

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR BAJO VOLTAJE

Halston Petrocelli Castillo Barrera

Asesorado por: Ing. Luis Felipe Bances Recinos

Guatemala, febrero de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA EN EL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR BAJO VOLTAJE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA POR

Halston Petrocelli Castillo Barrera

Asesorado por: Ing. Luis Felipe Bances Recinos

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, febrero de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR:	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR:	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR:	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIO:	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO POR BAJO VOLTAJE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica, el 28 de abril de 2005 No. EIME 95-2005.

Halston Petrocelli Castillo Barrera

AGRADECIMIENTOS

A:

Dios

Por su bendición al otorgarme la vida y este triunfo.

Mis padres

Petronio Castillo y Ana María Barrera de Castillo, por su amor, dedicación, paciencia y esfuerzo por darme los medios necesarios para culminar esta meta. Es su triunfo.

Mis hermanos

Ing. José Castillo por su apoyo y consejos; Teresita de Jesús Castillo, por ser ejemplo en su vida.

Mi asesor

Ing. Luis Felipe Bances Recinos, por su ayuda, colaboración y dirección incondicional en mi trabajo de tesis.

Colaboradores en este trabajo de graduación

Ing. Yury Urbina, Ing. Guillermo Bedoya, Ing. Rafael Argueta, Ing. Vicente Espinoza, Ing. Rubén Cerón Ing. Norman Gámez, por sus consejos, indicaciones y ayuda para la elaboración de este trabajo.

Mis tíos

A todos, en especial a José Elvidio Barrera y Hilda de Barrera, por el deseo de que culminara mi carrera.

Mis primos

A todos, en especial a Caleb, Elmer y José Blarles Barrera Castillo.

**Mis compañeros de
la Universidad de San Carlos**

Julio Salazar, Edwin García, German Juárez, Salvador Tuna, German Vivas, Julio Suy, Rubén Rodas, Inmer Orozco, Ivan Rosales.

Mis amigos del Liceo Javier

Alex Gómez, José López, Jorge Ortiz, Miguel Echeverría, Erwin Carrillo, Ronald Coronado, Werner Pineda por su amistad brindada.

**A todos mis centros de
estudio y su personal docente**

Gracias por mi formación académica e intelectual.

**Personal del Departamento
de Física y AMM**

Por su amistad, convivencias y apoyo.

DEDICATORIA

A:

Dios

Porque te amo, por tus bendiciones y paciencia; tú quisiste que llegara hasta aquí. Gracias.

Mi padre

Por ser parte integral de mi formación y por el esfuerzo realizado para llegar a esta meta. Es un triunfo de ambos.

Mi madre

Porque desde siempre has sido mi soporte, mi consejera y amiga, porque mis metas también son las tuyas; te amo.

Mis hermanos

Con mucho cariño, para que este triunfo sea un ejemplo de superación.

Mis abuelos

Con especial cariño y recuerdos a Teresa de Jesús Lemus de Castillo(†), Rómulo Castillo(†), Ángela Gómez C. (†) y Rubén Barrera

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
OBJETIVOS.....	XV
RESUMEN	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX

1. FLUJOS DE CARGAS

1.1 Introducción	1
1.2 Formulación del problema	2
1.3 Métodos iterativos simples.....	7
1.3.1 Método de <i>Gauss – Seidel</i>	7
1.3.2 Método basado en la matriz de impedancias	8
1.4 Método de <i>Newton-Raphson</i>	10

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE CONTROL DE VOLTAJE

2.1 Introducción	11
2.2 Flujo de reactivos – Control de voltaje.....	12
2.2.1 Ecuaciones de flujo de potencia reactiva	16
2.3 Control de voltaje local.....	18
2.4 Balance de potencia reactiva.....	20
2.4.1 Inyecciones de potencia reactiva	23

2.5 Control de voltaje mediante transformadores	24
2.5.1 Análisis de un caso sin carga.....	25
2.5.2 Análisis de un caso con carga.....	26
2.5.3 Caso general de cambio de tap	27
2.6 Coordinación de cambios.....	29
2.6.1 Flujos de potencia reactiva – pérdidas activas.....	29
2.6.2 Margen de potencia reactiva	33

3. COLAPSO DE VOLTAJE

3.1 Introducción.....	35
3.2 Mecanismo básico de colapso de voltaje	36
3.3 Comportamiento de la carga	38
3.3.1 Tipos de carga.....	39
3.3.2 Característica Q-V.....	41
3.3.3 Tipos de carga	43
3.3.4 Efecto de la condición de operación	44
3.3.5 Características transitorias.....	47
3.4 Concepto del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje	49

4. DISEÑO DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

4.1 Descripción básica del Sistema Nacional Interconectado	51
4.2 Estudio del sistema sin falla y valores de voltaje	56
4.3 Estudio del sistema con falla y valores de voltaje.....	59
4.4 Esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje	74
4.5 Viabilidad del proyecto Costo/Beneficio.....	89

CONCLUSIONES	95
RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA.....	99
APÉNDICE 1.....	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Circuito Básico	12
2.	Diagrama fasorial del Circuito Básico	12
3.	Diagrama fasorial para carga con fp atrasado	14
4.	Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva	16
5.	Conexión de nodos a través de una reactancia	17
6.	Control de voltaje local.....	19
7.	Cambio en la excitación de un generador.....	20
8.	Diagrama de dos generadores y el efecto de cambios de voltaje.....	21
9.	Diagrama de conexión de un capacitor.....	24
10.	Efecto de cambio de tap. Caso sin carga	25
11.	Efecto del cambio de tap. Caso con carga.....	26
12.	Cambio en el flujo reactivo al variar tap y comparación de voltaje.....	28
13.	Análisis de pérdidas de transmisión.....	30
14.	Diagrama fasorial para el caso base.....	30
15.	Efecto del cambio en el voltaje V_i para el caso base	31
16.	Efecto de la reducción del voltaje V_i	31
17.	Sistema de potencia básico	36
18.	Curva característica V-P para el sistema básico.....	37
19.	Curvas características V-P para diferentes factores de potencia.....	38
20.	Comparación de características V-P para diferentes tipos de carga	40
21.	Características V-P para diferentes factores de potencia.	41
22.	Curva característica Q-V para diferentes niveles de carga activa.....	42
23.	Curvas características Q-V para diferentes tipos de carga.....	43
24.	Configuración de un sistema de potencia	44

25.	Efecto de contingencia en la característica de operación	45
26.	Cambio de característica por pérdida de generación.....	46
27.	Cambio de característica por pérdida de línea de transmisión	47
28.	Transición de curva característica V-Q	48
29.	Representación de un Mercado Eléctrico desregularizado.....	51
30.	Capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado	52
31.	Composición de la producción de energía por tecnología	52
32.	Diagrama unifilar simplificado del SNI	54
33.	Voltaje simulado en S/E Escuintla 1 230 kV durante la falla.....	61
34.	Voltaje simulado en S/E Guate Sur 230 kV durante la falla	62
35.	Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Sur 230 kV hacia Guate Este	64
36.	Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Sur 230 kV hacia Guate Norte	64
37.	Voltaje simulado en S/E Guate Norte 230 kV durante la falla.....	65
38.	Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Norte 230 kV hacia Tactic Circuito A	66
39.	Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV durante la falla.....	67
40.	Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Este 230 kV hacia Ahuachapan, El Salvador.....	68
41.	Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Sur durante la falla	70
42.	Comportamiento real de la frecuencia en Hz en S/E Guate Sur durante la falla.....	71
43.	Intercambio simulado en MW en S/E Guate Este 230 kV durante la falla .	73
44.	Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión.....	75
45.	Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión	76
46.	Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión	77
47.	Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión.....	79
48.	Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión	80

49.	Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión	81
50.	Voltaje en S/E Guate Este 230 kV simulación final.....	83
51.	Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV simulación final.....	84
52.	Frecuencia en Hz en Guate Este 230 kV simulación final	85
53.	Respuesta del voltaje en cada planta conectada a S/E Escuintla 2 230 kV	87
54.	Respuesta del voltaje en S/E Escuintla 2.....	88

TABLAS

I.	Listado de Subestaciones en el SNI	53
II.	Clasificación de plantas generadoras	55
III.	Lista de plantas en línea antes del disturbio.	57
IV.	Lista de subestaciones energizadas antes del disturbio.....	58
V .	Esquema de desconexión de carga automática por baja frecuencia.....	72
VI .	Esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje.....	86
VII.	Precio de unidades para el mes de septiembre 2005.....	90
VIII.	Precio de toda la demanda servida antes de la falla	91

LISTA DE SÍMBOLOS

V	Vector de tensiones nodales
I	Corrientes netas inyectadas en nodos
Y	Matriz de admitancias $n \times n$
Σ	Sumatoria del i -ésimo al e -nésimo
n	Número que tiende al infinito
j	Número que inicia en 0
S_i	Potencia compleja neta inyecta en el nodo i
S_{Gi}	Potencia generada
S_{Ci}	Potencia consumida
$diag (V)$	Matriz diagonal compuesta por voltajes
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
θ_{ij}	Ángulo de voltaje
P_i^{esp}	Nodo de consumo de potencia activa
Q_i^{esp}	Nodo de consumo de potencia reactiva
P_{Gi}	Nodo de generación de potencia activa
Q_{Gi}	Nodo de generación de potencia reactiva
V_i^{esp}	Voltaje a un valor específico

n_D	Nodo de consumo
n_G	Nodo oscilante
$f(x)$	Función de x
Y_r	Matriz de admitancias en nodo oscilante
V_s	Voltaje en nodo oscilante
$\frac{\partial f}{\partial x}$	Función jacobiana
V_g	Voltaje de generación
V_c	Voltaje de carga
δ	Ángulo de defasamiento entre V_g y V_c
ΔV	Caída de voltaje
I_x	Corriente de cuadratura
kV	Kilo Voltios
MW	Mega Vatios
X_g	Reactancia del generador
Z	Impedancia de línea
Hz	Hertzios
I_r	Corriente de pérdidas
P_o	Potencia activa inicial
ΔP	Cambio de potencia

GLOSARIO

Administrador del Mercado Mayorista

Es el ente encargado de la administración del Mercado Mayorista

Admitancia

Es la generalización del concepto de conductancia, es decir, la facilidad para el paso de corriente alterna. Corresponde al inverso de la impedancia: $Y = (1/Z)$.

Centro de despacho de carga

Es la dependencia encargada de la coordinación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y sus conexiones internacionales.

Colapso de voltaje

Caída progresiva e incontrolable de la tensión en la carga tras una perturbación.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Ente creado por la Ley General de Electricidad, encargado de velar por el cumplimiento de esta ley y de sancionar a los infractores de ésta.

Despacho Económico

Costo mínimo de producción de potencia minimizando las pérdidas.

**Esquema de
Desconexión de
Carga Automática
por Baja
Frecuencia**

Esquema de protección en un sistema eléctrico, que consiste en la desconexión de carga seleccionada ante el súbito descenso de la frecuencia, la desconexión se realizará según la variación en el valor de la frecuencia.

**Generación
forzada**

Energía producida por una unidad generadora, obligada a operar fuera del despacho económico, para garantizar la correcta operación en un nodo.

Generador

Es la persona individual o jurídica, poseedora de una central de generación de energía eléctrica.

Impedancia

Es la oposición a la circulación de corriente por un circuito eléctrico de corriente alterna; es una conjugación de resistencia y reactancia: su unidad de medida es el ohm.

Mercado Mayorista

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía, que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado.

Nodo

Se llama nodo a las uniones formadas cuando dos o más elementos de circuito (R, L, C o una fuente ideal de voltaje o corriente) se conectan en sus terminales.

Potencia activa

Se define como el valor promedio alrededor del que oscila la potencia instantánea. Representa la potencia útil, es decir, aquella capaz de realizar trabajo.

Potencia reactiva.

Se define como el valor pico de la componente seno de la potencia instantánea, cuyo valor promedio es cero y por ello no es capaz de realizar trabajo útil, pero se desplaza continuamente del generador a la carga y viceversa.

Subestación eléctrica (S/E)

Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.

OBJETIVOS

General

Estudiar y analizar el comportamiento del voltaje en el Sistema Nacional interconectado ante la pérdida de la central Hidroeléctrica Chixoy.

Específicos

1. Definir qué es un colapso de voltaje en un sistema eléctrico de potencia.
2. Proponer un esquema de desconexión de carga automático por bajos voltaje ante la pérdida de la Central Hidroeléctrica Chixoy.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación desarrolla la teoría de flujos de cargas, para obtener las condiciones de operación en régimen permanente y transitorio de un sistema de energía eléctrica. Al determinar las condiciones de operación del sistema de energía eléctrica, se pueden establecer los valores de tensiones en los nodos del sistema eléctrico, los flujos de potencia de los distintos equipos que conforman el sistema eléctrico, como lo son las unidades generadoras, subestaciones elevadoras de voltaje, líneas de transmisión, subestaciones reductoras de voltaje y usuarios finales. En base a la información recabada de los flujos de carga se determinan los nodos que son vulnerables a fallas.

Estos nodos pueden causar que un sistema eléctrico colapse al momento de presentarse una falla, por ejemplo una falla puede ser la pérdida de una planta de generación de gran importancia o la apertura de una línea de transmisión, estas fallas pueden causar un colapso de voltaje en un sistema eléctrico de potencia debido a la pérdida de los aportes de potencia activa, potencia reactiva y desbalances de voltaje.

Para evitar un colapso de voltaje existen esquemas de desconexión de carga, que se utilizan para evitar que un disturbio cause una caída progresiva e incontrolable del voltaje.

Se presentan las condiciones de voltaje que se tienen en el sistema eléctrico guatemalteco, denominado Sistema Nacional Interconectado (SNI) para el mes de septiembre 2005, tomando en cuenta el valor de demanda actual y la disponibilidad de las distintas plantas generadoras que se utilizan para suplir la demanda de Guatemala.

Los valores de voltaje que son presentados en la primera parte del estudio fueron considerados sin falla, esto quiere decir que son los valores que en la actualidad se dan en SNI; posteriormente se simula en un software especializado en el análisis de sistemas eléctricos, la pérdida o falla de una planta generadora, siendo ésta la Planta Chixoy, obteniendo información de la falla.

Por los datos recabados en las simulaciones con el software se determinan los valores de voltaje y frecuencia de colapso por falla. Al conocer dichos valores se propone el esquema de desconexión de carga automático por bajo voltaje, que evita el colapso y que logra mantener al Sistema Nacional Interconectado en funcionamiento pos-falla.

Posteriormente se realiza un análisis económico para determinar la viabilidad económica de la implementación de dicho esquema, tomando en cuenta los costos y beneficios, y concluyendo posteriormente que el esquema es una opción para evitar un colapso por descenso de voltaje, en el Sistema Nacional Interconectado.

INTRODUCCIÓN

La principal misión de un sistema eléctrico de potencia, es proporcionar la energía necesaria para el desarrollo de un país, siendo esta función de abastecer energía en países en vía de desarrollo (como lo es Guatemala), un objetivo primordial.

Para poder alcanzar un adecuado funcionamiento en un sistema eléctrico de potencia, se necesitan muchos factores. Es necesario generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde los centros de generación ubicados en base a las fuentes de disponibilidad de fuentes de energía como lo son recursos hídrico, geotérmico, gas, carbón o bien de disponibilidad de combustible, hasta los centros de consumo. Debiéndose tomar en cuenta en todo momento restricciones económicas, de seguridad y de calidad de servicio.

Es evidente que la falta de suministro eléctrico a los consumidores tiene un impacto muy grande. Como aspecto técnico del problema, la interrupción del suministro eléctrico ocasiona, que las líneas de producción se paralicen, problemas en la vialidad, descomposición de materiales orgánicos bajo refrigeración, dando como resultado pérdidas económicas.

Es por eso que se deben tener los mecanismos necesarios para tratar de evitar, en la mayoría de las posibilidades, que la interrupción del suministro eléctrico se dé. Debido a esto se deben realizar estudios para poder determinar los puntos débiles de un sistema de potencia en los cuales éste puede colapsar.

Estos estudios consisten en realizar simulaciones para determinar los valores de voltaje, corriente, potencia activa y reactiva en los distintos nodos del sistema eléctrico, así como sobrecargas en equipos de transformación y en líneas de transmisión.

En base a la información recabada en estos estudios, se determinan las estrategias necesarias para evitar que las fallas en los sistemas eléctricos de potencia, tienda a crear un colapso.

Dentro de estas estrategias de protección se encuentran los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia, esquema de desconexión de generación por alta frecuencia, esquema de desconexión de carga por bajo voltaje. Estos esquemas pueden ser diseñados de manera manual y automática siendo los automáticos los mejores, debido a que éstos actúan, sin necesidad de la intervención humana, ya que han sido programados relevadores que actúan en el momento de detectar la falla. El presente trabajo demostrará que el esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje, es una herramienta útil para la protección del sistema guatemalteco ante la pérdida de la Planta Chixoy durante la demanda máxima para el mes de septiembre del 2005.

1. FLUJOS DE CARGAS

1.1 Introducción

El problema conocido como flujo de cargas consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. De manera concreta, dados los consumos en cada nodo y la potencia generada por las unidades generadoras, se trata de encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores. La rutina del flujo de cargas es la más empleada por los ingenieros involucrados en la explotación y planificación de los sistemas de potencia, bien como aplicación independiente o como subrutina de aplicaciones más complejas (estabilidad transitoria, colapso de voltaje, problemas de optimización, simuladores para entrenamiento). En la operación diaria, constituye la base de análisis de seguridad del sistema debido a que se utiliza para identificar posibles problemas de sobrecarga o cuando sucede algún cambio significativo en la topología de la red, al realizar simulaciones.

El flujo de carga consta básicamente de dos etapas: la primera y de mayor importancia consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nodos eléctricos. Para este propósito no es posible utilizar las herramientas convencionales de análisis de circuitos lineales, porque las restricciones de contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones.

La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas y más.

1.2 Formulación del problema

Para conocer que es un flujo de carga es necesario tomar el análisis de la teoría de circuitos, el estado de una red eléctrica de n nudos queda determinado completamente mediante las tensiones complejas en todos los nudos de la red. Las leyes de Kirchhoff y los modelos para cada componente de la red se resumen en ecuaciones nodales, que se escriben en la forma compleja siguiente

$$I = YV \quad (1.1)$$

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (1.2)$$

Donde:

V = es el vector de tensiones nodales

I = es el vector de corrientes netas inyectadas en los nodos

Y = la matriz $n \times n$ de admitancias por nudos

Además en cada nodo debe cumplirse que

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = V_i I_i^* \quad (1.3)$$

Donde:

S_i = es la potencia compleja neta inyectada en el nodo i

S_{Gi} y S_{Ci} = son las potencias generadas y consumida respectivamente

Donde la ecuación (1.3) puede ser escrita en la forma matricial como:

$$S = \text{diag} (V)I^* \quad (1.4)$$

Donde:

S = es el vector de potencias complejas nodales

$\text{diag} (V)$ = es una matriz diagonal, compuesta por voltajes

Al conocer la matriz de admitancias Y ecuaciones (1.1) y (1.4) forma un sistema de $2n$ ecuaciones complejas en términos de las $3n$ incógnitas complejas contenidas en S , V e I . Sustituyendo la ecuación (1.1) en (1.4), conduce al sistema no lineal de n ecuaciones complejas de la forma siguiente:

$$S = \text{diag} (V)[YI]^* \quad (1.5)$$

Descomponiendo la potencia compleja en su parte real e imaginaria, $S = P + jQ$, y utilizando coordenadas cartesianas para los elementos de la matriz de admitancias, $Y = G + jB$, la ecuación anterior se convierte en:

$$P + jQ = \text{diag} (V)[G + jB]V^* \quad (1.6)$$

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n [G_{ij} + jB_{ij}]V_j^* \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (1.7)$$

Los métodos iterativos más importantes que se describirán en los incisos 3, 4 y 5 de este capítulo no pueden trabajar con las ecuaciones complejas anteriores, por la presencia de variables conjugadas impide llevar a cabo derivadas en forma compleja.

Es necesario separar dichas ecuaciones en $2n$ reales. Por lo general, las tensiones se expresan en coordenadas polares, $V = v \angle \theta$, lo que conduce a:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1.8)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (1.9)$$

$i = 1, 2, 3, \dots, n$

mientras que si se utilizan coordenada cartesianas o rectangulares, $V = V_r + jV_x$, se obtiene dos ecuaciones de mayor complejidad:

$$P_i = V_{ri} \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_{rj} - B_{ij} V_{xj}) + V_{xi} \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_{xj} + B_{ij} V_{rj}) \quad (1.10)$$

$$P_i = V_{xi} \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_{rj} - B_{ij} V_{xj}) - V_{ri} \sum_{j=1}^n (G_{ij} V_{xj} + B_{ij} V_{rj}) \quad (1.11)$$

$i = 1, 2, 3, \dots, n$

Obsérvese que cada nodo aporta dos ecuaciones y cuatro incógnitas, por lo que deben especificarse dos magnitudes por nodo para las ecuaciones puedan resolverse. En función de las condiciones de contorno impuestas, se deben distinguir dos tipos de nodos:

- **Nodo de consumo o nodo PQ:** Nodos donde se conoce el consumo de potencia activa (P_i^{esp}) y reactiva (Q_i^{esp}), siendo nula la potencia generada ($P_{Gi} = Q_{Gi} = 0$), las restricciones que existen son por lo tanto:

$$P_i^{\text{esp}} = -P_{Ci}^{\text{esp}} \quad \text{y} \quad Q_i^{\text{esp}} = -Q_{Ci}^{\text{esp}} \quad (1.12)$$

Quedando como incógnitas las dos componentes de la tensión nodal respectiva. La gran mayoría de nodos de una red son de este tipo debido al ser puntos de consumo de potencia (nodos de carga).

- **Nodo de generación o nodo PV:** Nodos donde un generador regula la tensión a un valor especificado (V_i^{esp}) e inyecta una potencia activa (P_i^{esp}) determinada previamente por consideraciones económicas (como un despacho económico de plantas), las restricciones resultantes que tienen en cuenta el posible consumo local son:

$$P_i^{\text{esp}} = P_{Gi}^{\text{esp}} - P_{Ci}^{\text{esp}}; \quad V_i = V_i^{\text{esp}} \quad (1.13)$$

Quedando Q_i y θ_i como incógnitas.

Como parte de la solución, si solo se toman en cuenta ambos tipos de nodos, todas las potencias activas inyectadas deberían especificarse previamente, lo cual es imposible debido a las pérdidas en la red (que deben ser aportadas por los generadores y líneas de transmisión) no se conocen hasta que se obtienen los flujos de potencia de cada elemento modelado.

Es decir, la potencia activa de al menos un generador no puede ser especificada y debe calcularse al final del proceso. Por la versatilidad al trabajar con fasores, uno de los ángulos de fase puede tomarse libremente como origen de fases, simplificando la cantidad de datos. Para simplicidad de cálculo, se toma como origen de fases precisamente el nodo de generación cuya potencia se deja libre, en nuestro caso es la Planta Chixoy debido a su capacidad de generar de manera libre y además que tiene la capacidad para regular frecuencia, por lo general a estos nodos se les denomina oscilantes o nodos *slack*.

Como pasos para una solución general de un flujo de carga, se definirá a n_D como el número de nodos de consumo. Entonces, el número de nodos de generación, sin contar el nodo oscilante o slack, será $n_G = n - n_D - 1$. Se supondrá que los n_D son de consumo y que el nodo de referencia es el último, finalizando con las siguientes ecuaciones:

$$P_i^{\text{esp}} == V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (1.14)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n_G + n_D$$

$$Q_i^{\text{esp}} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (1.15)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n_D$$

La solución de este problema consiste en encontrar los desfases θ_i , $i = 1, 2, 3, \dots, n_G + n_D$ y las tensiones V_i , $i = 1, 2, 3, \dots, n_D$, que satisfacen las $2n_D + n_G$ ecuaciones (1.14) y (1.15). Como las ecuaciones resultantes son no lineales, su solución forzosamente debe ser iterativa, por lo que se deben adoptar valores iniciales para las variables del problema. Afortunadamente por las características especiales del problema de flujo de carga, donde se sabe previamente las bandas en las cuales se manejan las tensiones (5% en el sistema de Guatemala) siendo estas valores pequeños al nominal y que los desfases entre nodos también son pequeños por motivos de estabilidad, hacen que se utilice un perfil plano en donde se hace $\theta_i^0 = 0$ para todos los nodos y $V_i^0 = 1$ pu para los nodos de consumo.

Al resolver las ecuaciones (1.14) y (1.15) es posible calcular cualquier magnitud deseada, además las pérdidas totales del sistema se pueden encontrar una vez hallada la potencia del nodo oscilante, mediante una suma de inyecciones de todos los nodos o bien como la suma de las pérdidas de cada elemento.

1.3 Métodos iterativos simples

Estos métodos (son de los más antiguos) están basados en iteraciones nodo a nodo sin la necesidad de tener que manipular grandes matrices, ya fuesen de admitancias o de impedancias. Estas técnicas son aplicaciones directas al caso no lineal de los métodos iterativos de solución de ecuaciones lineales existentes en aquella época, pero en la actualidad su aplicación es casi nula. Pero por su simplicidad e interés académico, se mencionan a continuación.

1.3.1 Método de *Gauss – Seidel*

Este consiste en realizar un barrido secuencial de cada nodo y actualizar su tensión en función de los valores disponibles en ese momento de todas las tensiones. De manera general, encontrar el vector x que satisface el sistema no lineal

$$f(x) = 0 \quad (1.16)$$

puede formularse como el problema de punto fijo

$$x = F(x) \quad (1.17)$$

cuya solución, partiendo de un valor inicial x^0 , se obtiene iterativamente mediante:

$$x_i^{k+1} = F_i(x_1^{k+1}, \dots, x_{i-1}^{k+1}, x_i^k, \dots, x_n^k) \quad (1.18)$$

$i = 1, 2, 3, \dots, n$

Tomar en cuenta que cuando se actualiza x_i se utilizan los nuevos valores de las variables actualizadas con anterioridad ($i = 1, 2, 3, \dots, i-1$).

Para el caso de flujo de carga, entre las diversas formas en que se puede reescribirse, la siguiente es la más consolidada por su eficiencia:

$$V_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i^{esp} - j Q_i^{esp}}{(V_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^k \right] \quad (1.19)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n-1$$

El proceso iterativo finaliza cuando se satisface

$$\max_i |V_i^{k+1} - V_i^k| \leq \varepsilon \quad (1.20)$$

donde ε es un umbral suficientemente pequeño (por ejemplo 0.0001).

Aunque el esfuerzo de cálculo por iteración es moderado, la convergencia del método de Gauss-Seidel es lineal, lo que significa que el número de iteraciones es del orden de n . Esto supone una limitación importante para sistemas grandes, porque el tiempo de cálculo total crece n^2 , quizá la única utilidad práctica hoy día del método de Gauss-Seidel radique en su utilización para generar valores iniciales para el método de *Newton-Raphson*, el cual se hablara en el inciso 1.4 de este capítulo.

1.3.2 Método basado en la matriz de impedancias

Este método utiliza la matriz de impedancias de nudos que es igual a $Z = Y^{-1}$ y que encuentra ciertas aplicaciones en el análisis de flujos y de fallas en estos. No obstante, si el sistema se encuentra débilmente conectado a tierra, como ocurre cuando las capacidades de las líneas son despreciables, la matriz Y es casi singular y Z se encuentra mal definida numéricamente.

Este problema se evita si se emite el nodo oscilante y se trabaja con las matrices reducidas resultantes, como se explica a continuación.

Sea V_r e I_r los vectores obtenidos al eliminar el nodo oscilante, la ecuación (1.1) se transforma como:

$$I_r = Y_r V_r + Y_s V_s \quad (1.21)$$

Donde:

Y_r = es la matriz de admitancias obtenidas al eliminar la fila y la columna del nodo oscilante

Y_s = columna de admitancias

V_s = tensión del nodo oscilante

Procediendo a despejar las tensiones se obtiene

$$V_r = Z_r [I_r - Y_s V_s] \quad (1.22)$$

Donde $Z_r = Y_r^{-1}$ es la matriz de impedancias reducida. Partiendo de unas tensiones iniciales V_r^0 se calculan los valores de corrientes de

$$I_i = \frac{P_i^{esp} - jQ_i^{esp}}{V_i^*} \quad (1.23)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n - 1$$

y se sustituyen en la ecuación (1.22) hasta encontrar la convergencia.

Cabe mencionar que existen distintas variaciones sobre este patrón básico, todas ellas con bastante mejor convergencia que el método de Gauss-Seidel. Se debe tomar en cuenta que la matriz Z_r es completamente llena, lo que aumenta una gran cantidad de iteraciones ya que crece con n^2 . A pesar de ello, este método no se considera competitivo en la actualidad, exceptuando quizás el caso de las redes radiales.

1.4 Método de *Newton-Raphson*

Este método obtiene nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas, la ecuación (1.16) puede aproximarse por su desarrollo en serie alrededor del punto x^k :

$$f(x) \cong f(x^k) + F(x^k) (x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (1.24)$$

donde $F = \frac{\partial f}{\partial x}$ es el jacobiano de $f(x)$. Partiendo del valor inicial de x^0 se obtienen correcciones Δx^k resolviendo el sistema lineal:

$$- F(x^k) \Delta x^k = f(x^k) \quad (1.25)$$

y nuevos valores x^{k+1} de $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$. El proceso se detiene cuando se cumple que $\max_i |f_i(x^k)| \leq \epsilon$, para un ϵ suficientemente pequeño

Para valores x^0 próximos a la solución, el método de *Newton-Raphson* converge cuadráticamente (cuando diverge también lo realiza cuadráticamente). En el caso de flujo de carga, son independientes del tamaño de la red, el número de iteraciones oscila alrededor de 3 a 5 partiendo del perfil plano (en donde se hace $\theta_i^0 = 0$ para todos los nodos y $V_i^0 = 1$ pu para los nodos de consumo). A diferencia de los métodos anteriores que se pueden implementar directamente en forma compleja, este obliga en ciertos procedimientos a trabajar en forma polar o rectangular, todo depende de cómo se expresan las tensiones. Los pasos del método son los siguientes.

1. Inicializar tensiones con el perfil plano o usar la solución de un caso anterior
2. Calcular valores de potencia activa y reactiva.
3. Obtener los valores de ángulos de desfase y de voltaje, luego de encontrarlos actualizarlos hasta encontrar convergencia.

2. CONCEPTOS BÁSICOS DE CONTROL DE VOLTAJE

2.1 Introducción

El control de voltaje es una función prioritaria en la operación de los sistemas de potencia. El objetivo de este control es de mantener los valores de voltaje nodales dentro de una banda operativa ($\pm 5\%$ en Guatemala), este porcentaje se basa en las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica creadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala y basándose en las normas ANSI C84 y C92. Derivando que la solución sea compleja comparado con el control de frecuencia, debido a que el control de voltaje es multivariable ya que son diferentes valores en un sistema (230 kV, 138 kV y 69 kV).

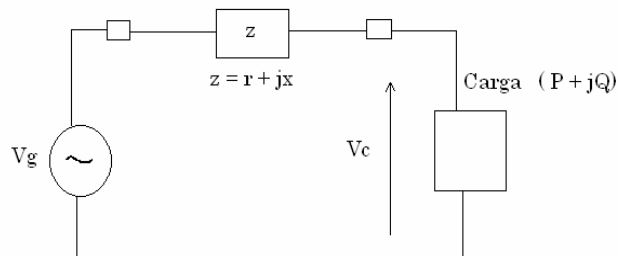
En el análisis de este tema se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, siendo muy importante la localización de fuentes de potencia y la estructura del sistema de transmisión. Otra característica, interesante del problema que agrega complejidad a la solución es la generación y consumo variable de potencia reactiva en elementos de transformación.

En este capítulo se presentan conceptos básicos que ayudan a comprender el comportamiento del voltaje en redes eléctricas de potencia. Se incluye ideas conceptuales así como dibujos y diagramas para ayudar a exponer los distintos temas.

2.2 Flujo de reactivos – Control de voltaje

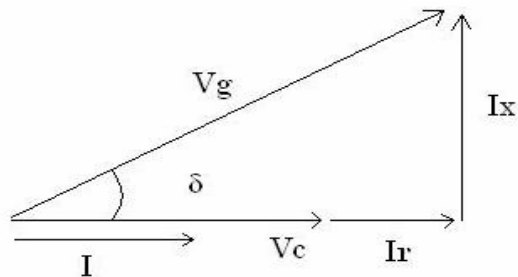
Para analizar el control de voltaje en un sistema de potencia, es necesario realizar un repaso sobre los conceptos que van ligados al voltaje. Es común en la literatura asociar el problema de voltaje con la circulación de potencia reactiva. Si se considera que la carga consume sólo potencia activa como se observa en la figura 1, se tendrá el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación V_g y el de carga V_c mostrado en la figura 2

Figura 1. Circuito Básico



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 39

Figura 2. Diagrama fasorial del Circuito Básico



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 39

La relación entre la corriente y la potencia de carga se expresa en la ecuación (2.1). En todos los desarrollos se utilizan magnitudes de corrientes y voltajes:

$$I = P/V_c \quad (2.1)$$

la relación entre voltajes se obtiene del diagrama fasorial de la figura 2.2 y es la siguiente:

$$V_g^2 = [V_c + Ir]^2 + [Ix]^2 \quad (2.2)$$

al sustituir la ecuación (2.1) en la ecuación (2.2) se obtiene:

$$V_g^2 = [V_c + (P/V_c) r]^2 + [(P/V_c) x]^2 \quad (2.3)$$

En la ecuación (2.3) se puede observar que las caídas de voltaje en fase y en cuadratura con V_c dependen de los valores de resistencia y reactancia del elemento de transmisión (Línea de transmisión). Como generalmente la relación r/x es baja en sistemas de transmisión, la componente en fase será pequeña. Por otro lado, la componente de cuadratura no cambia significativamente la magnitud de V_c , solo causa el defasamiento entre voltajes. De esta forma obtenemos el valor de ángulo δ ;

$$\delta \cong [P / (V_c V_g)] * x \quad (2.4)$$

y la caída de voltaje para ángulos pequeños es;

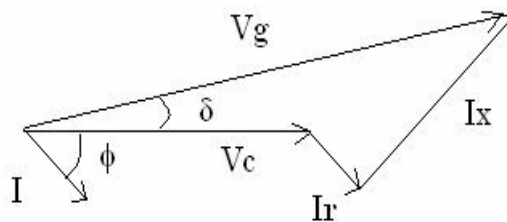
$$\Delta V \cong [P/V_c] * r \quad (2.5)$$

El análisis de las ecuaciones (2.4) y (2.5) muestra que la carga activa afecta en mayor grado al defasamiento entre voltajes y el cambio en la magnitud de voltaje depende del valor de la carga, pero su efecto se reduce debido al valor de la resistencia.

Otro aspecto importante que se debe observar es que aún cuando la carga no consume potencia reactiva, el generador si está aportando reactivos al sistema. Esto se observa en la figura 2, con el voltaje V_g adelantando respecto a la corriente de carga. Aquí, la potencia reactiva que se inyecta en el extremo de envío se consume en la reactancia del sistema de transmisión, causando una caída de voltaje (I_x) en cuadratura con el voltaje de carga.

Un caso que ilustra el efecto del flujo de reactivos se tiene cuando la carga demanda potencia reactiva inductiva (factor de potencia atrasado). El diagrama fasorial para este caso se muestra en la figura 3.

Figura 3. Diagrama fasorial para carga con fp atrasado



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 41

La relación entre voltaje y corriente en la carga son las siguientes:

$$P/V_c = I \cos \phi \quad (2.6)$$

$$Q/V_c = I \sin \phi \quad (2.7)$$

del diagrama fasorial de la figura 3 se obtiene la relación entre voltajes:

$$V_g^2 = \{V_c + (I \cos \phi)r + (I \sin \phi)x\}^2 + \{(I \cos \phi)x - (I \sin \phi)r\}^2 \quad (2.8)$$

realizando sustituciones de las ecuaciones (2.6) y (2.7) se obtiene:

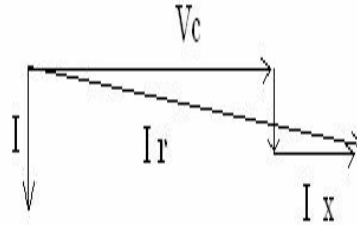
$$V_g^2 = \{V_c + (P/V_c)r + (Q/V_c)x\}^2 + \{(P/V_c)x - (Q/V_c)r\}^2 \quad (2.9)$$

Al realizar un análisis de la ecuación (2.9) y observar la figura 3 se concluye que la componente en fase con el voltaje de carga es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje del punto de generación a la carga, además se observa que el ángulo entre voltaje de generación y la corriente es $(\delta + \phi)$, lo cual indica que el generador opera con un factor de potencia más atrasado que el de la carga. En este caso se debe generar y transmitir la potencia reactiva de la carga y la potencia reactiva que consume el sistema de transmisión. La variación de voltaje ΔV se da con la siguiente relación.

$$\Delta \cong (P/V_c) r + (Q/V_c) x \quad (2.10)$$

Se observa que hay un mayor efecto de la potencia reactiva Q , debido a que esta multiplicada por la reactancia del elemento de transmisión. Otra condición operativa de interés se tiene cuando la carga en la figura 1 sólo consume potencia reactiva inductiva. La relación fasorial para este caso se muestra en la figura 4.

Figura 4. Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 43

después de un análisis matemático la variación de tensión es:

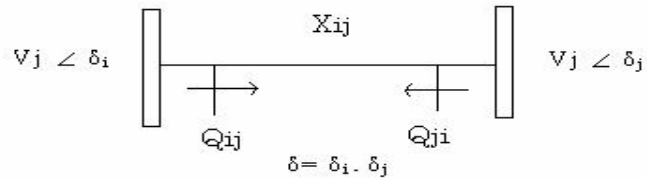
$$\Delta \cong (Q/V_c) \times \quad (2.11)$$

Donde se aprecia el gran impacto de la corriente reactiva en la caída de voltaje, en este caso prácticamente en fase con el voltaje V_c . Comparando la ecuación (2.5) y (2.11) que representa los casos extremos de tener una inyección activa y reactiva respectivamente se observa que el impacto de la inyección reactiva en la ecuación (2.11) es debido a la reactancia del elemento de transmisión siendo esta el termino dominante de la caída de voltaje. En el caso general la ecuación (2.9) define las contribuciones de cada componente de la carga.

2.2.1 Ecuaciones de flujo de potencia reactiva

Si se consideran dos nodos unidos por una reactancia, el flujo de potencia reactiva se puede expresar en función de las magnitudes de voltaje y la diferencia angular, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Conexión de nodos a través de una reactancia



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 44

La expresión resultante para el flujo de i a j es la siguiente:

$$Q_{ij} = (V_i/X_{ij}) (V_i - V_j \cos\delta) \quad (2.12)$$

En la ecuación (2.12) se observa que el flujo de potencia reactiva depende del signo del término $(V_i - V_j \cos\delta)$, es decir de la diferencia de las magnitudes de voltaje entre los extremos del elemento. De esta manera para diferencias angulares pequeñas la potencia reactiva tendera a circular del voltaje mayor al voltaje menor. El consumo de potencia reactiva en el elemento de transmisión se obtiene sumando los flujos en direcciones opuestas $Q_p = Q_{ij} + Q_{ji}$, al realizar una sustitución de esta ecuación en la ecuación (2.12) se obtiene lo siguiente,

$$Q_p = 1/X_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos\delta) \quad (2.13)$$

Las pérdidas reactivas en la ecuación (2.13) dependen en forma aproximada de la diferencia de voltajes al cuadrado. De esta manera el consumo de reactivos en la reactancia tiene un comportamiento no lineal incrementando el consumo de reactivos a medida que se tiene una diferencia de voltaje mayor, esto da como resultado que se pueda resumir lo siguiente.

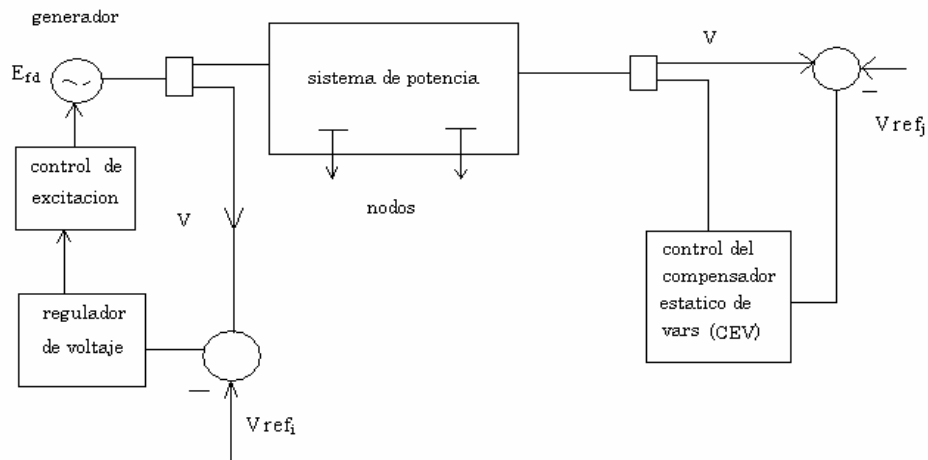
- El flujo de reactivos produce una caída de voltaje que depende de la reactancia del elemento de transmisión.
- La diferencia de voltajes incrementa el consumo de potencia reactiva en la reactancia del elemento.
- Las pérdidas reactivas tienen un comportamiento no lineal, con cambios crecientes al tener una diferencia de voltaje mayor
- La distribución de flujos de reactivos en los extremos de la línea depende de la corriente de carga y del consumo de reactivos en la reactancia de transmisión.

2.3 Control de voltaje local

El problema básico para evitar la degradación del perfil de voltaje es eliminar o reducir el flujo de potencia reactiva en el sistema. Sin embargo en sistemas reales las fuentes de reactivos no necesariamente están cerca de la carga, es por eso necesario que se requiere transporte de potencia reactiva. Esto es aplicable a ciertos nodos en Guatemala como son Guate Este, Guate Sur (en 230kV) estos nodos necesitan aporte de reactivos por plantas debido a que son nodos de carga y necesitan tener voltajes adecuados para operar.

La primera fase en el control de voltaje es tener nodos de voltaje controlado que definan en forma general el perfil de voltaje del sistema. Este control de voltaje es el de tipo local y trata de mantener el voltaje en un valor especificado. Este se logra a través de cambios en la inyección de potencia reactiva mediante la acción de un sistema de excitación de generadores o la conexión continua de reactores o capacitores (como compensación estática, no variable) como se muestra en la figura 6.

Figura 6. Control de voltaje local



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 47

Si el esquema de control mostrado en la figura 6 se aplica a diversos puntos del sistema se tendrá una estructura básica que definirá el flujo de reactivos de la red. Al tener varios puntos de control de voltaje se tendrá un soporte en toda la red para la potencia reactiva requerida por las cargas y los sistemas de transmisión.

Pero en un caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener el voltaje mientras los requerimientos de potencia reactiva del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente (ya sea un generador, capacitores u otros tipo de compensador). Si se llega a un límite, se pierde el soporte de reactivos y el control de voltaje en la zona donde se localiza la fuente.

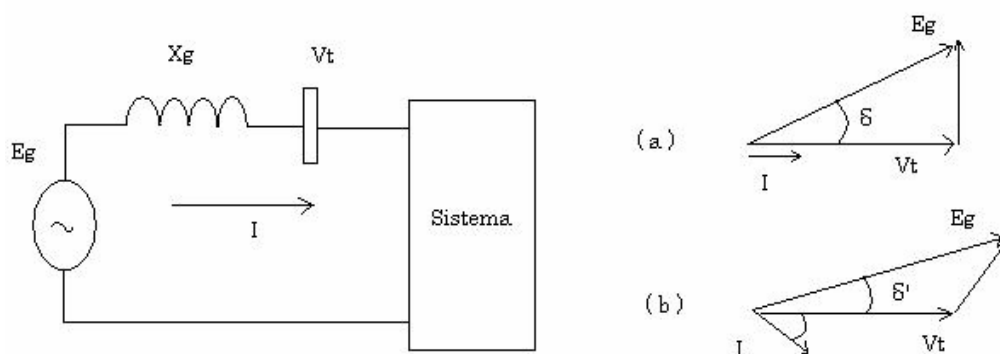
De esta manera en un sistema de potencia es de mucha importancia una adecuada localización de las fuentes de reactivos para un buen soporte en el voltaje y reducción de transferencia de potencia reactiva lo máximo posible.

En nuestro caso, se tienen fuentes de reactivos alejadas eléctricamente de la carga teniendo una degradación del perfil de voltaje debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias, obteniendo un problema acumulativo ya que al tener mayores diferencias de voltaje también se incrementa el consumo de reactivos en los elementos de transmisión causando una caída de voltaje mayor.

2.4 Balance de potencia reactiva

La función de un nodo de voltaje controlado es la de compensar la potencia reactiva que necesita la demanda para mantener el voltaje nominal, por lo tanto la aportación de reactivos de las fuentes dependerá del voltaje de referencia que se controla, así por ejemplo en la figura 7 en donde se tiene el diagrama de un generador conectado a un sistema.

Figura 7. Cambio en la excitación de un generador

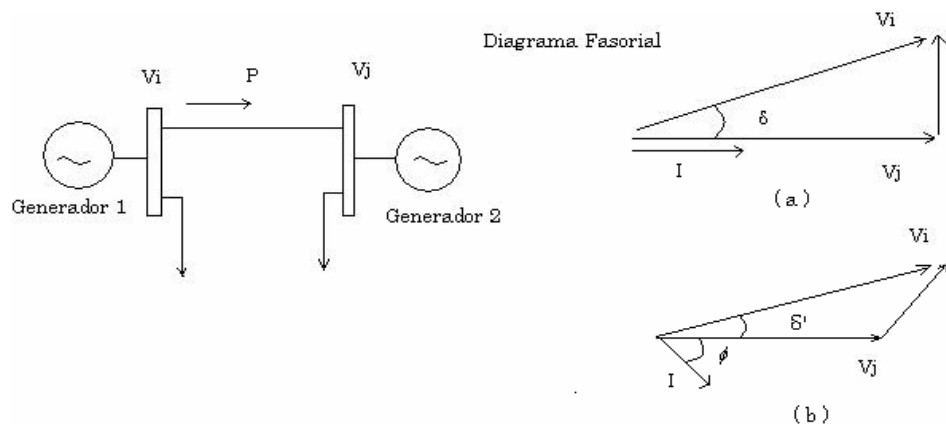


Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 50

En la figura 7 (a) se tiene un factor de potencia unitario (condición inicial) donde no ha sido demandado voltaje al generador. En la figura 7 (b) se presenta el cambio en la demanda de reactivos en el sistema, se mantiene la potencia activa sin cambio y el voltaje terminal constante. En este caso, a través del sistema de excitación se incrementa la corriente de campo y el voltaje interno de la máquina para mantener la potencia activa constante, se ajusta el ángulo δ a δ' . Esta relación entre la corriente I y el voltaje interno V_g es el mecanismo que se utiliza para compensar la potencia reactiva, además se observa la inyección interna de potencia reactiva de la máquina; parte se consume en la reactancia del generador y parte se inyecta al sistema, en este caso la máquina está sobreexcitada ya que suministra los requerimientos del generador y los del sistema.

Aplicando otro análisis para el caso en el cual se tienen 2 generadores conectados en un sistema como el de la figura 8, al generador 1 se le modifica el voltaje de referencia, manteniendo el generador 2 sin cambio.

Figura 8. Diagrama de dos generadores y el efecto de cambios de voltaje



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 51

En el diagrama fasorial de la figura 8 (a) se observa que el generador 1 entrega potencia activa y reactiva al sistema, en cambio en el nodo del generador 2 solo se recibe potencia activa a través de la línea de transmisión. Al incrementar el voltaje V_i (generador 1) y se mantiene la potencia activa sin cambio, entonces se debe ajustar el ángulo δ para mantener la potencia activa P , que se presenta como:

$$P = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \text{sen } \delta' \quad (2.14)$$

al realizar un arreglo matemático para encontrar a que es igual $\text{sen } \delta'$ (esta ángulo es el resultante del aumento de V_i) nos queda la siguiente ecuación:

$$\text{sen } \delta' = \frac{P X_{ij}}{V_i V_j} \quad (2.15)$$

cuando en el denominador crece en la ecuación (2.15), el δ' debe ser menor que δ .

De esta manera, la corriente se debe ajustar en magnitud y fase para cumplir con la potencia activa transmitida y con la relación de voltajes. En este caso la componente de la corriente en fase con el voltaje V_j debe ser la misma que antes del cambio. Además se observa en el diagrama de la figura 8 (b) que la inyección reactiva en el nodo i aumenta, ya que crece la magnitud de V_i , la corriente I y el ángulo entre estos fasores. Por otro lado, en el nodo j se recibe potencia reactiva del sistema de transmisión, la cual se consume en la carga o la observe el generador en ese nodo.

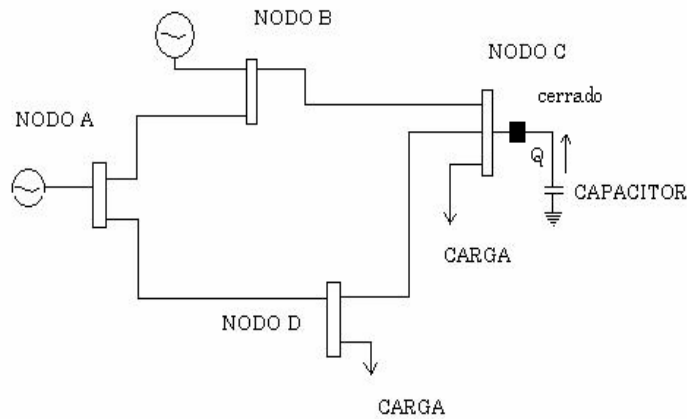
El resultado de modificar el voltaje de generación es un cambio en el flujo de reactivos. Se tendrá un intercambio de potencia reactiva entre generadores y carga, teniendo como consecuencia un cambio en el perfil de voltaje del sistema. La efectividad del cambio (mejoramiento del perfil de voltaje) dependerá de que se reduzca el flujo de reactivos en las trayectorias de mayor impedancia.

2.4.1 Inyecciones de potencia reactiva

En este capítulo sólo se han mencionado fuentes de reactivos como nodos de voltaje controlado. En algunos casos se pueden tener elementos pasivos que generan o consumen potencia reactiva en función del voltaje de punto donde se conectan, en cualquier situación la idea básica es la misma, la fuente ya sea variable o fija suministrará las necesidades de potencia reactiva desde puntos ya sea lejanos (generadores) o cercanos (capacitores), tratando lo mayor posible el viaje de potencia reactiva.

Los capacitores y reactores cumplen la misión de alterar el balance nodal de potencia reactiva y causan cambios en la distribución de flujos de reactivos, en la generación de potencia reactiva en nodos de voltaje controlado y como consecuencia en el perfil de voltaje del sistema. En la figura 9 se observa que la demanda de reactivos de la carga será suministrada parcialmente por el capacitor en el punto de carga y solo la diferencia en su caso será suministrada por los generadores.

Figura 9. Diagrama de conexión de un capacitor



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje.** Pág. 56

El análisis anterior permite entender el efecto de una inyección de reactivos, la cual trata en forma natural de evitar circulación de potencia reactiva. Si en cada punto del sistema se logra el balance de potencia reactiva (se genera y se consume lo necesario), se tendrá un perfil plano de voltaje, con pequeñas variaciones debidas a la caída por efecto de la resistencia.

2.5 Control de voltaje mediante transformadores

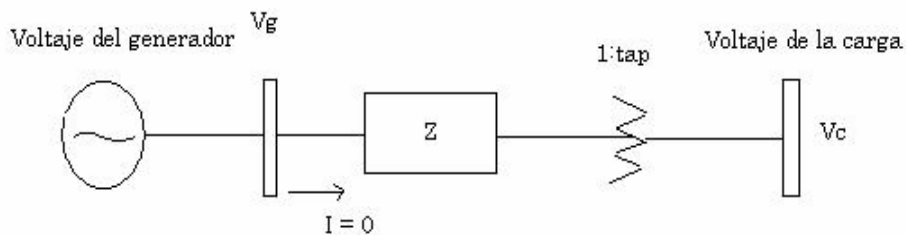
Quando es necesario un control de voltajes es común cambiar la relación de transformación del transformador o más conocida como cambio de *tap* para modificar el voltaje en nodos de carga. El transformador no es una fuente de potencia reactiva sin embargo, el cambio de *tap* altera la distribución del flujo de reactivos en el sistema y los valores de voltaje del lado primario y secundario.

Este cambio de voltaje esta regido por la ecuación $(V_{\text{primario}}/V_{\text{secundario}})=(\# \text{ espiras primario}/ \# \text{espiras secundario})$, lo que permite obtener un cambio en el perfil de voltaje ya que al mover un tap la relación entre # espiras primario y # espiras secundario cambiara y por lo tanto el valor de voltaje ya sea del lado primario o bien secundario del transformador.

2.5.1 Análisis de un caso sin carga

Para realizar un análisis de un cambio de voltajes al realizar cambios de *taps* es necesario ver la figura 10.

Figura 10. Efecto de cambio de tap. Caso sin carga



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 57

El voltaje en el nodo de carga se obtiene del circuito de la figura 10 mediante la ecuación:

$$V_c = (V_g - ZI) \text{ tap} \quad (2.16)$$

Como la $I = 0$, al sustituir en la ecuación (2.16) da como resultado

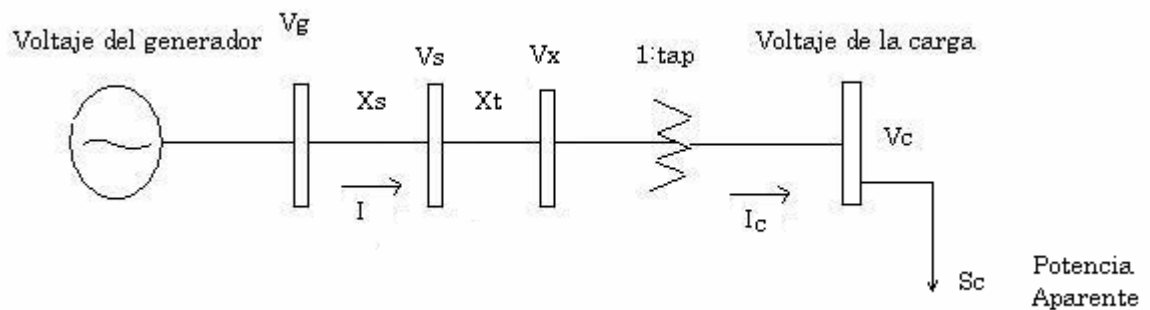
$$V_c = V_g \text{ tap} \quad (2.17)$$

Por lo tanto la ecuación (2.17) indica que si se cambia la relación de transformación, al cambiar la posición del *tap*, se modifica el valor del voltaje en la carga a la proporción del cambiador de *tap*.

2.5.2 Análisis de un caso con carga

En el caso de tener un flujo de potencia activa y reactiva, el control de voltaje dependerá del valor del flujo y de la impedancia entre la fuente de reactivos y la carga. Para el análisis nos referiremos a la figura 11, se representa el diagrama en el cual no se consideran resistencias en los elementos para simplificar expresiones. El transformador entre los nodos x y c es ideal.

Figura 11. Efecto del cambio de tap. Caso con carga



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 59

El voltaje en el nodo V_x es igual a:

$$V_x = V_g - j(X_s + X_t) I \quad (2.18)$$

En esta ecuación se observa el efecto de la corriente I en el voltaje, el cual depende de la reactancia total de la fuente a la carga ($X_s + X_t$), V_x es el voltaje en la carga con *tap* nominal. Expresando la corriente en función de la potencia aparente de la carga S_c ecuación (2.19) y transformado la corriente por efecto del transformador ecuación (2.20) obtenemos.

$$I_c = \left[\frac{S_c}{V_c} \right]^* \quad (2.19)$$

y

$$I = \left[\frac{S_c}{V_c} \right]^* \text{tap} \quad (2.20)$$

al sustituir la ecuaciones (2.19) y (2.20) en la (2.18) obtenemos lo siguiente:

$$V_x = V_g - j(X_s + X_t) \left[\frac{S_c}{\text{tap} V_x} \right]^* \text{tap} \quad (2.21)$$

al sustituir $V_x = \frac{V_c}{\text{tap}}$ da como resultado la ecuación (2.22) que representa el valor del voltaje de la carga. Concluyendo que el cambio de *tap* es efectivo para corregir el voltaje V_x .

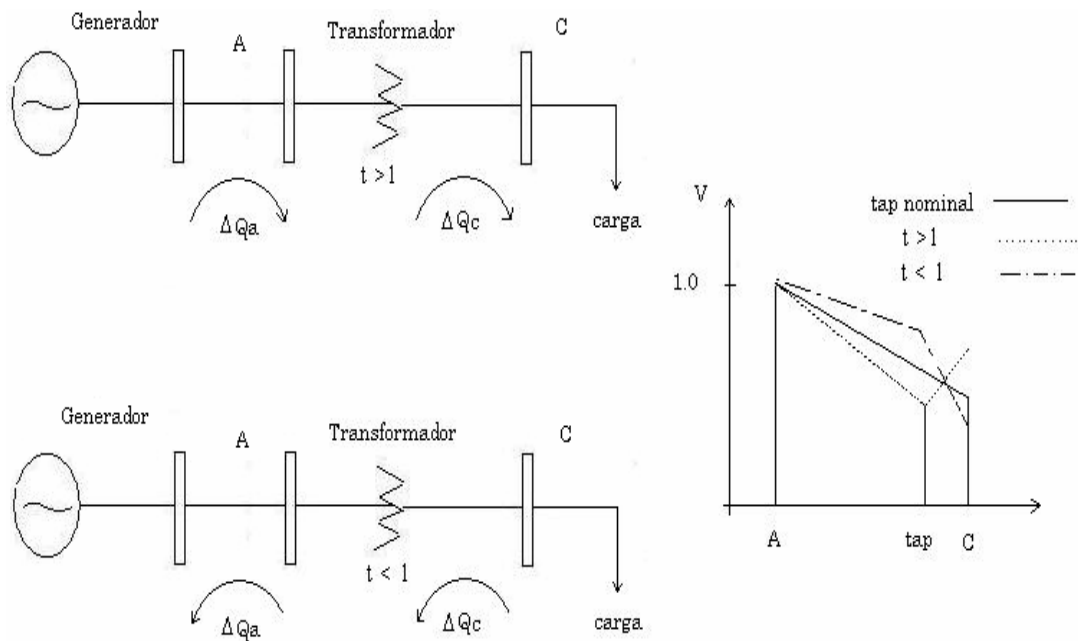
$$V_c = \text{tap} \left[V_g - j(X_s + X_t) \frac{S}{V_x} \right] \quad (2.22)$$

2.5.3 Caso general de cambio de tap

Una situación de interés en el análisis del cambio de *tap* se presenta en un transformador que interconecta dos sistemas.

En la figura 12 se representa los cambios de distribución de flujos de potencia reactiva al efectuar un cambio de *tap*, generalmente se tendrá una acción opuesta en las terminales del transformador, subiendo el voltaje en un nodo y bajando en el otro con respecto a los valores con el tap nominal.

Figura 12. Cambio en el flujo reactivo al variar tap y comparación de voltaje



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 67

2.6 Coordinación de cambios

En el problema de control de voltaje es muy importante seleccionar los voltajes de referencia en los nodos de voltaje controlado de manera de mantener un perfil de voltaje lo más uniforme posible. Esta coordinación se realiza tratando de mantener un nivel de reserva de reactivos, o bien minimizando el flujo de reactivos en el sistema. Es como un proceso de optimización, que trata de lograr un perfil de voltaje en un rango operativo y al mismo tiempo obtener el mejor valor de la función objetivo.

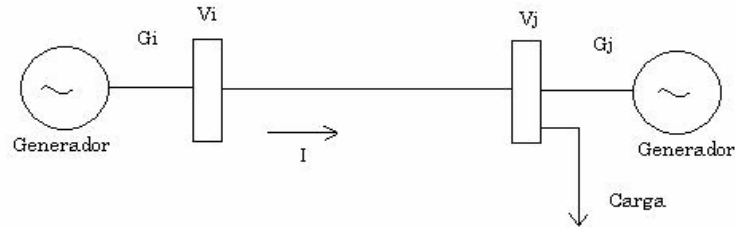
Por otro lado, siendo el control de voltaje un problema de naturaleza local, es posible formular varios problemas de control de acuerdo a la estructura o forma del sistema.

Esto se basa en que la acción de controles solo será efectiva si se realiza en puntos cercanos a los nodos con problemas de voltaje. Para simplificar el problema en cada subsistema se puede seleccionar un nodo que servirá de indicador del nivel de voltaje en el subsistema. El objetivo en este caso es determinar la acción de control para mantener el voltaje en este nodo en una banda seleccionada.

2.6.1 Flujos de potencia reactiva – pérdidas activas

Para poder explicar el tema de flujo de reactivos con la pérdida de potencia activa, supondremos en sistema formado por 2 generadores unidos por una línea de transmisión, como lo muestra la figura 13.

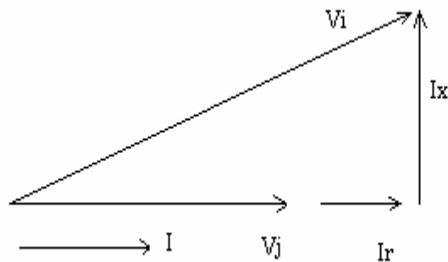
Figura 13. Análisis de pérdidas de transmisión



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 69

Se considera que por la línea de transmisión (nodo j) se recibe una potencia activa P y cero potencia reactiva. Los nodos i y j son de voltaje controlado. El diagrama fasorial correspondiente se muestra en la figura 14.

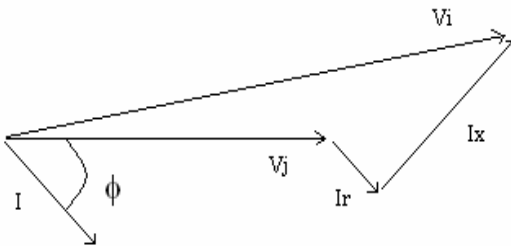
Figura 14. Diagrama fasorial para el caso base



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 70

Si se incrementa el voltaje V_i y se mantiene constante la potencia activa de la carga y el voltaje V_j , se alterará la distribución de reactivos en el sistema y por consiguiente la corriente. En la figura 15 se presenta el diagrama fasorial con el cambio de voltaje, esta indica que la magnitud de la corriente debe crecer para mantener la misma componente de corriente en fase con V_j , para manera de cumplir con la restricción de potencia activa. Al tener una corriente mayor se incrementan las pérdida de potencia I^2r .

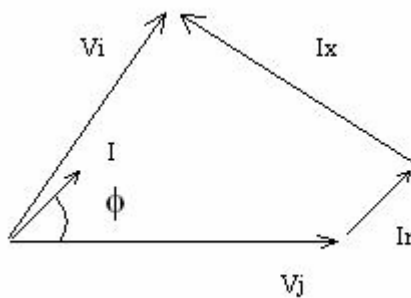
Figura 15. Efecto del cambio en el voltaje V_i para el caso base



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 70

En este caso las pérdidas activas las proporcionará el generador i (G_i), ya que el generador j (G_j) tiene una aportación fija de potencia activa a la carga. El balance nodal en este caso es $P_{\text{carga}} = P_{G_j} + P_{\text{Línea}}$. En cuanto a la potencia reactiva, ahora el nodo j se recibe potencia reactiva que se consumirá en la carga o se tendrá que absorber en el generador G_j . Si el voltaje V_i se reduce se tendrá la situación que se muestra en el diagrama de la figura 16.

Figura 16. Efecto de la reducción del voltaje V_i



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 71

En este caso nuevamente la magnitud de la corriente aumenta para mantener la restricción de la potencia activa y las relaciones de voltaje, produciendo un incremento en las pérdidas de potencia activa.

La expresión analítica de las pérdidas activas (P_{act}) se puede obtener sumando el flujo de potencia activa de i a j y de j a i , el resultado se presenta en la ecuación (2.23).

$$P_{act} = \frac{r}{r^2 + x^2} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \delta_{ij}) \quad (2.23)$$

Si solo se considera V_i como variable, la condición de pérdidas se obtiene derivando la ecuación (2.23) con respecto a V_i e igualando a cero, se obtiene

$$\frac{\partial P_{act}}{\partial V_i} = \frac{r}{r^2 + x^2} (2V_i - 2V_j \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (2.24)$$

Simplificando la ecuación (2.24) se obtiene la ecuación (2.25),

$$V_i = V_j \cos \delta_{ij} \quad (2.25)$$

Esta expresión concluye que para diferencias angulares pequeñas las pérdidas se minimizan cuando las magnitudes de voltaje son iguales. Como caso general se puede decir que con un perfil uniforme de voltaje se reduce el flujo de reactivos y como consecuencia se minimizan las pérdidas de potencia activa en la transmisión, dando como justificación tratar de mantener los voltajes del sistema dentro de una banda operativa (por ejemplo en un $\pm 5\%$).

En este caso la implicación es económica ya que se debe generar más potencia activa para suministrar la misma carga.

2.6.2 Margen de potencia reactiva

Uno de los aspectos importantes a considerar cuando se realizan cambios en los voltajes de las fuentes de reactivos, es la reserva de potencia reactiva disponible en cada nodo controlado en el sistema eléctrico de potencia. Aquí lo importante es tener siempre disponible potencia reactiva para contrarrestar los cambios normales de la carga o cambios en el sistema de transmisión ocasionados por contingencias (como pérdida de una o varias líneas de transmisión, pérdida de plantas de gran aporte de potencia activa y reactiva).

Si como resultado de las acciones de control, tratando de mejorar el perfil de voltaje, se reduce la reserva de reactivos en una zona, se corre el riesgo de perder el control de voltaje en esta parte del sistema al no disponer del soporte reactivo necesario ante posibles cambios.

De acuerdo a los principios expuestos en este capítulo, la potencia reactiva se debe tener disponible lo más cerca posible (eléctricamente) de la demanda, de esta forma el concepto de reserva sólo tiene significado en forma local. En el caso de una reserva de reactivos remota se tendrá la circulación de potencia reactiva en grandes distancias y en consecuencia la degradación del perfil de voltaje.

Se debe tener presente que la coordinación de voltajes en un sistema involucra criterios preventivos de seguridad, siempre será necesario estar prebendó o adelantándonos al (cambio) sistema, de manera de anticipar cambios posible en la distribución de reactivos.

Un caso típico se tiene cuando los generadores de un sistema empiezan a incrementar la aportación de reactivos como resultado de la entrada de carga a la hora de demanda máxima o también conocida como “hora pico”, reduciendo el margen de reactivos disponible. Esta situación se puede anticipar efectuando cambios en los voltajes de referencia, de manera de descargar las fuentes de reactivos y esperar la hora de carga máxima.

Un aspecto interesante es que en algunos casos no será posible modificar el perfil de voltaje cuando la carga está en el máximo debido que muchos generadores están muy cerca del límite de reactivos al que pueden aportar.

Parte de la solución a este problema es el de compensar la falta de reactivos, en colocar bancos de capacitores cerca (eléctricamente) de la carga y así evitar bajos voltajes, que ponen en riesgo los sistemas eléctricos de potencia.

3. COLAPSO DE VOLTAJE

3.1 Introducción

Por perturbaciones y cambios en la estructura del sistema de potencia se puede necesitar potencia reactiva que no se puede suministrar localmente, causando que el voltaje se degrade debido a la transferencia de potencia reactiva desde centros de generación lejanos, en estas situaciones se tiene una tendencia a un colapso de voltaje por no lograr un punto de equilibrio.

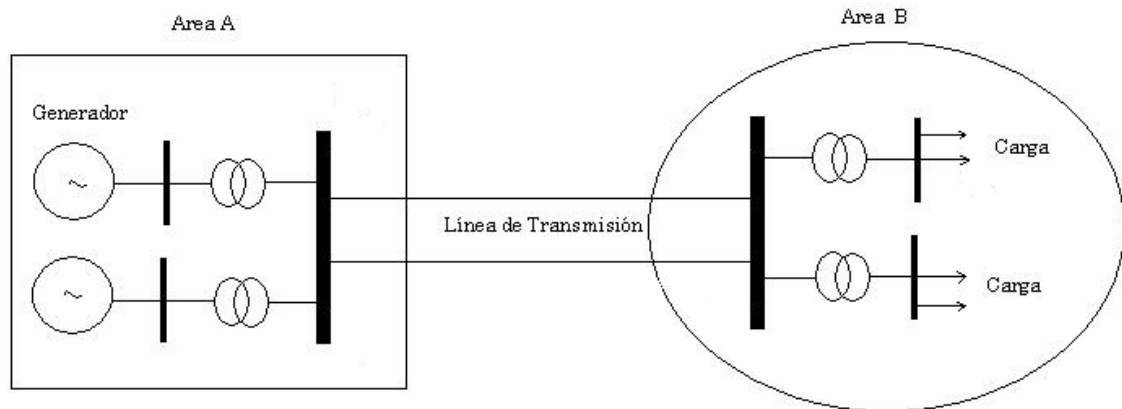
Para analizar el colapso de voltaje se pueden tomar en cuenta los sistemas longitudinales donde existen pocas fuentes de reactivos y los centros de consumo están muy alejados o bien los sistemas robustos que se encuentran a máxima capacidad en sus redes de transmisión. Además debe tomarse en cuenta el comportamiento de la carga ya que puede tener un efecto estabilizador o hacer más crítico el problema.

Como caso general para evitar el problema de colapso de voltaje se requiere considerar un soporte local de voltaje o bien la desconexión de carga programada.

3.2 Mecanismo básico de colapso de voltaje

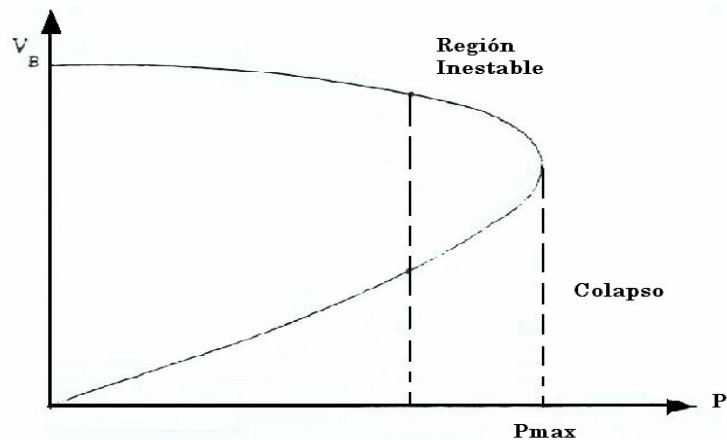
Existen una gran variedad de variantes en que se puede presentar el colapso de voltaje, sin embargo la más común se puede ilustrar con el sistema de la figura 17.

Figura 17. Sistema de potencia básico



En este sistema el Área A es exportadora y es donde se tiene la fuente de potencia reactiva. El Área B es un área de carga, cualquier cambio de carga deberá ser suministrado por el Área A a través del sistema de transmisión. De esta manera se establece una relación entre el voltaje en el nodo de la carga y la demanda a suministrar. El control de voltaje dependerá del nivel de carga en el sistema de transmisión y de los requerimientos de reactivos de la carga. Al realizar corridas de flujo para diferentes valores de carga activa, con un mismo factor de potencia y un voltaje de generación especificado se obtiene la curva característica mostrada en la figura 18.

Figura 18. Curva característica V-P para el sistema básico



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 388

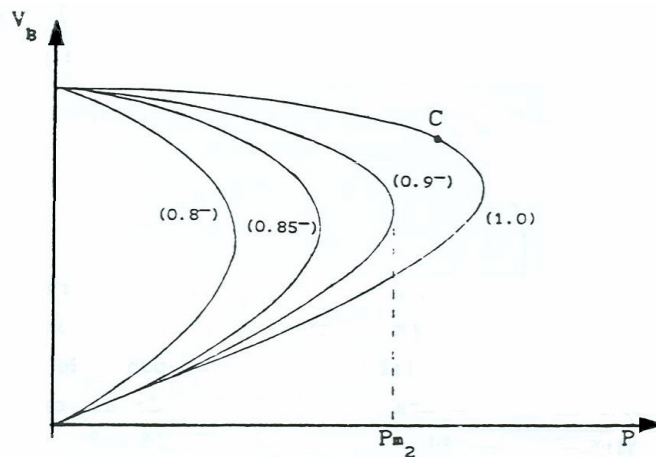
Se observa en la figura 18 que a medida que se incrementa la demanda el voltaje en el nodo de carga se reduce y que la variación es no lineal, además existe un valor máximo de potencia para el cual es posible controlar el voltaje en P_{max}. Así, al incrementar el nivel de carga se aumenta los requerimientos de reactivos ya que se considera un factor de potencia constante, por lo cual el perfil de voltaje se deteriora al viajar la potencia reactiva del Área A hacia la B. Por otro lado, para un incremento de carga dado, se tiene un cambio mayor en el voltaje a medida que se incrementa el nivel de demanda. En el límite se tiene un cambio muy grande del voltaje (colapso) al tratar de incrementar la demanda.

La interpretación del comportamiento anterior es que no es posible suministrar la potencia especificada en la carga y en el intento de tratar de lograrlo el voltaje colapsa.

3.3 Comportamiento de la carga

En el problema de colapso de voltaje la carga juega un papel muy importante y su comportamiento puede afectar la respuesta del sistema. Basándonos en el sistema de la figura 19, al modificar el factor de potencia de la carga, es posible obtener una familia de curvas características conocidas como curvas V-P.

Figura 19. Curvas características V-P para diferentes factores de potencia



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 391

Se observa que existen diferentes límites de potencia al variar la potencia reactiva de la carga, esto refleja el efecto positivo de compensar la potencia reactiva de la carga en la determinación del límite de transmisión de voltaje. Así, si la carga en el Área B por alguna razón cambia abruptamente de factor de potencia esto pondría causar un colapso.

Si el punto de operación en la curva con factor de potencia unitario es C, entonces al pasar a un factor de potencia en atraso de 0.9 no existe intersección entre el valor correspondiente de potencia activa y esta curva, ya que es mayor que el valor máximo (P_{m2}). El resultado es un colapso de voltaje.

El cambio de característica puede ser resultado de la pérdida (contingencia) de líneas de transmisión, plantas generadoras de importancia o ambos elementos; además de equipo de compensación para corregir el factor de potencia. Esta es una condición operativa que debe vigilarse.

3.3.1 Tipos de carga

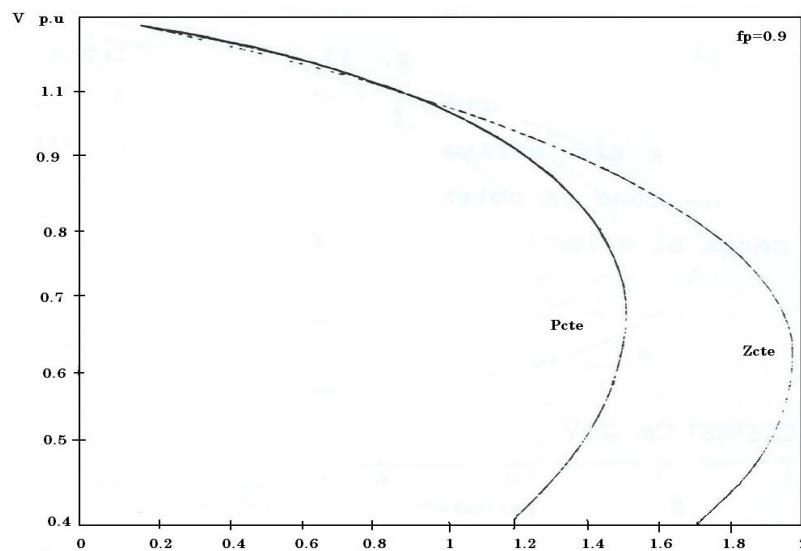
En los primeros incisos de este capítulo se ha considerado una demanda de potencia activa y reactiva constante, es decir independiente de la magnitud del voltaje en el punto de carga, lo cual define un comportamiento y una característica de la carga en su interacción con el sistema. Si la carga es sensible a las variaciones del voltaje, la solución del problema puede ser muy diferente. El modelo general considera un consumo de potencia activa (P_o) y potencia reactiva (Q_o) al voltaje nominal (V_o) representadas en las ecuaciones 3.1 y 3.2, los exponentes α y β dependen del tipo de carga.

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (3.2)$$

La comparación de las características al graficar las ecuaciones (3.1) y (3.2) se muestra en la figura 20 donde se muestra la diferencia entre una carga que se presenta como impedancia constante y otra con un consumo de potencia constante. Se puede sacar como conclusión que el problema de colapso puede que no se presente al tener una demanda variable que es función del voltaje.

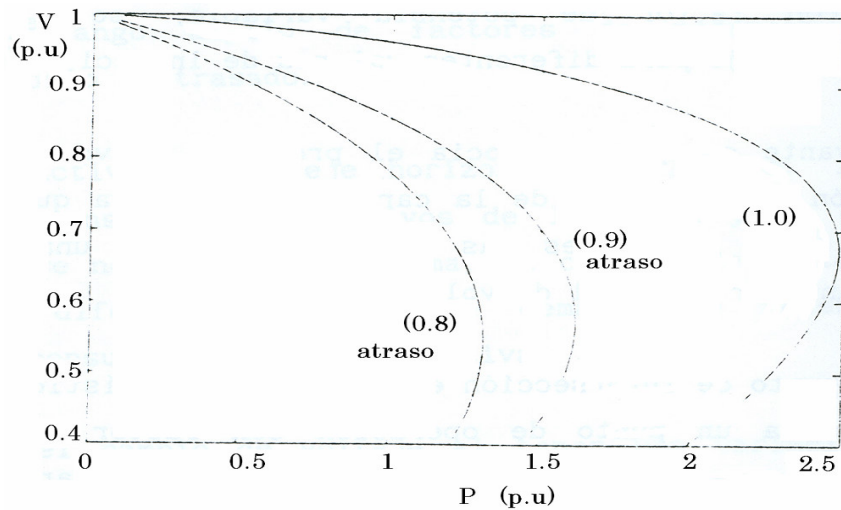
Figura 20. Comparación de características V-P para diferentes tipos de carga



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 393

El efecto de cambiar el factor de potencia para la carga representada como impedancia se muestra en la figura 21, se observa una tendencia similar al de la representación de potencia constante, a medida que el factor de potencia es más atrasado se reduce el límite máximo de transmisión, en este caso la potencia activa en el eje horizontal es la que consume la carga al valor de voltaje indicado.

Figura 21. Características V-P para diferentes factores de potencia.

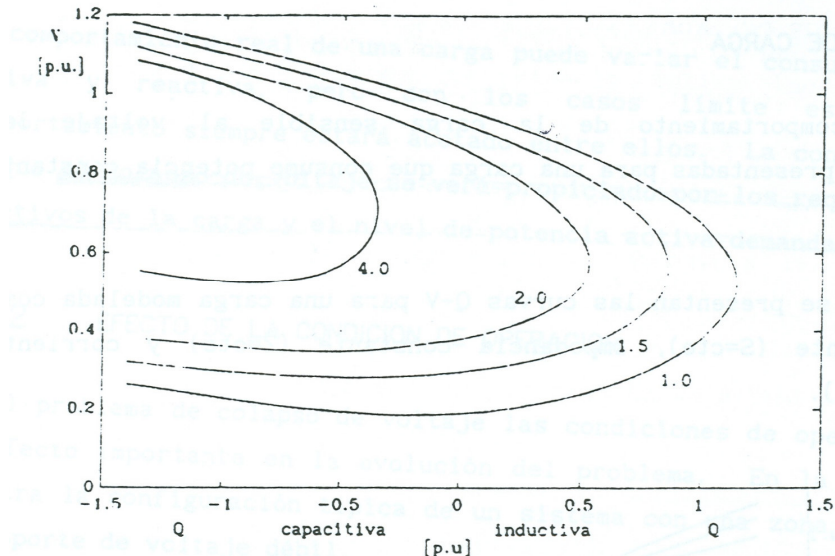


Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje.** Pág. 393

3.3.2 Característica Q-V

Otra forma de analizar el comportamiento del sistema es a través de las curvas características Q-V para valores especificados de flujos de potencia activa. Esta representación a veces resulta más útil ya que permite incluir la compensación de potencia reactiva en la carga, con lo cual hace posible el diseño de estrategias para evitar el colapso de voltaje. En la figura 22 se representa características típicas, estas curvas se integran casos con factores de potencia variable, se muestra el comportamiento de voltaje para diferentes valores de inyección reactiva.

Figura 22. Curva característica Q-V para diferentes niveles de carga activa



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 395

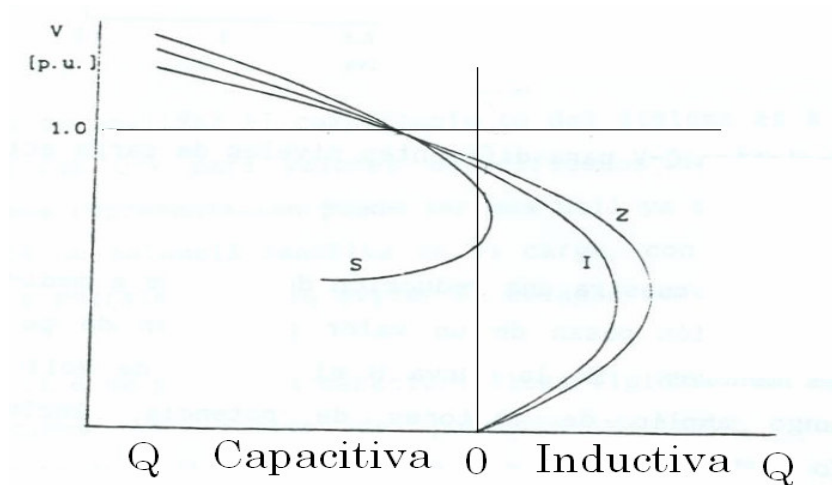
Lo más relevante de la figura 22. es que se asocia el problema de voltaje con el consumo o inyección de reactivos de la carga. Se observa que a medida que el nivel de carga activa es más alto se requiere una inyección capacitiva para mantener un nivel de voltaje aceptable, además el punto de intersección entra una característica y el eje de voltaje representa un punto de operación con factor de potencia unitario. Se observa que este punto no existe para algunas características, esto indica que para ese nivel de carga no se puede controlar el voltaje si no hay inyección de reactivos. La curva con valor 4.0 muestra una reducción de voltaje a medida que las condiciones de operación pasan de un valor de factor de potencia adelantado a valores menores. En la curva con valor de 2.0 el control de voltaje se tiene para un rango amplio de factores de potencia, incluyendo adelantado, unitario y atrasado.

La inyección reactiva en el eje horizontal de la figura 22 es una combinación del consumo de reactivos de la carga y la compensación disponible en ese nodo. De esta forma el colapso de voltaje se puede presentar para diferentes niveles de demanda de potencia activa dependiendo del consumo de potencia reactiva.

3.3.3 Tipos de carga

Al tener un comportamiento de la carga sensible al voltaje las características presentadas para una carga que consume potencia constante cambian. En la figura 23 se presenta las curvas Q-V para una carga modelada como potencia constante ($S=cte$), impedancia constante ($Z=cte$) y corriente constante ($I=cte$)

Figura 23. Curvas características Q-V para diferentes tipos de carga



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje.** Pág. 396

De la figura 23 se puede mencionar lo siguiente:

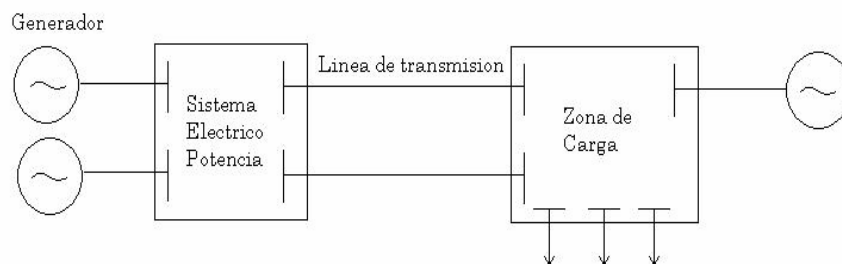
- Que las curvas coinciden en un punto cercano al voltaje nominal.
- Que los límites de variación de potencia reactiva son más amplios para la carga modelada como impedancia constante.
- Que el problema de colapso de voltaje será más crítico cuando las cargas demandan potencia constante.

El comportamiento real de una carga puede variar el consumo de potencia activa y reactiva, pero con los casos límites establecidos el comportamiento siempre estará acotado entre ellos. La conclusión global es que el colapso de voltaje se verá propiciado por los requerimientos de reactivos de la carga y el nivel de potencia activa demanda.

3.3.4 Efecto de la condición de operación

En el problema de colapso de voltaje las condiciones de operación tienen un efecto importante en la evolución del problema. En la figura 24 se muestra la configuración típica de un sistema con una zona con un soporte de voltaje débil.

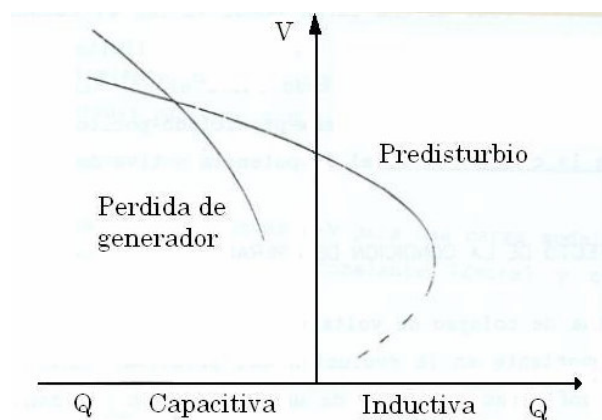
Figura 24. Configuración de un sistema de potencia



El generador en la zona de carga aporta sólo una parte de los requerimientos de potencia activa y reactiva de la carga. Una condición de operación que se debe analizar es la pérdida del soporte de voltaje en la zona de carga. El resultado de este evento es el incremento de la transmisión de potencia activa y reactiva a través del sistema de transmisión. Aquí se combinan dos efectos importantes, por un lado un nivel de transmisión de potencia activa mayor y adicionalmente un requerimiento más alto de potencia reactiva. En ambos casos la tendencia es hacia problemas de colapso de voltaje.

El efecto se ilustra en la figura 25, mediante un cambio de la característica de la carga al ocurrir la pérdida del generador. En el caso más general puede haber más de un generador en la zona de carga y la pérdida de alguno de ellos origina el cambio en la característica, sólo que la modificación no sería tan brusca ya que se tendría un soporte de voltaje débil.

Figura 25. Efecto de contingencia en la característica de operación

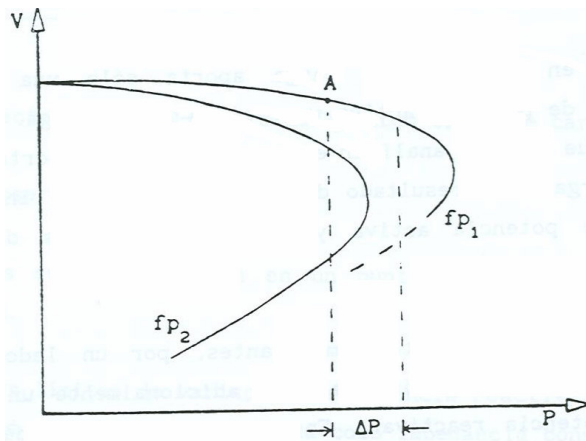


Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 398

Si el análisis se realiza con una característica V-P, se puede considerar que se incrementa la demanda de potencia activa (por la red de transmisión) y además se altera el factor de potencia.

Otro caso es el mostrado en la figura 26, en el cual se representa la condición de predisturbio con un factor de potencia fp_1 , al perder el generador (ΔP) se pasa a un nivel de carga P_B y a un factor de potencia fp_2 . El resultado es un colapso de voltaje debido a que no hay intersección entre la demanda de potencia activa y la curva con el factor de potencia modificado.

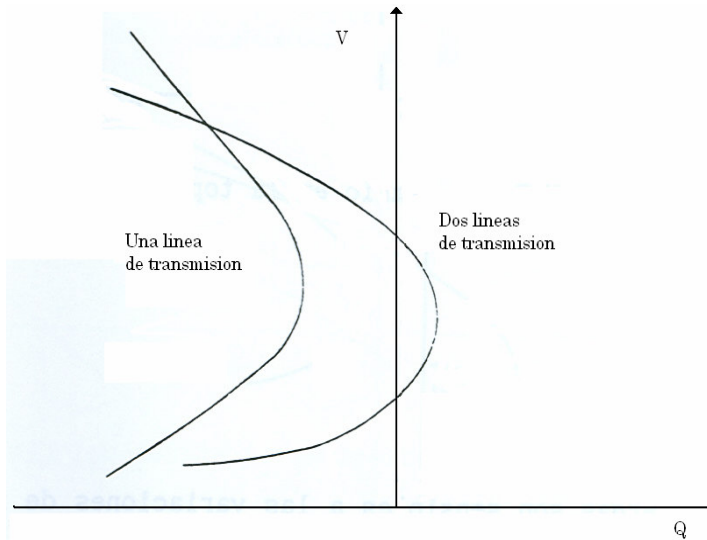
Figura 26. Cambio de característica por pérdida de generación



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 398

Otra situación de interés se tiene al perder capacidad de transmisión debido a la salida de una línea. En la figura 24 donde se representa una red de transmisión, incluye líneas en paralelo, la desconexión de una de ellas causa que las características se modifiquen ya que se incrementa el flujo de potencia activa por la línea disponible y al mismo tiempo se altera apreciablemente el balance de potencia reactiva en todo el sistema. Hay posibilidad de colapso.

Figura 27. Cambio de característica por pérdida de línea de transmisión



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 399

En la figura 27 se muestra el cambio de característica ante la pérdida de una línea de transmisión, el cual puede ser muy significativo dependiendo de los niveles de carga, el voltaje de las líneas de transmisión y del soporte local de potencia reactiva. En los casos más críticos el soporte de voltaje puede perderse y los requerimientos de potencia reactiva para evitar el colapso son mayores.

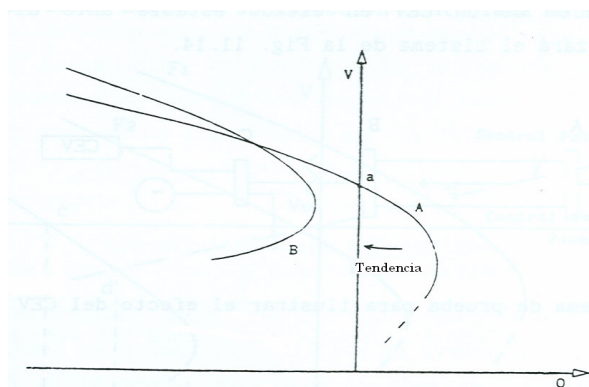
3.3.5 Características transitorias

Normalmente todas las cargas son sensibles a las variaciones de voltaje, sin embargo cuando se operan cerca del voltaje nominal el consumo de potencia activa y reactiva es muy similar para diferentes tipos de carga.

En cambio cuando existen desviaciones importantes respecto al voltaje nominal las diferencias son apreciables. Las características propias de la carga deben ser utilizadas mientras no se tenga el efecto de controles externos que modifiquen el voltaje en la carga como cambios de tap o modificación de voltajes de generación. En el momento que controles externos modifican el voltaje de la carga, tratando de regresarlo a su valor nominal, el comportamiento tiende a un consumo de potencia constante. De esta forma, la característica de la carga tendrá cambios en el tiempo, iniciando con la característica propia de la carga y cambiando posteriormente a potencia constante si existen controles de voltaje.

En la figura 28, la curva A es la que representa la carga sensible al voltaje, generalmente con un comportamiento entre impedancia y corriente constante, y la característica B que define la acción de controles y consumo constante de potencia. En A representa condiciones de operación con un nivel de carga activa menor a medida que el voltaje disminuye, además intersecta el punto (a) que indica un punto de operación estable sin necesidad de potencia reactiva. En cambio en B requiere una inyección capacitiva para tener un punto de operación estable.

Figura 28. Transición de curva característica V-Q



Fuente: Aboytes, Florencio. **Control de voltaje**. Pág. 402

3.4 Concepto del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje

Cuando un sistema eléctrico experimenta disturbios severos y tiene cargas pesadas que recaen sobre sus líneas de transmisión, el sistema puede ser vulnerable hacia un colapso de voltaje debido a que existirá un desbalance de voltaje en los distintos puntos del sistema. Es crítico para la fiabilidad del sistema que los generadores y las líneas que no tuvieron falla se mantengan interconectados durante y después de la falla para evitar un colapso. Al existir un coordinado esquema de desconexión de carga por bajo voltaje se lograra preservar la seguridad del sistema después de un disturbio, minimizar el riesgo total de un colapso de voltaje, proteger las unidades generadores, las líneas de transmisión contra daños y proveer un esquema equitativo entre las entidades de las cuales se desconectara carga.

El esquema consiste en desconectar una cantidad de carga necesaria para poder llevar el voltaje post falla a valores fuera de colapso de voltaje o que se acerquen a valores parecidos antes de la falla. La carga que se debe desconectar debe ir relacionado con los puntos que tienen mayor probabilidad de presentar bajos voltajes en el momento de la falla o nodos que tienen un déficit de aporte de reactivos durante la falla.

Para determinar los valores de voltaje antes de la falla y post falla se deben realizar corridas de flujos tomando en cuenta las condiciones específicas para la red en análisis. Además se debe tomar en cuenta que pueden existir n fallas distintas en el sistema, pero se deben elegir las de mayor impacto como por ejemplo, pérdida de generadores de mucha importancia o líneas de transmisión en los sistemas principales de transporte.

Al tener esa información se proceden a realizar las simulaciones necesarias para determinar que valores de carga hay que desconectar para así lograr una estabilidad de voltaje post disturbio, con esta información obtenida en las corridas de flujo se procede a parametrizar los relevadores que serán necesarios para crear el esquema de desconexión ya en campo (en subestaciones). Debido a que un colapso de voltaje puede ocurrir repentinamente y un operador de un centro de control de carga no tiene el tiempo suficiente para realizar las acciones que logren estabilizar el sistema.

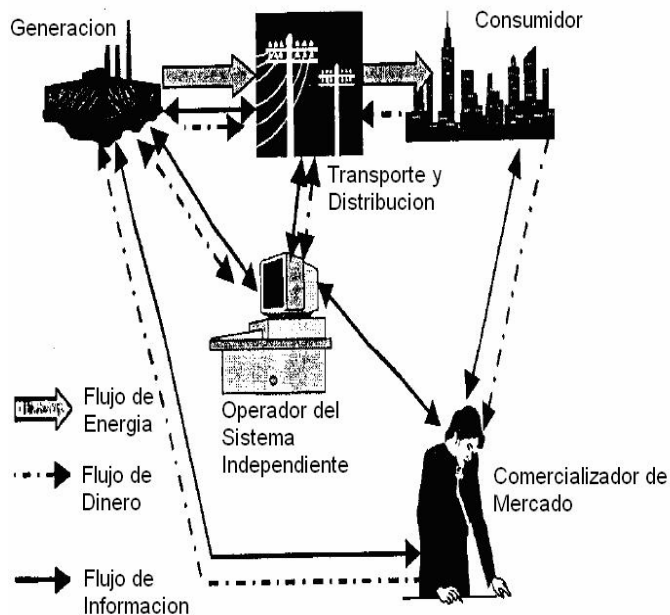
Un esquema de desconexión de carga por bajo voltaje puede ser usado con nodos que son interconectados por líneas de transmisión fuertes que al momento de ocurrir la falla pueden ocasionar contingencia que tenderán al colapso. Cuando se aplica cierta probabilidad de falla en determinados nodos de un sistema, es beneficioso tener el esquema de desconexión ya que provee un costo bajo de inversión en la instalación, para prevenir un colapso que traería como consecuencia pérdidas económicas debido a la falta de electricidad en el sistema.

4. DISEÑO DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

4.1 Descripción básica del Sistema Nacional Interconectado

El sistema eléctrico de Guatemala esta conformado por un mercado eléctrico que divide a los distintos agentes que participan en dicho mercado. Hay participantes Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios y todos estos son administrados por el Administrador del Mercado Mayorista. Como lo muestra la figura 29.

Figura 29. Representación de un Mercado Eléctrico desregularizado



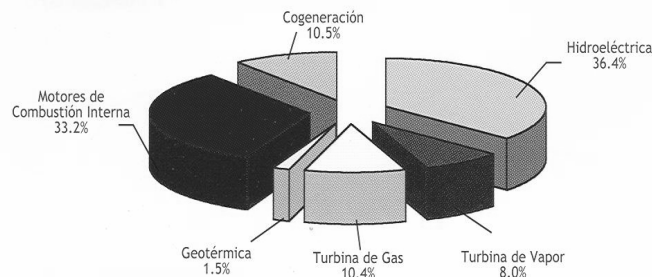
Fuente: Barocio, Emilio. **Congestión de energía eléctrica.** Pág. 06

Estos agentes conforman un sistema eléctrico compuesto por subestaciones eléctricas, líneas de transmisión, generadores y consumidores que oscilan desde los 230 kV hasta los 120 V. Derivándose un sistema principal de transporte siendo las subestaciones de 230 y 138 kV parte de este. Para ejemplificar las unidades generadores que se encuentran instaladas en el país se presentan la figura 30 y la figura 31 representa la producción de energía.

Figura 30. Capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado

TECNOLOGÍA DE PLANTA	TOTAL	%
Hidroeléctrica	650.3	36.4%
Turbina de Vapor	143.0	8.0%
Turbina de Gas	184.9	10.4%
Geotérmica	26.5	1.5%
Motores de Combustión Interna	593.0	33.2%
Cogeneración	187.8	10.5%
TOTAL	1785.446	100%

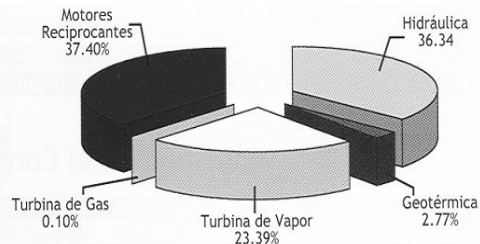
Valores en operación a Diciembre 2004



Fuente: AMM. Informe Estadístico 2004. Pág. 06

Figura 31. Composición de la producción de energía por tecnología

Tecnología	GWh	%
HIDRAÚLICA	2,547.17	36.34%
GEOTÉRMICA	194.23	2.77%
TURBINA DE VAPOR	1,639.27	23.39%
TURBINA DE GAS	7.02	0.10%
MOTORES RECIPROCANTES	2,621.56	37.40%
TOTAL	7009.25	100%



Fuente: AMM. Informe Estadístico 2004. Pág. 03

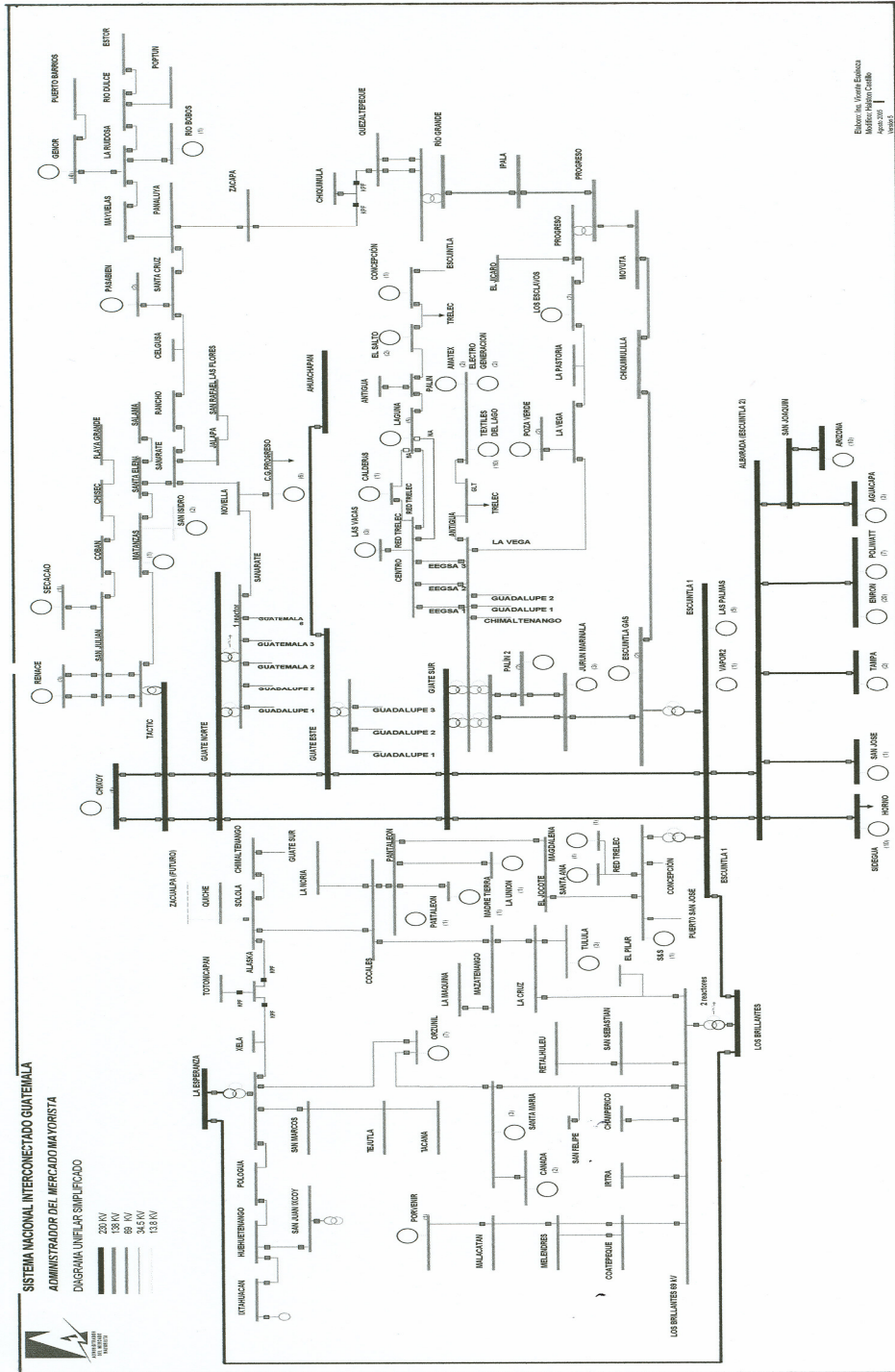
Otra parte importante en el sistema eléctrico son la distintas subestaciones eléctricas que hay en este, a continuación se presenta una tabla que las resume.

Tabla I. Listado de Subestaciones en el SNI

Listado de Subestaciones por nivel de voltaje					
69 kV					
No.		No.		No.	
1	HidroCanada	27	La Cruz de Santiago	53	Renace
2	Centro	28	La Esperanza	54	Retalhuleu
3	Champerico	29	La Maquina	55	Rio Bobos
4	Chichaic	30	La Noria	56	Rio Dulce
5	Chimaltenango	31	La Pastoria	57	Rio Grande
6	Chiquimula	32	La Ruidosa	58	Salama
7	Chisec	33	La Vega	59	San Felipe
8	Coatepeque	34	Laguna	60	San Juan Ixcoy
9	Coban	35	Los Brillantes	61	San Julian
10	Cocales	36	Los Esclavos	62	San Macos
11	Concepción	37	Malacatan	63	San Rafael
12	El Estor	38	Matanzas	64	San Sebastian
13	El Jicaro	39	Mayuelas	65	Sanarate
14	El Jocote	40	Mazatenango	66	Santa Cruz
15	El Porvenir	41	Melendrez	67	Santa Elena
16	El Rancho	42	Orzunil	68	Santa Maria
17	El Salto	43	Palín	69	Solola
18	Escuintla 1	44	Panaluya	70	Tacana
19	Genor	45	Pantaleón	71	Tactic
20	Guate Este	46	Patzun	72	Teculután
21	Guate Norte	47	Pologua	73	Tejutla
22	Guate Sur	48	Poptun	74	Textiles del Lago
23	Huehuetenango	49	Poza Verde	75	Totonicapan
24	Ixtahuacan	50	Puerto Barrios	76	Tulula
25	Jalapa	51	Quetzaltepeque	77	Xela
26	La Cruz	52	Quiche	78	Zacapa
No.	230 kV			No.	138 kV
1	Aguacapa	10	Enron	1	Chiquimulilla
2	Arizona	11	Los Brillantes	2	Guate Sur
3	Chixoy	12	San Joaquín	3	Ipala
4	Escuintla 1	13	San José	4	Jalpatagua
5	Escuintla 2	14	Sidegua	5	Jurún Marinalá
6	Guate Este	15	Tactic	6	Palín 2
7	Guate Norte	16	Tampa	7	Progreso
8	Guate Sur	17	Las Palmas	8	Rio Grande
9	Poliwatt				

A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado.

Figura 32. Diagrama unifilar simplificado del SNI



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, AMM

Para ampliar la información del diagrama expuesto en la figura 32 se detalla en la Tabla II, el listado de las distintas plantas de generación eléctrica clasificadas por su tipo de tecnología y su potencia instalada.

Tabla II. Clasificación de plantas generadoras

Hidráulicas		Térmicas			
		Geotérmica		Turbinas de vapor	
<i>Planta</i>	<i>Potencia MW</i>	<i>Planta</i>	<i>Potencia MW</i>	<i>Planta</i>	<i>Potencia MW</i>
Chixoy	280	Zunil	22	San José	130
Aguacapa	80	Calderas	5	Escuintla Vapor	24
Jurun Marínala	60	Motores Reciprocantes		Laguna 4	12
Hidro Canada	46	Arizona	147	Laguna 3	10.4
Secacao	15	La Esperanza	122	Cogeneradores	
Los Esclavos	14	Enron	114	Pantaleón	40
Pasabien	12.3	Las Palmas	65	Santa Ana	27.5
Matanzas	10.5	Textiles	50	La Unión	23.1
Río Bobos	10	Sidegua	40	Concepción	22
Poza Verde	8	Gene. Progreso	20	Madre Tierra	15.4
Santa María	6	Turbina de Gas		Tulula	15
Palín II	5	Tampa	80	Magdalena	12.1
San Isidro	3.5	Laguna Gas 1,2 y 4	47	San Diego	2
El Salto	2	Esc. Gas 3 y 5	22	Darsa	1
Porvenir	2	S&S	20.2		
Chichaic	1				

4.2 Estudio del sistema sin falla y valores de voltaje

Para la elaboración y obtención de los datos del Sistema Nacional Interconectado se utilizó el software llamado PSS/E™ *Power System Simulator for Engineering* de PTI PowerTechnologies, INC Versión 29.

Para realizar las simulaciones y gráficos resultantes se tomaron en cuenta varios puntos y/o restricciones, los cuales son:

- Se realizaron simulaciones en estado dinámico para determinar las variables de voltaje en kV, potencia en MVA de los distintos nodos del SNI antes de la falla.
- Se consideró a Guatemala interconectado con al Sistema Eléctrico Regional Centro Americano (SER). El cual contiene interconexiones entre los siguientes países: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Exportando Guatemala hacia El Salvador un valor de intercambio de 40 MW.
- El caso base de análisis se realiza para la demanda máxima del mes de septiembre del 2005.
- Se realiza el disparo de la Planta Chixoy con una potencia de generación de 250 MW, teniendo una demanda máxima total del SNI de 1222.5 MW a las 19:00 horas.

Al realizar la primera simulación se obtienen los datos de voltaje que se presentan en las siguientes tablas. En la tabla III se presenta el listado de las plantas generadoras que están generando (en línea) y que se encuentran supliendo la demanda programada de 1222.5 MW.

Tabla III. Lista de plantas en línea antes del disturbio.

Plantas generadoras en línea y sus valores de voltaje					
No.	Planta	MW	MVAR	Voltaje en su nodo de alta tensión en kV	Valores Nominales
1	Chixoy	250	52.7	232.6	230 kV
2	Poliwatt	121.1	20	233.7	
3	Enron	45	13.5	233.7	
4	Arizona	137	37.7	231.2	
5	San José	128.2	21.2	229.6	
6	Aguacapa	73.5	10	228.6	
7	Sidegua	32.5	12	227.3	
8	Las Palmas	60.4	24.5	227.1	
9	Jurún Marinalá	44.4	16.4	139.9	
10	Hidro Canada	46	2	71.7	69 kV
11	Santa María	5.8	0	71.4	
12	Zunil	17.8	1.6	71.4	
13	Secacao	16.1	1.5	71.2	
14	Textiles	24.3	2	71.1	
15	Genor	40.2	6.9	71.1	
16	Electrogeneración	14.3	2	71.1	
17	Renace	42.3	1	70.4	
18	Poza Verde	8.2	0.2	70.1	
19	Los Esclavos	13.6	2	69.8	
20	Las Vacas	42.2	4	69.8	
21	Rio Bobos	9.7	2.3	69.7	
22	S&S	15	3.7	69.7	
23	San Isidro	3.4	1.3	68.1	
24	El Porvenir	2	0	67.8	
25	Pasabien	12	2	67.5	
26	Generadora Progreso	15.5	8	66.6	
27	El Salto	2	0	65.6	
	Total	1222.5	248.5		

Tabla IV. Lista de subestaciones energizadas antes del disturbio.

Listado de Subestaciones por nivel de voltaje								
69 kV								
No.	Subestación	kV	No.	Subestación	kV	No.	Subestación	kV
1	Canada	71.7	27	La Cruz de San.	68.6	53	Renace	70.4
2	Centro	68.7	28	La Esperanza	70.5	54	Retalhuleu	69.2
3	Champerico	68.9	29	La Maquina	67.9	55	Rio Bobos	69.7
4	Chichaic	69.5	30	La Noria	67	56	Rio Dulce	69
5	Chimaltenango	65.8	31	La Pastoria	69.9	57	Rio Grande	67.8
6	Chiquimula	67.2	32	La Ruidosa	69.3	58	Salama	66.7
7	Chisec	69.4	33	La Vega	69.9	59	San Felipe	70.3
8	Coatepeque	69.8	34	Laguna	70.4	60	San Juan Ixcoy	66.9
9	Coban	68.9	35	Los Brillantes	69.4	61	San Julian	69.5
10	Cocales	67.5	36	Los Esclavos	69.8	62	San Macos	69.4
11	Concepción	67.8	37	Malacatan	67.6	63	San Rafael	62.9
12	El Estor	69	38	Matanzas	68.1	64	San Sebastian	69.3
13	El Jicaro	66.8	39	Mayuelas	68	65	Sanarate	65.9
14	El Jocote	68.7	40	Mazatenango	68.2	66	Santa Cruz	67.4
15	El Porvenir	67.8	41	Melendrez	69.3	67	Santa Elena	67.1
16	El Rancho	65.8	42	Orzunil	71.4	68	Santa Maria	71.3
17	El Salto	67.6	43	Palín	65.7	69	Solola	67.3
18	Escuintla 1	69.7	44	Panaluya	67.7	70	Tacana	68.9
19	Genor	71.1	45	Pantaleón	67.9	71	Tactic	69.4
20	Guate Este	70.3	46	Patzun	65.8	72	Teculután	67.2
21	Guate Norte	69.3	47	Pologua	68.8	73	Tejutla	69
22	Guate Sur	69.9	48	Poptun	68.1	74	Textiles del Lago	71.1
23	Huehuetenango	67.7	49	Poza Verde	70.1	75	Totonicapán	68.7
24	Ixtahuacán	66.9	50	Puerto Barrios	71.1	76	Tulula	68.6
25	Jalapa	63.5	51	Quetzaltepeque	67.2	77	Xela	70.5
26	La Cruz	68.2	52	Quiche	66	78	Zacapa	67.5
230 kV						138 kV		
No.	Subestación	kV	No.	Subestación	kV	No.	Subestación	kV
1	Aguacapa	228.6	10	Enron	233.7	1	Chiquimulilla	137.9
2	Arizona	231.2	11	Los Brillantes	223.3	2	Guate Sur	137.2
3	Chixoy	232.6	12	San Joaquín	227.8	3	Escuintla 1	141.1
4	Escuintla 1	227.1	13	San José	229.3	4	Ipala	136.2
5	Escuintla 2	227.2	14	Sidegua	227.3	5	Jalpatagua	137.1
6	Guate Este	221.5	15	Tactic	229.2	6	Jurún Marinalá	139.9
7	Guate Norte	221.6	16	Tampa	230.0	7	Palín 2	139.3
8	Guate Sur	222.8	17	Las Palmas	227.1	8	Progreso	135.9
9	La Esperanza	222.3					Rio Grande	135.7

En la tabla IV presentada en la página anterior, están recabados los datos de voltaje en las subestaciones de mayor importancia en el SNI. Se observan los valores en 230kV, 138kV y 69 kV antes de realizar la simulación de pérdida de los 250 MW. Se destaca de esta tabla que los valores más bajos en el sistema principal de transporte en 230 kV son en las subestaciones de Guate Norte (221.5 kV), Guate Sur (222.8 kV) y Guate Este (221.6 kV) que se encuentran cerca del límite del 5% establecido según normas del sector eléctrico guatemalteco, es por ello que son las subestaciones con mayor probabilidad de iniciar un colapso de voltaje.

Debido a que la subestación de Guate Este no goza con aporte de reactivos directo por plantas de generación, esta será la subestación que se utilizara como nodo de análisis para realizar las siguientes simulaciones.

4.3 Estudio del sistema con falla y valores de voltaje

Tomando como base los valores de voltaje previos a la falla de la planta Chixoy con 250 MW, se realizan la simulación en dinámica. Esta simulación consiste en crear subprogramas que toman una serie de subrutinas a través del tiempo. En estos subprogramas se simula la pérdida de las 5 unidades generadoras de la planta Chixoy a partir del primer segundo y se tiene un flujo de intercambio de 40 MW hacia El Salvador, luego del intervalo de tiempo de 1 a 10 segundos se continúa con la simulación de dicha falla. A partir de los 10 segundos se simula la apertura de la interconexión al actuar el esquema de desconexión de la línea de interconexión que El Salvador tiene implementado.

Este esquema consiste en determinar las pendientes de variación del intercambio (MW/seg) y la frecuencia (Hz/seg) a través del tiempo, al sobrepasar los valores de las pendientes los límites establecidos como seguros, el esquema actúa y abre la línea de interconexión.

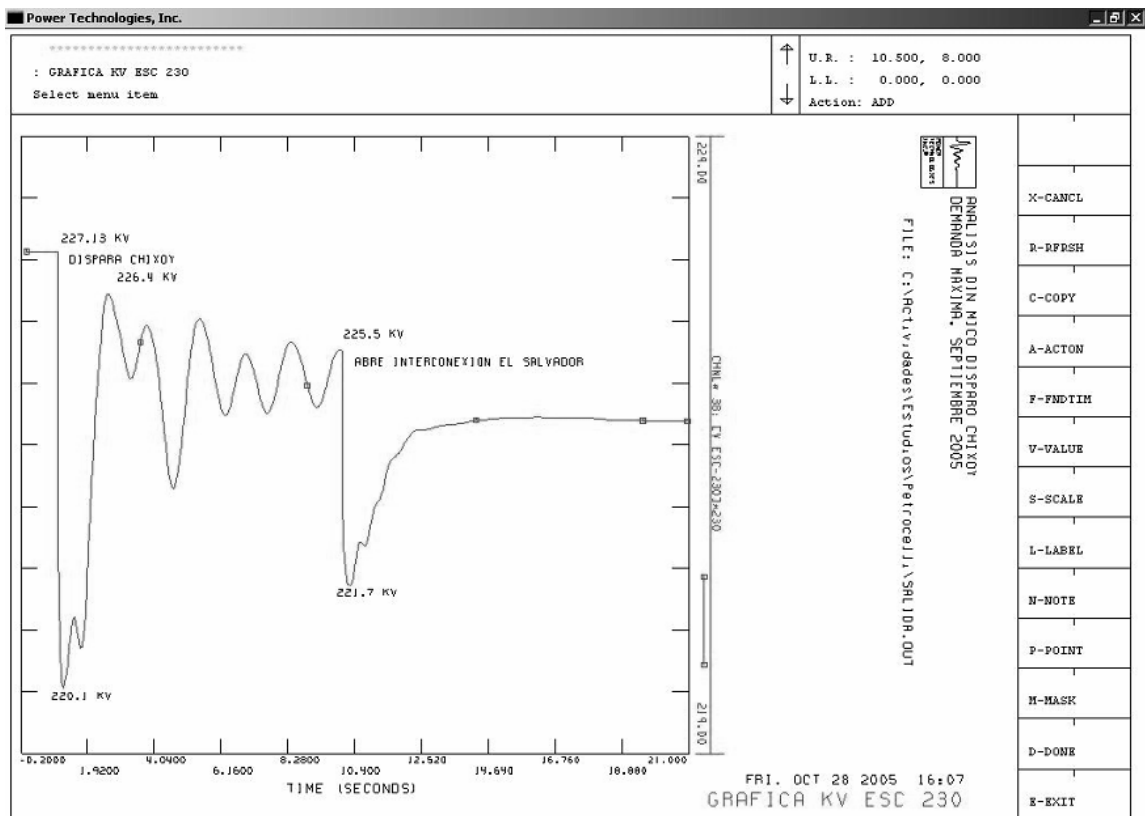
De la simulación en estado dinámico, se recaban gráficos que presentan el comportamiento en función del tiempo de los parámetros de voltaje en KV, frecuencia en Hz e intercambio en MW que serán los medios para realizar los análisis posteriores en este trabajo.

Durante la elaboración de las simulaciones se determinó que variaciones significativas de voltaje y frecuencia ocasionan el colapso en un sistema eléctrico de potencia; determinando que para el voltaje los valores en donde se produce un colapso en las subestaciones de 230 kV que forman parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI) esta entre 212 kV y 213 kV; y para valores de frecuencia el colapso se encuentra entre 57.0 y 57.5 Hz que es en donde actuaran las protecciones de las unidades generadoras que conforman el SNI.

A continuación se presenta una serie de análisis de los gráficos obtenidos de las simulaciones en dinámica durante la falla así como gráficos obtenidos de registradores de eventos que se encuentran instalados en las subestaciones más importantes del país, estos gráficos describen el comportamiento de la falla como sucedió en la realidad y sirven para realizar comparaciones entre las simulaciones y eventos reales. Se toman como referencia los nodos principales del SNI en 230 kV, que son S/E Guate Este, S/E Escuintla 1, S/E Guate Sur y S/E Guate Norte. El periodo de tiempo de duración de la simulación fue de 20 segundos.

Durante este periodo de tiempo se presentan los eventos significativos como son la perdida de la Planta Chixoy y la apertura de la interconexión entre Guatemala y El Salvador.

Figura 33. Voltaje simulado en S/E Escuintla 1 230 kV durante la falla

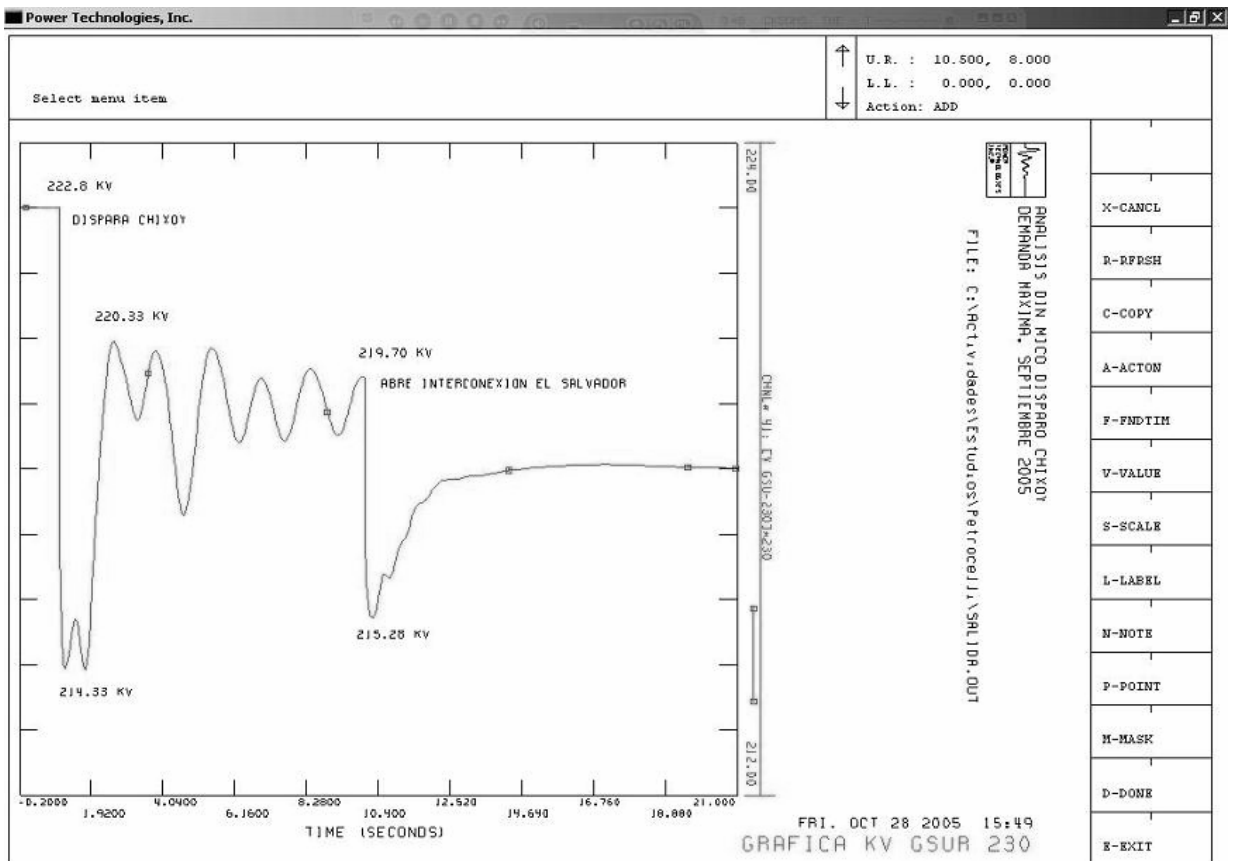


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 33 se puede observar que el voltaje antes de la falla en la S/E Escuintla 1 tiene un valor de 227.13 kV, la perdida de la Planta Chixoy origina que el voltaje descienda a un valor de 220.1 kV.

Estos valores de voltaje se encuentran en el área estable de la curva V- P de la figura 18 no ocasionando colapso en este nodo, debido a que los valores quedan dentro del 5% del voltaje nominal que la normativa vigente rige. En el intervalo de 1 a 10 segundos después de la falla el voltaje mejora a un valor de 225.5 kV pero al abrir la interconexión entre El Salvador y Guatemala por actuación de protecciones queda aislado el SNI dando como resultado que el voltaje descienda a un valor de 223.3 kV.

Figura 34. Voltaje simulado en S/E Guate Sur 230 kV durante la falla



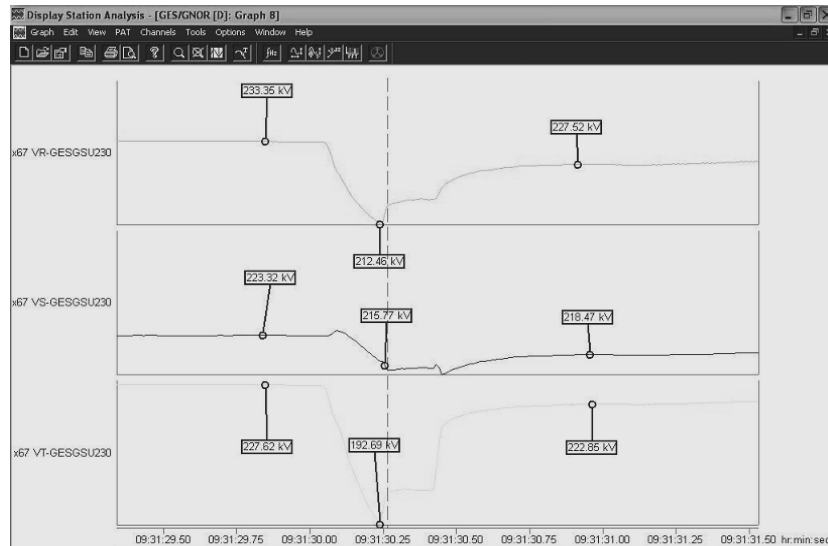
Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 34 se puede observar que el voltaje antes de la falla en la S/E Guate Sur es de 222.8 kV, este valor de voltaje es el que normalmente se presenta de lunes a viernes en el periodo de demanda máxima (18:00 a 19:30 horas) y se encuentra dentro del rango de operación normal del SNI. Al suceder la falla el voltaje desciende a un valor de 214.3 kV estando este valor dentro de la región inestable de colapso que muestra la figura 18.

Durante los 10 segundos posteriores a la falla el voltaje mejora a 219.7 kV estando este valor fuera del 5% del valor nominal que la normativa vigente rige, al abrir la interconexión entre El Salvador y Guatemala por actuación de la protección que existe en esta, el voltaje desciende a 215.28 kV tendiendo a un colapso debido a que el SNI queda aislado.

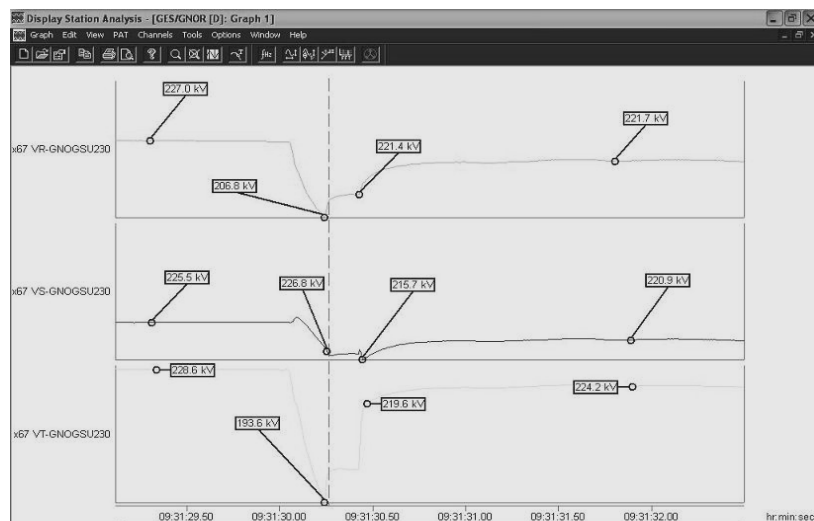
A continuación se presentan una serie de gráficos en donde se describe el comportamiento real del voltaje durante una falla, ante la pérdida de la Hidroeléctrica Chixoy para el jueves 7 de abril del 2005 a las 09:32 horas, para realizar las comparaciones con las figura 34 y determinar si las simulaciones realizadas en el software se apegan a la realidad.

Figura 35. Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Sur 230 kV hacia Guate Este



Fuente: AMM y Registrador de eventos

Figura 36. Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Sur 230 kV hacia Guate Norte

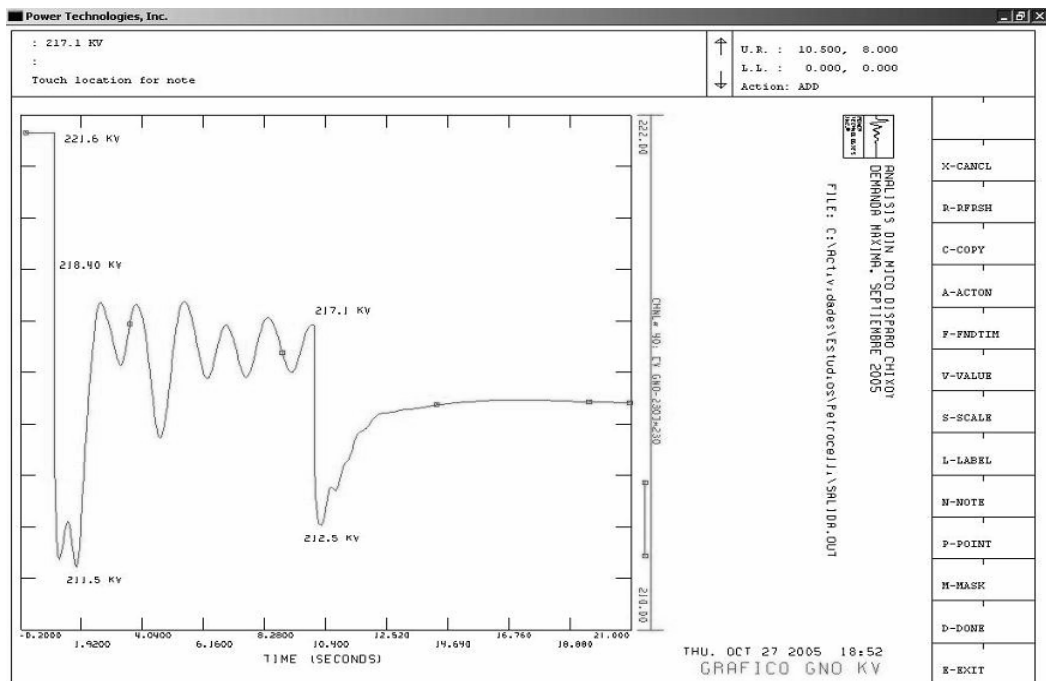


Fuente: AMM y Registrador de eventos

Al comparar los datos de voltaje de la figura 34 (simulación) con los datos de voltaje de las figuras 35 y 36 (datos reales) se puede concluir que son muy parecidos, por ejemplo en la figura 34 el valor mínimo de voltaje es de 214.55 kV mientras que en la figura 35 los valores de voltaje para las fases R, S y T son de 212.46, 215.77 y 199.69 kV siendo bastante parecidos a excepción de la fase T, se puede mencionar que la falla se produjo en esta fase y esto ocasiono que se diera un mayor desbalance en el valor de voltaje. Por lo tanto se concluye que la simulación se encuentra apegada a la realidad en este nodo de estudio.

A continuación se presenta la comparación de las simulaciones y comportamiento real del voltaje en la S/E Guate Norte. La gráfica 37 presentara los datos simulados y la gráfica 38 los datos del comportamiento real de la falla

Figura 37. Voltaje simulado en S/E Guate Norte 230 kV durante la falla

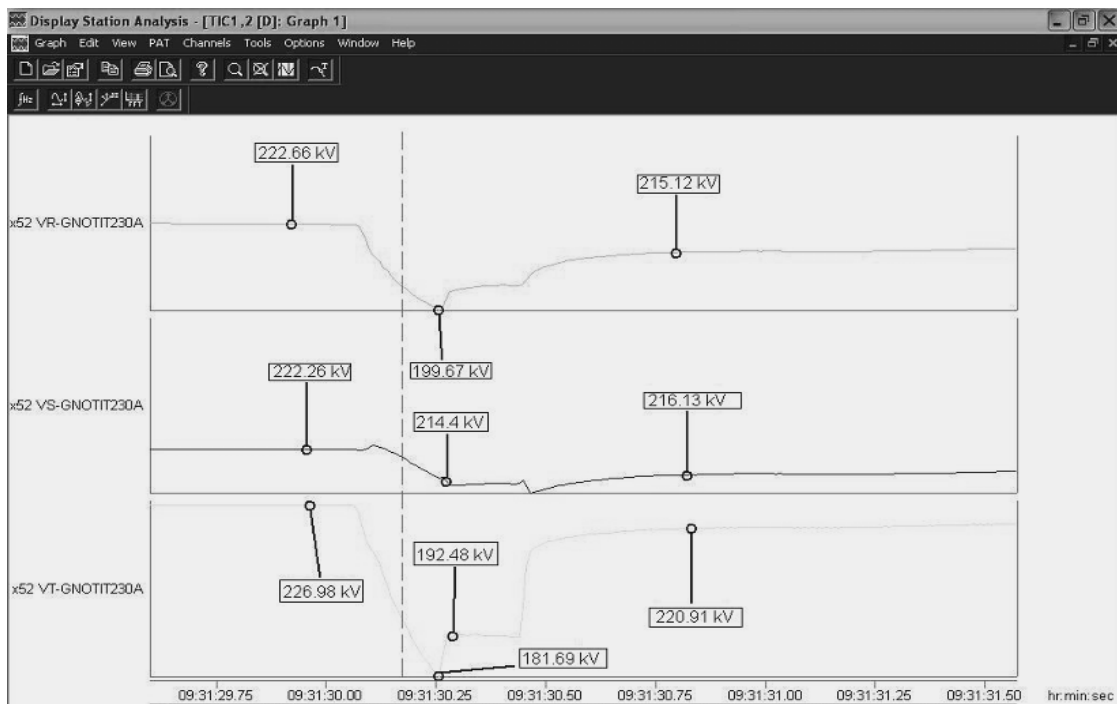


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 37 se puede observar que el voltaje antes de la falla en la S/E Guate Norte es de 221.6 kV, como lo expuesto en los apartados anteriores este es un valor de operación normal del SNI en periodos de demanda máxima.

Descendiendo a un valor de 211.5 kV al momento de la falla, este valor se encuentra dentro de la región de colapso mostrado en la figura 18, no se da el colapso debido a que el voltaje mejora en los 10 segundos siguientes. Esta subestación tiene aporte de reactivos por plantas que se interconectan a ella que ayudan al mejoramiento del voltaje instantes después de la falla llevándolo a un valor de 217.1 kV. Al abrir la interconexión entre El Salvador y Guatemala el voltaje desciende a 212.5 kV estando cerca de los límites de colapso en los 20 segundos después de la falla.

Figura 38. Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Norte 230 kV hacia Tactic Circuito A

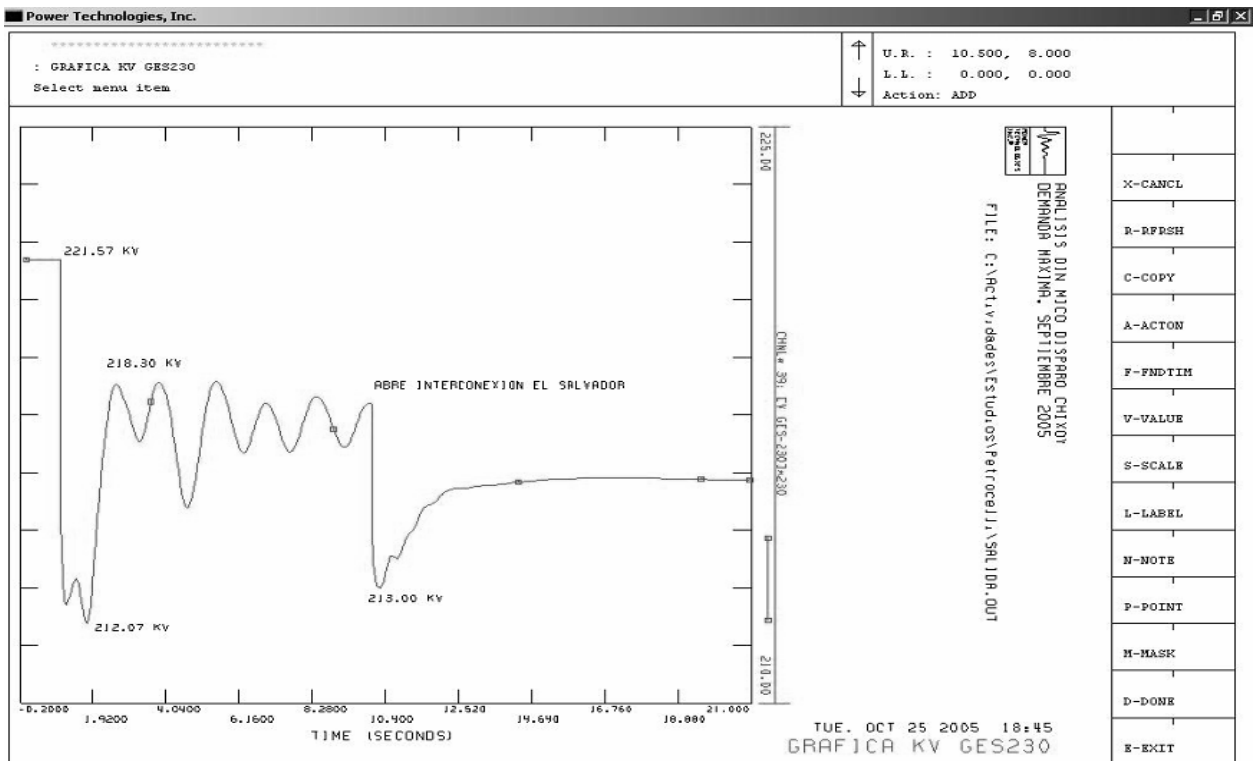


Fuente: AMM y Registrador de eventos

Se puede concluir al comparar los gráficos 37 (simulación) y 38 (comportamiento real), que se los valores de voltaje son bastante parecidos y que nuevamente en la fase T se da el valor menor valor de voltaje durante la falla, llegando a un valor de 181.69 kV. Se puede tomar la simulación para el nodo de S/E Guate Norte como válido.

A continuación se presenta la comparación de las simulaciones y comportamiento real del voltaje en la S/E Guate Este. La gráfica 39 presentara los datos simulados y la gráfica 40 los datos del comportamiento real de la falla

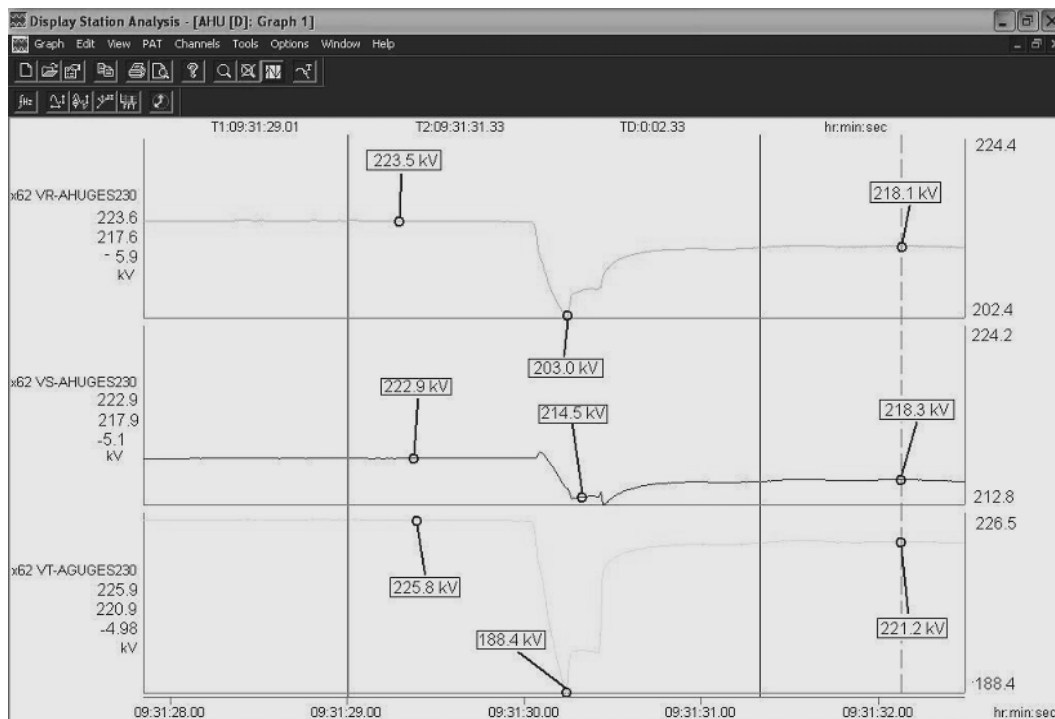
Figura 39. Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV durante la falla



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 39 se puede observar que el voltaje antes de la falla en la S/E Guate Este es de 221.57 kV como lo expuesto en los apartados anteriores este es un valor de operación normal del SNI en periodos de demanda máxima estando este valor cerca del limite inferior del 5% que la normativa rige como nivel de seguridad. Al momento de suceder la falla el voltaje desciende a un valor 212.07 kV estando dentro de la región de colapso que se muestra en la figura 18. Esta subestación no tiene aporte de reactivos por plantas y es la S/E que se interconecta con El Salvador por parte del SNI. Los valores de voltaje que se observan en la figura 39 durante los 10 segundos de la falla son muy bajos, se encuentran fuera del 5% que la normativa rige.durante. Al abrir la interconexión entre El Salvador y Guatemala el voltaje desciende a 213.0 kV.

Figura 40. Comportamiento real del voltaje en S/E Guate Este 230 kV hacia Ahuachapán, El Salvador



Fuente: AMM y Registrador de eventos

Como se ha expuesto en paginas anteriores, la simulación de voltaje se asemeja bastante a los valores reales durante la falla de la planta Chixoy al ser comparados estos, como se muestra nuevamente en la figuras 39 y 40.

El valor mínimo de voltaje en Guate Este al realizar la simulación es de 212.07 kV mientras que los valores durante el comportamiento real de la falla en las fases R, S y T son de 203.0, 214.5 y 188.4 kV respectivamente, cabe destacar que son valores parecidos a los de la simulación. Por lo tanto se concluye que la simulación no se encuentra tan alejada de la realidad y que puede ser tomada como herramienta de análisis.

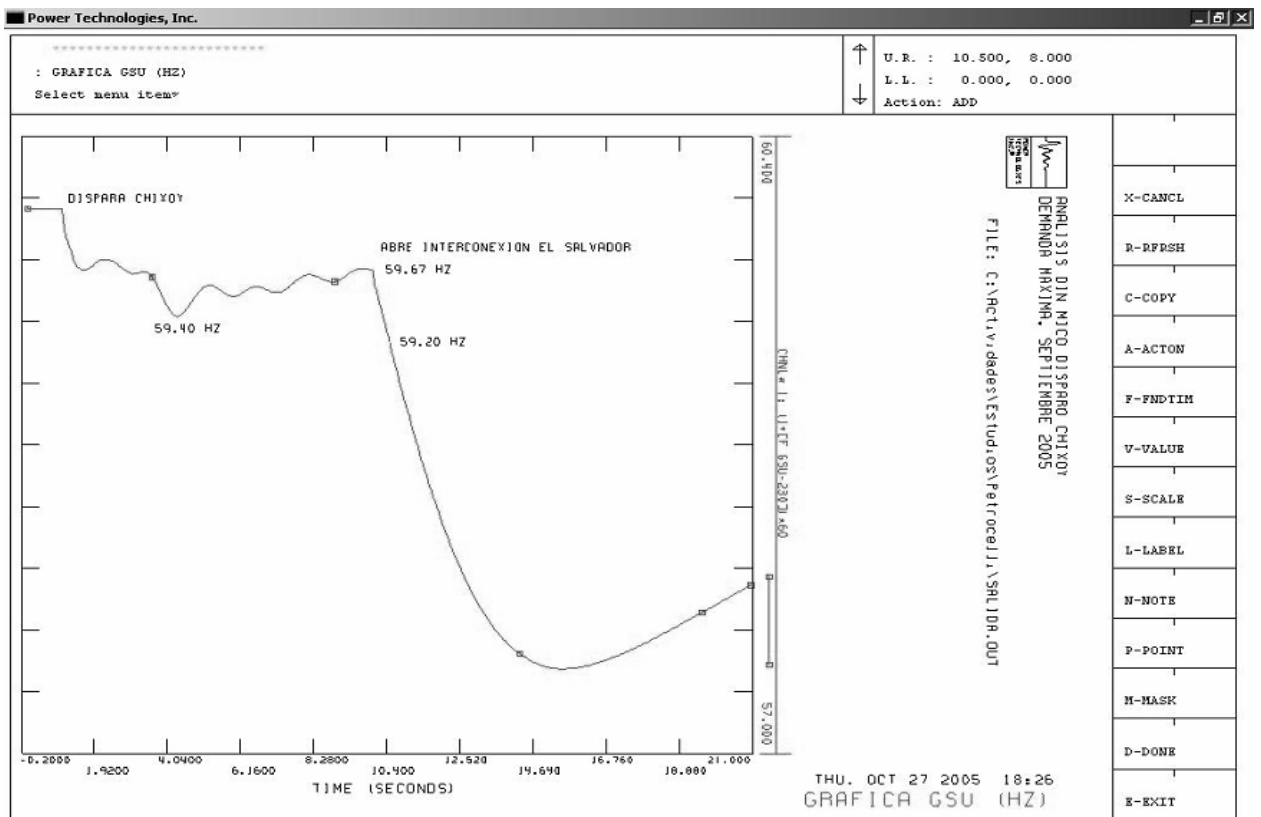
Debido a que la S/E's Guate Norte y Guate Este se ven directamente afectadas por la perdida de Chixoy y por la apertura de la interconexión estas son las que inician el colapso de voltaje.

Como se pudo haber apreciado en las gráficas de simulación anteriores, los valores de voltaje post falla tienden al colapso de voltaje debido que se pierde una potencia de 250 MW que equivale a un 20.5% de los 1222.5 MW de demanda y a un aporte de 52.7 MVAR que equivalen a un 21.21% de los 248.5 MVAR que el SNI requiere (Valores recabados en la tabla III). Además se toma en cuenta en la simulación que se produce la apertura de la interconexión con El Salvador a los 10 segundos, esto agrava el problema ya que en los 10 segundos después de la apertura de la interconexión el voltaje tiende a disminuir en las subestaciones mostradas en las figuras y por ende a causar un colapso de voltaje.

Tomando los valores de frecuencia en el SNI e intercambio hacia El Salvador como puntos de referencia de análisis estos ayudaran a tomar una mejor idea de la magnitud de la falla.

A continuación se presentan las gráficas donde se simula el comportamiento de la frecuencia y su respectivo comportamiento real, el nodo de análisis será la S/E Guate Sur.

Figura 41. Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Sur durante la falla



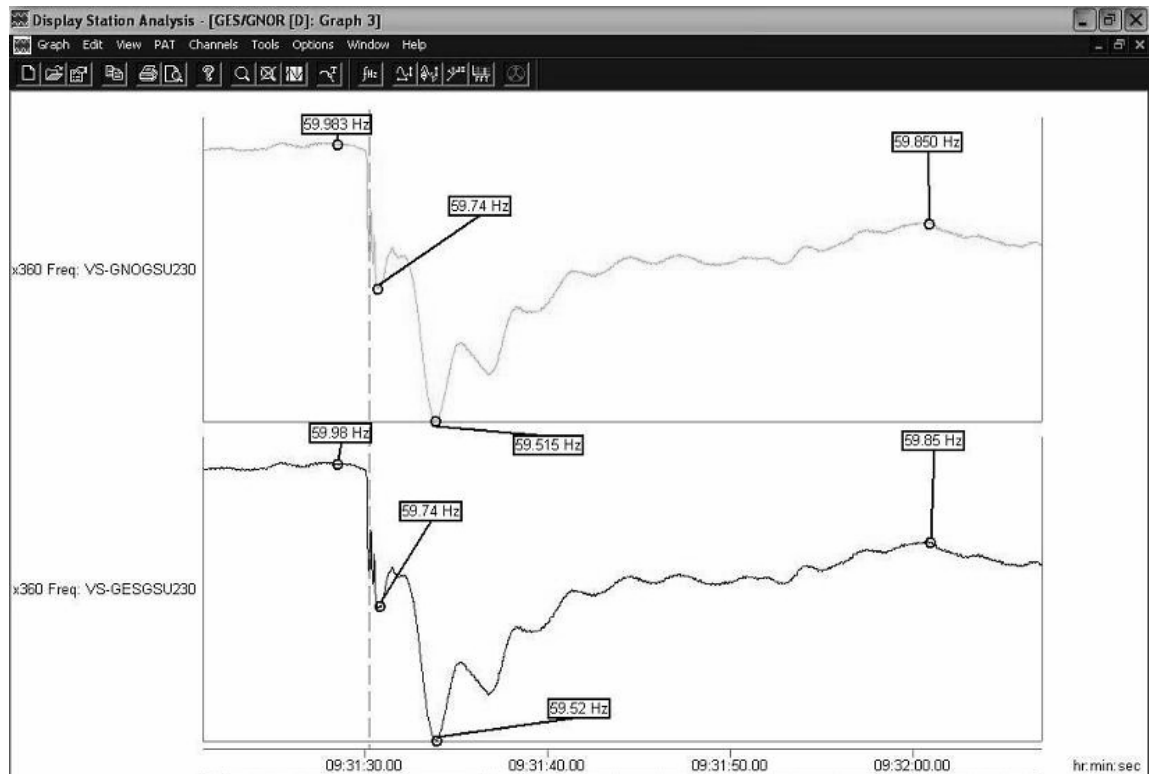
Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

En la figura 41 se puede observar el comportamiento de la frecuencia, antes de suceder la falla. La frecuencia tiene valor de 60 Hz siendo un valor nominal adecuado, al momento de la falla la frecuencia desciende a un valor de 59.4 Hz dando como resultado que no actuó el Esquema de desconexión de carga automática por baja frecuencia (EDCABF) actualmente implementado en el SNI y que será descrito en apartados posteriores.

El comportamiento de la frecuencia en el periodo de 1 a 9 segundos muestra que no se da colapso por frecuencia. Pero al abrir la interconexión Guatemala – El Salvador el SNI queda aislado y la frecuencia desciende a valores de colapso ya que llega a 57.1 Hz.

A continuación se presenta la gráfica 42 que describe el comportamiento real de la frecuencia ante la falla de la Planta Chixoy.

Figura 42. Comportamiento real de la frecuencia en Hz en S/E Guate Sur durante la falla



Fuente: AMM y Registrador de eventos

Al comparar las graficas 41 y 42 se destaca que los valores que presentan ambas graficas son muy parecidos y que la simulación (gráfica 41) tiene un valor de 59.4 Hz al momento de darse la falla comparado con la grafica del comportamiento real (gráfica 42) que tiene un valor de 59.5 Hz la variación es muy pequeña y se puede concluir que la simulación esta apegada a la realidad y puede ser usada como herramienta de análisis. Hay que destacar además que en la gráfica 42 no se toma en cuenta la apertura de la interconexión con El Salvador debido a que se desconecto carga de manera manual por solicitud del Centro de Despacho de Carga del AMM.

El esquema denominado EDCABF consiste en desconectar carga de manera automática (por programación de relevadores en campo) en ciertos nodos seleccionados cuando la frecuencia desciende a valores que tienden al colapso de frecuencia y de esta manera regresar la frecuencia a valores cercanos al nominal. A continuación se presenta las etapas.

Tabla V. Esquema de desconexión de carga automática por baja frecuencia

Etapas	Frecuencia (Hz)	% de Carga Teórica a Desconectar
1	59.30	5
2	59.00	5
3	58.70	15
4	58.40	15
5	58.10	5

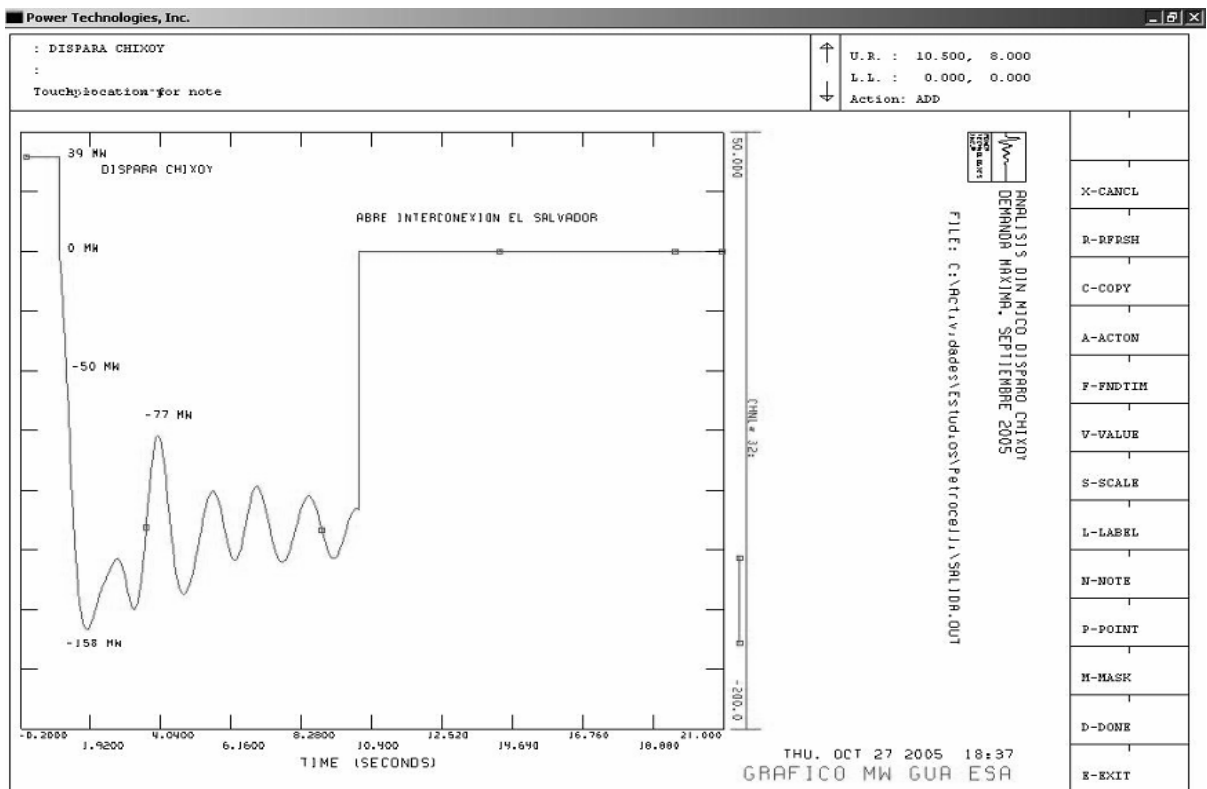
Fuente: Espinoza, Vicente **Programación de largo plazo 2004 – 2005**. Pag 8 y AMM

Por lo tanto el EDCABF no actuaría durante la falla debido a que la frecuencia no llegaría al valor de la primera etapa, pero en la figura 41 se observa que al momento de la apertura de la interconexión con El Salvador entre los 10 y 20 segundos la frecuencia llega a el valor de 57.1 Hz dando como resultado que actué el EDCABF.

Siendo este recurso insuficiente debido a que las protecciones de unidades generadoras también actuarían por la baja frecuencia dando como resultado un colapso del SNI.

A continuación se presenta la gráfica del comportamiento del valor del intercambio entre Guatemala y El Salvador.

Figura 43. Intercambio simulado en MW en S/E Guate Este 230 kV durante la falla



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 43 se puede observar que antes de la falla Guatemala envía 40 MW hacia El Salvador, durante la falla el flujo de intercambio se invirtió a – 158 MW de El Salvador hacia Guatemala, creando la falla un desbalance entre los intercambios de los demás países del SER. Debido a que las interconexiones tienen protecciones para detectar estos desbalances y entrar en acción para actuar a tiempos cortos según su programación, la protección con El Salvador actuaría dando como resultado que el SNI quedara aislado y provocando un colapso.

Sería necesario desconectar la cantidad de carga necesaria para regresar los voltajes a valores que eviten el colapso de voltaje y además que no actué la protección con la interconexión por parte de El Salvador para evitar quedar aislados del SER y así evitar un colapso, es por eso necesaria la creación del esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje.

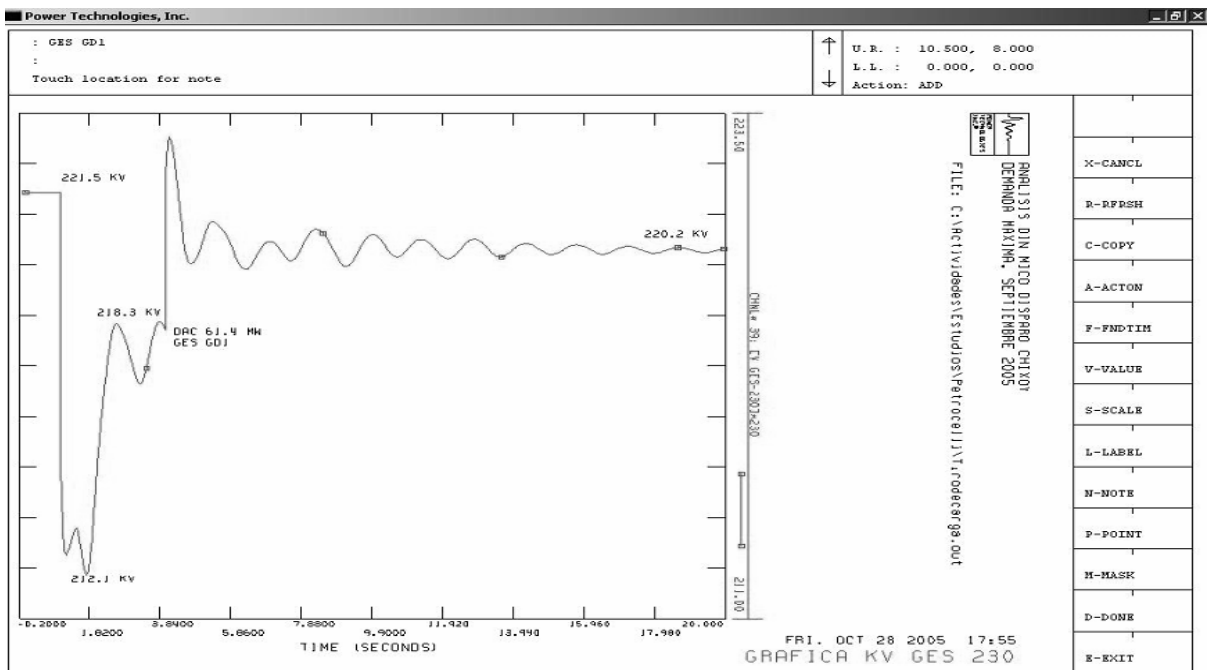
4.4 Esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje

En base a los valores de voltajes y gráficos obtenidos en la sección 4.3 de este capítulo, se procede a crear el esquema de desconexión de carga por bajo voltaje. Este esquema se creará en base a la desconexión de carga en las subestaciones que se ven mayormente afectadas, siendo estas Guate Este y Guatemala Norte.

Se toma como referencia Guate Este para la primera desconexión de carga, debido a que es un nodo que no tiene aporte de reactivos directo y en la cual los valores de voltaje llegan a valores de colapso.

Como la subestación Guate Este esta conformada por 3 alimentadores en 69 kV, nombrados como Guadalupe 1, Guadalupe 2 y Guadalupe 3. Se procede a elegir el alimentador Guadalupe 1 con una carga de 61 MW al momento de la falla. A continuación se presenta gráficos que representan voltaje, frecuencia e intercambio con El Salvador al desconectar dicha carga después de 4 segundos ocurrida la falla.

Figura 44. Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión

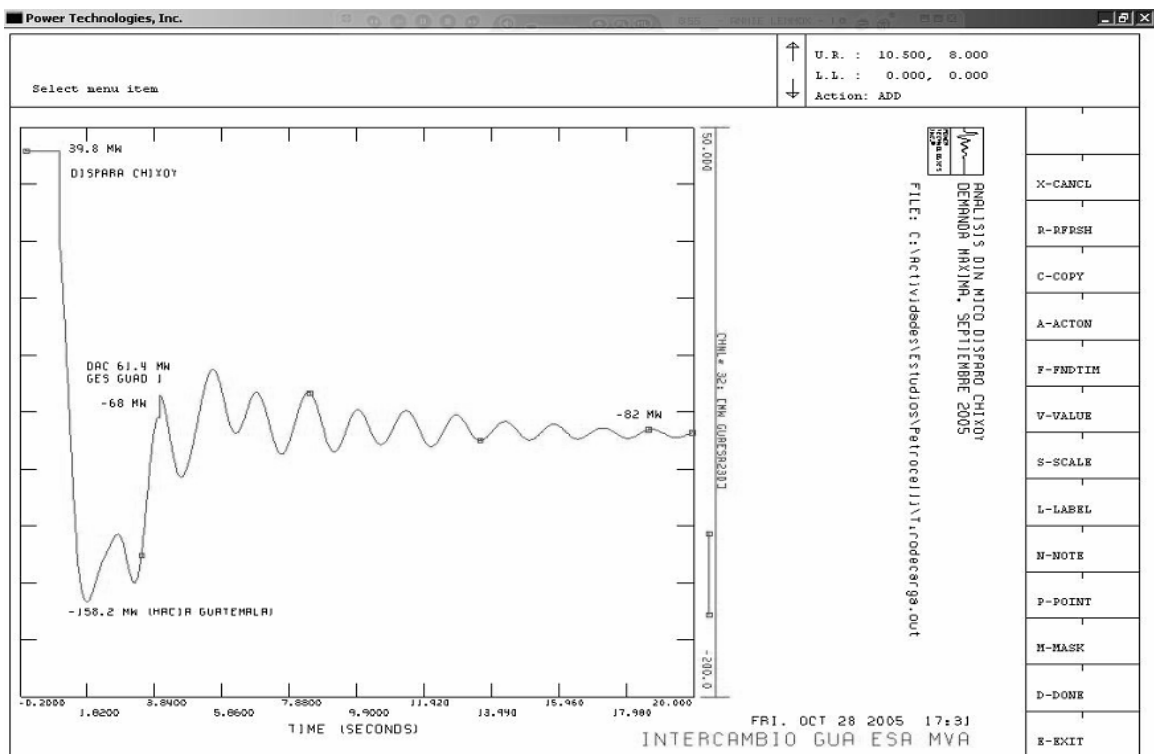


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se puede observar en la figura 44, al desconectar 61.4 MW de carga en la S/E Guate Este el voltaje mejora de 218.3 kV a 220.2 kV, llegando a un valor semejante al voltaje antes de la falla que tiene un valor de 221.5 kV.

Se puede concluir que esta primera etapa de desconexión ha sido exitosa debido a que se mejora el nivel de voltaje en Guate Este, cabe mencionar que no fue abierta la interconexión entre El Salvador y Guatemala debido a que se está disminuyendo el flujo de interconexión al desconectar carga, y la protección en El Salvador detecta esa disminución de flujo. A continuación se presenta la figura del valor de intercambio.

Figura 45. Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión

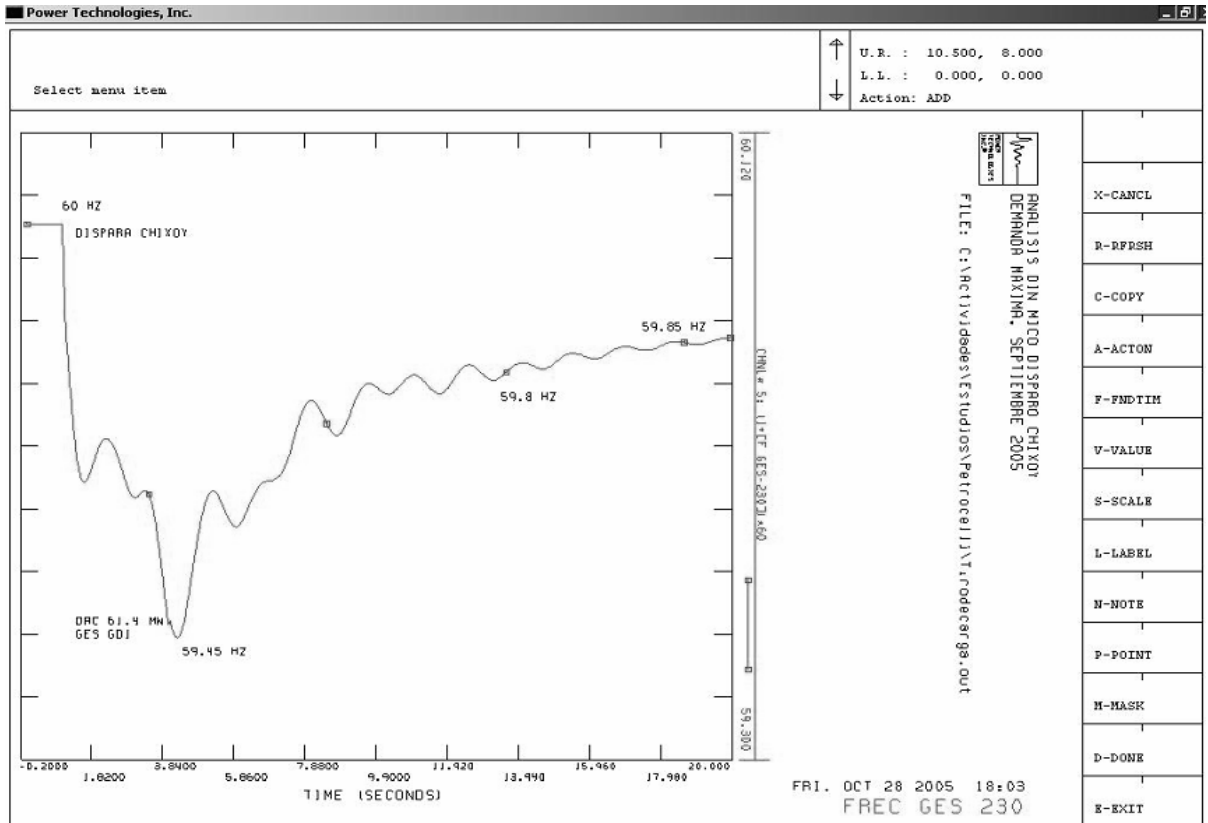


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se puede observar en la figura 45 que se mejora el valor en el intercambio ya que de estar recibiendo 158.2 MW por parte de El Salvador, al desconectar la carga de 61 MW en Guate Este, el intercambio se minimiza a 82 MW provenientes de El Salvador.

Esto trae como consecuencia que el flujo que viene por parte de la interconexión se minimice y se logra evitar que actúen las protecciones por parte del sistema eléctrico salvadoreño. A continuación se presenta la figura del valor de frecuencia al momento de realizar la desconexión de 61.4 MW.

Figura 46. Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Este 230 kV 1ra. desconexión



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la figura 46 se puede notar que la frecuencia mejora de un valor de 59.45 Hz a 59.8 Hz al momento de realizar la desconexión de 61.4 MW de carga en Guate Este.

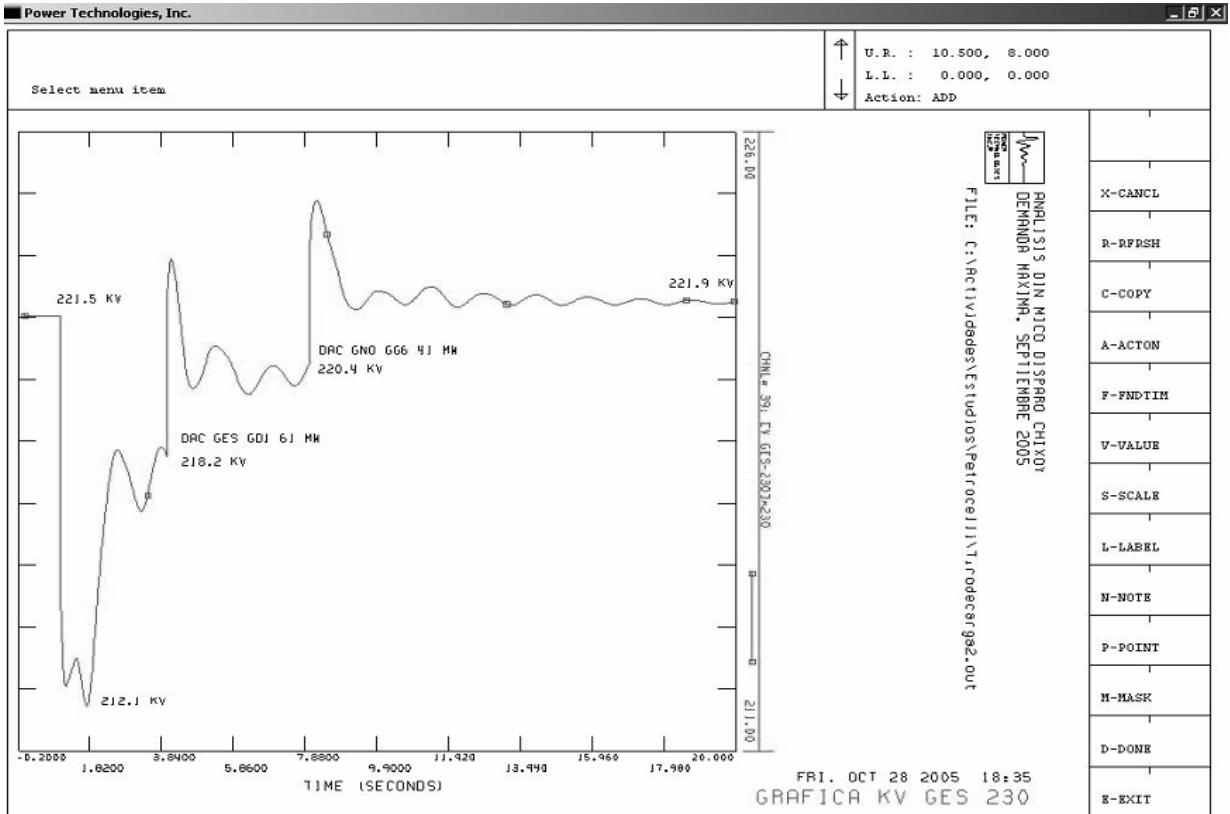
Al mejorar el valor de frecuencia en el SNI se aleja de las etapas del EDCABF y se logra estabilizar la frecuencia de todo el SER ya que al estar interconectados todos los países de Centro América tendrían el mismo valor de frecuencia, dando como resultado que los distintos Centros de Control observen que se están realizando las maniobras necesarias para resolver la falla y así evitar que actúen sus protecciones.

Se toma como referencia Guatemala Norte para la segunda desconexión de carga en la cual los valores de voltaje llegan a valores de colapso, debido a que es un nodo que tiene aporte de reactivos directo, sin embargo se ve afectado por la pérdida de la Planta Chixoy ya que esta se conecta con esta subestación por medio de la S/E Tactic 230 kV.

La subestación Guatemala Norte esta conformada por 6 alimentadores en 69 kV, nombrados como Guadalupe 1, Guadalupe 2, Guatemala 2, Guatemala3, Guatemala 6 y Sanarate. Se procede a elegir el alimentador Guatemala 6 con una carga de 40 MW al momento de la falla. A continuación se presenta gráficos que representan voltaje, frecuencia e intercambio con El Salvador al desconectar dicha carga, estos gráficos están tomados como referencia en el nodo de Guate Este.

Esta desconexión se realiza después de 8 segundos de la falla y 4 segundos después de la primera desconexión. A continuación se presentan los gráficos.

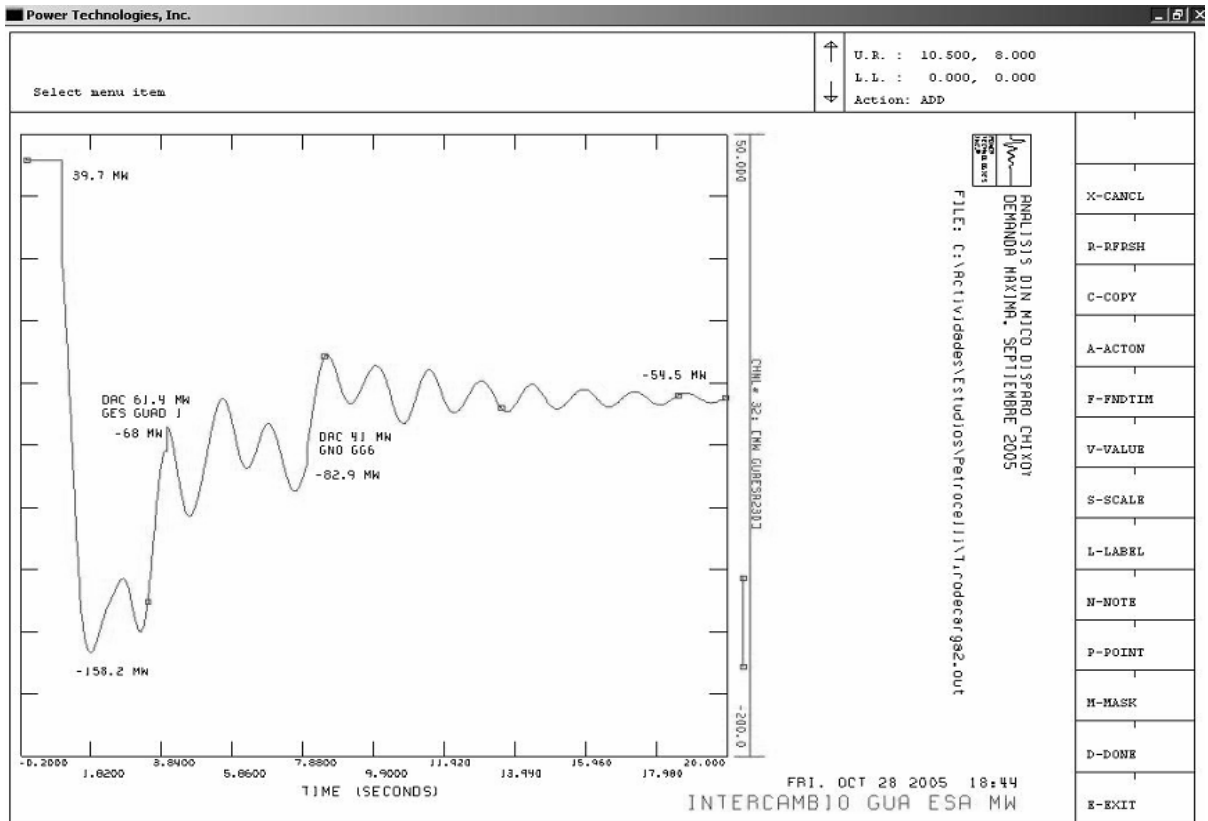
Figura 47. Voltaje simulado en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se observa de la figura 47 que el valor de voltaje en Guate Este mejoro sustancialmente ya que de un valor con falla de 212.1 kV, paso a un valor de 218.2 kV en la primera desconexión y posteriormente en la segunda desconexión con un valor de carga de 41 MW desconectada pasó a un valor de 221.9 kV mejorando el valor de 221.5 kV antes de la falla. Con lo anterior se observa que la desconexión de cargas en etapas programadas mejora el nivel de tensión en los nodos que tienden al colapso de voltaje. A continuación se presenta la grafica de intercambio en S/E Guate Este.

Figura 48. Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión

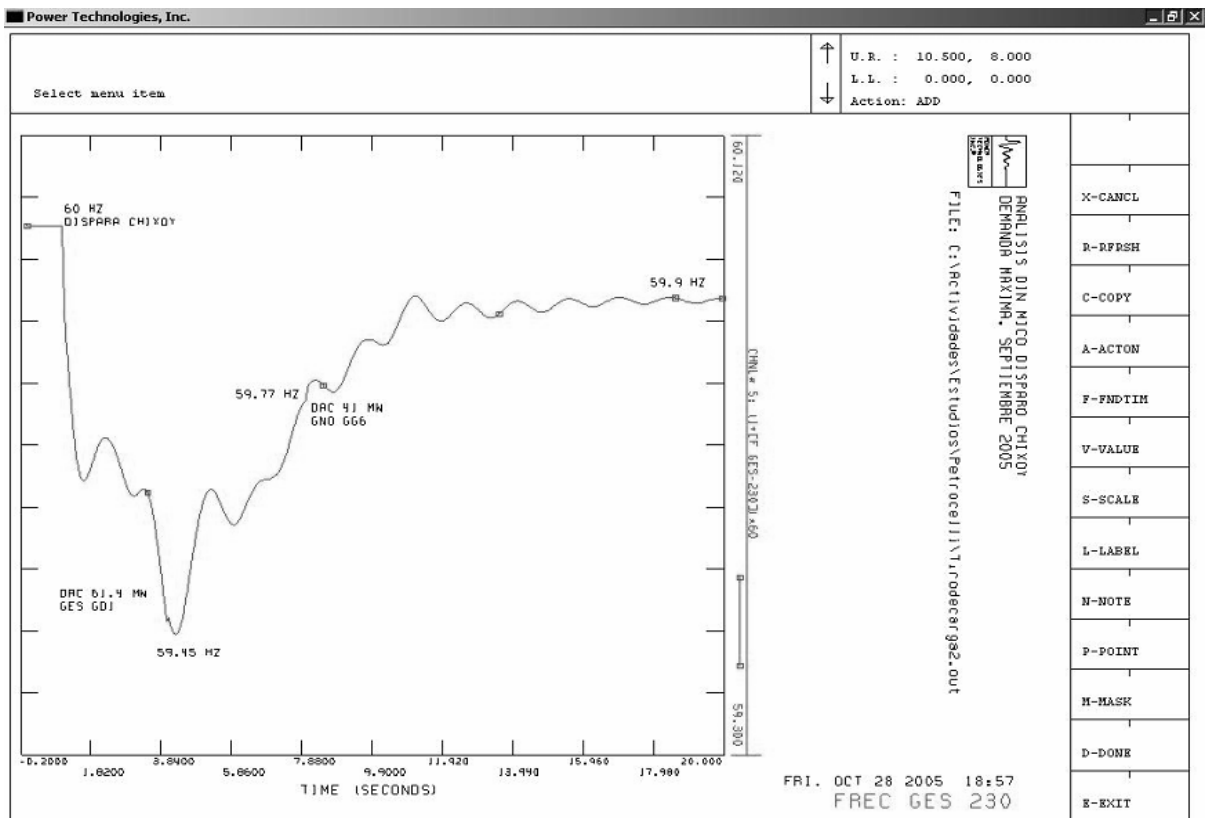


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se observa de la figura 48 que el valor de intercambio en Guate Este mejoro sustancialmente ya que de un valor con falla de -158.2 MW, paso a un valor de -68 MW en la primera desconexión y posteriormente en la segunda desconexión con un valor de carga de 41 MW desconectada paso a un valor de -54.9 MW mejorando el valor de intercambio que se le esta sustrayendo a El Salvador debido a la falla.

Concluyendo que la desconexión de cargas en etapas programadas regresa el intercambio a valores programados (40 MW antes de la falla). A continuación se presenta la gráfica de frecuencia en S/E Guate Este.

Figura 49. Frecuencia simulada en Hz en S/E Guate Este 230 kV 2da. desconexión



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

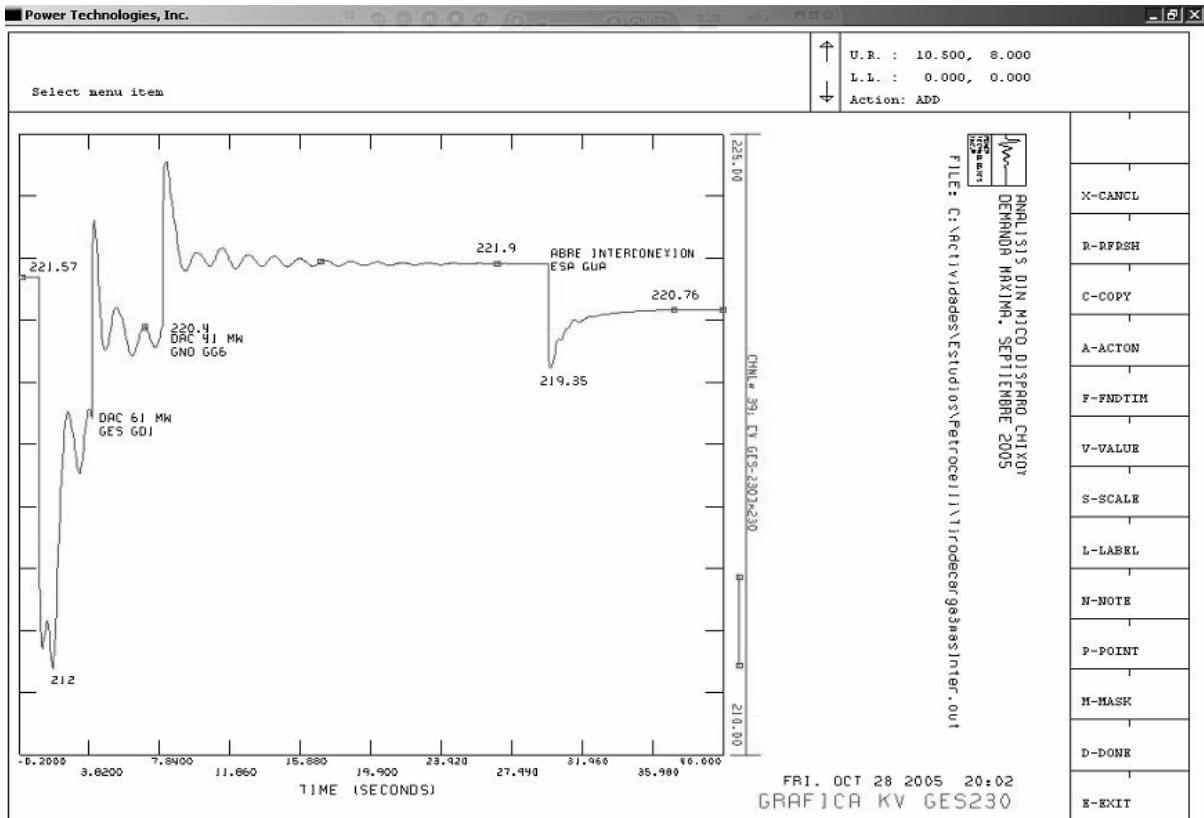
Se observa de la figura 49 que el valor de frecuencia en Guate Este mejoro sustancialmente ya que de un valor con falla de 59.45 Hz, paso a un valor de 59.6 Hz en la primera desconexión y posteriormente en la segunda desconexión con un valor de carga de 41 MW desconectada paso a un valor de 59.77 Hz.

Mejorando el valor de frecuencia del SNI y de todo el SER. Concluyendo que la desconexión de cargas en etapas programadas regresa el valor de frecuencia a valores cercanos al nominal de 60 Hz debido a que los 12 segundos después de haber realizado la segunda desconexión la frecuencia llega a un valor de 59.9 Hz.

Como se menciona anteriormente, las 2 etapas de desconexión fueron realizadas en tiempos de 4 y 8 segundos después de la falla para mejorar el voltaje en las subestaciones que tienen alta probabilidad de colapso de voltaje, como lo son Guate Este y Guate Norte. Cabe mencionar que en la simulaciones se desconectaron las cargas antes que la interconexión fuera abierta desde El Salvador hacia Guatemala, debido a la inversión de flujo (antes de los 10 segundos) y además, para que no actúen antes de tiempo las protecciones instaladas en las interconexiones del Sistema Eléctrico Regional (SER)..

A continuación se presenta gráficos de la S/E Guate Este en los cuales se demuestra que el SNI queda en condición de nivel de tensión aceptable después de abrirse la interconexión a los 30 segundos de manera manual y no por operación de protecciones, cabe mencionar, que en esta simulación se tomaron en cuenta las 2 desconexiones presentadas en los apartados anteriores.

Figura 50. Voltaje en S/E Guate Este 230 kV simulación final

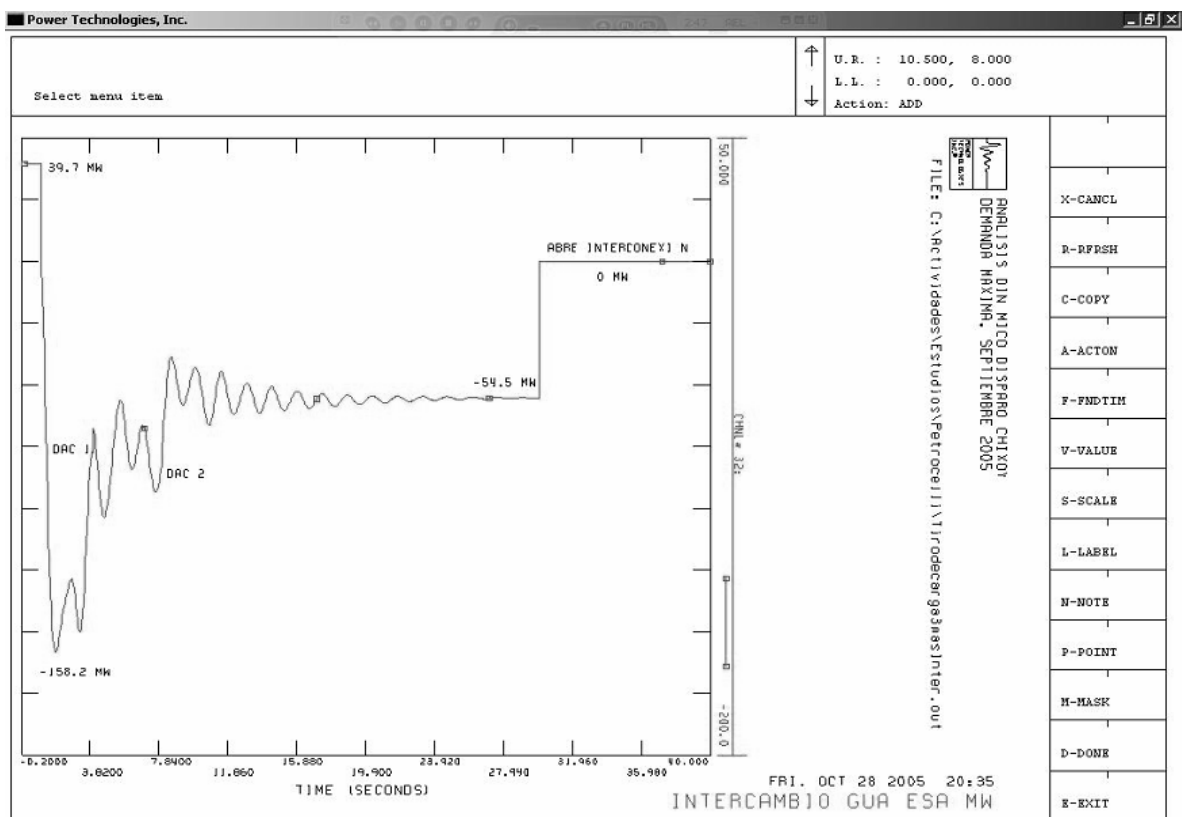


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se puede observar que en la figura 50 al momento de realizar la segunda desconexión y transcurridos 27 segundos después de la falla el voltaje llegó a 221.9 kV evitando el colapso de voltaje y mejorando el valor de voltaje antes de la falla. Debido a que la interconexión entre Guatemala y El Salvador pudiera ser abierta de manera manual, fue simulada esta apertura a los 30 segundos dando como resultado que el valor de voltaje después de abrir la interconexión es de 220.76 kV estando fuera de la zona de riesgo.

Por lo tanto el SNI queda en un buen nivel de voltaje, con una carga no servida a los usuarios de 101 MW y con el sistema eléctrico fuera de colapso por tensión. A continuación se presenta la grafica de intercambio en S/E Guate Este para la simulación final.

Figura 51. Intercambio en MW en S/E Guate Este 230 kV simulación final

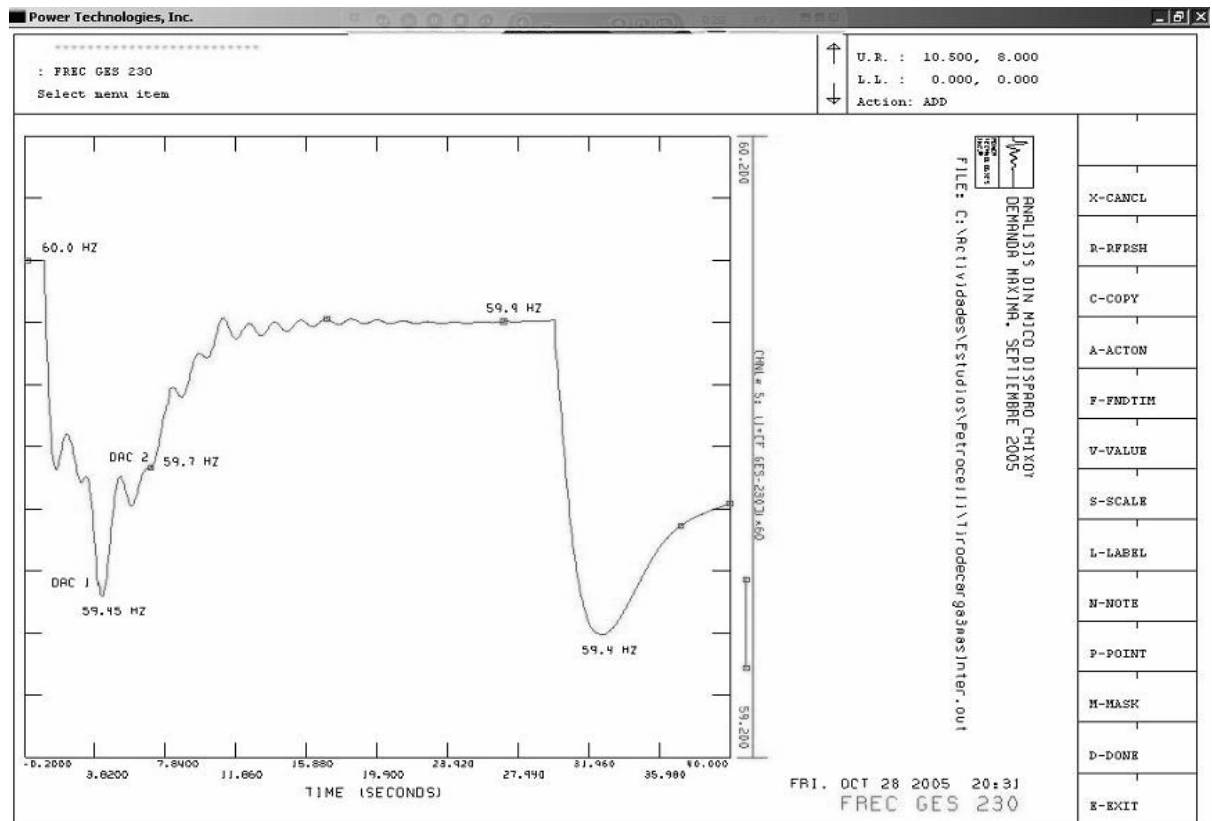


Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Por lo que se puede observar en la figura 51, después de haber realizado las 2 desconexiones de carga automática el valor de intercambio queda a los 27 segundos en – 54.5 MW (Guatemala esta recibiendo intercambio), al momento de abrirse la interconexión a los 30 segundos el intercambio pasa a un valor de 0 MW y Guatemala queda aislada del SER.

Los 54.5 MW que Guatemala deja de recibir al momento que se abra la interconexión, causaran que la frecuencia descienda y llegue a valores de actuación del EDCABF, pero no causaran que el SNI colapse por voltaje. A continuación se presenta la gráfica de frecuencia en la S/E Guate Este para la simulación final.

Figura 52. Frecuencia en Hz en Guate Este 230 kV simulación final



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

Se puede observar de la figura 52 que a los 27 segundos después de la falla y de haber actuado la desconexión automática la frecuencia llega a un valor de 59.9 Hz siendo este valor muy cercano a la frecuencia de 60 Hz. Debido a que la interconexión pudiera ser abierta de manera manual, esta apertura fue simulada a los 30 segundos dando como resultado que la frecuencia descendiera a 59.4 Hz cercana a la actuación del EDCABF, sería necesaria desconectar mayor cantidad de carga pero para preservar la frecuencia y no el voltaje.

Los montos de desconexión posteriores (3ra. o 4ta. desconexión) serían relacionados a otro tipo de esquema, que se encuentran fuera del alcance de este trabajo.

Por lo tanto se puede concluir que los valores de carga por desconectar para crear el esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, son los presentados en la tabla VI:

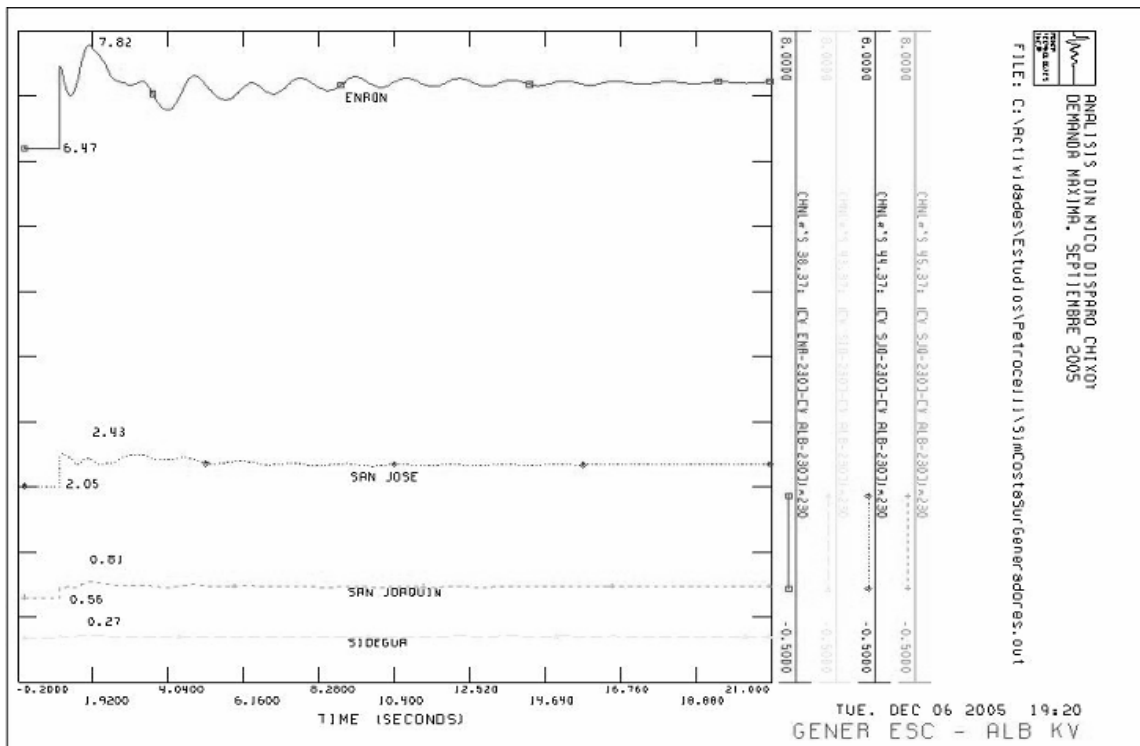
Tabla VI. Esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje

Etapas de desconexión	Valores de voltaje en kV (Nominal 230 kV)	Carga por desconectar teórica en MW	% en comparación de la demanda total	Valor de voltaje después de la desconexión en kV
1	212.1 - 218.3	61	4.99	220.2
2	212.1 - 220.4	40	3.27	221.9
	Total	101	8.3	

La carga propuesta fue elegida en base a los nodos de mayor vulnerabilidad al momento de presentarse la falla, como lo son Guate Este y Guatemala Norte.

A continuación se presenta la respuesta de las plantas generadoras con respecto a la regulación de voltaje conectadas a la S/E Escuintla 2 ante la falla de la Planta Chixoy, siendo estas Enron (Enron + Poliwatt), San Joaquin (Aguacapa + Arizona), San José y Sidegua. El voltaje nominal que se toma para el analisis es 230 kV.

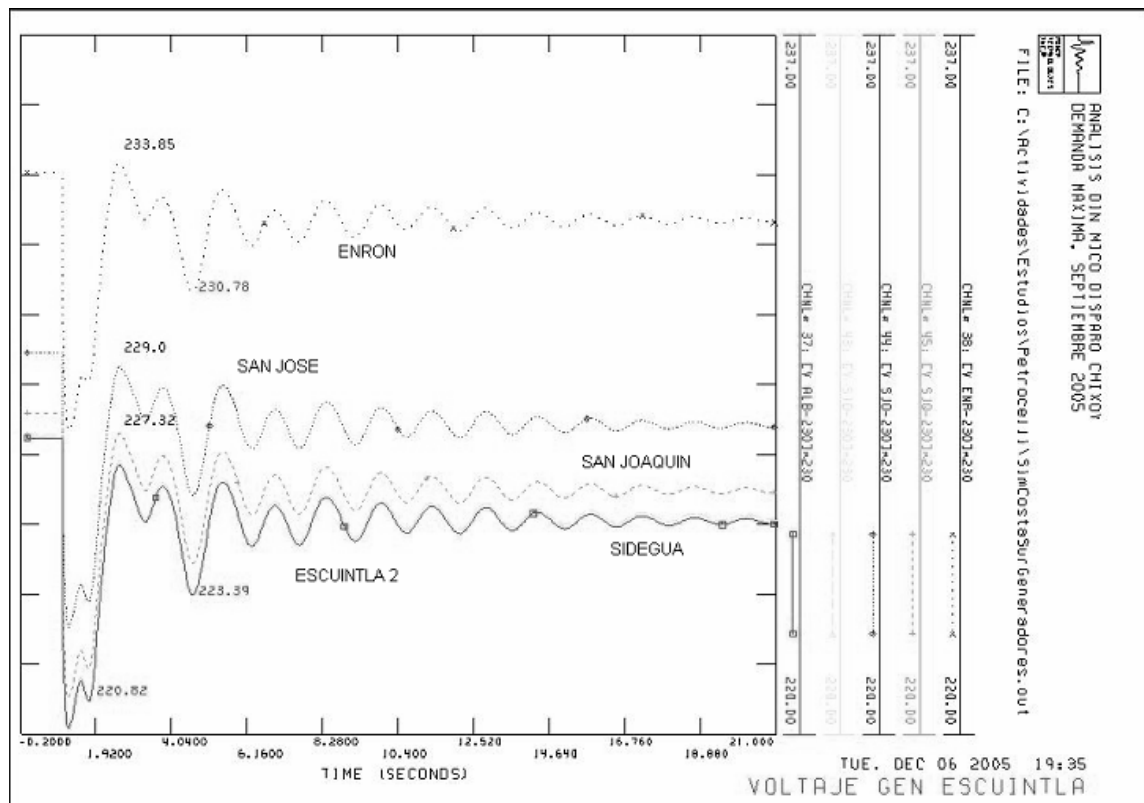
Figura 53. Respuesta del voltaje en cada planta conectada a S/E Escuintla 2 230 kV



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la grafica 53 se observa que la planta que aporta mayor regulación de voltaje es Enron (Enron + Poliwatt) debido a que de un voltaje antes de la falla de 236.47 kV sube a 237.82 kV aportando 1.4 kV de diferencia de voltaje. Y la planta que menos aportar regulación es Sidegua que se mantiene invariable ante la falla. Cabe mencionar que para la obtención de esta gráfica en el software simulador se colocaron los valores declarados de potencia reactiva máxima y mínima por planta. A continuación se presenta el impacto del aumento de voltaje de cada una de las plantas en el nodo de S/E Escuintla 2.

Figura 54. Respuesta del voltaje en S/E Escuintla 2



Fuente: PSS/E Power System Simulator for Engineering, Version 29

De la grafica 54 se puede mencionar que la planta que mayor impacto da en el momento de la falla para mejorar el voltaje es Enron y la que menos impacto es Sidegua ya que se encuentra en sintonia con la curva de Escuintla 2. Por lo tanto se concluye que las plantas como Enron y San José si ayudan a la regulación de voltaje ante la falla, y en menor grado Arizona y Aguacapa. Pero es necesario destacar que estas unidades se encuentran cercanas a los límites de potencia reactiva que pueden suministrar.

4.5 Viabilidad del proyecto Costo/Beneficio

Guatemala al tener un mercado eléctrico desregularizado, tiene un mercado de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado. Esto causa que las unidades generadores oferten sus precios de potencia y energía y de esa manera se encuentren en tablas relacionando sus costos variables y sus factores de pérdidas nodales.

Siendo este un factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en el nodo de referencia que en nuestro sistema es Guate Sur 230 kV.

En estas tablas se apilan las generadoras desde los precios de 0 US\$/MWH a precios de 229.11 US\$/MWH, estos precios vienen dados por condiciones de precios de combustible a nivel mundial, niveles de embalse en las plantas hidráulicas, disponibilidad de combustible, puntos de conexión al sistema tomando en cuenta los factores de pérdidas nodales.

Estos precios cambian a lo largo del año y además cambian en el apilamiento que se conoce como lista de merito del precio SPOT. En base a esta lista de merito se crea un programa de despacho económico que toma en cuenta los precios de las distintas plantas, disponibilidad de las unidades generadoras y condiciones hidrológicas para suplir la demanda programada.

El programa contempla convocar a las unidades de menor a mayor precio para lograr suplir la demanda, además se colocan restricciones de generación forzada para preservar la calidad de operación en algún nodo de la red, como es el caso de la unidad S&S que tiene un precio de 193.59 US\$/MWH que no debería ser convocada por despacho económico pero es convocada por lo antes expuesto. Para el caso del mes de septiembre en el cual se realiza el análisis se presenta la siguiente tabla, en donde se colocan las plantas que suplen la demanda de 1,222.5 MW.

Tabla VII. Precio de unidades para el mes de septiembre 2005

Plantas generadores con precio en US\$/MWH en Septiembre y utilizadas para las simulaciones					
No.	Planta	US\$/MWH	No.	Planta	US\$/MWH
1	Aguacapa	0	15	Chixoy	20.98
2	Hidro Canada	0	16	Textiles	22.5
3	Santa María	0	17	Jurún Marinalá	30.25
4	Zunil	0	18	Arizona	38.19
5	Secacao	0	19	San José	48.73
6	Renace	0	20	Las Palmas	64.37
7	Poza Verde	0	21	Genor	66.66
8	Los Esclavos	0	22	Electrogeneración	68.46
9	Las Vacas	0	23	Sidegua	69.73
10	Rio Bobos	0	24	Poliwatt	70.84
11	San Isidro	0	25	Generadora Progreso	73.39
12	El Porvenir	0	26	Enron	76.81
13	Pasabien	0	27	S&S	193.59
14	El Salto	0			

Desde la planta 1 a 26 están convocadas y en línea por despacho económico, el precio de potencia y energía para la hora 19:00 lo rige la planta Enron apilado en el orden 26 con un precio de 76.81 US\$/MWH esto quiere decir que a todas las plantas se les pagara su potencia con ese precio, por ejemplo Aguacapa que tiene un precio de 0 US\$/MWH y que genera 73.5 MW a las 19:00, se le pagara a un precio de 76.81 US\$/MWH.

De lo anterior expuesto que el precio total de energía de los 1,222.5 MW de demanda es la multiplicación del precio que tiene la planta Enron por la demanda total dando un valor de 93,900.2 US\$/MWH mas los 15 MW de generación forzada de la unidad S&S a un precio total de 2,903.85 US\$/MWH. Los cálculos antes expuestos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla VIII. Precio de toda la demanda servida antes de la falla

	MW	Precio marginal y forzado US\$/MWH	Precio total en US\$/MWH	Precio total en Q/MWH
Demanda	1,222.5	76.81	93,900.22	732,421.75
Generacion forzada	15	193.59	2,903.85	22650.03
Total	1,222.5		96,804.07	755,071.785

Cambio de referencia de US \$ 1.00 por Q7.80

Por lo tanto al existir el colapso de voltaje el valor económico de la generación perdida es de US\$/MWH 96,804.07 siendo su equivalente en quetzales en Q/MWH 755,071.78, siendo un costo bastante alto.

Para la implementación de dicho esquema es necesaria la adquisición de relevadores de protección por bajo voltaje como el relevador SEL – 287V.

Debido al beneficio que trae la implementación de dicho esquema, se propone la adquisición de 2 relevadores SEL – 287V para ser instalados en los nodos de Guate Este, Guate Norte para la implementación del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje. Estos relevadores deben ser programados tomando en cuenta los valores de carga por desconectar según el voltaje de colapso presentado en secciones anteriores; para que al momento de la falla de la planta Chixoy se logre tener el voltaje post falla fuera de la zona de riesgo. La información técnica de este relevador se presenta en el apéndice 1.

Para la implementación del esquema de desconexión de carga automático de bajo voltaje es necesaria la adquisición de equipo de protección, este equipo consiste en relevadores de bajo voltaje siendo el relevador SEL – 287 V adecuado para la implementación del esquema. El relevador SEL – 287V tiene un precio de mercado de US\$ 5,550.00, es fabricado por la compañía SEL (SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC).

Para la elaboración del esquema automático se proponen adquirir 2 de estos relevadores para ser instalados en los nodos de mayor probabilidad de colapso de voltaje como lo son Guate Este, Guate Norte. Con un costo total en la adquisición de los 2 relevadores de US\$ 11,100.00.

Además del costo de compra de estos relevadores se deben agregar otros tipos de costos, siendo estos los siguientes: costo de capacitación de personal para la instalación del equipo, costo de instalación y materiales, costo de mantenimiento y un fondo de imprevistos para la elaboración del proyecto.

Que es un 15% de la suma del total de todos los costos mencionados; todos estos costos dan el valor total de la implementación del esquema

Los costos de capacitación tienen un valor en US\$ 5,000.00, los costos de instalación un valor de US\$5,000.00, los costos de mantenimiento un valor de US\$ 2,000.00 haciendo un total de costo total de US\$ 23,100.00 tomando en cuenta el precio de los US\$ 11,100.00 de los relevadores, donde el 15% del fondo de imprevistos es de US\$ 3,465.00. Para generar un costo total del esquema de US\$ 26,565.00 y su equivalente en quetzales de Q 207,207.00.

Por lo tanto al comparar el valor económico de la generación perdida por la falla en US\$ 96,804.07 (Q 755,071.75) y compararlo con los US\$ 26,565 (Q 207,207.00) que costaría la implementación del proyecto del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, se concluye que el proyecto es beneficioso ya que tiene un menor valor en comparación del costo económico de la perdida de generación y debería ser implementado tomando en cuenta a todos los agentes que participan en el mercado eléctrico de energía guatemalteco.

Como nota final sobre la determinación de la viabilidad del proyecto, no se tomo en cuenta las pérdidas económicas de la energía no servida para la industria, comercio, servicios públicos y todos los sectores que integran el sector económico del país debido a ser datos in cuantificables y que se encuentran fuera de estudio de este trabajo.

CONCLUSIONES

- 1) Con los resultados obtenidos en las simulaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI), se determinó que el comportamiento de los valores de voltaje sin falla, son valores que se encuentran dentro de zonas seguras de operación, y los voltajes al ocurrir una contingencia en la planta Chixoy, sin que actué un esquema automático de desconexión de carga por bajo voltaje podrían ocasionar un colapso de voltaje del SNI.
- 2) Un esquema de desconexión automático de carga por bajo voltaje es una herramienta útil para la protección de un sistema eléctrico de potencia para evitar un colapso de voltaje, aun cuando se cuente con un Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia.
- 3) Se puede crear una adecuada coordinación de dispositivos de protección tomando como base los datos obtenidos de las simulaciones, siendo esencial esta coordinación para la liberación de fallas en sistemas propensos a inestabilidad de voltaje.

RECOMENDACIONES

- 1) Se recomienda a los Agentes involucrados en la generación y transporte, que forman parte del Mercado Mayorista, que implementen el esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje, ya que es un medio de protección ante la inestabilidad de voltaje, ante la pérdida de la Planta Chixoy. Además, este esquema puede ser aplicado ante la pérdida de alguna otra planta o línea de transmisión de relevancia en el SNI.
- 2) Ya que un sistema eléctrico es dinámico y sus condiciones de operación varían a través del tiempo, se recomienda realizar estudios de su comportamiento en estado SNI falla y con falla de distinto tipo. Siendo útil esta información para crear las estrategias necesarias para resolver dicha falla y actuar de la mejor manera para solventarla.

BIBLIOGRAFÍA

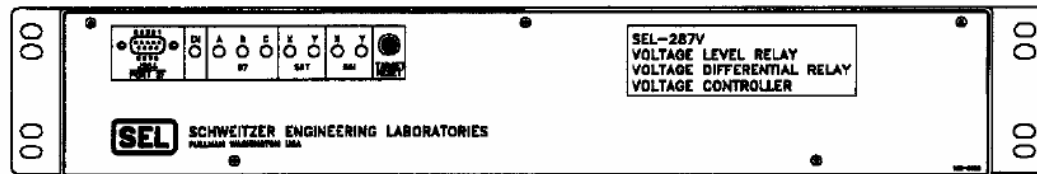
1. Administrador del Mercado Mayorista. **“Norma de Coordinación Comercial y Operativa.** Diario de Centro América 2000.
2. Gómez Expósito, Antonio. **Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica.** Madrid: McGraw-Hill 2002. 769 pp.
3. Barocio, Emilio. **Congestión de energía eléctrica.** México, Nuevo León: Editorial UNI. 60 pp.
4. Aboytes García, Florencio. **Control de potencia reactiva-voltaje en sistemas eléctricos de potencia.** (México: Editor Florencio Aboytes 1991), 441pp
5. Grainger, John J. y William D. Stevenson Jr. **Análisis de Sistemas de Potencia.** México: McGraw-Hill 1997. 740pp.
6. “Informe Estadístico 2004”. **Administrador del Mercado Mayorista.** Guatemala, 31 de diciembre 2004. 16pp.
7. Ley General de Electricidad”, **Diario de Centroamérica.** Guatemala, 21 de noviembre de 1996.
8. “Programación de largo plazo 2004 – 2005”. **Administrador del Mercado Mayorista.** Guatemala Abril 2004. 117 pp.
9. “Reglamento de la Ley General de Electricidad”. **Diario de Centro-América.** Guatemala, 2 de abril de 1997.
10. “Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista”. **Diario de Centro-América.** Guatemala 1 de Junio de 1998.

APÉNDICE 1



SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC.

Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical



**SEL-287V
VOLTAGE LEVEL RELAY
VOLTAGE DIFFERENTIAL RELAY
VOLTAGE CONTROLLER**

DATA SHEET

- **Protects and controls grounded-wye shunt capacitor banks**
- **Monitors two three-phase voltage sources**
- **Voltage magnitude differential protection is immune to system unbalance**
- **Dual voltage control schemes control one or two capacitor banks or reactors**
- **Includes over/undervoltage elements for all six inputs**
- **Versatile programmable mask logic controls six outputs and event report triggering**
- **Eleven-cycle event reporting** • **Metering**

Home Office:	2350 NE Hopkins Court · Pullman, WA USA 99163-5603	Tel: (509) 332-1890	Fax: (509) 332-7990
Field Offices:	71 E Rambler · Holland, PA 18966-2034	Tel: (215) 322-5226	Fax: (215) 322-5783
	140 Iowa Ave, Suite 201 · Belleville, IL 62220-3940	Tel: (618) 233-1010	Fax: (618) 233-1042
	15738 W National Ave · New Berlin, WI 53151-5119	Tel: (414) 789-8260	Fax: (414) 789-8470
	1362 Haverhill Dr · New Port Richey, FL 34655-4232	Tel: (813) 376-7754	Fax: (813) 376-7654
	3124 W Main, Suite 10, Dothan, AL 36301-1181	Tel: (334) 702-0595	Fax: (334) 702-0591

GENERAL DESCRIPTION

The SEL-287V VOLTAGE LEVEL RELAY, VOLTAGE DIFFERENTIAL RELAY, AND VOLTAGE CONTROLLER is intended to control and protect grounded-wye shunt capacitor banks.

The relay has many independent voltage elements and timers. A complete Relay Word, five programmable output contacts, and two TRIP contacts make the relay easy to test and apply in a variety of applications requiring over- and undervoltage elements.

The SEL-287V Relay accepts voltage inputs from two separate three-phase, four-wire sources of potential, referred to as Source X and Source Y.

For each Source X and Y, the SEL-287V Relay provides:

- Three single-phase overvoltage elements
- Three single-phase undervoltage elements
- One definite-time overvoltage element responds to maximum phase
- Three-phase overvoltage element intended for voltage control
- Three-phase undervoltage element intended for voltage control
- Voltage control instability detection logic
- Logic inputs to supervise voltage control scheme
- Automatic scheme which selects preferred source for voltage control
- Four voltage control timers
- Loss-of-potential logic with timer

The SEL-287V Relay features magnitude-voltage-differential protection:

- Three differential elements per phase
- Separate thresholds for each element
- Adjustable pickup/dropout timers
- Separate ratio adjustment constants for each element and phase
- Loss-of-potential supervision with adjustable timers

General features of the SEL-287V Relay include:

- Eleven-cycle event report
- Twelve latest events stored in history buffer
- Mask-programmable output logic
- Two EIA-232 serial communications ports for setting and reporting
- Metering of all six voltage inputs and magnitude differences for each phase
- Full automatic self-testing to enhance reliability and availability

APPLICATIONS

Control and Protect Grounded-Wye Shunt Capacitor Banks

The SEL-287V Relay has instantaneous and definite-time overvoltage elements in addition to voltage-magnitude-differential elements. This combination of elements provides complete voltage-based protection for grounded-wye shunt capacitor banks.

The relay voltage differential elements are sensitive, stable, and precise. In most applications, the relay can alarm for a single capacitor fuse operation. The KSET command automatically nulls the voltage differences. Mask-programmable event report triggering tailors relay event report generation to your specific requirements.

Control Two Devices with One Relay

Two separate voltage control schemes perform voltage-based control of two devices such as a capacitor bank and a reactor bank.

Independently-settable voltage control timers help you coordinate voltage control with other system conditions.

The relay loss-of-potential (LOP) logic prevents voltage control operations in the event of blown bus potential transformer fuses.

Control One Device with Two Independent Schemes

The two separate voltage control logic schemes can be applied to a single device. For example, you can use a long time delay for small variations in system voltage and a shorter time delay for large voltage excursions.

The two schemes are supervised by optoisolator contact inputs. Enable and disable the schemes by asserting the inputs remotely via SCADA, or locally via control switch. You can operate both schemes together or each scheme individually. Thus, you can make your voltage control scheme adapt to system configuration and operating conditions.

Three-Phase Undervoltage Load Shedding

The SEL-287V Relay can be used to detect three-phase undervoltage conditions and trip off load (after a settable time delay).

A latching bit in the Relay Word provides a remote (SCADA) or local alarm when the scheme operates. The latch bit can also be used with internal logic to restore load automatically when system voltage conditions return to normal.

Relay Features Ensure Versatility

The SEL-287V Relay has a wide range of independent voltage elements and timers and a 48-bit Relay Word which includes most of the voltage elements, timer outputs, and relay intermediate logic outputs. There are also five mask programmable output contacts and two TRIP contacts. These features make the relay easy to test and very versatile in voltage-based control and protection applications.

GENERAL SPECIFICATIONS

<u>AC Input Voltage</u>	0 - 150 Vac rms line-to-neutral, 4-wire wye connection
<u>Output Contact Current Ratings</u>	30 amp make per IEEE C37.90 para 6.7.2 6 amp carry continuously MOV protection provided
<u>Optical Isolator Logic Input Ratings</u>	24 Vdc: 10 - 30 Vdc 48 Vdc: 25 - 60 Vdc 125 Vdc: 60 - 200 Vdc 250 Vdc: 200 - 280 Vdc Current = 4 mA at nominal voltage
<u>Time Code Input</u>	Relay accepts demodulated IRIG-B time code
<u>Communications</u>	Two EIA-232 serial communications ports
<u>Power Supply</u>	48 Volt: 30 - 60 Vdc; 12 watts 125/250 Volt: 85 - 280 Vdc or 85 - 200 Vac; 12 watts
<u>Dimensions</u>	3.5" x 19" x 10.5" (8.89 cm x 48.2 cm x 26.7 cm) (H x W x D)
<u>Mounting</u>	Mounts in standard EIA 19" (48.3 cm) relay rack or panel cutout. Available in horizontal and vertical mounting configurations.
<u>Dielectric Strength</u>	Routine tested V inputs: 2500 Vac for 10 seconds Other: 3000 Vdc for 10 seconds (excludes EIA-232 ports)
<u>Operating Temperature</u>	-40° F to 158° F (-40° C to 70° C)
<u>Environmental Test</u>	IEC 68-2-30 Temperature/Humidity Cycle Test Six-day (type tested)
<u>Interference Tests</u>	IEEE C37.90 SWC Test (type tested) IEC 255-6 Interference Test (type tested)

<u>Impulse Tests</u>	IEC 255-5 0.5 Joule, 5000 Volt Test (type tested)
<u>RFI Tests</u>	Type-tested in field from a ¼-wave antenna driven by 20 watts at 150 MHz and 450 MHz, randomly keyed on and off at a distance of 1 meter from relay.
<u>Electrostatic Discharge Test</u>	IEC 801-2 (type tested)
<u>Unit Weight</u>	16 pounds (7.3 kg), SEL-287V
<u>Shipping Weight</u>	26 pounds (11.8 kg) including two instruction manuals, SEL-287V
<u>Burn-in Temperature</u>	140°F (60°C) for 100 hours.

RELAY ELEMENTS

<u>Phase Overvoltage Elements</u>	X59A, X59B, X59C, Y59A, Y59B, Y59C.
<u>Phase Undervoltage Elements</u>	X27A, X27B, X27C, Y27A, Y27B, Y27C.
<u>Definite-Time Overvoltage Elements</u>	X59T and Y59T with individual settings for pickup and time delay. X59T operates from the highest magnitude of VAX, VBX, or VCX. Y59T operates from the highest magnitude of VAY, VBY, or VCY.
<u>Differential Voltage Elements</u>	87AH, 87BH, 87CH, 87AT, 87BT, 87CT, 87AA, 87BA, 87CA. These elements test the difference between the magnitudes of like-phase voltages taken from Source X and Y. Resolution: 0.03 V. Minimum setting: 0.15 V.
<u>Voltage Control Elements</u>	59P1, 59P2, 27P1, 27P2. These elements use the magnitude-average voltage of Source X or Y, depending on the Voltage Scheme Selection setting (VSS).
<u>Element Accuracy</u>	±0.30 volt at 25°C.
<u>Temperature Coefficient</u>	+6 mV/°C deviation from 20°C at 70 Vac nominal input, or 79.5 ppm/°C deviation from 20°C, typical.
<u>Element Setting Range</u>	0 - 150 Vac rms secondary.
<u>Timer Setting Range</u>	0 - 64,000 cycles in one-cycle steps unless otherwise noted.