



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**DISEÑO DE UN ESQUEMA DE TIRO DE
CARGA POR BAJO VOLTAJE EN SISTEMAS
DE POTENCIA CON CARGAS DINÁMICAS.**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

GUSTAVO VELÁZQUEZ MARTÍNEZ



MÉXICO, D.F.

2012



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MÉXICO D.F. siendo las 17:00 horas del día 14 del mes de Septiembre del 2012 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

“DISEÑO DE UN ESQUEMA DE TIRO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE EN SISTEMAS DE POTENCIA CON CARGAS DINÁMICAS”

Presentada por el alumno:

VELÁZQUEZ
Apellido paterno

MARTÍNEZ
Apellido materno

GUSTAVO
Nombre(s)

Con registro:

B	1	0	2	1	6	1
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de: **MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis


DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR


DR. DANIEL OGUÍN SALINAS

PRESIDENTE


DR. DANIEL RUIZ VEGA

SEGUNDO VOCAL


M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

TERCER VOCAL


DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

SECRETARIO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR







INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D.F., el día 14 del mes de septiembre del año 2012, el que suscribe Gustavo Velázquez Martínez, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B102161 adscrito a la Sección de estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar y cede los derechos del trabajo intitulado *Diseño De Un Esquema De Tiro De Carga Por Bajo Voltaje En Sistemas De Potencia Por Cargas Dinámicas*, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o directos del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección vmtavo@hotmail.com y/o dsebasti@hotmail.com . Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Gustavo Velázquez Martínez.



RESUMEN

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia se han visto sometidos a un incremento constante en la demanda de la energía eléctrica, lo que ha llevado al desarrollo de la infraestructura de la red y a las distintas formas de generación, además, la variedad de tipos de carga de los usuarios, han llevado a los ingenieros electricistas a desarrollar esquemas de protección capaces de proteger al sistema eléctrico de forma automática para mantener la integridad del sistema.

En este trabajo se propone el esquema de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS), el cual está enfocado a la supervisión de los límites permisibles de voltaje, tomando acciones correctivas para evitar que el sistema llegue a un colapso de voltaje. En la actualidad los esquemas prácticos de tiro de carga para controlar la estabilidad de voltaje, están basados en la ocurrencia de eventos y están diseñados a base de estudios fuera de línea, programando los tiempos de retardo y cantidad de carga a desconectar de forma fija. Sin embargo, su desempeño en tiempo real puede resultar ineficiente, en particular cuando se tienen situaciones o eventos no previstos durante el diseño de estos esquemas. En el diseño del esquema de tiro de carga por bajo voltaje, se emplean controles colocados de forma distribuida en los nodos de la red, los cuales monitorean la magnitud de voltaje y potencia real de forma local.

Durante el desarrollo de esta investigación se evaluaron aspectos como son: la determinación más adecuada del nivel de voltaje de umbral, la coordinación de los controles por medio del monitoreo de la magnitud de voltaje en cada nodo, el desempeño del esquema ante diferentes condiciones de carga y diversas contingencias. Además se presenta la discusión del método empleado para determinación de los tiempos de retardo y cantidad de carga a tirar, durante condiciones de inestabilidad de voltaje a largo y corto plazo.

El desarrollo del trabajo fue llevado a cabo mediante la representación digital del sistema eléctrico, utilizando el software comercial DigSILENT Power Factory 13.2 para realizar simulaciones en el dominio del tiempo. Además se desarrolló un código en MatLab versión 2007b que calcula la cantidad de carga a tirar y el tiempo de retardo de cada control, procesando un archivo de salida de DigSILENT.

La metodología propuesta para el esquema de tiro de carga por bajo voltaje se evaluó con dos sistemas de prueba, en uno de ellos se consideran distintos porcentajes de carga representada por motores de inducción y variaciones rápidas de voltaje, donde se observó una respuesta adecuada para la determinación de los tiempos de respuesta. El segundo sistema se empleó para evaluar el desempeño del esquema de tiro de carga, ante distintas contingencias que pueden presentarse en el sistema eléctrico y que no fueron previstas durante el diseño del esquema. Finalmente, en ambos sistemas de prueba se muestra que los controles actúan tirando carga en los nodos con la mayor caída de tensión, también se evalúa la condición de post-disturbio y en casos donde el voltaje no se mantiene por arriba del umbral, el esquema actúa tantas veces sea necesario.



ABSTRACT

Currently, Electric Power Systems are subjected to an increasingly change on energy demand, which has motivated the development of network infrastructure and different generation alternatives. Besides, the diversity of load types from the users requires protection schemes able to protect the electric system in an automatically manner in order to preserve its integrity.

This work proposes an under-voltage load shedding (UVLS) scheme focused on supervising permissible voltage limits, taking correcting actions to avoid a voltage collapse of the system. Nowadays, most practical load shedding schemes are based on the occurrence of events and they are designed considering off-line studies, programming time delays and fixed load values for disconnection. However, the performance of these schemes in real time can be ineffective, in particular when events or situations not anticipated during their design occur. The design of under-voltage load shedding schemes considers controls distributed along different buses of the network. These controls rely on local measurements of voltage and active power magnitudes.

During the development of this research work, several aspects of the scheme were evaluated, such as: the most adequate form to determine the voltage threshold level, the coordination between controllers by means of monitoring voltage magnitude at every bus and the scheme's performance under different load conditions and events. Also, a discussion is made regarding the application of the method for the determination of time delays and load values for disconnection during short and long term voltage instability conditions.

This research project was carried out by means of time domain digital simulations of the electric system using the commercial software DigSILENT Power Factory 13.2. Besides, a code was created using MatLab 2007b to compute the amount of load and time delay at every control and operation sequence through the post-processing of an output file obtained from DigSILENT.

The methodology proposed for under-voltage load shedding schemes was evaluated by means of two test systems. In the first system different percentages of induction motor load and fast voltage variations were considered. In this case, the performance of the scheme for the determination of response times was adequate. The second system was applied for the performance evaluation of the scheme under different possible events of the electric system that were not considered during the scheme design. Finally, it is shown in both test systems that the controls act by disconnecting load on buses with higher voltage drop. For both systems, post-disturbance condition is also evaluated and, in cases where voltage is lower than the voltage threshold, the scheme acts as many times as necessary.



DEDICATORIA

Ante este recorrido que he llevado en mi formación académica y en conjunto con todas aquellas personas con las que he convivido y pasado muy agradables momentos, les agradezco por su compañía y comprensión, porque ustedes han hecho que este esfuerzo sea recompensado.

A mis padres:
Rosa Martínez Lemus.
Amado Velázquez Orduña.

A mis hermanas:
Rosa Alba, Eliza y Laura.

A mis amigos y amigas:
Luis Adrian Martínez, Luis Daniel Anaya, Guillermo Jara, Pilar Colmenares, Rusbania, Nancy, Erick Mendoza, Carolina Marroquín, Sara, Heidi Luna, Adriana, Nelly, Claudia, y a todos mis amigos de generación en la maestría, y muchos más.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica ESIME Zacatenco porque fue como mi casa por muchos años, compartiendo todos sus conocimientos los cuales aprovechare para retribuir de manera eficiente.

A mis Maestros:

Arturo Galán, Ricardo Mota, Daniel Ruiz, Germán Rosas, Gilberto Enríquez H., David Romero, Thomas Asiain, Evaristo Velázquez, Enrique Galindo, Jesús Reyes. En especial al Dr. David Sebastián B. y al Dr. Daniel Olguín S., por su amistad y continuo respaldo durante mi preparación profesional.

Al CONACYT y al Programa Institucional de Formación de Investigadores para estudios de maestría.

A mis libros, que con su información he logrado desempeñarme bien fuera de esta institución “Instituto Politécnico Nacional”.



CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	v
ABSTRACT	vii
DEDICATORIA	ix
AGRADECIMIENTOS	xi
CONTENIDO	xiii
LISTA DE FIGURAS	xvii
LISTA DE TABLAS	xxi
ABREVIATURAS	xxiii
NOMENCLATURA	xxv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	
I.1.- Introducción	1
I.2.- Objetivo de la tesis	2
I.3.-Antecedentes	2
I.3.1.-Trabajos más importantes en el desarrollo de esquemas de protección y estabilidad de voltaje.	3
I.3.1.1 Trabajos desarrollados implementando los esquemas de protección especial.	3
I.3.1.2.- Tesis desarrolladas en SEPI-ESIME IPN.	4
I.4 Justificación	5
I.5 Alcances	6
I.6 Aportaciones	6
I.7 Publicaciones derivadas de la tesis	7
I.8 Organización de la tesis	7
CAPÍTULO II: ESTABILIDAD DE VOLTAJE	
II.1.- Introducción.	9
II.1.2.- Clasificación de Estabilidad	10
II.1.3.- Escalas y márgenes de tiempo	12
II.2.- Conceptos de Estabilidad de voltaje	12
II.2.1.-Introducción	12
II.2.2.- Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios	13
II.2.3.- Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios	13
II.2.4.- Estabilidad de voltaje a corto plazo	14
II.2.5.- Estabilidad de voltaje a largo plazo	14
II.2.6 .-Colapso de voltaje	14
II.3.- Seguridad de voltaje	16
II.4.- Métodos para la evaluación de estabilidad de voltaje	16
II.4.1.- Métodos estáticos	17
II.4.1.1.- Método gráfico de las curvas PV y VQ	17
II.4.1.2.- Método de sensibilidad V-Q	20
II.4.1.3.- Método de análisis modal	21
II.4.2.- Método dinámico	21

CAPÍTULO III: MODELADO DEL SISTEMA Y SUS LÍMITES DE SEGURIDAD OPERATIVA	
III.1.- Introducción	23
III.2.Máquina Síncrona	23
III.2.1.- Modelo de la máquina síncrona en el marco de referencia dq	23
III.2.2.-Diagrama de funcionamiento del generador síncrono	26
III.2.3.-Sistema de excitación del generador	29
III.2.3.1.-Importancia del RAV en el fenómeno de inestabilidad de tensión	29
III.2.2.2.- Representación general del sistema de excitación	30
III.2.2.3.- Limitador de sobreexcitación (OEL ó OXL).	31
III.3.- Elementos de la red de transmisión	33
III.3.1.- Líneas de transmisión	33
III.3.1.1.- Modelo de la línea de Transmisión.	33
III.3.1.1.- Potencia máxima para un factor de potencia dado	34
III.3.2.- Equipos de compensación reactiva	35
III.3.3.- Transformadores	36
III.3.3.1.-Representación del transformador con cambiador automático de tap.	36
III.4.-Modelo de la carga	37
III.4.1.- Modelo estático de la carga	38
III.4.2.- Modelo dinámico de la carga	39
III.4.2.1.- Característica dinámica de un motor de inducción	39
III.4.2.2.-Representación de un motor de inducción en el marco de referencia dq	39
III.4.2.3.-Relación entre potencia y par electromagnético	40
III.4.2.4.-Comportamiento del motor por el efecto del torque mecánico	42
III.4.2.5.- Inestabilidad de un motor de inducción e inestabilidad de voltaje	44
CAPÍTULO IV: ESQUEMA DE TIRO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE	
IV.1.-Introducción	45
IV.2.- Consideraciones para la implementación de esquemas de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS)	46
IV.3.- Consideraciones para el diseño de UVLS	48
IV.4.- Consideraciones para el análisis de UVLS	50
IV.5.- Esquemas de tiro de carga por bajo voltaje usando controles distribuidos	51
IV.5.- Esquema de tiro de carga propuesto	52
IV.5.1.- Principio general	52
IV.5.2.- Diseño de cada controlador	53
IV.5.3.- Cooperación entre controladores	59
CAPÍTULO V: EVALUACIÓN Y AJUSTE DEL ESQUEMA UVLS	
V.1.-Introducción	61
V.2.-Sistema de 10 nodos.	62
V.3.-Sistema de 30 nodos.	78
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
VI.1.- Conclusiones	101
VI.1.2.- Aportaciones de la tesis	103
VI.2.- Recomendaciones para trabajos futuros	103

REFERENCIAS	105
APÉNDICE A: MODELO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN	111
APÉNDICE B: DATOS DEL SISTEMA DE 10 NODOS	115
APÉNDICE C: DATOS DEL SISTEMA DE 30 NODOS	121
APÉNDICE D: PROGRAMA COMPUTACIONAL	127



LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Fig. 2.1	Curva comparativa de la demanda horaria, registrada en el área de control central, de la República Mexicana.	10
Fig. 2.2	Clasificación del fenómeno de inestabilidad del sistema eléctrico de potencia.	11
Fig. 2.3	Curvas P-V normalizada para una fuente infinita y reactancias de la red fijas. Correspondientes a factores de potencia para $\tan \phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25$ y 0 .	18
Fig. 2.4	Muestra las curvas para diferentes valores de potencia activa correspondientes al valor de $\tan \phi$ de la figura 2.4.	20
Fig. 3.1	Representación de una máquina síncrona en el marco de referencia abc.	24
Fig. 3.2	Devanados de la máquina después de la transformación de Park.	25
Fig. 3.3	Diagramas fasoriales que muestran el lugar geométrico de un a) generador sobreexcitado que entrega potencia reactiva al sistema; b) generador sub-excitado que recibe potencia reactiva desde el sistema.	27
Fig. 3.4	Diagrama de funcionamiento de un generador síncrono.	29
Fig. 3.5	Impacto de la pérdida de regulación de voltaje en el bus 2.	30
Fig. 3.6	Diagrama de bloques general para el sistema de control de excitación de la máquina síncrona.	31
Fig. 3.7	Modelo del limitador de corriente.	32
Fig. 3.8	Comportamiento de la corriente de campo en el generador G3.	33
Fig. 3.9	Modelo π de la línea de transmisión con parámetros concentrados.	34
Fig. 3.10	I, P y V normalizados como función de R_c , para un sistema sin pérdidas (es decir $R=0$) y para un factor de potencia constante ($\tan \phi=0.2$).	38
Fig. 3.11	Representación de un transformador con cambiador automático de tap.	37
Fig. 3.12	Circuito equivalente del motor de inducción en estado estacionario.	40
Fig. 3.13	Equivalente de Thevenin visto desde AA'.	40
Fig. 3.14	Característica torque-deslizamiento.	41
Fig. 3.15	Característica torque-deslizamiento a diferentes voltajes.	42
Fig. 3.16	Modelo del torque cuadrático.	43
Fig. 4.1	Estructura general del esquema propuesto.	53
Fig. 4.2	Lógica de un control de tiro de carga individual	53
Fig. 4.3	Muestras de mediciones en el tiempo del voltaje y cálculo de la pendiente entre un instante y otro.	55
Fig. 4.4	Diagrama de flujo para el proceso de cálculo de cada control que compone el esquema UVLS.	58
Fig. 5.1	Sistema de prueba de 10 nodos, implementación del esquema en los nodos B7 y B9.	63
Fig. 5.2	Evolución del voltaje en el nodo B9 con diferentes condiciones de carga, después de liberar una falla trifásica desconectando permanentemente la línea entre los nodos B5 y B6.	64
Fig. 5.3	Oscilación del voltaje en el nodo B9 debido a la falla trifásica.	64
Fig. 5.4	Perfiles de voltaje monitoreados por el control en el nodo B9. El	

	esquema únicamente tira carga del tipo Z_{cte} .	67
Fig. 5.5	Perfiles de voltaje monitoreados por el control en el nodo B9. El esquema únicamente tira carga compuesta por motores.	69
Fig. 5.6	Perfiles de voltaje en el nodo B10, durante la acción del tiro de carga.	69
Fig. 5.7	Perfiles de voltaje en el nodo B7, durante la acción del tiro de carga.	70
Fig. 5.8	Comportamiento de la corriente de campo durante la acción del limitador de sobreexcitación en el generador G3.	71
Fig. 5.9	Comportamiento de la velocidad en los motores de inducción.	71
Fig. 5.10	Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión B6 y B9, durante la operación del esquema desconectando carga compuesta por motores de inducción.	73
Fig. 5.11	Perfiles de voltaje en los nodos de distribución B7 y B10.	74
Fig. 5.12	Velocidad de los motores en los nodos B7 y B10, durante la operación del esquema con dos ajustes de V^{th} diferentes.	74
Fig. 5.13	Perfiles de voltaje en los nodos B9, durante la operación de los controladores con diferentes valores de τ_{ST}^{min} .	75
Fig. 5.14	Velocidad en los motores de inducción durante la operación del esquema para diferentes tiempos de retardo τ_{ST}^{min} .	76
Fig. 5.15	Perfiles de voltaje en los nodos B6 y B9, durante la operación del esquema desconectando únicamente carga del tipo Z_{cte} .	76
Fig. 5.16	Sobretensión provocada por la acción de los controles, desconectando gran cantidad de carga.	77
Fig. 5.17	Sistema de 30 nodos.	78
Fig. 5.18	Curvas PV correspondientes a todos los nodos de transmisión.	79
Fig. 5.19	Curvas PV correspondientes a los nodos más sensibles.	79
Fig. 5.20	Perfiles de voltaje en el nodo N103 para diferentes contingencias	81
Fig. 5.21	Perfiles de voltaje en el nodo N107 para diferentes contingencias	81
Fig. 5.22	Perfiles de voltaje en los nodos de carga o distribución.	84
Fig. 5.23	Corriente de excitación controlada por en OXL en el generador G4.	85
Fig. 5.24	Demanda de potencia reactiva en el nodo de carga N207.	85
Fig. 5.25	Variación de la velocidad en los motores de inducción en el nodo N207.	86
Fig. 5.26	Perfiles de voltaje de lado de transmisión durante la operación del esquema.	86
Fig. 5.27	Perfiles de voltaje de lado de distribución durante la operación del esquema.	87
Fig. 5.28	Característica de operación de los motores de inducción conectados en el nodo N207	88
Fig. 5.29	Comparación del torque eléctrico y mecánico durante la acción del esquema para el ajuste de $V^{th} = 0.87$ pu.	88
Fig. 5.30	Comparación del torque eléctrico y mecánico durante la acción del esquema para el ajuste de $V^{th} = 0.89$ pu.	89
Fig. 5.31	Comparación del torque eléctrico y mecánico durante la acción del esquema para el ajuste de $V^{th} = 0.91$ pu.	90
Fig. 5.32	Incremento del consumo de potencia, después del tiro de carga con el ajuste de $V^{th} = 0.91$ pu.	90
Fig. 5.33	Demanda de potencia reactiva durante la contingencia No. 32.	91

Fig. 5.34	Corriente de campo en los generadores G4 y G5.	91
Fig. 5.35	Perfiles de voltaje durante la acción del esquema UVLS.	92
Fig. 5.36	Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión para una falla trifásica en N4, tiempos de liberación 0.08 seg., 0.09 seg. y 0.10 seg., después de la falla.	93
Fig. 5.37	Deslizamiento en los motores de inducción en el nodo N207.	94
Fig. 5.38	Variación de la velocidad en los motores de inducción, en el nodo N207.	94
Fig. 5.39	Variación del torque eléctrico y mecánico en los motores de inducción.	95
Fig. 5.40	Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión.	97
Fig. 5.41	Perfiles de voltaje en los nodos de distribución.	98
Fig. 5.42	Variación de la velocidad en los motores de inducción durante la operación del esquema UVLS.	98
Fig. 5.43	Restauración del torque eléctrico y mecánico en los motores de los nodos N203 y N207.	99
Fig. A.1	Modelo general de la máquina de inducción.	111
Fig. A.2	Impedancia del rotor de un solo devanado.	111
Fig. A.3	Circuito equivalente.	113
Fig. B.1	Sistema de 10 nodos	115
Fig. B.2	Diagrama de bloques del sistema de excitación tipo ST1.	117
Fig. B.3	Perfiles de voltaje obtenidos con el programa Dig-SILENT, para el caso descrito.	118
Fig. B.4	Comportamiento de la velocidad del motor.	119
Fig. B.5	Demanda de potencia activa por el motor.	119
Fig. B.6	Demanda de potencia reactiva por el motor.	119
Fig. B.7	Perfiles de voltaje obtenidos para el caso de un grupo de motores.	120
Fig. C.1	Sistema de 30 Nodos.	122



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Clasificación de disturbios en el SEP y modelos a emplear	17
Tabla 5.1	Condiciones de carga y tiempos de colapso de voltaje en el sistema de 10 nodos.	62
Tabla 5.2	Valores de τ_{LT}^{min} correspondientes a V^{th} .	65
Tabla 5.3	Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando únicamente carga del tipo Z_{cte} .	65
Tabla 5.4	Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando únicamente carga compuesta por motores.	68
Tabla 5.5	Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando carga del tipo Z_{cte} y compuesta por motores de inducción.	72
Tabla 5.6	Secuencia de operaciones de los controles actuando simultáneamente o únicamente uno de ellos tirando una cantidad excesiva de carga.	77
Tabla 5.7	Contingencias en líneas de transmisión.	80
Tabla 5.8	Comparación de los tiempos de retardo τ_{LT}^{min} para cada ajuste del voltaje de umbral V^{th} .	82
Tabla 5.9	Secuencia de eventos para tres contingencias diferentes durante la operación del esquema UVLS.	83
Tabla 5.10	Secuencia de eventos de la operación del esquema para diferentes condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo.	95
Tabla 5.11	Valores de τ_{ST}^{min} correspondientes a V^{th} .	97
Tabla 5.12	Cantidad de carga a tirar por cada controlador en MW en diferentes escenarios de falla en el esquema.	99
Tabla B.1	Datos del sistema de prueba	116
Tabla B.2	Datos dinámicos de las máquinas G2 y G3	116
Tabla B.3	Datos de ajuste para el sistema de excitación ST1	117
Tabla B.4	Datos para el modelo de un motor equivalente de 3600 MVA.	118
Tabla B.5	Datos de fabricante para el motor de 2500 MW.	120
Tabla C.1	Datos de los nodos.	121
Tabla C.2	Datos de nodos especiales.	122
Tabla C.3	Datos de los nodos.	123
Tabla C.4	Datos de líneas.	124
Tabla C.5	Datos de transformadores	124
Tabla C.6	Parámetros de los generadores.	125



ABREVIATURAS

B	Susceptancia
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistema Electricos (International Council on Large Electric Systems)
DigSILENT	Programa de simulación digital y calculo de redes eléctricas (<i>Digital SimuLation and Electrical Network calculation program</i>)
FLC	Corriente de campo a plena carga
HVDC	Corriente Directa en Alta Tensión
IEEE	Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electronica (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
MatLab.	Laboratorio de Matrices (MATrix LABoratory)
OXL o OEL	Limitador de Sobreexcitación (Overexcitation Limiter)
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
RAV	Regulador Automático de Voltaje
S	Potencia aparente
SIL	Impedancia característica de la línea (Surge Impedance Loading)
SPS	Esquema de Protección del sistema
SVC	Compensadores estáticos de VARs
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
UVLS	Esquema de tiro de carga por bajo voltaje (Under Voltage Load Shedding)
WSCC	Consejo de Coordinación del Sistema Occidental
X	Reactancia
Y	Admitancia
Z	Impedancia
ZIP	Modelo Polinomial de Carga



NOMENCLATURA

δ	Ángulo de carga eléctrica del rotor en el generador
ε	Eigenvector derecho
E_i	Tensión inducida
H	Constante de inercia
η	Eigenvector izquierdo
i_d	Corriente en el eje directo
I_{fd}	Corriente de campo
i_q	Corriente el eje de cuadratura
J_R	Jacobiano reducido
K_a	Ganancia del regulador
K_f	Constante del circuito estabilizador del regulador
λ	Eigenvalor
L_m	Inductancia mutua
L_{rr}	Inductancia propia del devanado del rotor
L_{ss}	Inductancia propia del devanado del estator
s	Deslizamiento del motor de inducción
τ	Retardo de tiempo.
T_a	Constante de tiempo del regulador
T_b	Constante de tiempo del regulador
T_c	Constante de tiempo del regulador
T'_{do}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo
T''_{do}	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en el eje directo
T_f	Constante de tiempo del circuito estabilizador del regulador
T_m	Torque mecánico
T_e	Torque electromagnético
T_r	Constante de tiempo del circuito del transductor
T'_{qo}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje de cuadratura
T''_{qo}	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto en el eje de cuadratura
v_d	Voltaje en eje directo
v_{fd}	Voltaje de campo en eje directo
v_{fq}	Voltaje de campo en eje directo
V_{imax}	Límite máximo de señal de voltaje interno
V_{imin}	Límite mínimo de señal de voltaje interno
v_q	Voltaje en eje de cuadratura
V_{rmax}	Límite máximo de señal de voltaje interno
V_{rmin}	Límite mínimo de señal de voltaje interno
V_t	Voltaje en terminales del generador
V^{th}	Voltaje de umbral
ψ	Flujo magnético
ω_r	Velocidad del rotor en rad/seg.
ω_s	Velocidad síncrona en rad/seg.
X_a	Reactancia de armadura en el generador

X_d	Reactancia síncrona en el eje directo
X'_d	Reactancia transitoria en el eje directo
X''_d	Reactancia subtransitoria en eje directo
X_m	Reactancia de magnetización en el motor de inducción.
X_q	Reactancia síncrona en el eje de cuadratura
X'_q	Reactancia transitoria en el eje de cuadratura
X''_q	Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura

I

INTRODUCCIÓN

I.1.- Introducción.

Hoy en día el suministro de energía eléctrica se ha convertido en un aspecto esencial para la economía de un país, debido a la fuerte dependencia que tienen los servicios y procesos de producción de las industrias. Esto representa una tarea para la ingeniería para mantener un grado elevado de confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia de forma económica [1,2].

El crecimiento constante en la demanda de energía eléctrica y la nueva reestructuración en los mercados eléctricos [3,4], han llevado a la operación de los sistemas eléctricos de potencia más cerca de sus límites de seguridad operativa sometiéndose a esfuerzos cada vez más grandes. El sistema debe ser capaz de mantenerse operando dentro de los límites de seguridad por medio de acciones de control que permitan el flujo de potencia de la forma más económica posible. Además deberá considerarse el impacto ambiental por crecimiento de la infraestructura como son redes de transmisión y/o nuevas plantas de generación.

El sistema eléctrico cuenta con una gran cantidad de elementos que operan de forma dinámica, los cuales están propensos a presentar un disturbio, causando que se reduzcan los límites de seguridad. Históricamente los estudios de estabilidad inician desde la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia, básicamente consistía en el estudio de estabilidad angular o transitoria, sin embargo se ha observado que el sistema puede presentar otras variantes como son la estabilidad en la frecuencia y el voltaje, sin perder el sincronismo de los generadores. Para el análisis de estos fenómenos, implica el modelado más detallado de los elementos que componen el sistema, abarcando desde el punto de generación hasta los centros de consumo o carga, lo cual ha creado la necesidad de herramientas de cómputo para el modelado y estudio de diversos disturbios que pudiesen alterar la seguridad del sistema. Normalmente esto es llevado a cabo en las áreas de planeación por medio de análisis de contingencias fuera de línea, basándose en la probabilidad de ocurrencia de ciertos eventos [5,6].

Sin embargo, durante la operación del sistema pueden presentarse eventos no previstos. A través de la historia se han presenciado fenómenos que han llevado al colapso del sistema, como ejemplo están los disturbios causados en Julio 2 y Agosto 10 de 1996, dentro del consejo de coordinación del sistema occidental (WSCC), el cual causó la desconexión de

líneas de transmisión y generadores en cascada [7], así también el apagón causado el 13 de Agosto del 2003 en el Norte de América, en el cual se estimó una pérdida de 62,000 MW de tiro de carga y 531 generadores por la salida de 261 plantas [9]. Este tipo de fenómenos ha llevado a la investigación e implementación de equipos capaces de operar automáticamente ante un disturbio, esto representa una gran ventaja durante la operación del sistema, tomando decisiones de una forma más rápida y precisa, esta característica ayuda a los operadores evitando que ellos asuman toda la responsabilidad.

Los esquemas de protección del sistema han sido propuestos para hacer frente a disturbios más severos, tomando las medidas necesarias y de forma automática para lograr salvar al sistema. En un inicio estos esquemas consistían en la operación basada en eventos específicos, analizados por medio de contingencias fuera de línea, lo cual da una gran desventaja ante disturbios inesperados durante la operación del sistema. Actualmente con la innovación en los equipos de medición ha permitido mejorar nuevas metodologías de operación de estos esquemas para operar en lazo cerrado, visualizando el desempeño del sistema después de su operación, permitiendo tener acciones más de una vez.

Una fuerte aplicación de los esquemas de protección del sistema ha sido orientada en el fenómeno de inestabilidad de voltaje, por medio de los esquemas de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS), con la finalidad de evitar el colapso del sistema eléctrico tomando medidas correctivas como es la desconexión de bloques de carga programados, representando un bajo costo durante la operación del sistema [10,11].

Este trabajo conduce al desarrollo de esquemas UVLS utilizando controles distribuidos en la red, capaces de responder ante disturbios inesperados, programando de forma automática los tiempos de operación y cantidad de carga a tirar, además tiene la capacidad de visualizar el comportamiento del sistema eléctrico después de cada una de sus acciones permitiéndole actuar varias veces consecutivas y evitar que el sistema llegue al punto de colapso.

I.2.- Objetivo de la tesis.

El objetivo de este trabajo es diseñar un esquema de protección contra inestabilidad de voltaje, empleando el esquema de tiro de carga por bajo voltaje aplicado a redes eléctricas donde predomina la presencia de motores de inducción y se evalúa el desempeño del esquema propuesto en sus funciones de control que utilizan las mediciones de voltajes nodales y de la potencia activa.

I.3.-Antecedentes.

Los esquemas del tiro de carga han sido utilizados como una medida correctiva y económica de último recurso para prevenir el colapso de voltaje. Se ha demostrado que la implementación de estos esquemas puede ayudar a mejorar los márgenes de reserva de potencia reactiva y los perfiles de voltaje en un área sensible durante condiciones de esfuerzo. Este tipo de esquema ha demostrado ser capaz de enfrentar disturbios severos previniendo el colapso de voltaje [7]. Esta sección presenta una breve recopilación de los trabajos desarrollados acerca del estudio del fenómeno de inestabilidad de voltaje y la

implementación de los esquemas de tiro de carga que se ha llevado a cabo para enfrentar este fenómeno.

I.3.1.- Trabajos más importantes en el desarrollo de esquemas de protección y estabilidad de voltaje.

Normalmente los esquemas de protección se han manejado para una función de forma local. Sin embargo la complejidad por la interconexión de los sistemas eléctricos ha creado la necesidad de tener el conocimiento del estado de operación del sistema en una forma más extensa antes de tomar las medidas preventivas.

Existen diferentes esquemas de protección, de los cuales cada uno de ellos tiene una función específica, pero que a su vez contribuyen a una misma finalidad, que es mantener la integridad del sistema. Por consecuencia, independientemente de las funciones que tiene cada esquema en específico, estas deberán contener información que permitan observar la dinámica del sistema a su alrededor, a este tipo de protecciones son llamados Esquemas de Protección del Sistema (SPS), por sus siglas en inglés [22,8].

I.3.1.1.-Trabajos desarrollados en el estudio de colapso de voltaje y aplicación de esquemas de protección del sistema.

La referencia [5] en su capítulo de estabilidad de voltaje menciona la importancia de la intervención de los diferentes equipos y sus controles y diferentes equipos para mantener los niveles de voltaje dentro de sus valores aceptables, así como su influencia de algunos de ellos para acelerar las condiciones de colapso de voltaje. En este capítulo, se analiza un sistema de 10 nodos y 2 generadores G2 y G3, los cuales cuentan con un sistema de excitación, la máquina G3 es implementada con un limitador de sobreexcitación, además un transformador cuenta con un cambiador automático de taps. Aquí se presentan resultados que muestran el comportamiento del voltaje para tres diferentes tipos de carga y diferentes concentraciones de dicha carga.

En [10] describe como los esquemas de protección del sistema en Canadá, son usados para mantener la integridad del sistema durante imprevistos o contingencias extremas. El sistema del área Québec en Canadá, está constituido básicamente de plantas hidroeléctricas y localizadas a más de 1,000 Km de los centros de consumo, con líneas de transmisión de CA a 735 KV e interconexiones con línea de CD a 450 KV, muestra una característica que afectan significativamente la estabilidad y control de voltaje. Se especifica un método para evitar la propagación de la falla y colapso de voltaje, utilizando diferentes esquemas de protección como tiro de carga, rechazo de generación, entre otros.

El trabajo publicado por [12] hace una descripción de los elementos de control y protección del generador, como son el regulador automático de voltaje (RAV) y limitador de sobreexcitación (OXL) y su efecto en el fenómeno de estabilidad de voltaje. También se describen las ecuaciones de modelado de motores de inducción para su estudio dinámico, haciendo un análisis de su comportamiento para la demanda de potencia reactiva durante el fenómeno de inestabilidad de voltaje.

El artículo publicado por [13] propone un esquema de tiro de carga contra la inestabilidad de voltaje a largo plazo, usando un conjunto de controles distribuidos, cada uno monitorea los voltajes en una zona y controla un grupo de cargas relacionadas a este. Cada controlador actúa en un lazo cerrado, determina la cantidad de carga a tirar dependiendo de la variación de la magnitud del voltaje y el tiempo de su evolución.

Adicionalmente [14] publica una continuación del artículo en la referencia [13] en la cual destaca la importancia del análisis del desempeño de los esquemas de tiro de carga por bajo voltaje considerando cargas con varias concentraciones de motores de inducción y su influencia en la demanda de potencia para convertir una situación de inestabilidad de voltaje a largo plazo en una situación de inestabilidad a corto plazo. Además implementa un esquema de control distribuido manejando unidades de medición fasorial.

I.3.1.2.- Tesis desarrolladas en SEPI-ESIME IPN.

Algunas de las tesis presentadas en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) de ESIME-Zacatenco, que están relacionadas con esta área de investigación son las siguientes:

- “Influencia de la representación de las cargas en la estabilidad de voltaje” [15], Tesis de Maestría, 2005, Eduardo Morales González. En esta tesis se analiza el comportamiento del sistema ante situaciones de inestabilidad de voltaje utilizando diferentes modelos de carga, para comparar las características de los modelos y poder identificar cuál de estos tiene una mejor aproximación al comportamiento real. Además se hace el estudio de estabilidad de voltaje por medio de distintas técnicas de análisis en estado estacionario.
- “Generation tripping for transient stability control using the emergency single machine equivalent method” [16], Tesis de Maestría, 2010, Laura Leticia Juárez Caltzontzin. El trabajo está enfocado al análisis de estabilidad transitoria, implementando el método de la máquina síncrona equivalente, realizando disparo de generación. Aun cuando este trabajo no tiene relación con el estudio de estabilidad de voltaje, se destaca la aplicación de los esquemas de acción remedial para controlar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.
- “Aplicación de controladores FACTS tipo STATCOM y SMES para la prevención de inestabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia” [17], Tesis de Maestría, 2003, Gabriela Pampin Vergara. Este trabajo tiene como objetivo analizar el fenómeno de estabilidad de voltaje mostrando el impacto en el perfil de voltaje de un sistema de prueba, modelando diferentes elementos como son: transformador con cambiador automático de tap`s, motores de inducción, limitadores de sobreexcitación del generador y carga dependiente del voltaje.
- “Efecto de los modelos de los motores de inducción en sistemas eléctricos de potencia” [18], Tesis de Maestría, 1996, Daniel Ruíz Vega. En este trabajo se estudia el efecto de los motores de inducción en el comportamiento dinámico de los

sistemas eléctricos de potencia. Además, se analiza el efecto que tiene la representación de los motores de inducción utilizando diferentes modelos estáticos y dinámicos de carga en los resultados del estudio de estabilidad y el efecto que tienen los motores de inducción en el control de voltaje de las máquinas síncronas.

- “Métodos para mejorar la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia” [19], Tesis de Maestría, 1989, Gustavo Gerónimo Hernández. Se describen diferentes técnicas implementadas para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, mencionando algunos efectos transitorios provocados por grandes perturbaciones. Además se presentan los modelos matemáticos de los elementos del SEP, y los controles primarios del generador.

I.4 Justificación.

La reestructuración de la industria eléctrica para la venta de energía, además de la implementación de tecnologías para introducir plantas generadoras que contribuyan en el mantenimiento del medio ambiente ha llevado a resultados favorables para el manejo de la energía eléctrica, pero también ha originado serios problemas de los cuales algunos son predecibles y otros no [20, 3]. El estado de operación del sistema bajo estrés se ha vuelto más común manteniendo al sistema eléctrico de potencia trabajando muy cerca de sus límites de estabilidad. Estas características han contribuido en mayores probabilidades de pérdidas de confiabilidad y seguridad.

El propósito de mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia originó el desarrollo de los esquemas de protección del sistema. Estos esquemas tradicionalmente fueron diseñados utilizando múltiples controles y elementos de monitoreo independientes sin ninguna capacidad de comunicación. El manejo de la comunicación entre ellos fue restringido debido a las limitaciones de banda ancha de los existentes sistemas de comunicación. La alta confiabilidad del sistema ha sido lograda debido a la distribución de equipos de control en distintos puntos de la red, todos ellos procesando mediciones locales [21].

En el caso específico de la inestabilidad de voltaje, se tiene que parte de su origen es debido a la inestabilidad de ciertas cargas, o a la deficiencia de potencia reactiva suministrada por la red durante la interacción de sus elementos que la componen. Estas características crean dos condiciones de inestabilidad de voltaje a largo y corto plazo.

El esquema de tiro de carga por bajo voltaje utilizando controles distribuidos ha sido una alternativa para detener la aproximación al colapso de voltaje. Siendo esta una medida efectiva en costo, en el sentido que puede detener la inestabilidad provocada por grandes disturbios, donde acciones preventivas no serían económicamente justificadas debido a la baja probabilidad de ocurrencia [11]. Existen diversos tipos de metodologías para llevar a cabo el tiro de carga, uno de ellos es por medio de un control con retardos de tiempo fijos y bloques de carga fijos, que responden a una serie de reglas específicas. Otro de ellos consiste en un control con retardo variable y cantidad de carga a tirar variable, este obedece a una sola regla cuya activación depende del retardo de tiempo y la carga a tirar de la evolución del voltaje. Y el último está basado en controles coordinados por medios de

comunicación [22]. El propósito de estos esquemas es actuar en lazo cerrado permitiendo la actuación de los controles consecutivamente hasta lograr regresar al sistema a un punto de equilibrio estable [13].

Una de las principales dificultades en el desempeño de los sistemas de protección del sistema, es la capacidad para responder ante diversas contingencias no previstas y diferentes topologías de la red. La aplicación de la metodología empleada en este trabajo por medio de un esquema con controles distribuidos busca mejorar la respuesta de operación de estos esquemas para diferentes eventos, considerando la característica dinámica de las cargas principalmente en motores de inducción.

I.5 Alcances.

En esta etapa del trabajo de investigación, la tesis conduce a la descripción y evaluación del desempeño del esquema propuesto para el tiro de carga por bajo voltaje utilizando controles distribuidos, tomando acciones correctivas consecutivas que sean capaces de prevenir el colapso de voltaje, independientemente si se desarrolla en un intervalo de tiempo corto o largo.

La metodología depende básicamente de las mediciones locales de la magnitud de voltaje y la potencia activa. En la actualidad se disponen con relevadores capaces de obtener estas mediciones, sin embargo aún se requiere la implementación física que permita desarrollar la lógica de operación de los controles para llevar a cabo los cálculos y decisiones adecuadas.

En consecuencia, los resultados de las simulaciones empleando una versión del programa DigSILENT Power Factory 13.2, fueron utilizados para evaluar el desempeño en la toma de decisiones y los cálculos realizados por los controles. La lógica de cada control fue programada en una versión de MatLab 2007b.

I.6 Aportaciones.

Las principales contribuciones de este trabajo pueden ser brevemente descritas como sigue:

- ❖ Se desarrolla un diseño del esquema de tiro de carga por bajo voltaje capaz de responder en situaciones de inestabilidad de voltaje a corto y largo plazo, únicamente haciendo el uso de mediciones locales de voltaje y potencia activa.
- ❖ Se diseña el método de cálculo de los controles para determinar la cantidad de carga a tirar y el tiempo de retardo para actuar con la finalidad de evitar el colapso de voltaje.

I.7 Publicaciones derivadas de la tesis.

- ❖ Gustavo. Velázquez Martínez, David Sebastián Baltazar (2012). “Esquema de tiro de carga por bajo voltaje considerando cargas con motores de inducción”. *Vigésima Reunión Internacional de Verano de Potencia del IEEE*, Julio 8 al 14, 2012. Acapulco, gro. México.

I.8 Organización de la tesis.

Esta sección describe de forma general la estructura de la tesis como sigue:

- ❖ *Capítulo I*, presenta una introducción del tema desarrollado en la tesis, el objetivo de la misma, así como los antecedentes, justificación y alcances de esta.
- ❖ *Capítulo II*, presenta las definiciones de estabilidad enfocadas al sistema eléctrico de potencia, además de dar una descripción detallada de su clasificación, haciendo referencia principalmente al fenómeno de inestabilidad de voltaje. También se describen algunos de los métodos empleados para el estudio de inestabilidad de voltaje destacando el área de aplicación.
- ❖ *Capítulo III*, describe en forma detallada el modelado de los diferentes elementos de la red así como sus capacidades límite y comportamiento dinámico en algunos de ellos. Los elementos de la red son modelados en el programa comercial DigSILENT Power Factory 13.2 para el análisis dinámico del sistema eléctrico de potencia.
- ❖ *Capítulo IV*, da una descripción de las consideraciones a tomar para el ajuste de los esquemas de tiro de carga por bajo voltaje. También describe la metodología propuesta para los cálculos de tiro de carga y el retardo de tiempo realizado por los controles del esquema.
- ❖ *Capítulo V*, muestra la aplicación del esquema propuesto para diferentes sistemas y ejemplos donde se detallan las operaciones exitosas del esquema, así como casos en los que falló, también se exponen las ventajas y desventajas durante su operación.
- ❖ *Capítulo VI*, proporciona las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros de investigación en este tema.



II

ESTABILIDAD DE VOLTAJE

II.1.- Introducción.

La operación del Sistema Eléctrico de Potencia tiene la característica de estar cambiando continuamente en el tiempo, algunas de las principales causas es la variación de la demanda de energía por parte de los usuarios, o equipos fuera de servicio por acciones programadas o fallas no previstas, estas variaciones pueden afectar el comportamiento del sistema presentándose condiciones anormales de operación consideradas como disturbios. La estabilidad del sistema dependerá de la condición en la que se encuentre en cada instante de tiempo y las acciones programadas que se lleven a cabo día a día, en la figura 2.1 se muestra una gráfica del comportamiento de la demanda horaria reportada en el Área de Control Central, de la República Mexicana. Las curvas representan la demanda en el transcurso del día actual, de un día anterior y del mismo día pero una semana anterior

Al aumentar la complejidad de un Sistema Eléctrico de Potencia, se presentan nuevos fenómenos eléctricos debido a su interconexión y a la constante reestructuración, esto ha originado el problema de definición y clasificación del fenómeno de estabilidad. En la industria se presenta una infinidad de eventos los cuales en ocasiones son difíciles de clasificar dentro de una categoría. Sin embargo, el comité de estudio CIGRÉ en conjunto con el comité de Evaluación Dinámica del Sistema Eléctrico de Potencia de la IEEE [23], ha abordado la cuestión de la definición de estabilidad y su clasificación, además de examinar sus respectivas ramificaciones.

Históricamente, la inestabilidad transitoria ha sido el problema dominante de estabilidad en la mayoría de los sistemas y ha sido el punto de atención de muchas industrias. Conforme el sistema de potencia ha evolucionado a través de un crecimiento continuo en sus interconexiones, el uso de tecnologías nuevas y controles, además de la operación constante del sistema en condiciones de altos esfuerzos ó *estrés* [2], han provocado que emerjan diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo, la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones inter áreas han sido algunos problemas de mayor consideración. [23].

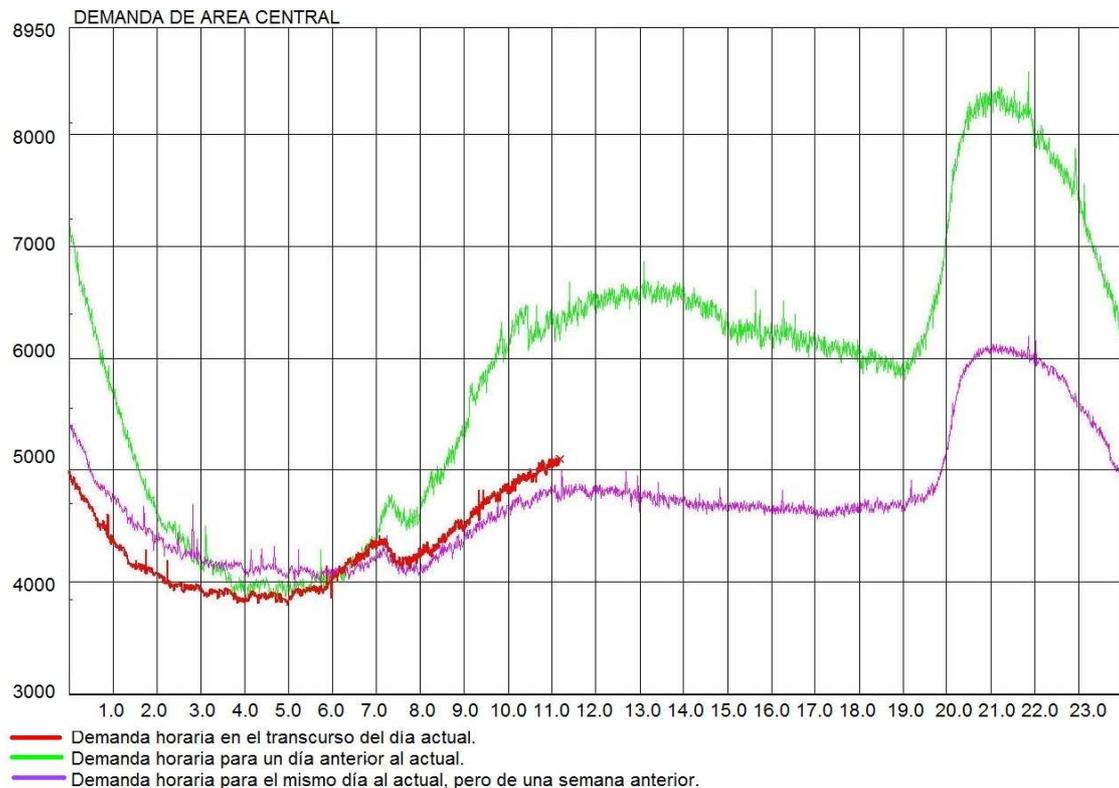


Figura 2.1.- Curva comparativa de la demanda horaria, registrada en el área de control central, de la República Mexicana [Comisión Federal de Electricidad].

En forma general la estabilidad del Sistema de Potencia está definida como:

“La habilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia, en una condición de operación dada, para recuperar un estado de operación en equilibrio después de estar sujeto a un disturbio físico” [23].

Esta definición contempla a un sistema interconectado completo, el cual implica el comportamiento dinámico de los componentes de generación, transmisión y carga. Para el análisis de estos fenómenos es indispensable clasificarlos en el término más adecuado. En esta sección se dan los conceptos de estabilidad así como su clasificación. Además se describen los intervalos de tiempo para la participación de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia. Por último se describen algunos de los métodos empleados para la evaluación de las zonas más sensibles en la red, que permitirán identificar los nodos donde se conectarán los controles del esquema.

II.1.2.- Clasificación de Estabilidad.

La estabilidad del sistema de potencia engloba un problema único, sin embargo no es práctico estudiarlo como tal. La estabilidad del sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciado por un amplio rango de factores [5].

El análisis del problema de estabilidad, la identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y formación de métodos para mejorar el estado de operación del SEP son realmente facilitados por la clasificación de estabilidad en las categorías apropiadas [5]. Estas están basadas en las consideraciones siguientes:

- La naturaleza física y el parámetro principal en el que se observa el fenómeno de inestabilidad.
- El tamaño del disturbio considerado, el cual influye en el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los equipos, procesos y el lapso de tiempo que deben ser tomados en cuenta para determinar la estabilidad.

La figura 2.2 muestra un diagrama en bloques de los diferentes problemas de estabilidad identificando sus categorías.

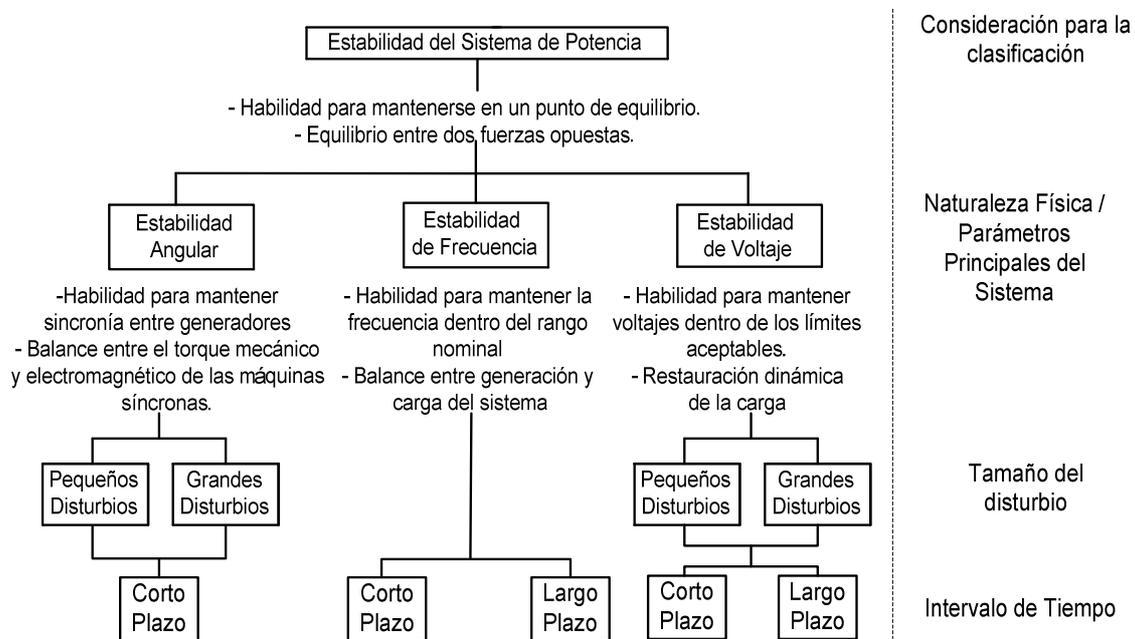


Figura 2.2- Clasificación del fenómeno de inestabilidad del sistema eléctrico de potencia, (Adaptado de [23, 24])

De acuerdo a la naturaleza física del problema la estabilidad del sistema puede clasificarse en: estabilidad angular, que se caracteriza por mantener el sincronismo entre los generadores, estabilidad de voltaje que es conocida también como inestabilidad de la carga ya que es causado por el intento de las cargas por restaurar su consumo de energía en un valor mayor a la capacidad combinada del sistema de generación y transmisión y la estabilidad de frecuencia, que se caracteriza por el equilibrio entre potencia activa generada y demandada por la carga [5,12,23].

El segundo criterio está basado en el tamaño del fenómeno que inicia el problema de inestabilidad, los cuales son nombrados como pequeño y grande disturbio ^{1,2}.

El fenómeno es clasificado como pequeño disturbio si las ecuaciones que describen la dinámica del sistema de potencia pueden ser linealizadas para el propósito de análisis, si tales ecuaciones no pueden ser linealizadas entonces se dice que es un gran disturbio [25].

El beneficio principal de la clasificación en tales categorías es para seleccionar el método de análisis lineal que arroje resultados lo más cercano posible al sistema real (no lineal). Un sistema lineal permite el manejo de diversas técnicas de análisis, las cuales muestran ventajas relevantes como identificar los elementos del problema de inestabilidad.

II.1.3.- Escalas y márgenes de tiempo.

El periodo de tiempo en el que se desarrollan los problemas de inestabilidad representa un factor muy importante para determinar qué elementos del sistema deben participar de acuerdo a su dinámica de operación.

El tiempo característico del fenómeno de estabilidad puede ser clasificado como corto plazo, en el cual se contempla un intervalo de tiempo que va desde milisegundos hasta unos cuantos segundos (permite la participación de equipos control en el generador como el regulador automático de voltaje (RAV), sistemas de excitación, dinámica del gobernador y la turbina o protecciones). La referencia [11] muestra una gráfica, que representa los intervalos de tiempo que abarca el comportamiento dinámico de los diversos elementos del sistema de potencia durante el fenómeno de estabilidad de voltaje.

El fenómeno de largo plazo involucra un cambio muy lento en las variables y este puede abarcar hasta varios minutos (permite la participación de equipos tales como los que permiten la regulación del voltaje y la carga) [23].

II.2.- Conceptos de Estabilidad de voltaje.

II.2.1 Introducción

En la sección anterior se dio la definición de estabilidad de voltaje y las posibles categorías que pudiese tener en forma general, a continuación se presentan una descripción de las causas y la dinámica del comportamiento de este fenómeno en particular.

Se considera como inestabilidad de voltaje a la caída progresiva o elevación de los niveles de voltaje en algunos buses. Una posible consecuencia de una inestabilidad de voltaje es la

(1) Un disturbio en un sistema 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 [19].

(2) Se considera un disturbio, al evento que produce una condición anormal del sistema tal como un alta o baja frecuencia, perfiles anormales de voltaje u oscilaciones en el sistema de potencia [20].

pérdida de carga en un área, o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos por sus equipos de protección que conducen a cortes de energía en cascada [23].

Como se mencionó anteriormente los distintos tipos de inestabilidad están fuertemente ligados. Por ejemplo, la caída progresiva en los voltajes de los buses puede estar asociada con la estabilidad angular. La pérdida de sincronismo de las máquinas, debido a que los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas que se aproximan a 180° , causa una caída rápida de los voltajes en los puntos intermedios de la red, cercanos al centro eléctrico. Normalmente los equipos de protección operan para separar los dos grupos de generación y así los voltajes recuperan los niveles, dependiendo de las condiciones posteriores al disturbio. Si el sistema no es separado, los voltajes cercanos a los centros eléctricos rápidamente oscilarán entre valores altos y bajos como resultado de los repetidos deslizamientos de los polos entre los dos grupos de máquinas.

En contraste el tipo de caída sostenida de voltaje que está relacionada a la inestabilidad de voltaje involucra a las cargas conectadas a los buses afectados, causando posibles cortes de energía, cuando la estabilidad angular era el problema original y no fue iniciado en la zona donde se presenta la inestabilidad de voltaje.

El ejemplo anterior muestra que un fenómeno de estabilidad puede llevar a otro, sin embargo su clasificación se hace de acuerdo al primer evento que genera el problema de inestabilidad [5]. Además es importante considerar la influencia de los diversos equipos que componen el sistema, que pueden involucrarse en el fenómeno de estabilidad de voltaje para obtener resultados lo más cercano posible a los reales.

II.2.2.- Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios.

Se refiere a la estabilidad del sistema para mantener los voltajes en estado estable seguido de un gran disturbio tal como una falla, pérdida de generación, etc. Esta habilidad está determinada por el sistema y las características de la carga, la interacción de controles continuos y discretos y los equipos de protección [5,12].

El análisis para determinar la estabilidad de voltaje para grandes disturbios requiere la exanimación de la respuesta no lineal del sistema de potencia sobre un periodo de tiempo suficiente para capturar el desempeño e interacción de tales equipos como motores, cambiadores de tap bajo carga en transformadores o limitadores de corriente de campo en generadores. El periodo de estudio podría extenderse desde pocos segundos a decenas de minutos.

II.2.3.- Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios.

Se refiere a la habilidad del sistema para mantener los voltajes en estado estable cuando están sujetos a pequeñas perturbaciones tales como incrementos progresivos de carga. Esta forma de estabilidad está influenciada por la característica de la carga, controles continuos y discretos en un instante de tiempo dado, este concepto es útil para determinar en el instante, cómo los voltajes del sistema responderán ante pequeños cambios [5,12].

II.2.4.- Estabilidad de voltaje a corto plazo.

Engloba la acción dinámica rápida de los componentes de la carga como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, convertidores de corriente directa en altas tensiones (HVDC), por lo tanto, es esencial el modelo dinámico de las cargas. El periodo de estudio de interés es del orden de 15 a 20 segundos, este análisis es similar al de estabilidad angular [5,12].

II.2.5.- Estabilidad de voltaje a largo plazo.

Abarca la acción lenta de los equipo tales como el cambiador de tap en los transformadores, cargas controladas termostáticamente, limitadores de corriente en el generador. El periodo de estudio puede extenderse a varios minutos (del orden de 15 minutos o más). En esta categoría la estabilidad está determinada principalmente por la desconexión de los equipos más que por la severidad del disturbio inicial [5,12].

II.2.6 Colapso de voltaje.

Este fenómeno se define como el proceso por el cual una secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de voltaje conduce a un apagón o niveles bajos de voltaje anormales en gran parte del sistema de potencia [5,12].

La fuerza que maneja la inestabilidad del voltaje generalmente es la carga, en respuesta a un disturbio, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurada por la acción de los reguladores de voltaje de las máquinas síncronas y cambiadores de taps de los transformadores. Este restablecimiento de las cargas incrementa el estrés de la red de alta tensión, debido al incremento del consumo de potencia reactiva causando una mayor reducción en el voltaje. Una situación que causa inestabilidad de voltaje ocurre cuando la dinámica de las cargas procuran restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad combinada de la red de transmisión y sistema de generación.

Algunos escenarios típicos son los siguientes [5]:

- El sistema de potencia puede experimentar condiciones anormales de operación con grandes unidades de generación cercanas a los centros de carga y éstas comienzan a salir de servicio. Como resultado, algunas líneas de alta tensión son sobrecargadas y las fuentes de potencia reactiva se encuentran al mínimo.
- Un evento como la pérdida de una línea muy cargada, la cual causará carga adicional a las líneas adyacentes restantes. Esto incrementará las pérdidas de potencia reactiva en las líneas (La potencia reactiva absorbida por las líneas incrementa rápidamente para cargas con impedancias superiores al de la fuente).
- Inmediatamente después de la pérdida de una línea de alta tensión, habrá una reducción de voltaje considerable en centros de carga adyacentes, debido a una demanda extra de potencia reactiva. Esto causará una reducción de carga y la reducción resultante en los flujos de potencia a través de las líneas de alta tensión

tendrá un efecto estabilizador. Los RAVs de los generadores restaurarán rápidamente el voltaje en terminales por el incremento de la excitación. Los flujos de potencia reactiva adicionales resultantes a través de las inductancias asociadas con el generador, transformadores y líneas podrían causar un aumento de la caída de tensión a través de cada uno de estos elementos. En esta etapa es probable que los generadores alcancen sus capacidades límite.

- La reducción de voltaje en los niveles de alta tensión será reflejado en el sistema de distribución. Los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores de la subestación restaurarán los voltajes de distribución y de carga a niveles de prefalla en un intervalo de 2 a 4 minutos. Con cada operación de cambio de tap, el incremento resultante en la carga de las líneas de alta tensión, incrementará las pérdidas XI^2 y RI^2 , la cual a su vez, causará una mayor caída en los niveles de alta tensión. Si una línea de alta tensión está cargada considerablemente arriba del SIL³, cada MVA que se incrementa en el flujo de potencia de la línea causará pérdidas de varios MVARs.
- Como resultado de cada operación de cambio de tap, los reactivos de salida de los generadores se incrementarán. Gradualmente los generadores alcanzarán sus límites de capacidad de potencia reactiva (impuestos por los niveles máximos de corriente de campo) uno por uno. Cuando el primer generador alcance su límite de corriente de campo, su voltaje en terminales caerá. Con un voltaje en terminales reducido y una salida de potencia activa fija, la corriente de campo aumentará. Esto podría limitar aún más la salida de potencia reactiva para mantener las corrientes de armadura dentro de los límites permisibles. Su capacidad de carga reactiva será transferida a otros generadores conduciendo a la sobrecarga de las otras máquinas. Finalmente, con cada vez, menos generadores que contengan control automático de excitación, el sistema será mucho más propenso a la inestabilidad de voltaje.

(3) La potencia natural o SIL (Surge Impedance Loading) es la potencia entregada por la línea sin pérdidas a una resistencia de carga igual a la impedancia característica de la línea, $Z_c = \sqrt{L/C}$. Para ángulos pequeños de potencia, esto es cuando no se transmiten grandes cantidades de energía; la línea genera más potencia reactiva capacitiva que la potencia reactiva inductiva que consume. Al aumentar el ángulo de potencia se llega a un punto de equilibrio en el que la línea, observada desde sus extremos, no genera ni consume reactivos. A la potencia activa que se transmite en esta condición se le conoce como potencia natural de la línea SIL [28].

II.3.- Seguridad de voltaje.

Este término define la habilidad de un sistema de potencia no solo de operar en estado estable, sino también para mantenerse estable después de presentarse contingencias tales como: cortos circuito, pérdidas no anticipadas de los componentes del sistema o incrementos de carga ⁴. Esto hace referencia a la existencia de márgenes considerables desde un punto de operación al punto de inestabilidad de voltaje [11].

El riesgo implica desde un principio la incontrolable pérdida de carga o desconexión de elementos del sistema en cascada, hasta tener la pérdida parcial o total del sistema de potencia.

Para reducir el riesgo de la desconexión de los elementos del SEP en cascada, el sistema de potencia es planeado y operado tal que las condiciones siguientes son conocidas todo el tiempo [7]:

- ✓ Ningún equipo o líneas de transmisión son sobrecargados
- ✓ Todos los voltajes de los nodos están dentro de los límites permisibles.
- ✓ Para un conjunto específico de contingencias, las condiciones de estado estable deberán ser aceptables después del transitorio.

Evaluación de la seguridad estática: Son metodologías que verifican los voltajes del bus y límites de flujos de potencia para los estados de operación posteriores a la contingencia, considerando que la transmisión entre los estados de operación de pre-contingencia y post-contingencia ha tomado lugar sin sufrir un fenómeno de inestabilidad [29, 30].

Evaluación de la seguridad dinámica: Son metodologías para evaluar la estabilidad y calidad del proceso transitorio entre el estado de pre-contingencia y post-contingencia [30].

II.4.- Métodos para la evaluación de estabilidad de voltaje.

Las técnicas de modelado para el fenómeno de inestabilidad de voltaje, puede ser dividido en dos categorías; estático o dinámico. En la determinación de la aproximación adecuada, es importante distinguir entre los diferentes eventos que afectan la velocidad y probabilidad del colapso de voltaje:

(4) Una sola contingencia es la pérdida de un elemento bajo una condición de operación. La contingencia más severa es aquella que ocurre cuando el sistema se encuentra en su estado de operación más desfavorable.

Se considera como múltiple contingencia a la pérdida de dos o más elementos causados por eventos no relacionados o por un evento de baja probabilidad que ocurre dentro de un intervalo de tiempo demasiado corto (menos de 10 minutos) para permitir que el sistema se adapte en respuesta a cualquiera de las pérdidas [26].

- Disturbio de topología en la red, los cuales pueden envolver la desconexión de equipos o fallas, seguido de la desconexión del equipo. Muchos de estos disturbios son similares a los asociados con el análisis de estabilidad transitoria y algunas veces es difícil de hacer la distinción. Se requiere un modelo dinámico del sistema.
- Disturbio de variación de carga, estos son fluctuaciones de la carga las cuales podrían tener su propia dinámica y pueden ser divididas en:
 - Fluctuaciones de carga lenta, son cambios en la cantidad de carga al azar.
 - Fluctuaciones de carga rápida, tales como la desconexión de grandes bloques de carga

Las fluctuaciones lentas de carga podrían ser tratadas como fenómenos estáticos. Estos causan que los puntos de equilibrio del sistema se muevan lentamente, los cuales hacen posible aproximar los cambios en los perfiles de voltaje por una secuencia de cambios discretos en estado estacionario.

La tabla 2.1 muestra un resumen de los tipos de disturbios, los cuales pueden causar la inestabilidad de voltaje y el modelo apropiado para su aproximación.

Tabla 2.1.- Clasificación de disturbios en el SEP y modelos a emplear

Disturbio	Descripción del disturbio	Modelo
Topológica	Desconexión de equipos	Dinámico
	Fallas	Dinámico
Fluctuación de carga	Rápido	Dinámico
	Lento	Estático

II.4.1.- Métodos estáticos.

Existen diversos métodos para determinar la aproximación de la inestabilidad de voltaje por medio de técnicas de análisis en estado estacionario, los cuales pueden ser el método gráfico de las curvas PV y VQ, el análisis de sensibilidad VQ, análisis modal, flujos de continuación, entre otras [5]. A continuación se dará una breve descripción de los tres primeros métodos, destacando el método de la curvas PV ya que este método fue empleado en el desarrollo de este trabajo.

II.4.1.1.- Método gráfico de las curvas PV y VQ.

Las curvas PV son de los primeros y más populares métodos para el análisis de estabilidad de voltaje, generalmente esta técnica analítica evalúa el margen y riesgo de inestabilidad en un estado de operación post-contingencia y el punto de colapso. Aunque las curvas VQ también han tomado terreno en este análisis debido a la relación directa entre la variación de voltaje y potencia reactiva. En general, estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad en estado estacionario, los cuales están relacionados a la estabilidad de voltaje.

Las curvas PV representan la característica del comportamiento de la tensión en función de la potencia activa cuando la carga del sistema es modificada, por lo tanto, son herramientas analíticas muy efectivas para determinar la capacidad de carga en el sistema o bien que el sistema puede desempeñarse bajo varios tipos de contingencias. A través de las curvas PV puede observarse cuanta carga puede ser suministrada a un nivel mínimo de voltaje y que combinación de contingencias pueden llevar al sistema a un colapso de voltaje [27,29].

En la figura 2.4 se muestra una familia de curvas P-V para diferentes valores de factor de potencia, puede observarse aspectos que resultan importantes para la aplicación de estas curvas.

- Para una potencia de carga dada, menor a la máxima, hay dos soluciones: una con voltaje más elevado y corriente menor, y la otra con un voltaje menor y corriente elevada.
- Conforme se compensa la carga (esto corresponde a valores más pequeños de $\tan \phi$ ilustrados en la figura 2.3) se incrementa la capacidad de transferencia en la red. Sin embargo, el voltaje también se incrementa para el punto donde ocurre la potencia máxima.
- Para cargas sobre-compensadas ($\tan \phi < 0$ indicadas en la figura 2.4), hay una porción en la parte superior de la curva P-V a lo largo de la cual, el voltaje se incrementa con la potencia de carga. Esto resulta debido a que, cuando se consume potencia activa, más potencia reactiva es producida por la carga.

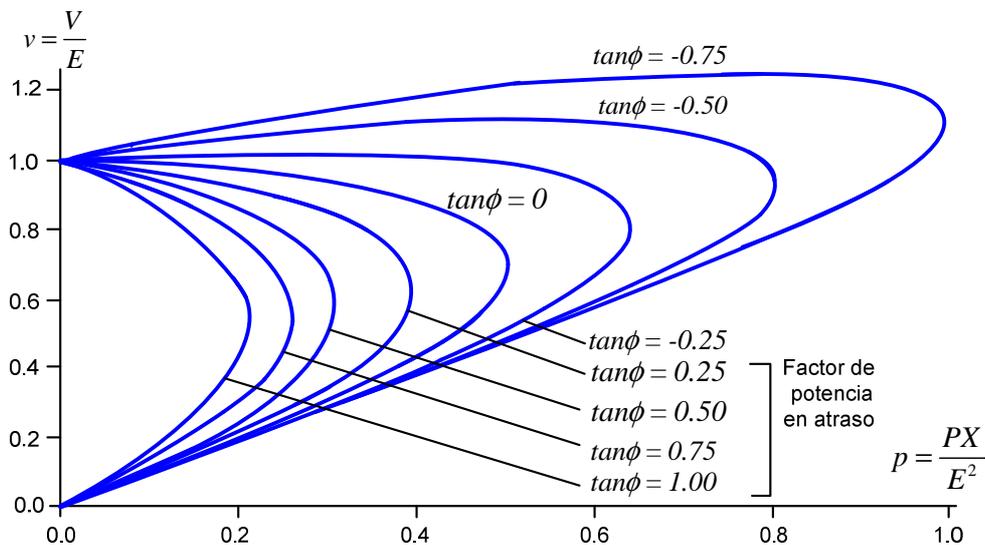


Figura 2.3.- Curvas P-V normalizada para una fuente infinita y reactancias de la red fijas. Correspondientes a factores de potencia para $\tan \phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25$ y 0 (Adaptado de [27]).

La curva V-Q expresa la relación entre el soporte de potencia reactiva en algún nodo y el valor de voltaje en ese nodo. Para su determinación, se considera un valor fijo de P y se variará el voltaje, así se obtendrá la relación de potencia reactiva en el nodo seleccionado.

Similarmente a las curva PV, las curvas V-Q son generadas por una serie de casos de flujos de potencia, en este caso, un condensador síncrono ficticio es representado en el nodo de

prueba; en los programas de cómputo este nodo es convertido en un nodo PV sin límites de potencia reactiva. Se realiza el estudio de flujo de potencia para una serie de magnitudes de voltaje del condensador síncrono y la salida de la potencia reactiva es graficada contra estas magnitudes. El voltaje es la variable independiente y por lo tanto, se grafica en el eje de las abscisas y la potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección vertical positiva. Sin la aplicación de la compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba, el punto de operación está en el punto reactivo cero (sobre el eje x), lo que corresponde a desconectar el condensador ficticio.

Las curvas V-Q tienen las ventajas siguientes [27]:

- La seguridad de voltaje está cercanamente relacionada con la potencia reactiva y, una curva V-Q proporciona el margen de potencia reactiva en el nodo de prueba. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVARs desde el punto de operación a la parte inferior de la curva o el punto en donde la característica del cuadro del voltaje de un capacitor aplicado es tangente a la curva V-Q.
- Las curvas V-Q pueden ser calculadas en los puntos a lo largo de la curva PV, para probar la robustez del sistema.
- Las características de compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba (capacitor, CEV o condensador síncrono), se pueden graficar directamente sobre la curva V-Q. El punto de operación es la intersección de la característica V-Q del sistema y la característica de compensación reactiva, esto resulta de utilidad ya que la compensación reactiva a menudo es una solución a los problemas de estabilidad de voltaje.
- La pendiente de la curva V-Q indica la robustez del nodo de prueba (el cambio ΔV para un cambio ΔQ).
- Para una mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede representarse en la misma gráfica. Cuando los generadores cercanos alcanzan su límite de VAR, la pendiente de la curva será menor y se alcanza la parte inferior de la curva.

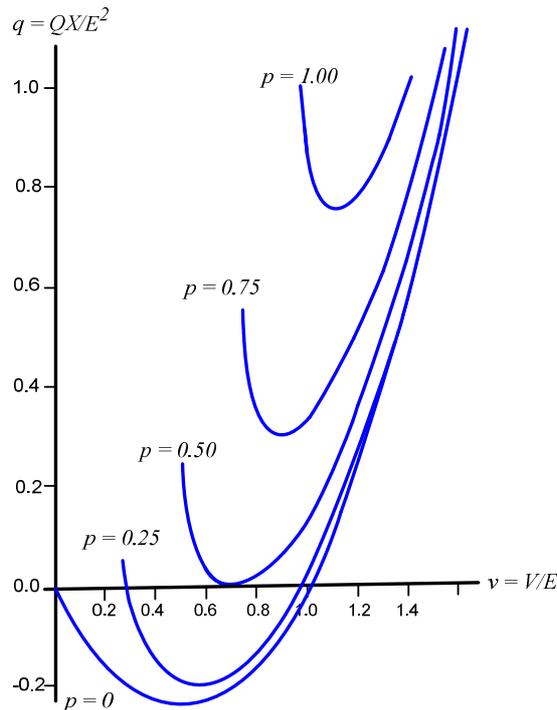


Figura 2.4.- Muestra las curvas para diferentes valores de potencia activa correspondientes al valor de $\tan \phi$ de la figura 2.4 (Adaptado de [27]).

II.4.1.2.- Método de sensibilidad V-Q.

La aproximación por el método de la técnica de sensibilidad proporciona ciertas ventajas ya que éstas dan información relacionada a la estabilidad de voltaje desde una perspectiva completa del sistema e identifican claramente las áreas que tienen problemas potenciales.

El análisis de sensibilidad V-Q determina la estabilidad de voltaje, basado en el signo de la magnitud de voltaje en el nodo, respecto a la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo. Una sensibilidad V-Q positiva significa que el voltaje en el nodo se incrementa, si se suministra potencia reactiva en el mismo nodo. El sistema posee estabilidad de voltaje si todas las sensibilidades V-Q son positivas y en cambio, se dice que el sistema es inestable si la sensibilidad V-Q es negativa para al menos un nodo. Visto de otra manera la sensibilidad V-Q en un nodo representa la pendiente de la curva V-Q en el punto de operación dado. Una sensibilidad V-Q positiva es una indicación de la operación estable, entre más pequeña sea la sensibilidad más estable será el sistema. Conforme la estabilidad decrece, la magnitud de la sensibilidad se incrementa llegando a ser infinito en el límite de estabilidad. De forma inversa una sensibilidad V-Q negativa es una indicación de operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de la relación V-Q, las magnitudes de las sensibilidades para diferentes condiciones del sistema no proporcionan una medición directa del grado de estabilidad [5].

II.4.1.3.- Método de análisis modal.

Las características de estabilidad de voltaje del sistema pueden ser identificadas mediante el cálculo de los eigenvalores (λ_i) y eigenvectores derechos (ε) e izquierdos (η) de la matriz Jacobiana reducida J_R .

Si $\lambda_i > 0$, la variación del i-ésimo voltaje modal y la i-ésima potencia reactiva modal serán en la misma dirección, indicando que el sistema presenta estabilidad de voltaje. Si $\lambda_i < 0$, la variación del i-ésimo voltaje modal y la i-ésima potencia reactiva modal serán en direcciones opuestas, indicando que el sistema presenta inestabilidad de voltaje. La magnitud de cada variación de voltaje modal es igual a la inversa de λ_i veces la magnitud de la variación de potencia reactiva modal. Es decir, la magnitud de λ_i determina el *grado de estabilidad* del i-ésimo voltaje modal. Entre más pequeño sea la magnitud positiva de λ_i , más cerca se encontrará el i-ésimo voltaje modal de ser inestable. Cuando $\lambda_i = 0$, el i-ésimo voltaje modal se colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal causa un cambio infinito en el voltaje modal. Sin embargo, los eigenvalores no proporcionan una medida absoluta, debido a la no linealidad del problema [5].

II.4.2.- Método dinámico.

La mejor forma para identificar todos los aspectos del desempeño en estado estacionario o transitorio del sistema antes, durante y después del disturbio, así como los efectos de varias contingencias es por medio de las simulaciones en el dominio del tiempo [5].

El análisis dinámico, utiliza una técnica no-lineal de simulación en el dominio del tiempo. Cabe mencionar que de todas las técnicas existentes, este método proporciona la representación más fiel de la dinámica de la inestabilidad de voltaje, sin embargo los requerimientos de cómputo implican mayor tiempo, por lo cual no muestra gran ventaja para análisis en tiempo real. El tiempo puede ser bastante considerable para grandes sistemas de potencia [12, 27].

Desafortunadamente, las simulaciones en el dominio del tiempo no proporcionan una información sensitiva y fácil de analizar, por lo que se requiere, generalmente, de un tiempo y esfuerzos de ingeniería adicionales para su interpretación de resultados, una de las causas es debido a que muchos de los parámetros son monitoreados al mismo tiempo, causando dificultad para presentar algunas conclusiones. Estas limitaciones generalmente hacen poco práctico el análisis dinámico para la inspección de un amplio rango de condiciones del sistema o para determinar límites de estabilidad [12].



III

MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA Y SUS LÍMITES DE SEGURIDAD OPERATIVA

III.1.- Introducción.

Naturalmente cada elemento del sistema de potencia tiene un comportamiento dinámico discreto o continuo, el intervalo de tiempo para el cual desempeña su operación es de importancia para definir el conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento del elemento a modelar, es decir para una dinámica a corto o largo plazo se realizarán las suposiciones correspondientes que permitan utilizar las ecuaciones diferenciales y/o algebraicas según sea el caso. Por tal motivo en esta sección, se da una descripción de los elementos participantes en el estudio de estabilidad de voltaje para comprender su dinámica, definiendo las ecuaciones correspondientes para tener la aproximación del comportamiento del elemento a modelar y límites de operación de cada uno de ellos.

III.2.Máquina Síncrona.

El generador síncrono es un elemento principal del sistema de potencia, este tiene la función principal de proporcionar la potencia activa y reactiva al sistema, desde el punto de vista de potencia reactiva, los generadores se utilizan para entregar o absorber tal potencia [33]. Estas máquinas están diseñadas para ciertas capacidades de potencia reactiva, cada fabricante proporciona los datos que muestran su capacidad por medio de curvas a la que puede trabajar. Dado que es considerado un elemento primordial del SEP es importante tomar en cuenta su comportamiento dinámico el cual se describe en las secciones siguientes. Las características y limitaciones son de gran importancia para el análisis de estabilidad de voltaje.

III.2.1.- Modelo de la máquina síncrona en el marco de referencia dq.

El software DigSilent Power Factory 13.2 tiene la capacidad de modelar el generador de polos lisos y polos salientes, considerando el modelo de acuerdo a la teoría de transformación de Park (marco de referencia dq0), es posible utilizar el modelo completo de la máquina síncrona considerando la ecuaciones de con variables de estado del flujo en el rotor y estator (ecuaciones de 3.1 a 3.8). Para el caso de simulaciones RMS, se realiza

una simplificación de las ecuaciones, considerando despreciables los transitorios eléctricos del rotor y estator, además para el caso de saturación se supone que el voltaje de magnetización es aproximadamente igual al flujo de magnetización [31]. Para este trabajo se consideraron los generadores de polos lisos, a continuación se da una breve descripción del modelado del generador síncrono.

La máquina síncrona es representada por los circuitos mostrados en la figura 3.1 en el marco de referencia abc.

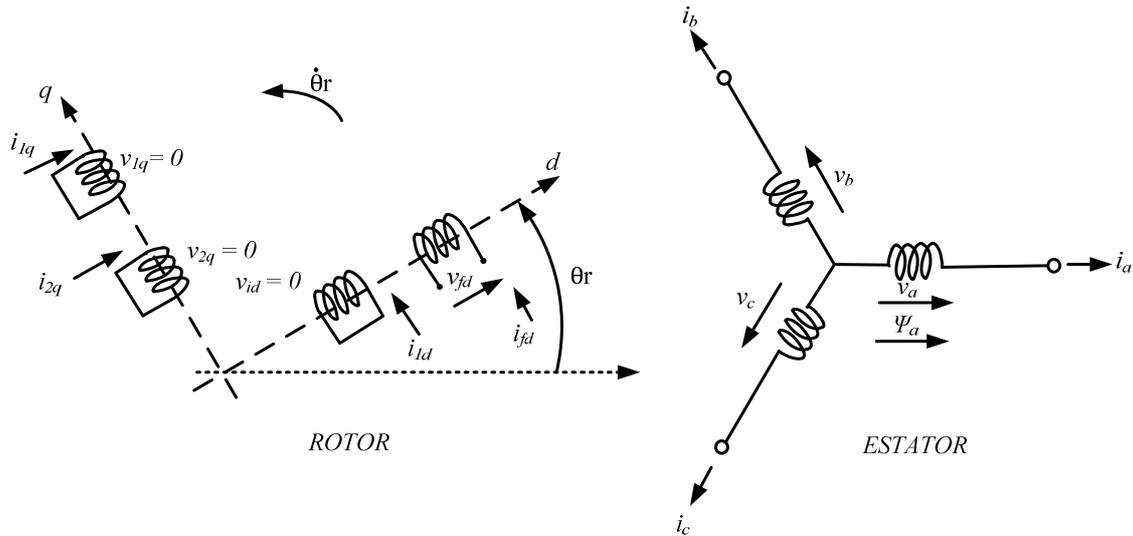


Figura 3.1.- Representación de una máquina síncrona en el marco de referencia abc, (Adaptado de [12]).

La referencia [5], hace un análisis detallado del modelo de la máquina síncrona para estudios de estabilidad. En esta sección solo se hace mención de las características y consideraciones principales para la determinación de este modelo.

De acuerdo con la figura 3.1 el circuito del estator consiste de un devanado trifásico. En el circuito del rotor es importante mencionar que depende del grado de exactitud que se quiera considerar para su representación de los devanados de campo y amortiguamiento. El movimiento del rotor es caracterizado por el ángulo θ_r .

Para considerar el circuito giratorio, se hace la transformación de Park, en el cual se considera que los ejes d y q giran en conjunto con el rotor de la máquina a la velocidad síncrona, esto con el propósito de manejar las inductancias mutuas fijas. Para la transformación se parte de que el generador trabaja en condiciones balanceadas.

La máquina síncrona está sujeta a los transitorios siguientes:

- **Transitorios del estator;** están asociados con los voltajes del estator. Después de dado un cambio en el sistema, los términos $\dot{\psi}_a$ y $\dot{\psi}_q$, desaparecen rápidamente para lo cual se consideran despreciables.

- **Transitorios eléctricos del rotor;** son los términos asociados con las ecuaciones de los devanados del rotor ($\dot{\psi}_{fd}, \dot{\psi}_{1q}, etc$), en los cuales se distinguen dos tipos de dinámica:
 - 1) **Dinámica sub-transitoria;** asociada con los devanados de amortiguamiento y corrientes de Eddy.
 - 2) **Dinámica transitoria;** asociada con el devanado de campo.
- **Transitorios mecánicos;** asociados con el movimiento de la flecha.

Las ecuaciones de (3.1) a la (3.8) son utilizadas para la representación de la máquina síncrona en el marco de referencia dq, hasta de octavo orden, sin embargo dependiendo del grado que se quiera representar es posible eliminar algunas de estas ecuaciones, haciendo las consideraciones respectivas para su reducción, en [32] hace un desarrollo detallado para obtener los modelos simplificados.

$$v_d = -R_a i_d - \omega_r \psi_q + \dot{\psi}_d \quad (3.1)$$

$$v_q = -R_a i_q + \omega_r \psi_d + \dot{\psi}_q \quad (3.2)$$

$$v_{fd} = R_{fd} i_{fd} + \dot{\psi}_{fd} \quad (3.3)$$

$$0 = R_{1d} i_{1d} + \dot{\psi}_{1d} \quad (3.4)$$

$$0 = R_{1q} i_{1q} + \dot{\psi}_{1q} \quad (3.5)$$

$$0 = R_{2q} i_{2q} + \dot{\psi}_{2q} \quad (3.6)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \ddot{\delta} = T_m - T_e \quad (3.7)$$

$$\dot{\delta} = \omega_r \quad (3.8)$$

La figura 3.2 muestra el diagrama de la transformación de Park para la máquina síncrona.

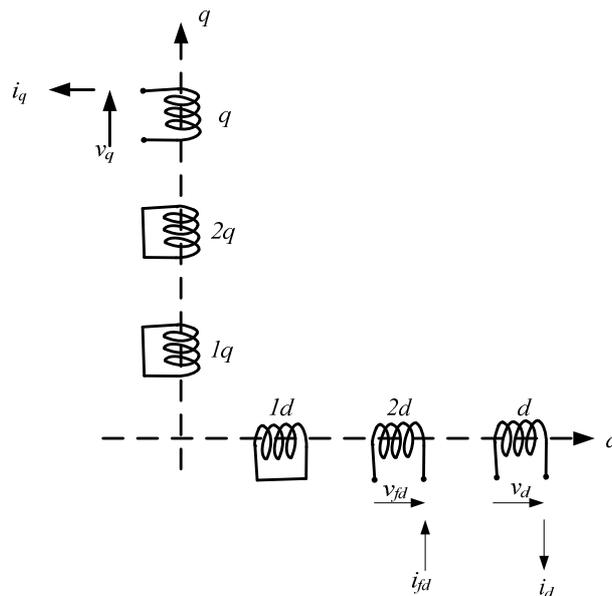


Figura 3.2.- Devanados de la máquina después de la transformación de Park, (Adaptado de [12]).

III.2.2.-Diagrama de funcionamiento del generador síncrono.

Cuando la máquina síncrona se conecta a una bus infinito, su velocidad y voltaje en terminales permanecen fijos e inalterables. Sin embargo, existen dos variables controlables que son: la corriente y el par mecánico en la flecha. La variación de la corriente de campo, conocida como *el control del sistema de excitación*, se aplica al generador para suministrar o absorber una cantidad variable de potencia reactiva. Debido a que la máquina síncrona gira a una velocidad constante, entonces el único medio para variar la potencia activa es a través del control de par que se impone en la flecha por la acción de la fuente de energía mecánica [33].

Suponiendo que el generador entrega una potencia de manera que se presente cierto ángulo δ entre el voltaje en terminales V_t de la máquina y el voltaje generado E_i . La potencia compleja entregada por el generador está dada en por unidad como

$$S = P + jQ = V_t I_a^* = |V_t| |I_a| (\cos \theta + j \sen \theta) \quad (3.9)$$

Teniendo presente que

$$P = |V_t| |I_a| \cos \theta \quad Q = |V_t| |I_a| \sen \theta \quad (3.10)$$

Notándose que la potencia reactiva Q es positiva para factores de potencia en atraso. Para mantener un determinado suministro de potencia activa P al sistema, a partir de un voltaje constante, se debe conservar constante $|I_a| \cos \theta$. Bajo estas condiciones, conforme se varía la corriente de campo I_{fd} , el voltaje generado E_i varía proporcionalmente, pero se conserva constante $|I_a| \cos \theta$.

Definiendo como *excitación normal* a la condición que resulta

$$|E_i| \cos \delta = |V_t| \quad (3.11)$$

Se dice que la máquina está *sobre-excitada* o *sub-excitada* si $|E_i| \cos \delta > |V_t|$ ó $|E_i| \cos \delta < |V_t|$, respectivamente [33]. La figura 3.3 muestra los diagramas fasoriales para los dos casos de un generador sobre-excitado y sub-excitado.

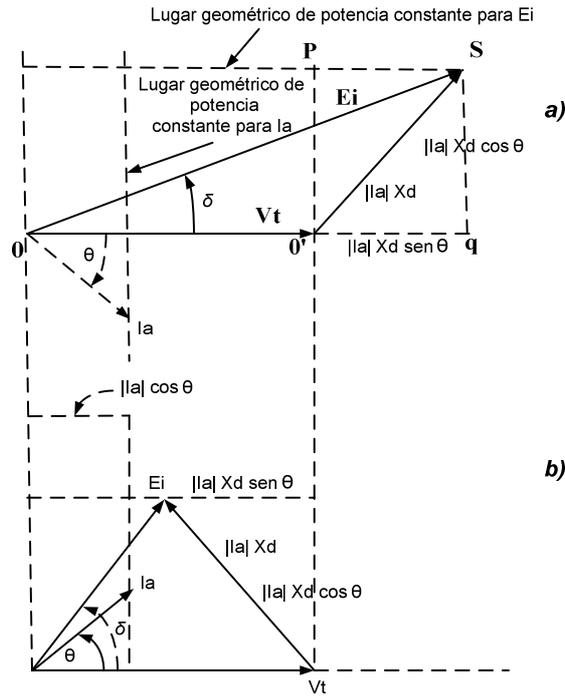


Figura 3.3.- Diagramas fasoriales que muestran el lugar geométrico de un a) generador sobreexcitado que entrega potencia reactiva al sistema; b) generador sub-excitado que recibe potencia reactiva desde el sistema (Adaptado de [33]).

Si la potencia de entrada al generador se incrementa, la velocidad del rotor empezará a aumentar y si la corriente de campo I_{fd} , y de aquí $|E_i|$, se mantienen constantes, se incrementará el ángulo δ entre E_i y V_t . El incremento en δ da como resultado un mayor valor de $|I_a| \cos \theta$, como puede verse en las figuras 3.3a, y 3.3b, al rotar el fasor E_i en sentido contrario al de las manecillas del reloj. Por lo tanto, el generador con un mayor δ entrega más potencia a la red; ejerce un mayor contra-par sobre la fuente de energía mecánica, así la entrada desde la fuente de energía mecánica se restablece a la velocidad que corresponde a la frecuencia del bus infinito.

Recordando que la potencia activa y reactiva entregada al sistema en las terminales del generador está dada por

$$P = \frac{|V_t||E_i|}{X_d} \sin \delta \quad Q = \frac{|V_t|}{X_d} (|E_i| \cos \delta - |V_t|) \quad (3.12)$$

En la ecuación (3.12) se muestra la dependencia de P con respecto al ángulo δ si son constantes $|E_i|$ y $|V_t|$. Sin embargo, si P y V_t son constantes, la ecuación (3.12) muestra que δ debe decrecer si $|E_i|$ se incrementa al elevar la excitación. Con P constante en la ecuación (3.12), un incremento en $|E_i|$ y un decremento en δ ocasionará que Q se incremente, si ya era positiva o decrezca en magnitud y quizá se vuelva positiva. [33].

El generador con sus controles es uno de los equipos más complejos en el sistema de potencia. Una de las causas de inestabilidad de voltaje es el límite de la corriente de campo, por lo tanto, la capacidad de suministro de potencia reactiva en condiciones de sobre-excitación del generador es crítica en la prevención de la inestabilidad de voltaje. Con la potencia activa fija de carga, la potencia reactiva permisible está limitada por el calentamiento en ambos devanados del estator y del rotor [27,57].

Todas las características del generador mencionadas anteriormente pueden ser representadas por medio de curvas, conocidas como *diagrama de capacidad de carga o carta de operación* de la máquina [27], las cuales pueden mostrar todas las condiciones de operación normal de los generadores. A continuación, se muestra una breve explicación del desarrollo de la curva para un generador de polos lisos de 60 MW, F.P.= 0.8 en atraso, 75 MVA, 11.8 KV [34].

Partiendo del diagrama fasorial de la figura 3.3a., cuando la corriente de excitación se reduce a cero y por lo tanto E_i , la corriente adelanta a V_t en 90° y es igual a V_t/X_s . Los VARs correspondientes en adelante son V^2/X_s .

Con centro en el origen $\mathbf{0}$ se dibuja una serie de semicircunferencias de radios iguales a las diversas cargas expresadas en MVAs, tomando como ejemplo, la circunferencia correspondiente a 75 MVA. Dibujando arcos, con $\mathbf{0'}$ como centro y con radios que son múltiplos diversos de $\mathbf{00'}$ (ó V_t), para tener los lugares geométricos correspondientes a excitaciones constantes.

Las líneas rectas desde $\mathbf{0}$ son relativas a los diversos factores de potencia, en este caso solo se hace referencia al factor de potencia de 0.8 en retraso. Los límites de funcionamiento se fijan del modo siguiente. La potencia de salida nominal de la turbina da un límite de 60 MW que se dibuja del modo indicado (línea recta **efg**), que corta a la línea recta de 75 MVA en **g**. El arco de MVA gobierna la carga térmica de la máquina, es decir la elevación de la temperatura del estator, de modo que por encima de la parte **gh** la salida de potencia viene determinada por el valor nominal de MVA. En el punto **h** el calentamiento del rotor resulta más decisivo y entonces se obtiene el arco **hj** como consecuencia de la máxima corriente de excitación permisible, para este ejemplo es 2.5 pu. El límite restante queda gobernado por la pérdida de sincronismo para factores de potencia en adelante. El límite teórico es la recta perpendicular a $\mathbf{00'}$ en $\mathbf{0'}$ (es decir, $\delta = 90^\circ$) pero en la práctica se introduce un margen de seguridad para permitir un incremento adicional de carga de hasta el 10 ó 20%, antes de que se presente inestabilidad. En la figura 3.4 se ha utilizado un margen del 10% que viene representado por la curva **ecd**, se construye de la manera siguiente: se considera el punto **a** como el límite teórico sobre el arco de $E = 1$ pu, se reduce entonces la potencia $\mathbf{0'a}$ en el 10% de la potencia nominal. (es decir, 6 MW) hasta obtener $\mathbf{0'b}$; sin embargo el punto de funcionamiento debe estar todavía en el mismo arco correspondiente a E_i y entonces, se proyecta **b** hasta **c** que es un nuevo punto de la curva límite. Esto se repite para varias excitaciones obteniéndose así la curva **ecd**. El límite de funcionamiento completo se muestra sombreado [34]. En la figura 3.4 se muestra un ejemplo del diagrama de funcionamiento de un generador síncrono.

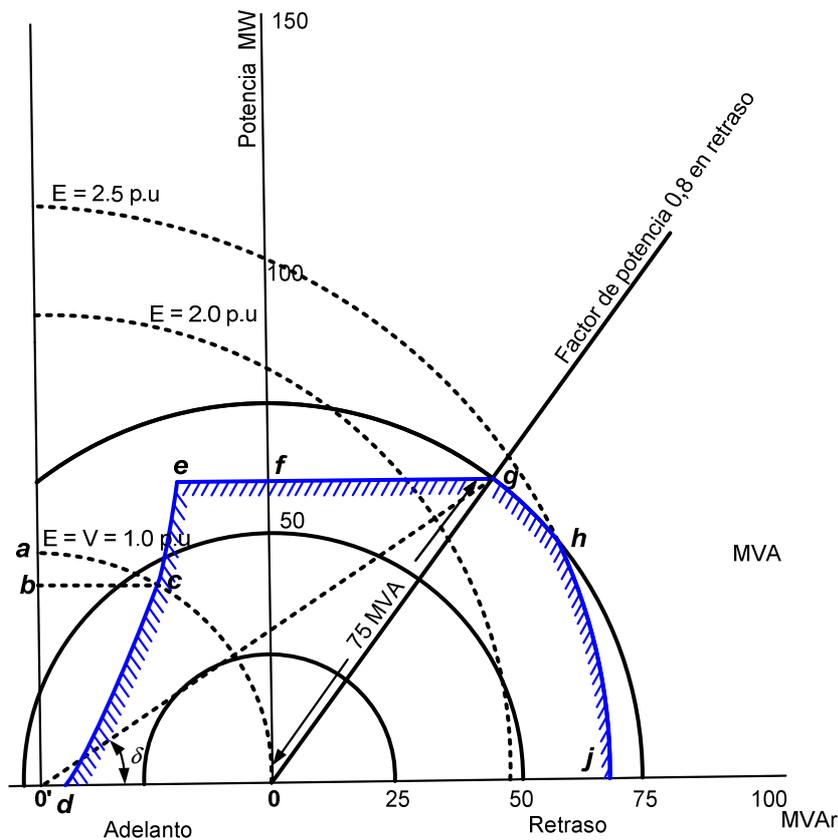


Figura 3.4.- Diagrama de funcionamiento de un generador síncrono (Adaptado de [34]).

III.2.3.-Sistema de excitación del generador.

III.2.3.1.-Importancia del RAV en el fenómeno de inestabilidad de tensión.

El regulador automático de voltaje (RAV) en el generador es el medio más importante de control de voltaje en un sistema de potencia. Bajo condiciones normales el voltaje en terminales del generador se mantiene constante. Durante condiciones de bajo voltaje del sistema, la demanda de potencia reactiva en los generadores podría exceder su corriente de campo y/o límites de corriente de armadura. Cuando la potencia reactiva de salida es limitada, el voltaje en terminales ya no se mantiene constante por largo tiempo.

En la mayoría de los generadores, el límite de la corriente de armadura es realizado manualmente por los operadores que responden a las alarmas. El operador reduce la potencia reactiva y/o activa de salida para mantener la corriente de armadura dentro de los límites seguros. En algunos generadores, se usan los limitadores de corriente de armadura automáticos con un retardo de tiempo para limitar la potencia reactiva de salida a través del RAV [5].

El fenómeno de la pérdida de control de voltaje en el generador puede ser comprendido mejor si se lleva a cabo el análisis de las curvas en la figura 3.5b.

Este esquema consiste de una carga muy grande suministrada radialmente desde un bus infinito, con una fuente de generación intermedia que suministra parte de la carga y la regulación de voltaje en el nodo V_1 de la figura 3.5a.

Con un voltaje en el bus intermedio sostenido, la característica P-V se muestra en la curva 1 en la figura 3.5b. Cuando la unidad de generación ubicada en el punto intermedio llega al límite de corriente de campo, el voltaje del nodo V_1 no se mantiene más tiempo y la característica P-V se muestra en la curva 2. Una condición de operación representada por el punto A es considerablemente mucho más estable cuando se encuentra en la curva 1 que cuando se encuentra en la curva 2. Estos resultados demuestran la importancia de mantener el control de voltaje del generador.

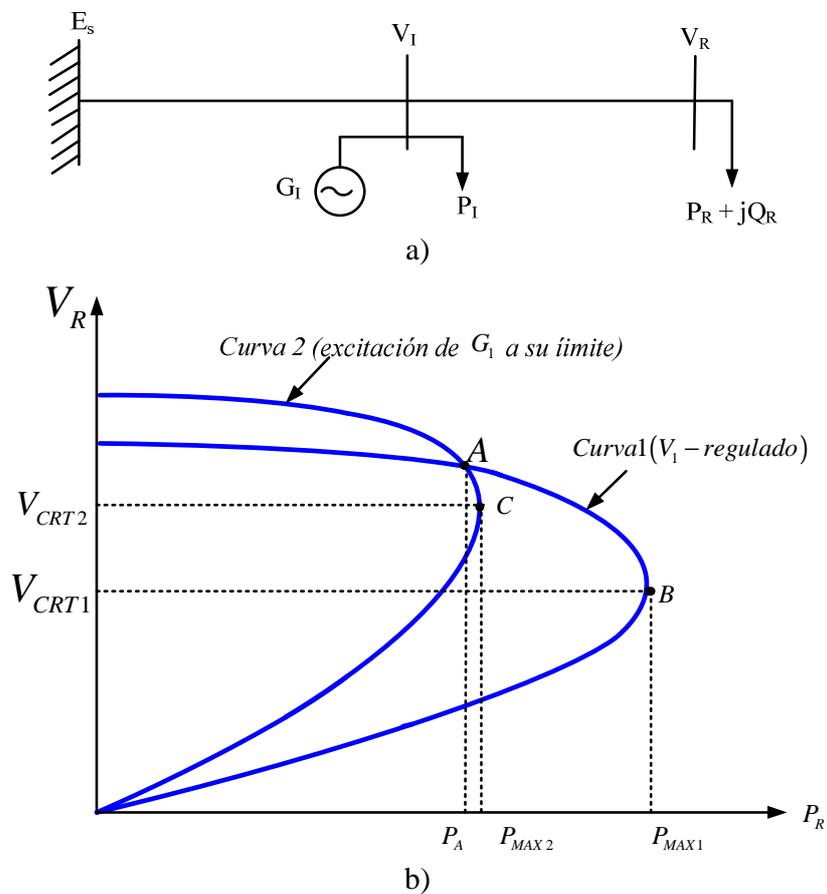


Figura.- 3.5 Impacto de la pérdida de regulación de voltaje en el bus 2 (Adaptado de [5]).

III.2.2.2.- Representación general del sistema de excitación.

Un diagrama de bloques general se muestra en la figura 3.6, en la cual indica varios subsistemas de excitación de la máquina síncrona, estos subsistemas podrían incluir transductores del voltaje en terminales y compensador de carga, elementos de control de excitación, un excitador y en algunos casos el estabilizador del sistema de potencia.

Los limitadores de la corriente de campo normalmente no son representados en estudios de sistemas grandes, pero su representación llega a ser importante cuando se emplean limitadores de acción rápida [35].

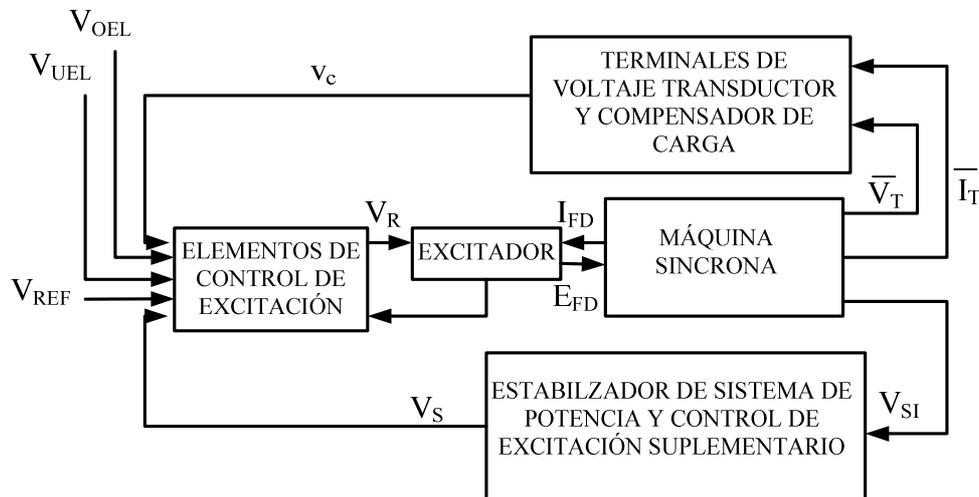


Figura 3.6.- Diagrama de bloques general para el sistema de control de excitación de la máquina síncrona (Adaptado de [35]).

III.2.2.3.- Limitador de sobreexcitación (OEL ó OXL).

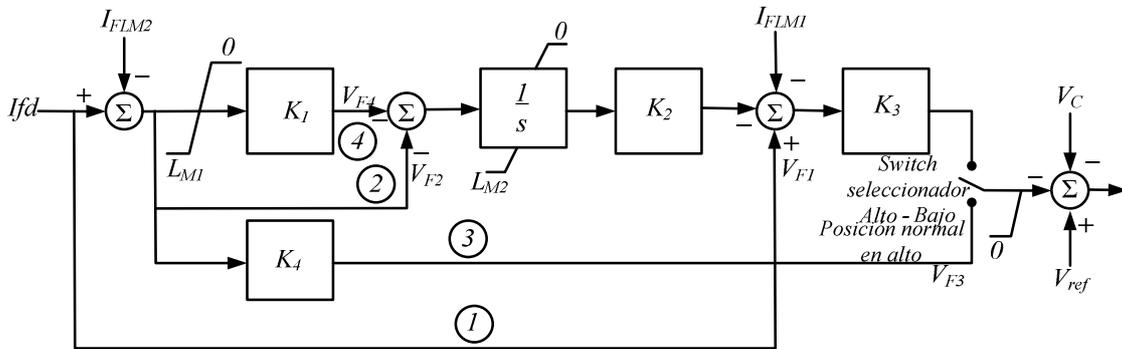
El RAV no solo tiene la función del control de voltaje, sino que también participa en los límites de corriente de campo. Algunos reguladores automáticos de voltaje incluyen el limitador de sobreexcitación, el cual detecta un valor alto de voltaje o corriente de campo y actúa a través del regulador para regresar la excitación a un valor previamente ajustado después de un retardo de tiempo.

Los limitadores de sobreexcitación tienen una característica de tiempo inverso coordinada con las capacidades térmicas del campo y los relevadores de sobrecorriente de campo. Normalmente los modelos de control de los limitadores no tienen una estructura estándar e incluso para algunos equipos hay que visitar la planta para obtener los datos específicos de estos, sin embargo las referencias [5,36,11,12] muestran una estructura de las características generales de los limitadores de sobreexcitación.

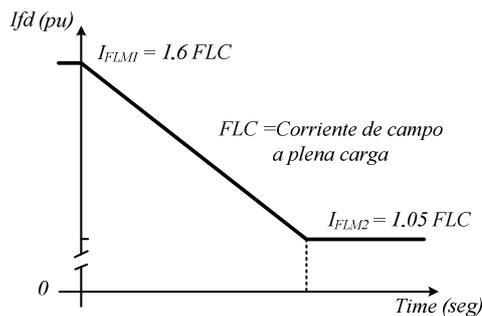
Algunos de los sistemas de excitación que emplean este tipo de limitadores son los especificados en [35], denotados como AC1A, AC2A y ST1A. Un diagrama de bloques mostrado en la figura 3.7a muestra el modelo de un limitador de sobreexcitación con una característica de tiempo inverso. Este modelo está diseñado para tener una acción de límite como lo muestra la figura 3.7b. El ajuste superior I_{FLM1} proporciona una acción de límite, casi instantáneo en 1.6 veces la corriente de campo a plena carga (FLC), cabe mencionar que este ajuste depende de la velocidad con la que se desea que opere el limitador, ya que un ajuste bajo provocará que el tiempo de retardo sea pequeño, conforme aumente este ajuste el tiempo de retardo también aumentará. El ajuste inferior normalmente es de 1.05 veces FLC en conjunto con una función rampa variante en el tiempo que proporciona una acción de límite con un retardo de tiempo, dependiente del nivel de la corriente de campo.

Refiriéndose al diagrama de bloques, cuando I_{fd} excede el ajuste superior I_{FLM1} , la señal V_{F1} del lazo de control (1), actúa para reducir la excitación instantáneamente. Cuando la corriente de campo es inferior a I_{FLM1} , la acción del límite es a través del lazo de control (2). La magnitud de la señal de control V_{F2} y el valor de la ganancia K_2 , determinan el retardo de tiempo y la acción de rampa. Una vez que la corriente de campo alcanza el ajuste inferior I_{FLM2} , el switch selector se cambia a la posición de bajo; esto asegura que en un segundo disturbio la corriente de campo no se exceda al ajuste inferior para un periodo mínimo, esto para permitir el enfriamiento de la máquina. Cuando la corriente de campo está por debajo de I_{FLM2} , la señal V_{F4} ayuda a restablecer la salida rápidamente del integrador a cero [5,38].

De acuerdo con el IEEE Standard C50.13 establece que los generadores deberán ser térmicamente capaces de continuar su operación dentro de los límites de sus curvas de capacidad reactiva sobre los rangos de $\pm 5\%$ en el voltaje, esta es una consideración que se tiene para el ajuste del límite inferior del limitador de sobre-excitación [37].



a) Representación del diagrama de bloques.



b) Características límite.

Figura 3.7.- Modelo del limitador de corriente (Adaptado de [38]).

En la figura 3.8 se muestra una gráfica del comportamiento de la corriente de campo cuando se tiene la implementación del OXL en el generador G3 del sistema de 10 nodos [5], mostrado en el apéndice B. La corriente de campo se encuentra dentro de los límites especificados anteriormente causando la actuación del OXL y consecuentemente reduciendo el valor de corriente hasta el límite inferior.

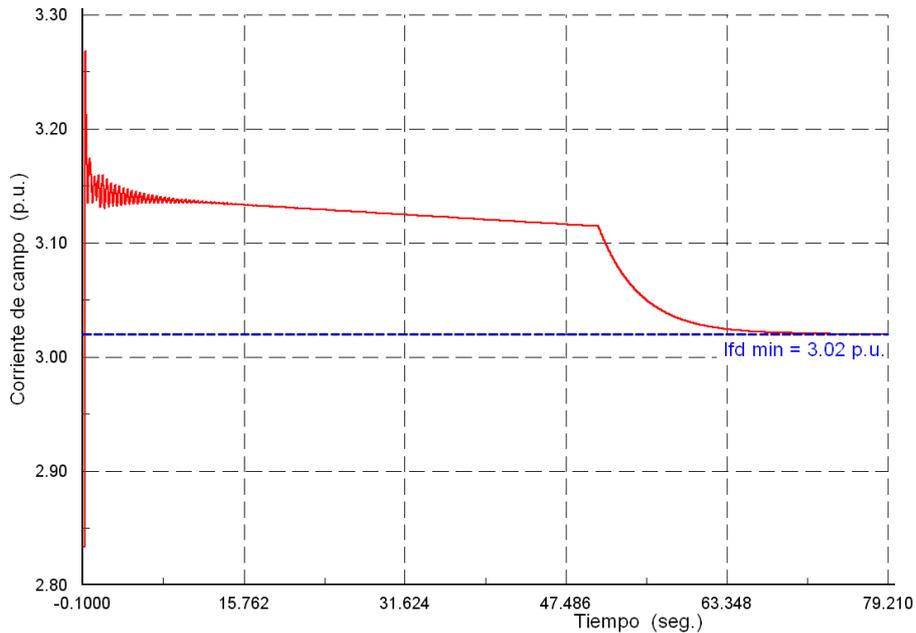


Figura 3.8.- Comportamiento de la corriente de campo en el generador G3.

III.3.- Elementos de la red de transmisión.

III.3.1.- Líneas de transmisión.

Una característica principal por la cual se manifiesta el fenómeno de inestabilidad de voltaje, es por el intento de las cargas de tomar más potencia de la que puede ser proporcionada por el sistema de transmisión y generación [12], por lo tanto, es recomendable el estudio de las características de la red para determinar cuál es la potencia máxima que puede ser transportada por ella.

III.3.1.1.- Modelo de la línea de Transmisión.

Para una simulación RMS, DigSILENT Power Factory cuenta con los modelos de la línea con parámetros concentrados y distribuidos. Para este trabajo se consideraron los modelos de las líneas con parámetros concentrados haciendo uso del modelo π , y la matriz de parámetros ABCD, representando a la línea como red de dos puertos [31]. La ecuación 3.13, describe la relación de entrada y salida de la línea de transmisión en el dominio de la frecuencia.

$$\begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma \cdot l & -Z_c \cdot \sinh \gamma \cdot l \\ \frac{1}{Z_c} \cdot \sinh \gamma \cdot l & -\cosh \gamma \cdot l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

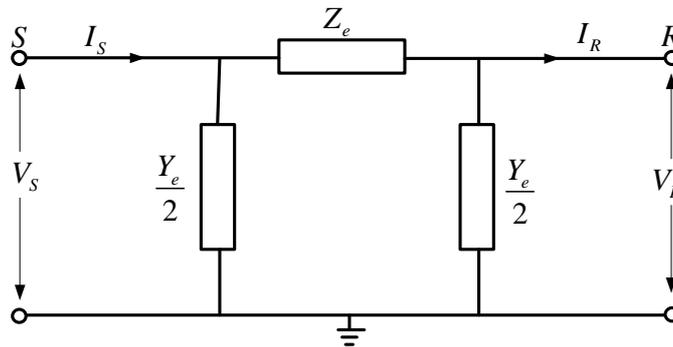


Figura 3.9.- Modelo π de la línea de transmisión con parámetros concentrados (Adaptado de [5]).

III.3.1.2.- Potencia máxima para un factor de potencia dado.

Refiriéndose en el principio básico del teorema de máxima transferencia potencia, en un circuito radial, compuesto por una fuente de tensión fija, una carga en el nodo receptor con una impedancia $Z = R + jX$, y una línea de transmisión que conecta a estos dos elementos cuya impedancia es $Z_l = R_l + jX_l$. La máxima potencia transferida será cuando la impedancia de la carga es el conjugado complejo de la impedancia de la línea de transmisión. Sin embargo cuando se especifica un factor de potencia de la carga $\cos \phi$, lo cual es equivalente a tener una impedancia de carga de la forma:

$$Z = R + jX = R + jR \tan \phi \quad (3.14)$$

Lo cual deja a R como la única variable para determinar la potencia máxima de carga.

Ya que la corriente está dada por la expresión:

$$I = \frac{E}{(R_l + R) + j(X_l + R \tan \phi)} \quad (3.15)$$

Y la potencia activa por:

$$P = RI^2 = \frac{RE^2}{(R_l + R)^2 + j(X_l + R \tan \phi)^2} \quad (3.16)$$

La condición extrema es cuando

$$\frac{\partial P}{\partial R} = 0 \quad (3.17)$$

Realizando la derivada parcial de P con respecto a la resistencia de carga en la ecuación anterior, es posible llegar a:

$$(R_l^2 + X_l^2) - R^2(1 + \tan^2 \phi) = 0 \quad (3.18)$$

El cual es equivalente a $|Z_l| = |Z|$

Por lo tanto, para un factor de potencia constante, la potencia de carga es máxima cuando la impedancia de carga llega a ser en magnitud igual a la impedancia de transmisión.

Entonces la resistencia y reactancia de carga óptima son dados como:

$$R_{lmaxP} = |Z|\cos\phi \quad y \quad X_{lmaxP} = |Z|\sen\phi = R_{lmaxP}\tan\phi \quad (3.19)$$

Por otro lado, si se considera que la resistencia es despreciable $R_l = 0$, la resistencia de carga óptima bajo un factor de potencia constante, de acuerdo con la ecuación (3.18):

$$R_{lmaxP} = X\cos\phi$$

Substituyendo en la ecuación (3.16), es posible determinar la potencia activa y reactiva máxima, así como el voltaje en el mismo nodo.

$$P_{maxP} = \frac{\cos\phi}{1 + \sen\phi} \frac{E^2}{2X} \quad (3.20)$$

$$Q_{maxP} = \frac{\sen\phi}{1 + \sen\phi} \frac{E^2}{2X} \quad (3.21)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{\sqrt{2}\sqrt{1 + \sen\phi}} \quad (3.22)$$

Las curvas en la figura 3.10 muestran el comportamiento de la potencia activa, la corriente y voltaje en el nodo de carga.

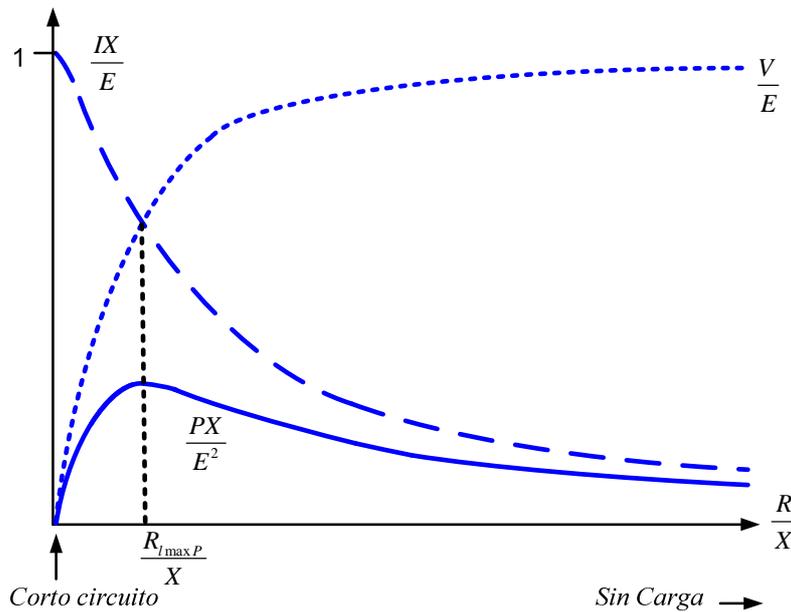


Figura 3.10.- I, P y V normalizados como función de R, para un sistema sin pérdidas ($R=0$) y para un factor de potencia constante ($\tan\phi=0.2$) (Adaptado de [12]).

III.3.2.- Equipos de compensación reactiva.

Una forma económica de proporcionar potencia reactiva y dar soporte al voltaje es por medio del uso de capacitores conectados en paralelo, estos pueden ser usados en forma

eficiente hasta cierto punto para extender los límites de estabilidad de voltaje a través de la corrección del factor de potencia en el extremo receptor de la red.

Además, los bancos de capacitores en paralelo son muy útiles para permitir que los generadores operen a factores de potencia cercanos a la unidad.

Sin embargo, estos capacitores tienen ciertas limitaciones [5,11]:

- En sistemas compensados con capacitores de gran capacidad, la regulación del voltaje tiende a ser pobre.
- A niveles muy altos de compensación en paralelo, no es posible mantener una operación estable.
- La potencia reactiva generada por un capacitor en paralelo es proporcional al cuadrado del voltaje, durante condiciones de bajo voltaje del sistema el soporte de VAR's decrece.

En DigSILENT Power Factory, los capacitores en paralelo son modelados, como una capacitancia pura, se introduce como parámetro la potencia reactiva nominal. La capacitancia es calculada como [31]:

$$C_{cap} = \frac{B_{cap}}{2\pi f_{nom}} \quad [\mu F] \quad (3.23)$$

III.3.3.- Transformadores.

Una de las aplicaciones frecuentes de los transformadores en la operación de la red es para el control de voltaje y flujos de potencia reactiva, ya que el cambio en la relación de transformación compensa las variaciones de voltaje en la red. Por lo tanto, prácticamente todos los transformadores son usados para la transmisión de grandes volúmenes de potencia y muchos transformadores de distribución tienen taps o cambiadores de derivación en uno o más devanados para variar la relación de transformación.

La tendencia de los cambiadores de derivación en el transformador es aumentar el nivel de voltaje en el lado secundario, sin embargo esta acción en condiciones donde el perfil de voltaje cambia en gran magnitud, no es conveniente ya que la acción para restablecer el nivel de voltaje por parte del transformador causa que la corriente en las líneas de transmisión aumente, produciendo un aumento adicional en la caída de tensión por parte de los elementos en el lado primario (impedancias de líneas de transmisión y/o generadores [34]).

III.3.3.1.-Representación del transformador con cambiador automático de tap.

DigSILENT Power Factory permite al usuario ajustar una constante de tiempo para el control de cambio de tap, especificando la velocidad de la acción de control y la participación de varios transformadores para regular el voltaje en el mismo nodo. La

aproximación está basada en un control dado por el diagrama de bloques correspondiente a la figura 3.11 [31].

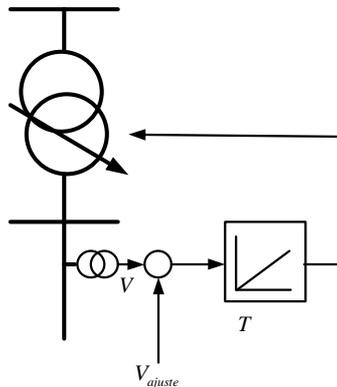


Figura 3.11.- Representación de un transformador con cambiador automático de tap (Adaptado de [31]).

III.4.-Modelo de la carga

La composición de la carga requiere ser estimada de manera confiable tomando en cuenta diferentes componentes y deben ser combinados para una representación apropiada del sistema, sin embargo esta estimación no es fácil en campo.

Las características de la carga afectan considerablemente el comportamiento dinámico del sistema de potencia. Considerando que existen muchos componentes de la carga tales como: lámparas, refrigeradores, sistemas de calefacción, compresores, entre otras. Se ha dado la necesidad de agrupar todos estos elementos en un solo modelo general que represente un gran volumen de potencia con una característica similar a la que tienen los componentes que conforman tal volumen de potencia ⁵ [39].

Los efectos de las características de la carga en la estabilidad del sistema han sido estudiados, básicamente a través de simulaciones computacionales con un campo muy limitado en su evaluación.

La característica matemática de la carga es una expresión que muestra el consumo de potencia activa o reactiva por la carga, en función del voltaje y una variable independiente la cual es llamada demanda de la carga ⁶ (z) [12]. En forma general, la característica de la carga puede ser representada como:

(5) Es importante enfatizar de forma correcta la distinción entre potencia de carga consumida (P, Q) y la demanda de la carga z . La potencia de carga consumida representa la potencia que el sistema suministra a la carga en el bus al cual está conectado. La potencia de carga demandada representa la cantidad de potencia que se requiere para que una cantidad de carga pueda trabajar apropiadamente.

(6) Aún si la composición de la carga fuera conocida exactamente, sería impráctico representar cada componente de la carga de forma individual, ya que existen muchos miles de componentes. Entonces, si se tuviera éxito en obtener modelos relativamente simples de cada componente y estos no son de una forma matemática similar, el modelo de la carga compuesta será muy complejo y requerirá un procesamiento matemático considerablemente grande para obtener un modelo del sistema global [39].

$$P = P(z, V) \quad (3.24)$$

$$Q = Q(z, V) \quad (3.25)$$

No se considera la dependencia de la frecuencia de la carga, debido a que en los incidentes de estabilidad de voltaje la variación de frecuencia no es una preocupación principal [12].

Históricamente, las características de la carga son divididas en dos categorías, estáticas y dinámicas.

III.4.1.- Modelo estático de la carga

Los modelos de carga estática expresan las características de la carga en cualquier instante de tiempo como *funciones algebraicas* de las magnitudes de voltaje del bus y la frecuencia en cierto instante. En la actualidad, es muy común representar las cargas por separado considerando la potencia activa P, potencia reactiva Q y representar ambas por una combinación de elementos de impedancia constante (resistencia o reactancia), corriente constante y potencia constante (activa o reactiva) [39,5].

La combinación apropiada es seleccionada considerando la relación de las mediciones o la variación estimada de la carga con el voltaje alrededor de un valor nominal. La representación en su mayoría está basado en la dependencia del voltaje observado dentro de un rango limitado de variaciones de voltaje, en las pendientes medidas, $\frac{dP}{dv}$ y $\frac{dQ}{dv}$.

La representación de las características de la carga representada por un modelo estático en DigSILENT Power Factory 13.2, está expresada con un modelo exponencial, como se muestra en la ecuación (3.26) [31]:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \\ Q &= Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \end{aligned} \quad (3.26)$$

Donde P y Q son las componentes de potencia activa y reactiva de la carga, V es la magnitud de voltaje que presenta una variación, P₀, Q₀, V₀ son los valores iniciales de potencias y voltaje, respectivamente.

Los parámetros de este modelo son los exponentes *a* y *b*. Con estos exponentes igual a 0, 1 o 2, el modelo representa las características de potencia constante, corriente constante o impedancia constante, respectivamente. Tales exponentes *a* o *b* son aproximadamente la pendiente $\frac{dP}{dv}$ y $\frac{dQ}{dv}$, respectivamente en V igual a V₀⁷.

(7) Los exponentes *a* y *b* de los modelos de carga exponencial representan la sensibilidad de la potencia de la carga a un valor del voltaje de referencia. Las referencias [11,40] muestran un análisis de la deducción de tales exponentes y la influencia de las características de la carga en la estabilidad del sistema. respectivamente.

Un modelo alternativo que ha sido usado ampliamente para representar la dependencia del voltaje de las cargas es el *modelo polinomial* [5,12].

$$\begin{aligned} P &= zP_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \\ Q &= zQ_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \end{aligned} \quad (3.27)$$

Este modelo es comúnmente referido como el modelo ZIP.

III.4.2.- Modelo dinámico de la carga.

Muchos componentes del sistema de potencia responden dinámicamente a los disturbios, es decir, que la respuesta al disturbio no es instantánea si no que requieren de algún tiempo. Dependiendo de la naturaleza del disturbio y el propósito del estudio, la respuesta dinámica en un cierto rango de tiempo llega a ser importante. Esta característica describe el comportamiento de las cargas conforme varía el tiempo.

La respuesta dinámica de los motores ha sido una de las características más estudiadas ya que representan una gran proporción de la carga total. Uno de los principales tipos de motor son los motores de inducción que representan un gran desempeño en la industria.

III.4.2.1.- Característica dinámica de un motor de inducción.

La carga con motores de inducción es una componente importante en la evaluación de estabilidad de voltaje del sistema de potencia por las razones siguientes [12]:

- 1.- Es una carga de restauración rápida, en un intervalo de tiempo del orden de un segundo.
- 2.- Es una carga de bajo factor de potencia con una alta demanda de potencia reactiva.
- 3.- Es propenso a detenerse, cuando el voltaje es bajo y/o la potencia mecánica de carga es incrementada.

Los grandes volúmenes de carga compuestos por motores de inducción pueden causar relativamente severas condiciones de inestabilidad, de tal manera, que es importante tener un modelo detallado de este tipo de máquinas, incluso en el estudio de una simulación en la referencia [41] muestra que el sistema es más estable con una representación dinámica del motor, en una generación remota que con una representación de la carga como potencia constante.

III.4.2.2.-Representación de un motor de inducción en el marco de referencia dq.

Para el análisis en el estudio de estabilidad se hace el modelado del motor de inducción en estado estacionario, el modelo a utilizar es una máquina trifásica que representará un gran conjunto de motores agrupados en un solo elemento, las referencias [42,43,44], muestran un desarrollo para la determinación del circuito equivalente y sus parámetros del motor de inducción. Las características del estator de una máquina de inducción trifásica, es similar a

una máquina síncrona. El rotor de una máquina de inducción podría tener un devanado trifásico en corto circuito o ser del tipo jaula de ardilla.

Los siguientes tipos de transitorios son presentados en una máquina de inducción:

- Los transitorios en el estator los cuales son similares a la máquina síncrona.
- Los transitorios eléctricos del rotor que participan en los circuitos equivalentes del mismo en el eje d y q.
- El movimiento mecánico del rotor está caracterizado por la ecuación de aceleración.

Assumiendo que los transitorios eléctricos del rotor han desaparecido, entonces una máquina de inducción trifásica con resistencia constante en el rotor puede ser representada por el circuito equivalente mostrado en la figura 3.10, en el cual s es el desplazamiento del motor definido como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (3.28)$$

En el apéndice A de este trabajo se muestran las ecuaciones para la simulación dinámica del motor en el software DigSILENT Power Factory 13.2. Todas las impedancias son referidas al lado del estator.

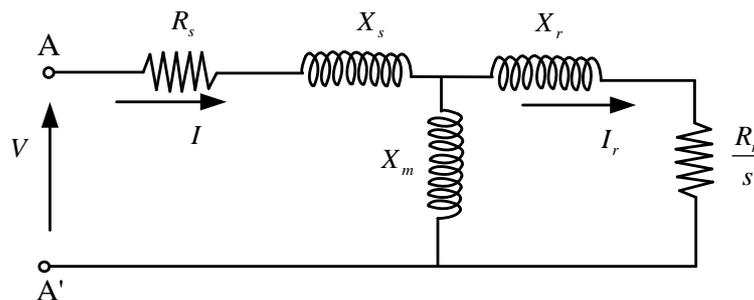


Figura 3.12.- Circuito equivalente del motor de inducción en estado estacionario (Adaptado de [12]).

III.4.2.3.-Relación entre potencia y par electromagnético.

A partir de un equivalente de Thevenin como se muestra en la figura 3.13 (circuito visto desde AA', donde R_e y X_e están dados por la ecuación (3.29)), es posible obtener una relación del par en función del voltaje y el deslizamiento dada por la ecuación (3.30).

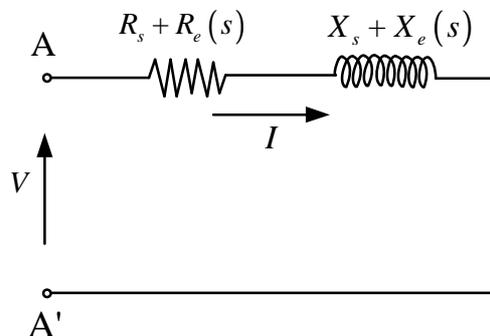


Figura 3.13.- Equivalente de Thevenin visto desde AA' (Adaptado de [12]).

$$R_e + jX_e = \frac{jX_m \left(\frac{R_r}{s} + jX_r \right)}{\frac{R_r}{s} + j(X_m + X_r)} \quad (3.29)$$

$$T_e(V, s) = \frac{V^2 X_m^2 \frac{R_r}{s}}{\left[\left(R_1 + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_1 + X_r)^2 \right] [R_f^2 + (X_s + X_m)^2]} \quad (3.30)$$

La característica de par-deslizamiento de una máquina de inducción se muestra en la figura 3.14. La figura 3.15 muestra las diferentes curvas de la característica par-deslizamiento para diferentes valores de voltaje.

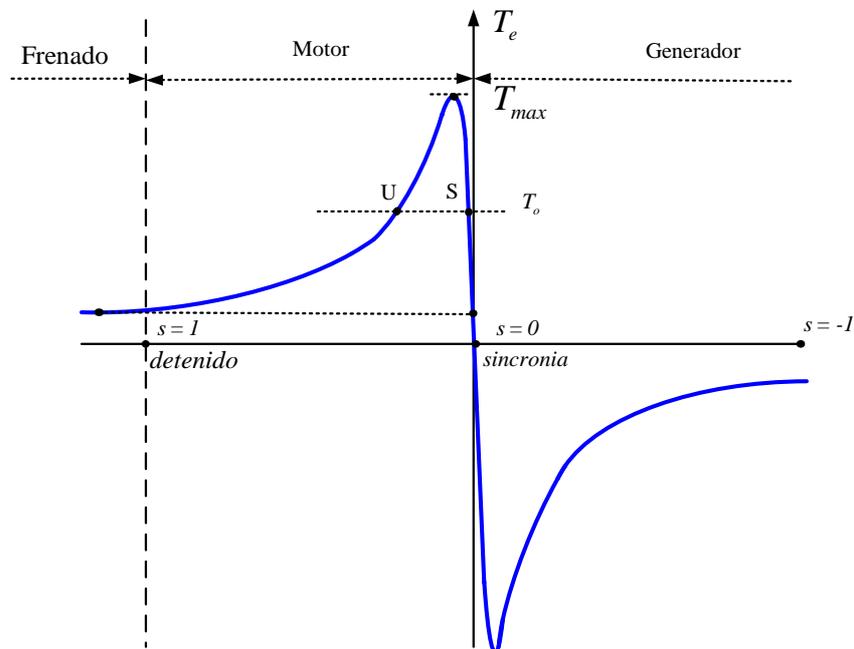


Figura 3.14.- Característica par-deslizamiento (Adaptado de [12]).

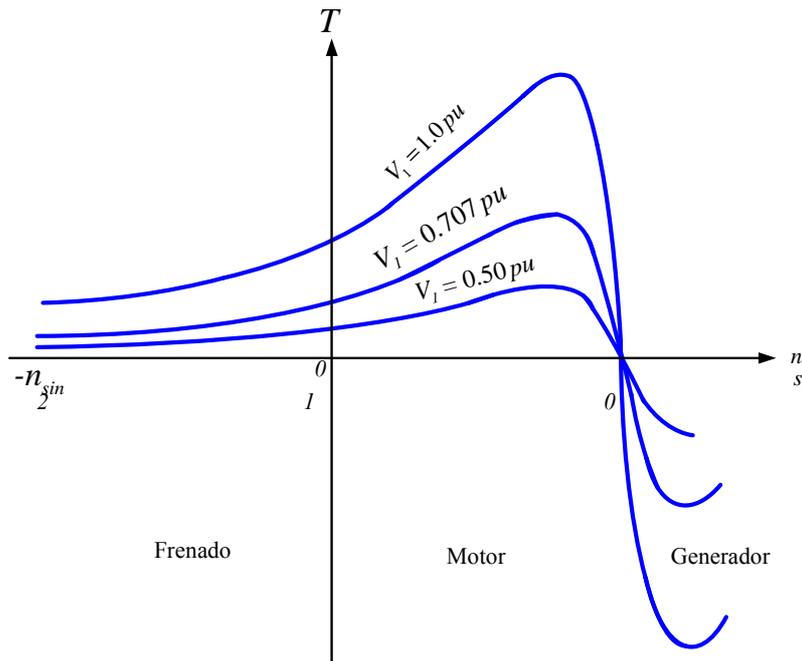


Figura 3.15.- Característica par-deslizamiento a diferentes voltajes (Adaptado de [12]).

Así mismo la potencia activa y reactiva absorbida por el motor en estado estable en función del voltaje y el deslizamiento está dado por las ecuaciones (3.31) y (3.32).

$$P(V, s) = \frac{(R_s + R_e)V^2}{(R_s + R_e)^2 + (X_s + X_e)^2} \quad (3.31)$$

$$Q(V, s) = \frac{(X_s + X_e)V^2}{(R_s + R_e)^2 + (X_s + X_e)^2} \quad (3.32)$$

III.4.2.4.-Comportamiento del motor por el efecto del torque mecánico.

a) Par constante

El modelo de torque constante es el más simple, pero no el más real, y está dado por la ecuación (3.33)

$$T_m(s) = T_0 \quad (3.33)$$

Esta característica muestra una línea recta paralela al eje s (ver fig. 3.14), cuando $T_0 < T_{max}$, se encuentran dos puntos de intersección con la característica de torque eléctrico (puntos S y U), de otra forma cuando $T_0 > T_{max}$ no hay ningún punto de intersección, en este caso el motor se detiene.

Para el primer caso (donde $T_0 < T_{max}$), en el punto S, al presentarse un pequeño incremento en el deslizamiento se produce un exceso de par eléctrico, y acuerdo con la ecuación de movimiento (Ec. 3.34), esta tenderá a reducir el deslizamiento, el cual lleva al punto S nuevamente. De esta manera se concluye que S es un *punto estable*. Por el

contrario en el punto U, un pequeño incremento en el deslizamiento resulta en un déficit de par eléctrico, así el motor desacelerará, incrementándose el deslizamiento aún más hasta el punto de paro ($s=1$). Por otro lado, un pequeño decremento del deslizamiento resultará en un exceso de par eléctrico y la máquina acelerará hasta el punto de equilibrio S. De esta manera se concluye que el punto U es un *punto de equilibrio inestable* [12,45].

$$2H\dot{s} = T_m(s) - T_e(V, s) \quad (3.34)$$

b) Par cuadrático

Muchas cargas, tales como bombas presentan un par mecánico cuadrático. Una propiedad importante de esta carga es el número de puntos de intersección del par mecánico y eléctrico de uno o hasta tres, como se muestra en la figura 3.16. La ecuación (3.35) describe la característica de este tipo de par [12,45].

$$T_m(s) = T_2(1 - s)^2 \quad (3.35)$$

Cuando T_2 es pequeño, el único punto de intersección es cercano a la velocidad síncrona. Conforme T_2 se incrementa los puntos de intersección llegan a ser hasta tres. Para un incremento mayor de carga hay nuevamente un solo punto de intersección, pero este es más alejado de la velocidad síncrona y más cercano al punto de paro, este punto de operación es *estable*. En el caso cuando hay tres puntos de intersección, el punto de operación U a la mitad es *inestable*, mientras que los otros dos puntos (S_1 y S_2) son *estables*.

El límite de cargabilidad está marcado por el punto B, que corresponde a la carga máxima, para el cual hay un punto de operación con velocidad alta (bajo deslizamiento). El punto A es el punto mínimo que representa la carga mínima para la cual existe un punto de operación a baja velocidad (grande deslizamiento) estable [12,45].

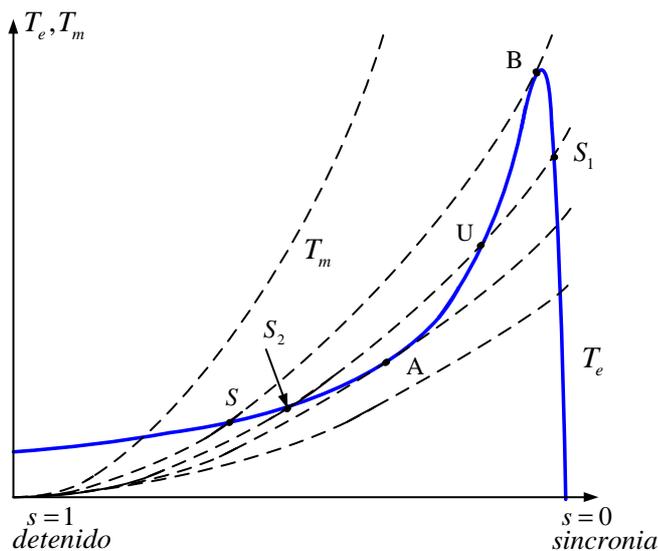


Figura 3.16.- Modelo del torque cuadrático.

III.4.2.5.- Inestabilidad de un motor de inducción e inestabilidad de voltaje.

Para un motor de inducción que opera cerca de un deslizamiento crítico, si además se incrementa su torque mecánico, entonces el voltaje en terminales cae continuamente hasta que finalmente alcanzar un colapso.

Para la operación del motor de inducción, su torque electromecánico está dado por la ecuación (3.36):

$$T_e = \frac{2T_{e,max}}{\frac{s}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s}} \left(\frac{V_l}{V_n}\right)^2 \quad (3.36)$$

Donde $T_{e,max}$ es el momento electromagnético máximo, cuando el voltaje del motor de inducción V_l es igual al voltaje nominal V_n , correspondiente a un deslizamiento crítico s_{cr} . Entonces para un voltaje dado del motor de inducción, hay un momento electromagnético máximo proporcional al cuadrado del voltaje.

Cuando el motor de inducción opera normalmente $s = s_{cr}$, $T_m = T_e = T_{e,max}$. Después que se incrementa el par mecánico del motor de inducción, T_m será mayor que T_e . De acuerdo a la ecuación de movimiento (Ec. 3.34), el deslizamiento se incrementará y de acuerdo a la ecuación (3.36), el torque eléctrico será más pequeño, mientras que la corriente llegará a ser mayor, de esta manera el voltaje empeorará y finalmente colapsará.

Como puede observarse, después que el motor de inducción llega a ser inestable, el voltaje llegará a ser inestable o peor aún se colapsará, si se trata de mantener la operación del motor de inducción a un voltaje bajo sin tomar una medida a tiempo. Sin embargo, si el motor de inducción es desconectado a tiempo después de llegar a ser inestable, entonces la inestabilidad de voltaje del sistema y en el nodo de conexión del motor mejorará [46].

IV

ESQUEMA DE TIRO DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

IV.1.-Introducción.

Debido a las consecuencias por los disturbios ocurridos el 2 y 3 julio de 1996 y el 10 de Agosto del mismo año y otro evento el 14 de Agosto del 2003 en el sistema de transmisión del Consejo de Coordinación del Sistema Occidental (WSCC) [47,48,8], el cual causó la desconexión en cascada de generadores y líneas de transmisión extendiéndose a la pérdida de gran cantidad de carga, esto motivó las investigaciones para establecer criterios de estudios de estabilidad de voltaje y estrategias de tiro de carga, así como metodologías para monitorear las reservas de potencia reactiva. El 8 de noviembre del 1996, el subcomité de estudios técnicos (TSS) tratan este tema teniendo en principio dos problemas fundamentales, “el primero involucra la evaluación de la capacidad de potencia reactiva del sistema y el segundo involucra la necesidad de esquemas de tiro de carga por bajo voltaje” [49]. Ambos problemas buscan minimizar los impactos causados por los cortes de energía en cascada y ayudar a la restauración rápida del sistema a condiciones normales de operación.

Algunas de las propuestas establecidas por parte de un grupo de trabajo para las reservas de potencia reactiva (RRWG) en mayo de 1998 [49] fueron las siguientes:

- Desarrollo de una metodología para realizar estudios de potencia reactiva.
- Desarrollo de reservas de potencia reactiva basado en consideraciones técnicas.
- Desarrollo de una metodología para monitorear las reservas de potencia reactiva en ambas áreas de planeación y operación, y por último
- Determinar si es posible diseñar un programa de tiro de carga por bajo voltaje genérico.

Los puntos mencionados anteriormente generaron un grupo de trabajo que se encarga de realizar un reporte con los objetivos siguientes [7]:

- Desarrollar directrices para que miembros del sistema determinen si se beneficiarán de los esquemas de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS) como esquemas de acción remedial (RAS) o como elementos para mejorar la seguridad de la red.

-
- Preparar aplicaciones que dirijan al diseño de UVLS.
 - Desarrollar metodologías para estudiar e implementar estos esquemas.

IV.2.- Consideraciones para la implementación de esquemas de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS).

El tiro de carga es una última medida para salvar al sistema de la inestabilidad de voltaje, es decir, cuando no hay otra alternativa para detener la aproximación al colapso. Esta medida es efectiva en costo, en el sentido que ésta puede detener la inestabilidad de voltaje provocada por un gran disturbio, contra acciones preventivas que no serían económicamente justificadas, en vista de las bajas probabilidades de ocurrencia [9]. Los UVLS han sido exitosamente desarrollados en muchos sistemas alrededor del mundo para proteger sistemas locales de un colapso de voltaje. Cabe mencionar que existen alternativas para mejorar los márgenes de reactivos y perfiles de voltaje en un área sensible al voltaje, las cuales incluyen: equipos nuevos de generación, instalaciones nuevas de líneas de transmisión y la conexión de equipos como compensadores estáticos de VARs. Sin embargo, estas alternativas toman incluso varios años para implementarse. Además existen medidas preventivas como es el despacho de generación y planeación de flujos de potencia para evitar el fenómeno de inestabilidad durante la operación del sistema [7,13]. Considerando que estas alternativas no son económicamente justificables debido a la baja probabilidad de ocurrencia de un disturbio severo o la caída inicial de voltaje es demasiado pronunciada para ser corregida por estos medios, los UVLS pueden entrar en consideración. Un ejemplo es el caso del colapso de voltaje en el sistema Hidro- Québec causado por una tormenta magnética el 13 de Marzo de 1989, el resultado fue la desconexión de 5 líneas de 735 KV, causando una pérdida de generación de 9,450 MW. Con una carga total del sistema de 21,350 MW, el sistema no fue capaz de resistir la pérdida repentina y se colapsó en unos cuantos segundos [50].

Para eventos con baja probabilidad y contingencias extremas los UVLS pueden ser la solución más económica para prevenir el colapso de voltaje. Aunque en la mayoría de los sistemas podrían encontrarse UVLS muy efectivos, en algunos sistemas podrían ser menos benéficos. Por ejemplo, en los sistemas que tienen la característica de un decaimiento rápido en el perfil de voltaje (menos de un segundo) pueden presentarse disparos de carga directos como mejor alternativa [7], es decir, cuando el sistema se somete a una caída de voltaje inicial demasiado pronunciada para ser corregida por los generadores (debido a su soporte limitado de reactivos) o por acción del cambiador de tap (debido a su movimiento relativamente lento).

Sin embargo, sistemas que están en riesgo de un decaimiento rápido de voltaje podrían estar en riesgo de presenciar un decaimiento de voltaje más lento bajo diferentes condiciones. Por tanto, es necesario realizar estudios que determinen cuales sistemas son candidatos potenciales para un esquema de tiro de carga por bajo voltaje.

Para los sistemas donde se implementan los UVLS, es recomendable que sean automáticos. Los esquemas deberán coordinarse entre ellos y con esquemas de sistemas vecinos en términos del voltaje mínimo para su activación, el tiempo de retardo para su operación y la cantidad de carga a tirar [7].

El colapso de voltaje puede presentarse en intervalos de tiempo pequeños, en aquellos sistemas donde se tiene una estrecha relación con la inestabilidad transitoria, de tal manera que voltajes bajos pueden originar la pérdida de estabilidad angular y a su vez la pérdida de estabilidad angular resultará en fluctuaciones de voltaje. Aún con todos los usos potenciales del UVLS, este no es útil para mitigar la inestabilidad transitoria. Sin embargo, puede actuar para evitar que se llegue a la pérdida de inestabilidad angular. Además no siempre los colapsos de voltaje resultan en pérdidas de estabilidad angular, aun siendo en intervalos de tiempo transitorio, resultado por ejemplo de una liberación lenta de las fallas de corto circuito [51].

El ajuste del límite de voltaje debe ser seleccionado lo suficientemente bajo, tal que, los relevadores de los UVLS no se activen para la mayoría de las condiciones de sobrecargas comunes que se dan en un sistema potencia.

En la actualidad los sistemas de transmisión están sometidos a un gran estrés y junto con la reducción de las reservas de potencia reactiva, conllevan a las dificultades para satisfacer estándares y criterios, cuando no se tiene el uso de controles de transmisión automático, tales como el switcheo de reactivos, esquemas de acción remedial (RAS)^{8,9} y UVLS. Entre estas acciones de control, los UVLS han ganado aceptación como una acción remedial efectiva en costo y confiabilidad para prevenir el colapso de voltaje. Las operaciones de disparos falsos de carga asociados con UVLS automáticos han disminuido gracias a la tecnología de relevadores microprocesados de gran precisión, y con la redundancia en diseños, tales que permiten recibir entradas de más de una fuente.

Los UVLS representan una alternativa de bajo costo para evitar construir nuevas líneas de transmisión o nuevos generadores para mantener la seguridad del sistema. Mientras que, nuevas líneas de transmisión y nuevos proyectos de generación son necesarios para satisfacer la carga del sistema y proporcionar estabilidad a largo plazo, tales proyectos toman típicamente cerca de 3 a 10 años para completarse [7]. Los UVLS pueden ser usados como una medida provisional hasta que estos proyectos sean completados.

En sistemas donde el colapso de voltaje es poco probable para provocar eventos en cascada¹⁰ hacia áreas vecinas, estos sistemas pueden beneficiarse del UVLS en un costo efectivo por: 1) evitar colapsos de voltaje locales, 2) para controlar la pérdida de carga y 3) facilitar la restauración de la carga.

(8) Una acción remedial es una medida correctiva especial pre planeada, la cual se inició a raíz de un disturbio para proveer un funcionamiento del sistema aceptable [20].

(9) Un esquema de acción remedial es una protección del sistema la cual inicia automáticamente una o más acciones correctivas. Llamado también sistema de protección especial del sistema [20,9].

(10) Se considera como evento en cascada a la pérdida sucesiva incontrolada de los elementos del sistema provocado por un incidente en cualquier localización. La cascada resulta en un aumento de interrupciones del servicio eléctrico, el cual no puede frenarse en su extensión secuencial más allá de un área predeterminada por medio de un estudio apropiado [20].

Los UVLS pueden ser diseñados de tal manera que permitan recuperar los márgenes de reserva de potencia activa y reactiva¹¹ en el sistema durante o sin la presencia de contingencias, con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema.

Los sistemas en los cuales aún cuentan con UVLS manuales, podrían mejorar significativamente la confiabilidad de su sistema si se complementa o se remplazan tales esquemas con UVLS automáticos. De acuerdo con la referencia [52] el esquema de tiro de carga manual no es una medida efectiva, cuando aparece una situación crítica por las razones siguientes:

- Impone una responsabilidad alta al operador.
- Induce retardos indeseables.
- Es difícil coordinarse con otros controles.

IV.3.- Consideraciones para el diseño de UVLS.

Se debe asegurar que la operación de los UVLS sea únicamente en condiciones para las cuales fue diseñado, y no responder a otros problemas de bajo voltaje; por ejemplo, condiciones que implique bajos voltajes momentáneos causados por fallas, condiciones de carga máxima, entre otros [11].

Una estrategia para discriminar diversos eventos fue demostrado por un grupo de “Western Systems Coordinating Council (WSCC)” durante la operación de sus cargas en la temporada de invierno, esta estrategia reconoció que [7]:

- La duración máxima para una falla no deberá exceder 30 ciclos.
- Las mediciones del decaimiento del voltaje en las tres fases proporciona una indicación de que está ocurriendo un colapso de voltaje.
- La máxima caída de tensión en el nodo, seguido de una desconexión de un elemento del sistema es menor del 5%.

Estos tres puntos establecen los límites para la aplicación de los UVLS. El ajuste de los relevadores de bajo voltaje deberá ser inferior al 95% del voltaje mínimo de operación normal, pero lo suficientemente alto para desconectar carga con anticipación ante un disturbio. El retardo de tiempo del relevador no deberá ser ajustado en un tiempo más corto que el tiempo de duración de una falla (30 ciclos como se menciona en este caso). La medición del declinamiento de los voltajes en las tres fases proporciona seguridad al esquema.

(11) Se considera reserva de reactivos a la capacidad de los componentes del sistema para suministrar o absorber potencia reactiva adicional en respuesta a contingencias del sistema u otros cambios en las condiciones normales de operación del sistema. La reserva de reactivos podría incluir capacidades adicionales de reactivos de las unidades de generación y otras máquinas síncronas, equipos de compensación reactiva (capacitores en paralelo switchables), equipos automáticos y de acción rápida como los compensadores estáticos de VARs (SVC) y otros componentes del sistema de potencia con capacidad de potencia reactiva [20].

El UVLS será más efectivo si se monitorean los nodos de alta tensión con relevadores de bajo voltaje y se tira carga en la subestación (lado de baja tensión) usando señales de disparo directo.

Los siguientes puntos deberán ser tomados en cuenta para el diseño del esquema UVLS [7]:

- El diseño del esquema debe ser tal que sea capaz de coordinar con equipos de protección y otros esquemas de control, durante caídas momentáneas de voltaje, identificar fallas sostenidas o condiciones de bajo voltaje causados por el paro de motores, entre otras.
- El tiempo de retardo normalmente está especificado en segundos. Un retardo de tiempo típico está en rango de 3 y 10 segundos.
- Los voltajes de ajuste para la señal de disparo deberán ser seleccionados razonablemente más altos que el nivel de voltaje en el punto crítico de la nariz de las curvas P-V y Q-V.
- En caso de la existencia de sistemas cercanos que cuenten con esquemas de tiro de carga, deberán revisarse los voltajes de ajuste y los retardos de tiempo entre ellos para ser coordinados adecuadamente.
- El esquema deberá tener cierta inteligencia y redundancia en su construcción, tal que le permita asegurar su confiabilidad y prevenir disparos falsos.
- Deberá tirarse suficiente carga para llevar los niveles de voltaje a valores igual o mayores a los de operación nominal y que además se encuentren dentro de los rangos permitidos.
- El tiro de carga se realizará de forma manual o automática y este deberá ser en uno o múltiples pasos para evitar sobretensiones o sobrefrecuencia.

En la aplicación del esquema para tirar carga automáticamente, la selección debe ser hecha en el tiempo contra la respuesta del voltaje del sistema y sus cargas. Se recomienda tomar en cuenta las consideraciones siguientes:

- Establecer los niveles de voltaje en el relevador para tirar diferentes bloques de carga, el retardo de tiempo para su disparo y el tiempo para su reseteo.
- Establecer el bloque de carga para disparar, su tamaño, localización y composición de la carga.
- Establecer los niveles de voltaje para restauración de la carga automática, su sincronización y elección de cargas para ser automáticamente restauradas que ayuden a controlar las sobretensiones. La restauración automática puede ser peligrosa en el UVLS y por lo tanto, requiere un análisis más complejo.

-
-
- Establecer la coordinación con el cambiador de tap bajo carga en el transformador, el switcheo de los reactores y capacitores y el control de VARs en los generadores y la respuesta total del sistema.

IV.4.- Consideraciones para el análisis de UVLS.

La velocidad de cambio del voltaje, afecta las medidas establecidas para prevenir o contener los eventos en cascada. Esta velocidad está influenciada por el tiempo y la característica de variación de voltaje de los elementos del sistema como son las cargas, cambiadores automáticos de taps en transformadores, control de excitación en el generador, respuesta en los gobernadores y turbinas, relevadores de protección y otras acciones de control manual o automáticas. Por lo tanto, en un estudio del sistema deberán representarse las características más relevantes [7]. Con esto en mente debe considerarse lo siguiente:

- Cuando se diseñan UVLS para la protección contra inestabilidad de voltaje de largo plazo o colapso de voltaje clásico¹², el efecto de los sistemas de transmisión por la acción del cambiador de tap bajo carga en el lado de bajo voltaje del transformador y los limitadores de sobreexcitación en generadores deberán ser simulados. Si los relevadores del UVLS miden el voltaje en el lado de baja del transformador con cambiador de tap, estos no podrían tirar carga antes de que los voltajes de transmisión alcancen niveles excesivamente bajos.
- Una desconexión de cualquier elemento, ocurre para aquel que no tiene suficiente reserva de potencia reactiva para estabilizar el voltaje del sistema dentro los primeros 30 segundos a 5 minutos. Por lo tanto, es importante identificar cuales elementos presentan estas características.
- Un decaimiento rápido de voltaje que ocurre en una interconexión no es un colapso de voltaje. Este es caracterizado por la reducción de voltaje en el rango de 0 a 10% en los centros de carga, seguido por la ocurrencia de un rápido colapso durante unos pocos segundos en un punto de interconexión lejano a los centros de carga.

Los decaimientos rápidos de voltaje son el resultado de incrementar el ángulo entre los sistemas interconectados conforme ellos salen de sincronía. La dificultad para aplicar el UVLS para tal disturbio es que el voltaje dentro del área de carga principal pudiera no ser lo suficientemente bajo y el tiempo del fenómeno sea lo suficientemente largo para que el UVLS opere. Un ejemplo de este disturbio se describe en [48] para el caso del 10 de Agosto de 1996.

(12) El resultado de un voltaje bajo en un centro de carga, seguido de una desconexión de cualquier elemento del sistema eléctrico es llamado colapso de voltaje clásico [7].

IV.5.- Esquemas de tiro de carga por bajo voltaje usando controles distribuidos.

El tiro de carga automático pertenece a la familia de los esquemas de protección del sistema contra la inestabilidad de voltaje a largo plazo. *Un SPS es una protección diseñada para detectar condiciones anormales del sistema y tomar acciones correctivas predeterminadas para preservar hasta donde sea posible la integridad del sistema eléctrico y recuperar un desempeño aceptable del mismo* [13,53].

La localización, tiempo y magnitud de carga a tirar son tres aspectos importantes de esta acción de emergencia. Los siguientes diseños de SPS son una clasificación hecha por [54,13]:

- *Basados en una respuesta:* Depende de la medición de la magnitud de voltaje, el cual refleja el inicio de un disturbio (sin identificación de este) y la acción de los SPS y otros controles hasta ese momento. También, un SPS basado en eventos reaccionará a la ocurrencia de eventos específicos [52]. Este tipo de esquemas normalmente no cuenta con una retroalimentación para evaluar la condición del sistema después de su operación.

- *Basado en reglas:* El tiro de carga se realiza a base de una combinación de reglas del tipo “if”:

$$\text{if } V < V^{th} \text{ durante un tiempo } \tau, \text{ tirar } \Delta P \quad (4.1)$$

Donde V es un voltaje medido y V^{th} un valor límite en pu. τ normalmente está dado en segundos y ΔP en MW.

- *Operación en lazo cerrado:* Este tipo de esquema tiene la capacidad de activar la regla (4.1) varias veces, basada en mediciones constantes antes y después de su activación. Esta característica permite a los controles adaptar sus acciones a la severidad del disturbio. Además la robustez del esquema se incrementa ante la presencia de fallas de operación, así como incertidumbres en el comportamiento del sistema, esto garantiza su operación ante el cambio de la carga a través del tiempo [9].
- *Esquema distribuido:* Tiene la habilidad para ajustarse a la localización del disturbio, basándose únicamente en mediciones locales.

Dependiendo de las características del sistema los tiempos para tirar carga pueden ser limitados para evitar [13]:

- Alcanzar el punto de colapso correspondiente a la pérdida de sincronismo del generador o del paro de los motores.
- Promover la degradación del sistema debido a los disparos por bajo voltaje de los generadores con una limitada corriente de campo, o disparo de líneas por las protecciones.

-
- La molestia hacia los clientes debido a bajos voltajes sostenidos.

A diferencia de la frecuencia, el voltaje tiene la característica de variaciones de forma local, por lo que es importante localizar la zona propensa a la inestabilidad de voltaje, ya que tirando carga en el lugar menos apropiado requiere más tiro de carga y posiblemente no logre salvar al sistema del colapso a tiempo. En la práctica se realizan estudios para identificar estas zonas, sin embargo aún dentro de esta región, la mejor localización para el tiro de carga podría variar significativamente con el disturbio y la topología del sistema.

El empleo de técnicas de sensibilidad ayudará a identificar cuales parámetros tienen mayor influencia con la carga, además utilizados en conjunto con los diseños para tiro de carga, se puede obtener un mejor desempeño del esquema. Además este análisis puede ser acoplado en una simulación en el tiempo para encontrar la mejor acción correctiva en una situación indeseable posterior al disturbio. Algunos cálculos de sensibilidad más simples son propuestos en [55] los cuales abarcan situaciones de voltaje inestable, así como voltajes bajos estables. En [56] muestra un proceso de ajuste de un UVLS utilizando técnicas de análisis modal y el manejo de las curvas QV para determinar la zona propensa a la inestabilidad de voltaje.

Los cálculos que deben realizar los SPS deben ser rápidos y lo más preciso posibles ante la presencia de un disturbio, esto dificulta la operación de un esquema que tiene bastantes cálculos embebidos para hacer frente a un disturbio desconocido. En su lugar, este último debe ser previsto con una posibilidad óptima pero robusta y de lógica simple para elegir la localización del tiro de carga. El esquema distribuido propuesto tiende a actuar primero donde la caída de voltaje es mayor. Aún si, este podría ocasionar el tiro de más carga, este criterio tiene importancia en términos de reducir la molestia de los clientes causada por bajos voltajes [54,13].

IV.5.- Esquema de tiro de carga propuesto

IV.5.1.- Principio general

La característica principal del esquema de tiro de carga por bajo voltaje, es detectar que el perfil de voltaje del nodo monitoreado está por debajo del voltaje de umbral ajustado por el diseñador, a partir de este punto el esquema actuará con acciones correctivas para mejorar el perfil de voltaje. De esta manera, el ajuste del voltaje de umbral más adecuado será aquel que permita bloquear al esquema durante la liberación de fallas normales y cubra la mayor cantidad de casos con operación exitosa durante el momento de inestabilidad de voltaje.

El principio de operación del esquema está basado en un conjunto de controles colocados en los nodos de transmisión sobre una región propensa a la inestabilidad de voltaje. Cada control se encarga de monitorear las magnitudes de V por medio de mediciones locales en el propio nodo y actúa a partir de un conjunto de cargas localizadas en el nivel de distribución que tienen influencia en V [13].

Una red de subtransmisión podría existir entre los buses controlados y monitoreados como se muestra en la figura 4.1. Cabe mencionar que no todos los buses de transmisión requieren ser monitoreados, ni todas las cargas necesitan ser controladas.

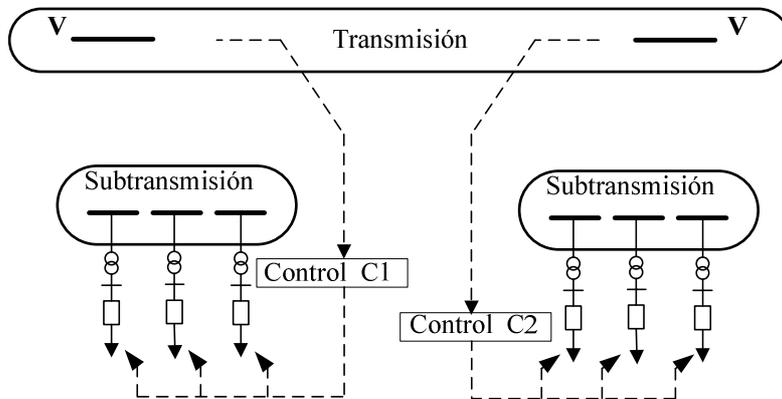


Figura 4.1. Estructura general del esquema propuesto (Adaptado de [13]).

IV.5.2.- Diseño de cada controlador.

La operación de un controlador individual se muestra en la figura 4.2. Conforme V permanece arriba del valor de ajuste especificado, el control está inactivo como se muestra en el lazo de control (1), el control entra en estado de inicio tan pronto como un disturbio ocasiona que V caiga por debajo de V^{th} (2) y t_o se actualizará con el valor de tiempo en el cual ocurre el cambio. El control se mantiene en el estado de inicio, si el voltaje V continua con un valor por debajo de V^{th} hasta que pase el tiempo de retardo τ (3a), si V se recupera a un valor arriba de V^{th} antes de transcurrir el tiempo de τ , el control regresa a su estado de reposo (3b). Si se cumple el primer caso, el control actúa para tirar cierta cantidad de potencia ΔP^{sh} (4). El control regresa a su estado de reposo, si V se recupera por arriba de V^{th} o la carga disponible para tirar es igual a cero (5a). También se regresa al estado de inicio si V se mantiene más pequeño que V^{th} (5b). En el segundo caso, el tiempo actual es tomado como un nuevo valor de t_o y el control está listo para actuar nuevamente (siempre exista carga para tirar).

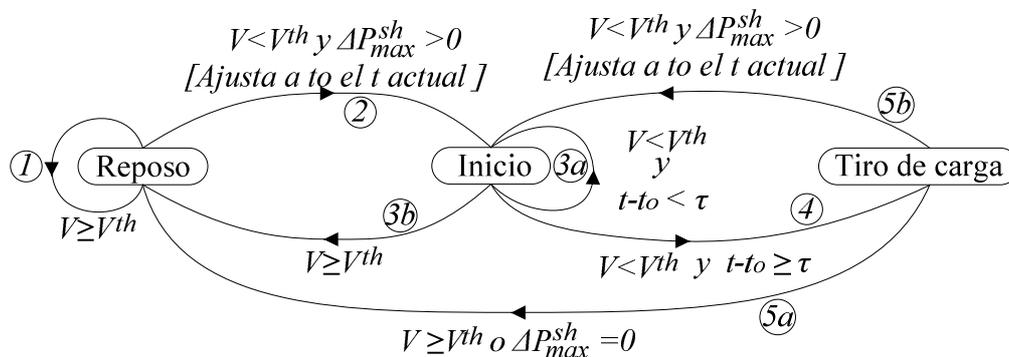


Figura 4.2.- Lógica de un control de tiro de carga individual (Adaptado de [13]).

El principio de operación del esquema de tiro de carga por bajo voltaje parte de la referencia [13] donde se establece un procedimiento para el ajuste de los esquemas de tiro de carga para desempeñar una operación, tal que responda a la mayor cantidad de eventos que pudiesen poner en riesgo de colapso de voltaje al sistema eléctrico. Sin embargo, el procedimiento está basado en ajustar a prueba y error dos constantes, una para el retardo de tiempo (C) y la otra para determinar la cantidad de carga a tirar (K). Los valores de las constantes serán propuestos por el ingeniero especialista, de tal forma que los valores programados en el esquema ayuden a desempeñar una operación adecuada la mayor cantidad de veces.

Sabiendo que cada sistema representa características propias, hace que el estudio de cada uno de ellos sea particular y en consecuencia el esquema debe ser ajustado de acuerdo a las características propias del sistema donde se desea instalar. Por esta razón, el establecer un ajuste de esta manera tomará mucho tiempo y solo será para un sistema en particular.

En el desarrollo de este trabajo se propone una opción para ajustar el valor de C y K dependiendo de la variación del perfil de voltaje y la potencia activa en el nodo monitoreado. Para esto, se parte de las definiciones siguientes.

El retardo τ depende de la evolución en el tiempo de V como sigue: el principio básico está en función de la integral

$$\int_{t_0}^{t_0+\tau} (V^{th} - V(t))dt = C \quad (4.2)$$

Donde C es una constante, la cual tiene como propósito detener el proceso de integración en el instante en que sea superado el valor de C , obteniéndose en ese momento un valor de τ , además τ tendrá como condición un retardo mínimo para prevenir la acción del control ante una falla, de tal manera que se garantice la coordinación con las demás protecciones convencionales. Se establecen dos tiempos de retardo, tiempo mínimo de retardo para condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo (τ_{min}^{ST}) y tiempo mínimo de retardo para condiciones de inestabilidad a largo plazo (τ_{min}^{LT}).

$$\tau_{min} \leq \tau \quad (4.3)$$

Consideraciones para el ajuste de τ_{min}^{LT} :

- El control tiene una característica de tiempo inverso; entre más grande sea la caída de voltaje menos tiempo le toma alcanzar el valor de C , por lo tanto, es más rápido la acción tiro de carga. Entre más grande sea C más tiempo le toma a la integral alcanzar su valor y por lo tanto la acción es más lenta.
- El retardo de tiempo mínimo τ_{min}^{LT} , es aquel tiempo que después de un disturbio permita recuperar a los voltajes su valor (V) por arriba de V^{th} . El retardo de tiempo mínimo depende del ajuste V^{th} , por lo tanto, entre más alto sea V^{th} mayor será τ_{min}^{LT} .

Consideraciones para el ajuste de τ_{min}^{ST} :

En el proceso de liberación de la falla por medio de los relevadores, toma un tiempo para detectar la falla del orden de 24 ms, si intervienen medios de comunicación para el envío de señales se considera un tiempo del orden de 10 ms, por último el tiempo de apertura del interruptor es del orden de 2 ciclos (33 ms), haciendo un total de 67 ms. Este tiempo es considerado como el tiempo mínimo para el ajuste de τ_{min}^{ST} , sin embargo puede ser mayor.

El esquema UVLS determina como condición de inestabilidad de voltaje a corto plazo cuando τ es mayor que τ_{min}^{ST} y menor a $\tau_{critico}$. Comúnmente, $\tau_{critico}$ toma un ajuste de 1 segundo, sin embargo este puede ser mayor [7].

Considerando la variación del voltaje en el tiempo y tomando mediciones en intervalos definidos, la pendiente del perfil de voltaje entre un instante y otro puede ser calculada, a partir de esta pendiente es posible deducir en qué momento el voltaje tiende a ser inestable. Tomando una secuencia de muestras en el tiempo, se tiene una curva como se observa en la figura 4.3

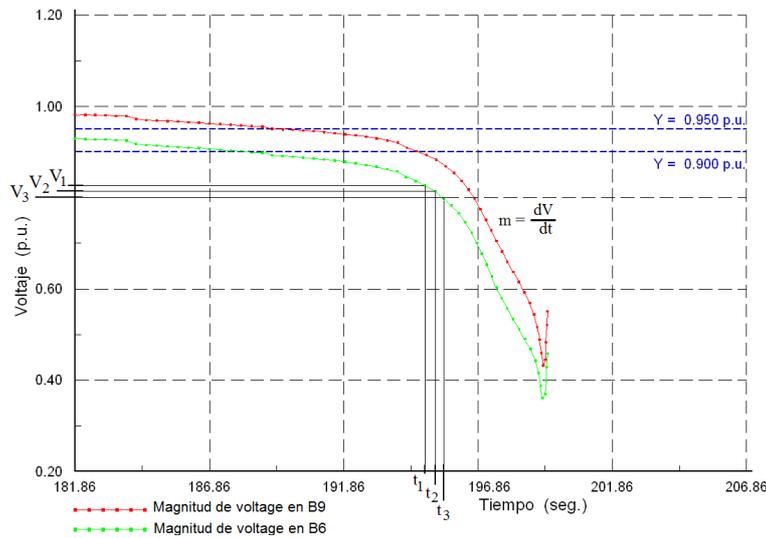


Figura 4.3.-Muestras de mediciones en el tiempo del voltaje y cálculo de la pendiente entre un instante y otro.

A partir de las muestras se puede plantear que entre un valor y otro existe una pendiente

$$m = \frac{V_2 - V_1}{t_2 - t_1} = \frac{dV}{dt} \quad (4.4)$$

De esta manera, a partir de un ajuste de V^{th} , es posible indicarle al esquema que; cuando $V(t) < V^{th}$, comience a evaluar la pendiente entre una muestra anterior y la actual, esta pendiente será una constante la cual podrá ser equivalente a C.

Considerando que el efecto del cambio de tap en los transformadores causa una repentina caída brusca de voltaje, pero es pequeña en magnitud y tiempo, sin embargo durante el cálculo de la pendiente puede ser vista esta variación, el cual puede confundir al esquema,

indicándole que existe una situación muy próxima de inestabilidad errónea de voltaje. Para evitar esto se hace un promedio de al menos tres muestras (2 muestras anteriores a la actual y la medición actual) para determinar el cálculo de la pendiente.

$$m = \frac{V_{avg2} - V_{avg1}}{t_{avg2} - t_{avg1}} \quad (4.5)$$

Donde:

$$V_{avg} = \frac{V_1 + V_2 + \dots + V_n}{N_{muestras}} \quad (4.6)$$

$$t_{avg} = \frac{t_1 + t_2 + \dots + t_n}{N_{muestras}} \quad (4.7)$$

Es importante utilizar un intervalo de tiempo entre muestra y muestra lo suficientemente grande para evitar estas acciones pero también lo suficientemente pequeño para garantizar que el esquema responda de forma rápida en la determinación de la aproximación a una situación de colapso de voltaje.

La pendiente m tiende a ser mayor conforme la caída de voltaje va siendo más prolongada, y se requiere que el esquema opere en un tiempo menor conforme la pendiente aumenta, por lo tanto se tiene que:

$$C = \frac{1}{m} \quad (4.8)$$

Para relacionar la magnitud de la pendiente calculada con la magnitud de la constante C se multiplica previamente la pendiente m por una constante k_1 , esta constante depende del intervalo de tiempo entre muestras tomadas (h) y la magnitud de C a la cual se desea ajustar. Normalmente la magnitud de C oscila entre valores del orden de décimas de unidad y en este trabajo se han considerado intervalos de tiempo entre una muestra y otra de 0.05 segundos, para lo cual el valor correspondiente de $k_1 = h/10$.

En forma matemática será igual a:

$$\left(\frac{1}{m}\right)k_1 = C = \int_{t_o}^{t_o+\tau} (V^{th} - V(t)) dt \quad (4.9)$$

A partir de esta deducción es posible variar la constante de acuerdo a la variación de la pendiente (m) del perfil de voltaje $V(t)$.

De forma similar, la cantidad ΔP^{sh} de potencia a tirar en el tiempo $t_o + \tau$ depende de la evolución en el tiempo de V . Para el cálculo de la potencia a tirar ΔP^{sh} , se monitorea la variación de la potencia activa en el momento de inestabilidad de voltaje. Para esto se tienen dos métodos de cálculo.

El primer método se aplica cuando la variación de voltaje es relativamente lenta (el esquema opera en tiempos mayores a un segundo). Tomando las muestras en intervalos de tiempo iguales, se monitorea la variación de la potencia activa, teniendo:

$$\Delta P^{sh} = \sum_{i=1}^{N_p} P_i^{avg} \quad (4.10)$$

N_p = Número total de valores de P^{avg} .

Donde:

$$P^{avg} = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_n}{N_{muestras}} \quad (4.11)$$

Cuando se tienen caídas grandes de tensión se requiere una operación rápida del esquema tirando carga lo suficientemente grande para volver al sistema estable, pero lo suficientemente pequeña para evitar sobretensiones. En el segundo método propuesto se determina la variación de la potencia activa con respecto a la variación del voltaje en cada muestra, esta variación será tomada como el valor de la constante K en cada instante, teniendo:

$$K = \frac{dP}{dV} \quad (4.12)$$

Donde:

$$\frac{dP}{dV} = \left(\frac{P_{avg2} - P_{avg1}}{V_{avg2} - V_{avg1}} \right) \quad (4.13)$$

Y la potencia a tirar será igual a:

$$\Delta P^{sh} = \int_{t_o}^{t_o+\tau} K(V^{th} - V(t))dt \quad (4.14)$$

Para determinar el método más conveniente se maneja el criterio siguiente; en el momento de caídas grandes de tensión, los tiempos de operación requeridos de los esquemas oscilan en un rango de 1 seg. ó menos. Considerando a 1 seg., como el tiempo de retardo crítico máximo. El cálculo de ΔP^{sh} será por medio de la ecuación (4.14) cuando τ se encuentra en el intervalo de $(\tau_{ST}^{min} - 1 \text{ seg.})$, si τ supera 1 seg., ΔP^{sh} será de acuerdo a la ecuación (4.10).

El control actúa abriendo interruptores en el área de distribución. Por lo tanto, la carga mínima a tirar corresponde a la carga más pequeña cuyo interruptor puede ser abierto, mientras que la máxima corresponde a abrir todos los interruptores maniobrables. Además para prevenir transitorios inaceptables, es recomendable limitar la potencia desconectada en un solo paso para algunos valores de ΔP_{tr}^{sh} . Las limitaciones de arriba son resumidas como sigue:

$$\min_k P_k \leq \Delta P^{sh} \leq \Delta P_{max}^{sh} \quad (4.15)$$

con

$$\Delta P_{max}^{sh} = \min \left(\sum_k P_k, \Delta P_{tr}^{sh} \right) \quad (4.16)$$

Donde P_k denota la potencia de carga individual detrás del k -ésimo interruptor bajo control.

La lógica de control se enfoca únicamente en la potencia activa pero también la potencia reactiva es reducida durante la acción de los interruptores.

A continuación se muestra el diagrama de bloques que describe el procedimiento del esquema UVLS para el cálculo del tiempo de retardo y cantidad de potencia a tirar. La evaluación del comportamiento del esquema se hace a través de simulaciones realizadas en el dominio del tiempo, por medio de un modelo del sistema implementado en el software comercial DigSILENT Power Factory 13.2. Los cálculos que efectúan los controles del esquema se realizan ejecutando un código escrito en MatLab versión 2007b.

La figura 4.4 muestra un diagrama de flujo que describe el proceso llevado a cabo por cada control que compone el UVLS.

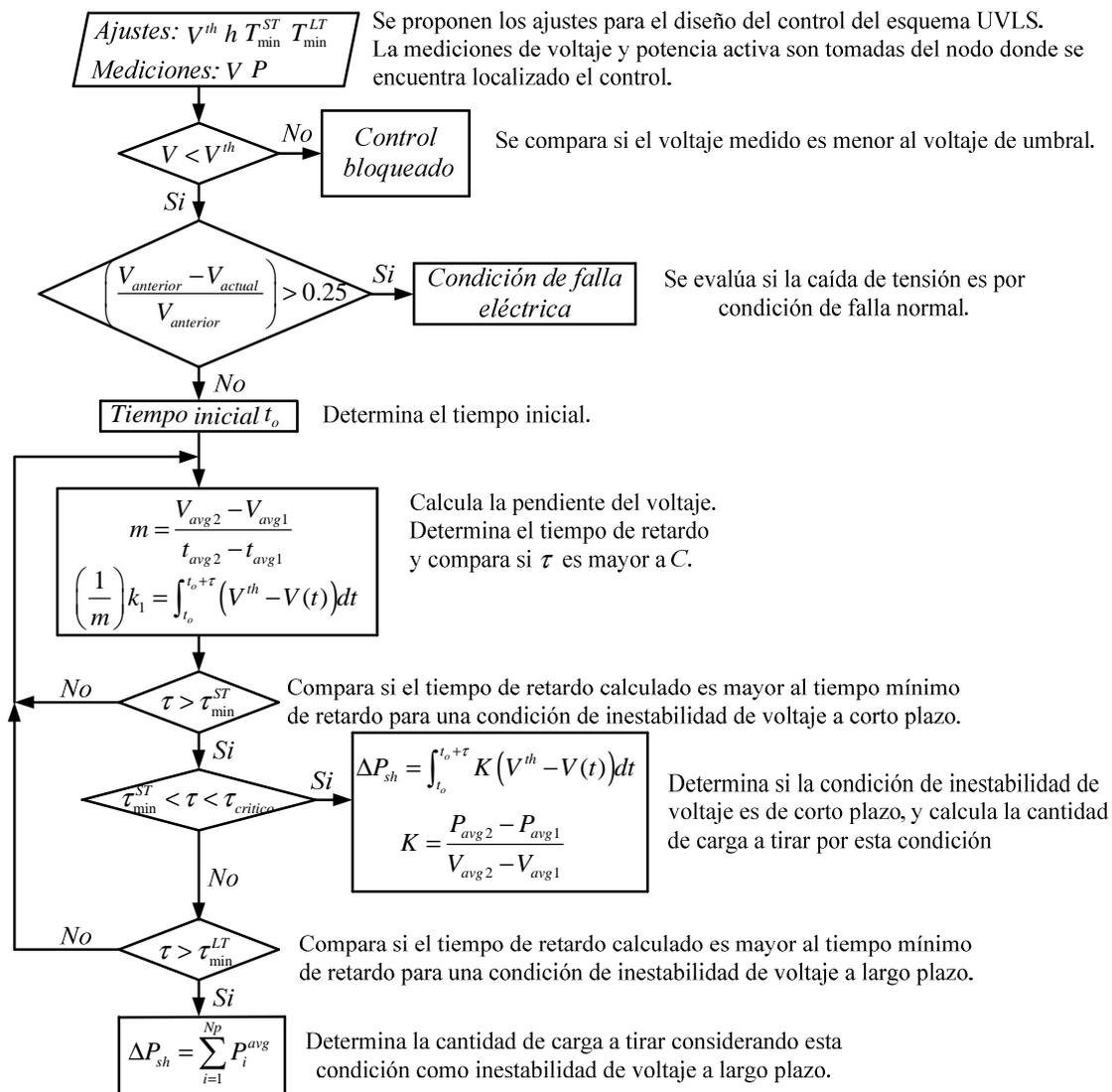


Figura 4.4.- Diagrama de flujo para el proceso de cálculo de cada control que compone el esquema UVLS.

IV.5.3.- Cooperación entre controladores.

Los controladores interactúan de una forma coordinada a través de la medición local del voltaje:

Considerando dos controladores cercanos: C_i monitoreando el bus i y C_j monitoreando el bus j donde $j \neq i$. Asumiendo que ambos controladores son iniciados por un disturbio dado.

Cuando C_i tira alguna carga, este causa que el voltaje se incremente no solo en el nodo i , sino también en los buses vecinos incluyendo el nodo j monitoreado. Debido a que V_j se incrementa, la integral $\int(V^{th} - V_j(t))dt$ crece de forma más lenta con el tiempo, por lo tanto conduce a un mayor retardo τ antes que C_j pueda actuar. El incremento del voltaje, V_j puede llegar a superar V^{th} , entonces en ese momento C_j se regresa al estado de reposo.

El hecho de actuar primero un controlador permite coordinar a los demás por medio de su medición de voltaje para retrasar su actuación o incluso detenerlo. La tendencia será tirar carga primero donde los voltajes caen más bajo, sin importar el tipo y localización del disturbio, garantizando su actuación sin importar la topología de la red en ese instante [13].

Los controles hasta este punto no intercambian información, pero son informados de sus acciones respectivas a través del propio sistema de potencia. Esto es posible por el hecho que los voltajes no tienen inercia; los efectos del tiro de carga son detectados casi instantáneamente. Ninguno de los controles requiere un modelo del sistema. Esto y la ausencia de canales de comunicaciones hacen al esquema de protección más simple y por lo tanto, más confiable.



V

EVALUACIÓN Y AJUSTE DEL ESQUEMA UVLS

V.1.-Introducción.

En este capítulo se presenta la aplicación del esquema “UVLS” diseñado para ser utilizado en dos sistemas de prueba, y tiene la finalidad de mostrar el desempeño ante diferentes concentraciones de carga y diversas contingencias. El propósito es mostrar que a partir de una serie de mediciones de la magnitud de voltaje y variación de la potencia activa, el esquema sea capaz de responder adecuadamente ante diferentes situaciones de inestabilidad de voltaje. Por otro lado, también se muestran algunos casos para los cuales el esquema no se desempeña de manera adecuada.

El procedimiento llevado a cabo para el diseño del esquema en cada uno de los sistemas de prueba es el siguiente:

- ❖ Proponer un rango de valores de voltaje de umbral V^{th} considerados como adecuados para el ajuste (valores típicos son del 95% del voltaje nominal en demanda máxima).
- ❖ Tomar la contingencia más severa, que lleve al sistema a una condición de inestabilidad de voltaje a largo plazo y determinar los tiempos de retardo (τ_{min}^{LT}). El ajuste de τ_{min}^{LT} más adecuado, será el tiempo que garantice el bloqueo del esquema UVLS, durante la recuperación del voltaje a su valor nominal después de presentarse una falla normal.
- ❖ Seleccionar V^{th} , el valor más adecuado, será aquel que cumpla con salvar al sistema exitosamente en la mayor cantidad de casos de inestabilidad de voltaje a largo plazo.
- ❖ Para el valor de V^{th} seleccionado, tomar la contingencia más severa que lleve al sistema a una condición de inestabilidad de voltaje a corto plazo. Determinar los tiempos de retardo τ_{min}^{ST} (valores típicos 67 ms hasta $t_{critico}$) y $t_{critico}$ (valores típicos de 1 seg.). El ajuste de τ_{min}^{ST} será aquel valor que garantice el bloqueo del esquema para condiciones de falla normal, pero que opere lo más rápido posible para una condición de inestabilidad de voltaje a corto plazo, garantizando la reacceleración de los motores de inducción, después de la acción del tiro de carga.

V.2.-Sistema de 10 nodos [5].

El sistema de prueba cuenta con diez nodos, los datos de la red y características dinámicas de las máquinas, así como sus controles se presentan en el apéndice B. Se consideran dos controles C_{B6} y C_{B9} , estos actuarán sobre las cargas a nivel de distribución localizados en los nodos B7 y B10. La contingencia consiste en la presencia de una falla trifásica a 50% de una línea entre los nodos B5 y B6, con un tiempo de liberación de 0.1 seg, desconectando permanentemente la línea. El desempeño del esquema se hace para diferentes concentraciones de carga, considerando el comportamiento dinámico de los motores de inducción.

En la tabla 5.1 se muestran los tiempos que le toma al sistema para colapsarse ante diferentes condiciones de carga, considerando de forma inicial la siguiente condición; en el nodo B7 se tiene conectada una carga compuesta por un grupo de motores en paralelo de tal forma que consumen un total de 3000 MW, en el nodo B10 se conectan dos cargas una compuesta por motores de inducción consumiendo 1500 MW y la otra es del tipo residencial representada con un modelo exponencial del tipo impedancia constante con factor de potencia unitario, con un valor de 1500 MW. La condición descrita anteriormente se tomará como el 100% de carga compuesta por motores. Para porcentajes menores se sustituye parte de la carga compuesta por los motores de inducción en MVA por carga del tipo Z_{cte} . Los motores conectados tienen las mismas características, cada uno de ellos es de 2500 KW, F.P.=0.83 y $\eta = 95\%$ [60].

Tabla 5.1. Condiciones de carga y tiempos de colapso de voltaje en el sistema de 10 nodos.

% motores de inducción	Nodo B7		Nodo B10		$t_{colapso}$ (seg)
	P_{Zcte} [MW]	P compuesta por motores [MW]	P_{Zcte} [MW]	P compuesta por motores [MW]	
100%	0	3000	1500	1500	3.7
90%	361.22	2700.9	1680.72	1350	4.8
80%	722.44	2400.8	1861.44	1200	27.2
75%	903.05	2250.75	1951.8	1125	70.2
70%	1083.66	2100.7	2042.16	1050	199.2

La figura 5.1 muestra el diagrama del sistema de 10 nodos empleado para el análisis y la localización de los controles que componen el esquema de tiro de carga por bajo voltaje.

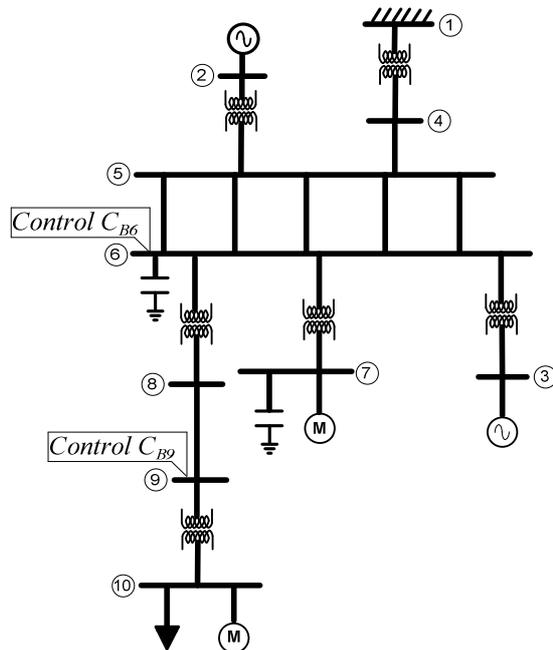


Figura 5.1.- Sistema de prueba de 10 nodos, implementación del esquema UVLS en los nodos B7 y B9 [5].

En la figura 5.2 se muestra la evolución del perfil de voltaje en el nodo B9 para diferentes condiciones de carga. Además se indica el rango para los valores del voltaje de umbral V^{th} posibles para el ajuste del esquema propuesto para los casos de inestabilidad de voltaje a largo plazo V_{LT}^{th} y corto plazo V_{ST}^{th} .

Tomando en cuenta que el tiempo de retardo del esquema τ , requerido para evitar acciones erróneas por la liberación de fallas normales depende del ajuste de V^{th} . No es recomendable seleccionar un valor alto porque también aumentará el valor de τ , tampoco es recomendable tomar un valor bajo de V^{th} porque esto le tomará más tiempo al esquema identificar una situación de bajo voltaje y aunque τ sea pequeño, es probable que aun tirando carga ya no sea suficiente para salvar al sistema [13]. En la figura 5.3 se observan las oscilaciones del voltaje inmediatamente después de liberar la falla y los intervalos de tiempo de retardo mínimo para garantizar la confiabilidad y selectividad del esquema en diferentes condiciones de inestabilidad de voltaje.

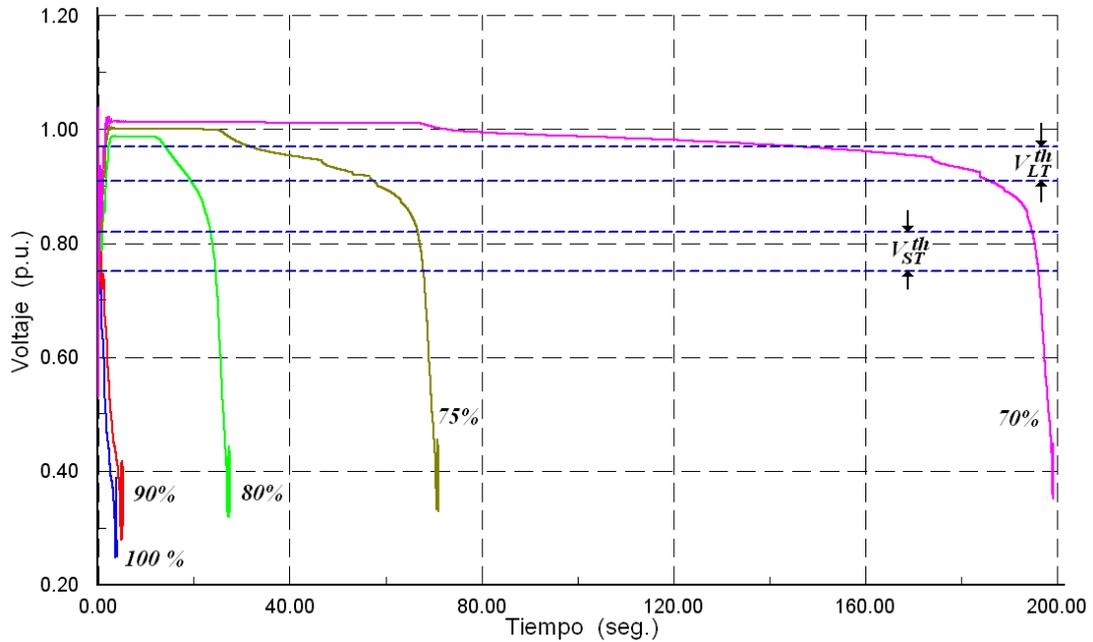


Figura 5.2. Evolución del voltaje en el nodo B9 con diferentes condiciones de carga, después de liberar una falla trifásica desconectando permanentemente la línea entre los nodos B5 y B6.

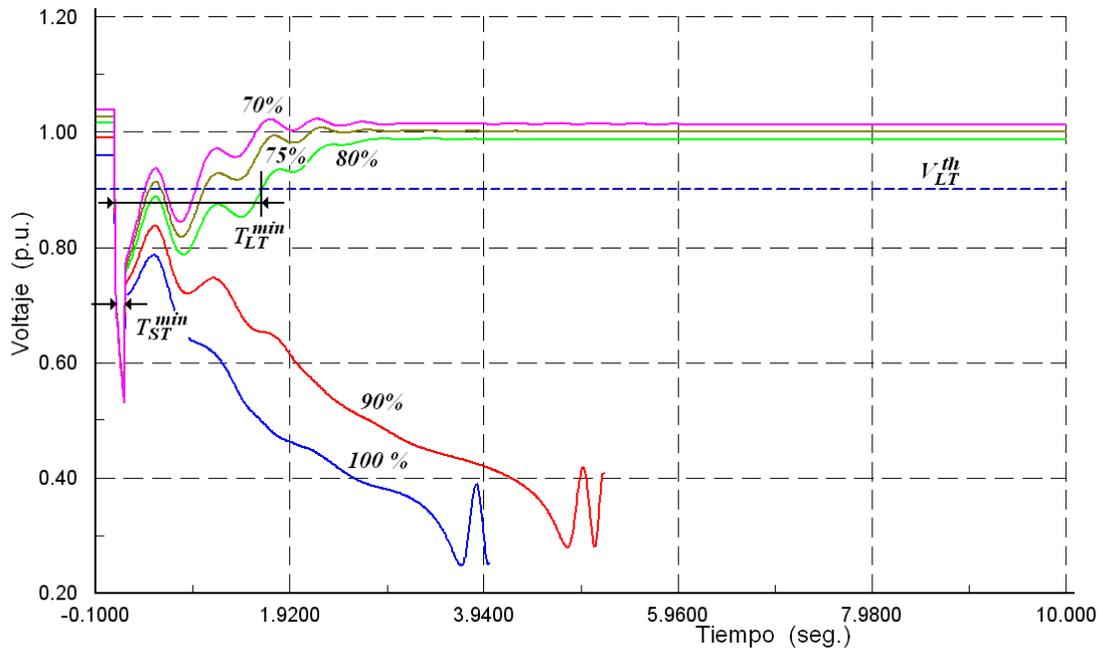


Figura 5.3.- Oscilación del voltaje en el nodo B9 debido a la falla trifásica.

Se toma el caso del 80% de carga con motores, como la condición de inestabilidad de voltaje a largo plazo más crítica, se realizan pruebas para diferentes valores de V^{th} , proponiendo $V_{B6}^{th} = 0.95 p.u.$ y $V_{B9}^{th} = 0.90 p.u.$ como los valores más adecuados para la detección de bajo voltaje. En la tabla 5.2 se muestran los valores de τ_{LT}^{min} para cada ajuste de V^{th} .

Tabla 5.2.- Valores de τ_{LT}^{min} correspondientes a V^{th} .

Nodo	V^{th} (p.u.)	τ_{min} (seg.)
B6	0.97	1.653
	0.96	1.605
	0.95	1.571
	0.94	1.543
	0.93	1.486
B9	0.92	1.700
	0.91	1.666
	0.90	1.622
	0.89	1.605
	0.88	1.560

A continuación se analizan 4 casos, para observar el desempeño del esquema diseñado.

Caso a: El sistema presenta una situación de inestabilidad de voltaje de largo plazo. El esquema únicamente está diseñado para tirar carga del tipo residencial (modelada como Z_{cte}), con la finalidad de mantener toda la carga compuesta por motores (considerada como carga de tipo industrial) en operación continua. La tabla 5.3 muestra la secuencia de operación de los controles para cada ajuste de V^{th} realizado. Se considera que el tiempo de apertura del interruptor es de 2 ciclos (33 ms), los cuales ya son agregados en el tiempo t especificado en la tabla. Se considerará una secuencia de hasta tres operaciones del esquema para cada caso.

Tabla 5.3 Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando únicamente carga del tipo Z_{cte} .

Ajuste de V^{th} (pu)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg)	t (seg)	V (p.u.)	ΔPsh [MW]	Estado del sistema
<i>Caso 70 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B6}	184.238	193.92	0.9147	98.2102	↑ x
		C_{B9}	184.238	193.92	0.8513	231.952	↑ x
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	2	C_{B9}	326.681	331.61	0.8442	238.548	x
		<i>El sistema colapsa en $t=469.48$ seg.</i>					
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	185.708	193.92	0.8513	203.674	↑ x
	2	C_{B6}	248.477	252.43	0.8965	135.873	x
	3	C_{B9}	247.84	252.47	0.8319	264.359	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=501.05$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	188.158	193.97	0.8471	174.35	↑ x
	2	C_{B9}	230.004	234.3	0.8191	281.485	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=428$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	189.628	195.15	0.8121	263.877	↑ x
	2	C_{B9}	277.914	280.7	0.8083	279.94	x
<i>El sistema colapsa en $t=283$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	191.49	195.44	0.7992	279.379	↑ x
	2	C_{B9}	191.588	197.00	0.7974	329.864	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=485$ seg.</i>							

Tabla 5.3.- Continuación

Ajuste de V_{th} (pu)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg)	t (seg)	V (p.u.)	ΔP_{sh} [MW]	Estado del sistema
<i>Caso 75 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	53.359	63.29	0.8716	158.778	↑ x
	2	C_{B9}	91.971	99.94	0.8454	238.125	↑ x
	3	C_{B9}	161.502	166.24	0.8453	220.783	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=247.4$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	57.23	66.95	0.8385	240.547	↑ x
	2	C_{B9}	114.707	118.36	0.8452	199.082	↑ x
	3	C_{B6}	114.952	119.15	0.8811	148.00	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=222.0$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	58.406	66.7	0.8281	239.4	↑ x
	2	C_{B9}	111.62	115.57	0.8195	253.5	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=208.0$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	60.905	66.77	0.8150	243.3	↑ x
	2	C_{B9}	112.698	115.77	0.8127	242.93	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=204.8$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	62.62	66.77	0.8150	209.34	x
	2	C_{B6}	63.551	70.04	0.8608	182.99	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=188$ seg.</i>							
<i>Caso 80 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	18.471	23.06	0.8376	267.74	↑ x
	2	C_{B9}	51.252	55.4	0.8402	225.57	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=102.63$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	19.353	23.35	0.8270	269.42	↑ x
	2	C_{B9}	51.105	54.9	0.8286	238.76	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=113.32$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	20.137	23.6	0.8164	272.08	x
	2	C_{B6}	20.725	25.85	0.8713	185.15	x
	3	C_{B9}	25.086	26.78	0.7851	101.52	x
<i>El sistema colapsa en $t=31.92$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	20.823	23.79	0.8065	273.26	x
	2	C_{B6}	21.411	25.12	0.8643	169.66	x
	3	C_{B9}	25.086	25.95	0.7665	299.74	↑ x
<i>El sistema colapsa en $t=172.0$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	21.411	23.91	0.7982	270.27	x
	2	C_{B6}	21.999	25.07	0.8521	174.97	x
	3	C_{B9}	24.694	25.61	0.7566	286.7	x
<i>El sistema colapsa en $t=29.66$ seg.</i>							

x = El esquema falló y el sistema eléctrico se colapsa.

↑ x = La magnitud de voltaje se eleva, pero el sistema tiende a colapsarse posteriormente.

* = El sistema es estable con valores aceptables de voltaje.

* += El sistema es estable, pero sus voltajes son muy elevados.

La figura 5.4 muestra la evolución de los perfiles de voltaje en el nodo B9 cuando actúa el esquema con los ajustes de $V_{B6}^{th}=0.95$ y $V_{B9}^{th}=0.90$, para diferentes condiciones de carga.

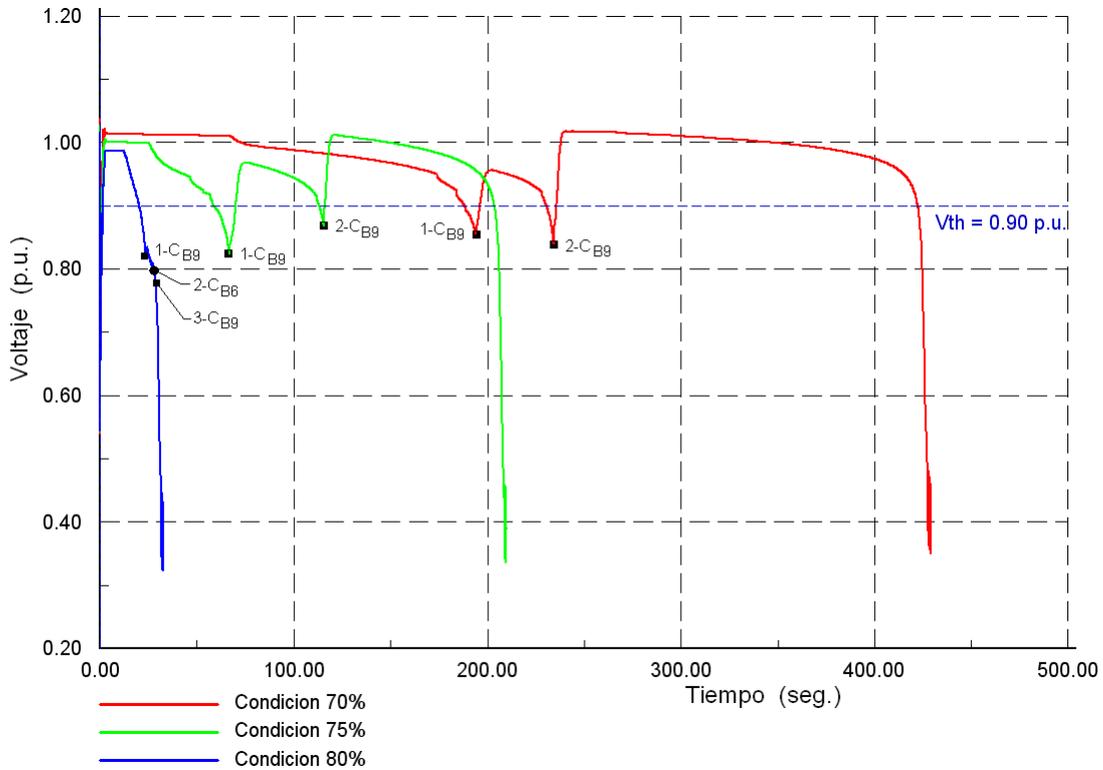


Figura 5.4.- Perfiles de voltaje monitoreados por el control en el nodo B9. El esquema únicamente tira carga del tipo Z_{cte} .

Puede observarse en la figura 5.4 que a pesar de desconectar una gran capacidad de carga, el sistema eléctrico no le es posible mantenerse estable en sus perfiles de voltaje. Lo cual muestra para este caso una situación delicada tirando únicamente carga de este tipo.

Caso b: El sistema presenta la misma situación de inestabilidad de voltaje de largo plazo, a diferencia que, en este caso se considera tirar carga compuesta por motores de inducción (P_{cte}).

Tabla 5.4 Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando únicamente carga compuesta por motores.

Ajuste de V^{th} (pu)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg.)	t (seg.)	V (p.u.)	ΔP_{sh} [MW]	Estado del sistema
<i>Caso 70 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B6}	184.238	193.92	0.9147	98.2124	*
		C_{B9}	183.944	193.92	0.8512	231.953	
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	185.708	193.92	0.8512	203.678	*
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	188.158	193.97	0.8471	174.353	*
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	189.628	195.15	0.8121	263.89	*
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	191.49	195.44	0.7992	279.394	*
<i>Caso 75 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	53.359	63.29	0.8716	158.778	$\uparrow x$
	2	C_{B9}	315.95	322.74	0.8452	264.936	*
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	57.23	65.98	0.8385	240.548	*
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	58.406	66.42	0.8281	239.396	*
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	60.905	66.77	0.8150	243.324	*
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	62.62	66.77	0.8150	209.339	*
<i>Caso 80 %</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	18.471	23.06	0.8376	267.742	$\uparrow x$
	2	C_{B9}	537.675	541.48	0.8435	256.314	*
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	19.353	23.35	0.8270	26.423	$\uparrow x$
	2	C_{B6}	533.118	536.23	0.8841	157.862	*
		C_{B9}	533.118	536.23	0.8293	273.756	
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	20.137	23.6	0.8164	272.084	$\uparrow x$
	2	C_{B9}	561.44	563.92	0.8181	278.845	*
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	20.823	23.79	0.8065	273.26	$\uparrow x$
	2	C_{B9}	512.342	514.48	0.8050	293.035	*
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	21.411	23.94	0.7982	270.277	$\uparrow x$
	2	C_{B9}	479.071	480.86	0.7962	288.991	*

El desempeño del esquema para las tres condiciones de carga con un ajuste de los voltajes de umbral $V_{B6}^{th}=0.95$ y $V_{B9}^{th}=0.90$, es mostrado en la figura 5.5.

En la figuras 5.6 y 5.7 se muestra los perfiles de voltaje en los nodos de carga (lado de distribución), como puede observarse los perfiles de voltaje después de la acción del esquema se mantienen dentro de un límite permitido, establecido en este sistema.

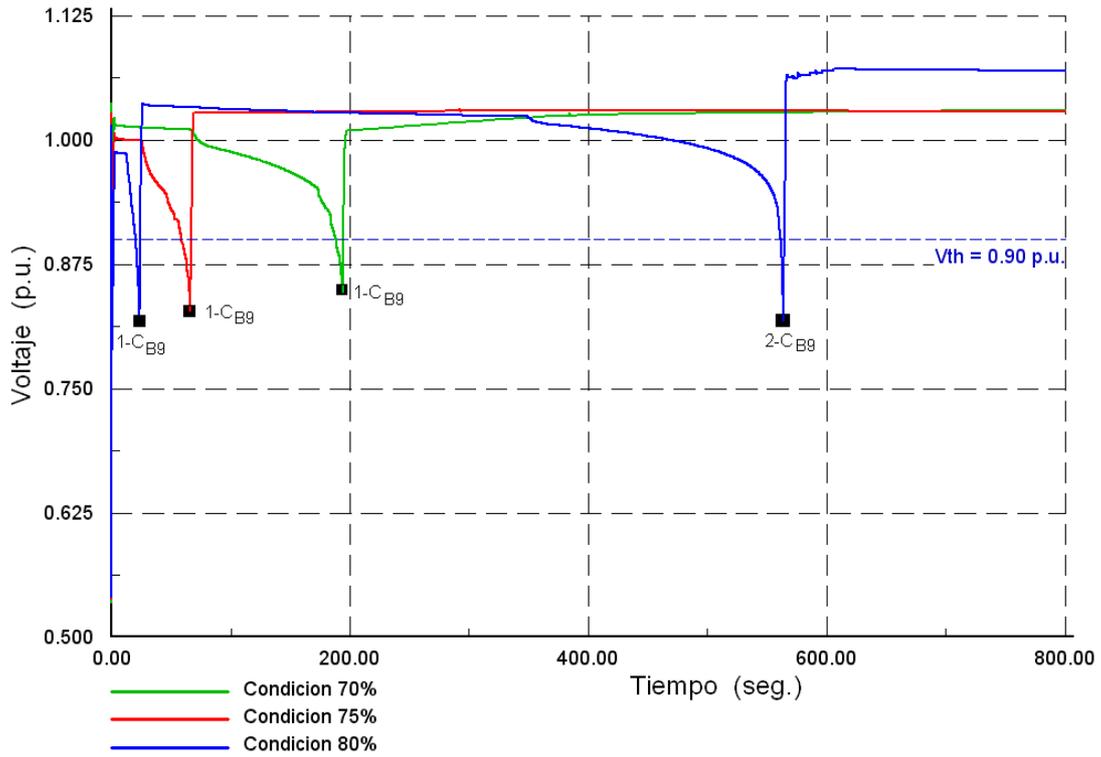


Figura 5.5.- Perfiles de voltaje monitoreados por el control en el nodo B9. El esquema únicamente tira carga compuesta por motores.

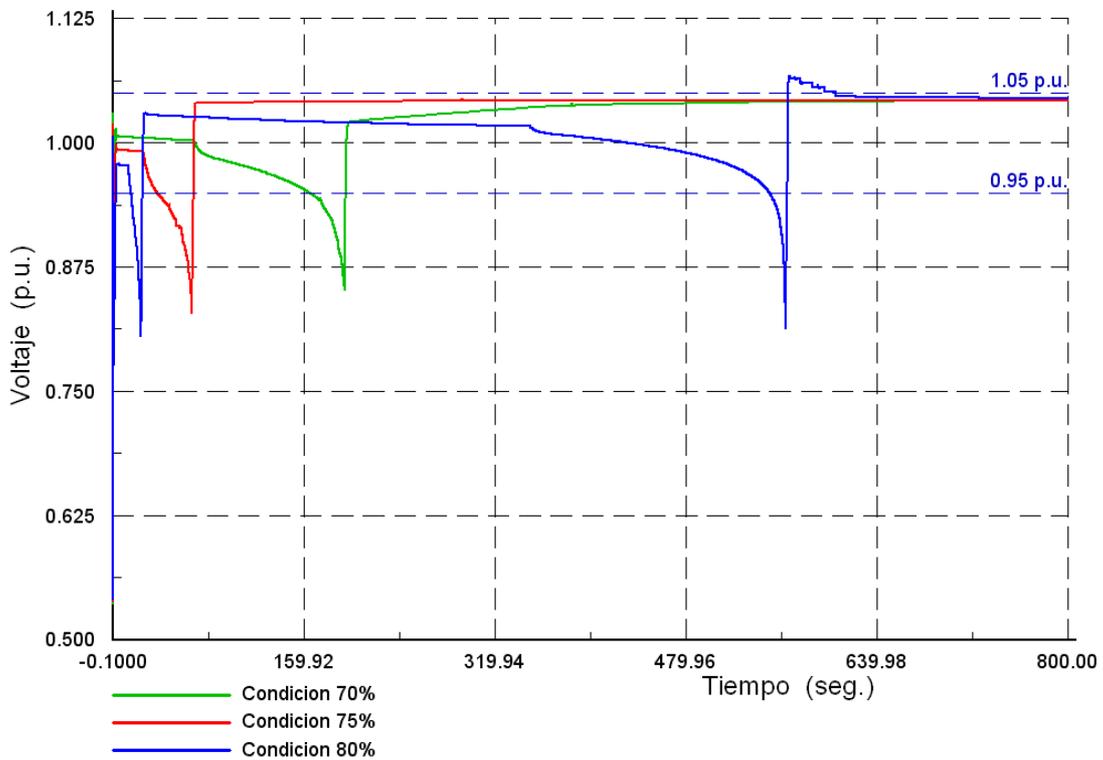


Figura 5.6.- Perfiles de voltaje en el nodo B10, durante la acción del tiro de carga.

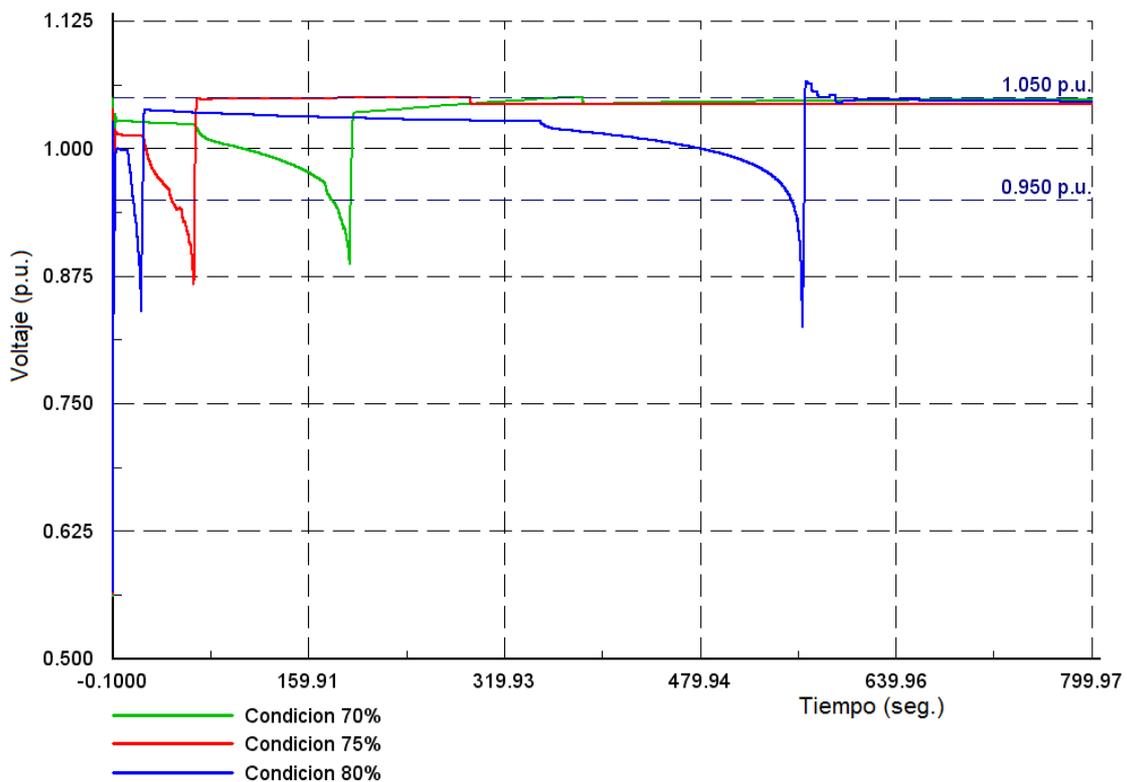


Figura 5.7.- Perfiles de voltaje en el nodo B7, durante la acción del tiro de carga

En la figura 5.8 se muestra el comportamiento de la corriente de campo en el generador G3. El limitador de sobreexcitación tiene una característica de tiempo inverso, puede observarse como a medida que el generador se encuentra más cargado, la corriente de campo aumenta y el tiempo de retardo para la operación del limitador disminuye.

Cuando el esquema actúa, se produce una elevación repentina en la magnitud de voltaje, el cual provoca un aumento instantáneo en la velocidad de los motores, sin embargo esta tiende a estabilizarse conforme el voltaje también lo hace. Cabe mencionar que la velocidad a la que se mantienen los motores es superior a la unidad, sin embargo no representa grandes variaciones ya que se encuentra en un rango menor del 3%, como se muestra en la figura 5.9.

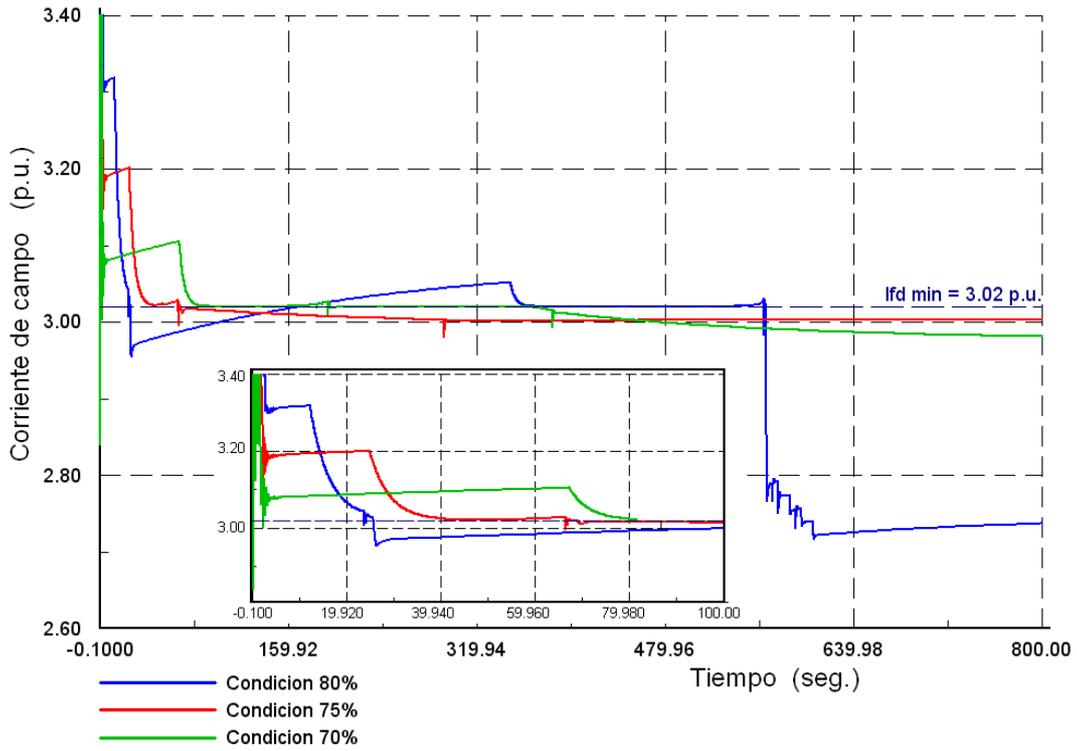


Figura 5.8.- Comportamiento de la corriente de campo durante la acción del limitador de sobreexcitación en el generador G3.

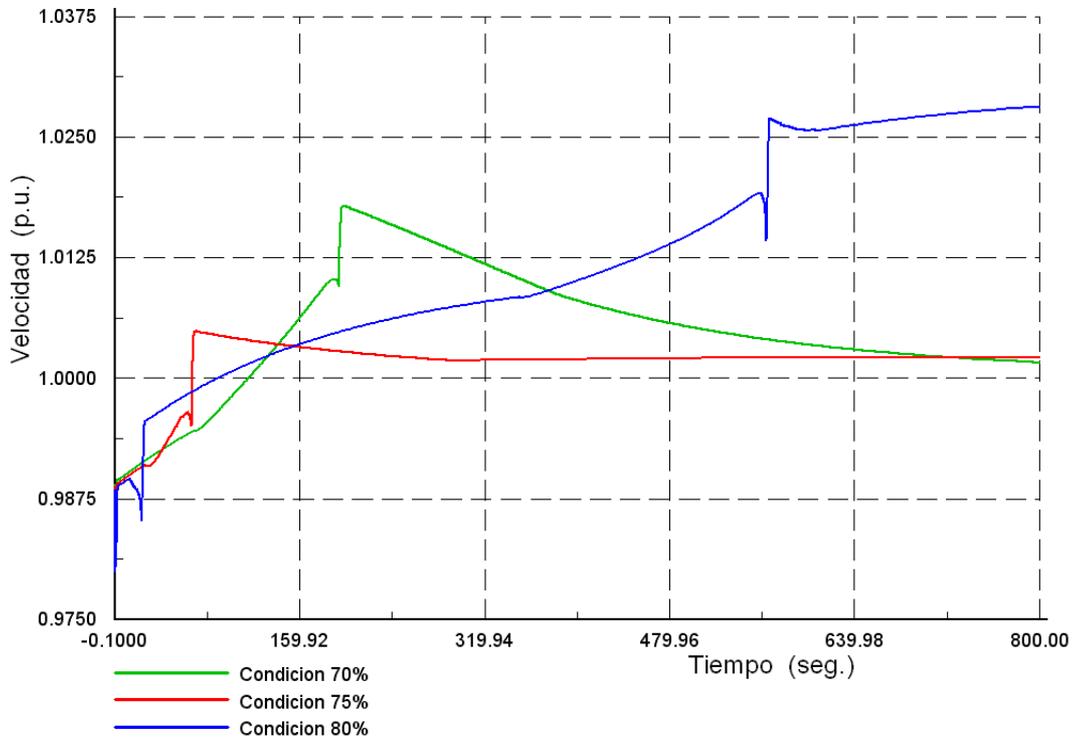


Figura 5.9.- Comportamiento de la velocidad en los motores de inducción.

Caso c: El sistema presenta una situación de inestabilidad de voltaje a corto plazo, debido a una gran concentración de motores. Se presentan dos situaciones, un esquema está diseñado para tirar carga únicamente del tipo Z_{cte} , y el otro está diseñado para tirar carga compuesta por motores únicamente. Como ejemplo se muestra el caso de 90% de carga con motores de inducción.

Tabla 5.5 Secuencia de operación de los controles para diferentes condiciones de carga, desconectando carga del tipo Z_{cte} y compuesta por motores de inducción.

<i>Caso: Desconectando carga del tipo Z_{cte}.</i>							
<i>Ajuste de V_{th} (pu)</i>	<i>Secuencia de operación.</i>	<i>Control</i>	<i>t_o (seg)</i>	<i>t (seg)</i>	<i>V</i>	<i>ΔP_{sh} [MW]</i>	<i>Estado del sistema</i>
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	480.23	x
	2	C_{B6}	0.292	1.35	0.8401	361.22	x
	3	C_{B9}	0.978	1.99	0.7495	379.57	x
<i>El sistema colapsa en $t=7.39$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	440.018	x
	2	C_{B6}	0.292	1.35	0.8368	359.48	x
	3	C_{B9}	0.978	1.99	0.7373	307.085	x
<i>El sistema colapsa en $t=6$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	399.802	x
	2	C_{B6}	0.292	1.35	0.8334	315.4	x
	3	C_{B9}	0.978	1.94	0.7297	572.22	x
<i>El sistema colapsa en $t=6$seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	359.58	x
	2	C_{B6}	0.292	1.35	0.8301	270.83	x
	3	C_{B9}	0.978	1.94	0.7147	709.083	x
<i>El sistema colapsa en $t=5.8$ seg.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	319.37	x
	2	C_{B6}	0.292	1.35	0.8341	246.17	x
	3	C_{B9}	0.978	1.94	0.7021	404.188	x
<i>El sistema colapsa en $t=5.5$ seg.</i>							
<i>Caso: Desconectando carga compuesta por motores de inducción.</i>							
$V_{B6}^{th}=0.97$ $V_{B9}^{th}=0.92$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	480.232	↑ x
	2	C_{B6}	390.92	393.94	0.8912	144.134	x
	3	C_{B9}	391.9	395.02	0.8279	299.151	↑ x
	4	C_{B6}	1323.29	1324.2	0.8747	213.553	x
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	440.016	↑ x
	2	C_{B6}	267.734	270.51	0.8824	140.0	x
	3	C_{B9}	268.616	271.19	0.8231	264.966	*
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	399.8	↑ x
	2	C_{B6}	178.456	180.84	0.8665	144.092	x
	3	C_{B9}	178.995	181.37	0.8051	288.355	*
$V_{B6}^{th}=0.94$ $V_{B9}^{th}=0.89$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	359.584	↑ x
	2	C_{B6}	114.364	116.6	0.8578	161.023	*
	3	C_{B9}	114.707	116.6	0.8044	244.291	
$V_{B6}^{th}=0.93$ $V_{B9}^{th}=0.88$	1	C_{B9}	0.292	0.96	0.7254	319.368	↑ x
	2	C_{B9}	72.665	74.46	0.7939	266.963	*

Las figuras 5.10 y 5.11 muestran los perfiles de voltaje en los nodos de transmisión y distribución, respectivamente; para la operación del esquema con dos ajustes de V^{th} diferentes, desconectando carga compuesta por motores de inducción. Además en la figura 5.12 se muestra la variación en la velocidad de los motores de inducción, después de la acción del tiro de carga.

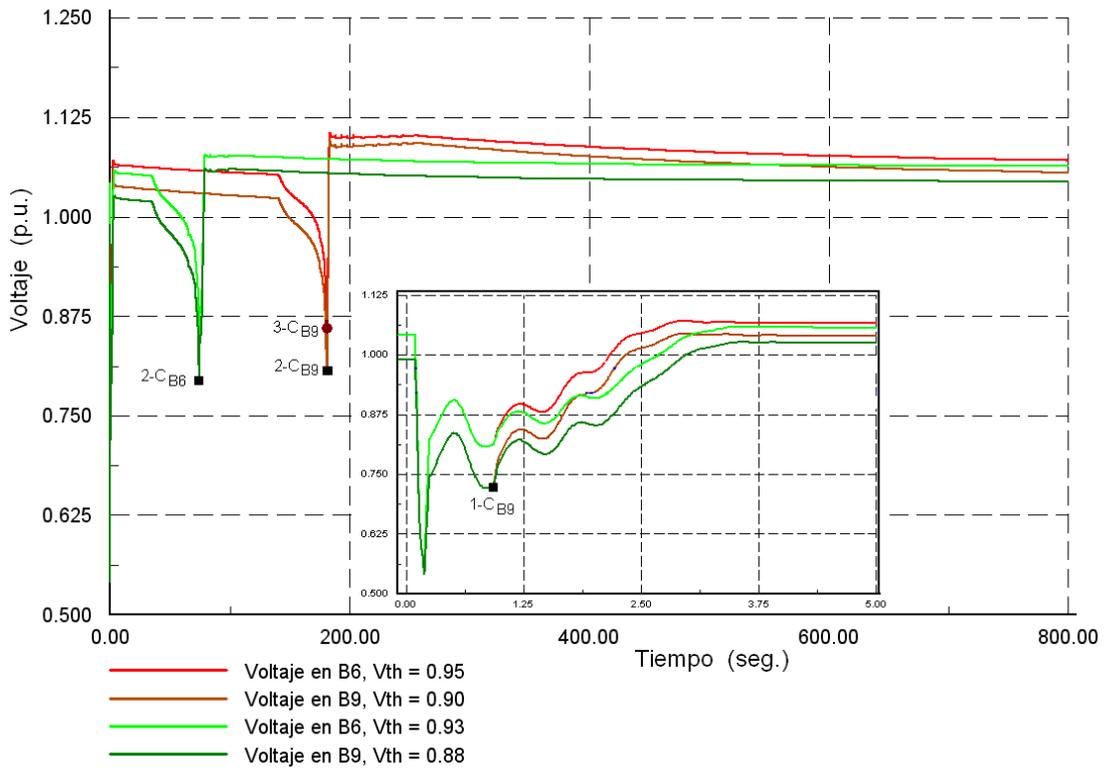


Figura 5.10.- Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión B6 y B9, durante la operación del esquema desconectando carga compuesta por motores de inducción.

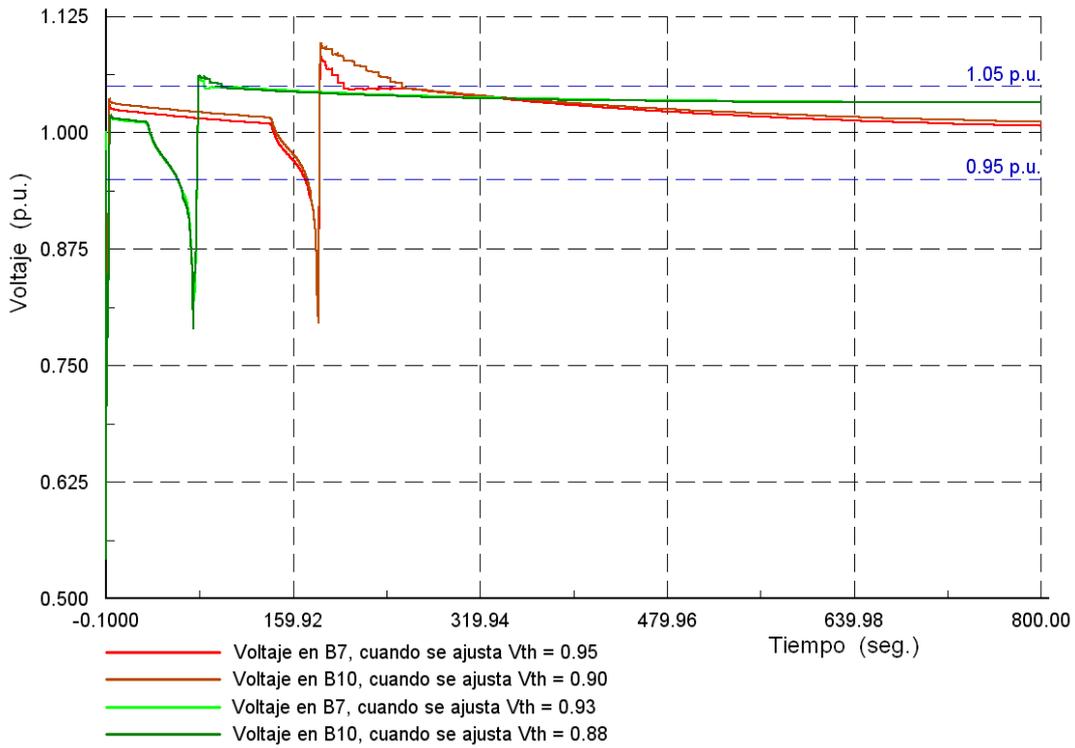


Figura 5.11.- Perfiles de voltaje en los nodos de distribución B7 y B10.

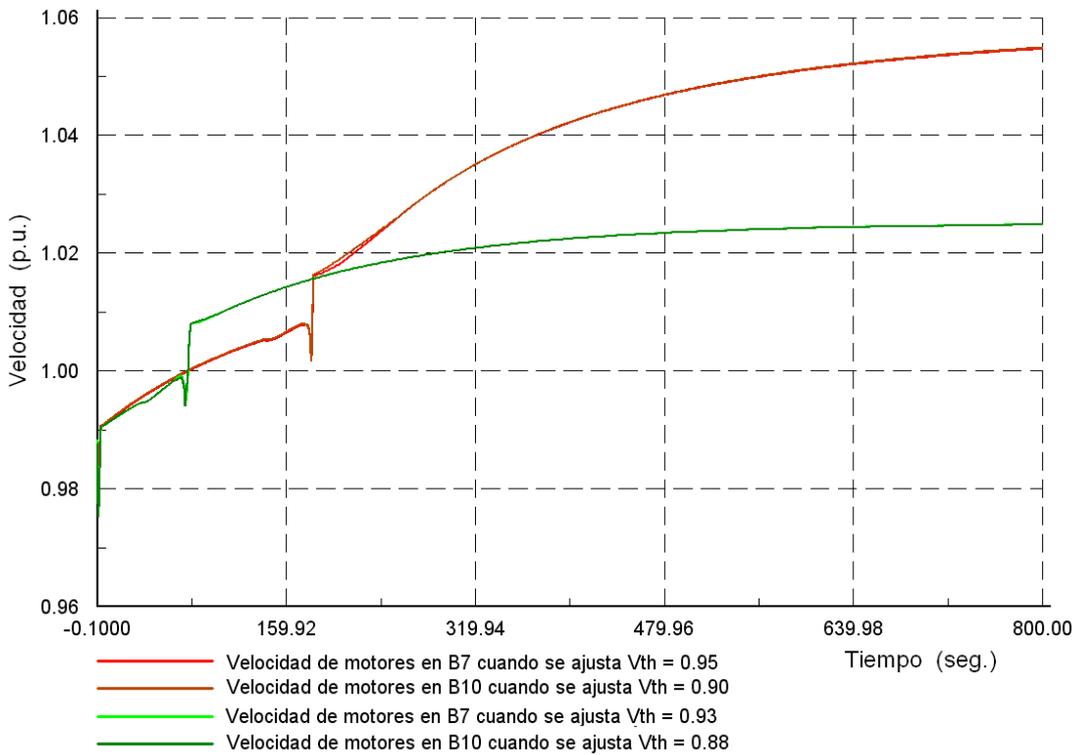


Figura 5.12.- Velocidad de los motores que permanecen conectados en los nodos B7 y B10, durante la operación del esquema con dos ajustes de V^{th} diferentes.

Para este sistema, el tiempo mínimo de operación calculado por ambos controles es de $\tau = 0.392 \text{ seg}$. Para evitar que el esquema opere erróneamente durante la liberación de una falla normal por medio de relevadores convencionales, se propone un ajuste de $\tau_{ST}^{min} = 0.6 \text{ seg}$.

Teniendo en cuenta que τ_{ST}^{min} tiende a ser crítico conforme aumenta su valor, se evalúa el desempeño del esquema aumentando gradualmente los valores de τ_{ST}^{min} en ambos controles. La figura 5.13 muestra los perfiles de voltaje en el nodo B9 para los diferentes ajustes de τ_{ST}^{min} , con valores de $V_{B6}^{th} = 0.95$ y $V_{B9}^{th} = 0.90$.

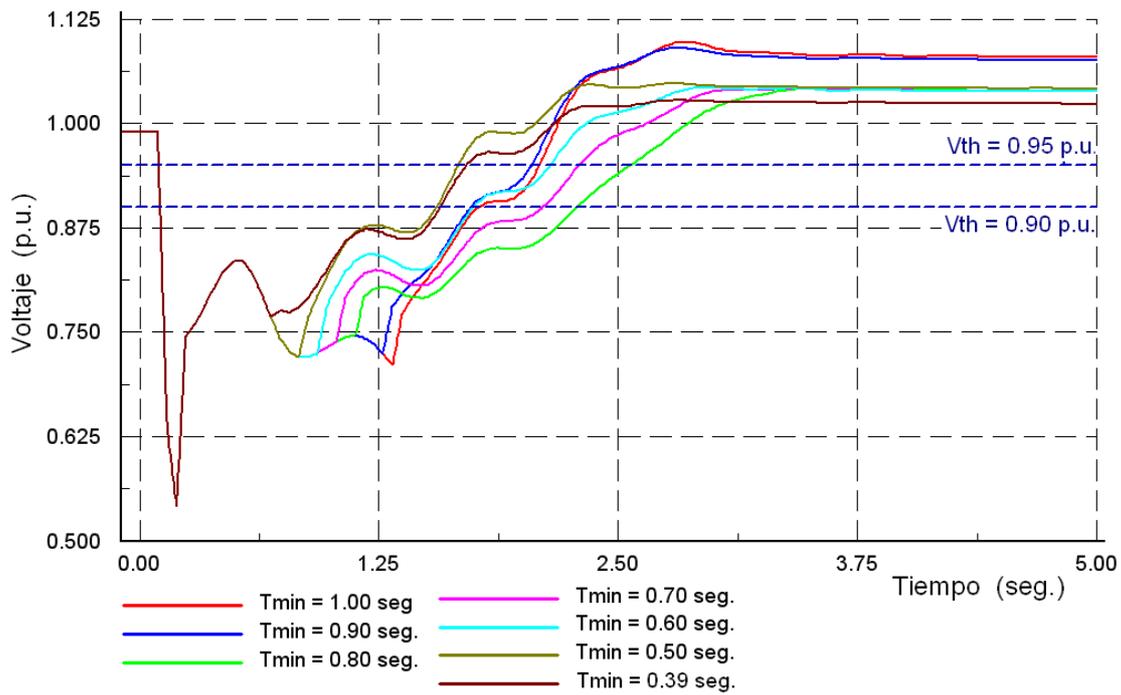


Figura 5.13.- Perfiles de voltaje en los nodos B9, durante la operación de los controladores con diferentes valores de τ_{ST}^{min} .

Como puede observarse al aumentar el valor de τ_{ST}^{min} , los perfiles de voltaje tienden a recuperarse en un tiempo mayor, esto puede influir en la capacidad de reaceleración de los motores de inducción. Cuando operan ambos controladores, se presenta un tiro de carga excesivo, causando sobretensiones, como se ve en el caso de $\tau_{ST}^{min} = 0.9$ y $\tau_{ST}^{min} = 1$. Cabe mencionar que el controlador está diseñado para comenzar un proceso de cálculo únicamente cuando el perfil de voltaje se encuentre por debajo de V^{th} y la pendiente sea negativa, la segunda condición, garantiza el cálculo de ΔP_{sh} promedio durante las oscilaciones del voltaje. Esto puede observarse para los casos de $\tau_{ST}^{min} = 0.6, 0.7$ y 0.8 , donde la carga a tirar fue de $\Delta P_{sh} = 399.802 \text{ MW}$, pero a diferentes retardos de tiempo. La figura 5.14 muestra el comportamiento de la velocidad en los motores para los diferentes ajustes de τ_{ST}^{min} .

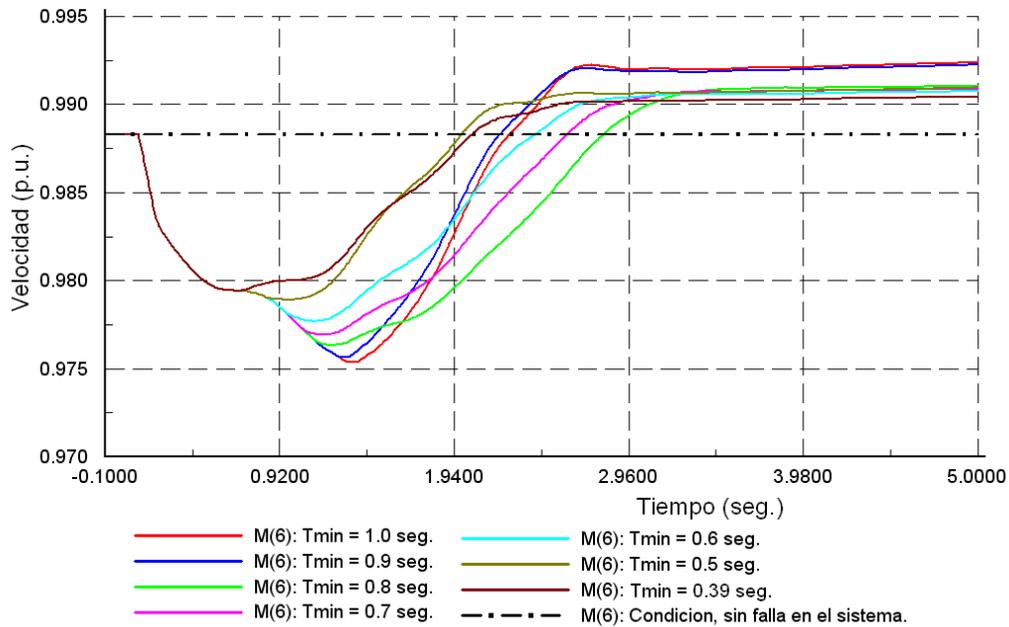


Figura 5.14.- Velocidad en los motores de inducción durante la operación del esquema para diferentes tiempos de retardo τ_{ST}^{min} .

En la figura 5.15 se muestran los perfiles de voltaje, durante la operación del esquema cuando se desconecta únicamente carga del tipo Z_{cte} . Puede notarse que las características de la carga son esenciales para la selección del tiro de carga en el esquema.

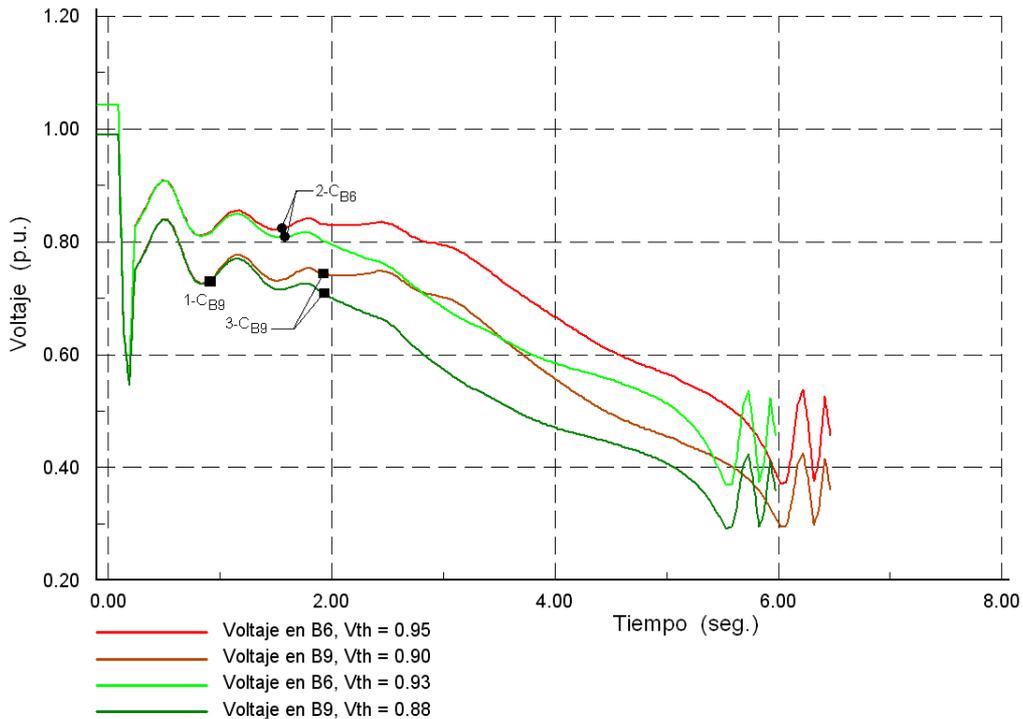


Figura 5.15.- Perfiles de voltaje en los nodos B6 y B9, durante la operación del esquema desconectando únicamente carga del tipo Z_{cte} .

Caso d: La actuación del esquema genera una sobretensión por la desconexión de una gran cantidad de carga en el momento de su actuación.

Un inconveniente en el diseño de este esquema es la operación simultánea de los controles, tirando una cantidad excesiva de carga en un solo paso, un ejemplo se muestra en la figura 5.16 teniendo la condición de 100% de carga con motores, para dos diferentes ajustes de V^{th} . Además cuando la carga que va a tirar por un solo control es muy grande puede causar el mismo efecto. En la tabla 5.6 se muestra la secuencia de operaciones del esquema para dos situaciones que conducen a sobretensiones.

Tabla 5.6.-Secuencia de operaciones de los controles actuando simultáneamente o únicamente uno de ellos, tirando una cantidad excesiva de carga.

Caso 100 %								
Ajuste de V^{th} (p.u.)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg)	t (seg)	$v(t)$	ΔP_{sh} [MW]	Equivalente en motores	Estado del sistema
$V_{B6}^{th}=0.96$ $V_{B9}^{th}=0.91$	1	C_{B6}	0.292	0.96	0.7368	382.319	153	x
		C_{B9}	0.292	0.96	0.6352	393.832	158	
	2	C_{B6}	0.978	1.99	0.7829	743.204	298	$\uparrow x$
		C_{B9}	0.978	1.99	0.6984	454.272	182	
<i>El sistema colapsa en $t=200$ seg.</i>								
$V_{B6}^{th}=0.95$ $V_{B9}^{th}=0.90$	1	C_{B6}	0.292	0.96	0.7368	361.549	145	x
		C_{B9}	0.292	0.96	0.6352	376.708	151	
	2	C_{B9}	0.978	1.94	0.6824	1034.98	414	$\uparrow x$
<i>El sistema colapsa en $t=200$ seg.</i>								

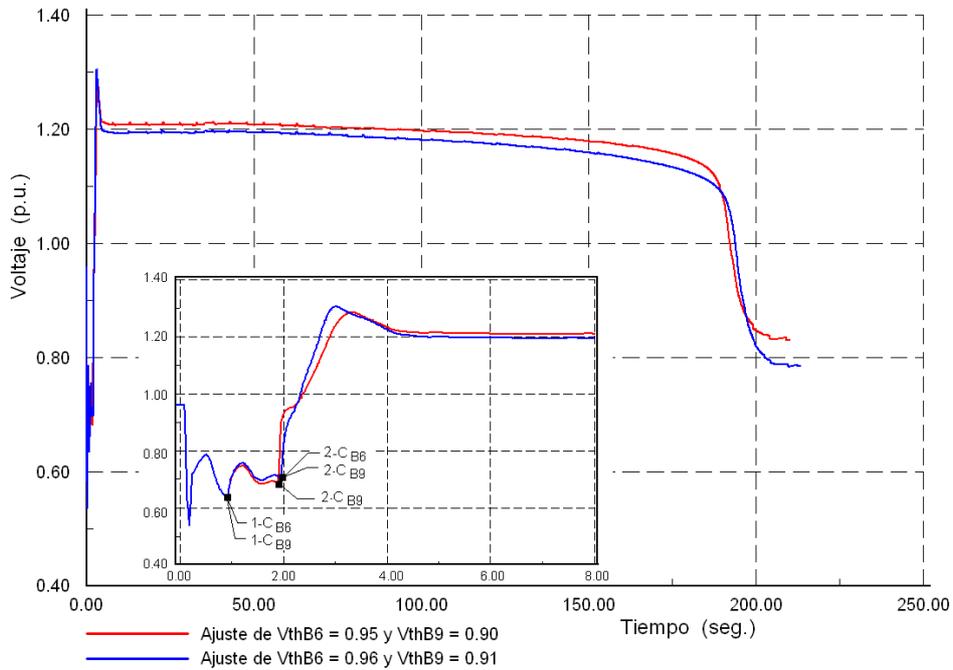


Figura 5.16.- Sobretensión provocada por la acción de los controles, desconectando gran cantidad de carga.

V.3.-Sistema de 30 nodos [61].

El siguiente sistema de prueba cuenta con 30 nodos, en el apéndice C se proporcionan los datos de la red y características dinámicas de las máquinas, además de los ajustes realizados en los controles de los generadores. Se colocan siete controles C_{N101} hasta C_{N107} , estos actuarán sobre las cargas a nivel de distribución que se encuentran en los nodos N201 hasta N207. Se evalúa el sistema para determinar las contingencias que pueden llevar a valores muy bajos de voltaje o incluso el colapso del sistema. El sistema de análisis es el mostrado en la figura 5.17.

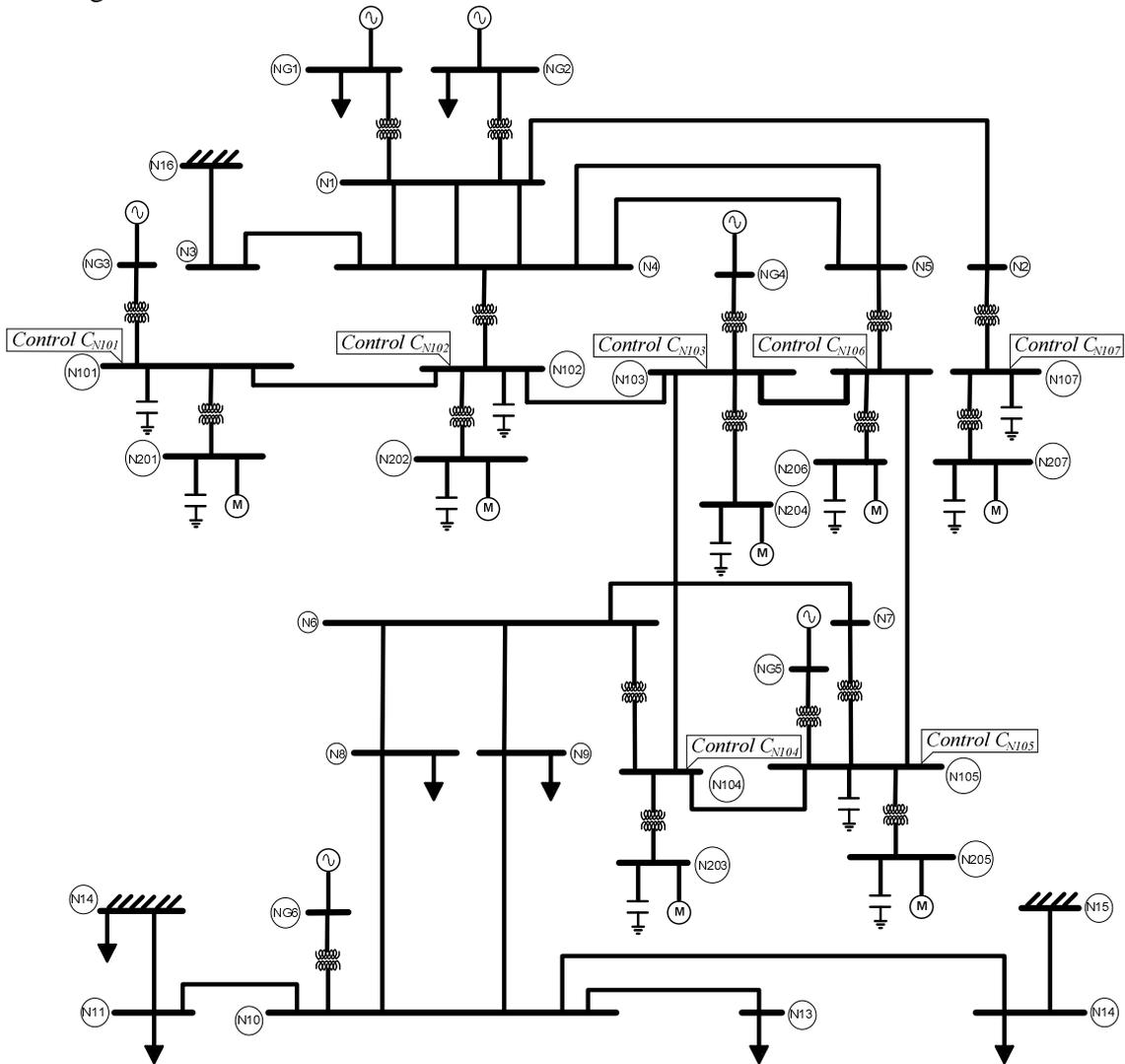


Figura 5.17.- Sistema de 30 nodos.

Se realiza un análisis inicial de estabilidad de voltaje haciendo uso de las curvas PV, para identificar los nodos de transmisión más sensibles. Este análisis consiste en incrementar la carga poco a poco partiendo de una cantidad base hasta llegar al punto de colapso del sistema eléctrico. Los modelos de carga son de tipo exponencial, considerados como

potencia constante. El incremento de carga se realizará únicamente, en los nodos N201 hasta N207. En la figuras 5.18 y 5.19 se muestran las curvas PV resultantes.

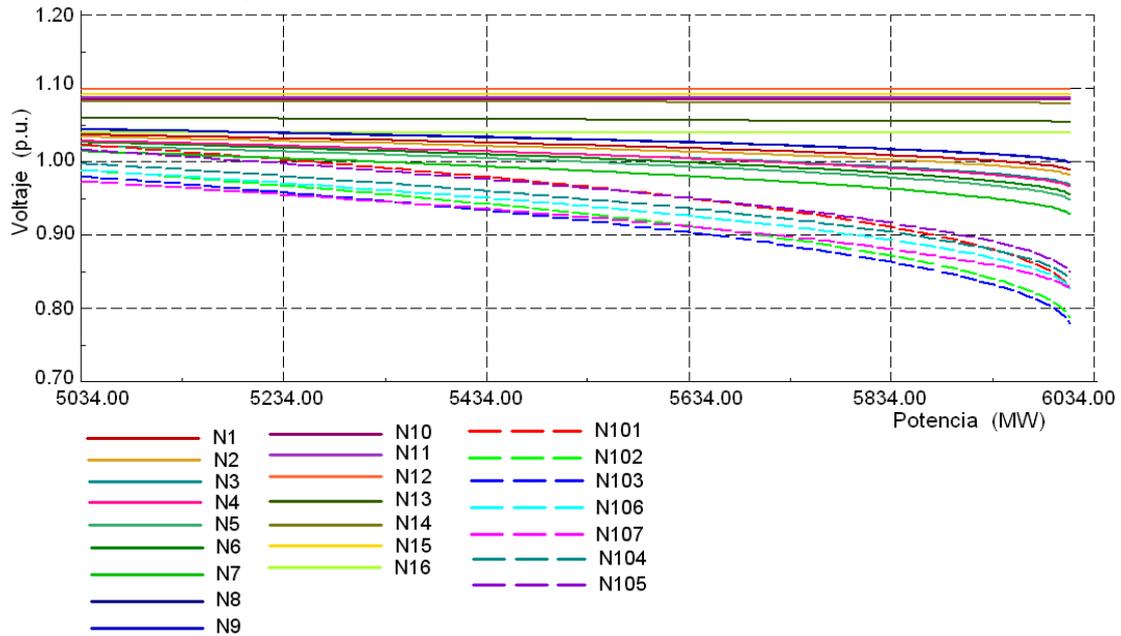


Figura 5.18.- Curvas PV correspondientes a todos los nodos de transmisión.

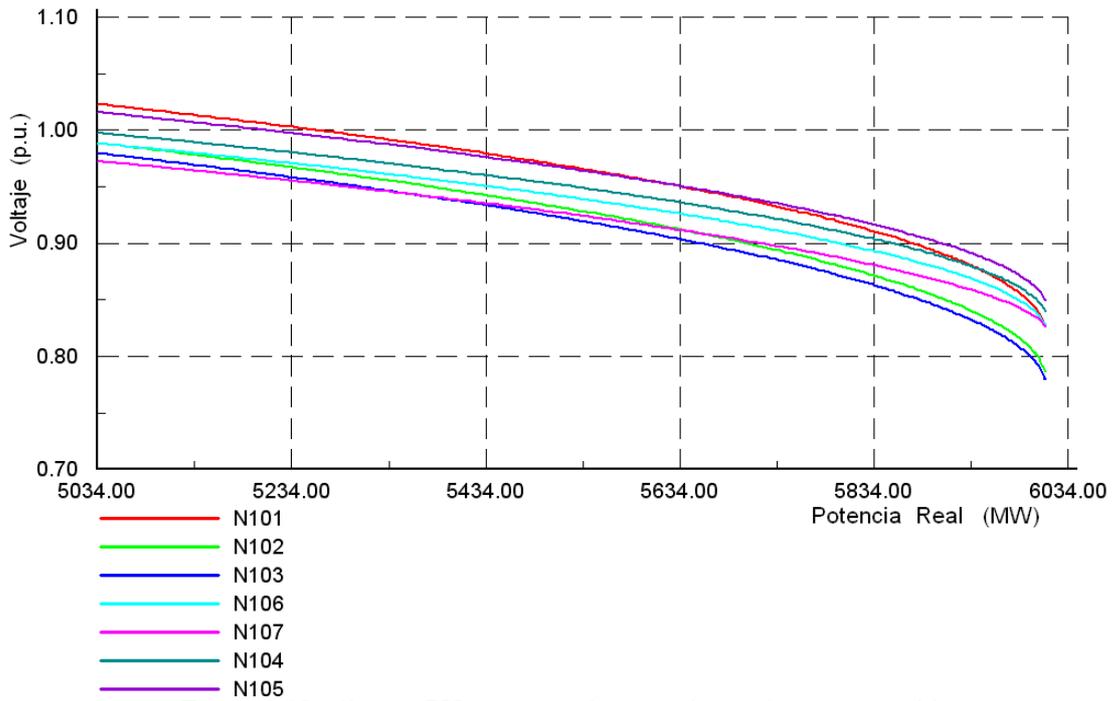


Figura 5.19.- Curvas PV correspondientes a los nodos más sensibles.

Las curvas PV mostradas en la figura 5.19 muestra el comportamiento del voltaje en los nodos cuando se tiene un incremento uniforme en las cargas. Puede observarse que el sistema se acerca a un punto de equilibrio inestable conforme aumenta la carga y colapsa

cuando se tiene un factor de carga de 1.198, siendo N102, N103 y N107 los nodos más sensibles.

Sin embargo, este análisis es en estado estacionario, a continuación se presenta un análisis de contingencias para observar el comportamiento de los perfiles de voltaje en el tiempo en los nodos más sensibles identificados por medio de las curvas PV (nodos N101- N107).

La carga está compuesta por motores de inducción, cada motor tiene una capacidad de 2.5 MW, F.P. =0.83 y $\eta = 94.4\%$ [60]. La tabla 5.7 muestra los resultados de las diversas contingencias realizadas en la red.

Tabla 5.7.- Contingencias en líneas de transmisión.

<i>No. de contingencia</i>	<i>Nodo fallado</i>	<i>Línea desconectada</i>	<i>Tiempo crítico de liberación</i>	<i>No. de contingencia</i>	<i>Nodo fallado</i>	<i>Línea desconectada</i>	<i>Tiempo crítico de liberación</i>
1	N11	L11-10	0.05	23	N10	L10-14	0.05
2	N10	L11-10	0.05	24	N14	L10-14	0.10
3	N6	L6-8	0.10	25	N4	L3-4	0.14
4	N8	L6-8	0.18	26	N3	L3-4	0.08
5	N4	L6-4	0.10	27	N5	L5-4(1)	0.1
6	N6	L6-4	0.12	28	N4	L5-4(1)	0.13
7	N6	L6-7	0.11	29	N4	L5-4(1) L5-4(2)	0.05
8	N7	L6-7	0.17	30	N5	L5-4(1) L5-4(2)	0.05
9	N10	L13-10	0.05	31	N102	L102-103	0.17
10	N13	L13-10	0.45	32	N103	L102-103	0.13
11	N8	L8-10	0.17	33	N101	L102-101	0.22
12	N10	L8-10	0.13	34	N102	L102-101	0.16
13	N9	L9-10	0.17	35	N103	L103-106	0.12
14	N10	L9-10	0.13	36	N106	L103-106	0.18
15	N1	L1-4(1)	0.11	37	N106	L106-105	0.19
16	N4	L1-4(1)	0.10	38	N105	L106-105	0.18
17	N1	L1-4(1) L1-4(2)	0.10	39	N104	L104-105	0.18
18	N4	L1-4(1) L1-4(2)	0.10	40	N105	L104-105	0.18
19	N1	L1-4(2) L1-4(3)	0.10	41	N103	L103-104	0.12
20	N4	L1-4(2) L1-4(3)	0.10	42	N104	L103-104	0.17
21	N1	L1-2	Estable	22	N2	L1-2	Estable

Retomando el estudio de las contingencias se tiene que los nodos N103 y N107 son los más sensibles, por lo tanto se tomaran como referencia para establecer un rango de voltaje de umbral para el ajuste adecuado en los controles del esquema de tiro de carga por bajo voltaje. Las figuras 5.20 y 5.21 muestran los perfiles de voltaje de los nodos mencionados.

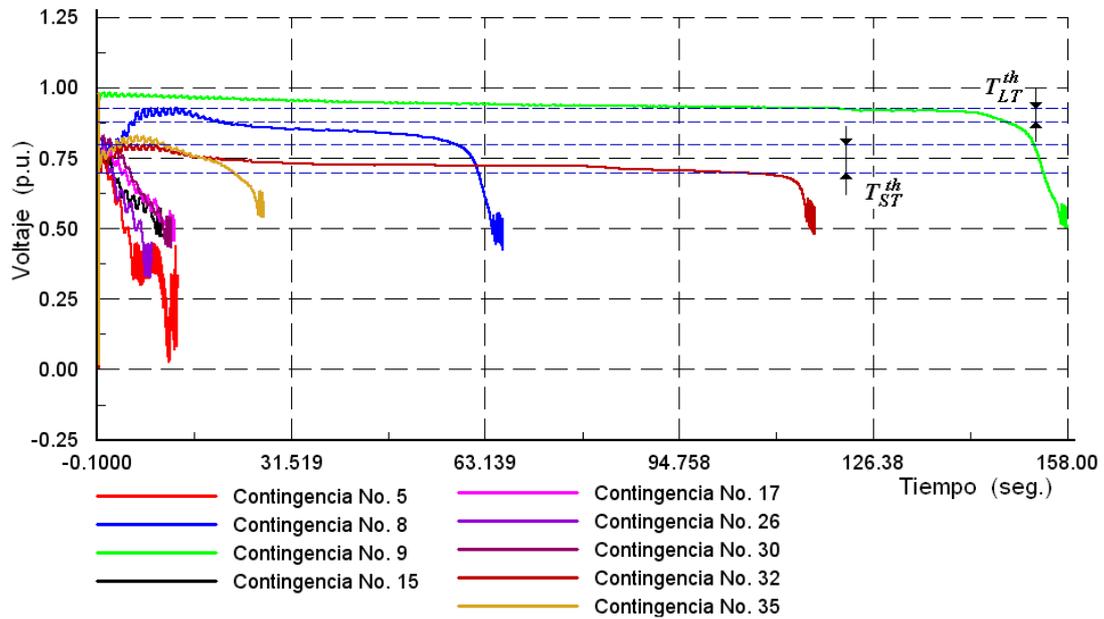


Figura 5.20.- Perfis de voltagem en el nodo N103 para diferentes contingencias.

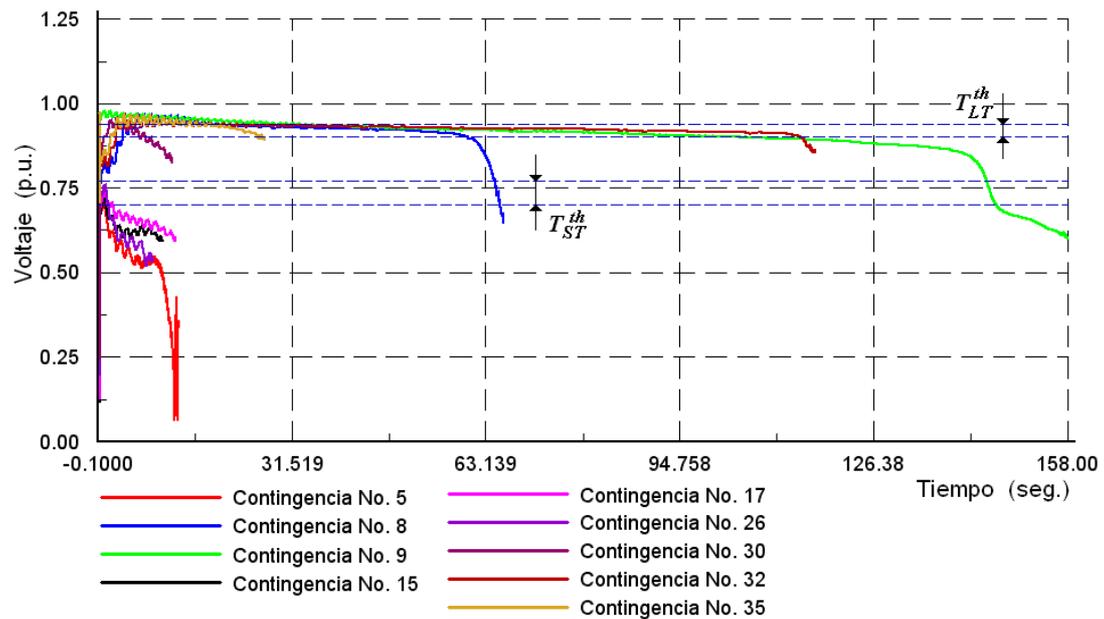


Figura 5.21.- Perfis de voltagem en el nodo N107 para diferentes contingencias.

Como puede observarse dependiendo de la localización de la contingencia los perfiles de voltagem en los nodos se ven afectados de manera diferente. Esto tiene importancia para el esquema ya que este debe de responder a las diferentes condiciones que conduzcan a una situación de inestabilidad de voltagem durante la operación del sistema.

Se considera ajustar con el mismo valor de V^{th} para todos los controles, considerando que el ajuste del voltaje de umbral determina el tiempo de retardo, es indispensable comparar en cada nodo el rango de tiempo permisible, como se muestra en la tabla 5.8. Se tomó como referencia la contingencia No. 32, ya que se consideró como una condición severa que conduce que los perfiles de voltaje en los nodos del N101, N102 y N104-N107 presenten caídas de voltaje a largo plazo provocado por un nivel muy bajo de tensión en el nodo N103.

Tabla 5.8.- Comparación de los tiempos de retardo τ_{LT}^{min} para cada ajuste de V^{th} .

V^{th}	Tiempo mínimo de retardo τ_{LT}^{min}						
	N101	N102	N103	N104	N105	N106	N107
0.93	1.5	2.2	No supera V^{th}	No supera V^{th}	3.7	No supera V^{th}	3.7
0.92	1.4	2.0	No supera V^{th}	No supera V^{th}	3.5	No supera V^{th}	2.7
0.91	1.2	1.8	No supera V^{th}	No supera V^{th}	2.7	No supera V^{th}	2.7
0.90	0.7	1.8	No supera V^{th}	3.8	2.7	No supera V^{th}	2.6
0.89	0.5	1.7	No supera V^{th}	3.0	2.6	3.8	2.6
τ_{prom}	1.0	1.9	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9

Los voltajes para los cuales no superó a V^{th} están ligeramente por abajo del valor del voltaje de umbral con poca variación, sin embargo son considerados como valores de voltaje muy bajos que no puede permanecer así por mucho tiempo ya que esto causa molestias a los clientes, por lo tanto deberá ajustarse un tiempo adecuado para la operación del esquema. También para los nodos N105 y N107 mantienen valores entre (2-4) segundos, pero logran superar el voltaje de umbral, sin embargo habría que considerar la probabilidad de ocurrencia de esta falla para permitir tal tiempo de retardo de hasta 4 seg. ya que en otras contingencias un tiempo menor de operación podría ser más adecuado. Observando que hay poca variación en los tiempos de retardo para los diferentes ajustes de V^{th} se propone considerar un promedio de ellos para su ajuste, y para los nodos donde no haya superado el voltaje, entonces tomar un tiempo de 3 seg. ya que en este tiempo las oscilaciones causadas por la falla se han eliminado casi por completo.

A continuación se presentan tres diferentes casos para el análisis del desempeño del esquema UVLS, considerando los ajustes mencionados anteriormente.

La tabla 5.9 muestra la secuencia de eventos para tres diferentes contingencias en las cuales se presenta inestabilidad de voltaje a largo plazo.

Tabla 5.9.- Secuencia de eventos para tres contingencias diferentes durante la operación del esquema UVLS.

Ajuste de V^{th} (p.u.)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg.)	t (seg.)	V (p.u.)	ΔP_{sh} [MW]	Estado del sistema
<i>Caso: Contingencia No. 8</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N102}	0.341	2.28	0.8104	32.7653	↑ x
	2	C_{N103}	0.341	3.41	0.8248	50.953	*
		C_{N104}	0.341	3.41	0.8409	60.4395	
		C_{N105}	0.341	3.41	0.7722	109.984	
		C_{N106}	0.341	3.41	0.8362	57.2894	
$V^{th}=0.90$	1	C_{N102}	0.341	2.28	0.8104	32.7653	↑ x
	2	C_{N103}	0.341	3.41	0.8248	50.953	*
		C_{N104}	0.341	3.41	0.8409	60.4395	
		C_{N105}	0.341	3.41	0.7722	109.984	
		C_{N106}	0.341	3.41	0.8362	57.2894	
$V^{th}=0.89$	1	C_{N102}	0.341	2.28	0.8104	32.7653	↑ x
	2	C_{N103}	0.341	3.41	0.8248	50.953	*
		C_{N104}	0.341	3.41	0.8409	60.4395	
		C_{N105}	0.341	3.41	0.7722	109.984	
		C_{N106}	0.341	3.41	0.8362	57.2894	
$V^{th}=0.88$	1	C_{N102}	0.341	2.33	0.8065	33.9554	↑ x
	2	C_{N103}	0.341	3.41	0.8233	53.6919	*
		C_{N104}	0.341	3.41	0.8398	60.7875	
		C_{N105}	0.341	3.41	0.7712	110.601	
		C_{N106}	0.341	3.41	0.8351	57.6819	
$V^{th}=0.87$	1	C_{N102}	0.341	3.36	0.8260	56.8551	↑ x
	2	C_{N105}	0.341	3.41	0.7609	117.645	*
<i>Caso: Contingencia No. 9</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N107}	90.354	138.94	0.8589	92.2547	↑ x
	2	C_{N103}	169.979	208.96	0.8601	18.0149	x
	3	C_{N102}	189.285	218.71	0.8588	16.3458	x
$V^{th}=0.90$	1	C_{N107}	108.533	141.05	0.8461	56.9936	↑ x
	2	C_{N103}	167.627	184.85	0.8445	20.5611	*
$V^{th}=0.89$	1	C_{N107}	118.284	142.13	0.8332	39.5716	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N107}	128.035	143.01	0.8150	30.299	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N107}	134.601	143.30	0.8050	26.8349	x
	2	C_{N107}	143.323	146.29	0.7828	32.8759	x
<i>Caso: Contingencia No. 32</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N103}	0.292	1.15	0.7455	133.94	*
$V^{th}=0.90$	1	C_{N103}	0.292	1.16	0.7455	126.588	*
$V^{th}=0.89$	1	C_{N103}	0.292	1.16	0.7455	119.227	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N103}	0.292	1.20	0.7378	119.374	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N103}	0.292	1.20	0.7378	111.485	*

Caso e: Se presenta una situación de inestabilidad de voltaje a largo plazo, la cual termina en una caída brusca de voltaje provocada en un principio por la inestabilidad de los motores conectados en el nodo N207 (Contingencia No. 9).

El disturbio consiste en la falla trifásica en la línea L13-10, en el extremo del nodo N10, liberándose 0.05 segundos después desconectando permanentemente la línea. La corriente de campo del generador G4 comienza a elevarse hasta superar el límite inferior de ajuste establecido por la protección del OXL. El generador mantiene su corriente de campo nominal hasta que transcurra el retardo de tiempo (58 seg. aproximadamente) posteriormente comienza a reducir la corriente de campo hasta su límite inferior. Debido a la falta de soporte de reactivos en el sistema por el generador G4, los voltajes en los nodos de transmisión se ven afectados y comienzan a decaer hasta un valor lo suficientemente bajo para provocar que los motores comiencen a detenerse (en $t=136$ segundos aprox.). La potencia reactiva que demandan los motores tiende a aumentar causando una degradación más rápida de los voltajes hasta llegar al punto de colapso. Las gráficas figuras 5.22 a la figura 5.25 ilustran el comportamiento del sistema descrito.

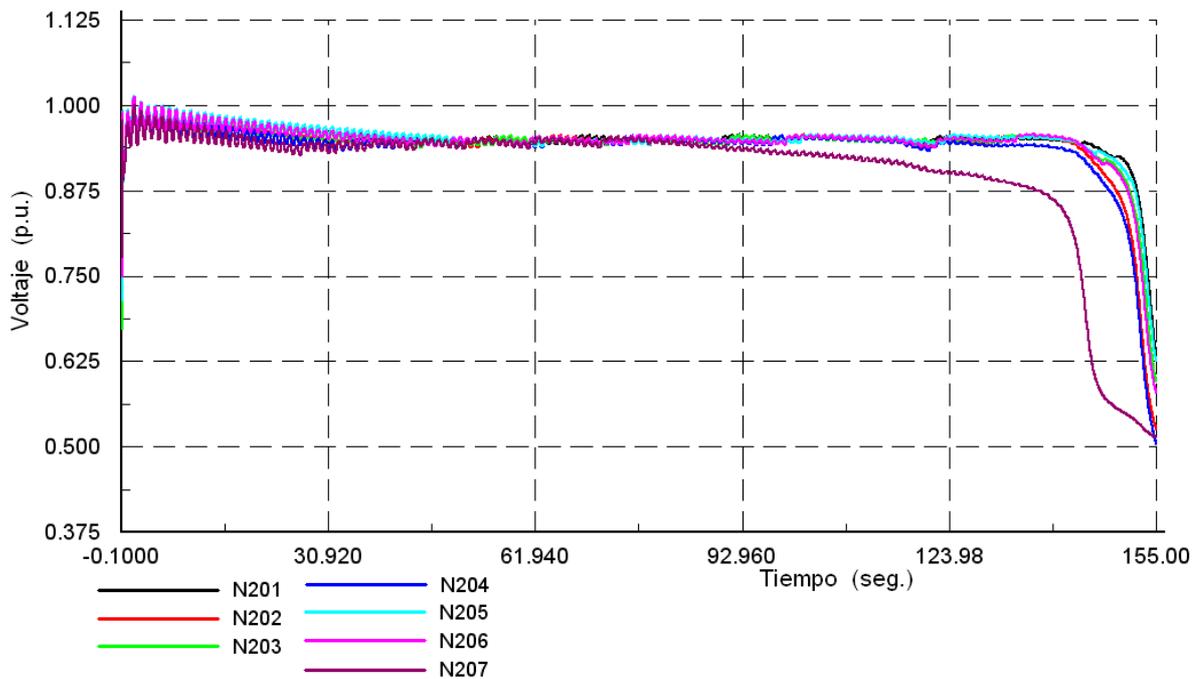


Figura 5.22.- Perfiles de voltaje en los nodos de carga o distribución.

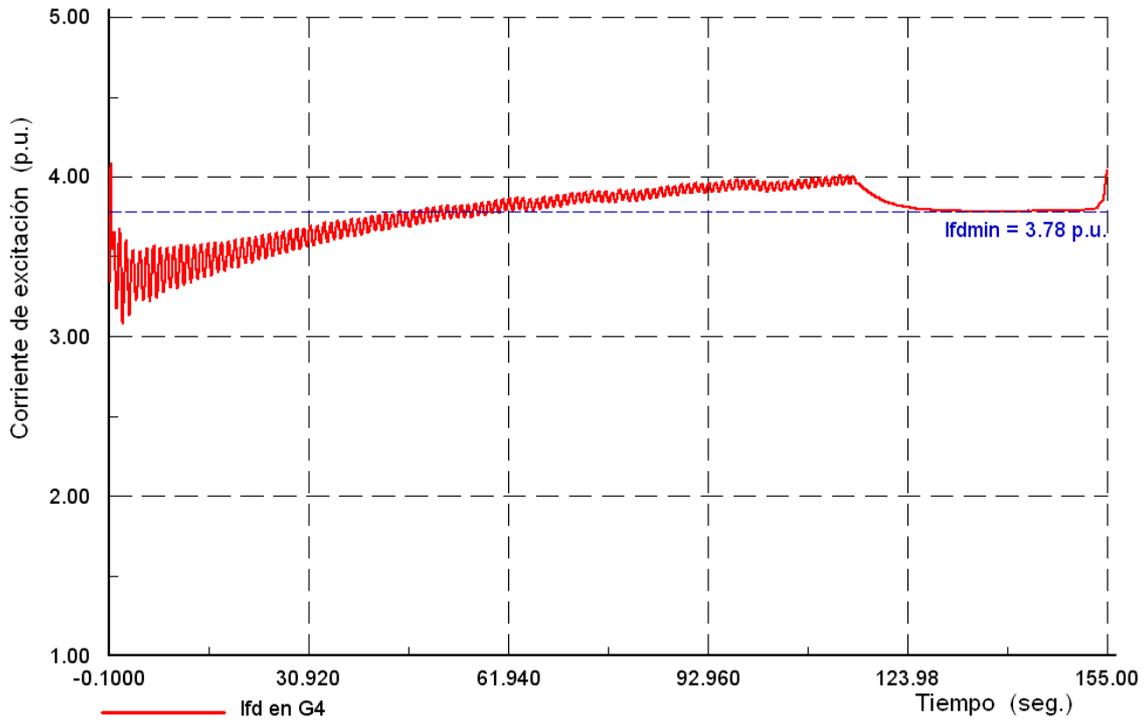


Figura 5.23.- Corriente de excitación controlada por en OXL en el generador G4.

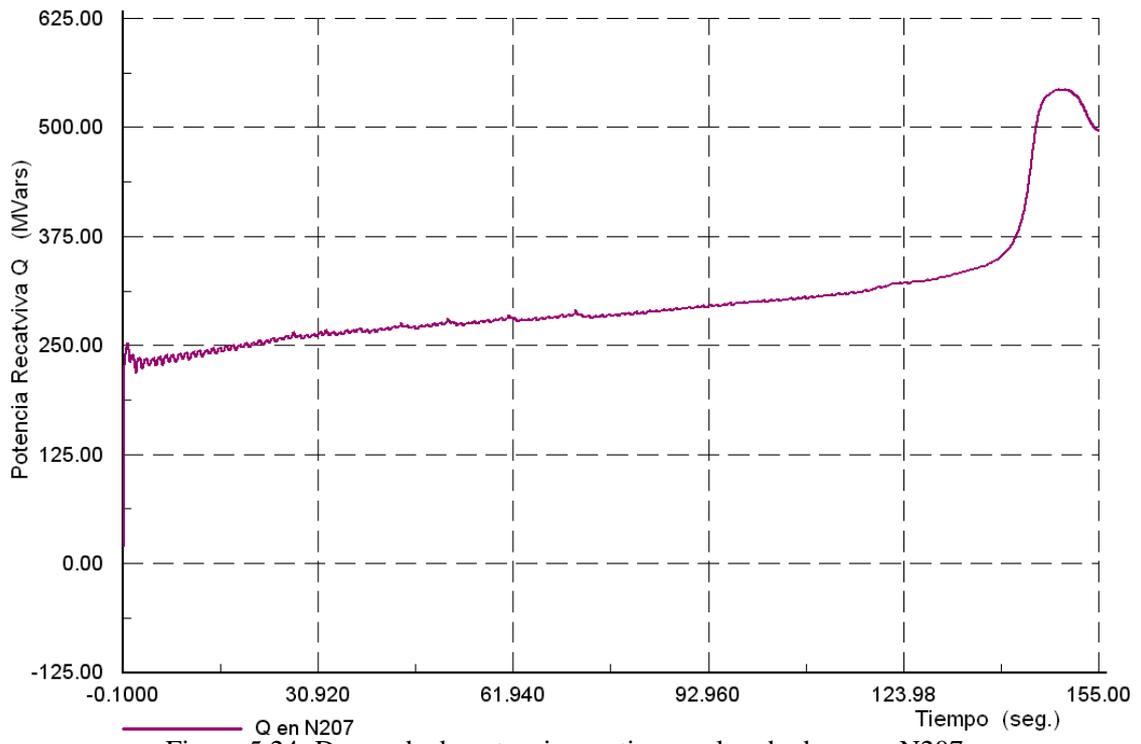


Figura 5.24.-Demanda de potencia reactiva en el nodo de carga N207.

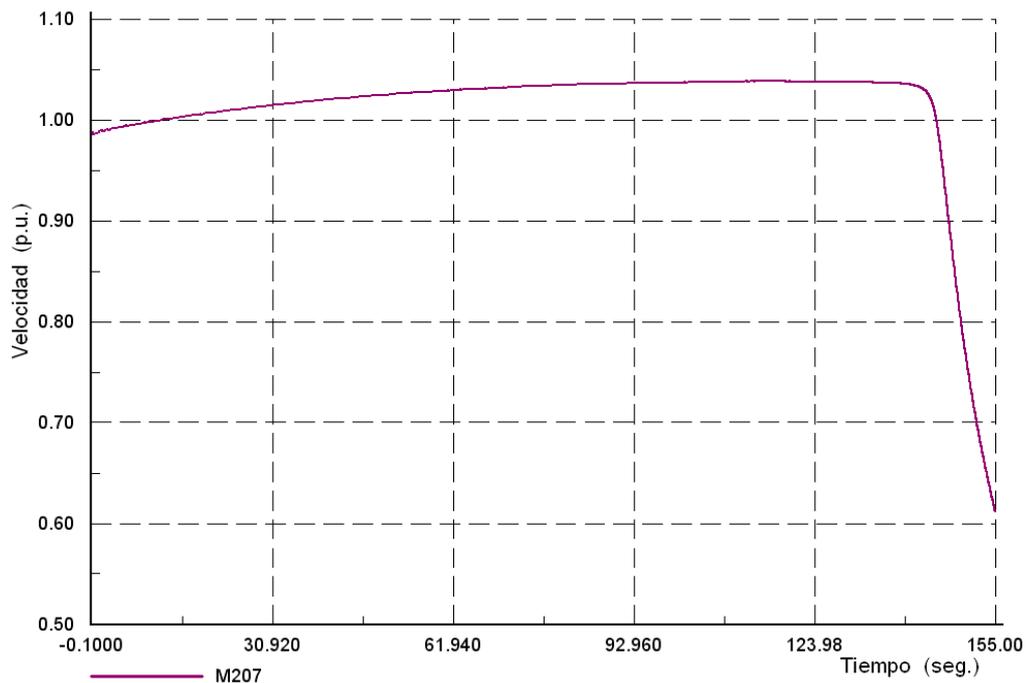


Figura 5.25.- Variación de la velocidad en los motores de inducción en el nodo N207.

A continuación se muestra el comportamiento del sistema cuando se implementa el esquema de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS.) Como puede observarse en la tabla 5.9, el rango de valores de ajuste es pequeño y solo fue capaz de salvar al sistema para los ajustes de (0.90 – 0.88) pu. Tomando como ajuste el valor de $V^{th}=0.89$ pu., se tiene los perfiles de voltaje en los nodos de carga mostradas en la figura 5.26.

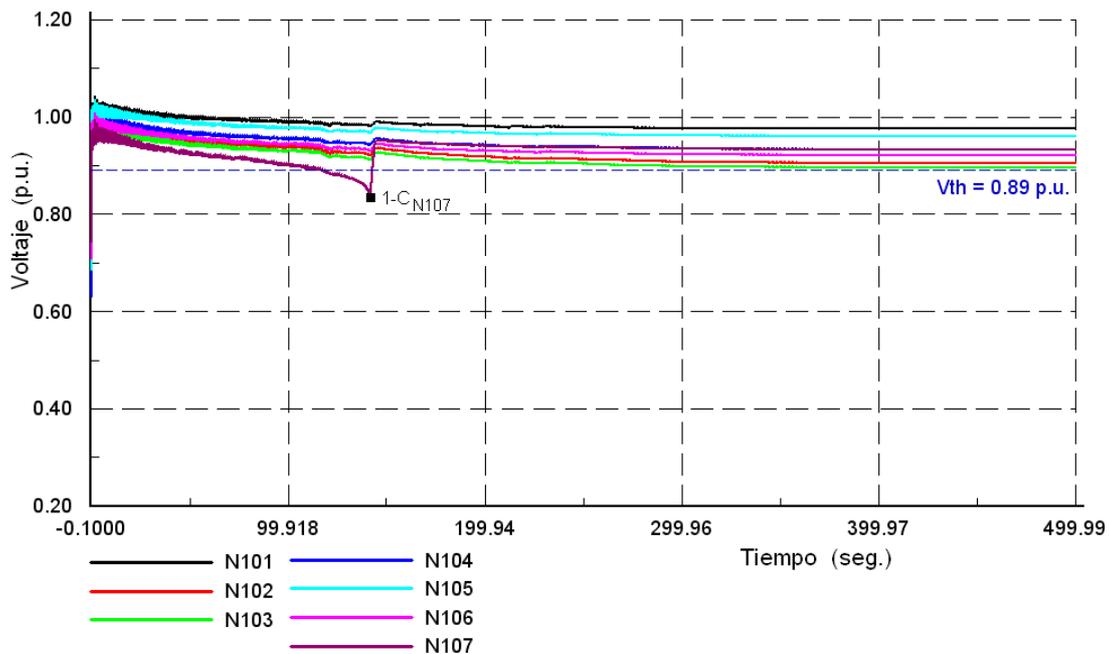


Figura 5.26.- Perfiles de voltaje de lado de transmisión durante la operación del esquema.

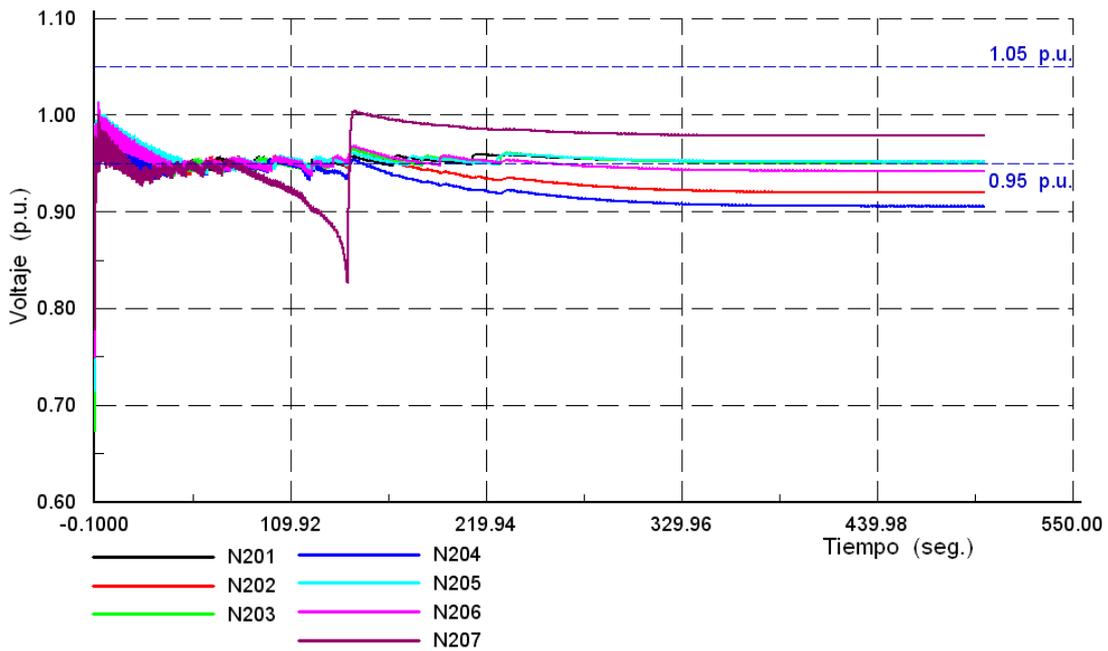


Figura 5.27.- Perfiles de voltaje de lado de distribución durante la operación del esquema.

En caso de elegir un voltaje de umbral muy bajo, el control detectará la condición de bajo voltaje demasiado tarde, es decir el punto de equilibrio está muy próximo al punto de colapso, al mismo tiempo el punto de equilibrio que se encontraba entre el par eléctrico y mecánico en los motores también se ha modificado. Como se muestra en la figura 5.28 para una condición en estado estable existe un punto de equilibrio para el cual el par eléctrico es igual al par mecánico. Sin embargo en momentos de grandes disturbios este punto de equilibrio puede perderse por la degradación de los voltajes causando que el par eléctrico se reduzca, la diferencia entre par eléctrico y mecánico causará disminución en la velocidad del motor y consecuentemente el deslizamiento aumentará. Entonces cuando el control actúa tirando carga pretende invertir la polaridad de la variación del deslizamiento y dar un nuevo punto de equilibrio para que el par mecánico y eléctrico sean iguales, manteniéndose el motor estable. En el instante del tiro de carga el par eléctrico deberá igualar al par mecánico. Sin embargo al tirar una cantidad de carga insuficiente para lograr este punto de equilibrio, dará más tiempo para que el deslizamiento aumente y esto causará que el esquema presente mayor dificultad para regresar el sistema a un punto de equilibrio en el siguiente tiro de carga y en consecuencia no será salvado el sistema. La figura 5.29 muestra el comportamiento de los torques en los motores conectados en el nodo N207, para el caso del ajuste de $V^{th} = 0.87$ pu.

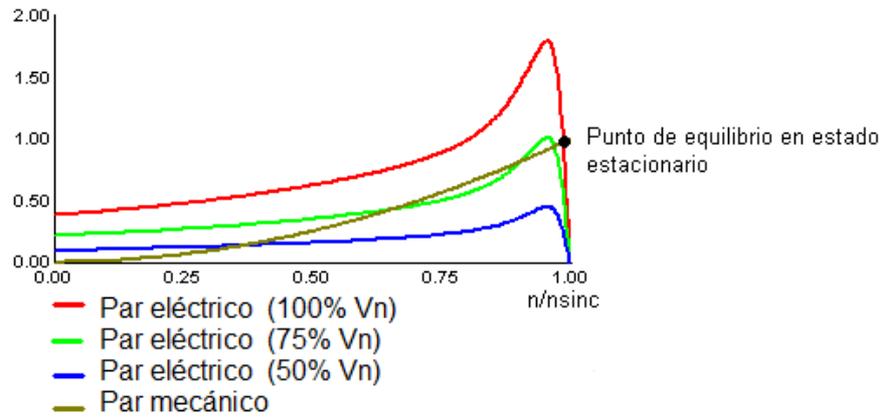


Figura 5.28.- Característica de operación de los motores de inducción conectados en el nodo N207.

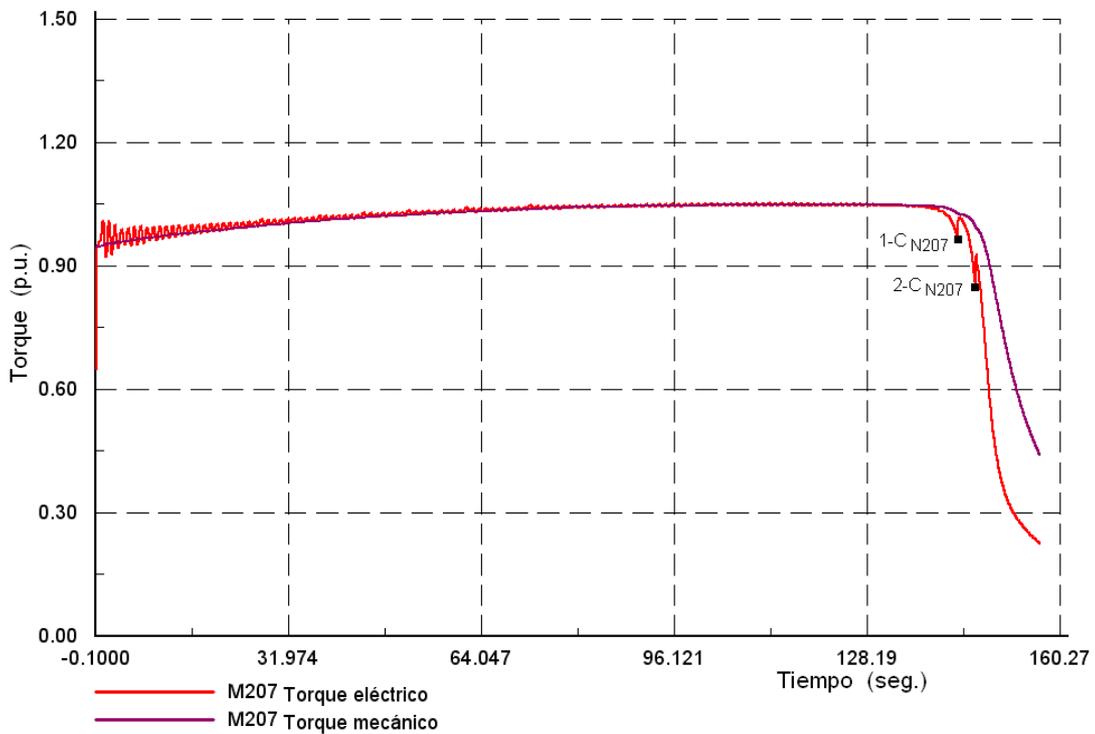


Figura 5.29.- Comparación del par eléctrico y mecánico durante la acción del esquema para el ajuste de $V^{th} = 0.87$ pu.

Como puede observarse en la figura 5.29, la potencia calculada de la carga a tirar no fue suficiente para superar la diferencia que hay entre la potencia suministrada por la red (reflejada en el par eléctrico) y la potencia mecánica entregada por la flecha del motor (reflejada en el par mecánico). En la figura 5.30 se muestra el mismo caso pero con un ajuste de $V^{th} = 0.89$ pu. En este caso se muestra como la potencia suministrada (reflejada en el par eléctrico) supera a la potencia mecánica, igualándose casi instantáneamente entre ellas, manteniéndose en un punto de equilibrio estable.

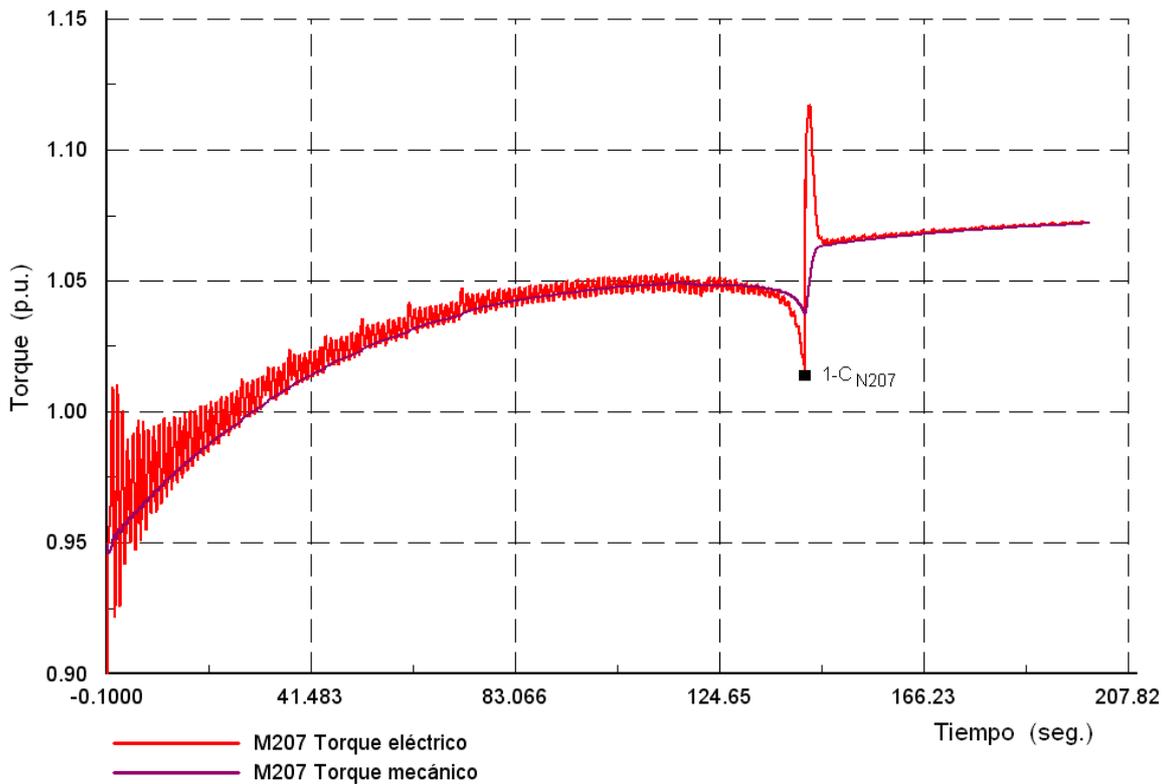


Figura 5.30.- Comparación del par eléctrico y mecánico durante la acción del esquema para el ajuste de $V^{th} = 0.89$ pu.

Cabe mencionar que en el momento del tiro de carga el torque mecánico tuvo un ligero incremento, en consecuencia el torque eléctrico aumenta, lo que significa que los motores demandarán una ligera cantidad de potencia mayor a la de la condición inicial, pero esta es capaz de ser suministrada por el sistema. Sin embargo un tiro excesivo de carga puede originar un incremento excesivo en la velocidad de los motores que aún quedan conectados, lo que implica una demanda mayor de potencia que posiblemente no logre ser suministrada por el sistema, causando nuevamente la situación de inestabilidad. La figura 5.31 muestra un ejemplo de esta situación cuando se ajusta el esquema con $V^{th} = 0.91$ pu.

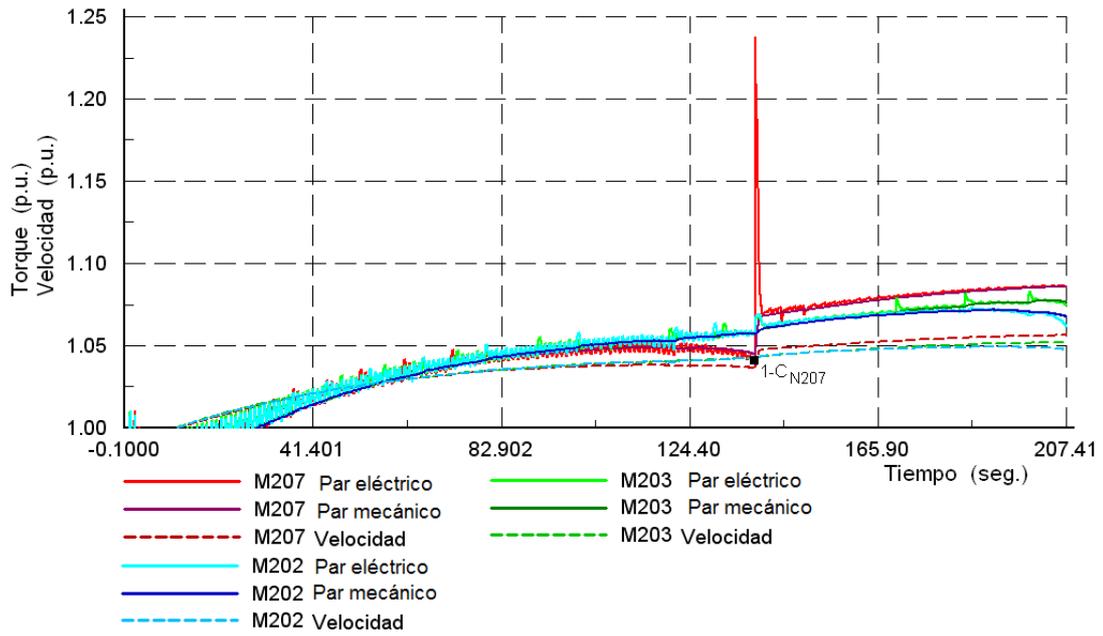


Figura 5.31.- Comparación del par eléctrico y mecánico durante la acción del esquema, tirando una cantidad grande de carga. Ajuste de $V^{th} = 0.91$ pu.

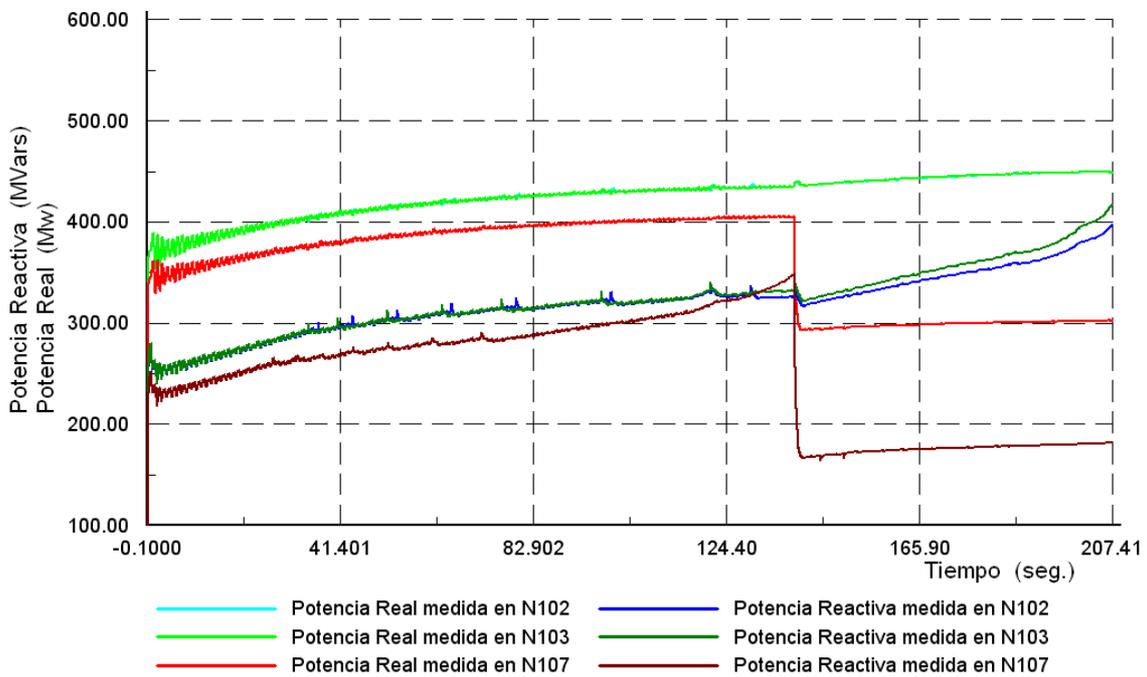


Figura 5.32.- Incremento del consumo de potencia, después del tiro de carga con ajuste de $V^{th} = 0.91$ pu.

Caso f: Una falla trifásica en la línea L102-103 es liberada 0.13 seg. después, desconectando la línea permanentemente, esto ocasiona una caída de tensión grande en el nodo N204, la inestabilidad de los motores de inducción por el bajo voltaje, provoca una demanda de potencia reactiva mayor. Los OXL en los generadores G4 y G5 actúan reduciendo el soporte de reactivos provocando el colapso del sistema (Contingencia No. 32).

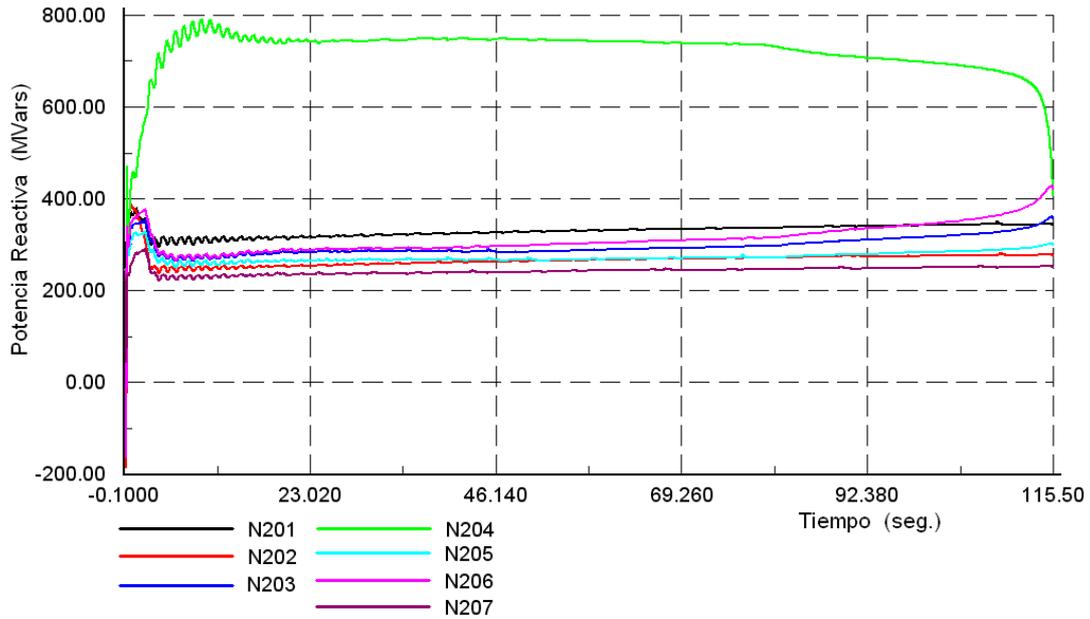


Figura 5.33.- Demanda de potencia reactiva durante la contingencia No. 32.

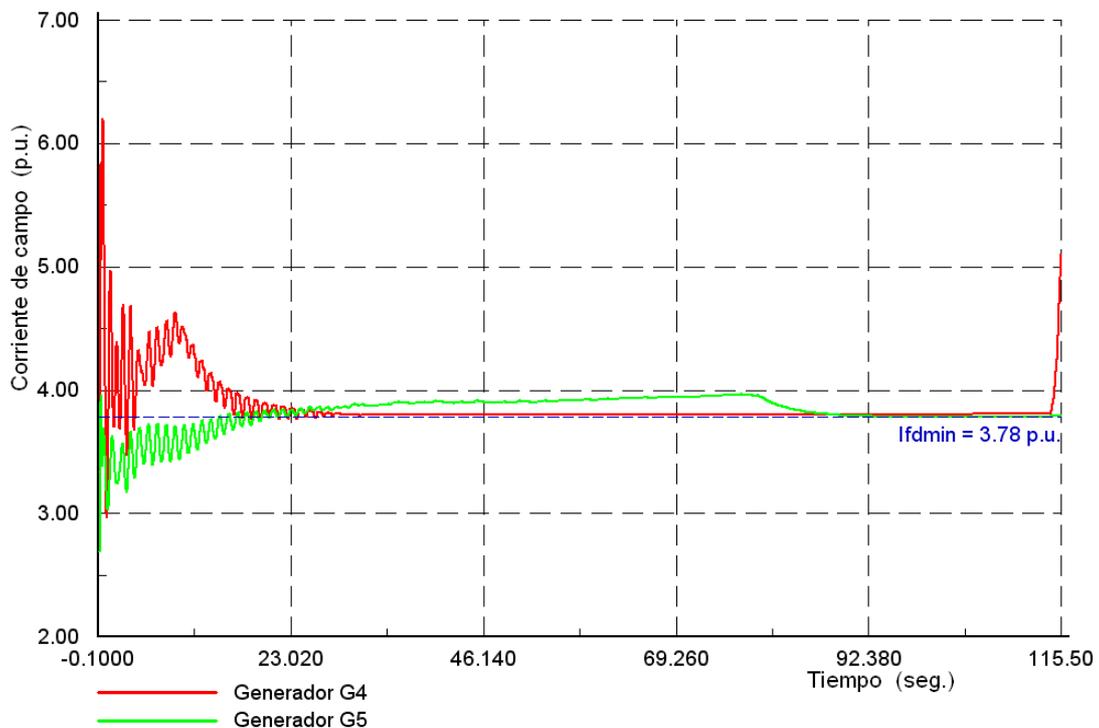


Figura 5.34.- Corriente de campo en los generadores G4 y G5.

Como puede observarse el generador G4 tiene mayor participación por lo cual el OXL actúa de manera más rápida y debido a que es reducido el suministro de reactivos por parte de G4, el generador G5 tiende a suministrar tal potencia superando el límite inferior de la corriente de campo y tiempo más tarde (hasta $t=79$ seg.) esta corriente es reducida por el limitador de sobreexcitación, provocando mayor caída de tensión.

La figura 5.35 muestra los perfiles de voltaje durante la acción del esquema para un ajuste de $V^{th} = 0.89$ pu.

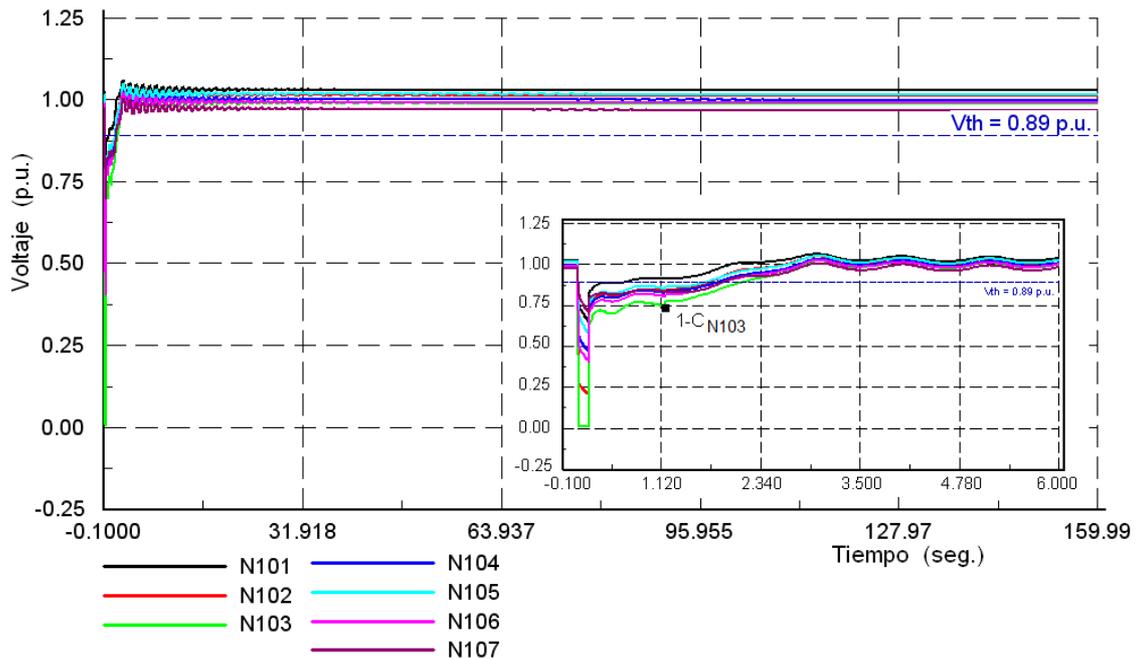


Figura 5.35.- Perfiles de voltaje durante la acción del esquema UVLS.

Comparando los resultados de las contingencias No. 8, No. 9 y No. 32, se observa que los ajustes adecuados del voltaje de umbral pueden ser (0.88, 0.89 y 0.90). A continuación se muestra la evaluación del esquema para condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo. Como ejemplo de análisis se tomarán distintas contingencias, considerando los diferentes ajustes de V^{th} en cada caso.

Una característica principal a evaluar en un sistema que alimenta con cargas compuestas por motores de inducción, es la capacidad de los motores para reaccelerar después del disturbio. La figura 5.36 muestra un ejemplo del comportamiento de los perfiles de voltaje en uno de los nodos más sensibles, para una falla trifásica en $t = 0.1$ seg., en el nodo N4, la falla es liberada posteriormente en tiempos diferentes.

Las figuras 5.37 y 5.38 muestran las variables del comportamiento de los motores de inducción durante el fenómeno de inestabilidad de voltaje (Contingencia No. 5).

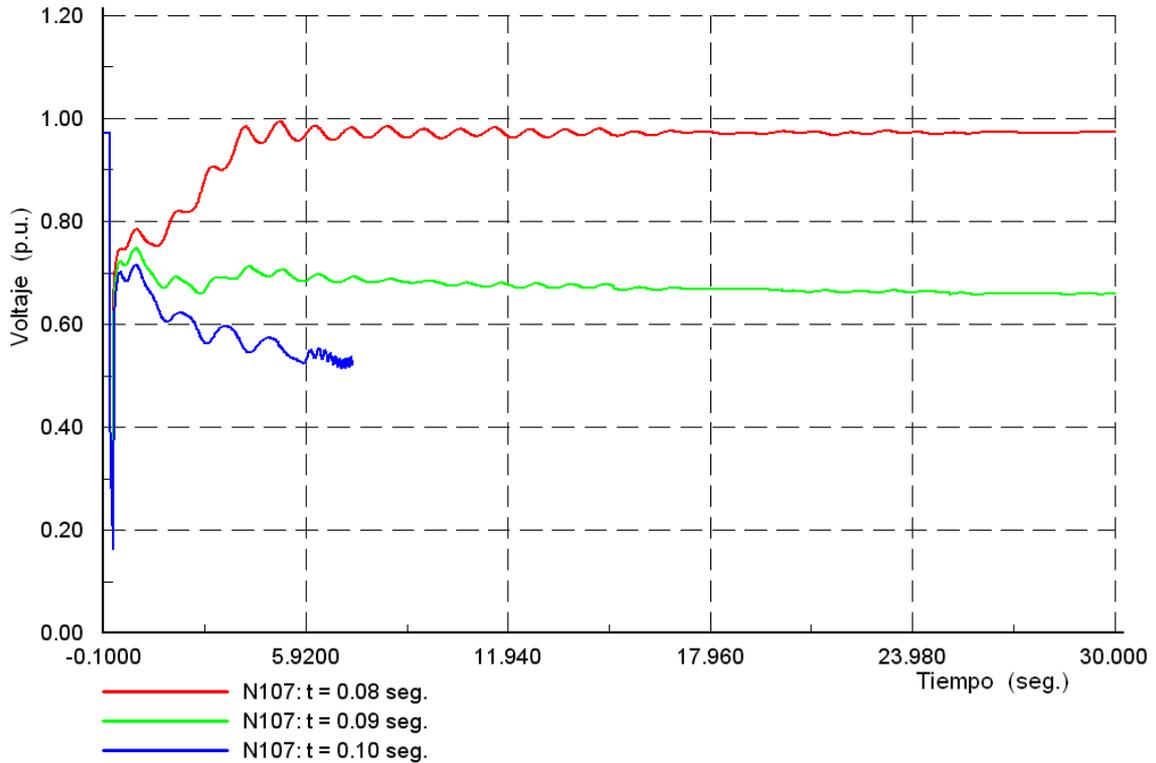


Figura 5.36.- Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión para una falla trifásica en N4, tiempos de liberación 0.08 seg., 0.09 seg. y 0.10 seg., después de la falla.

A continuación se muestra una comparación de los parámetros del motor para tres situaciones diferentes:

La primera consiste en un estado de operación estable, el deslizamiento es pequeño por lo tanto la velocidad es muy cercana a la velocidad síncrona (1 pu).

En la segunda condición, durante la falla, el deslizamiento en los motores tiende a aumentar, sin embargo el tiempo de liberación de la falla (t = 0.08 seg.) permite que los voltajes se recuperen nuevamente, en consecuencia los motores reaceleran disminuyendo la magnitud del deslizamiento, regresando a un estado de operación estable.

En la tercera condición, el tiempo de liberación es mayor, permitiendo que el deslizamiento aumente, esto lleva a los motores a entrar en un punto de operación inestable (t = 0.09 seg. y t = 0.1 seg.).

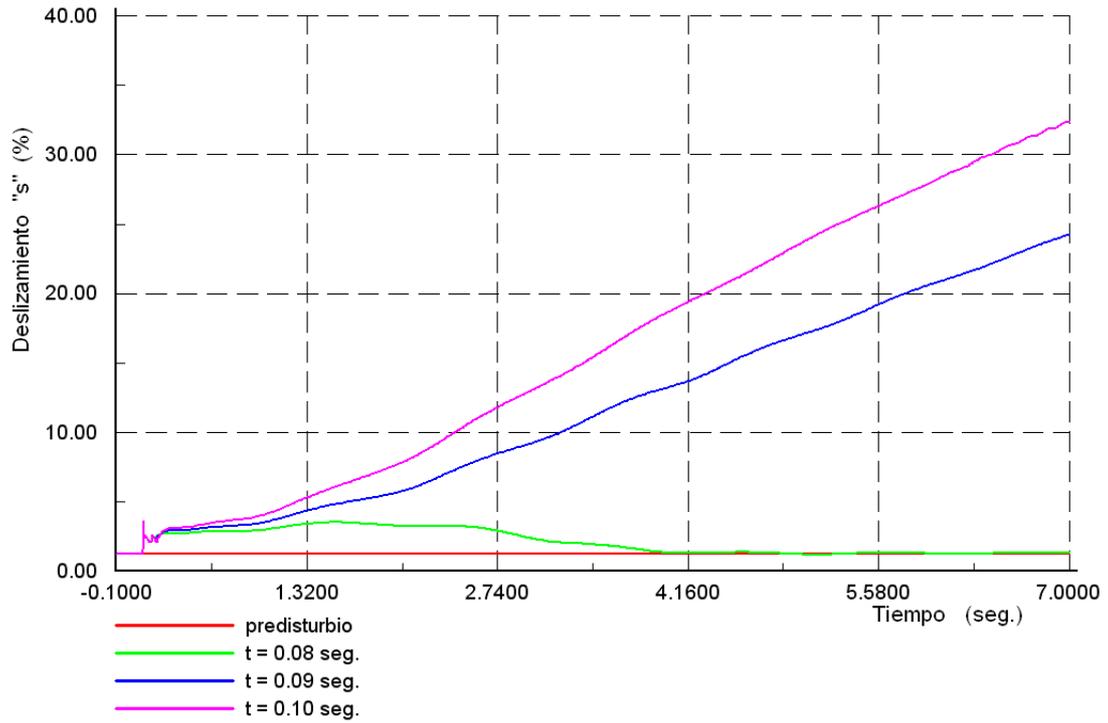


Figura 5.37.- Deslizamiento en los motores de inducción en el nodo N207.

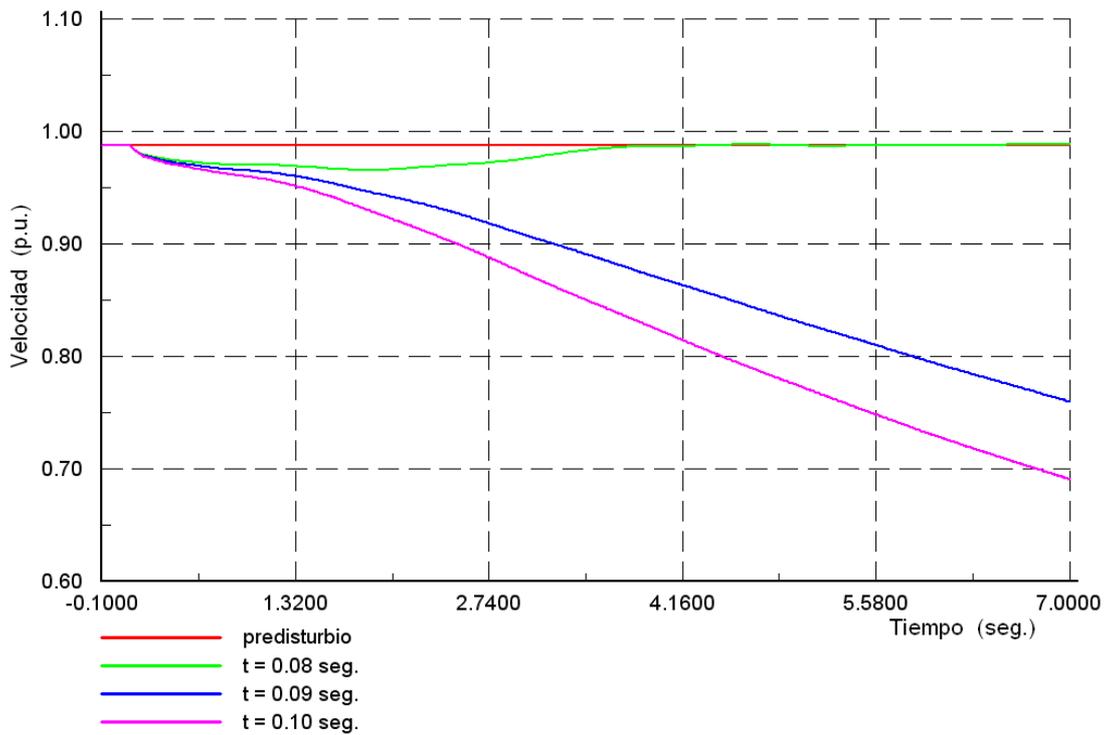


Figura 5.38.- Variación de la velocidad en los motores de inducción, en el nodo N207.

Caso g: A continuación se muestra el comportamiento del sistema, para el análisis de la contingencia No. 5 de la tabla 5.7. El disturbio consiste de una falla trifásica en el nodo N4 en $t = 0.1$ seg., la falla es liberada 0.1 seg. después, desconectando permanentemente la línea.

Después de la liberación de la falla, los voltajes no pueden recuperarse, y caen drásticamente a valores muy bajos (ver figura 5.36, para $t = 0.1$ seg). Esta condición provoca que el par electromagnético en los motores se reduzca también de forma drástica y el par mecánico sea mayor como se muestra en la figura 5.39. A medida que la diferencia entre el par eléctrico y mecánico es mayor, la velocidad del motor tiende a reducirse y el deslizamiento se incrementa, provocando que lleguen a un punto de equilibrio inestable.

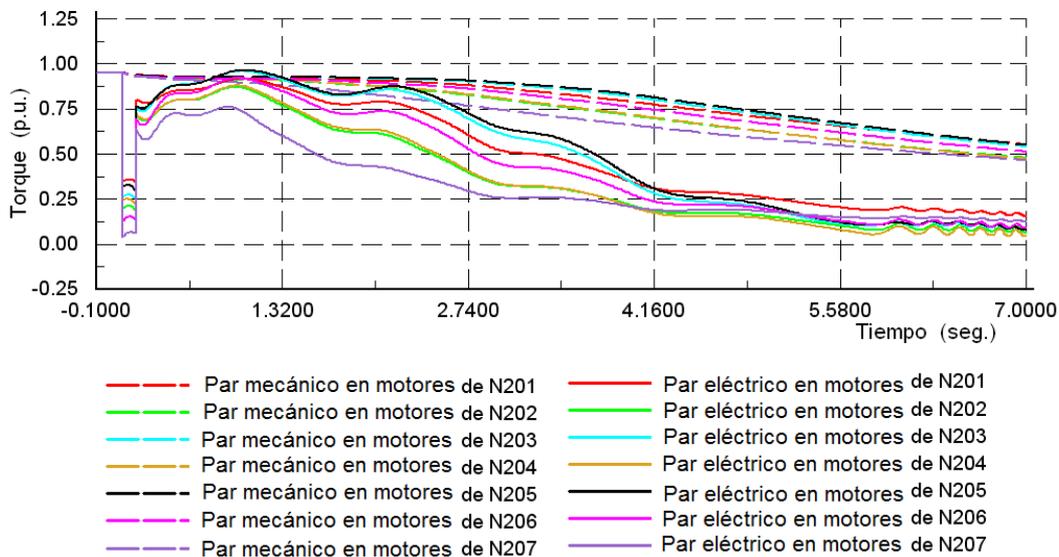


Figura 5.39.- Variación del par eléctrico y mecánico en los motores de inducción.

La tabla 5.10 muestra la secuencia de eventos para distintas contingencias donde se presenta inestabilidad de voltaje a corto plazo.

Tabla 5.10.- Secuencia de eventos de la operación del esquema para diferentes condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo.

Ajuste de V^{th} (pu)	Secuencia de operación.	Control	t_0 (seg)	t (seg)	V	ΔP_{sh} [MW]	Estado del sistema
<i>Caso: Contingencia No. 5</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.6959	107.947	$\uparrow x$
	2	C_{N102}	0.292	1.15	0.7590	107.765	*
		C_{N103}	0.292	1.15	0.7580	120.846	
$V^{th}=0.90$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.6959	103.067	x
	2	C_{N102}	0.292	1.15	0.7586	101.131	*
		C_{N103}	0.292	1.15	0.7576	113.439	
$V^{th}=0.89$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.6959	98.1857	x
	2	C_{N103}	0.292	1.20	0.7523	110.442	*

Tabla 5.10.- Continuación

Ajuste de V^{th} (pu)	Secuencia de operación.	Control	t_o (seg)	t (seg)	V	ΔPsh [MW]	Estado del sistema
$V^{th}=0.88$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.6959	93.3049	x
	2	C_{N102}	0.292	1.25	0.7479	98.0861	*
		C_{N103}	0.292	1.25	0.7469	108.437	
$V^{th}=0.87$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.6959	88.4241	x
	2	C_{N102}	0.292	1.15	0.7513	82.2278	*
		C_{N103}	0.292	1.15	0.7514	92.1905	
<i>Caso: Contingencia No. 15</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.7142	104.004	↑ x
	2	C_{N103}	0.292	1.25	0.7619	362.5	*
$V^{th}=0.90$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.7142	98.7772	↑ x
	2	C_{N103}	0.292	1.23	0.7614	362.5	*
$V^{th}=0.89$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.7142	93.5504	↑ x
	2	C_{N103}	0.292	1.30	0.7568	362.5	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N107}	0.292	1.06	0.7142	88.3237	↑ x
	2	C_{N103}	0.292	1.35	0.7523	362.5	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N107}	0.292	1.10	0.7067	89.5064	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.23	0.7632	56.7688	↑ x
	3	C_{N103}	0.292	3.36	0.7723	99.3454	*
<i>Caso: Contingencia No. 17</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N107}	0.292	1.15	0.7334	77.117	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.33	0.8016	50.6215	*
$V^{th}=0.90$	1	C_{N107}	0.292	1.15	0.7334	72.9402	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.33	0.7999	50.843	*
$V^{th}=0.89$	1	C_{N107}	0.292	1.15	0.7334	68.7634	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.28	0.7996	51.5526	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N107}	0.292	1.15	0.7334	64.5865	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.28	0.7966	52.2255	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N107}	0.292	1.15	0.7334	60.4097	↑ x
	2	C_{N102}	0.292	2.33	0.7918	54.0044	*
<i>Caso: Contingencia No. 26</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N107}	0.243	1.20	0.7450	88.53	↑ x
	2	C_{N101}	0.243	1.74	0.8311	51.7057	*
$V^{th}=0.90$	1	C_{N107}	0.243	1.20	0.7450	83.4382	↑ x
	2	C_{N102}	0.243	2.58	0.7697	74.6744	*
$V^{th}=0.89$	1	C_{N107}	0.243	1.25	0.7385	81.8208	↑ x
	2	C_{N102}	0.243	2.58	0.7589	76.7168	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N107}	0.243	1.25	0.7385	76.4985	↑ x
	2	C_{N102}	0.243	2.58	0.7535	80.1768	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N107}	0.243	1.25	0.7385	71.1762	↑ x
	2	C_{N102}	0.243	2.53	0.7523	79.6493	*
<i>Caso: Contingencia No. 30</i>							
$V^{th}=0.91$	1	C_{N103}	0.243	3.31	0.8384	27.1332	*
		C_{N106}	0.243	3.31	0.7598	61.1232	
$V^{th}=0.90$	1	C_{N103}	0.243	3.31	0.8384	27.1332	*
		C_{N106}	0.243	3.31	0.7598	61.1232	
$V^{th}=0.89$	1	C_{N106}	0.243	3.31	0.7598	61.1232	*
$V^{th}=0.88$	1	C_{N106}	0.243	3.31	0.7598	61.1232	*
$V^{th}=0.87$	1	C_{N106}	0.243	3.31	0.7598	61.1232	*

Durante la evaluación de las diferentes contingencias se determinó el tiempo mínimo de retardo para el cual garantizará la operación adecuada del esquema distinguiendo entre una condición con caídas bruscas de voltaje y una situación con inestabilidad de voltaje a largo plazo. La tabla 5.11 muestra los valores de ajuste de τ_{ST}^{min} para cada valor de V^{th} . El ajuste es igual para todos los controles.

Tabla 5.11.- Valores de τ_{ST}^{min} correspondientes a V^{th} .

V^{th} (p.u.)	τ_{ST}^{min} (seg.)
0.91	0.7
0.90	0.6
0.89	0.5
0.88	0.4
0.87	0.2

Las figuras 5.40 y 5.41 muestran los perfiles de voltaje en transmisión y distribución respectivamente, durante la operación del esquema para la contingencia No. 5. Considerando un ajuste de $V^{th}=0.89$ pu. Las variables que caracterizan la operación de los motores son mostradas en las figuras 5.42 y 5.43.

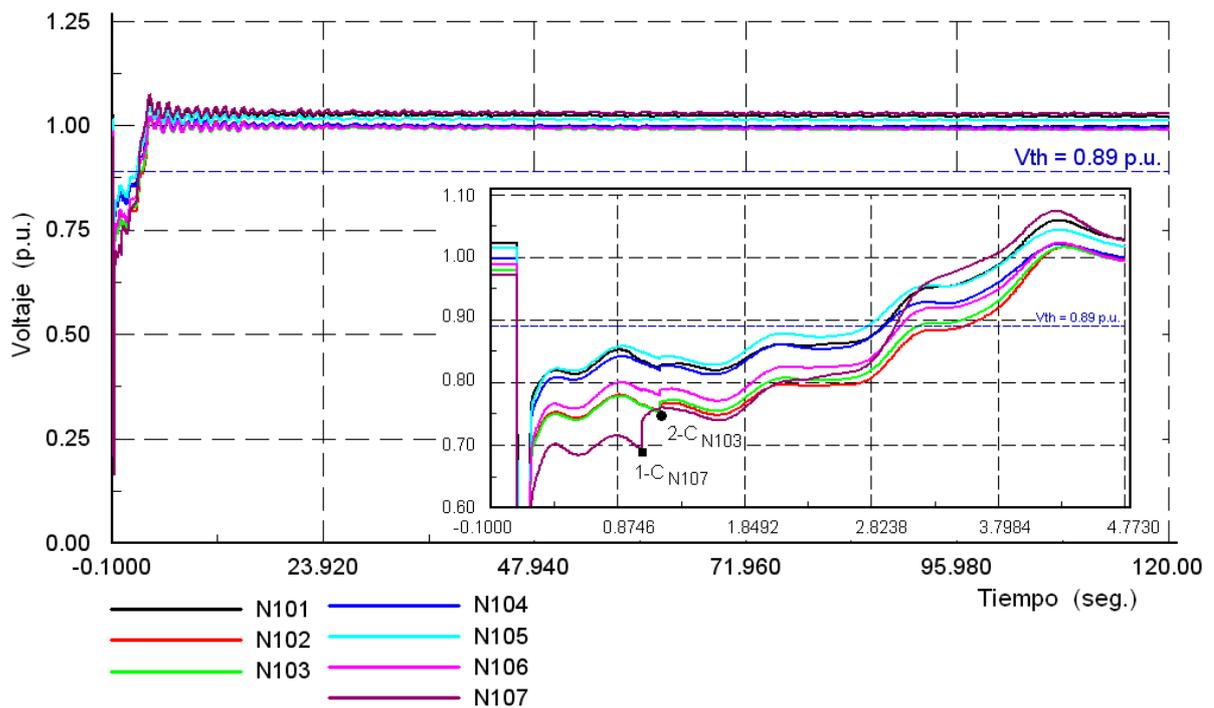


Figura 5.40.- Perfiles de voltaje en los nodos de transmisión.

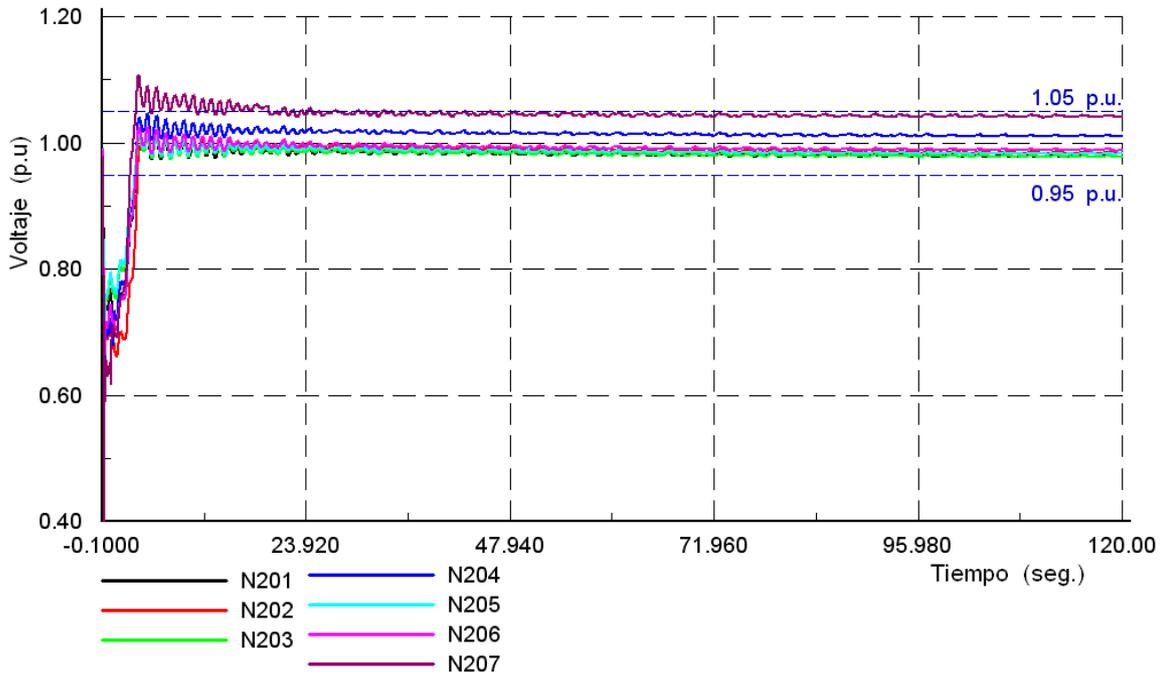


Figura 5.41.- Perfiles de voltaje en los nodos de distribución.

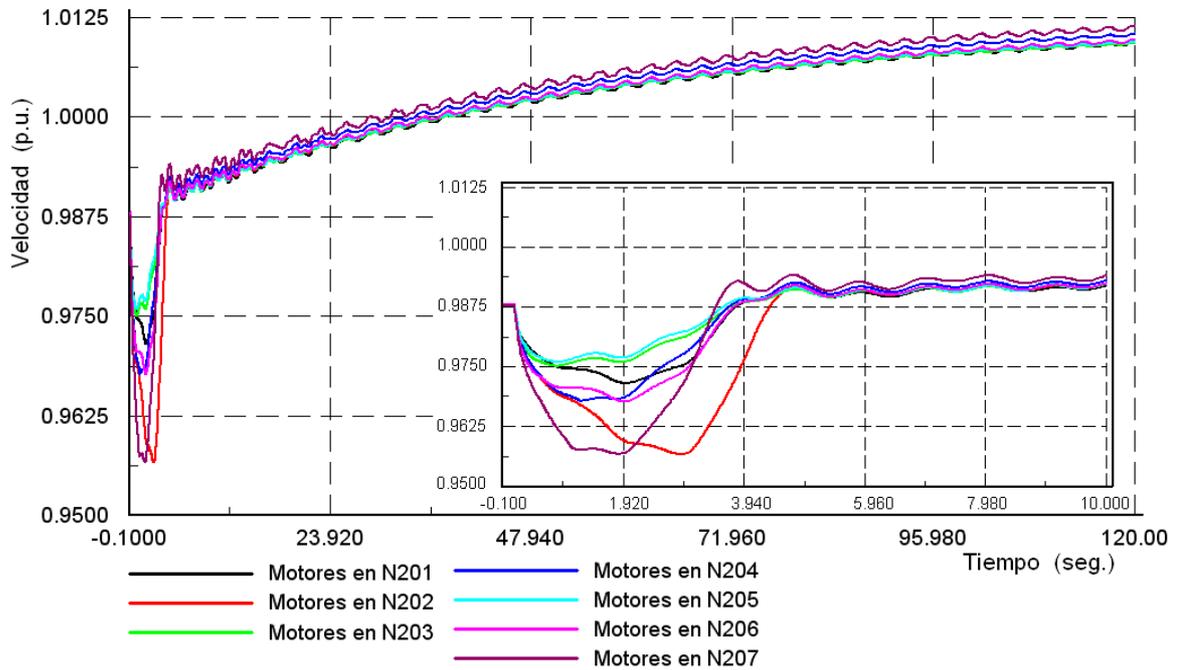


Figura 5.42.- Variación de la velocidad en los motores de inducción durante la operación del esquema UVLS.

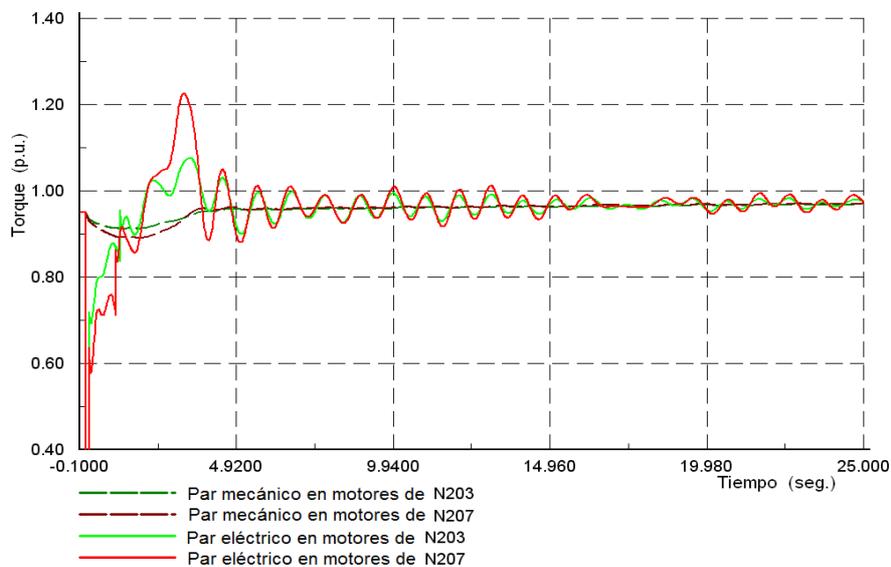


Figura 5.43.- Restauración del torque eléctrico y mecánico en los motores de los nodos N203 y N207.

Por último se muestra un análisis de la robustez del esquema, cuando alguno de los controles no opera. Para este ejemplo se toma únicamente el valor de $V^{th}=0.89$ pu. ya que se consideró como el más adecuado para el ajuste, se analizó la contingencia No. 5.

Caso 1: Corresponde a la simulación de la figura 5.40 considerando que todos los controles operan.

Caso 2: Simula que el control instalado en el nodo N103 falla por completo. Este es compensado por la operación del control en el nodo N102 tirando casi la misma cantidad de carga.

Caso 3: El sistema logra recuperar sus voltajes a valores cercanos a 1 pu., menos en los controles fallidos (C_{N103} y C_{N107}). Los voltajes en estos nodos se mantienen estables pero con valores por debajo de 0.89 pu. La tabla 5.12 indica la cantidad de carga a tirar por cada controlador en los diferentes escenarios.

Tabla 5.12.- Cantidad de carga a tirar por cada controlador en MW en diferentes escenarios de falla en el esquema.

<i>Control</i>	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>	<i>Caso 3</i>
C_{N101}	0	0	73.8
C_{N102}	0	105.6	133.1
C_{N103}	110.4	-----	-----
C_{N104}	0	0	0
C_{N105}	0	0	0
C_{N106}	0	0	110.9
C_{N107}	98.2	98.2	-----
<i>Total</i>	208.6	203.8	317.8



VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.1.- Conclusiones

En este trabajo se desarrolló una lógica de operación de los controles que componen un esquema de tiro de carga por bajo voltaje, utilizando controles colocados de forma distribuida en los nodos sensibles de voltaje. El trabajo fue únicamente desarrollado por medio de simulaciones digitales haciendo uso de los programas comerciales DigSILENT Power Factory 13.2, para obtener una serie de mediciones de voltaje y potencia activa en el dominio del tiempo y Matlab R2007b, para desarrollar los cálculos correspondientes a cada control.

A continuación se presentan las conclusiones obtenidas de acuerdo al análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones que muestran la aplicación del diseño del esquema de tiro de carga por bajo voltaje.

El esquema fue diseñado para tirar carga en el nodo con mayor caída de tensión durante una condición de inestabilidad de voltaje, además la medición de la magnitud de voltaje es el elemento primordial para la coordinación de los controles, esto evitó el uso de medios de comunicación para llevar a cabo esta operación. Esta característica fue favorable durante la operación del esquema, ya que los cambios que se presentan en la red antes y durante el tiro de carga, son reflejados en la magnitud de voltaje y su rápida respuesta al cambio, ayudó a los controles a operar coordinadamente incluso en casos donde el voltaje estaba muy cerca del colapso, obteniéndose resultados exitosos durante su operación. Durante el tiro de carga los controles mostraron una respuesta correcta en casos como: incrementar el tiempo de retardo o bloqueo de los controles cuando alguno de ellos ya operó y logró salvar al sistema, debido a la caída rápida de tensión, los controles restantes o incluso el mismo control operaban posteriormente de forma casi instantánea (tiempos menores a 1 s.).

El intervalo de muestreo fue importante en la implementación del método propuesto. En este trabajo se tomaron muestras con intervalos de tiempo de 50 ms, este ajuste garantizó una operación rápida y precisa en todos los casos realizados. Se concluyó que un intervalo de tiempo muy pequeño puede ser desfavorable para el esquema cuando se presentan caídas transitorias de voltaje (como puede ser durante la acción de un cambiador de tap) provocando tiro de carga de forma errónea, y un intervalo de tiempo muy grande no

permitirá al esquema detectar una condición de inestabilidad de voltaje rápidamente, consecuentemente desconectaría la carga cuando se tengan voltajes muy bajos y ya no sería posible salvar al sistema.

Se observó que la predicción de inestabilidad basada únicamente en el monitoreo de la magnitud de voltaje, generalizó la aplicación del esquema sin importar el tipo de carga que se esté alimentando.

El monitoreo de la potencia activa, facilitó la determinación de la cantidad de carga a tirar dependiendo de la severidad del disturbio. Esta característica le dió al esquema la capacidad de tirar la carga necesaria ante situaciones no previstas. Se realizaron simulaciones tirando carga con F.P = 1, modelada como tipo impedancia constante, y se observó que la desconexión de carga que lleva a una recuperación de voltaje, hasta valores cercanos al nominal, esto muestra la exactitud del esquema para determinar la potencia activa necesaria a tirar sin crear sobretensiones. En los casos donde se realizó el tiro de carga con factores de potencia diferente de 1, se observó que durante la operación del esquema, la cantidad de carga desconectada no llevó a sobretensiones excepto cuando operan dos o más controles simultáneamente y la suma de la carga calculada para tirar fue muy grande.

La elección del voltaje de umbral V^{th} es esencial para el buen desempeño del esquema, se observó que ajustes de V^{th} altos lleva al esquema a operar varias veces consecutivas, tirando mayor carga de la necesaria y en ocasiones no consigue mantener al sistema estable. Sin embargo, en sistemas con gran compensación reactiva (como fue el sistema de 10 nodos) obligó a tomar ajustes de V^{th} altos, pero los valores de V^{th} adecuados para el ajuste son pocos.

También se observó que cuando se tienen grandes caídas de tensión en tiempos relativamente cortos, algunas veces los controles tienden a operar simultáneamente, esto proporciona ventajas debido a que la colaboración de todos ellos en el mismo instante evitan el colapso de voltaje, pero algunas ocasiones genera desventajas por realizar un tiro excesivo de carga.

En condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo, el evento transitorio causa oscilaciones en el voltaje. El método únicamente calcula la cantidad de carga cuando se observa que la pendiente del voltaje es negativa para garantizar un cálculo promedio de la carga durante estas oscilaciones.

El criterio para ajustar los tiempos de retardo fue para coordinar la operación del esquema durante situaciones de inestabilidad de voltaje a corto y largo plazo, discriminando caídas de tensión por fallas normales. En condiciones de inestabilidad de voltaje a corto plazo se concluyó que el tiempo mínimo de retardo sería el tiempo de liberación de falla (67 ms), sin embargo un ajuste así, llevaría a la actuación inmediata del esquema pero la carga calculada para tirar no será suficiente para salvar al sistema. Y tiempos más grandes permitieron al esquema calcular una cantidad de carga adecuada pero su actuación fue retardada, y en consecuencia los motores de inducción no lograron reacelerarse. En este trabajo los tiempos mínimos de retardo comunes para la condición de inestabilidad de voltaje a corto plazo fueron del orden de 0.5 a 0.8 segundos en ambos sistemas.

Por último en la evaluación de la robustez del esquema se observó que en condiciones donde un control falla y no le es posible tirar carga, los controles restantes pueden compensar la carga a tirar mediante acciones consecutivas. Como conclusión se tiene que dependiendo del control que falle en los nodos puede llevar a tirar menor o mayor carga por parte de los controles restantes. A medida que fallen más controles más difícil será para el esquema salvar al sistema, los controles restantes realizarán más acciones y la cantidad de carga a tirar será mayor.

VI.2.- Aportaciones de la tesis.

- Se desarrolla un diseño del esquema de tiro de carga por bajo voltaje capaz de responder en situaciones de inestabilidad de voltaje a corto y largo plazo, únicamente haciendo el uso de mediciones locales de voltaje y potencia activa.
- Se diseña el método de cálculo de los controles para determinar la cantidad de carga a tirar y el tiempo de retardo para actuar con la finalidad de evitar el colapso de voltaje.

VI.3.- Recomendaciones para trabajos futuros

- Evaluar el desempeño del esquema para diferentes cargas, considerando modelos detallados del tipo de carga, para obtener mayor aproximación en las simulaciones con el sistema real.
- Implementar una metodología que permita el tiro de carga en varios pasos considerando la cantidad de circuitos disponibles y la carga permisible para ser desconectada, en caso de presentarse el cálculo de una carga relativamente grande.
- Desarrollar una metodología para coordinar la operación de los controles en caso de que estos presenten una actuación simultánea y la carga a tirar sea muy grande.
- En este trabajo se determinó el valor del voltaje de umbral más adecuado a base de pruebas en simulaciones, eligiendo como ajuste el valor que cumpla con la mayor cantidad de casos exitosos para salvar el sistema. Sin embargo se recomienda desarrollar un método capaz de determinar el nivel de voltaje al cual actuará el esquema en cada instante. Las referencias [58,59] muestra un análisis para dar inicio a la solución de esta problemática.
- Mejorar la metodología para calcular de manera más exacta la cantidad de carga a tirar y alcanzar el nivel nominal de la tensión después de la operación del tiro de carga.
- Mejorar la metodología para calcular de manera más exacta la cantidad de carga a tirar y alcanzar el voltaje nominal después del tiro de carga, durante las condiciones de inestabilidad de voltaje a corto y largo plazo.

-
- Implementar el uso de mediciones fasoriales sincronizadas para mejorar el desempeño del esquema de tiro de carga por bajo voltaje durante el fenómeno de inestabilidad de voltaje a corto plazo.

REFERENCIAS

- [1] Brian Stott, Ongun Alsac, Alcir J. Monticelli. "Security Analysis and Optimization," IEEE, Vol. 75, No. 12, December 1987. Pp. 1623-1644.
- [2] Lester H. Fink and Kjeli Carlsen, "Operating under stress and strain," *IEEE Spectrum*, March 1978. Pp. 48-53.
- [3] S. Borenstein and J. Bushnell, "Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation". *Regulation*, Vol. 23, No. 2, 2000.
- [4] Sally Hunt and Graham Shuttleworth, "Unlocking the GRID", *IEEE Spectrum*, July 1996. Pp.20-25.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [6] Neal Balu, Anjan Bose, Vladimir Brandwajn, Gerry auley, David Curtice, Lester Fink. "On-Line Power System Security Analysis", IEEE, Vol. 80, February 1992.
- [7] Nisar Shah, Abbas Abed, Chifong Thomas, Joe Seabrook, Les Pereira, Mike Kreipe, Steve Mavis, "*Undervoltage Load Shedding Guidelines*", Prepared by Undervoltage Load Shedding Task Force (UVLSTF), Technical Studies Subcommite and Western Systems Coordinating Council, July 1999.
- [8] V.C. Nikolaidis, C. D. Vournas, G. A. Fotopoulos, G. P. Christoforidis, E. Kalfaoglou and A. Koronides. "Automatic Load Shedding Schemes against Voltage Instability in the Hellenic System," IEEE 2007, P.p: 1-7.
- [9] Les Pereira, "Cascade to Black, Similarities Between the 14 august 2003 Blackout and the Western System Collapses of 1996 ", *IEEE Power & Energy Magazine*, May-June 2004. Pp. 54-57.
- [10] D. Lefebvre, C. Moors, and T. Van Cutsem, "Design of an undervoltage load shedding scheme for the Hydro-Québec system", presented at the IEEE PES general Meeting, Toronto, ON, Canada, July 2003.

[11] Carson W. Taylor, "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability," IEEE Transactions on power delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992. Pp. 480-487.

[12] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.

[13] Bogdan Otomega, Thierry Van Cutsem, "Undervoltage Load Shedding Using Distributed Controllers", IEEE Transactions on Power System, Vol. 22, No. 4, pp. 1898-1907, November, 2007.

[14] Bogdan Otomega, Thierry Van Cutsem, "Local vs. wide-area undervoltage load shedding in the presence of induction motor loads", IEEE Bucharest Power Tech Conference, 2009.

[15] Eduardo Morales González, Influencia de la representación de las cargas en la estabilidad de voltaje, Tesis en la Sección de Estudios e Investigación, Escuela de Posgrado Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Nacional, 2005, México D.F., México.

[16] Laura Leticia Juárez Caltzontzin, Generation tripping transient stability control using the emergency single machine equivalent method (Ingles), Tesis en la Sección de Estudios e Investigación, Escuela de Posgrado Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Nacional, 2010, México D.F., México.

[17] Gabriela Pampin Vergara, Aplicación de controladores FACTS tipo STATCOM y SMES para la prevención de inestabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia. Tesis en la Sección de Estudios e Investigación, Escuela de Posgrado Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Nacional, 2003, México D.F., México.

[18] Daniel Ruiz Vega, Efecto de los motores de inducción en sistemas eléctricos de potencia. Tesis en la Sección de Estudios e Investigación, Escuela de Posgrado Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Nacional, 1996, México D.F., México.

[19] G. Gerónimo Hernández, Métodos para Mejorar la Estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico de Potencia. Tesis en la Sección de Estudios e Investigación, Escuela de Posgrado Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Nacional, 1989 México D.F., México.

[20] William H. Dunn, Jr, Mark A. Rossi, and Bozidar Auramovic, "Impact of market Restructuring on power Systems Operation". IEEE Computer Applications in Power, January 1995. Pp. 42-47.

[21] P. Crossley, F. Ilar and D. Karlsson, "System protection Schemes in Power Networks: existing installations and ideas for future development," presented at the Conf. no. 479, Developments in Power System Protection, 2001.

[22] C. Moors, D. Lefebvre, T. Van Cutsem. "Load Shedding Controllers against Voltage Instability: a comparison of designs," IEEE Porto Power Tech Conference 10th-13th September, Porto, Portugal. 2001.

[23] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal. "Definition and Classification of Power System Stability". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, May 2004.

[24] Daniel Ruiz Vega. Dynamic Security Assessment and Control: Transient and small Signal Stability. Dépôt legal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institut de mécanique et génie civil, Université de Liège, Liège, BELGIQUE, Juin 2002.

[25] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance Subcommittee. "Proposed Terms and Definitions for Power System Stability". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 7, pp. 1894-1898, July, 1982.

[26] *Western Electricity Coordinating Council, NERC / WECC Planning Standards and Minimum Operating Reliability Criteria, Definitions*. August, 2002.

[27] C. W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, Inc., 1994.

[28] J. Duncan Glover and Mulukutla S. Sarma, *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. Tercera Edición, Editorial Thomson, 2004. Pp. 656.

[29] R. K. Gupta, Z. A. Alaywan, R. B. Stuart, T. A. Reece, "Steady State Voltage Instability Operations Perspective", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, November 1990. Pp: 1345 – 1354.

[30] David J. Hill, "Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, February 1993. Pp: 166 - 176.

[31] User Manual of DigSILENT Power Factory Version 13.2, Gomaringen, Germany.

[32] Paul M. Anderson, A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa state university press, 1977.

[33] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. *Análisis de Sistema de Potencia*, Mc Graw Hill. 1996.

[34] B. M. Weedy, *Sistemas Eléctricos de Gran Potencia*, Segunda edición, editorial Reverté, 1978.

[35] *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Standard 521.5-1992.

[36] C. Richard Mummert, "Excitation System Limiter Models for use in System Stability Studies", IEEE, 1998.

[37] *IEEE Standard for Cylindrical – Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above*, IEEE Standard C50.13-2005.

[38] G. K. Morison, B. Gao, P. Kundur, "Voltage Stability Using Static and Dynamic Approaches", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993. Pp. 1159-1169.

[39] C. Concordia, S. Ihara, "Load representation in Power System Stability studies", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 4 April 1982, pp. 969-976.

[40] Jan Machowski, Janusz W. Bialek, James R. Bumby, *Power System Dynamics, Stability and Control*, Second Edition, Ed: John Wiley & Sons, 2008.

[41] R. Ueda and T. Takata, "Effects of Induction Machine Load on Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 5, May 1981, pp. 2555-2562.

[42] M. M. Abdel Hakim, G. J. Berg, "Dynamic Single Unit Representation of Induction Motor Groups", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, No.1, January/February 1976, pp. 155-165

[43] A. H. M. A. Rahim and A. R. Laldin, "Aggregation of Induction Motor loads for Transient Stability Studies", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. EC-2, No. 1, March 1987, pp. 55-61.

[44] Graham J. Rogers, John Di Manno, Robert T. H. Alden, "An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 4, April 1984. Pp. 683-690.

[45] P. C. Sen, *Principles of electric machines and power electronics*, Second edition, John Wiley & Sons,

[46] Liu Peng, "Study on the voltage Stability of induction motor load", North China Electric Power University, Beijing, China, 2002.

[47] C. Alsberg, "WSCC Unfolds causes of the July 2 Disturbance," *IEEE Power Engineering Review*, September 1996. Pp. 5-6.

[48] Dmitry N. Kosterev, Carson W. Taylor, William A. Mittelstadt, "Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999. Pp. 967-979.

-
- [49] Abbas M. Abed, "WSCC Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, And Reactive Power Reserve Monitoring Methodology", IEEE, 1999. Pp. 191-197.
- [50] Robert. J. Ringlee, James R. Stewart, "Geomagnetic effects on power systems," *IEEE Power Engineering Review*, pp. 6-7, July 1989.
- [51] M. Begovic, J. Bright, T. Domin, S. Easterday-McPadden, A. Girgis, W. Hartmann, C. Henville, M. Ibrahim, K. Kozminski, R. Marttila, G. Michel, K. Mustaphi, D. Novosel, B. Pettigrew, M. sachdev, H. Shuh, P. Solanics, J. Williams. "Voltage Collapse Mitigation" *Report to IEEE Power System Relaying Committee*, pp. 34, December, 1996.
- [52] V. C. Nikolaidis, C. D. Vournas, G. A. Fotopoulos, G. P. Christoforidis, E. Kalfaoglou, and A. Koronides, "Automatic Load Shedding Scheme Against Voltage Stability in the Hellenic System", presented at the IEEE PES general Meeting, Toronto, Tampa, FL, June 2007.
- [53] P. Crossley, F. Ilar, D. Karlsson, "System Protection Schemes in Power Networks: existing installations and ideas for future development," in *Proc. 2001 Developments in Power System Protection Conf. Publication No. 479 IEE*, pp. 450-453.
- [54] Bogdan Otomega, Mevludin Glavic, Thierry Van Cutsem, "A purely distributed implementation of undervoltage load shedding", IEEE, 2007.
- [55] F. Capitanescu and T. Van Cutsem, "Unified sensitivity analysis of unstable or low voltages caused by load increases or contingencies," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp 321-329, February 2005.
- [56] H. G. sarniento, R. Castellanos, G. Pampin. G. Villa, M. Mirabal, "Revisiting undervoltage load shedding schemes: a step by step approach", in *Proc. 2008 Transmission and distribution conference and exposition*, pp. 1-6.
- [57] A. Murdoch, and G. E. Boukarim, M. J. D' Antonio and R. A. Lawson. "Generator Over Excitation Capability and Excitation System Limiters," Panel Session Summary for the IEEE/PES 2001 WPM, Columbus, OH. "Maximizing Benefits of Temporary Generator Overexcited Capability," 2001, P.p. 215-220.
- [58] R. Balanathan, N.C. Pahalawaththa and U. D. Annakkage, "Undervoltage load shedding for induction motor dominant loads considering P, Q coupling", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* Vol. 146, July 1999. P.p. 337-342.
- [59] Ragu Balanathan, "Influence of induction motor modeling for undervoltage load shedding studies", IEEE, 2002, P.p. 1346-1351.
- [60] Catalogo de ABB, Equipo: Compresor.
- [61] "The Belgian-French Test System Data" CIGRE, P.p. 237-263.



MODELO DEL MOTOR DE INDUCCIÓN

En esta sección se hace un desarrollo de las ecuaciones para la representación del comportamiento dinámico del motor de inducción de un solo devanado en el rotor en un estudio de estabilidad.

Modelo del motor de inducción en DidSilent Power Factory [31].

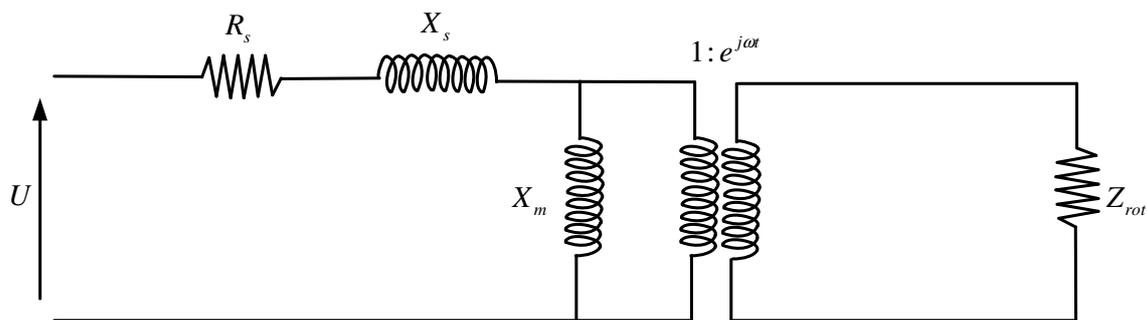


Figura A.1.- Modelo general de la máquina de inducción.

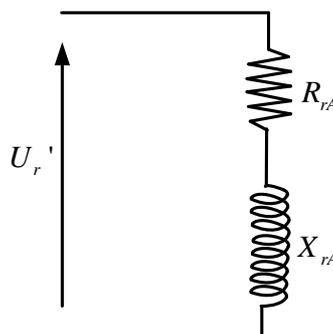


Figura A.2.-Impedancia del rotor de un solo devanado.

El modelo del motor de inducción empleado por DigSilent Power Factory usa las corrientes del estator y flujos del rotor como variables de estado, esta elección conduce a la mejor descomposición de referencias de tiempo y por lo tanto tiene la mejor propiedad numérica.

Las ecuaciones de voltaje del modelo de una máquina de inducción con un número n de circuitos RL del rotor son las siguientes:

$$\begin{aligned}
U_S &= r_S i_S + \frac{d\psi_S}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi_S \\
0 &= \mathbf{R}_R \mathbf{i}_R + \frac{d\boldsymbol{\Psi}_R}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_n} \boldsymbol{\Psi}_R
\end{aligned} \tag{A.1}$$

Las ecuaciones de enlace de flujo son las siguientes:

$$\begin{aligned}
\psi_S &= x_{SS} i_S + \mathbf{x}_{SR}^T \mathbf{i}_R \\
\boldsymbol{\Psi}_R &= \mathbf{x}_{RS} i_S + \mathbf{X}_{RR} \mathbf{i}_R
\end{aligned} \tag{A.2}$$

Para formular las ecuaciones de la máquina de inducción con corrientes del estator y flujos del rotor como variables de estado, las ecuaciones de enlace de flujo deben ser resueltas por ninguna variable de estado, que son flujos del estator y corrientes del rotor:

$$\begin{aligned}
\psi_S &= x'' i_S + \mathbf{k}_{SR}^T \boldsymbol{\Psi}_R \\
\mathbf{i}_R &= -\mathbf{k}_{RS} i_S + \mathbf{X}_{RR}^{-1} \boldsymbol{\Psi}_R
\end{aligned} \tag{A.3}$$

Los nuevos coeficientes son:

$$\begin{aligned}
x'' &= (x_{SS} - \mathbf{x}_{SR}^T \mathbf{X}_{RR}^{-1} \mathbf{x}_{RS}) \\
\mathbf{k}_{SR}^T &= \mathbf{x}_{SR}^T \mathbf{X}_{RR}^{-1} \\
\mathbf{k}_{RS} &= \mathbf{X}_{RR}^{-1} \mathbf{x}_{RS}
\end{aligned} \tag{A.4}$$

Con estas definiciones, las ecuaciones del voltaje del estator resultan en:

$$u_S = \left(r_S + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} x'' \right) i_S + \frac{x''}{\omega_n} \frac{di_S}{dt} + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi'' + \frac{d\psi''}{\omega_n dt} \tag{A.5}$$

El flujo subtransitorio es definido por:

$$\psi'' = \mathbf{k}_{SR}^T \boldsymbol{\Psi}_R \tag{A.6}$$

Modelo del motor de inducción con un solo devanado.

El enlace de flujo y las matrices de resistencia del modelo con una sola jaula de acuerdo a las figuras A.1 y A.2, pueden ser expresados como sigue:

$$x_{SS} = x_S + x_m \tag{A.7}$$

$$x_{SR} = x_m \tag{A.8}$$

$$x_{RS} = x_m \tag{A.9}$$

$$x_{RR} = x_{rA} + x_m \tag{A.10}$$

$$r_R = R_{rA} \tag{A.11}$$

Análisis de estabilidad (Simulación RMS)

Para el análisis de estabilidad, el modelo de la máquina de inducción es reducido. De acuerdo con el modelo en estado estacionario de la red eléctrica que es aplicado en análisis de estabilidad, las ecuaciones del estator del modelo de la máquina de inducción son reducidas a ecuaciones de estado estacionario. Las ecuaciones de voltaje resultantes son:

$$u_S = \left(r_S + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} x'' \right) i_S + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi'' \quad (A.12)$$

Este es una representación en estado estacionario del circuito equivalente de acuerdo con la figura A.3. El voltaje subtransitorio es definido como:

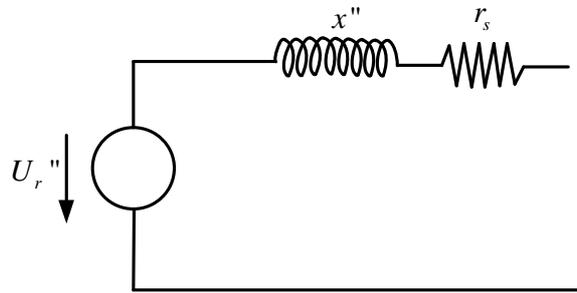


Figura A.3.- Circuito equivalente

$$u'' = j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi'' \quad (A.13)$$

En el modelo de estabilidad, las ecuaciones del estator son expresadas en un marco de referencia tal que gira con el sistema de referencia global que es usualmente fijado al rotor del generador de referencia (o una red externa o una fuente de voltaje, dependiendo de la referencia de flujos de carga).

Debido que los transitorios del estator son despreciados, la elección del marco de referencia influye en las ecuaciones de voltaje del estator. Para evitar cualquier dependencia en la elección de la máquina de referencia, la influencia de la frecuencia de referencia no es considerada en la reactancia subtransitoria del modelo de estabilidad de DigSilent Power Factory.

Las ecuaciones de voltaje en el estator son por lo tanto:

$$u_S = (r_S + jx'')i_S + j\psi'' \quad (A.14)$$

Ecuaciones de par mecánico

El modelo es completado por la ecuación mecánica:

$$J\dot{\omega}_R = M_e - M_m \quad (A.15)$$

Donde:

J : Inercia

M_e : Par eléctrico.

M_m : Par mecánico

ω_R : Velocidad angular del rotor

La ecuación mecánica puede ser ajustada al par nominal:

$$M_n = \frac{P_{mn}}{(1 - s_n) \frac{\omega_n}{p_z}} \quad (\text{A.16})$$

Resultando en la siguiente ecuación mecánica normalizada:

$$\frac{J(1 - s_n) \frac{\omega_n}{p_z} \frac{\omega_n}{p_z} \dot{n}}{P_{mn}} = (T_{ag} \dot{n}) = m_e - m_m \quad (\text{A.17})$$

Donde:

ω_n : Frecuencia eléctrica nominal de la red.

s_n : Deslizamiento nominal.

P_{mn} : Potencia mecánica nominal.

p_z : Número de par de polos.

$T_{ag} = (P_{mn} \cdot p_z)$: Constante de tiempo de aceleración.

Carga mecánica

DigSilent Power Factory maneja un modelo mdm (motor-driven machine), por lo tanto la máquina de inducción utiliza la característica par-velocidad del modelo mdm.

Donde:

$$m_m = l_p n^{ex} \quad (\text{A.18})$$

Los parámetros usados en esta ecuación son:

l_p : Factor proporcional de la máquina impulsada por un motor primario.

ex : Exponente de la característica mdm.

Los datos de la red son mostrados en la tabla B.1.

Tabla B.1.- Datos del sistema de prueba

Líneas de transmisión			
(Valores en pu sobre una base de 100 MVA)			
<i>Línea</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>B</i>
5-6	0.0000	0.0040	0.0000
6-7	0.0015	0.0288	1.1730
9-10	0.0010	0.0030	0.0000

Transformadores			
(Valores en pu sobre una base de 100 MVA)			
<i>Rama</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Tap</i>
T1	0.0000	0.0020	0.9302
T2	0.0000	0.0045	0.9090
T3	0.0000	0.0125	0.9024
T4	0.0000	0.0030	1.0000
T5	0.0000	0.0026	1.0000
T6	0.0000	0.0010	1.0000

Nodos de generación		
<i>Nodo</i>	<i>V (p.u.)</i>	<i>P (MW)</i>
G1	0.9800	Slack
G2	0.9646	1736
G3	1.0400	1154

Nodos de carga			
<i>Nodo</i>	<i>P_{carga} (MW)</i>	<i>Q_{carga} (MVar)</i>	<i>Capacitores (MVar)</i>
6	0.00	0.00	763
7	3001	1893.5	600
8	0.00	0.00	1710
11	3435	971	0.00

Los datos dinámicos de las máquinas síncronas son los mostrados en la tabla B.2.

Tabla B.2.- Datos dinámicos de las máquinas G2 y G3

Maquina 1	Bus infinito	
Maquina 2	H = 2.09 s	2200 MVA
Maquina 3	H = 2.33 s	1400 MVA

Parámetros de las maquinas 2 y 3 en sus respectivas capacidades		
$R_a = 0.155$	$X_l = 0.155$	
$X_d = 2.07$	$X'_d = 0.28$	$X''_d = 0.215$
$X_q = 1.99$	$X'_q = 0.49$	$X''_d = 0.215$
$T'_{do} = 4.10$	$T'_{qo} = 0.56$	
$T''_{do} = 0.033$	$T'_{qo} = 0.062$	

Ambas máquinas G2 y G3, tienen un sistema de excitación tipo ST1 con los datos mostrados en la tabla B.3, la figura B.2 muestra el diagrama de control para el sistema de excitación ST1, utilizado.

Tabla B.3.- Datos de ajuste para el sistema de excitación ST1

Variable	Valor
T_R	0.0015
T_b	0.00
T_c	0.00
K_A	400
T_a	0.02
K_C	0.00
K_f	0.00
V_{imin}	-10
V_{rmin}	-6.4
V_{imax}	10
V_{rmin}	7

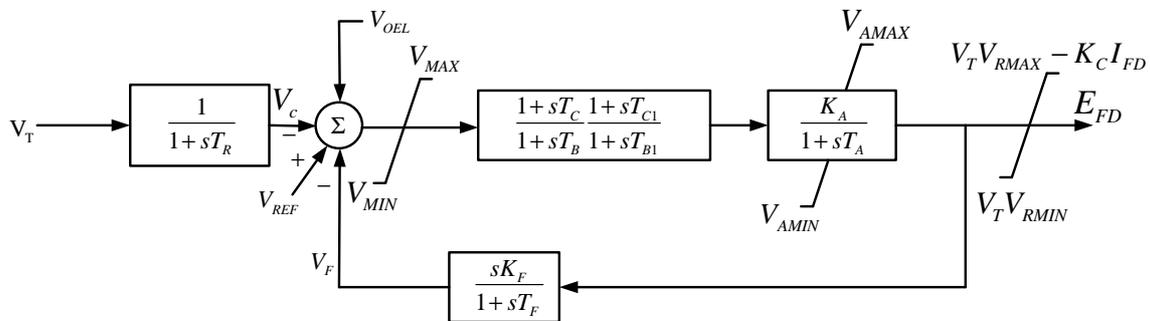


Figura B.2.- Diagrama de bloques del sistema de excitación ST1.

A continuación se muestran las graficas de las simulaciones en el tiempo para el caso descrito abajo:

El caso corresponde al ejemplo 14.2b, de [5]. Se analiza la estabilidad de voltaje para un gran disturbio del sistema mostrado en la figura B.1, usando simulaciones en el dominio del tiempo. El disturbio considerado es la perdida de una de las líneas entre los buses 5 y 6 (sin falla).

La componente de potencia activa de la carga en el bus 7 es representado como un motor de inducción equivalente con los parámetros mostrados en la tabla B.4.

Para la simulación del motor equivalente de 3600 MVA, se emplearon los parámetros eléctricos especificados en la referencia y el software Dig-Silent calcula en automático los parámetros faltantes.

Tabla B.4.- Datos para el modelo de un motor equivalente de 3600 MVA.

<i>Descripción</i>	<i>Ajuste</i>
Voltaje nominal	13.8 KV
Potencia mecánica nominal	3001513 KW
Factor de potencia	0.8505
Eficiencia en operación nominal	98.027%
Frecuencia nominal	60
Velocidad nominal	3570.96 rpm
No. de pares polos	1
Conexión	Y
Corriente de rotor bloqueado	3.5156 pu.
Torque de rotor bloqueado	0.1079 pu.
Torque en el punto de paro	1.8597 pu.
Inercia	30892.4 Kgm ²

Cabe señalar que con los mismos parámetros establecidos en la referencia [5], las condiciones iniciales obtenidas por el software son ligeramente inferiores a las mostradas en la referencia. Además hay que notar que en la referencia, el cambiador de tap en T6 comienza a realizar su primer cambio después de un tiempo de 30 segundos aproximadamente y posteriormente será cada 5 segundos. El software solo permite hacer el cambio de tap para un solo intervalo de tiempo, por lo cual se estableció el cambio discreto del tap cada 5 segundos, por tal razón el decaimiento de los perfiles de voltaje es más rápido causando el colapso en 39 segundos mientras que en la referencia es en 65 segundos aproximadamente.

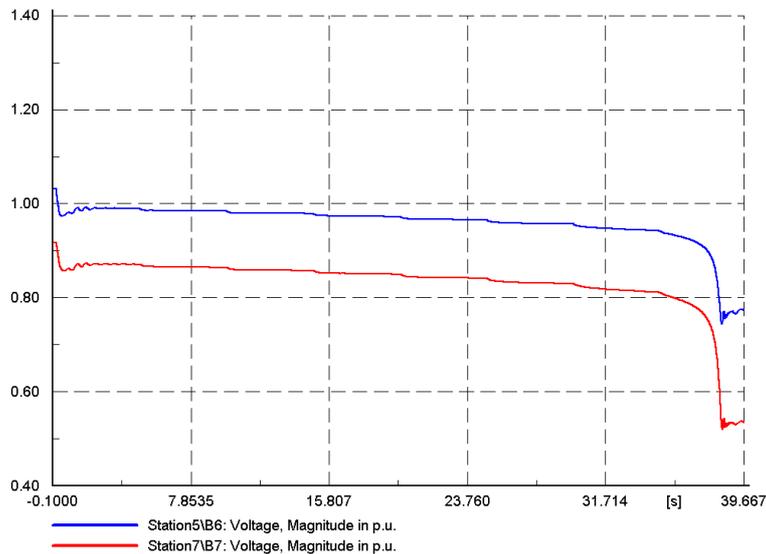


Figura B.3.- Perfiles de voltaje obtenidos con el programa Dig-Silent, para el caso descrito.

Las figuras B.4 a la B.6 muestran el comportamiento del motor.

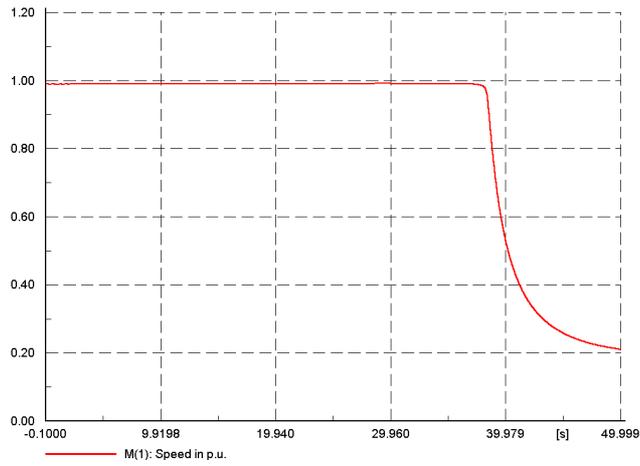


Figura B.4.- Comportamiento de la velocidad del motor.

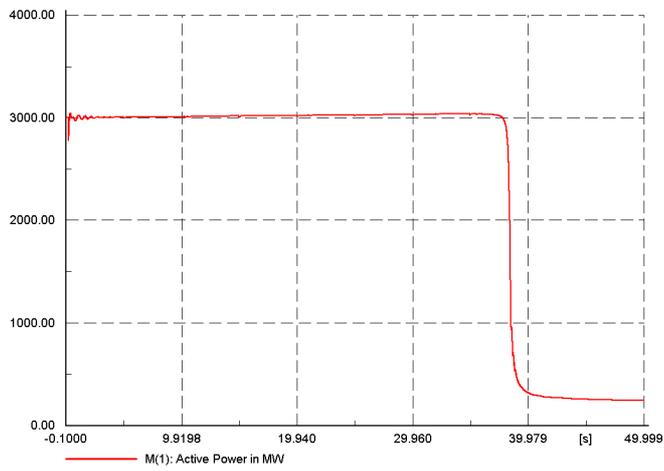


Figura B.5.- Demanda de potencia activa por el motor.

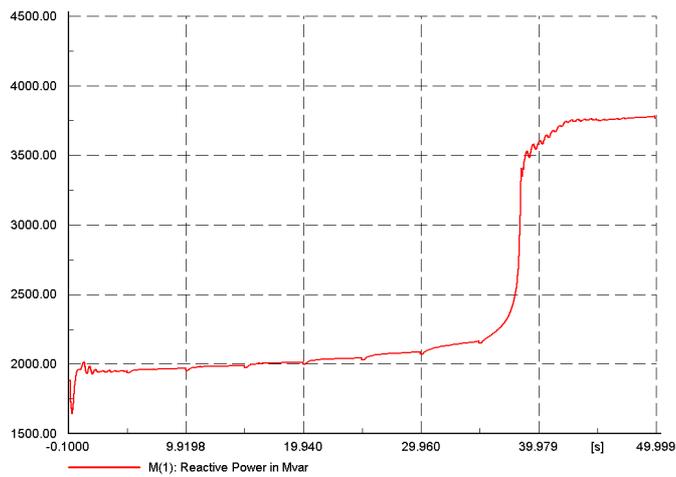


Figura B.6.- Demanda de potencia reactiva por el motor.

Debido a que se tiene como propósito analizar el comportamiento del sistema con diferentes concentraciones de carga con motores de inducción, se tomaron motores de capacidad más pequeña, los cuales se considerará que todos están conectados en paralelo para simular una carga total de 3600 MVA.

Los parámetros para la simulación de los motores de inducción, son de un motor de 2500 MW, mostrados en la tabla B.5.

Tabla B.5.- Datos de fabricante para el motor de 2500 MW.

<i>Descripción</i>	<i>Ajuste</i>
Voltaje nominal	13.8 KV
Reactancia mecánica nominal	2500 KW
Factor de potencia	0.83
Eficiencia en operación nominal	94.9%
Frecuencia nominal	60
Velocidad nominal	1185 rpm
No. de pares polos	3
Conexión	Y
Corriente de rotor bloqueado	3.82 pu.
Torque de rotor bloqueado	0.38 pu.
Torque en el punto de paro	1.8 pu.
Inercia (a plena carga)	1433 Kgm ²

Para la simulación de la figura B.7, se consideró un total del 1200 motores con la capacidad de 2500 KW cada uno. Como se puede observa en la figura el perfil de voltaje muestra el mismo comportamiento que en la figura B.3, únicamente su caída de voltaje es más suave en el momento de colapso, pero esto se atribuye a las constantes de inercia distribuidas entre todos los motores, y no como una sola máquina.

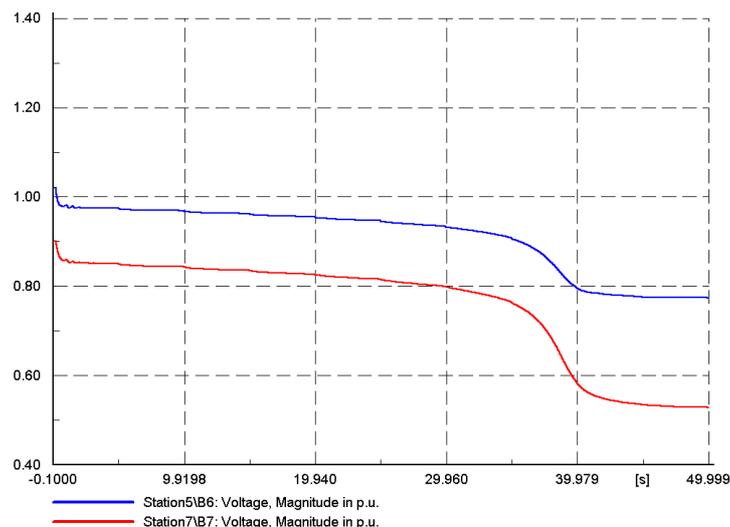


Figura B.7.- Perfiles de voltaje obtenidos para el caso de un grupo de motores.

C

DATOS DEL SISTEMA DE 30 NODOS

En esta sección se muestran los datos principales de la red y los elementos dinámicos de los generadores para el sistema de 30 nodos [61]. Las condiciones iniciales son presentadas en el diagrama unifilar.

Tabla C.1.- Datos de los nodos.

<i>Nodo</i>	<i>P_{generada}</i> (MW)	<i>Q_{generada}</i> (MVAR)	<i>P_{carga}</i> (MW)	<i>Q_{carga}</i> (MVAR)	<i>Q_{paralelo}</i> (MVAR)	<i>V_{base}</i> (KV)
N16	0	0	0	0	0	380
N11	0	0	98	32	0	380
N6	0	0	0	0	0	380
N13	0	0	600	200	0	380
N8	0	0	237	78	0	380
N9	0	0	223	73	0	380
N1	0	0	0	0	0	380
M1	850	346	48	40	0	24
M2	575	178	54	45	0	24
N10	2900	498	580	100	0	380
N14	0	0	300	75	0	380
N5	0	0	0	0	0	380
N4	0	0	0	0	0	380
N7	0	0	0	0	0	380
N3	0	0	0	0	0	380
N2	0	0	0	0	0	380
N104	0	0	0	0	75	150
N203	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N106	0	0	0	0	0	150
N206	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N102	0	0	0	0	100	150
N202	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N105	300	160	0	0	75	150
N205	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N101	150	220	0	0	75	150
N201	0	0	425	285.58	45	13.8
N107	0	0	0	0	75	150
N207	0	0	337.5	226.79	45	13.8
N103	250	149	0	0	0	150
N204	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N12	0	0	319	-100	0	380
N15	-68.9	39.26	0	0	0	380

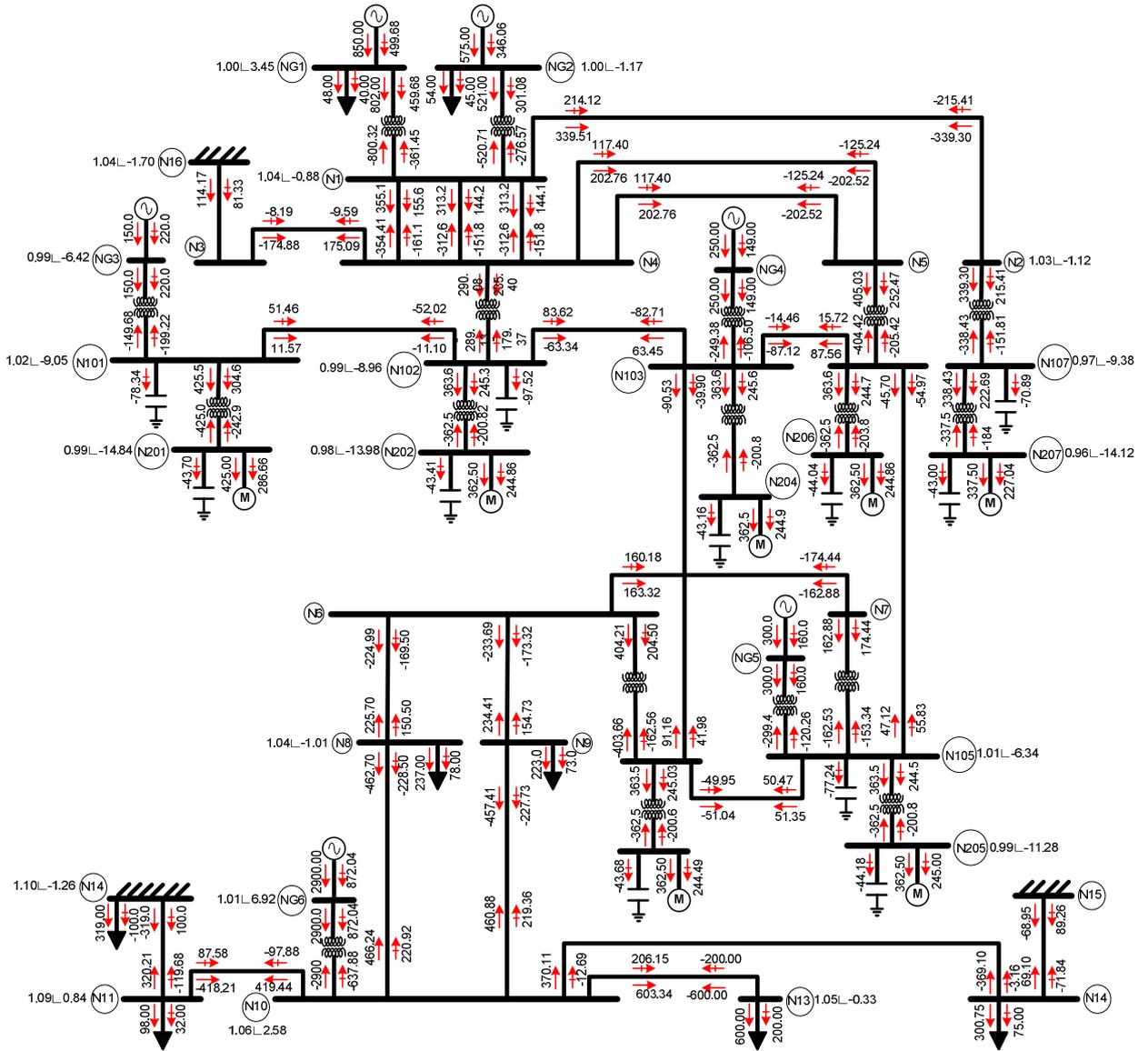


Figura C.1.- Sistema de 30 Nodos.

Tabla C.2.- Datos de nodos especiales.

<i>Nodo</i>	<i>V (KV)</i>	<i>Tipo</i>
<i>M1</i>	24	<i>PV</i>
<i>M2</i>	24	<i>PV</i>
<i>N10</i>	412	<i>PV</i>
<i>N15</i>	415	<i>SL</i>

Tabla C.3.- Datos de los nodos.

<i>Nodo</i>	<i>P_{generada}</i> (MW)	<i>Q_{generada}</i> (MVAR)	<i>P_{carga}</i> (MW)	<i>Q_{carga}</i> (MVAR)	<i>Q_{paralelo}</i> (MVAR)	<i>V_{base}</i> (KV)
N16	0	0	0	0	0	380
N11	0	0	98	32	0	380
N6	0	0	0	0	0	380
N13	0	0	600	200	0	380
N8	0	0	237	78	0	380
N9	0	0	223	73	0	380
N1	0	0	0	0	0	380
M1	850	346	48	40	0	24
M2	575	178	54	45	0	24
N10	2900	498	580	100	0	380
N14	0	0	300	75	0	380
N5	0	0	0	0	0	380
N4	0	0	0	0	0	380
N7	0	0	0	0	0	380
N3	0	0	0	0	0	380
N2	0	0	0	0	0	380
N104	0	0	0	0	75	150
N203	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N106	0	0	0	0	0	150
N206	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N102	0	0	0	0	100	150
N202	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N105	300	160	0	0	75	150
N205	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N101	150	220	0	0	75	150
N201	0	0	425	285.58	45	13.8
N107	0	0	0	0	75	150
N207	0	0	337.5	226.79	45	13.8
N103	250	149	0	0	0	150
N204	0	0	362.5	243.59	45	13.8
N12	0	0	319	-100	0	380
N15	-68.9	39.26	0	0	0	380

Tabla C.4.- Datos de líneas.

<i>Nodo 1</i>	<i>Nodo 2</i>	<i>#</i>	<i>R (pu)</i>	<i>X (pu)</i>	<i>G (pu)</i>	<i>B (pu)</i>
N11	N10		0.00079	0.00838	0.0000	0.09860
N6	N8		0.00100	0.01000	0.0000	0.12200
N6	N9		0.00094	0.00995	0.0000	0.12210
N6	N4		0.00084	0.00708	0.0000	0.08640
N6	N7		0.00084	0.00708	0.0000	0.08640
N13	N10		0.00095	0.01004	0.0000	0.11810
N8	N10		0.00150	0.01600	0.0000	0.20000
N9	N10		0.00150	0.01600	0.0000	0.20000
N1	N4	1	0.00054	0.00464	0.0000	0.05670
N1	N4	2	0.00049	0.00522	0.0000	0.06410
N1	N4	3	0.00049	0.00522	0.0000	0.06410
N1	N2		0.00014	0.00145	0.0000	0.01620
N10	N14		0.00087	0.00969	0.0000	0.11570
N4	N3		0.00073	0.00772	0.0000	0.09480
N5	N4	1	0.00046	0.00490	0.0000	0.05450
N5	N4	2	0.00046	0.00490	0.0000	0.05450
N102	N103		0.00100	0.01140	0.0000	0.00200
N102	N101		0.01700	0.06320	0.0000	0.01150
N106	N103		0.00550	0.02500	0.0000	0.00400
N106	N105		0.00800	0.04300	0.0000	0.00700
N104	N105		0.00620	0.03000	0.0000	0.00500
N104	N103		0.00320	0.03000	0.0000	0.00500
N15	N14		0.00219	0.02309	0.0000	0.14430
N11	N12		0.00126	0.01331	0.0000	0.13550
N3	N16		0.00126	0.01331	0.0000	0.13550

Tabla C.5.- Datos de transformadores.

<i>Nodo 1</i>	<i>Nodo 2</i>	<i>#</i>	<i>R (pu)</i>	<i>X (pu)</i>	<i>G (pu)</i>	<i>B (pu)</i>	<i>Relación=</i> <i>V₂ (pu)/V₁ (pu)</i>
N107	N2	1	0.00060	0.04370	0.0000	0.0000	0.981
N101	N3	1	0.00050	0.04350	0.0000	0.0000	0.960
N105	N7	1	0.00050	0.04350	0.0000	0.0000	0.900
N102	N4	1	0.00080	0.04720	0.0000	0.0000	0.948
N106	N5	1	0.00029	0.02229	0.0000	0.0000	0.983
N104	N6	1	0.00028	0.02200	0.0000	0.0000	1.011
N1	M1	1	0.00023	0.01070	0.0000	0.0000	0.925
N1	M2	3	0.00009	0.00758	0.0000	0.0000	0.945
N102	N202	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.052
N103	N204	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.060
N104	N203	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.046
N105	N205	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.033
N106	N206	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.060
N101	N201	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.033
N107	N207	1	0.00060	0.02500	0.0000	0.0000	1.060

<i>Transformadores en unidades e generación.</i>						
<i>Maquina</i>	<i>Nodo A.T.</i>	<i>R (pu)</i>	<i>X (pu)</i>	<i>Capacidad (MVA)</i>	<i>V1 (KV)</i>	<i>V2 (KV)</i>
<i>G1</i>	<i>NG1</i>					
<i>G2</i>	<i>NG2</i>					
<i>G6</i>	<i>N10</i>	<i>0.002</i>	<i>0.130</i>	<i>5000</i>	<i>24.0</i>	<i>416.4</i>
<i>G4</i>	<i>N103</i>	<i>0.002</i>	<i>0.130</i>	<i>300</i>	<i>15.0</i>	<i>165.0</i>
<i>G5</i>	<i>N105</i>	<i>0.002</i>	<i>0.130</i>	<i>400</i>	<i>15.0</i>	<i>165.0</i>
<i>G3</i>	<i>N101</i>	<i>0.002</i>	<i>0.130</i>	<i>450</i>	<i>15.0</i>	<i>165.0</i>

Tabla C.6.- Parámetros de los generadores.

<i>Datos dinámicos de la maquinas</i>							<i>Sistema de excitación</i>	
<i>Parámetro</i>	<i>G1</i>	<i>G2</i>	<i>G3</i>	<i>G4</i>	<i>G5</i>	<i>G6</i>	<i>Parámetro</i>	<i>Todas las maquinas</i>
<i>Ra</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>0.000</i>	<i>T_R</i>	<i>0.0015</i>
<i>Xl</i>	<i>0.220</i>	<i>0.220</i>	<i>0.200</i>	<i>0.200</i>	<i>0.200</i>	<i>0.220</i>	<i>T_b</i>	<i>0.00</i>
<i>Xd</i>	<i>2.500</i>	<i>2.500</i>	<i>2.700</i>	<i>2.700</i>	<i>2.700</i>	<i>2.500</i>	<i>T_c</i>	<i>0.00</i>
<i>X'd</i>	<i>0.425</i>	<i>0.425</i>	<i>0.360</i>	<i>0.360</i>	<i>0.360</i>	<i>0.425</i>	<i>K_A</i>	<i>400</i>
<i>X''d</i>	<i>0.300</i>	<i>0.300</i>	<i>0.290</i>	<i>0.290</i>	<i>0.290</i>	<i>0.300</i>	<i>T_a</i>	<i>0.02</i>
<i>T'do</i>	<i>8.000</i>	<i>8.000</i>	<i>8.500</i>	<i>8.500</i>	<i>8.500</i>	<i>8.000</i>	<i>K_C</i>	<i>0.00</i>
<i>T''do</i>	<i>0.060</i>	<i>0.060</i>	<i>0.050</i>	<i>0.050</i>	<i>0.050</i>	<i>0.060</i>	<i>K_f</i>	<i>0.00</i>
<i>Xq</i>	<i>2.500</i>	<i>2.500</i>	<i>2.600</i>	<i>2.600</i>	<i>2.600</i>	<i>2.500</i>	<i>V_{imin}</i>	<i>-10</i>
<i>X'q</i>	<i>0.650</i>	<i>0.650</i>	<i>0.700</i>	<i>0.700</i>	<i>0.700</i>	<i>0.650</i>	<i>V_{rmin}</i>	<i>-6.4</i>
<i>X''q</i>	<i>0.301</i>	<i>0.301</i>	<i>0.270</i>	<i>0.270</i>	<i>0.270</i>	<i>0.301</i>	<i>V_{imax}</i>	<i>10</i>
<i>T'qo</i>	<i>0.650</i>	<i>0.650</i>	<i>0.600</i>	<i>0.600</i>	<i>0.600</i>	<i>0.650</i>	<i>V_{rmin}</i>	<i>7</i>
<i>T''qo</i>	<i>0.100</i>	<i>0.100</i>	<i>0.050</i>	<i>0.050</i>	<i>0.050</i>	<i>0.100</i>		



D

ALGORITMO COMPUTACIONAL

Se presenta el algoritmo desarrollado para el proceso de cálculo de los controles que componen el esquema UVLS. El programa fue desarrollado una versión de MatLab. Además se muestra un ejemplo de empleo del mismo.

```
Datos;
[nline ncol] = size(v);
[nvthf nvthc]=size(vth);
v0=zeros(1,ncol);
v1=zeros(1,ncol);
v2=zeros(1,ncol);
vprom=zeros(50,ncol-1-Ncontroles);
t0=zeros(1,ncol-1-Ncontroles);
t1=zeros(1,ncol);
t2=zeros(1,ncol);
tprom=zeros(50, ncol);
z=ones(1,ncol-1-Ncontroles);
P0=zeros(1,ncol);
P1=zeros(1,ncol);
P2=zeros(1,ncol);
Pprom=zeros(50, ncol);
pe=0; cte=1e12;
ind3=zeros(1,ncol-1);
ei=zeros(1,ncol-1);
DVK=zeros(1,ncol-1);
P=zeros(1,ncol-1);
ind1=zeros(1,ncol-1);
to=zeros(1,ncol-1);
dif=zeros(1,ncol-1);
ind2=zeros(1,ncol-1);
ind5=zeros(1,ncol-1);
t=zeros(1,ncol-1);
vt=zeros(1,ncol-1);
T=zeros(1,ncol-1-Ncontroles);
DV=zeros(1,ncol-1);
Noper=zeros(1,ncol-1);
m=zeros(1,ncol-Ncontroles);
C=zeros(1,ncol-1);
DPsh=zeros(1,ncol-1);

#####
%Determina que controles ya han actuado
esquema=input('¿Algun control ya operó? Y/N : ','s');
if(esquema=='y')
```

```

esquema='Y';
elseif(esquema=='n')
    esquema='N';
end
if(esquema=='Y')
    fprintf('\nIndica el No. de veces que ha operado cada uno de ellos');
    fprintf('\nSi alguno de ellos no operó marca "0"');
    for(n=1:(ncol-1-Ncontroles))
        fprintf('\nEsquema No %g : ',n)
        Noper(1,n)=input(' >> ');
        if(Noper(1,n)==0)
            %Esta condicion evita un reseteo indeseado en la condicion
            "if(Noper(1,j-1)==ind5(1,j-1))"
            Noper(1,n)=100;
        end
    end
end
end
#####
for i=1:nline
    for j=2:ncol-Ncontroles
        if(v(i,j)<vth(j-1,1))
            #####
            %Evalua si la condicion de bajo voltaje es por falla normal
            pe=(v(i-1,j)-v(i,j))/v(i-1,j);
            if(pe>0.25)
                ind3(1,j-1)=1;
            end
            #####
            if(ind3(1,j-1)==0)
                #####
                %Calculo de la pendiente para determinar el valor de C
                v0(1,j-1)=v(i,j);
                v1(1,j-1)=v(i-1,j);
                v2(1,j-1)=v(i-2,j);
                vprom(z(1,j-1),j-1)=(v0(1,j-1)+v1(1,j-1)+v2(1,j-1))/3;
                t0(1,j-1)=v(i,1);
                t1(1,j-1)=v(i-1,1);
                t2(1,j-1)=v(i-2,1);
                tprom(z(1,j-1),j-1)=(t0(1,j-1)+t1(1,j-1)+t2(1,j-1))/3;
                if(z(1,j-1)>=2)
                    m(1,j)=(vprom(z(1,j-1),j-1)-vprom(z(1,j-1)-1,j-1))/
                        (tprom(z(1,j-1),j-1)-tprom(z(1,j-1)-1,j-1)));
                end
                #####
                %Calculo de la cantidad de potencia activa a tirar DPsh
                P0(1,j-1)=v(i,j+Ncontroles);
                P1(1,j-1)=v(i-1,j+Ncontroles);
                P2(1,j-1)=v(i-2,j+Ncontroles);
                Pprom(z(1,j-1),j-1)=(P0(1,j-1)+P1(1,j-1)+P2(1,j-1))/3;
                if(m(1,j)<0)
                    m(1,j)=abs(m(1,j));
                    C(1,j-1)=(1/m(1,j))*k;
                    ei(1,j-1)=ei(1,j-1)+((vth(j-1,1)-v(i,j))*h);
                    P(1,j-1)=P(1,j-1)+abs(Pprom(z(1,j-1),j-1)-Pprom(z(1,j-1)-1,j-1)));
                    DVK(1,j-1)=DVK(1,j-1)+((vth(j-1,1)-v(i,j))*h)*abs
                        ((Pprom(z(1,j-1),j-1)-Pprom(z(1,j-1)-1,j-1))/
                        (vprom(z(1,j-1),j-1)-vprom(z(1,j-1)-1,j-1)));
                end
            end
            indl(1,j-1)=indl(1,j-1)+1;
            #####
        end
    end
end
#####

```

```

%Captura el tiempo en que detecta bajo voltaje
if(ind1(1,j-1)==1)
    to(1,j-1)=v(i,1);
end
#####
dif(1,j-1)=ei(1,j-1)-C(1,j-1);
if(dif(1,j-1)>0)
    ind2(1,j-1)=ind2(1,j-1)+1;
    if(ind2(1,j-1)==1)
        #####
        %Captura el tiempo en que opera el control e indica
        %cuanta carga va tirar
        t(1,j-1)=v(i,1);
        vt(1,j-1)=v(i,j);
        T(1,j-1)=t(1,j-1)-to(1,j-1);
        #####
        %Condicion de inestabilidad de voltaje a corto plazo
        if(T(1,j-1)>=Tmin(2,j-1)&&T(1,j-1)<=Tcri)
            ind5(1,j-1)=ind5(1,j-1)+1;
            DV(1,j-1)=ei(1,j-1)/T(1,j-1);
            disp('#####')
            fprintf('\nEl control actua por caida brusca de
                    voltaje');
            fprintf('\nEl control a operar es el No.%g ',j-1);
            fprintf('\n\nDetecta bajo voltaje en to= %g
                    segundos',to(1,j-1));
            fprintf('\nOpera en t=%gsegundos',t(1,j-1)+0.033);
            fprintf('\nEl voltaje en el instante t es %g
                    pu\n\n',vt(1,j-1));
            fprintf('\nEl retardo de tiempo es T= %g
                    segundos',T(1,j-1));

            DPsh(1,j-1)=DVK(1,j-1);
            fprintf('\nLa potencia a tirar es: %g
                    MW',DPsh(1,j-1));

            fprintf('\nEquivalente en motores >>
                    %g\n\n',DPsh(1,j-1)/Pmotor);
            #####
            %Condicion de inestabilidad de voltaje a largo plazo
            elseif(T(1,j-1)>=Tmin(1,j-1))
                ind5(1,j-1)=ind5(1,j-1)+1;
                DV(1,j-1)=ei(1,j-1)/T(1,j-1);
                disp('#####')
                fprintf('\nEl control actua por caida brusca de
                        voltaje');
                fprintf('\nEl control a operar es el No.%g ',j-1);
                fprintf('\n\nDetecta bajo voltaje en to= %g
                        segundos',to(1,j-1));
                fprintf('\nOpera en t=%gsegundos',t(1,j-1)+0.033);
                fprintf('\nEl voltaje en el instante t es %g
                        pu\n\n',vt(1,j-1));
                fprintf('\nEl retardo de tiempo es T= %g
                        segundos',T(1,j-1));

                DPsh(1,j-1)=DVK(1,j-1);
                fprintf('\nLa potencia a tirar es: %g
                        MW',DPsh(1,j-1));

                fprintf('\nEquivalente en motores >>
                        %g\n\n',DPsh(1,j-1)/Pmotor);
            else
                ind2(1,j-1)=0;
            end
            #####
            %Resetea las variables cuando un control ha operado
            if((Noper(1,j-1)>=ind5(1,j-1))&&(ind2(1,j-1)==1))

```

```

Ncontroles=2;      %Número de controles instalados

v=[0.047000 1.063664    0.975168    3185.540032 2407.717321
0.096000    1.063664    0.975168    3185.540025 2407.717322
0.145000    0.619732    0.600005    1513.829380 1230.979015
0.194000    0.551170    0.516226    1418.007067 1041.025823
0.243000    0.860016    0.753550    2575.484330 1766.615809
0.292000    0.883183    0.778428    2635.906880 1792.658308
0.341000    0.907888    0.804882    2706.553059 1844.656228
0.390000    0.934142    0.832573    2779.060813 1912.482117
0.439000    0.957675    0.857730    2847.819945 1984.661730
0.488000    0.972446    0.874621    2914.340503 2052.463153
0.537000    0.973918    0.878426    2980.968376 2108.460045
0.586000    0.961641    0.867877    3041.772785 2144.502581
0.635000    0.940553    0.846857    3085.121415 2155.204536
0.684000    0.919087    0.823222    3103.352821 2142.553564
0.733000    0.904808    0.805107    3096.509786 2114.982088
0.782000    0.901197    0.797548    3069.758341 2082.937239
0.831000    0.907669    0.801462    3032.277348 2056.342502
0.880000    0.921829    0.814962    2997.204387 2043.914768];

```

En este ejemplo el esquema cuenta con dos controles, el vector v cuenta con las mediciones de voltajes y potencia activa tomadas de cada nodo monitoreado en el siguiente orden. Columnas 1 y 2 son las magnitudes de voltaje de los controles C1 y C2 respectivamente, las columnas 3 y 4 cuentan con las mediciones de potencia activa de los controles C1 y C2 respectivamente.

Los resultados arrojados por el programa MatLab son mostrados en la figura D.1.

```

MATLAB 7.5.0 (R2007b)
File Edit Debug Distributed Desktop Window Help
H:\Sistema Taylor (Tesis)
Shortcuts How to Add What's New
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.
>> Loadshedding
¿Algun control ya operó? Y/N : n
*****

El control actua por caidas lentas de voltaje
El control a operar es el No. 2

Detecta bajo voltaje en to= 160.081 segundos
Opera en t= 173.491 segundos
El voltaje en el instante t es 0.774019 pu

El retardo de tiempo es T= 13.377 segundos
La potencia a tirar es: 170.839 MW
Equivalente en motores >> 68.3357

*****

El control actua por caidas lentas de voltaje
El control a operar es el No. 1

Detecta bajo voltaje en to= 315.852 segundos
Opera en t= 341.561 segundos
El voltaje en el instante t es 0.910127 pu

El retardo de tiempo es T= 25.676 segundos
La potencia a tirar es: 51.0845 MW
Equivalente en motores >> 20.4338

*****

El control actua por caidas lentas de voltaje
El control a operar es el No. 2

Detecta bajo voltaje en to= 316.195 segundos
Opera en t= 341.561 segundos
El voltaje en el instante t es 0.807472 pu

El retardo de tiempo es T= 25.333 segundos
La potencia a tirar es: 78.5596 MW
Equivalente en motores >> 31.4239

>>
Start OVR

```

Figura D.1.- Resultados mostrados por el programa *Loadshedding.m*

El programa evaluará todas las mediciones introducidas en el vector y mostrará de forma consecutiva los controles que actúan durante el periodo de tiempo evaluado.