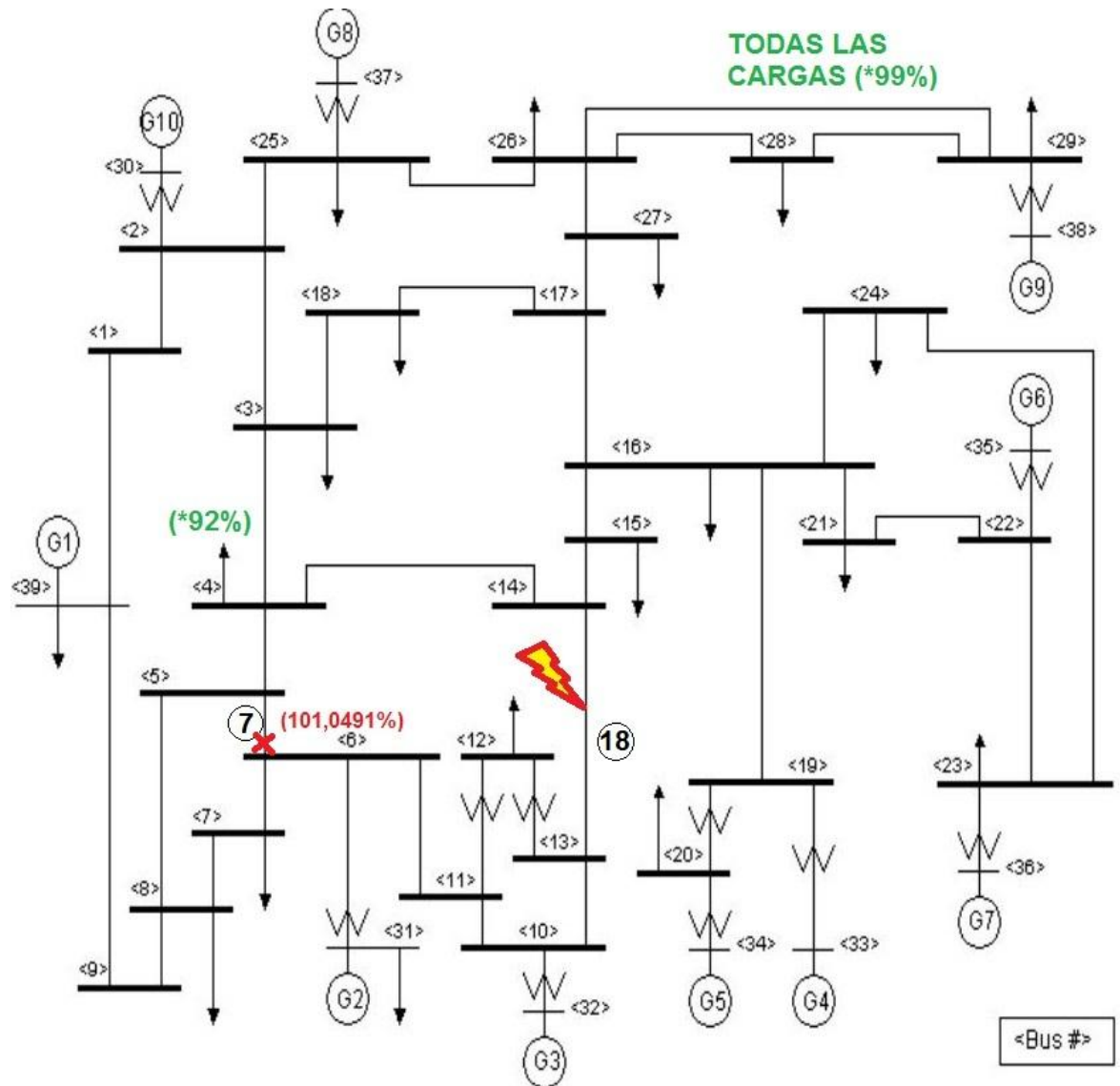
En este caso la estrategia de seguridad se puede aplicar de 2 formas, la primera es reducir el consumo de todas las cargas en un 2%, es decir, que todas

consuman el 98% de lo que consumen usualmente. La otra forma es tomar la carga situada en el nodo #8 y disminuir su consumo a un 95% como se muestra en la figura 21.

- **Caso 4 (Contingencia línea #18)**

En la figura 22, al salir de operación la línea #18, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #7 se sobrecarga.

Figura 22. Cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #18.



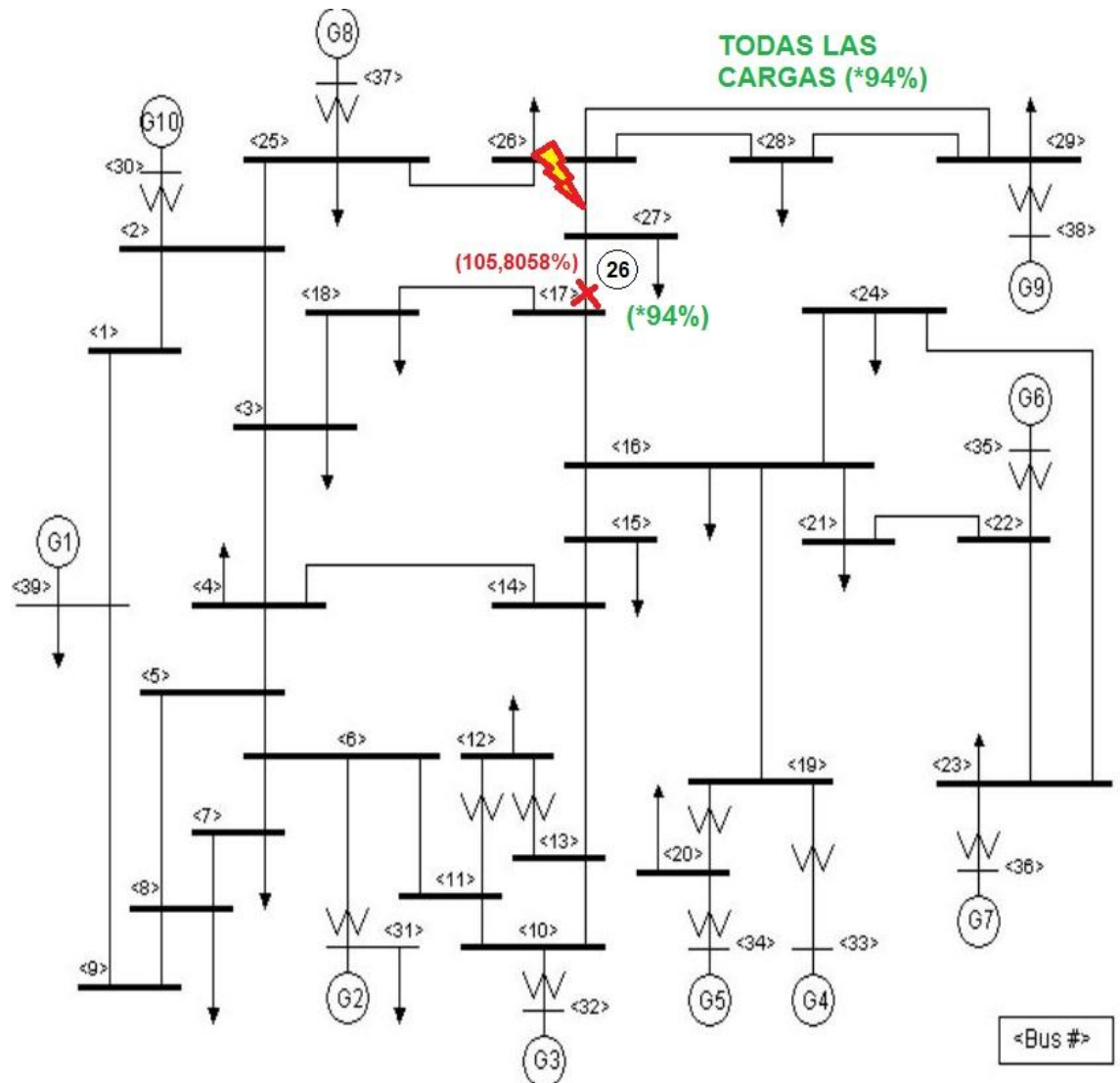
En este caso la estrategia de seguridad se puede aplicar de 2 formas, la primera es reducir el consumo de todas las cargas en un 1%, es decir que todas consuman

el 99% de lo que consumen usualmente. La otra forma es tomar la carga situada en el nodo #4 y disminuir su consumo como a un 92% como se muestra en la figura 22.

- **Caso 5 (Contingencia línea #31)**

En la figura 23, al salir de operación la línea #31, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #26 se sobrecarga.

Figura 23. Cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #31.



En este caso la estrategia de seguridad se puede aplicar de 2 formas, la primera es reducir el consumo de todas las cargas en un 6%, es decir que todas consuman el 94% de lo que consumen usualmente. La otra forma es tomar la carga situada

en el nodo #27 y disminuir su consumo como a un 94% como se muestra en la figura 23.

4.5.1.2. SOBRECARGAS POR GENERACION

Este tipo de sobrecargas tienen como su principal causa el flujo de potencia entregada por los generadores al sistema interno. Cuando se produce una contingencia en el sistema, el flujo de potencia se redistribuye y en algunas líneas de transmisión aumenta, para que esto no suceda es necesario aplicar el criterio de sensibilidad, así se lograra identificar los generadores que más influyen en la sobrecargas. Es importante aclarar, que para este sistema de prueba IEEE-39 Barras, no es necesario ajustar el valor de algunas cargas para que el nodo Slack siga entregando la potencia que usualmente suministra al sistema interno, ya que, si la potencia entregada por este aumenta, no se presentan otras sobrecargas aguas abajo. Sin embargo, en este proyecto se trató de mantener la potencia inicial suministrada por el nodo Slack.

- **Caso 6 (Contingencia en línea #4)**

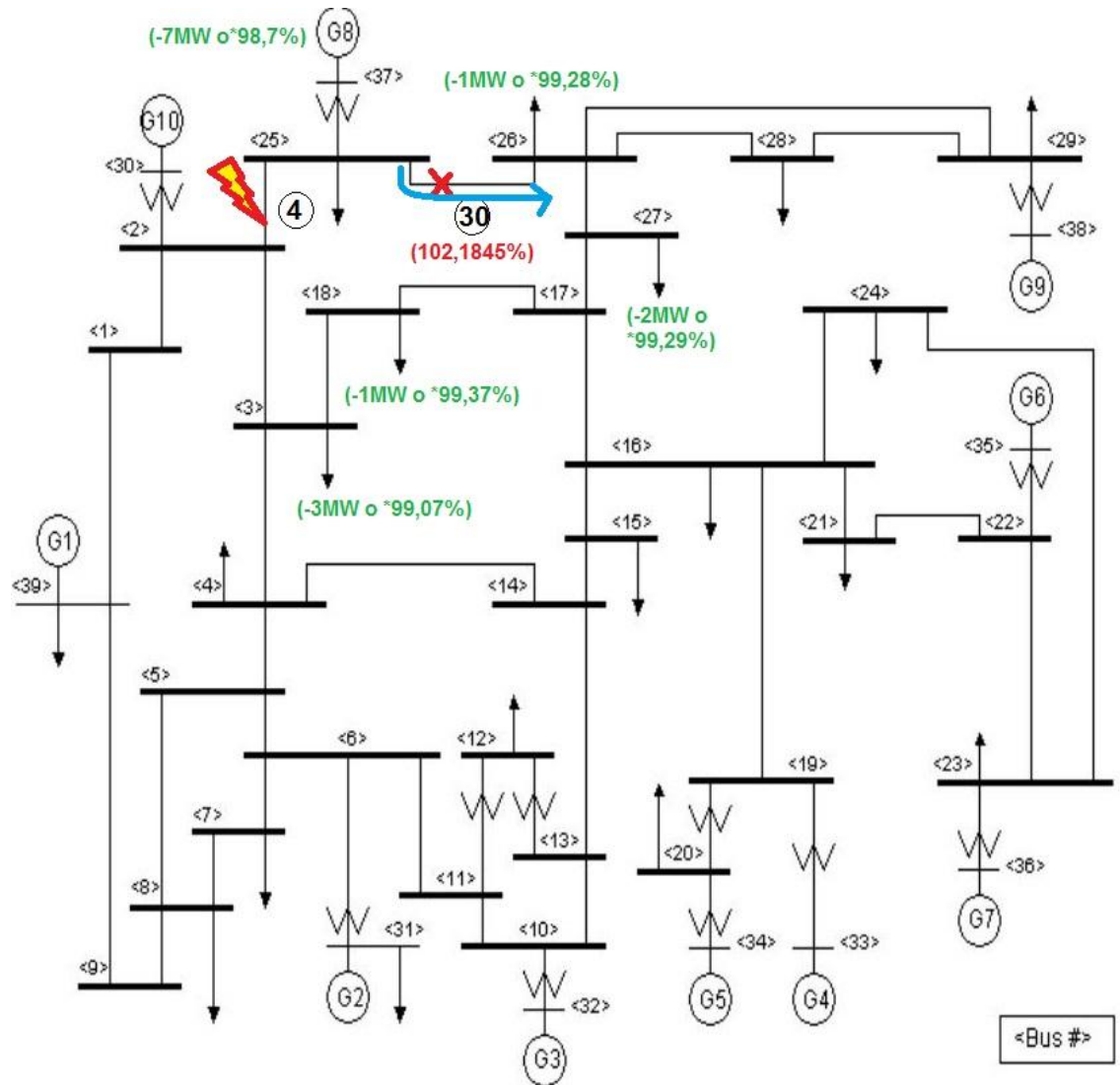
El primer caso de esta naturaleza es el originado por la salida de operación de la línea #4, esto conlleva a que la línea #30 se sobrecargue. Tomando como base el criterio de sensibilidad, es lógico creer que los generadores que influyen en la sobrecarga de las líneas de transmisión, son los que se encuentran más cerca de las líneas sobrecargadas y en realidad es así. Sin embargo esto causa un aumento en la potencia entregada por el nodo slack al sistema interno, por lo que es necesario aplicar el criterio de sensibilidad para hallar las cargas que puedan ayudar a disminuir la potencia entregada por el nodo slack [13].

En la figura 24, se puede observar la sobrecarga que presenta la línea #30. Esto sucede porque la potencia que el generador **G8** estaba entregando al sistema interno por medio de 2 líneas, la línea #4 y la línea #30, pasa a ser entregada al sistema interno solo por la línea #30 lo que causa que dicha línea se sobrecargue.

Para eliminar la sobrecarga presente en la línea #30, se disminuye la potencia activa **PG (-7MW o *98,7)** entregada por el generador G8, además para que no se presenten sobrecargas aguas abajo debido al aumento en la potencia entregada por el nodo slack, se disminuye la demanda de potencia activa de algunas cargas, este decremento debe ser proporcional a lo que se dejó de entregar por parte del generador. En la siguiente lista se muestran las cargas afectadas:

- Carga en el nodo #3 al 99.07% o menos 3MW
- Carga en el nodo #18 al 99.37% o menos 1MW
- Carga en el nodo #26 al 99.28% o menos 1MW
- Carga en el nodo #18 al 99.29% o menos 2MW

Figura 24. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #4.



- **Caso 7(Contingencia en línea #20)**

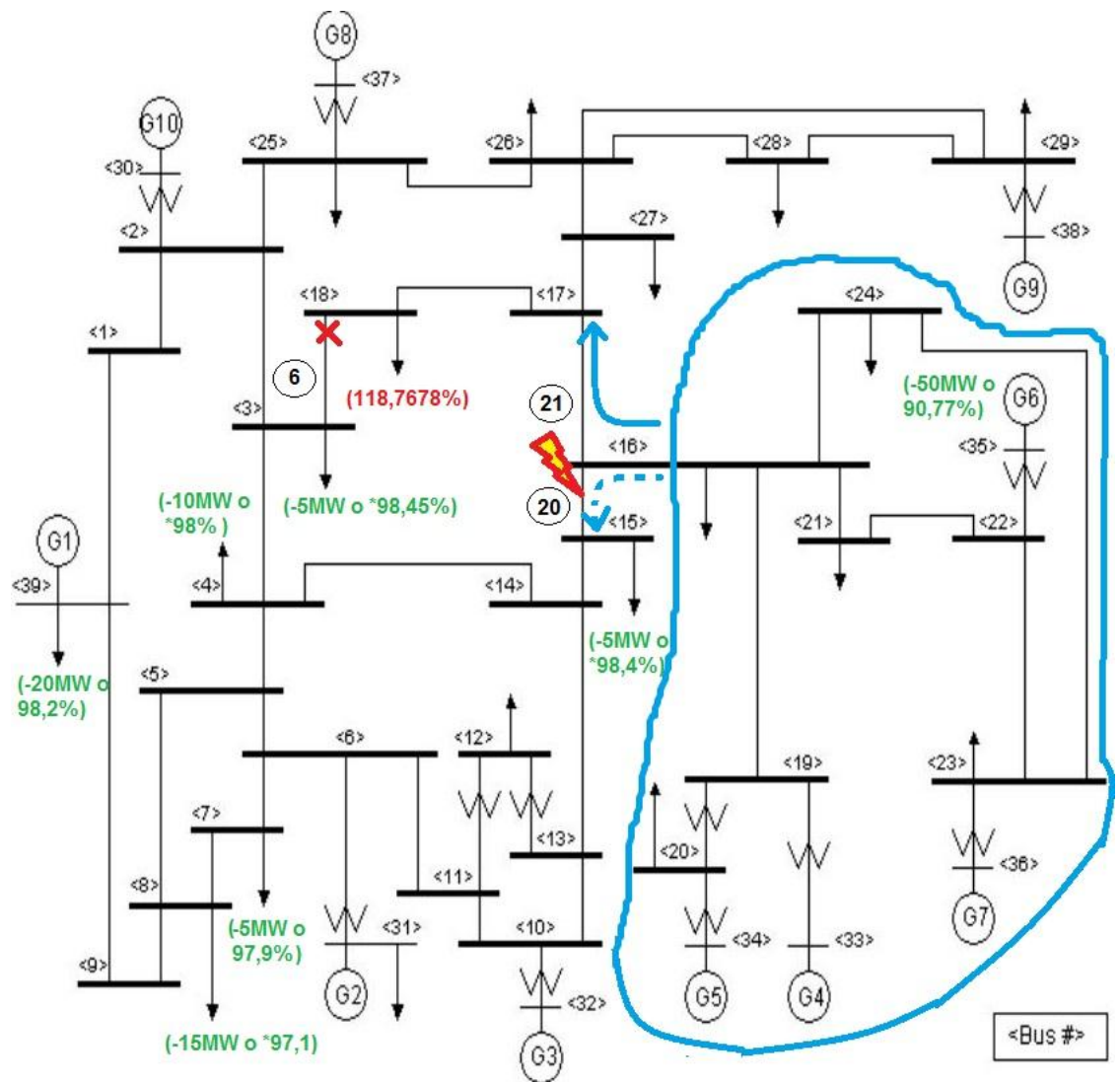
Al salir de operación la línea #20, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #6 se sobrecarga.

En la figura 25, se puede observar que la potencia entregada por los generadores **G4, G5, G6 y G7**, llega al sistema interno por medio de 2 líneas de transmisión, la línea #20 y la línea #2, al salir de operación la línea #20 toda la potencia entregada por estos generadores fluye a través de la línea #21 hasta llegar a la línea #6 y sobrecargarla. Este caso es el más severo cuando se trata de sobrecargas por generación, ya que el número de generadores implicados es alto.

Para eliminar la sobrecarga presente en la línea #6, se disminuye la potencia activa **PG (-60MW o *90,77)** entregada por el generador **G6**, además para que no se presente sobrecargas aguas abajo debido al aumento en la potencia entregada por el nodo slack, se disminuye la demanda de potencia activa de algunas cargas, este decremento debe ser proporcional a lo que se dejó de entregar por parte del generador. En la siguiente lista se muestran las cargas afectadas:

- Carga en el nodo #3 al 98.45% o menos 5MW
- Carga en el nodo #4 al 98.00% o menos 10MW
- Carga en el nodo #7 al 97.90% o menos 5MW
- Carga en el nodo #8 al 97.10% o menos 15MW
- Carga en el nodo #15 al 98.40% o menos 5MW
- Carga en el nodo #39 al 98.20% o menos 20MW

Figura 25. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #20.



- **Caso 8 (Contingencia en línea #27)**

Al salir de operación la línea #27, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #24 se sobrecarga.

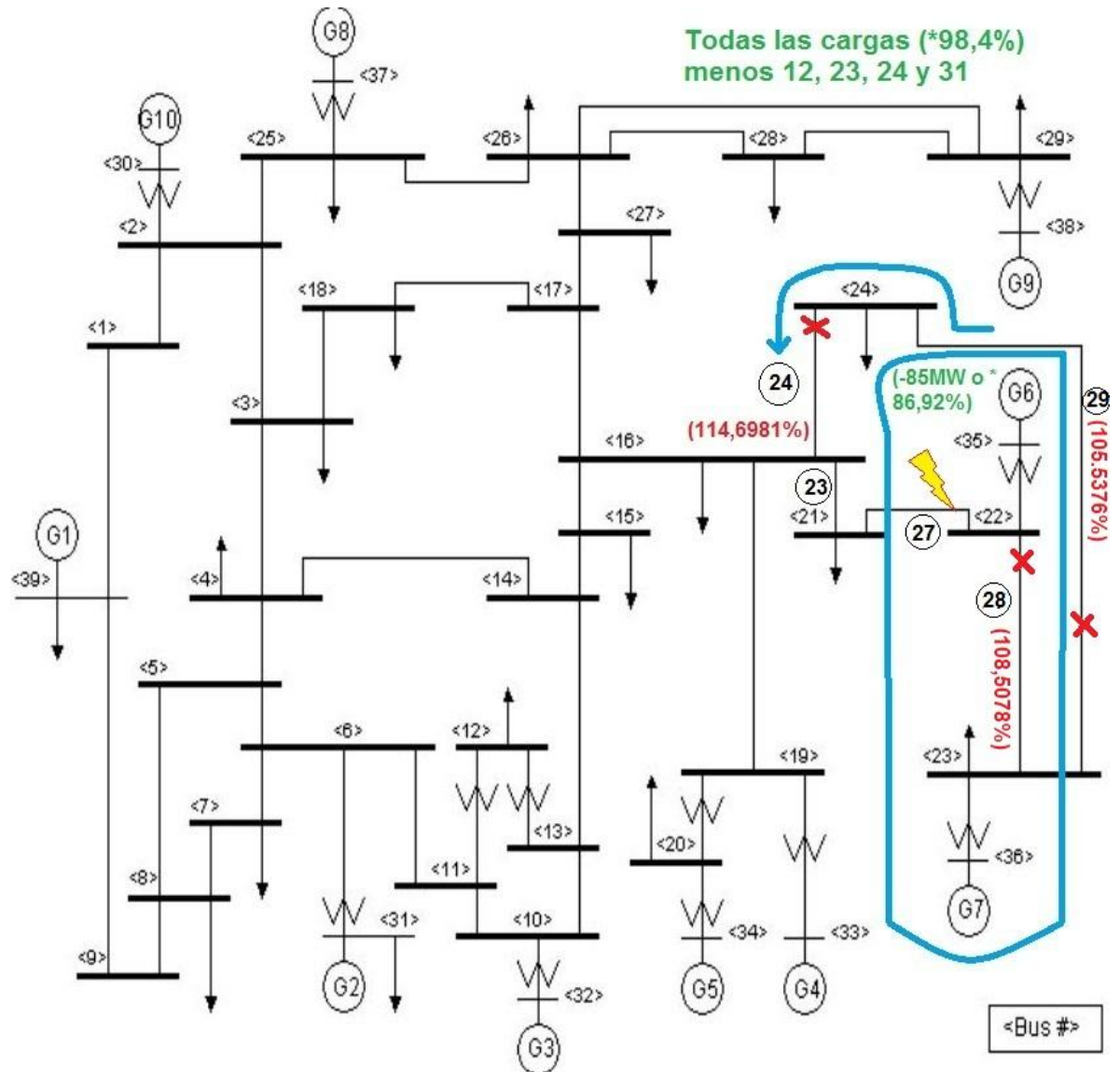
En la figura 26, se puede observar que la potencia entregada por los generadores **G6 y G7**, llega al sistema interno por medio de 2 líneas de transmisión, la línea #23 y la línea #24, al salir de operación la línea #27 todo la potencia entregada por estos generadores fluye a través de la línea #24 y esta se sobrecarga.

Para eliminar la sobrecarga presente en la línea #24, se disminuye la potencia activa **PG (-85MW o *86,92%)** entregada por el generador **G6**, además para que no se presente sobrecargas aguas abajo debido al aumento en la potencia entregada por el nodo slack, se disminuye la demanda de potencia activa de algunas cargas. Este decremento debe ser proporcional a lo que se dejó de entregar por parte del generador. Por lo anterior se decide disminuir la demanda de todas las cargas a un **98,4%** menos las cargas que se encuentran en los nodos #12, #23, #24 y #31, ya que si estas se ven afectadas la sobrecarga puede volver a aparecer.

Cuadro 21. Decremento de potencia activa en cargas para contingencia en la línea #27.

Nodo #	P(MW)	%	Decremento (MW)
3	317	1,552795031	5
4	492,5	1,5	7,5
7	230,3	1,497005988	3,5
8	514	1,53256705	8
12	8,5		
15	315	1,5625	5
16	324	1,519756839	5
18	155,5	1,582278481	2,5
20	669,5	1,544117647	10,5
21	270	1,459854015	4
23	162,5		
24	223,6		
25	220,5	1,5625	3,5
26	137	1,438848921	2
27	277	1,423487544	4
28	203	1,45631068	3
29	279	1,587301587	4,5
31	9,2		
39	1087	1,539855072	17
		1,51727859	85

Figura 26. Generadores y cargas que influyen en las sobrecarga originada por contingencia en línea #27.



- **Caso 9 (Contingencia en línea #34)**

Al salir de operación la línea #34, el flujo de carga a través del sistema de prueba IEEE-39 Barras se redistribuye y la línea #33 se sobrecarga.

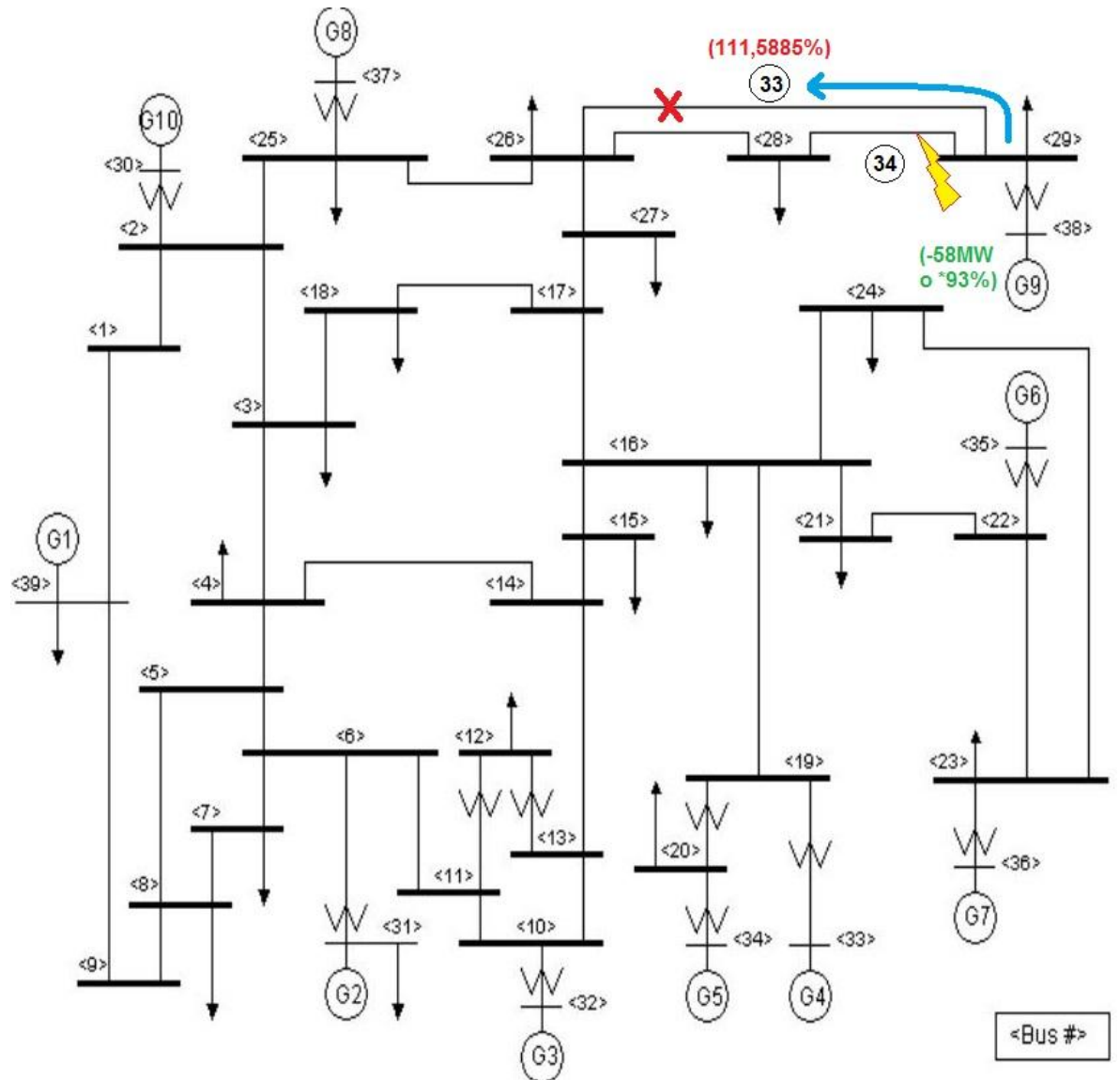
En la figura 27 se puede observar que la potencia entregada por el generador G9, llega al sistema interno por medio de 2 líneas de transmisión, la línea #33 y la línea #34, al salir de operación la línea #34 toda la potencia entregada por el generador fluye a través de la línea #33 y esta se sobrecarga.

Para eliminar la sobrecarga presente en la línea #33, se disminuye la potencia activa **PG (-58MW o 93%)** entregada por el generador **G9**, además para que no se presenten sobrecargas aguas abajo debido al aumento en la potencia entregada por el nodo slack, se disminuye la demanda de potencia activa de algunas cargas. Este decremento debe ser proporcional a lo que se dejó de entregar por parte del generador. Por lo anterior se decide disminuir la demanda de todas las cargas a un **99%**, menos a las cargas que se encuentran en los nodos #12, #29 y #31, ya que si estas se ven afectadas la sobrecarga puede volver a aparecer.

Cuadro 22. Decremento de potencia activa en cargas para contingencia en la línea #34.

Nodo #	P(MW)	%	Decremento (MW)
3	318,8	0,99378882	3,2
4	495	1	5
7	231,5	0,983746792	2,3
8	516,8	0,996168582	5,2
12	8,5		
15	316,8	1	3,2
16	325,8	0,972644377	3,2
18	156,5	0,949367089	1,5
20	673,2	1	6,8
21	271,3	0,98540146	2,7
23	245,1	0,96969697	2,4
24	305,5	1,004536617	3,1
25	221,8	0,982142857	2,2
26	137,65	0,971223022	1,35
27	278,2	0,996441281	2,8
28	204	0,970873786	2
29	225,5		
31	9,2		
39	1092,95	1,000905797	11,05
		0,986058591	58

Figura 27. Generador y cargas que influyen en la sobrecarga originada por contingencia en línea #34.



CAPITULO 5

CONCLUSIONES

- El sistema de prueba IEEE-39 Barras modificado fue útil para realizar estudios de colapsos en sistemas de potencia.
- Como consecuencia de la singularidad de la matriz jacobiana, no fue posible contar con resultados numéricos de los eventos en todos los casos ya que el método de simulación utilizado (Newton- Raphson) es muy sensible a colapsos de tensión.
- Se evidencia el efecto cascada que se presenta en el sistema de prueba IEEE-39 Barras cuando se realiza el análisis de contingencias simples (n-1).
- Se pudo comprobar que el sistema de prueba IEEE-39 Barras llega a presentar uno de los dos tipos de colapsos, los colapsos de tensión. Otros paquetes computacionales como Powerworld permiten obtener resultados en puntos más próximos al colapso de tensión (convergen) lo cual no se logró con el código implementado en Matlab. El programa Powerworld no pudo usarse por no contar con la licencia.
- Las estrategias implementadas para evitar los colapsos dieron resultados satisfactorios. Por medio del deslastre de carga (LOAD SHEDDING), fue posible eliminar las sobrecargas en el líneas de transmisión y el efecto cascada que puede llevar el sistema a colapsar cuando se presentan unas contingencias simples específicas.
- Se identificaron dos causas fundamentales por las cuales se sobrecargan las líneas de transmisión. La primera es por el volumen de potencia demandada por parte de las cargas del sistema. La segunda es porque en muchos casos sale una de las dos líneas de transmisión que transportan la potencia entregada por un generador al sistema, por lo que la línea que sigue en operación se sobrecarga.
- Cuando se producen sobrecargas por envío de potencia generada no es necesario disminuir el consumo de las cargas para mantener el equilibrio entre demanda y generación, ya que este sistema IEEE-39 Barras no presenta sobrecargas por causa de la variación de potencia generada por parte del nodo slack. Sin embargo,

en este proyecto se disminuyó el consumo de las cargas para mantener el equilibrio entre generación y demanda.

- Para el caso en que la línea de transmisión No 22 (la línea que comunica los generadores G4 y G5 con el resto del sistema) sale de operación, inmediatamente se presenta un colapso de tensión, por lo que se aconseja aplicar como estrategias de seguridad, la DIVISION DEL SISTEMA (ACTIVE SPLITTING) para dividir el Sistema de Prueba IEEE-39 Barras en dos subsistemas y posteriormente aplicar la estrategia de deslastre de carga en los dos subsistemas resultantes. En este proyecto no fue necesario aplicar esta metodología.
- Al momento de aplicar las estrategias de seguridad es muy importante tener en cuenta el criterio de sensibilidad, ya que como se pudo observar en este proyecto, las cargas que están cerca geográficamente a las sobrecargas, no son necesariamente las que más influyen en estas.

Bibliografía

1. **LÓPEZ GÓMEZ, Luis Leonardo y OSORIO GIRALDO, Olga Patricia.** *Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR)*. Pereira, Colombia : Trabajo de Grado Programa de Tecnología Eléctrica. UTP, 2008. pág. 123.
2. **PATÍÑO CASTRILLON, Galo Fernando y LIMAS GETIAL, Gustavo Adolfo.** *Metodologías para el análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario*. Pereira, Colombia : Facultad de Ingeniería Eléctrica. UTP, 2008 . pág. 234.
3. **CORRALES LONDOÑO, Erika Mercedes y GOMEZ GIRALDO, Sandra Patricia.** *Análisis del colapso de tensiones en sistemas eléctricos*. Pereira, Colombia : Facultad de Ingeniería Eléctrica, UTP, 2002. pág. 98.
4. **ESCOBAR ZULUAGA, Antonio H.** *Curso Básico de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Pereira, Colombia : Programa de Tecnología Eléctrica, UTP, 2011. pág. 32.
5. **GRAINGER, John J. y STEVENSON, William D.** *Power System Analysis*. New York : McGraw-Hill, 1994. pág. 787.
6. **AMIN KHATIB, Abdel-Rahman.** *Internet-based Wide Area Measurement Applications in Deregulated Power Systems*. Blacksburg, Virginia : Faculty of the Virginia Polytechnic and State University, 2002. pág. 184.
7. **ALEXANDER, Charles K. y SADIKU, Matthew N.O.** *Fundamentos de Circuitos Eléctricos*. USA : McGraw-Hill Higher Education, 2000. pág. 940.
8. **CLAVIJO ARANGO, Oscar Andrés y ESCOBAR ESPINOSA, Julián.** *Análisis de Circuitos de Corriente Alterna Mediante el Software Pspice*. Colombia : Trabajo de Grado Programa de Tecnología Eléctrica. UTP, 2010. pág. 396.
9. **GALLEGO VASQUEZ, José Ricardo.** *Teoremas Fundamentales de Circuitos Eléctricos*. Colombia : Programa Ingeniería Eléctrica. UTP, 2008. pág. 251.
10. **HENAO OSORIO, Carlos Enrique y LONDOÑO RAMIREZ, John Alexander.** *Análisis Matricial de Circuitos de Corriente Continua usando Matlab*. Colombia : Trabajo de Grado Programa de Tecnología Eléctrica. UTP, 2010. pág. 396.
11. **HYAT, William H. y KEMMERLY, Jack E.** *Análisis de Circuitos en Ingeniería*. México : McGraw-Hill, 1993. pág. 882.

12. **TAMAYO VILLEGAS, Carolina y CAICEDO GIRALDO, Carlos Enrique.** *Circuitos Eléctricos de Corriente Continua con CircuitMaker.* Colombia : Trabajo de Grado Programa de Tecnología Eléctrica. UTP, 2009. pág. 510.
13. **MORENO, R., RÍOS, M. A. y TORRES, A.** *Security Schemes of Power Systems against Blackouts.* Bogota, Colombia : Universidad de los Andes, 2012. pág. 6.
14. **ROBLEDO SOTO, Eliseo.** *Contingencias Dobles y Simples en el Sistema Electrico de Pereira.* Pereira : Programa de Tecnología Electrica, 2012. UTP.
15. **ESCOBAR ZULUAGA, Antonio, GALLEGO, Luis Alfonso.** *ANÁLISIS ESTÁTICO DE CONTINGENCIAS DE POTENCIA ACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE.* Pereira : UTP, 2004. Colombia.
16. **DIAZ, Hernando.** *Un método eficiente para la solución.* Bogota : Universidad Nacional. pág. 25 a 33.
17. **VILLARROEL, Manuel.** *Calculo de Flujos de Potencia.* Temuco, Chile : Universidad de la Frontera, 2010.
18. **ECHAVARREN CERAZO, Francisco Miguel, y otros, y otros.** *COLAPSOS DE TENSION: CAUSAS Y SOLUCIONES.* Madrid, España : Universidad Pontificia Comillas, 2006. págs. 54-62.
19. **CANDELO, John E., CAICEDO, Gladys y CASTRO, Ferley.** *METODOS PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE POTENCIA.* [ed.] Información Tecnológica. Cali, Colombia : Universidad del Valle, 2008. Vol. 19.
20. **TRANSMISIÓN, ESTUDIO ESTOCÁSTICO DE CARGABILIDAD EN LINEAS DE.** *MONTOYA MONROY, Edmundo.* Mexico D.F. : Instituto Politécnico Nacional, 2008.
21. **MOTTER, Adilson E. y LAI, Ying-Cheng.** *CASCADE-BASED ATTACKS ON COMPLEX NETWORKS.* [ed.] PHYSICAL REVIEW. Tempe, Arizona : s.n., 2002. Vol. E 66.
22. **Pai, M. A. University of Illinois at Champaign/ Urbana.** *ENERGY FUNCTION ANALYSIS FOR POWER SYSTEM STABILIIY.* Boston/Dordrecht/London : KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, 1989. pág. 223.
23. **HENNEAUX, Pierre.** *BLACKOUT TEST SYSTEM.* s.l. : Université Libre de Bruxelles, 2013.

ANEXOS

ANEXO A. Código del algoritmo FlujoCargaAC3.m realizado en MATLAB para la simulación del Sistema de Prueba IEEE-39 barras

```
% LoadFlowAC3.m
% Calcula el flujo de carga por el método de Newton

% limpia la pantalla
clc
clear all
% parametros globales
baseMVA = 100 ;
graus_to_rad = pi/180 ;
rad_to_graus = 180/pi ;
Cap=xlsread('Cap_lineas.xlsx');

% Presentacion del programa
fprintf('\n> -----\n')
fprintf('> Loadflow \n')
fprintf('> Flujo de carga - método de Newton\n')
fprintf('> -----\n')

% iniciando calculo de tiempo computacional
tic ;

% lectura de datos de la red (barras, ramas, nombre_de_la_red, tol, itmax)
eval('ieee39');
% eval('pruebal');
% eval('Ejemplo3nodos');
% eval('Stevenson92') ;
% eval('Examen_2012_3');
% eval('Ejerc1_2012_2');
% eval('Examen_2012_1');
% determinacion del tamaño de la red
fprintf('\n> Procesando datos de la red ...\n')
[nb , columnas] = size(barras) ;
[nr , columnas] = size(ramas) ;

% carga de los vectores de barra
for k = 1 : nb,
    numext(k) = barras(k,1) ;
    tipo(k) = barras(k,2) ;
    v(k) = barras(k,3) ;
    ang(k) = barras(k,4) * graus_to_rad ;
    pg(k) = barras(k,5) / baseMVA ;
    qg(k) = barras(k,6) / baseMVA ;
    pc(k) = (barras(k,7) / baseMVA);
    qc(k) = (barras(k,8) / baseMVA);
    bshk(k) = barras(k,9) / baseMVA ;

    pnom(k) = pg(k) - (pc(k)) ;
    qnom(k) = qg(k) - (qc(k)) ;

    numint(barras(k,1)) = k ;
end

% carga de los vectores de ramas
```

```

for l = 1 : nr,
    de(l) = numint(ramas(l,1)) ;
    para(l) = numint(ramas(l,2)) ;
    r(l) = ramas(l,3) ;
    x(l) = ramas(l,4) ;
    bshl(l) = ramas(l,5) / 2.0 ;
    tap(l) = ramas(l,6) ;
    if tap(l) == 0,
        tap(l) = 1;
    end
    fi(l) = - ramas(l,7) * graus_to_rad ;
end

%   construye matriz admitancia nodal
fprintf('\n> Ejecutando cálculo de flujo de carga ...\n')

Y = spalloc(nb,nb,nb+2*nr) ;

for k = 1 : nb,
    Y(k,k) = i*bshk(k) ;
end

for l = 1 : nr,
    k = de(l) ;
    m = para(l) ;

    y(l) = 1/(r(l) + i*x(l)) ;

    akk(l) = 1/(tap(l)*tap(l)) ;
    amm(l) = 1.0 ;
    akm(l) = 1/tap(l) ;

    Y(k,k) = Y(k,k) + akk(l)*y(l) + i*bshl(l) ;
    Y(m,m) = Y(m,m) + amm(l)*y(l) + i*bshl(l) ;
    Y(k,m) = Y(k,m) - akm(l)*y(l) ;
    Y(m,k) = Y(m,k) - akm(l)*y(l) ;
end

%   matriz conductancia y susceptancia
G = real(Y);
B = imag(Y);
Y

% Solo con fines de visualizacion:

Ypolar_Mag=abs(Y)
Ypolar_ang=180*angle(Y)/pi

%   definicion del estado inicial de la red
%   -> v = 1 pu para barras PQ
%   -> ang = 0 para barras PQ y PV
for k = 1 : nb,
    if tipo(k) ~= 3,
        ang(k) = 0.0 ;
        if tipo(k) < 2,
            v(k)= 1.0 ;
        end
    end
end

%   METODO DE NEWTON
fprintf('\n> newton ...\n')

%   inicializar contador de iteraciones
iter = 0 ;
maxDP=100;
maxDQ=100;
%   proceso iterativo

```

```

while (1),

    if ( ( abs(maxDP) > tol ) || ( abs(maxDQ) > tol ) ),

        % cálculo de las potencias nodales
        for k = 1 : nb,
            pcalc(k) = G(k,k)*v(k)*v(k) ;
            qcalc(k) = -B(k,k)*v(k)*v(k) ;
        end

        for l = 1 : nr,
            k = de(l) ;
            m = para(l) ;

            ab = ang(k) - ang(m) + fi(l) ;

            gkm = akm(l)*real(y(l)) ;
            bkm = akm(l)*imag(y(l)) ;

            pcalc(k) = pcalc(k) + v(k)*v(m)*(-gkm*cos(ab)-bkm*sin(ab)) ;
            pcalc(m) = pcalc(m) + v(k)*v(m)*(-gkm*cos(ab)+bkm*sin(ab)) ;
            qcalc(k) = qcalc(k) + v(k)*v(m)*(-gkm*sin(ab)+bkm*cos(ab)) ;
            qcalc(m) = qcalc(m) - v(k)*v(m)*(-gkm*sin(ab)-bkm*cos(ab)) ;
        end

        % cálculo de los errores de potencia
        DP = zeros(nb,1) ;
        DQ = zeros(nb,1) ;

        maxDP = 0 ;
        maxDQ = 0 ;
        busDP = 0 ;
        busDQ = 0 ;

        pcalc
        qcalc
        for k = 1 : nb,
            if tipo(k) ~= 3,

                DP(k) = pnom(k) - pcalc(k) ;
                if abs(DP(k)) > abs(maxDP),
                    maxDP = DP(k) ;
                    busDP = numext(k) ;
                end
            end

            if tipo(k) <= 1,
                DQ(k) = qnom(k) - qcalc(k) ;
                if abs(DQ(k)) > abs(maxDQ),
                    maxDQ = DQ(k) ;
                    busDQ = numext(k) ;
                end
            end
        end

        DP
        DQ

        % construir e invertir la matriz Jacobiana
        H = spalloc(nb,nb,nb+2*nr) ; M=H ; N=H ; L=H ;

        for k = 1 : nb,
            H(k,k) = -qcalc(k) - v(k)*v(k)*B(k,k) ;
            N(k,k) = ( pcalc(k) + v(k)*v(k)*G(k,k) ) / v(k) ;
            M(k,k) = pcalc(k) - v(k)*v(k)*G(k,k) ;
            L(k,k) = ( qcalc(k) - v(k)*v(k)*B(k,k) ) / v(k) ;
            if tipo(k) == 3,

```



```

        H(k,k) = 10^10 ;
    end
    if tipo(k) >= 2,
        L(k,k) = 10^10 ;
    end
end
end

for l = 1 : nr,
    k = de(l) ;
    m = para(l) ;

    ab = ang(k) - ang(m) + fi(l) ;

    H(k,m) = v(k)*v(m)*( G(k,m)*sin(ab)-B(k,m)*cos(ab)) ;
    H(m,k) = v(k)*v(m)*(-G(k,m)*sin(ab)-B(k,m)*cos(ab)) ;
    N(k,m) = v(k)*( G(k,m)*cos(ab)+B(k,m)*sin(ab)) ;
    N(m,k) = v(m)*( G(k,m)*cos(ab)-B(k,m)*sin(ab)) ;
    M(k,m) = -v(k)*v(m)*( G(k,m)*cos(ab)+B(k,m)*sin(ab)) ;
    M(m,k) = -v(k)*v(m)*( G(k,m)*cos(ab)-B(k,m)*sin(ab)) ;
    L(k,m) = v(k)*( G(k,m)*sin(ab)-B(k,m)*cos(ab)) ;
    L(m,k) = -v(m)*( G(k,m)*sin(ab)+B(k,m)*cos(ab)) ;
end

% matriz jacobiana
J = [ H N ; M L ] ;

% vector de errores
DS = [ DP ; DQ ] ;

% calcular el vector de correccion de estado
DV = J\DS ;

% actualizar las variables de estado
for k = 1 : nb,
    ang(k) = ang(k) + DV(k) ;
    v(k) = v(k) + DV(k+nb) ;
end

% incrementar contador de iteraciones
iter = iter + 1 ;

if iter > itmax,
    fprintf('\n> Número máximo de iteraciones permitido excedido.\n')
    fprintf('> Ejecucion interrumpida.\n\n')
    return
end
else
    break
end

fprintf('\n> Iteracion - %d\n',iter)
fprintf(' * Máximo error P = %06.4f (barra %04d)\n',baseMVA*maxDP,busDP)
fprintf(' * Máximo error Q = %06.4f (barra %04d)\n',baseMVA*maxDQ,busDQ)

%-----
fprintf('> Estado de la red\n\n')
fprintf(' Barra Tipo Mag Fase PG QG PC QC Qsh\n')
for k = 1:nb
    fprintf('%7d %4d %9.6f %6.4f %9.2f %7.2f %9.2f %7.2f %9.2f\n',numext(k),tipo(k),v(k),...
(ang(k)*rad_to_graus),baseMVA*(pcalc(k)+pc(k)),baseMVA*(qcalc(k)+qc(k)),baseMVA*bshk(k)*v(k)
^2)
end

```



```

[fila,columna]=find(cargabl==max(max(cargabl)));

disp(columna);

end

end

% Determinacion del tiempo de calculo
tempo = toc ;
fprintf('\n\n> Tiempo computacional = %7.4f segundos.',tempo)
fprintf('\n\n> Fin de la simulacion.\n\n')

return

```

ANEXO B. Interfaz para los datos del Sistema de Prueba IEEE-39 barras.

```

% 3 - slack ; 2 - PV ; 0 - PQ
%
%
% Número Tipo V(pu) Ángulo (g) Pg (MW) Qg (MVar) Pc (MW) Qc (MVar) bshk (MVar)
barras = [

```

	Número	Tipo	V(pu)	Ángulo (g)	Pg (MW)	Qg (MVar)	Pc (MW)	Qc (MVar)	bshk (MVar)
	1	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	2	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	3	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	322.0	2.4	0.0
	4	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	500.0	184.0	0.0
	5	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	6	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	7	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	233.8	84.0	0.0
	8	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	522.0	176.0	0.0
	9	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	10	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	11	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	12	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	8.5	88.0	0.0
	13	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	14	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	15	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	320.0	153.0	0.0
	16	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	329.0	32.3	0.0
	17	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	18	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	158.0	30.0	0.0
	19	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	20	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	680.0	103.0	0.0
	21	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	274.0	115.0	0.0
	22	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	23	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	247.5	84.6	0.0
	24	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	308.6	-92.2	0.0
	25	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	224.0	47.2	0.0
	26	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	139.0	17.0	0.0
	27	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	281.0	75.5	0.0
	28	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	206.0	27.6	0.0
	29	0	1.0000	0.0000	0.0	0.0	283.5	26.9	0.0
	30	2	1.0475	0.0000	250.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	31	3	0.982	0.0000	0.0	0.0	9.2	4.6	0.0
	32	2	0.9831	0.0000	650.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	33	2	0.9972	0.0000	632.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	34	2	1.0123	0.0000	508.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	35	2	1.0493	0.0000	650.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	36	2	1.0635	0.0000	560.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	37	2	1.0278	0.0000	540.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	38	2	1.0265	0.0000	830.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	39	2	1.03	0.0000	1000.0	0.0	1104.0	250.0	0.0

```

];

%
%
ramas = [
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0.0000 0
%1 2 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
1 39 0.0010 0.025 0.75 0.0000 0
%1 39 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0.0000 0
%2 3 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
2 25 0.0070 0.0086 0.1460 0.0000 0
%2 25 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0.0000 0
%3 4 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0.0000 0
%3 18 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0.0000 0
%4 5 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0.0000 0
%4 14 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0.0000 0
%5 6 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0.0000 0
%5 8 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0.0000 0
%6 7 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0.0000 0
%6 11 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
7 8 0.0004 0.0046 0.0780 0.0000 0
%7 8 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
8 9 0.0023 0.0363 0.3804 0.0000 0
%8 9 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
9 39 0.0010 0.0250 1.2000 0.0000 0
%9 39 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
10 11 0.0004 0.0043 0.0729 0.0000 0
%10 11 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
10 13 0.0004 0.0043 0.0729 0.0000 0
%10 13 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
13 14 0.0009 0.0101 0.1723 0.0000 0
%13 14 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
14 15 0.0018 0.0217 0.3660 0.0000 0
%14 15 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
15 16 0.0009 0.0094 0.1710 0.0000 0
%15 16 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
16 17 0.0007 0.0089 0.1342 0.0000 0
%16 17 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
16 19 0.0016 0.0195 0.3040 0.0000 0
%16 19 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0.0000 0
%16 21 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
16 24 0.0003 0.0059 0.0680 0.0000 0
%16 24 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
17 18 0.0007 0.0082 0.1319 0.0000 0
%17 18 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
17 27 0.0013 0.0173 0.3216 0.0000 0
%17 27 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
21 22 0.0008 0.0140 0.2565 0.0000 0
%21 22 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
22 23 0.0006 0.0096 0.1846 0.0000 0
%22 23 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
23 24 0.0022 0.0350 0.3610 0.0000 0
%23 24 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
25 26 0.0032 0.0323 0.5130 0.0000 0
%25 26 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
26 27 0.0014 0.0147 0.2396 0.0000 0
%26 27 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
26 28 0.0043 0.0474 0.7802 0.0000 0
%26 28 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0

```

```

26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0.0000 0
%26 29 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0.0000 0
%28 29 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
12 11 0.0016 0.0435 0.0000 1.0060 0
%12 11 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
12 13 0.0016 0.0435 0.0000 1.0060 0
%12 13 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
6 31 0.0000 0.0250 0.0000 1.0700 0
%6 31 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
10 32 0.0000 0.0200 0.0000 1.0700 0
%10 32 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
19 33 0.0007 0.0142 0.0000 1.0700 0
%19 33 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
20 34 0.0009 0.0180 0.0000 1.0090 0
%20 34 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
22 35 0.0000 0.0143 0.0000 1.0250 0
%22 35 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
23 36 0.0005 0.0272 0.0000 1.0000 0
%23 36 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
25 37 0.0006 0.0232 0.0000 1.0250 0
%25 37 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
2 30 0.0000 0.0181 0.0000 1.0250 0
%2 30 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
29 38 0.0008 0.0156 0.0000 1.0250 0
%29 38 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
19 20 0.0007 0.0138 0.0000 1.0600 0
%19 20 1000000 1000000 0.0000 0.0000 0
];

```

```

nombre_de_la_red = 'ieee39';

% Tolerancia en pu
tol = 0.01;

% Número máximo de iteraciones permitido
itmax = 200;

```