



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DE LOS CEV'S EN UNA RED
ELÉCTRICA EN ESTADO ESTACIONARIO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO
P R E S E N T A
DIANA ZARAGOZA ZÚÑIGA



Dirigida por:
Ing. Francisco Cuevas Arteaga

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F., 2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A la Unidad de Ingeniería Especializada de la Comisión Federal de Electricidad por todas las facilidades brindadas para la realización de esta tesis, en especial a la Ing. Olga Mora Hoppe, Jefa de Departamento de Investigación y Desarrollo de la Red, por su tiempo, paciencia y conocimientos. Mi admiración y respeto a usted.

A Gustavo Zaragoza por ser mi fuerza, por tu inocencia y tus sonrisas.

A Erik Mendoza por tu cariño, apoyo, confianza, compañía y toda tu ayuda en la realización de los trámites.

A mis padres Tere y Luis, a mi hermana Nayelli y a Iván Gabriel por todo su apoyo y el gran esfuerzo que han hecho por mí, ya que esto, difícilmente lo hubiera logrado sin ustedes. A todos mis familiares que han estado cerca de mí durante estos años.

A mis amigos: Iván López Pineda, Graciela Pérez, Víctor Luna, Erik Bárcenas, Marco Antonio Arellano, Fernando Castro, Gustavo Guillén, Roberto Mario Jiménez, Julián García, Arturo Cruz, César Córdova, Eduardo Hernández, Martín, Mario Alberto, Giovanni Nopal, Gerardo Jerónimo, Eric Flores, Adán, Arsenia Rabía, Mari Carmen Guerrero, Eloy Avendaño, Lic. Arturo Zepeda, María de los Ángeles Espinoza, Martín Zaragoza, Velia Méndez y a todos aquellos que me han otorgado su amistad y me han ayudado con cariño y entusiasmo.

A la U. N. A. M. por medio de la Facultad de Ingeniería por haberme dejado formar parte de ti, también agradezco a todos los profesores y compañeros de todas las escuelas donde estuve por su enseñanza y compañía.

Al H. Jurado que ha evaluado este trabajo y ha dado una aportación constructiva.

Índice

	Pág.
Agradecimientos.....	i
Índice.....	ii
Lista de Figuras.....	v
Lista de Tablas.....	x
Abreviaturas.....	xii
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Estructura de la tesis.....	2
CAPÍTULO 2: ASPECTOS GENERALES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	4
2.1 Definiciones.....	4
2.2 Antecedentes.....	6
2.2.1 Constante de inercia H.....	9
2.2.2 Respuestas de los SEP ante disturbios.....	10
2.2.2.1 Respuesta eléctrica.....	10
2.2.2.2 Respuesta inercial.....	11
2.3 Cantidades por unidad.....	11

CAPÍTULO 3: MODELADO DE DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA..... 14

3.1	Representación de Máquinas Síncronas.....	14
3.2	Modelado de Cargas.....	17
3.2.1	Modelado Clásico de la Carga en función del Voltaje.....	17
3.3	Modelado de Líneas de Transmisión.....	21
3.3.1	Aspectos generales.....	21
3.3.2	Estudio de flujos de carga.....	22
3.3.3	Cálculo de fallas.....	22
3.3.4	Relaciones entre la tensión y la corriente de una línea de transmisión...	30
3.3.5	Flujo de potencia en la línea de transmisión.....	41
3.4	Modelado de transformadores de potencia.....	47
3.4.1	Impedancia por unidad de transformadores de tres devanados.....	47
3.5	Modelado de elementos en derivación.....	54
3.5.1	Capacitores en derivación.....	54
3.5.2	Reactores en derivación.....	55
3.5.3	Condensadores síncronos.....	55
3.6	Modelado de elementos serie.....	56
3.6.1	Capacitores serie.....	56
3.7	Métodos de control de voltaje.....	57
3.7.1	Producción y absorción de potencia reactiva.....	57

CAPÍTULO 4: OPERACIÓN DEL CEV EN ESTADO ESTACIONARIO..... 59

4.1	Tipos de CEV's.....	59
4.1.1	Frecuencia fundamental de un sistema estático de VAR's.....	60
4.1.2	Interacción del CEV con el sistema eléctrico.....	61
4.1.3	Efecto del uso de capacitores conmutados.....	65
4.1.4	Los sistemas estáticos de VAR's prácticos.....	67

4.1.5	Aplicación de los compensadores estáticos de VAR's.....	68
4.2	Formas alternativas de compensación.....	69
4.3	Principio de compensación en el sistema de transmisión.....	71
4.3.1	Compensación serie fija distribuida uniformemente y compensación en derivación.....	71
4.3.2	Efecto de la compensación en el voltaje de la línea.....	73
4.3.3	Efectos de la compensación en potencia máxima.....	74
4.3.4	Compensación en derivación regulada distribuida uniformemente.....	74
4.3.5	Compensación regulada a intervalos discretos.....	76
4.3.6	Compensación regulada en medio.....	76
CAPÍTULO 5: PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		78
5.1	Sistema de prueba de Anderson-9 nodos.....	78
5.1.1	Contingencias en líneas de transmisión.....	81
5.1.2	Salida de transformadores.....	92
5.2	Sistema de prueba Micro-Red.....	103
5.2.1	Salida de los generadores y los CEV's.....	110
5.2.2	Salida de los CEV's y disparo de líneas adyacentes a ellos.....	126
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS.....		132
6.1	Conclusiones.....	132
6.2	Trabajos futuros.....	133
REFERENCIAS.....		134

Lista de Figuras

	Pág.
2.1 Rangos de tiempo para los fenómenos dinámicos.....	6
3.1 Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.....	14
3.2 Ejemplo de una sección transversal de una línea de transmisión.....	24
3.3 Caída de voltaje a lo largo de una sección de la línea de transmisión.....	25
3.4 Corrientes de carga en una línea de transmisión.....	26
3.5 Distribución típica de los conductores en línea trifásica de circuitos paralelos.....	29
3.6 El generador alimenta una carga equilibrada en Y a través de una línea de transmisión.....	31
3.7 Equivalente monofásico de un generador, carga y línea de transmisión con parámetros concentrados R, L y C.....	31
3.8 Circuito equivalente de una línea corta de transmisión.....	32
3.9 Diagramas vectoriales de una línea corta de transmisión. Todos ellos para los mismos valores de V_R e I_R	33
3.10 Circuito nominal en π de una línea de transmisión de longitud media.....	34
3.11 Circuito nominal en T de una línea de transmisión de longitud media.....	35
3.12 Voltaje y corriente de carga en un segmento de una línea de transmisión elemental.....	38
3.13 Circuito equivalente π de una línea de transmisión.....	39
3.14 Circuito equivalente exacto de una línea de transmisión de longitud L a una frecuencia dada.....	40
3.15 Vectores de la ec. (3.95) dibujados en el plano complejo con magnitudes y ángulos.....	43
3.16 Diagrama de potencia obtenido por el desplazamiento del origen de los ejes coordenados de la Fig. 3.15.....	44

3.17	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta bajo una banda de frecuencia reducida respecto a una relación de frecuencia.....	46
3.18	Circuito equivalente de un transformador de tres devanados y símbolo correspondiente que debe utilizarse en el diagrama unifilar. Los puntos p , s y t unen el circuito del transformador a los circuitos equivalentes apropiados que representan las partes del sistema conectados a los arrollamientos primario, secundario y terciario.....	49
3.19	Transformador regulante para el control de la magnitud del voltaje.....	50
3.20	Transformador regulante para control del ángulo de fase. Los devanados dibujados paralelos entre sí están enrollados sobre el mismo núcleo magnético.....	50
3.21	Diagrama vectorial para el transformador regulante que se muestra en la Fig. 3.20.....	51
3.22	Transformadores con diferente relación de espiras conectados en paralelo. (a) Diagrama unifilar; (b) Diagrama de reactancia por unidad. La relación de espiras $1/a$ es igual a n/n'	51
3.23	Diagrama detallado de reactancia por unidad del transformador de la Fig. 3.22b, cuya relación de espiras es $1/a$	52
3.24	Circuito con las admitancias de nodo de las ecuaciones (3.116) cuando a es real	54
4.1	Sistema estático de VAR's ideal.....	60
4.2	Características V/I de un compensador ideal.....	60
4.3	Características compuestas de un SVS.....	61
4.4	Característica V-I con pendiente > 0 para CEV tipo TCR / TSC.....	62
4.5	Diagrama mostrando la interacción CEV-SEP.....	62
4.6	Característica del SEP para cambios de corrientes nodales. Característica de Voltaje-Corriente reactiva.....	62
4.7	Voltaje del SEP respecto a la característica de la corriente reactiva. a) Variación de las características del SEP por condiciones de operación b) Características de SEP para distintos niveles de falla.....	63
4.8	Solución gráfica del punto de operación de CEV para una condición dada del sistema.....	63

4.9	Interacción V-I en régimen permanente de CEV-SEP. Carga Baja.....	64
4.10	Interacción V-I en régimen permanente de CEV-SEP. Carga Alta.....	64
4.11	Uso de capacitores conmutados para ampliar el rango de control continuo.....	65
4.12	Circuito de un tiristor.....	66
4.13	Conexión antiparalelo de dos tiristores.....	66
4.14	Válvula real de tiristores.....	66
4.15	Típico sistema estático de VAR's.....	67
4.16	Características del SVS en estado estable.	
	a) Característica Voltaje-Corriente	
	b) Característica de Voltaje-Potencia reactiva.....	68
4.17	Línea con compensación regulada en medio.....	76
5.1	Diagrama unifilar del sistema Anderson-9 nodos en condiciones de pre-falla.....	80
5.2	Flujos de potencia ante la condición de apertura de la línea 4-5.....	81
5.3	Flujos de potencia ante la apertura de la Línea 4-5. Se incluye un CEV en el nodo 6.....	82
5.4	Resultados de flujos de potencia ante la apertura de la Línea 4-5, incluyendo un CEV en el nodo 8.....	83
5.5	Resultados de flujos de potencia ante la apertura de la Línea 4-5, incluyendo un CEV en el nodo 5.....	84
5.6	Perfiles de voltaje en nodos del sistema, con la apertura de la Línea 4-5 con y sin el CEV en los nodos 5, 6 y 8.....	85
5.7	Flujos de potencia resultantes de la apertura de la Línea 5-7.....	86
5.8	Flujos de potencia resultantes de la apertura de la Línea 5-7 incluyendo un CEV en el nodo 6.....	87
5.9	Resultado de flujos de potencia ante la apertura de la Línea 5-7, incluyendo un CEV en el nodo 8.....	88
5.10	Flujos de potencia resultantes de la apertura de la Línea 5-7 considerando un CEV en el nodo 5.....	89
5.11	Perfiles de voltaje en nodos del sistema, con la apertura de la línea 5-7 con y sin el CEV en los nodos 5, 6 y 8.....	90

5.12	Perfiles de voltaje en nodos del sistema, ante la apertura de las líneas L4-6, L6-9, L7-8 y L8-9.....	91
5.13	Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco de Unidad TR 1.....	92
5.14	Diagrama resultante con la salida del Banco 2 de transformación.....	93
5.15	Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 2, incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 5.....	94
5.16	Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 6.....	95
5.17	Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 8.....	96
5.18	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV.....	97
5.19	Flujos de potencia resultantes con la salida del Banco TR 3.....	98
5.20	Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 5.....	99
5.21	Resultados de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 6.....	100
5.22	Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 8.....	101
5.23	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la salida de alguno de los bancos de transformación.....	102
5.24	Diagrama unifilar del anillo de 400 KV del Sistema Micro-red.....	108
5.25	Diagrama unifilar del anillo de 230 KV del Sistema Micro-red.....	109
5.26	Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Antlia-U1 y algunos CEV's.....	111
5.27	Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Velorum-U1 y algunos CEV's.....	113
5.28	Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Kentaurus-UA y los CEV's.....	115
5.29	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Pollux-U1 y cada uno de los CEV's.....	117

5.30	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Tur-U1 y cada uno de los CEV's.....	119
5.31	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Tauro-U3 y cada uno de los CEV's.....	121
5.32	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Crux-U1 y cada uno de los CEV's.....	123
5.33	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de las unidades generadoras Vellorum-U1, Ballena-U2, Ballena-U3 y cada uno de los CEV's.....	125
5.34	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida del CEV Telescopium y cada una de las líneas adyacentes al CEV.....	127
5.35	Perfiles de voltaje de los buses ante la pérdida del CEV Fénix y cada una de las líneas cercanas al CEV.....	129
	Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida del CEV Cráter y cada una de las líneas adyacentes al CEV.....	131

Lista de Tablas

	Pág.
4.1 Dispositivos utilizados para el control de la Potencia Reactiva.....	69
5.1 Datos de Generadores.....	78
5.2 Datos de Transformadores.....	78
5.3 Datos de Líneas de Transmisión.....	79
5.4 Datos de Cargas.....	79
5.5 Datos de Generadores.....	103
5.6 Datos de CEV's.....	104
5.7 Datos de Líneas de 400 KV.....	104
5.8 Datos de Líneas de 85 KV.....	104
5.9 Datos de Líneas de 230 KV.....	105
5.10 Datos de Transformadores.....	106
5.11 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Antlia-U1 y cada uno de los CEV's.....	110
5.12 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Velorum-U1 y cada uno de los CEV's.....	112
5.13 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Kentaurus-UA y cada uno de los CEV's.....	114
5.14 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Pollux-U1 y cada uno de los CEV's.....	116

5.15 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Tauro-U1 y cada uno de los CEV's.....	118
5.16 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Tauro-U3 y cada uno de los CEV's.....	120
5.17 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Crux-U1 y cada uno de los CEV's.....	122
5.18 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de las unidades Velorum-U1, Ballena-U2, Ballena-U3 y cada uno de los CEV's.....	124
5.19 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Telescopium y cada una de las líneas cercanas al CEV.....	126
5.20 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Fénix y cada una de las líneas adyacentes al CEV.....	128
5.21 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Cráter y cada una de las líneas cercanas al CEV.....	130

Abreviaturas

Abreviaturas de términos conceptuales

CEV	Compensador Estático de VAR's
FACTS	Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna
Fcem	Fuerza contra electromotriz
fmm	Fuerza magnetomotriz
H	Constante de Inercia
MVAR	Mega Volt Amper Reactivos
MW	Mega Watts
km	kilómetro
p. u.	Por unidad.
P_a	Potencia acelerante
P_e	Potencia eléctrica
P_m	Potencia mecánica
rpm	Revoluciones por minuto
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SVC	Static VAR compensator
SVS	Sistema estático de VAR's
TCR	Reactor controlado con tiristores
TSC	Capacitor conmutado con tiristores

Abreviaturas de los nodos del Sistema Micro-Red

ACH	Achernar
ACU	Acuaris
ALC	Alcor
ALG	Algol
ALI	Alioth

ALT	Altair
ANT	Antares
APO	Apodis
AQU	Aquila
ARA	Auriga
ARI	Aries
ATL	Antlia
AUT	Australis
BLN	Ballena
BOR	Boreal
CAN	Canopus
CAS	Castor
CAR	Carina
CCR	Cáncer
CEF	Cefeo
CEH	Cepheus
CFD	Cefeida
CHA	Chamaéleon
CLM	Caelum
CMB	Columba
CPA	Capela
CPE	Casiopea
CPR	Capricornius
CRT	Cráter
CRX	Crux
CTS	Cetus
DFN	Delfín
DNB	Deneb
DOR	Doradus
DPA	Diphda
DRA	Dragón

DRM	Andrómeda
DRN	Aldebarán
ESP	Espiga
ETA	Beta
EYD	Pléyades
FEX	Fénix
FRT	Formalhaut
GRU	Grulla
HAD	Hadar
HAM	Hamal
HAS	Hiades
HKT	Phakt
HYD	Hydra
INS	Indus
JRF	Jirafa
KEN	Kentaurus
KLP	Kitalpha
LCE	Lince
LCT	Lacerta
LEO	León
LEP	Lepus
MES	Messier
MIR	Mira
MIZ	Mizar
MRK	Mirkaf
MRP	Microscopium
NOS	Naos
ORI	Orión
PAO	Pavo
PAS	Pegaso
PEK	Peacock

PIC	Pictor
POC	Procyon
POL	Pollux
PON	Phoenicis
POR	Polaris
PRC	Praecipua
PSO	Perseo
PYX	Pyxis
REL	Rigel
RET	Reticulum
SAG	Sagitta
SAL	Sadalsuud
SCP	Sculptor
SGN	Sygnus
SIS	Sirius
SRP	Serpens
STM	Scutum
STS	Sextans
TBA	Thuban
TEP	Telescopium
TUC	Tucana
TUR	Tauro
VEG	Vega
VIG	Virgo
VLM	Velorum

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

La creciente reestructuración de los sistemas eléctricos de potencia en el mundo ha permitido establecer los mercados mayoristas de energía eléctrica, lo que ha originado el aumento en el número de transacciones y la cantidad de potencia que se debe enviar entre las diferentes áreas del sistema, implicando por consiguiente, una problemática operativa que es necesario atacar con la incorporación de nuevas tecnologías que garanticen la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

Con la finalidad de utilizar el sistema a su mayor capacidad, se han considerado, desde hace tiempo, diferentes soluciones para controlar los flujos a través de los enlaces del sistema eléctrico de potencia. Una de las alternativas de mayor importancia es la de dispositivos que utilizan la electrónica de potencia para controlar las variables del sistema, conocidas como Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS por sus siglas en inglés). Estos dispositivos se comenzaron a desarrollar desde la década de los 70's y actualmente se han empleado nuevos elementos de electrónica de potencia para crear un gran número de equipos que son capaces de controlar el flujo de potencia en líneas de transmisión, controlar voltaje de la red en estado estacionario, aumentar el límite de estabilidad transitoria, amortiguar oscilaciones de potencia de baja frecuencia, lo cual contribuye a mejorar el comportamiento dinámico del sistema.

El Compensador Estático de VAR's (CEV por sus siglas en inglés) es un dispositivo FACTS, que utiliza electrónica de potencia para el control de la potencia reactiva a entregar o absorber del sistema eléctrico de potencia, el cual ayuda de manera importante al control de voltaje tanto en estado estacionario como dinámico del sistema eléctrico de potencia.

La importancia de los FACTS aumenta día con día en operación de los sistemas eléctricos de potencia, a grado tal, que muchos sistemas no podrían ser operados a su capacidad actual sin ellos.

Es por esta razón que se considera de interés conocer y evaluar el comportamiento en estado estacionario del CEV, ya que hoy por hoy es el único dispositivo FACTS utilizado en el Sistema Interconectado Nacional de México, y uno de los más utilizados a nivel mundial.

1.1 Antecedentes

Los primeros FACTS que se desarrollaron en la década de los 70's fueron los Compensadores Estáticos de VAR's, que utilizan tiristores para modular la susceptancia de los componentes como capacitores e inductores de manera rápida. Al ser una de las tecnologías FACTS más utilizada, la literatura disponible acerca de los CEV's es muy extensa. Debido a esto, se listan en la sección de referencia las publicaciones que se consideran mas relevantes acerca de este dispositivo.

1.2 Estructura de la tesis

El presente trabajo de tesis que se presenta consta de 6 capítulos, los cuales se resumen a continuación:

Capítulo 1: *Introducción.* En este capítulo se hace una descripción general de los aspectos más importantes.

Capítulo 2: *Aspectos generales de sistemas eléctricos de potencia.* Se presentan los problemas más comunes que pueden ocurrir en un SEP así como los conceptos básicos para el estudio de estabilidad en estado estacionario.

Para ello, se parte de los conceptos fundamentales que describen el comportamiento de los generadores como lo es la constante de inercia, ya que la posición angular de los rotores de los generadores es el parámetro que mejor define la estabilidad de un sistema de potencia.

Capítulo 3: *Modelado de Dispositivos eléctricos en estado estacionario.* Se presenta el modelado de los principales elementos que conforman una red eléctrica, además de una breve descripción de su funcionamiento debido a que constituyen la base de datos para los estudios dinámicos, como lo son las máquinas síncronas, las cargas, líneas de transmisión, transformadores, etc.

Capítulo 4: *Operación del CEV en estado estacionario.* Se describe de una manera más amplia el funcionamiento básico del CEV y la manera en la que contribuye a mantener la estabilidad en un sistema de potencia cuando se presenta algún disturbio. De esta forma, se muestra la importancia de su contribución en la aportación de reactivos, o en su defecto la absorción de éste para mantener el nivel de tensión dentro de un rango establecido aceptable. Además, sirve para estudiar los límites de operación que tiene cada CEV y ver hasta qué punto pueden contribuir a restablecer la estabilidad del sistema después de la contingencia que se presente.

Capítulo 5: Pruebas y análisis de resultados. Una vez que se han planteado las bases necesarias para realizar el modelado de cada uno de los elementos que componen a un SEP, se propone el sistema de 9 nodos del libro de Anderson como ejemplo de análisis en la contribución de un CEV ante diferentes contingencias que se recrean en los distintos buses que conforman a este sistema. En este sistema lo que se hace es abrir las líneas del sistema e ir colocando un CEV en un bus determinado para ver en cual de ellos es mejor el rendimiento del CEV. Esto mismo se hace pero ahora simulando la pérdida de los transformadores y, por ende, la pérdida de alguna unidad generadora, para lo cual nuevamente se propone un CEV en alguno de los buses. El análisis del sistema de Anderson, por ser un sistema simple, sirve como base para mostrar las variaciones de voltaje que se presentan durante una perturbación y el modo de operación del CEV.

Después de corroborar la ayuda del CEV en este sistema, se propone un nuevo sistema estudio de mayor proporción, llamado Sistema Micro-red, el cual está conformado por un anillo exterior de 400 KV y un anillo interior de 230 KV, en donde se fijan 3 CEV's en distintos puntos del sistema, los cuales tienen una capacidad máxima de 300 MVAR's. En el sistema Micro-red, se simulan diferentes contingencias, como lo son las aperturas de las líneas de transmisión junto con el CEV cercano a ellas, pérdidas de las unidades de generación y cada uno de los CEV's, para observar el comportamiento de los 3 CEV's según su ubicación respecto al incidente.

Las pruebas operadas en ambos sistemas se hicieron a partir de simulaciones digitales de los flujos de potencia realizadas en el simulador digital de sistemas de potencia PSS/E.

Capítulo 6: Conclusiones. En este capítulo se presentan las conclusiones generales del trabajo.

ASPECTOS GENERALES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 *Definiciones*

A continuación se describen las definiciones de conceptos empleados en la tesis [3]:

OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE

Una condición de operación de un sistema eléctrico en la cual todas las cantidades de operación que la caracterizan pueden ser consideradas constantes.

OPERACIÓN SÍNCRONA O SINCRONISMO

Una máquina síncrona conectada a otras máquinas por medio de una red, se dice que está en operación síncrona con la red (u otras máquinas), si su velocidad eléctrica (el producto de su velocidad angular por el número de pares de polos) es igual a la frecuencia angular del voltaje de la red en el punto de conexión (o a la velocidad eléctrica de otras máquinas interconectadas). Un sistema de potencia está en operación síncrona, si todas sus máquinas síncronas conectadas, están en operación síncrona con la red y con cada una de las otras. En sentido práctico se dice que una máquina síncrona conserva el sincronismo durante una perturbación, si no ocurre deslizamiento de polos.

OPERACIÓN NO SINCRÓNICA

Se dice que una máquina síncrona está en una operación no sincrónica cuando hay deslizamiento de uno o más polos durante tal operación. Un sistema de potencia se dice que está en operación no sincrónica cuando una o más máquinas están en operación no sincrónica.

OPERACIÓN ASÍNCRONA

La operación asíncrona de un generador es un caso específico de operación no sincrónica, en el cual el campo de la máquina que se está deslizando no está excitado.

DISTURBIO EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o en una o más de las cantidades de operación.

DISTURBIO PEQUEÑO

En un sistema de potencia es aquel para el cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema, pueden ser linealizadas para fines de análisis.

DISTURBIO GRANDE

En un sistema de potencia es un disturbio para el cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema no pueden ser linealizadas.

ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO

Un sistema de potencia se dice que está en una condición de estabilidad en estado estacionario, si después de cualquier perturbación pequeña alcanza una condición de operación en estado estable que es idéntica o parecida a su condición inicial. Esto también se conoce como estabilidad de un sistema de potencia ante pequeños disturbios.

ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se dice que un sistema de potencia es transitoriamente estable para una condición de operación en estado estacionario específica y para un disturbio en particular, si al ocurrir ese disturbio se logra una nueva condición de operación en estado estacionario adecuada.

ESTABILIDAD DINÁMICA

Análisis más allá de la primera oscilación, incluyendo las no linealidades de los componentes que integran al sistema de potencia.

2.2 Antecedentes

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está formado por centrales generadoras, líneas de transmisión, cargas eléctricas, subsistemas de control y otros equipos conectados a él mecánica o eléctricamente.

Un sistema eléctrico es de grandes dimensiones además de que está interconectado con otros sistemas ya sea del mismo país o con países vecinos. Por ello es necesario analizar su capacidad para determinar si es débil o robusto y saber cual va a ser su respuesta ante alguna contingencia que se presente.

La manera de estudiar al sistema es separándolo en dominios y seleccionando los modelos matemáticos adecuados de los elementos que lo conforman a fin de obtener la respuesta de dichos componentes ante algún incidente de interés.

En un SEP hay tres tipos de estabilidad: estado estable, transitorio y dinámico. [3]

En la Figura 2.1 se puede observar la respuesta dinámica del sistema eléctrico ante los disturbios que se pueden presentar y del cual podemos concluir que el rango de tiempo para la estabilidad transitoria y dinámica está entre fenómenos rápidos y lentos.

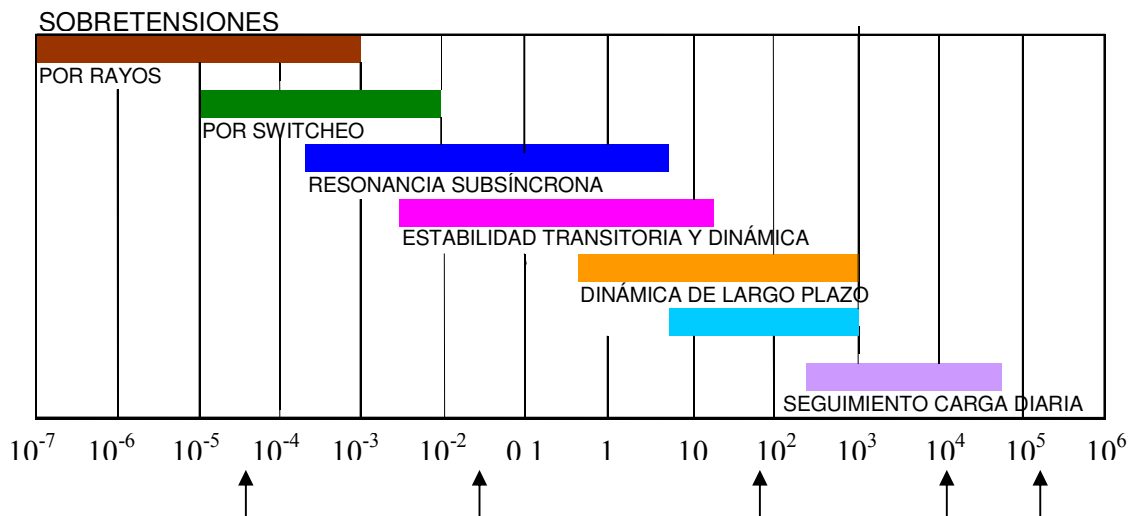


Fig. 2.1 Rangos de tiempo para los fenómenos dinámicos.

Los estudios de estabilidad, con base en los tiempos de respuesta de los componentes del sistema se pueden clasificar en:

1. Dinámica del generador eléctrico y de los controles de excitación o también conocida como estudio de estabilidad transitoria.
2. Sistema de regulación de velocidad y control automático de generación.
3. Dinámica del sistema suministrador de energía (caldera) y de sus controles.

En el primer punto, el interés se centra en analizar la capacidad que muestra el sistema eléctrico ante algún disturbio que se presente como puede ser: fallas que resultan en disparos de líneas o transformadores, pérdidas repentinas de unidades generadoras o de cargas grandes y cambios de configuración de la red.

Los parámetros que tienen mayor influencia en el comportamiento dinámico del sistema en el estudio de estabilidad transitoria son:

1. La reactancia y la inercia del generador que también se conoce como análisis de primera oscilación.
2. Las reactancias de la red de transmisión para las tres condiciones: prefalla, falla y postfalla.
3. Los esquemas de subestaciones y los tiempos de operación de los interruptores.
4. Los esquemas de protecciones.

Sus efectos más importantes suceden en el primer o primeros dos segundos por lo que el estudio se centra en la primera oscilación.

Para un estudio dinámico se utiliza un periodo mayor de tiempo, generalmente de minutos. Cuando hay un disturbio en el sistema, éste afecta la salida del generador reduciendo su potencia eléctrica ($P_m > P_e$) con lo cual se presenta una potencia acelerante ($P_a = P_m - P_e$). Dicha potencia acelerante cambia la posición del devanado de campo del generador adelantándolo con respecto al devanado de campo de los otros generadores del sistema; es decir, cambia el ángulo de potencia de dicho generador con respecto al resto del sistema. Este cambio se presenta algunos segundos después de que se ha eliminado la falla por lo que es necesario que el estudio se haga antes y después de la falla.

Cuando se presenta un cambio en el ángulo de potencia del generador es importante conocer hasta qué punto se puede llegar a restablecer nuevamente la estabilidad del sistema ante un disturbio y en qué momento se perdería por completo el sincronismo. A estos valores se les conoce como coeficientes de sincronización, los cuales, miden el desarrollo de acciones inherentes en el sistema para mantener el sincronismo. Matemáticamente los coeficientes de sincronización se representan como:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \quad \text{para los puntos estables} \quad (2.1)$$

$$\frac{dP}{d\delta} < 0 \quad \text{para los puntos inestables} \quad (2.2)$$

Cerca de 90° el coeficiente de sincronización es casi cero, lo que indica un punto de operación crítico, esto es, que se puede perder el sincronismo con pequeños cambios que se presenten [3].

Una vez que se ha librado la falla, el generador debe ser capaz de aumentar su potencia eléctrica de salida a fin de desacelerar al rotor y regresarlo a su velocidad original, si esto ocurre, se dice que el sistema es estable. Por ello, también es importante conocer el *tiempo crítico de liberación de falla*, cuya ecuación es:

$$t_c \cong 2 \sqrt{\frac{H(\delta_c - \delta_o)}{\omega_o (\overline{P}_{mo} - \overline{P}_{(2)prom})}} [seg] \quad (2.3)$$

Un disturbio no sólo cambia la velocidad de los rotores sino que también provoca variaciones en los voltajes y corrientes y por lo tanto en las potencias activas y reactivas generadas y a lo largo del sistema (flujos), sin embargo, la variable más importante para juzgar la estabilidad de un sistema es la posición angular de los rotores.

En el caso de los estudios en estado estable lo que se analiza es la transferencia de potencia en un sistema ante cambios pequeños y así determinar su efecto en la operación síncrona del mismo; esto nos permite determinar los límites de un sistema en casos de no-disturbio, cuyos datos son utilizados en la operación bajo condiciones específicas.

Cuando ocurre un disturbio en un sistema hay una reacción natural de los generadores para contrarrestar la perturbación, de esta forma se inicia la dinámica de la máquina síncrona que, en casos extremos, produce la pérdida de sincronismo del sistema.

Los sistemas de control sirven para mantener constante el valor de la variable de salida de un sistema. En el caso de las máquinas síncronas su sistema de control trata de conservar el voltaje en terminales y la velocidad en valores especificados; sin embargo, los controles tardan cierto tiempo en responder y en algunos casos la reacción del sistema es tan rápida que se tienen efectos indeseables antes de que estos intervengan.

La función básica de un sistema de excitación es el proporcionar corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona cuya acción se manifiesta a través del generador síncrono resultando una combinación en serie de efectos.

Los controles de excitación actúan bajo condiciones de operación muy diferentes, incluyendo la ocurrencia de fallas, diversos niveles de carga, tiempos de liberación de falla variables y distintos tipos de disturbios. Por esta razón es importante analizar su impacto en la estabilidad transitoria de un sistema ante diferentes perturbaciones.

Las tendencias en las características de los nuevos generadores, como lo es, reactancias más grandes y constantes de inercia menores, hacen que la dependencia en el control sea cada día mayor.

En el caso de sistemas de control de velocidad su efecto generalmente se percibe varios segundos después de que ha iniciado el disturbio por lo que en estudios de estabilidad transitoria no se incluye su modelación.

2.2.1 Constante de Inercia (H)

La constante de inercia (H) está definida por el momento de inercia de los cuerpos y sus ecuaciones de movimiento, tales como:

$$I = \int r^2 dm [kg * m^2] \quad (2.4)$$

donde:

dm es un elemento de masa (m) del cuerpo

r es la distancia del eje a dm

Físicamente el momento de inercia I de un cuerpo es una medida de su resistencia a la aceleración angular.

El momento de inercia de un cilindro sólido uniforme es:

$$I = \frac{1}{2} mR^2 [kg * m^2] \quad (2.5)$$

La energía cinética (Ec) de un cuerpo en traslación es:

$$Ec = \frac{1}{2} mv^2 [J] \quad (2.6)$$

La energía cinética de un cuerpo en rotación es:

$$Ec = \frac{1}{2} I\omega^2 [J] \quad (2.7)$$

El momentum o cantidad de movimiento en traslación se define como:

$$M' = mv [J * s / rad] \quad (2.8)$$

El momentum o cantidad de movimiento en rotación se define como:

$$M = I\omega [J * s / rad] \quad (2.9)$$

La constante de inercia H para una unidad generadora es:

$$H = \frac{\text{Energía cinética a velocidad } \omega_n [MJ]}{MVA \text{ nominales} = Sn} = \frac{\frac{1}{2} I\omega_n^2}{Sn} \quad (2.10)$$

De la ecuación. (2.10) se obtienen las relaciones entre I y H y entre M y H:

$$I = \frac{2HSn}{\omega_n^2} \quad (2.11)$$

De las ecuaciones (2.9) y (2.11) se obtiene:

$$2HSn = I\omega_n\omega_n = M\omega_n \quad (2.12)$$

Luego entonces:

$$M = \frac{2HSn}{\omega_n} = \frac{HSn}{\pi f_n} [MJ * s / rad] \quad (2.13)$$

El valor de H, debido a que está referido a la capacidad nominal propia de cada unidad, cae en un rango estrecho de valores, sin importar el tamaño de la unidad cuyo valor influye en la estabilidad debido a que es un parámetro de diseño[3].

2.2.2 Ecuación de Oscilación Respuestas de los SEP ante disturbios

La respuesta de sistemas eléctricos ante disturbios puede clasificarse en [3]:

1. Respuesta eléctrica
2. Respuesta inercial
3. Respuesta de gobernadores (regulación primaria)
4. Respuesta de controles secundarios

Los primeros tres tienen un papel fundamental en los sistemas eléctricos débiles. En este trabajo es de interés sólo las primeras dos respuestas por lo que no se incluirán las dos últimas.

2.2.2.1 Respuesta eléctrica

Es la que restaura el equilibrio de potencia por medio de las contribuciones de los generadores y de los cambios en los flujos de potencia en líneas. Esto se lleva a cabo

ajustando los voltajes complejos en los nodos que no presentan inercia mecánica ni electromagnética.

Al eliminar el desbalance provocado por el disturbio se producen cambios en la potencia eléctrica de los generadores el cual estará en función de la distancia eléctrica que exista entre las unidades generadoras y el punto donde haya ocurrido la falla.

El concepto de distancia eléctrica combina la distancia geográfica, niveles de voltaje y capacidades de los elementos para producir un índice muy útil en el análisis de sistemas de potencia.

En general, los cambios debidos a la respuesta eléctrica pueden observarse en todas las variables eléctricas: potencia activa y reactiva generadas, flujos en líneas, magnitudes de voltajes nodales, etc.

2.2.2.2 Respuesta inercial

Como consecuencia de la respuesta eléctrica inicial, en cada generador se presenta un desbalance provocado por la potencia mecánica que permanece constante y la potencia eléctrica que entrega al sistema. Los efectos de este desbalance son: desplazamientos angulares de rotores, cambios de velocidad angular y nuevas contribuciones de las unidades generadoras.

La dinámica del rotor inicia el intercambio entre la energía cinética y eléctrica y viceversa. La respuesta inercial es muy importante en los sistemas eléctricos longitudinales, ya que una estructura débil origina intercambios de energía crecientes entre unidades generadoras y el sistema, provocando inestabilidad.

Los cambios de frecuencia y por ende cambios de velocidad que se presenten en cada unidad generadora dependerán de la distancia eléctrica a la cual se encuentren del disturbio.

2.3 Cantidades por unidad

La tensión, la corriente y la impedancia de un circuito se expresan frecuentemente en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de tales magnitudes. [7]

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor al valor base, expresado como un decimal. El valor por cien es igual a cien veces el valor por unidad. El método por unidad tiene la ventaja de este método de que el producto de dos

magnitudes expresadas por unidad, viene, a su vez, expresado por unidad, en tanto que el producto de dos magnitudes en por ciento, tiene que dividirse por cien para obtener el resultado en por ciento.

Las corrientes, tensiones, kVA y reactancias, están relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de valores base para dos cualesquiera determina los valores base de las otras dos. Si se especifican los valores básicos de la corriente y la tensión, pueden ser determinados la impedancia base y los kVA básicos. La impedancia base es aquella que da lugar, a lo largo de ella, a una caída de tensión igual a la tensión base, cuando la corriente que circula por dicha impedancia sea igual al valor básico de la corriente. Los kVA básicos, en sistemas monofásicos, son el producto de la tensión base en kV por la corriente base en amperes. Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar la base son los kVA y la tensión en kV. En sistemas monofásicos o trifásicos, las magnitudes están relacionadas entre sí por las siguientes fórmulas:

$$\text{Corriente base } A = \frac{kVA_{1\phi} \text{ base}}{\text{tensión base en } kV_{LN}} \quad (2.14)$$

$$\text{Corriente base } A = \frac{\text{base } kVA_{3\phi}}{\sqrt{3} * \text{tensión base en } kV_{LL}} \quad (2.15)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{\text{tensión base } V_{LN}}{\text{corriente base en } A} \quad (2.16)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en } kV_{LN})^2 * 1000}{kVA_{LN} \text{ base}} \quad (2.17)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en } kV_{LN})^2}{MVA_{1\phi} \text{ base}} \quad (2.18)$$

$$\text{Potencia base en } kW_{1\phi} = kVA_{1\phi} \text{ base} \quad (2.19)$$

$$\text{Impedancia por unidad de un elemento de circuito} = \frac{\text{impedancia real } \Omega}{\text{impedancia base } \Omega} \quad (2.20)$$

donde:

corriente es la corriente de línea

tensión es la tensión respecto al neutro

kVA son kVA por fase

los subíndices 1Φ y 3Φ indican por fase y trifásico

los subíndices LN y LL indican línea a neutro y línea a línea

CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente de un sistema se expresa sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema en la cual está situado dicho componente. Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos, es preciso tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una a otra base.

Para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva, se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Por unidad } Z_{\text{nuevos}} = \text{por unidad } Z_{\text{dados}} \left(\frac{\text{base}kV_{\text{dados}}}{\text{base}kV_{\text{nuevos}}} \right)^2 \left(\frac{\text{base}kVA_{\text{nuevos}}}{\text{base}kVA_{\text{dados}}} \right) \quad (3.21)$$

El gran valor de esta ecuación está en el cambio de la impedancia por unidad que se da de una base particular a otra base.

MODELADO DE DISPOSITIVOS ELÉCTRICOS EN ESTADO ESTACIONARIO

3.1 Representación de máquinas síncronas

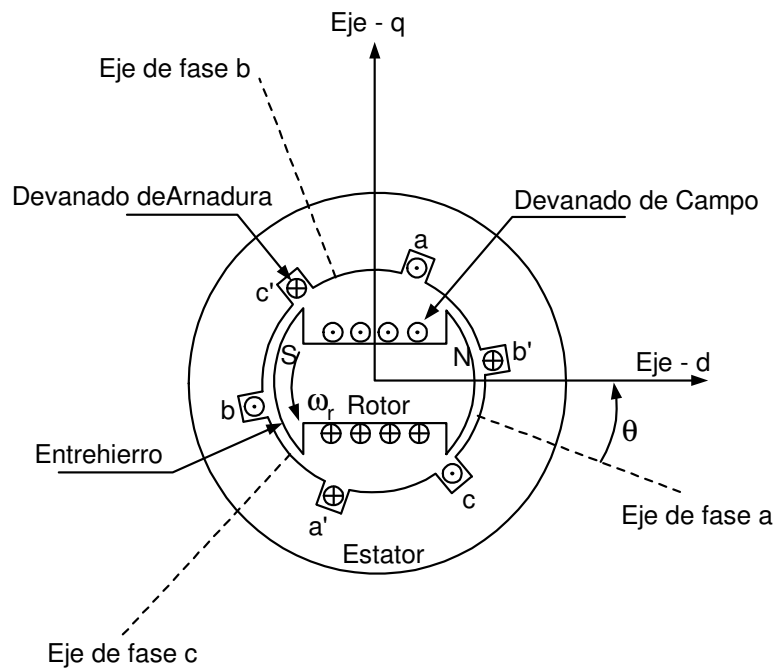


Fig. 3.1 Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.

En la Figura 3.1 se muestra el esquema de una máquina síncrona trifásica con un par de polos de campo. El concepto de máquina síncrona involucra a los generadores, motores y condensadores síncronos debido a que estos dispositivos operan bajo el mismo principio.

Consiste en dos elementos esenciales: el campo y la armadura. El devanado de campo lleva la corriente directa y produce un campo magnético con el cual induce voltaje alterno en los devanados de la armadura [1] y [5].

Cuenta con 2 o más polos en el rotor y pueden ser de polos salientes o de rotor cilíndrico. Los de rotor cilíndrico, como las turbinas de gas y vapor, operan a altas velocidades. Por otro lado, los de polos salientes, como lo son las turbinas hidráulicas, operan a bajas velocidades, de aquí que se necesite un mayor número de polos para producir un valor de frecuencia. El número de polos de campo depende de la velocidad mecánica del rotor y la frecuencia de las corrientes eléctricas del estator.

Los devanados de las fases del estator se agrupan en $3P$ zonas, donde P es el número de polos del rotor.

La expresión que relaciona la frecuencia con el número de polos es:

$$f = \frac{P}{2} \frac{n}{60} [Hz] \quad (3.1)$$

donde:

P : Número de polos

n : Velocidad en rpm.

Cada zona está espaciada $120/P$ grados eléctricos. La región de influencia de cada polo del rotor alrededor del entrehierro es de 180° eléctricos. La relación entre grados eléctricos y grados mecánicos está dada por:

$$\theta_{elec} = \frac{P}{2} \theta_{mec} \quad (3.2)$$

El devanado del rotor se excita con una fuente de CD que produce un campo magnético constante llamado campo principal.

El devanado del estator está diseñado para que, en condiciones balanceadas, induzca tensiones simétricas desfasadas 120° y variables en el tiempo.

Para la representación de la máquina se utiliza al generador de polos lisos o rotor cilíndrico. El voltaje en terminales del generador con carga depende del voltaje inducido por el flujo magnético del entrehierro, el cual es creado por el efecto combinado de la corriente del rotor y las corrientes del estator. Tanto la corriente del rotor como las del estator producen campos magnéticos, los cuales se pueden estudiar por separado si el circuito magnético se considera lineal y se desprecia la saturación.

Cuando la máquina opera en circuito abierto, únicamente la corriente del rotor es la que genera el voltaje en el estator debido al flujo magnético que produce; por lo que dicho campo magnético es constante visto desde el rotor. Sin embargo, los devanados del estator lo ven como un campo magnético de distribución sinusoidal cuando el rotor está girando.

Cuando el generador opera con carga y a velocidad síncrona se presenta un campo magnético, el cual es generado por las corrientes de las fases del estator y que se opone al campo magnético principal produciendo una desmagnetización; a este efecto se le conoce como “reacción de armadura” y se representa como una caída de voltaje.

VOLTAJE GENERADO EN CIRCUITO ABIERTO

Para el análisis se supone que la distribución alrededor del entrehierro del campo magnético creado por la corriente del rotor es sinusoidal, por lo que su representación está dada por:

$$B = B_{\max} \cos(\alpha - \theta) \quad (3.3)$$

donde:

θ : Indica la posición del rotor respecto a un eje de referencia

α : Indica el desplazamiento a un punto arbitrario alrededor del entrehierro respecto al eje de referencia.

VOLTAJE DE REACCIÓN DE ARMADURA

El efecto del voltaje de reacción de armadura sobre el voltaje en terminales depende de la magnitud y ángulo de fase de la corriente del estator.

VOLTAJE EN TERMINALES

Cuando el generador opera con carga, el flujo magnético del entrehierro se produce por la combinación del campo magnético principal y de reacción de armadura, por lo que se produce una cierta caída de tensión en el voltaje interno.

También existe una pequeña porción del flujo magnético, creado por las corrientes del estator, que no cruza el entrehierro, llamado flujo de dispersión. Por lo que, el voltaje en terminales del generador resulta de restar esta caída de tensión al voltaje interno.

Las ecuaciones que describen el comportamiento de la máquina síncrona en su modelo clásico son:

$$E_t = E_f - I_a (r_a + jX_s) \quad (3.4)$$

$$X_s = X_{s1} + X_l \quad (3.5)$$

donde:

E_t : Voltaje en terminales

E_f : Voltaje de campo (voltaje interno)

R_a, X_s : Resistencia de los devanados del estator

Cuando el factor de potencia de la máquina es atrasado el efecto de la reacción de armadura es desmagnetizante.

3.2 Modelado de cargas

El comportamiento dinámico de los sistemas de potencia es muy dependiente de la respuesta de las cargas. La modelación de carga es complicada ya que está compuesta por un gran número de dispositivos tales como lámparas, refrigeradores, calentadores, compresoras, motores, etc. por lo que es difícil estimar la composición exacta de la carga además de que dicha composición cambia dependiendo del horario, condiciones ambientales y del estado de la economía. *El comportamiento de las cargas es, en términos generales, función de la frecuencia y del voltaje* [3]. Los modelos de carga son clasificados en dos categorías: modelos estáticos y modelos dinámicos.

3.2.1 Modelado clásico de la carga en función del voltaje

Un modelo estático de carga expresa las características de la carga en cualquier instante del tiempo como funciones algebraicas. La componente de potencia activa (P) y la componente de potencia reactiva (Q) son consideradas por separado. Los modelos en estado estable se han formulado suponiendo que las cargas permanecen constantes, y que son independientes del voltaje. Para una representación más realista se utiliza el siguiente modelo:

$$P = P_o \left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha \quad (3.6)$$

$$Q = Q_o \left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta \quad (3.7)$$

donde:

V_o : Voltaje nominal

P_o : Potencia activa a voltaje nominal

Q_o : Potencia reactiva a voltaje nominal

Se determina el valor de los voltajes α y β para representar los modelos clásicos de carga que son:

Potencia constante
Corriente constante
Impedancia constante

MODELO PARA POTENCIA CONSTANTE

Dado que la potencia no varía con el voltaje, siempre se conserva la misma potencia. Por lo que tenemos de la ecuación (3.6):

$$P = P_o = P_o \left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha \quad (3.8)$$

Despejando de la ecuación (3.8) a α :

$$\left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha = \left[\frac{P}{P_o} \right] = 1 \Rightarrow \alpha = 0 \quad (3.9)$$

Procediendo de forma similar para la potencia reactiva y encontrar el valor de β , tenemos de la ecuación (3.7):

$$Q = Q_o = Q_o \left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta \quad (3.10)$$

$$\left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta = \left[\frac{Q}{Q_o} \right] = 1 \Rightarrow \beta = 0 \quad (3.11)$$

MODELO PARA CORRIENTE CONSTANTE

Expresando la potencia de la forma:

$$P_o = |V_o| |I_o| \cos \phi \quad (3.12)$$

$$Q_o = |V_o| |I_o| \sin \phi \quad (3.13)$$

Si la magnitud de la corriente permanece constante lo mismo que el factor de potencia, las ecuaciones (3.12) y (3.13) quedan como:

$$P = |V| |I_o| \cos \phi \quad (3.14)$$

$$Q = |V||I_o| \operatorname{sen} \phi \quad (3.15)$$

Sustituyendo la ecuación (3.14) en (3.6):

$$|V||I_o| \cos \phi = |V_o||I_o| \cos \phi \left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha \quad (3.16)$$

Despejando a α de la expresión (3.16):

$$\left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha = \left[\frac{V}{V_o} \right]^1 \Rightarrow \alpha = 1 \quad (3.17)$$

Para la potencia reactiva, tenemos de las ecuaciones (3.13) y (3.7):

$$|V||I_o| \operatorname{sen} \phi = |V_o||I_o| \operatorname{sen} \phi \left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta \quad (3.18)$$

Obteniendo a β de la ecuación (3.18):

$$\left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta = \left[\frac{V}{V_o} \right]^1 \Rightarrow \beta = 1 \quad (3.19)$$

MODELO PARA IMPEDANCIA CONSTANTE

La forma común de expresar la potencia es:

$$S = VI^* \quad (3.20)$$

La corriente se puede expresar por la ley de Ohm como:

$$I = V/Z \quad (3.21)$$

Sustituyendo la ecuación (3.21) en (3.20):

$$S = \frac{|V|^2}{Z^*} \quad (3.22)$$

Expresando la ecuación (3.22) en forma rectangular:

$$S = \frac{e^2 + f^2}{r - jx} \quad (3.23)$$

Desarrollando algebraicamente la ecuación (3.23):

$$S = \frac{e^2 + f^2}{r - jx} \frac{r + jx}{r + jx} = \frac{r(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} + j \frac{x(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} \quad (3.24)$$

Separando la parte real de la imaginaria de la ecuación (3.24) obtenemos las siguientes expresiones:

$$P = \frac{r(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} \quad (3.25)$$

$$Q = \frac{x(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} \quad (3.26)$$

Igualando las ecuaciones (3.6) y (3.26) para la potencia activa:

$$\frac{r(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} = \frac{r(e_o^2 + f_o^2)}{r^2 + x^2} \left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha \quad (3.27)$$

$$\frac{e^2 + f^2}{e_o^2 + f_o^2} = \left[\frac{V}{V_o} \right]^\alpha \quad (3.28)$$

$$|V_o|^2 = e_o^2 + f_o^2 \quad (3.29)$$

$$|V|^2 = e^2 + f^2 \quad (3.30)$$

De las expresiones (3.29) y (3.30) concluimos que el valor de α es:

$$\alpha = 2 \quad (3.31)$$

Para la potencia reactiva, igualando las ecuaciones (3.7) y (3.26):

$$\frac{x(e^2 + f^2)}{r^2 + x^2} = \frac{x(e_o^2 + f_o^2)}{r^2 + x^2} \left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta \quad (3.32)$$

$$\frac{e^2 + f^2}{e_o^2 + f_o^2} = \left[\frac{V}{V_o} \right]^\beta \quad (3.33)$$

De la ecuación (3.33) obtenemos que el valor de β es:

$$\beta = 2 \quad (3.34)$$

3.3 Modelado de Líneas de Transmisión

3.3.1 Aspectos Generales

La red eléctrica es un elemento para convertir y transportar energía [7]. Una red eléctrica se compone de tres partes principales: las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución. Las líneas de transmisión constituyen los eslabones de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución y conduce a otras redes de potencia por medio de interconexiones. Una red de distribución conecta las cargas aisladas de una zona determinada con las líneas de transmisión.

La aceptación de los sistemas de corriente alterna fue la existencia del transformador que hace posible el transporte de energía eléctrica a una tensión más alta que la de generación o utilización con la ventaja de una mayor capacidad de transmisión.

La interconexión de sistemas incrementa la intensidad de corriente en la red cuando se produce un cortocircuito y exige la instalación de interruptores de mayor corriente nominal. La perturbación causada por un cortocircuito en un sistema puede extenderse a los demás sistemas que están conectados a él. Las redes interconectadas no sólo tienen que tener la misma frecuencia nominal, sino que los generadores síncronos de una red deben estar en fase con los de las demás.

La programación del funcionamiento, perfeccionamiento y expansión de una red eléctrica exige el estudio de cargas y de estabilidad y el cálculo de fallas.

El problema más básico que se enfrenta en los sistemas de potencia es la determinación de la potencia que fluye a lo largo de las líneas individuales de una red cuando se especifican las cantidades de potencia que son inyectadas por los generadores y retiradas por las cargas. Este análisis es un cálculo del estado estable en el cual todos los voltajes y las corrientes son sinusoidales y pueden ser descritas por variables complejas asociadas con fasores girando a la frecuencia de la potencia.

El análisis de una red de líneas de transmisión requiere un método de solución para los voltajes y las corrientes en todos los puntos de la red construida por la interconexión de varios circuitos equivalentes de las líneas de transmisión. Dado estos elementos, el ingeniero puede calcular las condiciones que existirían en cualquier punto de una red de transmisión real para un conjunto propuesto de cargas y salidas de generador.

3.3.2 Estudio de flujos de carga

Es la determinación de la tensión, intensidad, potencia y factor de potencia o potencia reactiva en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento. Los estudios de flujos de cargas son fundamentales en la programación del desarrollo futuro del sistema.

3.3.3 Cálculo de fallas

Una falla en un conductor es cualquier desperfecto que interfiera la circulación normal de corriente. La mayor parte de las averías en líneas de transporte de 115 kV y superiores son producidas por los rayos que dan lugar a descargas en los aisladores. La alta tensión que existe entre un conductor y la torre derivada a tierra que lo soporta, provoca la ionización del aire proporcionando un paso hacia tierra a la carga inducida por el rayo. Una vez establecido el paso a tierra, la baja impedancia resultante permite el paso de corriente desde el conductor a tierra y de aquí al neutro conectado a tierra del transformador o generador, completando así el circuito.

POTENCIA EN CIRCUITOS MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA

La potencia en volts que absorbe la carga en cualquier instante es el producto de la caída de tensión instantánea en volts a través de la carga y la corriente instantánea en amperes dentro de la carga.

El coseno del ángulo de fase θ entre el voltaje y la corriente se conoce como el factor de potencia. Un circuito inductivo se dice que tiene un factor de potencia en atraso y un circuito capacitivo se dice que tiene un factor de potencia en adelanto. En otras palabras, los términos de factor de potencia en atraso y en adelanto indican cuando la corriente está atrasando o adelantando el voltaje aplicado.

Otros métodos de cálculo del factor de potencia son:

$$\cos \theta = \cos \tan^{-1} \frac{Q}{P} \quad (3.35)$$

y

$$\cos \theta = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.36)$$

DIRECCIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA

La relación entre P, Q y el voltaje de barra V, o voltaje generado E, con respecto a los signos P y Q es importante cuando se considera el flujo de potencia en un sistema. El problema implica la dirección del flujo de potencia, es decir, si se está generando o absorbiendo potencia cuando se especifica un voltaje y una corriente.

IMPEDANCIA SERIE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión tiene cuatro parámetros que influyen en su aptitud para llenar su función como componente de una red eléctrica. Estos parámetros son resistencia, inductancia, capacidad y conductancia [6].

En un conductor las líneas del campo eléctrico nacen en las cargas positivas y pasan a las cargas negativas del otro y las líneas de flujo magnético forman anillos cerrados que rodean a cada conductor. Toda variación de la corriente que pasa por los conductores produce una variación en el número de las líneas de flujo magnético que atraviesan el circuito. Por otra parte, cualquier variación de éste induce una fem en el circuito, siendo esta fem inducida, proporcional a la velocidad de variación del flujo. La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la fem inducida, por la variación del flujo, con la velocidad de variación de la corriente.

Existe la capacitancia entre los conductores, y es la carga sobre los conductores por unidad de diferencia de potencia entre ellos.

La resistencia y la conductancia uniformemente distribuidas a la carga de la línea forman la impedancia serie. La conductancia y la capacitancia que existen entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor a neutro de una línea trifásica forman la admitancia paralelo. Aunque la resistencia, inductancia y capacitancia son distribuidas, el circuito equivalente está formado por parámetros.

Los flujos de potencia a lo largo de una línea de transmisión cuando hay una diferencia de voltaje entre sus terminales fuerzan a la corriente a fluir a través de los conductores de la fase. La caracterización básica de una línea de transmisión es, por lo tanto, un conjunto de impedancias que relacionan las diferencias del voltaje de fase de terminal a terminal para las corrientes de fase.

El cálculo de los parámetros de una línea de transmisión inicia cuando las especificaciones de las líneas aéreas cruzan una sección, como se observa en la Fig. 3.2.

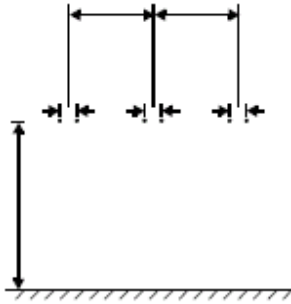


Fig. 3.2 Ejemplo de una sección transversal de una línea de transmisión

Con esta sección transversal, se puede calcular el flujo de encadenamiento en cada conductor cuando pasa cierta cantidad de corriente especificada, a su vez, por cada conductor. Este cálculo está basado en la solución normal de las ecuaciones de Maxwell para los campos magnéticos alrededor de un largo conductor recto de corriente, esto es, en la ecuación de Biot-Savart

$$B(r) = \frac{\mu_0 I}{2\pi r} \quad (3.37)$$

donde

- B(r) Densidad del flujo en dirección tangencial al conductor, en el plano de su sección transversal de radio r
- I Corriente en el conductor
- μ_0 Permeabilidad del espacio libre

El resultado del cálculo del flujo de encadenamiento básico es una matriz de impedancia serie, expresada en ohms/kilometro, que relaciona la caída del voltaje a través de cada fase en una sección de la línea, como se muestra en la Fig. 3.3, con la corriente en cada fase. Nótese que el cálculo de las constantes de la línea normalmente implican que los conductores individuales de un grupo están juntos garantizando los intervalos de frecuencia y salidas presentes como si cada fase fuera un sólo conductor equivalente que lleva toda la corriente de fase.

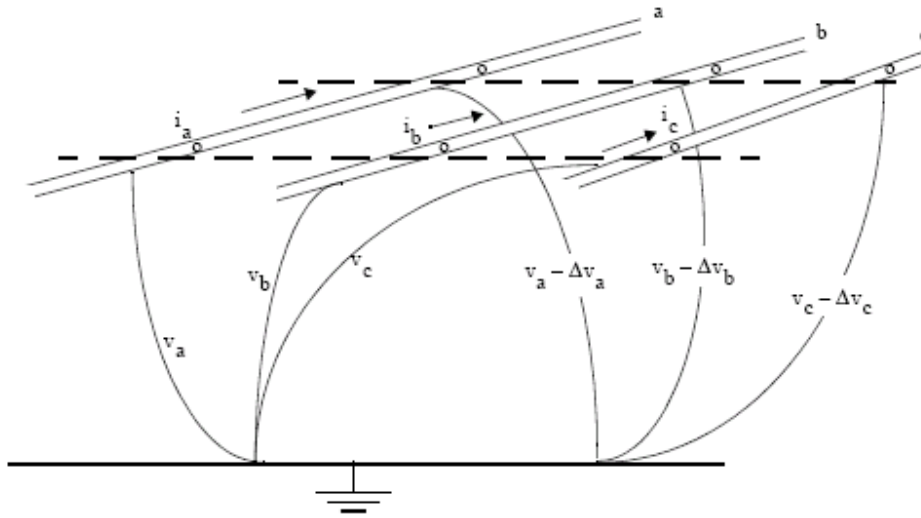


Fig. 3.3 Caída de voltaje a lo largo de una sección de la línea de transmisión

La matriz de impedancia define la relación de caída de voltaje como

$$\begin{bmatrix} \Delta v_a \\ \Delta v_b \\ \Delta v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

volts / km
ohms / km
amps

Como el flujo de encadenamiento total de cada conductor en la línea es una función de la corriente en cada conductor, la matriz de impedancia es completamente llenada. Además, como la sección transversal de la línea no es simétrica con respecto a todas las fases y a la tierra, todos sus elementos deben ser diferentes.

Esto es importante para ver que los elementos de la matriz de impedancia serie tienen la forma $R+jX$, correspondiente a una inductancia con resistencia serie. La parte imaginaria de cada elemento es calculada con respecto a una frecuencia establecida (generalmente de 60 Hz) y todos los elementos de la matriz de impedancia serie, tanto la resistencia como la reactancia, cambian cuando la frecuencia cambia. Para pequeñas variaciones de la frecuencia, se puede asumir que la parte real de cada elemento es constante, y que la parte imaginaria es proporcional a la frecuencia. Esta suposición no es válida para amplias variaciones de la frecuencia porque si la frecuencia incrementa se reduce la penetración de la corriente a la tierra y puede producir cambios significativos en la resistencia efectiva de la línea.

CAPACITANCIA SHUNT DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Todos los cuerpos conductores suspendidos en el espacio establecen capacitancia uno con otro [6]. En los conductores de una línea de transmisión, la capacitancia entre las fases y la

tierra es significativa. Como resultado, la corriente significativa fluye de los conductores a tierra y de fase a fase durante la operación normal en la línea de transmisión.

Las capacitancias de la línea pueden calcularse sobre una base por kilómetro por una solución de las ecuaciones del campo electrostático, dando la sección transversal de la línea. El resultado de este cálculo es una matriz de admitancia shunt que define las corrientes de carga shunt definidas en la Fig. 3.4.

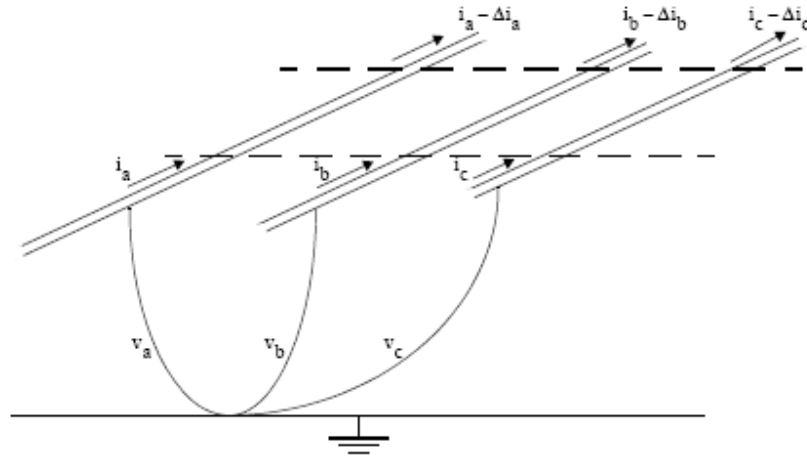


Fig. 3.4 Corrientes de carga en una línea de transmisión

La siguiente ecuación (3.39) muestra la relación de la corriente de carga-voltaje después de que se calculó la admitancia a frecuencia nominal correspondiente a cada elemento de la capacitancia:

$$\begin{bmatrix} \Delta i_a \\ \Delta i_b \\ \Delta i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{aa} & B_{ab} & B_{ac} \\ B_{ba} & B_{bb} & B_{bc} \\ B_{ca} & B_{cb} & B_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

amps / km
mhos / km
volts

Como la corriente de carga fluye de fase a fase así como de fase a tierra, la matriz de admitancia anterior es totalmente completada. Nuevamente, ya que los diseños de la transmisión no necesariamente son simétricos, todos los elementos pueden ser diferentes. Ya que las resistencias de encadenamiento de los conductores a tierra de la línea de transmisión son esencialmente infinitas, la corriente de carga es puramente capacitiva. Los elementos de la matriz de admitancia shunt son por lo tanto directamente proporcionales a la frecuencia.

REPRESENTACIÓN DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

La transformación de la componente simétrica

La simulación de un sistema de potencia bajo la mayoría de las condiciones generales de operación, donde hay una asimetría significativa en los elementos de la matriz z de cada línea (3.38), podría requerir que cada línea sea caracterizada por (3.38) y (3.39). Esto, a su vez, llevaría un conjunto de $3N$ simultáneo a las ecuaciones lineales para la descripción de un sistema de N buses [6].

Tales soluciones completamente generales raramente son necesarias porque un sistema de potencia normalmente está diseñado para ser básicamente simétrico con respecto a sus tres fases. El impulso inmediato podría ser analizar sólo una fase, mientras se confía completamente en la simetría de las otras dos fases. Tal acercamiento sólo es válido para el equipo donde, además de ser simétricos, los voltajes inducidos en cada fase sólo son funciones de la corriente en esa fase. Esto es verdad para algunos transformadores y cargas pero no es aplicable en general porque, como se ha indicado en (3.38), la caída del voltaje en una fase de una línea de transmisión normalmente es una función de las corrientes en las tres fases.

La manera más común de tomar ventaja de la simetría de las fases del sistema de potencia está basada en la transformación de las componentes simétricas, que está dado por

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

donde a es el número complejo $(-0.5 + j0.866) = e^{+j\frac{2\pi}{3}}$.

FUENTES DE VOLTAJE EN LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

La inmediata importancia de la transformación de las componentes simétricas se nota en que en la fuente de voltaje del sistema de potencia normal, la rotación hacia adelante del generador síncrono, produce un conjunto balanceado de los voltajes de fase.

$$\begin{aligned}
v_a &= v \sin(\omega t + \phi) = V e^{j(\omega t + \phi)} \\
v_b &= v \sin\left(\omega t + \phi - \frac{2\pi}{3}\right) = V e^{j\left(\omega t + \phi - \frac{2\pi}{3}\right)} \\
v_c &= v \sin\left(\omega t + \phi - \frac{4\pi}{3}\right) = V e^{j\left(\omega t + \phi - \frac{4\pi}{3}\right)}
\end{aligned} \tag{3.42}$$

Sustituyendo (3.42) en (3.41) y utilizando la identidad $e^{jk} + e^{j\left(k - \frac{2\pi}{3}\right)} + e^{j\left(k - \frac{4\pi}{3}\right)} = 0$ se muestra que, para los voltajes balanceados de (3.42) las componentes simétricas correspondientes de los voltajes son

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V e^{j\omega t} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.43}$$

Siguiendo el mismo procedimiento para el generador síncrono rotando hacia atrás se mostraría que las componentes simétricas de los voltajes son

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ V e^{j\omega t} \end{bmatrix} \tag{3.44}$$

Finalmente, asumiendo que las tres fases del voltaje son idénticas, $v_a = v_b = v_c = V e^{j\omega t}$, se producen las componentes simétricas de los voltajes

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_1 \\ v_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V e^{j\omega t} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.45}$$

Como v_1 puede ser producido por un generador de rotación normal, este es referido como el voltaje de secuencia positiva. Correspondientemente, como v_2 puede proceder tanto del generador rotando en dirección contraria o invirtiendo dos de sus conexiones de fase este es referido como el voltaje de secuencia negativa. La componente del voltaje de secuencia cero es v_0 .

Las únicas fuentes de voltaje producidas por los generadores de un sistema de potencia son conjuntos trifásicos balanceados con fase rotando hacia adelante. De manera correspondiente, el análisis en términos de las componentes simétricas se encuentra con fuentes de voltaje diferentes a cero sólo en la secuencia positiva.

LÍNEAS TRIFÁSICAS DE CIRCUITOS PARALELOS

Dos circuitos trifásicos que están igualmente constituidos y están en paralelo tienen la misma reactancia inductiva [7]. La reactancia inductiva del circuito equivalente simple es, sin embargo, solamente la mitad de la de uno de los circuitos considerado cuando están tan separados que la inductancia mutua sea despreciable. Si los dos circuitos están sobre el mismo apoyo, puede emplearse el método de la DMG para encontrar la inductancia por fase, considerando que todos los conductores de una fase son hilos de un mismo conductor compuesto.

La Fig. 3.5 muestra un arreglo típico de un circuito trifásico paralelo. Aunque la línea probablemente no sea transpuesta, suponemos que lo está a fin de simplificar los cálculos para obtener un valor práctico de la inductancia.

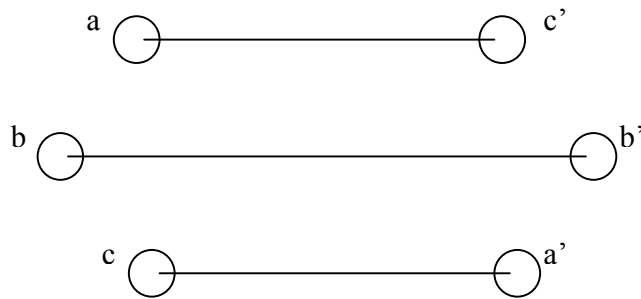


Fig. 3.5 Distribución típica de los conductores en línea trifásica de circuitos paralelos

Los conductores a y a' están en paralelo para formar la fase a . Las fases b y c son similares. Suponemos que a y a' toman las posiciones de b y b' y luego de c y c' como aquellos conductores que se rotan en un ciclo de transposición.

Para calcular D_{eq} , que es la separación equilátera equivalente de la media geométrica de las tres distancias de la línea, el método de la DMG requiere que se use D_{ab}^p , D_{bc}^p y D_{ca}^p donde el superíndice indica aquellas cantidades que son valores DMG propios y donde D_{ab}^p significa la DMG entre los conductores de la fase a y aquellos de la fase b .

De la ecuación de la inductancia de un conductor

$$L_a = 0.46059 \log \frac{D_{eq}}{D_s^p} \text{ mH/km} \quad (3.46)$$

D_s^p es la media geométrica de los valores RMG de los dos conductores que ocupan primero las posiciones de a y a' , luego las posiciones de b y b' y finalmente las posiciones de c y c' .

CAPACITANCIA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La admitancia paralelo de una línea de transporte se compone de conductancia y reactancia capacitiva. A la conductancia por lo común se le desprecia debido a que su contribución a la admitancia paralela es muy pequeña. Otra razón por la que no se le toma en cuenta a la conductancia es que no hay una buena forma de calcularla debido a que es muy variable. Las fugas de los aisladores, la principal fuente de conductancia, varía apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la mugre que se adhiere a los aisladores. El efecto corona que produce fugas entre las líneas, también varía mucho con las condiciones atmosféricas. Afortunadamente, el efecto de conductancia no es un componente de la admitancia paralela digna de tenerse en cuenta.

La diferencia de potencial entre los conductores de una línea de transmisión hace que estos se carguen como las placas de un condensador cuando existe una diferencia de potencia entre ellas. La capacidad entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacidad entre conductores paralelos es constante, dependiendo del tamaño y de la separación de los conductores. El efecto de la capacidad de líneas es pequeño y normalmente se desprecia. En líneas más largas de alta tensión, la capacidad llega a tener gran importancia.

Una tensión alterna aplicada a una línea de transmisión da lugar a que la carga de los conductores, en cualquier punto, aumente o disminuya con el aumento o disminución, respectivamente, del valor instantáneo de la tensión entre conductores, en aquel punto. El flujo de la carga es una corriente y la producida por la carga y descarga alternativa de una línea, debida a una tensión alterna, se llama corriente de carga de la línea. La corriente de carga fluye en una línea de transmisión, incluso, cuando está el circuito abierto. *Tiene influencia sobre la caída de tensión a lo largo de la línea, sobre su rendimiento y factor de potencia y la estabilidad de la red de la que forma parte la línea* [7].

3.3.4. Relaciones entre la tensión y la corriente de una línea de transmisión

Un problema interesante a tener en cuenta al proyectar una línea de transporte y en su funcionamiento es el mantenimiento de la tensión, dentro de los límites especificados, en varios puntos del sistema [6] y [7].

REPRESENTACIÓN DE LAS LÍNEAS

Las líneas de transporte funcionan normalmente con cargas trifásicas balanceadas. Aunque no estén dispuestas equilateralmente, e incluso sin transposición, la influencia de la asimetría es pequeña y se consideran equilibradas las fases. La Fig. 3.6, representa un generador conectado en Y, alimentando una carga equilibrada con el mismo tipo de conexión, a través de una línea de transporte. En la Figura, el generador conectado en Y

suministra la carga a través de una línea de transmisión. El circuito equivalente de dicha línea ha sido simplificado, poniendo únicamente, la resistencia R y la reactancia inductiva L en serie que se representan como parámetros agrupados o concentrados, en lugar de uniformemente repartidos a lo largo de la línea. No existe diferencia, cuando se trata de medidas en los extremos de la línea, entre considerar los parámetros concentrados o uniformemente repartidos, siempre que se desprecie la admitancia en paralelo, puesto que la corriente por la línea es la misma en ambos casos. El generador se representa por una impedancia conectada en serie con la fem, generada en cada fase.

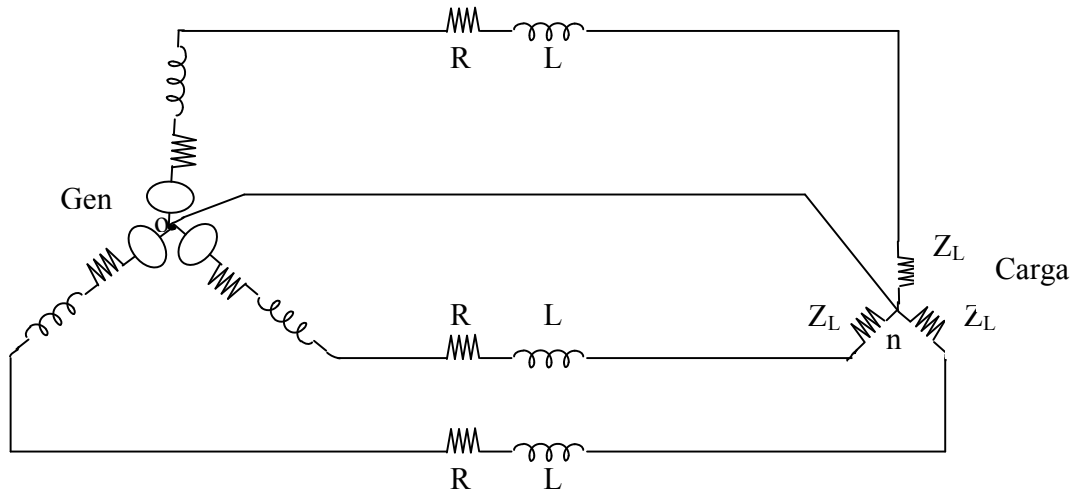


Fig. 3.6 El generador alimenta una carga equilibrada en Y a través de una línea de transmisión

De los cuatro parámetros de una línea de transmisión, se le ha dado mayor atención a la inductancia y la capacitancia. La resistencia es de igual importancia pero requiere menos análisis puesto que no es función de la disposición del conductor. Las ecuaciones de la inductancia para una de las fases de una línea trifásica equilibrada, y las de la capacitancia de línea a neutro pueden aplicarse a la solución de una línea trifásica con un neutro de impedancia cero como se muestra en la Fig. 3.7 con la mitad de la capacitancia a neutro agrupada en cada extremo del circuito equivalente. La conductancia, en paralelo, se desprecia casi siempre cuando se trata de calcular la tensión y la intensidad de una línea de transporte.

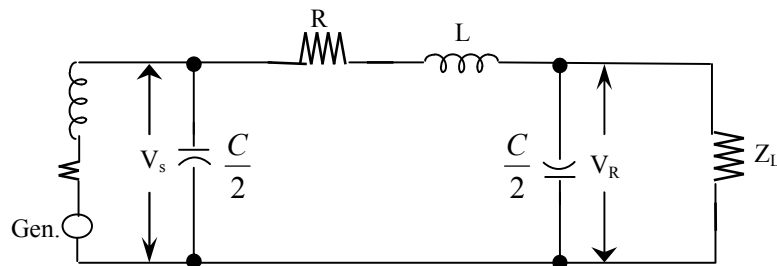


Fig. 3.7 Equivalente monofásico de un generador, carga y línea de transmisión con parámetros concentrados R , L y C .

La clasificación de las líneas de transmisión, según su longitud basada en las aproximaciones admitidas al operar con los parámetros de la línea. La resistencia, inductancia y capacidad están uniformemente repartidas a lo largo de la línea y en el cálculo exacto de líneas largas hay que considerarlo así. En las líneas de longitud media se considera, sin embargo, que la mitad de la capacidad está agrupada en cada extremo de la línea, sin que por ello se cometa un error apreciable al calcular la tensión y la intensidad en las terminales. Por último, en las líneas cortas es tan pequeña la susceptancia capacitiva total, que puede despreciarse.

En lo que se refiere a los cálculos en que interviene la capacidad, se consideran cortas las líneas aéreas, a 60 Hz, de menos de 80 Km. Líneas de longitud media son las comprendidas entre 80y 250 Km, aproximadamente. En el cálculo de las líneas de más de 250 Km, es preciso considerar las constantes distribuidas si se necesita gran precisión, aunque, en ciertos casos, puede aplicarse a líneas de hasta 350 Km.

Para distinguir la impedancia total de la línea de la impedancia por unidad de longitud, se empleará la siguiente notación:

- z : impedancia en serie por unidad de longitud y fase
- y : admitancia en paralelo por unidad de longitud, entre fase y neutro
- l : longitud de la línea
- $Z = zl$: impedancia total en serie, por fase
- $Y = yl$: admitancia total en paralelo, entre fase y neutro

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

El circuito equivalente de una línea corta de transporte está representado en la Fig. 3.8, donde I_S e I_R son, respectivamente, las corrientes en los extremos transmisor y receptor y V_S y V_R las tensiones entre fase y neutro en esos mismos puntos.

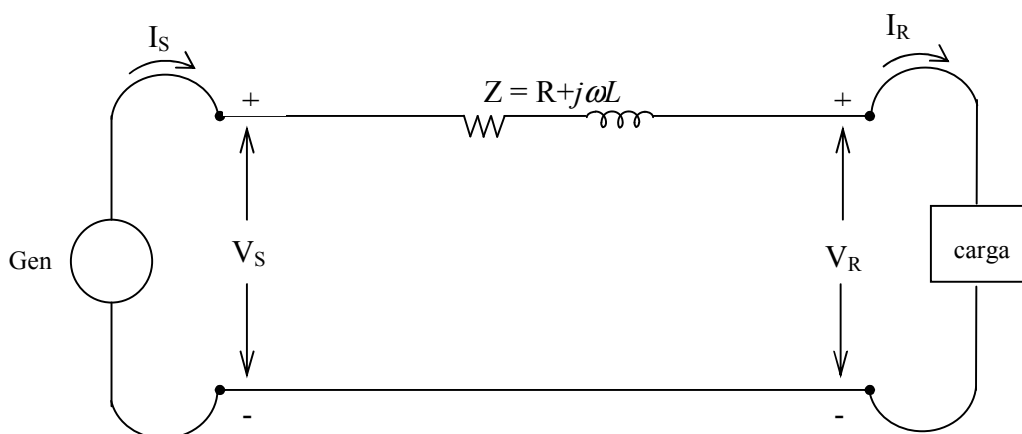


Fig. 3.8 Circuito equivalente de una línea corta de transmisión

El circuito se resuelve como un sencillo circuito serie de corriente alterna. Como no hay ramas en paralelo, la corriente es la misma en ambos extremos de la línea, por lo que

$$I_S = I_R \quad (3.47)$$

La tensión en el extremo distribuidor es

$$V_S = V_R + I_R Z \quad (3.48)$$

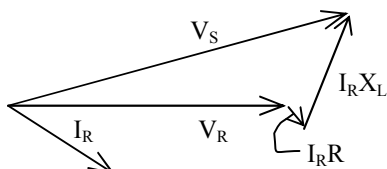
donde Z es $z l$, la impedancia total de la línea.

El efecto de la variación del factor de potencia de la carga sobre el factor de regulación de la tensión de una línea se comprende mejor en las líneas cortas.

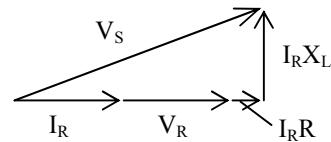
El factor de regulación de la tensión de una línea de transporte es la elevación de tensión en el extremo receptor, expresado en por ciento de la tensión a plena carga, cuando ésta, a un determinado factor de potencia especificado, desaparece manteniendo constante la tensión en el extremo transmisor. La expresión matemática es

$$\text{por ciento de regulación} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (3.49)$$

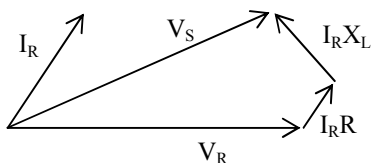
donde $|V_{R,NL}|$ es el valor absoluto de la tensión en el extremo receptor en vacío y $|V_{R,FL}|$ es el valor absoluto de la tensión en el extremo receptor a plena carga. Después de eliminar la carga de una línea de transporte, como la representada en la Fig. 3.7, la carga conectada, la tensión en el lado receptor se representa por V_R , siendo $|V_R| = |V_{R,FL}|$. La tensión en el extremo transmisor es V_S , siendo $|V_S| = |V_{R,NL}|$.



(a) Factor de potencia de la carga = 70% en retardo



(b) Factor de potencia de la carga = 100%



(c) Factor de potencia de la carga = 70% en adelanto

Fig. 3.9 Diagramas vectoriales de una línea corta de transmisión. Todos ellos para los mismos valores de V_R e I_R

Los diagramas vectoriales de la Fig. 3.9 corresponden a iguales amplitudes de tensión y corriente en el extremo receptor, e indican que, para mantener una tensión dada en el extremo receptor, es preciso una corriente mayor en el extremo transmisor cuando la corriente en aquél está retrasada, respecto a la tensión, que cuando está en fase con ella. Para mantener en el extremo receptor la tensión dada, es preciso, cuando la tensión está retrasada, respecto a la corriente en el extremo receptor, una pequeña tensión permanente en el extremo transmisor. El factor de regulación es máximo con los factores de potencia en retardo y mínimo o incluso, negativo con los factores de potencia en adelanto. La reactancia inductiva de una línea de transporte es mayor que la resistencia y el principio de regulación representado en la Fig. 3.9 es cierto, sea cualquiera la carga suministrada a través de un circuito predominante inductivo. Las magnitudes de caída de voltaje $I_R R$, $I_R X_L$ para una línea corta se han exagerado con respecto a V_R en dibujos de los diagramas vectoriales a fin de ilustrar el punto con mayor claridad. La relación entre el factor de potencia y el de regulación, para líneas largas, es análoga a la establecida para las cortas.

LÍNEAS DE LONGITUD MEDIA

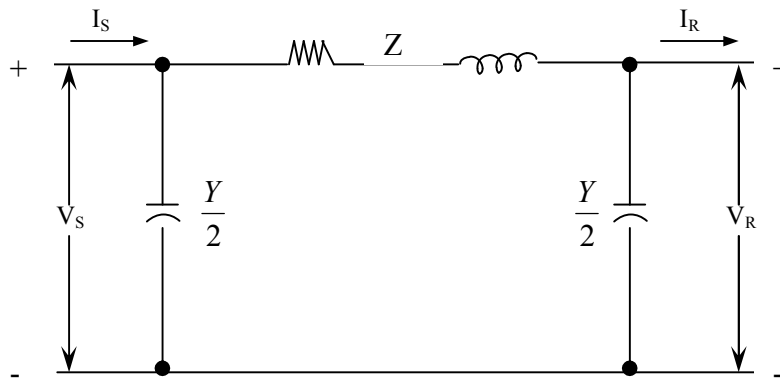


Fig. 3.10 Circuito nominal en π de una línea de transmisión de longitud media

La admitancia, generalmente capacidad pura, se incluye en los cálculos de las líneas de longitud media. Si la admitancia total está dividida en dos partes iguales, colocadas en los dos extremos de la línea el circuito se llama nominal π . Para derivar las ecuaciones nos referimos a la Fig. 3.10. La ecuación V_S , en este caso, puede deducirse, teniendo en cuenta que la corriente es la capacidad del extremo receptor es $V_R \frac{Y}{2}$ y que la del ramal serie es $I_R + V_R \frac{Y}{2}$, con lo que:

$$V_S = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R \quad (3.50)$$

$$V_S = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R \quad (3.51)$$

Para determinar I_S , notemos que la corriente en la capacidad en paralelo del extremo transmisor es $V_S \frac{Y}{2}$, la cual sumada a la del ramal serie da

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (3.52)$$

y sustituyendo en la ecuación (3.52), el valor de V_S , dado por la ecuación (3.51), tenemos

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) I_R \quad (3.53)$$

para el circuito en T pueden deducirse las ecuaciones correspondientes. En el cual toda la admitancia pura se supone concentrada en el punto medio del circuito que representa la línea: y en series divididas igualmente las impedancias entre las dos ramas, como se muestra en la Fig. 3.11. Comparando las ecuaciones (3.51) y (3.53), con las ecuaciones (3.47) y (3.48), vemos el efecto de incluir la admitancia Y en los cálculos. Si la línea es corta, la admitancia total Y es pequeña y, cuando disminuye ésta, las ecuaciones de las líneas de longitud media se aproximan a las de las cortas.

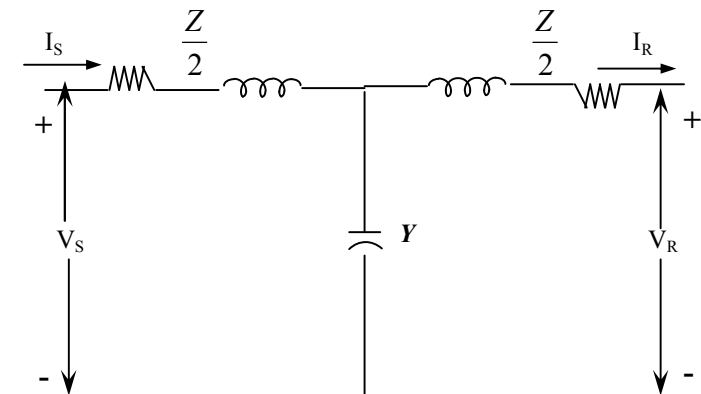


Fig. 3.11 Circuito nominal en T de una línea de transmisión de longitud media

Los circuitos en T y en π no representan la línea real, por lo que en caso de duda sobre la longitud que tenga, lo mejor es emplear el circuito equivalente que represente exactamente la línea. Ambos circuitos, en T y en π , no son equivalentes como puede verse por la aplicación de las ecuaciones de transformación Y- Δ a cada uno de ellos. Los circuitos T y π se aproximan más entre sí y al circuito equivalente de la línea cuando ésta se divide en dos o más secciones, cada una representada por sus circuitos nominales en T o en π .

Las ecuaciones (3.51) y (3.53) pueden expresarse en la forma general

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (3.54)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (3.55)$$

donde

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (3.56)$$

$$B = Z \quad (3.57)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (3.58)$$

Estas constantes ABCD algunas veces se conocen como las constantes generalizadas de circuitos de la línea de transmisión. En general, son números complejos. A y D son adimensionales e iguales entre sí, si la línea es la misma cuando se ve desde cualquier terminal. Las dimensiones de B y C están en ohms y mhos, respectivamente. Las constantes se aplican a circuitos lineales, pasivos y bilaterales de cuatro terminales; tienen dos pares de terminales. En una línea de transmisión las terminales de transmisión son donde la potencia entra a la red y las terminales de recepción donde la potencia abandona la red.

Con las constantes ABCD se puede demostrar que

$$AD - BC = 1 \quad (3.59)$$

Esto se puede verificar fácilmente para valores de A, B, C y D de líneas de longitud media. Estas relaciones son útiles para encontrar V_R , I_R si V_S y I_S son conocidas.

Resolviendo las ecuaciones (3.50) y (3.51) para V_R , I_R tenemos:

$$V_R = \frac{DV_S - BI_S}{AD - BC} \quad (3.60)$$

y

$$I_R = \frac{AI_S - CV_S}{AD - BC} \quad (3.61)$$

De donde aceptando la relación $AD - BC = 1$,

$$V_R = DV_S - BI_S \quad (3.62)$$

$$I_R = -CV_S + AI_S \quad (3.63)$$

Un significado físico se asigna fácilmente a las constantes. Dando un valor de cero a I_R en la ecuación (3.54) vemos que A es la relación V_S/V_R sin carga. De modo parecido, B es la relación V_S/I_R cuando la terminal del receptor está en corto circuito. La constante A es útil

en el cálculo de la regulación. $V_{R,FL}$ la tensión en la terminal receptora a plena carga para una tensión V_S de la terminal de transmisión la ecuación (3.49) se reduce a:

$$\text{Por ciento de regulación} = \frac{|V_S|/|A| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (3.64)$$

TRANSMISIÓN Y RECEPCIÓN EXACTA DEL CIRCUITO EQUIVALENTE

Los esquemas en T y en π no representan exactamente una línea de transmisión porque no tienen en cuenta que los parámetros de la línea están repartidos uniformemente. La diferencia entre los circuitos en T y en π y la línea real aumenta a medida que ésta es más larga. Sin embargo, es posible encontrar el circuito equivalente de una línea larga de transmisión y representarla con precisión, en lo que se refiere a los valores en los extremos de la línea, por medio de una red con los parámetros concentrados. La derivación de un modelo de una terminal de una línea de transmisión se facilita con las ecuaciones

$$v(x) = \frac{[v(0) - z_s i(0)]}{2} e^{\gamma x} + \frac{[v(0) + z_s i(0)]}{2} e^{-\gamma x} \quad (3.65)$$

$$i(x) = \frac{[v(0) - z_s i(0)]}{2z_s} e^{\gamma x} + \frac{[v(0) + z_s i(0)]}{2z_s} e^{-\gamma x} \quad (3.66)$$

donde

$$\gamma = \sqrt{ZY} \quad \text{constante de propagación} \quad (3.67)$$

$$z_s = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad \text{impedancia característica o también llamada impedancia de sobre tensión de la línea} \quad (3.68)$$

que al reestructurar las ecuaciones (3.65) y (3.66) relacionan las condiciones de envío y recepción final. La notación correspondiente a la Fig. 3.12 es:

$v(0)$ v_s , voltaje final enviado
 $v(L)$ v_r , voltaje final recibido
 $i(0)$ i_s , corriente final enviada
 $i(L)$ i_r , corriente final recibida

donde L es la longitud de la línea

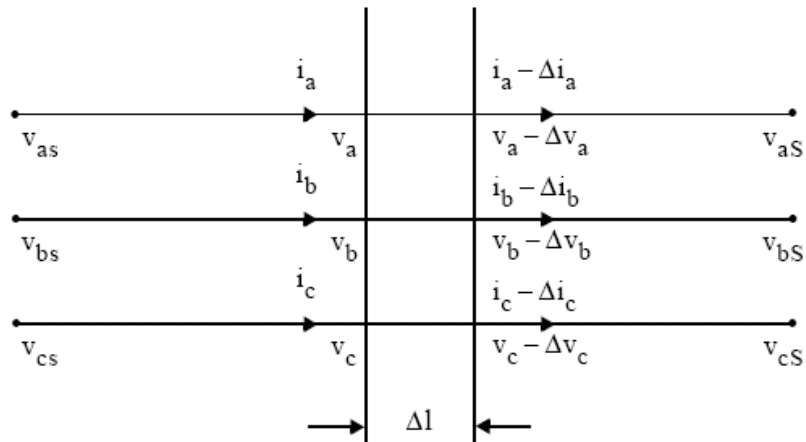


Fig. 3.12 Voltaje y corriente de carga en un segmento de una línea de transmisión elemental

Las ecuaciones (3.65) y (3.66) pueden ser manipuladas de la forma

$$v_r = Av_s + Bi_s \quad (3.69)$$

$$i_r = Cv_s + Di_s \quad (3.70)$$

donde

$$A = \cosh \gamma L \quad (3.71)$$

$$B = -Z_s \sinh \gamma L \quad (3.72)$$

$$C = \frac{-1}{Z_s} \sinh \gamma L \quad (3.73)$$

$$D = \cosh \gamma L \quad (3.74)$$

La matriz es completada de (3.69) y (3.70) quedando como

$$\begin{bmatrix} v_r \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s \\ i_s \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

y, más tarde, asignar el símbolo, M_{rs} a la matriz de coeficientes

$$M_{rs} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

El circuito equivalente requerido puede ser derivado ahora de la reestructuración de (3.69) y (3.70) como sigue:

$$\begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-A}{B} & \frac{1}{B} \\ C - \frac{DA}{B} & \frac{D}{B} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} \quad (3.77)$$

Sustituyendo (3.69) en (3.72) se obtiene

$$\begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_s \tanh \gamma L} & \frac{-1}{Z_s \sinh \gamma L} \\ \frac{-1}{Z_s \sinh \gamma L} & \frac{1}{Z_s \tanh \gamma L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_s \\ v_r \end{bmatrix} \quad (3.78)$$

el cual es la descripción de la matriz de admitancia de la línea de transmisión vista desde sus terminales.

Se propone ahora un nuevo circuito equivalente de la forma en que se muestra en la Fig. 3.13, donde la matriz de admitancia es

$$Y_{ij} = \begin{bmatrix} \left[\frac{1}{Z_{ex}} + \frac{Y_{ex}}{2} \right] & \frac{-1}{Z_{ex}} \\ \frac{-1}{Z_{ex}} & \left[\frac{1}{Z_{ex}} + \frac{Y_{ex}}{2} \right] \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

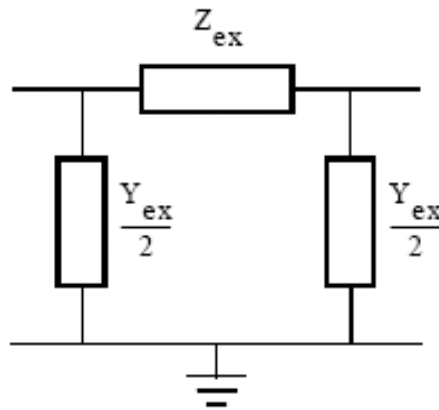


Fig. 3.13 Circuito equivalente π de una línea de transmisión

Con la comparación de (3.79) con (3.78) y alguna manipulación trigonométrica se obtiene

$$Z_{ex} = z_s \sinh \gamma L \quad (3.80)$$

$$Y_{ex} = \frac{2}{z_s} \tanh \gamma L \quad (3.81)$$

El modelo del circuito equivalente de la línea de transmisión (Fig. 3.14) puede ser derivada desde la base de la impedancia serie por kilómetro y la admitancia shunt para dar una representación exacta de una línea de cualquier longitud a una única frecuencia diseñada.

Como γ es fuertemente dependiente de la frecuencia y z_s puede variar con la frecuencia, este circuito equivalente es exacto sólo a la frecuencia para la cual fue derivada.

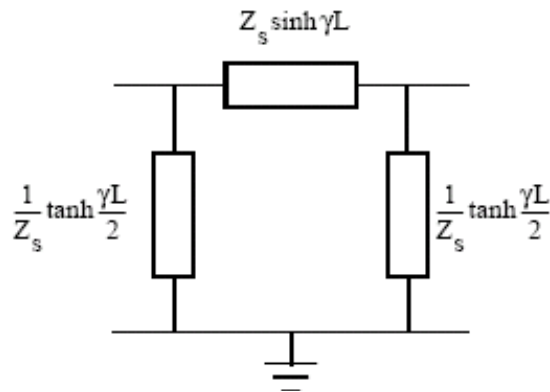


Fig. 3.14 Circuito equivalente exacto de una línea de transmisión de longitud L a una frecuencia dada

Nótese de las ecuaciones (3.67) y (3.68) que,

$$Z = \gamma z_s \quad (3.82)$$

$$Y = \frac{\gamma}{z_s} \quad (3.83)$$

El cual puede ser sustituido en (3.78) y (3.79) para obtener

$$Z_{ex} = ZL \frac{\sinh \gamma L}{\gamma L} \quad (3.84)$$

$$Y_{ex} = YL \frac{\tanh \frac{\gamma L}{2}}{\frac{\gamma L}{2}} \quad (3.85)$$

Estos resultados muestran que la línea en serie Z_{ex} del circuito equivalente exacto es igual a la impedancia serie total, ZL , de la línea, multiplicada por un factor de corrección de $\left(\frac{\sinh \gamma L}{\gamma L}\right)$. De manera similar, la admitancia shunt total Y_{ex} del circuito equivalente es

igual a la admitancia shunt total, YL , de la línea, multiplicada por un factor de corrección de $\left(\frac{\tanh\left(\frac{\gamma L}{2}\right)}{\frac{\gamma L}{2}} \right)$. Los valores de los factores de corrección son muy cercanos a la unidad mientras la longitud de la línea sea menor a la décima parte de la longitud de onda de la línea.

Finalmente, para referencia, la comparación de (3.77) y (3.75) muestra que

$$Z_{ex} = -B \quad (3.86)$$

$$\frac{Y_{ex}}{Z} = \frac{1-A}{B} \quad (3.87)$$

3.3.5 Flujo de potencia en la línea de transmisión

Aunque el flujo de potencia en cualquier punto a lo largo de una línea de transmisión siempre puede encontrarse si se conocen o se pueden calcular la tensión, la corriente y el factor de potencia se pueden derivar ecuaciones para la potencia en términos de las constantes ABCD [7]. Las ecuaciones se aplican a cualquier red de dos pares de terminales. Repitiendo la ecuación (3.138) y resolviendo para la corriente del terminal receptor, I_R obtenemos

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (3.88)$$

$$I_R = \frac{V_S - AV_R}{B} \quad (3.89)$$

tomando

$$A = |A| \angle \alpha \quad (3.90)$$

$$B = |B| \angle \beta \quad (3.91)$$

$$V_R = |V_R| \angle 0^\circ \quad (3.92)$$

$$V_S = |V_S| \angle \delta \quad (3.93)$$

obtenemos

$$I_R = \frac{|V_S|}{|B|} \angle(\alpha - \beta) - \frac{|A| \cdot |V_R|}{|B|} \angle(\alpha - \beta) \quad (3.94)$$

Luego la potencia compleja $V_R I_R^*$ en el terminal receptor es

$$P_R + jQ_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \angle(\beta - \alpha) - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \angle(\beta - \alpha) \quad (3.95)$$

y la potencia real y reactiva en el terminal receptor son:

$$P_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \cos(\beta - \alpha) - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha) \quad (3.96)$$

$$Q_R = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \sin(\beta - \alpha) - \frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|} \sin(\beta - \alpha) \quad (3.97)$$

Observando que la expresión para la potencia compleja $P_R + jQ_R$ es, según la ecuación (3.95), la resultante de combinar dos vectores expresados en forma polar, se pueden dibujar estos vectores en el plano complejo cuyas coordenadas horizontal y vertical están dadas en unidades de potencia (Volts y Vars). La Fig. 3.15 muestra las dos cantidades complejas y su diferencia como lo expresa la ecuación (3.95). La Fig. 3.16 muestra los mismos vectores con el origen de los ejes coordenados desplazado. Este dibujo es un diagrama de potencia con la resultante cuya magnitud es $|P_R + jQ_R|$ o $|V_R||I_R|$, formando un ángulo θ_R con el eje horizontal.

Como es de esperarse, las componentes real e imaginaria de $|P_R + jQ_R|$ son

$$P_R = |V_R| |I_R| \cos \theta_R \quad (3.98)$$

y

$$Q_R = |V_R| |I_R| \sen \theta_R \quad (3.99)$$

donde θ_R es el ángulo de fase por el cual V_R adelanta a I_R .

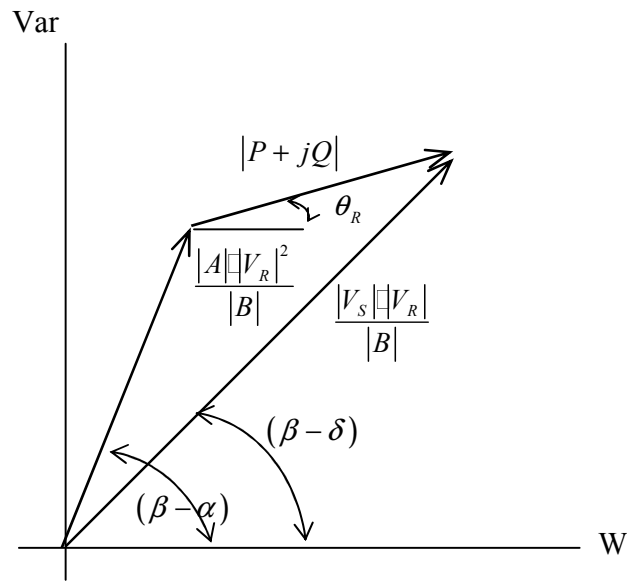


Fig. 3.15 Vectores de la ecuación (3.95) dibujados en el plano complejo con magnitudes y ángulos

El signo de Q concuerda con el convenio que asigna valores positivos a Q cuando la corriente está retrasada respecto a la tensión.

A continuación se determinan algunos puntos del diagrama de potencias de la Fig. 3.16, correspondientes a varias cargas para valores fijos de $|V_S|$ y $|V_R|$. En primer lugar, el punto n no depende de la corriente I_R y que no cambiará en tanto $|V_R|$ permanezca constante. Además, la distancia entre los puntos n y k es constante para valores fijos de $|V_S|$ y $|V_R|$. Por tanto, como al cambiar la carga varía la distancia de 0 a k , este último punto, al tener que mantenerse a distancia constante del punto fijo n , tiene que moverse sobre una circunferencia cuyo centro es n . Por esto, todos los puntos representativos de cargas de una red con valores fijos de $|V_S|$ y $|V_R|$ están sobre una circunferencia determinada por los valores de las tensiones dadas. Si un nuevo valor de $|V_S|$ se mantiene constante con el mismo valor de $|V_R|$, el punto n queda invariable, pero se obtiene una nueva circunferencia de radio nk .

El punto n puede situarse tomando $\frac{|A| \cdot |V_R|^2}{|B|}$ desde el origen formando, en el tercer cuadrante, un ángulo $\beta - \alpha$ con el eje horizontal. Se obtiene mayor precisión situando el punto n mediante el cálculo de sus coordenadas rectangulares. El examen de la Fig. 3.16 nos da para el diagrama en el extremo receptor:

$$\text{Radio del círculo del extremo receptor} = \frac{|V_S| \cdot |V_R|}{|B|} \quad VA \quad (3.100)$$

Coordenadas del centro del círculo del extremo receptor

$$\text{Horizontal} = -\frac{|A|}{|B|} |V_R|^2 \cos(\beta - \alpha) \quad W \quad (3.101)$$

$$\text{Vertical} = -\frac{|A|}{|B|} |V_R|^2 \sin(\beta - \alpha) \quad \text{Var} \quad (3.102)$$

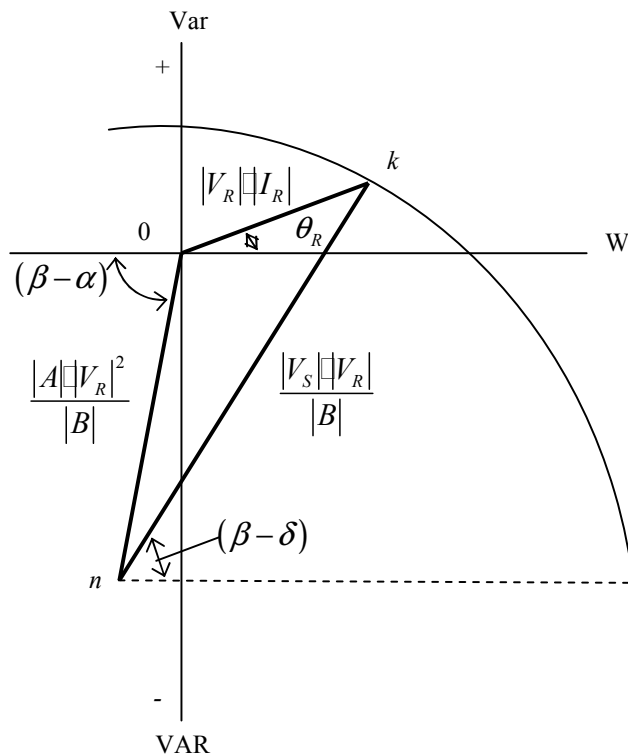


Fig. 3.16 Diagrama de potencia obtenido por el desplazamiento del origen de los ejes coordenados de la Fig. 3.15

Como las ecuaciones (3.96) y los diagramas de potencias se han desarrollado a partir de las constantes de una red de dos pares de terminales, las tensiones están en Volts, respecto al neutro, por fase y las coordenadas en Volts y Vars, por fase, si el circuito representado por la red es un circuito trifásico. Si sustituimos las tensiones entre líneas y neutro por las de línea, cada longitud de diagrama se multiplica por 3, puesto que el producto de dos tensiones es el que define cada longitud y la tensión de línea de un circuito trifásico equilibrado es $\sqrt{3}$ veces la tensión entre línea y neutro. Así, cuando se utilizan las tensiones de línea en las ecs. (3.96), los Volts y Vars del diagrama son valores trifásicos totales. En los sistemas de potencia, las tensiones de línea se especifican en kilo volts y los valores de potencia se miden en kilo Volts, kilo Vars y kilo Volt-amperes trifásicos totales o en mega Volts, mega Vars y mega Volt-amperes. Las coordenadas dadas por la ecuación (3.102) son mega Volts y mega Vars para las tres fases totales si los términos de tensión son kilo Volts de línea a línea. Esto también se aplica a las ecs. (3.95) a (3.97).

Si se mantiene constante la tensión en el extremo receptor y se trazan los diagramas de este extremo, para diversos valores de la tensión en el extremo distribuidor, las circunferencias obtenidas son concéntricas, puesto que la situación del centro de las circunferencias correspondientes al extremo receptor es independiente de la tensión en el extremo distribuidor.

Si no varía la tensión en el extremo distribuidor, las circunferencias del extremo receptor, para diferentes tensiones en dicho extremo, no son concéntricas, por que las ecuaciones (3.102) indican que los centros de las circunferencias están en un punto distinto para cada valor de $|V_R|$ pero todos ellos sobre una recta que pasa por el origen. Los radios de las circunferencias varían también con $|V_R|$.

CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN FINITA

Para una línea de transmisión corta es bastante satisfactorio el uso de las aproximaciones

$$Z_{ex} \approx Z_{series} L \quad (ohms) \quad (3.103)$$

$$Y_{ex} \approx \frac{L}{Z_{shunt}} \quad (micromhos) \quad (3.104)$$

Donde Z_{series} y Z_{shunt} son los elementos de la diagonal de las matrices serie e impedancia shunt y L es la longitud de la línea [6].

Para las líneas que exceden los 120 km. de longitud, la multiplicación simple de las propiedades inherentes de la línea por kilómetro por la longitud de la línea es inadecuada y las correcciones de la longitud de la línea exacta descritas en una sección anterior (*Transmisión y recepción exacta del circuito equivalente*) deberán usarse.

VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA EN LÍNEAS LARGAS

Frecuencia dependiente del circuito equivalente de una línea de transmisión

El circuito equivalente de una línea de transmisión mostrado en la Fig. 3.13 y en la Fig. 3.14 se dice que es exacto ya que la solución de la corriente y el voltaje en sus terminales corresponde exactamente a la solución de las ecuaciones parciales de la línea para una frecuencia dada. El circuito equivalente es exacto sólo en una frecuencia única, sin embargo, y aproximando sólo la solución de las ecuaciones diferenciales como la frecuencia desviada del valor nominal [6].

El rango de frecuencia de interés en la mayoría de los estudios del diseño del sistema está entre 55 y 75 Hz. La frecuencia del sistema puede fallar y bajar a 55 Hz en situaciones de emergencia donde una sección del sistema es separada del resto y tiene una deficiencia de

generación. Las frecuencias altas como de 75 Hz pueden ocurrir en la principal transmisión de los sistemas hidroeléctricos remotos cuando estos están desconectados de su carga por la apertura de las líneas largas interconectadas en sus terminales de la recepción.

Se asume que la resistencia inherente de la línea por kilómetro, la inductancia y la capacitancia shunt son constantes por sobre el rango de frecuencia, aunque estos parámetros no son constantes sobre los rangos de frecuencia amplios debido a la variación en la profundidad de penetración de corrientes a tierra y debido al efecto superficial del conductor. El asumir que los parámetros inherentes de la línea son constantes permite la secuencia por kilómetro de impedancias y que las admitancias sean usadas y escritas como

$$Z(j\omega) = R_s + j\omega L_s \quad (3.105)$$

$$Y(j\omega) = j\omega C_s \quad (3.106)$$

donde R_s , L_s y C_s son valores inherentes en kilómetro secuencia positiva, negativa o cero de los parámetros de la línea.

Una línea de transmisión corta cuyos parámetros exacto y aproximado del circuito equivalente son muy parecidos puede ser modelado de manera satisfactoria por el circuito equivalente que se muestra en la Fig. 3.17. Una línea de transmisión larga no puede ser representada por un circuito equivalente de la forma en que se muestra en la Fig. 3.17 porque el comportamiento de Z_{ex} y Y_{ex} de una línea larga no corresponden a los valores constantes de R_s , L_s y C_s incluso para la banda de frecuencia reducida que se está considerando aquí.

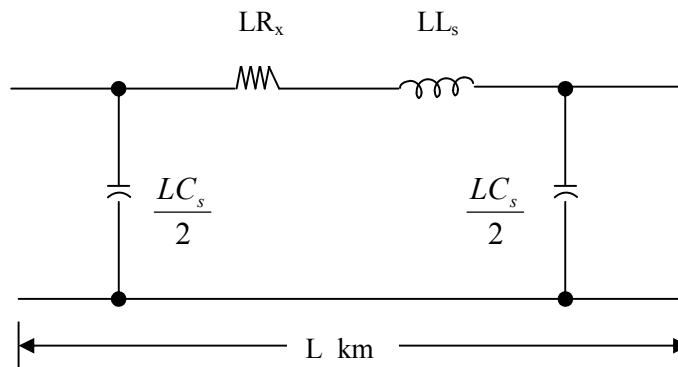


Fig. 3.17 *Circuito equivalente de una línea de transmisión corta bajo una banda de frecuencia reducida respecto a una relación de frecuencia*

Los parámetros exactos, Z_{ex} y Y_{ex} , del circuito equivalente mostrado en la Fig. 3.13 y en la Fig. 3.14 pueden ser escritos como

$$Z_{ex} = R_{ex} + j\omega L_{ex} \quad (3.107)$$

$$Y_{ex} = j\omega C_{ex} \quad (3.108)$$

Los parámetros R_{ex} , L_{ex} y C_{ex} no son constantes, varían de manera significativa puesto que la frecuencia es variada por encima del rango de interés, con la variación se vuelven más fuertes conforme aumenta la longitud de la línea.

3.4 Modelado de Transformadores de Potencia

Cuando se representa un transformador por un circuito equivalente no hay transformación de tensión correspondiente a la transformación de tensión entre los lados de alta y baja tensión del transformador real. La corriente en ambos extremos del circuito equivalente es idéntica si se desprecia la corriente magnetizante. En un transformador real, la corriente en los arrollamientos de alta y baja tensión sería idéntica únicamente para igual número de vueltas en el primario y en el secundario, despreciando la corriente magnetizante. En un circuito en el que los transformadores están representados por sus circuitos equivalentes, las impedancias adecuadas son las del circuito real, referido al lado del transformador para el que se construye el circuito equivalente.

La teoría de los transformadores demuestra que la impedancia del secundario de un transformador puede referirse a la del primario, multiplicando dicha impedancia por el cuadrado del cociente de las vueltas del arrollamiento primario y del secundario.

Para transferir el valor óhmico de la impedancia desde el nivel de voltaje sobre un lado del transformador trifásico hasta el nivel de voltaje en el otro lado, el factor de multiplicación es el cuadrado de la relación de los voltajes línea a línea sin que importe si la conexión del transformador es Y-Y o Δ -Y [7].

3.4.1 Impedancia por unidad de transformadores de tres devanados

Los arrollamientos primario y secundario de un transformador de dos devanados tienen los mismos kVA nominales, pero los tres arrollamientos de un transformador de tres devanados pueden tener distintos kVA nominales. La impedancia de cada arrollamiento de un transformador de tres devanados puede venir dada en por ciento o por unidad sobre base del valor de régimen de su propio arrollamiento, o pueden realizarse ensayos para determinar las impedancias. En cualquier caso, todas las impedancias por unidad en el diagrama de impedancias deben expresarse respecto a los mismos kVA base.

Pueden medirse tres impedancias por el ensayo normal de cortocircuito, como sigue:

Z_{ps} : Impedancia de dispersión, medida en el primario con el secundario en cortocircuito, y el terciario abierto.

Z_{pt} : Impedancia de dispersión, medida en el primario con el terciario en cortocircuito y el secundario abierto.

Z_{st} : Impedancia de dispersión, medida en el secundario con el terciario en cortocircuito y el primario abierto.

Si las tres impedancias, medidas en ohms, se refieren a la tensión de uno de los devanados, las impedancias de cada devanado por separado, referidas al mismo devanado, están relacionadas con las medidas en la forma siguiente:

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s$$

$$Z_{pt} = Z_p + Z_t \quad (3.109)$$

$$Z_{st} = Z_s + Z_t$$

en las que Z_p , Z_s y Z_t son las impedancias de los devanados primario, secundario y terciario, referidas al circuito primario si Z_{ps} , Z_{pt} y Z_{st} son las impedancias medidas referidas al circuito primario. Resolviendo las ecuaciones (3.109), se obtiene

$$Z_p = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (3.110)$$

$$Z_s = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \quad (3.111)$$

$$Z_t = \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (3.112)$$

Las impedancias de los tres arrollamientos (Fig. 3.18) están conectadas en estrella para representar el circuito equivalente monofásico del transformador de tres devanados, despreciando la corriente magnetizante.

El punto común es ficticio y no tiene relación con el neutro del sistema. Los puntos p , s y t están conectados a las partes del diagrama de impedancias que representan las partes del sistema unidas a los devanados primario, secundario y terciario del transformador. Como los valores en ohms de las impedancias deben estar referidos a la misma tensión, la conversión a impedancias por unidad requiere los mismos kVA base para los tres circuitos y tensiones base, en los tres circuitos, que estén en la misma relación que las tensiones de línea a línea nominales de los tres circuitos del transformador.

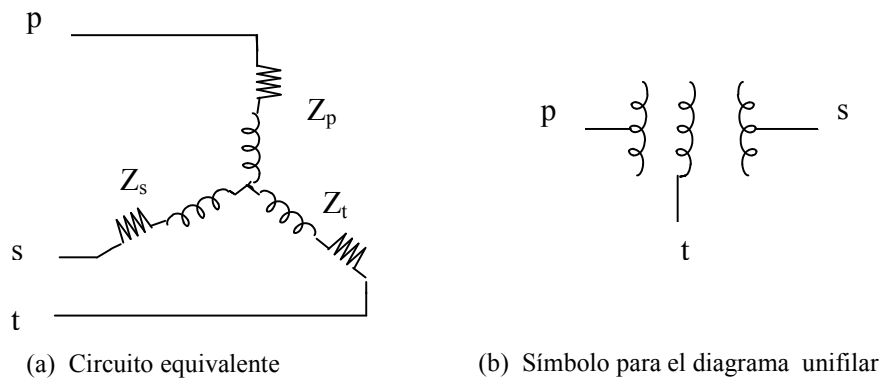


Fig. 3.18 *Circuito equivalente de un transformador de tres devanados y símbolo correspondiente que debe utilizarse en el diagrama unifilar. Los puntos p, s y t unen el circuito del transformador a los circuitos equivalentes apropiados que representan las partes del sistema conectados a los arrollamientos primario, secundario y terciario.*

CONTROL POR MEDIO DE TRANSFORMADORES

Los transformadores suministran un medio adicional de controlar el flujo de la potencia real y reactiva. Un concepto del transformador en un sistema de potencia es el de cambiar de un nivel de voltaje a otro, sin embargo, hay transformadores que suministran un pequeño ajuste en la magnitud del voltaje, generalmente en el intervalo de $\pm 10\%$, y otros en los cuales el desplazamiento del ángulo de fase de los voltajes de línea son componentes importantes de un sistema de potencia. Algunos transformadores regulan la magnitud y el ángulo de fase.

Casi todos los transformadores suministran derivaciones sobre los devanados a fin de ajustar la relación de transformación cambiando las tomas cuando el transformador está desenergizado. Un cambio en una toma puede hacerse mientras el transformador está energizado; a este transformador se le llama transformador cambiador de toma con carga (LTC) o transformador cambiador de toma sobre carga (TCUL). El cambio de toma es automático y operado por motores que responden a relevos colocados para mantener el voltaje a un nivel preestablecido. Hay circuitos especiales que permiten el cambio sin interrumpir la corriente.

Un tipo de transformador diseñado para pequeños ajustes de voltaje en vez de cambios de los niveles de voltaje, es el que se conoce como transformador regulante. La Fig. 3.19 muestra un transformador regulante para controlar la magnitud del voltaje; la Fig. 3.20 muestra un transformador regulante para el control de fase. El diagrama vectorial de la Fig. 3.21 ayuda a explicar el desplazamiento en el ángulo de fase. Cuando uno de los devanados sobre los cuales se hace la derivación están sobre el mismo núcleo magnético, así como la fase del devanado cuyo voltaje está a 90° fuera de fase con el voltaje desde el neutro al punto conectado al centro del devanado con derivaciones. Por ejemplo, el voltaje a neutro

V_{an} se incrementa mediante una componente ΔV_{an} que está en fase a 180° fuera de fase con V_{bc} . La Fig. 3.21 muestra cómo los tres voltajes de línea están desplazados en fase con muy poco cambio en magnitud.

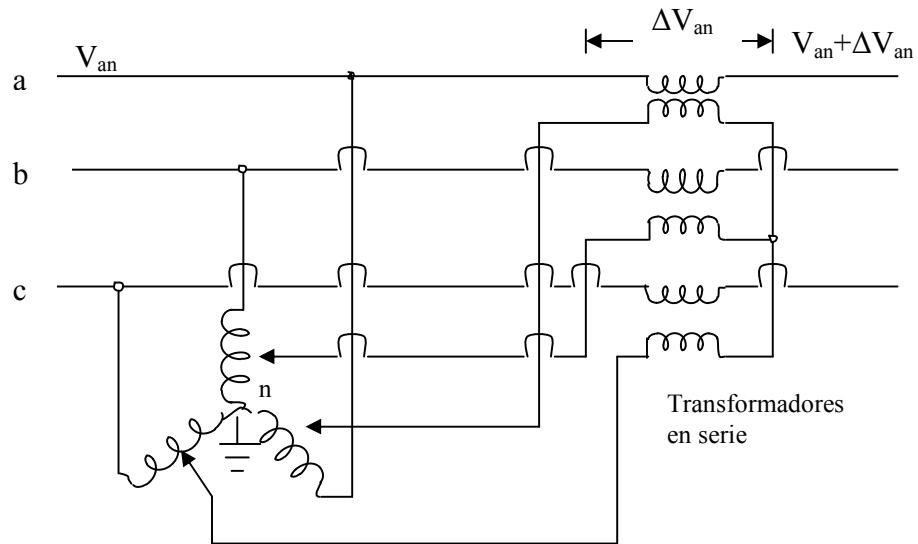


Fig. 3.19 Transformador regulante para el control de la magnitud del voltaje

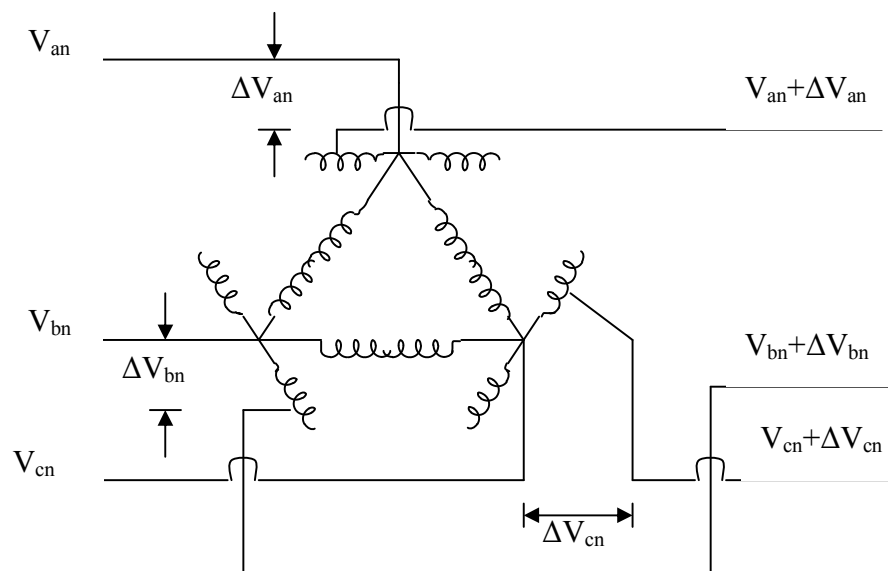


Fig. 3.20 Transformador regulante para control del ángulo de fase. Los devanados dibujados paralelos entre sí están enrollados sobre el mismo núcleo magnético

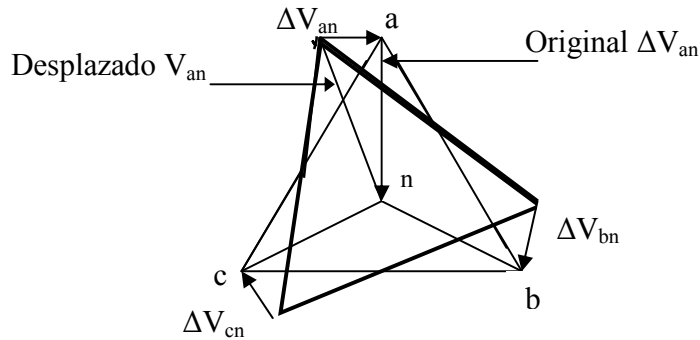


Fig. 3.21 Diagrama vectorial para el transformador regulante que se muestra en la Fig. 3.20

El procedimiento para determinar Y_{barra} y Z_{barra} por unidad para un circuito que contiene un transformador regulante es el mismo que el de cualquier transformador cuya relación de espiras es diferente a la relación utilizada para seleccionar la relación de los voltajes base por los dos lados del transformador. Un transformador como el descrito se dice que tiene una relación de espiras no nominal.

Si tenemos dos barras conectadas por un transformador, y si la relación de voltajes de línea a línea del transformador es la misma que la relación de voltajes base de las dos barras, el circuito equivalente (ignorando la corriente de magnetización) es simplemente la impedancia del transformador por unidad en la base elegida, conectada entre las barras. La Fig. 3.22a es un diagrama unifilar de transformadores en paralelo. Suponiendo que una de ellas tiene la relación de voltaje $1/n$, la cual es también la relación de voltajes base en los dos lados del transformador, y que la relación de voltajes del otro es $1/n'$, el circuito equivalente sería el de la Fig. 3.22b.

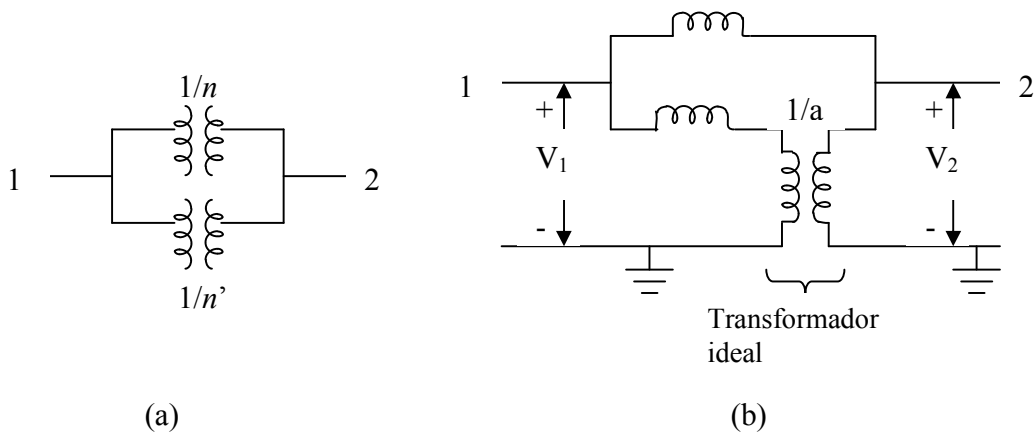


Fig. 3.22 Transformadores con diferente relación de espiras conectados en paralelo.
 (a) Diagrama unifilar;
 (b) Diagrama de reactancia por unidad. La relación de espiras $1/a$ es igual a n/n'

Si se tiene un transformador regulante (en vez de un LTC, que cambia el nivel de voltaje en la medida en que cambia la derivación). La Fig. 3.22b puede interpretarse como dos líneas de potencia en paralelo con un transformador regulante en una línea.

Evidentemente, el problema es encontrar las admitancias de los nodos de la Fig. 3.23, que es una representación más detallada del LTC, el cual tiene una relación de espiras de $1/n'$ o del transformador regulante con la relación de transformación $1/a$. La admitancia Y en la figura es el equivalente de la impedancia por unidad del transformador, pues la admitancia Y se muestra en el lado del transformador ideal cercano al nodo 1; el lado de cambio de toma (o el lado correspondiente n') está cercano al nodo 2. Esta designación es importante en el uso de las ecuaciones que van a derivarse. Si se considera un transformador con una relación de espiras a es n'/n la razón. Si es un transformador regulante, a puede ser real o imaginario, tal como 1.02 para un 2% de refuerzo en magnitud ó $e^{j\pi/60}$ para 3° de corrimiento en fase.

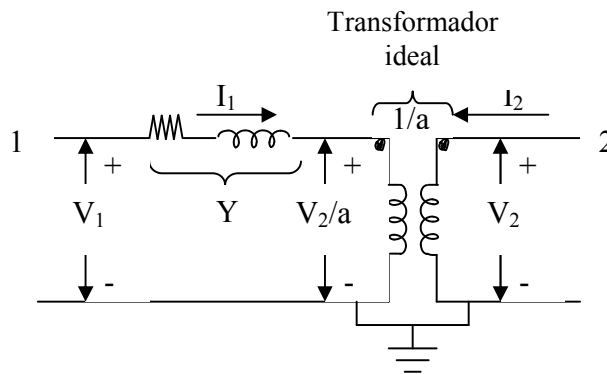


Fig. 3.23 Diagrama detallado de reactancia por unidad del transformador de la Fig. 3.22b, cuya relación de espiras es $1/a$

La Fig. 3.23 ha sido rotulada para mostrar las corrientes I_1 e I_2 entrando a los dos nodos, y los voltajes son V_1 y V_2 referidos al nodo de referencia. La expresión compleja para la potencia en el transformador ideal en dirección del nodo 1 es

$$S_1 = \frac{V_2}{a} I_1^* \quad (3.113)$$

y en el transformador desde el nodo 2

$$S_2 = V_2 I_2^* \quad (3.114)$$

Puesto que se supone un transformador ideal sin pérdidas, la potencia en el transformador ideal desde el nodo 1 debe ser igual a la potencia de salida del transformador desde el nodo 2, y así

$$\frac{V_2}{a} I_1^* = -V_2 I_2^* \quad (3.115)$$

y

$$I_1 = -a^* I_2 \quad (3.116)$$

La corriente I_1 puede expresarse por

$$I_1 = \left(V_1 - \frac{V_2}{a} \right) Y \quad (3.117)$$

ó

$$I_1 = V_1 Y - V_2 \frac{Y}{a} \quad (3.118)$$

Sustituyendo $-a^* I_2$ por I_1 y resolviendo para I_2 encontramos

$$I_2 = -V_1 \frac{Y}{a^*} + V_2 \frac{Y}{aa^*} \quad (3.119)$$

comparando las ecuaciones (3.114) y (3.115) tenemos, ya que $aa^* = |a|^2$, las admitancias de nodos

$$Y_{11} = Y \quad (3.120)$$

$$Y_{22} = \frac{Y}{|a|^2} \quad (3.121)$$

$$Y_{12} = -\frac{Y}{a} \quad (3.122)$$

$$Y_{21} = -\frac{Y}{a^*} \quad (3.123)$$

El equivalente π correspondiente a estos valores de admitancias de nodo puede encontrarse solamente si a es real, de modo que $Y_{21} = Y_{12}$. Si los transformadores cambian su magnitud pero no la fase, el circuito es el de la Fig. 3.24. Este circuito no puede realizarse si Y tiene una componente real, lo que requería una resistencia negativa en el circuito. El factor importante, sin embargo, es el que podemos tener en cuenta para magnitud desplazamiento de fase, y transformadores con relación de espiras no nominales en los cálculos para obtener Y_{barra} y Z_{barra} .

Cuando dos transformadores están en paralelo se puede variar la distribución de potencia reactiva entre los transformadores ajustando las relaciones de magnitud de voltaje. Cuando

dos transformadores en paralelo, de igual número de kVA, no comparten los kVA por igual porque sus impedancias difieren, los kVA pueden prácticamente igualarse ajustando la magnitud del voltaje a través de un cambio de derivación.

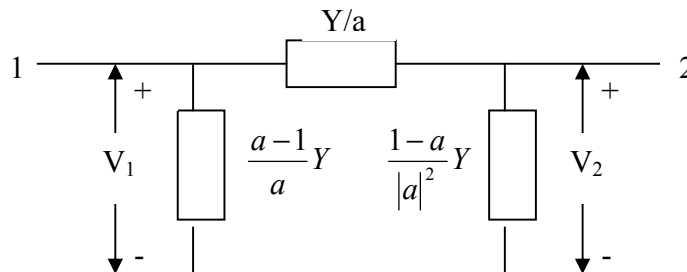


Fig. 3.24 Circuito con las admitancias de nodo de las ecuaciones (3.116) cuando a es real

Si una línea de transmisión determinada lleva una potencia reactiva o muy pequeña o muy grande, un transformador regulante para ajustar la magnitud del voltaje puede colocarse en un extremo de la línea a fin de hacer que la línea transmita una potencia reactiva grande o pequeña.

El generador sincrónico entrega una cantidad creciente de potencia reactiva al sistema al que está conectado a medida que el estímulo se aumenta. Cuando este estímulo se reduce, proporciona menos potencia reactiva y cuando está sobre estimulado saca potencia reactiva del sistema.

En la aplicación de condensadores a la carga, la potencia reactiva proporcionada por los condensadores producen un aumento en el voltaje de la carga. Ya que al incrementar el estímulo del generador sincrónico se provoca la entrada, de potencia reactiva al sistema, el efecto es igual a agregar condensadores y producir un aumento en el voltaje en la barra del generador a menos que el sistema sea muy grande.

3.5 Modelado de elementos en derivación

3.5.1 Capacitores en derivación

Proporcionan potencia reactiva y elevan el voltaje local [5]. Son usados en todo el sistema y los hay de diferentes tamaños.

Las principales ventajas de los capacitores en derivación son su bajo costo y su flexibilidad en su instalación y operación. Su principal desventaja es que su salida de potencia reactiva es proporcional al cuadrado del voltaje.

Los capacitores en derivación son usados extensamente en los sistemas de distribución para la corrección del factor de potencia y controlar el alimentador de voltaje.

El objetivo de la corrección del factor de potencia es el de proporcionar potencia reactiva cerca del punto donde va a ser consumida en lugar de ser proporcionada desde una fuente remota. La mayoría de las cargas absorben potencia reactiva; esto es, tienen factores de potencia atrasados.

3.5.2 Reactores en derivación

Se utilizan para compensar los efectos de capacitancia de la línea, particularmente para limitar la elevación del voltaje en un circuito abierto o en carga de luz. Se utiliza generalmente en líneas superiores a 200 Km de longitud [5].

Un reactor en derivación de suficiente tamaño debe estar conectado de forma permanente a la línea para limitar la frecuencia fundamental de los sobrevoltajes temporales a aproximadamente 1.5 p. u. para una duración menor a 1 segundo. Tales reactores conectados a la línea también sirven para limitar los sobrevoltajes en la energización (switchero transitorio).

Para líneas cortas usadas en sistemas fuertes, no se requiere que los reactores estén conectados de manera permanente. En algunos casos, todos los reactores usados pueden estar switcheados, conectados ya sea al devanado terciario del transformador. En algunas aplicaciones, los reactores con derivador facilitan el control del voltaje al permitir la variación en el valor del reactor.

Los reactores en derivación se construyen de manera similar al transformador, pero tienen un único devanado (por fase) en un núcleo de acero con entrehierro y sumergidos en aceite. Su construcción puede ser monofásico o trifásico.

3.5.3 Condensadores síncronos

Un condensador síncrono es una máquina síncrona funcionando sin un primotor o una carga mecánica [5]. Para controlar el campo de excitación, esto se puede hacer ya sea absorbiendo o generando potencia reactiva. Se puede utilizar un regulador de voltaje, para ajustar automáticamente la salida de potencia reactiva y así mantener constante el voltaje terminal.

Se encuentran dentro de la categoría de compensadores activos en derivación. Los condensadores síncronos sirven como excelentes dispositivos para controlar el voltaje y la potencia reactiva.

Los compensadores síncronos tienen diversas ventajas sobre los compensadores estáticos, ya que contribuyen a la capacidad de corto circuito del sistema. Su producción de potencia reactiva no es afectada por el voltaje del sistema. Durante las oscilaciones de potencia (oscilaciones electromagnéticas) hay un intercambio de energía cinética entre un condensador síncrono y el sistema de potencia. Durante oscilaciones de potencia un condensador síncrono puede proporcionar una gran cantidad de potencia reactiva.

3.6 Modelado de elementos serie

3.6.1 Capacitores serie

Son conectados en serie con los conductores para compensar la reactancia inductiva de la línea. Esto reduce la reactancia de transferencia entre los buses en los cuales están conectadas las líneas, incrementa la potencia máxima a la cual puede ser transmitida, y reduce la pérdida de potencia reactiva efectiva. A pesar de que los capacitores serie no son usualmente instalados para el control del voltaje, pueden contribuir a mejorar el control de voltaje y el balance de la potencia reactiva. La potencia reactiva producida por los capacitores serie aumenta con el incremento de la transferencia de potencia [3] y [5].

Su filosofía es la disminución de la distancia eléctrica en un sistema de transmisión para evitar la pérdida de sincronismo. La presencia de fallas en sistemas poco mallados, representa un desbalance de potencia grande; cuando se libera la falla, el cambio de topología presenta un nuevo disturbio que puede llevar el sistema a condiciones de operación inestable; el control reduce la distancia eléctrica y con ello la magnitud de la perturbación que se refleja en las desviaciones angulares de los generadores, aumentando la posibilidad de recobrar la condición estable.

La distancia eléctrica se altera incorporando a la línea de transmisión capacitores serie durante un corto tiempo, su ventaja es que el dimensionamiento de los capacitores se hace para su operación temporal reduciendo así el costo de inversión.

El efecto de incorporar un capacitor serie en la línea de transmisión es la cancelación de una parte de la reactancia inductiva de la línea, pero el efecto capacitivo parece inalterado; de esta forma el efecto que se observa en estado estable es el de la operación de una línea más corta con un efecto capacitivo mayor.

3.7 Métodos de control de voltaje

El control del nivel de voltaje se logra controlando la producción, absorción y flujo de la potencia reactiva en todo el sistema de potencia [5]. Las unidades de generación proporcionan el principio básico del control de voltaje; los reguladores automáticos de voltaje controlan la excitación del campo para mantener un nivel de voltaje fijo en las terminales de los generadores. Normalmente se exigen medios adicionales para controlar el voltaje a lo largo del sistema. Los dispositivos utilizados se pueden clasificar de la forma siguiente:

1. Fuentes de potencia reactiva; tales como capacitores en derivación, reactores en derivación, condensadores síncronos y compensadores estáticos de Var's.
2. Compensadores de reactancia de línea, tales como capacitores serie.
3. Transformadores de regulación, tales como transformadores con derivación y elevadores.

Los capacitores en derivación, reactores en derivación y capacitores serie proporcionan compensación pasiva, y están conectados ya sea de forma permanente al sistema de transmisión y de distribución o con interruptor. Contribuyen al control de voltaje modificando las características del área.

Los condensadores síncronos y CEV's proporcionan compensación activa; la potencia reactiva absorbida o proporcionada por estos dispositivos es automáticamente ajustada para mantener el voltaje de los buses en un cierto valor específico a los cuales están conectados. Junto con las unidades generadoras, establecen los voltajes a un punto establecido de voltaje en el sistema. Los voltajes en otros puntos en el sistema están determinados por el flujo de potencia activa y reactiva a través de los diversos circuitos del sistema, incluyendo los dispositivos de compensación pasiva.

3.7.1 Producción y absorción de potencia reactiva

Los generadores síncronos pueden generar o absorber potencia reactiva dependiendo de la excitación; cuando un generador está sobre-excitado suministra potencia reactiva, y cuando está sub-excitado la absorbe. La capacidad para continuar suministrando o absorbiendo la potencia reactiva es, sin embargo, limitada por la corriente de campo, la corriente de armadura y los límites de calentamiento. Los generadores síncronos están generalmente equipados con reguladores automáticos de voltaje que continuamente ajustan la excitación para controlar el voltaje de la armadura [5].

Las líneas aéreas, dependiendo de la corriente de carga, absorben o suministran potencia reactiva.

Si las cargas están por debajo de la carga natural, las líneas producen potencia reactiva y si la carga está por arriba de la carga natural las líneas absorben la potencia reactiva.

Los cables subterráneos, adeudando su propia capacitancia alta, tienen cargas naturales altas. Siempre tienen carga por debajo de sus cargas naturales, y de aquí que generen potencia reactiva bajo todas las condiciones en que operen.

Los generadores siempre absorben potencia reactiva sin tener en cuenta su propia carga; sin ninguna carga, los efectos de la reactancia en derivación de magnetización predominan; y a carga llena, los efectos de la reactancia de magnetización predominan.

Las cargas normalmente absorben la potencia reactiva. Un típico bus de carga proporcionado por un sistema de potencia está compuesto por un gran número de dispositivos. Los cambios en su composición dependen del día, hora y condiciones ambientales. Las características compuestas son tales que normalmente un bus de carga absorbe la potencia reactiva. Tanto la potencia activa como la reactiva de las cargas compuestas varía en función de la magnitud del voltaje. Las cargas con un factor de potencia un poco atrasado provocan un descenso excesivo en el voltaje del área de transmisión y no es económico el suministro. Los consumidores industriales normalmente se cobran tanto la potencia reactiva así como la potencia activa; esto les da un incentivo para mejorar el factor de potencia de la carga usando capacitores en derivación [5].

Los dispositivos de compensación usualmente ayudan a proporcionar o absorber potencia reactiva y por consiguiente controlan el balance de la potencia reactiva de una manera deseada.

OPERACIÓN DEL CEV EN ESTADO ESTACIONARIO

Los compensadores estáticos de VAR's son dispositivos estáticos conectados en derivación que pueden proporcionar y/o absorber potencia reactiva, cuyas salidas son variadas para poder así controlar parámetros específicos de los SEP's. El término "estático" es usado para indicar que el CEV, a diferencia del compensador síncrono, no tiene componentes rotatorios o que se muevan. Por lo que un CEV consiste de un generador estático de VAR's (SVG por sus siglas en inglés) o de dispositivos que absorben y un dispositivo de control apropiado. Un sistema estático de VAR's (SVS por sus siglas en inglés) es una agregación de un compensador estático de VAR's (CEV's) y capacitores con interruptor mecánico (MSC's) o reactores (MSR's) cuyas salidas están coordinadas [5].

4.1 Tipos de CEV's

Se enlistan los tipos básicos de elementos de control de potencia reactiva que constituyen una parte o todo el sistema estático de VAR's:

1. Reactor saturado (SR)
2. Reactor controlado con tiristores (TCR)
3. Capacitor conmutado con tiristores (TSC)
4. Reactor conmutado con tiristores (TSR)
5. Transformador controlado con tiristores (TCT)
6. Convertidor conmutado a sí mismo o a una línea (SCC/LCC)

Un número de diferentes configuraciones SVS son hechos de la combinación de uno o más tipos básicos de CEV's y bancos de capacitores fijos y han sido usados en la práctica para la compensación de sistemas de transmisión.

Los SVS's son capaces de controlar los voltajes individuales de fase de los buses a los cuales están conectados. Además de que pueden ser usados para el control de secuencia negativa así como para desviaciones de voltaje de secuencia positiva.

4.1.1 Frecuencia fundamental de un sistema estático de VAR's

CARACTERÍSTICA DE UN SISTEMA ESTÁTICO DE VAR'S (SVS) IDEAL

Desde el punto de vista de operación de un sistema de potencia, un SVS es equivalente a un capacitor en derivación y a un inductor en derivación, los cuales se pueden ajustar para controlar el voltaje y la potencia reactiva en sus terminales (o a un bus cercano) de una manera prescrita, ver Figura 4.1 [5].

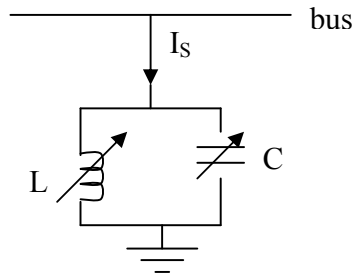


Fig. 4.1 Sistema Estático de VAR's ideal

Idealmente, un SVS podría mantener constante el valor del voltaje (asumiendo que este es su objetivo), posee una capacidad ilimitada de generación/absorción de VAR's sin pérdidas de potencia activa y reactiva y proporciona una respuesta instantánea. El funcionamiento de un SVS puede ser visualizado en un gráfico de control de voltaje de AC de un bus (V) respecto a la corriente reactiva del SVS (I_s). La característica V/I de un SVS ideal se muestra en la Figura 4.2, donde se representa su característica en estado estable y en estado casi-estable.

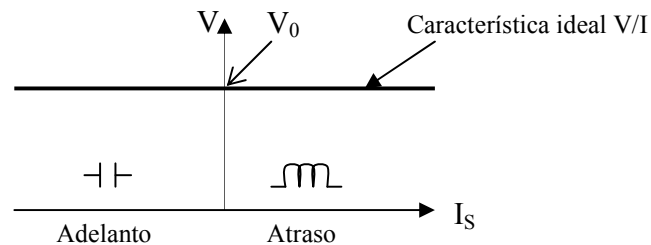


Fig. 4.2 Característica V/I de un compensador ideal

CARACTERÍSTICA DE UN SVS REAL

Si se considera un SVS compuesto de un reactor controlable y un capacitor fijo las características resultantes son suficientemente generales y aplicables a un amplio rango de configuraciones SVS prácticos. La Figura 4.3 ilustra la derivación de la característica de un reactor práctico controlable.

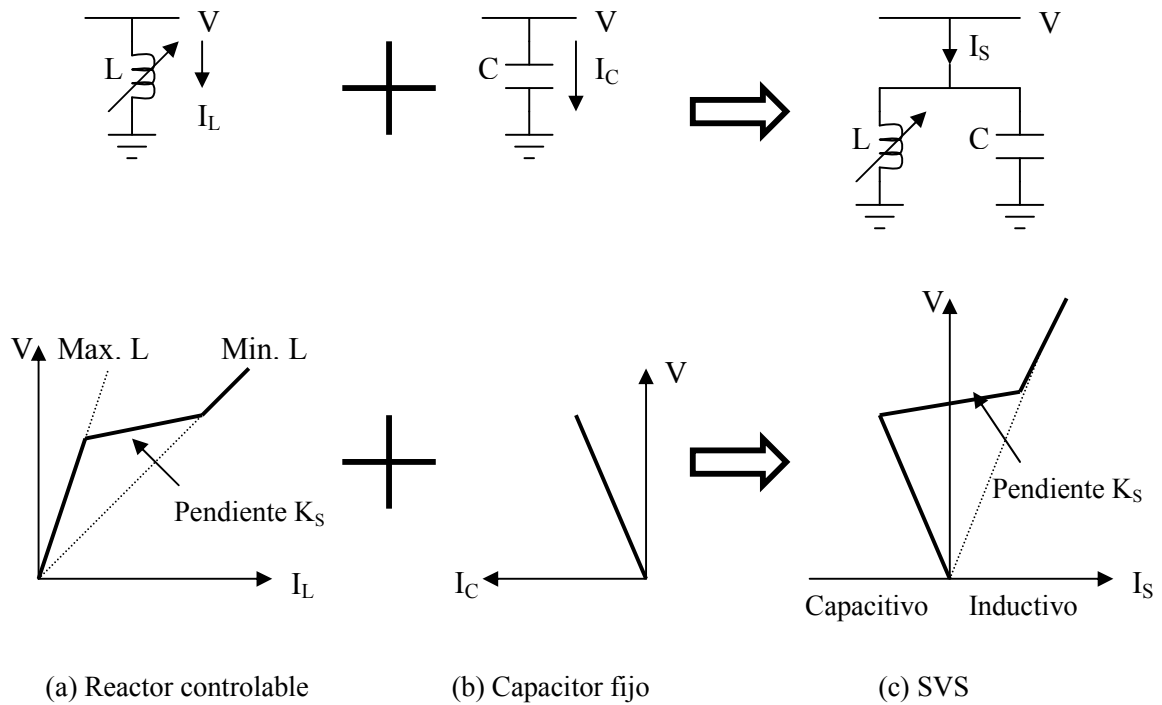


Fig. 4.3 Características compuestas de un SVS

4.1.2 Interacción del CEV con el sistema eléctrico

Para examinar el funcionamiento del CEV cuando es aplicado a un sistema de potencia, se necesitan examinar juntos a la característica del CEV y la del sistema de potencia [3] y [5]. La característica V/I del sistema puede ser determinado considerando el circuito equivalente de Thévenin visto desde el bus en el que está siendo regulado por el CEV.

La parte controlable del CEV es una característica plana, sin embargo, es deseable que esta característica tenga una cierta pendiente como se muestra en la Figura 4.4.

La pendiente de la Figura 4.4 se logra con la retroalimentación de la corriente en el circuito de control de lazo cerrado del CEV.

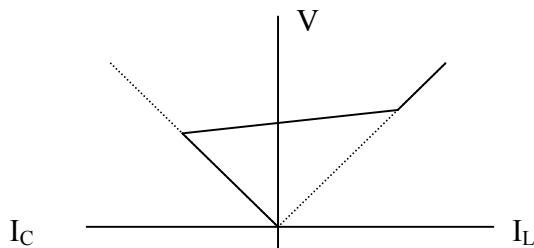


Fig. 4.4 Característica V-I con pendiente > 0 para CEV tipo TCR / TSC

En la Figura 4.5 se muestra un CEV conectado a un Sistema Eléctrico que ha sido representado por su equivalente de Thévenin, cuya impedancia se ha considerado como una reactancia para simplificar el análisis.

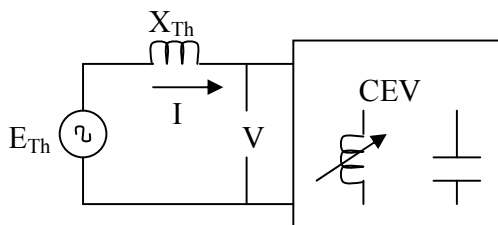


Fig. 4.5 Diagrama mostrando la interacción CEV-SEP

De la Figura 4.5:

$$V = -X_{Th}I + E_{Th} \tag{4.1}$$

La ecuación (4.1) puede graficarse como se muestra en la Figura 4.6. El voltaje V incrementa linealmente con la corriente de carga capacitiva y decrece linealmente con la corriente de carga inductiva.

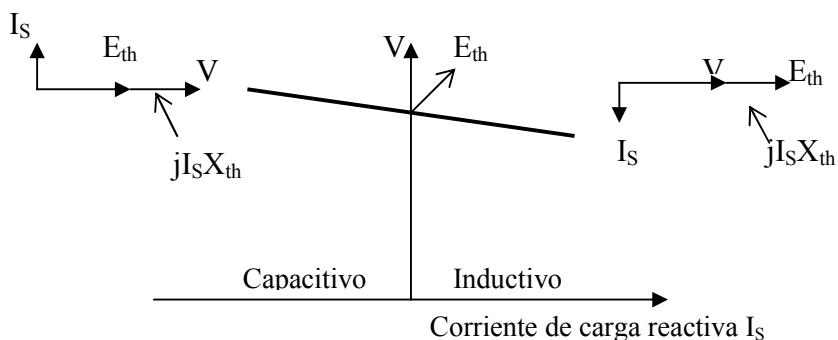


Fig. 4.6 Característica del SEP para cambios de corrientes nodales. Característica de Voltaje-Corriente reactiva

En la Figura 4.7 se muestra como se afecta esta característica V/I por los cambios en el voltaje de la fuente E_{th} y en la reactancia equivalente del sistema X_{th} respectivamente.

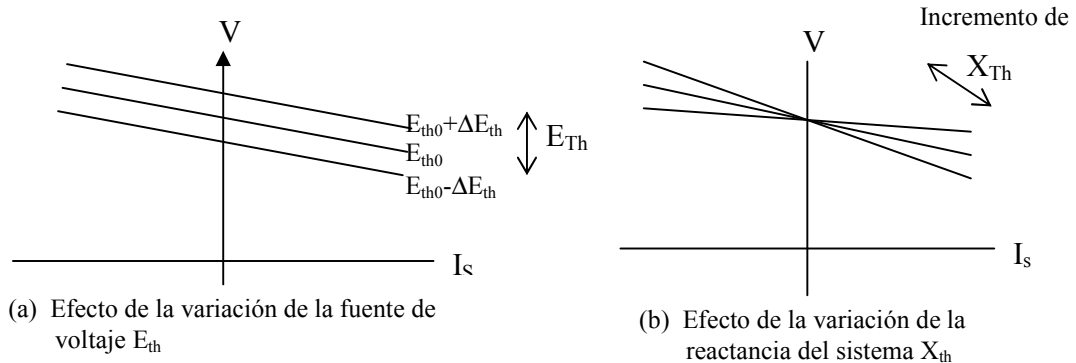


Fig. 4.7 Voltaje del Sistema de potencia respecto a la característica de la corriente reactiva
 a) Variación de las características del SEP por condiciones de operación
 b) Características de SEP para distintos niveles de falla

El valor de X_{Th} depende del valor de corto circuito trifásico en el nodo del CEV y E_{Th} es el voltaje que existiría sin el CEV en el nodo debido a las condiciones de operación del sistema.

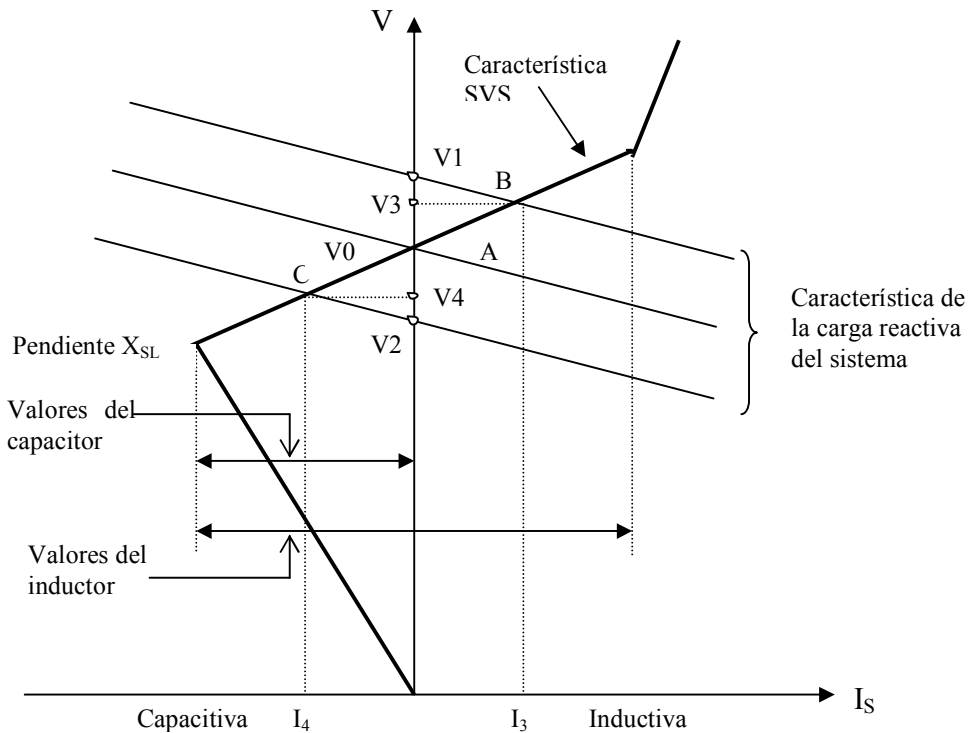


Fig. 4.8 Solución gráfica del punto de operación de CEV para una condición dada del sistema

La solución del CEV y las ecuaciones características del sistema de potencia se pueden graficar como se muestra en la Figura 4.8. Las tres características del sistema son consideradas en la figura, correspondientes a los tres valores del voltaje de la fuente. La característica de en medio representa las condiciones nominales del sistema, y se asume que interseca la característica del CEV en el punto A donde $V = V_0$ e $I_S = 0$.

Si el voltaje del sistema incrementa ΔE_{th} (por ejemplo, debido al incremento en el nivel de carga del sistema), V incrementará a V_1 , sin un CEV. Con el CEV, sin embargo, el punto de operación se mueve hacia B ; por la absorción de la corriente inductiva I_3 , el CEV mantiene el voltaje en V_3 . De manera similar, si la fuente de voltaje decreta (debido al incremento en el nivel de carga del sistema), el CEV mantiene el voltaje en V_4 , en lugar de V_2 sin el CEV. Si la pendiente K_S de la característica CEV fuera cero, el voltaje podría haberse mantenido en V_0 para ambos casos considerados.

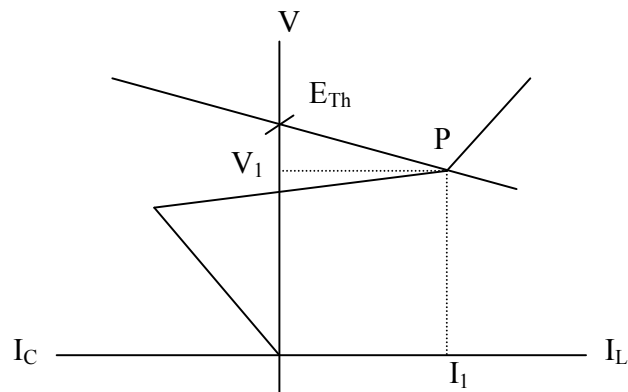


Fig. 4.9 Interacción V-I en régimen permanente de CEV-SEP. Carga Baja

En la Figura 4.9 se muestra el punto de operación P del CEV, el cual tiene una corriente inductiva I . E_{Th} sería el voltaje sin el CEV y V_1 es el voltaje corregido por la acción del CEV.

En la Figura 4.10 se muestra la acción de la parte capacitiva del CEV para corregir un voltaje bajo.

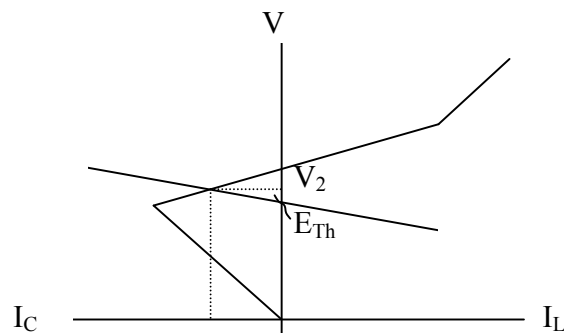


Fig. 4.10 Interacción V-I en régimen permanente de CEV-SEP. Carga Alta

4.1.3 Efecto del uso de capacitores conmutados

En el ejemplo considerado en la Figura 4.8, el rango de control del CEV se podría exceder para grandes variaciones en las condiciones del sistema. El uso de los bancos de capacitores conmutados podría extender el rango de control continuo del CEV. Esto se ilustra en la Figura 4.11, en donde se consideran tres bancos de capacitores, dos de los cuales son conmutables.

Tanto los tiristores o interruptores mecánicos podrían ser utilizados para la conmutación de capacitores que puede hacerse de manera automática o por medio de controles locales de sensibilidad de voltaje. En la figura, el capacitor sin interruptor incluye un reactor para la filtración de armónicas.

Podemos ver que un CEV no es una fuente de voltaje como lo es un condensador síncrono. En cambio, este altera el voltaje del sistema en el punto de conexión por la variación de la corriente reactiva absorbida o suministrada al sistema. En efecto, el CEV actúa como una carga reactiva variable la cual es ajustada para mantener constante lo mayor posible al voltaje AC [5].

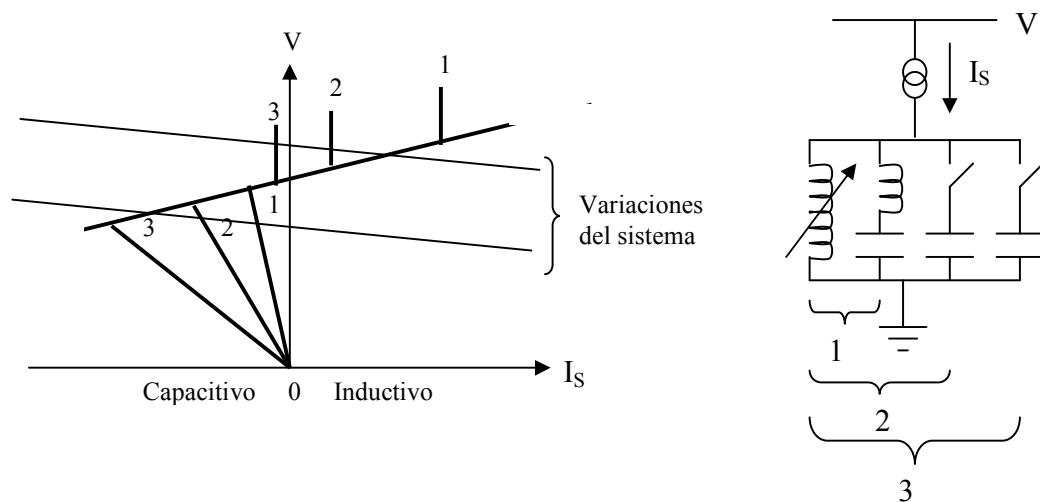


Fig. 4.11 Uso de capacitores conmutados para ampliar el rango de control continuo

En general, los elementos de un CEV operan en un principio para ajustar la susceptancia. La susceptancia controlada se obtiene tanto del reactor como del capacitor.

VÁLVULA DE TIRISTORES

Una válvula de tiristores está formada por elementos semiconductores SCR (Silicon Controlled Rectifier) en conexión antiparalelo. Figura 4.12.

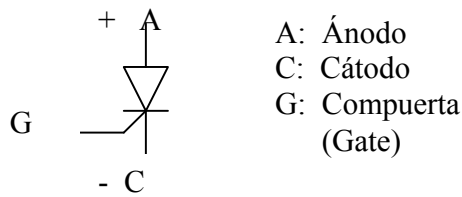


Fig. 4.12 Circuito de un tiristor

El tiristor se vuelve conductor aplicándole una diferencia de voltaje positiva ante A y C y una señal de voltaje en G. Se distingue del diodo por la compuerta. Una vez que el tiristor empieza a conducir, el retiro del voltaje de la terminal G, no cambia su estado de conducción de éste, y la corriente que circula por él solo se interrumpirá por otras causas, como puede ser un cruce por cero, si se trata de corriente alterna.

Si se quiere tener conducción en ambas polaridades de una señal de corriente alterna, es necesario usar la conexión antiparalelo.

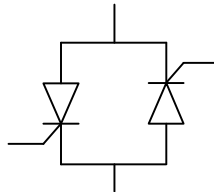


Fig. 4.13 Conexión antiparalelo de dos tiristores

Con esta conexión se puede tener conducción de corriente en las dos polaridades con el encendido alternado de los tiristores.

En la figura 4.13 se muestra una válvula de tiristores en su forma más simple; en la realidad, una válvula está formada por una cadena de estas válvulas simples, con el fin de soportar el voltaje que se aplica en sus terminales. En la Figura 4.14 se muestra una válvula con estas características, se le ha agregado una cadena de resistores R1 para tener una distribución uniforme del voltaje aplicado en cada tiristor.

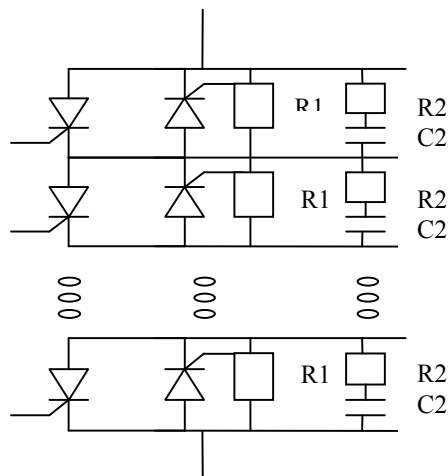


Fig. 4.14 Válvula real de tiristores

4.1.4 LOS SISTEMAS ESTÁTICOS DE VAR'S PRÁCTICOS

Un esquema del compensador estático de VAR's con algún rango de control deseado puede ser formado usando una combinación de los elementos descritos anteriormente [5]. Algunas configuraciones del CEV pueden ser satisfactoriamente aplicadas conociendo los diferentes requerimientos del sistema. La respuesta de velocidad requerida, el rango del tamaño, flexibilidad, pérdidas y costos entre otras consideraciones importantes son necesarias para seleccionar alguna configuración para cualquier aplicación particular.

En la Figura 4.15 se muestra un típico esquema del CEV consistente de un TCR, tres unidades TSC y filtros para armónicas (para filtrar las armónicas generadas por el TCR). A una frecuencia de la potencia, los filtros son capacitivos y producen potencia reactiva entre un 10% y un 30 % del valor del TCR en MVAR. Para asegurar una característica de control uniforme, el valor de la corriente del TCR debe ser ligeramente superior que la de una unidad TSC; de lo contrario las bandas muertas se elevan.

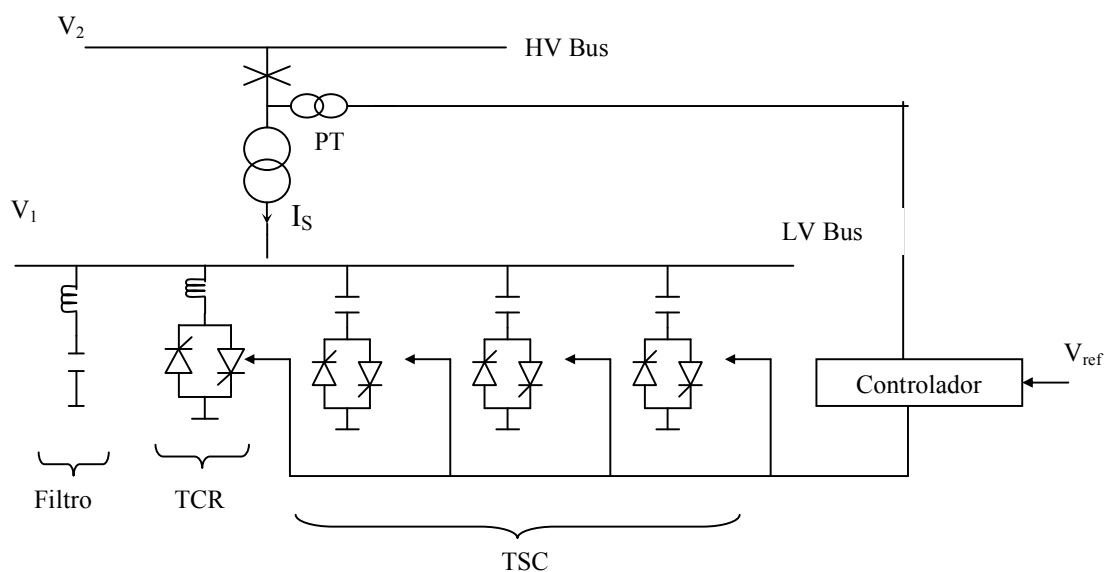


Fig. 4.15 Típico sistema estático de VAR's

La característica V/I de un CEV en estado estable se muestra en la Figura 4.16a, y su característica correspondiente V/Q en la Figura 4.16b. El rango del control lineal queda dentro de los límites determinados por la susceptancia máxima (B_C) que está determinada por los bancos de los capacitores en el reactor, la susceptancia capacitiva total está determinada por el banco del capacitor en servicio y la capacitancia del filtro. Si el voltaje decae por debajo de un cierto nivel (típicamente 0.3 pu) por un periodo largo, el control de la potencia y la energía del GATE del tiristor se pueden perder, requiriendo un cierre del CEV. El CEV puede restaurarse tan pronto como se recobre el voltaje. Sin embargo, el voltaje podría descender a un valor bajo por periodos cortos, tal como durante una falla transitoria, sin provocar la falla del CEV.

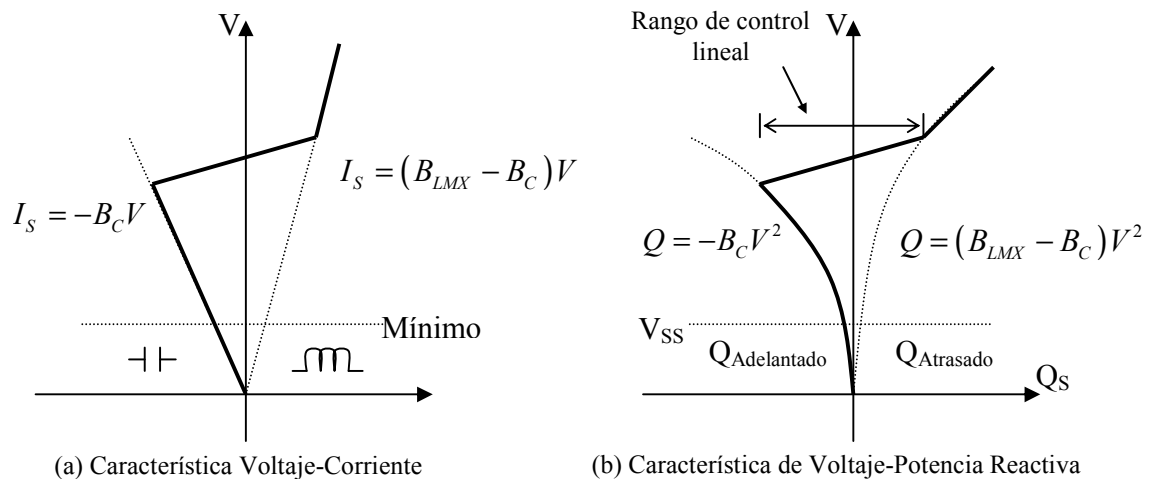


Fig. 4.16 Características del SVS en estado estable

Dentro del rango del control lineal, el CEV es equivalente a una fuente de voltaje V_{ref} en serie con una reactancia X_{SL} . Como es evidente, de la Figura 4.8, la reactancia X_{SL} de la pendiente tiene un efecto significativo en el diseño del CEV. Un valor grande de X_{SL} hace al CEV menos sensible; por ejemplo, cambios en las condiciones del sistema provocan grandes variaciones de voltaje en el bus de alto voltaje del CEV. El valor de X_{SL} está determinado por la ganancia en estado estable del controlador (regulador de voltaje). Esto también puede efectuarse por una realimentación de corriente (con controlador PI). Este cambio podría estar basado en estudios detallados de flujos de potencia. Típicamente, la pendiente está dentro de un rango del 1 al 5%, dependiendo de la fortaleza del sistema de CA.

4.1.5 Aplicación de los compensadores estáticos de VAR's

Desde sus primeras aplicaciones a finales de 1970, el uso de los CEV's en los sistemas de transmisión se ha ido incrementando constantemente. Debido a su habilidad para proporcionar un control continuo y rápido de la potencia reactiva y el voltaje, el CEV puede mejorar algunos aspectos del desempeño del sistema de transmisión. Las aplicaciones hasta la fecha incluyen [5]:

- Control de sobrevoltajes temporales (frecuencia de la potencia)
- Prevención de colapso de voltaje
- Mejoramiento de la estabilidad transitoria
- Mejoramiento del amortiguamiento de las oscilaciones del sistema

En los niveles de los sistemas de subtransmisión y distribución, el CEV es usado para el balanceo de las tres fases de los sistemas proporcionando cargas desbalanceadas. Son también utilizados para minimizar las fluctuaciones en el voltaje de abastecimiento

provocado por el impacto repetitivo de las cargas como lo son cargas de plantas mineras, molinos giratorios y hornos de arco eléctrico.

Los hornos de arco eléctrico son un caso especial de las cargas de impacto. Estas provocan oscilaciones de voltaje con frecuencias aleatorias que varían entre 2 y 10 Hz. Esto da como resultado el parpadeo en el filamento de las lámparas en las áreas de carga adyacentes. Algunos equipos eléctricos y los receptores de los televisores pueden también ser afectados. El término “voltage flicker” es usado para describir semejantes fluctuaciones rápidas en el voltaje.

Para minimizar los efectos adversos en las áreas adyacentes de carga, las fluctuaciones de voltaje deben mantenerse por debajo del nivel mínimo aceptable (generalmente del 0.3%). El CEV proporciona un principio efectivo y económico para la eliminación de los problemas de fluctuaciones de voltaje.

4.2 Formas alternativas de compensación

En la Tabla 4.1 se resumen los dispositivos que se usan para el control de la potencia reactiva, indicándose los beneficios que se obtienen con cada uno de ellos [3].

DISPOSITIVO	BENEFICIOS
Capacitor en derivación	- Control del voltaje en estado estable
Reactor en derivación	- Control del voltaje en estado estable - Protección ante transitorios
Condensador síncrono	- Control del voltaje, tanto en régimen permanente como dinámico - Aumento de la capacidad de transmisión y estabilización de oscilaciones de potencia
Compensador estático de VAR (CEV)	- Control del voltaje, tanto en condiciones de estado estable como dinámicas - Aumento de la capacidad de transmisión y estabilización de oscilaciones de potencia

Tabla 4.1 Dispositivos utilizados para el control de la Potencia Reactiva

Los capacitores serie aumentan la capacidad de transmisión y estabilizan las oscilaciones de potencia; sin embargo logran esto con la modificación de la reactancia inductiva de las líneas y no con el control de la potencia reactiva.

El CEV es un dispositivo que está integrado por capacitores, reactores y válvulas de tiristores.

1. La compensación con capacitor en derivación conmutado generalmente proporciona la fuente de potencia reactiva más económica para el control de voltaje. Está idealmente preparado para la compensación de líneas de transmisión con la reducción de la

impedancia característica efectiva (Z'_C), en lugar de la reducción del ángulo de la línea efectiva (θ') que es la consideración primaria. Sin embargo, el uso fuerte de la compensación con capacitor en derivación podría conducir a la reducción del margen de estabilidad de señal pequeña (estado estable) y a regulación de voltaje pobre.

2. La compensación con capacitor serie es una regulación propia, por ejemplo, su salida de potencia reactiva incrementa con la carga de la línea. Esto está idealmente preparado para aplicaciones donde la reducción del ángulo de la línea efectiva (θ') es la consideración primaria. Incrementa la carga natural efectiva así como el límite de estabilidad de señal pequeña y mejora la regulación de voltaje. Es normalmente usado para mejorar la estabilidad del sistema y para obtener la división de carga en medio de líneas paralelas.

La compensación con capacitor serie podría provocar problemas de resonancia subsíncrona requiriendo medidas de solución especial. Además, la protección de líneas con capacitores serie requieren atención especial.

3. Una combinación de capacitores en serie y en derivación puede proporcionar la forma ideal de compensación en algunos casos. Esto permite el control independiente de la impedancia característica efectiva y el ángulo de carga δ .
4. Un sistema estático de VAR's es idealmente usado en aplicaciones que requieran un control directo y rápido de voltaje. Tiene una ventaja diferente sobre los capacitores en serie donde la compensación es requerida para prevenir la caída de voltaje en el bus involucrando varias líneas. Desde que la compensación en derivación está conectada al bus y no a líneas particulares, el costo total de la compensación en derivación regulada puede ser sustancialmente menos que la compensación en serie de cada una de las líneas.

Cuando un SVS es usado para permitir una transferencia de alta potencia a una gran distancia, la posibilidad de inestabilidad cuando el SVS es puesto en su límite debe ser reconocido. Cuando opera en su límite capacitivo, el SVS se convierte en un simple capacitor; este no ofrece control de voltaje y su potencia reactiva decae con el cuadrado del voltaje. Sistemas muy dependientes de la compensación en derivación pueden experimentar un colapso casi instantáneo cuando las cargas exceden los niveles para los cuales el SVS es fabricado. La clasificación del SVS podría estar basada en estudios minuciosos en los cuales se definan sus MVAR totales y sus porciones dinámicamente controladas. Un SVS tiene limitada su capacidad de sobrecarga y tiene mayores pérdidas que la compensación con capacitor serie.

4.3 Principio de compensación en el sistema de transmisión

Una buena planeación y coordinación de estos dispositivos son esenciales para un diseño económico y una operación confiable del sistema. Como la compensación reactiva afecta el estado estable y el desempeño dinámico del sistema, se requieren estudios detallados de flujos de potencia y de estabilidad para establecer un esquema de compensación apropiado.

4.3.1 Compensación serie fija distribuida uniformemente y compensación en derivación

El diseño de la línea está determinado por la impedancia característica Z_C y la distancia eléctrica (también llamado el ángulo de la línea) θ . El objetivo de la compensación es el modificar estos parámetros con el fin de obtener el voltaje deseado y las características de transferencia de potencia.

Sin compensación, suponiendo una línea sin pérdidas, las expresiones para los dos parámetros de la línea son:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{x_L}{b_C}} = \sqrt{\frac{X_L}{B_C}} \quad (4.2)$$

$$\theta = \beta l \quad (4.3)$$

donde la fase constante β está dada por:

$$\beta = \omega \sqrt{LC} = \sqrt{x_L b_C} = \frac{\sqrt{X_L B_C}}{l} \quad (4.4)$$

donde:

L: Inductancia en serie por la longitud en p. u.

C: Capacitancia en derivación por la longitud en p. u.

x_L : Reactancia inductiva en serie por la longitud en p. u.

b_C : Susceptancia capacitiva en derivación por la longitud en p. u.

X_L : Reactancia inductiva en serie total

B_C : Susceptancia en derivación total

l: Longitud de la línea

Para designar las cantidades correspondientes con compensación se utilizará (\cdot).

Con una distribución uniforme la compensación en derivación tiene una susceptancia b_{sh} por la longitud en p. u., la susceptancia en derivación efectiva está dada por:

$$b'_C = b_C - b_{sh} = b_C (1 - k_{sh}) \quad (4.5)$$

donde k_{sh} es el grado de compensación en derivación y se define como:

$$k_{sh} = \frac{b_{sh}}{b_C} \quad (4.6)$$

el cual es positivo para una compensación en derivación inductiva y es negativo para una compensación en derivación capacitiva.

Los valores efectivos de la impedancia característica y la fase constante con compensación en derivación son relacionados para valores descompensados con la siguiente relación:

$$Z'_C = \sqrt{\frac{x_L}{b'_C}} = \frac{Z_C}{\sqrt{1 - k_{sh}}} \quad (4.7)$$

y

$$\beta' = \beta \sqrt{1 - k_{sh}} \quad (4.8)$$

La compensación capacitiva en derivación, en efecto, decrementa a Z_C e incrementa a β , mientras que la compensación inductiva en derivación incrementa a Z_C y decrementa a β .

Con una distribución uniforme de la compensación capacitiva serie de C_{se} en p. u. por la longitud, la reactancia serie efectiva es:

$$x'_L = x_L - \frac{1}{\omega C_{se}} = x_L - x_{C_{se}} = x_L (1 - k_{se}) \quad (4.9)$$

donde k_{se} es el grado de compensación capacitiva serie definida como:

$$k_{se} = \frac{x_{C_{se}}}{x_L} \quad (4.10)$$

el cual es positivo para compensación serie capacitiva.

Los valores efectivos de la impedancia característica y la fase constante con compensaciones serie están dados por:

$$Z'_C = \sqrt{\frac{x'_L}{b_C}} = Z_C \sqrt{1 - k_{se}} \quad (4.11)$$

y

$$\beta' = \beta \sqrt{1 - k_{se}} \quad (4.12)$$

La compensación serie (capacitiva) decrementa tanto a Z_C como a β .

Con la compensación en derivación y la compensación serie, los efectos combinados son:

$$Z'_C = Z_C \sqrt{\frac{1 - k_{se}}{1 - k_{sh}}} \quad (4.13)$$

$$\beta' = \beta \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{se})} \quad (4.14)$$

El ángulo de la línea efectivo (θ') y la carga natural (P_o') están dados por:

$$\theta' = \theta \sqrt{(1 - k_{sh})(1 - k_{se})} \quad (4.15)$$

$$P_o' = P_o \sqrt{\frac{1 - k_{sh}}{1 - k_{se}}} \quad (4.16)$$

4.3.2 Efecto de la compensación en el voltaje de la línea

En condiciones de baja carga (demanda mínima), un perfil de voltaje uniforme se obtiene por compensación en derivación inductiva. Por ejemplo, con $k_{sh}=1$ (100% compensación inductiva), θ' y P_o' son reducidos a cero y Z_C' se incrementa a infinito; esto resulta en un voltaje uniforme y en cero carga.

Bajo condiciones de alta carga (demanda máxima), un voltaje uniforme puede ser alcanzado agregando compensación capacitiva en derivación. Por ejemplo, para transmitir $1.4P_o$ con un perfil de voltaje uniforme, se requiere una compensación capacitiva en derivación de $k_{sh} = -0.96$.

La compensación capacitiva serie puede, en teoría, ser usada en lugar de compensación en derivación para obtener un perfil de voltaje uniforme, bajo alta carga. Por ejemplo, un perfil de voltaje uniforme puede permitir una carga de $1.4P_o$ con una compensación serie distribuida de $k_{se} = 0.49$. En la práctica, los capacitores serie amontonados no son apropiados para obtener un perfil de voltaje uniforme a través de la línea. Obviamente, los cambios de escalón en el voltaje ocurren en un punto donde los capacitores serie son aplicados. Esto hace, sin embargo, que mejore la regulación de voltaje en cualquier punto dado, por ejemplo, cambios en el voltaje con carga reducida.

4.3.3 Efectos de la compensación en potencia máxima

La expresión para la transferencia de potencia por una línea con compensación es:

$$P_R = \frac{E_S E_R}{Z_C' \text{sen}\theta'} \text{sen}\delta \quad (4.17)$$

La potencia máxima (correspondiente a $\delta = 90^\circ$) puede ser incrementada por el decremento ya sea de Z_C' o de θ' , o de ambos.

La impedancia característica Z_C' , puede ser disminuida con compensación capacitiva en derivación, pero esto está acompañado por un incremento en la distancia eléctrica θ' . Por otro lado, la compensación en derivación inductiva decrece a θ' , pero incrementa a Z_C' .

Sólo la compensación de capacitor serie contribuye al decremento tanto de Z_C' como de θ' . Podríamos, sin embargo, reconocer que la compensación no sea requerida en todos los casos para satisfacer ambos objetivos:

- a) Incrementar P_o' , el nivel de potencia en el cual el valor de voltaje sea uniforme.
- b) Decrementar la distancia eléctrica para mejorar la estabilidad.

En líneas pequeñas se puede requerir soporte de voltaje, por ejemplo, un incremento en P_o' , aunque la longitud eléctrica inherente es pequeña. Esto podría ser alcanzado por capacitores en derivación, proporcionando que θ' no se vuelva excesivo como resultado. Por otro lado, las líneas largas de alrededor de 500 Km no pueden ser cargadas a P_o debido a un θ excesivo.

4.3.4 Compensación en derivación regulada distribuida uniformemente

Considerando una compensación en derivación en el cual k_{sh} es continuamente regulada tal que la carga natural efectiva (P_o') es igual a la potencia transmitida (P) en todo el tiempo:

$$P = \frac{P_o'}{\text{sen}\theta'} \text{sen}\delta \quad (4.18)$$

Además, cuando una línea está operando con una carga natural, el ángulo de transmisión es igual al ángulo de la línea. Como resultado, con compensación en derivación regulado continuamente, $\theta' = \delta$ en todo el tiempo. De esto:

$$\frac{P}{\delta} = \frac{P_o'}{\theta'} = \frac{P_o \sqrt{1-k_{sh}}}{\theta \sqrt{1-k_{sh}}} = \frac{P_o}{\theta} = \text{constante} \quad (4.19)$$

Se tiene una relación lineal entre P y δ , en lugar de la relación sinusoidal con compensación fija o sin compensación. Esto significa que el límite de estabilidad de señal pequeña (estado estable) con la compensación regulada es infinito. Con V_o que denota el voltaje de la línea valuado, la pendiente de la característica P- δ está dada por:

$$\frac{P_o}{\theta} = \frac{V_o^2}{Z_c \theta} = \frac{V_o^2}{X_L} \quad (4.20)$$

Esto es igual al pico de la onda sinusoidal de la característica P- δ con un 100% de compensación inductiva en derivación ($k_{sh} = 1$).

La compensación en derivación regulada efectivamente cambia a k_{sh} continuamente por lo que $P_o' = P$. Para cada valor de k_{sh} , hay una sinusoidal característica P- δ . Como la potencia transmitida P cambia el regulador efectivamente ajusta a k_{sh} así que el punto de operación cambia de una curva a otra de tal forma que quedan en una línea recta con una pendiente positiva. Para una operación satisfactoria en un nivel de transferencia de alta potencia, el regulador debe ser rápido y continuo para prevenir el desplazamiento a lo largo de la característica sinusoidal correspondiente al valor de la corriente de k_{sh} antes de que se mueva a una nueva característica.

En la práctica, esta forma de compensación puede ser casi alcanzado por los compensadores activos colocados, tales como el condensador síncrono o sistemas estáticos de VAR's, a intervalos discretos a lo largo de la línea. Los compensadores podrían mantener el voltaje constante igual a V_o en algunos puntos a lo largo de la línea para todos los niveles de carga. Esto casi satisface los requerimientos de la carga natural efectiva (P_o') para ser igual al valor de la corriente de potencia (P) que está siendo transmitida.

Estos reguladores deben, sin embargo, tener suficiente capacidad para satisfacer los requerimientos de la potencia reactiva y mantener el voltaje constante en todos los posibles niveles de carga. Para el caso ideal, la potencia reactiva total proporcionada o absorbida por los reguladores de voltaje constante está dada por:

$$Q_v = (V^2 \omega C - I^2 \omega L) l = P_o \theta \left[1 - \left(\frac{P}{P_o} \right)^2 \right] \quad (4.21)$$

Para $P > P_o$ la potencia reactiva requerida es capacitiva. La potencia reactiva incrementa como el cuadrado de la potencia transmitida.

El funcionamiento satisfactorio de tal esquema depende de la capacidad de todos los reguladores para mantener el voltaje constante a través de la línea. Si un regulador falla o si alcanzara un límite la potencia reactiva, la estabilidad de todo el sistema se podría afectar.

4.3.5 Compensación regulada a intervalos discretos

La compensación regulada aplicada en intervalos discretos se aproxima al diseño de la compensación distribuida uniformemente. Considerando un compensador en medio de una línea, tal y como se muestra en la Figura 4.17, y se extenderá el estudio a un número arbitrario de compensadores.

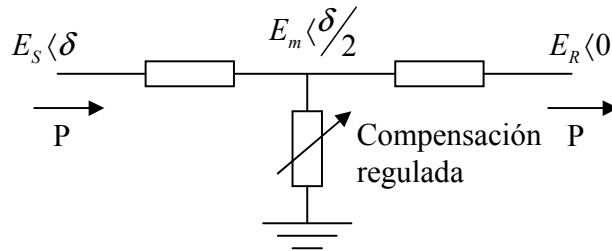


Fig. 4.17 Línea con compensación regulada en medio

4.3.6 Compensación regulada en medio

La susceptancia de compensación es continuamente variada tal que E_m es constante. Por simplicidad, se va a asumir que $E_S = E_R = E_m = E$. La línea puede ser considerada que está hecha para dos secciones independientes, y cada sección tiene un ángulo de línea de $\theta/2$, donde θ es el ángulo de la línea total. Aplicando la ecuación (4.17) para cada sección, la expresión de la potencia transmitida es:

$$P = \frac{E^2}{Z_c \text{sen}(\theta/2)} \text{sen}(\delta/2) \quad (4.22)$$

Si E es igual al valor del voltaje, la expresión para P puede ser expresada en términos de la potencia natural P_o de la línea sin compensación, de la siguiente forma:

$$P = \frac{P_o}{\text{sen}(\theta/2)} \text{sen}(\delta/2) \quad (4.23)$$

Para una línea sin compensación, la potencia transmitida está dada por:

$$P = \frac{P_o}{\text{sen}\theta} \text{sen}\delta \quad (4.24)$$

La razón de potencia máxima que puede ser transmitida con o sin compensación regulada en medio es:

$$\frac{P'_{\max}}{P_{\max}} = \frac{\text{sen}\theta}{\text{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right)} \quad (4.25)$$

PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Sistema de prueba de Anderson 9 nodos

Para el análisis del comportamiento en estado estacionario de los CEV's se utilizó el caso de prueba Anderson-9 nodos [7] el cual es un sistema de 9 nodos formado por 3 generadores y 3 cargas cuyas características se listan en las tablas siguientes:

Tabla 5.1 Datos de Generadores

Unidades	P max [MW]	P min [MW]	Q max [MVar]	Q min [MVar]
GEN-1	247.5	-247.5	74.25	-74.25
GEN-2	163.2	-163.2	57.6	-57.6
GEN-3	108.8	-108.8	38.4	-38.4

Tabla 5.2 Datos de Transformadores

Transformador	Nodo envío	Nodo recepción	Relación de transformación [KV]	Impedancia [pu]
TR 1	1	4	16.5/230	0.0576
TR 2	2	7	18/230	0.0625
TR 3	3	9	13.8/230	0.0586

Tabla 5.3 Datos de Líneas de Transmisión

Líneas	Impedancia de Sec. Positiva [pu]	Susceptancia de Sec. Positiva [pu]	Impedancia de Sec. Cero [pu]	Susceptancia de Sec. Cero [pu]
4-5	$0.01 + j0.085$	$j0.176$	$0.03 + j0.255$	$j0.528$
4-6	$0.017 + j0.092$	$j0.158$	$0.051 + j0.276$	$j0.474$
5-7	$0.032 + j0.161$	$j0.306$	$0.096 + j0.483$	$j0.918$
6-9	$0.039 + j0.17$	$j0.358$	$0.117 + j0.51$	$j1.074$
7-8	$0.0085 + j0.072$	$j0.149$	$0.0255 + j0.216$	$j0.447$
8-9	$0.0119 + j0.1008$	$j0.209$	$0.0357 + j0.3024$	$j0.627$

Tabla 5.4 Datos de Cargas

Cargas	P [MW]	Q [MVar]
A	125	50
B	90	30
C	100	35

En la Figura 5.1 se muestra el Sistema Anderson-9 nodos.

Para el análisis se supondrán algunas contingencias en el sistema para observar su impacto en los perfiles de voltaje.

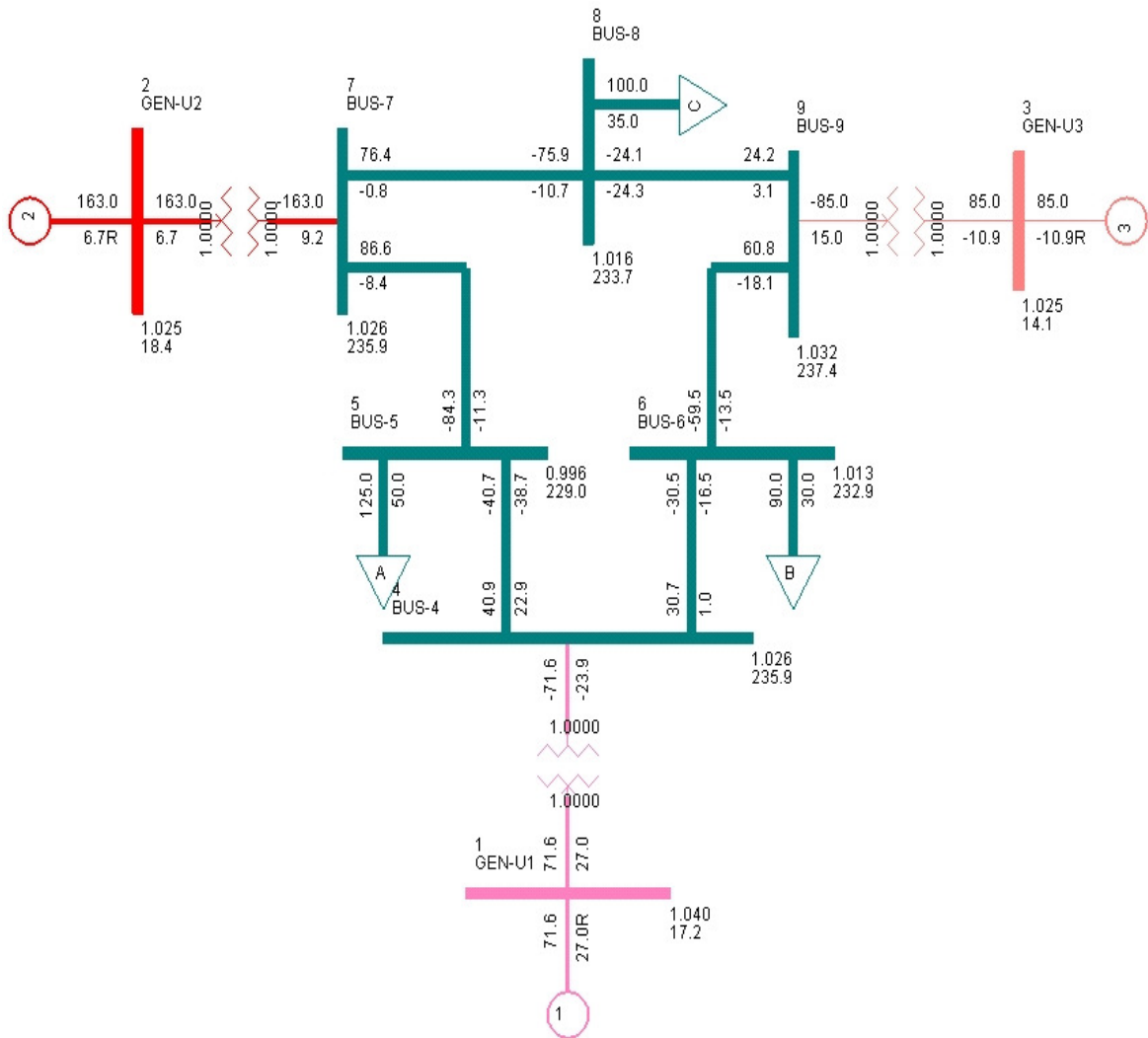


Fig. 5.1 Diagrama unifilar del sistema Anderson-9 nodos en condiciones de pre-falla

5.1.1 Contingencias en Líneas de Transmisión

Caso A Se simula la apertura tripolar de la Línea 4-5

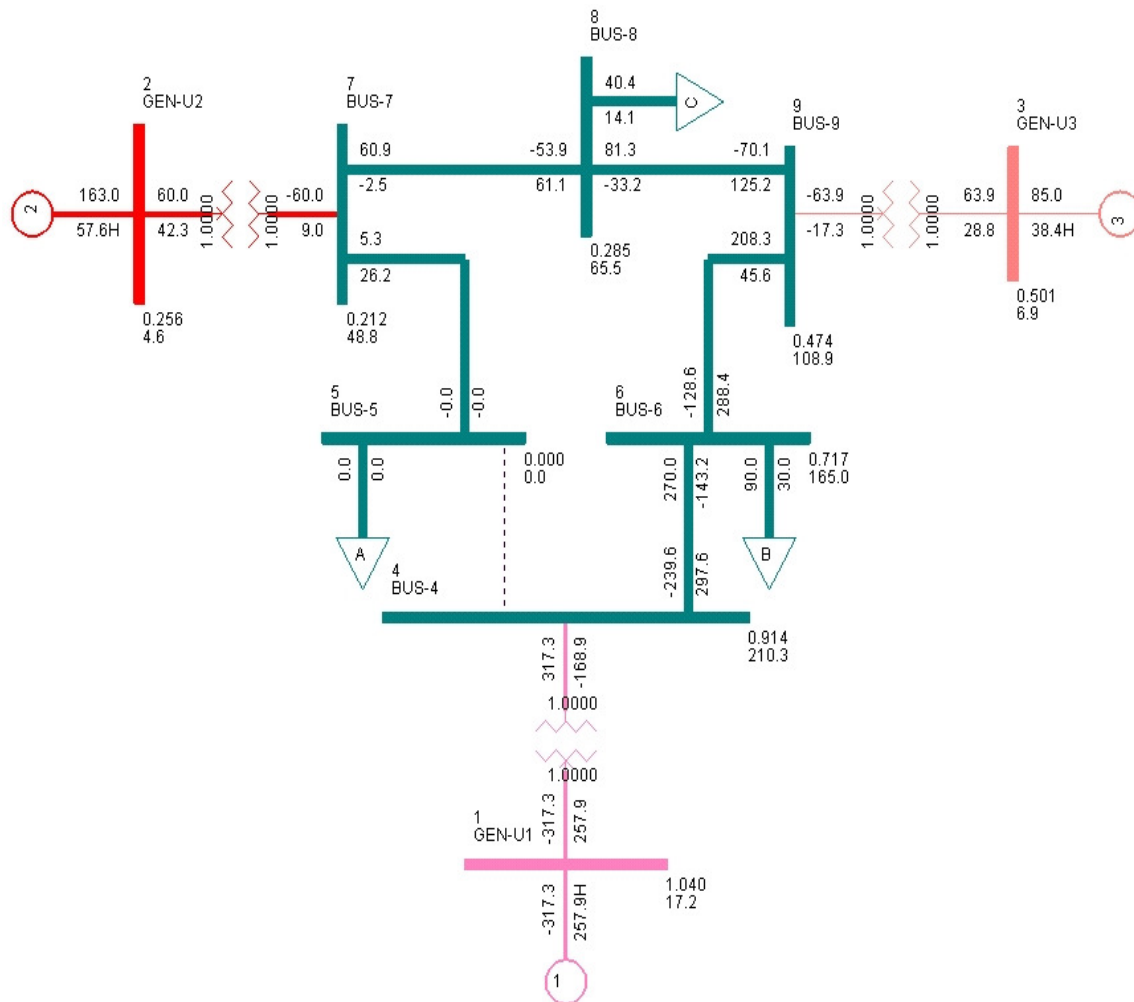


Fig. 5.2 Flujos de potencia ante la condición de apertura de la línea 4-5

De esta contingencia se observa que los perfiles de voltaje se abaten a valores que serían inoperables, a tal grado que no es posible alimentar a la Carga A y no se alcanza a cubrir por completo la demanda de la carga C, aún cuando los generadores 2 y 3 están trabajando a su máxima capacidad. Del diagrama se observa que para esta contingencia no se encuentra una solución de flujos de potencia válida, es decir el sistema no converge. Ante esta situación el Generador 1 está absorbiendo potencia activa.

Con la finalidad de realizar sensibilidades de inyecciones de potencia reactiva en el Sistema Anderson-9 nodos, se ubicará un CEV en diferentes nodos de la red.

Dado lo anterior se supone la inserción de un CEV de ± 100 MVar en el nodo 6 del sistema, para observar la manera en que ayuda en la convergencia del sistema. En la Figura 5.3 se muestra el nuevo diagrama incluyendo el CEV.

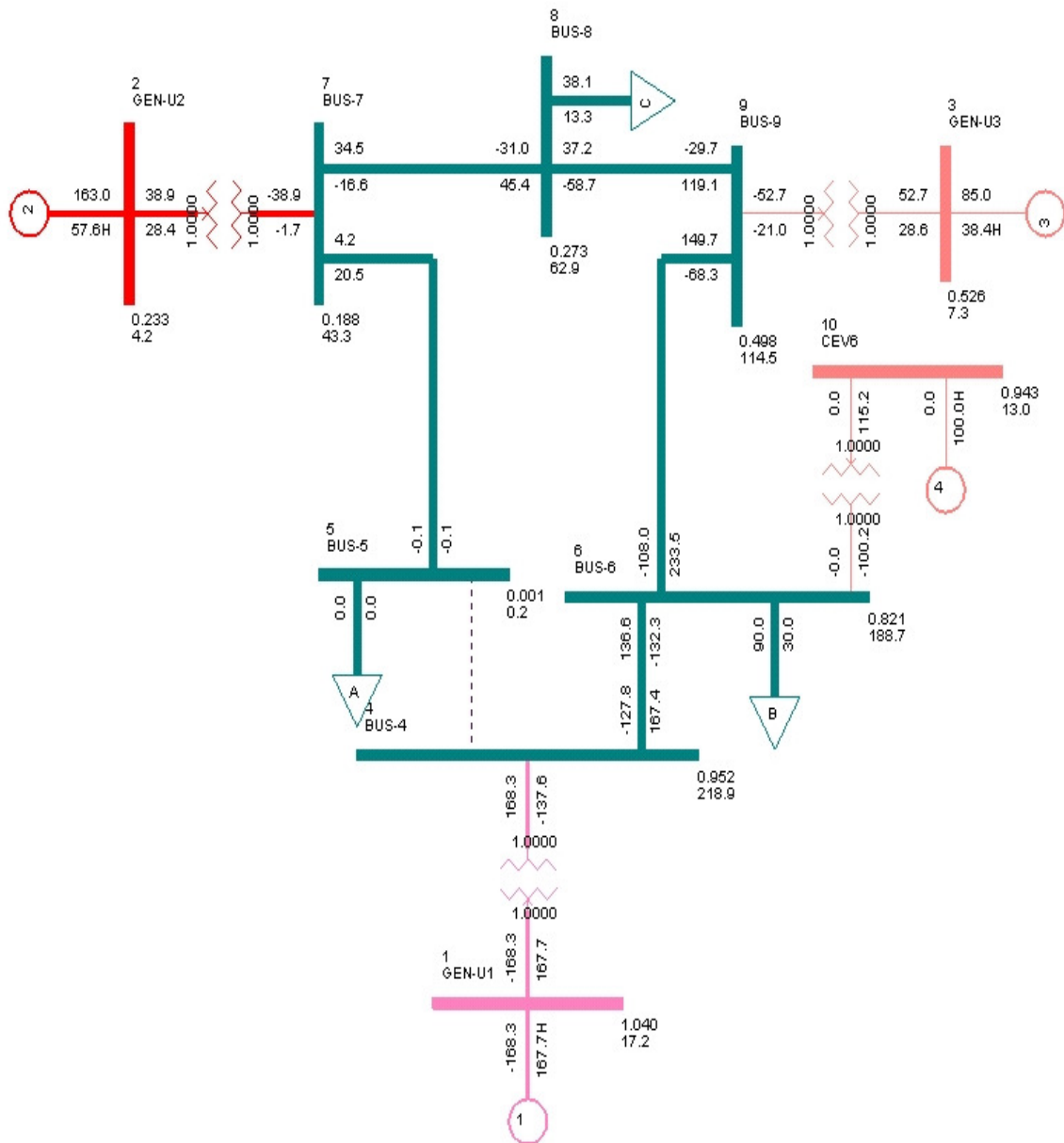


Fig. 5.3 Flujos de potencia ante la apertura de la línea 4-5. Se incluye un CEV en el Bus 6

Se observa que aunque los 3 generadores y el CEV entregan más de lo que pueden aportar de reactivos es insuficiente para encontrar una solución de flujos de potencia. El sistema sigue sin converger aún con la operación del CEV.

Ahora se supone la inserción de un CEV de ± 30 MVar en el nodo 8 del sistema, para observar si de esta manera se obtiene la convergencia del sistema.

En la Fig. 5.4 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Anderson-9 nodos considerando la operación de un CEV en el nodo 8.

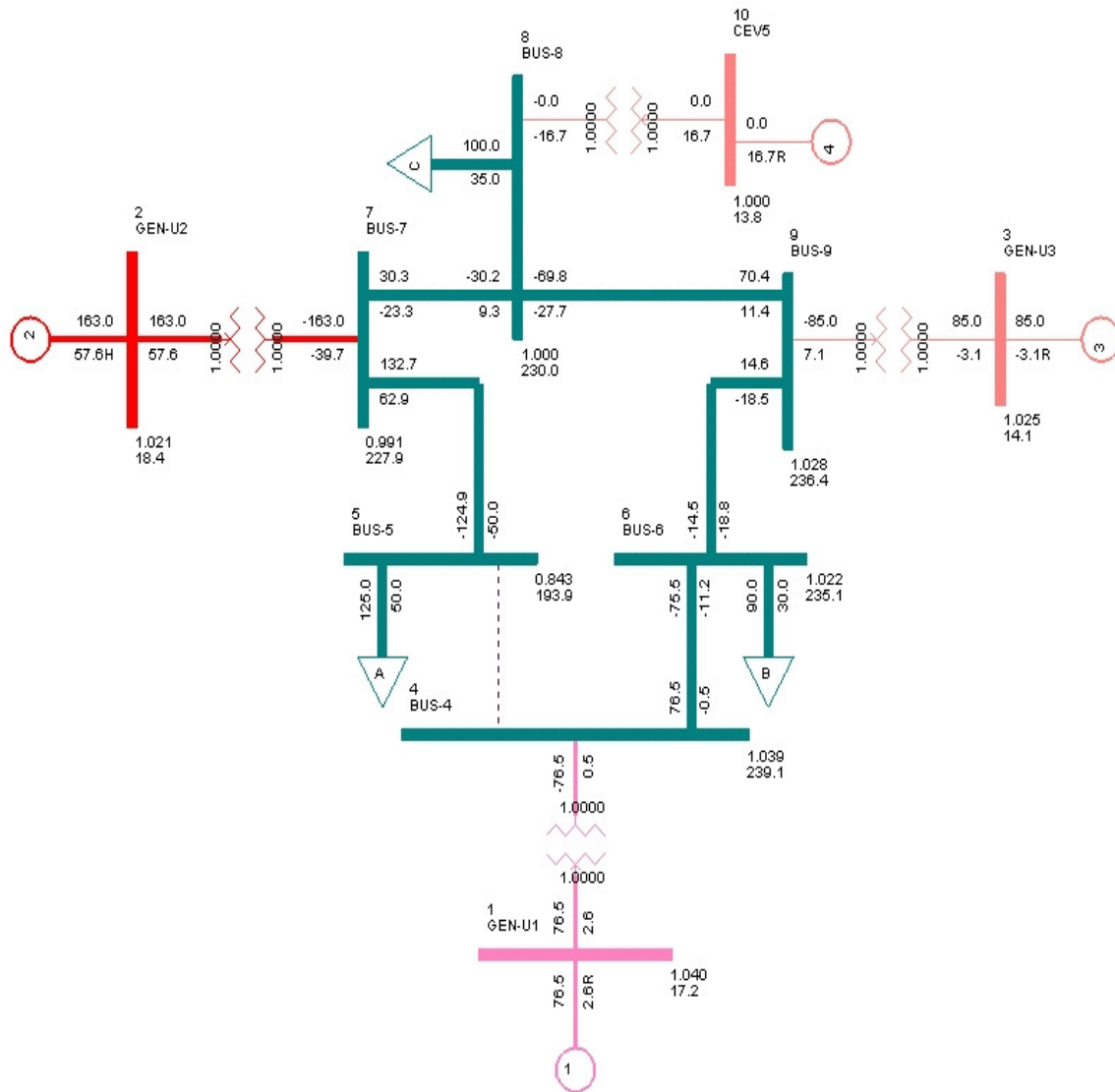


Fig. 5.4 Resultados de flujos de potencia ante la apertura de la línea 4-5, incluyendo un CEV en el nodo 8

Se puede apreciar que con un CEV en el nodo 8 ya se puede alimentar en su totalidad a las 3 cargas. De los 3 generadores sólo el generador 2 está a su máxima capacidad tanto en potencia como en reactivos mientras que el generador 1 y 3 están regulando. El CEV en este nodo aporta reactivos ayudando a regular el perfil de voltaje del sistema.

De la Figura 5.4 se observa que gracias a la incorporación del CEV en el nodo 8 es factible mejorar el perfil de voltaje del sistema logrando convergencia en la solución de flujos de potencia ante la contingencia simulada. Sin embargo el perfil de voltaje en el nodo 5 es bajo (0.843 pu) e inoperable, sería necesario conectar compensación capacitiva en el nodo para mejorar el perfil de voltaje.

Dado lo anterior se supone la inserción del CEV de ± 80 MVar en el nodo 5. Ver la Figura 5.5.

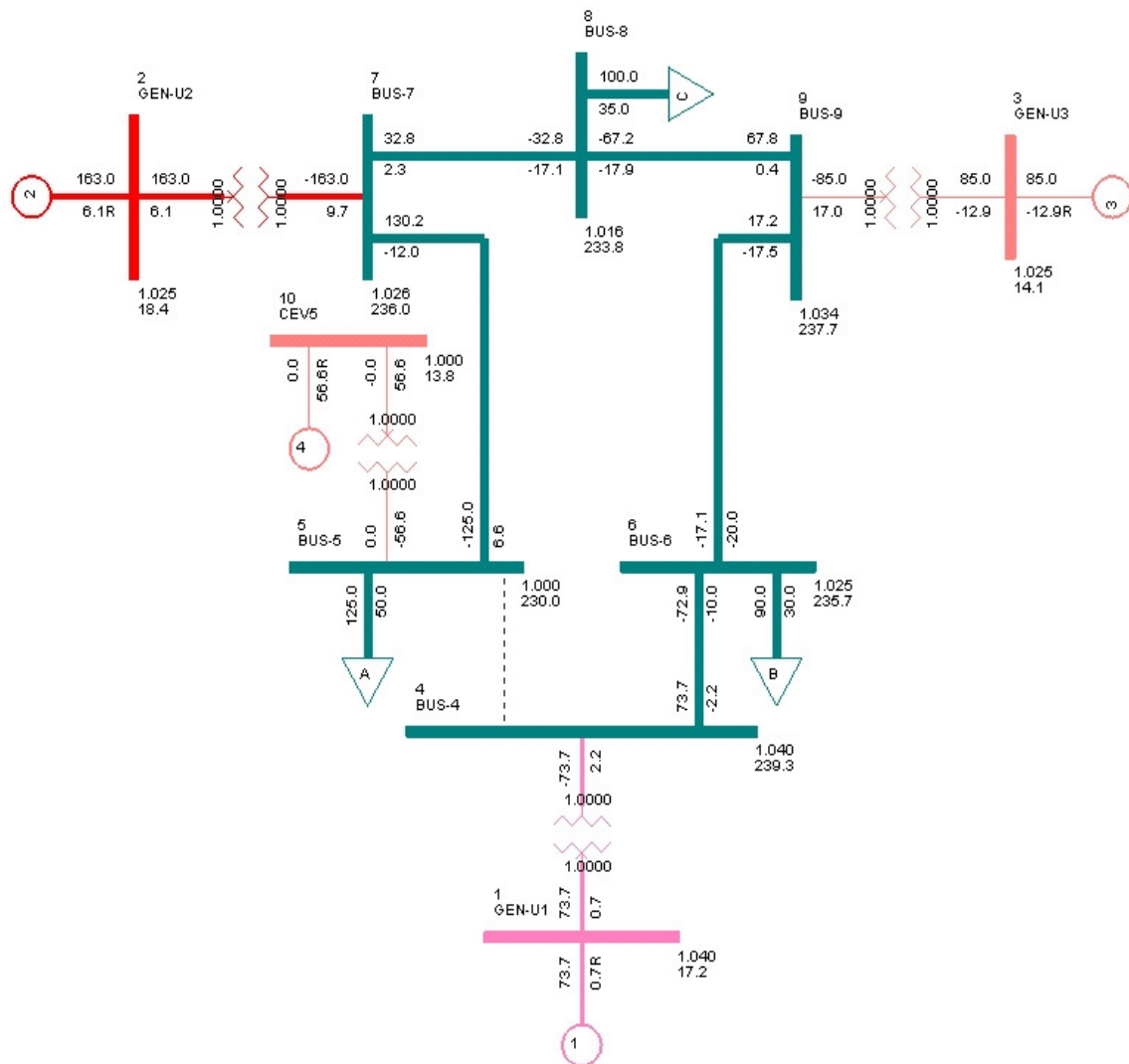


Fig. 5.5 Flujos de potencia resultantes de la apertura de la línea 4-5 incluyendo un CEV en el nodo 5

De la Figura 5.5 se puede apreciar que con el CEV en el nodo 5 se mejoran los perfiles de voltaje del sistema, ya que éste aporta más reactivos que cuando se colocó en el nodo 8. En este caso los 3 generadores están regulando y ninguno de los 3 generadores está a su máxima capacidad tanto en potencia activa como en potencia reactiva, por lo que mientras

más cercano estuvo el CEV a la carga A, que era la que no se llegaba a alimentar en su totalidad, mayor fue su aportación de potencia reactiva y menor fue la aportación de potencia reactiva del Generador 1.

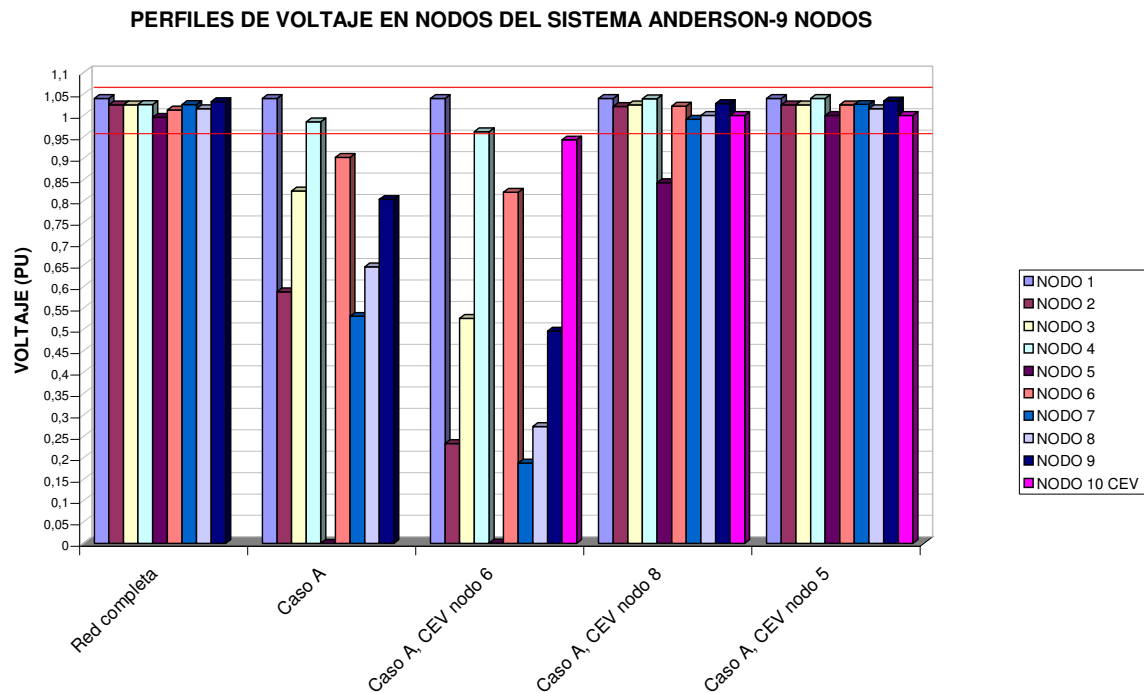


Fig. 5.6 Perfiles de voltaje en nodos del sistema, con la apertura de la Línea 4-5 con y sin el CEV en los nodos 5, 6 y 8

Como se puede apreciar en la Figura 5.6 con la apertura de la línea 4-5 el voltaje en todos los nodos se abate a valores de alrededor de 0.5 pu, con lo cual el caso no converge, es decir, el sistema es inoperable con esos perfiles de voltaje.

Cuando se inserta el CEV en el Bus 6, aún los voltajes en todos los nodos siguen tan bajos que sigue sin converger el sistema. Cuando el CEV se encuentra en el Bus 8 mejora mucho el voltaje en los nodos a excepción del Bus 5 que es donde está conectada la Carga A, estando su valor por debajo del nivel de tolerancia que es del $\pm 5\%$.

Cuando el CEV se coloca en el Bus 5, todos los valores de voltaje de los nodos están dentro del rango de tolerancia, siendo sus valores de voltaje muy parecidos a los que se tienen en la condición de pre-falla, es decir, el sistema estará bien condicionado aún con la apertura de esta línea si cuenta con un CEV en el Bus 5 que es donde se encuentra la carga con mayor consumo de reactivos.

Del análisis desarrollado para el Sistema Anderson-9 nodos, y mostrado en cada diagrama unifilar así como en la gráfica de perfiles de voltaje ante distintas sensibilidades de

ubicación del CEV se comprueba que el problema de “déficit de potencia reactiva” de un sistema eléctrico de potencia es un problema local que debe resolverse mediante la ubicación idónea de fuentes de potencia reactiva fija o de tipo dinámica como CEV’s, los cuales proveen o absorben potencia reactiva también en estado dinámico.

Caso B Este caso contempla la apertura tripolar de la Línea 5-7

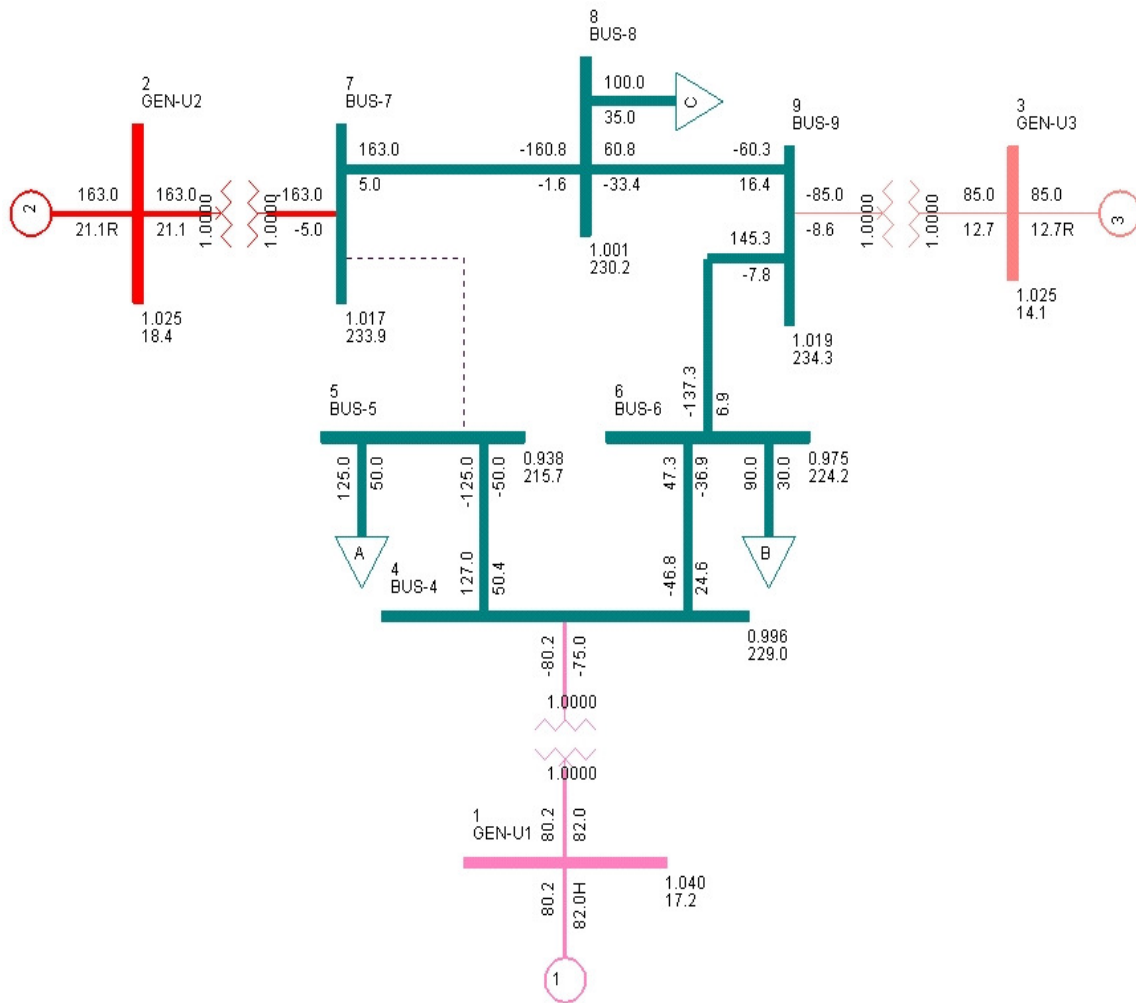


Fig. 5.7 Flujos de Potencia resultantes de la apertura de la línea 5-7

Para esta contingencia el sistema no es capaz de sobreponerse a la pérdida de la línea 5-7, ya que se necesitaría que el Generador 1 fuera de mayor capacidad para aportar una mayor cantidad de reactivos, por lo que la solución que se muestra en la Figura 5.7 no es real, en circunstancias reales el sistema no convergería.

Dado lo anterior se supondrá la inserción de un CEV de ± 30 MVar en el nodo 6 del sistema, para observar su impacto ante esta contingencia. Ver la Figura 5.8.

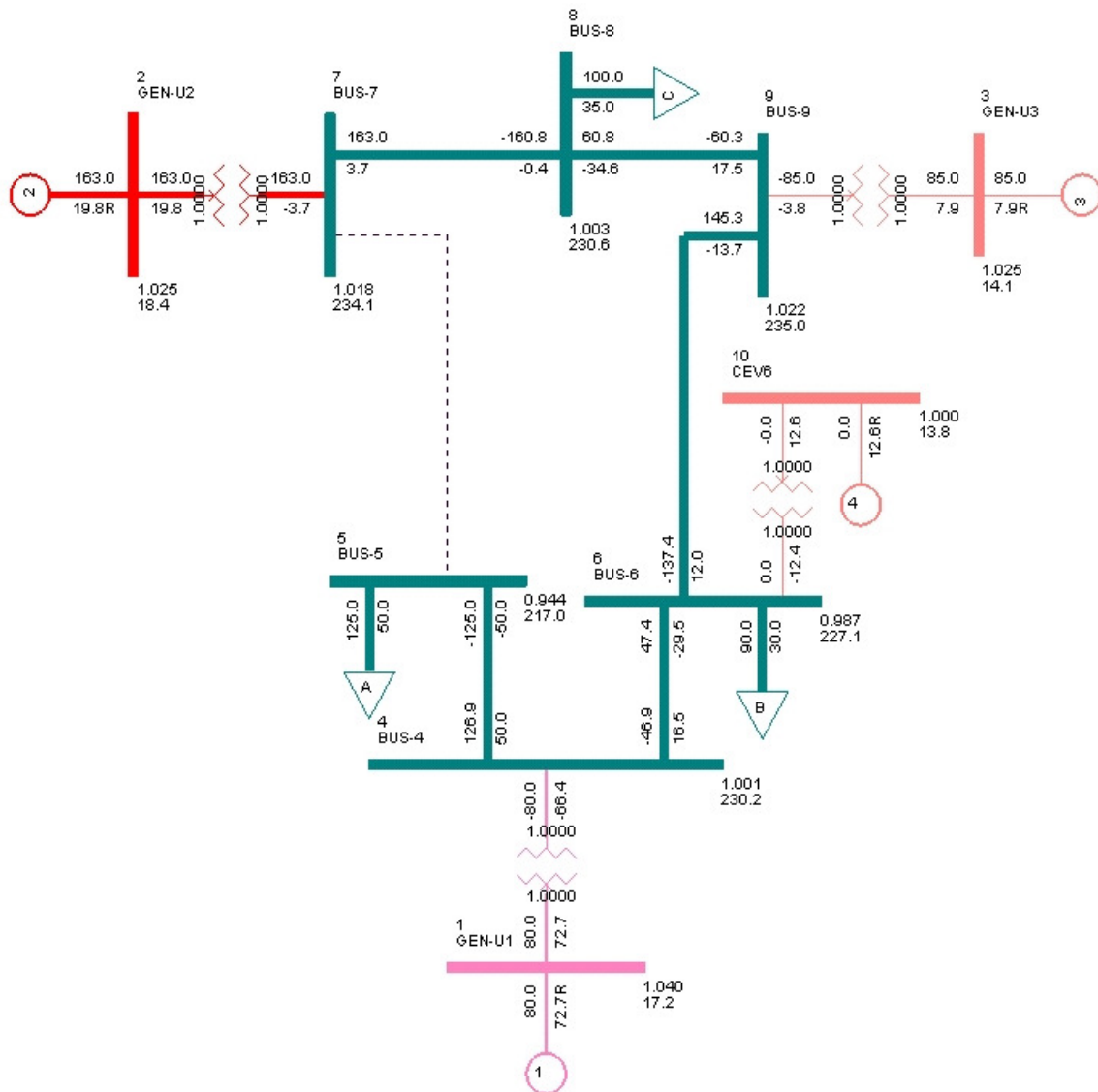


Fig. 5.8 Flujos de potencia resultantes de la apertura de la línea 5-7 incluyendo un CEV en el nodo 6

Del diagrama unifilar de la Figura 5.8, se aprecia que la inclusión del CEV en el nodo 6 contribuye a la regulación de voltaje del sistema junto con los 3 generadores, por lo que se puede cubrir la demanda de las cargas manteniendo un perfil de voltaje adecuado en todo el sistema. El sistema puede soportar esta contingencia, sin embargo el Generador 1 tiene poco margen de regulación de reactivos, ya que está prácticamente al máximo de su capacidad, mientras que el Generador 2 está a su máxima capacidad en potencia activa.

Ahora se analizará el caso en que un CEV de ± 30 MVar se encuentre en el nodo 8 del sistema. En la Figura 5.9 se muestra el nuevo diagrama.

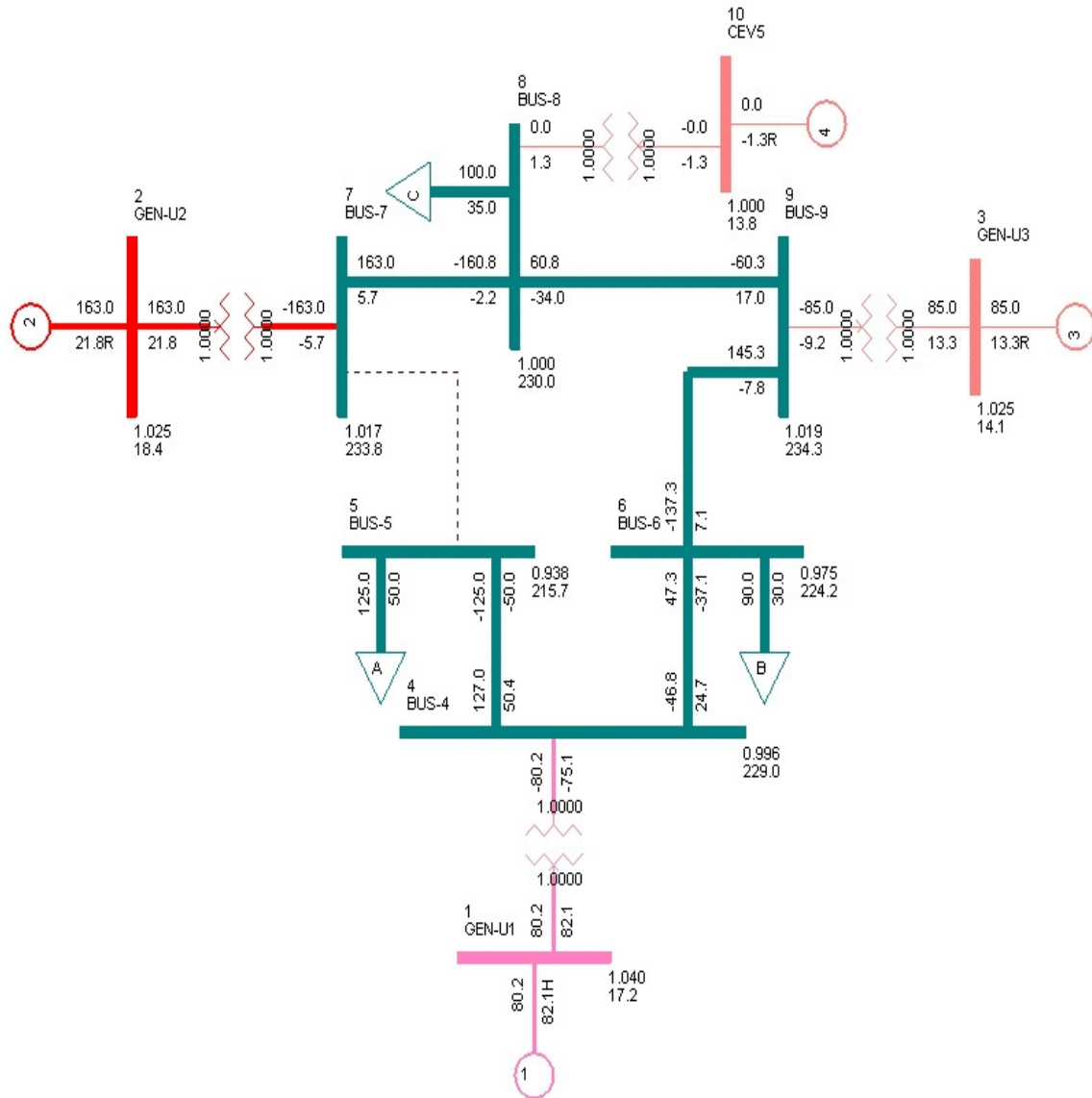


Fig. 5.9 Resultado de Flujos de potencia ante la apertura de la línea 5-7, incluyendo un CEV en el nodo 8

De la Figura 5.9 podemos observar que la inclusión del CEV en el nodo 8 no presenta mayor impacto para esta condición, ya que el único nodo con problemas de bajo voltaje es el nodo 5 y el CEV ubicado en el nodo 8 estaría prácticamente ‘flotando’.

Comparando este diagrama con el de la Figura 5.8, podemos observar que la distribución de los flujos de potencia es prácticamente la misma, con lo cual se concluye que no sería conveniente ubicar en este nodo al CEV.

Se supondrá la inserción de un CEV de ± 50 MVar en el Bus 5 del sistema. Ver la Figura 5.10.

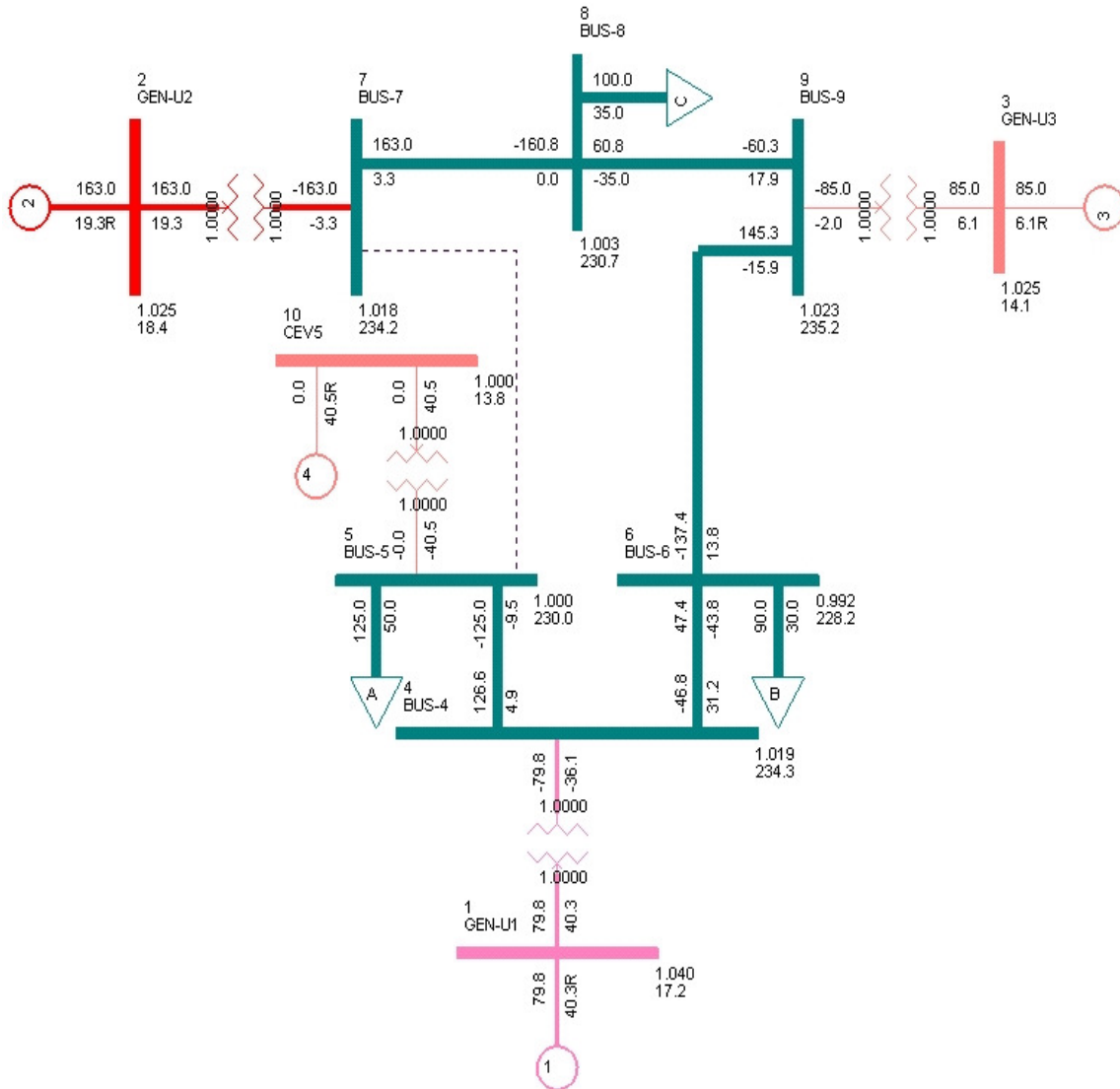


Fig. 5.10 Flujos de potencia resultantes de la apertura de la línea 5-7 considerando un CEV en el nodo 5

Teniendo al CEV conectado al nodo 5 podemos observar que el Generador 1 tiene menos aportación de reactivos que cuando se encontraba el CEV en el nodo 6, sin embargo se requiere de un CEV de mayor capacidad, por lo menos de 45 MVar.

Con el CEV propuesto se observa que se mejora sustancialmente el perfil de voltaje del nodo y en general del sistema, y además se cuenta con un buen margen de regulación, por lo que la ubicación y la capacidad del CEV es adecuada.

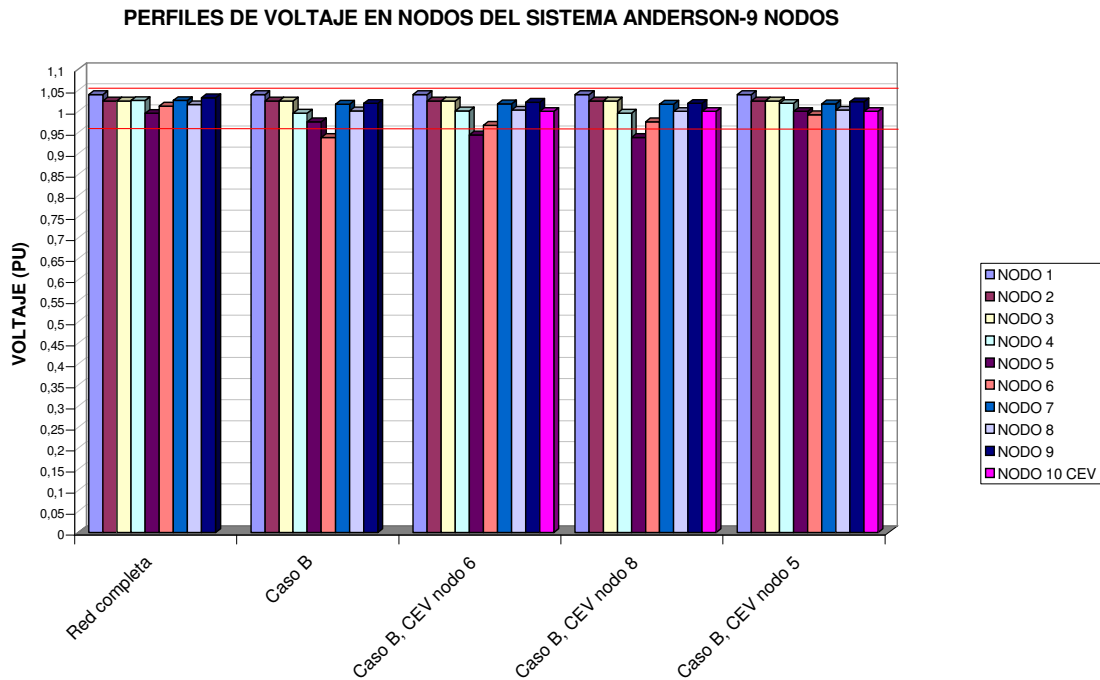


Fig. 5.11 *Perfiles de voltaje en nodos del sistema, con la apertura de la línea 5-7 con y sin el CEV en los nodos 5, 6 y 8*

Como se observa en la Figura 5.11 con la apertura de la línea 5-7 el voltaje en el nodo 6 se abate aprox. a 0.93 pu, por lo que el caso si converge, ya que esto sólo ocurre en un bus. Cuando se inserta un CEV en el nodo 6, aunque se mejora el voltaje en el nodo 6, éste descende en el nodo 5, por lo que, aunque el sistema es capaz de cubrir la demanda de las cargas, está fuera del rango de operación del voltaje, por lo que está en un punto crítico de operación.

Si el CEV se encuentra en el nodo 8 mejora mucho el voltaje en los nodos a excepción del nodo 5 que es donde está conectada la Carga A, con mayor consumo de reactivos, por lo que sigue fuera del rango de operación de voltaje.

Si el CEV se coloca en el nodo 5, todos los valores de voltaje de los nodos presentan valores aceptables dentro del rango operativo, por lo que el sistema es capaz de soportar este tipo de contingencia si el CEV se encuentra en este nodo.

Para la apertura de cualquier otra línea, el sistema es capaz de soportar la pérdida sin necesidad de utilizar algún CEV, como se puede observar en la Fig. 5.12 de perfiles de voltaje. Únicamente en el caso de la apertura de la línea 4-6, el valor del voltaje en el nodo 6 está por debajo del nivel de tolerancia, no obstante, el sistema puede soportar esta contingencia.

PERFILES DE VOLTAJE EN NODOS DEL SISTEMA ANDERSON-9 NODOS

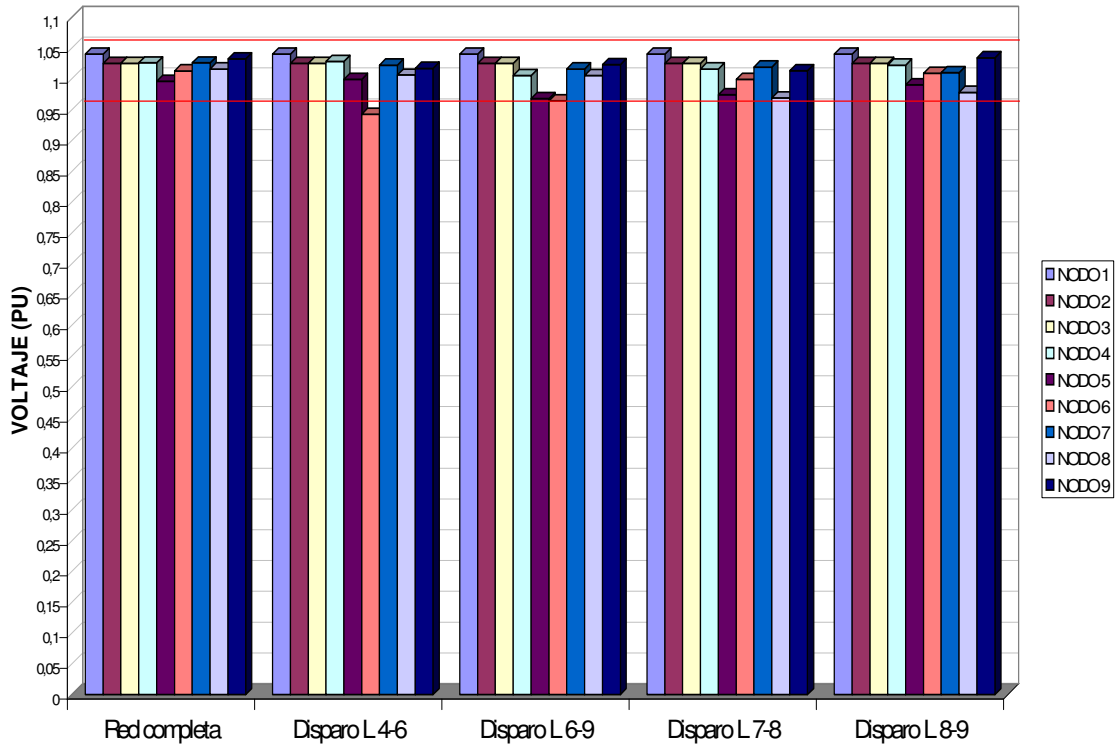


Fig. 5.12 Perfiles de voltaje en nodos del sistema, ante la apertura de las líneas L4-6, L6-9, L7-8 y L8-9

5.1.2 Salida de Transformadores

Caso A. Se simula la salida del Banco de Unidad TR 1 que conecta al Generador 1

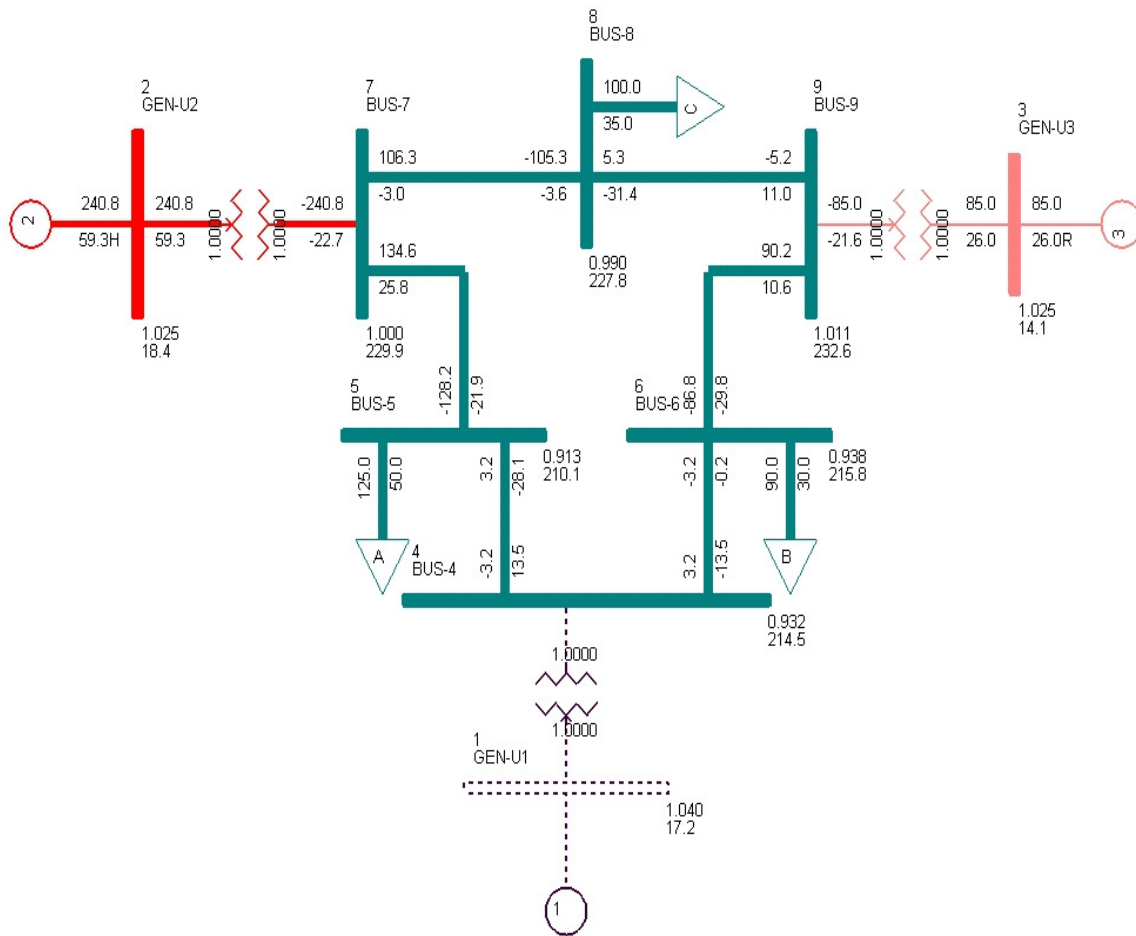


Fig. 5.13 Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco de Unidad TR 1

Como se puede observar de la Figura 5.13 la salida del Banco de transformación TR 1 impacta sustancialmente en el sistema debido a que implica la pérdida de generación. Esta contingencia aísla el Generador 1, el cual es el de mayor capacidad, por lo que el sistema no es capaz de sobreponerse, ya que para hacerlo se requiere que el Generador 2 sea de mayor capacidad, por lo tanto, la solución que se presenta en la figura anterior es ficticia, es decir, el sistema no converge.

La pérdida del Generador 1 implica un desbalance carga-generación de aprox. 44 MW y no se cuenta con reserva disponible para suministrar este desbalance de potencia activa, por lo que no tiene sentido hacer sensibilidades de ubicación del CEV, ya que este suministra o absorbe potencia reactiva.

Caso B Simulación de la salida del Banco de Unidad TR 2 que conecta al Generador 2

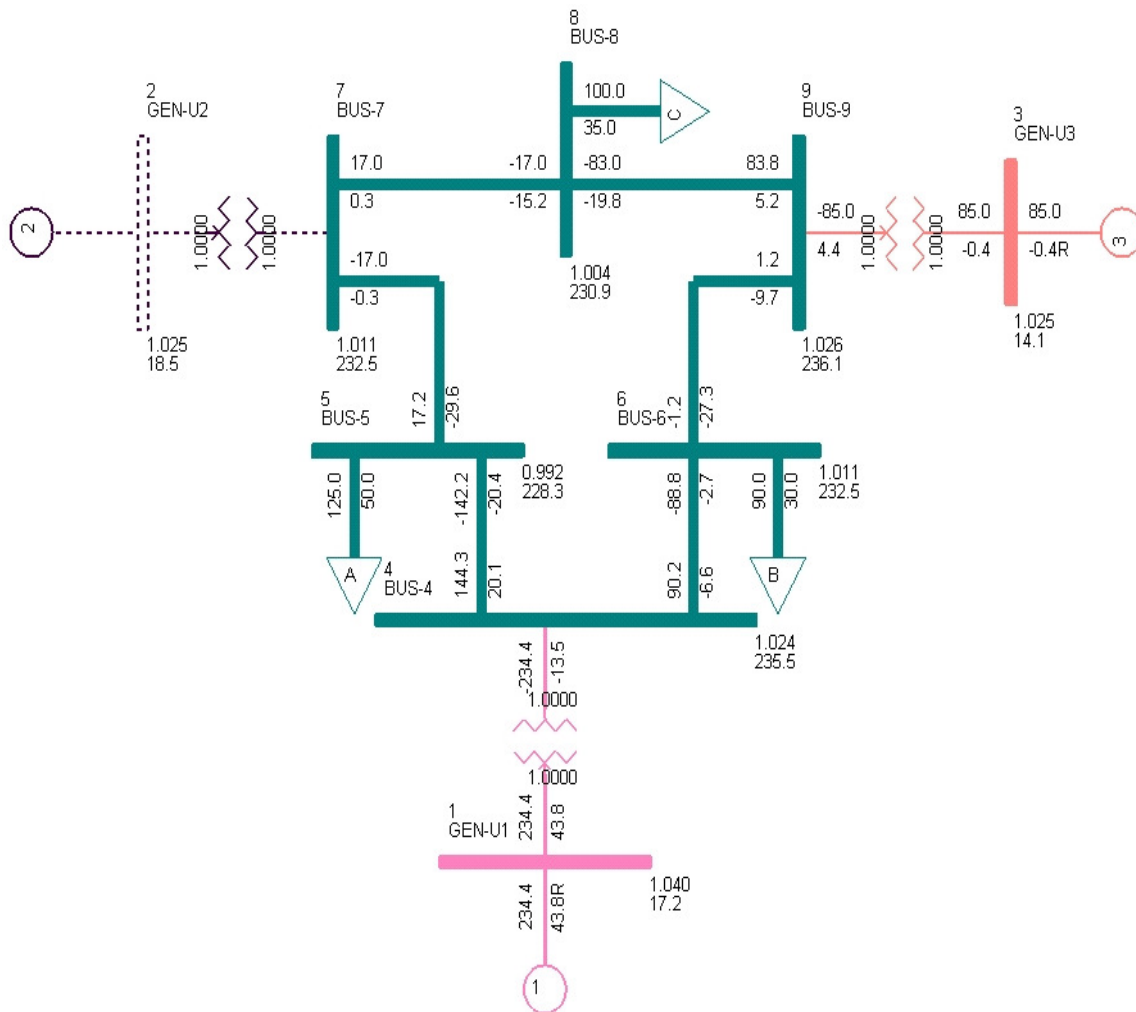


Fig. 5.14 Diagrama resultante con la salida del Banco 2 de transformación

Para el caso en que el Generador 2 está fuera de servicio, los Generadores 1 y 3 son capaces de abastecer por completo a las 3 cargas. El sistema converge ante esta contingencia manteniéndose el perfil de voltaje en valores operables.

Como el sistema soporta la pérdida de la Unidad Generadora No. 2, se supondrá la entrada de una nueva carga al sistema, ubicada en el nodo 6 (Carga D, de 10 MW y 5 MVar) y se analizará el comportamiento del sistema si se tiene un CEV conectado en los nodos 5, 6 y 8 respectivamente de ± 10 MVar para analizar el perfil de voltaje del sistema en cada caso.

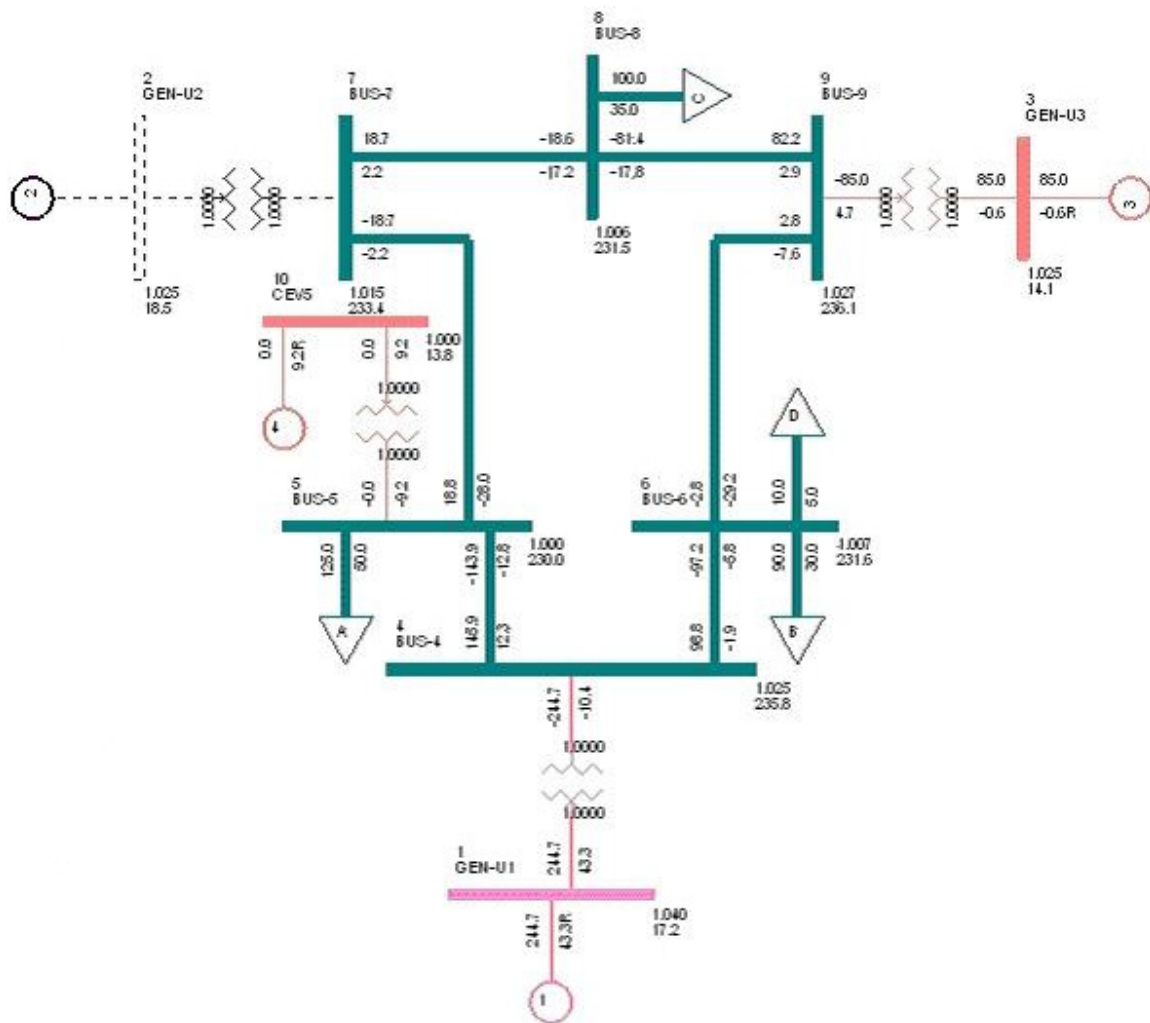


Fig. 5.15 Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 2, incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 5

Como se puede observar en la Figura 5.15, si se pierde la Unidad generadora 2, y se tiene un incremento de carga en el sistema, específicamente en el nodo 6 de 10 MW, se tendría un menor margen de reserva de regulación de potencia activa, sin embargo el sistema es capaz de soportar este evento y si adicional se agrega un CEV en el nodo 5 se mejora el voltaje en el nodo.

Dado lo anterior ahora se analizará el impacto del CEV cuando se ubica en el nodo 6.

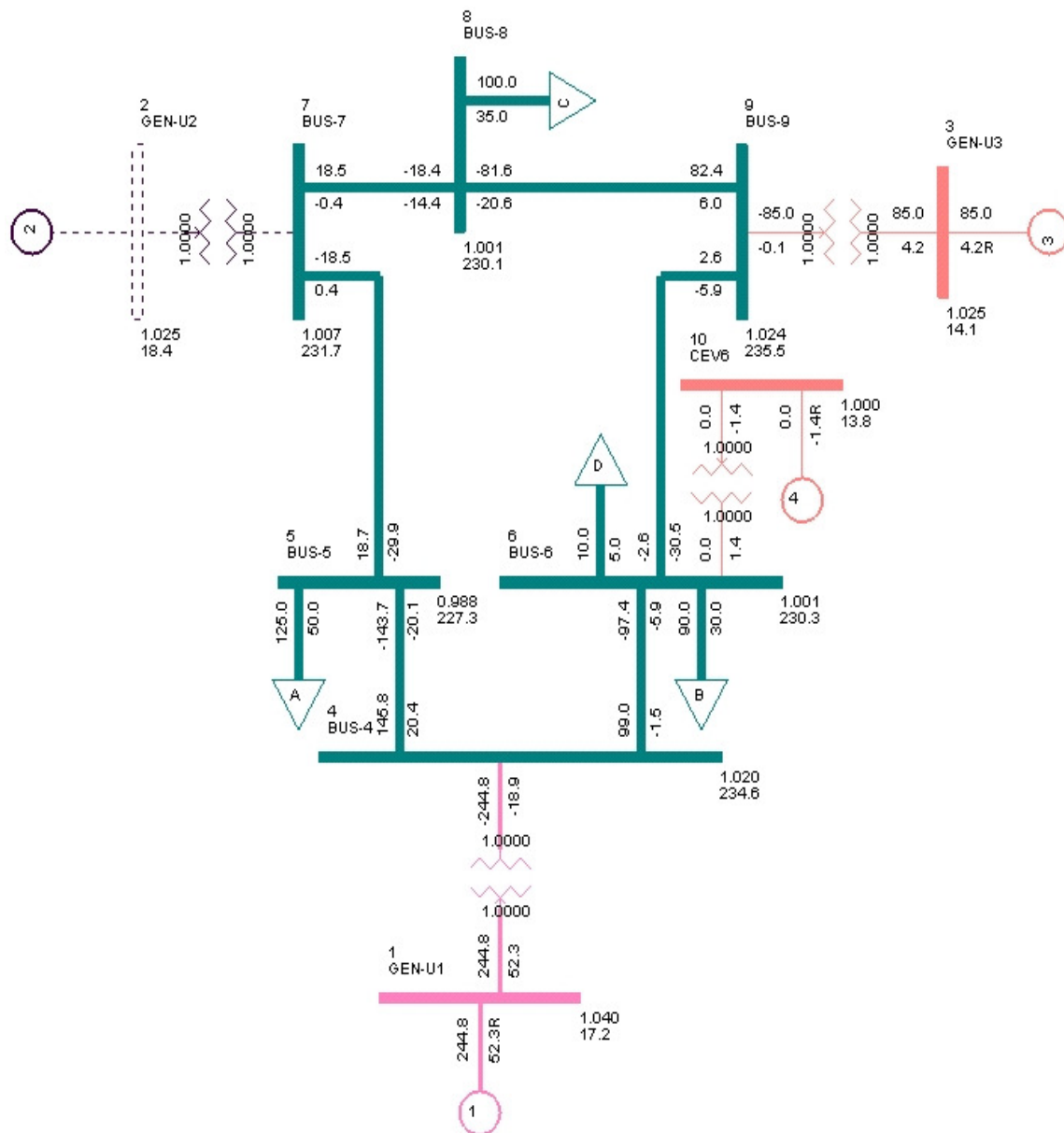


Fig. 5.16 Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 6

Se puede observar en la Figura 5.16, que el Generador 1 es el que está trabajando a su máxima capacidad, para este caso el CEV absorbe reactivos debido a que ambos generadores aumentaron sus aportaciones de reactivos en comparación al caso anterior en el que el CEV se encontraba en el nodo 5. De analizar los perfiles de voltaje y la distribución de los flujos de reactivos del sistema se puede concluir que no es necesario la inserción del CEV en este nodo prácticamente estaría en desuso.

Por último se supondrá la inserción del CEV en el nodo 8 del sistema como se puede ver en la Figura 5.17.

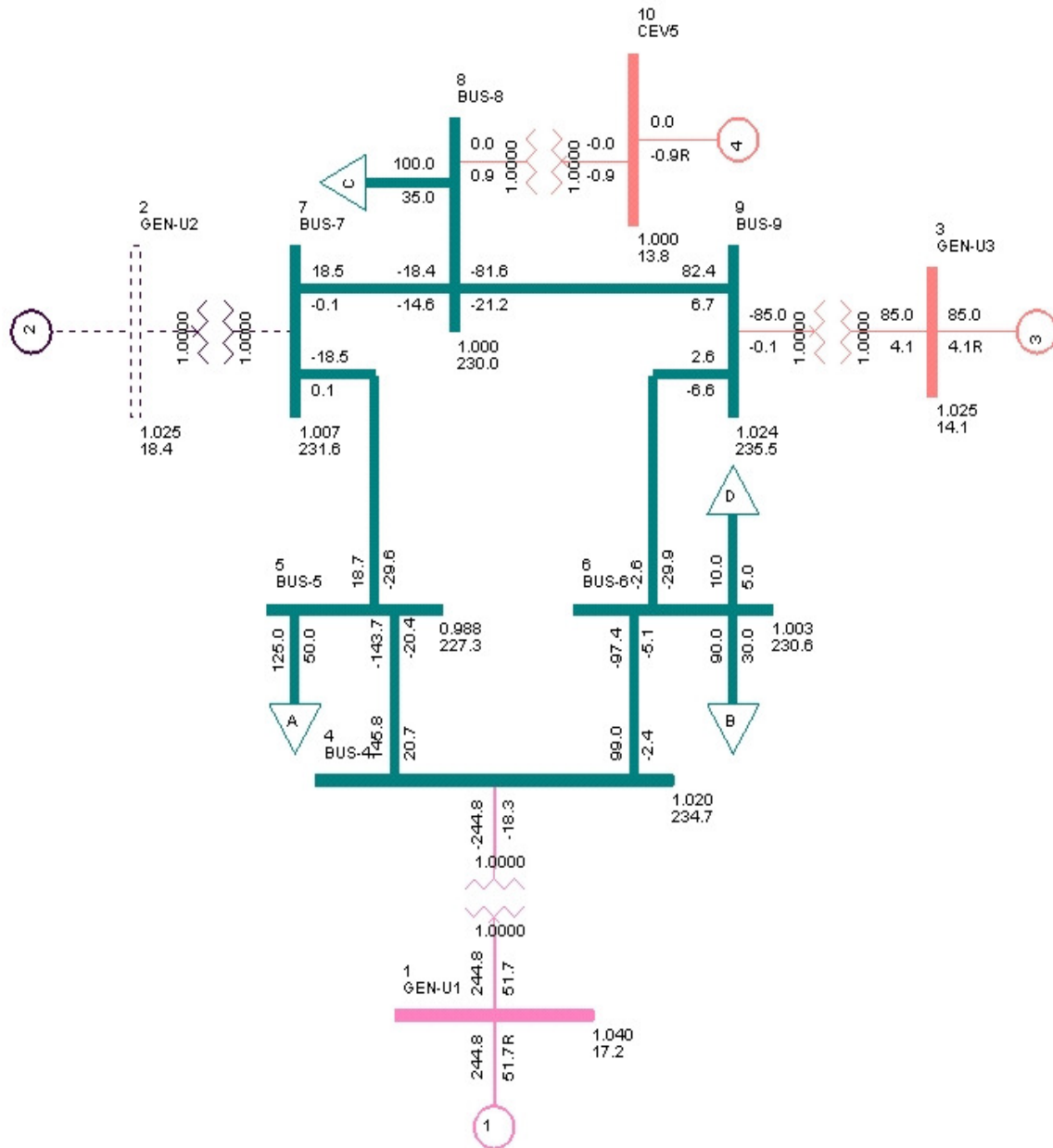


Fig. 5.17 Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 8

Nuevamente el Generador 1 se encuentra en su máxima capacidad de generación y el CEV prácticamente no absorbe reactivos. La participación del CEV es mínima siendo principalmente los generadores los que soportan la contingencia.

Por consiguiente, no se observa necesaria la inserción de un CEV en este nodo, ante estas condiciones operativas, ya que los perfiles de voltaje del sistema son operables.

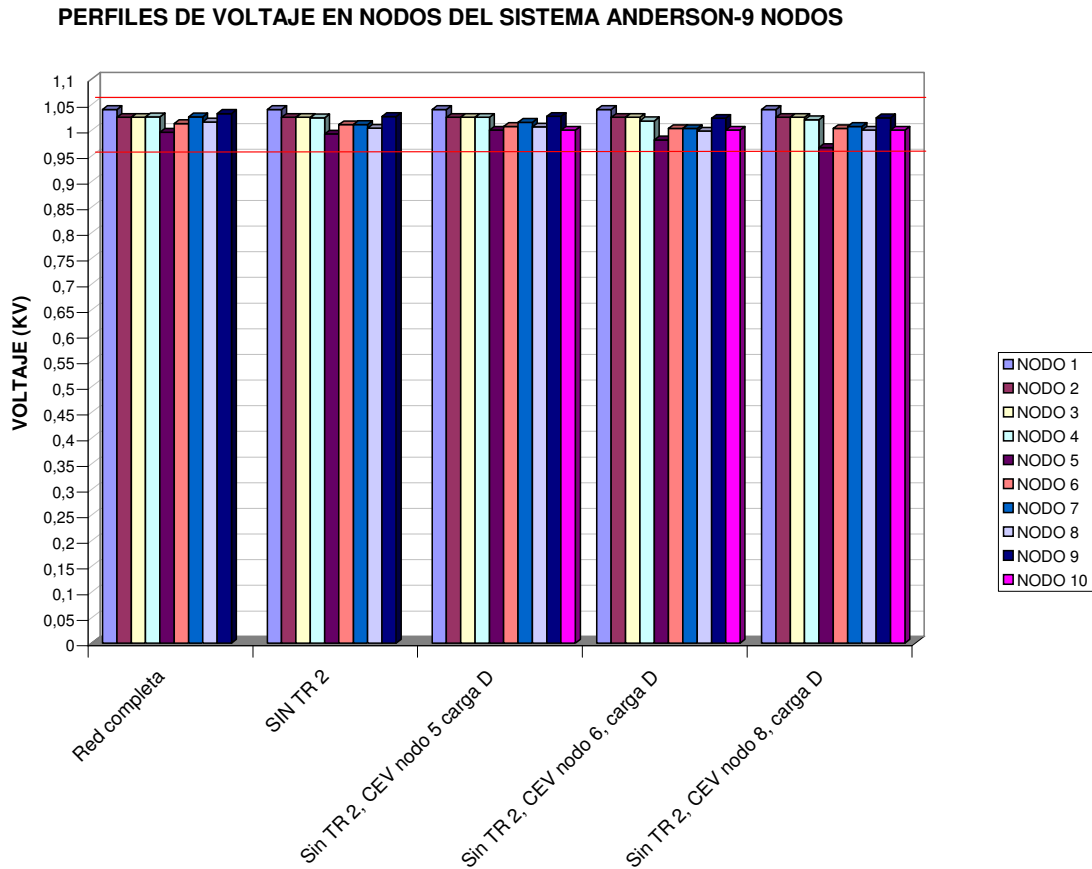


Fig. 5.18 *Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la salida del Banco TR 2 incluyendo una carga D y un CEV*

En la Figura 5.18 se observa que se mantiene un perfil de voltaje aceptable en los nodos del sistema con la salida del Banco TR 2, el cual aísla al Generador 2. Asimismo se consideró un aumento de carga en el sistema ubicada en el nodo 6 (carga D) y el perfil de voltaje del sistema permanece dentro de los rangos operativos; por lo tanto se concluye, que no es necesaria la inclusión de ningún CEV para la operación adecuada del sistema ante esta contingencia.

Caso C Simulación de la salida del Banco de Unidad TR 3 que conecta al Generador 3

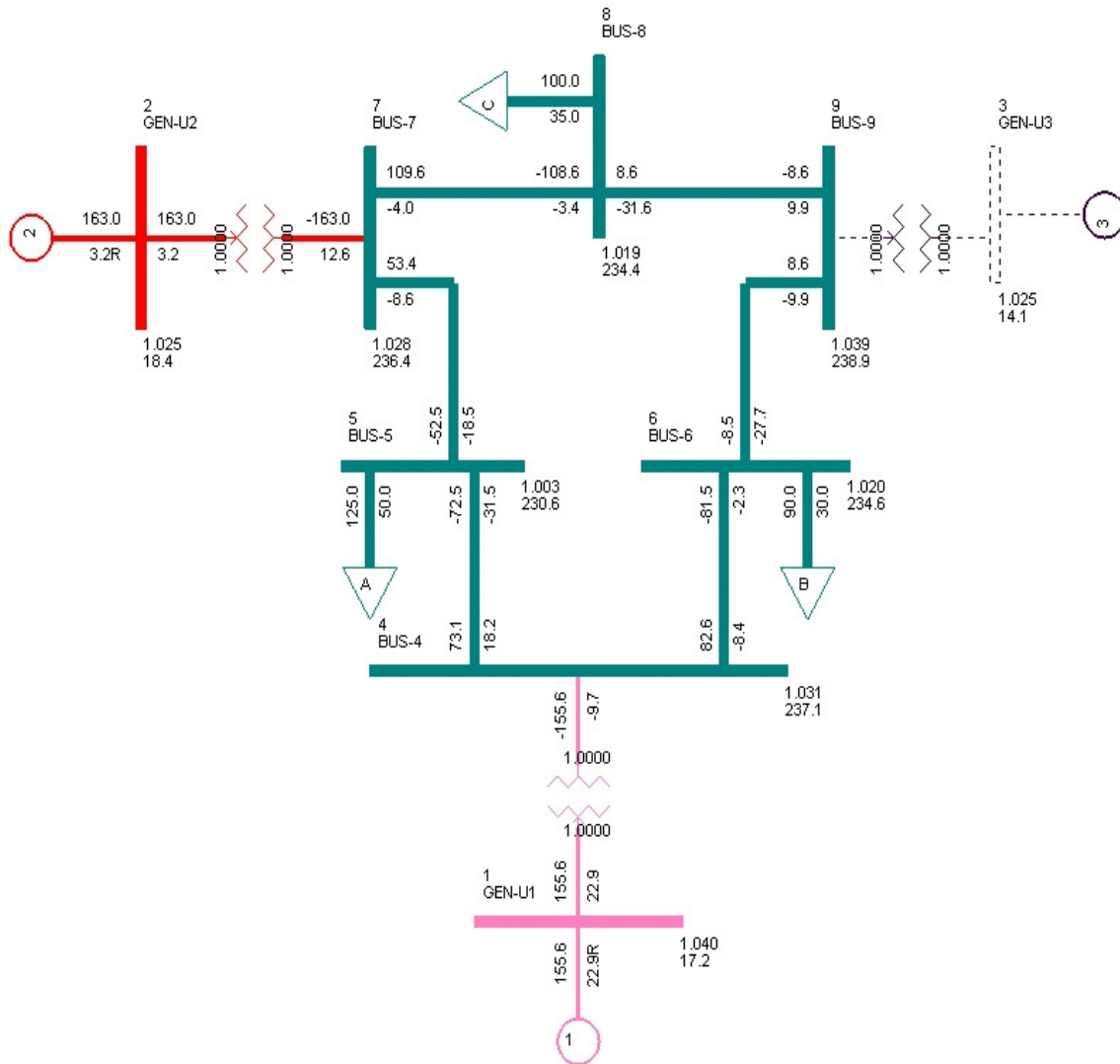


Fig. 5.19 Flujos de potencia resultantes con la salida del Banco TR 3

Para el caso en que saliera de servicio el Banco de Unidad TR 3 que conecta al Generador 3, tal como se muestra en la Figura 5.19, los Generadores 1 y 2 regulan el voltaje del sistema de tal forma que pueden cubrir las 3 cargas que se encuentran en el sistema. Se puede observar que el Generador 2 se encuentra a su máxima capacidad de potencia activa.

Nuevamente se supondrá un incremento de carga en el Bus 6 del sistema (Carga D de 10 MW y 5 MVar) y se supondrá en cada caso la inserción de un CEV en los Buses 5, 6 y 8 respectivamente.

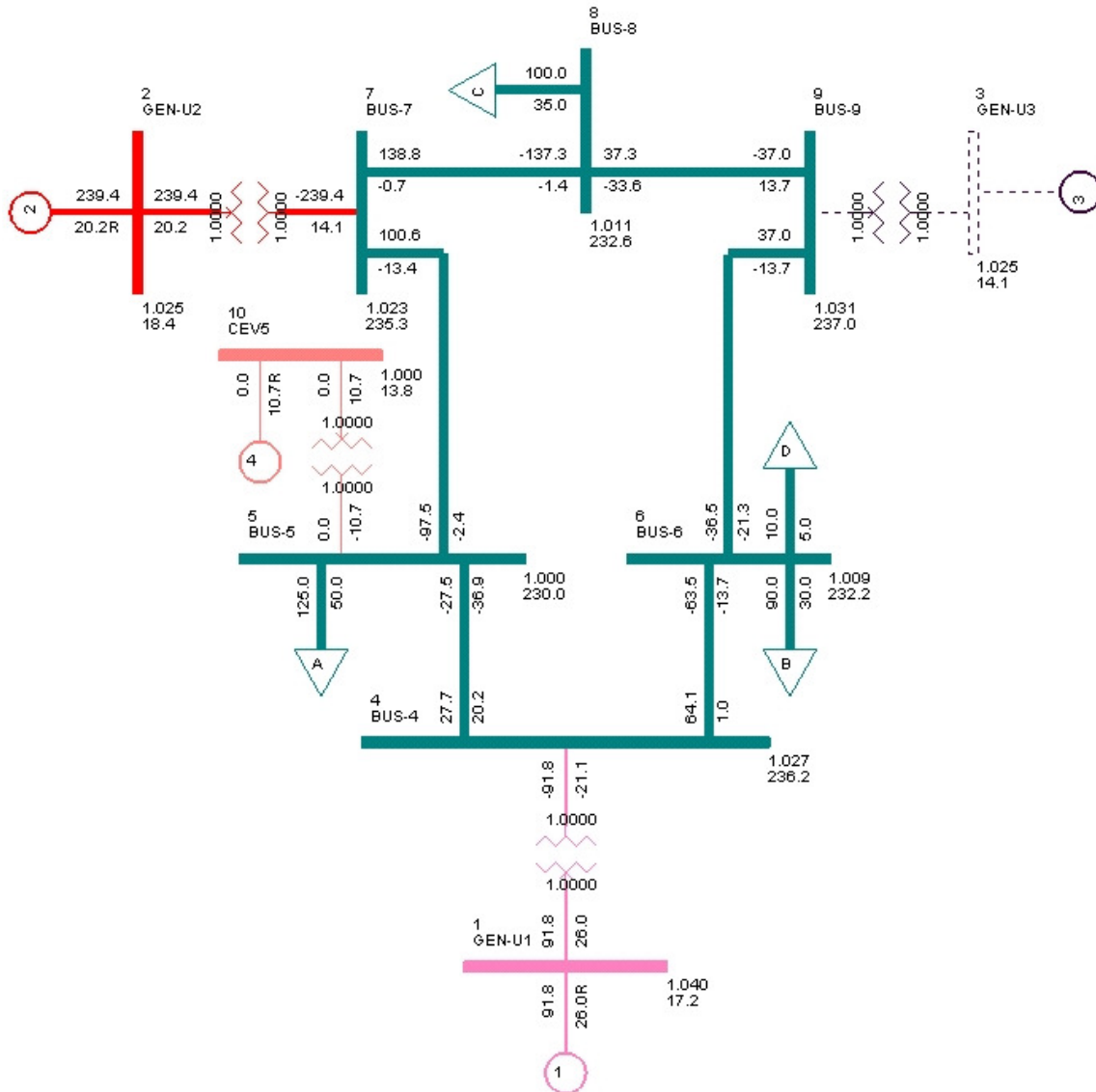


Fig. 5.20 Flujos de potencia resultantes de la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 5

Para este caso, el CEV que se conectó al Bus 5 es de ± 15 MVar, como se muestra en la Figura 5.19, el sistema no soportaría el aumento de demanda en la carga, ya que aún con el CEV conectado al Bus 5, el sistema no converge debido a que se necesitaría que la aportación de la Unidad Generadora No. 2 fuera de 239.4 MW, valor que está por encima de su capacidad máxima de generación, el cual es de 163.2 MW.

Por consiguiente los resultados que se muestran en la Figura 5.20 son ficticios, ya que no corresponden a una solución válida de flujos de potencia.

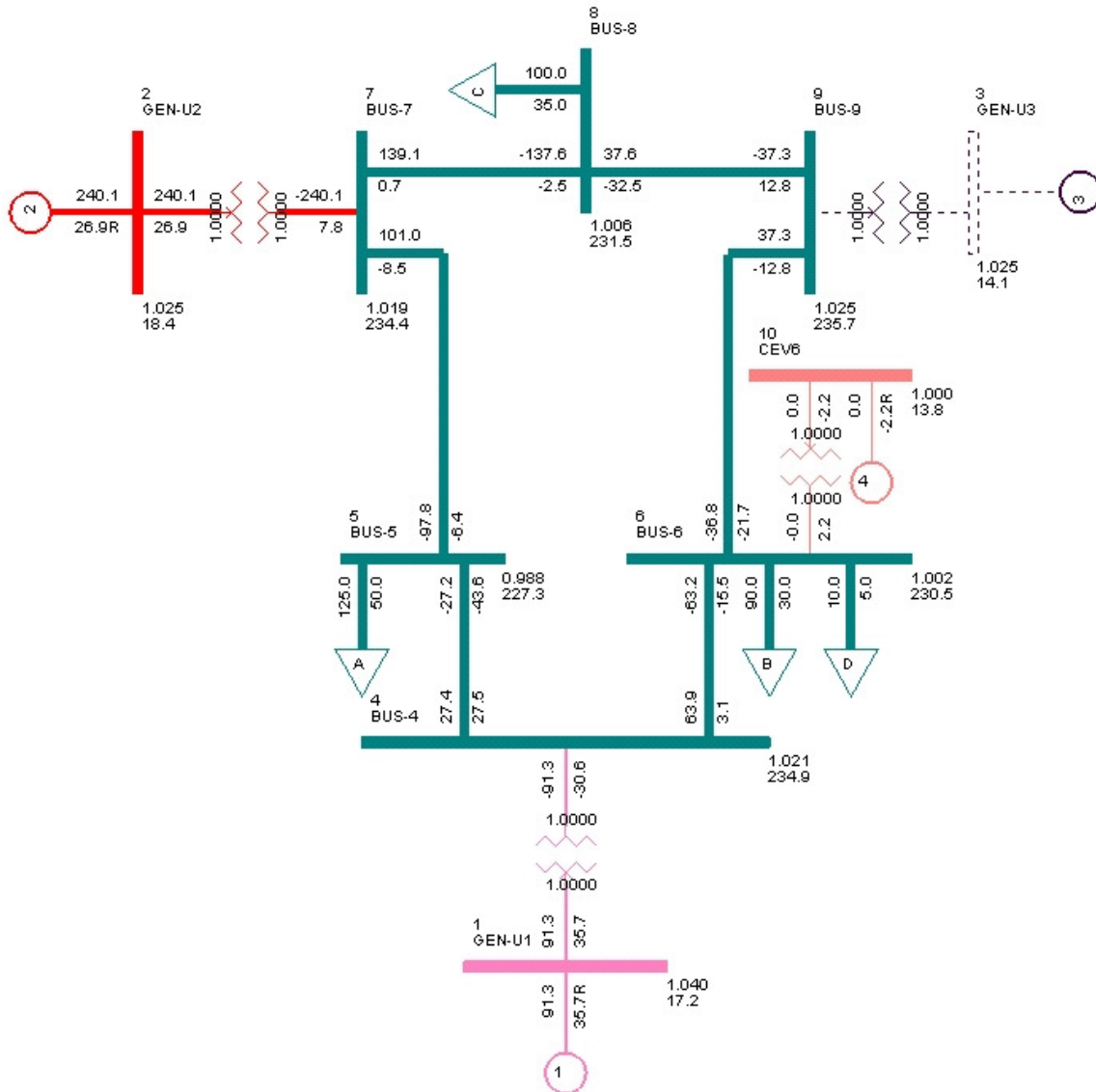


Fig. 5.21 Resultados de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 6

En este caso el CEV se encuentra conectado al mismo bus en el que está la Carga D, Figura 5.21, y aún así el sistema no converge, además de que el CEV no está aportando reactivos sino que los está absorbiendo. Para que el sistema fuera capaz de soportar esta contingencia se necesitaría que el Generador 2 fuera de mayor capacidad.

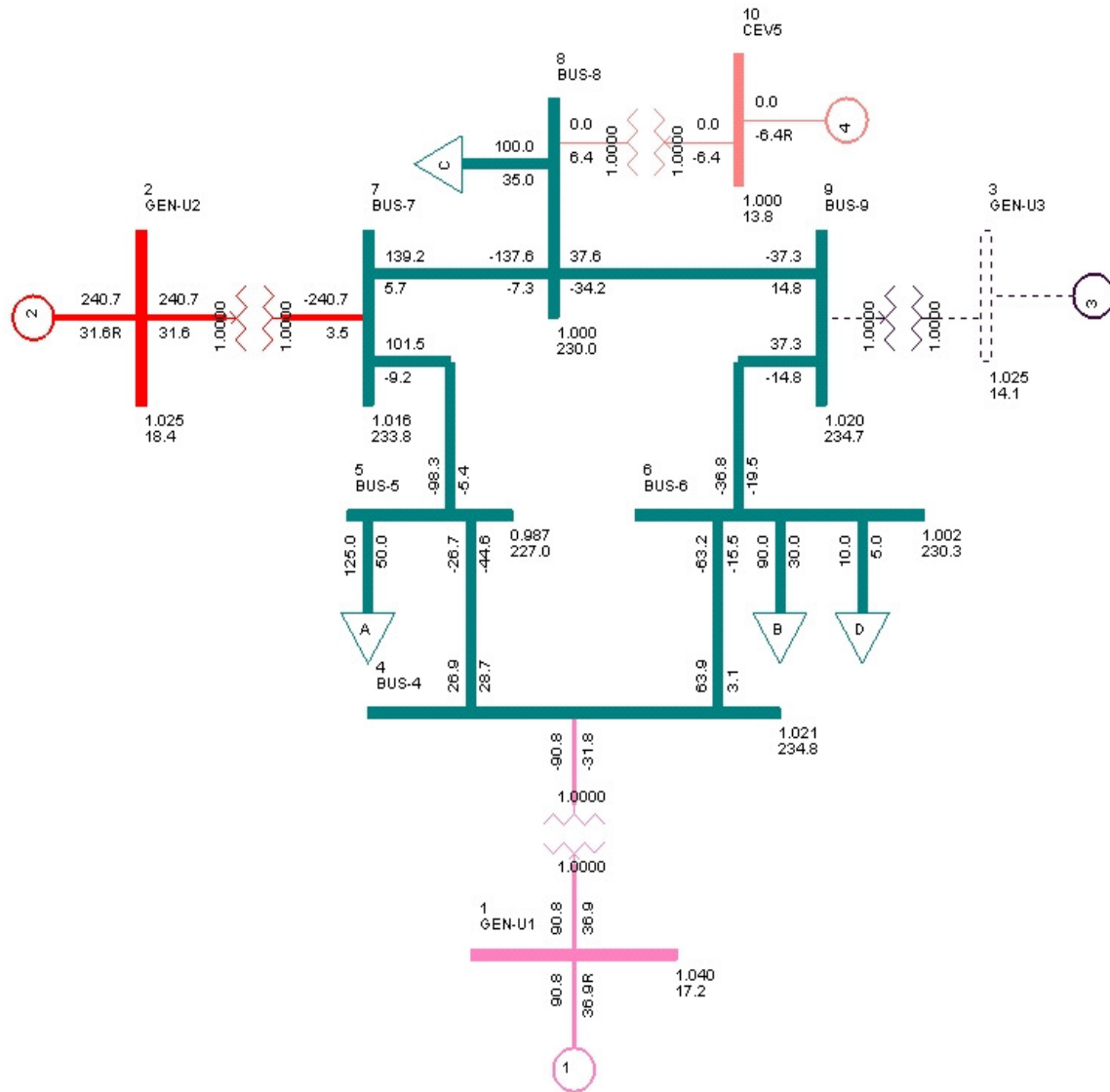


Fig. 5.22 Distribución de flujos de potencia ante la salida del Banco TR 3 incluyendo una carga D y un CEV en el nodo 8

Nuevamente, como se puede apreciar en la Figura 5.22, el sistema no converge, se sigue necesitando que el Generador 2 fuera de mayor capacidad. El CEV para este caso absorbe reactivos.

En los 4 casos analizados con el Banco de Unidad TR 3 fuera de servicio vemos que, sin tener aumento en la carga, el sistema ya se encontraba en un punto crítico de operación, y cuando se aumentó la carga el sistema no converge aún cuando se le incluyó un CEV en distintos buses del sistema.

Podemos concluir que aún cuando un sistema cuente con elementos de apoyo, si se trata de un sistema débil, un solo CEV no es suficiente para soportar las demandas del propio sistema ante una contingencia de este tipo.

PERFILES DE VOLTAJE EN NODOS DEL SISTEMA ANDERSON-9 NODOS

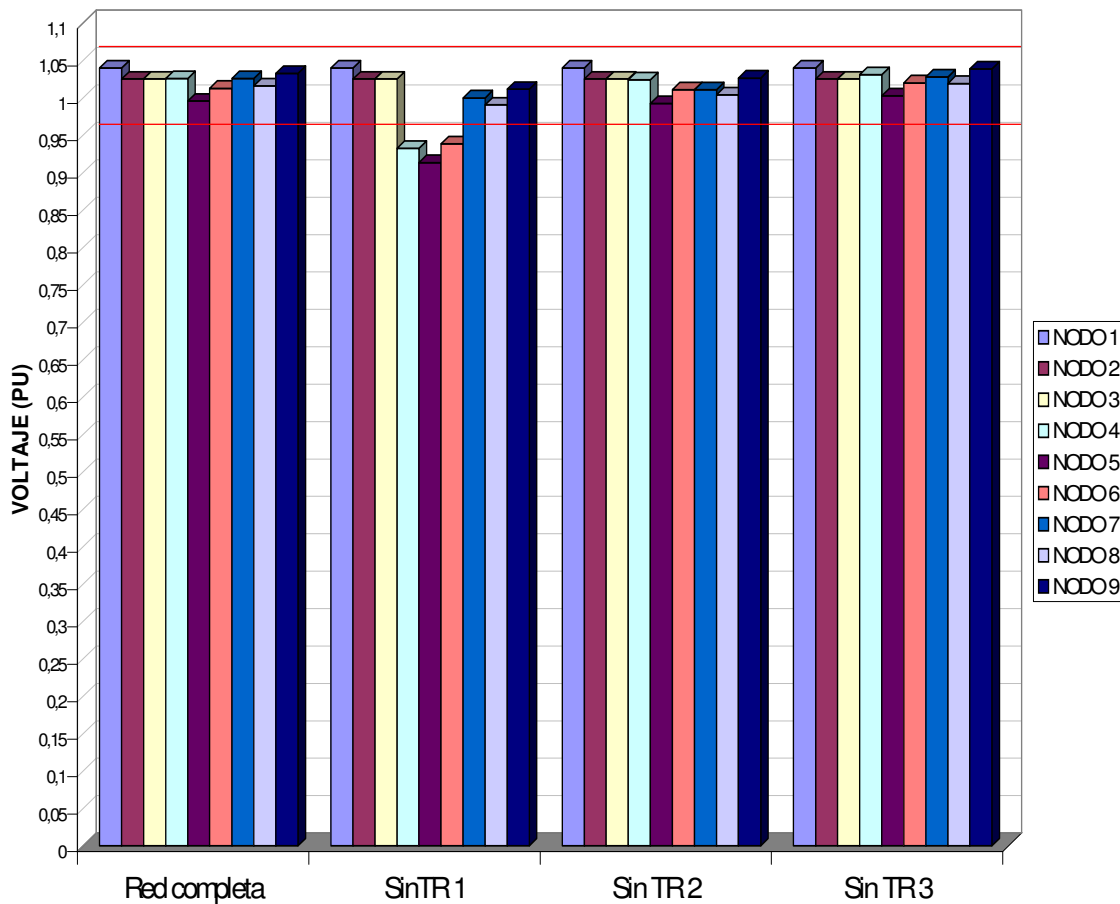


Tabla 5.23 *Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la salida de alguno de los bancos de transformación*

Como se puede apreciar en el gráfico de la Figura 5.23, sólo en el caso de la pérdida del transformador de unidad TR 1, se abaten los perfiles de voltaje en los buses del sistema y aún con la inserción de un CEV, es tal la pérdida de generación que no se puede estabilizar el sistema. El Generador 1 es el de mayor capacidad en el sistema y es el que funciona como nodo compensador, por lo que es el principal soporte de voltaje del sistema, siendo su pérdida la de mayor impacto en el sistema.

5.3 Sistema de prueba Micro-Red

Para el análisis del comportamiento en estado estable de los CEV's se generó un sistema de prueba llamado Micro-Red conformado por un anillo de 400 KV y un anillo de 230 KV conformado por 5 conjuntos diferentes de generadores, 3 CEV's con los datos siguientes:

Tabla 5.5 Datos de Generadores

Unidades	P max [MW]	P min [MW]	Q max [MVar]	Q min [MVar]
ATL-U1	18	5.4	6	-6
ATL-U2	18	5.4	6	-6
ATL-U3	18	5.4	6	-6
BLN-U2	158	47.4	53	-53
BLN-U3	158	47.4	53	-53
BLN-U4	306.144	91.8	110	-110
BLN-U5	90	27	50	-50
BLN-U6	90	27	50	-50
BLN-U7	90	27	50	-50
CRX-U1	18	5.4	6	-6
CRX-U2	18	5.4	6	-6
CRX-U3	18	5.4	6	-6
KEN-UA	30.3	9.1	10	-10
KEN-UB	30.3	9.1	10	-10
KEN-UC	30.3	9.1	10	-10
KEN-UD	30.3	9.1	10	-10
POL-U1	36	10.8	12	-10
POL-U2	36	10.8	12	-10
POL-U3	81	24.3	30	-30
POL-U4	81	24.3	30	-30
TUR-U1	311.4	93.4	104	-104
TUR-U2	311.4	93.4	104	-104
TUR-U3	311.4	93.4	104	-104
TUR-U4	311.4	93.4	104	-104
TUR-U5	311.4	93.4	104	-104
VLM-U1	158	47.4	53	-53

Tabla 5.6 Datos de CEV's

CEV	P max [MW]	P min [MW]	Q max [MVar]	Q min [MVar]
CRT	0	0	300	-75
FEX	0	0	300	-90
TEP	0	0	300	-90

Tabla 5.7 Datos de Líneas de 400 KV

Líneas		Resistencia de Sec. Positiva [pu]	Reactancia de Sec. Positiva [pu]	Susceptancia de Sec. Positiva [pu]
Nodo envío	Nodo recepción			
TUR-400	LEO-400	0.00110	0.01344	0.41036
LEO-400	FEX-400	0.00030	0.00340	0.10526
FEX-400	PAS-400	0.00053	0.00614	0.18989
GRU-400	PAS-400	0.00023	0.00260	0.08036
GRU-400	TEP-400	0.00063	0.00776	0.23683
DRN-400	TEP-400	0.00053	0.00652	0.19914
DRN-400	CAN-400	0.00042	0.00513	0.15646
PIC-400	CAN-400	0.00043	0.00524	0.16002
DOR-400	ALI-400	0.00071	0.00916	0.23469
TUR-400	PIC-400	0.00099	0.01212	0.36982
FEX-400	FEX-R	0.00000	0.01398	0.00000
TEP-400	TEP-R	0.00000	0.01398	0.00000

Tabla 5.8 Datos de Líneas de 85 KV

Líneas		Resistencia de Sec. Positiva [pu]	Reactancia de Sec. Positiva [pu]	Susceptancia de Sec. Positiva [pu]
Nodo envío	Nodo recepción			
ATL-85	PAO-85	0.02950	0.07361	0.00295
KEN-85	PAO-85	0.00284	0.00677	0.00030
PAO-85	RET-85	0.01463	0.03064	0.00141
PIC-85	LEP-85B	0.00322	0.02235	0.00115
LEP-85A	LEP-85B	0.00000	0.00010	0.00000

Tabla 5.9 Datos de Líneas de 230 KV

Líneas		Resistencia de Sec. Positiva [pu]	Reactancia de Sec. Positiva [pu]	Susceptancia de Sec. Positiva [pu]
Nodo envío	Nodo recepción			
LEO-230	SCP-230	0.00375	0.02630	0.05272
LEO-230	STS-230	0.00000	0.00030	0.00055
SCP-230	STS-230	0.00041	0.00291	0.00584
SCP-230	PAO-230	0.00565	0.39690	0.07950
CRT-230	ETA-230	0.00077	0.00631	0.01221
CRT-230	LEO-230	0.00180	0.02029	0.08089
CRT-230	SIS-230	0.00056	0.00631	0.02517
CHA-230	FEX-230	0.00076	0.00806	0.03236
GRU	GRU-A	0.00000	0.00010	0.00000
GRU	MIR-230	0.00045	0.00363	0.00736
GRU	MIR-230	0.00042	0.00336	0.00681
GRU	HAM-230	0.00114	0.00916	0.01858
CHA-230	ARA-A	0.00184	0.01478	0.02999
ARA-A	PAS-230	0.00072	0.00592	0.01195
ARA-A	ARA-B	0.00000	0.00010	0.00000
GRU-A	ARA-B	0.00144	0.01159	0.02352
GRU	ACH	0.00096	0.00773	0.01570
POC-230	ACH	0.00000	0.00010	0.00000
CPE-230	POC-230	0.00072	0.00574	0.01167
CPE-230	TEP-230	0.00156	0.01240	0.02565
CTS-230	TEP-230	0.00279	0.02235	0.04585
DNB-230	ORI-230	0.00130	0.01042	0.02116
DRN-230	ORI-230	0.00133	0.01254	0.26172
DRN-230	CTS-230	0.00150	0.01396	0.26459
ACU-230	CLM-230	0.00124	0.00807	0.01553
DRN-230	CLM-230	0.00021	0.00326	0.24971
ACU-230	CFD-230	0.00042	0.00335	0.00681
CFD-230	REL-230	0.00153	0.01223	0.02484
CAN-230	REL-230	0.00036	0.00290	0.00589
EYD-230	REL-230	0.00301	0.02044	0.03912
JRF-230	EYD-230	0.00397	0.02734	0.05264
JRF-230	NOS-230	0.00096	0.00651	0.01247
NOS-230	HAS-230	0.00184	0.01504	0.02947
TUR-230	NOS-230	0.00322	0.02183	0.04178
TUR-230	HAS-230	0.00099	0.00812	0.01591
TUR-230	HAS-230	0.00046	0.00515	0.02054
HAM-230	ANT	0.00000	0.00010	0.00000
ANT	ALG	0.00030	0.00131	0.17108
FEX-F	FEX-230	0.0000	-0.00308	0.00000
CRT-R	CRT-230	0.00000	0.01000	0.00000
VIC-F	PIC-230A	0.00000	-0.00406	0.00000
MES-230	ALG	0.00000	0.00010	0.00000
MES-230	CAS	0.00028	0.00085	0.05567

Líneas		Resistencia de Sec. Positiva [pu]	Reactancia de Sec. Positiva [pu]	Susceptancia de Sec. Positiva [pu]
Nodo envío	Nodo recepción			
LCE-230	CAS	0.00000	0.00010	0.00000
MES-230	HYD	0.00000	0.00010	0.00000
DRM	HYD	0.00017	0.00076	0.09950
PON-230	DRM	0.00000	0.00010	0.00000
CCR-230	PON-230	0.00019	0.00081	0.10605
CMB-230	CCR-230	0.00012	0.00082	0.14637
CMB-230	PSO-230	0.00023	0.00131	0.22635
CCR-230	PSO-230	0.00023	0.00131	0.22635
CRT-230	CCR-230	0.00086	0.00966	0.03852
ALT-230	CRT-230	0.00029	0.00322	0.01285
ALT-230	HAD-230	0.00030	0.00335	0.01336
ESP-230	HAD-230	0.00042	0.00470	0.01875
ESP-230	PEK-230	0.00022	0.00155	0.27508
PEK-230	LCE-230	0.00066	0.00199	0.13067
TUR-F	TUR-230	0.00000	-0.00414	0.00000
FEX-230	BLN-A	0.00091	0.01030	0.04109
BLN-A	BLN-B	0.00000	0.00010	0.00000
BLN-B	BLN-230U	0.00000	0.00010	0.02951
BLN-A	BLN-230U	0.00000	0.00010	0.02951
ETA-230	BLN-A	0.00104	0.00849	0.01643
CRT-230	BLN-A	0.00177	0.01457	0.02820
BLN-B	SIS-230	0.00026	0.00290	0.01156
CRT-230	BLN-A	0.00177	0.01457	0.02820
CHA-230	BLN-B	0.00086	0.00966	0.03852
TEP-F	TEP-230	0.00000	-0.00669	0.00000

Tabla 5.10 Datos de Transformadores

Transformador		Relación de transformación [KV]	Impedancia [pu]
Nodo envío	Nodo recepción		
TUR-U1	TUR-230	20/230	0.03248
TUR-U2	TUR-230	20/230	0.03187
TUR-400	TUR-U3	400/20	0.04014
TUR-400	TUR-U4	400/20	0.04014
TUR-400	TUR-U5	400/20	0.04171
KEN-UA	KEN-85	4.2/85	0.46997
KEN-UB	KEN-85	4.2/85	0.46997
KEN-UC	KEN-85	4.2/85	0.45141
KEN-UD	KEN-85	4.2/85	0.45141
CRX-U1	RET-85	6.6/85	1.35237
CRX-U2	RET-85	6.6/85	1.35237
CRX-U3	RET-85	6.6/85	1.35237
ATL-U1	ATL-85	10.5/85	0.99090

Transformador		Relación de transformación [KV]	Impedancia [pu]
Nodo envío	Nodo recepción		
ATL-U2	ATL-85	10.5/85	0.99090
POL-U1	LEP-23A	11.5/23	0.25600
POL-U2	LEP-23B	11.5/23	0.25600
POL-U3	LEP-23B	11.5/85	0.11825
POL-U4	LEP-85A	11.5/85	0.11825
VLM-U1	VLM-85	15/85	0.07413
BLN-U2	BLN-A	15/230	0.02974
BLN-U3	BLN-A	15/230	0.02934
BLN-U4	BLN-A	20/230	0.04078
BLN-U5	BLN-230U	13.8/230	0.08571
BLN-U6	STM	13.8/1	0.07143
BLN-U7	STM	13.8/1	0.07143
PAO-85	PAO-230	85/230	0.11280
PAO-85	PAO-230	85/230	0.11200
LEO-230	STAR	230/1	-0.00327
LEO-400	STAR	400/1	0.03734
FEX-CEV	FEX-R	17.5/0.0	0.02094
FEX-400	FEX-F	400/0.0	0.02649
BLN-230U	STM	230/1	0.01428
VLM-85	BLN-A	85/230	0.17160
VLM-85	BLN-A	85/230	0.17400
CRT-CEV	CRT-R	13.5/0.0	0.04000
TEP-CEV	TEP-R	17.5/0.0	0.02094
PIC-400	VIC-F	400/0.0	0.03827
PIC-85	PIC-230A	85/230	0.17280
PIC-85	PIC-230A	85/230	0.17280
PIC-85	PIC-230A	85/230	0.16610
PIC-85	PIC-230A	85/230	0.17460
LEP-23A	LEP-85B	23/85	0.44135
LEP-23B	LEP-85B	23/85	0.44135
TUR-400	TUR-F	400/0.0	0.02571
TEP-400	TEP-F	400/0.0	0.04003

Para el análisis se supondrán algunas contingencias en dicho sistema para observar el comportamiento del voltaje en cada caso.

En la Figura 5.24 se muestra el anillo de 400 KV del sistema Micro-Red y en la Figura 5.25 el anillo de 230 KV que conforma el Sistema Micro-Red.

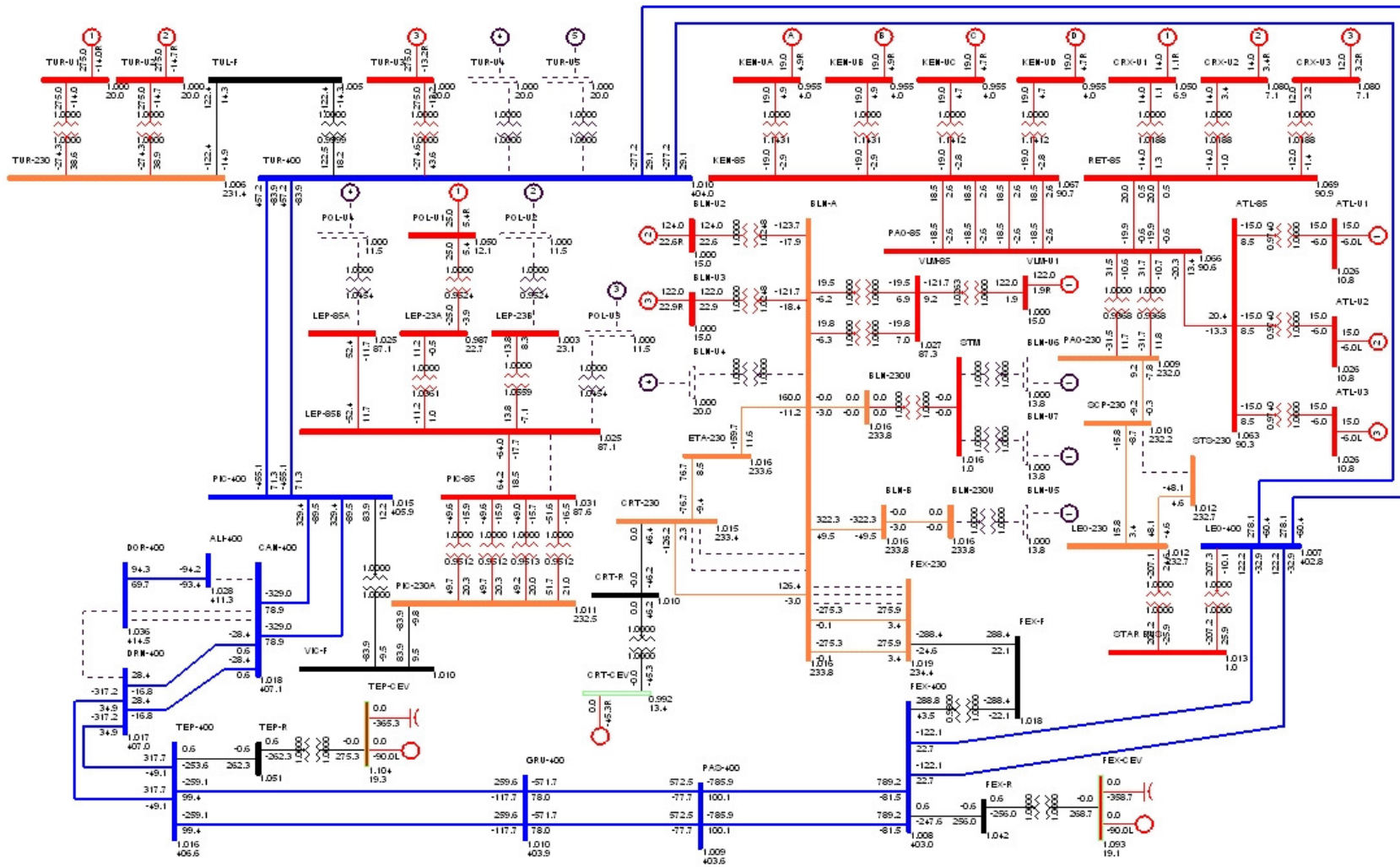


Fig. 5.24 Diagrama unifilar del anillo de 400 KV del Sistema Micro-red

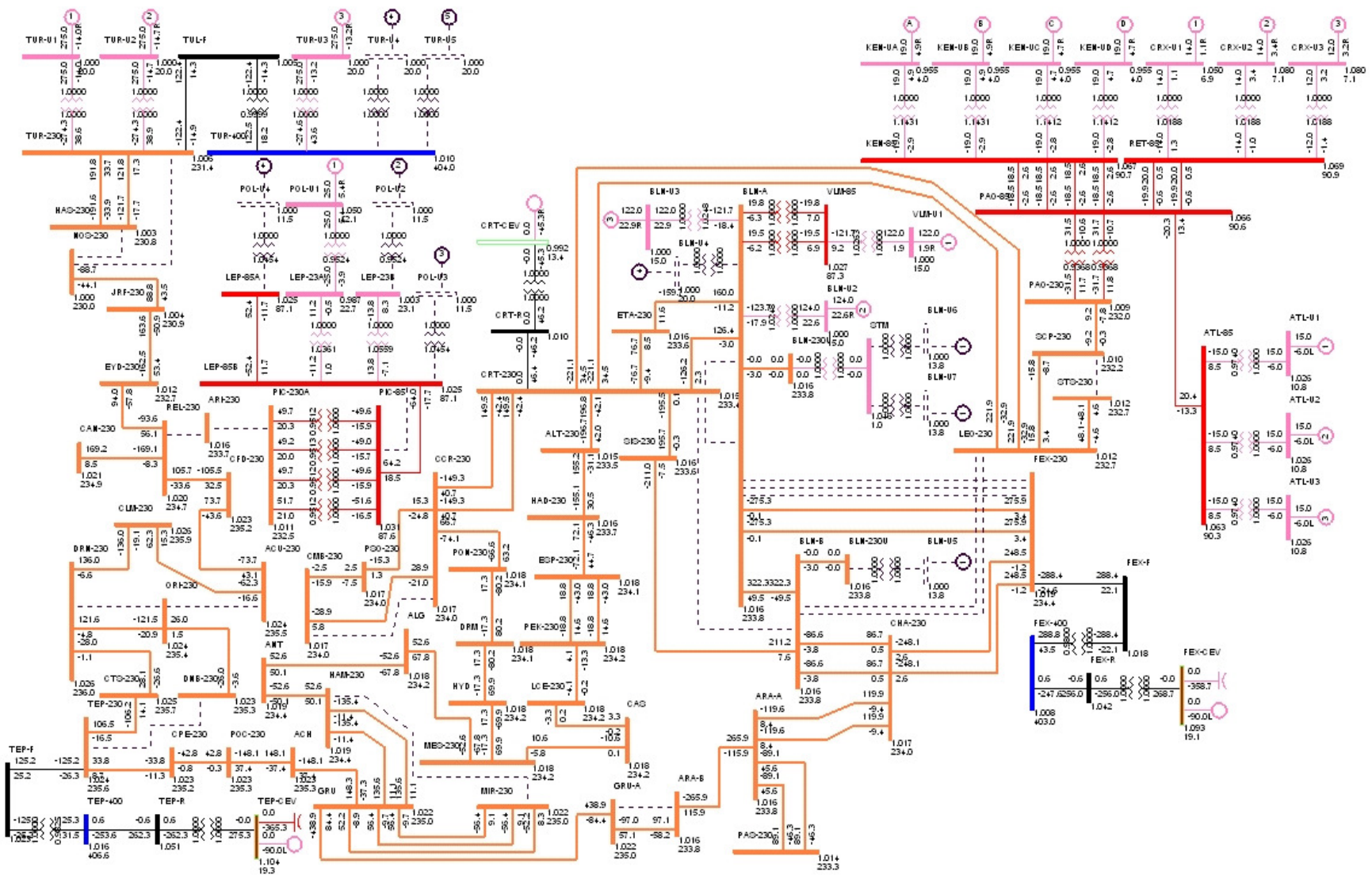


Fig. 5.25 Diagrama unifilar del anillo de 230 KV del Sistema Micro-red

Para el análisis de Micro-Red se analizaron distintas contingencias en el sistema.

5.2.1 Salida de los generadores y los CEV's

Caso A. Salida del Generador Antlia-U1 (ATL-U1) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.11 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Antlia-U1 y cada uno de los CEV's

APORTACIÓN DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidad	Operación Normal		Sin ATL-U1		Sin ATL-U1 y CEV CRT		Sin ATL-U1 y CEV FEX		Sin ATL-U1 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	8,8	76	8	76	11,8	76	11,6
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	3,5	40	0	40	3,9	40	2,2
ATL- U2 y ATL-U3	45	-18	30	-16,8	30	-16,8	30	-17	30	17
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-43,5	274,6	-48,8	274,6	29	275	2,2
TUR-U1 y TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-77,7	548,6	-84,5	548,6	-52,1	548,6	-48,2
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	206,1	49	206,1	33,3	205,8	87	205,7	88,2
POL-U1	11,2	-1	11,2	-1	11,2	-1,3	11,2	-0,3	11,2	-0,1
CEV CRATER	0	-45,3	0	-45,5	0	0	0	5,1	0	9
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
PARA LAS UNIDADES GENERADORAS ATL-2 Y ATL-3 LOS VALORES OBTENIDOS SON LOS MISMOS										

Como se puede apreciar en la tabla de datos anterior, no hay mucha variación en las aportaciones de potencia activa en los generadores que conforman el Sistema Micro-red en las diferentes contingencias que se simularon, mientras que en la potencia reactiva, si varía la contribución de los generadores, esto debido a la redistribución de flujos de potencia del sistema.

Tanto el CEV de Telescopium (TEP) como el de Fénix (FEX) se mantienen absorbiendo reactivos, trabajando a su valor límite, incluso en una condición de prefalla, mientras que el CEV de Cráter (CRT) dependiendo de la contingencia absorbe o entrega reactivos.

En las simulaciones anteriores aún con la pérdida de algún CEV junto con el generador Antlia-U1, el sistema fue capaz de mantener la estabilidad, tal como se observa en la

siguiente figura donde se puede ver que los perfiles de voltaje de los nodos se mantienen dentro de los límites establecidos de voltaje, excepto el de los buses en los que se encuentran los CEV's de Fénix y Telescopium, pero esto se presenta incluso durante la operación normal del sistema.

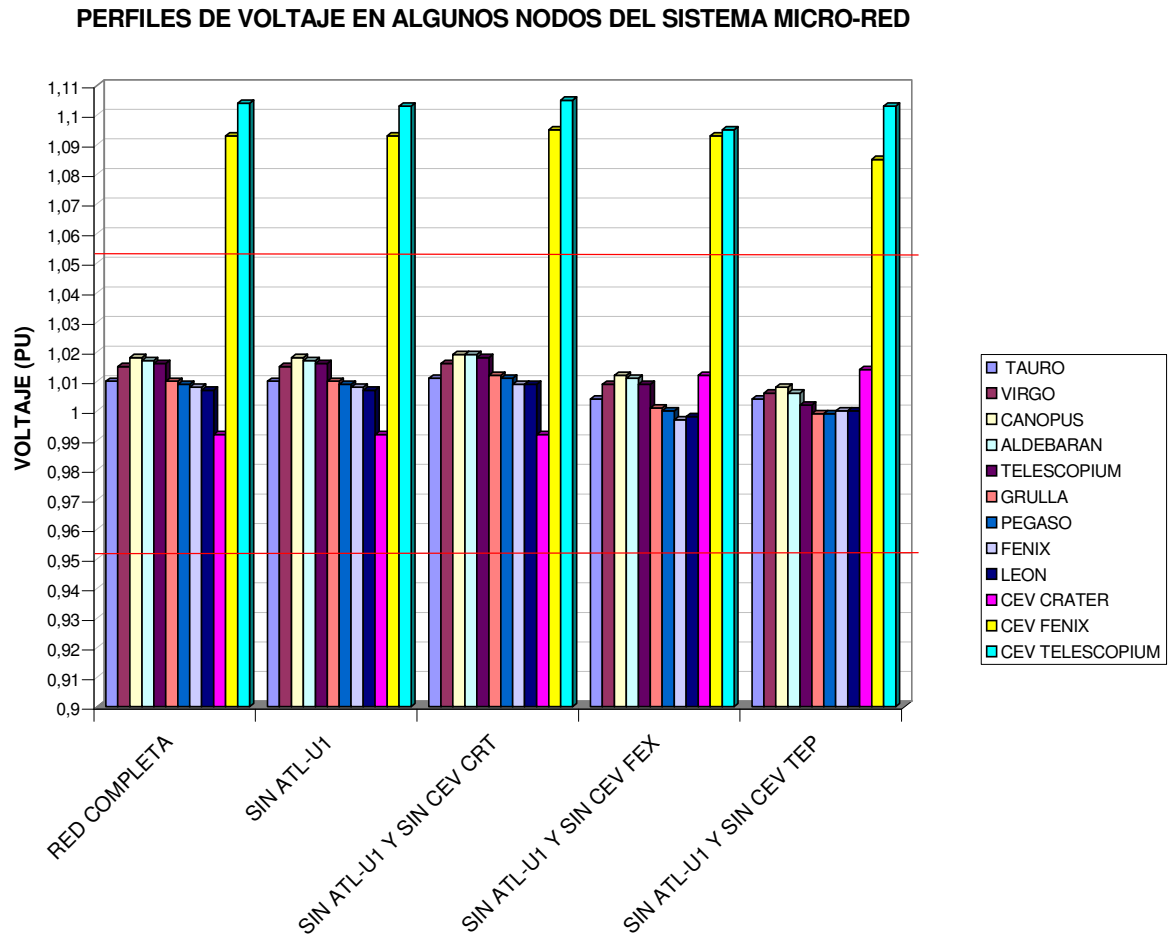


Fig. 5.26 *Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Antlia-U1 y algunos CEV's*

Caso B. *Salida del Generador Velorum-U1 (VLM-U1) y cada uno de los CEV's*

Tabla 5.12 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Velorum-U1 y cada uno de los CEV's

APORTACIÓN DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidad	Operación Normal		Sin VLM-U1		Sin VLM-U1 y CEV CRT		Sin VLM-U1 y CEV FEX		Sin VLM-U1 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	12,4	76	11,8	76	16,4	76	15
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	60	3,8	40	3,8	40	2,3	40	2,3
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-8,2	274,6	-40,6	274,6	-23,8	274,6	-22,9
TUR-U1 y TUR-2	548,6	-77,5	548,6	-68,2	548,6	-78,4	548,6	-41,7	548,6	-37,9
BLN-2 y BLN-3	206,1	48,8	145,5	59,9	145,5	51,2	145,5	96,7	145,5	97,7
POL-1	11,2	-1	11,2	-0,8	11,2	-1	11,2	0	11,2	0,2
CEV CRATER	0	-45,3	0	-26,2	0	0	0	27,1	0	31,3
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
PARA LAS UNIDADES GENERADORAS BLN-2 Y BLN-3 LOS VALORES OBTENIDOS SON LOS MISMOS										

De la Tabla 5.12 podemos observar que las unidades que cubrieron la falta de la unidad VLM-U1 fueron las unidades BLN-U2 y BLN-U3 aumentando su aportación de reactivos en comparación a su contribución en operación normal. Ante la pérdida de la unidad VLM-U1 y cada uno de los CEV's el sistema fue capaz de soportar la contingencia conservando el perfil de voltaje en los buses que conforman el anillo de 400 KV del sistema como se puede observar en la Figura 5.27.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

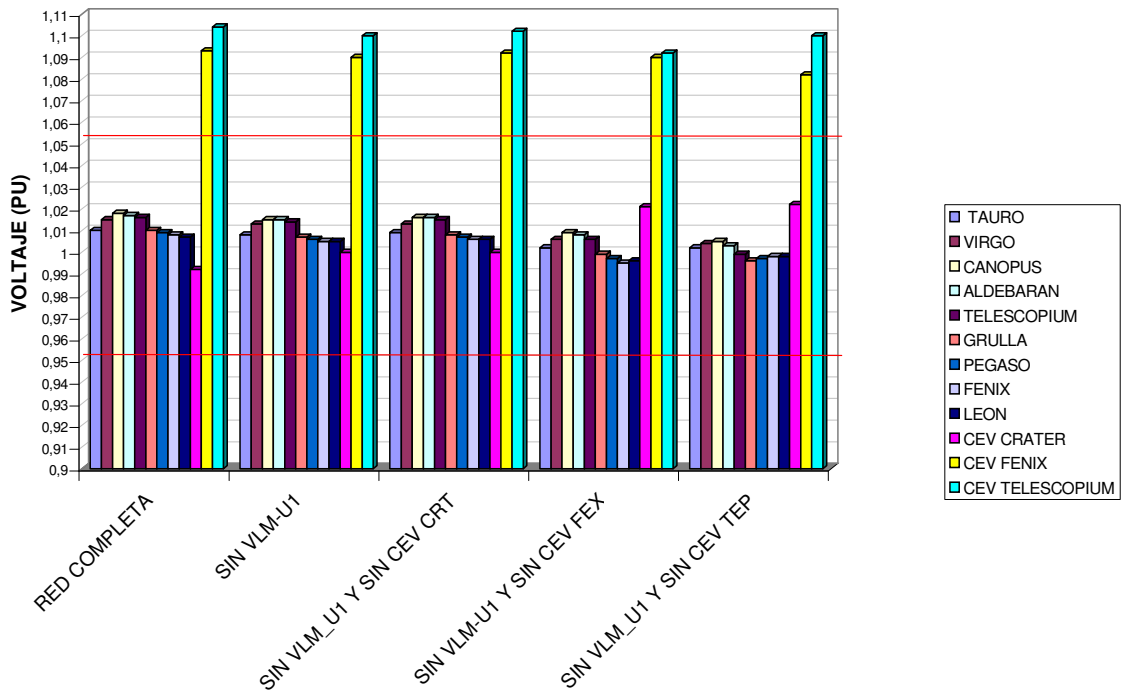


Fig. 5.27 Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Velorum-U1 y algunos CEV's

Caso C. Salida del Generador Kentaurus-UA (KEN-UA) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.13 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Kentaurus-UA y cada uno de los CEV's.

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidad	Operación Normal		Sin KEN-UA		Sin KEN-UA y CEV CRT		Sin KEN-UA y CEV FEX		Sin KEN-UA y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	57	9,7	57	8,9	57	12,1	57	11,8
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	1,5	40	1,2	40	2,6	40	2,4
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-42,9	274,6	-46,1	274,6	-28,4	274,6	-27,6
TUR-U1 y TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-76,1	548,6	-82,7	548,6	-50,4	548,6	-46,8
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	206,1	50,5	206,1	35,9	205,8	88,7	205,7	89,9
POL-U1	11,2	-1	11,2	-1	11,2	-1,3	11,2	-0,3	11,2	-0,1
CEV CRATER	0	-45,3	0	-42,9	0	0	0	7,9	0	11,8
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
PARA LAS UNIDADES GENERADORAS KEN-UB, KEN-UC Y KEN-UD LOS VALORES OBTENIDOS SON LOS MISMOS										

Con la pérdida de la unidad KEN-UA no hay variación en las aportaciones de potencia activa de los generadores ni en la aportación de reactivos de los CEV's que en todo momento se encuentran trabajando a su máxima capacidad. Se podría decir que la pérdida de esta unidad no es de gran impacto para el sistema, por lo que se conservan los perfiles de voltaje de los buses como se puede apreciar en la Figura 5.28.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

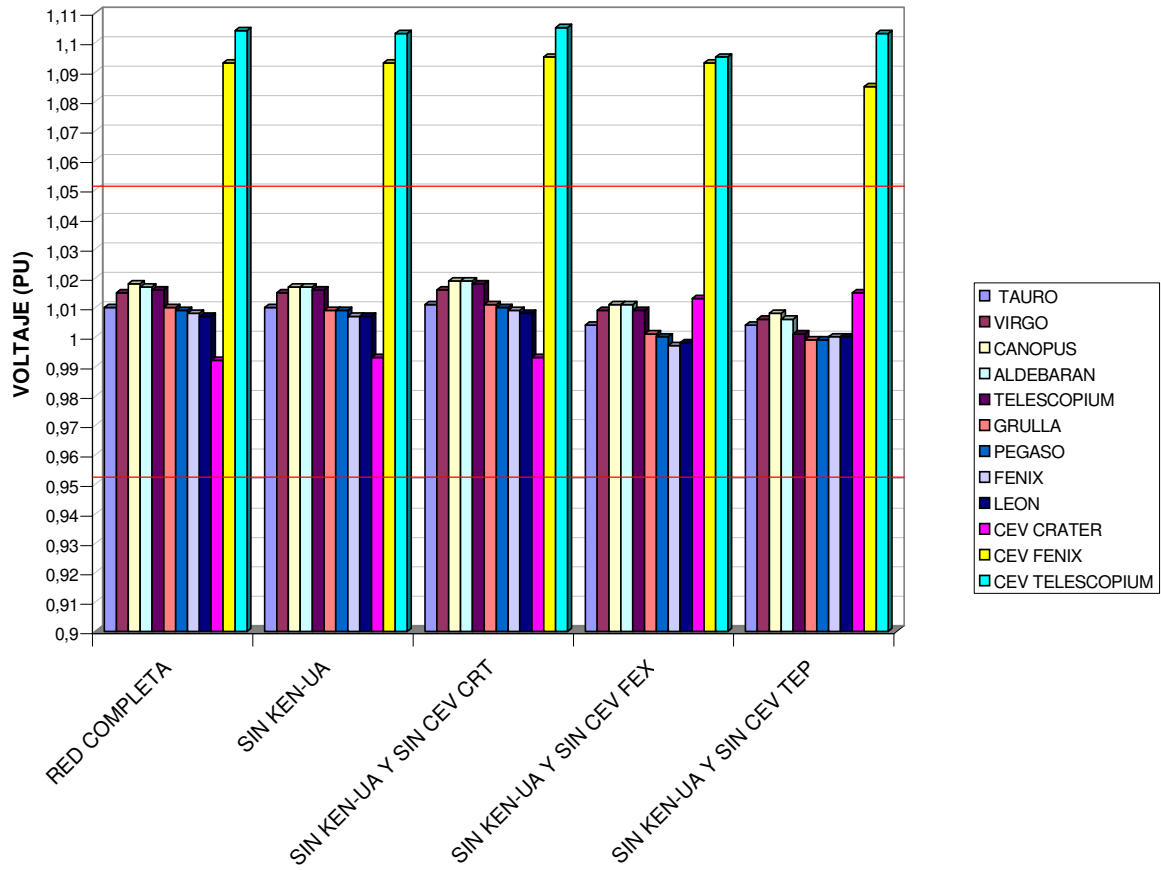


Fig. 5.28 *Perfiles de voltaje de nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Kentaurus-UA y los CEV's.*

Caso D. Salida del Generador Pollux-U1 (POL-U1) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.14 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Pollux-U1 y cada uno de los CEV's

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidad	Operación Normal		Sin POL-U1		Sin POL-U1 y CEV CRT		Sin POL-U1 y CEV FEX		Sin POL-U1 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	11,6	76	10,8	76	14,6	76	14,4
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	1,2	40	0,9	40	2,1	40	2
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-42,1	274,6	-45	274,6	-27,5	274,6	-26,7
TUR-U1 y TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-74,1	548,6	-80,3	548,6	-48,4	548,6	-44,7
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	203,9	52,8	204,1	39,3	203,7	90,9	203,5	92,1
CEV CRATER	0	-45,3	0	-39,3	0	0	0	11,7	0	15,6
CEV FÉNIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0

Como se puede apreciar en la Tabla 5.14 los únicos generadores que disminuyen su aportación de potencia activa son VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3 y también son los que aumentan su aportación de reactivos en el sistema llegando a entregar hasta 92.1 MVAr con la pérdida del CEV Telescopium, también las unidades TUR-U1 y TUR-U2 dejan de absorber una cantidad de reactivos considerable al pasar de -77.5 MVAr en operación normal a -44.7 cuando se presenta la pérdida del CEV TEP. Respecto a los CEV's, el único que varía es el de Cráter, quien en operación normal y ante la pérdida del generador POL-U1 absorbe reactivos y cuando se presentan las pérdidas de los CEV's de Telescopium y Fénix entrega reactivos en ambos casos. Estas variaciones se pueden ver en la Figura 5.29, sobre todo cuando se pierde el CEV Telescopium, pero aún con estas variaciones el sistema es capaz de soportar esta contingencia, gracias a los CEV's que se encuentran en la Micro-Red.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

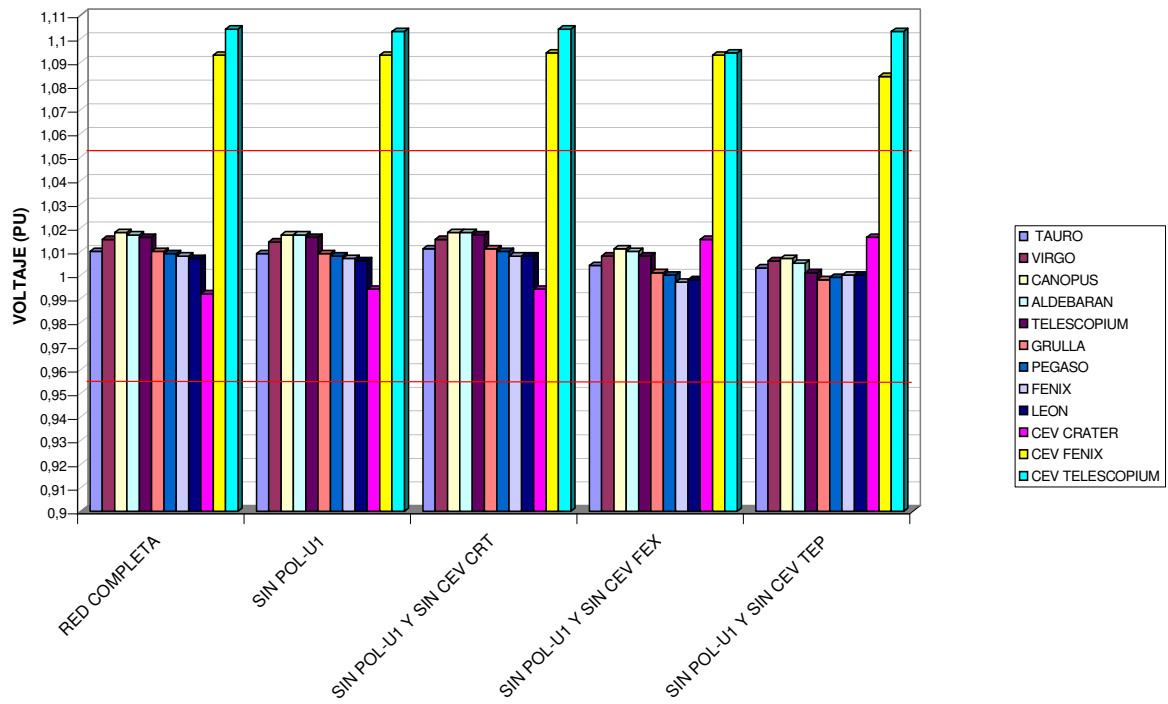


Fig. 5.29 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Pollux-U1 y cada uno de los CEV's.

Caso E. Salida del Generador Tauro-U1 (Tur-U1) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.15 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Tauro-U1 y cada uno de los CEV's

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidades	Operación Normal		Sin TUR-U1		Sin TUR-U1 y CEV CRT		Sin TUR-U1 y CEV FEX		Sin TUR-U1 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	13	76	12,6	76	16,2	76	15,8
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	1,5	40	1,5	40	2,6	40	2,4
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-34,5	274,6	-35,7	274,6	-18,9	274,6	-17,9
TUR-U2	548,6	-77,5	274,3	-33,5	274,3	-34,9	274,3	-17,3	274,3	-15
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	204,7	70,6	204,7	65,1	204,5	110,3	204,3	111,1
POL-U1	11,2	-1	11,2	-0,6	11,2	-0,7	11,2	0,2	11,2	0,3
CEV CRATER	0	-45,3	0	-16,3	0	0	0	38,2	0	42,8
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
PARA LA UNIDAD GENERADORA TUR-U2 LOS VALORES OBTENIDOS SON LOS MISMOS										

Las unidades de Kentaurus aumentaron su aportación de reactivos, sobre todo con la pérdida del CEV Fénix, también las unidades de Ballena y Velorum aumentaron la inyección de reactivos de 48.8 durante su operación normal a 111.1 MVAr cuando se pierde el CEV de Telescopium.

Como se puede apreciar en la Figura 5.30, el sistema se mantiene estable con la pérdida del generador Tur-U1 y cada uno de los CEV's.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

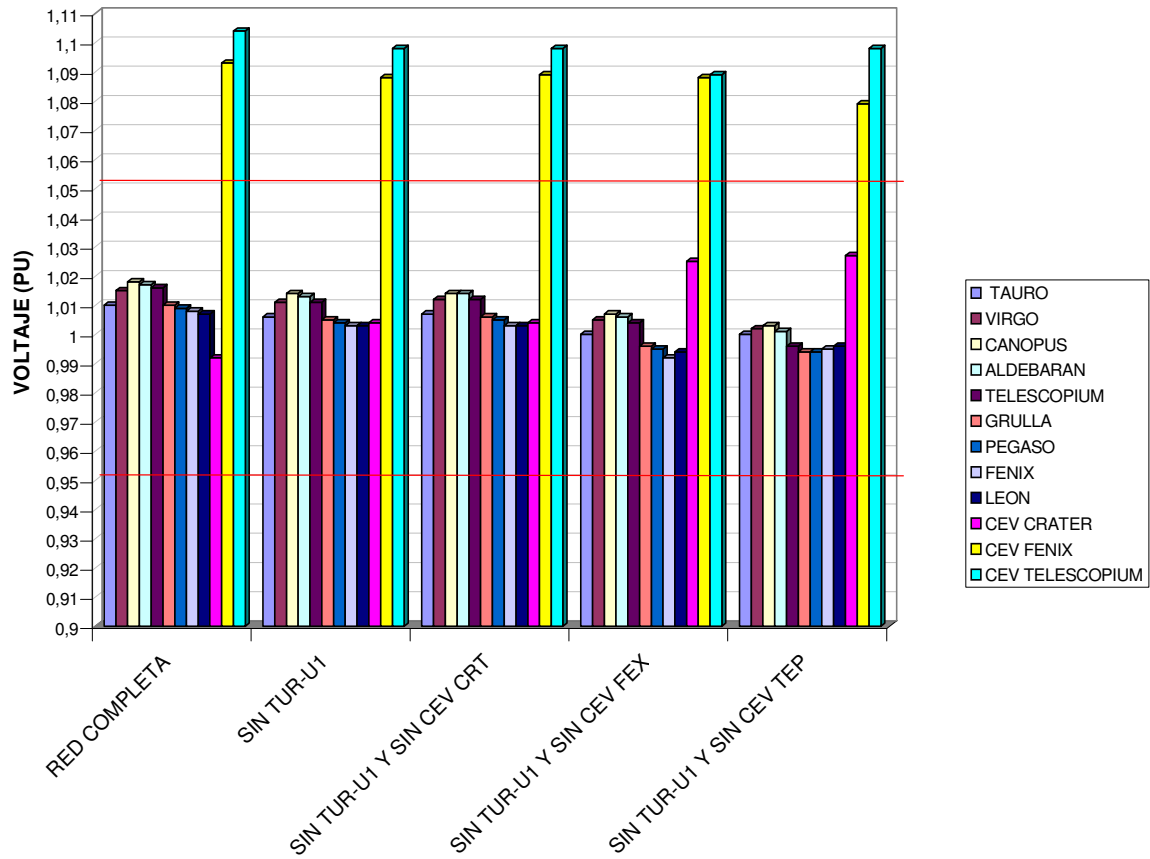


Fig. 5.30 *Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Tur-U1 y cada uno de los CEV's*

Caso F. Salida del Generador Tauro-U3 (Tur-U3) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.16 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Tauro-U3 y cada uno de los CEV's.

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidades Generadoras	Operación Normal		Sin TUR-U3		Sin TUR-U3 y CEV CRT		Sin TUR-U3 y CEV FEX		Sin TUR-U3 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	12,6	76	12,2	76	15,8	76	15,8
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	1,5	40	1,4	40	2,4	40	2,4
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U1, TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-66	548,6	-69,2	548,6	-37,3	548,6	-33,4
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	205,3	67,3	115,3	60,2	205,1	107,5	204,9	108,6
POL-U1	11,2	-1	11,2	-0,7	11,2	-0,8	11,2	0,1	11,2	0,3
CEV CRATER	0	-45,3	0	-20,8	0	0	0	33,9	0	38,1
CEV FÉNIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0

Nuevamente las unidades de Ballena y Velorum son las que hacen una mayor aportación de reactivos, también el generador POL-U1 el cual deja de absorber reactivos y los aporta cuando salen de operación los CEV's de Fénix y Telescopium.

En la Figura 5.31 se muestra el perfil de voltaje de los buses ante cada una de las simulaciones, el voltaje del nodo de Cráter se incrementó, pero aún así está dentro del límite operativo.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

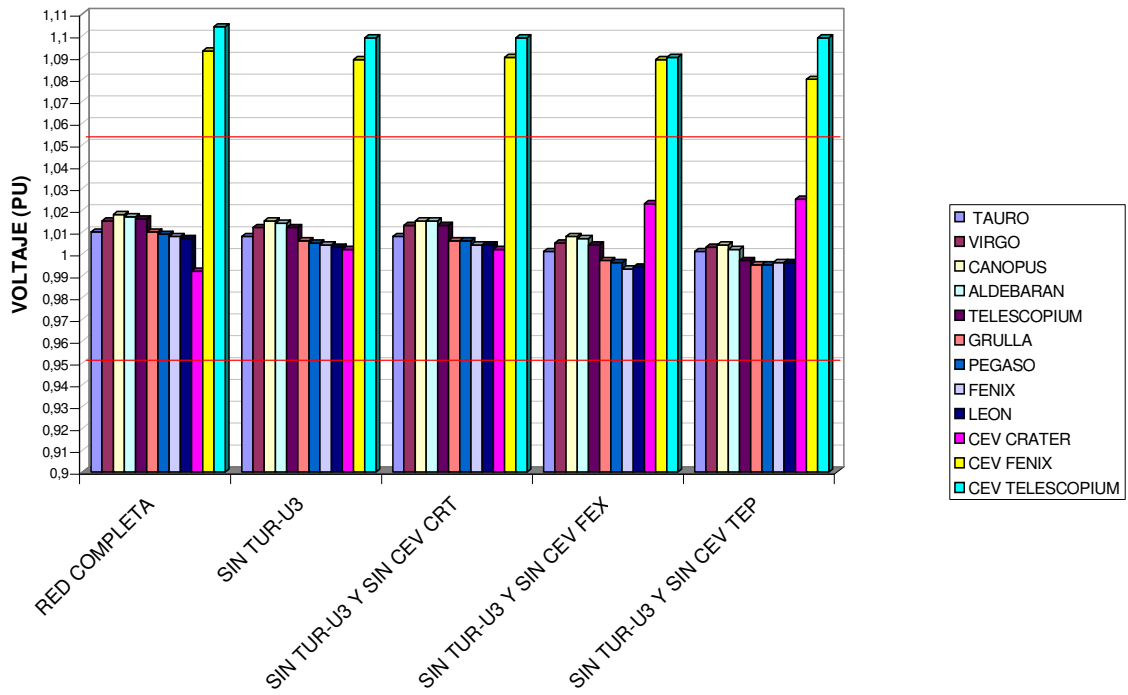


Fig. 5.31 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Tauro-U3 y cada uno de los CEV's.

Caso G. Apertura del Generador Crux-U1 (CRX-U1) y cada uno de los CEV's

Tabla 5.17 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de la unidad Crux-U1 y cada uno de los CEV's

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO										
Unidades Generadoras	Operación Normal		Sin CRX-U1		Sin CRX-U1 y CEV CRT		Sin CRX-U1 y CEV FEX		Sin CRX-U1 y CEV TEP	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	11,2	76	10,2	76	14,2	76	14
CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	26	2,5	26	2,3	26	3,1	26	3,1
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-43,3	274,6	-46,5	274,6	-28,7	274,6	-27,9
TUR-U1, TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-76,9	548,6	-83,7	548,6	-51,3	548,6	-47,6
VLM-U1, BLN-U2 Y BLN-U3	206,1	48,8	206,1	49,6	206,1	38,3	205,8	87,8	205,7	91
POL-U1	11,2	-1	11,2	-1	11,2	-1,3	11,2	-0,3	11,2	-0,1
CEV CRATER	0	-45,3	0	-44,3	0	0	0	6,5	0	10,3
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0
PARA LAS UNIDADES GENERADORAS CRX-U2 Y CRX-U3 LOS VALORES OBTENIDOS SON LOS MISMOS										

No hay grandes variaciones en las aportaciones de los generadores, los de Ballena y Velorum, son los que aumentan su aportación de reactivos, el CEV de Cráter es el que más cambia, ya que de absorber reactivos en operación normal y ante la pérdida sólo del generador, empieza a aportar reactivos cuando además del generador se pierden los CEV's Telescopium y Fénix.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

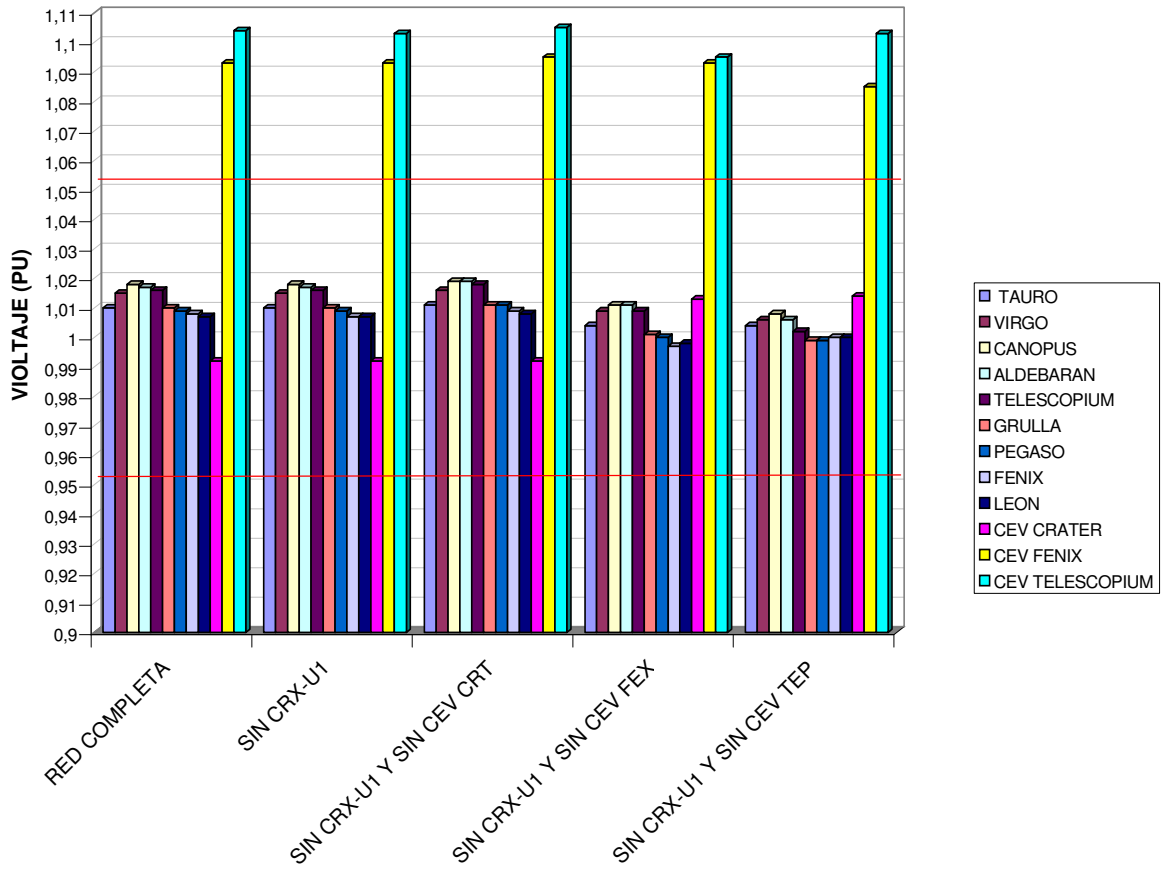


Fig. 5.32 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de la unidad generadora Crux-U1 y cada uno de los CEV's

Caso H. Apertura de los generadores VLM-U1, BLN-U2, BLN-U3 y cada uno de los CEV's

Tabla 5.18 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida de generación de las unidades Velorum-U1, Ballena-U2, Ballena-U3 y cada uno de los CEV's

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO												
Unidades Generadoras	Operación Normal		Sin VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3		Sin VLM-U1, BLN-U2, BLN-U3 y CEV CRT		Sin VLM-U1, BLN-U2, BLN-U3 y CEV FEX		Sin VLM-U1, BLN-U2, BLN-U3 y CEV TEP		Sin VLM-U1, BLN-U2, BLN-U3 y sin los 3 CEV'S	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA,KEN-UB, KEN-UC Y KEN-UD	76	11,4	76	23,8	76	25,6	76	27,8	76	27,6	76	40
CRX-U1, CRX-U2 Y CRX -U3	40	3,7	40	9,2	40	9,7	40	10,5	40	10,4	40	14,4
ATL-U1, ATL-U2 Y ATL-U3	45	-18	30	-18	45	-18	45	-18	45	-18	45	-18
TUR-U3	274,6	-43,6	275	7,9	275	13,7	275	25,7	275	26,7	275	74
TUR-U1 Y TUR-U2	548,6	-77,5	550	12	550	24,5	550	45,7	550	49,8	550	148,5
VLM-U1, BLN-U2 Y BLN-U3	206,1	48,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POL-U1	11,2	-1	25	6,8	25	7,3	25	7,8	25	8	25	11,8
CEV CRATER	0	-45,3	0	49,3	0	0	0	124,3	0	129,3	0	0
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	-90	0	0
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	0	0	0

Aún con la pérdida de un conjunto de tres unidades generadoras y sin la ayuda de ninguno de los CEV's, las unidades restantes son capaces de soportar tal pérdida de generación, manteniendo al sistema estable.

El incremento en la aportación de reactivos es evidente en todos los generadores, excepto en los de Antlia, que en ninguna de las simulaciones variaron su aportación de potencia reactiva, sólo cuando salen de funcionamiento los tres generadores cambian su aportación de potencia activa a 30 MW, pero en todos los demás casos se mantienen aportando 45 MW de potencia activa.

El aumento en la inyección de reactivos es más evidente en las unidades Tauro-U3 y Pollux-U1, los cuales en operación normal absorben reactivos y cuando salen de operación los tres generadores y cada uno de los CEV's cambian a aportar reactivos.

En la Figura 5.33 se muestra el perfil de voltaje de los buses ante cada una de las simulaciones hechas, en donde se puede notar el impacto de la pérdida conjunta de tres unidades, pero sobre todo, es evidente la ayuda que brindan los CEV's en mantener un buen perfil de voltaje del sistema para la condición de estado estacionario, sin embargo no hay que perder de vista que el principal beneficio de los CEV's es en estado dinámico. De no existir los CEV's del sistema analizado, los niveles de voltaje en los nodos descenderían en promedio 0.03 pu.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

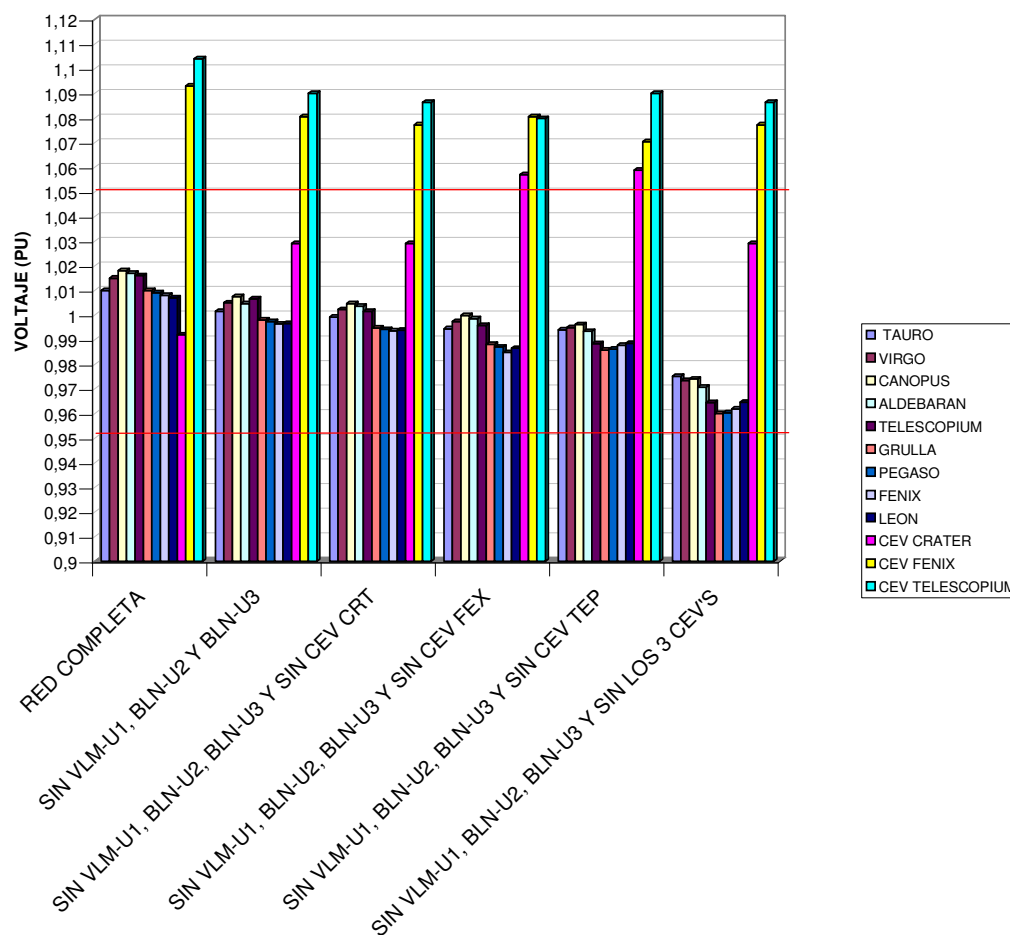


Fig. 5.33 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida de las unidades generadoras Velorum-U1, Ballena-U2, Ballena-U3 y cada uno de los CEV's

5.2.2 Salida de los CEV's y disparo de líneas adyacentes a ellos

Caso A. Salida del CEV Telescopium y disparo de cada una de las líneas adyacentes a él

Tabla 5.19 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Telescopium y cada una de las líneas cercanas al CEV.

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO												
Unidades Generadoras	Operación Normal		Sin CEV TEP		Sin CEV TEP y L TEP-GRU		Sin CEV TEP y L DRN-TEP		Sin CEV TEP y L CTS-TEP		Sin CEV TEP y L TEP-CPE	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	14,2	76	15	76	15,4	76	14,2	76	14,2
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	2	40	2,3	40	2,3	40	2	40	2
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-28,3	274,6	-23	274,6	-22,9	274,6	-27,6	274,6	-28,2
TUR-U1, TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-48,2	548,6	-38,9	548,6	-39,1	548,6	-46,8	548,6	-48
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	205,7	88,1	203,3	102,5	202,4	105,2	205,5	89,7	205,7	88,9
POL-U1	11,2	-1	11,2	-0,1	11,2	0,1	11,2	0,1	11,2	-0,1	11,2	-0,1
CEV CRATER	0	-45,3	0	9,2	0	30,6	0	35,6	0	11,5	0	10,6
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90

Con la pérdida del CEV Telescopium, las unidades de Kentaurus, Velorum y Ballena aportan más reactivos, mientras que las unidades de Antlia absorben más reactivos, además de que las unidades de Tauro absorben menos reactivos y el CEV Cráter aporta reactivos al sistema.

Cuando se simula el disparo de las líneas, se observa que la configuración de flujos de potencia se modifica, siendo los generadores de Velorum y Ballena los de mayor aportación de reactivos.

Las líneas que van de Aldebarán a Telescopium son las que más perturbaron al sistema, pero los perfiles de voltaje son operables.

En general, se abatió el perfil de voltaje del sistema, pero se conservó dentro de valores operables en todos los casos, como se puede observar en la Figura 5.34.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

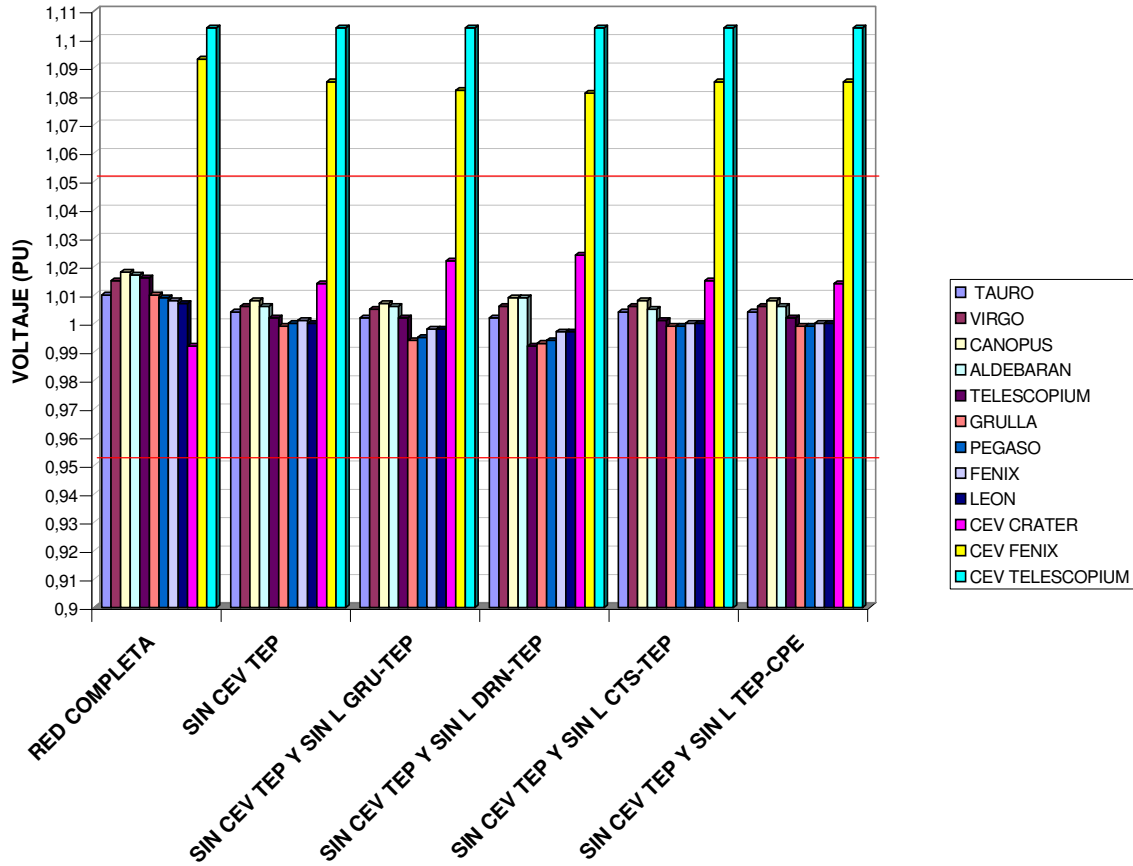


Fig. 5.34 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida del CEV Telescopium y cada una de las líneas adyacentes al CEV.

Caso B. Salida del CEV Fénix y disparo de cada una de las líneas adyacentes a él

Tabla 5.20 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Fénix y cada una de las líneas adyacentes al CEV.

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO												
Unidad	Operación Normal		SIN CEV FEX		SIN CEV FEX y L LEO-FEX		SIN CEV FEX y L FEX-PAS		SIN CEV FEX y L CHA-FEX		SIN CEV FEX y L FEX-BLN	
	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	11,4	76	14,2	76	14,2	76	18,8	76	14,6	76	14,8
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	3,7	40	2	40	2	40	3,4	40	2,1	40	2,1
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-18	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-43,6	274,6	-29,1	274,6	-29	274,6	-3,9	274,6	-27,2	274,6	-26,6
TUR-U1, TUR-U2	548,6	-77,5	548,6	-51,9	548,6	-50,6	548,6	-7,6	548,6	-48	548,6	-47,1
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	48,8	205,9	86,9	206,9	92,5	201,9	73,4	206,5	94,7	210	96,5
POL-U1	11,2	-1	11,2	-0,3	11,2	-0,2	11,2	0,8	11,2	-0,2	11,2	-0,2
CEV CRATER	0	-45,3	0	5,3	0	11,2	0	82,1	0	14,4	0	16,3
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90

Con la pérdida del CEV Fénix, el CEV Cráter es el que hace mayor aportación de reactivos junto con las unidades de Velorum y Ballena.

Los perfiles de voltaje de los buses no presentan gran variación, salvo el de Cráter que, como se mencionó anteriormente es el que más aumenta su aportación de reactivos, pero aún con ello, se mantiene dentro de valores operables.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

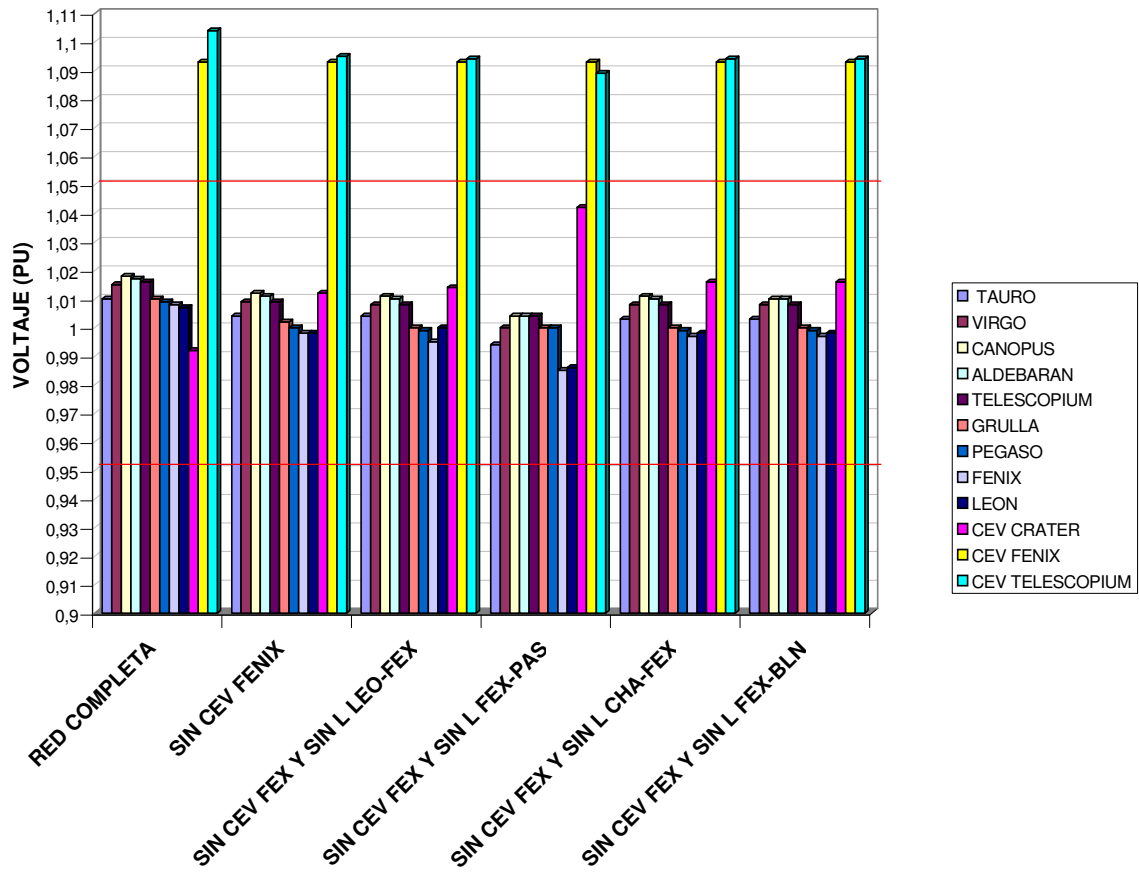


Fig. 5.35 Perfiles de voltaje de los buses ante la pérdida del CEV Fénix y cada una de las líneas cercanas al CEV

Caso C. Salida del CEV Cráter y disparo de cada una de las líneas adyacentes a él

Tabla 5.21 Aportación de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y los CEV's ante la pérdida del CEV Cráter y cada una de las líneas cercanas al CEV.

APORTACION DE LOS GENERADORES Y LOS CEV's EN CADA CASO														
Unidad	Sin CEV CRÁTER		Sin CEV CRT y L ALT-CRT		Sin CEV CRT y L CRT-ETA		Sin CEV CRT y L CPR-CRT		Sin CEV CRT y L CRT-CCR		Sin CEV CRT y L CRT-BLN		Sin CEV CRT y L CRT-SIS	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
KEN-UA, KEN-UB, KEN-UC y KEN-UD	76	10,4	76	10,4	76	10,4	76	10,4	76	10,8	76	10,4	76	10,5
CRX-U1, CRX-U2 y CRX-U3	40	0,8	40	0,8	40	0,8	40	0,8	40	0,9	40	0,8	40	0,9
ATL-U1, ATL-U2 y ATL-U3	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5	45	-25,5
TUR-U3	274,6	-46,9	274,6	-46,4	274,6	-46,8	247,6	-46,5	274,6	-45,8	247,6	-46,6	274,6	-46,3
TUR-U1, TUR-U2	548,6	-84,3	548,6	-83,2	548,6	-83,9	548,6	-83,3	548,6	-81,7	548,6	-83,5	548,6	-83
VLM-U1, BLN-U2 y BLN-U3	206,1	33,2	206,1	35,9	205,1	33,3	206,1	35,5	205,6	39,7	204,5	34,7	203,1	34,7
POL-U1	11,2	-1,3	11,2	-1,3	11,2	-1,3	11,2	-1,3	11,2	-1,2	11,2	-1,3	11,2	-1,3
CEV TELESCOPIUM	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90
CEV FENIX	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90	0	-90

Con la apertura del CEV Cráter, todos los valores de potencia activa y reactiva permanecen iguales. Esto mismo se puede apreciar en la Figura 5.36 de perfiles de voltaje, en donde los valores de voltaje son los mismos en cada caso.

PERFILES DE VOLTAJE EN ALGUNOS NODOS DEL SISTEMA MICRO-RED

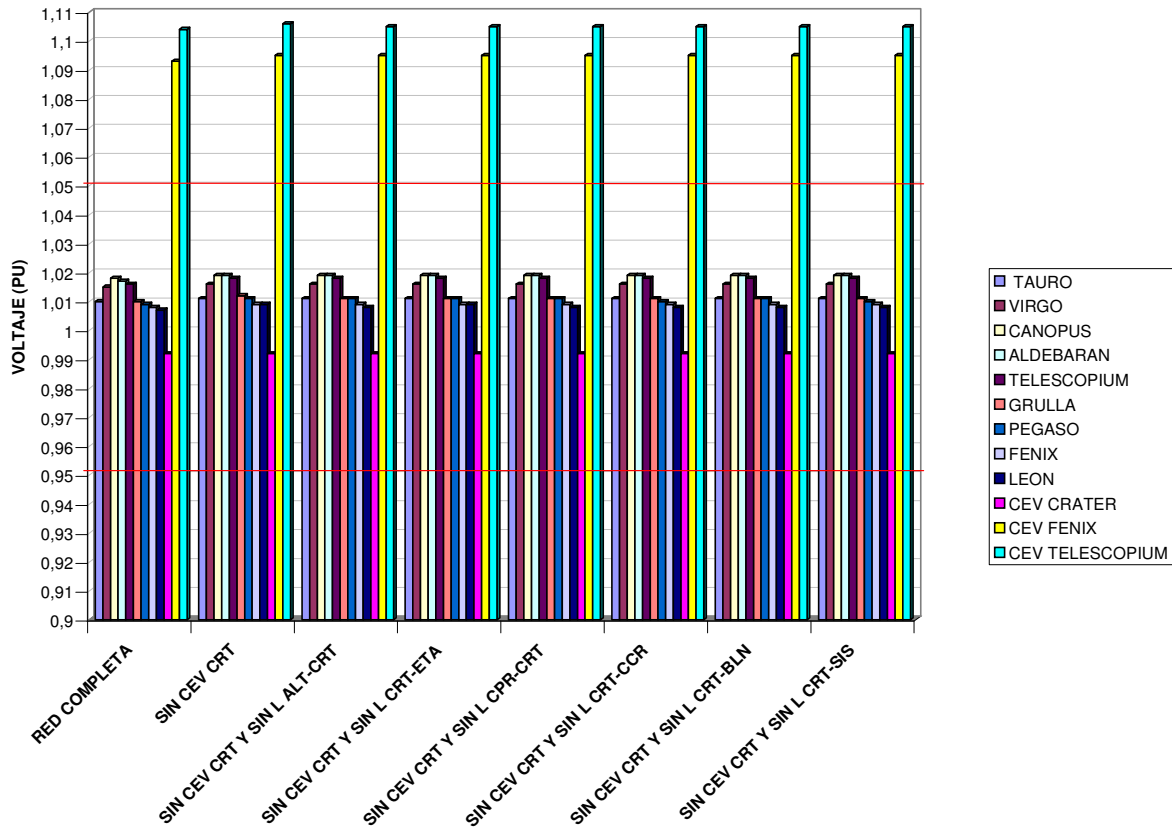


Fig. 5.36 Perfiles de voltaje en nodos del sistema ante la pérdida del CEV Cráter y cada una de las líneas adyacentes al CEV

En general, ante la pérdida de generación que se presentó en cada caso, los generadores que soportaron la pérdida fueron los de Velorium y Ballena.

Los CEV's Fénix y Telescopium no modificaron su aportación de reactivos a la red, sin importar cual fuera la contingencia que se presentara, mientras que el CEV de Cráter si modificó su aportación de reactivos ante las contingencias simuladas.

CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS

6.1 Conclusiones

Un sistema eléctrico siempre está variando debido a la interacción entre la generación y la demanda de energía eléctrica. Cuando se presenta un disturbio, sin importar si es grande o pequeño, se modifican los voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva en todo el sistema.

El comportamiento de la carga está en función de la frecuencia y el voltaje. El mantener el voltaje dentro de un rango operativo aceptable, depende del comportamiento de flujo de la potencia reactiva y, por ende, del comportamiento de la carga la cual es tan variante que se modifica dependiendo del día, la hora, ambiente, etc.

La compensación de potencia reactiva, no sólo sirve de apoyo para los sistemas eléctricos de potencia cuando se produce algún disturbio en la red, sino que también es un soporte en la calidad de la energía y en la estabilidad del voltaje, factor preponderante en la operación confiable y segura de los sistemas eléctricos de potencia.

El CEV como un controlador FACT tiene por objeto optimizar el flujo de potencia reactiva para mejorar el perfil de voltaje del sistema aportando o consumiendo potencia reactiva para conseguir mantener o controlar el voltaje dentro de un rango operativo aceptable.

En algunos casos, aunque no haya pérdida de carga y el sistema no se desestabilice, un compensador de reactivos, ayuda a que los generadores no excedan su capacidad ni trabajen al límite, evitando el desgaste de sus componentes y extendiendo su vida útil de trabajo, además de que prestan un mayor rango de regulación y por ende de operabilidad. En el Sistema Micro-Red se puede confirmar este hecho, ya que, cuando el sistema está en operación normal, sus tres CEV's se encuentran aportando reactivos, incluso dos de ellos están en su máximo nivel de aportación, mientras que ninguno de los generadores se halla en su límite de reactivos.

En el caso de un sistema débil, que sólo cuenta con una red simple de transmisión, si en algún momento se presenta la apertura de alguna de las líneas, la distancia eléctrica que se forma entre las cargas y los generadores es grande por lo que se abaten los voltajes en los nodos cercanos a la falla; esto se pudo comprobar en el caso Anderson-9 nodos, donde también se corroboró, el hecho de que el control de reactivos es de manera local, ya que aunque el sistema cuenta con CEV's, si éstos se localizan eléctricamente lejanos del punto de falla, no es posible suministrar potencia reactiva al área deficitaria y por consiguiente se presentan problemas de estabilidad de voltaje.

Un sistema eléctrico mallado y con líneas dobles en sus circuitos importantes, hacen que éste sea más robusto y por lo tanto, que tenga un mayor soporte ante alguna perturbación que se presente además de que facilita el control del voltaje. Por ejemplo, si hay apertura de alguna de las líneas, se tienen otras alternativas por donde fluya la energía evitando el abatimiento de voltaje en los nodos o peor aún la pérdida de energía al quedarse aislada alguna parte del sistema. Si además de esto, el sistema cuenta con elementos de control, a menos que se trate de una gran perturbación, el sistema es capaz de soportar alguna falla. Un ejemplo de esto es el Sistema Micro-Red, que al estar mallado y en forma de anillo, cuando se simularon las aperturas de alguna de sus líneas, el sistema conservó su estabilidad de voltaje al tener opciones por donde fluyera la energía eléctrica a todos los puntos del sistema, además de que cuenta con la ayuda de 3 CEV's conectados en diferentes puntos del sistema, por lo que en ninguno de estos casos se perdió la estabilidad, en algunos nodos se abatió el voltaje pero aún así el sistema se conservó en todos los casos, dentro de un rango de operación aceptable.

6.2 Trabajos futuros

Incluir el modelo del CEV en programas de simulación de estabilidad transitoria, para analizar el comportamiento dinámico del CEV y su impacto en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Incluir el modelo del CEV en programas de simulación de estabilidad de voltaje que analicen el comportamiento dinámico de sistemas de potencia utilizando un modelo estático del CEV.

Realizar estudios para determinar la coordinación y localización óptima de los CEV's ante diferentes condiciones operativas de sistemas eléctricos de potencia, con la finalidad de evitar operaciones inadecuadas de los CEV's.

Realizar estudios encaminados a determinar la sintonización coordinada del lazo de control POD de los CEV's y los estabilizadores de potencia para amortiguar oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas de sistemas eléctricos de potencia.

|

Referencias

- [1] Aboytes García Florencio, Sánchez Tello Fernando, Ramírez Barradas Rogelio y Cañedo Castañeda José Manuel, “Estabilidad dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad de México, 1991.
- [2] Anderson Paul M., Fouad A. A., “Power System Control and Stability”, Wiley-Interscience, 2a. ed., U. S. A., 2003.
- [3] Arroyo Aguilera Gonzalo, Aboytes García Florencio, Flores Ortega Miguel, Ramírez Martínez Gerardo, Villa Carapia Gustavo, “Estabilidad transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Programa de actividades regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA).
- [4] Duncan Glover J., Mulukutla S. Sarma, “Power system analysis and design”, Wardsworth Group Brooks, 3a. ed., 2002.
- [5] Kundur Prabha, “Power system stability and control”, Mc Graw Hill, N. Y., EUA. 1994.
- [6] Manual PSS/E. Power Transmission & Distribution, Siemens, USA, 2005.
- [7] Stevenson William D., “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”. McGraw Hill, 2a. ed., U. S. A., 1988.