

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

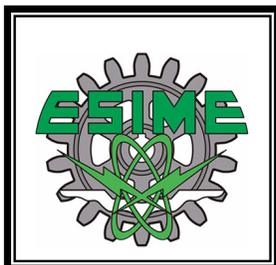
**ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
UTILIZANDO EL MÉTODO DE FLUJOS DE
POTENCIA DE CONTINUACIÓN**

TESIS

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

PRESENTA:

ENRIQUE LÓPEZ LUIS.



MÉXICO, D. F.

JUNIO 2006



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 13:00 horas del día 26 del mes de Junio del 2006 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

“ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO EL MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN”

Presentada por el alumno:

LÓPEZ	LUIS	ENRIQUE							
APELLIDO PATERNO	MATERNO	NOMBRE(S)							
Con registro: <table border="1"><tr><td>A</td><td>0</td><td>4</td><td>0</td><td>5</td><td>0</td><td>2</td></tr></table>			A	0	4	0	5	0	2
A	0	4	0	5	0	2			

Aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

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

LA COMISION REVISORA

Director de tesis _____ DR. DANIEL RUIZ VEGA	PRESIDENTE _____ DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
2º. VOCAL _____ DR. CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL	3º. VOCAL _____ DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR
SECRETARIO _____ DR. DAVID ROMERO ROMERO	SUPLENTE _____ M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES
 COMISION DE PROFESORES DE POSGRADO E INVESTIGACION EL PRESIDENTE DEL COLEGIO _____ DR. JAIME ROBLES GARCÍA	



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México D. F., el día 27 del mes de junio del año 2006, el que suscribe Enrique López Luis, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A040502, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Ruiz Vega y cede los derechos del trabajo intitulado Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, 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 director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección **enrique.lopez.luis@gmail.com** y/o **drv_llege@yahoo.com**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Enrique López Luis

RESUMEN

Los problemas de estabilidad de voltaje se pueden dividir, de manera natural, en dos clasificaciones principales, de acuerdo al período de tiempo en el que se desarrollan: problemas de corto plazo y de largo plazo. Este trabajo se relaciona exclusivamente con el análisis de la estabilidad de voltaje de largo plazo de sistemas de potencia, utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación.

El Método de Flujos de Potencia de Continuación permite determinar de manera exacta la cargabilidad máxima del Sistema Eléctrico de Potencia ante problemas de estabilidad de voltaje, uno de los índices de seguridad más exactos y aceptados en la actualidad. El punto máximo de cargabilidad del sistema puede ser también interpretado en términos de la teoría de sistemas dinámicos como una bifurcación local de tipo silla de montar.

En esta tesis se desarrolla un programa de computadora en lenguaje FORTRAN que analiza la estabilidad de voltaje de sistemas multimáquinas por medio del Método de Flujos de Potencia de Continuación.

Además, se estudian los siguientes aspectos importantes en el análisis de la estabilidad de voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia:

- Los conceptos teóricos de la estabilidad de voltaje de largo plazo y su relación con la teoría de bifurcaciones.
- La teoría básica y avanzada del Método de Flujos de Potencia de Continuación.
- La descripción del programa de simulación.
- Las características principales para la realización adecuada del estudio de cargabilidad de sistemas ante problemas de estabilidad de voltaje.
- El modelado adecuado de cargas y generadores para que los resultados del estudio reflejen el comportamiento dinámico del sistema real y sean útiles en la práctica.

Los puntos antes mencionados son simulados en tres Sistemas Eléctricos de Potencia, y los resultados permiten establecer la siguiente recomendación general: al realizar la evaluación de la cargabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia ante problemas de estabilidad de voltaje se debe tener en cuenta el objetivo del estudio, la estructura y la forma de operar del sistema al estresar las diferentes áreas para llegar a la condición máxima de cargabilidad. Este aspecto de realización del estudio se debe complementar con un modelado adecuado, lo más cercano a la realidad para obtener resultados útiles en la toma de decisiones.

ABSTRACT

Voltage stability problems can be classified, in a natural way, into two main categories, according to the period of time in which they develop as: short term and long term stability problems. The present work is exclusively related to the analysis of long term power system voltage stability using the Continuation Power Flow Method.

Continuation Power Flow Methods allow determining the exact power system maximum loadability point under voltage stability constraints, one of the most exact and widely accepted dynamic security indexes. This loadability point can also be interpreted in terms of dynamic systems theory, as a saddle-node bifurcation point.

This work presents the development of a digital computer program, written in FORTRAN, which performs voltage stability analysis of multimachine electric power systems, using the Continuation Power Flow Method.

In addition, the present work studies the following important aspects of long term power system voltage stability analysis:

- Theoretical concepts of long term voltage stability and its relation to dynamic systems bifurcation theory;
- Continuation Power Flow basic and advanced theory;
- A description of the digital computer simulation program algorithm;
- Main characteristics for correctly stressing the system when performing loadability analysis under voltage stability constraints;
- Load and generation suitable modeling, in order to ensure that simulation results really reflect actual power system dynamic performance, so as to make them of practical use;

Three test power systems are used in order to show the above mentioned points, and their results allow us to state the following general recommendations: when performing electric power system loadability analysis under voltage stability constraints, it is important to take into account the objective sought, system structure and operation, in order to stress the system so as to find the maximum loadability operating condition. This last aspect, regarding the conditions for stressing the system when performing the study, should be complemented with a suitable system modeling, as close as possible to the actual system, in order to ensure the usefulness of the obtained results in the decision making process.

DEDICATORIA

Con especial gratitud dedico la presente Tesis de Maestría a las personas que me han dado la oportunidad de vivir con total plenitud:

*a mi padre Daniel López Arellano,
a mi madre Leonila Luis Atanacio
a mi hermano Mario Ángel López Luis
a mi esposa Mercedes Lázaro Gonzaga*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de primera instancia al Dr. Daniel Ruiz Vega por su apoyo incondicional, por la preparación académica brindada durante toda mi estancia en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI). También doy las gracias al Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel por sus comentarios e interés mostrados, así mismo doy gracias a los profesores de la SEPI por sus enseñanzas bien orientadas es especial al Dr. Daniel Olguín Salinas. Por último se agradece al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo económico (Beca Institucional y Beca PIFI) otorgado a mi persona.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
DEDICATORIA	XI
AGRADECIMIENTOS	XI
CONTENIDO	XIII
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABLAS	XXV
GLOSARIO	XXIX
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 ANTECEDENTES	3
1.4.1 Trabajos desarrollados más relevantes del Método de Continuación aplicados a los sistemas de potencia	3
1.4.2 Trabajos desarrollados en México del Método de Flujos de Potencia de Continuación	5
1.5 APORTACIONES.....	6
1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES.....	7
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS	8
CAPÍTULO 2: ESTABILIDAD DE VOLTAJE	9
2.1 INTRODUCCIÓN: ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	9
2.1.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.....	11
2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS DE POTENCIA	15
2.2.1 Introducción.....	15
2.3 LA CARGABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	19
2.3.1 El método de las curvas PV	23
2.4 BIFURCACIONES Y SU RELACIÓN CON LAS INESTABILIDADES DE VOLTAJE	24
2.4.1 Introducción.....	24
2.4.2 Teoría de bifurcaciones	25
2.4.3 Bifurcación nodo silla de montar.....	28
2.4.4 Bifurcación de límite inducido.....	32
2.5 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE BIFURCACIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA	32
CAPÍTULO 3: MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN	35
3.1 INTRODUCCIÓN	35
3.2 MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN	37
3.2.1 Paso predictor.....	37
3.2.2 Paso corrector	44
3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTINUACIÓN UTILIZANDO LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA	46
3.3.1 Método 1: Predicción sin parametrizar y corrección con una intersección perpendicular	47
3.3.2 Método 2: Predicción y corrección con parametrización local.....	51

CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL MODELO EMPLEADO Y DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL	55
4.1 INTRODUCCIÓN: MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO	55
4.2 MODELO DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS	59
4.3 MODELOS ESTÁTICOS DE LA CARGA	61
4.3.1 Modelos dependientes de la magnitud de voltaje	61
4.3.2 Modelos dependientes de la frecuencia	64
4.3.3 Modelo propuesto	65
4.4 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL	66
4.4.1 Detección del punto máximo de cargabilidad	72
4.4.2 Consideraciones para el programa de parametrización local (Método 2)	73
CAPÍTULO 5: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
5.1 INTRODUCCIÓN	75
5.2 EL MÉTODO BÁSICO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN	77
5.2.1 Método 1 (vector tangente sin parametrizar y corrección con intersección perpendicular)	77
5.2.2 Método 2 (predicción y corrección con parametrización local)	78
5.2.3 Comparación de los Métodos de Continuación	79
5.3 MÉTODOS DE INICIO PARA EL CÁLCULO DE CURVAS PV EMPLEANDO EL MÉTODO DE CONTINUACIÓN	81
5.3.1 Método de Inicio 1	81
5.3.2 Método de Inicio 2	83
5.3.3 Comparación de los dos métodos de inicio contemplados	85
5.4 INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA EN UN SEP PARA ESTUDIOS DE CARGABILIDAD	85
5.4.1 Introducción	85
5.4.2 Incremento de la potencia de carga en todos los nodos del SEP	88
5.4.3 Incremento de potencia de carga dividiendo el SEP en áreas	91
5.4.4 Incremento de la potencia de carga en un nodo específico del SEP	93
5.4.5 Discusión de los resultados del incremento de carga	97
5.5 DISTRIBUCIÓN DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA ENTRE LOS GENERADORES PARA ESTUDIOS DE CARGABILIDAD	98
5.5.1 Introducción	98
5.5.2 El aumento de la carga del sistema es compensado por el nodo compensador	100
5.5.3 El aumento de la carga del sistema es distribuido entre todos los generadores del sistema	102
5.5.4 Discusión de los resultados de la distribución del incremento de carga	106
5.6 EFECTO DE LA REPRESENTACIÓN DE LA CARGA UTILIZANDO MODELOS ESTÁTICOS	108
5.6.1 Introducción	108
5.6.2 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia Anderson	111
5.6.3 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia Stagg	113
5.6.4 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia New England	116
5.6.5 Discusión de los resultados del modelo estático de la carga	118
5.7 EFECTO DE MODELAR LÍMITES FIJOS DE GENERACIÓN	120
5.7.1 Introducción	120
5.7.2 Límites fijos de potencia activa de generación	120
5.7.3 Límites fijos de potencia reactiva de generación	127
5.7.4 Discusión de resultados con límites fijos de generación	133
5.8 EFECTO DE MODELAR LÍMITES DE GENERACIÓN DEPENDIENTES DEL VOLTAJE EN LAS TERMINALES	134
5.8.1 Introducción	134
5.8.2 Modelado del generador síncrono con límites de potencia reactiva dependientes del voltaje	143

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

	Página
5.8.3 Modelado del generador síncrono incluyendo límites máximos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes del voltaje en terminales	147
5.9 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DEL GENERADOR PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	152
5.9.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson	152
5.9.2 Sistema Eléctrico de Potencia New England	155
5.9.3 Discusión de resultados relacionados con el modelo del generador.....	157
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	159
CONCLUSIONES	159
RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	163
REFERENCIAS	165
APÉNDICE	171
A. DATOS Y DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	171

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 2.1. Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz-Vega, 2002]).	10
Figura 2.2. Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002, IEEE, 2004]).	11
Figura 2.3. Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).	13
Figura 2.4. División del Sistema Eléctrico Mexicano en áreas y se muestra la capacidad en las interconexiones en 1998 (Adaptado de [Madrigal et al., 2004]).	21
Figura 2.5. Se muestra una curva <i>PV</i> típica, siempre se comienza desde un caso base hasta el punto de bifurcación nodo silla de montar.	23
Figura 2.6. Bifurcación nodo silla de montar.	29
Figura 2.7. a) Condiciones para una bifurcación nodo silla de montar. b) Violación de (2.10d). c) Violación de (2.10c).	31
Figura 3.1. Perfil de voltaje nodal.	35
Figura 3.2. Método de Continuación.	36
Figura 3.3. Longitud de paso de la predicción según la dirección del vector tangente.	39
Figura 3.4. Método predictor de la secante.	41
Figura 3.5. Obtención del paso corrector por medio de una parametrización local.	46
Figura 4.1. Modelos utilizados en los estudios de estabilidad de corto y largo plazo (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998]).	57
Figura 4.2. Carta de operación del generador (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ($V=1.0$ [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ($V=0.95$ [p.u.]).	60
Figura 4.3. Características de los diferentes modelos de carga, potencia (activa o reactiva) contra voltaje (magnitud).	62
Figura 4.4. Diagrama de flujo del Método de Continuación para el análisis des estabilidad estática de voltaje (aplica para los dos Métodos de continuación implementados).	70
Figura 4.5. Diagrama de flujo empleado para el Método de Continuación (Método 1) que emplea la disminución de la longitud de paso del vector tangente.	71

	Página
Figura 4.6. Diagrama de flujo de la selección del parámetro de continuación, Método de Continuación 2.....	72
Figura 5.1. Proceso de cálculo (predicción-corrección) del Método 1 descrito en la sección 3.3.1.....	78
Figura 5.2. Proceso de cálculo predictor-corrector con parametrización local.....	79
Figura 5.3. Perfil de voltaje del nodo crítico: 5 del SEP Anderson, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante.....	80
Figura 5.4. Curva de bifurcación del nodo crítico: Lake del SEP Stagg, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante.....	80
Figura 5.5. Perfil de voltaje del nodo crítico 8 del SEP New England, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante, a) comparación sin acercamiento, b) muestra en acercamiento del mismo caso.....	80
Figura 5.6. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (5) del SEP Anderson, se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.....	81
Figura 5.7. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (Lake) del SEP Stagg, se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.....	82
Figura 5.8. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (8) del SEP New England. Se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.....	82
Figura 5.9. SEP Anderson nodo crítico: 5, se aplica el M. I. 2.....	83
Figura 5.10. SEP Stagg nodo crítico: Lake, se aplica el M. I. 2.....	83
Figura 5.11. SEP New England nodo crítico: 8, se aplica el M. I. 2.....	84
Figura 5.12. Curvas <i>PV</i> de todos los nodos de carga del Sistema Anderson, aumentando la potencia de todos los nodos del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es tomado por el nodo compensador.....	87
Figura 5.13. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia Anderson aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	88
Figura 5.14. Curvas <i>PV</i> del Sistema Eléctrico de Potencia New England aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	89
Figura 5.15. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia Anderson indicando la transferencia de potencia entre las áreas de generación y carga, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	92

	Página
Figura 5.16. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia New England indicando la transferencia de potencia entre las áreas de generación y carga, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	93
Figura 5.17. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 5 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	95
Figura 5.18. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 6 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	95
Figura 5.19. Curvas <i>PV</i> del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 8 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	96
Figura 5.20. SEP Anderson nodo crítico: 5. El incremento de potencia lo alimenta el nodo compensador a) Magnitudes de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) Curva <i>PV</i> para el Modelo estático de carga de potencia constante.....	100
Figura 5.21. SEP Stagg nodo crítico: Lake. El incremento de potencia lo alimenta el nodo compensador, a) Magnitud de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) La curva <i>PV</i> corresponde al modelo estático de carga de potencia constante.....	101
Figura 5.22. SEP New England nodo crítico: 8. El incremento de potencia lo toma el nodo compensador. a) Magnitud de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) La curva <i>PV</i> corresponde al modelo estático de carga de potencia constante.....	102
Figura 5.23. SEP Anderson nodo crítico: 5. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva <i>PV</i> corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.....	103
Figura 5.24. SEP Stagg nodo crítico: Lake. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva <i>PV</i> corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.....	104

	Página
Figura 5.25. SEP New England nodo crítico: 8. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva <i>PV</i> corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.	105
Figura 5.26. Diferencia de resultados al considerar diferentes valores de tolerancia de convergencia, SEP New England, se modela la carga con potencia activa como corriente constante y potencia reactiva como impedancia constante	106
Figura 5.27. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.....	111
Figura 5.28. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.	112
Figura 5.29. Se muestran la comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.....	113
Figura 5.30. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.	114
Figura 5.31. Se muestran la comparación de los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.....	116
Figura 5.32. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.	117
Figura 5.33. Se incrementa la potencia de carga en todo el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	121
Figura 5.34. Se incrementa la potencia de carga en todo el Sistema Eléctrico de Potencia New England con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	122
Figura 5.35. Se incrementa la potencia de carga en el área de carga del SEP Anderson con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.	124

	Página
Figura 5.36. Se incrementa la potencia de carga en el área de carga del SEP New England en la simulación se incluye en efecto del límite fijo de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.	125
Figura 5.37. Resultados del SEP Anderson para la cargabilidad total del sistema, con límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	128
Figura 5.38. Resultados del SEP New England para la cargabilidad total del sistema, con límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores.	129
Figura 5.39. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.	131
Figura 5.40. Resultados del SEP New England para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.	133
Figura 5.41. Carta de operación del generador (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ($V=1.0$ [p.u.]), en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ($V=0.95$ [p.u.]).....	134
Figura 5.42. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con límites de potencia dependientes del voltaje en terminales. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.....	143
Figura 5.43. Variación de las potencias reactiva y activa del generador en el nodo 2 del SEP Anderson ante el aumento en el factor de cargabilidad. La máquina síncrona se modela con la inclusión del límite de potencia reactiva de generación dependiente de su voltaje en las terminales.	144
Figura 5.44. Variación de las potencias reactiva y activa del generador en el nodo 3 del SEP Anderson ante el aumento en el factor de cargabilidad. La máquina síncrona se modela con la inclusión del límite de potencia reactiva de generación dependiente de su voltaje en las terminales.	145
Figura 5.45. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con límites máximos fijos de potencia activa y reactiva dependientes del voltaje en terminales. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.....	147

	Página
Figura 5.46. SEP New England con límites fijos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes de voltaje, a) perfil de las magnitudes de voltaje nodal en el punto crítico de cargabilidad, b) perfil de voltaje.	148
Figura 5.47. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.	150
Figura 5.48. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación. a) perfil de las magnitudes de voltaje nodal en el punto crítico de cargabilidad, b) curva <i>PV</i>	152
Figura 5.49. Curvas <i>PV</i> del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, en todos los casos sin salida de línea, se incrementa la carga en todo el SEP y se distribuye el incremento entre los nodos generadores.	153
Figura 5.50. Perfiles de voltaje del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, en todos los casos la contingencia crítica es la salida de la línea 4-5, además se incrementa la carga en todo el SEP y se distribuye el incremento entre los generadores disponibles.	153
Figura 5.51. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con diferentes modelos de la máquina síncrona, con el sistema sin falla. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.	154
Figura 5.52. Perfiles de voltaje del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, el nodo 5 es el crítico y la contingencia crítica es la salida de la línea 4-5 para todos los casos. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.	154
Figura 5.53. Curvas <i>PV</i> del SEP New England con diferentes modelos del generador, todos los casos sin contingencia, el incremento de carga se realiza en todo el SEP y además éste se distribuye entre los generadores disponibles.	155
Figura 5.54. Perfiles de voltaje del SEP New England con diferentes modelos del generador, ante la contingencia crítica correspondiente en cada uno de estos. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.	156

	Página
Figura 5.55. Resultados del Método de Continuación para el SEP New England con diferentes modelos de la máquina síncrona, con el sistema sin falla. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.	156
Figura 5.56. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con diferentes modelos de la máquina síncrona, ante la contingencia crítica. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.	157
Figura A.1. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson sin contingencia, potencia base de 100 [MVA].	171
Figura A.2. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Stagg sin contingencia, potencia base de 100 [MVA].	172
Figura A.3. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia New England sin contingencia, potencia base de 100 MVA.	174

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 4.1. Variables del sistema para diferentes escalas de tiempo y modelo dinámico completo del sistema (Adaptado de [Van Cutsem, 2000]).....	56
Tabla 4.2. Representación tradicional del modelo de carga exponencial.....	62
Tabla 4.3. Valores típicos de los parámetros característicos de carga (dependencia del voltaje) [Arrillaga, 1990, Kundur, 1994].....	63
Tabla 4.4. Valores típicos de los parámetros (dependencia de la frecuencia) [Arrillaga, 1990, Kundur, 1994].	65
Tabla 5.1. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP Anderson.....	82
Tabla 5.2. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP Stagg.	82
Tabla 5.3. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP New England.....	83
Tabla 5.4. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP Anderson.....	84
Tabla 5.5. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP Stagg.	84
Tabla 5.6. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP New England.....	84
Tabla 5.7. Resultados correctos para cada una de los Métodos de Inicio del estudio de estabilidad estática de voltaje.....	85
Tabla 5.8. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson, aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	88
Tabla 5.9. Resultados del Método de Continuación del SEP New England, aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.....	90
Tabla 5.10. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Anderson.....	91
Tabla 5.11. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson para la transferencia entre áreas, sin considerar límites de potencia de generación.....	92
Tabla 5.12. Definición de las áreas de generación y carga del SEP New England	92
Tabla 5.13. Resultados del Método de Continuación del SEP New England para la transferencia entre áreas, sin considerar límites de potencia de generación.....	94
Tabla 5.14. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson para el incremento de carga en un solo nodo, sin considerar límites de potencia de generación	96
Tabla 5.15. SEP Anderson. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo <i>compensador</i> alimenta el incremento de la potencia total de carga.	100

	Página
Tabla 5.16. SEP Stagg. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo <i>compensador</i> alimenta el incremento de la potencia total de carga.	101
Tabla 5.17. SEP New England. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo <i>compensador</i> alimenta el incremento de la potencia total de carga.	102
Tabla 5.18. SEP Anderson. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.	103
Tabla 5.19. SEP Stagg. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.	104
Tabla 5.20. SEP New England. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.	105
Tabla 5.21. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	111
Tabla 5.22. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	111
Tabla 5.23. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	112
Tabla 5.24. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	112
Tabla 5.25. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos estáticos de carga en el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	114
Tabla 5.26. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	114
Tabla 5.27. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos estáticos de carga en el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	115
Tabla 5.28. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	115
Tabla 5.29. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	116

	Página
Tabla 5.30. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.	116
Tabla 5.31. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	117
Tabla 5.32. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.	117
Tabla 5.33. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	122
Tabla 5.34. Resultados del SEP New England, aumentando la carga total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	123
Tabla 5.35. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles del área de generación.	125
Tabla 5.36. Resultados del SEP New England para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles del área de generación.	126
Tabla 5.37. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	129
Tabla 5.38. Resultados del SEP New England, aumentando la carga total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	130
Tabla 5.39. Resultados del SEP Anderson, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	131
Tabla 5.40. Resultados del SEP New England, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.	132

	Página
Tabla 5.41. Resultados del SEP Anderson, sin contingencia, aumentando la carga total del sistema, considerando límites de potencia variantes con el voltaje en terminales. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	144
Tabla 5.42. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva variantes con el voltaje en terminales. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	148
Tabla 5.43. Resultados del SEP New England, para la cargabilidad total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	149
Tabla 5.44. Resultados del SEP Anderson, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	150
Tabla 5.45. Resultados del SEP New England, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.....	151
Tabla A.1. Datos de líneas del SEP Anderson.....	171
Tabla A.2. Datos de transformadores del SEP Anderson.....	172
Tabla A.3. Datos de nodos generadores para el SEP Anderson.....	172
Tabla A.4. Datos de las líneas en el SEP Stagg.....	173
Tabla A.5. Valores resultantes de la magnitud de Voltaje y ángulo nodal para el SEP New England, sin contingencia (caso base o inicial).....	173
Tabla A.6. Datos de las líneas del SEP New England.....	175
Tabla A.7. Datos de los transformadores para el SEP New England.....	176
Tabla A.8. Datos de nodos generadores para el SEP New England.....	176

GLOSARIO

Parámetros

λ_0	Factor inicial de cargabilidad.
λ	Factor de cargabilidad.
x	Vector de variables del sistema de ecuaciones.
λ_1	Factor de cargabilidad en el punto inicial del Método de Continuación.
x_1	Vector de variables del sistema de ecuaciones en el punto inicial del Método de Continuación.
$\bar{\lambda}$	Factor de cargabilidad en el punto calculado con el paso predictor.
\bar{x}	Vector de variables del sistema de ecuaciones calculado con el paso predictor.
λ_2	Factor de cargabilidad en el punto de equilibrio calculado con el paso corrector.
x_2	Vector de variables del sistema de ecuaciones en el punto de equilibrio calculado con el paso corrector.
λ_{\max}	Factor máximo de cargabilidad.
λ_{NR}	Último valor del factor de cargabilidad que se obtiene con el Método de Flujos de Newton-Raphson.
τ, Z	Vector tangente.
dx	Vector de incrementos de las variables del sistema de ecuaciones, paso de predicción.
k, σ	Longitud de paso del vector tangente.
$d\lambda$	Incremento del factor de cargabilidad, paso de predicción.
n	Cantidad de variables del sistema de ecuaciones.
e_k	Vector fila con todos sus elementos iguales a cero, excepto el k -ésimo valor que es unitario.
Δx	Valor de incremento de las variables del sistema de ecuaciones al aplicar el Método de solución de Newton-Raphson.
$\Delta \lambda$	Valor de incremento del factor de cargabilidad al aplicar el Método de solución de Newton-Raphson.
N	Número de nodos del Sistema Eléctrico de Potencia.
N_{slack}	Cantidad de nodos compensadores del Sistema Eléctrico de Potencia.
N_G	Cantidad de nodos de generación del Sistema Eléctrico de Potencia.
NCJ	Número de filas y columnas de la matriz Jacobiana.
P	Potencia activa de generación.
Q	Potencia reactiva de generación.
S	Potencia compleja.

P_0	Valor inicial base de potencia activa en el nodo de carga.
Q_0	Valor inicial base de potencia reactiva en el nodo de carga.
PE_0	Valor actual de potencia activa en el nodo de carga.
QE_0	Valor actual de potencia reactiva en el nodo de carga.
p_{ax}	Valor auxiliar de potencia activa en el nodo de carga.
V	Magnitud de voltaje actual en cada uno de los nodos del Sistema Eléctrico de Potencia.
V_{ini}	Valor fijo de la magnitud de voltaje inicial para resolver el caso base.
KPC	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de potencia constante.
KPI	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de corriente constante.
KPZ	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de impedancia constante.
KQC	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de potencia constante.
KQI	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de corriente constante.
KQZ	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de impedancia constante.
$KP1, KP2, KQ1, KQ2$	Coeficientes del modelo estático de carga los cuales indican el por ciento de la carga activa (P) y reactiva (Q) que tiene el modelo exponencial dependiente del voltaje.
$PV1, PV2, QV1, QV2$	Sensitivities de la carga con respecto a los cambios de voltaje (modelo exponencial).
ΔP	Razón de cambio de la potencia activa entre cada punto de equilibrio.
hg	Número de nodos que están dentro del área de generación.
$rate$	Cantidad de potencia activa asignada a cada nodo que esté dentro del área de generación.
$\Delta\lambda_{max}$	Razón de cambio del factor de cargabilidad.
PG	Potencia activa de generación.
QG	Potencia reactiva de generación.
$PG_{lim\ max}$	Valor límite máximo de la potencia activa de generación.
$QG_{lim\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación.
$QG_{estator\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación debido a la corriente de estator.
$QG_{rotor\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación debido a la corriente de rotor.
δ	Ángulo entre el vector de voltaje en terminales y el eje de cuadratura.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

X_d	Reactancia en el eje directo.
X_q	Reactancia en el eje de cuadratura.
V_t	Magnitud de voltaje en las terminales del nodo de generación.
$I_{a\max}$	Magnitud de corriente máxima de armadura.
$E_{q\max}$	Magnitud de voltaje interno máximo debido a la corriente máxima del rotor.
$F.P.$	Factor de potencia de la máquina síncrona.
θ	Ángulo de defasamiento para la máquina síncrona.
$S_{nom}, P_{nom}, Q_{nom}$	Potencia nominal de la máquina síncrona (compleja, activa y reactiva respectivamente).
QT	Potencia reactiva de transmisión.

Unidades

MVar	Unidades de la potencia reactiva, Mega Volt Ampere.
MW	Unidad de la potencia activa, Mega Watt.
p.u.	Unidades para el sistema en por unidad.

Abreviaciones

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
LTC	Cambiador automático de derivación bajo carga (<i>Load Tap Changer</i>).
MC	Método de Continuación.
MFPC	Método de Flujos de Potencia de Continuación.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En el transcurso de los últimos 20 años, varios investigadores se han dado a la tarea de desarrollar métodos o técnicas para entender el problema de las inestabilidades de voltaje, debido a que se han convertido en una limitante principal de las transferencias de potencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) de muchos países.

La habilidad de los SEP's para transferir la potencia en forma segura está limitada por sus características físicas y eléctricas tales como: límites térmicos de las máquinas o algunos elementos de la red, rangos de variación de voltaje (mínimos y máximos), y los límites de estabilidad, es decir, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) debe ser capaz de soportar los pequeños y los grandes disturbios sin tener cambios drásticos de voltaje o bien sufrir la pérdida de sincronismo.

Muchos de los problemas recientes de suspensiones del servicio eléctrico en grandes regiones geográficas se atribuyen a inestabilidades de voltaje, para combatir este problema se han desarrollado técnicas de análisis y programas de computadora digital que permitan evaluar adecuadamente la estabilidad de voltaje y diseñar acciones de control en las etapas de planeación y operación de los SEP's.

En la actualidad los centros de control plantean la necesidad de realizar análisis de estabilidad de voltaje de los SEP's de interés con respecto a márgenes de cargabilidad. Dichos estudios determinan la seguridad¹ del SEP cuando ocurren incrementos de carga con diversos escenarios en estado estacionario y ante diferentes

¹ La seguridad del sistema de potencia se refiere a su habilidad para sobrevivir disturbios inminentes (contingencias) sin interrumpir el servicio eléctrico a los consumidores. Depende de las condiciones de operación, así como de la probabilidad de ocurrencia de los disturbios [IEEE, 2004].

contingencias; lo anterior tiene la finalidad de verificar que el SEP opere siempre dentro de sus límites seguros de transferencia de potencia.

Para determinar los límites de operación del SEP ante problemas de estabilidad de voltaje de largo plazo se han propuesto varios índices de estabilidad de voltaje relacionados con el estudio de flujos de potencia. Uno de los índices más comúnmente aceptados es el límite de transferencia de potencia (cargabilidad de las líneas de enlace entre áreas o de un área de control específica) que se obtiene del método de las curvas *PV*.

Por esta razón, en el presente trabajo se propone desarrollar un programa que aplique el Método de Flujos de Potencia de Continuación, una técnica útil en la determinación de los límites de operación de los SEP's restringidos por problemas de estabilidad de voltaje.

1.2 OBJETIVO

Desarrollar un programa de computadora en lenguaje FORTRAN que aplique el Método de Flujos de Potencia de Continuación para la evaluación de límites de estabilidad de voltaje.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Para la operación y planeación de los SEP's es muy importante conocer el valor máximo de carga para el cual el sistema mantiene la estabilidad de voltaje. Los Métodos de Continuación tienen la ventaja de proporcionar una buena estimación del máximo valor de potencia de carga permisible ante problemas de estabilidad de voltaje en el SEP. Este valor se ha definido en la literatura como el factor de cargabilidad, el índice de estabilidad de voltaje que ha sido reconocido como el que proporciona el valor más exacto del límite de operación del sistema [IEEE, 2001].

Otra ventaja de los Métodos de Continuación es que posibilitan trazar, y de esta manera, visualizar el comportamiento de la magnitud de voltaje de cada uno de los nodos del SEP ante incrementos de carga en gráficas conocidas como las curvas *PV*. Estas curvas² permiten comparar *gráficamente* el efecto en el sistema de las variantes, tanto en el modelado de los componentes del SEP, como en su estructura (salida de líneas y unidades de generación), además de que permiten incluir límites prácticos de operación.

² A las curvas *PV* también se les conoce como curvas nariz, perfiles de voltaje nodal, diagramas de bifurcación, por mencionar algunas denominaciones.

La justificación del presente trabajo es la necesidad de contar con una herramienta computacional de análisis de la estabilidad de voltaje del SEP, que emplee el Método de Flujos de Potencia de Continuación, debido a todas las ventajas mencionadas anteriormente. Este programa, utilizado de manera complementaria con otras herramientas computacionales en el dominio del tiempo y de análisis modal, puede ser muy útil en la identificación de las causas de los problemas de estabilidad de voltaje, y en el diseño de medidas de control correctivas y preventivas para resolverlos.

1.4 ANTECEDENTES

Los métodos de continuación se desarrollaron en la década de los 60's, en este mismo período se aplicaron en la ciencia y en la ingeniería (ingeniería civil, reacciones químicas, solidificación y combustión). En la actualidad la aplicación de los métodos de continuación es muy diversa [Seydel, 1994].

En el ámbito de la Ingeniería Eléctrica, los métodos de continuación han sido empleados en la obtención de las curvas nariz para determinar el punto máximo de cargabilidad; con esto se analiza la relación existente entre la carga del sistema y el voltaje del nodo crítico en el SEP.

1.4.1 Trabajos desarrollados más relevantes del Método de Continuación aplicados a los sistemas de potencia

Los trabajos descritos en esta sección no son los únicos, ya que existe una amplia lista de trabajos de investigación acerca de este tema; sin embargo, son los más relevantes debido a que contribuyeron a desarrollar la aplicación del Método de Continuación en el análisis del comportamiento dinámico de los SEP's, pues cada uno de ellos presenta mejoras y variantes en el cálculo de los puntos de predicción y corrección.

El primer artículo reportado en el IEEE que maneja la aplicación de un Método de Continuación en los SEP's [Iba et al., 1991], se basa en una aproximación del Método de Homotopía de Continuación. Dicho método emplea las ecuaciones básicas de Flujos de Potencia y resuelve el sistema de ecuaciones por medio del método de Newton-Raphson, además, elimina la dificultad numérica asociada a puntos cercanos de la condición de operación en el límite de estabilidad (singularidad de la matriz Jacobiana). La formulación propuesta tiene una particularidad muy especial, pues la curva PV se obtiene dividiéndola en dos secciones, calculando por separado la parte superior y la inferior.

Posteriormente aparece la publicación donde se demuestra como se elimina la singularidad de la matriz Jacobiana en la condición límite de operación [Ajarapu and Christy, 1992]. En este documento se hace un replanteamiento novedoso de las ecuaciones de flujos de potencia al incluir un parámetro de continuación, además se aplica una técnica de parametrización³ local (por medio de un hiperplano tangente al eje del parámetro de continuación). El algoritmo empleado usa un esquema predictor–corrector basado en las técnicas de solución de sistemas de ecuaciones no–lineales, expuestas en [Seydel, 1994]. El propósito de este trabajo es encontrar soluciones sucesivas de Flujos de Potencia para un escenario de variación de la carga del SEP. Una característica importante de esta técnica es su habilidad de encontrar un grupo de soluciones desde un caso base hasta el punto crítico.

Después aparece otra variante de Método de Continuación [Cañizares and Alvarado, 1993], esta describe la implementación de los Métodos de Punto de Colapso y de Continuación para el cálculo del punto de colapso de estabilidad de voltaje, en otras palabras, encuentra el punto de *bifurcación nodo silla de montar* para sistemas de gran escala en corriente alterna y en corriente directa. El trabajo presenta una breve descripción cuantitativa y cualitativa de los dos métodos. El Método de Continuación empleado realiza la predicción con el vector tangente y la corrección se lleva a cabo con una intersección perpendicular, en caso de encontrar problemas de convergencia se recurre a una parametrización para trazar los perfiles de voltaje de los SEP's.

Uno de los últimos Métodos de Continuación propuestos es el de la referencia [Chiang et al., 1995], en la que la variación de potencia activa y/o reactiva se puede realizar de tres formas diferentes,

- La primera es variando la carga total del SEP.
- En la segunda se realiza una variación de carga por área del SEP.
- Como tercera opción se tiene la posibilidad de incluir la influencia de la variación de potencia activa de las unidades de generación, ya sea por despacho económico o bien usando factores de participación.

Es posible trazar los perfiles de voltaje (con respecto a cualquiera de los tres diferentes parámetros de variación antes mencionados) hasta la nariz de la curva *PV* sin presentar dificultad numérica. El trabajo expuesto en el artículo utiliza un Método de Continuación de tipo predictor–corrector, en el se emplean dos métodos de predicción, la primera fase emplea el método del vector tangente y una vez que se

³ Se entiende por parametrización al hecho de cambiar el parámetro de continuación (el parámetro de continuación puede ser el factor de cargabilidad o bien una variable de estado del sistemas de ecuaciones resultante, esto se detallará en la sección 3.3.2).

han obtenido dos puntos sobre la curva PV , el método de predicción se sustituye por el método de la secante; además, el Método de Continuación usa una parametrización de longitud de arco.

Las siguientes referencias [UWPFLOW, 1999, Chiang et al., 1999] presentan trabajos del Método de Continuación que incluyen modelos estáticos no-lineales de carga tipo exponencial y ZIP respectivamente.

Las referencias [Cañizares and Faur, 1999, Sadikovic and Glavic, 2001] realizan un estudio de estabilidad de voltaje estática en el cual se incluyen modelos de Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (*FACTS* en inglés por "*Flexible AC Transmisión Systems*"), tales como el Compensador Estático de Var (*SVC* en inglés por "*Static Var Compensator*") y el Compensador Serie Controlado por Tiristores (*TCSC* en inglés por "*Thyristor Controlled Series Capacitor*"), cada una de estas analizan el efecto de cada *FACTS* la herramienta matemática de análisis es el Método de Flujos de Continuación.

Uno de los aspectos recientes en el análisis estático de estabilidad de voltaje es la representación detallada de los motores de inducción [Aromataris, et al., 2005, Morison, et al., 2003, Liu, et al., 1997]. Por ejemplo la referencia [Mota-Henriques, et al., 2002] realiza una investigación del impacto de los motores de inducción en el cálculo del margen de cargabilidad utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación.

1.4.2 Trabajos desarrollados en México del Método de Flujos de Potencia de Continuación

En México se tiene el conocimiento de los siguientes trabajos encaminados al análisis de la estabilidad de voltaje por medio de algún Método de Continuación:

- En la referencia [Castillo-Barreda y López-Luis, 2003] se realiza el análisis de la estabilidad de voltaje para el SEP Anderson, utilizando el programa UWPFLOW (por "*University of Waterloo Power Flow*", en inglés). En el desarrollo se considera el modelo de carga de potencia constante y se plantea una respuesta libre del SEP, es decir, se omiten los límites de potencia reactiva para las unidades de generación.
- La tesis [Gutiérrez-Martínez, 2004] presenta la aplicación de un Método de Continuación en el análisis del fenómeno de colapso de voltaje para varios SEP's de prueba (Stagg, New England entre otros). En este trabajo se desarrolla un programa de cómputo que incluye los modelos de dispositivos *FACTS*, como el compensador serie controlado por tiristores, el transformador con

cambio de derivación bajo carga, el transformador defasador, el compensador estático de Vars y el control unificado de flujos de Potencia.

- El trabajo de tesis [Morales-González, 2005], emplea el programa UWPFLOW [UWPFLOW, 1999] para evaluar la influencia de los modelos estáticos no-lineales de carga dependientes del voltaje (potencia constante, impedancia constante, corriente constante y combinaciones entre estos) y la determinación de los índices de sensibilidades en los nodos que resultan ser más susceptibles a las variaciones de potencia de carga y voltaje del SEP.

1.5 APORTACIONES

Se desarrolló un programa de computadora en lenguaje FORTRAN que aplica el Método de Flujos de Potencia de Continuación para la evaluación de límites de estabilidad de voltaje, el cual se le nombró "loadability.f", dicho programa tiene las siguientes características:

- Puede utilizar dos de las técnicas principales que se reportan en las referencias [Ajarapu and Christy, 1992, Cañizares and Alvarado, 1993].
- Emplea la representación básica en un estudio de Flujos de Potencia para los componentes básicos del SEP como líneas, transformadores, carga y generadores.
- Es posible incluir cualquier modelo estático estándar de carga.
- Incluye un modelo de estado estático para representar generadores síncronos en los estudios estáticos de inestabilidades de voltaje de largo plazo.
- En el programa se presenta la posibilidad de elegir dos maneras de distribuir el incremento de potencia activa de carga en cada uno de los nodos de generación disponibles.

Se definen los conceptos importantes (básicos y avanzados) del problema de cargabilidad de SEP's y de la estabilidad de voltaje; estos se mencionan a continuación,

- El concepto básico de cargabilidad y las diferentes variantes, utilizadas en los estudios realizados en los contextos de planeación y operación de los SEP's.
- La relación entre las bifurcaciones y las inestabilidades de voltaje.
- Las formas de cálculo del límite de estabilidad de voltaje utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación, (obtención de las curvas *PV*), en

particular dos variantes principales de Métodos de Continuación empleados en las referencias [Ajarapu and Christy, 1992, Cañizares and Alvarado, 1993].

1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES

Limitaciones.

- El programa no utiliza técnicas de solución de sistemas dispersos, por lo que resulta ineficiente trabajar con SEP's compuestos de más de 500 nodos (aproximadamente).
- Únicamente se puede dividir el SEP en dos áreas (una de generación y otra de carga), con esto es imposible analizar SEP's que se encuentren representados con más de dos áreas de generación y carga.
- Debido a la estructura de aplicación de longitud de paso (k) del vector tangente (τ), resulta ser poco amigable determinar los valores iniciales de k en cada uno de los puntos clave (k_0, k_1, k_2, k_3) y con ello modificar su valor.

Alcances.

- El programa "loadability.f" tiene la capacidad de comenzar el estudio de estabilidad de voltaje de dos maneras distintas:
 1. En la primera se resuelve el caso base del SEP (con el método de Flujos de Potencia), posteriormente se incrementa la potencia de la carga y se calculan todos los siguientes puntos de equilibrio con el Método de Continuación.
 2. En la segunda opción se utiliza el método de Flujos de Potencia para encontrar desde el caso base hasta donde sea posible encontrar puntos de equilibrio (cada uno con su respectivo incremento de carga). A partir de este último punto se inicia el Método de Continuación.
- Al realizar el estudio de cargabilidad del SEP, el programa puede realizar el aumento de potencia de carga (activa y reactiva), con factor de potencia constante, considerando tres casos principales:
 1. Aumento de la carga en todo el sistema de potencia.
 2. Aumento de la carga en el conjunto de nodos internos al "área de carga".
 3. Aumento de la carga en un solo nodo del SEP.
- El aumento de la potencia activa de carga mencionado anteriormente, es alimentado de las siguientes maneras por los generadores:
 1. El nodo compensador toma todo el aumento de la carga.
 2. El aumento de la carga se distribuye de manera equitativa entre los generadores disponibles.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En esta sección se describe cada uno de los capítulos expuestos en la presente tesis.

- ◆ El Capítulo 1 da una breve introducción del problema de estabilidad de voltaje, muestra el objetivo pretendido, también, se exponen los trabajos o publicaciones que muestran la evolución del Método de Continuación, además, se incluyen las aportaciones, limitaciones y alcances del programa “loadability.f”.
- ◆ El Capítulo 2 abarca la teoría general de la estabilidad de los sistemas de potencia, presenta las definiciones de la estabilidad de voltaje y una introducción a las herramientas gráficas más comunes utilizadas en el análisis de inestabilidades de voltaje de largo plazo. También expone el concepto básico de la cargabilidad y sus variantes en los SEP’s. Como parte adicional se describen las bifurcaciones que se presentan en los sistemas de potencia y su relación con la estabilidad de voltaje.
- ◆ El Capítulo 3 se enfoca en dar la descripción de las diversas formas de plantear un Método de Continuación para resolver tanto las ecuaciones de Flujos de Potencia como las ecuaciones resultantes en su caso. Se detalla la formulación del sistema de ecuaciones a resolver y con ello obtener los perfiles de voltaje de los sistemas de prueba elegidos.
- ◆ El Capítulo 4 presenta el modelado requerido para estudios de estabilidad de voltaje y la estructura de funcionamiento del programa de Flujos de Continuación desarrollado para la presente tesis.
- ◆ El Capítulo 5 muestra los resultados de las diversas simulaciones hechas con cada uno de los Sistemas Eléctricos de Potencia de prueba elegidos con el objeto de presentar de una manera más clara los conceptos presentados en los cuatro capítulos anteriores.
- ◆ El Capítulo 6 expone las conclusiones resultantes de las simulaciones realizadas con el programa desarrollado, entre las que destacan: la aplicación de las variantes del Método de Continuación a los SEP’s empleados en la presente tesis. Además se presenta una lista con los trabajos futuros posibles para continuar esta investigación.
- ◆ El Apéndice A contiene los parámetros y diagramas unifilares de los SEP’s de prueba y las condiciones base de operación.

CAPÍTULO 2:

ESTABILIDAD DE VOLTAJE

2.1 INTRODUCCIÓN: ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema dinámico en el cual los valores de sus parámetros (impedancias, etc.) y variables principales (voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva y frecuencia) varían en el tiempo. Estas variaciones son conocidas comúnmente como *disturbios*⁴.

La mayor parte de los disturbios que ocurren en el SEP se deben a cambios por variaciones normales de la carga y/o acciones programadas por los ingenieros encargados de la operación del SEP para realizar el mantenimiento de elementos de la red de transmisión y plantas generadoras. En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de la variación normal de la carga con respecto al tiempo, la curva de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995.

En la figura 2.1 se puede observar claramente que la variación de la carga no solamente es horaria sino que también varía estacionalmente y además depende del calendario de días laborales (el primero de enero es feriado, mientras que el primero de junio es laboral).

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos períodos de tiempo este funciona en *estado estacionario*, es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes [IEEE, 1982].

El SEP también está sujeto usualmente a disturbios *repentinos e impredecibles* debidos a fallas en el mismo que pueden ser provocadas por descargas atmosféricas

⁴ “Un disturbio en un Sistema Eléctrico de Potencia es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o bien, en una o más de las variables de operación” [IEEE, 1982].

en las líneas de transmisión y subestaciones, cortocircuitos causados por el roce de las ramas de un árbol con las líneas de transmisión, vandalismo, una mala operación humana, fenómenos catastróficos como los terremotos y otras causas⁵.

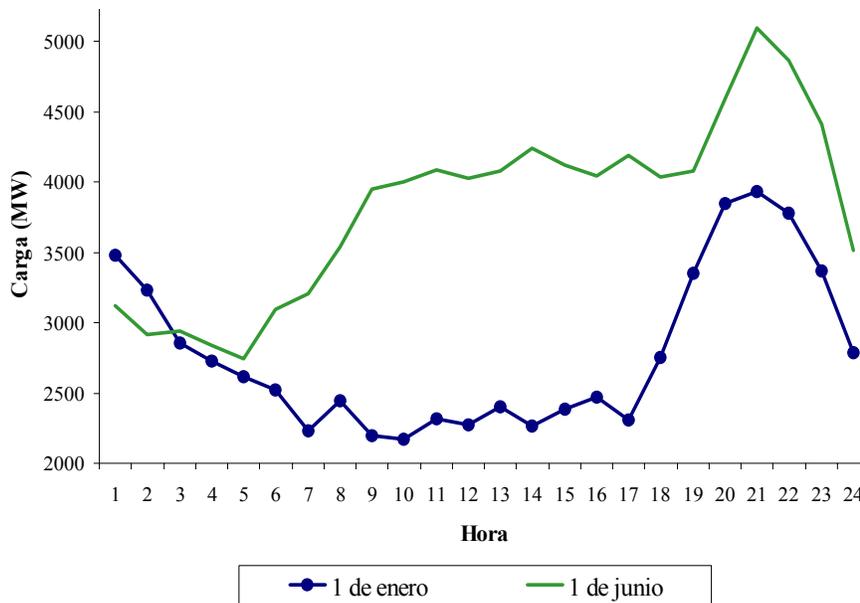


Figura 2.1. Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz-Vega, 2002]).

La estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) se define actualmente de la siguiente manera:

La estabilidad del sistema de potencia es su habilidad para permanecer en un estado de operación aceptable después de estar sujeto a disturbios repentinos, programados o normales [IEEE, 2004].

En esta definición de estabilidad se asume que en el *período transitorio*, entre los estados estacionarios inicial (antes del disturbio) y final (después del disturbio), el amortiguamiento y las variables principales del SEP permanecen limitadas por sus valores admisibles y tienen un impacto pequeño en la calidad del servicio eléctrico. En el *estado de operación aceptable* al que finalmente llega el SEP los valores de voltaje y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores síncronos operan en sincronismo [Ruiz-Vega, 2005].

Es útil para el análisis y control de los problemas de estabilidad clasificarlos de acuerdo a diferentes criterios. En la siguiente sección se da una descripción de los tipos de estabilidad.

⁵ Una descripción muy detallada de las diferentes causas de los disturbios posibles en Sistemas Eléctricos de Potencia es presentada en [Knight, 2001].

2.1.1 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Aunque la estabilidad del SEP es un problema único, es conveniente clasificarla utilizando diferentes criterios, esto con el objetivo de facilitar el diseño de medidas de control adecuadas para resolver los diferentes tipos de inestabilidades que pueden ocurrir. La gran dimensión del SEP y su complejidad provoca que ante una falla se presente más de una forma de inestabilidad, y que a veces sea difícil distinguir entre los diferentes tipos de inestabilidad. Sin embargo, la estabilidad del sistema de potencia ante un evento se debe clasificar según el *fenómeno dominante que inicia la inestabilidad* el cual puede ser una inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje [Kundur and Morison, 1997].

La figura 2.2 presenta la última clasificación de la estabilidad propuesta por un comité del CIGRE y el IEEE en [IEEE, 2004]. La clasificación de la estabilidad en diferentes categorías se puede justificar desde un punto de vista más formal, en el marco de la teoría de estabilidad de sistemas, utilizando el concepto de *estabilidad parcial*, desarrollado por Lyapunov [Vorotnikov, 1998, Rumyantsev and Osiraner, 1987, Rouche et al., 1977, IEEE, 2004]. Este concepto relaja la condición de estabilidad (utilizada para declarar a un sistema como estable) desde una condición que requiere que *todas* las variables del sistema sean estables, a otra que requiere que *solamente un subconjunto* de variables sean estables. Esta formulación es adecuada en muchos sistemas de ingeniería, entre ellos el SEP.

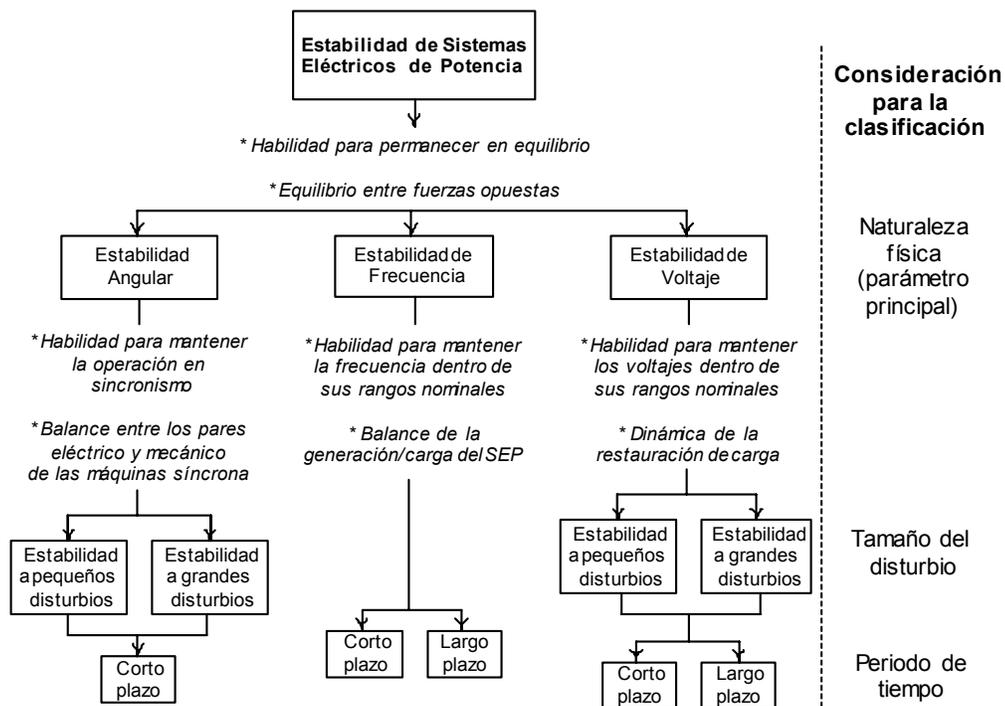


Figura 2.2. Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002, IEEE, 2004]).

En la figura 2.2 se pueden observar los diferentes tipos de clasificación de la estabilidad de un SEP van de acuerdo a los siguientes criterios:

- La naturaleza física del problema y el parámetro principal en el que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño del disturbio que inicia el problema de inestabilidad.
- El período de tiempo en el que se desarrolla la inestabilidad del sistema.

A continuación se dan algunas definiciones más concretas de los diferentes tipos de estabilidad mostrados en la figura 2.2, que están de acuerdo a *la naturaleza física del problema*,

Estabilidad Angular: es la habilidad del SEP de permanecer en una operación en sincronismo⁶ después de estar sujeto a un disturbio. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de *todas* las máquinas síncronas del SEP [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de frecuencia: es la habilidad del SEP para mantener el valor de la frecuencia dentro de un rango normal, después de estar sometido a un disturbio que puede o no haber resultado en la separación del sistema de potencia interconectado en subsistemas aislados. Depende en la habilidad de restaurar el balance entre las potencias totales de generación y carga de los diferentes subsistemas con un mínimo de pérdida de carga [Kundur and Morison, 1997].

Estabilidad de Voltaje: es la habilidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de un disturbio. *“La inestabilidad de voltaje es causada por el intento de las cargas de restaurar su consumo de energía a un valor mucho mayor que el de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión”* [Van Cutsem and Vournas, 1998].

El segundo criterio de clasificación se refiere **al tamaño del disturbio** que inicia al problema de estabilidad. Como se puede apreciar a continuación, la definición del tamaño de un disturbio es aparentemente confusa [IEEE, 1982]:

Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus consecuencias utilizando un modelo lineal del sistema. En caso contrario, se clasifica como un gran disturbio.

⁶ Se dice que un SEP opera en sincronismo si la frecuencia eléctrica promedio de cada una de las máquinas síncronas del sistema es igual a la frecuencia del nodo de la red de corriente alterna a la cual están conectadas [IEEE, 1982].

Sin embargo, cumple muy bien su función, ya que lo que define el tamaño de un disturbio es **que los resultados de un análisis utilizando el modelo lineal del sistema sean válidos al estudiar el sistema real (no-lineal)**.

Las técnicas de análisis utilizando los modelos lineal y no-lineal son complementarias, y la comprensión de las causas e identificación de las posibles soluciones a la mayoría de los problemas de estabilidad requiere de una utilización coordinada de ambas. Las técnicas que emplean los modelos lineales son muy atractivas, ya que presentan muchas ventajas, entre las que podemos citar *la disponibilidad de técnicas de sensibilidad* que son capaces de identificar a los elementos que causan el problema de estabilidad y a los que tienen una influencia importante en el fenómeno para resolver las inestabilidades. Son técnicas en las que además se tiene una experiencia amplia; sin embargo, como se menciona en la definición del tamaño del disturbio, sus resultados no siempre son válidos cuando se analiza la respuesta del SEP ante un disturbio dado [Ruiz-Vega, 2005].

Es por esto que una rama importante de la investigación actual consiste en desarrollar métodos no-lineales de análisis de la estabilidad que provean medidas de sensibilidad útiles en el diseño de controles adecuados para resolver problemas de estabilidad.

El período de tiempo de interés en el que se desarrollan los problemas de inestabilidad se muestra en la figura 2.3, con respecto a las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos presentes en los SEP's.

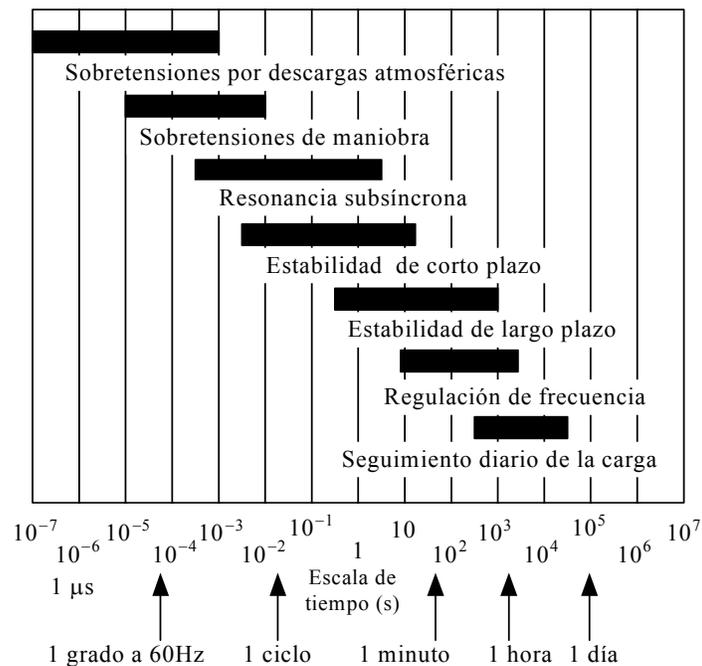


Figura 2.3. Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

Los fenómenos rápidos (*estabilidad de corto plazo*) requieren analizar períodos de tiempo desde algunos milisegundos hasta 15 ó 20 segundos, mientras que los fenómenos más lentos (*estabilidad de largo plazo*) pueden requerir que el período de análisis se amplíe hasta 15 minutos o más.

Es importante observar que los diferentes tipos de inestabilidades se desarrollan en períodos de tiempo específico. Por ejemplo, en la figura 2.2 se muestra que las inestabilidades angulares se desarrollan siempre en el corto plazo (en períodos de tiempo de hasta 20 segundos), mientras que los problemas de estabilidad de frecuencia y de voltaje pueden desarrollarse tanto en el corto como en el largo plazo, independientemente del tamaño del disturbio.

De manera muy rigorista, se podría especificar que para estudiar los problemas dinámicos de los SEP's se tiene que utilizar un modelo en el que todos los elementos (líneas de transmisión, generadores y cargas) estuvieran representados por ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales (debido a que todos los elementos se representan por sus parámetros concentrados).

Sin embargo, la diferencia entre los períodos de tiempo en los que se desarrollan los fenómenos dinámicos permite hacer una descomposición en el tiempo del complejo fenómeno de la estabilidad (utilizando un razonamiento del tipo de perturbaciones singulares [IEEE, 2004]), en el que algunas variables que han alcanzado el estado estacionario para el período de tiempo del fenómeno de interés puedan ser representadas utilizando ecuaciones algebraicas. Con esto se disminuye tanto la complejidad del modelo del SEP como su dimensión, y además se logra un aumento importante en la velocidad de solución del modelo, que por su no-linealidad se resuelve por medio de métodos numéricos [Ruiz-Vega, 2005].

Se puede observar en la figura 2.3 que los transitorios ultrarrápidos y rápidos que acontecen en las variables de la red de transmisión debidos a sobre tensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y de maniobra, alcanzan sus valores de estado estacionario antes de que el estudio de los fenómenos de estabilidad sea de interés. Esta característica dinámica del SEP de transmisión ha permitido que en la mayoría de los modelos de estabilidad se representen los elementos de la red de transmisión por ecuaciones algebraicas (la matriz de admitancias de nodos o la matriz Jacobiana del SEP) con lo que se reduce la rigidez del modelo de estabilidad, y por lo tanto, disminuyen los problemas de inestabilidad numérica.

Hasta ahora se han comentado las diferentes clasificaciones de la estabilidad de sistemas de potencia, se ha observado, en general, que las consideraciones para la clasificación se hacen con el afán de mejorar la comprensión de la naturaleza física del fenómeno dinámico.

2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.2.1 Introducción

Es los SEP's, la estabilidad de voltaje es la habilidad combinada de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de que ocurre un disturbio [Van Cutsem and Vournas, 1998]. La potencia consumida por las cargas se restaura usualmente después de que ocurre un disturbio, ya sea por la dinámica de los motores de inducción, la regulación de voltaje a nivel de distribución, la operación de los cambiadores automáticos de derivación bajo carga de los transformadores o el accionamiento de termostatos [IEEE, 2004].

La inestabilidad de voltaje se manifiesta como una caída progresiva e incontrolable del voltaje en algunos nodos del SEP⁷ ⁸. Un resultado posible de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de la carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos en cascada debido a la operación de sus sistemas de protección. La consecuencia más drástica de la inestabilidad de voltaje se conoce con el término colapso de voltaje, que frecuentemente es empleado incorrectamente al hacer referencia a todos los problemas de estabilidad de voltaje⁹.

Colapso de voltaje es el proceso secuencial de eventos que acompaña a la inestabilidad de voltaje provocando apagones o un perfil de voltaje inaceptablemente bajo en una parte significativa del SEP [Kundur, 1994].

Las inestabilidades de voltaje son problemas que, aunque actualmente se comprenden mejor, presentan aún varias dificultades teóricas y prácticas en su análisis. Algunas de estas dificultades son [Vournas and Van Cutsem, 2006]:

- La no-linealidad inherente del fenómeno, que introduce una complejidad matemática no trivial que existe aún en sistemas de potencia pequeños.

⁷ En algunos SEP's, aunque es menos frecuente, la inestabilidad de voltaje se puede presentar como un aumento progresivo del voltaje [IEEE, 2004].

⁸ Algunas veces, esta caída progresiva del voltaje puede asociarse también con la inestabilidad angular, por ejemplo, durante la pérdida de sincronismo entre dos grupos de máquinas. Cuando el defasamiento de los ángulos de los rotores entre los grupos de máquinas se acerca a 180°, este provoca una caída rápida del voltaje en puntos intermedios de la red cercanos al centro eléctrico del sistema [IEEE, 2004].

⁹ Esto se debe a que es posible que el sistema eléctrico de potencia no experimente siempre un colapso de voltaje y opere en estado estable aún con bajos voltajes, después de que los transformadores con cambiador automático de derivación bajo carga alcancen su límite y queden fijos [IEEE, 2004].

- El fuerte acoplamiento de los flujos de potencia activa y los voltajes en los nodos de carga que hace que se desafíe el estereotipo que relaciona solamente a la potencia reactiva con las magnitudes de voltaje, el cual es válido solamente para sistemas moderadamente cargados, que operan con voltajes nodales cercanos a sus valores nominales.
- La necesidad de una representación detallada de los componentes más importantes del sistema, aún y cuando estos se encuentren en un área geográfica relativamente remota del área en la que ocurre el disturbio principal.
- La incertidumbre en la respuesta de la carga, especialmente cuando se encuentra sujeta a grandes cambios de voltaje.
- La gran variedad de escalas de tiempo involucradas en este fenómeno.

Esta variedad de escalas de tiempo mencionada anteriormente es una característica de vital importancia en el análisis de los problemas de estabilidad de voltaje. Los tiempos de análisis pueden ir desde unos cuantos segundos hasta decenas de minutos, y los problemas de estabilidad de voltaje permiten ser clasificados de manera natural, de acuerdo al comportamiento dinámico del sistema, en dos diferentes períodos de tiempo como fenómenos de *corto plazo* o de *largo plazo*. Se ha encontrado, después de muchos años de investigación, que esta clasificación permite hacer una selección adecuada de los métodos de análisis de acuerdo al período de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno dinámico.

A continuación se describen cada una de las clases de estabilidad de voltaje [IEEE, 2004]:

- ***Estabilidad de voltaje a corto plazo.*** En esta clasificación el mecanismo de la inestabilidad de voltaje es influenciado de manera muy importante por la dinámica de los motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores de líneas de transmisión de corriente directa en alta tensión. El período de estudio de interés está en el rango de varios milisegundos hasta 20 segundos y el análisis requiere solucionar de manera adecuada el sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales, por lo que este enfoque es muy similar a un estudio de estabilidad angular transitoria utilizando un programa de simulación en el tiempo. En el análisis de este tipo de problemas es esencial que el programa de estabilidad angular transitoria considere modelos adecuados de las cargas estáticas y dinámicas¹⁰.

La distinción en este período de tiempo entre problemas de estabilidad angular y de voltaje puede ser difícil (y quizás de interés puramente académico), aunque

¹⁰ Se recomienda, al referirse a este tipo de inestabilidad, evitar emplear el término *estabilidad transitoria de voltaje* [IEEE, 2004].

pueden existir algunos casos en los que se tenga una inestabilidad de voltaje “pura” [Van Cutsem, 2000].

- **Estabilidad de voltaje a largo plazo.** En esta clasificación la dinámica importante del sistema que afecta a la estabilidad involucra la acción de dispositivos de acción lenta (transformadores con cambiador de derivación bajo carga, cargas controladas con termostatos y limitadores de corriente de campo en los generadores), que usualmente no son considerados en los estudios de estabilidad de corto plazo. El período de estudio se extiende hasta varios minutos, y en este marco de tiempo se considera que la mayoría de los elementos dinámicos importantes en los problemas de corto plazo (como las máquinas eléctricas y la mayoría de sus controles) han alcanzado sus condiciones de estado estacionario y pueden, por lo tanto, ser representados por medio de ecuaciones algebraicas para el modelo del sistema en estos estudios de estabilidad.

Este trabajo se relaciona exclusivamente con el análisis de la estabilidad de voltaje de largo plazo de SEP's. Estos problemas de inestabilidad tienen las siguientes causas principales [Van Cutsem and Vournas, 1998]:

1. La pérdida del equilibrio de la dinámica de largo plazo. Esto ocurre, por ejemplo, cuando se intenta restaurar la carga en puntos de operación más allá de la capacidad máxima combinada de los subsistemas de transmisión y generación.
2. La escasez de atracción hacia el equilibrio estable de post disturbio. Un ejemplo de esta pérdida de estabilidad se tiene cuando una acción correctiva que restaura el equilibrio de largo plazo es aplicada a destiempo, no lo suficientemente rápido como para que el sistema sea atraído al equilibrio estable de post disturbio.
3. La pérdida de estabilidad por medio de oscilaciones que crecen lentamente. Este tipo de inestabilidad se menciona para que la clasificación sea completa, pero no se ha observado en SEP's reales.

Hay dos aspectos interesantes que se pueden observar en los mecanismos de la estabilidad de voltaje de largo plazo mencionados anteriormente: La causa principal de los problemas de inestabilidad es la pérdida del equilibrio de largo plazo. Como se ha mencionado desde la definición del problema de la estabilidad de voltaje, esta propiedad del SEP está relacionada con la capacidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas, por lo que es importante determinar el valor máximo de la capacidad de estos en condiciones de estado estacionario y, sobre todo, cuando el SEP ha estado sujeto a una contingencia (la salida inesperada de un elemento como una línea de transmisión o un generador).

El segundo mecanismo de inestabilidad mencionado, debido a la falta de atracción de la trayectoria del sistema hacia el equilibrio estable de post disturbio, está relacionado con las medidas de control de la estabilidad de voltaje, estableciendo principalmente que una parte muy importante de estas acciones de control depende, además de la cantidad de potencia que se compensa, la secuencia de tiempo en la que se aplica.

Se han desarrollado métodos para analizar los dos aspectos anteriores de las inestabilidades de voltaje de largo plazo desde diferentes puntos de vista que son complementarios y que proveen información acerca del comportamiento dinámico del SEP adecuada para la identificación de las causas del problema y el diseño de medidas (correctivas y preventivas) de control. Entre los métodos posibles, se pueden mencionar dos enfoques que se consideran de interés:

- **El Método de Flujos de Potencia de Continuación.** Se ha encontrado que el límite de cargabilidad de los SEP's ante problemas de estabilidad de voltaje se puede analizar desde el punto de vista de la teoría de bifurcaciones, y que la condición de operación de máxima cargabilidad corresponde a una bifurcación local conocida como punto de bifurcación tipo nodo silla de montar. Debido a esto, se ha propuesto utilizar en el estudio de este tipo de problemas Métodos de Continuación, que calculan una trayectoria de solución de las ecuaciones del modelo estático del sistema. En el estudio de la estabilidad de voltaje, estos métodos se utilizan para calcular la trayectoria de solución entre el caso base del sistema y el límite de cargabilidad. Debido a que pueden utilizar un modelo estático similar al de Flujos de Potencia, estos métodos se conocen como Métodos de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC).
- **El Método de Simulación cuasiestacionaria en el tiempo.** En este método de simulación se considera que la mayoría de los elementos dinámicos importantes en la dinámica de corto plazo (como las máquinas eléctricas y la mayoría de sus controles) han alcanzado sus condiciones de estado estacionario, y pueden por lo tanto, ser representados en el modelo del SEP por ecuaciones algebraicas para realizar estudios de estabilidad de largo plazo. Los elementos dinámicos del SEP que se integran son elementos que tienen un tiempo de respuesta lento y están representados por ecuaciones discretas y continuas (el modelo se presenta con más detalle en el Capítulo 4). Este método es muy útil para diseñar esquemas de protección a nivel del SEP como los esquemas de disparo de carga por bajo voltaje, con ello se asegura que al aplicar esta medida la trayectoria del SEP sea atraída al punto de equilibrio estable (segundo mecanismo de inestabilidad mencionado anteriormente).

Este trabajo está dedicado exclusivamente a la evaluación de la estabilidad de voltaje por medio del MFPC. El enfoque principal de este método es determinar el valor máximo de cargabilidad del SEP, dicho índice de estabilidad de voltaje es el

más preciso reportado hasta ahora [IEEE, 2001]. En la siguiente sección se explican los conceptos básicos de la cargabilidad de SEP's, mientras que en el Capítulo 3 se presentan los conceptos básicos de la aplicación del MFPC para el estudio de la estabilidad de voltaje de los SEP's.

2.3 LA CARGABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se ha determinado que los problemas de estabilidad de voltaje se producen cuando la restauración de la carga después de un disturbio excede la capacidad combinada de los subsistemas de transmisión y generación. Debido a lo anterior, es relevante conocer los límites de transmisión de potencia del SEP ante variaciones de carga. Este problema se conoce como determinación del límite máximo de cargabilidad.

El límite máximo de cargabilidad indica la potencia máxima que se puede aumentar en un área o grupo de nodos del SEP sin que este experimente problemas de sobrecargas, de bajos voltajes, o bien, de estabilidad¹¹.

La variación de la carga puede medirse como la suma de los cambios absolutos de la potencia de carga, o bien, por la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los cambios de potencia de carga. Actualmente se asume que los incrementos de carga conservan un factor de potencia constante, por lo que para estos casos el cambio de carga puede ser medido únicamente por la variación de potencia activa. Además la medición de la cargabilidad se representa como la suma de los cambios absolutos en potencia activa y se representa con el *factor de cargabilidad* (λ) [IEEE, 2001].

Si se parte de una condición base de operación hasta un siguiente punto de equilibrio del SEP para el cual se establece el incremento de potencia de carga y su dirección de estrés (patrón específico del incremento), entonces se tendrá un valor denominado *factor de cargabilidad* (λ) el cual representa el aumento de potencia de carga entre la cantidad de potencia de carga base y el valor de potencia de carga para el siguiente punto de equilibrio, por lo general λ se expresa en valores de por unidad [p.u.]; el *factor de cargabilidad* es el índice más básico y ampliamente aceptado para hacer referencia en un colapso de voltaje, debido a la posibilidad de realizar incrementos sucesivos de λ hasta que encontrar el último punto de equilibrio para el cual el SEP tiene estabilidad de voltaje (punto crítico de estabilidad de voltaje).

Algunas de las ventajas del *factor de cargabilidad* visto como un índice de estabilidad de voltaje son [IEEE, 2001]:

¹¹ El aumento de la carga en el SEP se puede modelar en ocasiones como una disminución de la generación en el área de interés [Bettiol, 2000].

- El *factor de cargabilidad* se puede trabajar de forma muy directa para un fácil entendimiento del proceso de cargabilidad del SEP.
- El *factor de cargabilidad* se basa en un modelo general del sistema de potencia, es decir, no se particulariza para un modelo del SEP; simplemente se requiere definir el modelo estático de carga a emplear. El concepto puede emplearse con los modelos dinámicos pero se debe tener en cuenta que este factor es independiente de la dinámica de la carga [Dobson, 1994].
- El *factor de cargabilidad* es un índice certero que toma en cuenta la no-linealidad de la carga del sistema, y este llega a un valor máximo, es decir, a manera que la carga se incrementa se encuentran los límites del control de potencia reactiva, los límites no se reflejan en cambios súbitos del factor de cargabilidad.
- Una vez que se calcula el *factor de cargabilidad* es fácil y rápido calcular su sensibilidad con respecto a cualquiera de los parámetros del SEP o bien con alguno de sus controles.
- El *factor de cargabilidad* representa el patrón o dirección de la variación del incremento de carga.

Si el *factor de cargabilidad* se elige como un parámetro de variación es posible obtener un diagrama conocido como curva *PV*; ésta indica el margen de cargabilidad hasta el punto de colapso como la distancia en términos del factor de cargabilidad desde un punto de operación inicial (caso base) hasta la nariz de la curva *PV*. Este margen de cargabilidad en una herramienta útil (sobre todo si se considera el efecto de las contingencias en el SEP) para realizar el estudio de seguridad dinámica.

El límite de cargabilidad no es único, ya que puede variar dependiendo del problema específico que se analice. En general se pueden mencionar tres casos generales de interés:

1. El límite de cargabilidad total del SEP. En este límite se aumenta la carga de todo el SEP y se analiza su respuesta sin falla y ante diferentes contingencias¹².
2. El límite de cargabilidad de las líneas de enlace entre áreas. En este estudio se definen dos tipos de áreas principales: de generación y de carga. Normalmente se aumenta la potencia en las áreas de carga y este aumento se compensa por las áreas de generación correspondientes.

¹² Se consideran como contingencia la pérdida de una unidad de generación, la salida de una línea o un enlace de transmisión.

3. El límite de cargabilidad de un nodo del SEP. En este caso se aumenta la potencia de carga en un solo nodo.

Los aumentos de carga mencionados anteriormente son alimentados por el nodo *compensador* ó por un grupo de generadores. Esta decisión depende principalmente de la estructura del SEP y de su forma de operar. Considere por ejemplo el SEP de la figura 2.4.



Figura 2.4. División del Sistema Eléctrico Mexicano en áreas y se muestra la capacidad en las interconexiones en 1998 (Adaptado de [Madrigal et al., 2004]).

En la figura 2.4 se presenta la división del Sistema Eléctrico Mexicano en áreas separadas por líneas de interconexión. Adentro del área se indica el número de identificación, mientras que en las líneas de interconexión se indica la potencia activa máxima de transferencia entre áreas. Cuando es posible dividir el SEP en dos áreas el problema de determinar la cargabilidad en la línea de enlace se simplifica. Sin embargo, como se puede observar en la figura 2.4, en los SEP's reales es posible definir más de un par de áreas de generación y carga. Un primer aspecto importante lo constituye el hecho de que para ciertas condiciones de operación (en demanda mínima ó máxima) la dirección de los flujo de potencia entre áreas está bien establecida y se define en la literatura como "dirección de estrés", ya que la lógica en la determinación del límite de cargabilidad incrementaría la carga en las áreas receptoras de potencia [Van Cutsem and Vournas, 1998].

De manera incorrecta, muchos ingenieros realizan indiscriminadamente la compensación de este incremento de carga por el nodo *compensador* del SEP. Esto es un error grave en la realización del estudio de cargabilidad, ya que provee valores del límite máximo de cargabilidad muy irreales que no reflejan el comportamiento del SEP. La aplicación de la compensación del incremento de carga se debe realizar teniendo en cuenta la estructura del sistema de estudio y su operación real. Por ejemplo, si se realiza el estudio de cargabilidad del sistema completo y se aumenta la carga total del sistema, es más real distribuir el aumento de la potencia de carga entre el grupo de generadores que participan en el control secundario de frecuencia que dejar que el nodo *compensador* haga lo propio con el incremento. En este caso, el nodo *compensador*, además, representa una máquina síncrona real con límites muy bien establecidos (por ejemplo, una unidad de la central hidroeléctrica Malpaso), por lo que si se considera esta opción se debe modelar esta máquina con sus límites reales.

Por otra parte, si se analiza la cargabilidad entre el sistema peninsular (áreas 23, 24, 25 y 26) y el área de control oriental, se podría hacer un equivalente del área de control y representarla por un nodo *compensador*, que en este caso tendría límites de generación mucho mayores que los de una máquina real. En estas condiciones, y con la reserva de que este límite se calcula independientemente de los flujos en otras áreas, el nodo *compensador* podría compensar totalmente el aumento de la carga.

Sin embargo, se ha encontrado que cuando se analiza la cargabilidad en términos de la capacidad de transferencia de potencia entre áreas es necesario realizar el estudio considerando simultáneamente todas las áreas del SEP, ya que los límites determinados considerando únicamente dos áreas a la vez (de generación y carga) no coinciden con los límites determinados simultáneamente. Cuando se tienen más de dos pares de áreas de generación y carga, el enfoque más adecuado consiste en utilizar, para cada aumento de la carga, un programa de Flujos Óptimos de Potencia en el que se han definido las diferentes direcciones de estrés entre áreas, con la opción de maximizar la potencia en todas las líneas de enlace simultáneamente, mientras que se respetan los límites de sobrecargas en líneas y voltajes de nodo [Ruiz et al., 2002].

La lógica de calcular el límite máximo de cargabilidad considerando el aumento de la carga en un solo nodo del SEP puede entenderse desde el punto de vista de los SEP's reestructurados, en los que una variable importante es la capacidad de transmisión del SEP entre cargas y generadores con un contrato de compraventa de energía. Sin embargo, por las razones mencionadas anteriormente, para obtener valores de capacidad cercanos a los reales este tipo de contratos se debe considerar de manera simultánea con las demás transferencias de potencia, por lo que se complica el problema de transferencia entre áreas debido a que el número de áreas posibles se incrementa.

En la siguiente sección se hace una descripción de las curvas *PV* y su utilización en la evaluación de la estabilidad de voltaje se describen en la siguiente sección.

2.3.1 El método de las curvas *PV*

Existen diferentes métodos gráficos que son útiles en el análisis conceptual de la estabilidad de voltaje. El método más aceptado es conocido como el método de las curvas *PV*. Este método grafica la variación de la magnitud del voltaje en el nodo crítico con respecto a cambios de potencia activa de la carga del sistema. Es útil para analizar tanto redes radiales como malladas donde P es la potencia activa puede ser la carga total en un área, o bien, puede ser la transferencia de potencia a través de un enlace de transmisión o interconexión, y V es el voltaje en el nodo crítico o representativo del sistema [Taylor, 1994].

Si se desea obtener las curvas *PV* de cualquier SEP empleando el método de Flujos de Potencia (Newton-Raphson) se tendrá la desventaja de que en la mayoría de las ocasiones existen problemas de convergencia cerca del punto máximo de cargabilidad, por lo que es imposible precisar el valor máximo exacto del factor de cargabilidad. La única manera de poder graficar el comportamiento del perfil de voltaje de cualquiera de los nodos del SEP (se recomienda considerar para el análisis solo los nodos más críticos, es decir, nodos que presentan la caída de voltaje más rápida, o aquellos nodos donde se presenta el mayor abatimiento de voltaje) se logra con la aplicación de un Método de Continuación.

En la figura 2.5 se muestra una curva típica *PV*. Esta curva se puede trazar utilizando el modelo de estático (ver la sección 4.1). Esta gráfica en particular relaciona el voltaje en un nodo crítico con el aumento la carga dentro de un área o el flujo a través de un enlace. En la figura 2.5 se pueden distinguir dos valores importantes de la cargabilidad del sistema: el valor de la potencia de carga en el caso base, y el valor de la carga en la condición de cargabilidad máxima. En base a estos valores se puede definir un margen de seguridad dinámico para estabilidad de voltaje (indicando la máxima transferencia de potencia posible, por ejemplo) como la diferencia entre ambos puntos.

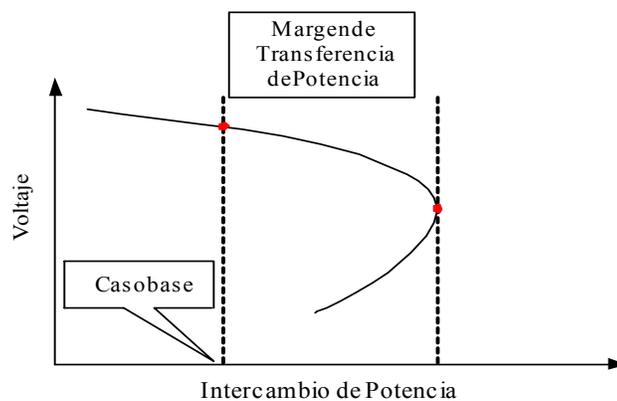


Figura 2.5. Se muestra una curva *PV* típica, siempre se comienza desde un caso base hasta el punto de bifurcación nodo silla de montar.

Para obtener las curvas *PV* se realizan estudios sucesivos de Flujos de Potencia. Siempre se inicia el estudio a partir de un caso base de Flujos de Potencia (solución inicial); posteriormente se desea calcular un nuevo punto de operación, en este punto se incrementa la potencia de carga, el aumento total de carga del SEP o de un área debe ser repartido entre las unidades generadoras del SEP o de un área del mismo, esto se realiza hasta que se encuentra el punto máximo de cargabilidad (bifurcación), o bien, la nariz de la curva *PV*. Ya encontrado el punto máximo de cargabilidad el procedimiento ahora es disminuir la potencia de carga y sí mismo se reduce la potencia activa de generación de cada unidad del SEP, esto se hace hasta que el factor de cargabilidad sea cero o hasta donde sea posible, pues en algunos SEP's es imposible hacer que la parte baja de la curva *PV* llegue a un valor del factor de cargabilidad (λ) igual a cero.

Por medio del método de las curvas *PV* se puede evaluar el efecto de contingencias (salidas de elementos del SEP: líneas de transmisión y generadores) en el valor máximo del factor de cargabilidad. Cuando se realiza el análisis del grupo de contingencias posibles del SEP, la *contingencia crítica* es la que tiene el menor valor del factor de cargabilidad posible y este valor se establece como el límite máximo de cargabilidad del SEP.

La condición de operación correspondiente al punto máximo de cargabilidad del sistema puede ser interpretada por medio de la teoría de bifurcaciones como un punto de bifurcación tipo nodo silla de montar. Debido a esto, se hace en la siguiente sección una descripción de los conceptos básicos de esta teoría y su relación con la estabilidad de voltaje.

2.4 BIFURCACIONES Y SU RELACIÓN CON LAS INESTABILIDADES DE VOLTAJE

2.4.1 Introducción

El mantener la estabilidad en los SEP's involucra protegerlo contra problemas de colapso de voltaje y fenómenos de oscilaciones mal amortiguadas, los cuales pueden ser interpretados y analizados por medio de la teoría de bifurcaciones [Cañizares et al., 2003].

Así, un SEP está sometido a cambios cualitativos en su comportamiento dinámico, como consecuencia de algún disturbio y/o de la variación en sus parámetros. Estos cambios se producen en condiciones de operación que pueden ser clasificadas como puntos de bifurcación, por lo que existe una relación muy estrecha entre la inestabilidad del SEP y las bifurcaciones. Esto se comprueba de manera

práctica cuando se presenta un colapso de voltaje de forma repentina a causa de una variación lenta en uno de los parámetros del sistema, por ejemplo la carga.

Uno de los puntos esenciales en el análisis de los SEP's es la identificación de los puntos de bifurcación del sistema no-lineal donde ocurren cambios significativos (disminución en la cantidad de puntos de equilibrio) que repercuten en la estabilidad de voltaje y además indican los límites de cargabilidad del SEP. Para encontrar estos puntos es necesario utilizar una variación lenta del parámetro de bifurcación (determinar los puntos de equilibrio con pequeños incrementos del parámetro de continuación) [Van Cutsem and Vournas, 1998].

2.4.2 Teoría de bifurcaciones

Dentro de la teoría de los sistemas no-lineales existen diversas teorías que proporcionan las herramientas necesarias para poder entender los complejos comportamientos dinámicos de estos sistemas. Una de estas herramientas es la teoría de bifurcaciones. Esta teoría permite conocer de manera cualitativa la manera en que se afecta la estabilidad de un sistema no-lineal debido a pequeños cambios en sus parámetros.

Una bifurcación es un cambio cualitativo en las características dinámicas de un sistema ante variaciones lentas de uno o más de sus parámetros y el punto de equilibrio en el que ocurre este cambio se denomina **punto de bifurcación** [Van Cutsem and Vournas, 1998].

El cambio cualitativo o bifurcación del sistema puede ser catalogado de dos maneras principales:

- **Bifurcación local:** se refiere al cambio de estabilidad que ocurre en el plano de fase en la vecindad de un punto de equilibrio o solución periódica del sistema.
- **Bifurcación global:** el término "global" en este caso se refiere al cambio de estabilidad que ocurre en el plano de fase en las trayectorias lejanas al punto de equilibrio o solución periódica del sistema [IEEE, 2001].

Comúnmente las bifurcaciones asociadas con los diferentes problemas de estabilidad de sistemas de potencia son bifurcaciones locales, es por ello que existe la posibilidad de analizarlas por medio de los eigenvalores del sistema linealizado en torno a los puntos de operación del sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales [Cañizares et al., 2003]. De manera general, una bifurcación indica el cambio cualitativo en las características dinámicas del sistema [Van Cutsem and Vournas, 1998], las cuales son las siguientes:

- El número, tipo y estabilidad de los puntos de equilibrio.

- El número, tipo y estabilidad de las órbitas periódicas.

Determinar los puntos de equilibrio considerando como base solamente a las ecuaciones de Flujos de Potencia tiene las siguientes simplificaciones:

1. No se modelan de manera adecuada los límites de potencia de generación de las máquinas síncronas ni la pendiente de los reguladores automáticos de voltaje.
2. El error de frecuencia en estado estacionario es nulo, además de que frecuentemente el generador *compensador* absorbe todos los incrementos de potencia y /o participa en el control carga – frecuencia.
3. Las potencias de carga son independientes de las variaciones de voltaje.

Lo anterior denota que encontrar los puntos de equilibrio con las ecuaciones de Flujos de Potencia, puede ser inexacto a consecuencia de omitir los efectos de los dispositivos dinámicos en el SEP. Una discusión más en detalle de este aspecto se hace en los Capítulos 4 y 5.

La manera en que se encuentran los puntos de bifurcación local está determinada por su estabilidad en la vecindad del punto de bifurcación en el plano de fase; es por ello que las bifurcaciones locales solo ocurren para valores de parámetros que conviertan su punto de equilibrio en no hiperbólico.¹³

Por lo tanto un criterio básico en la detección de bifurcaciones consiste en encontrar valores de los parámetros para los cuales el punto de equilibrio tiene un Eigenvalor puramente imaginario. Se trabaja de forma conjunta la teoría de bifurcaciones y el desarrollo de métodos numéricos que permitan encontrar los puntos de equilibrio del SEP en análisis. Estos métodos determinan el comportamiento de los puntos de equilibrio ante las variaciones de uno o varios de los parámetros de bifurcación, al encontrar una trayectoria de soluciones en el espacio de estado [Seydel, 1994, Khoi, 1995, Hiskens, 1995, Kwatny, 1995, Fuerte, 2003].

2.4.2.1 ¿Cómo se define una bifurcación?

Considere una familia de ecuaciones diferenciales ordinarias de la forma

$$\dot{x} = f(x, p) \quad (2.1)$$

donde, x es un vector de estado de $n \times 1$
 p es un vector de parámetros de $k \times 1$.

¹³ Si todos los Eigenvalores tienen parte real diferente de cero, el punto de equilibrio es llamado punto de equilibrio hiperbólico, de lo contrario es llamado punto de equilibrio no hiperbólico.

Para cualquier valor de p los puntos de equilibrio del sistema de ecuaciones (2.1) se dan por la solución de,

$$f(x^*, p) = 0 \quad (2.2)$$

La ecuación anterior define el conjunto de equilibrio x^* de dimensión k en el espacio de parámetros y estados de dimensión $n + k$. Considere un punto de equilibrio $x^{(1)}$ correspondiente al parámetro de valor p_o , y asuma que el Jacobiano de f con respecto a x es no singular en este punto,

$$\det f_x(x^{(1)}, p_o) \neq 0 \quad (2.3)$$

Por el teorema de la función implícita, existe solo una función suave,

$$x^* = g^{(1)}(p) \quad (2.4)$$

con $x^{(1)} = g^{(1)}(p_o)$, se obtiene una rama de puntos de equilibrio de (2.1) como función de p . Considere ahora que para el mismo valor de p_o , hay otro punto de equilibrio $x^{(2)}$, por ejemplo una segunda solución de (2.2) para la cual el Jacobiano $f_x(x^{(2)}, p_o)$ es no singular y aplicando el teorema de la función implícita, resulta la segunda función,

$$x^* = g^{(2)}(p) \quad (2.5)$$

con $x^{(2)} = g^{(2)}(p_o)$, da otra rama de puntos de equilibrio de (2.1) como función de p .

El término bifurcación se origina a partir del concepto de que diferentes ramas de puntos de equilibrio intersectan entre sí, y entonces "bifurcan". En los puntos en donde ocurre la bifurcación el Jacobiano f_x es singular, y consecuentemente es imposible aplicar el teorema de la función implícita. Generalizando el concepto de la bifurcación de ramas de equilibrio, se dice que una bifurcación ocurre en cualquier punto del espacio de parámetros y para el cual la estructura cualitativa del sistema de ecuaciones (2.1) se modifica para una pequeña variación del vector de parámetros p [Dobson, 1994, Van Cutsem and Vournas, 1998].

Ahora bien no se intenta dar una definición rigurosa de la estructura cualitativa del sistema la cual está relacionada con conceptos tales como la estabilidad estructural (si desea conocer más sobre estabilidad estructural consulte [Kwatny et al., 1995, Pai et al., 1995, Hiskens, 1995]).

2.4.2.2 Bifurcaciones locales

Las bifurcaciones locales, se detectan y analizan por medio de los Eigenvalores de la matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones. Entre las más comunes se encuentran: la bifurcación de nodo focal, la bifurcación nodo silla de montar, la bifurcación Hopf, la bifurcación de singularidad inducida, la bifurcación de límite inducido [Cañizares et al., 1998].

Bifurcación de nodo focal, esta bifurcación se caracteriza por tener un par de Eigenvalores complejos conjugados, combinados con un Eigenvalor real, o viceversa, ante cambios lentos del parámetro de carga. Aunque no existe gran repercusión en la estabilidad del sistema, se dice que es el inicio de otro tipo de bifurcación como por ejemplo la de Hopf.

Bifurcación nodo silla de montar (en inglés, Saddle-Node), se les conoce como puntos de giro o bifurcaciones de pliegue (en inglés, fold bifurcation), se identifican por una fusión de los puntos de equilibrio en el punto de bifurcación y que desaparece localmente con la variación del parámetro de carga. La bifurcación nodo silla de montar es la que más se asocia con el colapso de voltaje de los SEP's. Para esta bifurcación se tiene un punto de equilibrio por ejemplo, (z_o, λ_o, p_o) para el cual la matriz Jacobiana se define según la expresión (2.6). Dicho Jacobiano tiene un Eigenvalor único igual a cero, el cual cumple ciertas condiciones de transversalidad.

$$J = D_x f|_0 - D_y f|_0 [D_y g|_0]^{-1} D_x g|_0 \quad (2.6)$$

Bifurcación Hopf, este tipo de bifurcación se caracteriza por tener un par de Eigenvalores complejos conjugados que cruzan el eje imaginario del plano complejo de izquierda a derecha o viceversa, como consecuencia de la variación del parámetro de carga. La bifurcación Hopf se asocia con fenómenos de oscilación en los SEP's, además de que es precursora del movimiento caótico.

Bifurcación de singularidad inducida, corresponde a la singularidad de las ecuaciones algebraicas de la matriz Jacobiana, relacionadas con los puntos de equilibrio donde un Eigenvalor del Jacobiano cambia de positivo a menos infinito, o de negativo a más infinito.

Bifurcación de límite inducido, estas bifurcaciones se producen cuando se alcanzan los límites físicos del sistema, debido a un aumento del factor de cargabilidad. Los Eigenvalores asociados sufren cambios instantáneos que afectan el estado de estabilidad del sistema, haciendo finalmente que los Eigenvalores inicialmente estables se hagan inestables.

2.4.3 Bifurcación nodo silla de montar

Como se ha mencionado, los Métodos de Continuación pueden ser empleados para determinar el punto donde ocurre la bifurcación nodo silla de montar ante un particular sentido de dirección de carga (sentido de estrés del SEP). La distancia al punto de bifurcación da una medida de la vulnerabilidad del SEP ante un colapso de voltaje. Sin embargo, para determinar la seguridad del SEP en un punto de operación, se recurre a una medida de la distancia absoluta mínima entre el punto base de operación (posiblemente la condición actual de operación del SEP) y el punto de bifurcación. Así pues, se han propuesto varios algoritmos para determinar los puntos

críticos [Hiskens, 1995]. Las siguientes ideas son aplicables para la bifurcación Hopf y para la bifurcación nodo silla de montar; sin embargo nos enfocaremos en las bifurcaciones nodo silla de montar.

Considere una familia de ecuaciones diferenciales ordinarias y únicamente un parámetro μ [Van Cutsem and Vournas, 1998],

$$\dot{x} = f(x, \mu) \tag{2.7}$$

este sistema tiene, $n + 1$ ecuaciones.
 $n + 1$ variables (x y μ).

Para cada valor de μ es posible determinar los puntos de equilibrio del sistema de ecuaciones algebraicas (2.8) y que este hace referencia al sistema de ecuaciones (2.7),

$$f(x^*, \mu) = 0 \tag{2.8}$$

Donde x^* es un punto de equilibrio de interés. Considere un punto de equilibrio $x^{(1)}$ correspondiente al parámetro μ_0 y asuma que el jacobiano de f con respecto a x es no-singular en este punto, es decir se cumple que el $\det f_x(x^{(1)}, \mu_0) \neq 0$. Por el teorema de la función implícita existe una única función suave $x^* = g^{(1)}(\mu)$ con $x^{(1)} = g^{(1)}(\mu_0)$ para una trayectoria de puntos de equilibrio de (2.8) en función de μ , ahora para el mismo valor de μ_0 considere que existe otro punto de equilibrio ($x^{(2)}$) para el cual la matriz jacobiana es no-singular, es decir, una segunda solución de (2.8), por lo tanto por el teorema de la función implícita se tiene la segunda función $x^* = g^{(2)}(\mu)$ con $x^{(2)} = g^{(2)}(\mu_0)$ para otra trayectoria de puntos de equilibrio de (2.8) en función de μ .

Entonces si una bifurcación nodo silla de montar es un punto donde dos ramas de estado de equilibrio se intersectan, tal y como se observa en la figura 2.6, el punto B es el punto de cruce de dos ramas para los puntos de equilibrio $g^{(1)}(\mu)$ y $g^{(2)}(\mu)$.

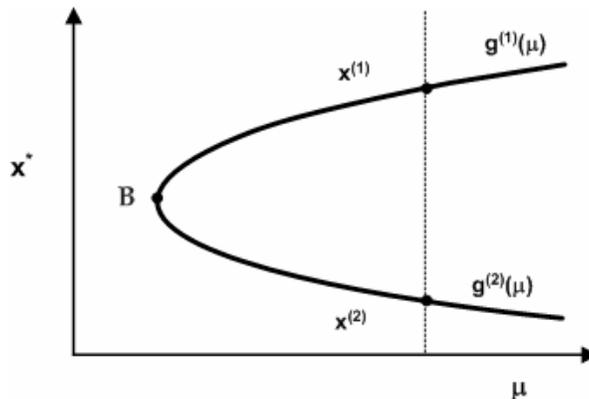


Figura 2.6. Bifurcación nodo silla de montar.

En la bifurcación el equilibrio se hace un nodo silla de montar de ahí su nombre. Como se expuso anteriormente, en este punto la matriz Jacobiana se hace singular. Por lo tanto las condiciones necesarias para que se forme una bifurcación nodo silla de montar están dadas por la ecuación (2.8) junto con la siguiente condición de singularidad,

$$\det f_x(x^*, \mu) = 0 \quad (2.9)$$

No todos los puntos de equilibrio satisfacen las condiciones para que se forme una bifurcación nodo silla de montar. Considere un sistema escalar y un punto de equilibrio específico de este, entonces dicho punto de equilibrio las condiciones necesarias de bifurcación nodo silla de montar son,

$$f(x^*, \mu) = 0 \quad (2.10a)$$

$$\frac{\partial f}{\partial x} = 0 \quad (2.10b)$$

$$\frac{\partial f}{\partial \mu} \neq 0 \quad (2.10c)$$

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \neq 0 \quad (2.10d)$$

Las condiciones (2.10c) y (2.10d) se conocen como las condiciones de transversalidad [Guckenheimer and Holmes, 1986]. La condición (2.10c) garantiza que exista una función local $\mu = h(x)$ en el punto de bifurcación (μ_0, x_0^*) . En términos geométricos significa que los puntos de equilibrio se intersectan transversalmente la línea $x = x_0^*$. La condición (2.10d) implica que todos los puntos de equilibrio permanecen en el mismo lado de la línea $\mu = \mu_0$.

Note que todas las condiciones son necesarias para determinar un máximo o un mínimo de μ , sujetos a que se cumpla la condición (2.10a). La figura 2.7 muestra tres casos de sistemas de primer orden y de un solo parámetro, para los cuales la condición (2.10b) se cumple en $\mu_0 = x_0^* = 0$. Se puede observar que algunos de estos sistemas violan las condiciones expresadas anteriormente y por lo tanto requieren una ecuación adicional.

- El primer sistema tiene una bifurcación nodo silla de montar en el origen, ver figura 2.7 a).
- El segundo sistema viola la condición (2.10d), que requiere que las trayectorias de puntos de equilibrio que se unen en el punto de bifurcación estén en el mismo lado de la línea $\mu = \mu_0$. Ver figura 2.7 b).

- El tercer sistema viola la condición (2.10c), que requiere que la unión de las trayectorias se realice por medio de una curva cuadrática en el punto de bifurcación $x = x_0^*$. Ver figura 2.7 c).

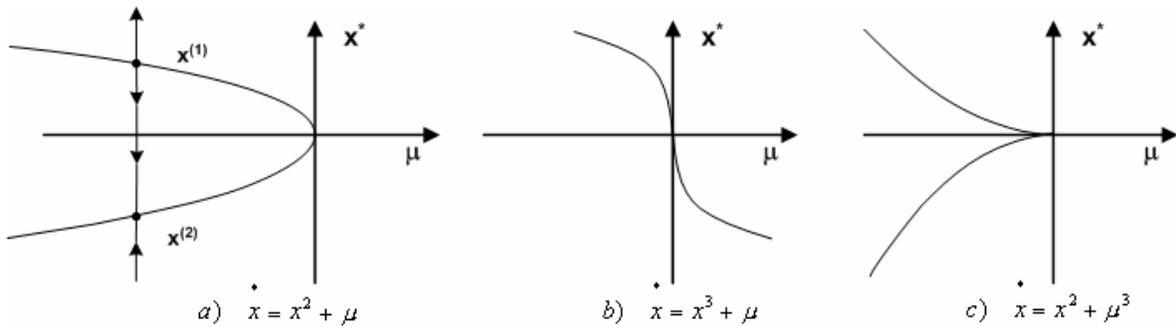


Figura 2.7. a) Condiciones para una bifurcación nodo silla de montar. b) Violación de (2.10d). c) Violación de (2.10c).

Revisando en detalle el sistema de la figura 2.7 a), y dado que es el único que presenta una bifurcación nodo silla de montar para $\mu = 0$, se observa que tiene dos puntos de equilibrio para $\mu < 0$, solo un punto de equilibrio para $\mu = 0$, y que no hay puntos de equilibrio para $\mu > 0$. Las trayectorias para las condiciones iniciales negativas convergen al punto de equilibrio $x^* = 0$; por el contrario, las trayectorias para las condiciones iniciales positivas de x_0 se disparan para un tiempo $\beta_{x_0} = 1/x_0$.

Considere ahora para $\mu < 0$, suponemos que $\mu = -a^2$ y que $a > 0$, los puntos de equilibrio son,

$$x^{(1)} = a \quad (2.11)$$

$$x^{(2)} = -a \quad (2.12)$$

El Jacobiano para el sistema de la figura 2.7 a) es $(\partial f / \partial x) = (\partial(x^2 + \mu) / \partial x) = 2x^*$, entonces el punto $x^{(1)}$ es inestable y $x^{(2)}$ es estable; en un sistema de primer orden una bifurcación nodo silla de montar tiene dos puntos de equilibrio, uno estable y el otro inestable, estos tienden a unirse y desaparecer.

Desde otro punto de vista, si el parámetro μ es muy grande el valor μ_0 (bifurcación) decrece lentamente, en el punto de la bifurcación nodo silla de montar los dos estados de equilibrio, uno estable y otro inestable surgen simultáneamente.

La siguiente propiedad se generaliza para sistemas multivariables,

En una bifurcación nodo silla de montar dos puntos de equilibrio se unen y desaparecen (emergen simultáneamente). Uno de los puntos de equilibrio tiene un Eigenvalor de parte de real positiva y el otro tiene un Eigenvalor de parte real negativa, ambos se hacen cero en el punto de bifurcación [Seydel,1994, Van Cutsem and Vournas, 1998].

Para el caso de que en el punto de bifurcación existan Eigenvalores (excepto obviamente los que se hacen cero) con parte real negativa, uno de los estados de equilibrio será estable y el otro estado de equilibrio será inestable. Finalmente en sistemas multivariable una bifurcación nodo silla de montar es un estado de equilibrio con un Eigenvalor igual a cero, en donde se satisfacen las condiciones de transversalidad.

2.4.4 Bifurcación de límite inducido

Este tipo de bifurcación es un caso particular de los SEP's se debe a los límites físicos de operación de los diversos controles que puedan existir en el SEP, particularmente límites de potencia reactiva (generadores). En este tipo de bifurcación es muy interesante pues presenta la fusión y desaparición de dos puntos de equilibrio, similar a la bifurcación nodo silla de montar, pero con la particularidad de que en el punto de bifurcación la matriz de estado es no-singular. En muchos casos prácticos estas bifurcaciones son la causa principal del colapso de voltaje [Cañizares et al., 2003, Venkatasubramanian, et al., 1995, Dobson and Lu, 1991].

2.5 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE BIFURCACIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

A continuación se mencionarán algunas metodologías aplicadas para obtener el valor máximo de cargabilidad, entre estas se encuentran,

- *Análisis Modal.* En esta forma de analizar un SEP se emplea la matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones, o bien, se usa la matriz Reducida del Jacobiano; es muy común que se emplee la matriz Reducida del Jacobiano para obtener el Mínimo Valor Singular (MVS) y los Eigenvectores Singulares Derechos e Izquierdos asociados al MVS. Además es posible emplear la información obtenida para realizar una evaluación de los Factores de Participación tanto nodales como de rama [Gao et al, 1992, Galicia-Cano, 1999].
- *Métodos de Continuación.* Este método es muy útil cuando se desean encontrar puntos de solución o de equilibrio para condiciones o escenarios de carga en los cuales los algoritmos convencionales de Flujos de Potencia presentan problemas de convergencia (la matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones se hace singular), la divergencia ocurre cuando el punto de operación del SEP se encuentra cerca del punto de bifurcación. Así que un Método de Continuación de Flujos de Potencia resuelve la problemática de divergencia de las ecuaciones de Flujos de Potencia, entonces el nuevo sistema de ecuaciones estará bien condicionado y por lo tanto es posible encontrar nuevos puntos de

equilibrio. El Método de Continuación emplea un proceso iterativo por medio de un esquema predictor–corrector el cual inicia de una solución conocida (caso base). Una particularidad de los Métodos de Continuación es la obtención de los perfiles de voltaje para todos los nodos del SEP y si se desea, se puede hacer una selección de los nodos críticos del SEP y mostrar la curva *PV* de cada uno de ellos [Morales-González, 2005]. Este es el método de interés en el presente trabajo.

- *Método Directo*. El Método Directo es también conocido en el ámbito de la ingeniería eléctrica como el Método de Punto de Colapso, fue originalmente desarrollado para calcular los puntos de bifurcación en sistemas no-lineales. El método consiste en resolver el sistema de ecuaciones resultantes, se requiere de un Eigenvector derecho diferente de cero y de las condiciones de singularidad en el punto de colapso, con esto es posible emplear las ecuaciones relacionadas con el Eigenvector derecho, sin embargo, el grupo de ecuaciones presentan un buen condicionamiento si se aplica en un SEP robusto. El Método Directo determina el valor de cargabilidad en el punto de colapso, en cualquier punto de operación definido para el factor de cargabilidad [IEEE, 2001, Castillo-Barreda y López-Luis, 2003].

Para cualquiera de los métodos descritos en esta sección es necesario incrementar la carga de acuerdo a una dirección de estrés establecida y así obtener el punto máximo de cargabilidad (punto de bifurcación nodo silla de montar).

En el Capítulo 3 se describen con detalle los principios básicos y avanzados de los Métodos de Continuación y su aplicación a los SEP's.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

CAPÍTULO 3:

MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Para determinar la distancia entre la condición actual de operación y el límite de estabilidad de voltaje, llamada también la proximidad al colapso de voltaje, se emplean actualmente los perfiles de voltaje nodal del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), estos perfiles de voltaje son las denominadas curvas nariz, curvas *PV* ó diagramas de bifurcación. Este tipo de gráfica permite que los operadores de los centros de control realicen medidas de prevención oportunas para evitar la pérdida del sistema [Berizzi et al., 1995, Ejebe et al., 1998].

La figura 3.1 muestra el comportamiento típico de la magnitud de voltaje nodal con respecto a los incrementos de carga en el SEP.

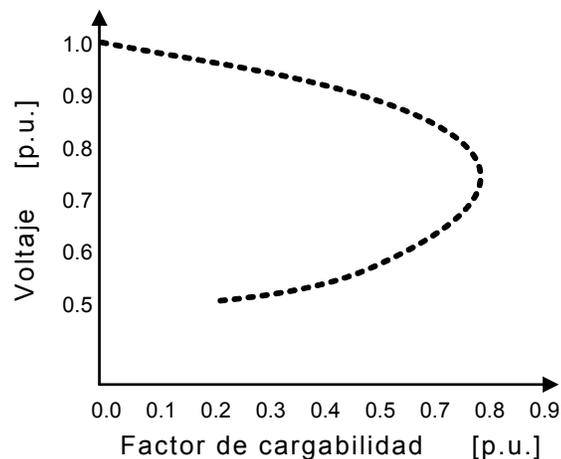


Figura 3.1. Perfil de voltaje nodal.

La idea básica para obtener los perfiles de voltaje es mediante soluciones sucesivas de Flujos de Potencia en diferentes puntos de operación del SEP; para

determinar el perfil completo de los voltajes se requiere aplicar alguno de los Métodos de Continuación (con lo que es posible obtener tanto la parte superior como la inferior de la curva), y con ello determinar el máximo punto de cargabilidad o punto de colapso, lo que permite determinar finalmente el margen de cargabilidad. Esta técnica es una alternativa del Método Directo. El Método de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC), además, obtiene información relevante de sensibilidad del comportamiento de los voltajes nodales ante los incrementos de carga.

Si bien este método ha sido aplicado exitosamente y provee el índice más exacto de estabilidad de voltaje [IEEE, 2001], tiene el inconveniente de ser muy costoso computacionalmente, especialmente en SEP's grandes y en los cuales se incluye el efecto de los límites de los diversos componentes [Cañizares and Hranilovic, 1994]. Los Métodos de Flujos de Potencia de Continuación vencen algunas dificultades de la aplicación sucesiva de los métodos convencionales de Flujos de Potencia, pues estos se basan en un modelo general (no particular) del SEP, por ejemplo, se puede implementar desde el modelo de transformadores y generadores para Flujos de Potencia hasta un modelo adecuado para estabilidad de voltaje estático para estos mismos elementos, es decir, el Método de Continuación no sufre alteraciones en su planteamiento original. Además los Métodos de Flujos de Potencia de Continuación permiten al usuario el trazado de los perfiles de voltaje nodal con respecto a los incrementos del factor de cargabilidad (λ) sin tener que preocuparse por las singularidades del sistema de ecuaciones. La estrategia empleada se muestra en la figura 3.2: se parte de un punto de equilibrio (x_1, λ_1) , con este se calcula la dirección del vector tangente (τ_1) a dicho punto, con este vector tangente se determinan los incrementos tanto del parámetro de continuación, como de las variables de estado el sistema de ecuaciones.

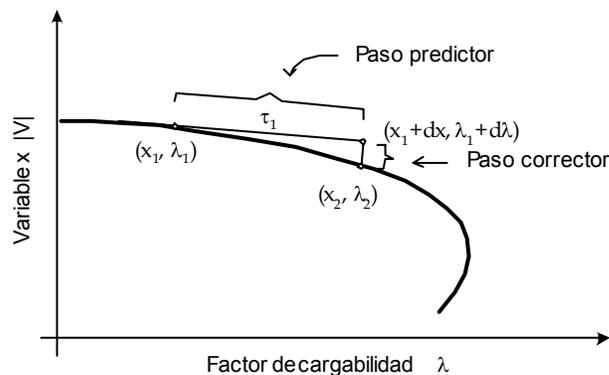


Figura 3.2. Método de Continuación.

Al primer paso se le denomina de predicción, ya que genera una aproximación inicial $(x_1 + dx, \lambda_1 + d\lambda)$ de la solución buscada. Esta predicción es el punto inicial del paso de corrección que finalmente encuentra un nuevo punto de equilibrio (x_2, λ_2) que forma parte del perfil de la curva PV. Después de encontrar varios puntos

de equilibrio, el Jacobiano del sistema se hace singular cerca del punto de colapso de voltaje (bifurcación); dependiendo del Método de Continuación empleado, a veces es necesario realizar una parametrización (cambio de parámetro de continuación) en los pasos predictor y corrector. El incluir una parametrización garantiza el buen comportamiento de la solución numérica de las ecuaciones del sistema [IEEE, 2001].

3.2 MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN

Esta técnica se emplea para encontrar los puntos de equilibrio de las ecuaciones no-lineales (trayectoria de soluciones). El método se compone de dos pasos principales: un paso de predicción y un paso de corrección, permite encontrar las soluciones para trazar el diagrama de bifurcación de la función $f(x, \lambda) = 0$; iniciando en un punto de equilibrio el cuál será denominado como (x_1, λ_1) [Zambroni, 1996].

3.2.1 Paso predictor

El propósito fundamental del paso predictor es encontrar una aproximación para la siguiente solución, a partir de un punto de equilibrio (x_1, λ_1) , con este se calcula la dirección del vector tangente (τ_1) a dicho punto, con este vector tangente se determinan los incrementos tanto del parámetro de continuación, como de las variables de estado el sistema de ecuaciones [Chiang et al., 1995].

1. Métodos basados en Ecuaciones Diferenciales Ordinarias (EDO). Estos usan la solución actual y su derivada para predecir la siguiente solución. El método de la tangente es el más popular de este tipo, basado en EDO's de primer orden.
2. Métodos basados en una extrapolación polinomial. Estos usan la solución actual y una solución anterior para encontrar la siguiente solución aproximada. Dentro de estos esta el método de la secante.

3.2.1.1 Predicción con vector tangente

A continuación se describirá la forma de calcular el vector tangente de un punto de operación dado (puede ser un caso base, o bien, un punto de operación sobre la curva PV). El vector tangente (τ) se define de la siguiente manera,

$$\tau = \frac{dx}{d\lambda}. \quad (3.1)$$

Asumiendo que se ha determinado el punto inicial (x_1, λ_1) , se cumple que,

$$f(x_1, \lambda_1) = 0. \quad (3.2)$$

Entonces, si se obtiene la derivada implícita de la expresión (3.2) con respecto a λ por medio de la regla de la cadena resulta lo siguiente,

$$D_x f(x_1, \lambda_1) \frac{dx_1}{d\lambda} + \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = 0 \quad (3.3)$$

de la expresión (3.3) se define el vector tangente de la siguiente forma,

$$[\tau_1]_{(n,1)} = [D_x f(x_1, \lambda_1)]_{(n,n)}^{-1} \left[-\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \right]_{(n,1)} \quad (3.4)$$

donde, n es el número de variables del sistema de ecuaciones.

$[D_x f(x_1, \lambda_1)]$ representa a la matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones.

Es conveniente hacer notar, que con esta formulación de cálculo del vector tangente, se prescinde de realizar parametrización alguna, el número de elementos que lo constituyen es de n . Más adelante se describirá otra alternativa de calcular el vector tangente con la consideración del parámetro de continuación. En este tipo de paso predictor el vector tangente resultante se normaliza; para llevar acabo la normalización del vector tangente τ_1 para el punto de operación (x_1, λ_1) se opta por la norma euclidiana [Philip, 1991], quedando de la siguiente manera,

$$\|\tau_1\|_2 = \sqrt{((\tau_1)^2 + (\tau_2)^2 + (\tau_3)^2 + \dots + (\tau_n)^2)} \quad (3.5)$$

Mediante la expresión (3.4) se determina la dirección del vector tangente τ_1 en el punto de equilibrio (x_1, λ_1) , para controlar la longitud del paso predictor se define la variable k , como un valor que afecta a los incrementos dx y $d\lambda$. Esta variable k se aplica considerando una definición alternativa del vector tangente en el punto (x_1, λ_1) , de la siguiente forma:

$$\tau_1 = \frac{dx}{d\lambda} \quad (3.6)$$

entonces, el valor normalizado de $d\lambda$ es,

$$d\lambda = \frac{k}{\|\tau_1\|}. \quad (3.7)$$

Si se sustituye la ecuación (3.7) en la expresión (3.6) se determina la expresión normalizada para dx [Zambroni, 1996],

$$dx = k \frac{\tau_1}{\|\tau_1\|} \quad (3.8)$$

donde, k tiene usualmente un valor de 1.0 y de signo positivo, cuando se calcula un punto de equilibrio antes de llegar al punto de bifurcación (nodo silla de montar), y de signo negativo cuando se busca la solución después del punto de bifurcación.

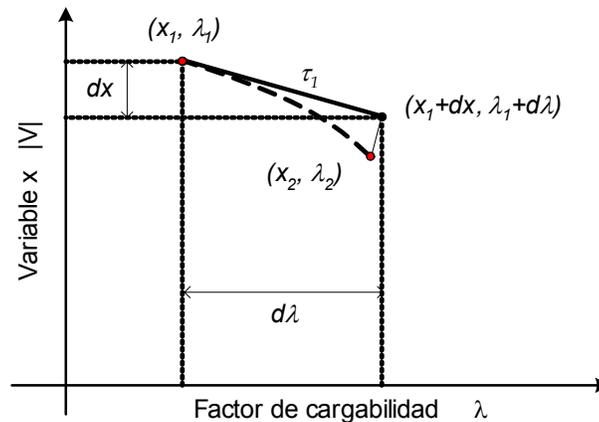


Figura 3.3. Longitud de paso de la predicción según la dirección del vector tangente.

Estas dos últimas expresiones determinan el tamaño del paso predictor; a mayor pendiente del vector tangente, la longitud del paso predictor es más pequeña. El hecho de normalizar, da como resultado la reducción del tamaño del paso a medida que el sistema se aproxima al punto de colapso, pues la magnitud del vector tangente se incrementa en la medida que se está más cerca de este punto [IEEE, 2001]. Si el paso es demasiado grande, la suposición inicial $(x_1 + dx, \lambda_1 + d\lambda)$ genera problemas de convergencia en la fase de corrección, por lo que se recomienda usar una solución alternativa, que consiste en reducir la longitud de paso del vector tangente mediante una disminución de k a la mitad de su valor anterior, hasta que sea posible determinar un nuevo punto de operación (que el método converja); sin embargo, cuando el paso se reduce a un valor muy pequeño, el método necesitará demasiados pasos para trazar la curva (requiriendo más tiempo para terminar el proceso), por lo que es recomendable reducir el valor de k solamente cuando se encuentren problemas de convergencia en el Método de Continuación.

En la referencia [Van Cutsem and Mailhot, 1997] se menciona la existencia de una técnica para determinar el valor óptimo de k , en la que se consideran los límites de potencia reactiva de las unidades generadoras, reportando la obtención de buenos resultados para $k = 1.0$ en sistemas de varias dimensiones.

Se menciona también que cuando el paso es truncado, y se aplica una intersección perpendicular en el paso corrector, es innecesario realizar la

parametrización local [Cañizares and Hranilovic, 1994, Berizzi et al., 1997], debido al comportamiento altamente no-lineal de los eigenvalores de la matriz Jacobiana, además de que, para tener una matriz Jacobiana mal condicionada, se esta muy cerca del punto de colapso.

El hecho de calcular el vector tangente según la expresión (3.4) no representa un costo computacional significativo, ya que se puede usar la última matriz Jacobiana en el punto (x_1, λ_1) ; sin embargo, el método puede tener dificultades cuando el punto de equilibrio se acerca al punto de colapso. Esto se debe a que el Jacobiano del sistema pueda estar mal condicionado. Para evitar este problema se emplea la técnica de parametrización usada en [Seydel, 1994].

3.2.1.2 Predicción con longitud de arco

Otro tipo de paso predictor con parametrización para eliminar la problemática cuando se está cerca del punto de colapso es el llamado método de longitud de arco [Berizzi et al., 2000, Cañizares et al., 1994]. Esta técnica se basa en que las variables del sistema y los parámetros del sistema pueden ser representados como función de una longitud de arco (s) en los puntos de equilibrio a determinar. Sea,

$$f(x_1(s), \lambda_1(s)) = 0 \quad (3.9)$$

y derivando implícitamente por medio de la regla de la cadena,

$$D_x f(x_1, \lambda_1) \frac{dx}{ds} + \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \frac{d\lambda}{ds} = 0. \quad (3.10)$$

La ecuación de longitud de arco debe satisfacer la siguiente condición,

$$\left[\frac{dx}{ds} \right]^T \frac{dx}{ds} + \left(\frac{d\lambda}{ds} \right)^2 = 1. \quad (3.11)$$

Si se aproxima $\Delta x \approx dx$, $\lambda \approx d\lambda$, y $k = \Delta s \approx ds$, las ecuaciones (3.10) y (3.11) quedan de la siguiente forma [IEEE, 2001],

$$D_x f(x_1, \lambda_1) \Delta x + \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \Delta \lambda = 0 \quad (3.12)$$

$$[\Delta x]^T \Delta x + (\Delta \lambda)^2 = k \quad (3.13)$$

donde, k es el escalar positivo constante que define la longitud del arco y consecuentemente el tamaño del paso predictor. Así que la ecuación (3.13) evalúa el paso predictor en lugar de las expresiones (3.4), (3.7) y (3.8).

3.2.1.3 Predictor secante

El método de la secante es un método todavía relativamente más simple, pues no requiere llevar a cabo una parametrización. Ha sido probado en un análisis de colapso de voltaje para un SEP en [Berizzi et al., 2000], y consiste en aproximar el vector tangente τ usando cuando menos dos puntos previos pertenecientes al perfil de voltaje del sistema, es decir, a la curva PV . Entonces, dados dos puntos sobre la curva, (x_{1a}, λ_{1a}) y (x_{1b}, λ_{1b}) , tal que $\lambda_{1b} > \lambda_{1a}$ entonces,

$$\frac{dx_1}{d\lambda_1} \approx x_{1b} - x_{1a} \cdot \quad (3.14)$$

Para calcular la dirección del vector tangente se emplean las expresiones (3.7) y (3.8). Es importante notar que la mejor aproximación del vector tangente se logra cuando la cercanía entre estos dos puntos está dentro de una tolerancia numérica, pero la aplicación de este método provoca que se calculen más puntos de la curva de bifurcación, causando que el gasto computacional requerido por este método se incremente de manera importante. En la figura 3.4 se muestra el procedimiento de solución.

Este método presenta ventajas y desventajas con respecto a otros métodos de predicción (predictor con parametrización de longitud de arco, predictor con vector tangente y normalización del mismo, predictor con vector tangente y parametrización local) dependiendo de la curvatura del perfil [IEEE, 2001].

Se ha implementado en la referencias [Berizzi et al., 2000, Cañizares et al., 1994] la combinación entre el método de la tangente y el de la longitud de arco para trazar la curva de bifurcación.

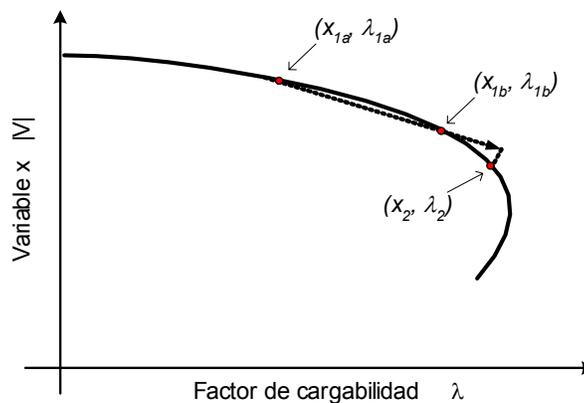


Figura 3.4. Método predictor de la secante.

3.2.1.4 Predictor Tangente con parametrización local

Cualquiera de las n variables de estado, incluyendo el factor de cargabilidad, son admitidos como parámetro de continuación, permitiendo que la ecuación de parametrización se defina como,

$$\rho(x, \eta) := x_k - \eta. \quad (3.15)$$

El subíndice k puede estar en el intervalo $1 \leq k \leq n+1$, entonces el subíndice k y el parámetro $\eta = x_k$ se determinan localmente para cada punto de la curva PV . Esta forma de parametrización se conoce como *parametrización local*. El sistema de ecuaciones que resultará bajo la consideración del parámetro de continuación es el siguiente,

Al aplicar la parametrización es necesario eliminar el mal condicionamiento de las ecuaciones de Flujos de Potencia, por lo tanto se agrega una ecuación algebraica en la formulación convencional y de esta manera se calcula el vector tangente.

$$\begin{pmatrix} f(x, \lambda) \\ x_k - \eta \end{pmatrix} = 0. \quad (3.16)$$

Ahora, para calcular el vector tangente, se aplica la derivada en ambos lados de la ecuación $f(x, \lambda) = 0$, entonces se obtiene,

$$df(x, \lambda) = \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial x} dx + \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} d\lambda = 0 \quad (3.17)$$

o bien,

$$df(x, \lambda) = D_x f(x, \lambda) dx + \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} d\lambda = 0. \quad (3.18)$$

La expresión (3.18) se puede representar de la forma alternativa descrita por la ecuación (3.19), con lo que el vector tangente representa la variación de cada una de las variables de estado y del factor de cargabilidad; nótese que en la expresión (3.19) el orden del sistema de ecuaciones se aumenta en una fila y una columna, es decir, el orden del sistema de ecuaciones es de $(n+1, n+1)$.

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k & \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} \quad (3.19)$$

o bien,

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k & \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} [Z]_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)}. \quad (3.20)$$

El vector tangente en este caso se denotará con la variable Z , el número de elementos que lo constituyen es de $n+1$, en donde n es el número de variables de estado (cantidad de filas o de columnas de la matriz Jacobiana) y el elemento $n+1$ está asignado al factor de cargabilidad, es decir,

$$\begin{aligned} Z_i &= dx_i & 1 \leq i \leq n \\ Z_{n+1} &= d\lambda. \end{aligned} \quad (3.21)$$

El valor unitario del vector de la derecha en la expresión (3.20) es de signo positivo cuando se calcula un punto de equilibrio antes de llegar al punto de bifurcación (nodo silla de montar), y de signo negativo cuando se buscan los puntos de equilibrio después del punto de bifurcación, además se observa la normalización del vector tangente Z ; entonces, se obtiene la ecuación adicional. Una alternativa de normalización para el vector tangente es hacer la siguiente,

$$e_k Z = Z_k = \pm 1 \quad (3.22)$$

donde, e_k es un vector fila con todos sus elementos iguales a cero, excepto el k -ésimo valor que es igual a 1 (el elemento que corresponde a este k -ésimo valor es el parámetro de continuación); además, si el valor del factor de cargabilidad se incrementa, el signo del elemento es positivo, y en el caso de que se disminuya el valor de λ el signo será negativo.

Así, el punto de equilibrio aproximado $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ se obtiene por medio de la siguiente expresión,

$$(\bar{x}, \bar{\lambda}) = (x_1, \lambda_1) + \sigma Z \quad (3.23)$$

donde, σ es la longitud de paso del vector tangente. Este valor debe ser adecuado (comúnmente su valor está en el intervalo $0.001 \leq \sigma \leq 1.0$); por ejemplo, en caso de emplear un tamaño de paso muy pequeño, el MFPC calcula muchos puntos de equilibrio para obtener los perfiles de voltaje y si el paso de la longitud es muy grande el sistema de ecuaciones encuentra problemas de convergencia.

Cuando esta técnica relativamente simple aplicada en [Cañizares and Hranilovic, 1994, Van Cutsem and Mailhot, 1992, Lachs and Sutanto, 1992, Lachs and Sutanto, 1997] presenta problemas de convergencia en el paso de corrección, se recurre a la aplicación de la parametrización local, es decir, cambiar el parámetro de continuación (inicialmente el parámetro de continuación es el factor de cargabilidad λ) con la variable del sistema $x_1 \in x$ que tiene la entrada más grande en Z . De esta manera, λ forma parte de las variables del sistema de ecuaciones, mientras que x_1 ahora será el nuevo parámetro y_k definido como,

$$y_k = \max \left\{ |dx|_i \quad \cdots \quad |dx|_n \quad |d\lambda|_{n+1} \right\} \quad (i = 1, \dots, n+1) \quad \text{para } i \neq j \quad (3.24)$$

donde, j es la ubicación en el vector tangente del elemento correspondiente al parámetro de continuación que se desea cambiar.

3.2.2 Paso corrector

Una vez que se ha determinado la suposición inicial $(x_1 + dx, \lambda_1 + d\lambda)$ en el paso predictor (con o sin parametrización), es necesario encontrar el punto de operación (x_2, λ_2) , resolviendo para x y λ el siguiente grupo de ecuaciones,

$$\begin{aligned} f(x, \lambda) &= 0 \\ \rho(x, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (3.25)$$

donde, el primer vector corresponde a las ecuaciones de estado estacionario del sistema, las cuales tendrán una matriz Jacobiana singular en el punto de colapso; la segunda ecuación escalar representa una condición de fase que garantiza la no-singularidad del paso corrector en las ecuaciones del Jacobiano. Entonces, el sistema de ecuaciones de orden $(n+1)(n+1)$, queda de la siguiente forma [Cañizares et al., 1994],

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ D_x \rho(x, \lambda) & \frac{\partial \rho(x, \lambda)}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \quad (3.26)$$

Para elegir la función $\rho(x, \lambda)$ existen dos opciones: la intersección perpendicular y la parametrización local [Milano, 2004].

De estas dos técnicas de corrección, la intersección perpendicular tiene la ventaja de omitir la parametrización. Sin embargo, esto introduce una fila casi llena en la matriz Jacobiana, la cual se debe considerar durante el proceso de parametrización para evitar la degradación de la dispersión de las ecuaciones [IEEE, 2001].

3.2.2.1 Intersección perpendicular

En el caso de una intersección perpendicular, la base es definir un vector perpendicular al vector tangente τ_1 , el cual comienza en el punto $(x_1 + dx, \lambda_1 + d\lambda)$, que posteriormente interseca con el punto (x_2, λ_2) , tal y como se muestra en la figura 3.2, por lo que del vector perpendicular al vector tangente se obtiene la expresión para $\rho(x, \lambda)$,

$$\rho(x, \lambda) = \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} x_2 - x_1 - dx \\ \lambda_2 - \lambda_1 - d\lambda \end{bmatrix} = 0 \quad (3.27)$$

desarrollando,

$$\rho(x, \lambda) = dx(x_2 - x_1 - dx) + d\lambda(\lambda_2 - \lambda_1 - d\lambda) = 0 \quad (3.28)$$

Con ello se garantiza que las ecuaciones convergen en el punto (x_2, λ_2) . Comúnmente se emplea el método de Newton - Raphson para determinar este punto de operación del SEP. Esta forma de solución ha sido empleada en varios sistemas de potencia [Cañizares and Hranilovic, 1994, Berizzi et al., 1997], y no requiere una parametrización para garantizar la no-singularidad de las ecuaciones para todo el equilibrio del sistema [EPRI, 1995, Kundur et al., 1999].

3.2.2.2 Parametrización local

Cuando se emplea la parametrización local, se usa una condición de fase muy simple reportada en [Berizzi et al., 2000, Kundur and Morison, 1998], basándose en la parametrización local $\rho(\lambda \text{ ó } x_i \in x)$ del sistema alrededor del punto de colapso. En este caso, el parámetro de bifurcación se mantiene constante, es decir, cuando se utiliza el parámetro λ , el valor de este será un valor fijo,

$$\rho(x, \lambda) = \lambda_2 - \lambda_1 - d\lambda \quad (3.29)$$

o bien, cuando se emplea la variable x_i , esta es igualmente un valor fijo,

$$\rho(x, \lambda) = x_{2i} - x_{1i} - dx_i. \quad (3.30)$$

La elección de la variable que será fija depende de la bifurcación de f , esto se representa con la figura 3.5 [Milano, 2004]. El parámetro ρ se elige en base a la parametrización según la ecuación (3.24), garantizando así la no-singularidad de las ecuaciones (3.25) [Cañizares et al., 1994].

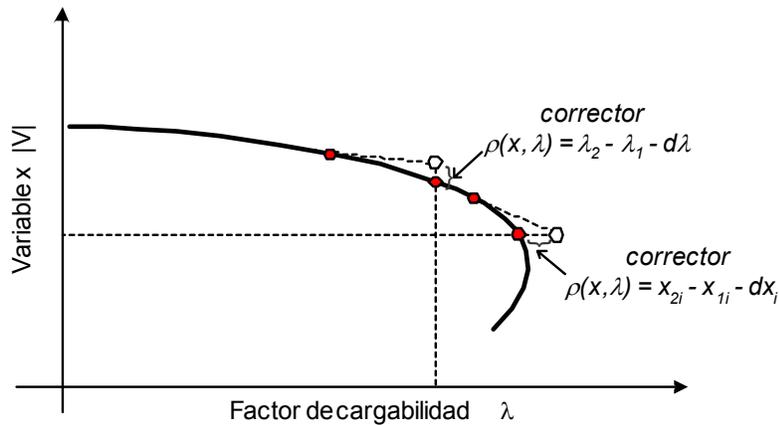


Figura 3.5. Obtención del paso corrector por medio de una parametrización local.

3.3 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTINUACIÓN UTILIZANDO LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

En esta sección se explican dos Métodos de Continuación elegidos para llevar a cabo el análisis de estabilidad de voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia para este trabajo. Dicha descripción considera tanto el paso de predicción como el paso corrector y la parametrización utilizada en su caso.

- Método 1. En la predicción se calcula el vector tangente sin emplear parametrización, posteriormente se disminuye la longitud del paso del vector tangente cuando se encuentran problemas de convergencia, o bien, para determinar un valor inicial correcto de k . Por último se realiza la corrección por medio de la intersección perpendicular.
- Método 2. Se recurre a una parametrización local, tanto para la predicción (cálculo del vector tangente) como para la corrección; en el momento en que el Método de Continuación diverge, se opta por realizar el cambio de parámetro de continuación.

3.3.1 Método 1: Predicción sin parametrizar y corrección con una intersección perpendicular

Es conveniente mencionar que la expresión $f(x_1, \lambda_1)$ para la cual está dado un punto de equilibrio inicial del SEP, (x_1, λ_1) , y del cual parte el MFPC, representa las funciones que describen el desbalance de potencia activa y reactiva (P_i y Q_i) en cada nodo del SEP,

$$f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = 0 \quad (3.31)$$

donde,

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} - P_{Ti} = 0 \quad (3.32)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_{Ti} = 0$$

Entonces si se aplica la derivada implícita a la expresión (3.31) con respecto a λ se obtiene,

$$\frac{df}{d\lambda} = \frac{\partial f}{\partial x} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f}{\partial \lambda} \frac{d\lambda}{d\lambda} = 0 \quad (3.33)$$

y reduciendo términos, se obtiene:

$$\frac{df}{d\lambda} = \frac{\partial f}{\partial x} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f}{\partial \lambda} = 0. \quad (3.34)$$

A continuación se asigna este último resultado según la notación empleada con anterioridad y para el punto de operación (x_1, λ_1) ,

$$\frac{df}{dx} = D_x f(x_1, \lambda_1) \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = 0. \quad (3.35)$$

La matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones y el vector tangente están representados por los siguientes elementos de la expresión (3.35),

$$D_x f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \cdots & \vdots & \cdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}_{(n,n)} \quad (3.36)$$

el vector tangente es,

$$\frac{dx}{d\lambda} = \tau_1 = \begin{bmatrix} d\delta_i \\ \vdots \\ d\delta_m \\ dV_j \\ \vdots \\ dV_{\tilde{n}} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad \begin{matrix} i=1 \\ \\ j=1 \end{matrix} \quad (3.37)$$

y la derivada parcial de $f(x_1, \lambda_1)$ con respecto a λ es,

$$\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (3.38)$$

donde, N = número de nodos.
 N_G = número de nodos generadores.
 N_{slack} = número de nodos compensadores.
 $n = (2*N) - N_G - N_{\text{slack}}$.
 $m = N - N_{\text{slack}}$.
 $\tilde{n} = N - N_G$.

Note que este último vector tiene el mismo número de *elementos fila* que la matriz Jacobiana. Los elementos diferentes de cero corresponden a los nodos de carga *i-ésimos*, debido a que en la ecuación (3.32), P_{Di} y Q_{Di} son las únicas potencias dependientes del factor de cargabilidad (λ). Los demás elementos, correspondientes a nodos donde la carga conectada es inexistente son iguales a cero.

Retomando la ecuación que describe el cálculo del vector tangente τ en el punto de operación deseado y si se representa la expresión (3.4) de la siguiente manera,

$$[D_x f(x_1, \lambda_1)] \tau_1 = - \left[\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \right] \quad (3.39)$$

se observa que esta queda representada como un sistema de ecuaciones de la forma,

$$A x = B$$

donde, $A = [D_x f(x_1, \lambda_1)]$

$x = \tau_1$

$$B = - \left[\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \right].$$

Por lo que para obtener la solución de este sistema de ecuaciones, es decir, encontrar el vector tangente τ_1 , se ha optado por utilizar una factorización LU para determinar los valores del vector tangente.

El nuevo punto aproximado de solución $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ se calcula con las siguientes expresiones (3.7) para $d\lambda$ y (3.8) para dx , entonces,

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_i \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \bar{x}_n \end{bmatrix}_{(n,1)} = \begin{bmatrix} \bar{\delta}_i \\ \vdots \\ \bar{\delta}_m \\ |\bar{V}_j| \\ \vdots \\ |\bar{V}_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} = \begin{bmatrix} \delta_i \\ \vdots \\ \delta_m \\ |V_j| \\ \vdots \\ |V_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} + \begin{bmatrix} d\delta_i \\ \vdots \\ d\delta_m \\ |dV_j| \\ \vdots \\ |dV_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (3.40)$$

$$\bar{\lambda} = \lambda_1 + d\lambda.$$

Una vez encontrada la solución aproximada, es momento de aplicar la intersección perpendicular y emplear la función $\rho(x, \lambda)$ correspondiente, la cual ha quedado definida de la siguiente manera,

$$\rho(x, \lambda) = dx(x_2 - \bar{x}) + d\lambda(\lambda_2 - \bar{\lambda}) = 0. \quad (3.41)$$

Con la agregación de la ecuación (3.41) se garantiza que el sistema de ecuaciones (3.25) converja en el punto (x_2, λ_2) . Comúnmente se emplea el método de Newton-Raphson para determinar este punto de operación del SEP.

Entonces, considerando el sistema de ecuaciones (3.42) para el punto $(\bar{x}, \bar{\lambda})$,

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ D_x \rho(x, \lambda) & \frac{\partial \rho(x, \lambda)}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)}. \quad (3.42)$$

Los elementos de la ecuación (3.42) son los siguientes,

$$D_x f(x, \lambda) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}_{(n,n)} \quad (3.43)$$

$$\frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (3.44)$$

además si se desarrolla la expresión para $\rho(x, \lambda)$,

$$\rho(x, \lambda) = (dx)(x_2) - (dx)(x_1) - (dx)(dx) + (d\lambda)(\lambda_2) - (d\lambda)(\lambda_1) - (d\lambda)(d\lambda) \quad (3.45)$$

y considerando que los valores de dx , x_1 , $d\lambda$ y λ_1 son conocidos, entonces al derivar la función $\rho(x, \lambda)$ con respecto a x_2 para encontrar el punto de operación (x_2, λ_2) se obtiene lo siguiente,

$$D_x \rho(x, \lambda) = dx \quad (3.46)$$

$$dx = \left[d\delta_i \cdots d\delta_m \cdots dV_j \cdots dV_{\tilde{n}} \right]_{(1,n)}^T \quad i=1, \quad j=1 \quad (3.47)$$

entonces al derivar la función $\rho(x, \lambda)$ con respecto a λ_2 se obtiene la siguiente expresión,

$$\frac{\partial \rho(x, \lambda)}{\partial \lambda} = d\lambda \quad (3.48)$$

- donde,
- N = número de nodos.
 - N_{slack} = número de nodos compensadores.
 - N_G = número de nodos de generación.
 - $n = (2 * N) - N_G - N_{\text{slack}}$.
 - $m = N - N_{\text{slack}}$.
 - $\tilde{n} = N - N_G$.

Una alternativa de solución cuando se presentan problemas de divergencia, sin recurrir a parametrización alguna, es por medio de la disminución de la longitud de

paso del vector tangente. Por ejemplo, si se desea obtener un nuevo punto de equilibrio para un incremento del factor de cargabilidad, pero para este valor de λ el sistema de ecuaciones diverge, si inicialmente el valor de k es de 1.0, entonces lo que se hace es dividir a la mitad el valor de k . Esta reducción de k se realiza hasta que el sistema encuentra un nuevo punto de equilibrio; a medida que se reduce el valor de k también se reducen los valores de los incrementos de las variables de estado y del factor de cargabilidad.

Además, cuando el sistema de ecuaciones diverge es necesario regresar a un punto anterior de equilibrio (x_1, λ_1) considerando los valores de la matriz Jacobiana, los de las variables de estado y del factor de cargabilidad en este punto anterior.

Para solucionar el sistema de ecuaciones (3.42) se emplea el método iterativo de Newton-Raphson. La solución se encuentra cuando las ecuaciones de desbalance cumplan la tolerancia elegida (en este trabajo se emplean dos tolerancias adecuadas 1×10^{-4} y 1×10^{-3}).

3.3.2 Método 2: Predicción y corrección con parametrización local

Al igual que en el Método 1, la expresión $f(x_1, \lambda_1)$ representa las funciones que describen el desbalance de potencia activa y reactiva (ecuaciones (3.32) en cada nodo del SEP).

Retomando la expresión (3.19), y para un punto de equilibrio inicial (x_1, λ_1) , se describen los elementos de este sistema de ecuaciones,

$$D_x f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \dots & \vdots & \dots \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}_{(n,n)} \quad (3.49)$$

$$\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (3.50)$$

$$Z_1 = \begin{bmatrix} dx_i \\ \vdots \\ dx_m \\ dx_j \\ \vdots \\ dx_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} d\delta_i \\ \vdots \\ d\delta_m \\ dV_j \\ \vdots \\ dV_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} \quad \begin{matrix} i=1 \\ \\ j=1 \end{matrix} \quad (3.51)$$

donde, N = número de nodos.
 N_{slack} = número de nodos compensadores.
 N_G = Número de nodos de generación.
 $m = N - N_{\text{slack}}$
 $\tilde{n} = N - N_G$
 $n = (2*N) - N_G - N_{\text{slack}}$

Inicialmente el parámetro de continuación corresponde al factor de cargabilidad por lo que el vector fila e_k tiene la siguiente forma,

$$e_k = [0 \ \dots \ 0 \ \dots \ 1]. \quad (3.52)$$

Cuando se aplica la parametrización local (cambio de parámetro) el vector fila e_k se modifica, entonces se tiene ahora el valor unitario en la posición correspondiente a la entrada más grande del vector tangente,

$$e_k = [0 \ \dots \ 0 \ 1 \ 0 \ \dots \ 0]. \quad (3.53)$$

Ya calculado el vector tangente Z para el punto (x_1, λ_1) se procede a calcular el punto de equilibrio aproximado $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ mediante la siguiente expresión (3.23), y que para el sistema de ecuaciones de Flujos de Potencia dicha expresión se forma de los siguientes elementos,

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_i \\ \vdots \\ \bar{x}_n \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} \bar{\delta}_i \\ \vdots \\ \bar{\delta}_m \\ |\bar{V}_j| \\ \vdots \\ |\bar{V}_{\tilde{n}}| \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} \delta_i \\ \vdots \\ \delta_m \\ |V_j| \\ \vdots \\ |V_{\tilde{n}}| \\ \lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} + \sigma \begin{bmatrix} d\delta_i \\ \vdots \\ d\delta_m \\ |dV_j| \\ \vdots \\ |dV_{\tilde{n}}| \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} \quad (3.54)$$

Lo que sigue es aplicar las ecuaciones del paso corrector para determinar el punto exacto de solución (x_2, λ_2) , se considera como punto inicial de este paso a la solución aproximada $(\bar{x}, \bar{\lambda})$. Ahora el sistema de ecuaciones a resolver es el siguiente,

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ & e_k \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ 0 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)}. \quad (3.55)$$

El vector fila e_k tiene la misma forma pues se usa el mismo parámetro de continuación empleado en el cálculo del vector tangente, es decir, sus elementos son los mismos. En el último vector de la derecha están representados los valores resultantes de las ecuaciones de desbalance y el último valor de este vector simplemente es cero, además el orden del sistema de ecuaciones es similar al sistema de ecuaciones que se emplea en el paso predictor, es decir, $(n+1, n+1)$.

Al igual que en el Método 1, para solucionar el sistema de ecuaciones (3.55) se emplea el método iterativo de Newton-Raphson y la solución se encuentra cuando las ecuaciones de desbalance cumplen la tolerancia elegida (en este trabajo se emplean dos tolerancias adecuadas 1×10^{-3} y preferentemente 1×10^{-4}).

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

CAPÍTULO 4:

DESCRIPCIÓN DEL MODELO EMPLEADO Y DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL

4.1 INTRODUCCIÓN: MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO

Los ingenieros encargados de la planeación y la operación del Sistema Eléctrico de Potencia basan sus decisiones para agregar refuerzos al sistema y/o para mejorar el desempeño del mismo, en los resultados de estudios de simulación como los de Flujos de Potencia y de Estabilidad. Cuando se realiza alguna simulación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) el modelo debe incluir una representación de los elementos principales que tienen una influencia importante en el comportamiento del SEP en estado estacionario y dinámico. La manera de representar los componentes más importantes del SEP depende del objetivo y tipo del estudio, y el marco de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno de interés [Ruiz-Vega y Enríquez-Harper, 2005].

El SEP es un sistema complejo no lineal de gran dimensión en el que los diferentes fenómenos dinámicos tienen escalas múltiples de tiempo. Esta importante característica del sistema de potencia hace posible que no sea necesario utilizar el modelo dinámico completo del sistema al estudiar todos los tipos de estabilidad. En el modelo dinámico completo del sistema, para estudios de corto y largo plazo, la relación entre las diferentes variables está dada por ecuaciones diferenciales, como se muestra en la tabla 4.1.

En la tabla 4.1 se presenta la información en 4 columnas: la primera indica el período de tiempo en el que las variables del SEP tienen una mayor influencia en su comportamiento dinámico. La columna 2 menciona los componentes del SEP que tienen como variables los elementos de los vectores de estado presentados en la columna 3. La columna 4 muestra finalmente las ecuaciones diferenciales correspondientes a cada grupo de componentes.

Tabla 4.1. Variables del sistema para diferentes escalas de tiempo y modelo dinámico completo del sistema (Adaptado de [Van Cutsem, 2000]).

1	2	3	4
Escalas de tiempo	Componentes	Vector de Variables	Ecuaciones
Corto plazo (1 - 20 segundos)	Elementos de la red de transmisión	y	$\dot{y} = g(x, y, z_c, z_d) \quad (4.1)$
	Generadores, Cevs, Controles automáticos de voltaje, Gobernadores de velocidad, motores de inducción (equivalentes), líneas de transmisión de CD en alta tensión	x	$\dot{x} = f(x, y, z_c, z_d) \quad (4.2)$
Largo plazo (decenas de segundos hasta 15 minutos o más)	Recuperación de la carga agregada, controles secundarios de voltaje y frecuencia	z_c	$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d) \quad (4.3)$
	Cambiadores de derivación bajo carga de transformadores Compensación switchable en paralelo	z_d	$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (4.4)$

La división de los componentes del SEP entre componentes de corto y largo plazo se hace de acuerdo al funcionamiento real del componente. Por ejemplo, los transitorios de los elementos de la red por sobre tensiones de maniobra o descargas atmosféricas se desarrollan en períodos de tiempo muy cortos (de microsegundos hasta algunos milisegundos), por lo que las ecuaciones diferenciales de estos elementos se clasifican como transitorios de corto plazo. Se puede observar en la columna 3 de la tabla 4.1 que las variables de largo plazo pueden clasificarse en continuas (z_c) y discretas (z_d), de acuerdo a los componentes que describen.

La simulación de un modelo como el presentado en la columna 4 de la tabla 4.1 (ecuaciones (4.1) a (4.4)) es muy complicado, ya que el SEP tiene constantes de tiempo muy rápidas y otras muy lentas, es extremadamente rígido y su integración requiere emplear un método especial para este tipo de ecuaciones. Aprovechando la diferencia en escalas de tiempo, y consideraciones físicas del comportamiento dinámico del SEP, se puede simplificar el modelo utilizando la teoría de perturbaciones singulares. Por ejemplo, en el modelo dinámico para estabilidad transitoria el comportamiento dinámico de los elementos lentos (z_c) y (z_d) no es de interés, es decir, para el período de estudio de 0 a 20 [s], no alcanzan a actuar y se pueden considerar como constantes.

Analizando las ecuaciones restantes (4.1) y (4.2) sin las variables de largo plazo, se tiene el siguiente modelo estándar, para el modelo de estabilidad transitoria, de un sistema con dos escalas de tiempo [IEEE, 2001]:

$$\varepsilon_1 \dot{y} = g(x, y) \quad (4.1')$$

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (4.2')$$

Las ecuaciones (4.1') y (4.2') representan los sistemas rápido y lento, respectivamente. La primera aproximación a una descomposición en escalas de tiempo consiste en hacer $\varepsilon_1 = 0$, en cuyo caso la primera ecuación se vuelve algebraica y corresponde a las ecuaciones de equilibrio de las variables rápidas. De esta manera, la componente lenta y_s de las variables rápidas y puede ser evaluada en función de las variables lentas x_s , por lo que se obtiene, para los estudios de estabilidad transitoria, la siguiente representación cuasiestacionaria del SEP con dos escalas de tiempo:

$$0 = g(x_s, y_s) \quad (4.5)$$

$$\dot{x} = f(x_s, y_s) \quad (4.6)$$

El proceso descrito anteriormente se realiza para todos los modelos de estabilidad utilizados en el análisis de redes interconectadas. La figura 4.1 muestra los diferentes modelos cuasiestacionarios utilizados en las dos escalas de tiempo.

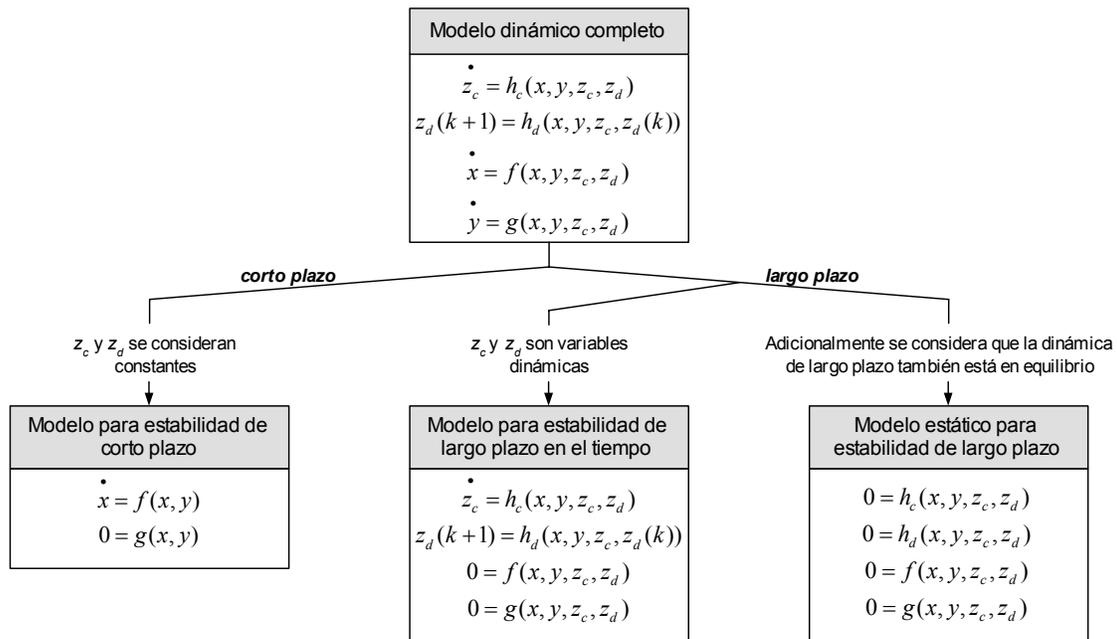


Figura 4.1. Modelos utilizados en los estudios de estabilidad de corto y largo plazo (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998])

Es de especial interés para este trabajo de tesis comentar acerca de los diferentes modelos empleados para estudios de estabilidad de largo plazo. En la figura 4.1 se pueden distinguir claramente tres modelos:

- a) **El modelo dinámico completo.** Es posible emplear este modelo para realizar estudios de estabilidad de largo plazo, utilizando simulaciones en el tiempo del comportamiento dinámico del SEP. La ventaja es tener un modelo adecuado del SEP (los parámetros son correctos), provee la simulación más exacta. El principal inconveniente de este enfoque es que consume una cantidad muy importante de tiempo. Para acelerar las simulaciones existen programas de simulación temporal que utilizan métodos de integración muy estables con paso de integración adaptable, y representan la red por ecuaciones algebraicas [Stubbe et al., 1989]. Sin embargo, los algoritmos para establecer el tamaño óptimo del paso de integración hacen que la simulación continúe siendo lenta.
- b) **El modelo cuasiestacionario para estudios en el tiempo.** En este modelo se hace una aproximación estática (de equilibrio) de la dinámica rápida del SEP asociada con los transitorios electromecánicos de las máquinas eléctricas y sus controles (y además otros elementos). Esta representación simplificada permite utilizar pasos de integración muy grandes (10 segundos ó más) así que en la mayoría de los casos las simulaciones de fenómenos de largo plazo se realizan en un tiempo mucho menor que las de corto plazo. Comparando un programa que emplee modelos cuasiestacionarios, contra uno de simulación en el tiempo (del tipo de estabilidad transitoria), en el que se modelen en detalle todos los elementos del SEP, el nuevo programa es 1000 veces más rápido [Van Cutsem and Vournas, 1998].
- c) **El modelo estático.** En el modelo estático todas las ecuaciones del SEP son algebraicas. Además, se aproxima el comportamiento de las variables discretas por variables continuas. Este modelo se emplea en estudios de bifurcaciones, como el realizado por el Método de Continuación. El uso de este modelo se justifica por lo siguiente: en el caso de los fenómenos de inestabilidad de voltaje, la bifurcación estática de un modelo de este tipo, en la que desaparece el equilibrio, ocurre exactamente en el mismo punto en el que aparece la bifurcación del modelo dinámico [Dobson, 1994, IEEE, 2001]. La validez del modelo depende también de la manera en que se realiza el estudio, ya que los cambios de carga se deben aplicar gradualmente desde un punto de equilibrio estable.

El modelo estático es el modelo de interés en este trabajo de tesis. Una desventaja del modelo estático del SEP para estudios de estabilidad de largo plazo es que se ha confundido con el modelo convencional de Flujos de Potencia. Para que sea válido en estudios dinámicos, el modelo estático debe corresponder a la parte estática del modelo dinámico [Dobson, 1994]. Por lo tanto el modelo estático requiere de

modelos más detallados del SEP para cargas, generadores y otros elementos importantes (comparándolo con el modelo convencional de de Flujos de Potencia).

Utilizar el modelo de Flujos de Potencia para estudios de estabilidad de largo plazo posibilita las siguientes aproximaciones [Vournas and Van Cutsem, 2006]:

- *“Las cargas se representan con una característica de potencia constante. Esto se podría justificar siempre que las cargas estén controladas por un transformador con cambiador de derivaciones bajo carga, mientras que este se encuentre dentro de sus límites. Despreciar el efecto de las bandas muertas del cambiador de derivaciones bajo carga incluiría una aproximación”.*
- *“Los generadores son representados ya sea como fuentes constantes de voltaje (nodo PV) o de potencia reactiva (nodo especial PQ, cuando la potencia reactiva del generador sale de sus límites). Esta representación desprecia la pendiente del regulador automático de voltaje así como las variaciones de la potencia reactiva cuando la máquina está limitada por la corriente de campo ó armadura. En todos los casos es absolutamente esencial representar los límites de potencia reactiva en función de la generación activa y preferiblemente también del voltaje en terminales”.*
- *Después de cualquier desbalance de potencia, todas las potencias activas de los generadores del sistema deben ser redespachadas (por ejemplo, de acuerdo al control de frecuencia), de manera que el nodo compensador no sea cargado de manera irreal”.*

En este trabajo se proponen soluciones para cada uno de los tres aspectos mencionados anteriormente. La distribución de los desbalances de la potencia del sistema entre los generadores disponibles se explica en el Capítulo 2; en este se presentan las mejoras del modelado de dos de los componentes principales del SEP: los generadores y las cargas.

El modelo de las líneas de transmisión, los transformadores con derivación fija y con cambiador de derivaciones bajo carga, transformadores defasadores y otros elementos de la red son los mismos que los empleados en los estudios de Flujos de Potencia, y no se discuten en este trabajo. Si se requiere, se pueden consultar en [Stagg and El-Abiad, 1968].

4.2 MODELO DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

Los generadores síncronos se representan en los estudios de flujos de potencia como fuentes de corriente en paralelo con una admitancia (modelo equivalente de Norton), fuentes de voltaje detrás de una reactancia (modelo equivalente de Thévenin) o como inyecciones de potencia en los nodos en los que están conectados. Un aspecto importante del modelo es que se deben de tener en cuenta los límites de

operación de la máquina síncrona, que se presentan de manera esquemática en la carta de operación típica de la figura 4.2.

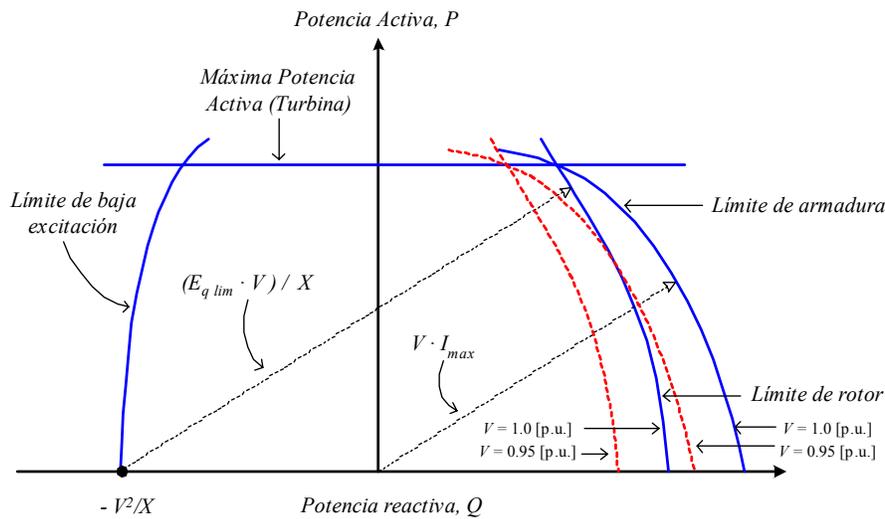


Figura 4.2. Carta de operación del generador (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ($V=1.0$ [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ($V=0.95$ [p.u.]).

Como se puede observar en la figura 4.2, las limitaciones en la producción de potencia reactiva de la máquina síncrona son más importantes que las que se tienen en la potencia activa (que están dadas en condiciones de operación cercanas al voltaje nominal por la capacidad máxima de la turbina que mueve al generador). Es por esta razón que uno de los aspectos más importantes en el modelado de estos equipos está relacionado con la representación de los límites de potencia reactiva. En general, se pueden mencionar como los modelos que se utilizan más comúnmente para representar las máquinas síncronas los siguientes:

1. La potencia activa se modela como una inyección de potencia constante con un valor predeterminado, mientras que los límites de potencia reactiva se modelan con líneas rectas con pendiente cero, calculadas a partir de los valores nominales de la máquina síncrona.
2. Se modela la potencia activa del generador como una inyección de potencia constante y se representan de manera más aproximada los límites de generación de potencia reactiva de la carta de operación por una curva definida por una serie de puntos (P_i, Q_i) , $i = 1, n$.

Aunque en el segundo modelo mencionado se hace una representación más exacta de la capacidad de potencia reactiva de la máquina síncrona, para fines

prácticos en estudios de estabilidad de voltaje, los dos modelos presentados son equivalentes, ya que los valores límite de la máquina se calculan a partir de los valores nominales de capacidad y voltaje en terminales fijos. En los estudios de cargabilidad (por medio de la aplicación de incrementos de carga-generación) el SEP se lleva a sus condiciones límite de funcionamiento, en las que se pueden llegar a tener valores muy bajos de voltaje en las terminales de la máquina síncrona por lo que las representaciones anteriores son inadecuadas.

La solución propuesta en este trabajo consiste en representar a las máquinas síncronas del SEP con un modelo en el que se considere su carta de operación para los diferentes valores del voltaje en terminales que experimenta la máquina durante el estudio. En la figura 4.2 se puede observar la reducción de los límites máximos de generación de potencia reactiva debido a la corrientes del rotor y del estator cuando la magnitud del voltaje en las terminales de la máquina disminuye desde un valor inicial igual a 1.0 [p.u.] hasta el valor de 0.95 [p.u.].

A medida que la magnitud del voltaje en las terminales de la máquina se reduce, también lo hace la carta de operación, llegando en ocasiones a limitar también la producción de potencia activa. Estos efectos del comportamiento de la máquina síncrona ante variaciones de la magnitud de su voltaje en terminales deben ser tomados en cuenta en los estudios de estabilidad de voltaje, ver figura 4.2. El modelo detallado del generador síncrono y su implementación, se describen en la sección 5.8.

4.3 MODELOS ESTÁTICOS DE LA CARGA

4.3.1 Modelos dependientes de la magnitud de voltaje

Modelo de carga exponencial, representa la relación de potencia con el voltaje en una ecuación exponencial, la cual está expresada de la siguiente manera (los parámetros de este modelo son los exponentes pv , qv y el factor de potencia de la carga),

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{pv} \right] \tag{4.7}$$
$$Q = Q_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{qv} \right].$$

Tradicionalmente en los modelos de carga exponenciales se manejan tres comportamientos básicos de la carga: potencia constante, corriente constante, impedancia constante.

Modelo de impedancia constante, la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud del voltaje, en la realidad debería llamarse modelo de carga de admitancia constante.

Modelo de corriente constante, la potencia varía directamente con la magnitud del voltaje.

Modelo de potencia constante, la potencia no varía con los cambios de la magnitud de voltaje, esta representación también se le puede denominar modelo de carga con MVA constante.

Los valores de los exponentes se ajustan de la siguiente manera,

Tabla 4.2. Representación tradicional del modelo de carga exponencial.

Potencia constante	Corriente constante	Impedancia constante
$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{0.0} \right]$	$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{1.0} \right]$	$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{2.0} \right]$
$Q = Q_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{0.0} \right]$	$Q = Q_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{1.0} \right]$	$Q = Q_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{2.0} \right]$

De forma gráfica el comportamiento de las tres características del modelo exponencial es tal y como lo muestra la figura 4.3 [Arrillaga, 1990],

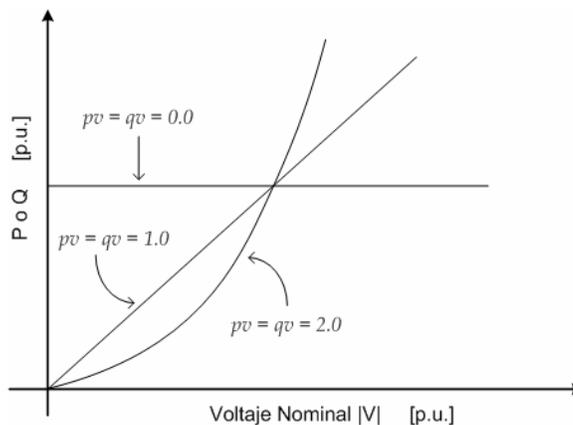


Figura 4.3. Características de los diferentes modelos de carga, potencia (activa o reactiva) contra voltaje (magnitud).

Aunque es posible emplear otros valores de exponentes para representar el efecto de los diferentes tipos de componentes de carga (ver tabla 4.3).

Tabla 4.3. Valores típicos de los parámetros característicos de carga (dependencia del voltaje) [Arrillaga, 1990, Kundur, 1994].

Carga	pv	qv
Lámparas de filamento	1.6	0.0
Lámparas fluorescentes	1.2	3.0
Calentadores	2.0	0.0
Motor industrial grande	0.1	0.5
Motores de inducción a plena carga	0.1	0.6
Bombas agrícolas	1.4	1.4
Ventiladores	0.08	1.6
Plantas de aluminio	1.8	2.2
Aire acondicionado central (comercial)	0.1	2.5
Aire acondicionado de cuarto (comercial)	0.5	2.5

Modelo de carga polinomial, representa la relación entre la potencia y la magnitud de voltaje con una ecuación polinomial por lo general de la siguiente forma,

$$P = P_0 \left[a_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{2.0} + a_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \quad (4.8)$$

$$Q = Q_0 \left[a_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{2.0} + a_5 \left(\frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right].$$

Los parámetros de este modelo son los coeficientes a_1, a_2, \dots, a_6 y el factor de potencia de la carga, en ocasiones este modelo se conoce también como modelo “ZIP” pues este consiste en la suma de los términos de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P), donde V_0 es el voltaje inicial del dispositivo (usualmente el nominal), P_0 y Q_0 representan la potencia consumida con el voltaje V_0 .

Con respecto al modelo ZIP, la suma de los coeficientes $a_1 + a_2 + a_3 = 1.0$ ó $a_4 + a_5 + a_6 = 1.0$, representa el porcentaje de la carga que tiene una característica de impedancia constante, corriente constante o bien potencia constante.

Sin embargo comúnmente al usar este modelo para representar la carga lo valores V_0, P_0 y Q_0 son tomados inicialmente de un punto de operación conocido, por ejemplo de un caso base obtenido mediante la solución de flujos de carga.

4.3.2 Modelos dependientes de la frecuencia

La frecuencia del nodo, no es una variable inherente para el análisis de frecuencia fundamental de la red, además de que se omite en muchos programas de análisis dinámico. Sin embargo esta se puede calcular por medio de una derivada numérica del ángulo de voltaje del nodo en cuestión, en ocasiones esta frecuencia es requerida no solo para el modelo estático dependiente de la frecuencia sino que además se requiere para modelos dinámicos del motor de inducción. La frecuencia del nodo algunas veces se aproxima empleando un promedio de la frecuencia del sistema, es decir, se calcula con un promedio compensado de la velocidad de las máquinas síncronas. Esta aproximación llega a tener errores pues no se produce un impacto correcto del amortiguamiento de las oscilaciones [IEEE, 1993].

Modelo de carga dependiente de la frecuencia. Es un modelo estático que usualmente está representado por la multiplicación de un factor ya sea exponencial o polinomial, este es un modelo propuesto por EPRI,

factor polinomial,

$$P = P_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{pv} \left[1 + a_{pf}(f - f_0) \right]$$

(4.9)

$$Q = Q_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{qv} \left[1 + a_{qf}(f - f_0) \right]$$

factor exponencial,

$$P = P_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{pv} \left[\frac{f}{f_0} \right]^{pf}$$

(4.10)

$$Q = Q_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{qv} \left[\frac{f}{f_0} \right]^{qf} .$$

Al igual que en el modelo exponencial dependiente del voltaje los valores de los exponentes se consideran tradicionalmente de valor 0.0, 1.0 y 2.0 (potencia constante, corriente constante, impedancia constante, respectivamente); la tabla 4.4 muestra algunos valores de exponentes empleados según el componente de carga.

**Tabla 4.4. Valores típicos de los parámetros (dependencia de la frecuencia)
[Arrillaga, 1990, Kundur, 1994].**

Carga	pf	qf
Lámparas de filamento	0.0	0.0
Lámparas fluorescentes	-1.0	2.8
Calentadores	0.0	0.0
Motor industrial grande	1.9	12
Motores de inducción a plena carga	2.8	1.8
Bombas agrícolas	5.6	4.2
Ventiladores	2.9	1.8
Plantas de aluminio	-0.3	0.6
Aire acondicionado central (comercial)	1.0	-1.3
Aire acondicionado de cuarto (comercial)	0.6	-2.8

4.3.3 Modelo propuesto

A continuación se muestra el modelo estático de carga adecuado para estudios de estabilidad a grandes disturbios y flujos de potencia propuesto en [Ruiz-Vega, 1996], este modelo permite que más de un tipo de carga sea conectada a un nodo y además que cada tipo de carga (estática, de motor de inducción, etc.) pueda tener más de una representación; este es el modelo empleado por el programa de simulación para realizar el presente trabajo.

$$\frac{P_{carga}}{P0} = KPC + KPI \left(\frac{V}{V0} \right)^{1.0} + KPZ \left(\frac{V}{V0} \right)^{2.0} + KP1 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv1} (1 + \eta_{pf1} \Delta f) + KP2 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv2} \left(\frac{f}{f0} \right)^{qf2} \quad (4.11)$$

$$\frac{Q_{carga}}{Q0} = KQC + KQI \left(\frac{V}{V0} \right)^{1.0} + KQZ \left(\frac{V}{V0} \right)^{2.0} + KQ1 \left(\frac{V}{V0} \right)^{qv1} (1 + \eta_{pf1} \Delta f) + KQ2 \left(\frac{V}{V0} \right)^{qv2} \left(\frac{f}{f0} \right)^{qf2}$$

donde,

$$KPZ = 1 - (KPI + KPC + KP1 + KP2)$$

$$KQZ = 1 - (KQI + KQC + KQ1 + KQ2)$$

Esta es una modificación al modelo estático de carga estándar recomendado en [IEEE, 1995], $P0$ y $Q0$ son las potencias activa y reactiva iniciales de la carga del caso base de flujos de potencia, además $V0$ y $f0$ son los valores iniciales de voltaje y frecuencia. Para este estudio de estabilidad de voltaje la variación de frecuencia es cero, es decir, en el trabajo se considera la frecuencia constante, por lo que algunos términos que hacen el modelo dependiente de la frecuencia simplemente son cero.

4.4 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL

Esta parte describe a detalle la estructura del programa que emplea el Método de Continuación, se realiza de forma general, es decir, la formulación es válida para cualquiera de los dos esquemas del Método de Continuación que se emplean (uno de estos es al cálculo del vector tangente sin parametrizar incluye una corrección con intersección perpendicular y se ocupa la alternativa de disminuir la longitud de paso del vector tangente, el otro esquema es el de emplear una parametrización local para la predicción y corrección incluye la opción del cambio de parámetro para encontrar los puntos de equilibrio), dicha descripción además también se enfoca en mostrar la forma de incrementar la potencia activa y reactiva de la carga conectada en el SEP de estudio, entonces dentro de un ciclo iterativo de solución se realizan los siguientes pasos,

Puntos de equilibrio calculados con el método convencional de Flujos de Potencia

1. De inicio es necesario definir algunas variables auxiliares,

$$PEO = P0$$

$$QEO = Q0$$

$$pax = PEO$$

$$V_{ini} = V$$

donde,

- $P0$ → valor inicial base de potencia activa en el nodo de carga.
- $Q0$ → valor inicial base de potencia reactiva en el nodo de carga.
- $PE0$ → valor actual de potencia activa en el nodo de carga.
- QEO → valor actual de potencia reactiva en el nodo de carga.
- pax → valor auxiliar de potencia activa en el nodo de carga.
- V → magnitud de voltaje actual en cada uno de los nodos del Sistema Eléctrico de Potencia.
- V_{ini} → valor fijo de la magnitud de voltaje inicial para resolver el caso base.

2. Como primer paso se consideran los valores iniciales de potencia activa y reactiva para cada nodo de carga del SEP, a partir de estos se obtiene el caso base de solución, por lo que el factor de cargabilidad es igual a cero ($\lambda = 0.0$). Los valores de la solución que son de interés son los voltajes y ángulos nodales, potencia de carga (activa y reactiva) y potencia de generación (activa y reactiva).
3. Una vez que se obtiene el primer punto de operación del SEP es necesario incrementar la potencia de carga. El incremento se determina por medio del

nuevo valor del factor de cargabilidad el cual se calcula según la ecuación (4.12),

$$\lambda = \lambda_{ini} + \lambda \quad (4.12)$$

El valor de λ_{ini} es un valor fijo inicial del factor de cargabilidad elegido. El siguiente valor actual de potencia de carga (activa -PEO- y reactiva -QEO-) se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación (4.13) que define el modelo de carga empleado para este trabajo,

$$PEO = (1.0 + \lambda)P_{carga} \quad (4.13)$$

$$QEO = (1.0 + \lambda)Q_{carga}$$

además,

$$\frac{P_{carga}}{P0} = KPC + KPI \left(\frac{V}{V0} \right)^{1.0} + KPZ \left(\frac{V}{V0} \right)^{2.0} + KP1 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv1} + KP2 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv2} \quad (4.14)$$

$$\frac{Q_{carga}}{Q0} = KQC + KQI \left(\frac{V}{V0} \right)^{1.0} + KQZ \left(\frac{V}{V0} \right)^{2.0} + KQ1 \left(\frac{V}{V0} \right)^{qv1} + KQ2 \left(\frac{V}{V0} \right)^{qv2}$$

donde, $V \rightarrow$ magnitud de voltaje calculada en cada iteración del método de Newton-Raphson.

$V0 \rightarrow$ valor fijo de la magnitud de voltaje inicial para resolver el caso base.

$KPC \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de potencia constante.

$KPI \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de corriente constante.

$KPZ \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de impedancia constante.

$KQC \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de potencia constante.

$KQI \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de corriente constante.

$KQZ \rightarrow$ factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de impedancia constante.

$KP1, KP2, KQ1, KQ2 \rightarrow$ coeficientes del modelo estático de carga los cuales indican el por ciento de la carga activa (P) y reactiva (Q) que tiene el modelo exponencial dependiente del voltaje.

$PV1, PV2, QV1, QV2 \rightarrow$ sensibilidades de la carga con respecto a los cambios de voltaje (modelo exponencial).

4. Con los nuevos valores de potencia de carga para cada nodo se procede a encontrar un nuevo punto de equilibrio o de operación, por medio del método de Flujos de Potencia (Newton–Raphson).
5. En el caso de haber encontrado con éxito un nuevo punto de operación, en el programa se ha propuesto la opción de repartir el aumento de potencia activa de carga en los nodos de generación existentes del SEP. A continuación se define la forma de llevar a cabo lo anterior,

$$\Delta P = \sum_n^{i=1} PEO_i - \sum_n^{i=1} Pax_i \quad (4.15)$$

$$rate = \frac{\Delta P}{hg} \quad (4.16)$$

$$PG_i = PG_i + rate . \quad (4.17)$$

El procedimiento se reinicia desde el punto 3 considerando el nuevo punto de operación como el inicial (valores de: voltaje, ángulos nodales, potencias del SEP).

6. En el caso de que sea imposible encontrar solución para un valor específico del factor de cargabilidad (λ) se recurre a emplear el Método de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC), entonces para el último punto de λ donde se obtuvo solución es necesario guardar los valores de la matriz Jacobiana, potencias del SEP, valores de voltaje y ángulos nodales, ahora a partir de esto se inicia el MFPC.

Puntos de equilibrio calculados con el Método de Flujos de Potencia de Continuación

7. Si cada una de las variables y de los parámetros tienen el valor correspondiente al último punto de equilibrio donde se halló solución es momento de calcular el vector tangente.
8. A partir de los valores de vector tangente y considerando el tamaño de paso del se mismo vector se asignan los incrementos a cada una de las variables de estado (voltajes y ángulos nodales) y al factor de cargabilidad.
9. Con este nuevo valor de factor de cargabilidad se calculan para el punto supuesto de solución los nuevos valores de potencia de carga con la ecuación (4.18),

$$PEO = (1.0 + \lambda \pm \Delta\lambda)P_{carga} \quad (4.18)$$

$$QEO = (1.0 + \lambda \pm \Delta\lambda)Q_{carga}$$

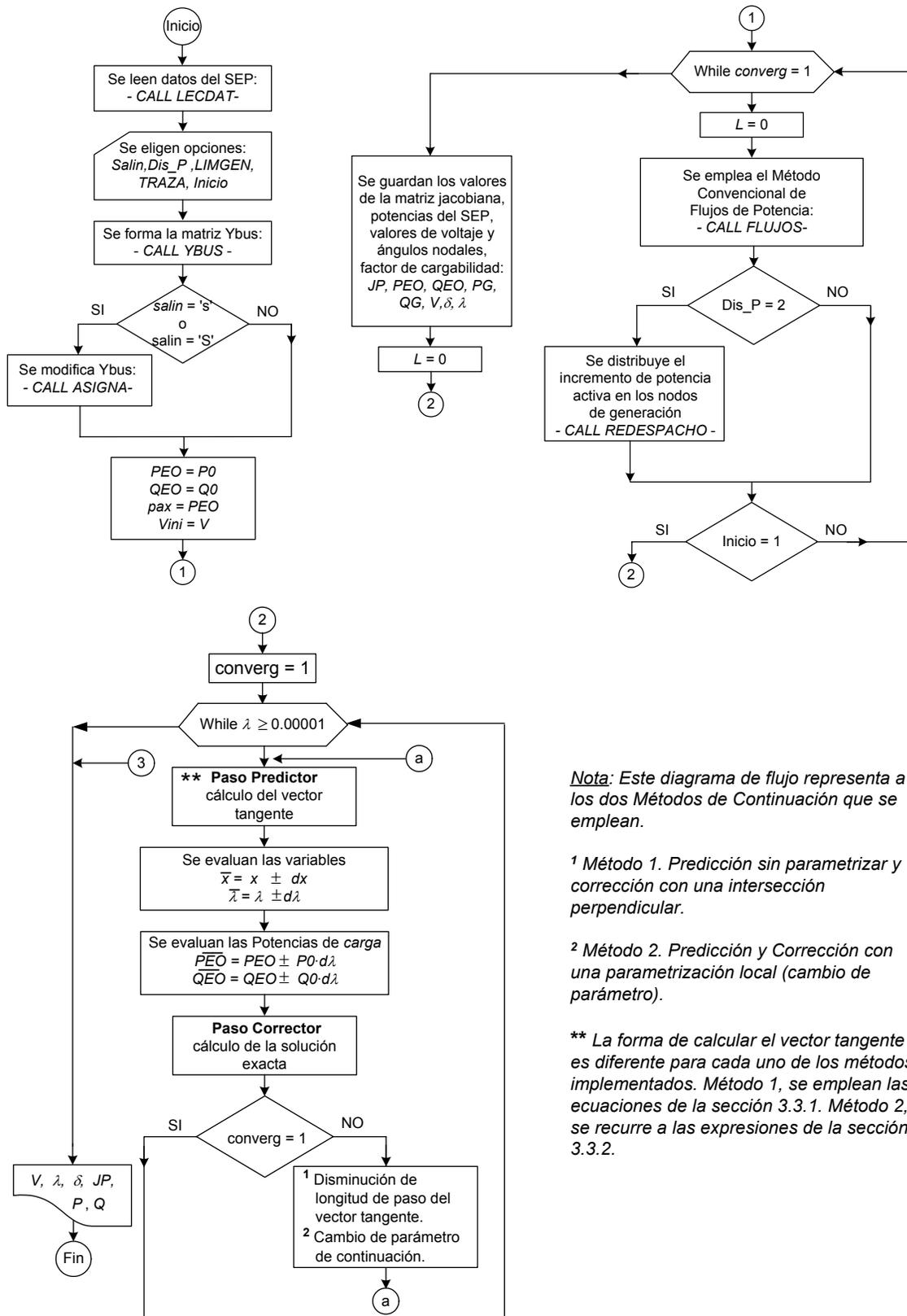
El signo depende del signo de $\Delta\lambda$, es decir,

- En caso de que $\Delta\lambda$ sea de signo negativo la ecuación se representa como una resta.
 - En caso de que $\Delta\lambda$ sea de signo positivo la ecuación se representa como una suma.
10. Se conforman los vectores que se agregan junto con la matriz Jacobiana para formar el sistema de ecuaciones a resolver, hecho lo anterior es momento de encontrar la solución exacta por medio del paso corrector, dicha solución formará parte de la curva de bifurcación. Entonces el algoritmo se regresa al punto 7 para comenzar el cálculo de un nuevo punto de operación.
 11. Si el sistema de ecuaciones tiene problemas de convergencia, se realiza un cambio de parámetro con la correspondiente evaluación del vector tangente, es decir, se elige como nuevo parámetro a la primera entrada más grande del vector tangente, en caso de encontrar problemas de convergencia se elige la segunda entrada más grande en dicho vector.
 12. Una manera de finalizar el programa es cuando el factor de cargabilidad es menor o igual a 0.00001, otra forma de terminar el programa es cuando aun realizando la descrito en el punto 11 es imposible encontrar otra solución, es decir, el sistema de ecuaciones diverge.

La figura 4.4 muestra el diagrama de flujos del Método de Continuación, este es valido para los dos esquemas del Método de continuación desarrollados en esta tesis, ya que en el se omiten las ecuaciones de la predicción y de la corrección. Además se consideran dos variantes de iniciar el programa para encontrar puntos de solución.

- Método de inicio 1, resuelve el caso base y un punto más de equilibrio (se aplica el incremento inicial de λ_0) con el Método Convencional de Flujos, los siguientes puntos de equilibrio se calculan con el MFPC.
- Método de inicio 2, Una vez que el Método Convencional de Flujos de Potencia presenta problemas de convergencia se opta por continuar el estudio con el MFPC, se toma como punto inicial al último punto de equilibrio encontrado con Newton-Raphson.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación



Nota: Este diagrama de flujo representa a los dos Métodos de Continuación que se emplean.

1 Método 1. Predicción sin parametrizar y corrección con una intersección perpendicular.

2 Método 2. Predicción y Corrección con una parametrización local (cambio de parámetro).

*** La forma de calcular el vector tangente es diferente para cada uno de los métodos implementados. Método 1, se emplean las ecuaciones de la sección 3.3.1. Método 2, se recurre a las expresiones de la sección 3.3.2.*

Figura 4.4. Diagrama de flujo del Método de Continuación para el análisis des estabilidad estática de voltaje (aplica para los dos Métodos de continuación implementados).

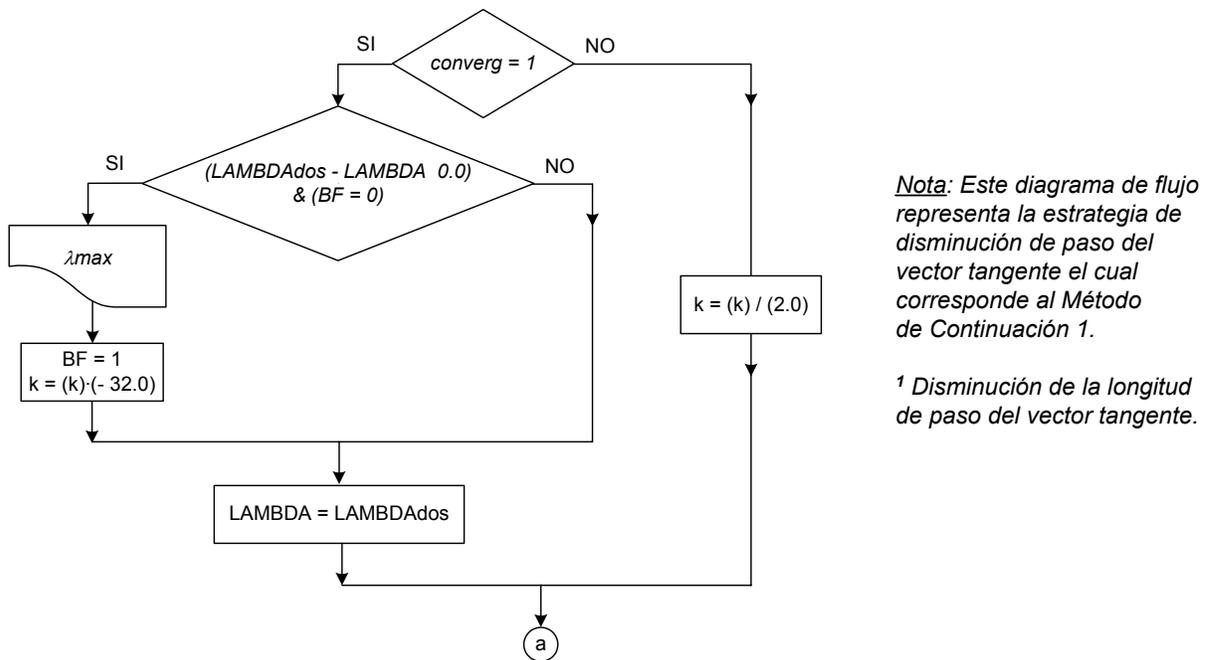


Figura 4.5. Diagrama de flujo empleado para el Método de Continuación (Método 1) que emplea la disminución de la longitud de paso del vector tangente.

Al inicio se consideran los siguientes valores, $BF = 0$ y $k = 1.0$, normalmente este valor de k se designa como inicial para la longitud de paso del vector tangente, en la figura 4.5, se muestra que cada vez que el sistema de ecuaciones diverge en el paso de corrección, se opta por dividir el valor actual de k a la mitad. Cuando se encuentra el valor máximo del factor de cargabilidad (λ_{max}) se tiene un valor de k muy pequeño (según pruebas realizadas con los SEP's Anderson, Stagg, New England) entonces se decide modificar el valor de k (para la determinación del siguiente punto de la curva), se opta por incrementar el valor de este, simplemente se multiplica por el valor de -32.0 (el signo representa que los puntos siguientes pertenecen a la parte inferior de la curva, el valor de 32.0 es el múltiplo más propicio para incrementar la longitud de paso).

Por otra parte la figura 4.9 muestra la implementación de la selección y cambio de parámetro de continuación, inicialmente $EE = 0$, $TOP = 0$, $LOP = 0$, $ie = 0$, $SS = 0$. El objetivo de la subrutina "ENTMAY.f" es evaluar la secuencia de asignación para la posición de la entrada unitaria el vector fila e_k . Esta implementación se requiere pues en ocasiones utilizando la posición de la entrada más grande en el vector tangente es imposible encontrar otro punto de equilibrio, entonces, se opta por usar la posición de la segunda entrada más grande del mismo vector tangente. El algoritmo de la figura 4.6 va mas allá, ya que se prueba con todas las entradas del vector tangente, es decir, primero se ordenan los elementos del vector de mayor a menor, se almacenan las posiciones correspondientes para cada uno de estos en el vector llamado ENTRADA. Inicialmente el parámetro de continuación es el factor de cargabilidad (λ)

y si es imposible encontrar solución ($converg = 0$) se utiliza el primer elemento de este vector, en caso de que el método de corrección otra vez diverja se elige la segunda entrada, se prueba con todos los elementos disponibles en el vector *ENTRADA* hasta que se encuentra solución. Es necesario remarcar que en algunas ocasiones es imposible encontrar solución aún con esta estrategia de intercambio del parámetro de continuación.

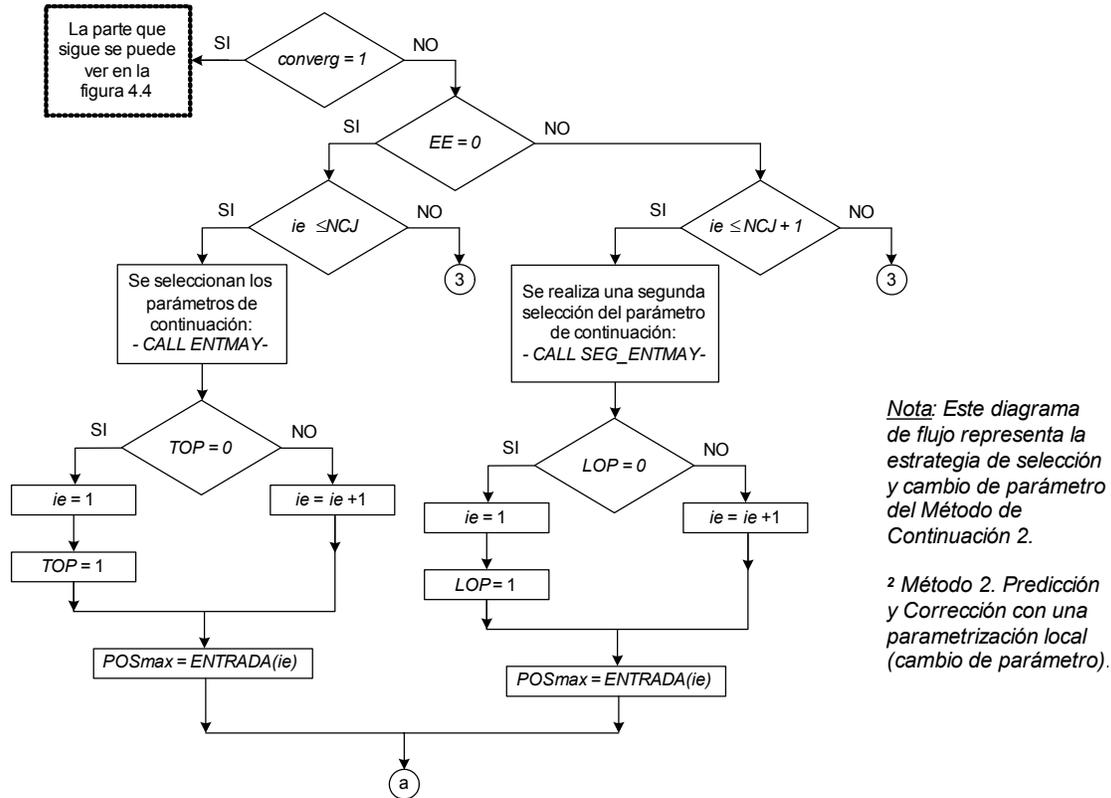


Figura 4.6. Diagrama de flujo de la selección del parámetro de continuación, Método de Continuación 2.

4.4.1 Detección del punto máximo de cargabilidad

Las dos formas de detectar el punto máximo de cargabilidad en este programa son las siguientes,

- Mediante el cambio de signo en la entrada correspondiente a $\Delta\lambda$ esto en el vector tangente, es decir, el incremento $\Delta\lambda$ se hace negativo.
- La otra manera es de forma automática, por así decirlo, durante el proceso de cálculo de un nuevo punto de operación de equilibrio mediante la aplicación del MFPC (paso corrector) el nuevo valor de λ

simplemente es menor al punto previo calculado, es por ello que a partir de esto se decide comenzar a disminuir la carga del SEP.

4.4.2 Consideraciones para el programa de parametrización local (Método 2)

Este Método de continuación presenta variantes en valores iniciales y de control durante la ejecución del programa las cuales se mencionan en esta sección.

Al desarrollar el programa "loadability.f" se necesitó emplear un valor inicial de la longitud de paso del vector tangente (k), este valor inicial por lo general se reduce su valor (simplemente se divide el valor anterior de k entre 10.0), inclusive en ocasiones es necesario realizar una segunda reducción de este valor; cuando se encuentra el valor máximo de variabilidad el valor de k puede aumentarse con la finalidad de acelerar el proceso de cálculo. Los momentos del cambio de k se especifican de la siguiente forma,

- k_0 es el valor inicial en el Método de Continuación (antes del cambio de parámetro).
- k_1 se emplea este valor solo en el primer cambio de parámetro.
- k_2 este valor se aplica una vez que se encuentra el valor máximo de λ .
- k_3 este valor se emplea si es necesario un cambio de parámetro después de encontrar el valor máximo del factor de cargabilidad.

Además de las consideraciones para k se tiene la elección de una tolerancia adecuada según sea el caso del SEP de estudio. Lo anterior se debe a que al considerar una tolerancia inicial de valor 1×10^{-4} y mantener este valor durante todo el proceso de cálculo imposibilita encontrar el punto máximo de cargabilidad para algunos casos de los SEP's empleados, es decir, se presentan problemas de convergencia con el valor de la tolerancia elegida, por lo que es necesario que el criterio de convergencia sea menos restrictivo y por lo tanto el valor de la tolerancia se incrementa, por ejemplo se asigna un valor de tolerancia de 1×10^{-3} . El momento idóneo en el cual se incrementa el valor de la tolerancia sucede cuando comienza el Método de Continuación.

Cuando se calcula el vector tangente y se realiza un cambio de parámetro el último elemento de la expresión (3.53) es 0.0; para evitar problemas de divergencia se elige asignar a este elemento el valor de 1×10^{-8} , como se recomienda en [Gutiérrez-Martínez, 2004]. Al probar el programa loadability.f" (sección 5.2) no se presentaron problemas de convergencia al utilizar un valor de 0.0 en ese elemento. Por simple precaución, en todas las simulaciones se asigna el valor de 1×10^{-8} al último elemento del vector fila e_k cuando este elemento debe tener un valor igual a cero.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

CAPÍTULO 5:

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Los resultados de este capítulo presentan de manera gradual los aspectos principales de la aplicación del Método de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC) para evaluar la estabilidad de voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's). Los resultados se agrupan en tres temas principales:

- Principios básicos de los Métodos de Continuación.
- Aspectos importantes para el análisis de la estabilidad de voltaje mediante las curvas *PV*.
- Efecto del modelado de las cargas estáticas y la máquina síncrona en los resultados del Método de Continuación.

Los principios básicos de los Métodos de Flujos de Potencia de Continuación se presentan desde el inicio, en las secciones 5.2 y 5.3. En la sección 5.2 se realiza la comparación de dos opciones en la implementación del Método de Continuación, una con una predicción sin parametrizar y corrección con una intersección perpendicular (Método 1 descrito en la sección 3.3.1), y la otra con predicción y corrección utilizando parametrización local (Método 2 descrito en la sección 3.3.2). Se programan y comparan los dos métodos con la intención de elegir el Método de Continuación más eficiente y flexible. Al realizar estas simulaciones se utilizan consideraciones de modelado más sencillas, empleando un modelo estático de carga de potencia constante, sin redistribuir el incremento de potencia activa de la carga en los nodos de generación y sin límites de potencia de generación.

Las simulaciones mencionadas anteriormente, permitieron elegir el método más flexible y eficiente. Una vez elegido el Método de Continuación, se da inicio al análisis para elegir correctamente el método de inicio y así obtener las curvas *PV*. La sección 5.3 permite tener una idea del procedimiento más adecuado.

El segundo tema general de los resultados está relacionado con la manera correcta de realizar el estudio de estabilidad de voltaje por medio de curvas *PV*. Esto se debe a que muchas veces se realizan simulaciones en condiciones demasiado irreales e inútiles en la práctica. El análisis de la estabilidad utilizando curvas *PV* implica estresar el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) desde una condición de operación base hasta su límite máximo de cargabilidad. Como se ha presentado en el Capítulo 2, el procedimiento usual para estresar el SEP depende en gran manera del objetivo del estudio. En general, tanto para los estudios en el contexto de la planeación como en el de la operación de los SEP's, la práctica usual es aumentar la carga de un área del SEP y despachar este aumento entre los generadores disponibles. Estos dos aspectos, y la manera correcta de realizarlos son analizados en las secciones 5.4 y 5.5, respectivamente.

El tercer tema general muestra el efecto del modelado del SEP en los resultados del Método de Continuación. Esto se debe a que, aunque se estrese el SEP de manera correcta, se pueden emplear simplificaciones en el modelado del sistema que hagan que los resultados no representen la realidad y "*sean de poco uso práctico para la mayoría de los sistemas*" [Van Cutsem and Vournas, 2006]. En la sección 5.5 se muestra el efecto del modelado de las cargas utilizando diferentes características estáticas de carga, y en las secciones 5.6 a 5.9 se muestra el efecto del modelo de la máquina síncrona en los resultados del estudio, comenzando con el modelo convencional hasta llegar a un modelo más detallado que considera los límites de generación de potencia activa y reactiva de la máquina síncrona de manera más exacta y apegada a la realidad. En las secciones 5.4 y 5.7- 5.9 se realizan y reportan los resultados de los estudios considerando el criterio *N-1* para seguridad dinámica¹⁴.

El utilizar indiscriminadamente programas de Flujos de Potencia con modelado convencional en el análisis de la estabilidad de voltaje de largo plazo ha hecho que muchas veces se llegue a decir que este tipo de métodos estáticos de análisis no son adecuados; sin embargo, como se presenta en este trabajo, los resultados del análisis y su validez dependen de manera importante en ambos aspectos, la manera de estresar el sistema y el modelado correcto del SEP en su conjunto.

¹⁴ Aunque en la actualidad se están desarrollando índices probabilísticos de seguridad, el criterio *N-1* es el índice tradicional (determinístico) utilizado en la evaluación de la seguridad de SEP, el cual consiste en evaluar la seguridad del sistema ante la ocurrencia de una contingencia sencilla (la pérdida de un elemento, como una línea o un generador, de ahí el número 1 en *N-1*).

Dependiendo del tipo de estudio de seguridad dinámica, la contingencia puede incluir la aplicación de un cortocircuito (por ejemplo para problemas de estabilidad transitoria) o la simple pérdida del elemento (que es el caso en los estudios de estabilidad de voltaje de largo plazo). En las secciones mencionadas, las contingencias incluidas en el criterio *N-1* incluyen la evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema ante la salida de cada una de las líneas de la red de transmisión que no dividen al sistema en islas eléctricas [Ruiz-Vega, 2002].

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) de prueba que se consideran en este capítulo son,

- El sistema Stagg (5 nodos, 2 generadores).
- El sistema Anderson (9 nodos, 3 generadores).
- El sistema New England (39 nodos, 10 generadores).

En el Apéndice A se presentan los diagramas unifilares de cada uno de ellos, los parámetros y la condición base de operación considerada. Todos los resultados reportados se obtienen con el programa "loadability.f", para cada uno de los SEP's de prueba.

5.2 EL MÉTODO BÁSICO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN

En esta sección se hace una comparación entre los dos Métodos de Continuación principales considerados en el presente trabajo. Por simplicidad, y con el objetivo de concentrarse en los aspectos básicos del Método de Continuación, se consideraron para la obtención de todas las curvas mostradas en las figuras, el modelo estático de carga de potencia constante, además, se omite la redistribución del incremento de potencia activa para los nodos de generación, por lo que el aumento de la carga total del sistema es tomado en su totalidad por el nodo compensador del sistema.

Al final de la sección se analizan los resultados de la aplicación de ambos métodos para identificar el más flexible y eficiente, con el objeto de seguirlo utilizando y desarrollarlo en las secciones siguientes.

5.2.1 Método 1 (vector tangente sin parametrizar y corrección con intersección perpendicular)

La figura 5.1 presenta de manera detallada el proceso de cálculo de los puntos de equilibrio para el Método de Continuación mencionado en la sección 3.3.1 (predicción con vector tangente sin parametrizar y corrección con intersección perpendicular). Las simulaciones se realizaron con el SEP de Anderson. Se presenta la curva *PV* correspondiente al nodo crítico del sistema que en este caso es el nodo 5.

La figura 5.1 posibilita observar el proceso de cálculo de la curva de bifurcación. Desde el caso de operación base (con $\lambda = 0.0$) hasta el punto 1, el estudio se realiza con el Método convencional de Flujos de Potencia (curva roja). A partir del punto 1 se emplea el Método de Continuación. Se presentan de manera detallada los pasos de predicción y corrección. Los puntos marcados con el círculo son los puntos de solución encontrados en el paso de corrección. El punto 2 es el último valor obtenido.

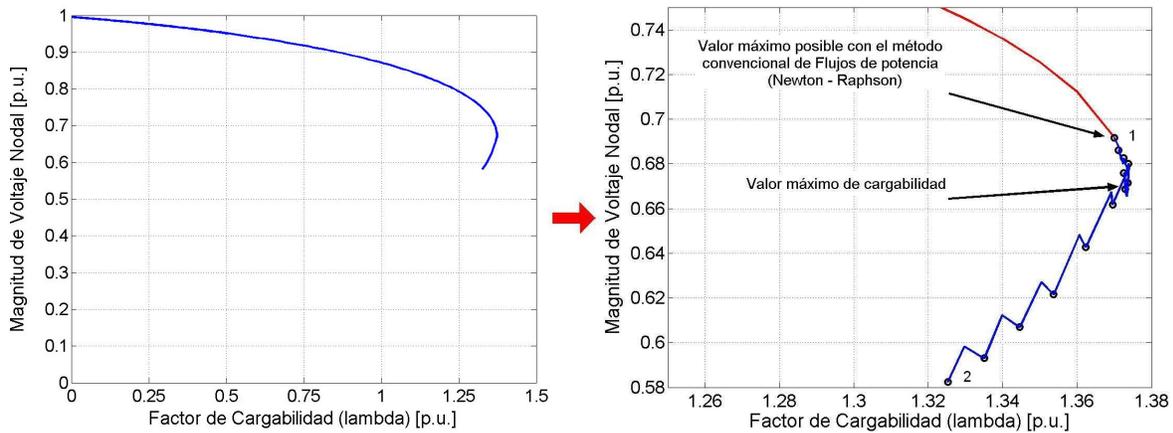


Figura 5.1. Proceso de cálculo (predicción-corrección) del Método 1 descrito en la sección 3.3.1.

Este Método de Continuación tiene la particularidad de mantener el mismo parámetro de continuación (λ) en toda la curva, pero se disminuye gradualmente la longitud de paso del vector tangente (k). Esto se puede observar por la estrecha cercanía de los puntos de solución en la nariz de la curva, los cuales encuentra el método al disminuir sucesivamente a la mitad la longitud del paso hasta que encuentra la solución.

El Método de Continuación 1 realiza la predicción por medio de un vector tangente al último punto de operación encontrado y llega al punto de operación sobre la curva por medio de un hiperplano perpendicular al vector tangente. Esto se puede observar parcialmente en la figura 5.1, debido a algunos efectos del acercamiento realizado a la misma.

5.2.2 Método 2 (predicción y corrección con parametrización local)

Para la obtención de las curvas *PV* mediante el Método de Continuación 2 se consideran los siguientes pasos:

1. Realizar una buena selección del parámetro de continuación (identificando los candidatos por medio de las entradas más grandes en el vector tangente).
2. Determinar o asignar la longitud de paso por medio de los valores: k_0 , k_1 , k_2 , y k_3 .
3. Como un último recurso, si se encuentran problemas de convergencia, se considera una modificación en el valor de la tolerancia para el criterio de convergencia, es decir, que si se emplea el valor de 1×10^{-4} como valor de tolerancia y se encuentran problemas para determinar el punto máximo de cargabilidad, se opta por hacer más grande el valor de la tolerancia, por ejemplo, a un valor de 1×10^{-3} .

La figura 5.2 describe la forma de operar del Método de Continuación 2 que emplea una parametrización local (predicción y corrección). Los puntos de equilibrio calculados desde el caso base inicial (con $\lambda = 0.0$) hasta el punto 1 se calculan por medio del Método convencional de Flujos de Potencia (curva roja). El punto 1 denota el inicio del Método de Continuación. A partir de este punto el parámetro de continuación es una magnitud de voltaje y no el factor de cargabilidad (λ) (note que el valor de la magnitud de voltaje que se obtiene con el paso de predicción permanece fijo durante el paso de corrección).

Para completar esta curva PV se necesita realizar un cambio adicional del parámetro de continuación (parametrización) a partir del punto 2 y hasta el punto 3, pues al considerar el mismo parámetro de continuación para el siguiente incremento de carga el sistema de ecuaciones diverge, por lo que se elige la entrada más grande y para este caso resulta ser el factor de cargabilidad (λ), entonces, la magnitud de voltaje se considera otra vez como variable de estado y λ como el nuevo parámetro de continuación (esto se puede comprobar en la figura 5.2 debido a que el valor obtenido del factor de cargabilidad con el paso de predicción se mantiene constante durante el proceso de corrección, cada uno de los puntos finales de corrección se denotan por el círculo).

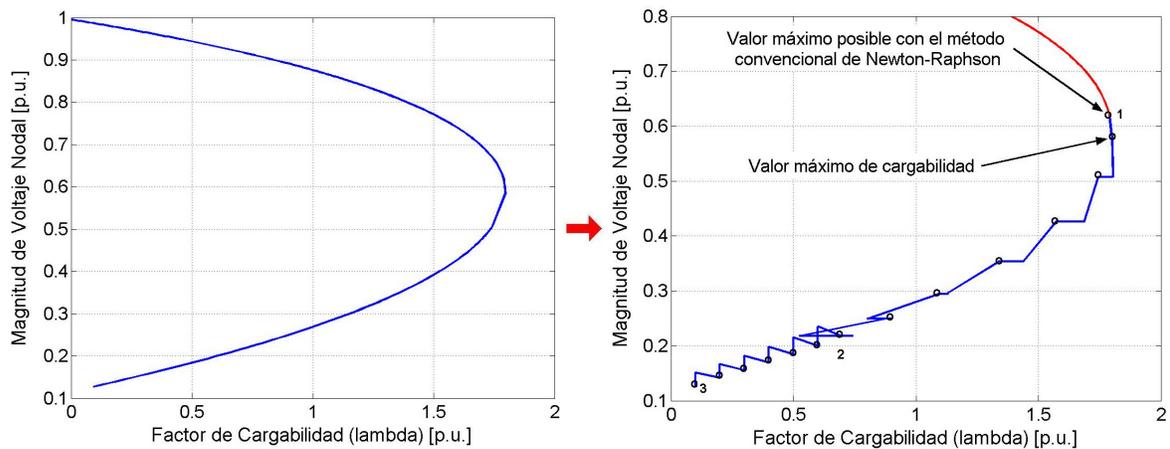


Figura 5.2. Proceso de cálculo predictor-corrector con parametrización local.

5.2.3 Comparación de los Métodos de Continuación

Los resultados que se muestran en las figuras 5.3 a 5.5 fueron obtenidos con los sistemas de prueba de Anderson, Stagg y New England se comparan los resultados de los dos Métodos de Continuación empleados. En todos los casos se usa el modelo estático de carga de potencia constante y el aumento de la carga total del sistema es tomado por el nodo compensador (se omite la redistribución del incremento de potencia activa para los nodos de generación).

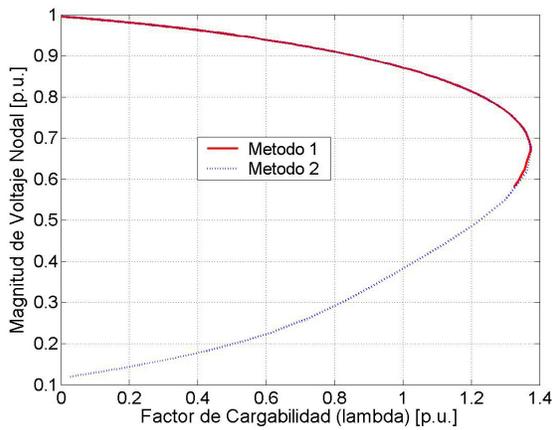


Figura 5.3. Perfil de voltaje del nodo crítico: 5 del SEP Anderson, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante.

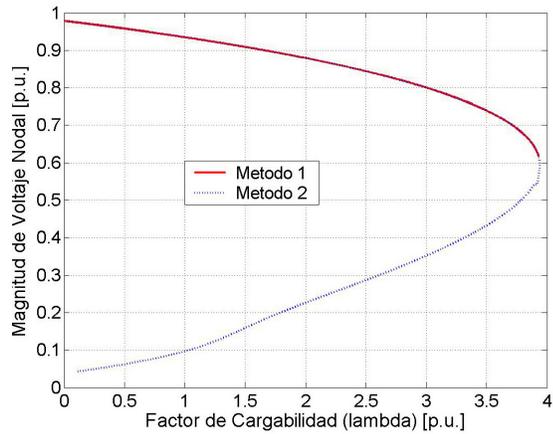
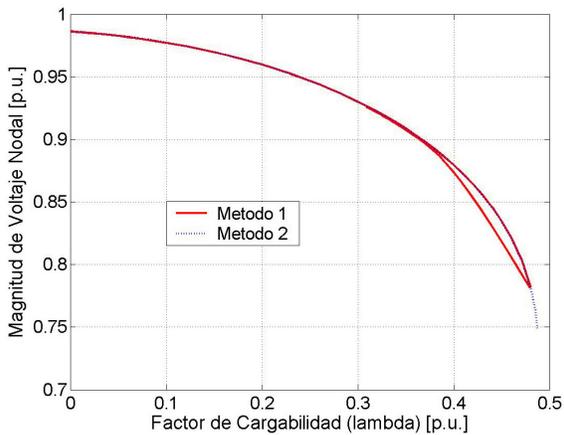
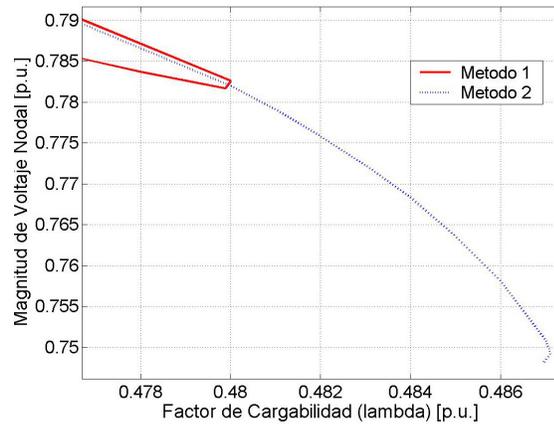


Figura 5.4. Curva de bifurcación del nodo crítico: Lake del SEP Stagg, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante.



a).



b).

Figura 5.5. Perfil de voltaje del nodo crítico 8 del SEP New England, se emplea el modelo estático de carga de potencia constante, a) comparación sin acercamiento, b) muestra en acercamiento del mismo caso.

Las curvas *PV* de las dos formulaciones del Método de Continuación muestran que el Método 2 (con parametrización local en los pasos predictor y corrector) tiene mayor eficiencia, al conseguir en la mayoría de los casos el trazado de la curva completa. Los resultados del Método 1 podrían mejorar si se empleara una estrategia de parametrización local, es decir, se realizara un cambio de parámetro a partir del punto de operación en el cual el sistema de ecuaciones diverge. Sin embargo, esto representaría un costo computacional muy fuerte (sería necesario agregar la formulación del Método 2). Debido a lo anterior se justifica emplear la formulación del Método de Continuación con parametrización local, pues por sí sola proporciona

buenos resultados sin la necesidad de mezclar formulaciones de Métodos de Continuación para dar solución a los sistemas de ecuaciones resultantes, así que se decidió utilizar exclusivamente el Método de Continuación 2 para el desarrollo de la tesis a partir de esta sección.

5.3 MÉTODOS DE INICIO PARA EL CÁLCULO DE CURVAS PV EMPLEANDO EL MÉTODO DE CONTINUACIÓN

Esta sección tiene el propósito de analizar la diferencia de los resultados en términos del tiempo empleado, el número de puntos calculados, etc., entre dos maneras de comenzar el estudio de estabilidad de voltaje empleando el Método de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC). Los dos métodos de inicio se describen y analizan en las secciones siguientes.

5.3.1 Método de Inicio 1

En el Método de Inicio 1 (M. I. 1) se resuelve el caso base y otro punto de equilibrio (después de aplicar el factor de incremento de carga inicial λ_0) con el Método convencional de Flujos de Potencia, y los siguientes puntos de equilibrio se calculan con el MFPC. Las figuras 5.6, 5.7 y 5.8 y las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 muestran los resultados de utilizar el Método de Inicio 1 para los SEP's de Anderson, Stagg y New England respectivamente. En las simulaciones se considera el modelo estático de carga de potencia constante, el nodo compensador absorbe el incremento de la carga total del sistema y se emplea el MFPC con parametrización local (Método 2). Únicamente se trabaja con diferentes valores de k_0 (longitud de paso inicial del vector tangente) en dichas tablas; k_1 , k_2 , k_3 y Tol se mantienen fijos en cada uno de los casos.

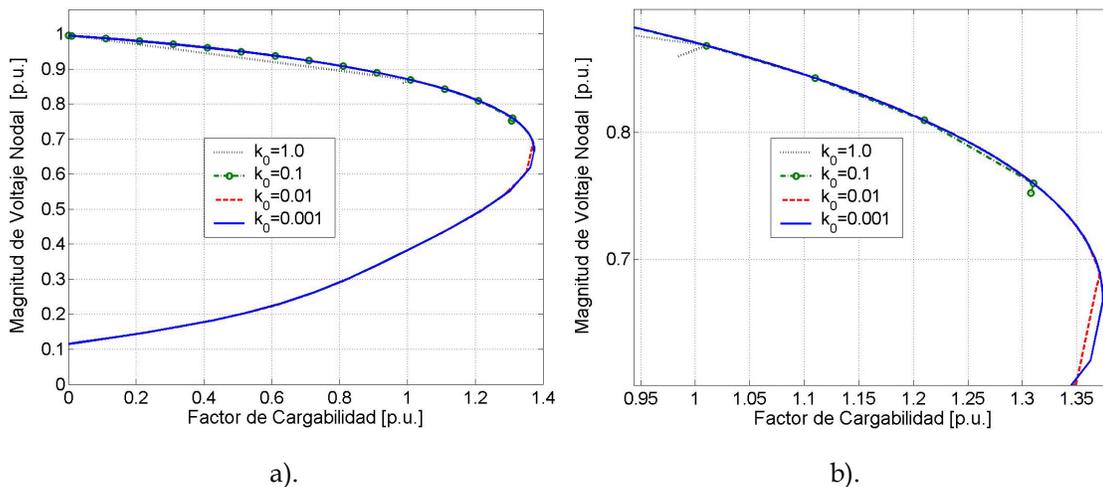
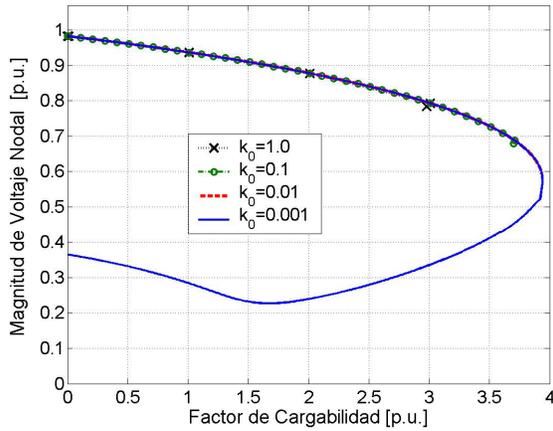


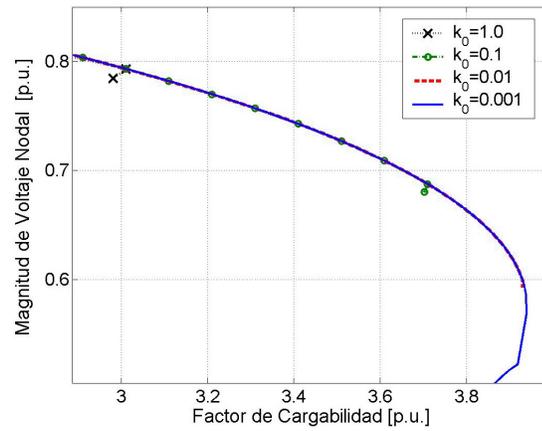
Figura 5.6. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (5) del SEP Anderson, se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.

Tabla 5.1. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP Anderson.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{\max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	1.0100	4	0 : 00
0.0001	0.1	0.01	0.1	0.1	1.3100	16	0 : 00
0.0001	0.01	0.01	0.1	0.1	1.3704	157	0 : 01
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.3736	1384	0 : 03



a).

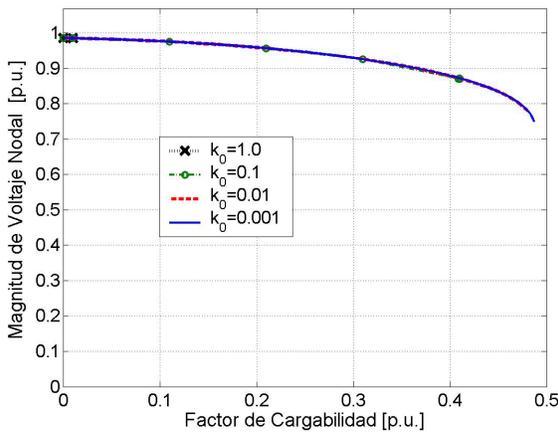


b).

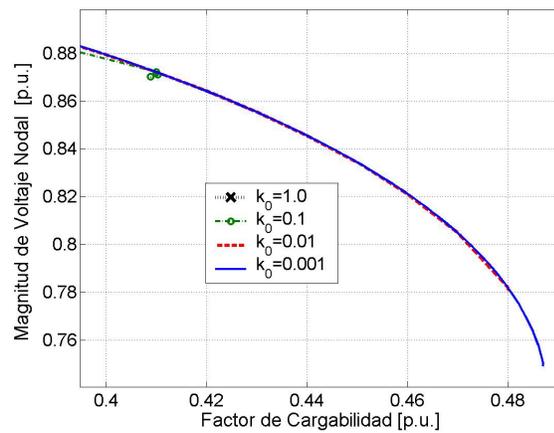
Figura 5.7. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (Lake) del SEP Stagg, se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.

Tabla 5.2. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP Stagg.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{\max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.0001	1.0	0.01	0.1	0.01	3.0100	6	0 : 00
0.0001	0.1	0.01	0.1	0.01	3.7100	40	0 : 01
0.0001	0.01	0.01	0.1	0.01	3.9300	395	0 : 01
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	3.9390	4309	0 : 07



a).



b).

Figura 5.8. Perfiles de voltaje para el nodo crítico (8) del SEP New England. Se aplica el M. I. 1, a) escalamiento original, b) se aplica un acercamiento de los perfiles.

Tabla 5.3. Resultados del Método de Inicio 1 para el SEP New England.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{\max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.0001	1.0	0.001	0.001	1.0	0.0100	3	0 : 00
0.0001	0.1	0.001	0.001	1.0	0.4102	8	0 : 01
0.0001	0.01	0.001	0.001	1.0	0.4800	51	0 : 01
0.0001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.4870	481	0 : 06

En las tablas 5.1 a 5.3 se presentan los resultados teniendo en cuenta tres aspectos principales: el valor máximo de cargabilidad λ_{max} , el número de puntos (condiciones de operación) necesarios para trazar la curva PV y el tiempo requerido. Se puede observar para todos los casos que la variación de la longitud del paso k_0 tiene una gran influencia en los resultados del Método de Continuación utilizando el Método de Inicio 1. Se observa que se puede encontrar en cada uno de los casos un valor de k_0 para el cual se tiene una buena precisión de los resultados (indicados en cada tabla por el renglón escrito en negritas). Para valores grandes de k_0 el MFPC es más rápido, pero no tiene una buena precisión, mientras que valores menores de k_0 requieren de un gran número de puntos, pero se de este manera es posible determinar un valor más exacto del factor máximo de cargabilidad.

5.3.2 Método de Inicio 2

En el Método de Inicio 2 (M. I. 2) se emplea el Método convencional de Flujos de Potencia hasta donde sea posible encontrar solución. A partir de este último punto de equilibrio, se aplica el MFPC. Las figuras 5.9 a 5.11 y las tablas 5.4, a 5.6 muestran los resultados de utilizar este método de inicio para los SEP's de Anderson, Stagg y New England.

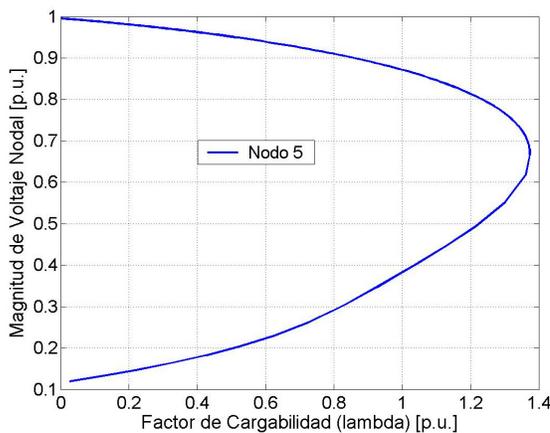


Figura 5.9. SEP Anderson nodo crítico: 5, se aplica el M. I. 2.

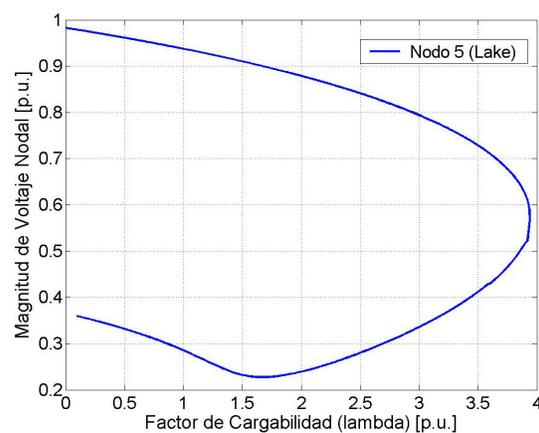


Figura 5.10. SEP Stagg nodo crítico: Lake, se aplica el M. I. 2.

Tabla 5.4. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP Anderson.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR} (p.u.)	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.0001	0.001	0.01	0.01	0.1	1.37	1.3736	159	0 : 04
0.001	0.001	0.01	0.01	0.1	1.37	1.3745	160	0 : 04
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.37	1.3736	159	0 : 04
0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.37	1.3745	160	0 : 04
0.0001	0.0001	0.001	0.1	0.01	1.37	1.3740	328	0 : 04

Tabla 5.5. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP Stagg.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR} (p.u.)	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	3.93	3.9410	442	0 : 07
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	3.93	3.9390	439	0 : 07
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	3.93	3.9390	771	0 : 09
0.0001	0.001	0.01	0.1	0.001	3.93	3.9390	4072	0 : 14
0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	3.93	3.9390	439	0 : 08
0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	3.93	3.9390	771	0 : 08

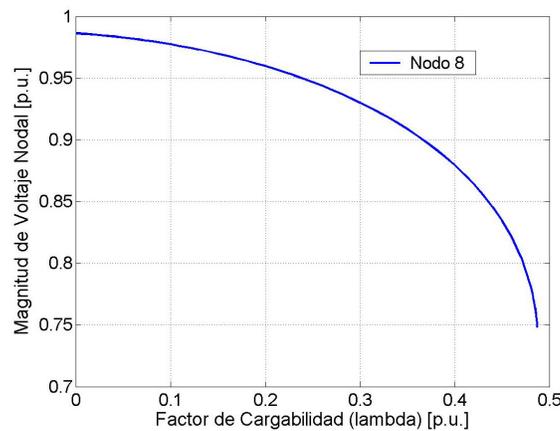


Figura 5.11. SEP New England nodo crítico: 8, se aplica el M. I. 2.

Tabla 5.6. Resultados del Método de Inicio 2 para el SEP New England.

Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR} (p.u.)	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
0.0001	0.0001	0.001	0.1	0.01	0.48	---	49	0 : 13
0.001	0.0001	0.001	0.1	0.01	0.48	---	49	0 : 14
0.001	0.01	0.001	0.001	1.0	0.48	0.480	51	0 : 03
0.001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.48	0.487	59	0 : 03
0.0001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.48	0.487	58	0 : 03
0.001	0.001	0.001	0.01	1.0	0.48	0.487	59	0 : 03

Para las tablas 5.4 a 5.6 independientemente del valor inicial de k_0 , con este método se llega en todos los casos a un valor inicial del Método de Continuación, es decir, a un valor de λ_{NR} más cercano a λ_{max} . En las tablas 5.4 a 5.6 se ha indicado, por

medio de su escritura en negritas, las curvas que obtienen el mismo valor más exacto del factor máximo de cargabilidad que el Método de Inicio 1.

5.3.3 Comparación de los dos métodos de inicio contemplados

La tabla 5.7 muestra la comparación entre las dos metodologías para iniciar el análisis de estabilidad estática de voltaje, tomando como referencias los valores más exactos de cargabilidad obtenidos por el Método de Inicio 1. En cada uno de los casos se tienen los mismos valores de longitud de paso de vector tangente, de valor de la tolerancia del Método de Continuación y de factor de cargabilidad inicial.

Tabla 5.7. Resultados correctos para cada una de los Métodos de Inicio del estudio de estabilidad estática de voltaje.

Sistema Eléctrico de Potencia	M. I. 1		M. I. 2	
	λ_{\max} (p.u.)	Número de puntos	λ_{\max} (p.u.)	Número de puntos
Anderson	1.3736	1384	1.3736	159
Stagg	3.9390	4309	3.9390	771
New England	0.487041	481	0.4870	59

Observe en la tabla 5.7, para el mismo valor máximo del factor de cargabilidad el Método de Inicio 1 requiere de un número de puntos de equilibrio mucho mayor que los requeridos por el Método de Inicio 2. Lo anterior se refleja también en el tiempo de cálculo del programa "loadability.f", por lo que se justifica la elección del M. I. 2 para iniciar Método de Continuación (calcular los puntos de equilibrio con el Método Convencional de Flujos de potencia hasta que este encuentre problemas de convergencia y a partir del último punto de equilibrio aplicar el Método de Continuación). Este Método de Inicio es el empleado en las secciones restantes del presente trabajo.

5.4 INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA EN UN SEP PARA ESTUDIOS DE CARGABILIDAD

5.4.1 Introducción

En la determinación de los límites de estabilidad de los SEP's es necesario estresar el sistema para encontrar su condición límite de operación. El método que usualmente se utiliza para estresar el sistema consiste en aumentar la carga desde un caso base de operación, hasta el caso límite de operación. En el método de las curvas PV, la diferencia entre la carga del sistema en su condición de operación límite y en el caso base se define como un margen de estabilidad. La manera en la que se realiza el incremento de la carga del sistema es muy importante, ya que depende principalmente del objetivo (el tipo de límite) que se busca al realizar el estudio y de

su contexto de aplicación (planeación, planeación de la operación u operación en tiempo real). Se pueden tener muchos tipos, pero los siguientes escenarios pueden considerarse como los más representativos:

- El incremento de la potencia de carga se realiza en todos los nodos de carga existentes conservando el factor de potencia constante. Este tipo de aumento de carga es de interés en el contexto de la planeación de los SEP's, ya que permite determinar la robustez del SEP en su conjunto ante problemas de estabilidad de voltaje.
- Se definen dos tipos de área en el SEP: área de generación y área de carga, divididas por una o varias líneas de transmisión de enlace¹⁵. Se incrementa la potencia de carga en el área de carga conservando el factor de potencia constante y se alimenta este aumento desde el área de generación. Este tipo de incremento de carga es de interés en los contextos de planeación de la operación y de la operación en tiempo real del sistema, y permite determinar la capacidad de transferencia de potencia entre áreas.
- Finalmente, se puede incrementar la potencia de la carga en un solo nodo del SEP, conservando de igual manera el factor de potencia constante. Este aumento de carga se puede alimentar desde un generador en especial o por un grupo de generadores. Este tipo de estrés del sistema ha sido planteado recientemente en el contexto de planeación de la operación en los sistemas de potencia reestructurados. Si el aumento de carga es tomado por un generador, el objetivo del estudio podría ser encontrar la capacidad de transmisión entre un generador y una carga que tienen un contrato de energía eléctrica.

En todos los casos anteriores es importante conocer el límite del sistema intacto y ante la ocurrencia de una contingencia sencilla (la pérdida de un generador o un elemento de la red de transmisión). Este criterio de seguridad se conoce como el criterio *N-1*. Después de evaluar el sistema ante todas las contingencias posibles sin crear islas (se elimina una línea a la vez del SEP), el límite lo establece la contingencia con el factor de cargabilidad mínimo (contingencia crítica).

El programa "loadability.f" calcula las curvas *PV* de todos los nodos del SEP, tal y como se presenta en la figura 5.12 para los nodos de carga del sistema Anderson. Sin embargo, es conveniente, mejorar la apreciación de los resultados, por lo que se muestra de aquí en adelante únicamente el perfil de voltaje para el nodo crítico. En SEP's de grandes dimensiones conviene presentar pocos perfiles de voltaje (dos ó

¹⁵ Dependiendo de la complejidad del sistema de potencia, se pueden definir al mismo tiempo varias áreas de generación y de carga divididas por líneas de enlace. Si se tiene este caso, es necesario aumentar la potencia de la carga en todas las áreas de carga simultáneamente, utilizando un programa de flujos de potencia óptimos [Ruiz et al, 2002].

quizá tres) en una sola figura y así conseguir una mejor visualización del comportamiento del voltaje nodal con respecto al incremento de potencia de carga.

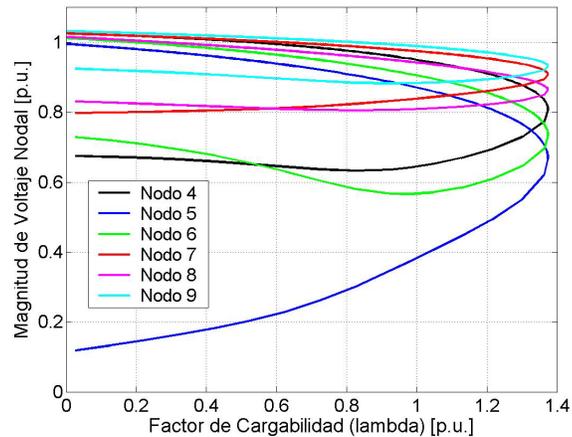


Figura 5.12. Curvas PV de todos los nodos de carga del Sistema Anderson, aumentando la potencia de todos los nodos del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es tomado por el nodo compensador.

Es importante hacer notar que todos los aumentos de carga mencionados anteriormente son realizados manteniendo el factor de potencia constante. Esto se debe a que de esta manera se trata de reproducir el aumento de carga tal y como se presentaría en la realidad. Aumentar una sola de las potencia de carga (activa o reactiva) estresaría el sistema de una manera irreal que haría que los resultados del estudio de estabilidad no fueran útiles o válidos¹⁶. Por lo tanto, se emplea este método en todas las simulaciones.

En todas las simulaciones de esta sección se hace una distribución del incremento de potencia activa de carga en todos los nodos de generación disponibles para cada punto de operación de acuerdo a las ecuaciones (4.14) a (4.16). En todos los casos los generadores no tienen límites de generación de potencia (activa o reactiva). Además, Se aplica, en cada uno de los casos, el criterio *N-1* de seguridad (contingencia sencilla), con el objetivo de determinar un margen de seguridad en la operación del SEP. Las simulaciones se realizan representando la potencia de carga con el modelo estático de potencia constante.

¹⁶ En el inicio de los estudios de estabilidad de voltaje, se proponía realizar el aumento de la potencia reactiva cuando todavía no se comprendía adecuadamente el mecanismo de las inestabilidades de voltaje. Actualmente, este tipo de aumento de carga ha caído en desuso, porque se ha comprendido que no está de acuerdo con la realidad, y la práctica más generalmente aceptada es hacer el incremento de la potencia de carga conservando el factor de potencia constante. Este caso no excluye cargas puramente activas o reactivas.

5.4.2 Incremento de la potencia de carga en todos los nodos del SEP

5.4.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

La figura 5.13 y la tabla 5.8 muestran los resultados de las simulaciones de estabilidad de voltaje con el Método de Continuación para el sistema Anderson sin contingencia y ante la contingencia crítica. En todas las tablas de la sección 5.4 se presentan las líneas que se eliminan para simular la contingencia, el nodo crítico, la tolerancia, los valores de la longitud del paso (k_0 , k_1 , k_2 y k_3), el incremento inicial del factor de cargabilidad (λ_0), el valor de cargabilidad al que llega el método de Newton-Raphson (λ_{NR}), el valor máximo de cargabilidad (λ_{max}) y la magnitud del voltaje en el nodo crítico. Los valores máximos de cargabilidad del SEP intacto y ante la contingencia crítica se indican en negritas.

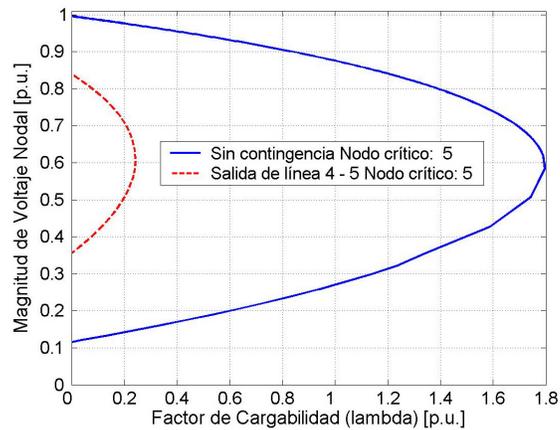


Figura 5.13. Curvas PV del sistema Eléctrico de Potencia Anderson aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Tabla 5.8. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson, aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Salida de Línea	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.01	1.79	1.796235	0.584983
4 - 5	5	0.0001	0.0001	0.001	0.01	0.01	0.01	0.24	0.242094	0.606729
6 - 9	5	0.0001	0.0001	0.1	0.01	0.01	0.01	1.10	1.10	0.643276
5 - 7	5	0.0001	0.0001	0.1	0.01	0.01	0.01	0.85	---	0.614962
7 - 8	8	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	1.14	1.146700	0.597025
8 - 9	8	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	1.42	1.425306	0.609625
4 - 6	6	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	0.71	0.713012	0.614987

El máximo valor del factor de cargabilidad, si se simula el SEP Anderson (sin considerar límites de generación), es $\lambda = 0.242094$ [p.u.] y está establecido por la contingencia crítica que se define como la salida de la línea que conecta los nodos 4 y 5. El valor máximo de cargabilidad con el sistema intacto $\lambda = 1.796235$ [p.u.] se presenta solamente como referencia, para comparar la diferencia de los límites considerando la ocurrencia de una contingencia o no.

El considerar como límite el valor máximo de cargabilidad el que se obtiene ante la contingencia crítica se justifica de la siguiente manera: suponga que ocurre una contingencia y sale la línea en cuestión. Entonces, si se está operando con un factor de cargabilidad mayor a 0.242094 [p.u.], el SEP simplemente perderá la estabilidad de voltaje (el equilibrio de largo plazo entre la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión y la carga); por el contrario, si se opera con un valor menor o igual a $\lambda = 0.242094$ [p.u.] el SEP seguirá siendo estable con respecto al voltaje aunque se pierda dicha línea, aunque operará a un valor muy bajo de voltaje.

5.4.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia New England

La figura 5.14 y la tabla 5.9 muestran los resultados de las simulaciones de estabilidad de voltaje con el Método de Continuación para el SEP New England sin contingencia y ante la contingencia crítica. La información en la tabla se presenta con la misma estructura mencionada en la sección anterior.

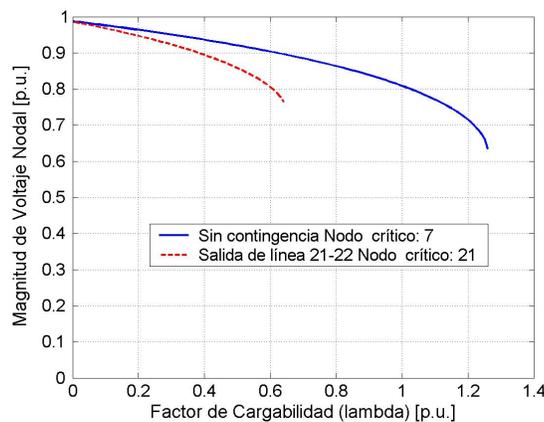


Figura 5.14. Curvas PV del Sistema Eléctrico de Potencia New England aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Tabla 5.9. Resultados del Método de Continuación del SEP New England, aumentando la potencia de todos los nodos de carga del sistema, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{\max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{\max}}$ (p.u.)
Ninguna	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.26	---	0.634742
10 - 11	12	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.12	---	0.619095
10 - 13	12	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.12	---	0.620942
13 - 14	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.09	---	0.645972
14 - 15	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.21	1.210	0.668919
15 - 16	15	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	0.79	---	0.576550
16 - 17	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.15	---	0.648883
16 - 21	15	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.07	---	0.710060
16 - 24	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.23	---	0.652714
17 - 18	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.22	---	0.634419
17 - 27	7	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.24	---	0.645953
21 - 22	21	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	0.64	0.64	0.764415
22 - 23	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.25	1.25	0.655299
1 - 2	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.11	---	0.638839
1 - 39	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.11	---	0.649986
2 - 3	4	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.00	---	0.647770
2 - 25	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.23	---	0.639368
3 - 4	4	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.08	---	0.635221
3 - 18	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.26	1.26	0.605589
4 - 5	4	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.21	--	0.656734
4 - 14	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.15	---	0.659255
5 - 6	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.08	---	0.661116
5 - 8	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.11	---	0.638857
6 - 7	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.01	---	0.617071
6 - 11	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.11	---	0.637855
7 - 8	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.22	---	0.401514
9 - 8	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.02	---	0.625153
9 - 39	8	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.03	1.0805	0.593816
23 - 24	15	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.08	---	0.707028
25 - 26	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.23	---	0.656162
26 - 27	27	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.15	---	0.618329
26 - 28	12	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.24	1.24	0.505043
26 - 29	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.24	---	0.641291
28 - 29	28	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.03	---	0.639832
12 - 11	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.27	---	0.643914
12 - 13	7	0.0001	1.0	0.01	0.0002	0.0002	0.01	1.3	---	0.659340

El máximo valor del factor de cargabilidad, para el SEP New England (sin considerar límites de generación), es $\lambda_{\max} = 1.26$ [p.u.] y está establecido por la contingencia crítica que se define como la salida de la línea que conecta los nodos 21 y 22. El valor máximo de cargabilidad, con el sistema intacto, se aproxima como el

último valor obtenido por el Método de Newton Raphson $\lambda_{NR} = 1.26$ [p.u.], ya que el Método de Continuación, en este caso especial, no pudo encontrar el valor máximo exacto. Este valor se presenta solamente como referencia, para comparar la diferencia de los límites considerando la ocurrencia de una contingencia o no.

5.4.3 Incremento de potencia de carga dividiendo el SEP en áreas

Cuando se requiere analizar la transferencia máxima posible en las líneas de enlace del SEP, se recurre a división del mismo en pares de áreas específicas, cada uno con un área de generación y otra de carga. Esto hace posible determinar el flujo máximo de carga que se podrá soportar por el enlace entre cada par de áreas.

Por simplicidad, en este trabajo se dividirán los sistemas de prueba en dos áreas solamente. El incremento de la demanda de potencia, de acuerdo al valor del factor de cargabilidad se realizará solamente en los nodos de carga que formen parte del área de carga, mientras que este aumento será alimentado al redistribuirse entre los generadores ubicados en el área de generación.

5.4.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Cuando se considera al SEP Anderson dividido en dos áreas (generación y carga) estas quedan definidas por dos líneas de enlace ínter área que conectan respectivamente los nodos: 5 - 7 y 9 - 6. De esta manera, los nodos del sistema quedan divididos como se indica en la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Anderson

	Área de Generación	Área de Carga
Nodos	2, 3, 7, 8, y 9	1, 5, 6, y 4

Los resultados del Método de Continuación para determinar la transferencia de potencia entre las dos áreas se presentan en la figura 5.15 y la tabla 5.11.

El máximo valor de cargabilidad para la transferencia de potencia entre áreas del SEP Anderson es de $\lambda = 0.257$ [p.u.] y está definido por la contingencia crítica (salida de la línea entre los nodos 4 y 5). El valor de cargabilidad para el sistema intacto es de $\lambda = 1.59$ [p.u.] y se presenta solamente como referencia, sin tener otra utilidad práctica.

Lo anterior se justifica de la siguiente manera: suponga que ocurre una contingencia y sale la línea 4 - 5, entonces, si se está operando con un factor de cargabilidad mayor a 0.257 [p.u.] el SEP simplemente perderá la estabilidad de

voltaje, mientras que si se opera con un valor de λ menor o igual a 0.257 [p.u.] el SEP seguirá siendo estable con respecto al voltaje aunque se pierda dicha línea.

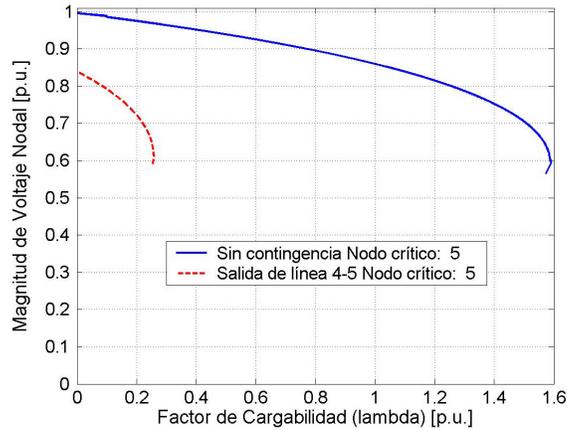


Figura 5.15. Curvas PV del sistema Eléctrico de Potencia Anderson indicando la transferencia de potencia entre las áreas de generación y carga, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Tabla 5.11. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson para la transferencia entre áreas, sin considerar límites de potencia de generación.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tol.	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)
** Ninguna	5	0.0001	0.001	0.01	0.02	0.01	0.1	1.59	1.590	0.5939
4 - 5	5	0.0001	0.001	0.005	0.03	0.1	0.01	0.25	0.257	0.6111
6 - 9	5	0.0001	0.001	0.05	0.03	0.1	0.01	0.77	---	0.6421
5 - 7	5	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.01	0.69	0.691	0.5970
7 - 8	5	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.01	1.24	---	0.6580
8 - 9	5	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.01	1.58	---	0.6206
4 - 6	6	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.01	0.75	---	0.6536

** Para este caso en el programa "loadability.f" el tipo de inicio del estudio empleado es de valor: 1.

5.4.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia New England

Cuando se considera al SEP New England dividido en dos áreas (generación y carga) quedan definidas dos líneas de enlace inter área, las cuales unen los nodos 26 y 27 y 25 y 26. Las áreas del sistema quedan definidas de la siguiente manera:

Tabla 5.12. Definición de las áreas de generación y carga del SEP New England

	Área de Generación	Área de Carga
Nodos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 y 39	26, 28, 29 y 38

Los resultados del Método de Continuación para determinar la transferencia de potencia entre las dos áreas del SEP New England se presentan en la figura 5.16 y la tabla 5.13.

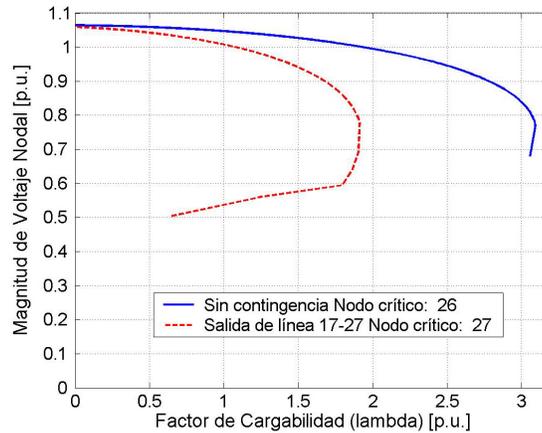


Figura 5.16. Curvas PV del sistema Eléctrico de Potencia New England indicando la transferencia de potencia entre las áreas de generación y carga, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

El SEP New England presenta un factor de cargabilidad máximo de $\lambda_{\max} = 1.910995$ [p.u.] (establecido por el efecto de la contingencia más severa). El límite de estabilidad con el sistema intacto, por referencia, es de $\lambda = 3.09$ [p.u.]

5.4.4 Incremento de la potencia de carga en un nodo específico del SEP

El aplicar incrementos de la potencia de carga para un nodo específico es un escenario muy poco frecuente (aunque no imposible) si se considera la manera en la que aumenta la carga en el SEP real, ya que la demanda de potencia por los nodos de carga se presenta de manera conjunta y casi nunca de manera aislada. Sin embargo, este escenario puede ser útil en análisis muy específicos, como el análisis de la transferencia de potencia entre un generador y una carga que tengan un contrato de abasto de energía eléctrica.

Solo por generalizar el empleo de las formas de incrementar la potencia de carga, se considera este escenario de cargabilidad en el programa digital "loadability.f". El valor del incremento de potencia de carga depende solo de los valores de potencia del nodo de interés, tal y como se expresa en (4.14), y se realiza conservando el factor de potencia constante. Este aumento de carga es distribuido de manera equitativa entre todos los nodos de generación.

Tabla 5.13. Resultados del Método de Continuación del SEP New England para la transferencia entre áreas, sin considerar límites de potencia de generación

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{nodo}$ crítico en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.09	0.771951
10 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.08	3.08	0.766836
10 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.06	3.06	0.769461
13 - 14	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.06	3.060108	0.748480
14 - 15	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.07	3.07	0.767966
15 - 16	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.090032	0.753528
16 - 17	27	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.56	2.560622	0.737638
16 - 21	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.00	3.000596	0.731189
16 - 24	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.04	3.04	0.768794
17 - 18	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.03	3.03	0.759069
17 - 27	27	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	1.91	1.910995	0.771844
21 - 22	27	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.89	2.8901	0.745393
22 - 23	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.09006	0.750158
1 - 2	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.05	---	0.774762
1 - 39	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.06	3.06	0.775127
2 - 3	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.05	3.050052	0.742768
2 - 25	27	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.80	2.80	0.769025
3 - 4	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.07	3.07	0.769443
3 - 18	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.01	3.010257	0.735584
4 - 5	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.05	3.05	0.767183
4 - 14	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.08	3.0801	0.748593
5 - 6	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.07	3.07	0.762388
5 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.09	0.759670
6 - 7	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.08	3.08	0.772281
6 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.08	3.08	0.760930
7 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.09	0.760145
9 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.07	---	0.768734
9 - 39	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.07	3.07	0.769055
23 - 24	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.02	3.02	0.767569
25 - 26	27	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.04	2.04	0.776423
26 - 27	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.33	2.33	0.787242
26 - 28	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.41	2.41	0.806889
26 - 29	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.51	2.51	0.790228
28 - 29	28	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	2.04	2.04	0.691022
12 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.10	3.1002	0.739602
12 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.02	0.1	0.01	3.09	3.090120	0.746950

5.4.4.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Se realiza el análisis de la estabilidad de voltaje por medio del Método de Continuación con parametrización local para los tres nodos de carga del SEP Anderson. En la figura 5.17 se presenta la curva *PV* en el caso en el que se incrementa la carga únicamente en el nodo 5. La salida de la línea 4-5 resulta ser la contingencia más crítica. Con y sin contingencia el nodo 5 es el crítico.

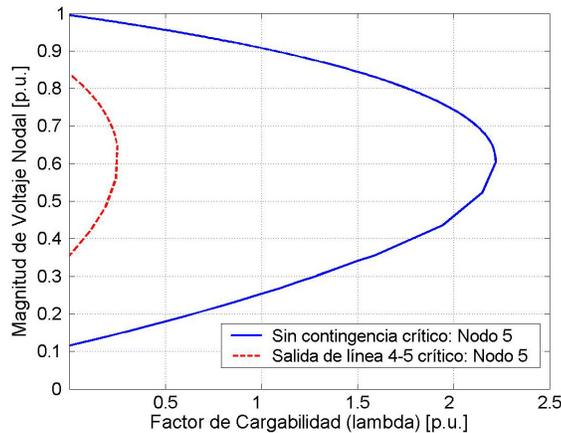


Figura 5.17. Curvas *PV* del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 5 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Si se incrementa la potencia de carga en el nodo 6 del SEP Anderson, la contingencia sencilla más crítica resulta ser la salida de la línea 4 - 6 y obviamente el nodo que presenta un mayor decaimiento de la magnitud de voltaje es el nodo 6 siendo este, con y sin contingencia, el nodo más crítico, ver figura 5.18.

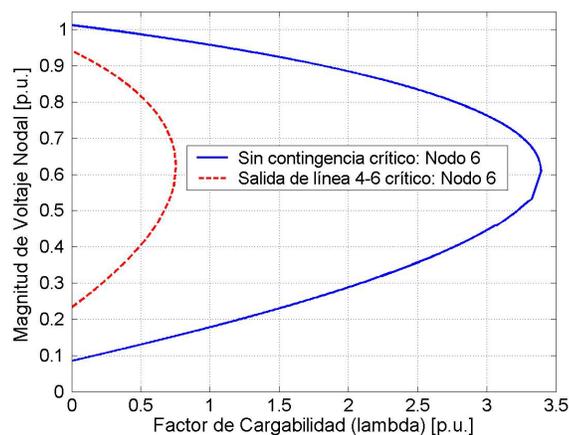


Figura 5.18. Curvas *PV* del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 6 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Al incrementar la potencia de carga del nodo 8 (SEP Anderson) la contingencia sencilla crítica es la salida de la línea 7 - 8, cuyo valor de $\lambda_{max} = 1.26591$ [p.u.] (figura 5.19) y el valor máximo de cargabilidad del sistema sin falla es $\lambda_{max} = 4.203$ [p.u.].

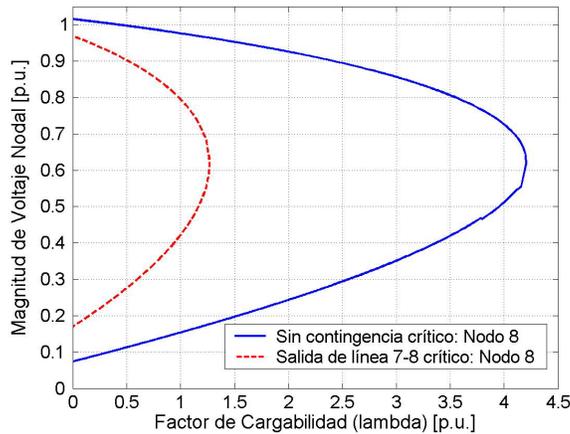


Figura 5.19. Curvas PV del sistema Eléctrico de Potencia Anderson para el incremento de carga en el Nodo 8 solamente, sin considerar límites de potencia de generación. El aumento de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema.

Tabla 5.14. Resultados del Método de Continuación del SEP Anderson para el incremento de carga en un solo nodo, sin considerar límites de potencia de generación

Nodo en el cual se realiza el incremento	Sin contingencia			Con contingencia			
	Nodo crítico	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{max} (p.u.)	Nodo crítico	Contingencia crítica	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{max} (p.u.)
5	5	2.219431	0.604505	5	4 - 5	0.2500	0.6456
6	6	3.391386	0.610662	6	4 - 6	0.7525	0.6226
8	8	4.20300	0.619258	8	7 - 8	1.2659	0.6192

La tabla 5.14 presenta el resumen de resultados para esta sección, al comparar la magnitud de voltaje en el nodo crítico para el punto nariz de la curva PV con contingencia crítica y sin esta, se observa que los valores de dicha magnitud son muy similares entre sí, para cualquiera de los nodos en los que se incrementa la potencia de carga (en el caso del incremento para el nodo 8 ambas magnitudes son idénticas).

Se puede observar también que en todos los casos el nodo crítico es el mismo nodo en el que incrementa la carga. Por el contrario, la contingencia crítica es diferente para cada caso.

5.4.5 Discusión de los resultados del incremento de carga

Los resultados muestran la gran variación del valor máximo de cargabilidad al aplicar distintas formas de estrés al SEP. En estos casos coincide el valor máximo de cargabilidad con el punto de bifurcación. Se justifica entonces usar las estrategias de incremento de carga para los fines específicos de cada estudio de estabilidad en los diferentes contextos de aplicación (planeación, planeación de la operación y operación en tiempo real).

- El incremento de carga más sencillo es el aumento en todos los nodos de carga del SEP. En este caso se trata de establecer la seguridad global del SEP o el límite máximo de cargabilidad a considerarse para problemas de estabilidad de voltaje.
- Cuando se utiliza el incremento de carga del SEP para encontrar límites de transferencia entre áreas, se debe tener precaución al aplicar este aumento de carga y definirse más de dos áreas de carga y generación. Esto se debe a que la evaluación de los límites de potencia de transmisión en los enlaces debe realizarse de manera simultánea, incrementando lo más realista posible la carga de las diferentes áreas; el realizar el cálculo de los límites de cargabilidad de manera independiente conduce a obtener resultados irreales, ya que para este tipo de estudios no se puede aplicar el principio de superposición en el SEP, [Ruiz et al., 2002].
- El tercer caso de incremento de carga considerado, en el que se aumenta la carga en un solo nodo, se amplifican los problemas mencionados anteriormente, ya que, en este caso, se pueden definir tantas áreas de carga como nodos de carga tenga el SEP. Es por esta razón que los límites de cargabilidad encontrados usualmente por medio de este procedimiento no son realistas y conducen a conclusiones erróneas. Este es uno de los problemas técnicos abiertos en los SEP's que han sufrido reestructuración, ya que el valor de la capacidad de transmisión entre un generador y una carga es muy útil en el establecimiento de los contratos bilaterales de energía.

Por lo tanto, para realizar un estudio de estabilidad de voltaje correctamente, se debe tener muy presente el escenario de cargabilidad que se desea reproducir en la simulación, pues una selección inadecuada del incremento de la potencia de carga puede hacer que los resultados obtenidos no reflejen el límite real del sistema y conduzcan a una toma errónea de decisiones.

En la siguiente sección se analiza un aspecto complementario al incremento de carga para el estudio de cargabilidad de sistemas de potencia: la distribución del aumento de potencia activa de carga entre los generadores disponibles del SEP, también comienza el análisis del efecto del modelado del SEP en los resultados del estudio, al presentar los resultados del MFPC para varios modelos estáticos de carga.

5.5 DISTRIBUCIÓN DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA ENTRE LOS GENERADORES PARA ESTUDIOS DE CARGABILIDAD

5.5.1 Introducción

En esta sección se analiza el efecto de la distribución del aumento de la carga del SEP entre los generadores disponibles, al realizar estudios de cargabilidad por medio del método de las curvas PV . Se pueden reconocer dos maneras principales de realizar esta tarea:

- Primer método: Todo el aumento de la carga del SEP es alimentado por el nodo compensador.
- Segundo método: El aumento de la carga del SEP es distribuido entre todos o un grupo de los generadores disponibles.

Como se ha comentado en la sección 2.2.3, ambas maneras de alimentar el aumento de la carga del SEP pueden ser correctas, dependiendo de la estructura del mismo. Podemos recordar brevemente que si el generador en el nodo compensador es un equivalente que representa un SEP externo, el primer método puede ser adecuado en casos en los que se quiere determinar la transferencia de potencia entre el área de interés y un área externa (el nodo compensador).

Se puede comprender muy fácilmente que cuando el nodo compensador es una unidad real, se deben respetar sus límites de generación, entonces, es incorrecto emplear el primer método de distribución; por lo tanto es más adecuado emplear el segundo método de incremento de carga, es decir, el incremento de potencia activa de carga se distribuye entre un grupo de generadores (entre ellos, posiblemente el compensador). La manera en la que se distribuye el incremento de la carga ΔP entre los generadores disponibles ha sido presentada en la sección 4.6, y se resume a continuación:

$$\Delta P = \sum_n^{i=1} PEO_i - \sum_n^{i=1} Pax_i \quad (5.1)$$

$$rate = \frac{\Delta P}{hg} \quad (5.2)$$

$$PG_i^{nueva} = PG_i^{anterior} + rate . \quad (5.3)$$

donde, ΔP incremento de potencia activa en el nuevo punto de equilibrio.
 PEO potencia activa de carga en el nuevo punto de equilibrio.
 Pax potencia activa de carga en el punto de equilibrio anterior.
 hg cantidad de nodos de generación.

El incremento de potencia activa de carga para cada uno de los nodos generadores del SEP se distribuye de forma equitativa, es decir, para cada uno de los nodos generadores se asigna la misma cantidad de potencia activa en el siguiente punto de equilibrio.

Todas las simulaciones realizadas en esta sección con el programa "loadability.f" se considera un valor inicial del factor de cargabilidad, (Método convencional de Flujos de Potencia) $\lambda_0 = 0.01$.

En todas las simulaciones de esta sección se realiza el estudio con el SEP intacto (sin falla) y se incrementa la carga total del mismo conservando el factor de potencia constante. La carga se modela con una característica de potencia constante, mientras que los generadores se modelan sin límites de potencia activa y reactiva.

A continuación se describe cada elemento de las tablas para esta sección, que presentan los resultados del estudio de estabilidad con diferentes valores de longitud de paso del vector tangente. Se indica con escritura en negritas, el caso mostrado en su figura respectiva:

- La columna número 1 muestra el parámetro de continuación inicial y luego el intercambio de este mismo por una variable de flujos (magnitud ó ángulo del voltaje), tanto para la obtención del diagrama de bifurcación como para determinar el valor máximo del factor de cargabilidad.
- La columna 2 representa el valor de la tolerancia considerada en el Método de Flujos de potencia de Continuación (MFPC).
- Las columnas 3 a 6 muestran los valores considerados para la longitud de paso del vector tangente (k_0, k_1, k_2, k_3), durante el proceso del MFPC.
- En cada una de las simulaciones efectuadas la columna 7 muestra el valor del factor de cargabilidad para el último punto donde el Método convencional de Flujos de Potencia encontró solución, λ_{NR} .
- En la columna 8 se muestra el valor máximo de cargabilidad, λ_{max} , que se obtiene con el MFPC.
- Las columnas 9 y 10 muestran la cantidad de puntos obtenidos para trazar el perfil de voltaje y el tiempo de duración de la ejecución del programa respectivamente.

Además de las curvas PV , se presentan como resultados del MFPC (con parametrización local) figuras que muestran el perfil de voltaje de todos los nodos del SEP para la condición de operación máxima o crítica de cargabilidad. Esta figura ayuda a visualizar los niveles de la magnitud de voltaje nodal a nivel del SEP y es útil

para evaluar si la inestabilidad de voltaje causa una disminución del voltaje en un grupo de nodos del SEP, o bien, si se trata de un problema global del SEP.

5.5.2 El aumento de la carga del sistema es compensado por el nodo compensador

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con tres diferentes Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) de prueba, para estudios de estabilidad de voltaje utilizando el MFPC (con parametrización local). En todos los casos, el incremento de potencia de carga total del SEP es alimentado por el nodo compensador.

5.5.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Los resultados del Método de Continuación para determinar el límite de cargabilidad del SEP se presentan en la figura 5.20 y la tabla 5.15, el elemento correspondiente a cada columna se describió en la sección 5.5.1.

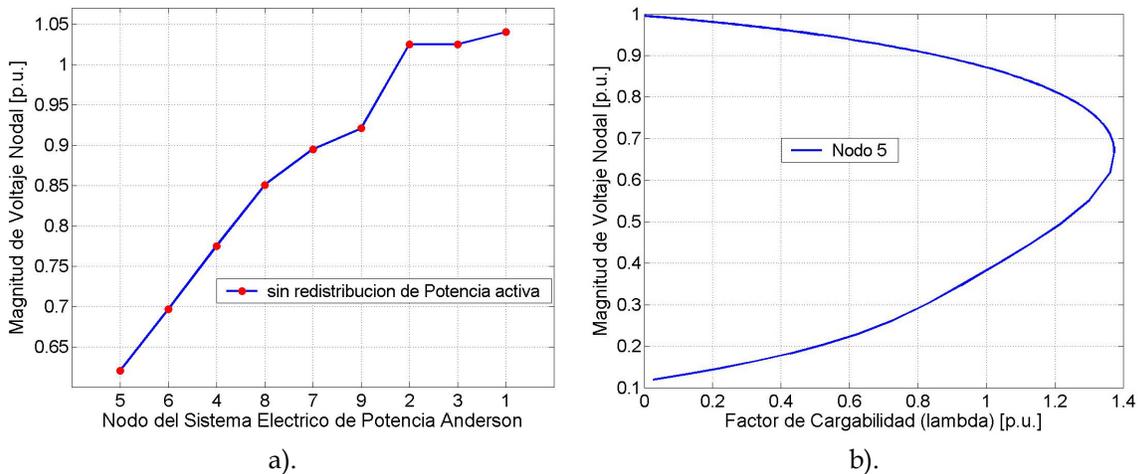


Figura 5.20. SEP Anderson nodo crítico: 5. El incremento de potencia lo alimenta el nodo compensador a) Magnitudes de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) Curva PV para el Modelo estático de carga de potencia constante.

Tabla 5.15. SEP Anderson. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo compensador alimenta el incremento de la potencia total de carga.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
$\lambda, V_5 \lambda$	0.0001	0.001	0.01	0.01	0.1	1.37	1.3736	159	0 : 04
$\lambda, V_5 \lambda$	0.001	0.001	0.01	0.01	0.1	1.37	1.3745	160	0 : 04
$\lambda, V_5 \lambda$	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.37	1.3736	159	0 : 04
$\lambda, V_5 \lambda$	0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.37	1.3745	160	0 : 04
$\lambda, V_5 \lambda$	0.0001	0.0001	0.001	0.1	0.01	1.37	1.3740	328	0 : 04

La figura 5.20 a) muestra que el problema de inestabilidad es global, mientras que la tabla 5.15 presenta los resultados del Método de Continuación al SEP Anderson, considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso. La simulación que ofrece los resultados más adecuados se indica con escritura en negritas y es la que se presenta en cada figura respectiva.

5.5.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Stagg

La figura 5.21 y la tabla 5.16, el elemento correspondiente a cada columna se describió en la sección 5.5.1, muestran los resultados del SEP Stagg al aplicar el MFPC (con parametrización local) para determinar el límite de cargabilidad.

La figura 5.21 a) muestra que, al igual que en el SEP Anderson, el problema de inestabilidad es global, mientras que la tabla 5.16 presenta los resultados del Método de Continuación al SEP Stagg, considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso. La simulación que ofrece los resultados más adecuados se indica con escritura en negritas y es la que se presenta en cada figura respectiva.

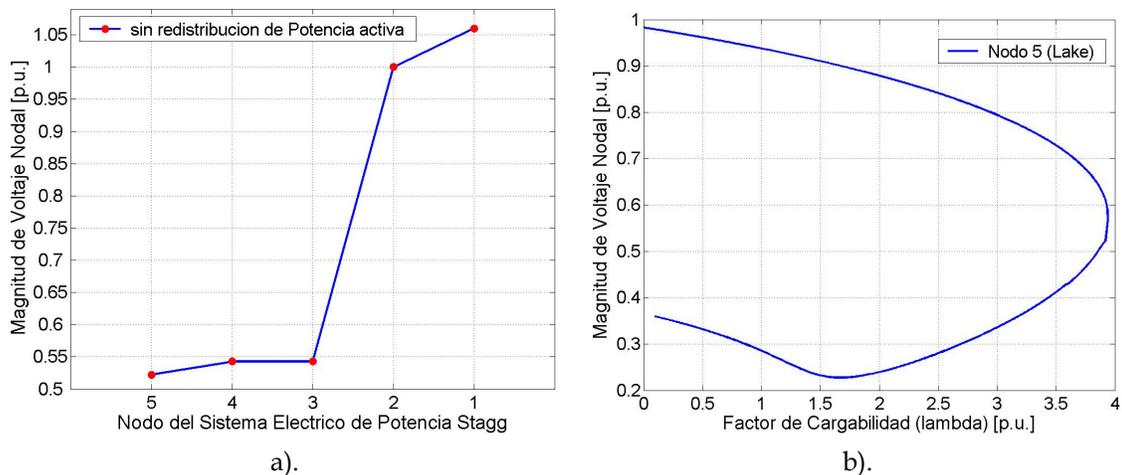


Figura 5.21. SEP Stagg nodo crítico: Lake. El incremento de potencia lo alimenta el nodo compensador, a) Magnitud de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) La curva PV corresponde al modelo estático de carga de potencia constante.

Tabla 5.16. SEP Stagg. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo compensador alimenta el incremento de la potencia total de carga.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	3.93	3.9410	442	0 : 07
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	3.93	3.9390	439	0 : 07
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	3.93	3.9390	771	0 : 09
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.001	3.93	3.9390	4072	0 : 14
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	3.93	3.9390	439	0 : 08
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	3.93	3.9390	771	0 : 08

5.5.2.3 Sistema Eléctrico de Potencia New England

Se presenta en la figura 5.22 y la tabla 5.17, resultados de aplicar el MFPC para determinar el límite máximo de cargabilidad del SEP New England, el dato correspondiente cada columna de la tabla fue descrito en la sección 5.5.1. La figura 5.22 a) muestra que el problema de inestabilidad es global, ya que la mitad de los nodos tienen problemas de bajos voltajes en la condición de operación de cargabilidad máxima del SEP, mientras que la tabla 5.17 presenta los resultados considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso de τ . La simulación con los resultados más adecuados se indican con escritura en negritas.

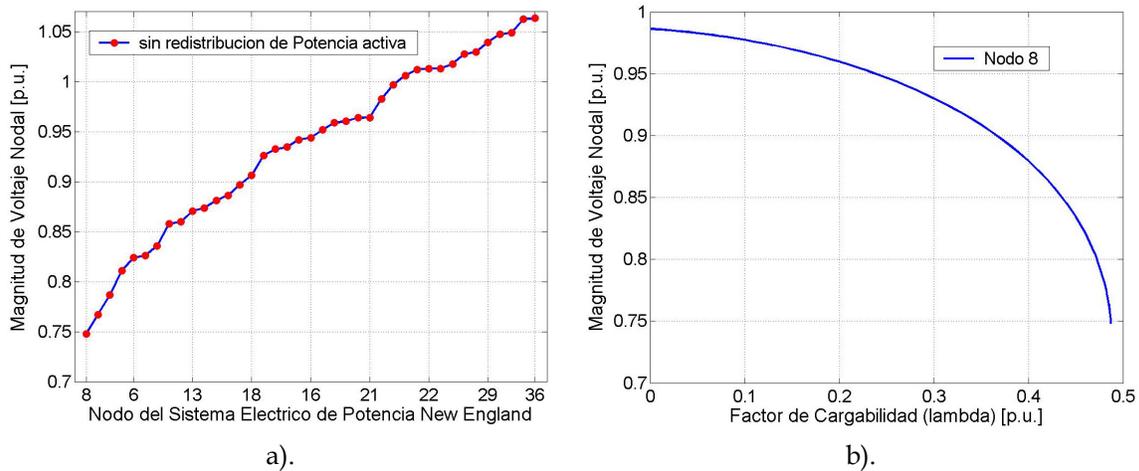


Figura 5.22. SEP New England nodo crítico: 8. El incremento de potencia lo toma el nodo compensador. a) Magnitud de voltaje nodal en por unidad para el punto crítico de cargabilidad, b) La curva PV corresponde al modelo estático de carga de potencia constante

Tabla 5.17. SEP New England. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El nodo compensador alimenta el incremento de la potencia total de carga.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
* λ, δ_{13}	0.0001	0.0001	0.001	0.1	0.01	0.48	---	49	0 : 13
* λ, δ_4	0.001	0.0001	0.001	0.1	0.01	0.48	---	49	0 : 14
V_9	0.001	0.01	0.001	0.001	1.0	0.48	0.480	51	0 : 03
λ, V_9	0.001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.48	0.487	59	0 : 03
λ, V_9	0.0001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.48	0.487	58	0 : 03
λ, V_9	0.001	0.001	0.001	0.01	1.0	0.48	0.487	59	0 : 03

* La cantidad de puntos corresponde solo hasta el último punto de equilibrio calculado con el Método de Flujos de Potencia, en estos casos no fue posible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad.

5.5.3 El aumento de la carga del sistema es distribuido entre todos los generadores del sistema

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con los tres SEP's de prueba. En todos los casos el incremento de la carga total del SEP es distribuido de

manera equitativa entre los generadores del mismo, de acuerdo a las ecuaciones (5.1) a (5.3). En todos los casos se omiten los límites de generación de potencia activa y reactiva para los generadores.

5.5.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Los resultados del Método de Continuación para determinar el límite de cargabilidad del SEP considerando una distribución del aumento de potencia activa de carga se presentan en la figura 5.23 y la tabla 5.18, la descripción del elemento de cada columna se indicó en la sección 5.5.1.

La figura 5.23 a) muestra que el problema de inestabilidad es global, mientras que la tabla 5.18 presenta los resultados del MFPC del SEP Anderson, considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso. La simulación con los resultados más adecuados se indican con escritura en negritas y es la que se presenta su figura respectiva.

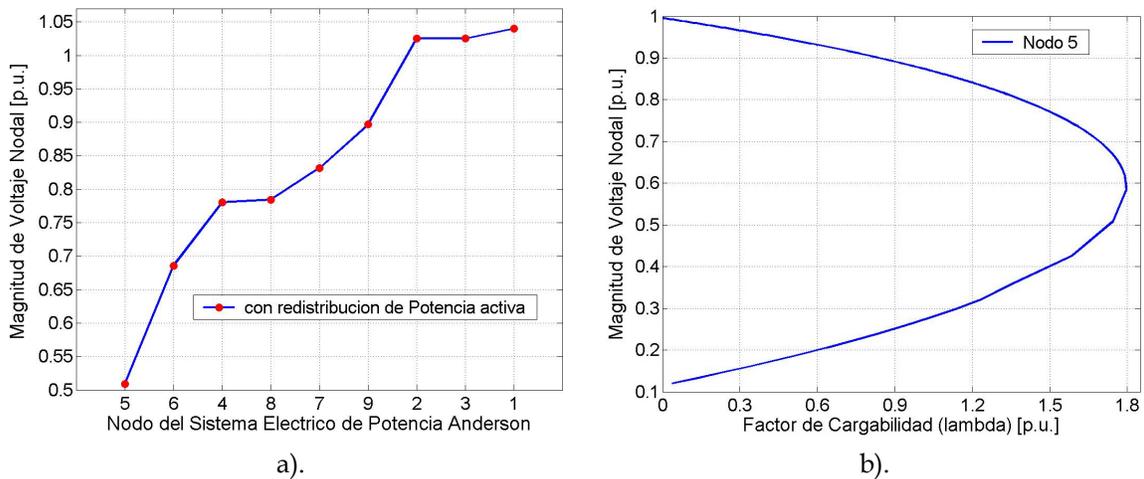


Figura 5.23. SEP Anderson nodo crítico: 5. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva PV corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.

Tabla 5.18. SEP Anderson. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
λ, V_5, λ	0.001	0.01	0.01	0.01	0.1	1.79	1.794	200	0 : 04
* λ, V_5	0.001	0.01	0.001	0.01	0.1	1.79	---	180	0 : 04
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.79	1.796	202	0 : 04
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.79	1.794	202	0 : 04

* La cantidad de puntos corresponde solo hasta el último punto de equilibrio calculado con el Método de Flujos de Potencia, en estos casos no fue posible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad.

5.5.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia Stagg

La figura 5.24 y la tabla 5.19, el elemento correspondiente a cada columna se describió en la sección 5.5.1, muestran los resultados del SEP Stagg al aplicar el Método de Continuación con parametrización local para determinar el límite de cargabilidad con distribución del aumento de carga entre los generadores.

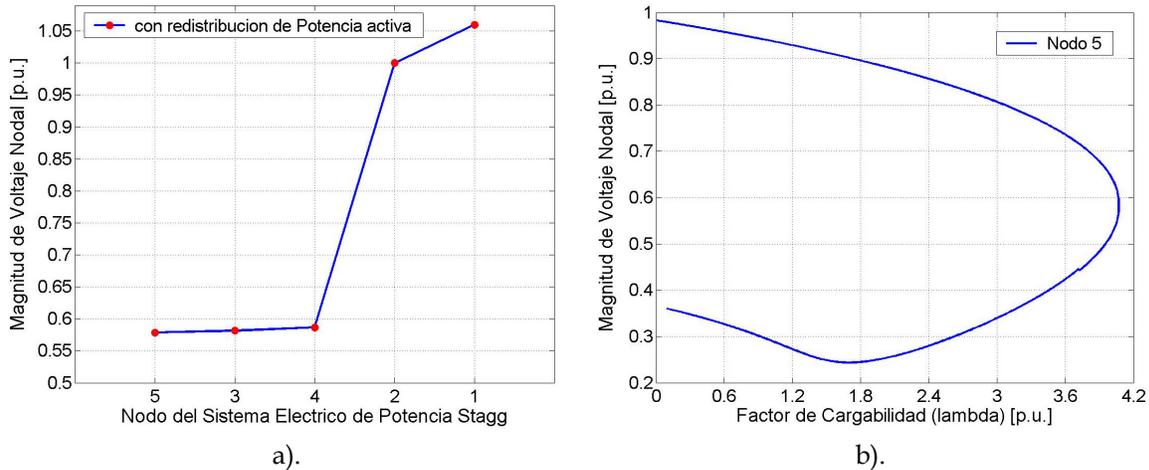


Figura 5.24. SEP Stagg nodo crítico: Lake. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva PV corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.

La figura 5.24 a) muestra resultados muy similares a los de la figura 5.21 a) ya que en ambos casos el problema de inestabilidad es global, mientras que la tabla 5.16 presenta los resultados del Método de Continuación considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso. La simulación con los resultados más adecuados se indican con escritura en negritas y es la que se presenta en cada figura.

Tabla 5.19. SEP Stagg. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
V_5, λ	0.001	0.01	0.01	0.01	0.1	4.07	4.070	446	0 : 08
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.01	0.01	0.1	4.07	4.074	450	0 : 08
V_5, λ	0.001	0.01	0.001	0.01	0.1	4.07	4.070	447	0 : 08
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.001	0.001	0.1	4.07	4.074	452	0 : 08
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	4.07	4.074	4247	0 : 16
λ, V_5, λ	0.001	0.001	0.001	0.001	0.01	4.07	4.074	798	0 : 09
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.001	0.001	0.01	4.07	4.073	794	0 : 09
λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	4.07	4.073	785	0 : 09

5.5.3.3 Sistema Eléctrico de Potencia New England

Los resultados de aplicar el Método de Continuación con parametrización local para determinar el límite de cargabilidad en el SEP New England se presentan en la figura 5.25 y la tabla 5.20, la descripción del elemento de cada columna se indicó en la sección 5.5.1. En este caso se considera la distribución del incremento de potencia activa de carga entre los generadores disponibles. La figura 5.25 a) muestra que, en el caso del SEP New England, el problema de inestabilidad es global, ya que la mitad de los nodos del SEP presentan problemas de bajos voltajes (menores a 0.95 [p.u.]) en la condición de operación de cargabilidad máxima, mientras que la tabla 5.20 presenta los resultados del Método de Continuación, considerando diferentes valores de tolerancia y longitud del paso.

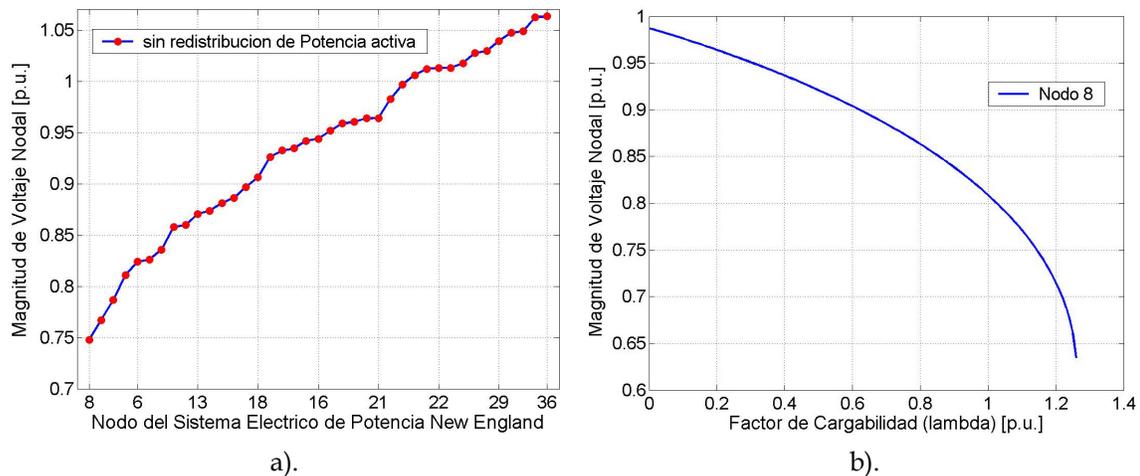


Figura 5.25. SEP New England nodo crítico: 8. a) Magnitud de voltaje nodal en [p.u.] en el punto crítico de cargabilidad, b) La curva PV corresponde al modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de potencia activa de la carga total se distribuye entre los nodos de generación.

Se puede observar en esta tabla 5.20 que fue imposible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad en ninguna de las simulaciones, por lo que se considera como el límite máximo (práctico) el último punto de equilibrio calculado con el Método convencional de Flujos de Potencia.

Tabla 5.20. SEP New England. Se considera el modelo estático de carga de potencia constante. El incremento de la potencia total de carga es distribuido entre los generadores del sistema.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
*	0.001	0.001	0.01	0.1	0.01	1.26	---	127	0 : 13
*	0.001	0.01	0.001	0.1	0.01	1.26	---	127	0 : 13
*	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.01	1.26	---	127	0 : 13
*	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	1.26	---	127	0 : 13

* La cantidad de puntos corresponde solo hasta el último punto de equilibrio calculado con el Método de Flujos de Potencia, en estos casos no fue posible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad.

5.5.4 Discusión de los resultados de la distribución del incremento de carga

Al aplicar el MFPC (parametrización local) se ha observado que mantener una longitud fija del tamaño de paso del vector tangente resulta ser ineficiente. En ocasiones, utilizar un valor de k muy pequeño tiene un beneficio, pues la curva presenta un trazado muy fino y suave, pero implica calcular una gran cantidad de puntos, y esta desventaja se traduce en un mayor tiempo de ejecución del programa. Utilizar un valor muy grande de k , por ejemplo 1.0 ó 0.1, hacen que las simulaciones sean más rápidas, pero puede generar problemas en la convergencia y por consiguiente incapacidad en determinar el valor máximo exacto de cargabilidad.

Cuando se tienen varios casos en los que se encuentra el valor exacto de λ_{max} , es determinante considerar que la tolerancia sea de 1×10^{-4} como primer criterio para elegir el caso adecuado; después se pueden tomar en cuenta la cantidad de puntos obtenidos o el tiempo. La figura 5.26 es un ejemplo muy claro de cómo afecta el valor de la tolerancia de convergencia en la determinación del valor máximo de cargabilidad, ya que el valor real, con la tolerancia igual a 0.0001 es muy diferente (menor) al obtenido con una tolerancia de 0.001.

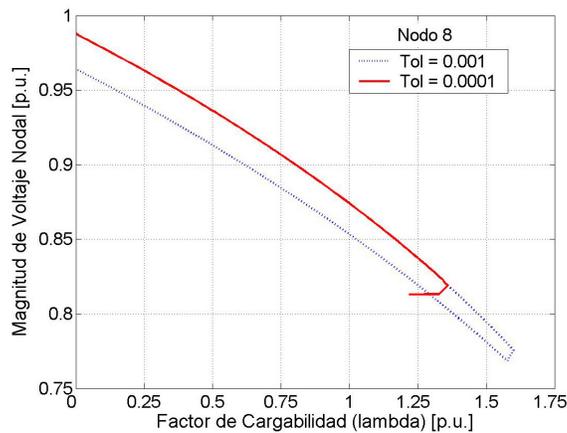


Figura 5.26. Diferencia de resultados al considerar diferentes valores de tolerancia de convergencia, SEP New England, se modela la carga con potencia activa como corriente constante y potencia reactiva como impedancia constante

Los resultados presentados en las tablas 5.15 a 5.20 muestran que para algunos SEP's las variables que se utilizan como parámetros de continuación son las mismas en todas las simulaciones, mientras que en otros, las diferencias en los valores de la tolerancia del método y las longitudes del vector tangente hacen que las variables consideradas como candidatas para ser el parámetro de continuación son diferentes en las simulaciones (ver tablas 5.17 y 5.18) aunque en los casos mostrados el sistema de ecuaciones diverge. También se puede observar en todas las tablas que el

parámetro de continuación empleado para determinar cada uno de los puntos de equilibrio puede cambiar durante el transcurso de la simulación, además de que no siempre es ni la primera y ni siquiera la segunda entrada más grande, es decir, en los resultados mostrados en esta sección el parámetro de continuación puede corresponder a cualquiera de las entradas disponibles del vector tangente (τ), esto con el objetivo de encontrar el siguiente punto de equilibrio, con esto se justifica el desarrollo e implementación de la estrategia de cambio de parámetro para el programa "loadability.f".

Es importante notar también que el MFPC, al ser aplicado en algunos SEP's (ver tabla 5.20), le es imposible encontrar un nuevo punto de equilibrio con el cambio de parámetro, o bien, el valor exacto del factor de cargabilidad. Este problema se resuelve parcialmente al utilizar el Método de Inicio 2, ya que con este método se emplea al inicio del estudio el Método de Flujos de Potencia, y usualmente este método llega a una condición de operación cercana a la máxima. En estos casos especiales, se puede tomar como límite de cargabilidad el punto máximo encontrado por el Método de Flujos de Potencia.

Los resultados mostrados en la presente sección son complementarios a los de la sección 5.4 para analizar la manera correcta de realizar los estudios de cargabilidad. En esta sección al comparar los valores obtenidos de λ_{max} , se observa que según la manera de distribuir el incremento de la potencia activa de carga entre los generadores disponibles afecta también de manera trascendente los resultados del estudio de cargabilidad. Aunque se pueden plantear varias opciones alternativas, en este trabajo se distribuyó el incremento de la carga de manera equitativa entre todos los generadores disponibles por simplicidad. Un esquema más realista sería realizar la distribución solamente entre los generadores conectados a la regulación secundaria de frecuencia considerando factores de distribución.

Por lo tanto, la recomendación general a este respecto sería que al realizar los estudios de cargabilidad se debe tener mucha precaución al elegir dos aspectos principales para estresar el SEP desde una condición base hasta su límite máximo: el incremento de la carga, y la distribución de este incremento entre los generadores disponibles deben reflejar lo más fielmente posible las condiciones reales de operación y estructura del sistema, con el objetivo de hacer que los resultados sean válidos y útiles en la toma de decisiones (realizada por los ingenieros encargados de la planeación y operación del SEP).

En las secciones restantes de resultados se presenta otro aspecto importante para la validez de los estudios de cargabilidad ante problemas de estabilidad: el modelado del SEP debe representar los elementos que tienen una influencia importante en el comportamiento dinámico del mismo. En este trabajo de investigación se consideran dos elementos principales: las cargas y los generadores.

5.6 EFECTO DE LA REPRESENTACIÓN DE LA CARGA UTILIZANDO MODELOS ESTÁTICOS

5.6.1 Introducción

Las cargas son elementos del SEP que afectan de manera muy relevante su comportamiento dinámico ante problemas de estabilidad de voltaje. Es tanta su importancia que cuando iniciaron los problemas de estabilidad de voltaje en los grandes sistemas interconectados, se propuso una definición que establecía que así como la estabilidad angular es un problema de los generadores síncronos, la estabilidad de voltaje era un problema de “estabilidad de la carga” [Taylor, 1994]. Después, cuando se comprendieron los mecanismos de las inestabilidades de voltaje, se observó que además de las cargas, la estabilidad de voltaje es un problema que depende también de la capacidad de transmisión combinada de los sistemas de generación y transmisión, y no solamente de la carga [Van Cutsem and Vournas, 1998].

Para representar la carga en el programa computacional “loadability.f” se utiliza un modelo adecuado para estudios de estabilidad a grandes disturbios y Flujos de Potencia propuesto en [Ruiz, 1996]:

$$\frac{P_{carga}}{P0} = KPC + KPI \left(\frac{V}{V0}\right)^{1.0} + KPZ \left(\frac{V}{V0}\right)^{2.0} + KP1 \left(\frac{V}{V0}\right)^{pv1} (1 + \eta_{pf1} \Delta f) + KP2 \left(\frac{V}{V0}\right)^{pv2} \left(\frac{f}{f0}\right)^{pf2}$$

$$\frac{Q_{carga}}{Q0} = KQC + KQI \left(\frac{V}{V0}\right)^{1.0} + KQZ \left(\frac{V}{V0}\right)^{2.0} + KQ1 \left(\frac{V}{V0}\right)^{qv1} (1 + \eta_{pf1} \Delta f) + KQ2 \left(\frac{V}{V0}\right)^{qv2} \left(\frac{f}{f0}\right)^{qf2}$$
(5.4)

donde,

$$KPZ = 1 - (KPI + KPC + KP1 + KP2)$$

$$KQZ = 1 - (KQI + KQC + KQ1 + KQ2)$$

Este modelo es una modificación al modelo estático de carga estándar recomendado en [IEEE, 1995], $P0$ y $Q0$ son las potencias iniciales de la carga, y $V0$ es el valor de voltaje del caso base de flujos de potencia. Para los casos de flujos de potencia tratados en el presente trabajo, $f = f0$ y $\Delta f = 0$.

En cada punto de operación durante el cálculo de las curvas PV , los valores de las potencias de carga activa y reactiva (PEO y QEO respectivamente) se calculan con respecto a sus valores de base de acuerdo a la siguiente ecuación, utilizando el modelo de la ecuación (5.4),

$$PEO = (1.0 + \lambda) P_{carga} \tag{5.5}$$

$$QEO = (1.0 + \lambda) Q_{carga} \tag{5.6}$$

El método utilizado para incluir el modelo estático de la carga en el estudio consiste de dos pasos principales:

- Incluir el cálculo de las potencias de carga, de acuerdo a las ecuaciones (5.4) a (5.6) en las ecuaciones de desbalance del sistema.
- Después de formar la matriz Jacobiana del sistema, se debe agregar en los elementos diagonales de las submatrices $\partial P/\partial V$ y $\partial Q/\partial V$ correspondientes al nodo terminal de carga, las derivadas $\partial PEO/\partial V$ y $\partial QEO/\partial V$ respectivamente, donde $\partial PEO/\partial V$ y $\partial QEO/\partial V$ son (considerando $f = f_0$ y $\Delta f = 0$):

$$\frac{\partial PEO}{\partial V} = \frac{\partial((1+\lambda)(P_{carga}))}{\partial V} = (1+\lambda) \frac{\partial(P_{carga})}{\partial V}$$

$$\frac{\partial QEO}{\partial V} = \frac{\partial((1+\lambda)(Q_{carga}))}{\partial V} = (1+\lambda) \frac{\partial(Q_{carga})}{\partial V}$$
(5.7)

Si la variable que P_{carga} se representa con la expresión (5.8)

$$P_{carga} = P0 \left[KPC + KPI \left(\frac{V}{V0} \right)^{1.0} + KPZ \left(\frac{V}{V0} \right)^{2.0} + KP1 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv1} + KP2 \left(\frac{V}{V0} \right)^{pv2} \right]$$
(5.8)

entonces desarrollando la derivada $\partial P_{carga}/\partial V$ se obtiene la expresión final para la derivada $\partial PEO/\partial V$,

$$\frac{\partial(P_{carga})}{\partial V} = P0 \left[\frac{KPI}{V0} + 2 \left(\frac{(KPZ)(V)}{(V0)^{2.0}} \right) + pv1 \left(\frac{(KP1)(V)^{pv1-1}}{(V0)^{pv1}} \right) + pv2 \left(\frac{(KP2)(V)^{pv2-1}}{(V0)^{pv2}} \right) \right]$$
(5.9)

para los casos en los cuales $V0 = 1.0$ [p.u.] la expresión (5.9) se reduce y resulta la expresión (5.10),

$$\frac{\partial(P_{carga})}{\partial V} = P0 \left[KPI + 2(KPZ)(V) + pv1(KP1)(V)^{pv1-1} + pv2(KP2)(V)^{pv2-1} \right]$$
(5.10)

finalmente al considerar la expresión (5.7) se obtiene la expresión final (5.11) para la derivada $\partial PEO/\partial V$,

$$\frac{\partial(PEO)}{\partial V} = (1+\lambda)(P0) \left[KPI + 2(KPZ)(V) + pv1(KP1)(V)^{pv1-1} + pv2(KP2)(V)^{pv2-1} \right]$$
(5.11)

El desarrollo de la derivada $\partial QEO/\partial V$ es similar al descrito en la parte de arriba (expresiones (5.8) a (5.10)), por lo tanto el resultado para la potencia reactiva de carga es el siguiente:

$$\frac{\partial(QEO)}{\partial V} = (1 + \lambda)(Q0) \left[KQI + 2(KQZ)(V) + qv1(KQ1)(V)^{qv1-1} + qv2(KQ2)(V)^{qv2-1} \right] \quad (5.12)$$

Esta manera de incluir el modelo de carga en el estudio no requiere aumentar renglones ó columnas a la matriz Jacobiana y permite conservar las propiedades de convergencia del método de Newton Raphson. Enfoques similares, que no aumentan las dimensiones de la matriz Jacobiana han sido empleados para agregar modelos detallados de otros componentes, como es el caso de los enlaces de corriente directa en alta tensión y los motores de inducción [Smed et al., 1991, Ruiz-Vega et. al, 2002].

Los resultados presentados en esta sección muestran la influencia de la representación de la carga utilizando modelos estáticos. Aunque se pueden modelar muchos diferentes tipos de cargas con el modelo presentado en la ecuación (5.4), se consideran en las simulaciones los cinco modelos estáticos de carga siguientes:

- Potencia constante.
- Corriente constante.
- Impedancia constante.
- Combinación de 70% corriente constante y 30% impedancia constante.
- Potencia activa como corriente constante y potencia reactiva como impedancia constante.

Se realizaron simulaciones para mostrar adicionalmente al efecto del modelado de la carga, el efecto de la distribución del incremento de la potencia activa de carga, para tres SEP's de prueba: Anderson, Stagg y New England.

En estos resultados se presentan las curvas correspondientes al nodo crítico del SEP. En las tablas se muestra, para cada modelo de carga, las entradas (variables del sistema de ecuaciones que se utilizaron en cada caso como parámetro de continuación), los valores empleados de tolerancia del método y longitudes del vector tangente, así como los valores máximos de cargabilidad y los voltajes que se obtuvieron en estos puntos.

En todas las simulaciones de esta sección 5.6 se aumenta la carga total del SEP de estudio, es decir, se incrementa la potencia activa y reactiva de carga en cada uno de los nodos donde se encuentre presente, y una vez que se determina el punto máximo de cargabilidad se procede a disminuir la potencia de carga para cada uno de los nodos tipo PQ. Además estas simulaciones se presentan sin la aplicación de alguna contingencia.

5.6.2 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

5.6.2.1 El incremento total de la carga es alimentado por el nodo compensador

Se presenta en la figura 5.27, tablas 5.21 y 5.22 la aplicación del MFPC al SEP Anderson, para los diferentes modelos de carga considerados. El incremento de la carga se alimenta con el nodo *compensador*, la tabla 5.22 muestra con escritura en negritas los modelos estáticos de carga que corresponden al valor máximo y mínimo de cargabilidad obtenidos con las simulaciones, la diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(1.644 - 1.373)/1.373]*100 = 19.73 \%$.

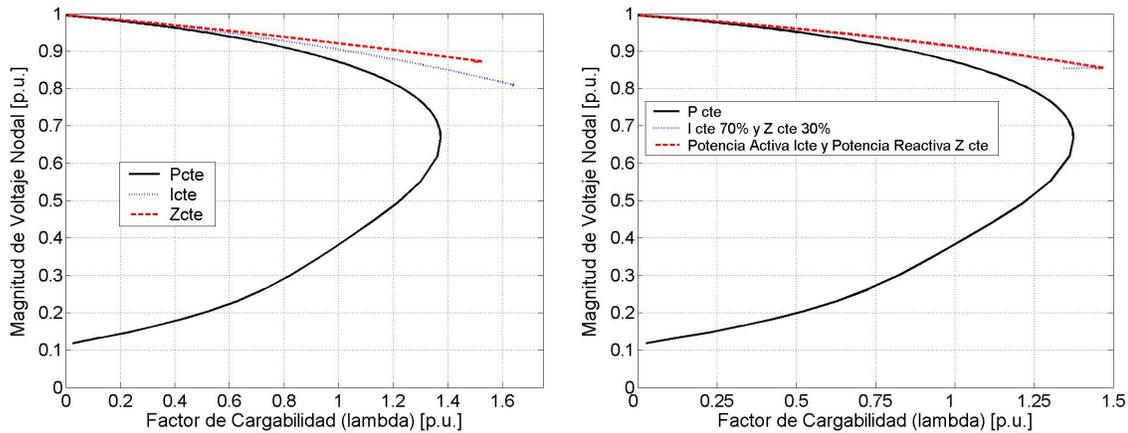


Figura 5.27. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

Tabla 5.21. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
P cte.	λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.373
I cte.	λ, δ_8	0.001	0.001	0.01	0.01	0.1	1.644
Z cte.	λ, V_5	0.0001	0.0001	0.001	0.1	0.01	1.525
70% I cte. 30% Z cte.	V_8	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	1.450
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	λ, V_4	0.0001	0.001	0.001	0.001	0.001	1.472

Tabla 5.22. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
P cte.	5	1.37	1.373	0.6665	159	0 : 04
I cte.	5	1.5	1.644	0.8086	297	0 : 12
Z cte.	5	1.26	1.525	0.8726	2781	0 : 26
70% I cte. 30% Z cte.	5	1.45	1.450	0.8559	147	0 : 12
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	5	1.39	1.472	0.8553	223	0 : 11

5.6.2.2 El incremento total de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

Los resultados de aplicar el MFPC al SEP Anderson, se presentan en la figura 5.28, tablas 5.23 y 5.24. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores.

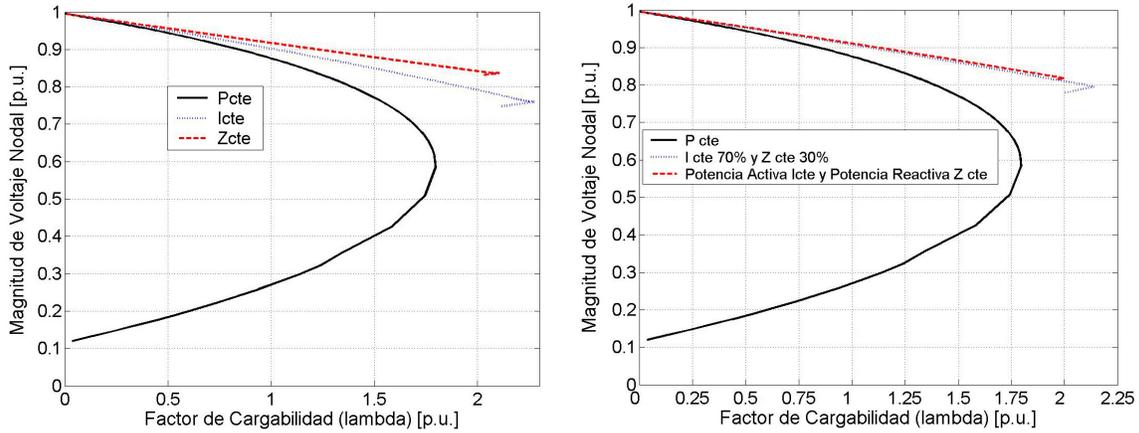


Figura 5.28. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.

Tabla 5.23. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
P cte.	λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	1.796
I cte.	λ, δ_8, V_6	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	2.277
Z cte.	λ, δ_8	0.0001	0.001	0.01	0.01	0.1	2.106
70% I cte. 30% Z cte.	V_4	0.0001	0.01	0.01	0.01	0.1	2.140
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	V_6	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	2.000

Tabla 5.24. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Anderson. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
P cte.	5	1.79	1.796	0.5849	202	0 : 04
I cte.	5	2.16	2.277	0.7605	305	0 : 17
Z cte.	5	1.91	2.106	0.8369	351	0 : 19
70% I cte. 30% Z cte.	5	2.14	2.140	0.7958	216	0 : 18
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	5	2.0	2.000	0.8181	202	0 : 16

En la tabla 5.24 de resultados se indica con escritura en negritas, los modelos estáticos de carga que tuvieron el valor máximo y mínimo de cargabilidad. La diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(2.277 - 1.796)/1.796]*100 = 26.78 \%$. Al comparar los valores máximos del factor de cargabilidad para cada uno de los modelos estáticos de carga considerados en las tablas 5.22 y 5.24, se puede observar que al modelar la

carga con una característica de corriente constante se reporta el valor más alto del factor de cargabilidad (con y sin distribución del aumento de la potencia activa de carga entre los nodos de generación). Las diferencias entre los valores máximos encontrados de cargabilidad en las dos condiciones de estrés consideradas son muy altas, de **19.73 %** y **26.78 %**.

Es importante notar que aunque se mantiene en todos los modelos de carga el mismo nodo crítico (Columna 2 de las tablas 5.22 y 5.24), el parámetro de continuación empleado con cada modelo de carga puede cambiar mucho (Columna 2 de las tablas 5.21 y 5.23).

Un aspecto relevante del punto de bifurcación es el valor de la magnitud de voltaje en cada uno de los nodos del SEP. Para todos los casos presentados en el SEP Anderson las magnitudes de voltaje de los nodos de carga están muy por debajo del valor mínimo límite (se supone un valor mínimo permisible de 0.95 [p.u.]), en el punto máximo de cargabilidad, aunque los valores de magnitud de voltaje obtenidos con los modelos diferentes de la característica de potencia constante son mayores.

5.6.3 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia Stagg

5.6.3.1 El incremento total de la carga es alimentado por el nodo compensador

Los resultados de aplicar el Método de Continuación al SEP Stagg, para los diferentes modelos de carga considerados, se presentan en la figura 5.29 y en las tablas 5.25 y 5.26. En estos casos el incremento de la carga es alimentado por el nodo *compensador*. En la tabla 5.26 de resultados se indica con escritura en negritas, los modelos estáticos de carga que tuvieron el valor máximo y mínimo de cargabilidad. La diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(11.140 - 3.939)/3.939]*100 = 182.81 \%$.

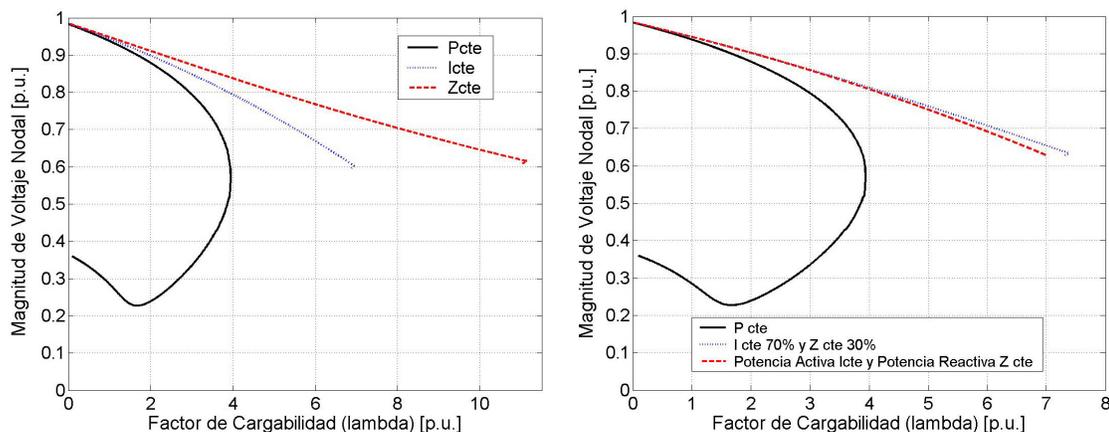


Figura 5.29. Se muestran la comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

Tabla 5.25. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos estáticos de carga en el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
P cte.	λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	3.939
I cte.	λ, V_4	0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	6.949
Z cte.	λ, V_4	0.001	0.001	0.01	0.1	0.1	11.140
70% I cte. 30% Z cte.	V_4	0.0001	0.01	0.01	0.01	0.1	7.380
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	λ, V_5	0.0001	0.001	0.001	0.001	0.001	6.982

Tabla 5.26. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
P cte.	Lake	3.93	3.939	0.5685	771	0 : 09
I cte.	Lake	6.61	6.949	0.6020	1002	0 : 39
Z cte.	Lake	9.79	11.140	0.6152	2331	1 : 19
70% I cte. 30% Z cte.	Lake	7.38	7.380	0.6335	740	0 : 44
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	Lake	6.91	6.982	0.6294	765	0 : 40

5.6.3.2 El incremento total de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

Los resultados de aplicar el MFPC al SEP Stagg, se presentan en la figura 5.30 y en las tablas 5.27 y 5.28. En estos casos el incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles del SEP.

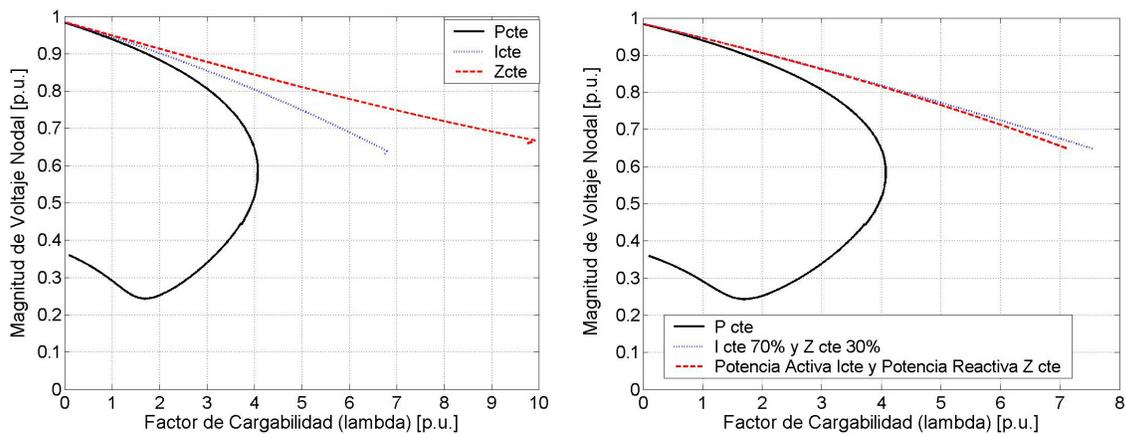


Figura 5.30. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.

Tabla 5.27. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos estáticos de carga en el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
P cte.	λ, V_5, λ	0.0001	0.001	0.001	0.001	0.01	4.073
I cte.	λ, V_5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.01	6.797
Z cte.	V_3	0.0001	0.01	0.01	0.1	0.01	9.920
70% I cte. 30% Z cte.	V_5	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	7.550
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	λ, V_5	0.0001	0.001	0.001	0.001	0.001	7.136

Tabla 5.28. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP Stagg. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
P cte.	Lake	4.07	4.073	0.5795	794	0 : 09
I cte.	Lake	6.78	6.797	0.6391	697	0 : 38
Z cte.	Lake	9.92	9.920	0.6676	994	1 : 12
70% I cte. 30% Z cte.	Lake	7.55	7.550	0.6479	757	0 : 46
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	Lake	7.11	7.136	0.6476	739	0 : 39

En la tabla 5.28 de resultados se indican con escritura en negritas, los modelos estáticos de carga que tuvieron el valor máximo y mínimo de cargabilidad. La diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(9.920 - 4.073)/4.073]*100 = 143.55 \%$.

Al comparar los valores máximos del factor de cargabilidad para cada uno de los modelos estáticos de carga considerados en las tablas 5.26 y 5.28, se puede observar que al modelar la carga con una característica de impedancia constante se reporta el valor más alto del factor de cargabilidad (con y sin distribución del aumento de la potencia activa de carga entre los nodos de generación). Las diferencias entre los valores máximos encontrados de cargabilidad en las dos condiciones de estrés consideradas son muy altas (e incluso mayores que las encontradas con el SEP Anderson) de **182.81 %** y **143.55 %**.

En este SEP se mantiene también para todos los modelos de carga el mismo nodo crítico (Columna 2 de las tablas 5.26 y 5.28), mientras que el parámetro de continuación empleado con cada modelo de carga cambia, aunque lo hace menos que con el SEP Anderson (Columna 2 de las tablas 5.25 y 5.27).

Las magnitudes de voltaje de los nodos de carga están también muy por debajo del valor mínimo límite (se supone un valor mínimo permisible de 0.95 [p.u.]), en el punto máximo de cargabilidad, aunque los valores de magnitud de voltaje obtenidos con los modelos diferentes de la característica de potencia constante son ligeramente mayores.

5.6.4 Resultados del Sistema Eléctrico de Potencia New England

5.6.4.1 El incremento total de la carga es alimentado por el nodo compensador

Se presenta en la figura 5.31 y tablas 5.29 y 5.30, resultados del SEP New England, para los modelos de carga considerados, el incremento de la carga es alimentado por el nodo *compensador*, en la tabla 5.30 se indica con escritura en negritas, los modelos estáticos de carga con cuales se obtiene el valor máximo y mínimo de cargabilidad. La diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(0.8199 - 0.7491)/0.7491]*100 = 9.45 \%$.

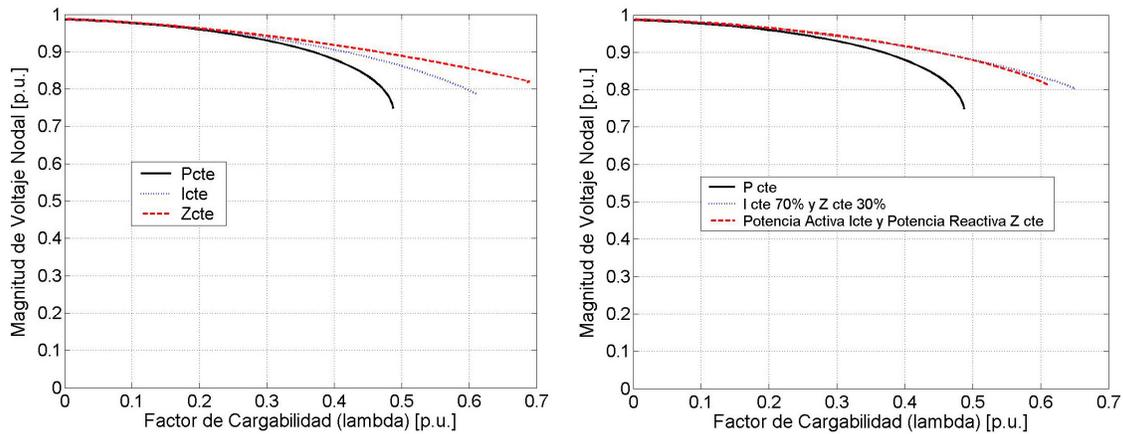


Figura 5.31. Se muestran la comparación de los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

Tabla 5.29. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
P cte.	λ, V_9	0.001	0.001	0.001	0.001	1.0	0.487
I cte.	λ, V_9	0.001	0.01	0.001	0.01	0.01	0.610
Z cte.	λ, V_8	0.001	0.01	0.001	0.01	0.01	0.690
70% I cte. 30% Z cte.	λ, V_9	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	0.650
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	λ, V_9	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	0.610

Tabla 5.30. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es tomado por el nodo compensador.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
P cte.	8	0.48	0.487	0.7491	59	0 : 03
I cte.	8	0.59	0.610	0.7880	63	0 : 08
Z cte.	8	0.58	0.690	0.8199	71	0 : 11
70% I cte. 30% Z cte.	8	0.61	0.650	0.7883	67	0 : 09
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	8	0.60	0.610	0.7985	63	0 : 11

5.6.4.2 El incremento total de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

Los resultados de aplicar el Método de Continuación al SEP New England, se presentan en la figura 5.32 y las tablas 5.31 y 5.32. En estos casos el incremento de la carga es distribuido entre los generadores disponibles del SEP.

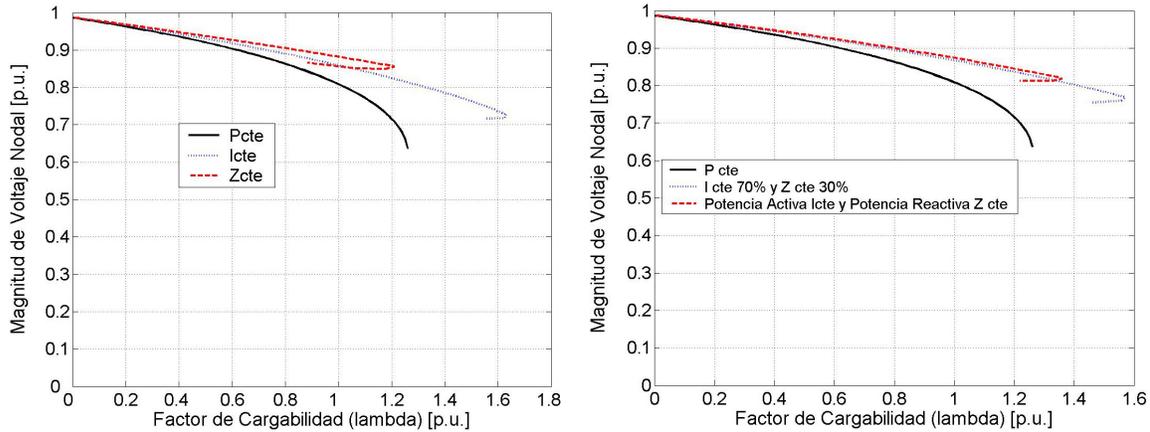


Figura 5.32. Comparación de los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores disponibles.

Tabla 5.31. Comparación de los parámetros del Método de Continuación para los cinco modelos de carga en el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7	8
Modelo de carga	Entrada	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_{max}
* P cte.	*	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.01	---
I cte.	λ, V_1, λ	0.001	0.01	0.01	0.01	0.01	1.63
Z cte.	λ, V_1, λ	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	1.21
70% I cte. 30% Z cte.	λ, V_1, λ	0.0001	0.01	0.01	0.01	0.1	1.570
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	λ, V_1, λ	0.0001	0.01	0.001	0.01	0.01	1.360

* La cantidad de puntos corresponde solo hasta el último punto de equilibrio calculado con el Método de Flujos de Potencia, en estos casos no fue posible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad.

Tabla 5.32. Comparación de los resultados del Método de Continuación para los cinco modelos de carga para el SEP New England. El incremento de carga es distribuido entre los generadores.

1	2	3	4	5	6	7
Modelo de carga	Nodo crítico	λ_{NR}	λ_{max}	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)	Número de puntos	Tiempo (min : s)
* P cte.	8	1.26	---	---	127	0 : 13
I cte.	7	1.58	1.63	0.7299	167	0 : 22
Z cte.	8	1.20	1.21	0.8566	125	0 : 22
70% I cte. 30% Z cte.	7	1.56	1.570	0.7694	160	0 : 26
Potencia activa I cte. Potencia reactiva Z cte.	7	1.33	1.360	0.8134	139	0 : 23

* La cantidad de puntos corresponde solo hasta el último punto de equilibrio calculado con el Método de Flujos de Potencia, en estos casos no fue posible determinar el valor exacto del límite máximo de cargabilidad.

En la tabla 5.32 de resultados se indica con escritura en negritas, los modelos estáticos de carga con los que se obtiene el valor máximo y mínimo de cargabilidad. La diferencia entre ellos es $\Delta\lambda_{max} = [(1.63 - 1.21)/1.21]*100 = \mathbf{34.71\%}$.

Al comparar los valores máximos del factor de cargabilidad para cada uno de los modelos estáticos de carga considerados en las tablas 5.30 y 5.32, se observa que al modelar la carga con una característica de corriente constante se reporta el valor más alto del factor de cargabilidad, mientras que con la característica de impedancia constante se tiene el menor valor máximo (con y sin distribución del aumento de la potencia activa de carga entre los nodos de generación). Las diferencias entre los valores máximos encontrados de cargabilidad en las dos condiciones de estrés consideradas son altas, de **9.45 %** y **34.71 %**, aunque menores a las reportadas para los dos sistemas anteriores (SEP's de Anderson y Stagg).

Es importante notar también que, en este SEP, solo se mantiene para todos los modelos de carga el mismo nodo crítico en el caso en el que el nodo *compensador* alimenta todo el aumento de la carga (Columna 2 de la tabla 5.30), mientras que en el caso en el que se distribuye el aumento de potencia activa de carga entre los generadores disponibles, el nodo crítico puede cambiar (Columna 2 de la tabla 5.32). El parámetro de continuación empleado con cada modelo de carga puede también cambiar (Columna 2 de las tablas 5.29 y 5.31).

Para todos los casos presentados en el SEP New England las magnitudes de voltaje de los nodos de carga están por debajo del valor mínimo límite (se supone un valor mínimo permisible de 0.95 [p.u.]), pero más cercanos que los obtenidos en los SEP's Anderson y Stagg, obteniéndose un valor de 0.85 [p.u.].

5.6.5 Discusión de los resultados del modelo estático de la carga

Los resultados presentados en esta sección, relacionados con el efecto del modelado de la carga del MFPC (con parametrización local), muestran muchos aspectos interesantes del análisis de estabilidad que es importante hacer notar:

- En lo que respecta al MFPC, se puede observar que al variar la representación de las carga puede ocurrir un cambio en el nodo crítico del sistema (el nodo con la mayor variación de voltaje ante el aumento de carga ó el nodo con el elemento mayor en el vector tangente, ver tabla 5.32). También se pudo observar que el Método de Continuación con parametrización local puede elegir cualquiera de las de las variables del sistema como parámetros de continuación (ya sean ángulos o magnitudes de voltaje nodal), que no necesariamente corresponden al a primera o segunda entrada más grande del vector tangente, ante diferentes representaciones de la carga (ver tablas 5.21, 5.23).

- Como era de esperarse, los resultados del estudio de cargabilidad tuvieron grandes variaciones cuando se realizaron las simulaciones con cinco modelos estáticos de carga diferentes. Estas variaciones en el valor máximo de cargabilidad fueron importantes, desde una diferencia mínima de **9.45 %** en el caso del SEP New England, hasta una diferencia máxima de **181.82 %** en el caso del SEP Stagg. En ambos casos todo el incremento de la carga lo alimenta el nodo *compensador*.
- Para todos los casos presentados las magnitudes de voltaje de los nodos de carga están por debajo del valor mínimo límite (suponiendo un valor mínimo permisible de 0.95 [p.u.]). Sin embargo, al cambiar la representación de la carga del sistema se pueden obtener valores mayores de voltaje en la condición de operación límite del sistema (para el SEP New England, con una representación de impedancia constante, se tiene el valor máximo del voltaje de 0.85 [p.u.]).
- Es muy importante observar que no se pueden identificar por adelantado las características de carga que producirán el valor menor ó el mayor de cargabilidad. Este aspecto se menciona porque es una práctica común en los estudios de estabilidad considerar que el modelo de carga de potencia constante es siempre el que provee los resultados más conservadores (el menor valor de cargabilidad), mientras que la característica de impedancia constante es la carga que permite el valor de cargabilidad mayor.

Debido a las grandes dificultades en el modelado de la carga por sus características de variación en el tiempo tanto de su magnitud como de su dependencia al voltaje y la frecuencia, se puede decidir utilizar la representación de la carga que provee los resultados más conservadores para que, de esta manera, los resultados den márgenes de operación que incluyan un factor de seguridad implícito (conocido vulgarmente como *factor de miedo*). Los resultados de esta sección muestran que no siempre es posible determinar el modelo de la carga que proporcione el menor resultado, ya que se encuentran casos en los que la menor cargabilidad no se obtiene con el modelo de potencia constante, sino con el de impedancia constante (ver tabla 5.32).

En lo que respecta al modelo con el que se obtiene el valor máximo de cargabilidad, se observa también en los resultados que, en algunas ocasiones es el modelo de impedancia constante, mientras que en otras se trata del modelo de corriente constante.

Debido a estos comentarios, se puede tener como una recomendación general que la mejor manera de modelar la carga del SEP es tratar de utilizar siempre la característica de carga que reproduzca el comportamiento real de la carga del sistema de la mejor manera posible. De esta manera se podrán determinar valores límite de cargabilidad del SEP para los contextos de planeación y operación que conducirán a una toma más acertada de decisiones.

5.7 EFECTO DE MODELAR LÍMITES FIJOS DE GENERACIÓN

5.7.1 Introducción

La máquina síncrona es uno de los elementos más importantes del SEP en estado estacionario y dinámico, que se puede representar por medio de varios modelos con diferente grado de detalle. Un aspecto importante que se debe tener en consideración en el modelado de la máquina síncrona es la representación adecuada de sus límites de generación. El modelo que considera fijos los valores máximos y mínimos de potencia activa y reactiva de generación es el más sencillo que puede representar estos límites y al emplearlo mejora los resultados de las simulaciones para el análisis de estabilidad de voltaje con respecto a los modelos sin límites. En esta sección de la tesis se modelan ambos límites de potencia de generación, y además se considera su efecto por separado, para observar de manera más clara la influencia de cada uno de ellos en los resultados del MFPC (con parametrización local). En todas las simulaciones, se presentan los resultados del SEP sin contingencia y ante la contingencia crítica.

5.7.2 Límites fijos de potencia activa de generación

La forma de operar del algoritmo implementado en el programa "loadability.f", el cual considera los valores máximos de potencia activa de generación, es totalmente válida para el Método de Flujos de Potencia y para el MFPC:

1. Lectura del valor del límite máximo de potencia activa, $PG_{lim\ max}$ para cada uno de los nodos de generación (para el nodo *compensador* se omite la evaluación de los límites de potencia activa de generación).
2. Cuando se encuentra un nuevo punto de operación, se compara el valor de PG_j para cada nodo "j" de generación contra su valor límite máximo: si la potencia activa de generación de algún nodo tipo 2¹⁷ se encuentra fuera del rango predefinido, es decir, $PG_j \geq PG_{lim\ max\ j}$, entonces se iguala el valor de PG_j a $PG_{lim\ max\ j}$, es decir, $PG_j = PG_{lim\ max\ j}$; el hecho de igualar ambos valores es válido siempre y cuando el incremento de potencia activa entre puntos de equilibrio se obtenga para valores iniciales del factor de cargabilidad menores o iguales a 0.1 [p.u.], (es decir, $\lambda_0 \leq 0.1$). En caso de que alguna máquina haya alcanzado su valor límite de potencia activa de generación, esta se omite del grupo de

¹⁷ El número de tipo de nodo 1 (nodo de carga), 2 (nodo de generación) y 3 (nodo compensador) están de acuerdo al formato propuesto para la solución de Flujos de Potencia [IEEE, 1973]. Los números de tipo de nodo 5 (nodo de generación son voltaje controlado), 7 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el estator) y 8 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el rotor) se definieron en este trabajo convencionalmente.

máquinas que participan en la redistribución del incremento de potencia activa, en el siguiente punto de equilibrio a calcular.

3. Cuando se encuentre el punto de operación para el cual todas las máquinas síncronas (que estén en el área de generación) hayan alcanzado el valor máximo límite de potencia activa de generación, y el nodo *compensador* esté considerado dentro del área de carga, se considera que el SEP está en el límite de suministro de potencia activa, por lo que se detiene el proceso de incremento de potencia de carga y entonces en este punto de equilibrio se asigna el valor correspondiente de λ como el máximo factor de cargabilidad posible. A partir de ello se inicia el proceso de disminución de la potencia de carga del SEP, es decir, se calculan los puntos por debajo del punto máximo de cargabilidad.
4. Cuando todas las máquinas de generación hayan alcanzado su valor máximo de potencia activa de generación pero el nodo *compensador* se encuentre en el área de generación se continúa con el proceso de aumento de carga, entonces el aumento de carga se asigna al nodo de compensador hasta encontrar el punto de bifurcación, o bien, hasta donde sea posible encontrar una solución.

5.7.2.1 Cargabilidad en todos los nodos de carga del SEP

Al considerar los límites máximos de potencia activa de generación en el SEP Anderson y aplicar aumentos sucesivos de carga en los nodos 5, 6 y 8 se obtiene el perfil de voltaje de la figura 5.33; después de que los nodos 2 y 3 se fijan en el valor máximo del límite de potencia activa de generación, el generador del nodo 1 toma todo el incremento de potencia de carga en el SEP, por lo que es posible encontrar el punto de bifurcación, el cual se presenta para un valor de $\lambda_{max} = 1.42$ [p.u.]. Si se aplica la salida de la línea 4 - 5 (contingencia crítica según resultados de la tabla 5.33), este valor se reduce hasta $\lambda_{max} = 0.2366$ [p.u.], lo cual nos indica que para este

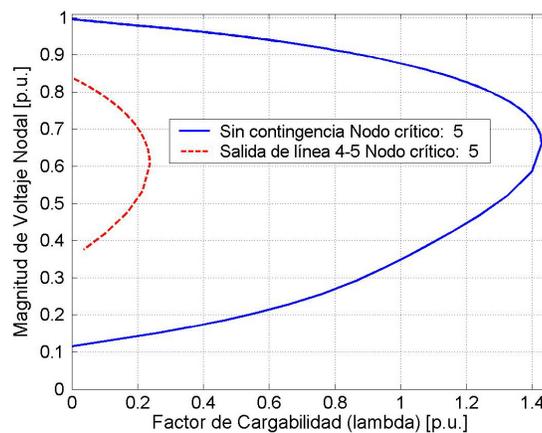


Figura 5.33. Se incrementa la potencia de carga en todo el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

escenario de cargabilidad y bajo las condiciones de modelado de las máquinas síncronas, se tiene un valor seguro de operación ante incrementos de carga hasta $\lambda_{max} = 0.2366$ [p.u.]. La tabla 5.33 muestra los parámetros y los valores máximos de cargabilidad obtenidos para el SEP Anderson sin falla y ante cada una de las contingencias del criterio “N-1”.

Tabla 5.33. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	1.420	1.427553	0.660784
4 - 5	5	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	0.230	0.236685	0.605502
6 - 9	6	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	1.180	1.186252	0.603401
5 - 7	5	0.0001	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.01	0.940	0.948895	0.604484
7 - 8	8	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	0.990	0.996405	0.644749
8 - 9	5	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	1.110	1.110188	0.667848
4 - 6	6	0.0001	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.01	0.670	0.67270	0.614778

En la tabla 5.33, la simulación con el SEP intacto y la contingencia crítica se indica con escritura en negritas. Cuando se modelan los límites máximos fijos de potencia activa de generación en el SEP New England y se aplican incrementos progresivos de carga en aquellos nodos en los que existe carga conectada se obtiene el diagrama de bifurcación de la figura 5.34. En la tabla 5.34 se muestran los resultados de todas las contingencias sencillas posibles sin provocar islas. En esta tabla 5.34 se puede observar que la contingencia más crítica es eliminar la línea 12 - 11, y se obtiene un valor de $\lambda_{max} = 0.48$ [p.u.], este es el valor máximo de cargabilidad seguro al cual debe operar el SEP New England.

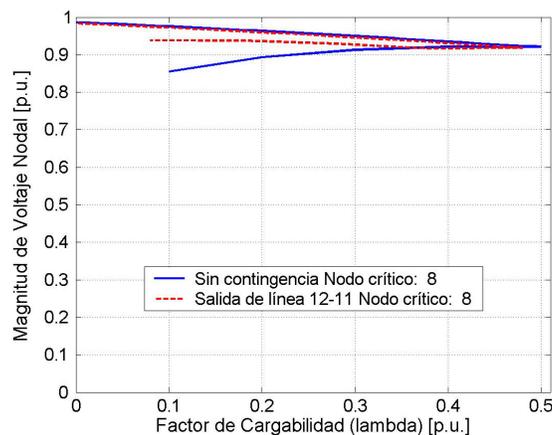


Figura 5.34. Se incrementa la potencia de carga en todo el Sistema Eléctrico de Potencia New England con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

En la figura 5.34 se puede observar que la forma de la curva PV , debido a efectos de escala, es muy cerrada, y que los valores de magnitud de voltaje del nodo crítico son, para los casos mostrados, valores muy altos de voltaje, mayores a 0.9 [p.u.].

Tabla 5.34. Resultados del SEP New England, aumentando la carga total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{\max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{\max} (p.u.)
Ninguna	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.921319
10 - 11	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.900746
10 - 13	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.902547
13 - 14	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.906299
14 - 15	11	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.916659
15 - 16	15	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.914619
16 - 17	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.914619
16 - 21	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.915984
16 - 24	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.917865
17 - 18	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.916302
17 - 27	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.919536
21 - 22	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.49	0.49	0.859000
22 - 23	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.920978
1 - 2	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.915354
1 - 39	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.916690
2 - 3	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.890394
2 - 25	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.919097
3 - 4	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.887938
3 - 18	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.920617
4 - 5	4	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.921358
4 - 14	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.909505
5 - 6	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.903315
5 - 8	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.895347
6 - 7	7	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.873058
6 - 11	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.901890
7 - 8	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.915291
9 - 8	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.871221
9 - 39	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.878489
23 - 24	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.915365
25 - 26	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.919930
26 - 27	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.912135
26 - 28	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.919211
26 - 29	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.918643
28 - 29	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.915656
12 - 11	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.918876
12 - 13	8	0.0001	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.931850

En la tabla 5.34 se indica con escritura en negritas los casos mostrados en la figura 5.34, correspondientes al caso sin contingencia y ante la contingencia crítica. Un resultado interesante de estas simulaciones es que en todos los casos, el valor máximo de cargabilidad del SEP se encuentra con el Método de Flujos de Potencia, es decir, el MFPC no encuentra otro punto de solución, debido a que las máquinas encuentran sus límites de potencia activa antes.

5.7.2.2 Transferencia de potencia entre áreas del SEP

Cuando se divide el SEP Anderson en dos áreas, de acuerdo a la tabla 5.10, los nodos de carga a los cuales se les aplica incrementos de potencia son el 5 y el 6, el nodo *compensador* está en el área de carga, por lo que el máximo factor de cargabilidad resulta ser $\lambda_{max} = 0.112$ [p.u.], debido a que en este punto de operación los generadores en los nodos 2 y 3 han llegado a su valor máximo de potencia activa, entonces, este último punto de equilibrio corresponde a una *bifurcación de límite inducido*. Observe que en la figura 5.35 con y sin contingencia se obtiene el mismo valor para λ_{max} aunque el nivel de la magnitud de voltaje es menor cuando ocurre la contingencia crítica (ver tabla 5.35).

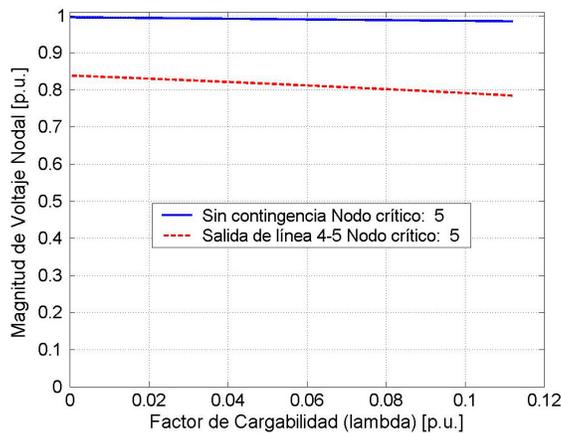


Figura 5.35. Se incrementa la potencia de carga en el área de carga del SEP Anderson con límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.

De manera similar a los casos de cargabilidad de todo el SEP, los valores obtenidos por el Método de Flujos de Potencia determinan el límite del SEP.

Cuando el SEP New England se divide en las dos áreas especificadas de acuerdo a la tabla 5.12, y se consideran los límites máximos fijos de potencia activa de los nodos de generación, se obtiene que la contingencia sencilla más severa es la salida de la línea 17 - 27 y cuyo valor máximo de cargabilidad resulta ser $\lambda_{max} = 1.91$ [p.u.], dichos resultados se muestran en la figura 5.36 y la tabla 5.36.

Tabla 5.35. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles del área de generación

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.984963
4 - 5	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.784587
6 - 9	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.946116
5 - 7	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.914480
7 - 8	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.966036
8 - 9	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.975016
4 - 6	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.001	0.112	0.112	0.920758

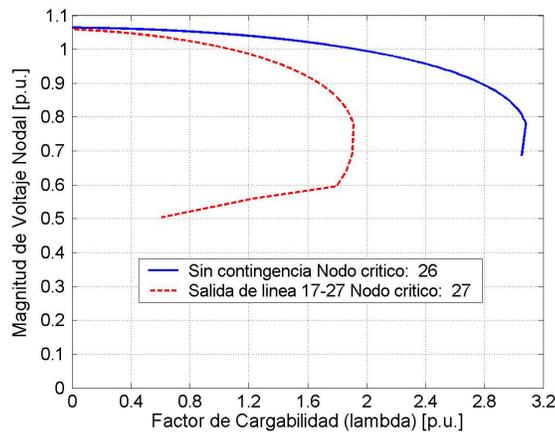


Figura 5.36. Se incrementa la potencia de carga en el área de carga del SEP New England en la simulación se incluye en efecto del límite fijo de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.

Los resultados mostrados en esta sección, en la que se modelan solamente los límites fijos de potencia activa de los generadores muestran que no representarlos puede conducir a resultados muy optimistas, tanto en los estudios de la cargabilidad total del SEP como en los estudios de transferencia de potencia entre áreas. Por ejemplo, en el caso del SEP Anderson, sin contingencia, se tiene que al considerar los límites de potencia activa el valor máximo de cargabilidad es $\lambda_{max} = 1.42$ [p.u.] (ver tabla 5.33), mientras que el mismo estudio con el MFPC indica que al omitir estos límites el valor máximo de cargabilidad es $\lambda_{max} = 1.796$ [p.u.] (ver tabla 5.18), es decir, se tiene entonces una diferencia de $\Delta\lambda_{max} = [(1.796-1.42)/1.42] = 26.47\%$.

Aún en las condiciones antes mencionadas se encontró el límite máximo del SEP con un voltaje nodal para el nodo crítico muy alto, de 0.98 [p.u.] (ver tabla 5.35), mientras que sin considerar los límites, el voltaje en el nodo crítico es de 0.5849 [p.u.] (ver tabla 5.24).

Las diferencias que se pueden observar entre los resultados del SEP Anderson y New England se deben a que en el primero los generadores se encuentran desde el caso base muy cerca de sus valores de límite máximo de potencia activa, por lo que el valor máximo de cargabilidad posible es menor que en el segundo SEP, en este último todavía las máquinas tienen una reserva de potencia activa mayor.

Tabla 5.36. Resultados del SEP New England para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles del área de generación

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.080	0.779775
10 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.07	3.07	0.780517
10 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.06	3.0601	0.756447
13 - 14	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.05	3.05	0.773881
14 - 15	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.07	3.070231	0.755742
15 - 16	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.774472
16 - 17	27	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.55	2.552013	0.730577
16 - 21	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.99	2.991081	0.740883
16 - 24	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.04	3.040344	0.752916
17 - 18	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.02	3.02	0.774562
17 - 27	27	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	1.91	1.911006	0.771512
21 - 22	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.88	2.8832	0.733188
22 - 23	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.775625
1 - 2	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.04	3.04	0.775289
1 - 39	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.05	3.05	0.781149
2 - 3	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.04	3.04	0.777289
2 - 25	27	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.80	2.80	0.784693
3 - 4	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.06	3.06	0.778171
3 - 18	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.0	3.0	0.774304
4 - 5	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.04	3.04	0.779755
4 - 14	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.07	3.07	0.771859
5 - 6	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.06	3.06	0.776706
5 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.776501
6 - 7	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.768286
6 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.07	3.07	0.775655
7 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.776835
9 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.06	3.06	0.778014
9 - 39	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.07	3.070096	0.757112
23 - 24	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.02	3.020564	0.746599
25 - 26	27	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.04	2.04	0.783890
26 - 27	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.33	2.33	0.791302
26 - 28	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.41	2.41	0.813413
26 - 29	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.51	2.510175	0.784854
28 - 29	28	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	2.04	2.04	0.696809
12 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.09	3.09	0.774897
12 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.1	0.1	0.01	3.08	3.08	0.774109

Otra razón de la gran diferencia entre los valores de cargabilidad entre áreas del sistema es que el nodo *compensador*, en el sistema Anderson, queda localizado en el área de carga, por lo que después de que las dos máquinas disponibles alcanzan su valor máximo de potencia activa se declara que esa condición de operación es el límite de cargabilidad del SEP.

5.7.3 Límites fijos de potencia reactiva de generación

La forma de operar del algoritmo implementado en el programa “loadability.f”, para considerar los valores máximos de potencia reactiva de generación, es totalmente válida para el Método convencional de Flujos de Potencia y para el MFPC:

1. Lectura del valor máximo de potencia reactiva QG_{max} para cada uno de los nodos de generación.
2. Cuando se encuentra un nuevo punto de operación, se compara para el *j-ésimo* el valor de QG_j obtenido para cada nodo de generación contra su valor límite máximo; si la potencia reactiva de generación de algún nodo tipo 2 (ó tipo PV) se encuentra fuera del rango predefinido, es decir, $QG_j \geq QG_{max_j}$, se realiza la transición de tipo 2 a 5 (nodo tipo PQ especial) del *j-ésimo* nodo involucrado, pues a este le es imposible mantener fijo el valor de la magnitud del voltaje. En este estudio se mantiene fijo el valor de la potencia activa de generación para el punto de operación a determinar.
3. El hecho de cambiar el tipo de nodo implica que se incluya una variable más por cada uno de los nodos que estén fuera de límites de potencia reactiva, entonces, es necesario aumentar el orden de la matriz Jacobiana.

La modificación de la matriz Jacobiana debido a los nodos de generación que están fuera de límites de generación reactiva se representa con (5.13),

$$\begin{bmatrix}
 \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial P_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\
 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & 0 & \dots & 0 \\
 \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n}
 \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \quad (5.13)$$

donde, i representa los nodos excepto el nodo *compensador*, aunque por simplicidad se asigna la posición “uno” en esta representación.

k representa todos los nodos de carga.

j indica el nodo que se encuentra operando en el valor límite de potencia reactiva de generación.

n es la cantidad total de nodos del SEP.

NCJ indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo 2 están dentro del rango permisible de potencia reactiva.

f es la cantidad de nodos de generación en los cuales la magnitud de voltaje es variable.

4. Con estas modificaciones se busca encontrar el punto de equilibrio, el valor de QG_i se fija al valor máximo de aquí en adelante, es decir, hasta encontrar el valor máximo de cargabilidad (λ_{max}).

Cuando es posible encontrar el punto de equilibrio se incrementa el factor de cargabilidad y con esto se procede a calcular un nuevo punto de operación.

5.7.3.1 Cargabilidad en todos los nodos de carga del SEP

Al considerar los límites fijos máximos de potencia reactiva de generación en el SEP Anderson y aplicar aumentos sucesivos de carga en los nodos 5, 6 y 8 se obtiene el perfil de voltaje de la figura 5.37, en la que se observa que se obtiene un valor máximo de cargabilidad $\lambda_{max} = 0.97$ [p.u.] Si se aplica la salida de la línea 4 - 5 (contingencia crítica) desde que λ es igual a cero, este valor se reduce hasta el valor $\lambda_{max} = 0.11$ [p.u.], lo cual nos indica que para este escenario de cargabilidad, y bajo las condiciones de modelado de las máquinas síncronas, un valor seguro de operación ante incrementos de carga es hasta $\lambda_{max} = 0.11$ [p.u.] En la tabla 5.37 se presentan las comparaciones de las contingencias sencillas.

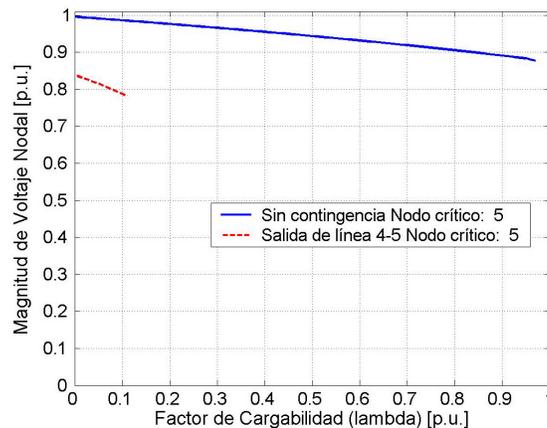


Figura 5.37. Resultados del SEP Anderson para la cargabilidad total del sistema, con límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

Tabla 5.37. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.001	1.0	0.1	0.1	0.01	0.97	0.97	0.877484
4 - 5	5	0.0001	0.001	1.0	0.1	0.1	0.01	0.11	0.11	0.781428
5 - 7	5	0.0001	0.001	1.0	0.1	0.1	0.01	0.68	0.68	0.751354
7 - 8	8	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.01	0.42	0.423	0.775873
4 - 6	6	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.01	0.40	0.409190	0.754341
6 - 9	6	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.01	0.72	0.72	0.828572
8 - 9	8	0.0001	0.001	0.05	0.1	0.1	0.01	0.58	0.58	0.815246

Cuando se usan los límites fijos máximos de potencia reactiva de generación en el SEP New England y se aplican incrementos progresivos de carga en aquellos nodos en los que existe carga conectada, se obtiene el diagrama de bifurcación de la figura 5.38. En la tabla 5.38 se muestran los resultados del MFPC para todas las contingencias sencillas posibles sin separar el SEP en islas. Para el caso sin contingencia, con el sistema intacto, se obtiene un valor máximo de cargabilidad $\lambda_{max} = 0.52$ [p.u.], mientras que para la contingencia crítica, que es cuando se omite la línea 21 - 22, el valor máximo de cargabilidad disminuye hasta $\lambda_{max} = 0.29$ [p.u.]; este último es el máximo valor de cargabilidad seguro al cual debe operar el SEP New England.

La diferencia entre el valor máximo de cargabilidad con el SEP intacto sin considerar límites $\lambda_{max} = 1.26$ [p.u.] y considerando límites fijos de generación de potencia reactiva $\lambda_{max} = 0.52$ [p.u.] es $\Delta\lambda_{max} = [(1.26-0.52)/0.52] = 142.30\%$, (ver tabla 5.32).

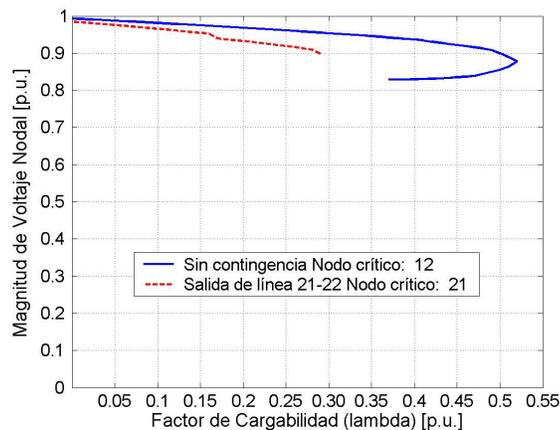


Figura 5.38. Resultados del SEP New England para la cargabilidad total del sistema, con límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores.

Tabla 5.38. Resultados del SEP New England, aumentando la carga total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.52	0.52	0.878748
10 - 11	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.851632
10 - 13	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.847412
13 - 14	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.46	0.46	0.847635
14 - 15	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.51	---	0.847031
15 - 16	15	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.36	---	0.762607
16 - 17	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.49	0.49	0.885248
16 - 21	21	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.46	0.48	0.862970
16 - 24	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.886434
17 - 18	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.52	0.52	0.862891
17 - 27	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.880759
21 - 22	21	0.0001	0.01	0.0005	0.0001	0.0001	0.01	0.29	0.29	0.898963
22 - 23	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.51	0.51	0.883292
1 - 2	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.873491
1 - 39	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.874978
2 - 3	4	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.39	0.39	0.866575
2 - 25	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.886897
3 - 4	4	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.42	0.42	0.855539
3 - 18	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.51	0.51	0.885104
4 - 5	4	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.871832
4 - 14	4	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.858218
5 - 6	8	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.864510
5 - 8	8	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.857518
6 - 7	7	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.48	0.834191
6 - 11	7	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.47	0.47	0.866967
7 - 8	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.51	0.51	0.878779
9 - 8	8	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.36	0.36	0.885855
9 - 39	8	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.38	0.38	0.868104
23 - 24	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.47	0.47	0.887512
25 - 26	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.876888
26 - 27	27	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.42	0.42	0.883534
26 - 28	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.50	0.50	0.879480
26 - 29	12	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.48	0.49	0.883538
28 - 29	28	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.42	---	0.894463
12 - 11	7	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.53	0.53	0.871931
12 - 13	4	0.0001	0.01	0.001	0.1	0.1	0.01	0.54	0.54	0.893132

5.7.3.2 Transferencia de potencia entre áreas del SEP

Cuando se divide el SEP Anderson los nodos de carga a los cuales se les aplica incrementos de potencia son el 5 y el 6 (el nodo 8 está en el área de generación), el nodo *compensador* está en el área de carga, se obtiene un factor máximo de

cargabilidad de $\lambda_{max} = 1.06$ [p.u.] sin contingencia, pero al aplicar la salida de la línea 4 - 5 (contingencia más severa) el factor máximo de cargabilidad se reduce a $\lambda_{max} = 0.13$ [p.u.], por lo que para las condiciones de simulación propuestas se debe manejar este último valor como el máximo factor de cargabilidad, lo anterior se justifica de la siguiente manera: suponga que ocurre una contingencia y sale la línea 4-5, en estas condiciones, si se está operando con un factor de cargabilidad mayor $\lambda = 0.13$ [p.u.] el SEP simplemente tendrá una inestabilidad de voltaje debido a la pérdida del equilibrio de largo plazo entre la carga y la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión; ahora que si se opera antes de la falla con $\lambda = 0.13$ [p.u.] ó menor, el SEP permanecerá estable con respecto al voltaje. Estos resultados se presentan en la figura 5.39 y la tabla 5.39.

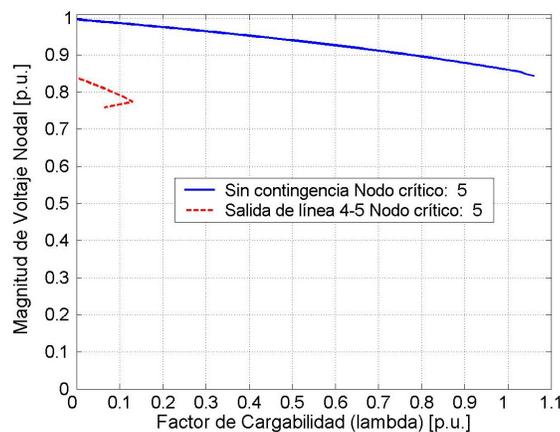


Figura 5.39. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.

Tabla 5.39. Resultados del SEP Anderson, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{nodo\ crítico}$ en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	1.0	0.05	0.01	0.01	0.01	1.06	1.06	0.843605
4 - 5	5	0.0001	1.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.13	0.13	0.774438
5 - 7	5	0.0001	1.0	0.05	0.01	0.01	0.01	0.54	0.54	0.750680
7 - 8	5	0.0001	1.0	0.01	0.01	0.01	0.01	0.76	0.76	0.859713
4 - 6	6	0.0001	1.0	0.05	0.01	0.01	0.01	0.47	0.489965	0.803748
6 - 9	5	0.0001	1.0	0.01	0.01	0.01	0.001	0.592	0.592	0.774510
8 - 9	5	0.0001	1.0	0.05	0.01	0.01	0.01	0.86	0.860	0.852145

Los resultados del límite de transferencia entre áreas, cuando el SEP New England se divide en las dos áreas especificadas (ver tabla 5.12), y se

incluye el efecto de los límites fijos de potencia reactiva en los nodos de generación, se presentan en la tabla 5.40 y la figura 5.40. Se puede observar en la tabla 5.40 que la contingencia sencilla más severa es la salida de la línea 17 - 27 y cuyo valor máximo de cargabilidad resulta ser $\lambda_{max} = 1.425$ [p.u.]

Tabla 5.40. Resultados del SEP New England, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{nodo}$ crítico en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.225	2.225	0.893474
10 - 11	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.205	2.205	0.907838
10 - 13	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.17	2.170005	0.904868
13 - 14	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.16	2.16	0.906825
14 - 15	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.19	2.19	0.914140
15 - 16	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.24	2.240521	0.880058
16 - 17	27	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	1.76	1.76	0.928132
16 - 21	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.0850	2.0850	0.924161
16 - 24	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.19	2.190238	0.866773
17 - 18	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.2050	2.2050	0.892216
17 - 27	27	0.0001	0.1	0.001	0.001	0.001	0.005	1.425	1.425	0.931743
21 - 22	21	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	1.7950	1.7950	0.906176
22 - 23	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.21	2.210401	0.902431
1 - 2	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.13	2.13	0.928455
1 - 39	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.1950	---	0.912942
2 - 3	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.2250	2.2250	0.867716
2 - 25	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.145	2.145	0.916702
3 - 4	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.24	2.24	0.896127
3 - 18	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.18	2.18	0.895590
4 - 5	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.155	2.155	0.916247
4 - 14	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.20	2.200196	0.895066
5 - 6	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.185	2.185	0.887626
5 - 8	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.22	2.22	0.905175
6 - 7	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.21	2.21	0.907832
6 - 11	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.20	2.20	0.908311
7 - 8	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.22	2.22	0.904345
9 - 8	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.17	2.17	0.902030
9 - 39	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.18	2.18	0.898859
23 - 24	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.12	2.12	0.898073
25 - 26	27	0.0001	0.1	0.001	0.0001	0.001	0.005	1.58	1.58	0.888950
26 - 27	26	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	1.815	1.815	0.951510
26 - 28	28	0.0001	0.1	0.0001	0.0001	0.001	0.005	1.69	1.69	0.882131
26 - 29	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	1.94	1.94	0.872594
28 - 29	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	1.945	1.945	0.717196
12 - 11	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.24	2.24	0.895332
12 - 13	28	0.0001	0.1	0.01	0.0001	0.001	0.005	2.215	2.215422	0.900716

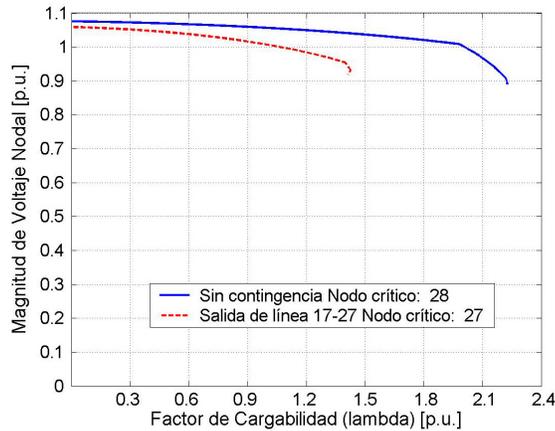


Figura 5.40. Resultados del SEP New England para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.

5.7.4 Discusión de resultados con límites fijos de generación

Los límites fijos de generación de potencia activa y reactiva considerados en esta sección son los que se emplean comúnmente en los programas de Flujos de Potencia convencionales.

En lo que respecta a los límites máximos de potencia activa de generación, se ha mostrado que, al realizar el estudio de cargabilidad del SEP es importante conocer la estructura y aplicar el estrés de acuerdo al límite del SEP que se busca, es decir, al dividir el SEP Anderson en dos áreas de generación y carga, el nodo compensador quedó en el área de carga, por lo que no se pudo incluir dentro del grupo de generadores disponibles en el SEP. Esto ocasionó que, al llegar las dos máquinas restantes a su límite máximo de potencia activa, se declare esta condición de operación como condición límite de cargabilidad.

En el caso de los límites de potencia reactiva, se observa que modelar estos límites, aunque se hace de una manera muy sencilla, considerándolos como constantes, crea una gran diferencia en los resultados del estudio de cargabilidad.

Sin embargo, aunque se modelan estos límites de generación, los resultados de los estudios con estos modelos pueden ser diferentes de los reales, ya que los límites de generación (máximos y mínimos) de las máquinas síncronas varían con el voltaje en las terminales de la máquina y en condiciones estresadas, están acoplados. Esto significa que, en condiciones muy estresadas del SEP, mantener la máquina síncrona dentro de sus límites de generación de potencia reactiva puede requerir la disminución de su límite de potencia activa. Es por esta razón que en la siguiente sección se muestra un modelo más real de la máquina síncrona, adecuado para estudios de estabilidad de voltaje, en el que se incluye el efecto de los límites dependientes del voltaje en terminales.

5.8 EFECTO DE MODELAR LÍMITES DE GENERACIÓN DEPENDIENTES DEL VOLTAJE EN LAS TERMINALES

5.8.1 Introducción

En la sección anterior se utilizó un modelo del generador que representaba los límites de generación de las potencias activa y reactiva utilizando valores constantes. Esto es una simplificación, ya que los límites de generación de las máquinas reales dependen del *voltaje en terminales del generador*. Una representación más detallada de los límites de generación requiere la determinación de la carta de operación del generador, ver figura 5.41. La carta de operación de un generador síncrono describe la zona de operación permitida para condiciones de operación en estado permanente en términos de la potencia compleja ($S = P + jQ$) del generador, obtenida a partir de su diagrama fasorial, para un valor dado del voltaje en las terminales de la máquina.

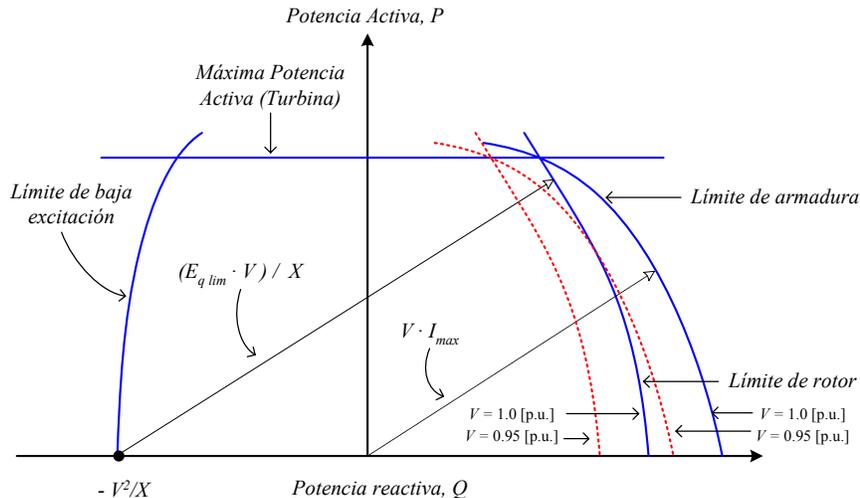


Figura 5.41. Carta de operación del generador (Adaptado de [Van Cutsem and Vournas, 1998]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ($V=1.0$ [p.u.]), en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ($V=0.95$ [p.u.]).

Para condiciones de operación en las que la generación de potencia reactiva de la máquina se encuentre dentro de los límites indicados por la carta de operación, un generador puede ser representado como un nodo tipo PV (nodo de voltaje controlado) con un voltaje constante. Si la demanda de potencia reactiva es mayor a la capacidad de potencia reactiva, después de un periodo de tiempo de retardo corto, la protección contra sobreexcitación ajusta la corriente de campo a su límite máximo, y el generador continúa trabajando bajo la condición de corriente de campo constante, por lo que el nodo j -ésimo donde está conectado el generador no podrá ser tratado como nodo PV, ya que ha perdido la capacidad de regulación del generador.

Cuando el generador pierde su capacidad de regulación de voltaje en las terminales, este varía, y la carta de operación (si no se considera el efecto de la saturación) se reduce si el voltaje en terminales disminuye, o se amplía, si el voltaje aumenta. En la figura 5.41 se indica de manera esquemática el efecto del voltaje en terminales de la máquina para la carta de operación.

Es importante notar que en estas condiciones no existe aún relación entre los límites de potencia activa y reactiva. El límite de potencia activa hasta ahora lo pone la capacidad de su turbina, mientras que el de reactiva está dado por los límites de calentamiento de los devanados del rotor y estator y el límite de estabilidad.

En los estudios de cargabilidad se busca encontrar la condición límite del SEP, y por lo tanto se sigue aumentando la carga aunque los generadores síncronos hayan perdido su capacidad de regulación del voltaje. Usualmente el aumento de carga tiene en los generadores el efecto de una disminución aún mayor de su voltaje en las terminales y, en consecuencia, del área de la carta de operación. Esta disminución puede llegar al punto en el que la curva de la carta de operación intersece la línea de potencia activa producida. En estas condiciones, la producción de potencia reactiva se hace cero (el punto en cuestión se encuentra sobre el eje de potencia activa) y el límite máximo de potencia activa se iguala con la producción actual de la máquina.

En condiciones estresadas que limiten la producción de la potencia reactiva se limita a su vez los valores máximos posibles de potencia activa, y el desacoplamiento entre P-f y Q-V, que tradicionalmente es válido cerca de las condiciones nominales de operación, desaparece. Continuando con el caso discutido anteriormente, si sigue disminuyendo aún más el voltaje, el generador continúa con una producción cero de potencia reactiva y la producción de la potencia activa se debe ajustar a su límite máximo, que disminuye también y coincide con el punto en el que la carta de operación cruza el eje de potencia activa.

5.8.1.1 Modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales

El modelo que considera los límites de potencia reactiva dependientes del voltaje está basado en la característica de ángulo-potencia la cual, para un generador de polos salientes, si la resistencia de armadura es despreciada, se puede escribir como [P. A. Löf et al., 1995, García-Domínguez y Ruiz-Vega, 2006]:

$$P_G = \frac{V_t E_q}{X_d} \text{sen} \delta + \frac{V_t^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta$$

$$Q_G = \frac{V_t E_q}{X_d} \cos \delta - V_t^2 \left(\frac{\cos^2 \delta}{X_q} - \frac{\text{sen}^2 \delta}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta$$
(5.14)

donde,

- P_G = Potencia activa de generación.
- Q_G = Potencia reactiva de generación.
- δ = ángulo entre la el vector de voltaje en terminales y el eje de cuadratura.
- E_q = magnitud del voltaje en cuadratura proporcional a la corriente de campo.
- V_t = magnitud del voltaje en terminales.
- X_d = reactancia en el eje de directo.
- X_q = reactancia en el eje de cuadratura.

Las ecuaciones correspondientes a un generador síncrono de polos lisos, se obtienen igualando $X_d = X_q = X_s$.

Límites de la corriente del estator

El límite máximo y mínimo para la generación de potencia reactiva, los cuales dependen de la corriente de máxima de armadura $I_{a\max}$ son [P. A. Löf et al., 1995]:

$$Q_{Gestator\ max/min} = \pm \sqrt{V_t^2 I_{a\max}^2 - P_G^2} \quad (5.15)$$

Esta ecuación es valida tanto para la máquina de **polos salientes** como para la máquina de **polos lisos**.

Límites de la corriente del rotor

Para el caso de la máquina de **rotor cilíndrico o de polos lisos**, el límite máximo y mínimo para la corriente del rotor, la cual depende del voltaje interno $E_{q\max}$, está dada por:

$$Q_{G_{rotor\ max/min}} = -\frac{V_t^2}{X_d} \pm \sqrt{\frac{V_t^2 E_{q\max}^2}{X_d^2} - P_G^2} \quad (5.16)$$

Donde la parte positiva de la raíz es de interés para el límite máximo de generación de potencia reactiva del rotor ($Q_{G_{rotor\ max}}$) y $E_{q\max}$ indica el voltaje interno máximo correspondiente a la corriente máxima de campo (rotor). Se debe notar que si la saturación es despreciada, este voltaje será igual a la corriente de campo (I_{fd}).

Para el caso de la máquina de **polos salientes**, la ecuación anterior, aunque no proporciona un valor exacto para el límite de generación de potencia reactiva en función de la corriente máxima del rotor, es una muy buena aproximación de la misma, por lo que puede emplearse también como límite de generación de potencia reactiva en función de la corriente de campo máxima para una maquina de polos salientes [P. A. Löf et al., 1995, Bretas et al., 2003].

Para el caso de los **condensadores síncronos**, es conveniente considerar el límite de corriente de rotor mínima, ya que las corrientes pequeñas en el rotor pueden ocasionar problemas en el sistema de excitación. Si el voltaje interno se especifica como E_{qmin} y la generación de potencia activa es nula, el límite mínimo de generación de potencia reactiva será:

$$QG_{rotor\ min} = -\frac{V_t^2}{X_d} + \frac{V_t E_{qmin}}{X_d} \quad (5.17)$$

El limitador de baja excitación restringe el ángulo máximo entre el vector de voltaje del sistema externo y el eje de cuadratura (el voltaje interno de la máquina). Con esto se trata de reducir la diferencia angular, incrementando los niveles de excitación y con esto evitar que el generador pierda sincronismo [P. A. Löf et al., 1995], aunque este caso no se considera en este trabajo también se despreció el efecto de la saturación magnética.

5.8.1.2 Algoritmo para incluir el modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales

La forma de operar del algoritmo implementado en el programa "loadability.f", considerando el valor límite máximo de potencia reactiva de generación dependiente de voltaje y es totalmente válida tanto para el Método convencional de Flujos de Potencia y como para el MFPC.

1. Lectura de datos nominales y parámetros: S_{nom} (potencia aparente nominal), $F.P.$ (factor de potencia nominal), X_d , X_q (reactancias síncronas en eje directo y cuadratura, respectivamente), para cada nodo j -ésimo de generación.
2. Cálculo de las magnitudes máximas del voltaje proporcional a la corriente de campo $|E_{q\ max}|$ y la corriente de armadura $|I_{a\ max}|$. Este cálculo sólo se realiza una vez, para calcular estos valores se debe considerar si la máquina es de polos lisos, o bien, que sea de polos salientes; a continuación se muestra el cálculo para los dos tipos de máquinas:

Primero es necesario calcular el ángulo θ_j del factor de potencia, y los valores en [p.u.] de las potencias nominales activa y reactiva de generación $PG_{nom\ j}$ y $QG_{nom\ j}$, a partir de la potencia aparente nominal de la máquina, $S_{nom\ j}$:

$$\theta_j = \cos^{-1}(F.P._j) \quad (5.18)$$

$$S_{nom\ j}(p.u.) = \frac{S_{nom\ j}[MVA]}{S_{BASE}[MVA]} \quad (5.19)$$

$$PG_{nom j}(p.u.) = S_{nom j}(p.u.) \cos(\theta_j) \quad (5.20)$$

$$QG_{nom j}(p.u.) = S_{nom j}(p.u.) \sin(\theta_j). \quad (5.21)$$

Máquina de polos lisos (los valores que se obtienen deben estar en por unidad y a la base del sistema),

$$I_{a \max j} = \frac{PG_{nom j} - jQG_{nom j}}{V_j} \quad (5.22)$$

$$I_{a \max j} = |I_{a \max j}| \underline{\theta_j} \quad (5.23)$$

$$E_{q \max j} = V_j + j(X_d I_{a \max j}) \quad (5.24)$$

$$E_{q \max j} = |E_{q \max j}| \underline{\phi_j}. \quad (5.25)$$

Máquina de polos salientes (los valores que se obtienen deben estar en por unidad y a la base del sistema),

El cálculo de $|I_{a \max j}|$ se realiza de la misma forma que para la máquina de polos lisos, ver (5.18) a (5.23).

$$E_{q j} = V_j + j(X_{q j} I_{a \max j}) \quad (5.26)$$

$$E_{q j} = |E_{q j}| \underline{\delta_j} \quad (5.27)$$

$$|I_{d j}| = |I_{a \max j}| \sin(\theta_j + \delta_j) \quad (5.28)$$

$$|I_{q j}| = |I_{a \max j}| \cos(\theta_j + \delta_j) \quad (5.29)$$

$$I_{d j} = |I_{d j}| \left[\cos\left(-\left(\frac{\pi}{2} - \delta_j\right)\right) + j \sin\left(-\left(\frac{\pi}{2} - \delta_j\right)\right) \right] \quad (5.30)$$

$$I_{q j} = |I_{q j}| \left[\cos(\delta_j) + j \sin(\delta_j) \right] \quad (5.31)$$

$$E_{f j} = V_j + j(X_{d j} I_{d j} + X_{q j} I_{q j}) \quad (5.32)$$

$$|E_{q \max j}| = |E_{f j}|. \quad (5.33)$$

3. Mientras que el valor de QG_j esté dentro del rango del límite de potencia reactiva de generación, en el nodo i -ésimo los valores de QG_j se calculan con la expresión (5.34) (a partir de la ecuación de desbalance de potencia reactiva del nodo de la formulación de Flujos de Potencia),

$$QG_j = QEO_j + QT_j. \quad (5.34)$$

4. Una vez que se encuentra el primer punto de equilibrio, es necesario calcular el valor del límite máximo de potencia reactiva en cada uno de los nodos de generación ($QG_{max j}$); se debe tener en cuenta que este cálculo se realiza para el estator y para el rotor de la máquina generadora (debido a que se toma el valor mínimo entre estos dos, según la carta de operación de la máquina), por lo tanto, para el estator $QG_{s max}$ se calcula con (5.35), y para en rotor $QG_{r max}$ se calcula con (5.36), estos dos valores se comparan y el menor de estos se considera como el $QG_{max j}$ (5.37),

$$QG_{s max j} = \sqrt{|V_j|^2 |I_{a max j}|^2 - (PG_j)^2} \quad (5.35)$$

$$QG_{r max j} = -\frac{|V_j|^2}{X_{d j}} + \sqrt{\frac{|V_j|^2 |E_{q max j}|^2}{(X_{d j})^2} - (PG_j)^2} \quad (5.36)$$

$$QG_{max j} = \text{Minimo} |QG_{s max}, QG_{r max}|. \quad (5.37)$$

Conforme se incrementa la cargabilidad del SEP es posible que se indetermina el cálculo de la raíz cuadrada (ya sea para el estator (5.35) o para el rotor (5.36)). Esto ocurre cuando se llega al caso mencionado en la sección 5.8.1.1, en el cual la disminución del voltaje en las terminales de la máquina hace que finalmente el círculo de la carta de operación intersekte a la potencia activa en su eje. Los valores límite a partir de los cuales se debe cambiar el modelo son:

- Para el caso del límite máximo del estator,

$$|V_j|^2 |I_{a max j}|^2 < (PG_j)^2. \quad (5.38)$$

- Cuando la indeterminación sucede en el cálculo del límite máximo del rotor,

$$\frac{|V_j|^2 |E_{q max j}|^2}{(X_{d j})^2} < (PG_j)^2. \quad (5.39)$$

Si cualquiera de las condiciones arriba expresadas se cumple, la potencia reactiva de la máquina se hace cero, y la potencia activa de generación PG_j se limita por la disminución del voltaje en las terminales de la máquina. El valor de PG_j se calculará a partir de aquí, según las siguientes expresiones:

- Si la indeterminación corresponde en el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el estator (el nodo se considerará como de tipo = 7),

$$PG_j = |V_j| |I_{a \max j}|. \quad (5.40)$$

- Si se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva debido a la corriente del rotor (el nodo se considerará como de tipo = 8),

$$PG_j = \frac{|V_j| |E_{q \max j}|}{X_{d j}}. \quad (5.41)$$

El hecho de calcular la potencia activa del nodo generador con cualquiera de las expresiones (5.40) o (5.41), hace que la potencia activa de generación sea dependiente del valor de voltaje nodal. Esto se puede presentar en los dos casos siguientes:

Caso 1. El nodo j -ésimo es de tipo 2, es decir, antes de la indeterminación se considera como un nodo de generación con el voltaje controlado; entonces, dada la dependencia del voltaje es necesario incluir la magnitud de voltaje del nodo j -ésimo como variable del estudio, es decir, el orden de la matriz Jacobiana se aumenta en un renglón y una columna (el elemento nuevo de la matriz Jacobiana está formado por la derivada de la potencia activa de transmisión):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \quad (5.42)$$

donde, i representa todos los nodos excepto el nodo *compensador*, al que por simplicidad se asigna la posición “uno” en esta presentación.
 k representa todos los nodos de carga.
 j indica el nodo que opera con potencia reactiva de generación cero.
 n es la cantidad total de nodos del SEP.

NCJ indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo PV están dentro de sus límites.

f es la cantidad de nodos que han dejado de ser nodos tipo PV, es decir, aquellos nodos PQ especiales (tipo 7 o tipo 8¹⁸).

- Si la indeterminación corresponde al cálculo del límite máximo de potencia reactiva máxima del estator, además, el tipo de nodo cambia de tipo 2 a tipo 7,

$$\frac{\partial P_j}{\partial V_j} = \frac{\partial PG_j}{\partial V_{tj}} = |I_{a \max j}|. \quad (5.43)$$

- En caso de indeterminarse el cálculo del límite máximo de potencia reactiva según expresiones del rotor, además, el tipo de nodo cambia de tipo 2 a tipo 8,

$$\frac{\partial P_j}{\partial V_j} = \frac{\partial PG_j}{\partial V_{tj}} = \frac{|E_{q \max j}|}{X_{d j}}. \quad (5.44)$$

Caso 2. Si el nodo es de tipo 5 (nodo de generación que ha perdido la capacidad de controlar el voltaje) es necesario modificar el segundo cuadrante de la matriz Jacobiana agregando el elemento $\partial P_j / \partial V_j$ correspondiente al j -ésimo nodo. Si la indeterminación se dá con el límite máximo de corriente de estator (expresión (5.35)) entonces se agrega la expresión (5.43), pero si la indeterminación ocurre con el límite máximo de corriente de rotor (expresión (5.36)) entonces se agrega la expresión (5.44).

Además, en estos dos casos la potencia reactiva máxima de generación se fija a un valor de cero y dicho valor se mantendrá fijo durante el estudio ($QG_{\max j} = QG_j = 0.0$). Debido a las consideraciones anteriores este nodo será tratado de aquí en adelante como un nodo PQ especial (tipo 7 o tipo 8).

5. Una vez que se determina el valor del límite máximo de potencia reactiva para cada uno de los nodos de generación, es necesario evaluar la siguiente condición: $QG_j \leq QG_{\max j}$; si se viola dicha condición para uno o más nodos tipo PV se requiere cambiar su tipo de nodo, es decir, ocurre una transición de tipo 2 a tipo 5 (nodo PQ especial), estos dejan de ser nodos con voltaje controlado.

¹⁸ El número de tipo de nodo 1 (nodo de carga), 2 (nodo de generación) y 3 (nodo compensador) están de acuerdo al formato propuesto para la solución de Flujos de Potencia [IEEE, 1973]. Los números de tipo de nodo 5 (nodo de generación son voltaje controlado), 7 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el estator) y 8 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el rotor) se definieron en este trabajo convencionalmente.

El cambio de tipo de nodo implica que la magnitud de voltaje nodal en cuestión se considere ahora como una variable de estado, entonces, se aumenta el orden de la matriz Jacobiana y se resuelve el sistema de ecuaciones resultante para el mismo punto de operación.

La modificación de la matriz Jacobiana debido a los nodos que están fuera de límites de generación reactiva se representa con (5.45),

$$\begin{bmatrix}
 \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial P_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\
 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & 0 & \dots & 0 \\
 \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n}
 \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \tag{5.45}$$

donde, i representa todos los nodos excepto el nodo *compensador*, al que por simplicidad se asigna la posición "uno" en esta presentación.

k representa todos los nodos de carga.

j indica el nodo que opera en el valor límite de potencia reactiva de generación.

n es la cantidad total de nodos del SEP.

NCJ indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo PV están dentro de sus límites.

f es la cantidad de nodos que han dejado de ser nodos tipo PV, es decir, aquellos donde la magnitud de voltaje es variable, o también, la potencia reactiva del nodo generador se fija en el valor cero.

6. Cuando se calculan los elementos de la diagonal principal para la submatriz $\partial Q/\partial V$ de la matriz Jacobiana, correspondientes al nodo donde existe un generador cuya potencia reactiva se calcula con (5.35) ó (5.36) según sea el caso, se suma a la derivada de la potencia reactiva de transmisión la derivada $\frac{\partial QG_k}{\partial V_k}$ cuyo valor depende de dos casos principales:

- cuando el límite máximo de potencia reactiva corresponde al estator se emplea la expresión (5.46),

$$\frac{\partial QG_k}{\partial V_k} = \frac{|V_k| |I_{a \max k}|^2}{\sqrt{|V_k|^2 |I_{a \max k}|^2 - (PG_k)^2}} \quad (5.46)$$

- y cuando el límite máximo de potencia reactiva corresponde al rotor, dicha derivada parcial se calcula con la expresión (5.47),

$$\frac{\partial QG_k}{\partial V_k} = -2 \frac{|V_k|}{X_{dk}} + \frac{|V_k| |E_{q \max k}|^2}{X_{dk} \sqrt{|V_k|^2 |E_{q \max k}|^2 - (PG_k)^2 (X_{dk})^2}} \quad (5.47)$$

7. Para aquellos nodos de generación en los que se exceda, o bien, se opere en el valor del límite máximo de potencia reactiva, QG_j se calculará siempre con la expresión (5.35) o bien con (5.36), según el caso.
8. Una vez que se encuentra el nuevo punto de equilibrio con todas las consideraciones para el cálculo de potencia reactiva (y en caso de ser necesario activa) máxima dependiente de voltaje, se procede a aumentar el factor de cargabilidad (λ) para determinar el siguiente punto de equilibrio.

5.8.2 Modelado del generador síncrono con límites de potencia reactiva dependientes del voltaje

5.8.2.1 Cargabilidad en todos los nodos de carga del SEP

A continuación se da una muestra de los resultados obtenidos con el SEP Anderson cuando se simulan los generadores con límites de potencia reactiva

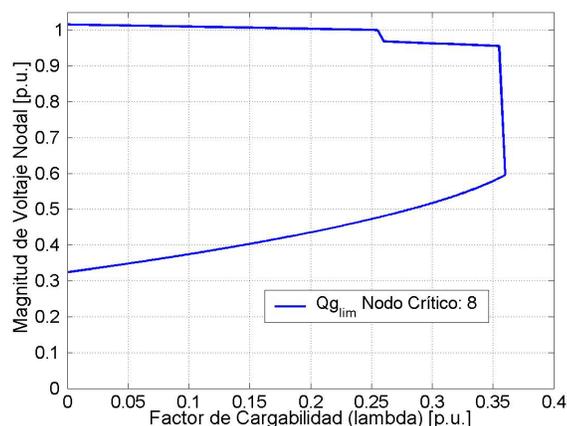


Figura 5.42. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con límites de potencia dependientes del voltaje en terminales. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

dependientes del voltaje. En la figura 5.42 y la tabla 5.41 se muestra que el valor máximo de cargabilidad que se logra es $\lambda_{max} = 0.36$ [p.u.] El nodo crítico es el nodo 8, a diferencia de casos anteriores en los que el nodo crítico fue el denotado con el número 5 (ver tabla 5.24).

Tabla 5.41. Resultados del SEP Anderson, sin contingencia, aumentando la carga total del sistema, considerando límites de potencia variantes con el voltaje en terminales. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)
8	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.005	0.36	0.36	0.595997

Es interesante observar en la figura 5.42 las dos condiciones de operación en las cuales el voltaje del nodo crítico decae, estas condiciones corresponden a puntos en los que un generador pierde la capacidad de regulación del voltaje.

Las figuras 5.43 y 5.44 muestran el comportamiento de la potencia activa y reactiva de generación del SEP Anderson, para los nodos 2 y 3 respectivamente, ante el aumento del factor de cargabilidad del SEP. En ambas figuras se presenta el límite fijo de potencia reactiva (línea recta de pendiente cero), también, se presentan los valores calculados del límite máximo de potencia reactiva dependiente del voltaje y de la potencia reactiva generada.

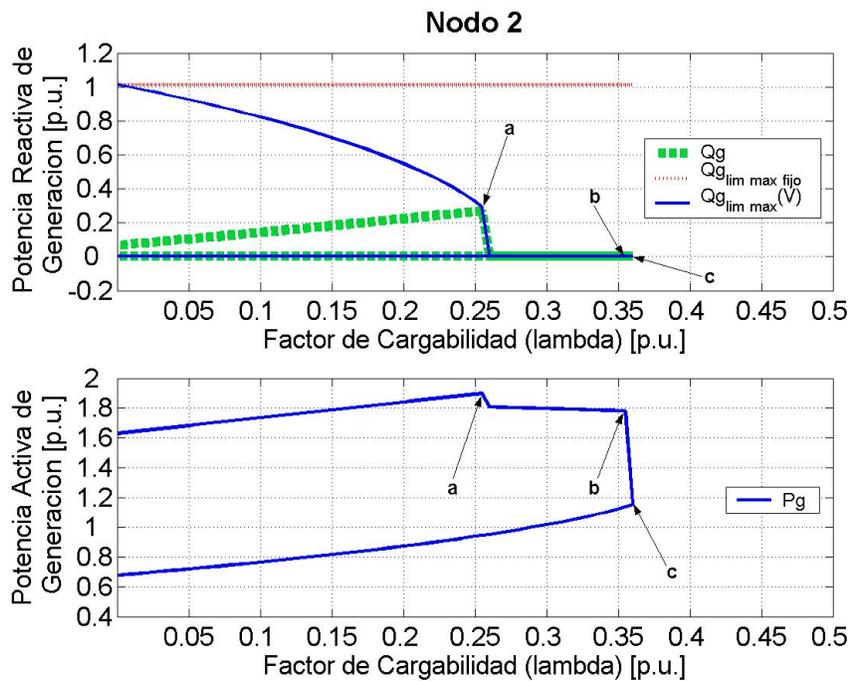


Figura 5.43. Variación de las potencias reactiva y activa del generador en el nodo 2 del SEP Anderson ante el aumento en el factor de cargabilidad. La máquina síncrona se modela con la inclusión del límite de potencia reactiva de generación dependiente de su voltaje en las terminales.

Se puede observar, en la figura 5.43, que conforme se aumenta el factor de cargabilidad del SEP, el límite de potencia reactiva de la máquina disminuye, mientras que su potencia reactiva de generación aumenta, hasta que ambas se encuentran en un punto con $\lambda \approx 0.26$ [p.u.], en el cual el generador pierde su capacidad de regulación del voltaje y su potencia reactiva se hace igual a la potencia límite (pasa de nodo tipo 2 a tipo 5). Esta condición de operación se observa en la figura 5.42 y se indica en la figuras 5.43 y 5.44 como punto "a". Al limitarse la generación reactiva del nodo 2, el SEP experimenta una caída general en las magnitudes de voltaje.

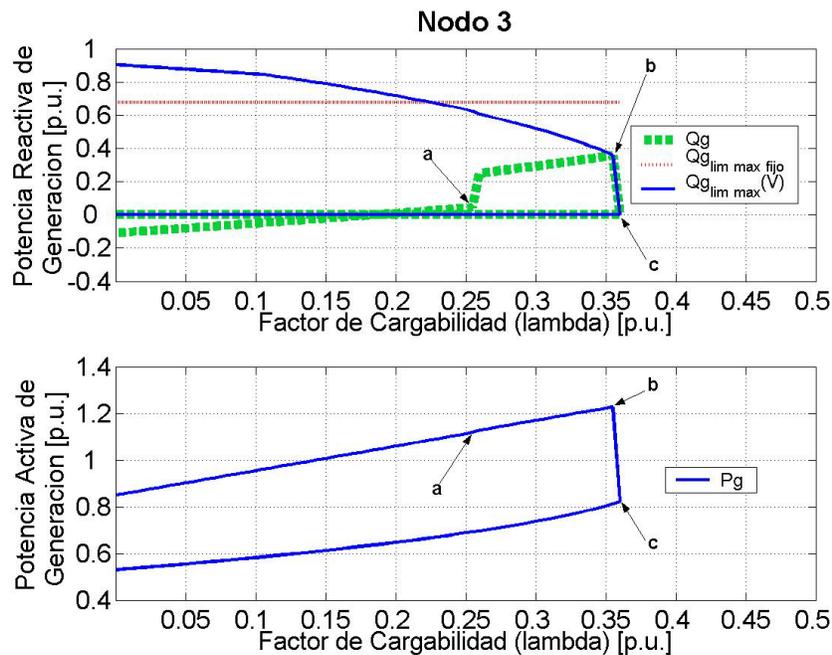


Figura 5.44. Variación de las potencias reactiva y activa del generador en el nodo 3 del SEP Anderson ante el aumento en el factor de cargabilidad. La máquina síncrona se modela con la inclusión del límite de potencia reactiva de generación dependiente de su voltaje en las terminales.

De la figura 5.43 que al quedar limitada la generación de potencia reactiva en la máquina síncrona del nodo 2, y además al reducirse, debido a la dependencia del voltaje en terminales de los límites de potencia reactiva, se observan dos consecuencias inmediatas: la potencia activa del generador en el nodo 2 disminuye, mientras que la potencia reactiva del generador en el nodo 3 aumenta, para compensar la disminución del nodo 2 (ver figura 5.44).

La potencia reactiva del generador 2 continúa disminuyendo hasta que llega al punto en que se hace cero (ver figura 5.43), debido a que la carta de operación ha intersectado la potencia activa de operación en el eje de potencia activa, para un valor de cargabilidad aproximado $\lambda \approx 0.27$ [p.u.] (como se mencionó en el caso 2 del inciso 4

de la sección 5.8.1.2). En este punto el programa deja de asignar la parte de potencia activa que le corresponde a esta máquina por el aumento de la carga del sistema, y la potencia activa de la máquina se mantiene relativamente constante, aunque disminuye ligeramente debido a la disminución del voltaje en las terminales del generador 2.

En estas condiciones, se continúa con el incremento de carga hasta que alcanzar la condición de operación con $\lambda \approx 0.355$ [p.u.] indicada con el punto "b" en las figuras 5.43 y 5.44, en la que se limita la potencia reactiva del generador del nodo 3, y este pasa de ser un nodo tipo 2 al nodo tipo 5, además debido a que es imposible calcular el límite máximo de potencia reactiva debido a la indeterminación de (5.35) el tipo del nodo sufre la transición de tipo 5 a tipo 7 (en el que $QG_2 = 0.0$), el punto de equilibrio inmediato es el punto "c", entre el punto "b" y "c" se observa una caída pronunciada del voltaje en el nodo crítico, debido a la limitación de las fuentes principales de generación de potencia reactiva del SEP, además, el punto "c", $\lambda = 0.36$ [p.u.] se determina como máximo (ver tabla 5.41) debido a que es imposible encontrar otro punto de solución, inclusive con la aplicación del MFPC (cambio de parámetro).

Es importante notar los siguientes aspectos de las simulaciones presentadas en esta sección:

- Considerado solamente el límite máximo fijo de potencia reactiva, el resultado sería muy diferente, ya que en estas condiciones, la generación de potencia reactiva de las dos máquinas se limita a valores mayores del factor de cargabilidad. El límite de cargabilidad obtenido con límites fijos es, por lo tanto, mayor, ($\lambda_{max} = 0.97$ [p.u.], ver la tabla 5.37). La diferencia existente entre estos dos valores es $\Delta\lambda_{max} = [(0.97-0.36)/0.36] = 169.44\%$.
- Se pudo demostrar, de manera muy clara, que en condiciones muy estresadas, la suposición de considerar un desacoplamiento entre el lazo "P-f" y el "Q-V" **no es válida**, ya que en este caso presentado se limitó la producción de potencia activa de las dos máquinas debido a la disminución del voltaje en terminales.
- Otro aspecto importante es notar que en la condición de operación en la que ocurre una disminución importante del voltaje en terminales, con $\lambda \approx 0.355$ [p.u.] se tiene en el nodo crítico una magnitud de voltaje mayor a 0.95 [p.u.] Esta condición de operación se puede considerar como el límite práctico de cargabilidad del SEP. Esto indica que cuando se modela el SEP de manera detallada el límite puede ocurrir con valores muy altos de voltaje y, en estas condiciones, el voltaje puede no siempre ser un indicador adecuado para identificar si el sistema va a experimentar un problema de inestabilidad de voltaje. Se debe notar también que en todas las simulaciones de esta sección la carga se modela con una característica de potencia constante para que el efecto del modelado del generador se vea más claramente.

5.8.3 Modelado del generador síncrono incluyendo límites máximos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes del voltaje en terminales

Los resultados que se presentan a continuación se realizan con los SEP's Anderson y New England. Para esta sección se decidió modelar la máquina síncrona considerando la acción combinada de los límites máximos de potencia activa y de potencia reactiva dependiente de voltaje, pues se considera que esta es la manera más correcta de representar la máquina síncrona y así determinar el máximo valor de cargabilidad para los SEP's de prueba que se emplean.

5.8.3.1 Cargabilidad en todos los nodos de carga del SEP

La figura 5.45 y la tabla 5.42 muestran los resultados del método de continuación para el SEP Anderson cuando se simula considerando el límite máximo fijo de potencia activa y el límite máximo de potencia reactiva dependiente de voltaje para cada uno de los nodos de generación (excepto el nodo *compensador*). El valor máximo de cargabilidad lo establece el límite ante la contingencia más severa (salida de la línea 4 - 5), que resulta ser de $\lambda_{max} = 0.115$ [p.u.]

Los resultados que se presentan en la figura 5.46 y en la tabla 5.43 corresponden al SEP New England, cuando se simula considerando el límite máximo de potencia activa y el límite máximo de potencia reactiva dependiente de voltaje para cada uno

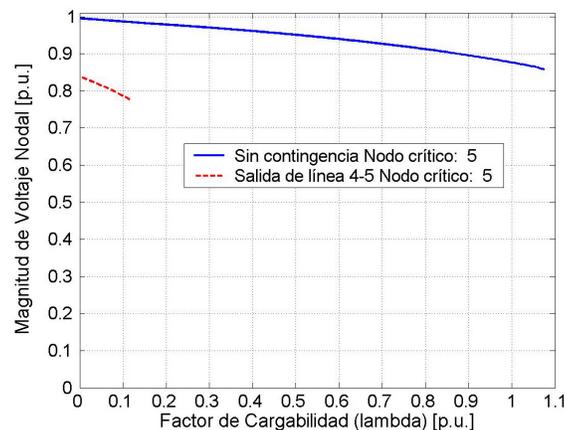


Figura 5.45. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con límites máximos fijos de potencia activa y reactiva dependientes del voltaje en terminales. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

Tabla 5.42. Resultados del SEP Anderson, aumentando la carga total del sistema, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva variantes con el voltaje en terminales. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico en } \lambda_{max}}$ (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.005	1.075	1.075	0.857483
4 - 5	5	0.0001	0.001	0.01	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.777417
5 - 7	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.93	0.93	0.635611
7 - 8	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.36	0.36	0.942621
4 - 6	6	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.365	0.365	0.847619
6 - 9	6	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	1.02	1.02	0.770066
8 - 9	8	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.565	0.565	0.908340

de los nodos de generación (excepto el nodo *compensador*). El máximo valor del factor de cargabilidad resulta ser $\lambda_{max} = 0.36$ [p.u.], pues en caso de ocurrir la contingencia sencilla más crítica (la salida de la línea 3 - 4), el SEP seguirá siendo estable con respecto al voltaje. Además, en la figura 5.46 a) se presentan los valores la magnitud de voltaje para cada nodo del SEP New England, el perfil muestra que el problema de inestabilidad de voltaje es local, ya que solamente un grupo de 7 nodos tiene una magnitud de voltaje menor a 0.95 [p.u.] en la condición de cargabilidad máxima. Se observa en esta figura que existe un grupo de 5 nodos con valores de la magnitud de voltaje por arriba de 0.95 [p.u.], mayores a los valores permisibles de operación.

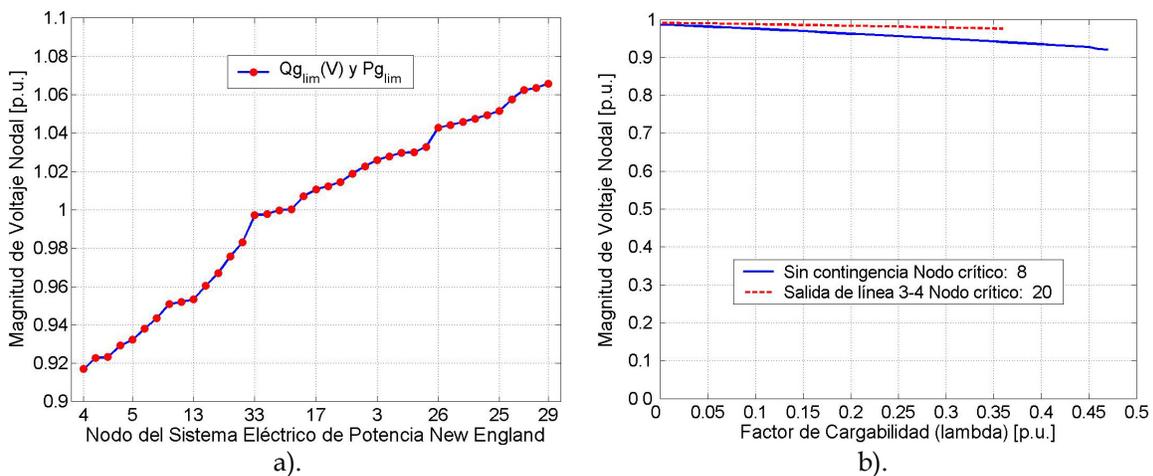


Figura 5.46. SEP New England con límites fijos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes de voltaje, a) perfil de las magnitudes de voltaje nodal en el punto crítico de cargabilidad, b) perfil de voltaje.

Tabla 5.43. Resultados del SEP New England, para la cargabilidad total del SEP, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{\max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{\max} (p.u.)
Ninguna	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.47	0.47	0.920261
10 – 11	7	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.42	---	0.912962
10 – 13	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	---	0.911943
13 – 14	6	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.05	0.40	---	0.937115
14 – 15	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	---	0.927628
15 – 16	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.05	0.32	---	0.919218
16 – 17	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.43	---	0.926756
16 – 21	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	0.44	0.923429
16 – 24	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.46	---	0.918617
17 – 18	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	0.44	0.923179
17 – 27	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.03	0.39	---	0.930772
21 – 22	21	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.38	---	0.894151
22 – 23	14	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.47	0.47	0.942077
1 – 2	5	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.001	0.47	0.47	0.930208
1 – 39	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.02	0.42	---	0.931578
2 – 3	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.40	---	0.911745
2 – 25	7	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.42	0.42	0.924734
3 – 4	4	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.04	0.36	0.36	0.916992
3 – 18	20	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.46	0.46	0.968581
4 – 5	17	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.47	0.47	0.973634
4 – 14	4	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	---	0.916597
5 – 6	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.03	0.42	0.42	0.914833
5 – 8	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.03	0.42	---	0.907840
6 – 7	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.43	0.43	0.927236
6 – 11	7	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.42	---	0.913772
7 – 8	12	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.45	---	0.929994
9 – 8	5	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.02	0.38	---	0.920233
9 – 39	11	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.40	---	0.942944
23 – 24	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.03	0.39	---	0.930500
25 – 26	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.02	0.44	---	0.926993
26 – 27	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.02	0.42	---	0.923262
26 – 28	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.04	0.40	---	0.932492
26 – 29	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.46	---	0.920531
28 – 29	13	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.44	0.44	0.953267
12 – 11	6	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.46	---	0.936572
12 – 13	8	0.0001	1.0	0.1	0.001	0.001	0.01	0.46	---	0.935626

5.8.3.2 Transferencia de potencia entre áreas del SEP

Los resultados del MFPC para el SEP Anderson cuando se divide en dos áreas, de acuerdo a la tabla 5.10, y se incluye el efecto en la solución de los límites fijos de potencia activa y de los límites de potencia reactiva dependientes de voltaje para cada

uno de los nodos de generación (excepto el nodo *compensador*), se muestran en la figura 5.47 y la tabla 5.44.

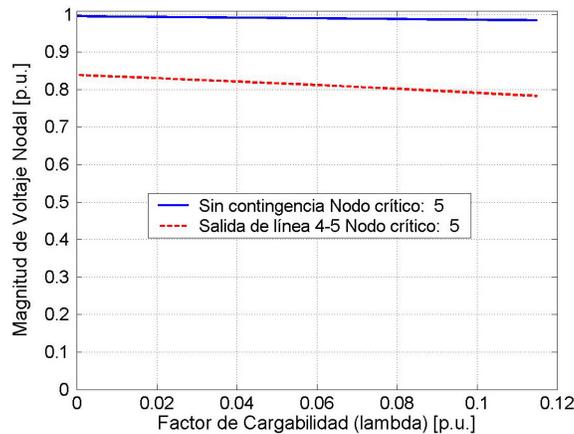


Figura 5.47. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación.

Tabla 5.44. Resultados del SEP Anderson, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{max} (p.u.)	$ V $ nodo crítico en λ_{max} (p.u.)
Ninguna	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.984812
4 - 5	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.782839
5 - 7	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.914189
7 - 8	5	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.965823
4 - 6	6	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.920097
6 - 9	6	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.945922
8 - 9	8	0.0001	0.001	0.001	0.1	0.1	0.005	0.115	0.115	0.974965

El límite máximo del factor de cargabilidad, $\lambda_{max} = 0.115$ [p.u.], lo establece la contingencia crítica (la salida de la línea 4 - 5). Se puede observar en la tabla 5.44 que para cada contingencia sencilla el máximo valor permisible es el mismo, pero se considera la salida de la línea 4 - 5 como la más severa, porque tiene el nivel de voltaje más bajo para el valor máximo de cargabilidad.

Dividiendo el SEP New England de acuerdo a la tabla 5.12, y considerando para cada nodo tipo 2 (que forme parte del área de generación) los límites fijos de generación y los límites máximo reactivos dependientes del voltaje, el SEP New England presenta un valor máximo de cargabilidad $\lambda_{max} = 1.76$ [p.u.]; determinado por la contingencia crítica en la cual se considera la salida de

la línea 17 - 27 (ver la figura 5.48 y la tabla 5.45). El valor máximo de cargabilidad, sin contingencia es, para tener una referencia $\lambda = 2.77$ [p.u.]

Tabla 5.45. Resultados del SEP New England, para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Línea fuera	Nodo crítico	Tolerancia	k_0	k_1	k_2	k_3	λ_0	λ_{NR}	λ_{\max} (p.u.)	$ V _{\text{nodo crítico}}$ en λ_{\max} (p.u.)
Ninguna	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.881449
10 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.82	2.82	0.840868
10 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.73	2.73	0.866885
13 - 14	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.72	2.72	0.884609
14 - 15	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.75	2.75	0.882498
15 - 16	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.81	2.81	0.875755
16 - 17	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.16	---	0.884490
16 - 21	12	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.72	2.72	0.938286
16 - 24	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.73	2.73	0.878354
17 - 18	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.80	---	0.863602
17 - 27	27	0.0001	1.0	0.2	0.5	0.001	0.01	1.76	1.76	0.861437
21 - 22	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.63	2.63	0.817504
22 - 23	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.880764
1 - 2	18	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.03	2.67	2.67	0.937949
1 - 39	28	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.69	---	0.925137
2 - 3	4	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.03	2.88	2.88	0.913266
2 - 25	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.66	---	0.840520
3 - 4	12	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.75	---	0.948057
3 - 18	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.76	---	0.867180
4 - 5	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.71	2.71	0.884228
4 - 14	4	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.81	2.81	0.918592
5 - 6	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.75	2.75	0.881118
5 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.881136
6 - 7	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.880580
6 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.78	2.78	0.876873
7 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.881075
9 - 8	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.74	2.74	0.883137
9 - 39	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.74	---	0.884009
23 - 24	7	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.75	2.75	0.940823
25 - 26	27	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.02	2.02	0.784635
26 - 27	28	0.0001	1.0	0.02	0.5	0.001	0.01	2.14	2.14	0.948986
26 - 28	28	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.30	---	0.921507
26 - 29	28	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.42	---	0.882236
28 - 29	28	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.01	---	0.694637
12 - 11	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	---	0.883065
12 - 13	26	0.0001	1.0	0.01	0.5	0.001	0.01	2.77	2.77	0.880655

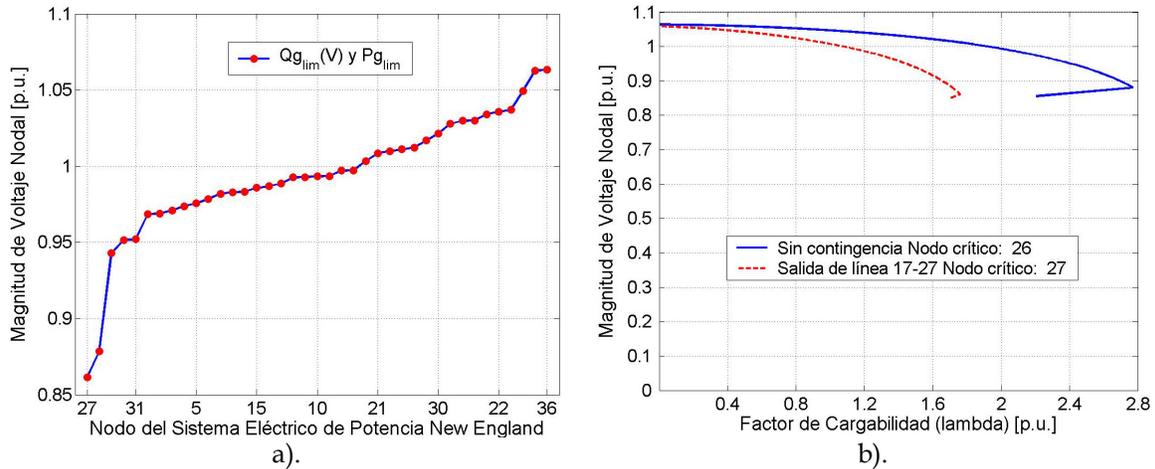


Figura 5.48. Resultados del SEP Anderson para la transferencia de potencia entre áreas, considerando límites máximos fijos de potencia activa y de potencia reactiva de generación dependientes del voltaje. El incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles en el área de generación. a) perfil de las magnitudes de voltaje nodal en el punto crítico de cargabilidad, b) curva PV .

En la figura 5.48 a), se puede observar que el problema de inestabilidad de voltaje ante la contingencia crítica es local, ya que solamente hay 3 nodos con problemas de bajo voltaje. En la siguiente sección se hace una comparación de los resultados del Método de Continuación utilizando diferentes modelos del generador síncrono para los SEP's Anderson y New England.

5.9 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DEL GENERADOR PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

5.9.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En esta sección se presenta una comparación de los resultados del Método de Continuación utilizando diferentes modelos del generador síncrono. Se consideran los siguientes casos principales:

- Modelo sin límites de potencia de generación.
- Modelo que considera límites máximos fijos de potencia activa (PG_{lim}).
- Modelo que considera solamente los límites máximos fijos de potencia reactiva (QG_{lim}).
- Modelo que representa límites máximos fijos de potencia activa y límites máximos de potencia reactiva dependientes del voltaje en las terminales de la máquina ($QG_{lim}(V)$ y PG_{lim}).

En todas las simulaciones, la carga del SEP se representa utilizando la característica de potencia constante.

En las figuras 5.49 y 5.50 se presentan los resultados del SEP Anderson para un estudio de la cargabilidad total del SEP, en los que el incremento de la carga se distribuye entre los generadores disponibles, para ambas figuras el nodo crítico resulta ser el denotado con el número 5. La figura 5.49 muestra los resultados de la simulación sin la aplicación de contingencia, la figura 5.50 corresponde al caso de aplicar la contingencia sencilla más severa, para cualquiera de los casos presentados en esta figura la contingencias más crítica es la salida de la línea 4 - 5.

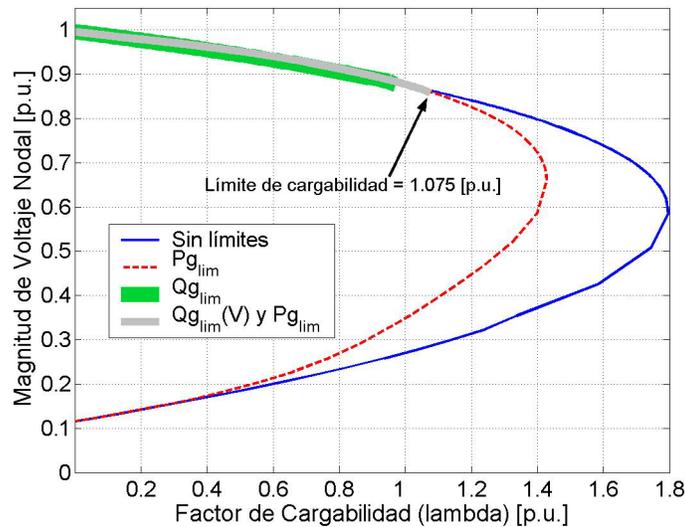


Figura 5.49. Curvas PV del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, en todos los casos sin salida de línea, se incrementa la carga en todo el SEP y se distribuye el incremento entre los nodos generadores.

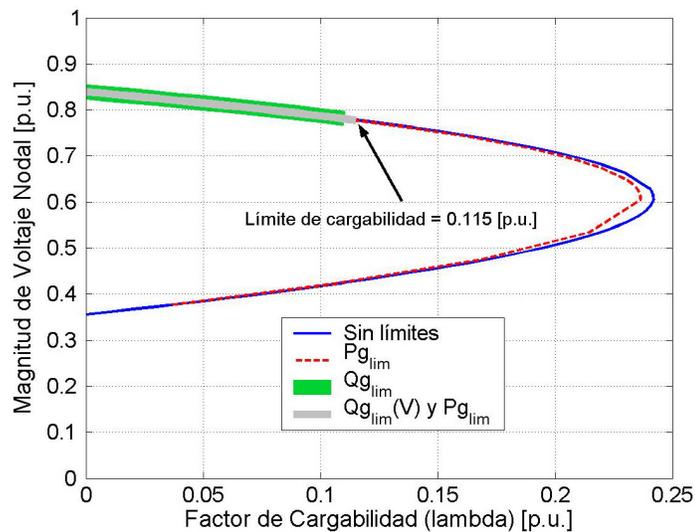


Figura 5.50. Perfiles de voltaje del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, en todos los casos la contingencia crítica es la salida de la línea 4-5, además se incrementa la carga en todo el SEP y se distribuye el incremento entre los generadores disponibles.

En las figuras 5.51 y 5.52 se presentan los resultados del SEP Anderson para un estudio de la transferencia de potencia entre áreas del mismo. El incremento de la carga total del SEP se distribuye entre los generadores disponibles (2 y 3), en todos los resultados de ambas figuras el nodo crítico resulto ser el denotado por el numero 5. La figura 5.51 muestra los resultados de la simulación sin aplicar alguna contingencia. Cada uno de los resultados expuestos en la figura 5.52 son correspondientes a la contingencia crítica, cabe mencionar que la contingencia más severa es la salida de línea existente entre los nodos 4 y 5.

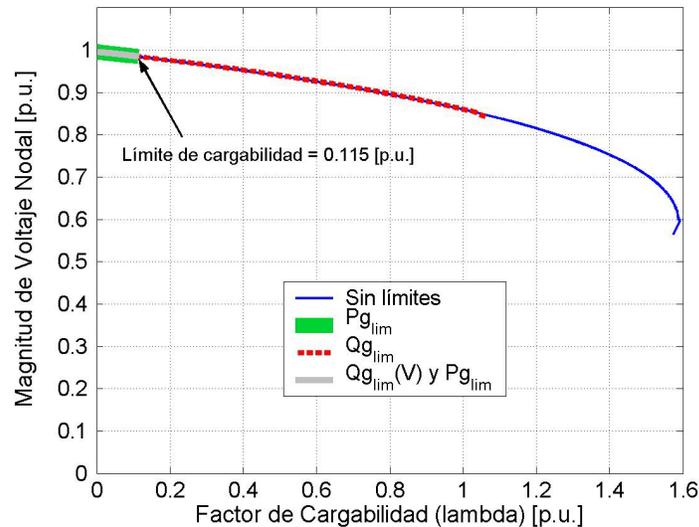


Figura 5.51. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con diferentes modelos de la máquina síncrona, con el sistema sin falla. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

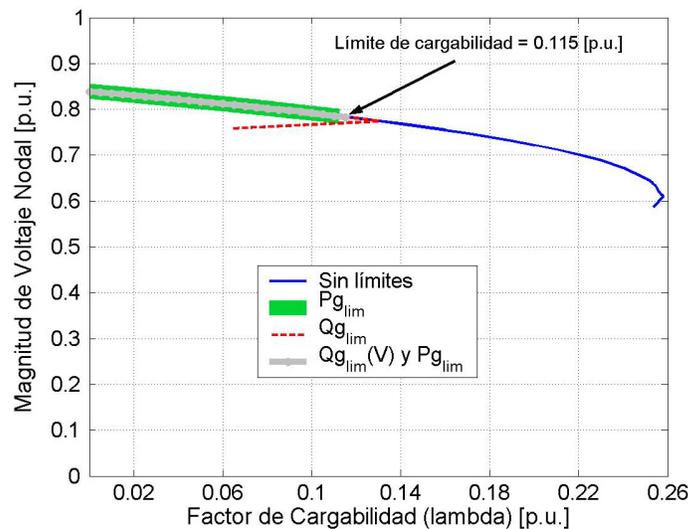


Figura 5.52. Perfiles de voltaje del SEP Anderson con diferentes modelos del generador, el nodo 5 es el crítico y la contingencia crítica es la salida de la línea 4-5 para todos los casos. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

En todos los casos del SEP Anderson, los valores máximos del factor de cargabilidad los establecieron los resultados correspondientes al modelo más completo del generador, que considera el efecto del límite máximo fijo de potencia activa y del límite máximo de potencia reactiva dependiente de voltaje en las terminales, debido a que este modelo se considera como el que representa mejor a los generadores síncronos.

5.9.2 Sistema Eléctrico de Potencia New England

Las figuras 5.53 y 5.54 presentan los resultados del SEP New England para un estudio de la cargabilidad total del SEP, en los que el incremento de la carga total del sistema se distribuye entre los generadores disponibles. La figura 5.53 muestra los resultados de la simulación con el sistema intacto, y en la figura 5.54 cada uno de los casos los resultados corresponden a la contingencia más crítica. En el caso de representar la máquina síncrona sin límites máximos de potencia de generación, la salida de línea más crítica es la existente entre los nodos 21 y 22. Cuando se consideran los límites máximos de potencia activa de generación en el nodo de generación la contingencia sencilla más severa es la salida de la línea 12 - 11. También se encuentra que al eliminar la línea 21 - 22 del estudio de estabilidad es la contingencia más crítica al representar la máquina síncrona con sus límites máximos fijos de potencia reactiva de generación. Al final cuando en el estudio de estabilidad se incluyen los modelos de la máquina de generación con límites máximos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes de voltaje la contingencia sencilla más severa es la salida de la línea 3 - 4.

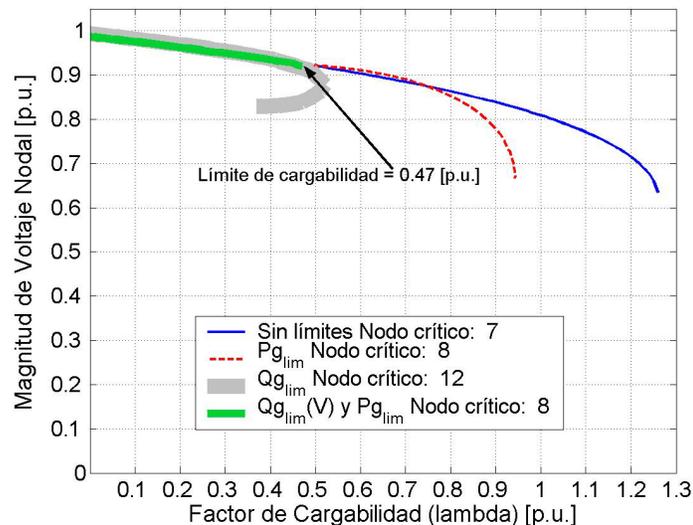


Figura 5.53. Curvas PV del SEP New England con diferentes modelos del generador, todos los casos sin contingencia, el incremento de carga se realiza en todo el SEP y además éste se distribuye entre los generadores disponibles.

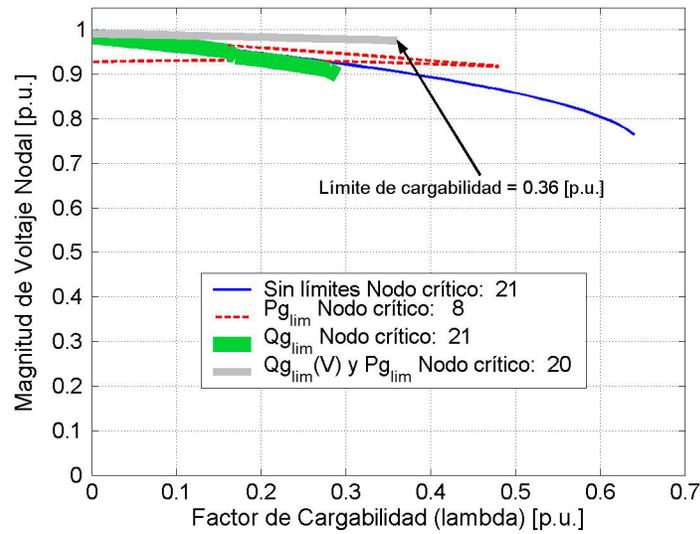


Figura 5.54. Perfiles de voltaje del SEP New England con diferentes modelos del generador, ante la contingencia crítica correspondiente en cada uno de estos. Se incrementa la potencia de carga en todo el sistema y este incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

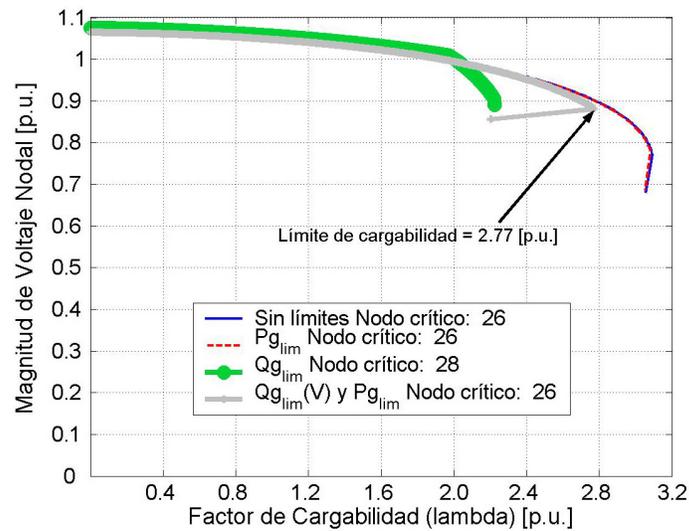


Figura 5.55. Resultados del Método de Continuación para el SEP New England con diferentes modelos de la máquina síncrona, con el sistema sin falla. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

La figura 5.55 muestra los resultados de la simulación con el SEP New England intacto, y la figura 5.56 corresponde cuando se aplica la contingencia crítica correspondiente al mismo SEP.

Cuando se simula cada uno de los casos presentados en la figura 5.55 correspondientes al SEP New England el nodo crítico es el denotado con el número 26 solo cuando se consideran las siguientes representaciones de la máquina síncrona: sin límites de generación, con límites máximos fijos de potencia activa y

también cuando se realiza la combinación de límites máximos fijos de potencia activa con límites de potencia reactiva dependientes de voltaje; pero para el modelar la máquina síncrona con límites máximos fijos de potencia reactiva el nodo crítico es el nodo 28.

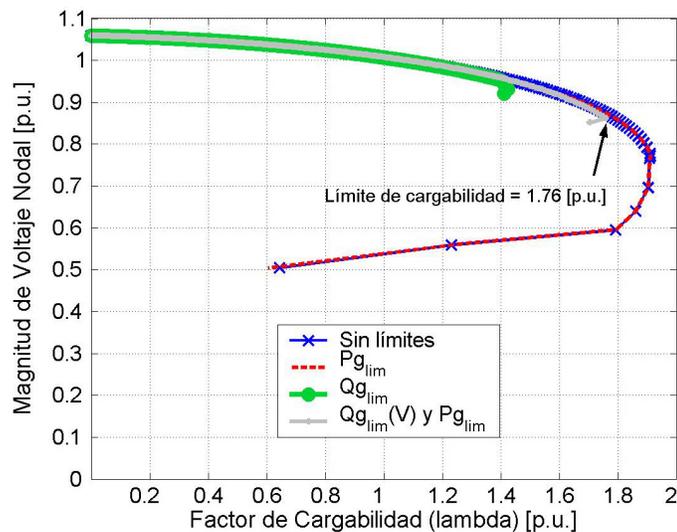


Figura 5.56. Resultados del Método de Continuación para el SEP Anderson con diferentes modelos de la máquina síncrona, ante la contingencia crítica. Se estudia la transferencia de potencia entre áreas. El incremento se distribuye entre los generadores disponibles.

Para todos los casos de la figura 5.56 la contingencia sencilla más crítica es la salida de la línea 17 - 27 y además el nodo 27 es el más crítico en cada caso (ver la tabla 5.45).

5.9.3 Discusión de resultados relacionados con el modelo del generador

Los resultados presentados en esta sección constituyen un resumen de los presentados en las secciones 5.7 y 5.8, relacionadas con el efecto del modelo del generador en los resultados del Método de Continuación. Es importante mencionar que se tomaron como valores límite reales, los resultados del MFPC correspondientes al modelo más completo del generador, debido a que representa de manera más cercana a la realidad los límites máximos de potencia activa y reactiva de la máquina síncrona.

A partir de los resultados presentados en las secciones 5.7, 5.8 y 5.9 se pueden hacer los siguientes comentarios:

- Modelar el generador síncrono sin límites de generación para representar todas las máquinas del SEP produce siempre resultados erróneos. En muchos de los casos mostrados, la diferencia entre el factor de cargabilidad máximo obtenido

con el modelo sin límites y el real (con el modelo más completo) son grandes (figuras 5.51-5.55), a excepción de un caso en el que la diferencia es un poco menor (figura 5.56).

- Al comparar los resultados obtenidos con el modelo más completo del generador y los otros modelos empleados, se puede observar que en algunas simulaciones un modelo en particular, por ejemplo el que representa solamente los límites de potencia activa, tiene valores máximos de cargabilidad similares a los del modelo de referencia (figura 5.51), mientras que en otras simulaciones los resultados de ambos modelos son muy diferentes (figuras 5.49 y 5.50). Estas discrepancias se deben principalmente a la estructura de los SEP's considerados y al tipo de estudio de cargabilidad, y conducen a la recomendación de utilizar siempre el modelo completo para representar a los generadores del sistema, ya que no se puede determinar desde antes si un modelo más simple tendrá resultados adecuados, debido a que no se logró observar un modelo más simple que consistentemente reprodujera resultados similares al modelo de referencia. Es interesante comprobar que aunque las simulaciones realizadas con el programa no fueron exhaustivas y no se consideraron muchos SEP's de prueba, este importante efecto se pudo observar.
- Otra razón para emplear solamente el modelo más completo del SEP es que si no se emplea el modelo adecuado es posible tener una identificación errónea de la contingencia y el nodo crítico (figura 5.53). Esto se pudo observar en la mayoría de las simulaciones del SEP New England, en las que el nodo crítico y la contingencia identificados por el Método de Continuación varían con cada modelo del generador.
- Otra desventaja de utilizar un modelo inadecuado se muestra en la figura 5.54 del SEP New England, en la que se puede apreciar que el voltaje del nodo crítico en el punto máximo de cargabilidad es muy diferente cuando se emplea cada uno de los modelos del generador. En el caso del modelo más detallado, el valor de la magnitud del voltaje en el nodo crítico para el factor máximo de cargabilidad es mayor a 0.95 [p.u.], mientras que con otros modelos puede ser menor a 0.7 [p.u.], para el mismo caso.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

CONCLUSIONES

Se implementaron dos Métodos de Flujos de Potencia de Continuación para determinar el punto máximo de cargabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP): el Método de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC) basado en la disminución de la longitud de paso del vector tangente (predicción sin parametrizar y corrección con una intersección perpendicular) y el MFPC basado en una parametrización local (tanto en la predicción como en la corrección es posible realizar un cambio de parámetro).

Las conclusiones generales del trabajo se agrupan en los tres temas principales en los que se presentaron los resultados:

- Principios básicos de los Métodos de Continuación.
- La manera correcta de estresar el sistema de potencia para realizar el análisis de la estabilidad de voltaje mediante las curvas *PV*.
- Efecto del modelado de las cargas estáticas y la máquina síncrona en los resultados del Método de Continuación.

Método de Continuación

Al inicio de esta tesis se hizo la comparación de los dos Métodos de Continuación antes mencionados, y se tuvo como resultado que el MFPC con parametrización local (cambio de parámetro de continuación) muestra un mejor desempeño en la obtención del punto máximo de cargabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's) de prueba empleados.

Es necesario hacer notar que la elección del MFPC se realizó considerando el modelo más básico del sistema, (equivalente al utilizado en el estudio convencional de Flujos de Potencia, en el que se omiten límites de potencia activa y reactiva de

generación, la carga se modela con característica de potencia constante) y de las condiciones de los SEP's (el incremento de potencia activa de carga para cada punto de operación se alimenta con el nodo compensador y no se aplica ninguna contingencia, ver sección 5.2).

Una vez que se definió el MFPC a usar durante el transcurso del trabajo de tesis, también fue necesario elegir la forma más adecuada de iniciar el estudio (ver sección 5.3), y finalmente se determinó emplear el Método de Inicio 2, en el cual se calcula el caso base y se incrementa la carga para encontrar nuevos puntos de equilibrio hasta donde sea posible con el Método de Flujos de Potencia; a partir del último punto de solución, se inicia el MFPC y se continua así hasta obtener el punto máximo de cargabilidad. Cuando se determina el punto crítico, el MFPC sigue con el cálculo de puntos de equilibrio para mostrar la trayectoria completa de los voltajes nodales. Se pueden mencionar las siguientes ventajas del Método de Inicio 2:

- Consume menos tiempo de cálculo (encuentra el valor máximo de cargabilidad con menos puntos de operación, pues ayuda la elección del factor inicial de cargabilidad para acelerar el proceso de cálculo).
- Es más efectivo, pues de esta manera al inicio de la aplicación del MFPC se tiene una buena aproximación del punto crítico de cargabilidad.

Estresamiento del sistema

Se determinó en este trabajo que para realizar un análisis correcto de estabilidad de voltaje en el SEP de estudio, se requiere tener una idea muy clara del objetivo del estudio y de la estructura del SEP. Dependiendo de la definición de estas características es posible obtener, para un mismo SEP, más de un valor máximo de cargabilidad (ver secciones 5.4 y 5.5).

Para un mismo SEP de estudio se consideraron tres formas de aumentar la carga y así obtener tres valores límite diferentes de cargabilidad: el límite de la cargabilidad total del SEP, la máxima transferencia de potencia entre áreas de generación y carga definidas en el SEP y la cargabilidad máxima en una zona muy específica del SEP (incremento de la potencia de carga en un solo nodo). El aumento de carga se realizó en cada uno de los casos de acuerdo al tipo de estudio conservando el factor de potencia constante (sección 5.4).

Otro aspecto relevante visto en la sección 5.5 es la distribución del aumento de potencia activa de la carga entre los nodos de generación. Para distribuir dicho incremento entre los puntos de operación del SEP se debe considerar principalmente su estructura y forma de operar, ya que resulta inadecuado utilizar indiscriminadamente (en las simulaciones) el nodo compensador para absorber todo el incremento de carga.

La conclusión principal obtenida de estas secciones es que al realizar el estudio de estabilidad de voltaje por medio de curvas *PV* se deben coordinar los dos aspectos: el aumento de carga y su abastecimiento por medio de los generadores disponibles del SEP, principalmente considerando el objetivo del estudio y la estructura del SEP. El estresamiento del SEP se deberá realizar lo más cercanamente posible a las condiciones reales de su funcionamiento; de esta manera los resultados del estudio reflejarán valores cercanos a los reales que sean útiles en el proceso de toma de decisiones en los contextos de operación y planeación del SEP.

Efecto del modelado de cargas y generadores

Este trabajo analizó el efecto de la representación de dos componentes de especial importancia en los estudios de estabilidad de voltaje: las cargas y los generadores (secciones 5.6 a 5.9). Aunque se desconoce la composición y característica real de la carga en cada uno de los SEP's de estudio tratados, se puede observar en los resultados la vital importancia de aplicar el modelo más adecuado que reproduzca el comportamiento verdadero para cada uno de los nodos del SEP que se esté analizando. En el programa de simulación se utiliza un modelo estático de carga con el que se puede modelar carga (para cada nodo del SEP) utilizando el modelo ZIP y dos modelos exponenciales simultáneamente (sección 5.6). Los resultados de las simulaciones considerando cinco diferentes características de carga permitieron determinar las siguientes conclusiones (potencia constante, corriente constante, impedancia constante, combinación de 70% de corriente constante y 30% de impedancia constante, potencia activa como corriente constante y potencia reactiva como impedancia constante):

- En cada uno de los resultados presentados el factor de cargabilidad máximo (λ_{max}) para cada SEP de estudio empleado en este trabajo cambia de manera drástica según el modelo de carga aplicado.
- Es imposible elegir por adelantado un modelo de carga que sea siempre el más restrictivo, es decir, que siempre reporte el mínimo valor de λ_{max} comparando con otros modelos estáticos de carga (un valor que sea siempre seguro aunque se opere el sistema de manera ineficiente).
- Modelar la carga lo más apegado a su comportamiento real de operación es importantísimo para reportar el máximo valor de cargabilidad que soporta el SEP sin que se presenten problemas de estabilidad.
- Cuando se elige la entrada correcta el vector tangente τ que será asignada como parámetro de continuación (puede ser una variable del sistema de ecuaciones o el factor de cargabilidad), se recomienda en [Seydel, 1994] emplear la primera o segunda entrada más grande del vector τ ; en varios casos con este procedimiento fue imposible encontrar un nuevo punto de equilibrio y con esto determinar λ_{max} , por lo que fue necesario desarrollar un algoritmo para asignar

de manera descendente las entradas del vector tangente τ como parámetros de continuación, hasta que con alguna de ellas se encontrara solución. Lo anterior resultó de mucha ayuda, pues al realizar la simulación de los SEP's el programa encontró solución con entradas que no fueron ni la primera y ni siquiera la segunda entrada, es decir, entradas que estuvieron cuando menos por debajo de la segunda entrada más grande del vector τ .

El modelo correcto de los generadores (ver secciones 5.7 a 5.9) permitió reportar resultados más realistas de λ_{max} , y determinar correctamente la contingencia crítica y el nodo o grupo de nodos que presentan un mayor decaimiento de la magnitud de voltaje a causa de incrementos de la potencia de carga (recordar que la carga se representó con la característica de potencia constante). De todas las representaciones analizadas en las secciones 5.7 y 5.8 se observó lo siguiente:

- Cuando se incluye el límite máximo fijo de potencia activa y el efecto del límite máximo de potencia reactiva dependientes de voltaje para cada uno de los nodos de generación (excepto el nodo *compensador*) se obtiene un valor de λ_{max} que en algunas simulaciones es restrictivo y en otras es optimista. Se elige por lo tanto esta forma de representar los nodos de generación como la más adecuada por el simple hecho de estar más apegada al comportamiento real de la máquina de generación.
- Al considerar por separado cada uno de los modelos empleados de la máquina síncrona (sin límites, con límites fijos de potencia activa, con límites fijos de potencia reactiva, con límites de potencia activa y reactiva dependientes de voltaje) se observa que la contingencia crítica y el nodo crítico del SEP cambian según la representación elegida de la máquina en la simulación, por lo que esta característica afecta de manera muy importante la evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema, y debe ser elegida con cuidado para obtener resultados válidos en la práctica.

Algunas curvas PV presentadas en esta tesis dan la impresión de estar incompletas, es decir, no aparece la trayectoria de puntos de equilibrio por debajo del punto crítico de estabilidad de voltaje, por ejemplo, figura 5.14, 5.25 b), 5.31, entre otras. Estos casos se reportan así por que fue imposible encontrar más puntos de equilibrio (aun con la implementación del cambio de parámetro).

Una de las conclusiones ya vistas en anteriores trabajos de análisis de estabilidad de voltaje en los SEP's es que cuando el SEP opera en condiciones muy severas de estrés, o bien, en la cercanía del punto máximo de cargabilidad (en su defecto del punto de bifurcación) los elementos del vector tangente (vector τ) proporcionan la identificación de los voltajes nodales que presentan entre ellos una mayor razón de cambio, es decir, se detectan los nodos críticos.

RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

A continuación se enlistan las recomendaciones y/o trabajos futuros a realizar correspondientes a este trabajo de tesis:

- Para incrementar la capacidad del programa “loadability.f”, es decir, que trabaje con SEP’s de grandes dimensiones, conviene incluir técnicas de solución para sistemas dispersos y así acelerar la obtención de resultados con el programa.
- Se recomienda implementar el análisis modal para contar con medidas de sensibilidad que permitan evaluar la participación de los elementos del SEP en la inestabilidad de voltaje, por ejemplo, obtener factores de participación de rama, de nodo, etc.; dicho análisis conviene realizarlo en la cercanía del punto crítico de cargabilidad.
- Es conveniente integrar en el programa modelos adecuados para elementos FACT’s tales como: el capacitor serie controlado por tiristores, transformadores cambiadores de tap bajo carga, el compensador estático de Vars, el controlador unificado de flujos de potencia, etc.
- Se recomienda aplicar diferentes formas de redistribuir el aumento de potencia activa de carga en los nodos de generación para realizar una simulación más cercana a la forma de operar de los SEP’s, por ejemplo, asignar el incremento correspondiente de potencia activa según la capacidad de las máquinas síncronas, o a partir del valor de la constante inercial. Una opción más general es implementar una estrategia de optimización que permita incrementar la carga y distribuir este aumento entre los generadores del SEP, aún en sistemas con muchas áreas de generación y de carga, ya que estos límites se deben evaluar simultáneamente.
- Con respecto al modelado de la carga es necesario y muy importante, considerar e implementar modelos estáticos de cargas dinámicas (motores de inducción en su mayoría), ya que en algunos sistemas estos componentes influyen en gran medida en los problemas de estabilidad de voltaje.
- Por último se debe implementar un algoritmo para calcular automáticamente el valor adecuado (óptimo) de la longitud de paso del vector tangente (k). Se necesita pues la asignación de los valores de k se realiza de manera semi-automática, es decir, hasta ahora se consideran cuatro valores de asignación para puntos específicos del programa ($k_0, k_1, k_2, y k_3$), esto es un inconveniente pues en caso de asignar erróneamente los valores de k se corre el riesgo de no encontrar puntos de equilibrio y más aún no determinar el máximo valor de cargabilidad.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

REFERENCIAS

- [Ajjarapu and Christy, 1992] V. Ajjarapu and C. Christy. "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, February 1992, pp. 416-423.].
- [Anderson et al., 1990] P. M. Anderson, B. L. Agrawal and J. E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, USA, 1990.
- [Aromataris, et al., 2005] Luis Aromataris, Jorge Martínez, Gustavo Rodríguez, Diego Moitre. "Modelo del Motor de Inducción para Estudios Estáticos de Estabilidad de Tensión de Largo Plazo", *Memorias del Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (ERAC)*, Ciudad del Este Paraguay, 2005.
- [Arrillaga, 1990] J. Arrillaga and C. P. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons, New York 1990.
- [Berizzi et al., 1995] A. Berizzi, P. Bresesti, P. Marannino, M. Montagna, S. Corsi, and G. Piccini. "Security Enhancement Aspects in the Reactive-Voltage Control", *Proceedings of Stockholm Power Tech*, Stockholm, June 1995.
- [Berizzi et al., 1997] A. Berizzi, Y. G. Zeng, R. Abbruzzetti, M. Delfanti, P. Marannino, and P.A. Scarpellini. "Contingency Screening and Risk Quantification Related to Voltage Collapse in extended Real Time", *IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation & Management*, Vol. I, Hong Kong, November 1997, pp. 176-181.
- [Berizzi et al., 2000] A. Berizzi, M. Merlo, Y. G. Zeng P. Marannino, and P. A. Scarpellini. "Determination of the N-1 Security Maximum Transfer Capability Through Power Corridors". *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, Singapore, January 2000.
- [Bettiol, 2000] A. Bettiol. *Maximum Power Transfer in Transient Stability-Constrained Power Systems: Application to a Brazilian Power Network*. Dépôt légal D/2000/0480/4, 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, Janvier 2000.
- [Bretas et al., 2003] N. G. Bretas, A. C. P. Martins, L. F. C. Alberto. "Static simulation of voltage collapse considering the operational limits of the generators", *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 4, pp. 2652-2658, 13-17 July 2003.
- [Cañizares et al., 1994] C. A. Cañizares, A. Z. de Souza, and V. H. Quintana. "Improving Continuation Methods for Tracing Bifurcation Diagrams in Power System", *Proceedings of the Voltage Phenomena-III Seminar, ECC Inc.*, Davos, Switzerland, August 1994.
- [Cañizares et al., 1998] Claudio A. Cañizares, André A. P. Lerm, Flávio A. B. Lemos, Aguinaldo S. e Silva. "Multi-parameter Bifurcation Analysis of Power Systems". *Proceedings of the North American Power Symposium (NAPS)*, Cleveland, Ohio, October 1998.
- [Cañizares et al., 2003] Claudio A. Cañizares, André A. P. Lerm, Aguinaldo S. e Silva. "Multiparameter Bifurcation Analysis of the South Brazilian Power System", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 188, No. 2, May 2003.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

- [Cañizares and Alvarado, 1993] C. A. Cañizares and F. L. Alvarado. "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, May 1993.
- [Cañizares and Faur] C. A. Cañizares and Z. Faur. "Analysis of SVC and TCSC controllers in voltage Collapse", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, pp 158-165, February 1999.
- [Cañizares and Hranilovic, 1994] C. A. Cañizares and S. Hranilovic. "Transient and Hopf Bifurcations in AC/DC Systems", *Proceedings of the Bulk Power System Voltage Phenomena III Seminar, NSF/ECC Inc.*, Davos, Switzerland, pp. 105-114, August 1994.
- [Cañizares, 1991] C. A. Cañizares. *Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems*, A dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical and Computer Engineering, 1991, University of Wisconsin-Madison.
- [Castillo-Barreda y López-Luis, 2003] Armando Castillo Barreda y Enrique López Luis. *Análisis de Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia*, Proyecto Terminal para obtener el Título de Ingeniero Electricista, Universidad Autónoma Metropolitana, México, D. F., Enero, 2003.
- [Chiang et al., 1995] Hsiao-Dong Chiang, A. J. Flueck, K. S. Shah, N. Balu. "CPFLOW: A practical Tool for Tracing Power System Steady-State Stationary Behavior due to Load and generation Variations". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- [Chiang et al., 1999] Hsiao-Dong Chiang, H. Li, H. Yoshida, Y. Fukuyama, Y. Nakanishi. "The Generation of ZIP-V Curves for Tracing Power System Steady State Stationary Behavior Due to Load and Generation Variations". *Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting 1999*, Vol. 2, Edmonton, Canada, 18-22 July 1999.
- [Dobson and Lu, 1991] Ian Dobson and L. Lu, "Immediate Change in Stability and Voltage Collapse when Generator Reactive Power Limits are Encountered", *Proceedings of the Bulk Power System Voltage Phenomena II – Voltage Stability and Security*, Deep Creek Lake, MD, pp. 65-73, August 1991.
- [Dobson, 1994] Ian Dobson, "The Irrelevance of Load Dynamics for the Loading margin to Voltage Collapse and its Sensitivities", *Bulk power system voltage phenomena – III; Voltage stability, security & control*, Davos, Switzerland, August 1994.
- [Ejebe et al., 1998] G. C. Ejebe, J. Tong, J. G. Waight, J. G. Frame, X. Wang, W. F. Tinney. "Available Transfer Capability Calculations". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 1521-1527, November 1998.
- [EPRI, 1995] EPRI TR-105214. "Assessment of Voltage Security Methods and Tools", *Final Report, Prepared by B. C. Hydro*, October 1995.
- [Fuerte, 2003] C. Fuerte. *Desarrollo de una metodología unificada para el cálculo y análisis de puntos de equilibrio en sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna utilizando teoría de bifurcaciones*. Comunicación privada.
- [Galicia-Cano, 1999] Guillermo Galicia Cano. *Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia empleando la técnica del Mínimo Valor Singular*. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D. F., Agosto, 1999.
- [Gao et al., 1992] B. Gao, G. K. Morison, P. Kundur. "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542, November 1992.

- [García-Domínguez y Ruiz-Vega, 2006] Mario Alberto García Domínguez y Daniel Ruiz Vega, “Modelado de los Límites de Potencia Reactiva de Generadores Síncronos en Estudios Estáticos de la Estabilidad de Voltaje”. *Memorias del 1^{er} Congreso de Ingenierías Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Mecatrónica*. Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, 26 al 28 de abril del 2006, México D. F. MÉXICO.
- [Guckenheimer and Holmes, 1986]. J. Guckenheimer and P. Holmes. *Nonlinear oscillations dynamical systems and bifurcations of vector fields*. Springer-Verlag, New York, 1986.
- [Gutiérrez-Martínez, 2004] Víctor Javier Gutiérrez Martínez. *Aplicación de un Modelo de Continuación para el Análisis del Fenómeno de Colapso de Voltaje Estático en Sistemas Flexibles de Corriente Alterna*. Tesis para obtener el grado de Maestría, Universidad Michoacana de San Nicolás Hidalgo, México, Noviembre, 2004.
- [Hill, 1992] D. J. Hill. “Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies”, *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, January, 26-30, 1992, New York, NY, 92 WM 102-4 PWRS.
- [Hiskens, 1995] Ian A. Hiskens. “Analysis Tools for Power Systems Contending with Nonlinearities”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, No. 11, November 1995.
- [Iba et al., 1991] K. Iba, H. Suzuki, M. Egawa, T. Watanabe. “Calculation of Critical Loading Condition with Nose Curve Using Homotopy Continuation Method”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 584-593, May 1991.
- [IEEE, 1973] Working Group on a Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data, “Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data”, *IEEE PES Winter Meeting*, New York, N. Y. USA, January 28-February 2, 1973.
- [IEEE, 1982] 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.
- [IEEE, 1993] IEEE Task Force on Load representation for Dynamic Performance. “Load Representation for Dynamic Performance Analysis”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [IEEE, 1995] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, System dynamic Performance Subcommittee Power system Engineering Committee. “Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [IEEE, 2001] IEEE/PES Power Systems Stability Subcommittee Report on “Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides”, C. A. Cañizares (Editor). Final Draft, January 2001. Disponible en Internet por demanda en: <http://www.power.uwaterloo.ca/~claudio/claudio.html>.
- [IEEE, 2004] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziaargyriou, 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.
- [Khoi, et al., 1995] Khoi T. Vu, Chen-Ching Liu, Carson W. Taylor and Kebede M. Jimma, “Voltage Instability: Mechanisms and Control Strategies”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, No. 11, November 1995.
- [Knight, 2001] U. G. Knight. *Power Systems in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management*. John Wiley & Sons, UK, 2001.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

- [Kundur et al., 1999] P. Kundur, G. K. Morison, L. Wang, and H. Hamadanizadeh. "On-line Dynamic Security Assessment of Power Systems". *Fifth International Workshop on Electrical Power Control Centers*, Héviz, Hungary, June 1999.
- [Kundur and Morison, 1997] P. Kundur and G. K. Morison. "A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today's Power Systems". Paper presented at the Panel Session on Stability Terms and Definitions. *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, New York, NY, USA, February 2-6, 1997.
- [Kundur and Morison, 1998] P. Kundur and G. K. Morison. "On-line Dynamic Security Assessment". SEPOPE 98, Rio de Brazil, August 1998.
- [Kundur, 1994] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [Kwatny et al., 1995] Harry G. Kwatny, Robert F. Fischl and Chika O. Nwankpa "Local Bifurcation in Power Systems: Theory, Computation, and Application", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, No. 11, November 1995.
- [Lachs and Sutanto, 1992] W. R. Lachs and D. Sutanto. "Voltage Instability in Interconnected Power Systems: A Simulation Approach". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, May 1992, pp. 753-761.
- [Lachs and Sutanto, 1997] W. R. Lachs and D. Sutanto. "Protection for the Transmission Grid". *Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, IEE Publication No. 434, University of Nottingham, March 1997, pp. 201-205.
- [Liu, et al., 1997] Yuin-Hong Liu, Wei-Jen Lee, Mo-Shing Chen. "Incorporating Induction Motor Model in a Load flow Program for Power System Voltage Stability Study". *IEEE International Electric Machines and Drivers Conference Record*, May, 1997.
- [Madrigal et al., 2004] M. Madrigal, F. Abortes, R. Flores, "Transmisión Management, Pricing and Expansion en Mexico: Current Satus and Prespectives", *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, June 6-10 2004, Denver, Colorado, USA.
- [Milano, 2004] F. Milano. "Power System Analysis Toolbox Documentation for PSAT", version 1.3.1, July 14, 2004. Disponible en Internet en: <http://www.power.uwaterloo.ca/~f milano/>.
- [Morales-González, 2005] Eduardo Morales González. *Influencia de la Representación de las Cargas en la Estabilidad de Voltaje*. Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME-Zac. IPN. México, Diciembre, 2005.
- [Morison, et al., 2003] Kip Morison, Hamid Hamadani and Lei Wang. "Practical Issues in Load Modeling for Voltage Stability Studies", *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, July 13-17 2003, Toronto, Canada.
- [Mota-Henriques, et al., 2002] Ricardo Mota Henriques, Nelson Martins, Júlio C. R. Ferraz, Antonio C. B. Martins, Hermínio J.C. P. Pinto, Sandoval Carneiro Jr.. "Impact of Induction Motor Loads into Voltage Stability Margins of Large Systems". *Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [P. A. Löf et al., 1995] P. A. Löf, G. Andersson, D. J. Hill. "Voltage Dependent Reactive Power Limits for Voltage Stability Studies". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1995.
- [Pai et al., 1995] M. A. Pai, Peter W. Sauer. and bernard C. Lesieutre, "Static and Dynamic Nonlinear Loads and Structural Stability in Power Systems", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, No. 11 November 1995.
- [Philip, 1991] Philip E. Gill, Walter Murray, Margaret H. Wright. *Numerical Linear Algebra and Optimization, Volume 1*, Addison – Wesley Publishing Company, 1991.

- [Rouche et al., 1977] N. Rouche, P. Habets, and M. Laloy, *Stability Theory by Liapunov's Direct Method*, New York : Springer, 1977.
- [Ruiz-Vega et al., 2002] D. Ruiz-Vega, D. Olguín Salinas and M. Pavella. (2002). "Simultaneous Optimization of Transient Stability-Constrained Transfer Limits of Multi-Area Power Systems". *Proceedings of the Med Power 2002 Conference*. November 4th-6th 2002, Athens, GREECE
- [Ruiz-Vega, 1996] Daniel Ruiz Vega, *Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D. F., Enero 1996.
- [Ruiz-Vega, 2002] Daniel Ruiz-Vega. *Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability*. Dépôt légal 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
- [Ruiz-Vega, 2005] Daniel Ruiz Vega. *Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2005
- [Ruiz-Vega y Enríquez-Harper, 2005] D. Ruiz-Vega, G. Enríquez-Harper. "The Effect of Power System Dynamic Modeling in the Analysis of Poorly Damped Oscillations". *Memorias del Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (ERLAC)*, Ciudad del Este Paraguay, 2005.
- [Rumyantsev and Osiraner, 1987] V. V. Rumyantsev and A. S. Osiraner, *Stability and Stabilization of Motion With Respect to a Part of the Variables*, Moscow, Nauka, Rusia, 1987.
- [Sadikovic and Glavic, 2001] Rusejla Ponjavic Sadicovic, Mevludin Glavic. "Effect of FACTS devices on Steady State Voltage Stability". University of Tuzla, Bosnia and Herzegovina, 2001.
- [Seydel, 1994] R. Seydel. *Practical Bifurcation and Stability Analysis: From Equilibrium to Chaos*. Spriger – Verlag, 1994.
- [Smed et al., 1991] T. Smed, G. Anderson, G. B. Sheblé and L. L. Grisby. "A New Approach to ac/dc Power Flow". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, pp. 1238-1244, August 1991.
- [Srivastava et al., 1999] K. N. Srivastava, S.N. Singh, S. C. Srivastava. "Effect of Multiple Equilibria on Power System Stability", *Electric Power Systems Research*, November 1999.
- [Stagg and El-Abiad, 1968] G. W. Stagg and H. El-Abiad. *Computer Methods in Power System Analysis*. McGraw Hill, 1968.
- [Stubbe et al., 1989] M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse and J. C. Baader. "STAG – A New Unified Software Program for the study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power Systems". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 1, February 1989.
- [Taylor, 1994] C. W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [UWPFLOW, 1999] University of Waterloo Power FLOW program (UWPFLOW). Programa desarrollado por C. A. Cañizares y F. Alvarado, disponible en línea en el portal de Internet: <http://thunderbox.uwaterloo.ca/%7Eclaudio/software/pflow.htm>.
- [Van Cutsem and Mailhot, 1997] T. Van Cutsem and R. Mailhot. "Validation of a Fast Voltage Stability Analysis Method on the Hydro-Québec System". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, 1997, pp. 282-292.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.

Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación

- [Van Cutsem, 2000] T. Van Cutsem. “Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods”. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp. 208-227, February 2000.
- [Van Cutsem and Vournas, 2006] T. Van Cutsem and C. Vournas. “Emergency Monitoring and Corrective Control of Voltage Instability”. Chapter 4 of the book entitled: *Real-Time Stability in Power Systems*. S.C. Savulescu (editor). Springer, 2006.
- [Venkatasubramanian, et al., 1995] V. Venkatasubramanian, H. Schättler and J. Zaborszky, “Dynamics of Large Constrained Nonlinear Systems – A taxonomy”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, pp. 1530-1561, November 1995.
- [Vorotnikov, 1998] V. I. Vorotnikov, *Partial stability and Control*, Cambridge, MA: Birkhauser, 1998.
- [Vournas and Van Cutsem, 2006] C. Vournas and T. Van Cutsem. “On-Line Voltage Security Assessment”. Chapter 5 of the book entitled: *Real-Time Stability in Power Systems*. S.C. Savulescu (editor). Springer, 2006.
- [Xu and Mansour, 1994] Wilsun Xu, Yakout Mansour. “Voltage Stability Analysis using Generic Dynamic Load Models”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 1, February 1994.
- [Yue and Schlueter, 2002] Meng Yue, Robert Schlueter. “Classification of Types, Classes, and Agents for Power System Bifurcations”. *IEEE Power Engineering Review*, August 2002.
- [Zambroni, 1996] Antonio Carlos Zambroni de Souza. *New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse*. thesis presented to the University of Waterloo in fulfillment for the degree of the thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering, 1996.

APÉNDICE

A. DATOS Y DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

A continuación se presentan para el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) Anderson los datos de líneas (tabla A.1), datos de los transformadores (tabla A.2), datos de los nodos de generación (tabla A.3), además, se muestra el diagrama unifilar (figura A.1) en el cual se escribe la solución del caso base (valores de voltaje, ángulo, potencia activa y reactiva para cada uno de los nodos, así como, el valor de flujos de potencia entre los nodos).

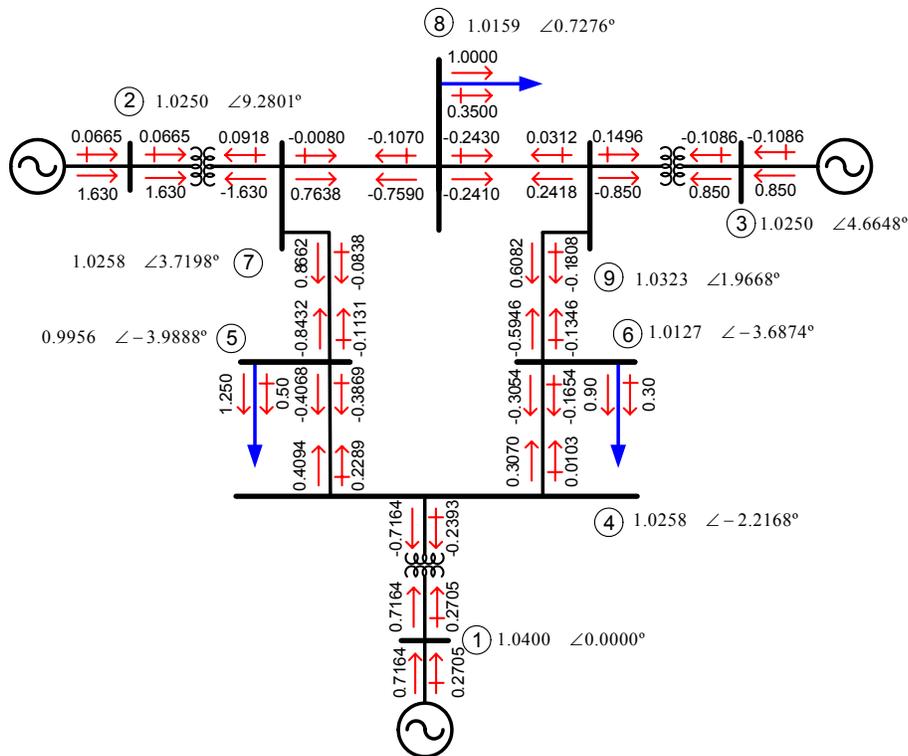


Figura A.1. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson sin contingencia, potencia base de 100 [MVA].

Tabla A.1. Datos de líneas del SEP Anderson.

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	4	5	1	0.01	0.085	0.088
Línea 2	5	7	1	0.032	0.161	0.153
Línea 3	7	8	1	0.0085	0.072	0.0745
Línea 4	8	9	1	0.0119	0.1008	0.1045
Línea 5	6	9	1	0.039	0.17	0.179
Línea 6	4	6	1	0.017	0.092	0.079

Tabla A.2. Datos de transformadores del SEP Anderson.

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]	Tap (magnitud) [p.u.]	Tap (ángulo) [p.u.]
Transformador 1	4	1	1	0.0	0.057	0.0	1.0	0.0
Transformador 2	7	2	1	0.0	0.0625	0.0	1.0	0.0
Transformador 3	9	3	1	0.0	0.0586	0.0	1.0	0.0

Tabla A.3. Datos de nodos generadores para el SEP Anderson.

Elemento	Nodo i	Snom [p.u.]	Factor de Potencia	P _{max} [p.u.]	Q _{max} [p.u.]	X _d [p.u.]	X _q [p.u.]	Tipo Máquina
Generador 1	1	2.475	1.0	99.99	99.99	0.1460	0.0969	Polos salientes
Generador 2	2	1.92	0.85	1.632	1.011	0.8958	0.8645	Polos lisos
Generador 3	3	1.28	0.85	1.088	0.674	1.3125	1.2578	Polos lisos

El siguiente diagrama unifilar (figura A.2) corresponde al SEP Stagg, observe que este incluye la solución del caso base (valores de voltaje, ángulo, potencia activa y reactiva para cada uno de los nodos, así como, el valor de flujos de potencia entre los nodos).

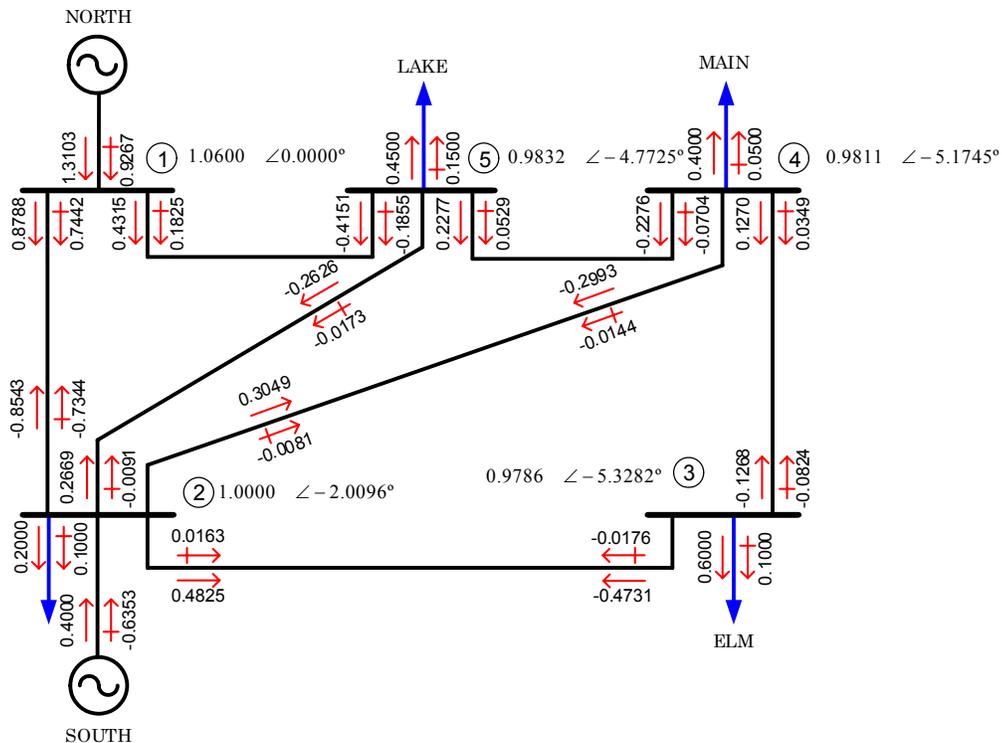


Figura A.2. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Stagg sin contingencia, potencia base de 100 [MVA].

En la tabla A.4 se presentan los datos en por unidad [p.u.] a la base de 100 [MVA] del SEP Stagg.

Tabla A.4. Datos de las líneas en el SEP Stagg.

Elemento	I	J	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	1	2	1	0.02	0.06	0.03
Línea 2	1	5	1	0.08	0.24	0.025
Línea 3	2	5	1	0.06	0.18	0.02
Línea 4	2	4	1	0.06	0.18	0.02
Línea 5	2	3	1	0.04	0.12	0.015
Línea 6	5	4	1	0.001	0.03	0.01
Línea 7	4	3	1	0.008	0.024	0.025

La tabla A.5 presenta los valores de la magnitud de voltaje y ángulo nodales correspondientes a la solución del caso base del SEP New England, los valores están en [p.u.] a la base de 100 [MVA].

Tabla A.5. Valores resultantes de la magnitud de Voltaje y ángulo nodal para el SEP New England, sin contingencia (caso base o inicial).

Nodo	V [p.u.]	Ángulo [grados]	Nodo	V [p.u.]	Ángulo [grados]
1	1.0495	0.3991	21	1.0315	1.9126
2	1.0509	1.1097	22	1.0496	6.3129
3	1.0299	-1.9276	23	1.0444	6.0807
4	0.9984	-2.3386	24	1.0377	-0.3178
5	0.9961	-0.7851	25	1.0580	2.0866
6	0.9975	-0.606	26	1.0625	0.0480
7	0.9879	-2.1228	27	1.0438	-1.7912
8	0.9874	-2.5555	28	1.0743	2.7433
9	1.0247	-1.0626	29	1.0784	5.2991
10	1.0112	2.1221	30	1.0475	3.5244
11	1.0054	1.3753	31	0.9520	9.0805
12	0.9936	1.2862	32	0.9831	10.1655
13	1.0086	1.3281	33	0.9972	9.5585
14	1.0069	-0.5442	34	1.0123	8.1830
15	1.0140	-1.5508	35	1.0493	11.2757
16	1.0320	-0.3649	36	1.0635	13.9360
17	1.0352	-1.3397	37	1.0278	8.8690
18	1.0318	-2.0088	38	1.0625	11.9192
19	1.050	4.3413	39	1.03	0.0
20	0.9911	2.9931			

El diagrama unifilar de la figura A.3 corresponde al SEP New England, se muestran los valores de potencia activa y reactiva de cada uno de los nodos. Note que este diagrama unifilar respeta la ubicación geográfica de cada nodo del SEP (según la escala mostrada).

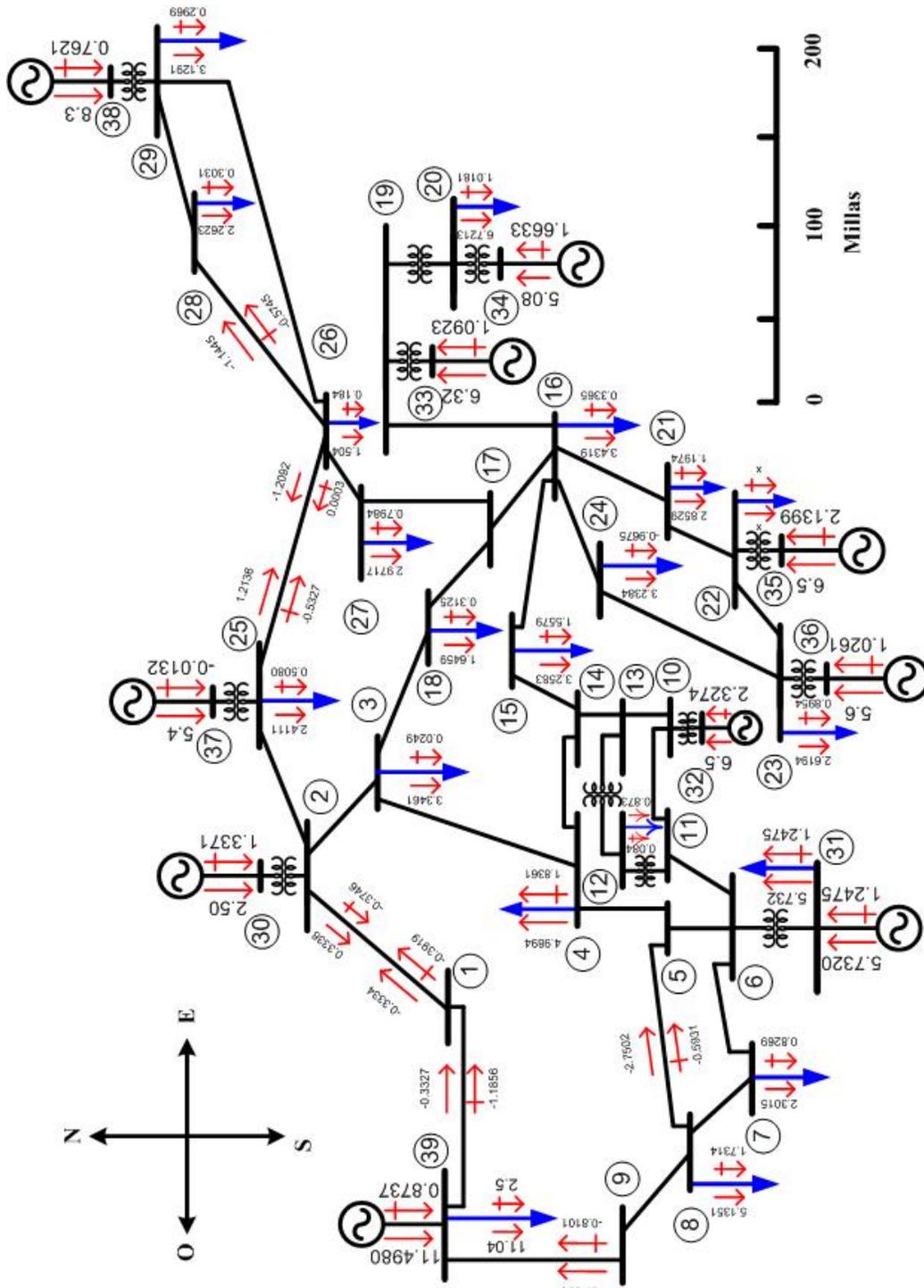


Figura A.3. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia New England sin contingencia, potencia base de 100 MVA.

Por último se presentan para el SEP New England los datos de líneas (tabla A.6), datos de los transformadores (tabla A.7) y datos de los nodos de generación (tabla A.8).

Tabla A.6. Datos de las líneas del SEP New England.

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	1	2	1	0.0035	0.0411	0.3494
Línea 2	1	39	1	0.001	0.025	0.375
Línea 3	2	3	1	0.0013	0.0151	0.1286
Línea 4	2	25	1	0.007	0.0086	0.073
Línea 5	3	4	1	0.0013	0.0213	0.1107
Línea 6	3	18	1	0.0011	0.0133	0.1069
Línea 7	4	5	1	0.0008	0.0128	0.0691
Línea 8	4	14	1	0.0008	0.0129	0.0738
Línea 9	5	6	1	0.0002	0.0026	0.0217
Línea 10	5	8	1	0.0008	0.0112	0.0738
Línea 11	6	7	1	0.0006	0.0092	0.0565
Línea 12	6	11	1	0.0007	0.0082	0.0695
Línea 13	7	8	1	0.0004	0.0046	0.039
Línea 14	9	8	1	0.0023	0.0363	0.1902
Línea 15	9	39	1	0.001	0.025	0.6
Línea 16	10	11	1	0.0004	0.0043	0.0365
Línea 17	10	13	1	0.0004	0.0043	0.0365
Línea 18	13	14	1	0.0009	0.0101	0.0862
Línea 19	14	15	1	0.0018	0.0217	0.183
Línea 20	15	16	1	0.0009	0.0094	0.0855
Línea 21	16	17	1	0.0007	0.0089	0.0671
Línea 22	16	19	1	0.0016	0.0195	0.152
Línea 23	16	21	1	0.0008	0.0135	0.1274
Línea 24	16	24	1	0.0003	0.0059	0.034
Línea 25	17	18	1	0.0007	0.0082	0.066
Línea 26	17	27	1	0.0013	0.0173	0.1608
Línea 27	21	22	1	0.0008	0.014	0.1283
Línea 28	22	23	1	0.0006	0.0096	0.0923
Línea 29	23	24	1	0.0022	0.035	0.1805
Línea 30	25	26	1	0.0032	0.0323	0.2565
Línea 31	26	27	1	0.0014	0.0147	0.1198
Línea 32	26	28	1	0.0043	0.0474	0.3901
Línea 33	26	29	1	0.0057	0.0625	0.5145
Línea 34	28	29	1	0.0014	0.0151	0.1245

Tabla A.7. Datos de los transformadores para el SEP New England.

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]	Tap (magnitud) [p.u.]	Tap (ángulo) [p.u.]
Transformador 1	2	30	1	0.0	0.0181	0.0	1.025	0.0
Transformador 2	6	31	1	0.0	0.025	0.0	1.07	0.0
Transformador 3	10	32	1	0.0	0.02	0.0	1.07	0.0
Transformador 4	12	11	1	0.0016	0.0435	0.0	1.006	0.0
Transformador 5	12	13	1	0.0016	0.0435	0.0	1.006	0.0
Transformador 6	19	20	1	0.0007	0.0138	0.0	1.06	0.0
Transformador 7	19	33	1	0.0007	0.0142	0.0	1.07	0.0
Transformador 8	20	34	1	0.0009	0.018	0.0	1.009	0.0
Transformador 9	22	35	1	0.0	0.0143	0.0	1.025	0.0
Transformador 10	23	36	1	0.0005	0.0272	0.0	1.0	0.0
Transformador 11	25	37	1	0.0006	0.0232	0.0	1.025	0.0
Transformador 12	29	38	1	0.0008	0.0156	0.0	1.025	0.0

Tabla A.8. Datos de nodos generadores para el SEP New England.

Elemento	Nodo i	S _{nom} [p.u.]	Factor de Potencia	P _{max} [p.u.]	Q _{max} [p.u.]	X _d [p.u.]	X _q [p.u.]	Tipo Máquina
Generador 1	30	416.667	0.9	3.75	1.326	0.1	0.069	Polos lisos
Generador 2	31	955.333	0.9	8.598	4.698	0.295	0.282	Polos lisos
Generador 3	32	1083.333	0.9	9.75	4.922	0.2495	0.237	Polos lisos
Generador 4	33	1053.333	0.9	9.48	4.623	0.262	0.258	Polos lisos
Generador 5	34	846.667	0.9	7.62	3.447	0.67	0.62	Polos lisos
Generador 6	35	1083.333	0.9	9.75	3.395	0.254	0.241	Polos lisos
Generador 7	36	933.333	0.9	8.4	2.541	0.295	0.292	Polos lisos
Generador 8	37	900	0.9	8.1	3.326	0.29	0.28	Polos lisos
Generador 9	38	1383.333	0.9	12.45	3.808	0.2106	0.205	Polos lisos
Generador 10	39	1691.5	0.9	15.223	99.999	0.02	0.019	Polos lisos