

Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje

Primera Edición

2009

Mario A. Ríos

Profesor Asociado

Universidad de los Andes

Bogotá, Colombia

Carlos J. Zapata

Profesor Asociado

Universidad Tecnológica de Pereira

Pereira, Colombia

Oscar Gómez

Profesor Asistente

Universidad Tecnológica de Pereira

Pereira, Colombia



Universidad
Tecnológica
de Pereira

Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje

Primera edición: Año 2009

ISBN:

Autores: Mario A Ríos, Profesor Asociado, Universidad de los Andes, Bogotá

Carlos J. Zapata, Profesor Asociado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira

Oscar Gómez, Profesor Asistente, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira

© 2009 Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia

Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

Impresión: Publiprint Ltda

Centro Comercial La Popa, Local 14

Dosquebradas, Colombia

publiprint@epm.net.co

Primera impresión

Impreso en Colombia, Printed in Colombia

Prohibida la reproducción parcial o total de esta obra, por cualquier método sin la autorización escrita del editor.

Este libro es un compendio de los resultados obtenidos durante la ejecución del proyecto de investigación “Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje – Predicción, selección de contingencias críticas, impacto en distancia de colapso de voltaje” el cual fue financiado con recursos de COLCIENCIAS y XM S. A. E. S. P. provenientes del Convenio Interadministrativo de Cooperación Técnica No. 055-SENA y 030-2005 COLCIENCIAS.

Este proyecto fue realizado por los grupos de investigación “Potencia y Energía” de la Universidad de los Andes y “Planeamiento de Sistemas Eléctricos” de la Universidad Tecnológica de Pereira del 17 de octubre del año 2007 al 17 de marzo del año 2009.

Los conceptos expresados en este libro no comprometen a ninguna de las entidades participantes y solo son responsabilidad de los autores.

Los autores agradecen que todo comentario, crítica o sugerencia al presente documento les sean enviadas a alguna de las siguientes direcciones:

Profesor

Mario Alberto Ríos

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Universidad de los Andes

Carrera 1 #18A 10, Bogotá, Colombia

mrrios@uniandes.edu.co

Profesor

Carlos Julio Zapata

Programa de Tecnología Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita, Pereira, Colombia

cjzapata@utp.edu.co

Proyecto de investigación:	Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje – Predicción, selección de contingencias críticas, impacto en distancia de colapso de voltaje
Contrato:	300 del año 2007
Entidad financiadora:	Colciencias
Entidad beneficiaria:	XM Los Expertos en Mercados
Entidades ejecutares:	Universidad de los Andes Universidad Tecnológica de Pereira
Grupos de investigación:	Potencia y Energía Planeamiento de Sistemas Eléctricos
Director de proyecto:	Mario A. Ríos
Investigadores:	Mario A. Ríos Carlos J. Zapata Oscar Gómez
Asistentes de investigación:	José L. Sánchez Yimi A. Romero Jorge M. Arias
Apoyo administrativo:	Harold Perdomo – Universidad de los Andes Germán Henao – Universidad Tecnológica de Pereira

TABLA DE CONTENIDO

Página

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ESTABILIDAD Y SEGURIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE POTENCIA	5
2.1 DEFINICIONES.....	7
2.2 TIPOS DE ESTUDIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA	8
2.3 TAXONOMÍA DE LOS ÍNDICES DE SEGURIDAD	10
2.3.1 Índices calculados a partir de Flujos de Carga	11
2.3.2 Índices calculados a partir de Simulación Casi-Estática	12
2.3.3 Índices calculados a partir de Simulación Dinámica	12
2.3.4 Índices calculados a partir de Funciones de Energía	12
2.3.5 Índices calculados con Técnicas de Computación Blanda	13
2.3.6 Índices calculados a partir de Medidas	13
2.4 MEDIDAS PARA MITIGAR LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....	13
2.4.1 Medidas Operativas	15
2.4.2 Expansión del sistema.....	16
2.4.3 Compensación Reactiva Controlada.....	16
2.4.4 Deslastre de Carga por Voltaje	17
2.4.5 Bloqueo de los Cambiadores de Taps Bajo Carga.....	17
2.4.6 Sistemas de Medida de Área Amplia.....	17
2.4.7 Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia.....	18
2.4.8 Partición del Sistema en Subsistemas	18
3. ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE VOLTAJE EN EL CORTO PLAZO	21
3.1 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS USANDO SENSIBILIDAD MODAL	21
3.1.1 Análisis de Valores Propios	21
3.1.2 Análisis de Valores Singulares	23
3.1.3 Ordenamiento de Contingencias Críticas	23

3.1.4 Factores de Participación de Ramas	23
3.1.5 Sensibilidad Nodal.....	24
3.1.6 Factores de Participación Agregados.....	25
3.1.7 Análisis Comparativo	27
3.2 UTILIZACIÓN DE ÍNDICES EN LA DEFINICIÓN DE “RANKING” DE CONTINGENCIAS.....	34
3.2.1 Índice de Kessel y Glavitsch	34
3.2.2 Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI).....	36
3.2.3 Índice FVSI.....	37
3.2.4 Índice de Desempeño de Ramas	38
3.2.5 Análisis Comparativo de las Metodologías	39
3.3 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD	44
3.3.1 Efecto de Contingencias en la Cargabilidad.....	46
3.3.2 Ranking por Reducción en la Cargabilidad.....	47
3.3.3 Variaciones al Cálculo de la Cargabilidad Máxima	47
3.3.3.1 Fijación de Curva Generalizada.....	47
3.3.3.2 Estimación Lineal usando Sensibilidad en λ	48
3.3.3.3 Resultados de Prueba	49
3.4 COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS DE “RANKING” DE CONTINGENCIAS DE SEGURIDAD DE VOLTAJE	51
3.4.1 Condición de Demanda Máxima	51
3.4.2 Desempeño de Metodologías en Planeación “Day Ahead”	55
3.5 SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS CON BASE EN EL IBPF – MÉTODO PROPUESTO	56
3.5.1 Definición del IBPF	57
3.5.2 Análisis de contingencias con IBPF	59
3.5.3 Análisis de Contingencias N-2	59
3.5.4 Prueba del Método	59
3.5.4.1 Resultados IBPF – Contingencias críticas con N-1	60
3.5.4.2 Resultados IBPF – Contingencias críticas con N-2.....	62
3.5.5 Análisis de 24 horas del IBPF	64
4. ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE VOLTAJE EN TIEMPO REAL.....	69

4.1 UNIDADES DE MEDIDA FASORIAL	69
4.2 DESARROLLO DE LOS ÍNDICES DE SEGURIDAD DE VOLTAJE BASADOS EN PMU'S	70
4.3 CONCEPTOS DE LA TEORÍA DE CIRCUITOS APLICADOS EN EL DESARROLLO DE LOS ÍNDICES	71
4.3.1 Equivalente Thévenin	71
4.3.2 Teorema de la Máxima Transferencia de Potencia.....	71
4.3.3 Teorema de Tellegen	72
4.4 ÍNDICES SDI Y SDC	72
4.5 ÍNDICE ISI.....	73
4.6 ÍNDICE VSLBI	74
5. IMPACTO DE LAS CONTINGENCIAS Y DISTANCIA AL COLAPSO.....	75
5.1 IMPACTO DE LAS CONTINGENCIAS – ENFOQUE “ <i>DAY AHEAD</i> ”	75
5.1.1 Desplazamiento de la Mínima Distancia Modal QV	75
5.1.2 Desplazamiento de la Mínima Distancia Modal QV por Método Aproximado.....	76
5.1.3 Pruebas Desplazamiento Mínima Distancia Modal QV	78
5.1.3.1 Recalculando Matriz J_R	78
5.1.3.2 Método Aproximado “B”	83
5.1.4 Re-ordenamiento de Contingencias	87
5.2 IMPACTO DE LAS CONTINGENCIAS – ENFOQUE “ON-LINE”	87
5.2.1 Descripción	87
5.2.2 Resultados.....	88
5.2.3 Propuesta de escalas semánticas para SDC, ISI y VSBLI.....	91
6. MODELO DE DESPACHO	95
6.1 MODELO APROXIMADO DEL DESPACHO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	96
6.2 SOLUCIÓN AL PROBLEMA DEL DESPACHO ECONÓMICO.....	99
6.2.1 Técnicas de Enumeración Exhaustiva	99
6.2.2 Programación Dinámica	99
6.2.3 Relajación Lagrangeana.....	100
6.2.4 Optimización mediante Puntos Interiores.....	100
6.2.5 Simulated Annealing	100

6.2.6 Algoritmos Genéticos	100
6.2.7 Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS)	101
6.3 IDENTIFICACIÓN DE GENERACIONES DE SEGURIDAD	102
6.4 CÁLCULO DE LAS GENERACIONES DE SEGURIDAD EN EL CND	102
6.5 IMPLEMENTACIÓN DEL DESPACHO ELÉCTRICO EN GAMS CON INTERFACE EN MATLAB	104
6.6 OPF CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD DE VOLTAJE (VSC-OPF)	108
6.6.1 VSC-OPF con maximización de cargabilidad (OPF-2).....	108
6.6.2 VSC-OPF mediante la maximización de índices que miden la desviación en los términos de la diagonal del Jacobiano (OPF-3)	109
6.6.3 VSC-OPF mediante la maximización del índice L (OPF-4)	111
6.6.4 Pruebas y Comparación de los VSC-OPF	111
6.6.4.1 Despacho de potencia activa y reactiva para cada OPF	112
6.6.4.2 Comportamiento de la generación de potencia activa y reactiva	115
6.6.4.3 Perfiles de Voltaje según VSC-OPF	116
7. PLANEAMIENTO “DAY AHEAD” - INTEGRACIÓN VSC-OPF Y SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS	119
7.1 ALGORITMO DE INTEGRACIÓN IBPF-VSC-OPF	119
7.2 PRUEBAS DE LA METODOLOGÍA	121
7.2.1 Despacho Condición Normal N-0	121
7.2.2 Selección de Contingencias	122
7.2.3 OPF con Restricciones de Seguridad de Voltaje	124
7.2.4 Estapa de Análisis de los Resultados.....	128
7.3 IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LA CARGA	132
8. APORTES DE ESTA INVESTIGACIÓN.....	135
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXO 1 SISTEMA IEEE 118 NODOS	149
ANEXO 2 DATOS SISTEMA IEEE-RTS DE 24 NODOS.....	165
ANEXO 3 DATOS SISTEMA IEEE-RBTS DE 6 NODOS	168

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 3.1 Valores Propios Críticos – Análisis Modal J_R	27
Tabla 3.2 Factores de Participación Nodal – Análisis Modal J_R	28
Tabla 3.3 Factores de Participación de Ramas – Modos 1 a 3 -Análisis Modal J_R	29
Tabla 3.4 Factores de Participación de Ramas – Modos 4 y 5 - Análisis Modal J_R ...	29
Tabla 3.5 Ordenamiento de Contingencias Simples por NAPF.....	30
Tabla 3.6 Ordenamiento de Contingencias Simples por NMAPF	31
Tabla 3.7 Nodos Críticos –Sensibilidad Nodal	32
Tabla 3.8 Líneas Críticas –Sensibilidad Nodal	32
Tabla 3.9 Líneas Críticas –Sensibilidad Nodal	33
Tabla 3.10 Indicador Kessel y Glavitsch – IEEE 118 nodos Sin contingencias.....	40
Tabla 3.11 Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch	40
Tabla 3.12 Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch – Nodos con Lj Mayor a Punto de Corte	41
Tabla 3.13 Ordenamiento de Contingencias por Indicador RSI	42
Tabla 3.14 Ordenamiento de Líneas por Indicador FVSI – Sin Contingencias.....	43
Tabla 3.15 Ordenamiento de Contingencias por Indicador FVSI.....	43
Tabla 3.16 Ordenamiento de Líneas por Indicador IDR.....	44
Tabla 3.17 Ordenamiento de Contingencias usando FCC	50
Tabla 3.18 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias	51
Tabla 3.19 Contingencias Catalogadas como Críticas según Metodología –Sistema IEEE 118 nodos	53
Tabla 3.20 Comparación de Ranking – Líneas sistema IEEE 118 nodos a 345 kV ...	55
Tabla 3.21 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias – Evaluación de 24 Horas	56
Tabla 3.22 Ranking de Contingencias Simples con IBPF	61
Tabla 3.23 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 1	62
Tabla 3.24 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 2	63
Tabla 3.25 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 3	64
Tabla 3.26 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF Área 1	65
Tabla 3.27 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF Área 2	66
Tabla 3.28 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF Área 3	67
Tabla 3.29 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias – Evaluación de 24 Horas	68

Tabla 5.1 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 nodos	79
Tabla 5.2 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 1 a 12	79
Tabla 5.3 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 13 a 24	80
Tabla 5.4 Contingencias Crítica Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 1 a 12	81
Tabla 5.5 Contingencias Crítica Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 13 a 24	82
Tabla 5.6 Ranking de Impacto de Contingencias Críticas – Método Aproximado, Sistema IEEE 118 nodos	83
Tabla 5.7 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Método Aproximado	85
Tabla 5.8 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos, Método Aproximado (Horas 1 a 12)	86
Tabla 5.9 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos, Método Aproximado (Horas 13 a 24)	86
Tabla 5.10 Tiempo Computacional Simulaciones de Desplazamiento de Distancia de la Mínima Sensibilidad Modal QV	87
Tabla 5.11 Contingencias más severas según índice SDC	89
Tabla 5.12 Contingencias más severas según el índice ISI	90
Tabla 5.13 Contingencias más severas según el índice VSLBI	90
Tabla 6.1 Intercambio de Potencia entre Áreas Operativas	105
Tabla 6.2 Operación de los Generadores	106
Tabla 6.3 Despacho Obtenido por las Diferentes Técnicas	113
Tabla 6.4 Costo de Operación Según Tipo de Despacho VSC-OPF	113
Tabla 6.5 Valores Propios de J_R según Despacho Obtenido por VSC-OPF	115
Tabla 6.6 Variación de los Valores Propios de J_R respecto al Caso Base	115
Tabla 7.1 Potencias Activas de Generadores dadas por el VSC-OPF	122
Tabla 7.2 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga máxima ..	123
Tabla 7.3 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga media	123
Tabla 7.4 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga mínima...	124
Tabla 7.5 Impacto de las contingencias en el Sistema	124
Tabla 7.6 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Máxima	125
Tabla 7.7 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Media	126
Tabla 7.8 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Mínima	127
Tabla 7.9 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Mínima	131

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 2.1 Índices de Proximidad al Colapso de Voltaje.....	5
Figura 2.2 Fenómeno de Inestabilidad y Colapso de Voltaje	6
Figura 2.3 Estudios de Valoración de Seguridad Operativa de Sistemas de Potencia.	9
Figura 2.4 Partes de un Análisis de Seguridad en Tiempo Real	9
Figura 2.5 Métodos de Cálculo de Índices de Seguridad de Voltaje	11
Figura 2.6 Medidas para Mitigar los Problemas de Estabilidad de Voltaje.....	14
Figura 3.1 Contingencias Ordenadas Según RSI Normalizado	41
Figura 3.2 Contingencias Ordenadas Según FVSI.....	42
Figura 3.3 Margen de Cargabilidad del Sistema.....	45
Figura 3.4 Margen de Cargabilidad en Contingencias.....	46
Figura 3.5 Cargabilidad según Contingencias Ordenadas de menor a mayor	50
Figura 3.6 Curva de Carga Diaria – Sistema de Prueba IEEE 118 Nodos	56
Figura 3.7 Valores de IBPF – Selección Punto de Corte	60
Figura 4.1 Componentes de una Unidad de Medida Fasorial	69
Figura 4.2 Componentes del Circuito Equivalente Thevenin	71
Figura 4.3 Curva Voltaje - Potencia.....	72
Figura 5.1 Mínimo SDC en las tres etapas de contingencias.....	89
Figura 5.2 Mínimo ISI en las tres etapas de contingencias.....	89
Figura 5.3 Mínimo VSLBI en las tres etapas de contingencias	90
Figura 5.4 Resultados del estudio para el índice SDC	92
Figura 5.5 Resultados de estudio para el índice ISI	92
Figura 5.6 Resultados del estudio para el índice VSLBI	93
Figura 5.7 Propuesta de escalas semánticas para los índices SDC, ISI y VSLBI.....	93
Figura 6.1 Costo Operativo Horario	105
Figura 6.2 Rampas de ascenso y descenso del generador 2.....	106
Figura 6.3 Potencia Activa Generada.....	116
Figura 6.4 Potencia Reactiva Generada	116
Figura 6.5 Perfiles de Voltaje Según VSC-OPF	117
Figura 7.1 Algoritmo de Integración IBPF-VSC-OPF	120
Figura 7.2 Costo Despacho Sistema IEEE 118 Nodos – VSC-OPF (N-1) vs. OPF ..	128
Figura 7.3 Cargabilidad de las líneas para el despacho económico Sistema IEEE 118 Nodos – OPF Mínimo Costo	129
Figura 7.4 Cargabilidad de las líneas para el despacho económico Sistema IEEE 118 Nodos – OPF Maximización de la Cargabilidad	129
Figura 7.5 Cargabilidad Operativa – Dependencia Topología y Despacho.....	132

RESUMEN

Proyección Operativa de Seguridad de Voltaje presenta técnicas para analizar la estabilidad de voltaje en un sistema compuesto generación-transmisión de energía eléctrica bajo dos visiones: la primera bajo una perspectiva de planeamiento operativo de corto plazo realizado un día antes (“Day ahead”) y la segunda bajo la perspectiva de operación en tiempo real (“On line”). Este análisis incluye la predicción del fenómeno de inestabilidad de voltaje, la selección de contingencias críticas para la estabilidad de voltaje y la medición de la distancia al punto colapso de voltaje.

Bajo el enfoque de planeación operativa de corto plazo, la presencia de una contingencia o conjunto simultáneo de contingencias en los componentes de transmisión del sistema de eléctrico de potencia se analiza mediante los cambios ocasionados por éstas en las matrices Jacobianas asociadas al punto de operación del sistema de potencia y se propone un indicador matemático de medición del impacto en términos de la variación del valor propio crítico de la sensibilidad QV. Adicionalmente, se presenta una estrategia que permite analizar cómo una contingencia de un área operativa influye en otra.

El análisis de un día antes combina la programación de despacho óptimo con restricciones técnicas junto con las restricciones de estabilidad de voltaje; así, se investiga el impacto de las restricciones de estabilidad de voltaje en el despacho económico de plantas de generación (OPF-VSC) y se propone una metodología de análisis bajo contingencias críticas seleccionadas por los métodos propuestos, igualmente, en esta investigación.

Bajo el enfoque de operación en tiempo real, se analizan tres índices para el monitoreo de la estabilidad de voltaje, los cuales se basan en lecturas tomadas mediante unidades fasoriales de medida (PMUSs). Un análisis de contingencias en tres etapas sucesivas en componentes de transmisión muestra que la mejor opción es utilizar una combinación de dos índices: uno que monitoree componentes de transmisión y otro que monitoree barrajes.

1. INTRODUCCIÓN

La operación actual de los sistemas de potencia, en la que se exige el aprovechamiento máximo de capacidad de las redes y equipos instalados, ha llevado a que los sistemas de potencia se acerquen a condiciones de mayor riesgo operativo del mismo; presentándose fenómenos críticos asociados a la inestabilidad de voltaje que en ocasiones puede convertirse en un colapso de voltaje.

En los últimos años se han desarrollado varias metodologías para el análisis del fenómeno de inestabilidad de voltaje; sin embargo, estas metodologías han sido utilizadas principalmente para determinar aquellas condiciones críticas del sistema de potencia bajo un análisis de planeamiento, generalmente, de mediano y largo plazo y, plantear necesidades de equipos, sistemas de control, adición de líneas y equipamiento, entre otros aspectos.

Sin embargo, son pocos los trabajos realizados en el estudio y análisis del fenómeno de inestabilidad de voltaje en tiempo real, con fines de planeamiento operativo (o de corto plazo) o con fines de predicción de contingencias críticas. En primera instancia esto se debe al hecho de que varias metodologías (Curvas QV, por ejemplo) se basan en el cálculo repetitivo de flujos de carga para determinar los márgenes de estabilidad en un punto de operación, incrementando drásticamente el número de procesos a realizar en el caso de predicción operativa.

Así y dada la importancia de la seguridad de voltaje como uno de los aspectos relevantes hoy en día en la operación de los sistemas de potencia, se busca determinar una técnica que permita evaluar en tiempo real las condiciones y contingencias que acercan un sistema de potencia a una inestabilidad de voltaje, medir el posible impacto de esas contingencias críticas y, en caso de presentarse, plantear acciones de control.

Esta investigación propone procedimientos encaminados a evaluar la seguridad de voltaje de un sistema de potencia que sirvan como herramienta de planeamiento de corto plazo, con las siguientes características:

- Que permita determinar contingencias críticas con base en las condiciones de despacho y operación del sistema de potencia, proyectadas bajo el concepto de 1 día de avance “day ahead” y que, a su vez, puedan ser monitoreadas durante la operación del sistema.
- Que permita determinar el impacto en cuanto a riesgo por inestabilidad de voltaje de las contingencias críticas, en cada período de la condición de operación prevista (24 horas).
- Que permita evaluar el riesgo operativo de tener una inestabilidad de voltaje que provoque un apagón total o parcial del sistema de potencia.

-
- Que en caso de presentarse la contingencia crítica permita establecer medidas operativas que controlen o eviten un evento de inestabilidad de voltaje.

Esta investigación aporta metodologías en la solución de estos temas con base en la selección de contingencias críticas para la estabilidad de voltaje y en el análisis modal (eigenvalores) de la matriz Jacobiana reducida que mide las sensibilidades voltaje potencia reactiva y que permite determinar por medio del análisis matricial de vectores propios los elementos cuya contingencia son considerados los de mayor participación en el comportamiento de los modos críticos del sistema (ceranos a la inestabilidad).

Así pues, conociendo las condiciones operativas pre-establecidas por un despacho centralizado de 24 horas (1 día) en avance, se puede determinar por medio del análisis de situaciones “snapshot”, la evolución de los modos críticos de inestabilidad de voltaje y su evolución en magnitud (distancia al colapso), determinando las horas más riesgosas y las contingencias que pueden afectar o inestabilizar estos modos.

De otra parte, se desarrolla una metodología complementaria que permite medir el impacto que podrían causar las contingencias críticas en sus diferentes “snapshots”, por medio del análisis de sensibilidad de las matrices Jacobianas (linealización alrededor del punto de operación de estado estable) y del cálculo de un indicador de distancia a la inestabilidad de la condición de poscontingencia (valores propios en el análisis modal).

El comportamiento de este indicador de carácter matemático se sensibiliza en términos que sean claramente entendibles por los ingenieros de operación. Para ello, se desarrolló una metodología de sensibilización bajo un enfoque de evaluación de contingencias on-line con herramientas que arrojan resultados fácilmente entendibles por el operador que atiende una condición de alerta o emergencia del sistema.

En la operación de los sistemas de potencia, estos cuentan con centros de control encargados del monitoreo y control de las perturbaciones y de la operación normal del sistema de potencia. Actualmente uno de los aspectos de investigación a nivel mundial lo constituye el análisis de selección de contingencias críticas para mantener la estabilidad de voltaje del sistema y evitar un colapso de voltaje.

Así, se plantea la necesidad de desarrollar técnicas computacionales eficientes para la selección de contingencias críticas con base en un escenario proyectado de operación de corto plazo. Igualmente, se requiere determinar el impacto de las contingencias críticas si estas ocurrieran durante la operación del sistema de potencia.

En esta investigación se consideró que una de las formas de solucionar el problema de selección de contingencias críticas para la estabilidad de voltaje es analizar la importancia de los diferentes componentes del sistema (líneas, transformadores, generadores, entre otros) en los modos críticos de la estabilidad de voltaje.

Con base en lo anterior, se ha propuesto la utilización del análisis modal de la matriz Jacobiana reducida que representa la sensibilidad voltaje potencia reactiva del sistema de

potencia. El análisis vectorial de la descomposición o diagonalización de dicha matriz suministra suficiente información para determinar la criticidad de componentes o elementos del sistema por medio del cálculo de factores de participación.

La aplicación del análisis modal requiere hacerse sobre las condiciones establecidas a corto plazo para la operación del sistema. Así, el análisis debe realizarse para cada una de las horas proyectadas de la operación del sistema, en las cuales se considera la proyección horaria de la carga a lo largo del sistema de potencia y el despacho de generación con base en el modelo de “Day Ahead”, que opera en la mayoría de los sistemas de potencia del mundo.

Aquí se propone una metodología que mejora el análisis fundamentado en dicha teoría y, a la vez, aprovecha las bondades computacionales de la misma. La propuesta recoge una ponderación del impacto de las contingencias sobre todos los modos de sensibilidad QV del sistema, con base en el comportamiento físico de los incrementales de flujo y pérdidas de potencia reactiva en las ramas. Adicionalmente, se presenta una estrategia que permite analizar con base en dicha propuesta, como un área operativa influye en otra. Esto es de utilidad en el análisis operativo de sistemas regionales interconectados; pudiéndose extender su aplicación a interconexiones internacionales.

De otra parte, se propone dentro del análisis de contingencias, el ranking y la selección de contingencias críticas bajo el criterio N-1, hasta ascender al análisis de contingencias N-2. Este análisis se fundamenta en todos aquellos fenómenos mundiales y locales que han ocurrido provocando grandes apagones de los sistemas de potencia. Si bien no se pretende modelar dinámicas del desarrollo de apagones, la metodología permite prever cual es la siguiente contingencia crítica cuando una previa ha ocurrido. Fundamental aspecto para el desarrollo de estrategias de prevención de cascadas.

Como se puede observar, el contar con una herramienta para la detección de contingencias críticas para mantener la estabilidad de voltaje y reducir los impactos por posibles apagones de un sistema de potencia es una necesidad creciente en la actualidad.

De otra parte, la medición del impacto de las contingencias de estabilidad de voltaje y la medición de la distancia al colapso están fuertemente relacionadas. Sin embargo, el método de análisis y medición de dichos impactos dependen de dos visiones operativas: la primera correspondiente a la perspectiva de planeamiento operativo “Day Ahead” y la segunda desde la aproximación de tiempo real (“on-line”). La razón del análisis bajo estos dos enfoques está en el posterior estudio de medidas correctivas bajo ambas perspectivas; lo cual puede requerir diferentes índices y acciones.

Bajo el primer enfoque (planeación operativa “Day Ahead”), la presencia de una contingencia o conjunto simultáneo de contingencias en el análisis del sistema de potencia se representa por los cambios ocasionados por éstas en la configuración del mismo que, en consecuencia, ocasionan modificaciones en las matrices Jacobianas (completa y reducida) asociadas al punto de operación del sistema de potencia.

Los dos primeros impactos debidos a la presencia de una contingencia bajo el enfoque de análisis modal son: acercamiento del modo crítico de sensibilidad QV a la frontera de inestabilidad y re-ordenamiento de las contingencias críticas cuando el sistema cambia de un estado de condición normal (N-0) a un estado de alerta (N-1). Estos dos análisis se tratan en el Capítulo 5 y se presenta un indicador matemático de medición del impacto en términos de la variación del valor propio crítico de la sensibilidad QV.

Bajo el segundo enfoque (análisis “on-line”), se procede con un análisis de los posibles índices aplicables y que sean apropiados al monitoreo del sistema con dispositivos PMU. Así, se realizó la comparación de los índices ISI y VLSI mediante técnicas estáticas, lo cual permite: detectar las barras más débiles del sistema, detectar las contingencias que afectan negativamente a las barras más débiles del sistema y seleccionar los casos de contingencias en cascada que podrían llevar el sistema a un colapso.

Así, esta investigación analiza y presenta metodologías de análisis para los dos enfoques, de tal forma que se tengan herramientas útiles para la posterior formulación de metodologías en la toma de decisión sobre acciones correctivas.

En el planeamiento operativo “Day Ahead” se combinan los aspectos tradicionales de la programación de despacho óptimo con restricciones técnicas junto con las restricciones de estabilidad de voltaje. Aquí se investiga el impacto de las restricciones de estabilidad de voltaje en el despacho económico de plantas de generación (OPF-VSC) y se propone una metodología de análisis bajo contingencias críticas seleccionadas por los métodos propuestos, igualmente, en esta investigación.

2. ESTABILIDAD Y SEGURIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad de voltaje está directamente relacionada con el balance de energía reactiva en el sistema de potencia; cuando existe déficit de reactivos se produce una disminución en la magnitud del voltaje la cual acciona los sistemas de control para restaurarla a un valor normal de operación. Si el déficit de reactivos persiste, el decremento en la magnitud del voltaje continúa hasta violar los límites de operación del sistema lo cual acciona los sistemas de protección provocando la salida en cascada de componentes del sistema, lo cual, agrava aún más el déficit y puede llevar al colapso del sistema.

La dinámica de las cargas y específicamente su capacidad de mantener características de potencia constante maneja la estabilidad de voltaje. Por esto, la estabilidad de voltaje también se conoce como estabilidad de la carga.

Se dice que un sistema experimenta inestabilidad de voltaje cuando presenta una caída continua e incontrolable en la magnitud del voltaje, tal como se muestra en la curva PV de la Figura 2.1. De *A* a *B* (punto de Colapso), el voltaje disminuye conforme aumenta la potencia en la carga (*S*); esta zona es estable en voltaje. El punto *B* representa el límite de estabilidad de voltaje y es el punto de colapso de voltaje; en este punto el flujo de carga es divergente. De *B* a ∞ se tiene la zona de inestabilidad de voltaje donde no es posible operar.

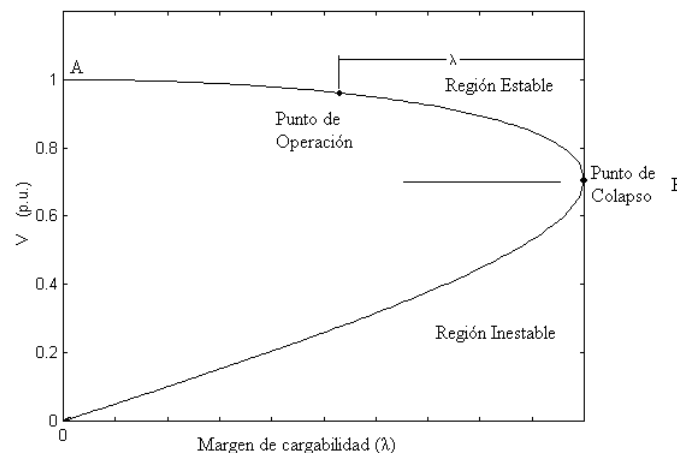


Figura 2.1 Índices de Proximidad al Colapso de Voltaje

La inestabilidad de voltaje no conduce necesariamente al colapso de voltaje. El colapso de voltaje es uno de los problemas de inestabilidad de voltaje y se caracteriza por una disminución inicial lenta en la magnitud de voltaje y una caída brusca final. Este proceso se extiende en períodos de segundos hasta unas pocas horas, tal como se presenta en el ejemplo de la Figura 2.2.

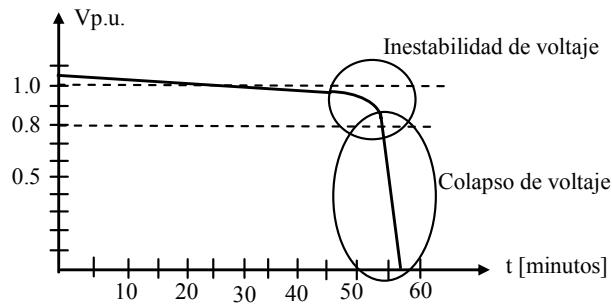


Figura 2.2 Fenómeno de Inestabilidad y Colapso de Voltaje

Los problemas de estabilidad de voltaje se presentan en sistemas que no cuentan con reserva para atender temporalmente demandas excepcionales de energía. Este es el caso de los sistemas que operan cerca a sus límites de capacidad o aquellos en los cuales existe importación de energía a grandes distancias o desde otros sistemas. Las demandas excepcionales de energía se pueden presentar por condiciones climáticas extremas ó por la pérdida de un elemento de generación o transmisión debido a una falla.

Las restricciones ambientales y económicas limitan la expansión en los niveles de generación y transmisión de los sistemas eléctricos de potencia, por lo cual, actualmente se debe operar con muy poca reserva y esta situación tiene asociados los problemas de estabilidad de voltaje.

Actualmente, los problemas de estabilidad de voltaje representan el mayor riesgo para la seguridad operativa de los grandes sistemas de potencia. En los apagones registrados en grandes sistemas de potencia de diversas partes del mundo se ha detectado que la situación final, luego de la cascada de eventos conducente al apagón, ha sido el colapso de voltaje.

Por esta razón, es importante que los operadores de los sistemas de potencia cuenten con indicadores que los alerten sobre la presencia de problemas de estabilidad de voltaje y de cercanía al colapso.

Aunque se reportan casos de colapso de voltaje desde los años setentas, durante esa década y la siguiente no se consideró de mayor importancia este tipo de problema y los estudios de los sistemas de potencia se centraron en la estabilidad angular transitoria y de pequeña señal; solo es a partir de la década de los noventas, cuando se empiezan a reportar con más frecuencia problemas de estabilidad de voltaje en todo el mundo, que se inicia una intensa búsqueda de métodos para determinar su presencia y conocer la forma en que se desarrolla [137].

Actualmente, se cuenta con una gran cantidad de documentación, la cual en su mayoría esta orientada a las metodologías para detectar las condiciones operativas que pueden llevar a problemas de inestabilidad de voltaje. Sin embargo, un asunto de gran interés para quienes planean y operan los grandes de sistemas de potencia son las medidas que se pueden aplicar para mitigar los problemas de inestabilidad de voltaje.

2.1 Definiciones

En el año 2004, un grupo de trabajo conjunto entre IEEE y CIGRE presentó definiciones y clasificaciones de los diferentes tipos de estabilidad de los sistemas de potencia [51]. Allí se define la estabilidad de un sistema de potencia como:

“La habilidad, dada una condición operativa inicial, para re-ganar un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una perturbación física con la mayoría de las variables dentro de sus límites, de tal manera que la mayoría del sistema permanece intacto”

La estabilidad de voltaje es definida en esta misma referencia como [51]:

“La habilidad del sistema para mantener voltajes estables en todas las barras después de ser sujeto a una perturbación”.

Sobre la inestabilidad de voltaje se dice en esta misma referencia [51]:

“La inestabilidad que pudiese resultar (como resultado de una perturbación) ocurre en la forma de una progresiva caída o elevación de voltaje en algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de carga en una zona o el disparo de líneas de transmisión u otros elementos, lo cual puede llevar a salidas en cascada”.

Una definición mas detallada para la inestabilidad de voltaje se presenta en un reporte realizado en 1990 por un grupo de trabajo de IEEE [50]:

“Un sistema entra a un estado de inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, incremento en la carga ó cambio en el sistema, causa que el voltaje caiga rápidamente ó sea llevado hacia abajo, y los operadores y sistemas de control fallan para detener la caída. La caída del voltaje podría tomar unos pocos segundos ó 10 a 20 minutos. Si el descenso en el voltaje continúa, ocurrirá inestabilidad angular de estado estable ó colapso de voltaje”.

De otra parte, H. K. Clark definió en 1991 la inestabilidad de voltaje como el evento donde [27]:

“Los voltajes caen del valor normal a 90% o menos durante un periodo de varios minutos, con los operadores inhabilitados para detener esta caída”.

El colapso de voltaje se definió en [51] como:

“El proceso por el cual la secuencia de eventos que acompaña a la inestabilidad de voltaje conduce a un apagón o voltajes anormalmente bajos en una significativa parte del sistema”.

La anterior definición es la misma presentada en 1990 en [50]. Por su parte, Clark define el colapso de voltaje como el evento donde [27]:

“Los voltajes alcanzan alrededor de 85% y un motor se bloquea, llevando el voltaje más abajo y se inicia un bloqueo en cascada de otros motores”.

Para la seguridad de voltaje, no se presenta en [51] una definición específica. Sólo se define la seguridad de un sistema de potencia como:

“El grado de riesgo en la habilidad para sobrevivir perturbaciones inminentes sin interrupción del servicio a los usuarios”.

Sin embargo, una definición específica para seguridad de voltaje se encuentra en [50]:

“Es la habilidad del sistema, no únicamente para operar estable, sino también para permanecer estable después de cualquier contingencia razonablemente creíble o un cambio adverso en el sistema”.

Esta última definición aplica, claro esta, dentro del contexto de inestabilidad de voltaje definido por dicha referencia.

2.2 Tipos de Estudios de Seguridad Operativa

Los estudios de valoración de seguridad de los sistemas de potencia se realizan para el muy corto plazo, sea fuera de línea (“Off-line”) un día antes (“Day Ahead”) ó en tiempo real (“On-line”) (Figura 2.3)

En estos estudios se evalúa el impacto sobre la estabilidad del sistema de las perturbaciones ante diversas condiciones de generación y demanda. Así, de estos estudios se determina la condición operativa del sistema (normal, alerta, emergencia, etc.), los límites de transferencia, las condiciones de despacho programado, que incluye la reserva rodante, el ranking de contingencias críticas y los índices de seguridad, los cuales, pueden estar referidos a la estabilidad angular o de voltaje.

Aunque en sentido estricto la evaluación de la estabilidad del sistema requiere de análisis de tipo dinámico, es común, para el caso de la estabilidad de voltaje el utilizar análisis estáticos basados en el flujo de carga, pues se considera que la estabilidad de estado estable es indicativa de la estabilidad en el estado transitorio.

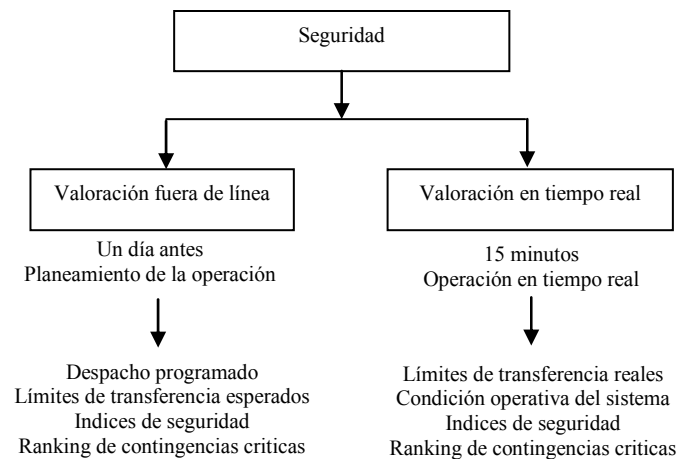


Figura 2.3 Estudios de Valoración de Seguridad Operativa de Sistemas de Potencia

En cuanto a la operación en tiempo real, el corto tiempo disponible para hacer la valoración de seguridad, hace necesario el aplicar otras técnicas no consideradas en los análisis de largo plazo, como técnicas de computación blanda y de inteligencia artificial. Otro aspecto importante, es el hardware que soporta la evaluación: su velocidad y capacidad de almacenamiento. Una característica de los estudios de valoración de seguridad para operación en tiempo real es que se conoce la disponibilidad de componentes del sistema, la generación y la demanda. Así, el problema es evaluar en el tiempo más corto posible cuál será la respuesta del sistema ante las perturbaciones que puedan ocurrir. De nuevo, el asunto clave en estos estudios es seleccionar el conjunto mínimo de las perturbaciones más importantes (creíbles, probables) las cuales den confianza al analista de que cubren los casos más críticos para el sistema. Tal como se muestra en la Figura 2.4 la salida de estos estudios incluye entre otras cosas los índices de seguridad del sistema.

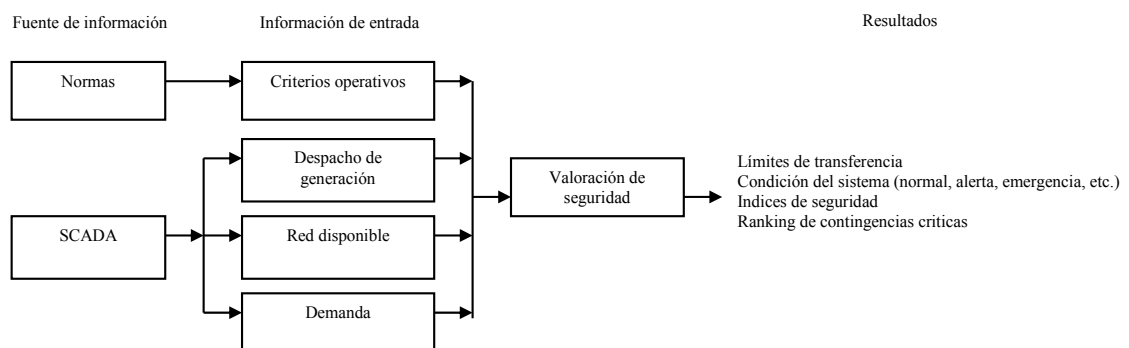


Figura 2.4 Partes de un Análisis de Seguridad en Tiempo Real

2.3 Taxonomía de los Índices de Seguridad

Esta sección presenta la descripción y taxonomía de los índices para medir la presencia de problemas de inestabilidad y cercanía al colapso que se han desarrollado para la operación en tiempo real.

A diferencia de los estudios de adecuación de los sistemas compuestos generación – transmisión donde existe un conjunto aceptado de índices para medir este aspecto de la confiabilidad, para la seguridad operativa no existe tal consenso.

Así, muchos índices han sido propuestos para la seguridad como un todo, para la seguridad referida a la estabilidad angular, para la seguridad referida a la estabilidad de voltaje, para los análisis de largo y corto plazo, para pequeñas y largas perturbaciones, etc.

Con respecto a los índices de seguridad referente a estabilidad de voltaje y para operación en tiempo real, en este documento se proponen las dos siguientes clasificaciones:

- La primera basada en el enfoque del índice: Sistémico o local.
- La segunda por método de cálculo de los índices

Un índice sistémico es aquel que es calculado utilizando la información global del sistema, por ejemplo, un índice que es definido a partir de los resultados de un flujo de carga. Un índice local es aquel que es calculado utilizando medidas tomadas localmente en algunas subestaciones.

Con respecto a las categorías de una clasificación de índices basada en los métodos con que estos se calculan, se proponen las siguientes:

- Índices calculados a partir de flujos de carga
- Índices calculados mediante simulación casi-estática
- Índices calculados mediante simulación en el tiempo
- Índices calculados mediante métodos de energía
- Índices calculados mediante técnicas de computación blanda (computación soft)
- Índices calculados a partir de medidas sincronizadas en tiempo real

En la Figura 2.5, se presenta un esquema de esta taxonomía. Sólo los índices calculados a partir de medidas en tiempo real son de tipo local, pues todos los otros utilizan información global del sistema de potencia bajo estudio.

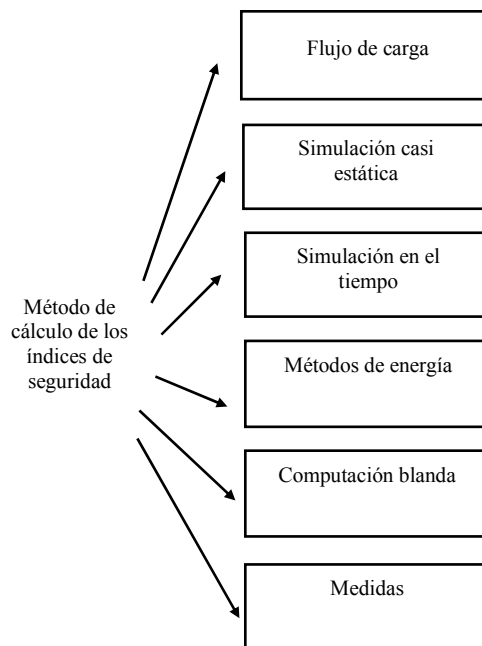


Figura 2.5 Métodos de Cálculo de Índices de Seguridad de Voltaje

Para el caso de la operación en tiempo real, un requerimiento básico es que el cálculo de estos índices se haga en tiempos menores a quince minutos [24], de tal manera, que si se requiere, los operadores puedan aplicar a tiempo medidas correctivas. Sin embargo, el espacio de estado dado por la disponibilidad de componentes, las condiciones de generación y demanda y las perturbaciones es de muy alta dimensión, por lo cual, en términos prácticos es imposible valorar en forma rigurosa la seguridad. Aún, para un subconjunto de los escenarios operativos “creíbles” o de mayor probabilidad de ocurrencia, el tiempo computacional requerido para realizar la valoración de seguridad es muy alto.

Esto se agrava por el hecho de que en la operación en tiempo real las condiciones operativas van cambiando, por lo cual, es necesario estar actualizando continuamente los índices surgiendo la necesidad de métodos que los calculen en el menor tiempo posible. Aunque se han desarrollado muchos índices para medir la presencia de problemas de inestabilidad y cercanía al colapso, éstos en su gran mayoría están orientados a los análisis de un día antes (“day ahead”) o para el largo plazo.

2.3.1 Índices calculados a partir de Flujos de Carga

Es la categoría donde se encuentra la mayor cantidad de índices, pues se proponen indicadores similares a los utilizados para el planeamiento de corto y largo plazo. Entre estos se mencionan indicadores que utilizan una de las siguientes medidas o una función de ellas:

- La distancia al punto de colapso obtenida mediante el flujo de carga continuado [3].

-
- Los valores propios de la matriz Jacobiana reducida (análisis modal) [55], [118], [135], [140], [35], [36].
 - La distancia al punto de colapso por medio de curvas V-P o V-Q [90].
 - El discriminante de la ecuación de potencia de las líneas de transmisión.

La gran desventaja para la aplicación de estos índices es el gran tiempo computacional requerido para realizar los flujos de carga correspondientes a las contingencias consideradas más probables o más críticas para el sistema, las cuales son muchas en un sistema real. Esto lleva a simplificaciones en el número de casos a analizar para reducir el tiempo computacional de la valoración. Los métodos más populares son las curvas P-V o V-Q, el análisis modal y el flujo de carga continuado.

2.3.2 Índices calculados a partir de Simulación Casi-Estática

Este método se centra en el análisis de estabilidad de largo plazo y simplifica el modelamiento de los equipos dinámicos [136], [91], [128], [127]. Es decir, se reemplaza en las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema, la solución de equilibrio de los componentes dinámicos. Así se reduce el tamaño de este sistema de ecuaciones y se simplifica su solución.

Entre las limitaciones de este método se mencionan el número de casos a estudiar y que no sirve para problemas de estabilidad que ocurren en el corto tiempo. Se reporta el uso de esta técnica en Francia y Grecia.

2.3.3 Índices calculados a partir de Simulación Dinámica

Este método se basa en realizar simulaciones en el tiempo de estabilidad electromecánica. Debido a que este método es aun más complejo y demorado que los flujos de carga, se han propuesto soluciones como determinar la región de estabilidad a partir de dos indicadores, uno para estabilidad estática y otro para la dinámica [76].

2.3.4 Índices calculados a partir de Funciones de Energía

Las funciones de energía son otro de los métodos de análisis de estabilidad y permiten una valoración en menos tiempo y con menos complejidad que las simulaciones en el tiempo [97].

Como en casi todos los métodos ya mencionados se requiere identificar un conjunto de contingencias creíbles, relevantes o más probables para las cuales se hace el análisis y se determinan las barras con menores valores del índice de energía.

2.3.5 Índices calculados con Técnicas de Computación Blanda

Consiste en aplicar técnicas como las redes neuronales, la lógica difusa y los sistemas de inferencia neuro-difusos para identificar la condición operativa del sistema [6], [112], [34]. A partir de estudios fuera de línea se estudian muchos casos operativos y de contingencia y se determina la condición operativa del sistema. Con esta información se entrena un sistema de redes neuronales o un sistema de inferencia neuro-difuso el cual en el ambiente de operación en tiempo real toma el estado del sistema y pronostica su condición operativa para las contingencias de interés. La mayor parte de este trabajo se basa en las redes neuronales. Esta área tiene un gran potencial de desarrollo.

2.3.6 Índices calculados a partir de Medidas

Este método se basa en las medidas tomadas en tiempo real por las unidades sincronizadas de medida fasorial (PMU “Phasor Measurement Units”) y determina índices operativos que le indican al operador la condición del sistema [82], [109], [123], [125], [126], [124], [122], [130], [44], [45], [15].

La premisa de estos métodos es que las medidas tomadas por las PMU’s contienen suficiente información para determinar la condición operativa del sistema. Al respecto se han desarrollado índices que identifican el estado del sistema mirando las líneas de transmisión o las barras.

Aunque desde mediados de los años 80 los investigadores desarrollaron índices de seguridad de voltaje calculados a partir de datos tomados en tiempo real, como por ejemplo, el índice L presentado en 1986 por Kessel y Glavitsch [33], el cual fue modificado posteriormente por investigadores franceses para su aplicación en un sistema centralizado de deslastre de carga ante eventos de inestabilidad de voltaje [34], para esta época el desarrollo de PMUs apenas empezaba, por lo cual, estos índices no fueron desarrollados específicamente para calcularse a partir de datos tomados por PMUs.

Los índices de seguridad de voltaje desarrollados específicamente para calcularse a partir de datos tomados por PMUs aparecen a partir del año 1994 y actualmente constituyen el área con mas potencial de desarrollo, ya que a partir de las PMUs se pueden implementar sistemas de monitoreo, protección y control de amplia área (WAMPCs: Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems).

2.4 Medidas para Mitigar los Problemas de Estabilidad de Voltaje

Una primera taxonomía de las medidas para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje se encuentra en el reporte de un grupo de trabajo de IEEE del año 1993 [49]. Dicha taxonomía incluye las siguientes categorías:

- Soluciones operativas,
- Modificaciones al sistema.

-
- Deslaste de carga por voltaje.

Aunque en [49] se utiliza el término “solución” para estas categorías, en esta sección se reemplaza dicho término por “medida de mitigamiento”, dado que es difícil asegurar en sentido general que dichas medidas siempre sean soluciones.

En este documento, la segunda categoría de [49] se divide en expansión del sistema y compensación reactiva controlada y se añaden tres categorías más. Así, la taxonomía aquí propuesta comprende las siguientes categorías:

- Medidas operativas.
- Expansión del sistema.
- Compensación reactiva controlada.
- Bloqueo de los cambiadores de taps bajo carga.
- Sistemas de medida de área amplia.
- Sistemas de protección de área amplia.
- Partición del sistema en islas o subsistemas.

La Figura 2.6 presenta un esquema de la taxonomía propuesta. Cada una de las categorías se describe a continuación.

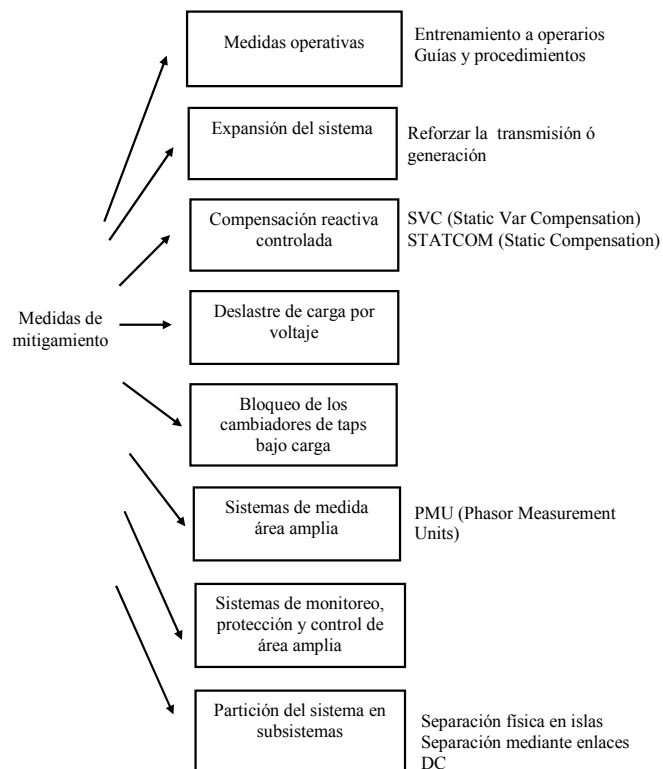


Figura 2.6 Medidas para Mitigar los Problemas de Estabilidad de Voltaje

2.4.1 Medidas Operativas

Se refiere al entrenamiento que se debe ofrecer a los operadores del sistema para reconocer los problemas de inestabilidad de voltaje y aplicar medidas como:

- Deslastre manual de carga.
- Suspender la operación automática de los cambiadores de taps bajo carga.
- Reducir el voltaje a las cargas para disminuir la demanda.
- Operar manualmente las fuentes de reactivos: desconectar reactores, conectar bancos de condensadores.
- Estrategias de despacho de los generadores: Arranque de unidades rápidas, limitación de la corriente de armadura, etc.

También se refiere a establecer guías y procedimientos para operar en eventos de inestabilidad de voltaje y para coordinar la operación entre operadores de diferentes centros de control.

Esta medida preventiva es muy importante, pues entre las lecciones que dejó el incidente del 4 de noviembre de 2006, que casi lleva a toda la Europa continental a un apagón, se mencionan [77]:

- La inapropiada estimación por parte de los operadores de los centros de control de la situación conducente a la violación de las reglas de seguridad operativa.
- La debilidad de los procedimientos de coordinación entre los operadores de los centros de control de distintos sistemas.
- Las malas decisiones de los operadores en situaciones críticas.
- La falta de conocimiento por parte de los operadores de los centros de control en cuanto a lo que sucede más allá de las fronteras de su sistema.

Estas dos últimas causas también se menciona como parte del apagón de Agosto 14 de 2003 en los Estados Unidos y Canadá [10].

En un examen presentado en el año 2006 por Veloza y Céspedes [120], [121] sobre las causas de los más recientes apagones, también se enfatiza sobre la importancia de implementar programas de entrenamiento y certificación de los operadores de centros de control.

De otra parte, la aplicación de medidas como el cambio en el despacho de generadores [56] [38] y deslastre de carga, no puede dejarse a la intuición y experiencia de los operadores del sistema y deben implementarse mediante controles automáticos, pues el determinar la estrategia óptima (cantidad de despacho o deslastre, generadores y puntos de carga donde se aplica la medida) requiere estudios detallados del sistema.

Otra razón que justifica el implementar controles automáticos para la implementación de estas medidas, es el poco tiempo que pueden tener los operadores en la operación en tiempo real para detectar las condiciones de inestabilidad y determinar una estrategia óptima de re-despacho o deslastre. Aunque en [120] se menciona que en la serie de apagones analizados, los tiempos de reacción de un operador fueron de 30 minutos a 4 horas, no siempre este tiempo se ubicará cerca al límite superior. De otra parte, [119] aclara que la compensación reactiva debe ser aplicada rápidamente para que tenga efecto y que deslastre de carga tiene inercia de algunos minutos.

2.4.2 Expansión del sistema

La adición de componentes de transmisión y generación es una de las formas más efectivas de mitigar los problemas de estabilidad de voltaje. Sin embargo, las restricciones ambientales y económicas limitan la aplicación de este tipo de medida preventiva. De hecho, son estas limitaciones las causantes de que haya poca expansión en generación y transmisión, lo cual ha llevado a la falta de reserva actual en los sistemas los sistemas de potencia, que a su vez, ha traído los problemas de estabilidad de voltaje.

La expansión en transmisión y generación se obtiene de estudios de planeamiento de largo plazo donde se identifica la localización de componentes requeridos y su capacidad. Para este planeamiento, CIGRE recomienda aplicar el criterio de pérdida de componentes $n-2$ [25].

2.4.3 Compensación Reactiva Controlada

Otra medida para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje es la adición de fuentes de reactivos controladas las cuales hacen parte de la familia de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Para los problemas de estabilidad de voltaje, se aplican los siguientes dispositivos [19]:

- Los SVC (Static Var Compensation): Condensadores para conexión paralelo los cuales son controlados con dispositivos electrónicos (estáticos).
- Los STATCOM (Static Compensation): Dispositivos para conexión en paralelo los cuales actúan como una fuente de corriente de reactivos constante.

Este tipo de compensaciones se aplica porque las compensaciones capacitivas de tipo fijo pierden su capacidad de producir reactivos ante la disminución del voltaje de barra al cual están conectados y porque las compensaciones capacitivas dinámicas, como los condensadores sincrónicos, son muy costosas de operar.

Sobre esta medida de mitigamiento hay mucha literatura, la mayoría enfocada al modelamiento de este tipo de dispositivos, a su localización óptima y al desarrollo de los algoritmos para controlar la compensación en forma dinámica de acuerdo con las condiciones operativas del sistema [33], [93].

2.4.4 Deslastre de Carga por Voltaje

Así como los problemas de estabilidad angular llevaron a la implementación del deslastre de carga por frecuencia, una medida obvia para los problemas de estabilidad de voltaje es el deslastre de carga por voltaje.

La intención es que cuando haya bajo voltaje en una parte del sistema, se desconecte carga para ayudar a que el voltaje se recupere y el problema de bajo voltaje no empeore o se extienda a una zona mayor. Al respecto, hay mucha literatura publicada, la cual se puede clasificar en los siguientes aspectos:

- La localización de los relés de deslastre por voltaje [93].
- Los algoritmos para deslastre [39], [106].
- El esquema del sistema de deslastre. Se refiere a si los relés distribuidos en el sistema actúan independientemente o si un sistema centralizado de medida les envía la orden de deslastre [88].

Sobre estos tres aspectos se centra la investigación que se desarrolla actualmente sobre esta medida de mitigamiento.

2.4.5 Bloqueo de los Cambiadores de Taps Bajo Carga

Cuando el voltaje disminuye, los cambiadores de taps bajo carga actúan para recuperar el voltaje, lo cual aumenta la demanda de reactivos y empeora el problema de inestabilidad de voltaje. Esta fue una de las primeras causas conducentes a problemas de estabilidad de voltaje que fueron identificadas [66].

Así, se ha encontrado que bajo condiciones de inestabilidad de voltaje estos dispositivos deben ser desconectados. Para esto, el sistema se divide en zonas donde se monitorea el voltaje y se implementa un dispositivo de control que bloquea la acción de los cambiadores de taps bajo carga cuando se detecta una disminución en el voltaje de la zona.

La investigación sobre este tipo de medida de mitigamiento se concentra actualmente en determinar las zonas de aplicación de medida y los algoritmos de control [129], [107]. Se reporta la existencia de uno de estos sistemas en Francia desde el año 1993 [18].

2.4.6 Sistemas de Medida de Área Amplia

La disponibilidad de unidades de medida fasorial (PMUS: Phase Measurement Units) [16], [75], que proveen en tiempo real medidas de alta precisión y sincronizadas desde varios puntos del sistema permite implementar algoritmos de detección de los problemas de inestabilidad de voltaje y proximidad al colapso directamente de las medidas y en forma on-line. El sistema completo de unidades de medida fasorial se denomina sistema de

medida o sistema de monitoreo de área amplia. La tecnología de estas unidades se desarrolló a finales de los años 80 y los primeros productos aparecieron a principios de los años 90 [94], [13]. Las ventajas de las medidas sincronizadas y de alta precisión van más allá del simple monitoreo y control; pues permiten conformar sistemas más avanzados para el monitoreo, control y protección de los sistemas de potencia

En [13] se da crédito a Arun G. Phadke como el visionario que a principio de los años 80 vislumbró las aplicaciones de medidas sincronizadas en tiempo real y sus grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia.

En [94] se presenta una detallada descripción de 11 áreas donde este tipo de tecnología brinda ventajas y donde existe la integración con sistemas de protección y control.

La investigación sobre este tipo de medida de mitigamiento se centra en los algoritmos de identificación a partir de las medidas de las condiciones de estabilidad y de proximidad al colapso de voltaje. En la parte de desarrollo, el trabajo se centra en la confiabilidad del hardware y en la velocidad de procesamiento y transmisión de datos.

2.4.7 *Sistemas de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia*

Los sistemas WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection and Control) [94], [13], [99], [133], [82], [53], [46], [114] surgen de integrar el control y las protecciones de un sistema para optimizar las estrategias de mitigamiento de los problemas de estabilidad de voltaje.

Estos sistemas integran el control y protección de las fuentes de reactivos, el deslastre de carga por voltaje, el bloqueo de cambiadores de taps bajo carga y la información de los sistemas SCADA y de las unidades de medida fasorial.

Las acciones que toma el sistema WAMPAC son: desconexión de reactores, manejo de las fuentes de reactivos, arranque de unidades de generación, deslastre de carga, bloqueo de cambiadores de taps, etc.

Actualmente, existe gran investigación sobre esta medida de mitigamiento, especialmente en estudios para definir las zonas de control. El desarrollo se centra en los aspectos de hardware que den confiabilidad y velocidad a estos sistemas para soportar la operación en tiempo real. Se reporta la existencia de estos sistemas en USA, Canadá, Brasil, Suecia y China.

2.4.8 *Partición del Sistema en Subsistemas*

Otra medida preventiva ampliamente recomendada en la literatura técnica es el dividir los grandes sistemas de potencia en subsistemas mediante una de las siguientes formas:

- Separar el sistema en varios subsistemas que se interconectan mediante enlaces DC. Así, se pretender aislar los subsistemas resultantes en cada isla de los problemas de estabilidad que se propagan en los sistemas con interconexiones AC [67], [26].
- Dividir físicamente el sistema en islas o subsistemas que operan en forma independiente [53].

En [53] se reporta la existencia de un sistema del segundo tipo en Rusia el cual crea islas ante situaciones de inestabilidad. La investigación y desarrollo sobre este tipo de medida de mitigamiento se centra en:

- Para la división del sistema en islas interconectadas mediante enlaces DC, en la tecnología de los equipos terminales de interconexión como los “Voltage Sourced Converters” y los sistemas de transmisión DC [26].
- Para la división física de los sistemas en islas, en los algoritmos para detectar las condiciones de inestabilidad que lleven a la necesidad de hacer la división del sistema en islas y en los algoritmos para determinar la mejor partición del sistema.

3. ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE VOLTAJE EN EL CORTO PLAZO

3.1 Análisis de Contingencias usando Sensibilidad Modal

Es bien sabido que los problemas de estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia están asociados al comportamiento potencia reactiva – voltaje (QV) del sistema, en función de las características de la red, la cargabilidad del sistema, entre otros aspectos.

Así, se han planteado algunas técnicas basadas en el análisis de condiciones operativas (“snapshots”) empleando técnicas de análisis de estado estable (o estático) que representan más que un análisis estático un análisis de gradientes de la respuesta de los voltajes del sistema ante cambios incrementales de la demanda; es decir, un análisis de sensibilidad QV [86].

La sensibilidad QV se deduce a partir de la condición operativa analizada en función de la matriz Jacobiana del flujo de carga correspondiente a dicha condición. Así, la ecuación que relaciona el comportamiento de variaciones entre potencias inyectadas en los nodos y los voltajes de los mismos está expresada como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Esta ecuación corresponde a la representación linealizada del sistema de potencia alrededor del punto de operación bajo análisis [61], [41].

Los análisis de sensibilidad QV requieren determinar una expresión que muestre la sensibilidad entre estas dos variables a partir de (3.1). Así, haciendo $\Delta P=0$, se llega a una expresión entre ΔQ y ΔV por medio de la matriz Jacobiana Reducida (J_R) [86], [61], [41], [4]:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\Delta Q = \left[-J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} + J_{QV} \right] \Delta V \quad (3.3)$$

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad y \quad \Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (3.4)$$

Como se observa J_R es la matriz que relaciona directamente las variaciones en magnitud del voltaje con las variaciones en magnitud de la potencia reactiva inyectada en cada nodo (gradientes).

3.1.1 Análisis de Valores Propios

El análisis modal corresponde al análisis de valores y vectores propios de la matriz de sensibilidades QV o J_R . De esta forma se caracteriza el comportamiento particular de cada

modo de sensibilidad y por medio del análisis vectorial se puede determinar la influencia de las inyecciones de carga reactiva en ciertos nodos sobre los modos de sensibilidad, análisis conocido como factores de participación nodal.

Así, se determinan las sensibilidades modales a partir del proceso de diagonalización de J_R , de la siguiente forma [86], [61], [41]:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad y \quad J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (3.5)$$

tal que el incremento de voltaje en los nodos está dado por:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q = \sum_{i=1}^m \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q_i \quad (3.6)$$

siendo ξ_i la i -ésima columna de ξ , η_i la i -ésima fila de η , y λ_i es la fila y columna i de Λ . Como $\xi^{-1} = \eta$, la ecuación (3.6) puede ser escrita de la forma:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad v = \Lambda^{-1} q \quad (3.7)$$

donde v y q son las variaciones modales de voltaje y potencia reactiva respectivamente y están relacionadas de la siguiente manera:

$$v_i = \frac{q_i}{\lambda_i} \quad (3.8)$$

El sistema es estable en voltaje si λ_i es positivo, ya que garantiza que un incremento en la magnitud de la potencia reactiva inyectada en el nodo, conlleve a un incremento en la magnitud del voltaje de dicho nodo.

En condiciones de equilibrio siempre los valores λ_i son positivos; sin embargo, los más críticos son aquellos que se acercan a la frontera de estabilidad de voltaje, es decir cuando la sensibilidad modal se invierte (negativa); en otras palabras, los modos críticos son aquellos que se acercan al 0.

De otra parte, la importancia relativa de cada nodo (k) en la dinámica o sensibilidad de cada sensibilidad modal (i) está dada por medio del factor de participación nodal (p_{ki}) definido por:

$$p_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (3.9)$$

Como los factores de participación resultantes son valores normalizados cuya suma sobre todos los nodos para un modo en particular es igual a 1, se tiene que entre mayor sea el valor del factor de participación mayor es la influencia del nodo k en la sensibilidad del modo i . En conclusión, el análisis ofrece un medio de detectar los nodos críticos para el sistema en cuanto a sensibilidad QV.

3.1.2 Análisis de Valores Singulares

En [69] se propone un análisis de valores singulares de la matriz J_R dada en (3.3), dado que la descomposición en valores singulares (svd) es un método de descomposición ortonormal y es una técnica que permite determinar la singularidad de una matriz, que en el problema aquí tratado, significa singularidad en la matriz Jacobiana de (3.1), lo que indica que el flujo de carga no tendría solución en dicho caso.

Así, la svd de la matriz Jacobiana reducida se expresa como:

$$J_R = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^T \quad (3.10)$$

donde U y V son ortonormales y los vectores u_i y v_i son vectores columna de U y V , respectivamente, asociados al valor singular σ_i .

La metodología propuesta en [69] y [68] busca identificar el mínimo valor singular junto con los vectores singulares. El mínimo valor singular se interpreta como una medida de proximidad a la singularidad (inestabilidad), el vector v_i indica sensibilidad de voltajes y u_i indica la dirección más sensitiva a los cambios de potencia reactiva.

Así, al detectar el mínimo valor singular y calcular el vector singular de derecha se identifican los nodos más sensibles (o críticos) en el comportamiento más crítico o próximo a la inestabilidad de voltaje.

3.1.3 Ordenamiento de Contingencias Críticas

El análisis de la seguridad de sistemas de potencia incluyendo seguridad de voltaje, requiere de diferentes técnicas para simulación e identificación de casos a estudiar. Así, se requiere de métodos que fácil y rápidamente permitan determinar en un sistema de potencia cuales son las contingencias que afectan la sensibilidad QV, acercando al sistema a la inestabilidad de voltaje (singularidad).

Esto se traduce en analizar el impacto que puede tener una contingencia en el comportamiento de los valores propios o en los valores singulares de la matriz J_R .

3.1.4 Factores de Participación de Ramas

En [61] y [41] se define el factor de participación (PF) de las ramas (líneas y transformadores) como una medida de la participación de cada rama en el comportamiento de cada λ_i . Así, el PF de la rama lj asociado al modo i es:

$$P_{lj-i} = \frac{\Delta Q_{lj-i}}{\Delta Q_{l-\max(i)}} \quad (3.11)$$

lo cual indica para cada modo i , cuales ramas consumen la mayor cantidad de potencia reactiva dado un incremental modal de carga reactiva.

Para calcular el factor de participación $Plj-i$, $\Delta V^{(i)}$ y $\Delta \theta^{(i)}$ deben calcularse previamente en función de las variaciones modales i de potencia reactiva. Haciendo q la variación modal i de potencia reactiva, tal que $q_{ii}=1$ y $q_{ij}=0$ ($i \neq j$), se tiene que las variaciones nodales de potencia reactiva $\Delta Q^{(i)}$ son:

$$\eta \Delta Q^{(i)} = q \quad \Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} q = \xi_i \quad (3.12)$$

donde ξ_i es la i -ésima columna del vector propio de derecha, para luego calcular $\Delta V^{(i)}$ con (3.4). Las variaciones angulares ($\Delta \theta^{(i)}$) se calculan asumiendo $\Delta P=0$. Así:

$$0 = J_{P\theta} \Delta \theta^{(i)} + J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (3.13)$$

$$\Delta \theta^{(i)} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (3.14)$$

La propuesta de [86], [61], [41] es la de determinar el mínimo valor propio (o dominante) y en función de sus vectores propios de izquierda y derecha seleccionar como contingencias críticas las ramas con los mayores factores de participación (calculados con (3.11) para el modo i), es decir con mayor importancia relativa en la dinámica de la sensibilidad modal QV crítica.

3.1.5 Sensibilidad Nodal

En [100] se propone un análisis nodal que parte de la reformulación de (3.1) por reordenamiento de las ecuaciones de potencia activa y reactiva por nodos para determinar las sensibilidades PQ-V θ , así:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}_{dif-i} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}_{dif-i} \quad (3.15)$$

donde se separan las ecuaciones correspondientes al nodo i o conjunto de nodos de interés (i) del resto del sistema ($dif-i$). Las submatrices A, B, C, y D son submatrices de la matriz Jacobiana reordenada.

Asumiendo que la variación incremental de carga, tanto activa como reactiva, es en el nodo i o grupo de nodos de interés (i), se llega a:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}_i = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}_i \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}_i = [D'] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}_i \quad (3.17)$$

donde

$$[D'] = [D] - [C][A]^{-1}[B] \quad (3.18)$$

Como se puede observar, el planteamiento es similar al de (3.4); sin embargo, sólo considera un nodo o un conjunto de nodos de interés y, además, incluye sensibilidad de potencia activa y reactiva con respecto a los ángulos y voltajes.

La criticidad de un nodo es medida con base en la distancia a la singularidad de la matriz Jacobiana (A, B, C, D). De acuerdo a la fórmula de Schur:

$$\det[J] = \det[A] \times \det[D'] \quad (3.19)$$

por tanto, la singularidad de la matriz Jacobiana está dada por la singularidad de $[D']$. Así, entre menor sea el determinante de D' mayor será la criticidad.

La propuesta en [100] es emplear para cada nodo i el planteamiento de (3.16), calcular su respectiva matriz D' con (3.18) y calcular el determinante. El ordenamiento de nodos críticos lo dará este determinante, siendo más críticos los nodos con menor $\det[D']$.

Si se asume $\Delta P_i = 0$, se tiene el mismo procedimiento sólo conservando la ecuación de incremental de potencia reactiva para el nodo o grupo de nodos de interés (i), obteniéndose la sensibilidad QV.

Para el análisis de contingencias (ramas fuera de servicio), los autores de [100] proponen hacer el análisis del determinante de la matriz $[D']$ por grupos de nodos asociados a cada línea. Así, para la línea ij se construyen dos conjuntos de nodos I y J donde se incluyen todos los nodos conectados a i y a j , respectivamente. Las contingencias críticas serán aquellas que arrojan los menores valores en los determinantes.

3.1.6 Factores de Participación Agregados

El análisis de factores de participación de ramas propuesto en [86] se basa en el valor propio dominante. Sin embargo, como lo ha indicado [8] al presentarse una contingencia severa, ésta puede hacer modificar el valor propio dominante de la matriz J_R .

Como una alternativa, en [104] se propone utilizar información de todos los valores propios de J_R teniendo en cuenta la importancia relativa de cada uno de ellos.

Cada modo de J_R representa una dimensión en el espacio de la sensibilidad QV. Al mismo tiempo, la magnitud de cada valor propio determina la importancia relativa de cada modo en la sensibilidad QV.

Por tal razón, el factor de participación de la rama j (APF_j), que incluye la importancia relativa de cada sensibilidad QV modal y el factor de participación de la rama j en cada modo J_R está dado por:

$$APF_j = f(\omega_i, P_{ji}) \quad (3.20)$$

$$APF_j = \sum_{i=1}^N \omega_i P_{ji} \quad (3.21)$$

donde P_{ji} es calculado usando (3.11) y N es el orden de la matriz J_R (numero de λ 's).

Como la distancia al eje negativo de λ define los modos críticos y teniendo en cuenta que el modo más crítico es el que tiene el menor valor de λ (el λ es siempre un número real positivo en los sistemas estables de voltaje), el peso del factor de participación de cada rama en (3.19) es definido como:

$$\omega_i = \frac{1/\lambda_i}{\sum_{j=1}^N 1/\lambda_j} \quad (3.22)$$

cabe anotar que:

$$\sum_{i=1}^N APF_i \neq 1.0 \quad (3.23)$$

entonces, el factor de participación agregado normalizado está dado por:

$$NAPF_i = \frac{APF_i}{\sum_{j=1}^N APF_j} \quad (3.24)$$

Por lo tanto, este factor de participación da la importancia relativa de cada rama, teniendo en cuenta los múltiples efectos en varios modos.

El factor de participación agregado modificado ($MAPF$) es definido teniendo en cuenta que cada modo representa una dimensión particular en el espacio de sensibilidad QV. De tal manera, que el $MAPF$ es definido como:

$$MAPF_j = \|WPF_j\| \quad (3.25)$$

$$WPF_j = [\omega_1 P_{j1} \quad \cdots \quad \omega_i P_{ji} \quad \cdots \quad \omega_N P_{jN}]$$

Como en el APF, el MAPF es un índice no normalizado. Entonces la normalización del MAPF es calculada como:

$$NMAPF_i = \frac{MAPF_i}{\sum_{j=1}^N MAPF_j} \quad (3.26)$$

El APF, y también el MAPF, dan la importancia relativa de cada rama en el comportamiento de la sensibilidad QV modal. Por ende, un valor alto del APF_j (o $MAPF_j$) indica que la rama j es un componente crítico que tiene un gran impacto en la seguridad de voltaje del sistema de potencia.

Entonces, la lista de ramas es ordenada de forma descendiente, de tal manera que el primer conjunto de ramas son las contingencias críticas que deben ser seleccionadas para el cálculo de seguridad usando CPF.

El conjunto de contingencias críticas es definido basado en un índice normalizado acumulativo. Por tal razón, una vez la lista de ramas es ordenada, el NAPF acumulativo (o NMAPF) es calculado. Como punto de corte del primer conjunto es tomado un alto valor acumulativo, establecido como el factor acumulativo crítico.

3.1.7 Análisis Comparativo

El sistema IEEE de 118 nodos se empleó como sistema de prueba (Anexo 1), examinando las metodologías anteriores para la condición de demanda máxima (43,75 p.u. en base de 100 MVA). El sistema consta de 118 nodos, 186 ramas de las cuales 12 son radiales y cuya contingencia formarían islas en el sistema. Los nodos se distribuyen en dos subsistemas, el primero a 345 kV y el segundo a 138 kV que se interconecta a éste a través de 8 transformadores de 345/138 kV.

El sistema IEEE 118 nodos tiene un subsistema de 345 kV conformado por las líneas y transformadores listados en el Anexo 1. Operativamente y geográficamente se puede dividir en tres áreas: oeste, noroeste, sureste. Las tres áreas están interconectadas por un enlace a 345 kV del que se conecta el resto del sistema a 138 kV. Las áreas también están interconectadas a 138 kV y en cada una de ellas presentan varios anillos en su configuración.

La Tabla 3.1 presenta los 5 menores valores propios de la matriz Jacobiana reducida dada en (3.3) y en (3.4); como puede observarse estos valores son reales positivos, indicando sensibilidad positiva entre voltaje y potencia reactiva, resultado esperado en condiciones normales de estabilidad.

Tabla 3.1 Valores Propios Críticos – Análisis Modal J_R

Modo	λ
1	1,6501
2	2,5436
3	3,1683
4	3,4414
5	4,7144

La Tabla 3.2 presenta, para cada uno de los cinco modos descritos en la Tabla 3.1, los nodos o buses con mayor influencia en el comportamiento del modo determinado con base

en los factores de participación nodal, igualmente presentados en la tabla. Solamente se presentan los nodos más significativos.

La Tabla 3.3 y la Tabla 3.4 presentan los factores de participación de ramas para los 5 modos de la Tabla 3.1. Se observa que el primer modo se ve afectado fuertemente por la línea 8-9 del sistema de 345 kV.

Si bien la Tabla 3.2 muestra los nodos que afectan el comportamiento de un modo, se observa que las ramas que afectan el mismo modo no necesariamente están conectadas a los nodos obtenidos por el análisis modal. Por ejemplo, el modo 1, presenta un grupo de nodos ubicados en el subsistema de 138 kV del sistema IEEE 118 nodos en el área de interconexión al sistema de 345 kV a través del transformador 37-38. Las primeras 5 ramas asociadas a este modo muestran que las líneas que más impactan la dinámica son líneas del sistema de 345 kV.

En el segundo modo, también se detecta un grupo de nodos sensibles a este modo QV en un área diferente a la del modo 1. Al igual que en el caso anterior, las 4 principales ramas que afectan la dinámica de este modo son del sistema de 345 kV y, adicionalmente, líneas del área de ubicación de los nodos.

En los modos 3, 4 y 5 se observa que las líneas de 345 kV afectan el comportamiento de estos modos, pero no en la forma de los modos anteriores. De otra parte, se observa como hay un grupo de ramas asociadas a los nodos críticos de estos modos.

Se puede concluir, por tanto, que una o varias ramas participan en el comportamiento de sensibilidad QV de varios modos del sistema y una contingencia de estas ramas puede afectar la sensibilidad y comportamiento modal en varias zonas del sistema. Para poder capturar este múltiple efecto, el método de factores de participación agregados propone una metodología de ponderación de las importancias relativas.

Tabla 3.2 Factores de Participación Nodal – Análisis Modal J_R

1		2		3		4		5	
Bus	fp	Bus	fp	Bus	fp	Bus	fp	Bus	fp
39	0,09	72	0,14	21	0,19	107	0,31	44	0,36
41	0,09	73	0,13	20	0,13	106	0,14	43	0,27
40	0,08	71	0,10	22	0,13	108	0,14	45	0,13
35	0,07	21	0,08	73	0,09	109	0,13	41	0,09
36	0,07	22	0,08	71	0,06	105	0,11	42	0,06
43	0,07	70	0,06	72	0,04	104	0,07	40	0,06
34	0,07	24	0,05	74	0,04	112	0,06	39	0,03
37	0,06	74	0,05	70	0,04	110	0,04		
33	0,05	20	0,05	118	0,04				
42	0,05	118	0,04	76	0,03				

Tabla 3.3 Factores de Participación de Ramas – Modos 1 a 3 -Análisis Modal J_R

Modo 1			Modo 2			Modo 3		
Bus Inicial	Bus Final	Fp de Rama	Bus Inicial	Bus Final	Fp de Rama	Bus Inicial	Bus Final	Fp de Rama
8	9	1,000	8	30	1,000	22	23	1,000
38	65	0,480	38	37	0,961	19	20	0,755
38	37	0,446	69	70	0,892	8	30	0,541
30	17	0,408	8	9	0,876	26	30	0,502
17	31	0,403	25	27	0,785	19	34	0,340
25	27	0,393	70	71	0,764	69	75	0,283
26	30	0,333	30	17	0,706	8	5	0,271
30	38	0,302	19	20	0,628	8	9	0,267
8	30	0,297	38	65	0,611	25	27	0,232
9	10	0,222	24	70	0,536	76	77	0,226
15	17	0,181	69	75	0,490	77	80	0,169
23	32	0,172	76	77	0,489	21	22	0,159
37	40	0,156	42	49	0,409	17	18	0,157
23	25	0,152	42	49	0,409	70	71	0,142
44	45	0,138	77	80	0,372	15	19	0,140
34	43	0,136	8	5	0,337	30	17	0,139
69	75	0,131	37	39	0,292	33	37	0,133
40	42	0,111	79	80	0,279	20	21	0,132
32	113	0,109	71	72	0,271	38	37	0,132
15	33	0,105	30	38	0,258	79	80	0,128

Tabla 3.4 Factores de Participación de Ramas – Modos 4 y 5 - Análisis Modal J_R

Modo 4			Modo 5		
Bus Inicial	Bus Final	Fp de Rama	Bus Inicial	Bus Final	Fp de Rama
110	111	1,000	34	43	1,000
8	30	0,760	45	46	0,588
8	9	0,735	45	49	0,463
103	105	0,597	8	30	0,459
30	17	0,462	8	9	0,408
26	30	0,421	44	45	0,367
100	106	0,418	30	17	0,272
8	5	0,354	26	30	0,247
103	104	0,313	8	5	0,210
109	110	0,253	43	44	0,157
100	103	0,245	37	40	0,143
9	10	0,178	42	49	0,123
104	105	0,177	42	49	0,123
38	65	0,156	37	39	0,120
100	104	0,149			
79	80	0,125			
69	75	0,122			
77	82	0,114			
77	80	0,104			

Por su parte, el indicador NAPF de (3.24) propone agregar los factores de participación de cada rama teniendo en cuenta la importancia del modo, medida esta como su proximidad al eje (a valores negativos). Así, la Tabla 3.5 presenta el ordenamiento de las ramas considerando su efecto ponderado sobre todos los modos. Dicha tabla presenta sólo las 22 ramas cuyo NAPF supera el 0,01.

Las primeras 8 ramas corresponden al sistema de 345 kV ubicados al Oeste del mismo. Nótese que no hay ramas de la zona Este del sistema de 345 kV. Característica que se había observado individualmente en los 5 modos de la Tabla 3.1, pero aquí en forma agregada.

El indicador MNAPF de (3.26) agrega los factores de participación con base en la proximidad vectorial al origen del plano complejo de valores propios. La Tabla 3.6 presenta el ordenamiento de las primeras 22 ramas. Se puede observar que los resultados de ordenamiento no son muy diferentes entre usar el criterio NAPF o el criterio MNAPF.

En la Tabla 3.5 y en la Tabla 3.6 se incluye una columna donde se asocia cada línea con las ramas que participan en el comportamiento de los modos obtenidos en la Tabla 3.2.

Tabla 3.5 Ordenamiento de Contingencias Simples por NAPF

Rama	Bus Inicial	Bus Final	NAPF	Modos (Tabla 3.3 y Tabla 3.4)
37	8	30	0,0814	1, 2, 3, 4, 5
7	8	9	0,0783	1, 2, 3, 4, 5
36	30	17	0,0498	1, 2, 3, 4, 5
38	26	30	0,0463	1, 3, 4, 5
8	8	5	0,0360	2, 3, 4, 5
96	38	65	0,0246	1, 4
9	9	10	0,0199	1, 4
51	38	37	0,0192	1, 2, 3
33	25	27	0,0173	1, 2, 3
116	69	75	0,0171	1, 2, 3, 4
123	77	80	0,0155	2, 3, 4
125	79	80	0,0149	3, 4
118	76	77	0,0133	2, 3
128	77	82	0,0132	4
155	94	100	0,0123	
54	30	38	0,0115	1
167	100	106	0,0113	4
166	103	105	0,0112	4
25	19	20	0,0103	2, 3
108	69	70	0,0102	2
31	23	25	0,0101	
148	80	96	0,0100	

Tabla 3.6 Ordenamiento de Contingencias Simples por NMAPF

Rama	Bus Inicial	Bus Final	NMAPF	Modos (Tabla 3.3 y Tabla 3.4)
7	8	9	0,0499	1, 2, 3, 4, 5
37	8	30	0,0419	1, 2, 3, 4, 5
36	30	17	0,0286	1, 2, 3, 4, 5
51	38	37	0,0269	1, 2, 3
33	25	27	0,0259	1, 2, 3
38	26	30	0,0243	1, 3, 4, 5
96	38	65	0,0230	1, 4
108	69	70	0,0204	2
25	19	20	0,0197	2, 3
29	22	23	0,0185	3
176	110	111	0,0180	4
8	8	5	0,0179	2, 3, 4, 5
110	70	71	0,0174	3
118	76	77	0,0152	
116	69	75	0,0150	1, 2, 3, 4
39	17	31	0,0141	1
60	34	43	0,0140	5
54	30	38	0,0124	1
109	24	70	0,0122	2
9	9	10	0,0119	1, 4
123	77	80	0,0114	2, 3, 4
71	49	51	0,0110	

De otra parte, la sensibilidad nodal planteada en (3.18) ofrece otra alternativa de cálculo de nodos críticos y análisis de contingencias. En el cálculo de $\text{Det}(D')$ en (3.18) se emplean sólo los nodos de interés, lo cual en primera instancia puede ser de un nodo en forma individual para establecer un orden de sensibilidad o criticidad. La Tabla 3.7 presenta el ordenamiento de los nodos de acuerdo a esta metodología.

Al comparar con la Tabla 3.2 se observa que estos nodos son algunos de los más importantes en el comportamiento modal obtenido por factores de participación de varios modos. Es decir, que en cierta forma, el método de sensibilidad modal captura información agregada del comportamiento modal QV. La cuarta columna de la Tabla 3.7 presenta los modos asociados al nodo de acuerdo a la Tabla 3.2. Adicionalmente, se observa que algunos de los nodos críticos están asociados a ramas de característica radial.

El análisis de cada línea en el cálculo del $\text{Det}(D')$, de acuerdo a (3.18), se presenta en la Tabla 3.8 utilizando únicamente como nodos de interés los nodos de conexión de cada línea. La Tabla 3.8 presenta las primeras 20 líneas ordenadas de acuerdo al $\text{Det}(D')$ de menor a mayor. La última columna asocia los modos de criticidad de acuerdo a la Tabla 3.3 y la Tabla 3.4.

La Tabla 3.9 presenta el ordenamiento de las líneas cuando se ha empleado en el cálculo del determinante los nodos vecinos a la línea en estudio. Así, en la tabla se incluye el

número de nodos involucrados en el cálculo, el cual incluye los dos nodos de conexión de la rama.

Sin embargo, la dimensión del determinante es función del número de nodos involucrados, es decir de la dimensión de D' ; lo cual necesita colocar en la misma escala por medio de la raíz enésima del $\text{Det}(D')$ donde n es el número de nodos empleado en el cálculo. El orden de la Tabla 3.9 se modifica con respecto al de la Tabla 3.8 al incluir como líneas críticas algunas de las líneas vecinas a las originalmente estimadas como tal.

Tabla 3.7 Nodos Críticos –Sensibilidad Nodal

Orden	Nodo	Det(D')	Modos (Tabla 3.2)
1	87	4,91	Radial
2	117	6,49	Radial
3	43	9,05	1 y 5
4	107	9,31	4
5	72	9,64	2 y 3
6	86	11,90	Radial con nodo 87
7	111	11,98	Radial
8	53	12,70	
9	33	13,32	1
10	112	13,38	4 y Radial

Tabla 3.8 Líneas Críticas –Sensibilidad Nodal

Orden	Nodo Inicial	Nodo Final	Det(D')	Modos (según Tabla 3.3 y Tabla 3.4)
1	86	87	58,41	Radial – área 3
2	43	44	123,85	Modo 5
3	106	107	230,07	
4	24	72	246,82	Interconexión áreas 2 y 3
5	52	53	252,71	
6	50	57	280,44	
7	44	45	288,75	Modos 1 y 5
8	21	22	306,76	Modo 3
9	20	21	371,90	
10	45	46	398,48	Modo 5
11	101	102	398,68	
12	46	48	425,65	
13	41	42	430,87	
14	90	91	440,34	
15	85	86	478,31	
16	46	47	481,67	
17	110	111	487,38	Modo 4 y Radial
18	71	72	501,22	
19	110	112	545,95	Radial
20	105	107	570,41	

Tabla 3.9 Líneas Críticas –Sensibilidad Nodal

Orden	Nodo Inicial	Nodo Final	Número de Nodos (n)	Raíz n de Det(D')
1	86	87	3	13,3
2	85	86	7	21,4
3	44	45	5	21,5
4	21	22	4	22,5
5	20	21	4	23,3
6	43	44	4	24,6
7	110	111	5	24,6
8	110	112	5	24,6
9	45	46	6	25,8
10	71	72	5	26,5
11	71	73	4	26,8
12	109	110	6	26,8
13	84	85	6	27,3
14	85	88	6	27,3
15	51	52	5	27,6
16	23	24	7	29,2
17	46	48	5	29,3
18	105	107	6	29,6
19	83	85	7	29,9
20	100	106	11	30,2

Así, pues, esta sección ha presentado tres metodologías de selección y ordenamiento de contingencias críticas en cuanto a estabilidad de voltaje. Las tres se fundamentan del efecto de las contingencias en el análisis de sensibilidad QV alrededor de un punto de operación.

Aunque las tres metodologías comparten fundamentos presentan importantes diferencias. La metodología de análisis modal sugiere utilizar el modo más crítico, es decir aquel con el menor valor. Sin embargo, en condiciones de postcontingencia del sistema, el modo crítico puede modificarse. Como procedimiento alternativo, se puede considerar un número de modos “críticos” correspondientes a los menores valores propios de la matriz Jacobiana reducida. Sin embargo, el procedimiento queda en términos cualitativos.

La metodología de factores de participación agregados que parte de la metodología de factores de participación del análisis modal QV formula una alternativa de ponderar la dinámica de los diferentes modos de sensibilidad, de tal forma que elimina la subjetividad que puede surgir de un análisis cualitativo como es el que se puede realizar en la metodología de análisis modal propuesta en [86].

En la propuesta de agregación de factores de participación se plantean dos metodologías (AFP y MAFP). En el listado de las 20 primeras contingencias se comparten 15; sin embargo, el ordenamiento es algo diferente.

La metodología de análisis nodal empleando el $\text{Det}(D')$ asociado a los nodos de interés tiene algunas dificultades, como por ejemplo, cómo determinar el área de interés (equivalente a definir el número de nodos a incluir en el cálculo de D'). De otra parte, el

método constituye una forma de ponderación de modos, toda vez que la sensibilidad QV que se calcula es nodal y, por tanto, en ésta participan todos aquellos modos QV involucrados en el área de interés.

En cualquiera de las tres metodologías es de crucial importancia el tratamiento de aquellas ramas que están en forma radial al sistema y constituyen “antenas” del mismo. Normalmente, los nodos que se ven afectados por estas ramas son muy sensibles en términos QV y más si estos tienen generación; como es el caso de las ramas 85-86, 86-87, 110-111, 110-112; entre otras.

3.2 Utilización de Índices en la Definición de “Ranking” de Contingencias

Como se mencionó en la sección 3.1, el estudio de la seguridad de sistemas de potencia dedica un especial interés en la evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema y en determinar qué elementos del sistema pueden llevar a condiciones indeseables de inestabilidad del mismo; requiriendo, por tanto, evaluar el impacto en la seguridad cuando se presentan contingencias en el sistema. Igualmente, es bien sabido que las evaluaciones exhaustivas donde se analiza contingencia por contingencia son computacionalmente exigentes y, por tanto, se realizan ordenamientos de las contingencias por criticidad en la estabilidad de voltaje, lo que se constituye en una de las herramientas más requeridas por parte de los planeadores de expansión y operación de los sistemas de potencia con el fin de determinar condiciones riesgosas para la seguridad del sistema.

Esta sección trata aquellos enfoques que plantean la formulación de un índice de estabilidad de voltaje a partir del cual se formula una estrategia de ordenamiento de las contingencias simples.

Existen dos tipos de índices: a) índices estructurales e b) índices físicos. Los primeros derivados de las estructuras de los modelos, tales como valores singulares y/o valores propios. Los índices físicos hacen uso de variables medibles y/o parámetros físicos del sistema.

Entre los índices físicos considerados en esta sección están: Índice L de Kessel y Glavitsch, índice RSI (“Reactive Support Index”), índice FVSI (“Fast Voltage Stability Index”) y el índice de desempeño de ramas presentado.

3.2.1 Índice de Kessel y Glavitsch

En [58] se propone una metodología para la evaluación en tiempo real de la estabilidad de voltaje utilizando un indicador normalizado (L_j) que varía entre 0 (sistema sin carga) y 1 (colapso de voltaje) y calculado con base en los resultados del flujo de carga de la condición de operación bajo análisis.

El planteamiento del indicador se fundamenta en las relaciones de la teoría de circuitos del sistema de potencia, la cual puede representarse en forma híbrida, como:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_G \end{bmatrix} = H \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{LL} & F_{LG} \\ K_{GL} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Donde V_G e I_G son vectores de voltaje y corriente de los nodos de generación y V_L e I_L son los vectores de voltaje y corriente en los nodos de carga. La matriz H se construye a partir de la Y_{bus} .

El término F_{LG} se calcula como:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$F_{LG} = -(Y_{LL})^{-1} \cdot Y_{LG}$$

Para cualquier nodo de carga j se tiene que su voltaje está dado por:

$$\bar{V}_j = \sum_{i \in L} \bar{Z}_{ji} \bar{I}_i + \sum_{i \in G} \bar{F}_{ji} \bar{V}_i \quad (3.29)$$

la cual se puede transformar en

$$V_j^2 + \bar{V}_{0j} \bar{V}_j^* = \bar{V}_j^* \sum_{i \in L} \bar{Z}_{ji} \bar{I}_i = \frac{S_{j+}^*}{\bar{Y}_{jj+}} \quad (3.30)$$

donde

$$\bar{V}_{0j} = -\sum_{i \in G} \bar{F}_{ji} \bar{V}_i \quad y \quad \bar{Y}_{jj+} = \frac{1}{\bar{Z}_{jj}} \quad (3.31)$$

V_{0j} se puede interpretar como un equivalente que abarca la contribución de los generadores. Por su parte, S_{j+} incluye dos componentes, a saber: la potencia nodal S_j y la potencia equivalente de los demás nodos de carga, S_j^{corr} . Así,

$$S_{j+} = S_j + S_j^{corr}$$

$$S_j^{corr} = \left(\sum_{\substack{i \in \mathcal{A}_L \\ i \neq j}} \frac{Z_{ji}^*}{Z_{jj}^*} \frac{S_i}{\bar{V}_i} \right) \bar{V}_j \quad (3.32)$$

A partir de lo anterior se define el indicador L para cada barra de carga j como

$$L_j = \left| 1 + \frac{\bar{V}_{0j}}{\bar{V}_j} \right| = \left| \frac{S_{j+}^*}{Y_{jj+}^* \cdot V_j^2} \right| \quad (3.33)$$

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{N_g} |F_{ji}| \frac{V_i}{V_j} \angle(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \right|$$

Donde V_i es la magnitud del voltaje en los nodos i de generación, θ_{ij} es el ángulo de fase del término F_{ji} , δ_i el ángulo de fase del voltaje de la i unidad de generación, N_g el número de generadores.

El indicador L es una medida cuantitativa de la estimación de la distancia a la inestabilidad para una condición de operación dada. El indicador es local y calculable por cada nodo de carga.

El análisis de contingencias implica el análisis de un sistema que sufre cambios topológicos que se reflejan en modificaciones a la matriz H de (3.27). Aunque en [58] se propone métodos aproximados e iterativos para el cálculo del efecto de la contingencia, se puede resumir el método exacto de la siguiente manera [1]:

- i. Para la contingencia k (rama entre nodos m y n) calcular el indicador L_j para todos los nodos j y denominarlo L_{jk} .
- ii. Obtener el máximo L_{jk} (L_{jk-max}) y compararlo con el caso base sin contingencias L_j .
- iii. Ordenar las contingencias del mayor al menor valor del indicador L_{jk-max} .

Así, el máximo indicador L de un sistema bajo contingencias da una medida de la severidad de la misma [30].

3.2.2 Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI)

El índice de soporte de potencia reactiva [118], [17] se fundamenta en la definición de un índice de severidad para una contingencia, el cual se interpreta como la cantidad adicional de generación de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV (Q eje horizontal) del caso base (sin contingencias) a la nariz de la curva QV con contingencia. Para establecer los requerimientos de potencia reactiva se eliminan los límites de generación de Q de las fuentes dinámicas disponibles en el sistema.

El indicador RSI propuesto para la contingencia i , se calcula como:

$$RSI_i = \sum_{j=1}^{N_g} [m_j (Q_j^{cr} - Q_{ji}^{cr})] \quad (3.34)$$

Donde Q_j^{cr} y Q_{ji}^{cr} son las inyecciones (generación) de potencia reactiva en los casos de cargabilidad crítica de pre-contingencia y contingencia i , respectivamente; asumiendo las N_g fuentes dinámicas de potencia reactiva sin límites. m_j es un factor de peso asociado a cada fuente que puede ser el inverso de la capacidad de generación reactiva de cada fuente [17].

El indicador se puede normalizar de tal forma que un valor de 0 corresponde al caso más crítico; mientras que un valor de 1,0 significa que se tiene el caso base sin contingencias

[118]. El método requiere calcular un flujo de carga por cada contingencia y en el caso de no convergencia, no es posible calcular el indicador (aunque se asigna 0 en el indicador normalizado).

Nótese que un requerimiento de la metodología es que el análisis debe realizarse en un punto cercano a la nariz de la curva QV en el caso de precontingencia alcanzado con límites normales de potencia reactiva.

3.2.3 Índice FVSI

En [90] y [89] los autores proponen un indicador llamado FVSI (por su sigla en inglés “Fast Voltage Security Index”), entendido éste como un instrumento útil para predecir condiciones de inestabilidad de voltaje en el sistema. El FVSI para una línea se calcula a partir de la formulación del flujo por la línea en el nodo de recibo, el cual queda como:

$$V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2 = (R + jX) (P_2 - jQ_2) \quad (3.35)$$

Donde V_1 y V_2 son los voltajes en los nodos de envío y recibo, respectivamente; δ es la diferencia angular entre dichos voltajes con referencia en el nodo de envío; P_2 y Q_2 son las potencias activa y reactiva en el nodo de recibo; $R+jX$ es la impedancia de la línea.

Separando la parte real e imaginaria de (3.35) y construyendo una expresión para V_2 en función de Q_2 , se tiene:

$$V_2^2 - \left(\frac{R}{X} \sin \delta + \cos \delta \right) V_1 V_2 + \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_2 = 0. \quad (3.36)$$

De donde se pueden obtener las raíces reales de V_2 , para lo que se debe cumplir que:

$$\left[\left(\frac{R}{X} \sin \delta + \cos \delta \right) V_1 \right]^2 - 4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_2 \geq 0 \quad (3.37)$$

Dado que δ tiene a cero, se puede asumir que:

$$\delta \approx 0, R \sin \delta \approx 0 \text{ y } X \cos \delta \approx X. \quad (3.38)$$

y, por lo tanto, el indicador FVSI para la línea ij es

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \quad (3.39)$$

con V_i el voltaje en el nodo de envío y Q_j la potencia reactiva en el nodo de recibo.

El indicador FVSI se calcula para cada una de las líneas que está en funcionamiento para una condición de operación dada.

Previamente, se debe especificar la condición de cargabilidad en la que se realiza el análisis de contingencias, este paso lo denominan análisis de estabilidad de voltaje [90], en el cual

se va incrementando poco a poco la carga del sistema (sin contingencias), se determina el máximo FVSI de las líneas. Este proceso se hace iterativo hasta que se tenga convergencia del flujo de carga y el $\max(FVSI)$ se acerque a 1,0. La última condición se denomina la condición de máxima permisible.

Así, el análisis de contingencia se realiza con los siguientes pasos:

- i. Especificar la condición de precontingencia en la condición donde se alcanza la mitad de la carga máxima admisible.
- ii. Para la contingencia k (rama entre nodos m y n) calcular flujo de carga.
- iii. Para cada una de las líneas en funcionamiento determinar nodo i de envío y nodo j de recibo.
- iv. Calcular el indicador $FVSI_{ij}$ con (3.39)
- v. Como indicador de impacto de la contingencia k tomar el máximo FVSI ($\max(FVSI_{ij})$)
- vi. Ordenar las contingencias de mayor a menor indicador de impacto del paso anterior. La contingencia más crítica es la de mayor impacto.

3.2.4 Índice de Desempeño de Ramas

En [4] se propone un índice de desempeño (PI) para cada rama k calculado a partir de los resultados de flujo de potencia por las líneas que se obtiene con el análisis de flujo de carga. Este índice de desempeño compara un índice de estabilidad de voltaje para las condiciones de pre y poscontingencia, el cual es función de la potencia aparente al lado de recibo (S_r) que fluye por la línea i y la máxima potencia aparente que ésta puede transportar (S_{rmax}). Este índice es definido como:

$$L_{SR}^i = \frac{S_r^{(i)}}{S_{rmax}^{(i)}} \quad (3.40)$$

El índice de desempeño para una contingencia k (PI_k) está definido como:

$$PI_k = \max \left[\left(L_{ct}^{(i)} - L_{bc}^{(i)} \right) \cdot \frac{L_{ct}^{(i)}}{\max_j (L_{ct}^{(j)})} \right] \quad (3.41)$$

Donde $L_{ct}^{(i)}$ y $L_{bc}^{(i)}$ son los índices de proximidad de estabilidad de voltaje asociados a la rama i en los casos de contingencia (k) y base, respectivamente.

Así, este índice refleja el margen de cargabilidad de poscontingencia de cada una de las ramas bajo la condición específica de la contingencia. A valores grandes de PI se presenta un margen de cargabilidad pequeño y, por lo tanto, las contingencias que presenten los mayores valores de PI serán consideradas como críticas.

3.2.5 *Análisis Comparativo de las Metodologías*

El sistema IEEE de 118 nodos se empleó como sistema de prueba, examinando las metodologías anteriores para la condición de demanda máxima (43,75 p.u. en base de 100MVA). El sistema consta de 118 nodos, 186 ramas de las cuales 12 son radiales y cuya contingencia formarían islas en el sistema. Los nodos se distribuyen en dos subsistemas, el primero a 345 kV y el segundo a 138 kV que se interconecta a éste a través de 8 transformadores de 345/138 kV.

- **Aplicación Índice Kessel y Glavitsch**

En primera instancia se calculó el indicador L_j con base en (3.33) para cada nodo del sistema en condición normal sin contingencias. La Tabla 3.10 presenta los 20 mayores índices nodales L_j y, como se observa, la mayoría de los nodos están ubicados en el sistema Oeste a 138 kV. De otra parte, los valores del índice no superan el 0,3, indicando que el sistema es bastante robusto ante inestabilidades de voltaje. Hay que mencionar que en estado precontingencia, el índice L_j sólo se calcula para nodos de carga.

Siguiendo los pasos de la metodología original para establecer un ordenamiento de contingencias se obtiene la Tabla 3.11. En esta tabla se excluyen aquellas ramas que son radiales al sistema, en las que incluso el índice calculado L_j no es relevante y comparable con las del resto del sistema.

Como se observa en la Tabla 3.11 la presencia de contingencias incrementa fuertemente el índice L_j , mostrándose algunos puntos críticos asociados a las interconexiones entre áreas operativas. También se resalta como algunas ramas del sistema de 345 kV se consideran críticas, especialmente por ser interconexiones (p. ej. Línea 38 – 65) de área o entre el sistema de 345 kV y el de 138 kV (p.ej. rama 8 – 5).

Sin embargo, el índice L_j asociado a cada contingencia corresponde al máximo L_{ji} , entendiéndose que el máximo impacto sobre cada uno de los nodos del sistema por parte de la contingencia j . De esta forma, el índice no señala si el impacto es global, regional o local considerando el número de nodos que ven su índice L_j afectado.

La Tabla 3.12 presenta un ordenamiento diferente si se considera además del L_j , el número de nodos que ven incrementado su índice L por encima de un punto de corte. En la Tabla 3.12 se toma como valor de corte el máximo índice L en condición sin contingencias (0,3) y a partir de ahí se ordena por el número de nodos que ven incrementado su índice por encima del valor de corte. Adicional al hecho que el ordenamiento cambia, se tiene que aparecen nuevas líneas dentro de las primeras 20 (en concreto las ramas 23-25, 8-30, 15-17 y 17-18).

Tabla 3.10 Indicador Kessel y Glavitsch – IEEE 118 nodos Sin contingencias

Nodo	Área Operativa	Índice
41	1 - Oeste	0,299
40	1 - Oeste	0,293
39	1 - Oeste	0,280
42	1 - Oeste	0,251
36	1 - Oeste	0,240
35	1 - Oeste	0,240
34	1 - Oeste	0,228
43	2 – Noroeste	0,216
33	1 - Oeste	0,214
20	1 - Oeste	0,202
19	1 - Oeste	0,193
21	1 - Oeste	0,190
76	3 - Sureste	0,182
18	1 - Oeste	0,176
118	3 - Sureste	0,175
74	3 - Sureste	0,172
15	1 - Oeste	0,171
107	3 - Sureste	0,162
22	1 - Oeste	0,157
75	3 - Sureste	0,146

Tabla 3.11 Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	Max (Lji)
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761
89	90	3 - Sureste	0,634
89	90	3 - Sureste	0,634
38	37	1 - Oeste	0,536
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,459
22	23	1 - Oeste	0,405
37	39	1 - Oeste	0,401
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,366
89	92	3 - Sureste	0,356
89	92	3 - Sureste	0,356
37	40	1 - Oeste	0,350
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,347
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,343
40	41	1 – Oeste (345 kV)	0,343
44	45	2 – Noroeste	0,343
41	42	1 - Oeste	0,334
76	77	3 - Sureste	0,333
21	22	1 - Oeste	0,329
39	40	1 - Oeste	0,328

Tabla 3.12 Ordenamiento de Contingencias por Indicador Kessel y Glavitsch – Nodos con Lj Mayor a Punto de Corte

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	Max (Lji)	Número Nodos
38	37	1 - Oeste	0,536	9
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,459	9
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761	8
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,761	8
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,365	7
23	25	1 - Oeste	0,325	6
22	23	1 - Oeste	0,405	5
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,347	5
44	45	2 – Noroeste	0,343	5
37	39	1 - Oeste	0,401	4
37	40	1 - Oeste	0,350	3
21	22	1 - Oeste	0,329	3
8	30	1 – Oeste (345 kV)	0,325	3
89	90	3 - Sureste	0,634	2
89	90	3 - Sureste	0,634	2
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,343	2
41	42	1 - Oeste	0,334	2
39	40	1 - Oeste	0,328	2
15	17	1 - Oeste	0,310	2
17	18	1 - Oeste	0,308	2

• Aplicación Índice RSI

La Tabla 3.13 presenta el resultado del ordenamiento con base en el índice RSI normalizado, calculado según (3.34). De dicha tabla se observa que el indicador de criticidad está por debajo de 0,75 en tan solo 19 casos de las 186 líneas del sistema. Los resultados muestran que la zona de principal vulnerabilidad de inestabilidad de voltaje es la zona 1 (Oeste). Se destaca, además, que la metodología da indicativos de que las líneas que mayor criticidad muestran son las de 345 kV. De otra parte la Figura 3.1 muestra como la mayoría de las líneas presentan un RSI muy similar en la franja de 0,8 a 0,9.

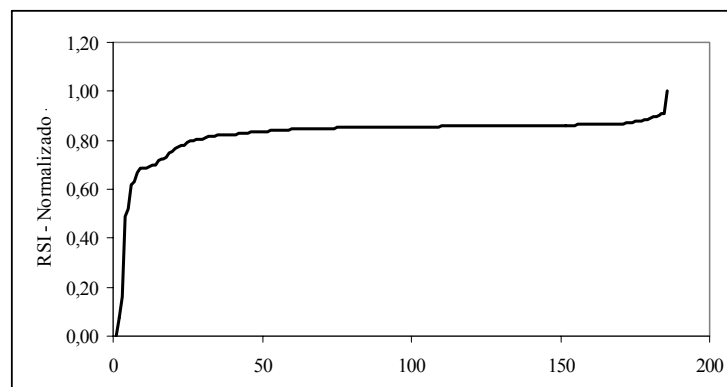


Figura 3.1 Contingencias Ordenadas Según RSI Normalizado

Tabla 3.13 Ordenamiento de Contingencias por Indicador RSI

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	RSI
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,0000
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,0757
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,1623
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,4899
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,5198
100	103	3 - Sureste	0,6163
38	37	1 – Oeste (345 kV)	0,6336
100	106	3 - Sureste	0,6705
100	104	3 - Sureste	0,6873
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,6884
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,6884
110	111	3 – Sureste (radial)	0,6941
89	92	3 - Sureste	0,6997
89	92	3 - Sureste	0,7012
68	69	2 – Noroeste (345 kV)	0,7178
49	66	2 - Noroeste	0,7234
49	66	2 – Noroeste	0,7234
30	17	1 – Oeste (345 kV)	0,7289
89	90	3 - Sureste	0,7483
89	90	3 - Sureste	0,7520

- **Aplicación Índice FVSI**

Inicialmente se calculó el FVSI para condición base sin contingencias. Así, la Tabla 3.14 presenta el orden obtenido de las líneas de acuerdo al indicador FVSI. Se observa que el indicador es bastante menor a 1,0 (condición crítica).

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.2.3 se calculó el índice FVSI para cada rama y se determinó el listado de contingencias críticas de acuerdo a esta metodología. Así, la Tabla 3.15 presenta el ordenamiento de las primeras 20 contingencias críticas obtenido.

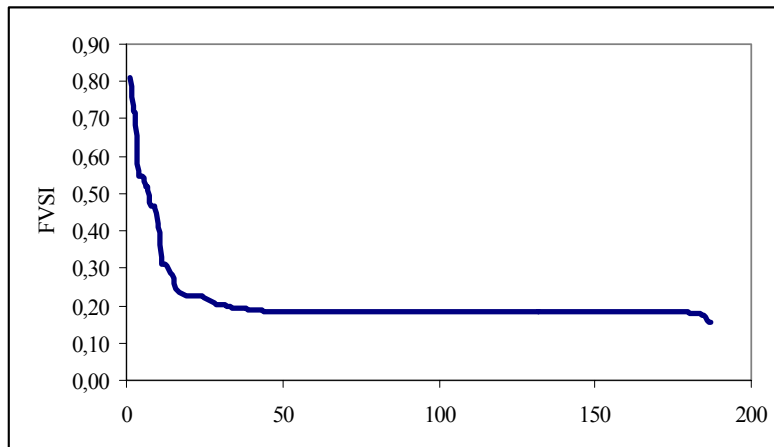


Figura 3.2 Contingencias Ordenadas Según FVSI

Tabla 3.14 Ordenamiento de Líneas por Indicador FVSI – Sin Contingencias

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	FVSI
92	100	3 - Sureste	0,1835
68	69	2 - Noroeste	0,1559
49	69	2 - Noroeste	0,1406
47	69	2 - Noroeste	0,1316
94	100	3 - Sureste	0,1267
100	101	3 - Sureste	0,1188
32	113	1 – Oeste	0,1185
77	82	3 - Sureste	0,1043
81	80	3 - Sureste	0,1034
92	94	3 - Sureste	0,0945
110	112	3 – Sureste (radial)	0,0896
83	84	3 - Sureste	0,0762
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0708
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0708
109	110	3 - Sureste	0,0587
89	92	3 - Sureste	0,0584
93	94	3 - Sureste	0,0560
31	32	1 – Oeste	0,0551
105	108	3 - Sureste	0,0480
83	85	3 - Sureste	0,0471

Tabla 3.15 Ordenamiento de Contingencias por Indicador FVSI

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	FVSI
89	92	3 - Sureste	0,8082
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,7196
89	92	3 - Sureste	0,7153
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,5467
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,5467
49	66	2 - Noroeste	0,5187
49	66	2 - Noroeste	0,5187
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,4686
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,4648
38	37	1 – Oeste	0,4190
26	30	1 – Oeste	0,3095
89	90	3 - Sureste	0,3095
89	90	3 - Sureste	0,3053
68	69	2 - Noroeste	0,2883
100	103	3 - Sureste	0,2717
64	65	2 - Noroeste	0,2461
92	102	3 - Sureste	0,2351
101	102	3 - Sureste	0,2320
92	94	3 - Sureste	0,2283
92	93	3 - Sureste	0,2280

La Figura 3.2 presenta el comportamiento del índice FVSI para todas las ramas ordenadas por el criterio de ordenamiento. Se observa que aproximadamente las primeras 40 ramas tienen un índice FVSI mayor al máximo del caso base.

- **Aplicación Índice de Desempeño**

La Tabla 3.16 presenta el orden obtenido de las líneas de acuerdo al indicador de desempeño (IDR). Se observa que el indicador es bastante menor a 1,0 (condición crítica).

Tabla 3.16 Ordenamiento de Líneas por Indicador IDR

Nodo Inicial	Nodo Final	Área Operativa	IDR
8	9	1 – Oeste (345 kV)	0,0228247
9	10	1 – Oeste (345 kV)	0,0225863
23	25	1 - Oeste	0,0215555
38	65	Interconexión áreas 1 y 2 (345 kV)	0,0165826
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0104356
42	49	Interconexión áreas 1 y 2 (138 kV)	0,0104356
8	5	1 – Oeste (345 kV)	0,0096010
100	103	3 - Sureste	0,0094498
89	92	3 - Sureste	0,0093470
89	92	3 - Sureste	0,0092494
30	38	1 – Oeste (345 kV)	0,0091474
77	80	3 - Sureste	0,0086437
77	80	3 - Sureste	0,0085448
26	30	1 – Oeste (345 kV)	0,0068502
89	90	3 - Sureste	0,0060061
69	70	Interconexión áreas 2 y 3 (138 kV)	0,0059648
89	90	3 - Sureste	0,0059425
25	27	1 - Oeste	0,0048270
49	50	2 - Noroeste	0,0045312
8	30	1 – Oeste (345 kV)	0,0044832

3.3 Análisis de Cargabilidad

Una de las medidas más empleadas para determinar el grado de estabilidad de voltaje de un sistema es estimar la distancia al colapso de voltaje, el cual se puede interpretar como la cargabilidad máxima que un sistema puede alcanzar a partir de una condición de operación dada. La Figura 3.3 ilustra el concepto, se entiende que el sistema se encuentra en una condición de equilibrio (Punto de Operación) y se quiere determinar la distancia al punto donde el sistema es inestable en voltaje. Este punto corresponde a la nariz de la curva PV de la Figura 3.3 y una de las técnicas considerada apropiada para el cálculo de dicho punto es el flujo de carga continuado (FCC) [61], [81], [20], [80].

Una condición de equilibrio de los sistemas de potencia en estado estable se encuentra descrita por el conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales que definen el comportamiento dinámico del sistema junto con las ecuaciones algebraicas no lineales que definen el comportamiento de los flujos del sistema de potencia. Así:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= 0 = f(x, y) \\ 0 &= g(x, y)\end{aligned}\tag{3.42}$$

El FCC modifica la ecuación 3.42 incorporando el parámetro de cargabilidad λ , así:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= 0 = f(x, y, \lambda) \\ 0 &= g(x, y, \lambda)\end{aligned}\quad (3.43)$$

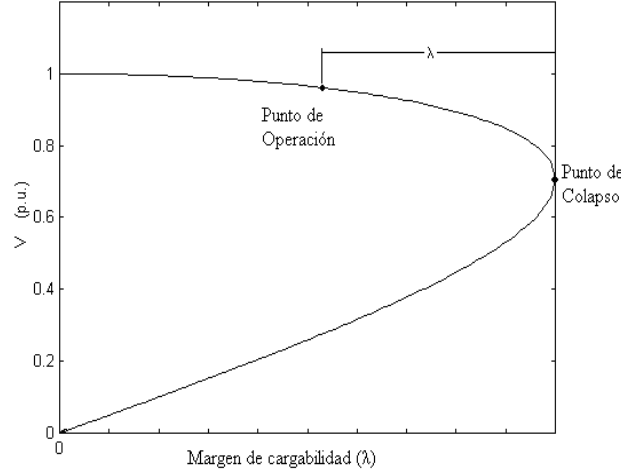


Figura 3.3 Margen de Cargabilidad del Sistema

El parámetro de cargabilidad λ es un escalar que multiplica direcciones vectoriales de potencia definidas para la generación y la carga, así [81], [20], [80]:

$$\begin{aligned}P_G &= P_{G0} + \lambda P_{S0} \\ P_L &= P_{L0} + \lambda P_{D0} \\ Q_L &= Q_{L0} + \lambda Q_{D0}\end{aligned}\quad (3.44)$$

Donde P_{G0} , P_{L0} y Q_{L0} son las potencias del caso base para generación y carga; P_{S0} , P_{D0} y Q_{D0} son las direcciones vectoriales de proyección de las potencias de suministro (generación) y demanda (carga). Generalmente, las direcciones de proyección vectorial están definidas por el mismo vector de potencias del caso base, así (3.44) se transforma en:

$$\begin{aligned}P_G &= (1 + \lambda)P_{G0} = \lambda_{\max} P_{G0} \\ P_L &= (1 + \lambda)P_{L0} = \lambda_{\max} P_{L0} \\ Q_L &= (1 + \lambda)Q_{L0} = \lambda_{\max} Q_{L0}\end{aligned}\quad (3.45)$$

Donde $\lambda_{\max}$ corresponde a la cargabilidad máxima, siendo en este caso un factor multiplicador de la condición de potencia de generación y carga del caso base. En $\lambda=0$ se tiene la condición de operación normal.

El FCC consiste en un proceso iterativo que permite solucionar el conjunto de ecuaciones (3.45) a medida que se incrementa el valor del escalar λ , por medio de un proceso de aproximación de pasos consecutivos predictor y corrector [81], [20], [80].

Uno de los limitantes del cálculo de la cargabilidad máxima por medio del FCC es cuando ante contingencias se forma islas en el sistema. Por ejemplo, en el caso que un nodo de

carga quede aislado se tiene que su cargabilidad máxima es cero. Naturalmente, el resto del sistema se puede cargar hasta cierto límite; sin embargo, como el FCC se calcula para el sistema como un todo, asignaría 0 como cargabilidad máxima al mismo.

3.3.1 Efecto de Contingencias en la Cargabilidad

Cuando una contingencia ocurre en un sistema de potencia se tiene un cambio de topología de red que influye en los flujos de potencia por los diferentes componentes del sistema. Esto ocasiona una reducción en la cargabilidad máxima del sistema cuando éste ha alcanzado una condición de equilibrio post-contingencia.

La Figura 3.4 muestra el efecto sobre la curva PV cuando la red ha cambiado por la apertura de una línea o rama en particular. Se observa, igualmente, un cambio en la máxima potencia entregable por la red (reducción de la “nariz” de la curva).

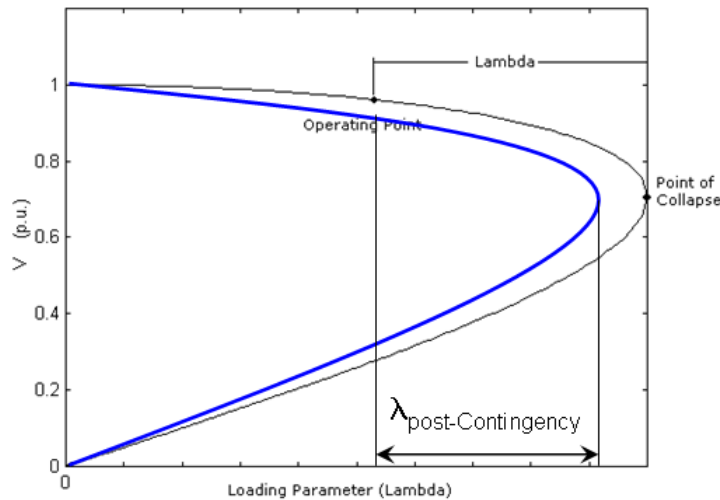


Figura 3.4 Margen de Cargabilidad en Contingencias

Este método de evaluación de cargabilidad con el FCC se ha reconocido como el que mayor información da sobre el efecto o impacto de las contingencias sobre el sistema mismo, pero a costa de un alto consumo de tiempo computacional.

La diferencia $\Delta\lambda_i = \lambda_0 - \lambda_i$ para la contingencia i también se conoce con el nombre de margen de estabilidad VS (“Voltage Security Margin”).

Los objetivos de un proceso de selección y ordenamiento (“ranking”) de contingencias es establecer el margen de estabilidad de voltaje, en este caso, asociado a cada una de ellas.

3.3.2 *Ranking por Reducción en la Cargabilidad*

El método más sencillo para establecer un “ranking” de contingencias simples (N-1) consiste en establecer la reducción en el margen de cargabilidad debido a la contingencia analizada [42], [29], [9], [32]. Así, el procedimiento básico consiste en los siguientes pasos:

- i. Calcular la cargabilidad para el punto de operación base sin contingencias (λ_0).
- ii. Para cada una de las ramas (i) del sistema, calcular la cargabilidad post-contingencia (λ_i) y establecer la reducción en el margen de estabilidad $\Delta\lambda_i = \lambda_0 - \lambda_i$.
- iii. Ordenar las contingencias de mayor a menor reducción de margen, donde las contingencias de mayor reducción significan que son las más críticas.

Dado que λ es adimensional (factor multiplicador en este caso), el indicador se puede transformar en términos de potencia aparente (MVA) multiplicando por la potencia aparente de carga en la condición de operación normal.

Como se mencionó, anteriormente, $\mathbf{P}_{S0}$, $\mathbf{P}_{D0}$ y $\mathbf{Q}_{D0}$ son las direcciones vectoriales de proyección de las potencias de suministro (generación) y demanda (carga) las cuales pueden ser escogidas de diferentes formas a la empleada en (3.45).

En [29] se propone encontrar las contingencias críticas asociadas a los nodos; de esta manera se propone una búsqueda del punto de colapso en la dirección vectorial que refleje el incremento de la demanda ($\mathbf{P}_{D0}$ y $\mathbf{Q}_{D0}$) de cada nodo y hacer la evaluación para todas las contingencias con el algoritmo aquí presentado. Naturalmente, esto significa repetir el proceso de ordenamiento tantas veces como nodos de carga existan en el sistema. El ordenamiento será distinto para cada nodo y promediando ponderadamente por la importancia relativa de cada nodo se puede evaluar el impacto por áreas o por el sistema.

3.3.3 *Variaciones al Cálculo de la Cargabilidad Máxima*

3.3.3.1 *Fijación de Curva Generalizada*

Uno de los mayores inconvenientes en la elaboración del “ranking” de contingencias cuando se analizan varias condiciones operativas, es el alto tiempo computacional que consume la evaluación con el FCC [9]. Como alternativa al cálculo directo de la curva de cargabilidad de la Figura 3.3 con el FCC, en [32] se propone una metodología de aproximación al cálculo de esta curva determinando tres puntos de la curva con base en el flujo de carga y luego realizando un ajuste mediante un polinomio de segundo orden.

Sin embargo, esta metodología no provee ordenamientos de contingencias aceptables, debido al hecho de usar tres puntos que pueden estar lejos del punto de colapso, lo que provoca un gran error en la estimación de la cargabilidad máxima [55].

El algoritmo básico de la metodología contiene estos pasos:

- i. Calcular el FCC para el punto de operación pre-contingencia (λ_0).
- ii. Calcular con el flujo de carga los puntos de operación estresada reduciendo la carga desde la condición de colapso de precontingencia, considerando la contingencia (i).
- iii. Utilizar las soluciones del flujo de carga para construir la curva PV de cada nodo de carga para la contingencia (i) ajustando la curva polinomial de segundo orden.
- iv. Para cada nodo calcular la cargabilidad y luego promediar sobre las cargabilidades nodales para obtener la cargabilidad del sistema ante la contingencia (λ_i)
- v. Establecer la reducción en el margen de estabilidad para cada contingencia $\Delta\lambda_i = \lambda_0 - \lambda_i$.
- vi. Ordenar las contingencias de mayor a menor reducción de margen, donde las contingencias de mayor reducción significan que son las más críticas.

3.3.3.2 Estimación Lineal usando Sensibilidad en λ

El análisis de contingencias empleando el cálculo repetitivo del FCC hace que esta sea una tarea dispendiosa, que puede no ser práctica al analizar diferentes condiciones operativas y de planeamiento. Así, otra alternativa planteada es determinar la reducción en el margen $\Delta\lambda_i$ para cada contingencia i por medio de un análisis de sensibilidad en el punto de colapso calculado para la condición de pre-contingencia.

En [43] se propone calcular la reducción en el margen de cargabilidad ante una contingencia por medio de una estimación lineal que emplea las matrices de sensibilidad calculadas en la nariz de la curva PV.

En la nariz de la curva, (3.43) se puede expresar como:

$$0 = F(x, \lambda, p) \quad (3.46)$$

Donde $\mathbf{x}$ es el vector de estados del punto de equilibrio, λ es el vector de incremento de potencia y $\mathbf{p}$ es un vector de parámetros, tales como las admitancias.

El primer paso de la metodología consiste en calcular el punto de equilibrio donde sin contingencias se alcanza la nariz; es decir, estimar el valor de λ_0 de (3.44) o de (3.45) si se ha tomado la dirección de búsqueda $\mathbf{P}_{S0}$, $\mathbf{P}_{D0}$ y $\mathbf{Q}_{D0}$.

Luego realizar la estimación de la variación $\Delta\lambda_i$ para cada contingencia i por medio de la siguiente estimación lineal:

$$\Delta\lambda_i = \frac{\omega(F_p \Delta p)}{-\omega F_\lambda \hat{k}} \quad (3.47)$$

Donde:

- ω es el vector propio normalizado (de fila) de izquierda correspondiente al valor propio igual a cero de la matriz Jacobiana del modelo de estado evaluado en la nariz (primeras derivadas parciales de F con respecto a x). Es decir de F_x .
- F_λ es la matriz de derivadas parciales de F con respecto a λ , la cual corresponde a una matriz diagonal de unos en las barras de carga.
- F_p es la derivada de F con respecto a los parámetros de línea; $p=1$ para línea desconectada.
- $F_p \Delta_p$ es el vector de inyecciones de potencia activa y reactiva de la línea bajo análisis.
- Así, para la línea conectada a los nodos i, j (3.47) se puede calcular como:

$$\Delta \lambda_i = \omega_{Pi} P_i + \omega_{Qi} Q_i + \omega_{Pj} P_j + \omega_{Qj} Q_j \quad (3.48)$$

Donde P_i, Q_i, P_j y Q_j son las inyecciones de potencia activa y reactiva por la línea en los nodos i y j en condición de precontingencia y $\omega_{Pi}, \omega_{Pj}, \omega_{Qi}$ y ω_{Qj} son los componentes del vector propio ω asociadas a las inyecciones P y Q de las barras i y j .

En esta forma, el método propuesto hace uso solo de un FCC, no aproxima por fijación polinomial el cálculo de diferentes curvas PV y estima la reducción del margen de cargabilidad al desplazarse por la normal de la superficie frontera de estabilidad de voltaje en la dirección seleccionada ($\hat{k}$, que en la práctica puede ser el mismo vector P_{S0}, P_{D0} y Q_{D0}).

3.3.3.3 Resultados de Prueba

La cargabilidad máxima ($\lambda_{\max}$) del sistema en condiciones normales; es decir, sin contingencias, es de 1,7587. La Tabla 3.1 presenta en forma ordenada, según el $\lambda_{\max}$ de menor a mayor, las contingencias críticas que reducen la cargabilidad máxima en al menos 5%. Nótese que las dos primeras líneas hacen que la cargabilidad máxima sea inferior a la demanda de la condición en estudio, significa esto que ante esta contingencia se requiere un deslastre de carga para mantener la estabilidad de voltaje.

Tabla 3.17 Ordenamiento de Contingencias usando FCC

Id. Línea	Nodo Inicial	Nodo Final	$\lambda_{\max}$
139	89	90	0,9666
138	89	90	0,9696
66	42	49	1,0366
67	42	49	1,0366
8	8	5	1,1688
51	38	37	1,2276
96	38	65	1,3321
185	75	118	1,4935
38	26	30	1,5545
118	76	77	1,5621
61	44	45	1,5684
52	37	39	1,5892
117	74	75	1,6363
54	30	38	1,6392
36	30	17	1,6396
33	25	27	1,6463
16	11	13	1,6514
53	37	40	1,6676
29	22	23	1,6713

Por otro lado, teniendo en cuenta que en condiciones normales el FCC indica que el sistema se puede cargar un 75,87% más, de la tercera a la octava contingencia se observa que la cargabilidad adicional del sistema solo puede ser entre un 3,7% y un 49,4%.

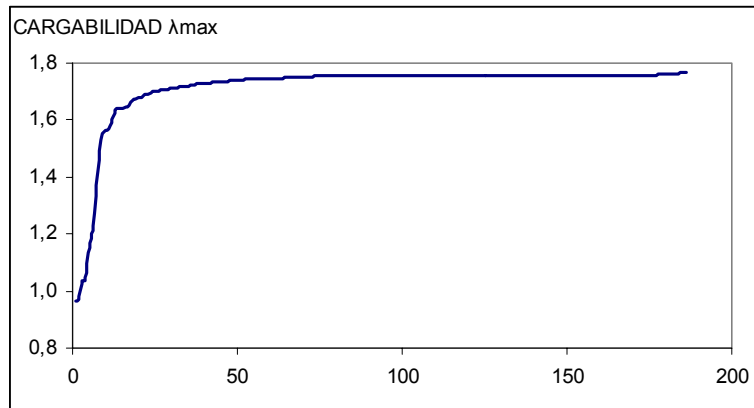


Figura 3.5 Cargabilidad según Contingencias Ordenadas de menor a mayor

La Figura 3.5 muestra el indicador de cargabilidad en orden ascendente con respecto a las contingencias simples ordenadas. Obsérvese, que es claramente identificable un conjunto de contingencias que deterioran el indicador de seguridad ($\lambda_{\max}$); mientras que hay otro grupo de contingencias donde la alteración del mismo es mínima.

3.4 Comparación de Metodologías de “Ranking” de Contingencias de Seguridad de Voltaje

3.4.1 Condición de Demanda Máxima

En las secciones anteriores, se ha presentado la base metodológica y pruebas en el sistema IEEE de 118 nodos, de diferentes metodologías para valorar la estabilidad de voltaje y realizar el “ranking” de contingencias. Las metodologías tratadas fueron:

- Análisis Modal: factor de participación crítico.
- Análisis Modal: Factores de Participación Agregados.
- Sensibilidad Nodal.
- Índice de Kessel y Glavitsch (L).
- Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI).
- Índice FVSI.
- Índice de Desempeño de Ramas IDR.
- Cargabilidad Máxima calculada por FCC.

La Tabla 3.18 compara los tiempos de cómputo empleados en la aplicación de cada metodología de ranking de contingencias por estabilidad de voltaje, empleando algoritmos implementados en Matlab y empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [79]. Las pruebas se llevaron a cabo en un PC Intel^(R) Core^(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM.

Tabla 3.18 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias

Método	Tiempo (s) CPU Total
Análisis Modal (Modo crítico)	2,20
Análisis Modal Factores de Participación Agregados	2,56
Sensibilidad Nodal (Det D)	3,11
L	49,87
RSI	37,17
FVSI	37,59
IDR	37,39
Cargabilidad Máxima calculada por FCC(CPF)	297,11

Como se observa de la Tabla 3.18, las técnicas de análisis modal son muy eficientes en consumo de tiempo computacional; mientras que la técnica de análisis de cargabilidad máxima calculada por FCC es la que mayor tiempo consume.

De otra parte, es necesario comparar los resultados obtenidos sobre el sistema de prueba IEEE de 118 nodos. Se recuerda que el sistema tiene tres áreas operativas (1- Oeste, 2- Noroeste y 3- Sureste) y está modelado con dos niveles de tensión (345 kV y 138 kV).

Así, la Tabla 3.19 presenta todas aquellas ramas que han sido catalogadas como ramas críticas por al menos una metodología (a excepción de la metodología de Sensibilidad Nodal Det(D')) por las grandes diferencias con las demás metodologías) e indica que metodologías las seleccionaron como tal. La mayoría de las metodologías seleccionaban un grupo de alrededor 20 contingencias críticas.

De la Tabla 3.19 y en conjunto con los resultados de prueba de las diferentes metodologías presentados anteriormente, se observa lo siguiente:

- Los índices FVSI y RSI arrojan resultados muy similares. En algunas de las diferencias, se observa que por un método se indica una rama como crítica; mientras que por el otro se puede ubicar la línea vecina, tal como es el caso de la línea 36-65 seleccionada como crítica por aplicación del RSI y el transformador 64-65 seleccionado aplicando el FVSI.
- El índice de desempeño, IDR, presenta algunos resultados coincidentes con los dos anteriores; sin embargo, y como se observa en la Tabla 3.16 la sensibilidad numérica se presta para ordenamientos erróneos.
- El índice L, uno de los más antiguos para el análisis de estabilidad de voltaje, comparte una misma zona crítica con los demás métodos.
- El análisis de cargabilidad empleando el flujo de carga continuado identifica diferentes zonas críticas en el sistema en forma muy coincidente con las demás metodologías.
- El análisis modal con base en el modo crítico arroja como resultado de criticidad aquellas ramas ubicadas en una sola zona, confirmando esto que el análisis de los factores de participación de ramas para el modo crítico ubican las contingencias críticas asociadas a éste; sin embargo, no da señales en otras partes del sistema.
- A diferencia del anterior, el análisis modal con agregación de factores de participación está agregando en forma ponderada diferentes zonas críticas de acuerdo a la criticidad modal, no sólo de un modo sino de un conjunto de modos. Así, el método captura la información del modo más crítico y agrega las ramas de otros modos “críticos” o cercanamente críticos. Sin embargo, se observan algunas diferencias con los resultados basados en el RSI, FVSI e IDR en cuanto a las zonas. Por ejemplo, el método agregado de factores de participación NAFP indica como una zona crítica una subregión al sur en el área operativa 1-Oeste; mientras que los otros indicadores detectan una zona crítica en la vecindad de la interconexión norte de las zonas 1 y 2. Igualmente, el NAFP identifica una subregión en el área 3 vecina a la que se detecta en dicha área por parte de los indicadores FVSI, RSI e IDC.

Es de agregar que ninguna de las metodologías hace un análisis de contingencias dobles o múltiples, las técnicas de análisis modal emplean un flujo de carga; mientras que las técnicas de índices emplean un flujo de carga por cada rama. Finalmente, el índice de cargabilidad máxima, no sólo usa un flujo de carga por contingencia sino también un flujo de carga continuado por cada rama bajo estudio.

Tabla 3.19 Contingencias Catalogadas como Críticas según Metodología –Sistema IEEE 118 nodos

Nodo Inicial	Nodo Final	Área	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (NAFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
8	5	1		X		X	X	X	X	X
8	9	1	X	X			X	X	X	
9	10	1	X	X			X	X	X	
8	30	1	X	X					X	
30	17	1	X	X			X			X
17	31	1	X							
30	38	1	X	X		X			X	X
26	30	1	X	X		X	X	X	X	X
38	65	1-2	X	X		X	X		X	X
38	37	1	X	X		X	X	X		X
37	39	1				X				X
37	40	1				X				X
39	40	1				X				
40	41	1				X				
41	42	1				X				
11	13	1								X
19	20	1		X						
21	22	1		X	X					
25	27	1	X	X					X	X
23	25	1		X					X	
22	23	1				X				X
42	49	1-3				X	X	X	X	X
49	50	2							X	
69	70	2-3		X					X	
69	75	2-3		X						
68	69	2					X	X		
44	45	2			X	X				X
49	66	2					X	X		
64	65	2						X		
74	75	3								X
75	118	3								X
76	77	3		X		X				X
77	80	3		X					X	
79	80	3		X						

Nodo Inicial	Nodo Final	Área	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (NAFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
77	82	3		X						
80	96	3		X						
89	90	3				X	X	X	X	X
89	92	3				X	X	X	X	
92	93	3						X		
92	94	3						X		
92	102	3						X		
94	100	3		X						
100	106	3		X			X			
100	103	3					X	X	X	
100	104	3					X			
101	102	3						X		
103	105	3		X						
110	111	3					X			

Otra alternativa de análisis es la comparación del ranking de cada rama por cada método. Así, en la Tabla 3.20 se presenta la comparación para las líneas de 345 kV incluidos los transformadores de interconexión. Las Tablas A1.3 a A1.5 (Anexo 1) presentan los resultados a 138 kV de las tres áreas operativas.

A partir de las posiciones de ranking de la Tabla 3.20 se puede observar que:

- Hay similitudes entre los resultados, mas no resultados exactos entre las metodologías. Según la mayoría de indicadores, el sistema de 345 kV hacia el área Oeste es donde presenta mayor criticidad. El método de sensibilidad nodal o Det(D') es el que presenta los resultados más distantes de las demás metodologías.
- Hay líneas que claramente la mayoría de metodologías ubican en el grupo de las más críticas, como por ejemplo: 8-9, 9-10, 8-5, 26-30, 38-37, entre otros.
- Las ramas que presentan una conexión radial al sistema afecta el “ranking” (por ejemplo, línea 68-116 usando índice L o línea 8 – 9 en el análisis modal con base en el modo crítico), incluso hay metodologías que no permiten el cálculo del indicador, como es el caso de la Cargabilidad Máxima (λ FCC).

Tabla 3.20 Comparación de Ranking – Líneas sistema IEEE 118 nodos a 345 kV

Nodo Inicial	Nodo Final	Área	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
9	10	1	10	20	183	11	2	9	2	
8	9	1	1	1	120	16	1	8	1	
8	5	1	73	12	9	22	3	2	7	5
8	30	1	9	2	58	30	25	91	20	35
30	17	1	4	3	19	168	18	154	33	15
26	30	1	7	6	132	17	4	11	14	9
26	25	1	64	120	169	56	186	171	24	39
38	37	1	3	4	25	12	7	10	25	6
30	38	1	8	18	98	21	22	64	11	14
38	65	1 a 2	2	7	86	13	5	27	4	7
65	66	2	148	185	91	85	172	165	172	95
65	68	2	147	179	67	80	39	69	168	186
64	65	2	54	144	116	58	24	16	82	70
63	64	2	100	160	177	71	21	47	30	88
63	59	2	83	140	66	72	40	46	148	82
64	61	2	170	171	110	88	60	164	86	118
68	69	2	111	103	21	162	15	14	46	185
68	116	2	180	186	142	5	36	175	58	
68	81	2 a 3	171	153	141	152	27	177	61	181
81	80	3	118	136	13	153	179	176	39	180

3.4.2 Desempeño de Metodologías en Planeación “Day Ahead”

Las diferentes metodologías que se han revisado y probado, generalmente, se evalúan en condición de máxima demanda. El propósito en esta investigación es estudiar su aplicación en la planeación operativa. Así, en esta sección se evalúan las metodologías aplicándolas al análisis de un día cuya operación se está planeando bajo la filosofía “Day Ahead”. La Figura 3.6 muestra la curva de carga asumida para el comportamiento diario en el sistema de prueba.

En primera instancia, la Tabla 3.21 compara los tiempos de cómputo para el análisis hora a hora de las diferentes metodologías analizadas. Se puede observar nuevamente, que las técnicas de análisis aventajan a las demás en tiempo de cómputo; mientras que la de FCC es la más demandante en tiempo computacional.

De la Tabla A1.6 a la Tabla A1.12 (Anexo 1) se presentan las contingencias ordenadas de acuerdo a cada método. En dichas tablas se coloca el número de identificación de cada rama. Los datos de nodo inicial y nodo final de cada rama se presentan en el Anexo 1 Sistema IEEE 118 nodos.

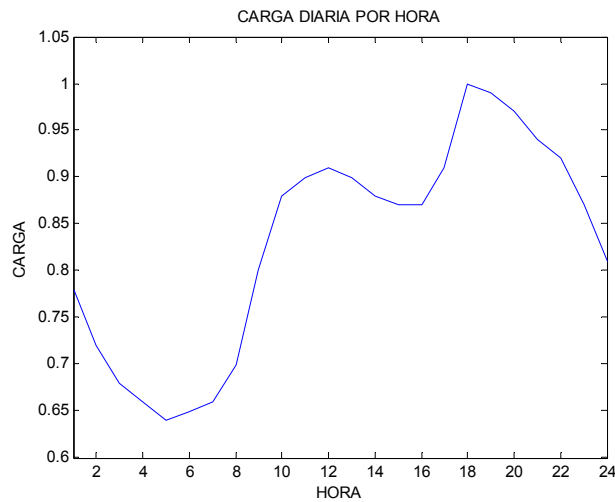


Figura 3.6 Curva de Carga Diaria – Sistema de Prueba IEEE 118 Nodos

Tabla 3.21 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias – Evaluación de 24 Horas

Método	Tiempo (s) CPU Total
Análisis Modal (Modo crítico)	86,41
Análisis Modal Factores de Participación Agregados	98,16
Sensibilidad Nodal (Det D)	84,80
L	1168,42
RSI	827,30
FVSI	836,53
IDR	834,69
Cargabilidad Máxima calculada por FCC(CPF)	6874,09

3.5 Selección de Contingencias con base en el IBPF – Método Propuesto

Los métodos de selección de contingencias con criterios de seguridad en estabilidad de voltaje requieren de un gran tiempo computacional; así mismo, no consideran la influencia de contingencias en líneas de un área en otra área. Por lo tanto, es necesario contar con un método que sea rápido y que evalúe la influencia de contingencias de líneas de un área sobre otra área, tal que sea aplicable en la planeación operativa y en la operación misma del sistema de potencia.

En estabilidad de voltaje hay varias clases de índices que han sido propuestos y, a la vez, con base en ellos se han propuesto métodos de ordenamiento de contingencias mediante su criticidad. Como ya se ha mencionado, existen dos tipos de índices: los estructurales y los

físicos, los primeros son derivados de las estructuras de los modelos; por ejemplo, el cálculo de valores propios del Jacobiano Reducido (matriz de sensibilidad Q-V). Los segundos hacen uso de variables medidas y/o parámetros físicos del sistema, requiriendo el cálculo del flujo de carga del sistema, estos se caracterizan por representar fenómenos locales.

Tradicionalmente, el análisis modal del Jacobiano Reducido se concentra en el modo más crítico [86]-[41]. Otros autores proponen métodos de agregación o ponderación del efecto de los diferentes valores propios del Jacobiano Reducido [104]. Sin embargo, este último método pondera los factores de participación de ramas intuitivamente en función inversa de las magnitudes de los valores propios del Jacobiano Reducido.

En esta sección se propone un nuevo índice estructural denominado IBPF (por su sigla en inglés “*Improved branch participation factor*”) que pondera los valores propios del Jacobiano Reducido, deduciendo el peso de ponderación a partir de los incrementales de potencia reactiva que fluyen por las ramas del Sistema de Potencia debido a la contingencia. A su vez, este método es implementado de tal forma que se logra analizar el impacto regional de un área del sistema sobre otras; obteniendo de esta forma un método muy rápido y útil para el análisis “*day-ahead*” del sistema.

El IBPF considera el efecto de la perturbación de una contingencia sobre la totalidad de los modos de sensibilidad QV del sistema y del efecto sobre la variación de los flujos de potencia reactiva por las ramas. El efecto es una medida ponderada de los efectos parciales por modos, donde el peso de ponderación está asociado al valor propio del modo.

Con base en el IBPF se propone igualmente, un método de selección de contingencias críticas N-2. El procedimiento inicia con el grupo de contingencias críticas N-1.

Los métodos propuestos son aplicables no sólo para el análisis de ordenamiento y selección de contingencias con criterio de estabilidad de voltaje, sino también para el análisis de las contingencias potencialmente peligrosas en caso de una cascada de contingencias y, además, para determinar el impacto de las contingencias entre subsistemas vecinos interconectados; tales como en interconexiones internacionales.

El tiempo de cómputo es bastante reducido comparado con otras técnicas de ordenamiento de contingencias que hacen uso del flujo de carga continuado, lo que potencia su aplicación en tiempo real, en planeamiento operativo y en la predicción de peligros por cascadas.

3.5.1 Definición del IBPF

El ordenamiento de las contingencias bajo un análisis de seguridad de Sistemas de Potencia, requiere de diferentes técnicas para simulación y de identificación de casos a estudiar. Así, se requiere de métodos que fácil y rápidamente permitan determinar en un Sistema de Potencia cuales son las contingencias que afectan la sensibilidad QV, acercando al sistema a la inestabilidad de Voltaje.

Por tal razón, se han desarrollado distintos índices con los cuales se pretende dar solución al problema planteado, por ejemplo [86] propone hacer el cálculo del valor propio dominante de la matriz Jacobiana reducida. En [104] se propone utilizar información de todos los valores propios de J_R teniendo en cuenta la importancia relativa de cada uno de ellos.

Para el cálculo del índice propuesto, primero hay que seleccionar los modos más críticos de cada área, esto se realiza al calcular el factor de participación nodal total agregado por cada área operativa: *APFA* (por sus siglas en inglés “*Aggregated Participation Factor per Area*”), que está dada por:

$$APFA_{ij} = \sum_{k=1}^{n_j} p_{ki} \quad (3.49)$$

La variable i corresponde a los modos, j corresponde a la zona operativa y n_j es el número de nodos en la zona j .

Por consiguiente, se tiene un factor por cada modo de cada área operativa. Para seleccionar los modos críticos, se discriminan estos factores de participación, dándoles un peso de 0 si son menores a un valor de corte del factor de participación preestablecido (0,15 es un valor apropiado) y a 1 en caso contrario, obteniendo así un valor de peso por factores de participación, como se muestra en:

$$W_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } APFA_{ij} \geq 0.15 \\ 0 & \text{si } APFA_{ij} < 0.15 \end{cases} \quad (3.50)$$

Ya con la selección de los modos críticos, se aplica el factor de peso a los valores propios del sistema y a las pérdidas de los flujos de potencia reactiva del sistema $\Delta Q_{loss-bi}$ de cada rama (donde b corresponde a la rama). De esta forma, se seleccionan los valores que corresponden a los modos más significativos. Obteniendo así un factor de participación mejorado *IPF* (por sus siglas en inglés “*Improved Participation Factor*”), dado por la expresión:

$$IPF_{bj} = W_{ij} \cdot \frac{\Delta Q_{loss-bi}}{\lambda_i} \quad (3.51)$$

A este factor se le pondera por el máximo valor de *IPF* por ramas. Obteniendo la variable $AdQ_{loss-ij}$ dada por:

$$AdQ_{loss-bj} = \frac{IPF_{bj}}{\max_b [IPF_{bj}]} \quad (3.52)$$

Finalmente, se normaliza la variable AdQ_{loss} con respecto a la suma de todas las ramas, obteniendo así el *IBPF* por rama y por área, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IBPF_{bj} = \frac{AdQ_{loss-bj}}{\sum_{b=i}^n AdQ_{loss-bj}} \quad (3.53)$$

3.5.2 Análisis de contingencias con IBPF

Para realizar el análisis de ordenamiento y selección de contingencias con criterio N-1 considerando el impacto en seguridad de voltaje, se propone utilizar el IBPF con los siguientes pasos:

- i. Calcular el flujo de carga del sistema.
- ii. Hallar la matriz Jacobiana reducida con (3.5).
- iii. Calcular los valores propios y los factores de participación nodales con (3.9).
- iv. Seleccionar los modos críticos de cada área y calcular el APFA con (3.49).
- v. Calcular para cada rama y por área su IBPF, usando (3.53).
- vi. Establecer un valor de referencia del IBPF que sirva como punto de corte y selección entre contingencias críticas y no críticas (en el caso de prueba se ilustra la manera de lograrlo)
- vii. Agrupar las ramas críticas por área, como aquellas cuyo IBPF superan el valor de corte establecido en el paso anterior.

De esta manera se tiene, para cada área operativa, el conjunto de contingencias críticas en seguridad de voltaje que amenazan la operación segura de la misma. El método permite, para cada área operativa, identificar aquellas ramas críticas que son externas al área y pertenecen a áreas operativas.

3.5.3 Análisis de Contingencias N-2

Para la evaluación de contingencias con criterio N-2, se realiza un segundo ranking de contingencias, posterior al ranking de contingencias con criterio N-1. Los pasos a seguir para realizar su cálculo son:

- i. Realizar el ordenamiento y selección de contingencias con criterio N-1, arriba explicado.
- ii. Para cada rama seleccionada como crítica en el paso 1, realizar un segundo proceso de ordenamiento y selección de contingencias.

Es decir, que se realiza un segundo análisis con la metodología propuesta para el sistema en condición N-1. Así, se puede determinar cuales podrían ser las contingencias críticas siguientes a la condición de alerta que pueda generar una contingencia simple. Este análisis es relevante para detectar alarmas de contingencias en cascada.

3.5.4 Prueba del Método

El sistema IEEE de 118 nodos se empleó como sistema de prueba, examinando las metodologías propuestas para la condición de demanda máxima (43,75 p.u. en base de 100MVA). El sistema consta de 118 nodos, 186 ramas de las cuales 12 son radiales.

3.5.4.1 Resultados IBPF – Contingencias críticas con N-1

Los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [79] . El análisis modal del caso de prueba se corrió en un PC Intel® Core™ 2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM y consumió 0,4375 segundos de CPU.

Tal como se indicó en el paso 6 del procedimiento de aplicación del análisis de contingencias N-1, se debe establecer un punto de corte para asignación al grupo de contingencias críticas.

La Figura 3.7 presenta en forma ordenada el IBPF calculado para cada rama y para cada área. Se puede observar que aproximadamente menos de 15 contingencias agrupan el mayor porcentaje agregado del IBPF. Así, se selecciona como punto de corte el IBPF igual a 1,5%. Al conjunto de ramas que supera este valor de corte se les asigna como ramas importantes y críticas dentro del sistema en cuanto a estabilidad de voltaje.

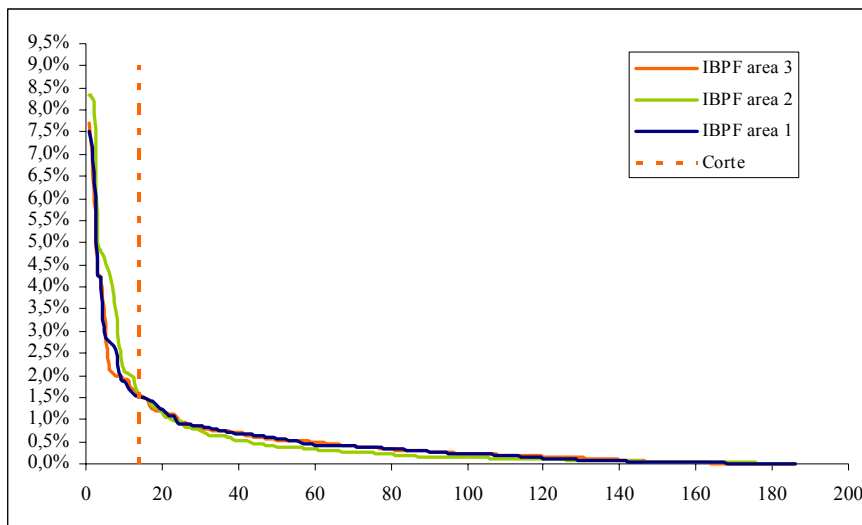


Figura 3.7 Valores de IBPF – Selección Punto de Corte

La Tabla 3.22 presenta el ordenamiento de las contingencias críticas, de acuerdo con los factores de participación del área 1, área 2 y área 3, obtenidos haciendo uso de (3.53). Se observa que las cinco ramas más críticas hacen parte del sistema de 345 kV.

Se puede observar, de acuerdo a los resultados mostrados en las tablas anteriores, que de las 23 ramas críticas en total, sólo 7 tienen incidencia en las 3 áreas, 7 tienen incidencia en sólo 2 áreas y tan sólo 9 de las más críticas tienen incidencia en una sola área.

Tabla 3.22 Ranking de Contingencias Simples con IBPF

Area 1					Area 2					Area 3				
Rama	Nodo Inicial	Nodo Final	IBPF	Nivel de Tensión [kV]	Rama	Nodo Inicial	Nodo Final	IBPF	Nivel de Tensión [kV]	Rama	Nodo Inicial	Nodo Final	IBPF	Nivel de Tensión [kV]
7	8	9	7,51%	345	37	8	30	8,35%	345	37	8	30	7,71%	345
37	8	30	6,58%	345	7	8	9	8,20%	345	7	8	9	6,17%	345
36	30	17	4,26%	345/138	36	30	17	5,02%	345/138	38	26	30	4,28%	345
38	26	30	4,23%	345	71	49	51	4,78%	138	36	30	17	4,23%	345/138
96	38	65	2,98%	345	38	26	30	4,68%	345	8	8	5	3,50%	345/138
33	25	27	2,77%	138	60	34	43	4,35%	138	116	69	75	2,14%	138
51	38	37	2,69%	345/138	8	8	5	4,01%	345/138	33	25	27	2,08%	138
8	8	5	2,57%	345/138	74	53	54	3,47%	138	25	19	20	1,98%	138
116	69	75	1,92%	138	62	45	46	2,44%	138	118	76	77	1,98%	138
9	9	10	1,88%	345	68	45	49	2,09%	138	96	38	65	1,92%	345
29	22	23	1,75%	138	82	56	58	2,05%	138	29	22	23	1,91%	138
25	19	20	1,60%	138	9	9	10	1,97%	345	123	77	80	1,69%	138
118	76	77	1,54%	138	96	38	65	1,72%	345	51	38	37	1,68%	345/138
54	30	38	1,52%	345	59	43	44	1,56%	138	9	9	10	1,55%	345
60	34	43	1,50%	138						155	94	100	1,52%	138

3.5.4.2 Resultados IBPF – Contingencias críticas con N-2

Al realizar el análisis de contingencias con criterio N-2, generando contingencias en las 23 ramas más críticas de acuerdo al criterio N-1 ya aplicado y presentadas en la Tabla 3.22, se obtiene que para el área 1 las cinco ramas más críticas son las mostradas en la Tabla 3.23.

La Tabla 3.23 está organizada de la siguiente manera: Cada fila corresponde a una contingencia de las 23 ramas escogidas mediante el criterio N-1. Las columnas representan el ordenamiento de las cinco segundas contingencias más críticas; este fue obtenido tras aplicar el criterio N-2. Por ejemplo, al crear una contingencia en la rama 7, la siguiente rama más crítica es la 96, en segundo lugar la 9 y así sucesivamente.

Se puede observar de la Tabla 3.23 que en 17 de los casos la rama 37 (línea de 345kV) está dentro de las más críticas con criterio N-2, esto mismo sucede en el caso de la rama 96, que es una línea de interconexión de 345kV. Otro caso interesante, es el de las ramas 7 y 9 que conectan generadores al sistema.

Tabla 3.23 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 1

Rama Contingencia	Pos 1	Pos 2	Pos 3	Pos 4	Pos 5
7	96	9	107	37	38
8	37	36	22	19	18
9	96	7	107	37	108
25	29	7	28	37	36
29	25	38	96	31	7
33	31	41	38	36	96
36	38	33	8	51	31
37	8	36	38	96	7
38	33	31	32	96	41
51	36	96	66	67	45
54	96	36	51	38	7
59	7	96	37	36	51
60	7	37	38	36	33
62	68	7	37	96	36
68	62	7	96	37	51
71	96	37	7	51	38
74	7	37	38	36	116
82	37	96	38	51	7
96	66	67	51	38	108
116	108	120	118	37	38
118	116	185	37	120	96
123	124	125	119	37	116
155	37	96	7	51	38

Así mismo, hay ramas que pertenecen a otras áreas, pero que su contingencia es crítica para el área 1, tal es el caso de las ramas 107, 108, 124 y 125, entre otras. Lo cual muestra una ventaja frente a otros métodos de ranking de contingencias, ya que se puede ver el impacto regional de un área del sistema sobre las otras áreas.

En el conjunto de las ramas más críticas obtenidas mediante el criterio N-2, se observa que hay varias ramas que no habían sido catalogadas como críticas de acuerdo al criterio N-1, tal es el caso de las ramas 18, 19, 22 y 107; esto demuestra que después de realizarse un cambio topológico del sistema, debido a una contingencia, puede haber ramas muy críticas para un criterio N-2, pero no tan críticas para un criterio N-1.

De acuerdo con la Tabla 3.24, al crear una contingencia en la rama 74 se observa que aparecen las ramas vecinas como críticas (71, 72 y 73), esto es lo que usualmente ocurre en los ranking de contingencias haciendo uso de otros índices y, en el método propuesto se presenta en pocos escenarios donde se crearon contingencias con criterio N-2.

Tabla 3.24 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 2

Rama Contingencia	Pos 1	Pos 2	Pos 3	Pos 4	Pos 5
7	96	9	107	37	38
8	37	36	22	19	18
9	96	7	107	37	108
25	37	7	36	60	29
29	38	31	36	41	7
33	31	38	41	36	7
36	38	8	33	51	31
37	8	36	38	11	96
38	33	31	32	96	41
51	36	66	67	96	45
54	96	36	51	38	37
59	7	37	96	68	62
60	61	59	62	68	37
62	7	68	96	37	51
68	62	37	7	96	63
71	82	74	37	75	76
74	73	72	71	7	37
82	71	37	7	74	36
96	66	67	38	51	108
116	108	120	118	119	38
118	116	120	185	108	186
123	124	125	119	116	37
155	7	37	36	71	38

Por último, los resultados para el área 3 se encuentran en la Tabla 3.25. Donde no se observan muchas diferencias con respecto a los resultados anteriores. Sin embargo, se nota la presencia de la rama 7 en la mayoría de los casos, donde a pesar de que se repite para las tres áreas, en este caso sube de posición en el ranking.

Tabla 3.25 Ranking de Contingencias N-2 con IBPF Área 3

Rama Contingencia	Pos 1	Pos 2	Pos 3	Pos 4	Pos 5
7	96	9	107	37	38
8	37	36	22	19	18
9	96	7	107	37	54
25	7	37	36	29	8
29	38	31	36	41	7
33	31	38	41	36	7
36	38	8	33	51	31
37	8	36	38	11	96
38	33	31	32	96	41
51	36	66	67	96	45
54	96	36	51	38	37
59	7	37	96	36	116
60	37	7	38	116	8
62	68	7	37	116	96
68	62	7	37	96	63
71	7	75	76	37	97
74	7	37	38	36	116
82	37	7	38	36	8
96	66	67	38	51	108
116	108	120	118	119	7
118	116	185	120	108	186
123	124	125	119	116	7
155	7	37	36	148	38

3.5.5 Análisis de 24 horas del IBPF

La sección 3.5.4.1 presentó las pruebas de la metodología de análisis de contingencias IBPF con criterio N-1 para la condición de demanda máxima diaria del sistema de prueba IEEE 118 nodos. En esta sección se presentan los análisis de la aplicación de la metodología para cada una de las 24 horas de planeación operativa, bajo el esquema “Day Ahead”.

De la Tabla 3.26 a la Tabla 3.28, se presenta para cada área operativa y para cada hora el ordenamiento de las contingencias, organizadas de mayor a menor valor de IBPF. En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo un valor de IBPF mayor a 1,5%. En promedio las tres áreas en cada hora tienen 16 ramas críticas, con algunas excepciones como la hora pico del área 3 que tiene 11 ramas críticas.

Se observa que en la hora pico hay una reducción del número de ramas críticas, así como la aparición, en las primeras posiciones del ranking, de nuevas ramas críticas que no habían estado durante las primeras horas del día, tal es el caso de las ramas 25, 29, 54, 60 y 118 para el área 1; y las ramas 36, 60, 62, 74, 82 y 68, para el área 2; y las ramas 25, 118 y 123 para el área 3.

Las áreas 2 y 3 presentan una mayor similaridad en el ordenamiento de criticidad para las primeras horas del día; sin embargo, al aumentar la carga del sistema, se presentan grandes diferencias en el ordenamiento de las contingencias.

Tabla 3.26 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF
Área 1

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
9	9	7	7	9	7	7	9	9	38	38	38
7	7	9	9	7	9	9	7	7	96	96	96
38	38	38	38	38	38	38	38	38	9	9	9
96	96	96	96	96	96	96	96	96	7	7	7
33	33	33	33	33	33	33	33	8	33	33	33
8	8	8	8	8	8	8	8	33	8	51	51
51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	8	8
31	31	31	31	31	31	31	31	31	37	37	37
141	141	141	141	141	141	141	141	141	31	31	31
108	108	108	108	36	108	108	108	108	66	66	108
116	66	116	116	108	116	116	116	66	67	67	66
66	67	66	66	66	66	66	66	67	141	108	67
67	116	67	67	67	67	67	67	116	108	141	116
36	36	36	36	116	36	36	36	98	98	98	141
98	98	37	37	98	98	37	98	99	99	99	98
99	99	98	98	99	99	98	99	36	116	116	99
37	37	99	99	139	37	99	37	37	36	41	41
139	139	139	139	37	139	139	139	139	41	36	29
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
38	38	9	9	38	7	96	38	38	9	9	9
96	96	38	38	96	37	37	37	96	38	38	7
9	9	7	7	9	36	38	8	9	96	7	38
7	7	96	96	7	38	51	96	7	7	96	96
33	33	8	8	33	96	7	33	37	8	8	33
51	8	33	33	51	33	8	9	51	33	33	8
8	51	31	31	8	51	66	7	33	51	31	51
37	37	51	51	37	8	67	31	8	37	51	31
31	31	108	108	31	116	33	108	31	108	108	37
66	66	116	116	108	9	54	51	66	66	116	108
67	67	141	141	66	29	36	116	67	67	141	66
108	141	66	66	67	25	108	29	108	31	66	67
141	108	67	67	116	118	29	66	116	141	67	141
98	98	37	37	141	54	31	67	141	116	37	116
99	99	98	98	98	60	116	41	29	98	98	36
116	116	99	99	99	123	118	141	98	99	99	98
41	36	36	36	41	39	9	25	99	139	36	99
36	41	139	139	29	31	25	118	41	105	139	41

Tabla 3.27 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF
Área 2

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
9	9	7	7	7	7	7	7	9	9	9	9
7	7	9	9	9	9	9	9	7	38	38	38
38	38	38	38	38	38	38	38	38	7	7	7
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
33	33	33	33	33	33	33	33	33	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	33	33	33
51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	37
31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	37	51
141	141	141	141	141	141	141	141	141	37	31	31
108	108	36	36	36	36	36	36	108	141	141	141
66	116	108	116	116	108	116	108	66	66	66	66
67	36	116	108	108	116	108	116	67	67	67	67
116	66	66	66	66	66	66	66	37	108	108	108
37	67	67	67	67	67	67	67	116	116	116	116
36	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
98	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
99	37	37	37	37	37	37	37	36	71	139	139
139	139	139	139	139	139	139	139	139	36	41	41
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
9	9	9	9	9	37	37	38	38	38	9	9
38	38	38	38	38	7	38	37	9	9	38	7
7	7	7	7	7	36	8	96	96	96	7	38
96	96	96	96	96	38	7	8	8	7	96	96
8	8	8	8	8	60	96	9	7	8	8	33
33	33	33	33	33	8	60	33	37	33	33	8
51	51	51	51	37	74	36	51	33	37	51	51
37	31	31	31	51	62	74	66	51	51	31	31
31	37	37	37	31	82	51	67	31	31	37	141
141	141	141	141	141	68	62	31	66	141	141	37
66	66	66	66	66	9	82	60	67	66	66	108
67	67	67	67	67	96	68	74	141	67	67	66
108	108	108	108	108	59	66	141	108	108	108	67
116	116	116	116	116	61	67	7	98	98	116	116
98	98	98	98	98	125	33	108	99	99	98	98
99	99	99	99	99	71	61	98	116	116	99	99
139	71	36	36	139	128	59	99	60	139	36	36
41	36	71	71	41	80	70	82	105	105	71	139

Tabla 3.28 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IBPF
Área 3

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
9	9	7	7	7	7	7	9	9	9	9	38
7	7	9	9	9	9	9	7	7	38	38	9
38	38	38	38	38	38	38	38	38	7	7	96
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	7
33	33	33	33	33	33	33	33	33	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	33	33	33
31	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	108
51	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	37
108	141	141	141	141	141	141	141	141	37	31	51
141	108	108	108	36	108	108	108	108	141	141	37
116	116	116	116	108	116	116	116	66	108	108	116
66	66	36	36	66	36	36	36	67	66	66	141
67	67	66	66	67	66	66	66	37	67	67	66
36	36	67	67	116	67	67	67	116	98	98	67
37	98	98	98	98	98	98	98	36	99	99	98
98	99	99	99	99	99	99	99	98	116	116	99
99	37	37	37	37	37	37	37	99	41	41	118
41	139	139	139	139	139	139	139	139	36	139	139
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
9	9	9	9	38	37	37	38	38	9	9	9
38	38	38	38	9	7	38	37	9	38	38	7
7	7	7	7	96	38	7	8	96	96	7	38
96	96	96	96	7	36	8	96	8	7	96	96
8	8	33	33	8	8	96	33	7	8	33	33
33	33	8	8	33	116	36	9	33	51	8	8
51	51	51	51	108	33	51	31	37	33	51	51
37	31	31	31	31	25	108	108	31	37	31	31
31	37	108	108	51	118	33	116	108	108	108	108
141	141	116	116	37	96	118	51	51	31	116	141
108	108	37	37	116	29	116	29	116	141	37	116
66	66	141	141	141	123	66	7	141	66	141	66
67	67	66	66	66	51	67	141	66	67	66	67
98	98	67	67	67	9	25	41	67	116	67	37
99	99	98	98	98	125	29	66	98	98	98	36
116	116	99	99	99	128	123	67	99	99	99	98
41	41	36	36	118	155	155	118	29	139	36	99
139	36	139	139	139	108	128	25	41	105	139	139

Es interesante el comportamiento de la rama 37 que en las primeras horas del día está de última en el grupo de contingencias críticas. Sin embargo, al ir aumentando la carga durante el día, esta rama se va posicionando dentro de las más críticas, siendo la segunda en el ordenamiento para la hora pico (18:00) en el área 1 y la primera en las área 2 y 3. Esta rama conecta los nodos 8 y 30 del sistema y hace parte del sistema de 345 kV.

Al comparar los resultados del índice IBPF con los del Análisis Modal con factores de participación agregados (Tabla A1.7), se observa que este último no considera las ramas con característica radial del sistema. De igual forma, en la hora pico el análisis modal con factores de participación tiene en cuenta una mayor cantidad de ramas críticas, caso contrario a los resultados obtenidos por el análisis del IBPF.

Comparando los resultados del índice IBPF con los del Índice L (Kessel & Glavitsch, Tabla A1.8), se observa que el ordenamiento de criticidad es muy diferente. El índice L considera principalmente ramas radiales, a diferencia del IBPF que combina radiales, transformadores y líneas del sistema de 345kV.

Las primeras contingencias críticas en el ranking de los índices IBPF y RSI (Tabla A1.9), son las mismas. Sin embargo, el resto de contingencias críticas son muy diferentes; esto se debe a la forma como se calcula el índice RSI la cual hace que los transformadores y las líneas radiales tengan un valor alto y por ende estén entre las ramas más críticas.

Al comparar el índice FVSI (Tabla A1.10) con el IBPF, se observa que el índice FVSI considera menos ramas críticas en el ranking de contingencias. Así mismo, las contingencias críticas se mantienen en ambos casos, pero en un distinto orden de criticidad.

La Tabla 3.29 compara los tiempos de cómputo para el análisis hora a hora de la metodología IBPF con las otras metodologías analizadas y presentadas en la Tabla 3.21. Se puede observar nuevamente, que las técnicas de análisis aventajan a las demás en tiempo de cómputo; mientras que la de FCC es la más demandante en tiempo computacional.

Tabla 3.29 Comparación Tiempos de Cómputo – Metodologías de Ranking de Contingencias – Evaluación de 24 Horas

Método	Tiempo (s) CPU Total
Análisis Modal (Modo crítico)	86,41
Análisis Modal Factores de Participación Agregados	98,16
Sensibilidad Nodal (Det D)	84,80
L	1168,42
RSI	827,30
FVSI	836,53
IDR	834,69
Cargabilidad Máxima calculada por FCC(CPF)	6874,09
IBPF	7,05

4. ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE VOLTAJE EN TIEMPO REAL

4.1 Unidades de Medida Fasorial

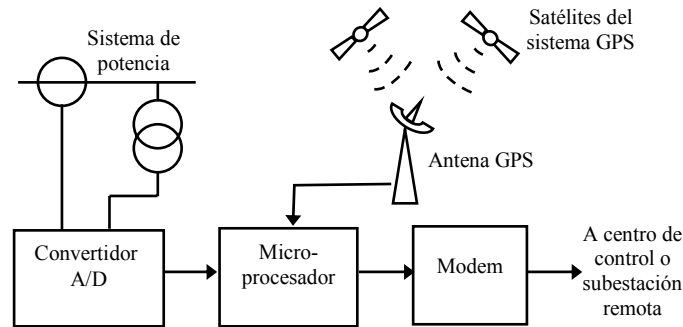


Figura 4.1 Componentes de una Unidad de Medida Fasorial

Una PMU es un dispositivo electrónico que consta de los siguientes componentes (Figura 4.1) [99], [48]:

- Una antena para recepción de la señal del sistema de posicionamiento global GPS (*Global Positioning System*): Provee una señal de sincronización de un pulso por segundo y una etiqueta de tiempo que consiste en el año, mes, día, hora y segundo. La señal del sistema GPS se toma en forma gratuita.
- Una unidad de conversión analógica - digital (A/D): toma las señales analógicas originales de voltaje o corriente y las transforma a señales digitales que se denominan “fasores locales”. La rata de muestreo se obtiene de la señal de sincronización que da el sistema GPS. En esta unidad también se hace filtrado de ruido y señales impulso.
- Un microprocesador: Marca cada fasor con la etiqueta de tiempo que brinda el sistema GPS. Luego, coloca los fasores en un mensaje que es transmitido a un terminal remoto.
- Un puerto de comunicaciones. Es un modem que se conecta a un sistema de comunicaciones que transmite los fasores locales a un terminal remoto.

El error de muestreo de las unidades PMU es menor a un micro segundo, lo que hace el método de medida mas preciso que existe en la actualidad para sistemas de potencia. En [99] se explica cómo con transmisiones entre 4800 y 9600 Baudios de velocidad se obtiene un flujo de información cada 2 a 5 ciclos (33,33-83,33 milisegundos).

Dado que, los fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia están en el rango de 0 a 2 Hz, es posible a partir de los datos generados por las PMU's observar en tiempo real el estado dinámico del sistema. Por esta razón, con las PMU's por primera vez es posible estimar en tiempo real el estado dinámico del sistema [99].

La PMU's se empezaron a desarrollar a finales de los años 80 y las primeras unidades comerciales aparecieron a principios de los 90 [94]. En [13] se da crédito a Arun G. Phadke como el visionario que a principio de los años 80 vislumbró las aplicaciones de medidas sincronizadas en tiempo real y sus grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia.

Los fasores de voltaje y corriente digitalizados y etiquetados por la unidad PMU reciben el nombre de "fasores locales". Y se dice que los índices de seguridad de voltaje calculados a partir de estos datos son "locales".

Utilizando una red de PMU's es posible implementar un sistema WAMPC [2], [13], [14], [94], [114] lo cual constituye el estado del arte en cuanto a sistemas de monitoreo y control de sistemas de potencia. Estos sistemas ya se encuentran implementados en Canadá, USA, Brasil, Suecia y China [53], [75], [94], [133].

Los sistemas WAMPC son una recomendación como mecanismo para mitigar los problemas de estabilidad de voltaje [16], [46], [120], [121].

4.2 Desarrollo de los Índices de Seguridad de Voltaje basados en PMU's

En el año 1995, Gubina y Strmcnik desarrollaron un primer índice de seguridad de voltaje llamado TPSI [45], aplicando la premisa de que los fasores locales contienen suficiente información para estimar el estado del sistema. Sin embargo, este índice sólo tuvo buenos resultados para sistemas radiales, lo cual, puede comprobarse en otro artículo de 1997 de estos autores [44], en el cual, se explica de nuevo este índice pero restringiendo su aplicación a los sistemas radiales. Este índice se establece de la relación entre voltajes de un punto de envío y otro de recibo cuando se establece la condición de máxima transferencia de potencia.

En el año 2000, Gubina y Verbic presentaron el índice de seguridad de voltaje SDI [122], el cual analiza la estabilidad de voltaje mirando lo que sucede con la potencia en cada una de las líneas de transmisión de un sistema ante eventos de inestabilidad de voltaje. Este índice es presentado de nuevo por estos autores en artículos del año 2002, 2003 y 2004 [124], [123], pero a partir del año 2003 es reorganizada su forma de cálculo y se rebautiza como SDC.

De otra parte, en el año 1999, Vu, Begovic, Novosel y Mohan [130], presentaron el desarrollo de un relé que analiza la estabilidad de voltaje bajo el concepto de monitorear la relación entre la impedancia de la carga y la impedancia Thévenin del sistema equivalente vista desde su punto de ubicación. Bajo este mismo concepto, en el año 2006 Gubina, Verbic y Smon [109], presentaron el índice de seguridad ISI el cual se establece de la relación entre estas dos impedancias, las cuales se obtienen aplicando el concepto de circuito adjunto del teorema de Tellegen.

En el año 2004, Milosevic y Begovic [82] presentaron el índice de seguridad VSLBI, el cual se calcula a partir de medidas de voltaje, aplicando el teorema de la máxima transferencia de potencia.

4.3 Conceptos de la teoría de circuitos aplicados en el desarrollo de los índices

4.3.1 Equivalente Thévenin

Para un circuito eléctrico, si se desea analizar lo que pasa en una rama L de éste, se puede realizar una representación del resto del circuito como un equivalente Thevenin que consta de una fuente de voltaje v_{th} y una impedancia en serie z_{th} . La Figura 4.2 ilustra este concepto.

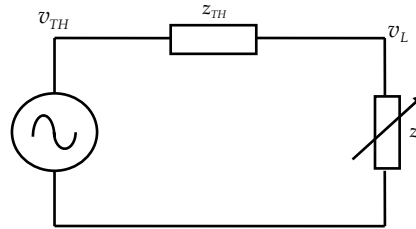


Figura 4.2 Componentes del Circuito Equivalente Thevenin

v_{th} es el voltaje que aparece en los terminales de L cuando la carga se desconecta y z_{th} es la impedancia que se obtiene como la relación entre el voltaje v_{th} y la corriente que circula hacia L cuando la carga es cortocircuitada. Sin embargo, el asunto de interés a resolver en un análisis de seguridad de voltaje es cómo estimar estos parámetros a partir de los datos que entregan las PMU's.

4.3.2 Teorema de la Máxima Transferencia de Potencia

Este teorema dice que para un sistema que es representado como un equivalente Thévenin, la máxima transferencia de potencia hacia la carga L se da cuando la impedancia de la carga es igual a la impedancia Thévenin. Si el sistema es lineal, en este punto el voltaje en la carga es igual a la mitad del voltaje Thévenin.

Este teorema lleva a las famosas curvas V-P, V-Q o V-S ampliamente utilizadas en los análisis de estabilidad de voltaje. La Curva Voltaje - Potencia de la Figura 4.3 ilustra este concepto.

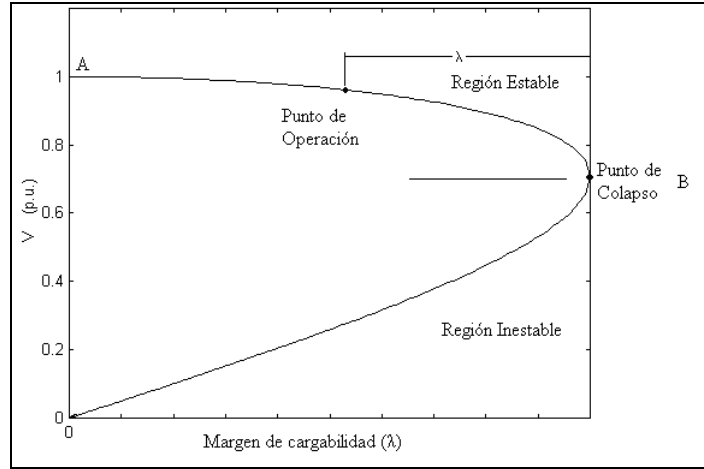


Figura 4.3 Curva Voltaje - Potencia

De A a B , el voltaje v_L disminuye conforme aumenta la potencia en la carga S_L ; esta zona es estable en voltaje. El punto B representa el límite de estabilidad de voltaje y corresponde a la máxima carga que puede atender la fuente; en este punto el flujo de carga no tiene solución y en sus cercanías se hace divergente. De B a 0 se tiene la zona de inestabilidad de voltaje. No es posible operar en esta zona.

4.3.3 Teorema de Tellegen

Este teorema dice, primero, que para un circuito eléctrico de cualquier tipo, el cual consta de n ramas, la sumatoria de los productos de corriente y voltaje en cada una de las ramas es igual a cero.

$$\sum_{i=1}^n v_i i_i = 0 \quad (4.1)$$

Esta parte del teorema corresponde a la ley de conservación de la energía. La segunda parte de este teorema dice que si existe otro circuito eléctrico de cualquier tipo con igual topología al primero pero de diferentes parámetros, se cumple que:

$$\sum_{i=1}^n v_i \hat{i}_i = \sum_{i=1}^n \hat{v}_i i_i \quad (4.2)$$

Donde $\hat{v}_i$ e $\hat{i}_i$ designan la corriente y el voltaje de una rama i del segundo circuito. Este circuito se denomina “adjunto”.

4.4 Índices SDI y SDC

Los índices SDI (*S Difference Indicator*) y SDC (*S Difference Criterion*) están basados en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en un extremo de un componente de transmisión con las cuales se mide la potencia aparente (S) que fluye por éste.

Para un componente de transmisión conectado entre los extremos i y j , el incremento en la potencia aparente medida en el extremo j luego de dos medidas consecutivas k y $(k+1)$ se expresa como la suma de dos fasores F_1 y F_2 :

$$\Delta S^{(k+1)} = \Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*} + U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*} = F_1 + F_2 \quad (4.3)$$

El incremento en la potencia aparente es cero cuando:

- Las variables medidas no cambian significativamente, esto es cuando $\Delta U_j^{(k+1)} = 0$ y $\Delta I_{ji}^{(k+1)*} = 0$, que corresponde al caso de operación normal.
- Cuando $m = |F_1|/|F_2| = 1.0$ y $\varphi = |\angle F_1 - \angle F_2| = \pi$.

Así, el índice SDI se define como:

$$SDI = 1 + m \cdot \cos(\varphi) \quad (4.4)$$

Este índice toma valores en el intervalo $[0, 2]$, pero en la mayoría de los casos está por debajo de 1,0. En el punto de colapso de voltaje, $SDI=0$.

Para un sistema con n componentes de transmisión, el índice se define como:

$$SDI = \min(SDI_u) \quad \forall u = 1, \dots, n \quad (4.5)$$

Dividiendo (4.3) por F_2 se obtiene:

$$\Delta S^{(k+1)} = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*}}{U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*}} = 1 + a \cdot e^{j\varphi} \quad (4.6)$$

Ahora, el incremento en la potencia aparente es cero cuando:

- i. $\Delta U_j^{(k+1)} = 0$ y $\Delta I_{ji}^{(k+1)*} = 0$
- ii. $a = 1.0$ y $\varphi = \pm\pi$

Así, el índice SDC se define como:

$$SDC = |1 + a \cdot e^{j\varphi}| \quad (4.7)$$

Bajo condiciones operativas normales $SDC \approx 1.0$ y en el punto de colapso de voltaje $SDC = 0.0$.

4.5 Índice ISI

El índice ISI (“*Impedance Stability Index*”) está basado en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en una subestación en dos instantes t_k y t_{k+1} con las cuales se

hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación.

Para una subestación j , este índice se define como:

$$ISI = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_j^{(k)}}{U_j^{(k)} \Delta I_j^{(k+1)}} \quad (4.8)$$

Bajo condiciones operativas normales $ISI \approx 1.0$ y a partir del punto de máxima transferencia de potencia (inestabilidad de voltaje) $ISI \approx 0.0$.

4.6 Índice VSLBI

El índice VSLBI (“*Voltage Stability Load Bus Index*”) está basado en medidas consecutivas de voltaje tomadas en una subestación con las cuales se hace la comparación entre las magnitudes de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde esta subestación aplicando el teorema de la máxima transferencia de potencia.

Para una subestación j , este índice se define como:

$$VSLBI = \frac{U_j^{(k)}}{2 \times U_j^{(k)} \times \cos(\theta_j^k) - U_j^{(k)}} \quad (4.9)$$

Donde θ_j es el ángulo de fase del voltaje U_j y k es una medida tomada en un instante t_k .

Bajo condiciones de cercanía al colapso de voltaje $VSLBI \approx 1.0$, de lo contrario su valor esta en el rango (1.5 a 5.0).

El índice para un sistema con n barrajes consiste en el menor valor obtenido de VSLBI:

$$VSLBI = \min(VSLBI_u) \quad \forall u = 1, \dots, n \quad (4.10)$$

5. IMPACTO DE LAS CONTINGENCIAS Y DISTANCIA AL COLAPSO

La medición del impacto de las contingencias de estabilidad de voltaje y la medición de la distancia al colapso están fuertemente relacionadas. Sin embargo, el método de análisis y medición de dichos impactos dependen de dos visiones operativas: la primera correspondiente a la perspectiva de planeamiento operativo “*Day Ahead*” y la segunda desde la aproximación de tiempo real (“*on-line*”). La razón del análisis bajo estos dos enfoques está en el posterior estudio de medidas correctivas bajo ambas perspectivas; lo cual puede requerir diferentes índices y acciones.

Bajo el primer enfoque (planeación operativa “*Day Ahead*”), la presencia de una contingencia o conjunto simultáneo de contingencias en el análisis del sistema de potencia se representa por los cambios ocasionados por éstas en la configuración del mismo que, en consecuencia, ocasionan modificaciones en las matrices Jacobianas (completa y reducida) asociadas al punto de operación del sistema de potencia.

Los dos primeros impactos debidos a la presencia de una contingencia bajo el enfoque de análisis modal son: acercamiento del modo crítico de sensibilidad QV a la frontera de inestabilidad y re-ordenamiento de las contingencias críticas cuando el sistema cambia de un estado de condición normal (N-0) a un estado de alerta (N-1). Estos dos análisis se tratan en el Capítulo 5 y se presenta un indicador matemático de medición del impacto en términos de la variación del valor propio crítico de la sensibilidad QV.

Bajo el segundo enfoque (análisis “*on-line*”), se procede con un análisis de los posibles índices aplicables y que sean apropiados al monitoreo del sistema con dispositivos PMU. Así, se realizó la comparación de los índices ISI y VLSI mediante técnicas estáticas lo cual permite: detectar las barras más débiles del sistema, detectar las contingencias que afectan negativamente a las barras más débiles del sistema y seleccionar los casos de contingencias en cascada que podrían llevar el sistema a un colapso. La identificación de estos eventos en cascada es muy importante ya que son estos casos los que se analizarán en detalle mediante simulaciones dinámicas.

Este capítulo analiza y presenta metodologías de análisis para los dos enfoques, de tal forma que se tengan herramientas útiles para la posterior formulación de metodologías en la toma de decisión sobre acciones correctivas.

5.1 Impacto de las Contingencias – Enfoque “*Day Ahead*”

5.1.1 Desplazamiento de la Mínima Distancia Modal QV

La presencia de una contingencia o conjunto simultáneo de contingencias en el sistema de potencia representa un cambio en la configuración del mismo que, en consecuencia, ocasiona modificación en las matrices Jacobianas (completa y reducida) asociadas al punto de operación del sistema de potencia.

De esta forma, puede decirse que el primer impacto debido a las contingencias está en el desplazamiento o acercamiento del mínimo valor propio de la matriz de sensibilidad QV; es decir, de la matriz Jacobiana Reducida de la ecuación (3.4). Así, como primer índice de medida del impacto de la contingencia i se tiene:

$$\left. \frac{\Delta \lambda}{\lambda_{ref}} \right|_i = \frac{(\lambda_{ref} - \lambda_i)}{\lambda_{ref}} \quad (5.1)$$

Donde λ_{ref} es la menor sensibilidad modal QV calculada de (3.4) y (3.5) a partir de la matriz Jacobiana reducida (J_R) para la condición N-0, es decir condición normal sin contingencias, y λ_i es la menor sensibilidad modal QV de J_R para la condición N-1 en presencia de la contingencia i .

La primera aproximación para el cálculo, es realizar el flujo de carga en condición de post-contingencia N-1, calcular la matriz J_R y proceder al análisis modal de las ecuaciones (3.4) a (3.6).

Sin embargo, el anterior análisis de medición del impacto hace recálculo del flujo de carga, lo cual puede verse obstaculizado si se llega a una condición de inestabilidad de voltaje, donde el flujo de carga no converge. Igualmente, el cálculo repetitivo de flujos de carga puede ser demandante en tiempo de cómputo, según el tamaño del sistema bajo análisis.

En consecuencia, se puede realizar un análisis de sensibilidad de las matrices Jacobianas y de ajuste por medio de la linealización del sistema. Zhang and Yuanzhang propusieron en el 2005 realizar dicho análisis por medio del análisis varacional [139]; en el que aproximaban la matriz Jacobiana Reducida con la matriz de sensibilidad $-B''$ que se calcula como aproximación al Jacobiano en el método de flujo de carga desacoplado rápido. Sin embargo, el cálculo de la variación de los valores propios de J_R lo hacen con los vectores propios de izquierda y derecha de la matriz J_R original, lo que conduce a incrementales en el dominio de los números complejos; mientras que las sensibilidades modales QV están en el dominio de los reales.

En la sección siguiente se propone una metodología que aprovecha la aproximación del flujo de carga desacoplado rápido; tal que se calculen los valores propios de la matriz de sensibilidad QV cuando se hace modificación de la red por apertura (salida o contingencia) de una rama.

5.1.2 Desplazamiento de la Mínima Distancia Modal QV por Método Aproximado

La ecuación (3.4) que relaciona los incrementales de potencia reactiva y los incrementales de magnitud de voltaje se conoce como matriz Jacobiana reducida y se ha calculado a partir de la matriz Jacobiana completa del método iterativo de flujo de carga Newton-Raphson.

El método de flujo de carga desacoplado rápido relaciona los incrementales de potencia reactiva con los incrementales de magnitud de voltaje en los nodos de carga (tipo PQ) con la siguiente expresión [111], [139]:

$$\Delta Q = -B'' \Delta V \quad (5.2)$$

Donde B'' es la matriz de susceptancias (calculada de la Y_{bus}) que relaciona los nodos de carga, tipo PQ; y que por lo tanto, se convierte en la matriz de sensibilidades QV.

A esta aproximación se puede aplicar al cálculo de los modos de inestabilidad de voltaje [41]:

$$J_R = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (5.3)$$

$$-B'' = \xi \cdot \Lambda \cdot \eta \quad (5.4)$$

$$\Lambda = -\xi^{-1} \cdot B'' \cdot \eta^{-1} \quad (5.5)$$

Y dado que $\xi^{-1} = \eta \Rightarrow \xi = \eta^{-1}$, se tiene:

$$\Lambda = -\eta \cdot B'' \cdot \xi \quad (5.6)$$

Así, calculando los valores propios de la matriz B'' en post-contingencia, se puede hallar el impacto de esta contingencia en el sistema, sin necesidad de realizar un flujo de carga por cada contingencia.

Así, se propone el siguiente algoritmo para calcular el desplazamiento de la mínima distancia modal QV, la cual indicará el impacto de una contingencia de la rama i :

- i. Calcular la matriz Y_{bus} para el caso normal sin contingencias (estado N-0) y obtener de ésta la matriz de susceptancias $-B''$ como aproximación a la matriz J_R .
- ii. Calcular los valores propios de la matriz B'' y calcular el mínimo valor propio como λ_{ref} .
- iii. Para la contingencia de la rama i , identificar los nodos de conexión j y k , y los parámetros de inductancia serie y capacitancia shunt de la rama que sale de servicio.
- iv. Modificar la matriz $-B''$ eliminando los parámetros de la rama en contingencia; obteniéndose la matriz $-B_i''$.
- v. Calcular los valores propios de la matriz $-B_i''$, determinar el mínimo valor propio λ_i .
- vi. Calcular el impacto de la contingencia i como el desplazamiento en el mínimo valor modal de sensibilidad QV de acuerdo con la ecuación (5.1).

vii. Para otra contingencia realizar pasos (iii) a (vi).

5.1.3 Pruebas Desplazamiento Mínima Distancia Modal QV

5.1.3.1 Recalculando Matriz J_R

El índice de desplazamiento de la sensibilidad crítica QV de la ecuación (5.1) se calculó en el sistema de prueba IEEE 118 nodos, analizando únicamente las contingencias críticas seleccionadas por medio del IBPF propuesto en la sección 3.5. La Tabla 5.1 presenta para cada contingencia crítica seleccionada, el impacto en el desplazamiento de la sensibilidad.

Como se puede observar, de las 20 contingencias incluidas en el análisis 4 presentan un desplazamiento (acercamiento) mayor al 25% de la sensibilidad QV de referencia, es decir la menor sensibilidad del caso N-0; otras 4 un desplazamiento entre 10% y 25%, 5 con un desplazamiento entre 2.5% y 10% y el resto un desplazamiento por debajo del 2,5%. Las 20 primeras contingencias ordenadas por IBPF (general como el sistema fuera una sola zona) con índice mayor a 1% están identificadas por IBPF por áreas con los impactos en desplazamiento (reducción) de la sensibilidad modal QV más crítica. No aparecen las 3 líneas correspondientes a una forma radial (no convergencia del flujo de carga). De otra parte, aparecen otras líneas identificadas como críticas no tanto a la operación global del sistema, pero si a la zonal.

Es importante observar el comportamiento a lo largo del día en este índice. La Tabla 5.2 presenta los resultados para las horas 1 a 12; mientras que la Tabla 5.3 lo hace para las horas 13 a 24. Se observa que hay un subgrupo al interior de las contingencias seleccionadas por el IBPF, que tiene un gran impacto en el desplazamiento de los mínimos de sensibilidad modal QV. La Tabla 5.4 presenta para cada hora (1 a 12) las contingencias ordenadas para las cuales se muestra el desplazamiento de la sensibilidad crítica en la Tabla 5.2; y la Tabla 5.5 lo hace para las horas 13 a 24 y está relacionada con la Tabla 5.3.

Tabla 5.1 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 nodos

Linea	Nodo Inicial	Nodo Final	λ_{min}	$\Delta\lambda$	$\Delta\lambda/\lambda_{ref}$ [%]	IBPF	Posición por IBPF
51	38	37	0,735676	0,914383	55,42%	2,18%	7
25	19	20	1,052640	0,597419	36,21%	1,15%	18
29	22	23	1,124847	0,525212	31,83%	1,28%	15
96	38	65	1,212896	0,437163	26,49%	2,66%	6
8	8	5	1,341327	0,308732	18,71%	3,08%	5
54	30	38	1,413282	0,236778	14,35%	1,35%	13
59	43	44	1,467447	0,182612	11,07%	0,60%	
38	26	30	1,473378	0,176682	10,71%	4,50%	4
37	8	30	1,528665	0,121394	7,36%	7,37%	2
62	45	46	1,528791	0,121268	7,35%	0,75%	
36	30	17	1,576440	0,073619	4,46%	4,66%	3
68	45	49	1,591479	0,058581	3,55%	0,74%	
33	25	27	1,608149	0,041910	2,54%	2,03%	8
60	34	43	1,624713	0,025346	1,54%	1,17%	17
116	69	75	1,643992	0,006067	0,37%	1,71%	10
118	76	77	1,647284	0,002775	0,17%	1,29%	14
123	77	80	1,648283	0,001776	0,11%	1,42%	11
155	94	100	1,650023	0,000036	0,00%	1,08%	19
74	53	54	1,650043	0,000016	0,00%	0,53%	
82	56	58	1,650069	-0,000010	0,00%	0,31%	

λ Caso Base	1,6501
Tiempo SIM (s de CPU)	4,8281

Tabla 5.2 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 1 a 12

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	46,8%	45,4%	40,7%	40,0%	39,4%	39,7%	40,0%	41,5%	47,4%	49,9%	50,7%	51,1%
2	45,1%	42,2%	40,7%	40,0%	39,4%	39,7%	40,0%	41,5%	46,2%	28,2%	23,5%	23,7%
3	45,1%	42,2%	35,5%	35,5%	33,8%	33,7%	35,5%	35,5%	46,2%	28,2%	20,8%	20,6%
4	21,1%	20,2%	19,6%	19,4%	19,2%	19,3%	19,4%	19,9%	21,4%	23,0%	20,8%	20,6%
5	11,9%	11,8%	11,8%	11,7%	11,7%	11,7%	11,7%	11,8%	11,9%	12,1%	12,1%	12,1%
6	8,4%	8,0%	7,8%	7,7%	7,6%	7,6%	7,7%	7,9%	8,6%	10,6%	11,6%	12,1%
7	6,9%	6,7%	6,7%	6,6%	6,6%	6,6%	6,6%	6,7%	7,5%	9,3%	9,5%	9,6%
8	6,8%	5,7%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,7%	6,9%	7,0%	7,1%	7,1%
9	5,7%	5,4%	4,6%	4,3%	3,9%	4,1%	4,3%	5,0%	5,7%	5,8%	5,8%	5,8%
10	3,4%	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,4%	1,9%	2,0%	2,1%
11	1,6%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,7%	0,9%	0,9%	0,9%
12	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,9%	0,6%	0,7%	0,7%
13	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%	0,7%	0,7%
14	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
λ Base	1,78	1,81	1,82	1,83	1,84	1,84	1,83	1,81	1,77	1,72	1,71	1,71

Tabla 5.3 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 13 a 24

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	50,7%	49,9%	49,6%	49,6%	51,1%	55,4%	54,9%	53,8%	52,4%	51,5%	49,6%	47,7%
2	23,5%	28,2%	28,3%	28,3%	23,7%	36,9%	31,8%	35,8%	35,6%	24,0%	28,3%	46,8%
3	20,8%	28,2%	28,3%	28,3%	20,6%	36,2%	26,1%	25,5%	24,5%	20,4%	28,3%	46,8%
4	20,8%	23,0%	22,8%	22,8%	20,6%	31,8%	17,8%	16,1%	16,0%	20,4%	22,8%	21,6%
5	12,1%	12,1%	12,1%	12,1%	12,1%	26,5%	14,6%	15,2%	16,0%	12,7%	12,1%	11,9%
6	11,6%	10,6%	10,2%	10,2%	12,1%	18,7%	14,6%	15,2%	13,9%	12,2%	10,2%	8,7%
7	9,5%	9,3%	9,2%	9,2%	9,6%	14,3%	14,3%	12,3%	12,2%	9,7%	9,2%	7,9%
8	7,1%	7,0%	7,0%	7,0%	7,1%	11,1%	12,3%	10,3%	9,9%	7,1%	7,0%	6,9%
9	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	10,7%	10,6%	7,3%	7,2%	5,8%	5,8%	5,7%
10	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,1%	7,4%	7,3%	5,9%	5,9%	2,1%	1,9%	3,5%
11	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	7,3%	7,3%	2,4%	2,2%	0,9%	0,9%	1,7%
12	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%	4,5%	5,9%	2,0%	1,0%	0,7%	0,6%	0,9%
13	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,7%	3,6%	4,4%	1,0%	0,8%	0,7%	0,6%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,5%	3,5%	0,7%	0,8%	0,0%	0,0%	0,5%
15		0,0%				1,5%	2,5%	0,0%	0,0%			0,0%
16						0,4%	1,7%	0,0%				
17						0,2%	0,6%					
18						0,1%	0,2%					
19						0,0%	0,0%					
20						0,0%	0,0%					
□ Base	1,71	1,72	1,73	1,73	1,71	1,65	1,66	1,67	1,69	1,70	1,73	1,76

Tiempo (CPU) s	88,61
----------------	-------

Tabla 5.4 Contingencias Crítica Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 1 a 12

	Hora 1		Hora 2		Hora 3		Hora 4		Hora 5		Hora 6	
Pos	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin
1	38	37	38	37	42	49	42	49	42	49	42	49
2	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49
3	42	49	42	49	38	37	38	37	38	37	38	37
4	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65
5	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25
6	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30
7	8	5	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30
8	8	30	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70
9	69	70	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5
10	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17
11	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27
12	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75
13	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66
14	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66
15	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92
	Hora 7		Hora 8		Hora 9		Hora 10		Hora 11		Hora 12	
Pos	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin
1	42	49	42	49	38	37	38	37	38	37	38	37
2	42	49	42	49	42	49	42	49	38	65	38	65
3	38	37	38	37	42	49	42	49	42	49	42	49
4	38	65	38	65	38	65	38	65	42	49	42	49
5	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25
6	26	30	26	30	26	30	8	5	8	5	8	5
7	8	30	8	30	8	5	26	30	26	30	26	30
8	69	70	69	70	8	30	8	30	8	30	8	30
9	8	5	8	5	69	70	69	70	69	70	69	70
10	30	17	30	17	30	17	25	27	25	27	25	27
11	25	27	25	27	25	27	69	75	69	75	69	75
12	69	75	69	75	69	75	49	66	49	66	49	66
13	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66
14	49	66	49	66	49	66	89	92	89	92	89	92
15	89	92	89	92	89	92	49	51				

Tabla 5.5 Contingencias Crítica Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Horas 13 a 24

Pos	Hora 13		Hora 14		Hora 15		Hora 16		Hora 17		Hora 18	
	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin
1	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37
2	38	65	42	49	42	49	42	49	38	65	44	45
3	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	19	20
4	42	49	38	65	38	65	38	65	42	49	22	23
5	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	38	65
6	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5
7	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	30	38
8	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	43	44
9	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	26	30
10	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	8	30
11	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	45	46
12	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	30	17
13	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	45	49
14	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	25	27
15			49	51							34	43
16											69	75
17											76	77
18											77	80
19											79	80
20											53	54
Pos	Hora 19		Hora 20		Hora 21		Hora 22		Hora 23		Hora 24	
	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin	Bus Ini	Bus Fin
1	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37
2	22	23	22	23	22	23	38	65	42	49	42	49
3	38	65	38	65	38	65	42	49	42	49	42	49
4	8	5	8	5	42	49	42	49	38	65	38	65
5	42	49	42	49	42	49	8	5	23	25	23	25
6	42	49	42	49	8	5	23	25	8	5	26	30
7	30	38	23	25	23	25	26	30	26	30	8	5
8	23	25	26	30	26	30	8	30	8	30	8	30
9	26	30	8	30	8	30	69	70	69	70	69	70
10	8	30	69	70	69	70	25	27	25	27	30	17
11	45	46	25	27	25	27	69	75	69	75	25	27
12	69	70	34	43	69	75	49	66	49	66	69	75
13	30	17	69	75	49	66	49	66	49	66	49	66
14	45	49	23	32	49	66	89	92	89	92	49	66
15	25	27	89	92	89	92					89	92
16	34	43	53	54								
17	69	75										
18	76	77										
19	53	54										
20	56	58										

5.1.3.2 Método Aproximado $-B''$

El algoritmo presentado en la sección 5.1.2 se aplicó al sistema IEEE de 118 nodos, teniendo en cuenta únicamente las contingencias críticas seleccionadas por medio del IBPF propuesto en la sección 3.5. La Tabla 5.6 presenta los resultados ordenados del índice de desplazamiento de la ecuación 6.1.

En general, el orden es el mismo que el obtenido por el método de recálculo de la matriz J_R y el valor relativo porcentual del desplazamiento de la mínima sensibilidad modal QV presenta ordenes de magnitud similares; sin embargo, se tienen unas diferencias importantes en algunas ramas, a saber: 8, 36 y 60.

Al comparar los resultados de la Tabla 5.6 con los de la Tabla 5.1, se observa que el ordenamiento general es similar, incluso las 4 primeras posiciones están ocupadas por las mismas ramas; sin embargo, existen algunas diferencias en el porcentaje de desplazamiento, aunque su orden de magnitud es muy similar.

Tabla 5.6 Ranking de Impacto de Contingencias Críticas – Método Aproximado, Sistema IEEE 118 nodos

Rama	Bus Inicial	Bus Final	$\lambda_{\min}$	$\Delta\lambda$	[%]
51	38	37	1,16684	0,6588	36,086%
25	19	20	1,17581	0,6498	35,594%
29	22	23	1,25368	0,5720	31,329%
96	38	65	1,53719	0,2884	15,800%
54	30	38	1,63286	0,1928	10,559%
59	43	44	1,64679	0,1788	9,796%
38	26	30	1,71601	0,1096	6,005%
37	8	30	1,72171	0,1039	5,693%
62	45	46	1,72795	0,0977	5,351%
68	45	49	1,77772	0,0479	2,624%
8	8	5	1,79607	0,0296	1,620%
36	30	17	1,80183	0,0238	1,304%
33	25	27	1,81421	0,0114	0,626%
116	69	75	1,81679	0,0088	0,485%
118	76	77	1,82205	0,0036	0,196%
123	77	80	1,82528	0,0004	0,019%
155	94	100	1,82563	0,0000	0,000%
82	56	58	1,82564	-0,0000	0,000%
74	53	54	1,82564	-0,0000	0,000%
60	34	43	1,83042	-0,0048	0,262%
λ_{ref}	1,8256				

Es importante resaltar que una de las principales diferencias está en el valor de referencia del mínimo valor propio de sensibilidad QV en el caso sin contingencias; el cual, usando la matriz $-B''$ es 1,8256; mientras que con la matriz J_R es 1,6501. Sin embargo, se puede afirmar que la señal o cualidad de la información que se suministra es la misma.

Del análisis del comportamiento horario y de los desplazamientos de la mínima sensibilidad modal QV, se obtiene la Tabla 5.7 donde se pueden determinar dos grupos o características

de listado de contingencias críticas. Por un lado está el listado de contingencias críticas en las horas de demanda máxima y el listado de contingencias para las otras horas (Tabla 5.8 y Tabla 5.9). Esta característica se observa igualmente cuando se usa el recálculo de la matriz J_R , lo cual muestra una gran semejanza entre ambos métodos, siendo ambos válidos para este tipo de análisis.

Tabla 5.7 Impacto de las Contingencias Desplazamiento Sensibilidad QV crítica – Sistema IEEE 118 Nodos – Método Aproximado

Posición	Hr 1	Hr 2	Hr 3	Hr 4	Hr 5	Hr 6	Hr 7	Hr 8	Hr 9	Hr 10	Hr 11	Hr 12
1	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%
2	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%
3	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%
4	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%
5	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
6	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
7	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%
8	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
9	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
10	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	0,6%	0,6%
11	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%
12	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
15	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
16												
17												
18												
19												
20												
21												
Base	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826

Posición	Hr 13	Hr 14	Hr 15	Hr 16	Hr 17	Hr 18	Hr 19	Hr 20	Hr 21	Hr 22	Hr 23	Hr 24
1	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%	36,1%
2	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	15,8%	35,6%	31,3%	31,3%	31,3%	15,8%	15,8%	15,8%
3	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	33,1%	15,8%	15,8%	15,8%	11,6%	11,6%	11,6%
4	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	31,3%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%	11,6%
5	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	15,8%	11,6%	11,6%	11,6%	10,1%	10,1%	10,1%
6	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	10,6%	10,6%	10,1%	10,1%	6,0%	6,0%	6,0%
7	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	9,8%	10,1%	6,0%	6,0%	5,7%	5,7%	5,7%
8	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	6,0%	6,0%	5,7%	5,7%	3,9%	3,9%	3,9%
9	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	5,7%	5,7%	3,9%	3,9%	1,6%	1,6%	1,6%
10	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	5,4%	5,4%	1,6%	1,6%	0,6%	0,6%	1,3%
11	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	2,6%	3,9%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,6%
12	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,6%	2,6%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,5%
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%	1,6%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	1,3%	0,00%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
15		0,0%				0,5%	0,6%	0,00%	0,0%			0,0%
16						0,2%	0,5%	-0,3%				
17						0,02%	0,2%					
18						0,01%	0,0%					
19						0,00%	0,0%					
20						0,00%	-0,3%					
21						-0,3%						
Base	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826	1,826

Tabla 5.8 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos, Método Aproximado (Horas 1 a 12)

Pos.	Hr 1		Hr 2		Hr 3		Hr 4		Hr 5		Hr 6		Hr 7		Hr 8		Hr 9		Hr 10		Hr 11		Hr 12	
	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin
1	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37
2	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65
3	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49
4	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49
5	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25
6	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30
7	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30
8	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70
9	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5
10	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	30	17	25	27	25	27	25	27
11	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	69	75	69	75	69	75
12	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	89	92	89	92	89	92
13	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	49	66	49	66	49	66
14	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66
15	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66
16																								
17																								
18																								
19																								
20																								
21																								

Tabla 5.9 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos, Método Aproximado (Horas 13 a 24)

Pos.	Hr 13		Hr 14		Hr 15		Hr 16		Hr 17		Hr 18		Hr 19		Hr 20		Hr 21		Hr 22		Hr 23		Hr 24	
	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin	Ini	Fin
1	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37	38	37
2	38	65	38	65	38	65	38	65	38	65	19	20	22	23	22	23	38	65	38	65	38	65	38	65
3	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	44	45	38	65	38	65	38	65	42	49	42	49	42	49
4	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	22	23	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49	42	49
5	23	25	23	25	23	25	23	25	23	25	38	65	42	49	42	49	42	49	23	25	23	25	23	25
6	26	30	26	30	26	30	26	30	26	30	30	38	30	38	23	25	23	25	26	30	26	30	26	30
7	8	30	8	30	8	30	8	30	8	30	43	44	23	25	26	30	26	30	8	30	8	30	8	30
8	69	70	69	70	69	70	69	70	69	70	26	30	26	30	8	30	8	30	69	70	69	70	69	70
9	8	5	8	5	8	5	8	5	8	5	8	30	8	30	69	70	69	70	8	5	8	5	8	5
10	25	27	25	27	25	27	25	27	25	27	45	46	45	46	8	5	8	5	25	27	25	27	30	17
11	69	75	69	75	69	75	69	75	69	75	45	49	69	70	25	27	25	27	69	75	69	75	25	27
12	89	92	89	92	89	92	89	92	89	92	8	5	45	49	69	75	69	75	89	92	89	92	69	75
13	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	30	17	8	5	23	32	89	92	49	66	49	66	89	92
14	49	66	49	66	49	66	49	66	49	66	25	27	30	17	89	92	49	66	49	66	49	66	49	66
15			49	51							69	75	25	27	53	54	49	66					49	66
16											76	77	69	75	34	43								
17											77	80	76	77										
18											79	80	53	54										
19											53	54	56	58										
20											56	58	34	43										
21											34	43												

Finalmente, es importante también realizar la comparación de tiempos computacionales entre los dos métodos; es decir, método de recálculo de la matriz J_R y método aproximado $-B''$. La Tabla 5.10 presenta los tiempos de CPU (s) calculados para el análisis de la demanda máxima (Hora Pico) y para el análisis horario (24 Horas), donde se observa que hay una reducción de aproximadamente 93% en el tiempo de cómputo al usar el método aproximado. En ambos casos, las simulaciones fueron realizadas en un PC Intel(R) Core(TM)2 CPU 6600 2,4Ghz 1,99 GB de RAM.

Tabla 5.10 Tiempo Computacional Simulaciones de Desplazamiento de Distancia de la Mínima Sensibilidad Modal QV

	Tiempo Computacional [segundos de CPU]	
	Hora Pico	24 Horas
Método Recálculo del J_R	4,94	88,62
Método Aproximado $-B''$	0,25	7,03

5.1.4 Re-ordenamiento de Contingencias

El segundo impacto, como se mencionó en la sección 3.5, lo constituye el re-ordenamiento de las contingencias críticas una vez se tiene la presencia de una contingencia inicial. Con base en el IBPF se propuso un método de selección de contingencias críticas N-2. El procedimiento inicia con el grupo de contingencias críticas N-1 y recalcula el reordenamiento de las contingencias críticas (sección 3.5.3).

El método propuesto es aplicable para el análisis de las contingencias potencialmente peligrosas en caso de una cascada de contingencias y, además, estudia el impacto de contingencias entre subsistemas vecinos interconectados; tales como en interconexiones internacionales.

El segundo impacto, re-ordenamiento de las contingencias críticas una vez se presenta una contingencia N-1, fue analizado para la condición de demanda máxima del sistema IEEE 118 nodos en la sección 3.5.4.2, donde se presenta cómo cambian las siguientes contingencias críticas una vez se tiene la primera contingencia. La Tabla 3.23 presenta el resultado para las contingencias seleccionadas por el IBPF como críticas para la operación del área 1, mientras que la Tabla 3.24 y la Tabla 3.25 lo hacen para las áreas operativas 2 y 3, respectivamente.

5.2 Impacto de las Contingencias – Enfoque “ON-LINE”

5.2.1 Descripción

Para el análisis “on-line” se propone una metodología que utilice índices que sean calculados directamente de medidas de voltaje y corriente tomadas por las PMU's. Así, la mayoría de estos índices han sido desarrollados específicamente para este propósito utilizando conceptos de la teoría de circuitos. Sin embargo, otros índices desarrollados bajo

el concepto de cálculo “*off-line*”, que utilicen únicamente como variables voltaje ó corriente, o una función de ellas también pueden ser utilizados.

Así, el objetivo es comparar los índices SDC, ISI y VLSI los cuales se encuentran descritos en secciones anteriores de este documento. Esta comparación busca establecer:

- Ventajas y desventajas.
- Mirar cómo identificar las situaciones de inestabilidad de voltaje.
- Establecer a partir de sus valores una escala semántica o gráfica que oriente al operario del centro de control. Ejemplos de estas escalas pueden ser: “no riesgo, riesgo medio, riesgo alto” o “alerta amarilla, alerta naranja, alerta roja”.

El procedimiento de análisis implementado consta de los siguientes pasos:

- i. Para la condición de demanda máxima realizar el despacho óptimo.
- ii. Se realiza el flujo de carga AC para todas las contingencias sencillas y de modo común en los componentes de transmisión.
- iii. Se toman del flujo de carga los valores de voltaje en barras y corrientes en los componentes para el cálculo de los índices.
- iv. Identificar las contingencias que producen los peores valores de los índices en esta primera etapa.
- v. Manteniendo la peor contingencia del punto 4 realizar una segunda etapa de contingencias sencillas y de modo común y obtener el valor de los índices.
- vi. Manteniendo la peor contingencia del punto 5 realizar una tercera etapa de contingencias sencillas y de modo común y obtener el valor de los índices.

Este análisis constituye la primera fase de estudio y permite identificar la secuencia de contingencias a estudiar en una futura fase de análisis en el dominio del tiempo. Como sistema de prueba se utilizó el sistema IEEE-RTS de 24 nodos [52].

5.2.2 Resultados

De la Figura 5.1 a Figura 5.3 se presentan los menores valores de los índices en cada una de las etapas de contingencias.

De la Tabla 5.11 a la Tabla 5.13 presenta el resumen de contingencias más críticas identificadas por los índices en cada una de las etapas. Debe recordarse aquí que mientras el índice SDC hace detección de problemas de estabilidad de voltaje a nivel de componentes, los índices ISI y VSLBI la hacen a nivel de barrajes.

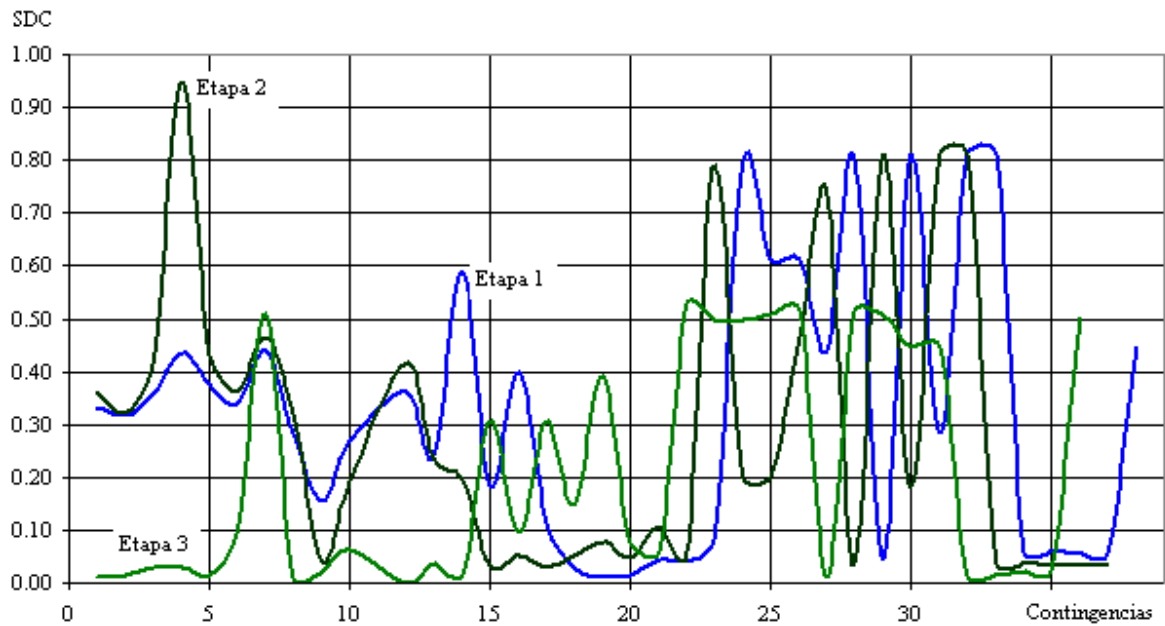


Figura 5.1 Mínimo SDC en las tres etapas de contingencias

Tabla 5.11 Contingencias más severas según índice SDC

Etapas	Contingencia	Componente más crítico	SDC	S [p.u.]	S _{nominal} [p.u.]
1	14-11	21-22	0.0116	1.5975	5.00
2	12-10	21-22	0.0292	1.5936	5.00
3	9-8	21-22	0.0016	1.5903	5.00

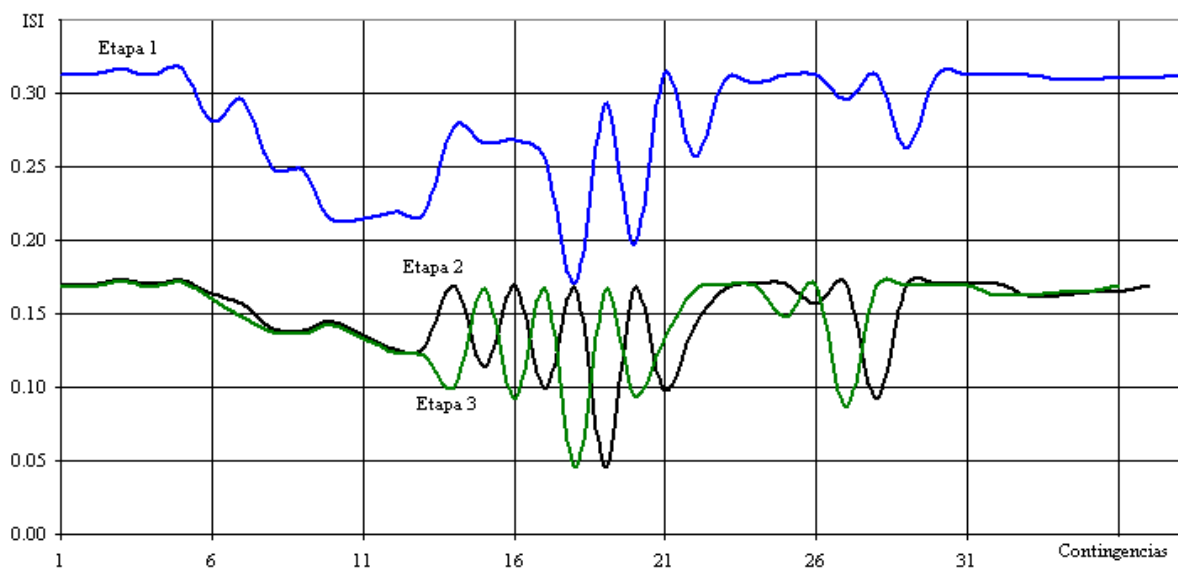


Figura 5.2 Mínimo ISI en las tres etapas de contingencias

Tabla 5.12 Contingencias más severas según el índice ISI

Etapas	Contingencia	Barraje más crítico	V_{nodo} [p.u.]	ISI
1	13-11	8	0.9710	0.1700
2	12-10	5	0.9720	0.0994
3	15-24	3	0.9612	0.0858

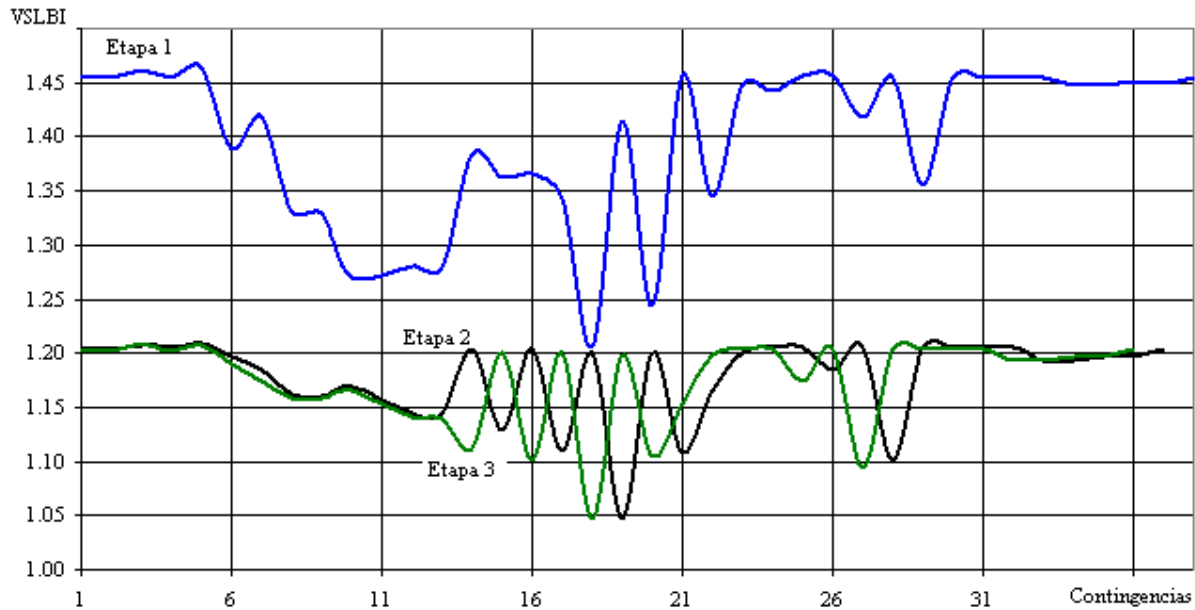


Figura 5.3 Mínimo VSLBI en las tres etapas de contingencias

Tabla 5.13 Contingencias más severas según el índice VSLBI

Etapas	Contingencia	Barraje más crítico	V_{nodo} [p.u.]	VSLBI
1	13-11	8	0.9710	1.2048
2	12-10	5	0.9720	1.0477
3	15-24	3	0.9612	1.0939

Estos resultados muestran que:

- Los índices ISI y VSLBI detectan los mismos problemas de estabilidad de voltaje (los mismos barrajes críticos) pero con diferente escala de medida. Esto se debe a que para el desarrollo de ISI y VSI se parte de las mismas ecuaciones, las cuales se manipulan algebraicamente en forma diferente.
- Un mal valor de los índices ISI o VSLBI no está necesariamente relacionado con una baja magnitud de tensión en el barraje donde son calculados.

- Un mal valor del índice SDC no está necesariamente relacionado con una alta cargabilidad del componente para el cual es calculado.

De los resultados de este estudio se recomienda:

- No utilizar la magnitud del voltaje en barras ni la cargabilidad de los componentes de transmisión como únicos criterios para valorar la estabilidad de voltaje, puesto que un buen nivel de tensión o una baja cargabilidad no significan una buena seguridad de voltaje.
- Utilizar una combinación de dos tipos de índices basados en medidas fasoriales sincronizadas: uno para barrajes y otro para componentes; así se combinan dos principios diferentes de detección de los problemas de estabilidad de voltaje.

5.2.3 Propuesta de escalas semánticas para SDC, ISI y VSBLI

Los valores numéricos de los índices SDC, ISI y VSBLI por sí solos pueden no tener un significado práctico para el operador de un centro de control, es decir, puede ser que “no le digan nada”.

Así, un asunto de interés es cómo los rangos de valores de la escala numérica de cada índice se pueden transformar en una escala semántica o gráfica con la cual se indique al operador en forma cualitativa el estado de la seguridad de voltaje del sistema; para esto, se realizó el siguiente estudio de contingencias tomando como sistema de prueba el IEEE RTS One Area.

Para establecer estas escalas, el procedimiento aplicado en este estudio es: de los resultados obtenidos en el punto anterior, observar los efectos de las contingencias sobre los valores de los índices y establecer que rangos de valores se presentan para estado “normal”, “alerta” y “crítico”. Esto se presenta entre la Figura 5.4 y la Figura 5.6

La escala semántica-gráfica para los tres índices se presenta en la Figura 5.7.

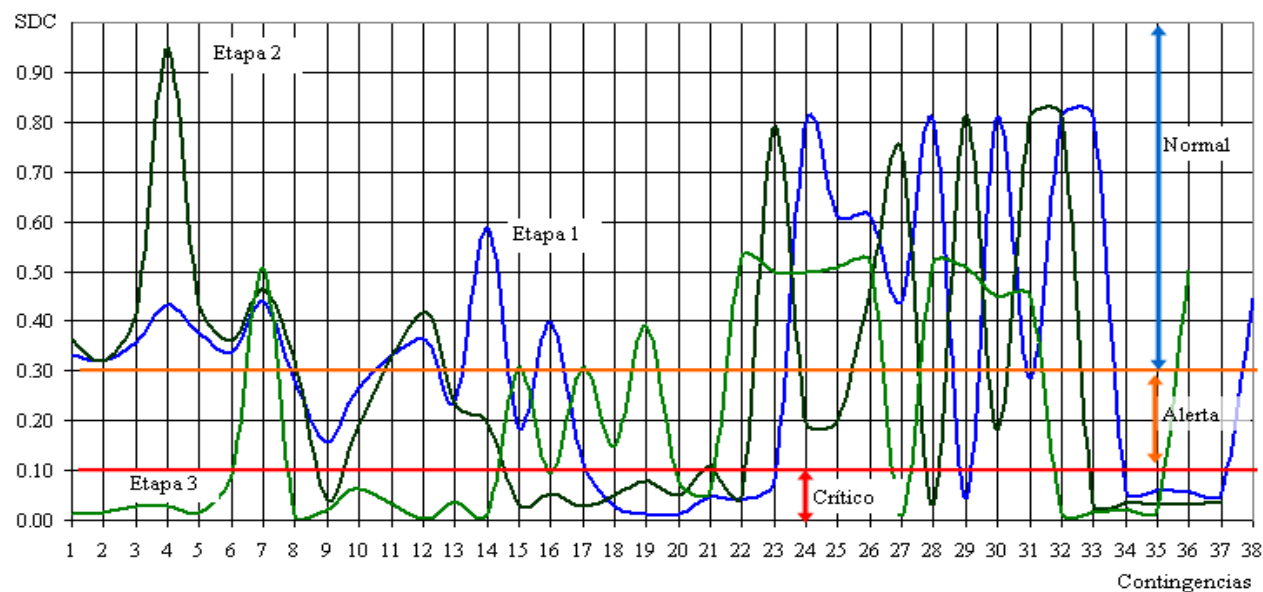


Figura 5.4 Resultados del estudio para el índice SDC

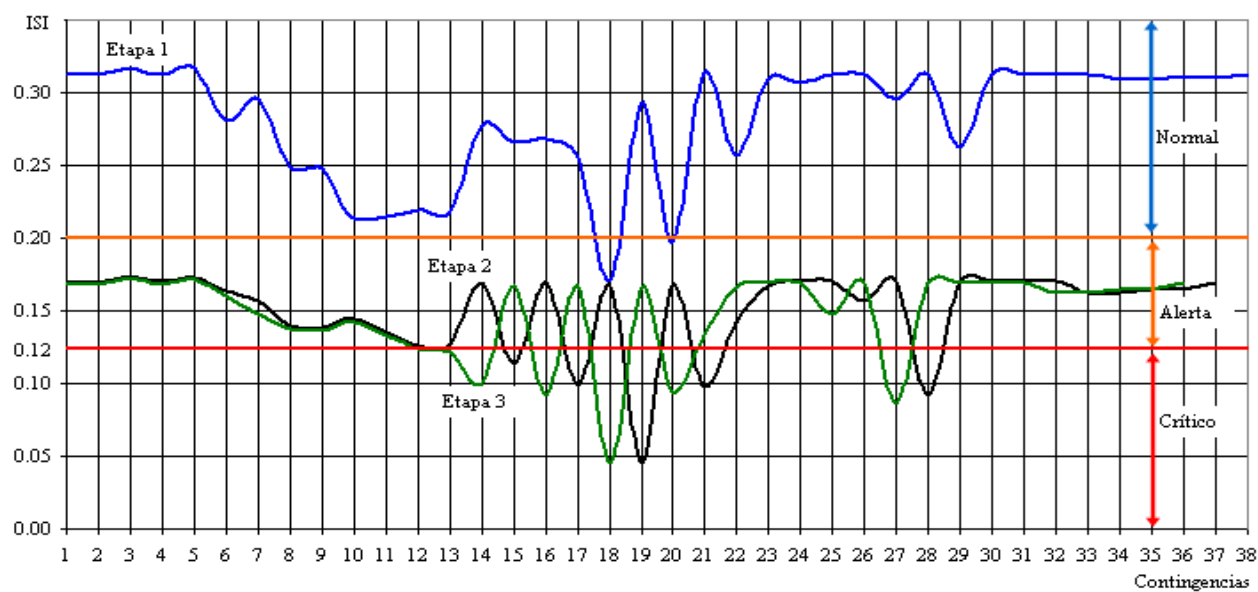


Figura 5.5 Resultados de estudio para el índice ISI

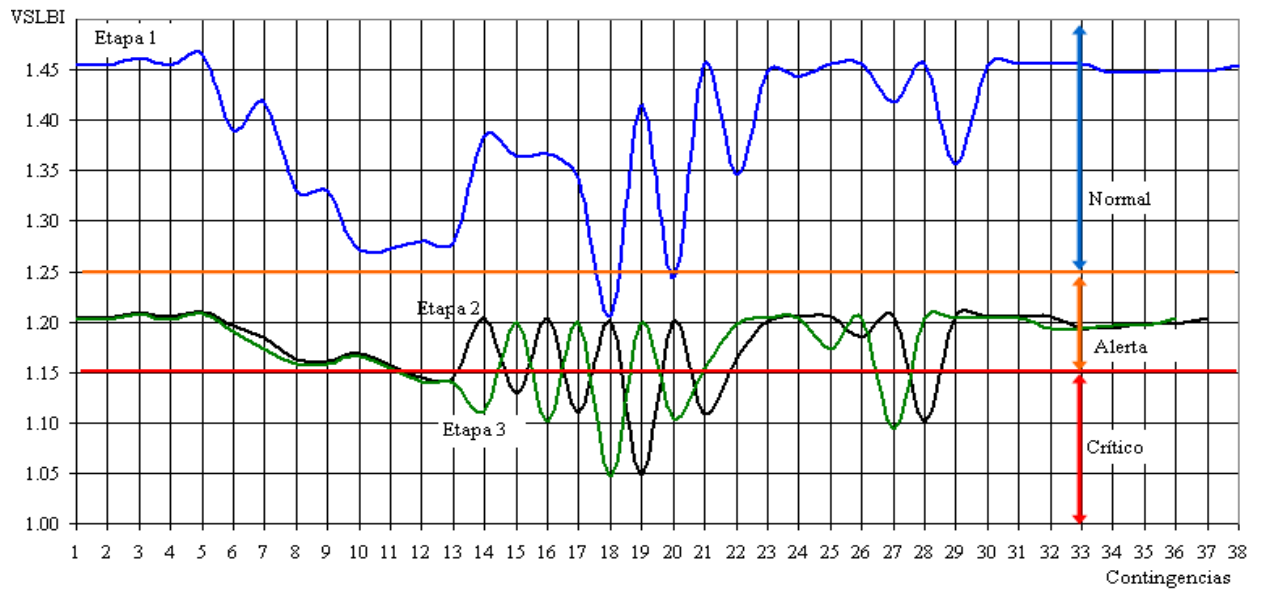


Figura 5.6 Resultados del estudio para el índice VSLBI

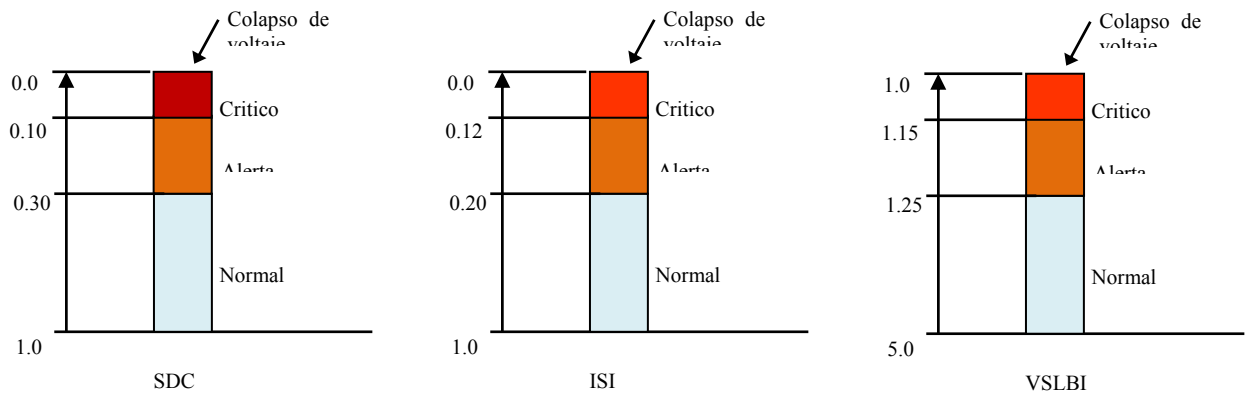


Figura 5.7 Propuesta de escalas semánticas para los índices SDC, ISI y VSLBI

6. MODELO DE DESPACHO

Desde mediados de 1980, la estructura del sector eléctrico, en muchos países, experimentó cambios en los procesos de generación, transmisión y distribución. La necesidad de una operación más eficiente, dio paso a la privatización, reestructuración y finalmente a la desregularización del sector eléctrico, el cual estaba bajo el control del estado. Países como Inglaterra, Estados Unidos, Canadá, Australia, Nueva Zelanda, Chile, Argentina y Perú, actualmente administran el sector eléctrico bajo un enfoque de competitividad y la administración óptima de sus recursos, experimentando la necesidad de actualizar y desarrollar nuevos algoritmos que faciliten la operación del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico Colombiano no fue ajeno a los cambios experimentados internacionalmente y la reestructuración del sector eléctrico, fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició prácticamente en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Desde entonces funcionó de manera centralizada, hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico en las áreas integradas verticalmente, que prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución.

En 1994 mediante las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica), se definió el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que el desarrollo del sector eléctrico estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con el apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

Entre los cambios más radicales se pueden mencionar: La introducción de la competencia en el sector eléctrico; se permitió la inversión privada, llegando al punto de privatizar las compañías estatales; se eliminó la integración vertical, separando los negocios de generación, transmisión, y distribución; y se le asignó al estado el papel de ente regulador. Bajo este nuevo enfoque de operación, todos los días y en cada hora del día, los operadores del sistema de transmisión de energía eléctrica se enfrentan al problema de determinar cuáles unidades de generación, en qué momento y por cuánto tiempo se deben despachar, para atender la demanda con altos niveles de seguridad y al menor costo (*“Unit Commitment”*). Aunque muchas estrategias podrían utilizarse para este fin, es necesario determinar metodologías óptimas basadas en la operación económica del sistema y el abastecimiento total de la demanda sin incurrir en violaciones en los límites operativos del sistema.

En un sistema eléctrico de potencia, compuesto por áreas eléctricas interconectadas y cuya generación proviene principalmente de recursos hídricos y térmicos, la programación de

recursos a corto plazo (“*Short-Term Resource Scheduling*”), determina el programa de generación para atender una predicción de demanda de las 24 horas del día siguiente, usando la oferta de precios declarada y cumpliendo restricciones operativas de los componentes del sistema de transmisión [113].

6.1 Modelo aproximado del despacho eléctrico Colombiano

El Despacho Programado es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), para atender una predicción de demanda de las 24 horas del día siguiente, usando la oferta de precios declarada, restricciones de transmisión, restricciones locales y regionales (representadas por la confiabilidad de generación), reserva de AGC (Control Automático de Generación) y características de las unidades generadoras.

A partir del primero de marzo de 2001, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ente regulador colombiano, estableció que el despacho programado de generación, debía realizarse utilizando métodos de optimización diaria. Para este propósito se utilizaron herramientas comerciales que ofrecían la solución al problema de optimización, pero que eran difíciles de adaptar a las necesidades del mercado en Colombia. El Despacho y Redespacho Programado (DRP) nace como resultado de varios años de investigación sobre modelos de despacho y operación de sistemas de potencia [54].

El DRP resuelve el despacho óptimo de 24 horas, aplicando un esquema de optimización integrado (una sola matriz de optimización). Entre sus principales funciones se destaca: la programación de Despacho Eléctrico, Despacho Programado y Transacciones Internacionales de Energía (TIE) basado en el método de Programación Entera Mixta (MIP), permite modificar la formulación matemática sin tener que alterar su código fuente y dispone de una interfaz gráfica que facilita el trabajo, sin embargo, el DRP modela el comportamiento de la red de transmisión a través de límites de intercambio entre áreas operativas y restricciones de flujo de carga DC [54].

El modelo matemático aproximado se define de la siguiente manera [54], [113], [23], [37]:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I u_{i,t} \cdot P_{i,t} \cdot G_{i,t} \quad (6.1)$$

Donde:

$P_{i,t}$: Precio de oferta del generador i (\$/MWh) para el periodo t .

$G_{i,t}$: Variable de decisión de generación i para el periodo t .

$u_{i,t}$: Variable de decisión binaria que indica el estado de la unidad i en el periodo t (1 generador en operación, 0 caso contrario).

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Restricciones en las características técnicas de generación.

Límites de generación

$$u_{i,t} \cdot g_{i,t}^{\min} \leq G_{i,t} \leq u_{i,t} \cdot g_{i,t}^{\max} \quad (6.2)$$

Tiempos mínimos de operación y fuera de operación

$$y_{i,t} \geq u_{i,t} - u_{i,t-1} \quad (6.3)$$

$$u_{i,t} + u_{i,t+1} + \dots + u_{i,t+t^{on}-1} \geq y_{i,t} \cdot t_i^{on} \quad (6.4)$$

$$(1 - u_{i,t}) + (1 - u_{i,t+1}) + \dots + (1 - u_{i,t+t^{off}-1}) \geq -y_{i,t} \cdot t_i^{off} \quad (6.5)$$

En las restricciones (6.4) y (6.5) se debe permitir que los generadores puedan terminar el día en operación o por fuera de operación y entrar como restricción el día siguiente para cumplir sus tiempos mínimos de operación o por fuera de operación.

Rampas de subida y de bajada

$$\begin{aligned} G_{i,t} - G_{i,t-1} &\leq UR_i \\ G_{i,t-1} - G_{i,t} &\leq DR_i \end{aligned} \quad (6.6)$$

donde:

$g_{i,t}^{\min}$: Capacidad mínima de generación de la unidad i , para el periodo t .

$g_{i,t}^{\max}$: Capacidad máxima de generación de la unidad i , para el periodo t .

$x_{i,t}^{on}$: Periodos consecutivos en operación de la unidad i .

$x_{i,t}^{off}$: Periodos consecutivos fuera de operación de la unidad i .

t_i^{on} : Número mínimo de periodos que la unidad i debe permanecer en operación después que ha entrado en operación.

t_i^{off} : Número mínimo de periodos que la unidad i debe permanecer apagada después que ha salido de operación.

UR_i : Tasa en la rampa de ascenso de la unidad i .

DR_i : Tasa en la rampa de descenso de la unidad i .

Es importante anotar que la capacidad mínima de generación $g_{i,t}^{\min}$ puede estar determinada por generación ecológica, por restricciones de seguridad o por la realización de pruebas. Respecto a la capacidad máxima de generación $g_{i,t}^{\max}$ se debe considerar la disponibilidad declarada de cada unidad o su máximo valor de generación obligada por restricciones de seguridad.

- Restricciones de reserva para regulación secundaria de frecuencia

$$\sum_{i=1}^I G_{i,t} - g_{i,t}^{\min} \geq r_t^{abajo} \quad \forall \quad u_{i,t} = 1 \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^I -G_{i,t} + g_{i,t}^{\max} \geq r_t^{arriba} \quad \forall \quad u_{i,t} = 1 \quad (6.8)$$

donde

r_t^{arriba} : Valor de reserva secundaria por encima, requerida para el periodo t .

r_t^{abajo} : Valor de reserva secundaria por debajo, requerida para el periodo t .

Las restricciones anteriores pueden sobrar si previamente la asignación de reserva secundaria de frecuencia (AGC) por arriba y por abajo ha sido realizada, por lo tanto, las capacidades de generación mínimas y máximas se determinan de la siguiente manera:

$$g_{i,t}^{\min} = \max(\text{Minimo tecnico}_{i,t}, \text{minimo obligado}_{i,t}) + AGC_{i,t} \quad (6.9)$$

$$g_{i,t}^{\max} = \min(\text{Disponibilidad}_{i,t}, \text{maximo obligado}_{i,t}) - AGC_{i,t} \quad (6.10)$$

- Restricciones de límites de intercambio entre áreas eléctricas:

$$\sum_{i \in a}^{I_a} G_{i,t} + I_{a,t} \leq d_{a,t} \quad (6.11)$$

$$-I_{a,t}^{\exp} \leq I_{a,t} \leq I_{a,t}^{\text{imp}} \quad (6.12)$$

donde:

$I_{a,t}$: Variable de estado de intercambio de un área eléctrica a un periodo t .

$I_{a,t}^{\exp}$: Valor de la capacidad máxima de exportación del área eléctrica en un periodo t .

$I_{a,t}^{\text{imp}}$: Valor de la capacidad máxima de importación del área eléctrica en un periodo t .

$d_{a,t}$: Valor de la demanda del área eléctrica en un periodo t .

$i \in a$: Índice de unidades de generación que se encuentran dentro del área eléctrica a .

- Restricción de flujos de potencia DC y balance nodal.

$$F_{k,l,t} - \frac{1}{X_{k,l}} \cdot (\theta_{k,t} - \theta_{l,t}) = 0 \quad (6.13)$$

$$F_{k,l}^{\min} \leq F_{k,l,t} \leq F_{k,l}^{\max} \quad (6.14)$$

$$\sum_{k \in j}^{I_{out}} F_{k,t} - \sum_{k \in j}^{I_{in}} F_{k,t} = \sum_{i \in j}^M G_{i,t} + R_{j,t} - d_{j,t} \quad (6.15)$$

donde:

$F_{k,l,t}$: Flujo de potencia activa en la línea de transmisión entre los nodos k y l en el periodo de tiempo t .

$\theta_{k,t}$: Ángulo de tensión del nodo k en el periodo de tiempo t .

$\theta_{l,t}$: Ángulo de tensión del nodo l en el periodo de tiempo t .

$X_{k,l}$: Reactancia de la línea de transmisión entre los nodos k y l .

$F_{k,l}^{\min, \max}$: Límites máximos y mínimos de flujo de potencia activa por las líneas de transmisión.

$k \in j$: Índice de líneas de transmisión conectadas al nodo j .

- $i \in j$: Índice de generadores conectados al nodo j .
 L_{out} : Líneas de transmisión que salen del nodo j .
 L_{in} : Líneas de transmisión que llegan al nodo j .
 $R_{j,t}$: Racionamiento del nodo j en el periodo t .
 $d_{j,t}$: Valor de la demanda del nodo j en el periodo t .

6.2 Solución al Problema del Despacho Económico

El problema del despacho económico es un problema de optimización no lineal entero mixto. Presenta complejidad en la solución debido al acople temporal entre sus variables (tiempos mínimos de operación, fuera de operación y rampas de ascenso y descenso) y la presencia de variables binarias. Adicionalmente, el espacio de soluciones presenta explosión combinatorial lo cual dificulta la convergencia de los métodos de solución.

Muchas metodologías han sido utilizadas para la solución de modelos similares al planteando anteriormente. Estas técnicas abarcan desde la enumeración exhaustiva y listas de prioridad [57], [47] pasando por la programación dinámica y la programación lineal y entera [64] hasta llegar a la aplicación de técnicas combinatoriales y evolutivas [95], [96].

6.2.1 Técnicas de Enumeración Exhaustiva

Las técnicas de enumeración exhaustiva [57] enumeran todas las posibles combinaciones de las unidades de generación para abastecer la demanda en n periodos de tiempo. La combinación de unidades que produzcan el menor costo de operación, es la solución al problema del despacho económico.

Aunque esta metodología entrega el valor óptimo de la solución, presenta dos dificultades: primero, el espacio de soluciones presenta explosión combinatorial, por lo tanto, cuando se tienen muchas unidades de generación y numerosos intervalos de tiempo, la cantidad de combinaciones crece dramáticamente; segundo, no todas las combinaciones son factibles, por lo tanto es necesario evaluar la factibilidad de la configuración para realizar el despacho.

6.2.2 Programación Dinámica

La programación dinámica hizo parte de las primeras técnicas de optimización aplicadas a este problema y ha sido utilizada ampliamente debido a la capacidad para resolver problemas de diversos tamaños y ser, fácilmente, modificable para incorporar características específicas del mercado [110]. Resolviendo el problema mediante programación dinámica, al modelo pueden ser fácilmente añadidas restricciones que afectan la operación en una hora determinada pero presenta dificultades al implementar restricciones de acople temporal, principalmente las presentadas en los tiempos de operación de los generadores y las rampas de ascenso y descenso.

6.2.3 *Relajación Lagrangeana*

El principio de funcionamiento de esta metodología [5], [70] es la adición de las restricciones del sistema y restricciones de reserva a la función objetivo con sus correspondientes variables duales. La solución al problema dual es encontrada mediante la descomposición del problema en subproblemas. Esta estructura puede ser solucionada mediante dos etapas. Primero el algoritmo debe ejecutar la maximización del problema dual y, posteriormente, se busca la factibilidad primal. La maximización del problema dual es la parte más crítica de esta metodología. La segunda parte puede ser resuelta usando simplemente reglas heurísticas.

Para la aplicación de la relajación Lagrangeana, se debe considerar: a) la forma en que se encontrarán las variables duales o multiplicadores de Lagrange de tal manera que la solución al problema relajado este cerca al óptimo, b) que tan buena es la solución encontrada y c) la metodología para resolver el problema relajado.

6.2.4 *Optimización mediante Puntos Interiores*

Esta metodología ha sido poco utilizada en este problema, aunque en otros tipos de problemas de optimización lineal y no lineal de gran tamaño ha sido utilizada con éxito. En [70] un método de puntos interiores para problemas de optimización no diferenciable es usado para resolver el problema dual resultante al aplicar relajación Lagrangeana. En este trabajo se resalta dos ventajas del uso del método de puntos interiores: las características de convergencia y que no es necesario ajustar parámetros de convergencia.

6.2.5 *Simulated Annealing*

Para resolver el problema del despacho económico, las variables del problema se pueden subdividir en dos tipos, variables binarias que indican el estado de la unidad y variables continuas resultado del despacho según el estado de las unidades. Por lo tanto, el problema puede ser dividido en dos subproblemas: un problema de optimización combinatorial para las variables binarias y un problema de optimización lineal o no lineal (según la función de costos) para las demás variables. De esta forma, técnicas de optimización combinatorial pueden ser usadas para la solución del problema. En [72] se aplicó “*Simulated Annealing*” para la solución de este problema y se determinó que el tiempo de computo para la solución del problema es excesivo aunque la metodología es aplicable independiente a la complejidad del problema.

6.2.6 *Algoritmos Genéticos*

La técnica de algoritmos genéticos ha sido utilizada con buenos resultados en sistemas pequeños y grandes. La filosofía de trabajo es similar a la mostrada en la técnica de “*Simulated Annealing*” y los resultados son comparables a los obtenidos mediante relajación Lagrangeana. En [105] un algoritmo genético fue desarrollado para programar el

despacho de un día en periodos de tiempo de media hora en un sistema real. En este trabajo, se presentó una metodología de solución basada en dos etapas: La primera etapa utiliza Algoritmos Genéticos para decidir el estado de las unidades de generación (operando o por fuera de operación) y en la segunda etapa se utiliza programación no lineal solucionada por relajación Lagrangeana para realizar el despacho que cumple con todas la restricciones de operación del sistema.

6.2.7 Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS)

La rápida evolución de los computadores, respecto a su velocidad de procesamiento, ha permitido la implementación de la programación matemática para la solución de grandes problemas de optimización que antiguamente no se podían resolver, dado al alto costo computacional que presentaban. Uno de lenguajes más populares para la solución de problemas de optimización es el *General Algebraic Modeling System (GAMS)*.

El Sistema General de Modelaje Algebraico (GAMS) es uno de los programas mundialmente reconocidos y está diseñado específicamente para modelar problemas de optimización lineales, no lineales, de variables enteras o enteras mixtas. El sistema es especialmente útil para problemas que sean grandes y complejos y le permite al usuario concentrarse en el problema a modelar haciendo que el planteamiento del problema sea simple.

Las dos características más importantes de GAMS son:

1. Separa el modelo matemático del problema y el metodo de solución, es decir, la descripción del modelo matemático es independiente del algoritmo de solución usado. Por lo tanto, el usuario puede utilizar diferentes algoritmos (solvers) para el mismo problema sin cambiar la estructura del modelo.
2. Escalabilidad del modelo matemático, es decir, la descripción del modelo matemático es siempre la misma mientras se cambia el tamaño del problema.

Las herramientas de GAMS contienen varios años de investigación que han permitido el desarrollo y puesta a punto de algoritmos para la solución de los diferentes problemas de optimización. GAMS tiene la característica de proveer un lenguaje común que puede ser usado por una variedad de solvers desarrollados por compañías y grupos de investigación. Algunos de los solvers comúnmente usados para la solución de diferentes problemas de optimización son:

Programación Lineal: BDMLP, MINOS, ZOOM, MPSX, SCICONIC, APEX, LAMPS, OSL, XA, CPLEX.

Programación no lineal: MINOS, CONOPT, GRG, NPSOL.

Programación lineal entera mixta: ZOOM, MPSX, SCICONIC, APEX, XA, OSL, LAMPS.

Programación no lineal entera mixta: DICOPT++.

Mientras que los solvers disponibles contienen el estado del arte respecto a los algoritmos de optimización, nuevos algoritmos para aplicaciones específicas, pueden ser desarrollados usando los solvers existentes y las características de GAMS.

6.3 Identificación de Generaciones de Seguridad

Es función del Centro Nacional de Despacho (CND) identificar y clasificar las Restricciones del SIN, así como definir las Generaciones de Seguridad asociadas con dichas Restricciones en cada Subárea y Area Operativa del Sistema [28], por lo tanto, paralelo al despacho económico, el CND debe identificar las Generaciones de Seguridad debido a:

- Restricciones en la infraestructura de los sistemas de transmisión regional (STR) y/o sistemas de distribución local (SDL), o requerimientos de soporte de reactivos en estos Sistemas. Estas deben ser propuestas al CND por el operador de red (OR) del respectivo STR y/o SDL, debiendo ser avaladas por dicha entidad quien podrá ajustarlas con el debido soporte.
- Restricciones Eléctricas en el sistema de transmisión nacional (STN) o en los Activos de Conexión al STN; o por consideraciones de soporte de reactivos en el STN.
- Requerimientos para cumplir criterios de confiabilidad.
- Requerimientos por consideraciones de estabilidad del STN.
- Restricciones relacionadas con importaciones de electricidad.
- Restricciones originadas tanto por exportaciones TIE como con exportaciones realizadas hacia mercados no integrados regulatoriamente.
- Requerimientos por situación de CAOP (Condiciones Anormales de Orden Público).

6.4 Cálculo de las Generaciones de Seguridad en el CND

Diariamente el CND debe realizar el siguiente proceso, para determinar las Generaciones de Seguridad y los límites de intercambio que definen el Despacho Programado. Para ello se requiere la siguiente información:

- Demanda.
- Pérdidas.
- Base de datos de evaluación de restricciones eléctricas.
- Base de datos de características técnicas de unidades y plantas.
- Precios de ofertas.
- Disponibilidades declaradas.
- Generación de menores.
- Regulación primaria.
- Generación de seguridad solicitada por operadores de red.
- Mantenimientos de activos de uso del STN, conexión al STN y activos de STR's a nivel IV.

Inicialmente, el CND encontrará para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, sin tener en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las restricciones del SIN, un predespacho ideal tal que:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_i^n \sum_t^{24} Pof_{it} \cdot Q_{it} \\ & s.a. \\ & D_t \leq \sum_i^n Q_{it} \end{aligned} \quad (6.16)$$

donde:

i : Indexa a los Generadores
 n : Cantidad de Generadores
 t : Indexa las Horas del Día
 Pof : Precio de Oferta
 Q : Generación

Luego, el CND establece las restricciones eléctricas y requerimientos de soporte de Tensión sobre el predespacho ideal, teniendo en cuenta la generación de seguridad solicitada por los OR, por seguridad, calidad y para soporte de tensión y la información disponible en la base de datos de evaluación de restricciones eléctricas.

El CND encuentra para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, teniendo en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y considerando las restricciones del SIN identificadas en el literal anterior, un Predespacho Programado tal que:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_i^n \sum_t^{24} Pof_{it} \cdot Q_{it} \\ & s.a. \\ & D_t \leq \sum_i^n Q_{it} \end{aligned} \quad \begin{array}{l} \text{Restricciones Electricas} \\ (6.17) \end{array}$$

donde:

i : Indexa a los Generadores
 n : Cantidad de Generadores
 t : Indexa las Horas del Día
 Pof : Precio de Oferta
 Q : Generación

Así, el CND obtiene para cada una de las veinticuatro (24) horas del despacho, tomando como dato el Predespacho Programado, un Despacho Programado Preliminar sujeto a las siguientes reglas: para cada Subárea se calcula el *VERPC* (Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a corto Plazo) siguiendo el procedimiento que se describe a continuación:

-
- Se toman los Subsistemas Eléctricos.
 - Se asocia a cada subsistema eléctrico la probabilidad esperada de falla.
 - Para cada subsistema se asigna el racionamiento asociado con el mismo.
 - Se calcula el VERPC en cada Subárea Operativa como:

$$VERPC = \sum_{i=1}^n r_i \cdot p_i \quad (6.18)$$

donde:

i : i -ésimo Subsistema de la Subárea.

n : Número de Subsistemas de la Subárea.

r : Racionamiento Asociado al i -ésimo Subsistema

p : Probabilidad Esperada de que solamente Falle el i -ésimo Subsistema

Se calcula:

$$\rho = \frac{\sum_{s=1}^S VERPC_s^{(0)}}{S} \quad (6.19)$$

donde:

$VERPC_s^{(0)}$: Es el Valor Esperado de Racionamiento producto de la primera Iteración.

S : Número total de Subáreas.

ρ : Promedio Aritmético de los VERPC de las Subáreas.

Se seleccionan las Subáreas tales que:

$$VERPC_j > \rho \quad (6.20)$$

y hasta donde técnicamente sea factible debe llevarse a cabo la siguiente operación:

$$\begin{aligned} &Min[Max(VERPC_j)] \\ &s.a. \\ &VERPC_j \geq \rho \end{aligned} \quad (6.21)$$

Finalmente, el CND calcula para las veinticuatro (24) horas del día, mediante procedimientos de optimización diaria, tomando como referencia el Despacho Programado Preliminar, el Despacho Programado que cumpla con las inflexibilidades de las plantas y/o unidades de generación programadas y con los requerimientos de AGC según la reglamentación vigente.

6.5 Implementación del Despacho Eléctrico en Gams con Interface en Matlab

El modelo de despacho presentado en las ecuaciones (6.1) a (6.15), se implementó en Gams (*General Algebraic Modeling System*) y su solución se obtuvo a través del solver CPLEX (herramienta para resolver problemas de programación lineal, entera, entera mixta). Adicionalmente para facilitar la entrada y salida de datos, se elaboró un script en Matlab

que permite ingresar los datos, invocar Gams y retornar los resultados a Matlab mediante un software de interface desarrollado por Michael C. Ferris [40].

Se implementó el sistema de prueba *IEEE RBTS*, que presenta 11 generadores en una topología de 6 barras, convirtiéndolo en un sistema adecuado para verificar el modelo planteado. Con los datos presentados en el Anexo 3 Datos Sistema IEEE-RBTS de 6 Nodos se obtienen las condiciones de operación siguientes:

- El racionamiento esperado es de 0 MW.
- El costo operativo del día equivale a \$175,4474, distribuido en las 24 horas como se muestra en la Figura 6.1.
- Los intercambios entre áreas operativas se pueden observar en la Tabla 6.1. Si se suman los intercambios entre áreas, se observa que el valor neto total da cero, lo que indica la importación y exportación de potencia entre áreas.
- En la Tabla 6.2, se observa los tiempos de operación y por fuera de operación de los generadores. Si se verifica el generador G6, este cumple con las restricciones de tiempo de operación y por fuera de operación dados en el Anexo 3.
- La velocidad para la toma de carga del generador 2 se puede observar en la gráfica de generación de la Figura 6.2.

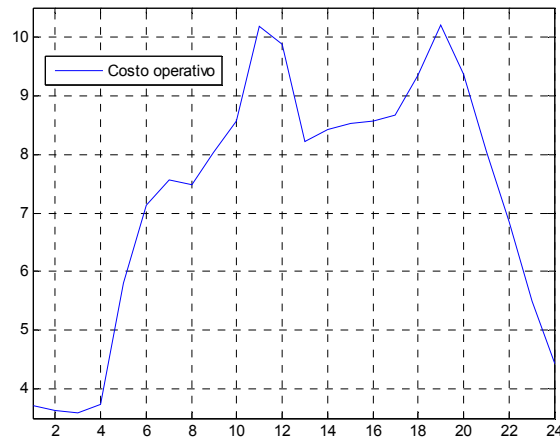


Figura 6.1 Costo Operativo Horario

Tabla 6.1 Intercambio de Potencia entre Áreas Operativas

H	Área 1	Área 2	Área 3	H	Área 1	Área 2	Área 3
1	-0,2000	-0,3190	0,5190	12	-0,4700	-0,5111	0,9811
2	-0,2000	-0,3107	0,5107	13	-0,5700	-0,3273	0,8973
3	-0,2000	-0,3039	0,5039	14	-0,5968	-0,3123	0,9091
4	-0,2000	-0,3274	0,5274	15	-0,6102	-0,3056	0,9158
5	-0,0500	-0,5610	0,6110	16	-0,6153	-0,3005	0,9158
6	-0,4306	-0,3076	0,7382	17	-0,6271	-0,3005	0,9276
7	-0,3260	-0,4442	0,7702	18	-0,5271	-0,4706	0,9977

8	-0,3500	-0,5053	0,8553	19	-0,6000	-0,5149	1,1149
9	-0,3500	-0,5506	0,9006	20	-0,5000	-0,5431	1,0431
10	-0,3700	-0,5842	0,9542	21	-0,5000	-0,4541	0,9541
11	-0,4537	-0,5522	1,0059	22	-0,4000	-0,4253	0,8253
12	-0,4700	-0,5111	0,9811	23	-0,3000	-0,3794	0,6794
13	-0,5700	-0,3273	0,8973	24	-0,3000	-0,2791	0,5791

Tabla 6.2 Operación de los Generadores

H	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11
1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0
2	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0
3	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0
4	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	0
5	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1
6	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1
7	0	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1
8	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
9	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
10	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
11	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1
12	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1
13	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
14	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
15	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
16	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
17	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
18	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	0
19	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	0
20	0	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1
21	0	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1
22	0	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1
23	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1
24	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1

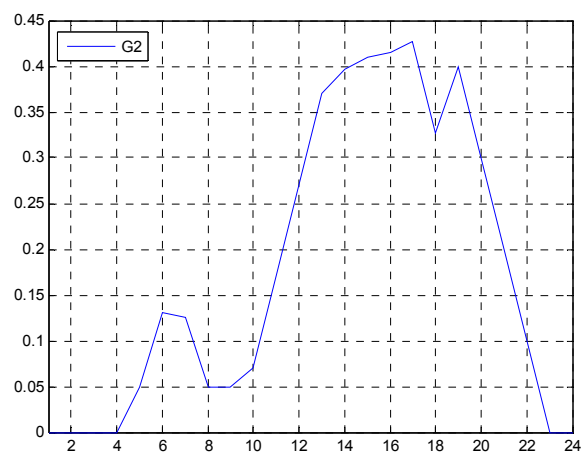


Figura 6.2 Rampas de ascenso y descenso del generador 2

En los análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia, es importante desarrollar modelos que representen las condiciones operativas reales de los sistemas; condiciones de operación que inician en el momento que se determinan los escenarios de generación del sistema.

El modelo de despacho económico presentado, contiene las características más importantes del modelo utilizado por el CND, convirtiéndolo en una herramienta con propósitos educativos e investigativos que puede ser usada en análisis operativos de los sistemas eléctricos de potencia.

La implementación del modelo en GAMS usando como interface MATLAB, permite tener un modelo consistente del problema, independiente de su tamaño y utilizar diferentes tipos de solvers para encontrar la solución sin modificar el código correspondiente. Como resultado, el usuario se centra en el modelado, sin ser perturbado por los problemas técnicos de los algoritmos de solución. Respecto a MATLAB, este permite una manipulación más eficiente de los datos y facilita la visualización e interpretación de resultados haciéndolo un complemento adecuado para las potencialidades de GAMS.

El crecimiento de la demanda y las interconexiones con otros sistemas, han ocasionado que los sistemas operan cada vez más cerca de sus límites máximos de transferencia de potencia, con la posibilidad de que ocurran eventos de inestabilidad en el sistema, por lo tanto, es necesario tomar medidas preventivas que minimicen el riesgo de sufrir eventos de inestabilidad. En la sección 6.6, se presentan tres metodologías para determinar las condiciones de operación que garantizan el incremento en el margen de estabilidad del sistema a través del OPF, problema conocido en la literatura especializada como “*Voltage Security Constrained Optimal Power Flow*” (VSC-OPF).

El flujo de potencia óptimo (OPF), es una herramienta matemática usada en el planeamiento operativo de los sistemas de potencia para determinar el despacho de generación que minimiza el costo operativo bajo restricciones operativas del sistema. Este es un problema de optimización no lineal que representa la operación en estado estacionario del sistema eléctrico de potencia y permite determinar el valor óptimo de las variables de control considerando las restricciones técnicas de operación. Fue propuesto a principios de los años 60 por Carpentier [21] quien además propuso el método de gradiente reducido para su solución. Posteriormente Dommel y Tinney [31] resolvieron el problema usando las ecuaciones de Kuhn–Tucker mediante una combinación del método del gradiente para un grupo conocido de variables independientes y funciones de penalización para violaciones en las restricciones dependientes.

A partir de los años 70, se desarrollaron diversas metodologías para resolver el problema del OPF que se pueden agrupar en métodos basados en optimización matemática clásica y métodos basados en meta-heurísticas. En el primer grupo se encuentran los métodos de programación no lineal, programación cuadrática, método de Newton, método del gradiente, etc. En el segundo grupo se encuentran los algoritmos evolutivos, métodos de búsqueda y métodos de inteligencia artificial [83], [84], [98].

6.6 OPF con Restricciones de Seguridad de Voltaje (VSC-OPF)

Debido al continuo crecimiento de la demanda, de las interconexiones con otros sistemas y al incremento de las restricciones económicas y operativas propias de la expansión del sistema, la operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) aumenta en complejidad. Este incremento en la complejidad de la operación del sistema debe estar acompañado del uso de herramientas de análisis que modelen fielmente la operación y permitan al operador de red tomar decisiones con base a análisis matemáticos realizados con anterioridad.

El crecimiento de la demanda y las interconexiones con otros sistemas, han ocasionado que los sistemas operan cada vez más cerca de sus límites máximos de transferencia de potencia, con la posibilidad de que ocurran eventos de inestabilidad en el sistema, por lo tanto, es necesario tomar medidas preventivas que minimicen el riesgo de sufrir eventos de inestabilidad. En esta sección, se presentan tres metodologías para determinar las condiciones de operación que garantizan el incremento en el margen de estabilidad del sistema a través del OPF, problema conocido en la literatura como “*Voltage Security Constrained Optimal Power Flow*” (VSC-OPF).

Aunque convencionalmente el OPF ha sido utilizado para la minimización del costo operativo (incluyendo pérdidas técnicas), en la literatura especializada se encuentran trabajos dirigidos a la utilización del OPF para mejorar las condiciones de estabilidad de los SEP desde el punto de vista de su cargabilidad. La metodología más difundida [78], [103], [12], [138], [74], utiliza el parámetro de cargabilidad λ usado en el flujo de potencia continuado para determinar el punto de operación que permite maximizar la carga del sistema; sin embargo, existen otras metodologías [108], [59] que mejoran la estabilidad del sistema a través de la maximización de índices de estabilidad. No obstante, los índices clásicos utilizados normalmente para cuantificar la estabilidad del sistema, pueden ser utilizados como función objetivo dentro de un OPF con sus respectivas restricciones con el fin de incrementar el margen de estabilidad en un SEP.

6.6.1 VSC-OPF con maximización de cargabilidad (OPF-2)

En [78], un modelo del VSC-OPF es planteado para resolver el problema del planeamiento de la operación del sistema eléctrico de potencia, considerando la estabilidad de voltaje y el despacho económico.

El objetivo es obtener una solución para el planeamiento operativo de la red que considere aspectos técnicos y económicos, por lo tanto, se representa el problema mediante una función objetivo que maximiza el margen de estabilidad y minimiza el costo de generación. Para el trabajo realizado, sólo se considerará la maximización de cargabilidad del sistema, por lo tanto, el modelo del OPF adquiere la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
& \text{Max } \lambda_c \\
& \text{s.a.} \\
& Pg_i - Pd_i = \sum_{k=1}^N V_i \cdot V_k \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\theta_i - \theta_k - \partial_{ik}) \\
& Qg_i - Qd_i = \sum_{k=1}^N V_i \cdot V_k \cdot Y_{ik} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_k - \partial_{ik}) \\
& Pg_i \cdot (1 + \lambda_c + k) - Pd_i \cdot (1 + \lambda_c) = \sum_{k=1}^N V_i^C \cdot V_k^C \cdot Y_{ik} \cdot \cos(\theta_i^C - \theta_k^C - \partial_{ik}) \\
& Qg_i^C - Qd_i \cdot (1 + \lambda_c) = \sum_{k=1}^N V_i^C \cdot V_k^C \cdot Y_{ik} \cdot \text{sen}(\theta_i^C - \theta_k^C - \partial_{ik}) \\
& V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \\
& \theta_i^{\min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{\max} \\
& V_i^{\min} \leq V_i^C \leq V_i^{\max} \\
& \theta_i^{\min} \leq \theta_i^C \leq \theta_i^{\max} \\
& Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \\
& Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \\
& Qg_i^{\min} \leq Qg_i^C \leq Qg_i^{\max} \\
& S_{ij}^{\min} \leq S_{ij}, S_{ji} \leq S_{ij}^{\max} \\
& S_{ij}^{\min} \leq S_{ij}^C, S_{ji}^C \leq S_{ij}^{\max}
\end{aligned} \tag{6.22}$$

En esta formulación se consideran dos conjuntos de ecuaciones para el flujo de carga, una para el estado inicial del sistema y otro para el estado de máxima cargabilidad, por lo tanto, el problema de optimización tratará de encontrar el estado inicial que permite cargar más al sistema sin que se violen los límites de operación. Los dos conjuntos de ecuaciones se encuentran acoplados por la potencia activa generada (Pg_i), es decir, esta variable es común a ambos grupos de ecuaciones, sin embargo, en las restricciones de balance nodal para el estado de máxima cargabilidad, se utiliza la variable k , para representar las perdidas del sistema que deben alimentarse (nodo slack distribuido).

El parámetro de cargabilidad λ_c es el mismo para el incremento de potencia activa y reactiva, por lo tanto, se asume el aumento en la carga del sistema manteniendo el factor de potencia constante. Las restricciones de $\lambda^{\min}$ y $\lambda^{\max}$ presentadas en [78] no se requieren dado que el modelo de optimización intentará aumentar la cargabilidad máxima del sistema sujeto a las restricciones de balance nodal y flujos de potencia por las líneas, es decir, no considerará puntos de operación infactibles o inestables.

6.6.2 VSC-OPF mediante la maximización de índices que miden la desviación en los términos de la diagonal del Jacobiano (OPF-3)

En [108], se proponen dos índices que permiten valorar que tan lejos se encuentra el sistema de la inestabilidad de voltaje. El método está basado en el hecho de que con el incremento de la carga en un nodo en particular, los elementos de la diagonal ($\delta Q_i / \delta V_i$ y $\delta P_i / \delta \theta_i$) del jacobiano se reducen hasta llegar a cero, el punto de inestabilidad de voltaje.

Los índices propuestos, usan el cambio en los valores de la diagonal ($\delta Q_i/\delta V_i$ y $\delta P_i/\delta \theta_i$) de la matriz jacobiana con respecto a sus valores en condiciones normales de operación. Los índices, los cuales son calculados para los nodos de carga (PQ), están definidos como:

$$I_{qi} = \frac{\frac{\partial Q_i}{\partial V_i}}{-B_{ii}} \quad (6.23)$$

$$I_{pi} = \frac{\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i}}{-B_{ii}} \quad (6.24)$$

donde:

P_i : Es la inyección de potencia activa en el nodo i .

Q_i : Es la inyección de potencia reactiva en el nodo i .

θ_i : Es el ángulo del voltaje del nodo i .

B_{ii} : Es la susceptancia del elemento i de la matriz Y_{BUS} .

El valor umbral de estos índices está definido cómo:

$$I_{qi} = \frac{2 \cdot V_i}{\sum_{j=1, j \neq i}^N \frac{B_{ij}}{-B_{ii}} V_j} - \frac{\sum_{j=1, j \neq i}^N \frac{B_{ij}}{-B_{ii}} V_j}{2 \cdot V_i} \quad (6.25)$$

y

$$I_{pi} = \frac{\sum_{j=1, j \neq i}^N \frac{B_{ij}}{-B_{ii}} V_j}{2} \quad (6.26)$$

Para incorporar los índices anteriores en las ecuaciones de flujo de potencia óptimo, al modelo del OPF son adicionadas las siguientes ecuaciones:

$$I_{qi} = \frac{-2 \cdot V_i \cdot B_{ii} + \sum_{k=1, (k \neq i)}^{Nb} V_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik})}{-B_{ii}} \quad (6.27)$$

$$I_{pi} = \frac{-\sum_{k=1, (k \neq i)}^{Nb} V_i \cdot V_k \cdot Y_{ik} \cdot \sin(\theta_i - \theta_k - \delta_{ik})}{-B_{ii}} \quad (6.28)$$

Finalmente, la función objetivo adquiere la siguiente forma:

$$\text{Max} \sum_{i \in PQ=1}^N I_{pi} + I_{qi} \quad (6.29)$$

6.6.3 VSC-OPF mediante la maximización del índice L (OPF-4)

En [58], se propone una metodología para la valoración de la estabilidad de voltaje haciendo uso de un indicador normalizado (L_j) que varía entre 0 (sistema sin carga) y 1 (colapso de voltaje); la cual fue descrita en la sección 3.2.1 Índice de Kessel y Glavitsch. El índice está dado por:

$$L_j = \left| 1 + \frac{\bar{V}_{0j}}{\bar{V}_j} \right| = \left| \frac{S_j^+}{Y_{jj}^* \cdot V_j^2} \right| \quad (6.30)$$

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^{N_g} |F_{ji}| \frac{V_i}{V_j} \angle(\theta_{ji} + \delta_i - \delta_j) \right|$$

Donde V_i es la magnitud del voltaje en los nodos de generación, θ_{ji} es el ángulo de fase del término F_{ji} , δ_i el ángulo de fase del voltaje de la i -ésima unidad de generación y N_g el número de generadores.

Para su implementación en el OPF, la anterior ecuación se puede reescribir en forma cartesiana como sigue:

$$L_j = \left| L_{jR} + jL_{jI} \right| \quad (6.31)$$

donde

$$L_{jR} = 1 - \sum_{i=1}^{N_g} |F_{ji}| \frac{V_i}{V_j} \cos(\theta_{ji} + \delta_i - \delta_j) \quad (6.32)$$

$$L_{jI} = \sum_{i=1}^{N_g} |F_{ji}| \frac{V_i}{V_j} \sin(\theta_{ji} + \delta_i - \delta_j) \quad (6.33)$$

Incorporando el índice anterior en las ecuaciones del OPF, se adicionan las ecuaciones:

$$L_j = \sqrt{L_{jR}^2 + L_{jI}^2} \quad (6.34)$$

$$L_j < 1 \quad (6.35)$$

Por último, la función objetivo toma la siguiente forma:

$$\text{Min} \sum_{j \in PQ=1}^N L_j \quad (6.36)$$

6.6.4 Pruebas y Comparación de los VSC-OPF

Con el fin de implementar las metodologías presentadas para el flujo de carga óptimo con restricciones de estabilidad de voltaje, se utilizó el sistema de prueba IEEE de 24 nodos [102].

Se consideran despachados todos los generadores y se utiliza el valor de demanda correspondiente a la hora 19.

Para comparar los OPF implementados, se definieron como nodos de carga aquellos que no tienen generación de potencia activa ni reactiva (N3, N4, N5, N6, N8, N9, N10, N11, N12, N17, N19, N20, N24). Sin embargo, debido a que se tienen diferentes puntos de operación, un nodo con capacidad de generación podría ser no despachado y volverse un nodo de carga. Este caso no fue considerado ya que aumentaría los modos de operación del sistema (un nuevo valor propio) y complicaría la comparación entre los OPF.

6.6.4.1 Despacho de potencia activa y reactiva para cada OPF

La Tabla 6.3 presenta la comparación de los despachos económicos obtenidos aplicando las diferentes propuestas de VSC-OPF (OPF-2, OPF-3 y OPF-4) y, a su vez, comparados con el OPF sin restricciones de seguridad de voltaje (denominado en la tabla OPF-1).

La Tabla 6.4 compara el costo de operación obtenido por cada técnica. Los resultados muestran incremento en el costo operativo debido a la inclusión de las restricciones de seguridad de voltaje, indicando la necesidad de hacer redespachos con el fin de aumentar el margen de cargabilidad del sistema.

Tabla 6.3 Despacho Obtenido por las Diferentes Técnicas

	Nodo	OPF-1 (No VSC-OPF)		OPF-2		OPF-3		OPF-4	
		Pg	Qg	Pg	Qg	Pg	Qg	Pg	Qg
G1	1	0,1580	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000
G2	1	0,1580	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000
G3	1	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500
G4	1	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500
G5	2	0,1580	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000
G6	2	0,1580	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000	0,2000	0,0000
G7	2	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500
G8	2	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500	0,7600	-0,2500
G9	7	0,4240	0,4164	0,2500	0,4077	0,2500	0,6000	0,2500	0,6000
G10	7	1,0000	0,0000	0,6224	0,0000	0,2500	0,6000	0,2500	0,6000
G11	7	1,0000	0,0000	1,0000	0,0000	0,2500	0,4849	0,2500	0,4846
G12	13	0,6900	0,3355	0,6900	0,3784	0,6900	0,0000	0,6900	0,0707
G13	13	0,6900	0,0000	1,6703	0,0000	0,6900	0,0000	0,6900	0,0000
G14	13	0,6900	0,0000	1,9700	0,0000	1,9052	0,0000	1,9056	0,0000
G15	14	0,0000	0,5938	0,0000	0,6698	0,0000	-0,4226	0,0000	-0,5000
G16	15	0,0240	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600
G17	15	0,0240	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600
G18	15	0,0240	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600
G19	15	0,0240	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600
G20	15	0,0240	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600	0,1200	0,0600
G21	15	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000
G22	16	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000
G23	18	4,0000	1,0106	4,0000	1,0338	4,0000	1,2179	4,0000	1,2295
G24	21	4,0000	0,7107	4,0000	0,6664	4,0000	0,5325	4,0000	0,5443
G25	22	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,0365	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000
G26	22	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000
G27	22	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,1000
G28	22	0,5000	-0,0278	0,5000	-0,1000	0,5000	-0,0514	0,5000	-0,0498
G29	22	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000
G30	22	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000	0,5000	0,0000
G31	23	1,5500	0,8000	1,2454	0,4423	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000
G32	23	1,5500	0,1228	1,5500	0,0000	1,5500	0,8000	1,5500	0,8000
G33	23	3,5000	0,0000	1,4000	0,0000	3,5000	0,6262	3,5000	0,6130

Tabla 6.4 Costo de Operación Según Tipo de Despacho VSC-OPF

OPF	Costo
1	50968,22
2	55486,13
3	52722,90
4	52724,22

El OPF-3, muestra la solución más económica con incremento en la inyección de potencia activa en el nodo 13 (generador 14); sin embargo, esta solución es la que mayor potencia reactiva exige en el sistema. Comportamiento similar se obtiene con el OPF-4. Efecto contrario se observa con la maximización del parámetro de cargabilidad λ (OPF-2) donde exige mayor inyección de potencia activa a los generadores 13 y 14 (nodo 13) con un leve

incremento de generación reactiva en los generadores 12, 15, 23 y 25 (nodos 13, 14, 18 y 22).

En los *OPF* implementados, la carga permaneció constante, por lo tanto, las metodologías mostradas indican la necesidad de redistribuir las potencias generadas en el sistema, haciendo que generadores que no están en mérito sean despachados para aumentar el margen de cargabilidad del sistema. Lo anterior es coherente con las investigaciones realizadas en estabilidad de voltaje, donde una de las causas de la inestabilidad de voltaje, es la generación eléctricamente alejadas de las cargas.

De lo anterior, se tiene que la estabilidad de voltaje no sólo es afectada por la cantidad de reactivos en el sistema, también es afectada por la cantidad de potencia activa disponible, por lo tanto, si se desea un sistema seguro desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje se debe incrementar el costo operativo del sistema.

Debido a que se implementaron tres técnicas para mejorar la estabilidad del sistema y analizar el efecto del despacho, es necesario cuantificar los estados de operación obtenidos desde el punto de vista de la estabilidad.

Para lo anterior, se hace uso del análisis modal de la matriz Jacobiana reducida del sistema de potencia. Los valores propios de la matriz Jacobiana reducida identifican diferentes modos a través de los cuales el sistema puede volverse inestable y sus magnitudes proveen una medida relativa de proximidad a la inestabilidad. Los valores propios son interpretados de la siguiente manera: si todos los valores propios son positivos, indica que el sistema es estable en voltaje y entre menor sea su magnitud más cerca se encuentra de la inestabilidad; si al menos uno de los valores propios es igual a cero, esto indica que la estabilidad de voltaje del sistema se encuentra en un punto crítico y si al menos uno de los valores propios es negativo, el sistema ha pasado el punto crítico de estabilidad de voltaje.

La Tabla 6.5 presenta el comportamiento de los valores propios obtenidos para el sistema IEEE-RTS en la condición de demanda máxima por los tres métodos de VSC-OPF tratados y se comparan con el OPF sin restricciones de seguridad de voltaje (OPF-1).

Tabla 6.5 Valores Propios de J_R según Despacho Obtenido por VSC-OPF

Modo	OPF-1	OPF-2	OPF-3	OPF-4
1	127,4736	127,4977	127,6653	127,6502
2	100,8197	100,4902	102,4802	102,4623
3	86,0634	86,3731	86,3273	86,0121
4	63,3369	63,6286	63,5491	63,276
5	58,1575	58,3923	58,8045	58,5883
6	9,1157	9,1172	9,0278	8,9898
7	11,9753	12,0235	12,0946	12,0681
8	15,6746	15,7341	15,7744	15,7498
9	25,2562	25,0884	26,0005	25,9437
10	22,0427	22,146	22,3095	22,2688
11	36,566	36,6118	36,9041	36,807
12	41,8753	41,9751	42,0571	41,9376
13	47,0555	46,9229	47,7956	47,7866

Tabla 6.6 Variación de los Valores Propios de J_R respecto al Caso Base

Modo	OPF-1	OPF-2	OPF-3	OPF-4
1	127,4736	0,0241	0,1917	0,1766
2	100,8197	-0,3295	1,6605	1,6426
3	86,0634	0,3097	0,2639	-0,0513
4	63,3369	0,2917	0,2122	-0,0609
5	58,1575	0,2348	0,6470	0,4308
6	9,1157	0,0015	-0,0879	-0,1259
7	11,9753	0,0482	0,1193	0,0928
8	15,6746	0,0595	0,0998	0,0752
9	25,2562	-0,1678	0,7443	0,6875
10	22,0427	0,1033	0,2668	0,2261
11	36,566	0,0458	0,3381	0,2410
12	41,8753	0,0998	0,1818	0,0623
13	47,0555	-0,1326	0,7401	0,7311

La Tabla 6.6 presenta la variación de los valores propios con respecto al caso base. En estas tablas, se observa como los valores propios tienden a aumentar con cada VSC-OPF, sin embargo, cada OPF no incrementa la totalidad de valores propios y se observa que en algunos la variación es negativa.

La metodología de máxima cargabilidad del sistema, utilizando el parámetro λ , muestra ser una herramienta más eficiente que aquellas que intentan maximizar índices, ya que con un incremento moderado en el costo operativo, aumenta el margen de cargabilidad del sistema.

6.6.4.2 Comportamiento de la generación de potencia activa y reactiva

La Figura 6.3 compara los despachos de potencia activa en cada generador de acuerdo al OPF empleado; mientras que la Figura 6.4 presenta la comparación de potencias reactivas generadas.

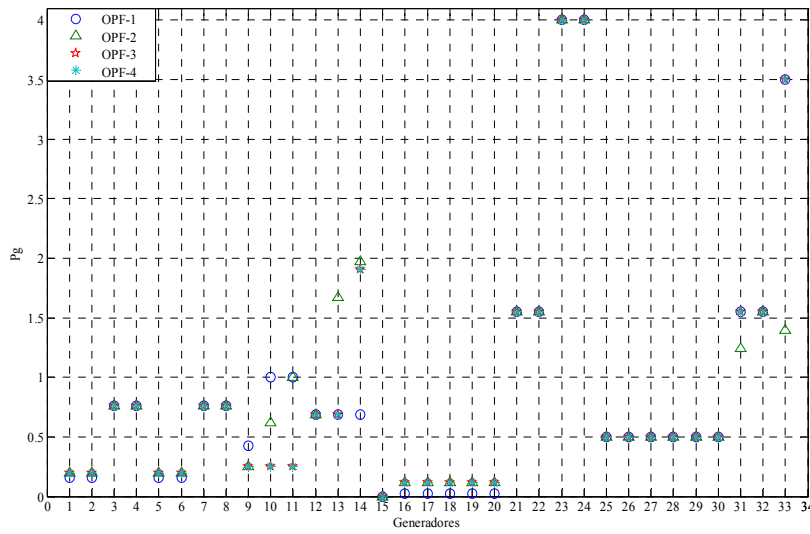


Figura 6.3 Potencia Activa Generada

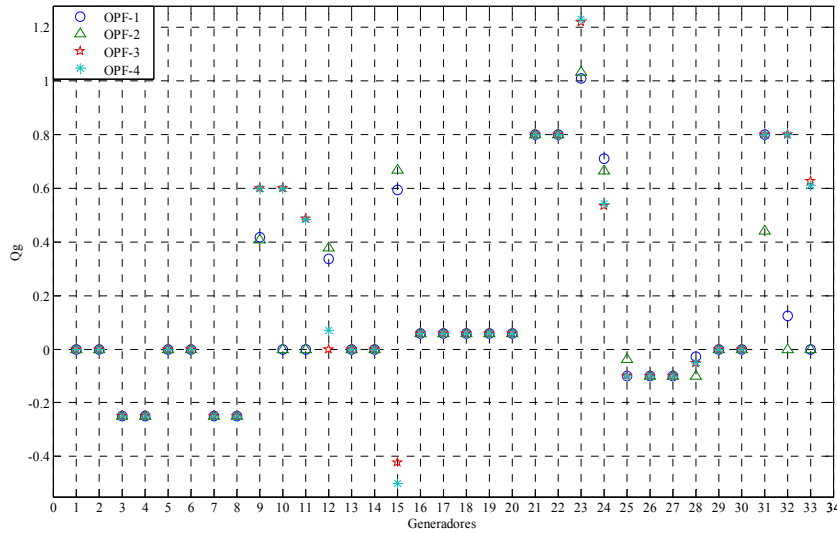


Figura 6.4 Potencia Reactiva Generada

En estas figuras, se observa cómo las diferentes metodologías de VSC-OPF requieren la inyección de potencia activa y reactiva en puntos estratégicos del sistema; por ejemplo, en el nodo 13 se exige mayor potencia activa (generadores 13 y 14) y en el nodo 7, 18 y 23 mayor potencia reactiva (generadores 9, 10, 11, 23 y 33).

6.6.4.3 Perfiles de Voltaje según VSC-OPF

La Figura 6.5 muestra el comportamiento del perfil de voltaje en los nodos del sistema obtenidos en los cuatro casos de OPF empleados (uno normal y tres con restricciones de seguridad de voltaje). Se observa, que algunos nodos aumentan su perfil de tensión para aumentar el margen de cargabilidad del sistema.

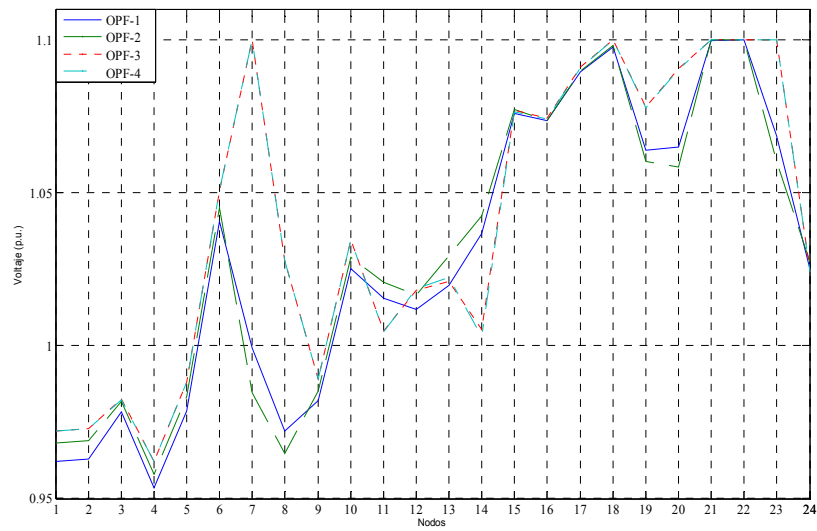


Figura 6.5 Perfiles de Voltaje Según VSC-OPF

Finalmente, el incremento de la seguridad en el sistema, desde el punto de vista de la estabilidad, requiere de un punto de operación con altos perfiles de tensión, lo que implica incremento en la generación de potencia activa y reactiva.

7. PLANEAMIENTO “DAY AHEAD” - INTEGRACIÓN VSC-OPF Y SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS

El Capítulo 6 ha presentado en detalle las metodologías para realizar el despacho económico empleando herramientas computacionales conocidas como OPF. Igualmente, se ha presentado las características del despacho cuando al OPF se le incluyen restricciones de seguridad de voltaje (sección 6.6), conocido como VSC-OPF.

Si bien las diferentes alternativas del VSC-OPF se han analizado en la sección 6.6, es necesario integrar estas con el procedimiento de planeación de día en avance o “*Day Ahead*” que incluye analizar (programar) el despacho las 24 horas y analizar las restricciones que pueden ser impuestas por las contingencias, en este caso de seguridad de voltaje.

Para ello, en este capítulo se hace una integración de las metodologías de VSC-OPF junto con el análisis de contingencias que hayan sido seleccionadas por su importancia con base en el criterio dado por el IBPF presentado en la sección 3.5. El objetivo de esto último es evitar hacer un análisis exhaustivo de contingencias con el VSC-OPF y 24 horas; sino que el análisis sea objetivo y limitado a aquellas contingencias críticas que impactan en las decisiones de optimización del VSC-OPF.

7.1 Algoritmo de Integración IBPF-VSC-OPF

Con el fin de integrar las metodologías VSC-OPF junto con el análisis de contingencias de acuerdo al criterio dado por el índice IBPF, se presenta el algoritmo planteado en la Figura 7.1.

Se inicia el proceso teniendo los datos del sistema de potencia, con todos los generadores disponibles y sus respectivos costos. Para proceder a realizar el cálculo del OPF-Minimo costo, teniendo en cuenta tres demandas diferentes, cada una correspondiente a una distinta hora – carga máxima, carga media y carga mínima – esto se realiza debido a que de acuerdo con los estudios realizados anteriormente, se evidencia que el comportamiento del sistema es similar en cuanto a contingencias críticas de estabilidad de voltaje en grupos de horas del día asociados a niveles de demanda, así se pueden clasificar tres horas típicas representativas que dan una buena aproximación a la selección de contingencias críticas del sistema a lo largo de las 24 horas.

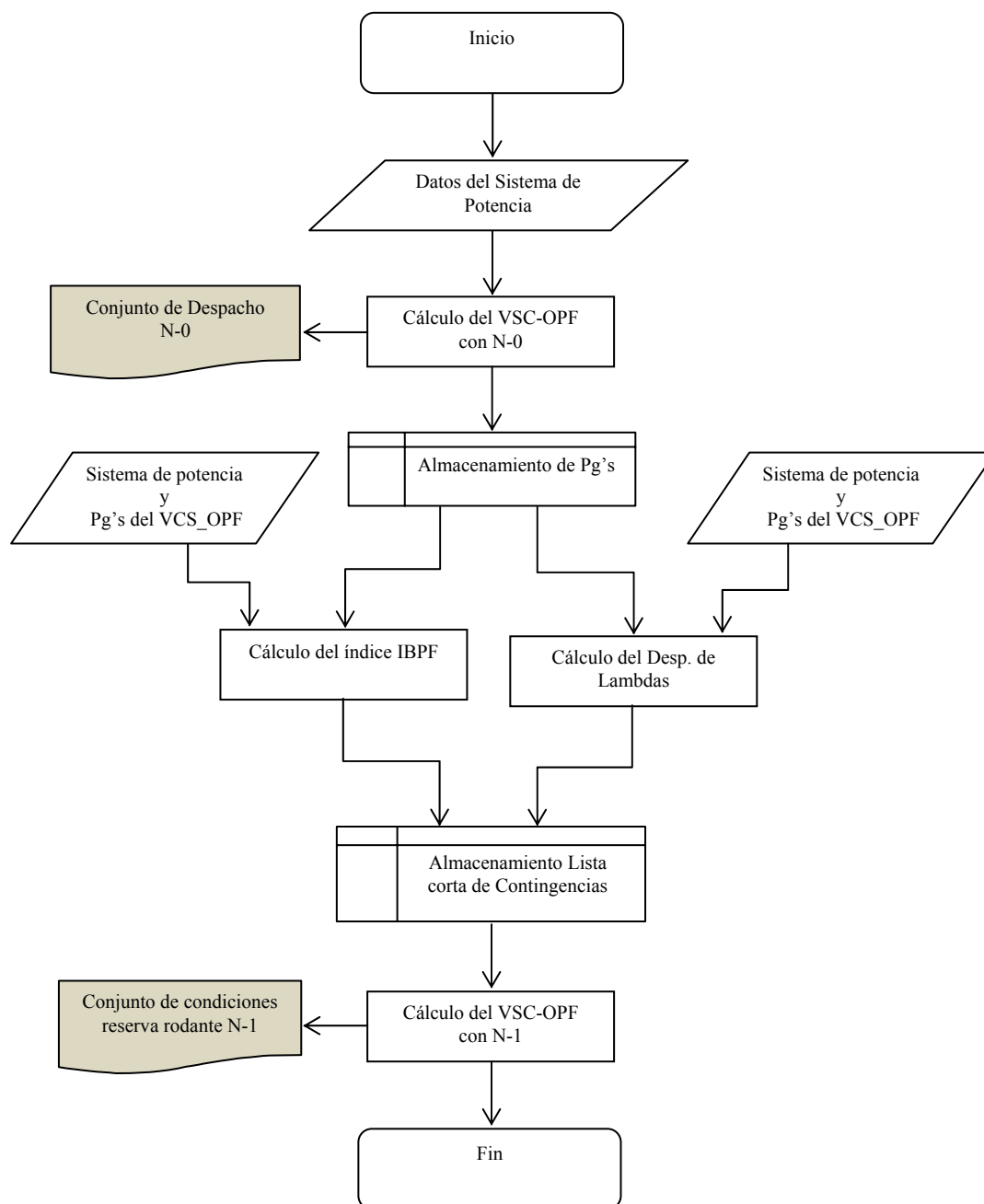


Figura 7.1 Algoritmo de Integración IBPF-VSC-OPF

El análisis del OPF-Mínimo costo, permite tener el conjunto de despacho N-0, en el cual se clasifican los generadores que económica y operativamente permiten un óptimo funcionamiento del sistema en condiciones normales. Asimismo, se almacena la información de las potencias activas de los generadores para luego hacer la selección de contingencias críticas del sistema.

Ahora se procede a calcular el índice IBPF con la finalidad de seleccionar las contingencias críticas dadas las condiciones halladas por el VSC-OPF, para tal análisis se toman las potencias activas de los generadores para las tres horas planteadas anteriormente, obteniéndose así las ramas cuya contingencia es crítica para la seguridad del sistema.

Así mismo, se calcula el desplazamiento de la sensibilidad modal QV dada la contingencia de las distintas ramas del sistema, esto puede realizarse por medio de la metodología desarrollada en la sección 5.1, en la cual se realiza el cálculo de la matriz de susceptancias para aproximarla a la matriz Jacobiana reducida J_R . Ya habiendo calculado el desplazamiento, se tiene por ende el impacto de cada contingencia dentro del sistema, complementando la información obtenida por el índice IBPF, creando de esta forma una lista corta de contingencias críticas para el sistema.

Finalmente, se procede a realizar el análisis por VSC-OPF en condiciones N-1, donde las contingencias analizadas son las de la lista corta, obtenida del análisis por IBPF y desplazamiento de la sensibilidad modal QV más crítica. De esta forma, no se están analizando todas las ramas del sistema, lo cual sería ineficiente, sino únicamente las que se consideran que tendrían un mayor impacto en la seguridad de voltaje del sistema. Después de haber realizado este análisis se tiene un conjunto de condiciones de reserva rodante para las tres horas analizadas en el sistema.

7.2 Pruebas de la Metodología

7.2.1 Despacho Condición Normal N-0

Para realizar la prueba del algoritmo, se utilizó el sistema de prueba IEEE de 118 nodos y los algoritmos de evaluación se programaron en Matlab empleando algunas de las rutinas del programa PSAT [79]. El análisis del caso de prueba consumió 0,2969 segundos de CPU en un PC de las características indicadas en la sección anterior.

En la Tabla 7.1 se resumen los resultados obtenidos, que básicamente son las potencias activas generadas - en p.u.- en cada nodo para las tres horas de operación (carga máxima, carga media y carga mínima). Donde se observa que los mismos generadores están activos en los tres periodos de tiempo. Sin embargo, varía la potencia generada, por ejemplo: el generador en el nodo 65, donde a medida que baja la carga demandada, disminuye la potencia generada.

De esta forma, se obtuvo el conjunto de potencias para el despacho óptimo del sistema en condiciones N-0. Estos resultados son utilizados para hacer estudios de “ranking” de contingencias en condiciones normales del sistema.

Tabla 7.1 Potencias Activas de Generadores dadas por el VSC-OPF

Generador	Pgen Hora 1	Pgen Hora 2	Pgen Hora 3	Generador	Pgen Hora 1	Pgen Hora 2	Pgen Hora 3
1	0,00	0,00	0,00	65	4,20	1,70	1,00
4	0,05	0,05	0,05	66	1,00	1,00	1,00
6	0,00	0,00	0,00	69	3,00	3,00	1,43
8	0,05	0,05	0,05	70	0,00	0,00	0,00
10	1,50	1,50	1,50	72	0,10	0,10	0,10
12	3,00	3,00	3,00	73	0,30	0,30	0,30
15	0,00	0,00	0,00	74	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00	76	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	77	0,00	0,00	0,00
24	0,30	0,30	0,05	80	3,00	1,50	1,50
25	2,55	1,00	1,00	85	0,00	0,00	0,00
26	3,50	3,50	1,00	87	1,77	1,14	1,00
27	0,30	0,30	0,30	89	2,00	2,00	2,00
31	0,08	0,08	0,08	90	0,20	0,20	0,20
32	0,00	0,00	0,00	91	0,50	0,50	0,20
34	0,00	0,00	0,00	92	0,00	0,00	0,00
36	0,00	0,00	0,00	99	1,00	1,00	1,00
40	0,08	0,08	0,08	100	1,00	1,00	1,00
42	0,08	0,08	0,08	103	0,20	0,20	0,08
46	0,25	0,25	0,25	104	0,00	0,00	0,00
49	2,50	2,50	2,50	105	0,00	0,00	0,00
54	0,50	0,50	0,50	107	0,20	0,20	0,08
55	0,00	0,00	0,00	110	0,00	0,00	0,00
56	0,00	0,00	0,00	111	1,00	1,00	0,25
59	0,50	0,50	0,50	112	1,00	1,00	0,65
61	0,65	0,50	0,50	113	1,00	0,76	0,25
62	0,00	0,00	0,00	116	0,50	0,50	0,50

7.2.2 Selección de Contingencias

Al aplicar entonces los resultados obtenidos por el VSC-OPF en el análisis de ranking de contingencias con el índice IBPF se obtienen los resultados de la Tabla 7.2 para la condición de demanda máxima, la Tabla 7.3 para la condición de demanda media y la Tabla 7.4 para la condición de demanda mínima.

El análisis del caso de prueba consumió 1,875 segundos de CPU. De acuerdo con los resultados, las variaciones entre las tres horas de operación no son muy notorias, siendo por ejemplo que la rama 38 (26-30) sólo se considera crítica para la hora con máxima carga. En cuanto a los valores porcentuales son muy comparables, siendo el máximo valor 9,26% para la máxima carga, 8,86% para la carga media y 8,52% para la mínima carga. A pesar que son diferentes los valores, se hace evidente la necesidad de tener un análisis del sistema en por lo menos dos condiciones de demanda.

Tabla 7.2 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga máxima

Inicial	Final	IBPF Area 1	Inicial	Final	IBPF Area 2	Inicial	Final	IBPF Area 3
86	87	9,2607%	86	87	9,2561%	86	87	9,2503%
9	10	7,6387%	9	10	7,6359%	9	10	7,7068%
8	9	6,9477%	8	9	6,9427%	8	9	7,0072%
68	69	5,2042%	68	69	5,2068%	68	69	5,2538%
85	86	4,3143%	85	86	4,3121%	26	30	4,3515%
26	30	4,2533%	26	30	4,3121%	85	86	4,2755%
38	65	3,9140%	38	65	3,8744%	38	65	3,9152%
8	5	3,5196%	8	5	3,5127%	8	5	3,5454%
64	65	3,2420%	64	65	3,2419%	64	65	3,2711%
69	77	2,5200%	69	77	2,5195%	69	77	2,5426%
89	92	2,4910%	89	92	2,4897%	89	92	2,5080%
49	69	2,0160%	49	69	2,0211%	49	69	2,0365%
47	69	1,8441%	47	69	1,8425%	47	69	1,8633%
30	17	1,6626%	30	17	1,6456%	30	17	1,6610%
65	66	1,6235%	65	66	1,6229%	65	66	1,6378%
49	66	1,5007%	49	66	1,4947%	49	66	1,5125%
49	66	1,5007%	49	66	1,4947%	49	66	1,5125%

Tabla 7.3 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga media

Inicial	Final	IBPF Area 1	Inicial	Final	IBPF Area 2	Inicial	Final	IBPF Area 3
9	10	8,8100%	9	10	8,7753%	9	10	8,8631%
8	9	8,0076%	8	9	7,9787%	8	9	8,0585%
38	65	5,5695%	38	65	5,5528%	38	65	5,6079%
68	69	5,4665%	68	69	5,4465%	68	69	5,5014%
8	5	4,4939%	8	5	4,4799%	8	5	4,5247%
86	87	4,2635%	86	87	4,2487%	86	87	4,2821%
89	92	2,9483%	89	92	2,9381%	89	92	2,9687%
25	27	2,5816%	25	27	2,5886%	25	27	2,6145%
49	66	2,2170%	49	66	2,2130%	49	66	2,2324%
49	66	2,2170%	49	66	2,2130%	49	66	2,2324%
30	17	2,1153%	30	17	2,1200%	30	17	2,1412%
69	77	1,9978%	69	77	1,9909%	69	77	2,0102%
85	86	1,7968%	85	86	1,7906%	85	86	1,7020%
30	38	1,6402%	30	38	1,6388%	30	38	1,6552%
42	49	1,5744%	42	49	1,5716%	42	49	1,5879%
42	49	1,5744%	42	49	1,5716%	42	49	1,5879%
23	25	1,5028%	89	90	1,4933%	89	90	1,5084%
89	90	1,4985%	23	25	1,4889%	23	25	1,5038%

Tabla 7.4 Ordenamiento de Contingencias Simples por IBPF con carga mínima

Inicial	Final	IBPF Area 1	Inicial	Final	IBPF Area 2	Inicial	Final	IBPF Area 3
9	10	8,4868%	9	10	8,4776%	9	10	8,5272%
8	9	7,7192%	8	9	7,7080%	8	9	7,7531%
26	30	6,3946%	26	30	6,4032%	26	30	6,4417%
38	65	5,2172%	38	65	5,1982%	38	65	5,2335%
8	5	4,6238%	8	5	4,6175%	8	5	4,6446%
25	27	3,9381%	25	27	3,9456%	25	27	3,9688%
86	87	3,1392%	86	87	3,1354%	86	87	3,0744%
89	92	2,7273%	89	92	2,7240%	89	92	2,7386%
23	25	2,6014%	23	25	2,6074%	23	25	2,6219%
49	66	2,2827%	49	66	2,2809%	49	66	2,2934%
49	66	2,2827%	49	66	2,2809%	49	66	2,2934%
38	37	2,1831%	38	37	2,1908%	38	37	2,2062%
30	17	2,1657%	30	17	2,1675%	30	17	2,1802%
42	49	1,6239%	42	49	1,6217%	42	49	1,6326%
42	49	1,6239%	42	49	1,6217%	42	49	1,6326%
68	69	1,5751%	68	69	1,5763%	68	69	1,5821%
89	90	1,5389%	89	90	1,5370%	89	90	1,5458%
69	70	1,5013%	69	70	1,4961%	69	70	1,5071%

Tabla 7.5 Impacto de las contingencias en el Sistema

CARGA MÁXIMA			CARGA MEDIA			CARGA MÍNIMA		
Ini	Fin	Desplazamiento	Ini	Fin	Desplazamiento	Ini	Fin	Desplazamiento
19	20	68,040%	19	20	68,040%	19	20	68,040%
34	43	55,808%	34	43	55,808%	34	43	55,808%
22	23	55,018%	22	23	55,018%	22	23	55,018%
44	45	53,480%	44	45	53,480%	44	45	53,480%
20	21	44,278%	20	21	44,278%	20	21	44,278%
53	54	43,804%	53	54	43,804%	53	54	43,804%
51	52	32,570%	51	52	32,570%	51	52	32,570%
56	58	27,217%	56	58	27,217%	56	58	27,217%

Por otro lado, en la Tabla 7.5 se resumen los resultados del estudio del desplazamiento lambda para las diferentes ramas del sistema. El análisis del caso de prueba consumió 2,9375 segundos de CPU.

Los resultados de las tres horas de operación son similares, esto se debe a que básicamente la topología del sistema no cambió y los mismos generadores siguen alimentando al sistema. Por otro lado, las ramas con mayor impacto son principalmente las que sirven de interconexión entre áreas y aquellas que hacen parte de anillos, tales como las ramas entre los nodos: 34-43, 53-54, 51-52 y 56-58.

7.2.3 OPF con Restricciones de Seguridad de Voltaje

La Tabla 7.6 presenta los despachos económicos para las 10 primeras contingencias del listado, de las 32 analizadas. En dicha tabla sólo se presentan los generadores que quedan programados para ser despachados y el costo total del despacho. Como se puede observar el

costo de despacho se incrementa con respecto al caso base (condición N-0). El incremento en promedio es del 12,3%. El máximo incremento en el costo de despacho en algún escenario N-1 es de 17,3% el cual se presenta en varias contingencias. Es importante, resaltar que el despacho en condición N-1 tiene una desviación estándar de tan solo 2,0%.

Tabla 7.6 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Máxima

		Contingencia										
		Base	8 8-5	25 19-20	27 20-21	29 22-23	31 23-25	33 25-27	36 30-17	38 26-30	51 38-37	54 30-38
P _{gen}	Costo==> Máquina	485,1	540,6	565,8	550,2	556,1	539,0	569,1	544,8	546,1	556,9	535,7
	4	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	8	0,1	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1
	10	1,5	1,5	2,5	2,2	1,5	2,2	2,5	2,3	2,0	2,8	2,2
	12	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	24	0,3	0,3	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
	25	2,6	1,8	1,0	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	1,5
	26	3,5	3,5	1,0	1,0	1,0	1,6	1,0	1,3	1,0	1,0	1,2
	27	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3
	31	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3
	40	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	42	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	46	0,3	0,8	1,0	0,3	1,0	0,3	1,0	0,5	0,3	0,3	0,3
	49	2,5	2,1	2,5	0,5	2,1	0,5	2,5	1,8	0,5	2,5	0,5
	54	0,5	2,5	2,5	0,8	2,3	0,5	2,2	0,5	0,9	2,1	0,5
	59	0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	61	0,7	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,5	2,0
	65	4,2	2,0	3,0	4,2	1,5	4,2	2,7	4,2	4,2	1,0	4,2
	66	1,0	1,0	4,2	4,2	1,7	3,1	4,2	4,2	4,2	4,2	3,3
	69	3,0	1,5	0,8	2,0	1,6	3,0	0,8	0,8	1,8	3,0	3,0
	72	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
	73	0,3	0,3	0,1	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
	80	3,0	3,0	1,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	1,6	3,0
	87	1,8	1,0	1,0	1,2	1,0	1,2	1,6	1,2	1,2	1,6	1,2
	89	2,0	1,6	1,3	2,0	2,0	2,0	0,5	1,4	2,0	2,0	2,0
	90	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
	91	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
	99	1,0	1,0	1,5	1,3	1,5	1,3	1,1	1,1	1,3	1,9	1,3
	100	1,0	2,0	1,2	2,0	3,0	2,0	2,3	1,4	1,4	2,9	1,4
	103	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	107	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	111	1,0	0,3	0,3	0,8	0,3	0,8	0,3	0,8	0,8	0,3	0,8
	112	1,0	0,5	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	1,0	1,0	0,3	1,0
	113	1,0	0,3	1,0	0,7	1,0	0,3	1,0	0,9	0,9	0,3	0,3
	116	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,5

La Tabla 7.7 presenta los despachos económicos para las 10 primeras contingencias del listado en condición de demanda media, de las 32 analizadas. En dicha tabla sólo se presentan los generadores que quedan programados para ser despachados y el costo total del despacho. Como se puede observar el costo de despacho se incrementa con respecto al caso base (condición N-0). El incremento en promedio es del 14,3%. El máximo

incremento en el costo de despacho en algún escenario N-1 es de 18,4% el cual se presenta en varias contingencias. Es importante resaltar que el despacho en condición N-1 tiene una desviación estándar de de 1,4%.

Tabla 7.7 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Media

		Contingencia										
		Base	8	25	27	29	31	33	36	38	51	54
		8-5	19-20	20-21	22-23	23-25	25-27	30-17	26-30	38-37	30-38	
	Costo==> Máquina	396,8	457,5	462,3	456,7	457,6	452,4	456,3	451,1	460,1	437,6	454,8
Pgen	4	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3
	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	10	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,5
	12	3,0	2,0	3,0	2,8	2,8	2,8	3,0	3,0	2,7	3,0	2,8
	24	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3
	25	1,0	1,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0
	26	3,5	3,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	27	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3
	31	0,1	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1	0,3
	40	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	42	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	46	0,3	0,6	1,0	0,5	1,0	0,6	1,0	0,6	0,4	0,3	0,5
	49	2,5	1,3	2,5	1,1	2,0	1,3	2,5	1,3	0,5	2,5	0,9
	54	0,5	2,5	2,1	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,7	1,5	1,6
	59	0,5	2,0	2,0	2,0	1,9	2,0	0,9	2,0	2,0	0,5	2,0
	61	0,5	1,1	0,5	2,0	1,4	1,4	1,9	1,3	2,0	0,5	1,3
	62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	65	1,7	1,0	1,0	4,2	1,2	3,3	1,0	4,0	4,2	1,0	4,2
	66	1,0	1,0	3,9	1,1	1,2	1,0	4,2	1,0	1,6	4,2	1,0
	69	3,0	0,9	0,8	0,8	0,9	1,1	0,8	0,8	0,8	3,0	0,8
	72	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3
	73	0,3	0,3	0,3	0,1	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,3
	80	1,5	3,0	1,5	2,0	3,0	2,7	1,5	2,1	2,2	1,5	2,5
	87	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,0	1,0	1,3	1,0
	89	2,0	1,2	1,2	1,3	1,5	1,4	1,2	1,4	1,4	2,0	1,4
	90	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
	91	0,5	0,3	0,2	0,4	0,2	0,3	0,5	0,3	0,3	0,5	0,3
	99	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,0
	100	1,0	1,4	1,2	1,6	2,4	1,6	1,5	1,6	1,6	1,1	1,6
	103	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2
	107	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2
	111	1,0	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	112	1,0	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4
	113	0,8	0,3	1,0	0,4	0,9	0,3	1,0	0,7	0,7	0,3	0,3
	116	0,5	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,5	0,3	0,5

De igual forma, la Tabla 7.8 presenta los despachos económicos para las 10 primeras contingencias del listado en condición de demanda mínima, de las 32 analizadas. En dicha tabla sólo se presentan los generadores que quedan programados para ser despachados y el costo total del despacho. Como se puede observar el costo de despacho se incrementa con respecto al caso base (condición N-0). El incremento en promedio es del 13,67%. El máximo incremento en el costo de despacho en algún escenario N-1 es de 14,3% el cual se presenta en varias contingencias. La desviación estándar es del 0,5%.

Tabla 7.8 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Mínima

		Contingencia										
		Base	7 8-9	8 8-5	9 9-10	25 19-20	27 20-21	29 22-23	31 23-25	33 25-27	36 30-17	38 26-30
Pgen	Costo=> Máquina	313,8	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9	356,9
	4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	10	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	12	3,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	24	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	25	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	26	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	27	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	31	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	40	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	42	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	46	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	49	2,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	54	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	59	0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	61	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	65	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	66	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	69	1,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	72	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	73	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	80	1,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
	87	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	89	2,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	90	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	91	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	99	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	100	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	103	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	107	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	111	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	112	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	113	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	116	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Así, la Figura 7.2 compara el costo de despacho para cada condición de demanda frente al costo de despacho sin considerar restricciones de seguridad de estabilidad de voltaje.

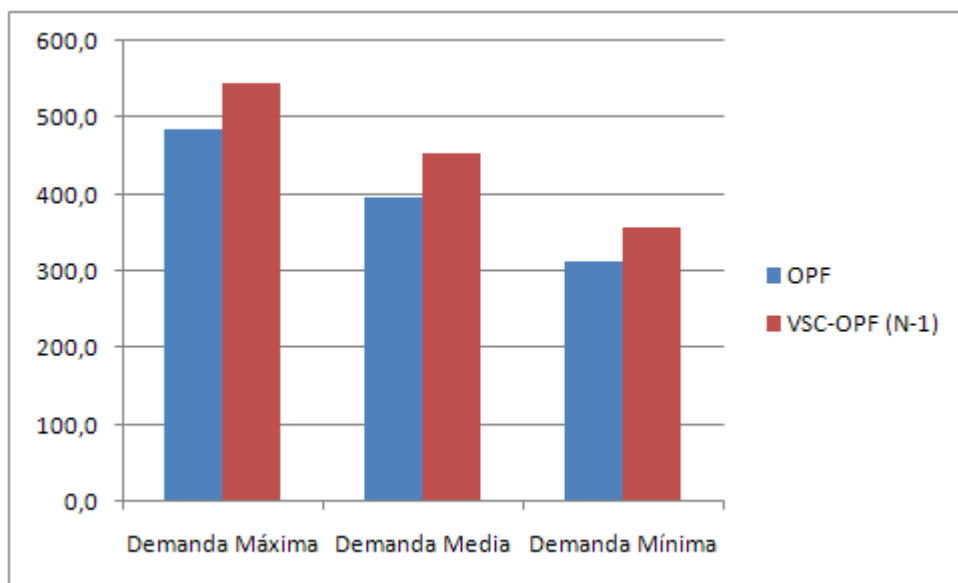


Figura 7.2 Costo Despacho Sistema IEEE 118 Nodos – VSC-OPF (N-1) vs. OPF

7.2.4 *Estapa de Análisis de los Resultados*

Respecto a los resultados obtenidos, se puede considerar lo siguiente:

- **Despacho económico (OPF – Mínimo costo)**

Cuando se hace un despacho, cuya finalidad es la operación económica del sistema, la prioridad económica del despacho hace que algunos elementos del sistema operen cerca de sus límites térmicos. En la Figura 7.3 se observa como la línea 54, línea que conecta los nodos 30 – 38 y que conecta las áreas 1 y 2, se encuentra en su capacidad máxima. Esto ocurre ya que se despacha los recursos más económicos utilizando al máximo la capacidad de transmisión.

Aunque este punto de operación se encuentra lejos del punto de inestabilidad de voltaje, es un punto de operación que no permite sobrecargar el sistema ya que violaría límites operativos de calidad. Condición que debe tenerse en cuenta en el análisis operativo de un sistema.

- **Despacho económico (OPF – Maximiza cargabilidad) sin contingencias**

Ante un despacho que maximiza la cargabilidad del sistema, la prioridad es poder llevar al sistema a su valor máximo de carga sin que se vuelva inestable y sin que se violen límites operativos de calidad, por lo tanto, la generación es redespachada con la finalidad de que los elementos del sistema operen lejos de sus límites térmicos. Es importante anotar que el punto de inestabilidad del sistema se obtiene mucho después de violar los límites operativos del sistema (cargabilidad de los elementos y perfiles de tensión). En la Figura 7.4 se observa como el elemento más cargado del sistema es la línea 7, línea que conecta los

nodos 8 – 9 en el área 1, con una cargabilidad de 52%. Las demás líneas, se observa que operan por debajo de la mitad de su capacidad de transmisión, por lo tanto, este sistema se puede cargar mucho más que el primero sin que viole límites operativos.

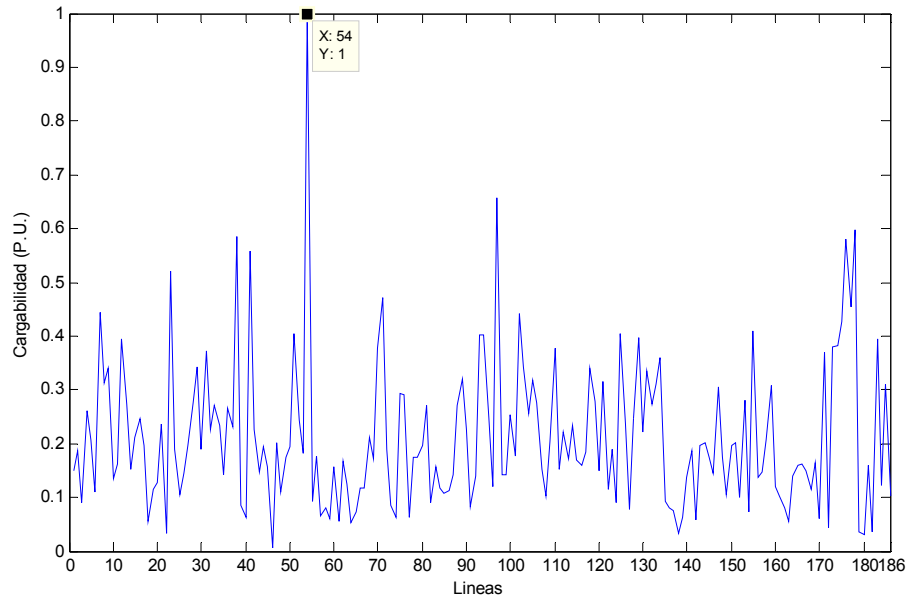


Figura 7.3 Cargabilidad de las líneas para el despacho económico Sistema IEEE 118 Nodos – OPF Mínimo Costo

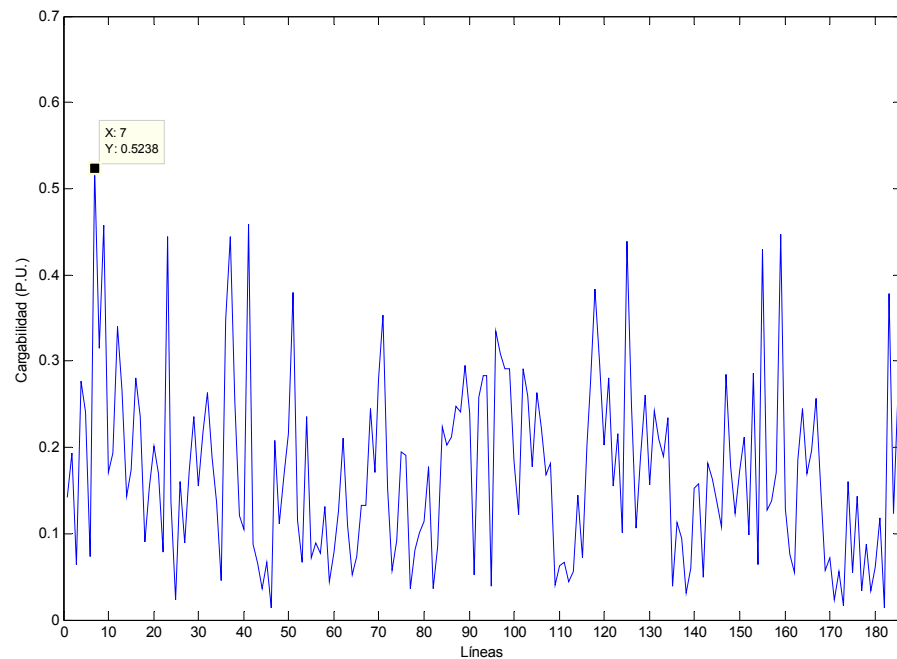


Figura 7.4 Cargabilidad de las líneas para el despacho económico Sistema IEEE 118 Nodos – OPF Maximización de la Cargabilidad

- **Despacho económico (OPF – Maximiza cargabilidad) con contingencias – Escenario de demanda máxima –**

La Tabla 7.9 presenta para cada contingencia realizada las 5 líneas más sobrecargadas del sistema, se analiza el efecto en la cargabilidad del sistema y el mínimo valor propio del jacobiano reducido. Es importante anotar que el despacho maximiza la cargabilidad del sistema considerando la contingencia; por lo tanto, aunque el costo operativo es similar entre todos los despachos ante contingencias (alrededor de 540), el despacho y la cargabilidad final del sistema depende de la topología actual de la red y la distribución de los flujos ante la contingencia. De dicha tabla se observa que:

- i. Los sistemas que presentan menor cargabilidad en sus líneas, permiten alimentar mayor cantidad de potencia.
- ii. La cargabilidad final del sistema se obtiene cuando se viola un límite operativo (capacidad de una línea de transmisión o un perfil de voltaje).
- iii. Existen 21 escenarios que tienen un valor de λ_{min} próximo a 3,9; 4 escenarios con un valor λ_{min} próximo a 1,6 y 3 escenarios con un valor λ_{min} próximo a 2,1. Por lo tanto, son sistemas que desde el punto de vista de la estabilidad son similares y se encuentran a una distancia similar del punto de inestabilidad; sin embargo, la pendiente de la curva para llegar al límite de estabilidad son diferentes y en algunos casos se violan los límites técnicos operativos más rápido que en otros. La Figura 7.5 muestra cómo el mismo sistema, ante condiciones de operación diferentes (topología y/o despacho) tienen el mismo punto de cargabilidad máxima, sin embargo, la cargabilidad operativa del sistema es diferente ya que se violan los límites técnicos operativos más rápido en un sistema que en el otro.
- iv. Por último, la cargabilidad final del sistema depende de la forma en que se hace el despacho para operar el sistema con sus equipos lejos de sus límites operativos, de tal forma, que posteriormente puedan operar dentro de sus límites operativos a medida que se incrementa la carga. Respecto a los perfiles de tensión, el comportamiento es el mismo, un escenario de altos perfiles de tensión favorece el incremento de la carga del sistema.

Tabla 7.9 Despachos Económicos condición N-1, Sistema IEEE 118 Nodos, Demanda Mínima

Conting. 8		Conting. 25		Conting. 27		Conting. 29	
37	0,88474	37	0,72034	7	0,52475	155	0,62638
54	0,82893	104	0,71206	37	0,46713	78	0,60701
78	0,64695	159	0,70884	159	0,46273	41	0,57651
12	0,60113	78	0,66230	23	0,46196	23	0,53890
41	0,55504	119	0,59460	9	0,45894	178	0,52769
Carg.	0,13410	Carg.	0,40930	Carg.	1,15420	Carg.	0,20910
$\lambda_{\min}$	3,94790	$\lambda_{\min}$	1,20360	$\lambda_{\min}$	2,19390	$\lambda_{\min}$	1,66350

Conting. 31		Conting. 33		Conting. 36		Conting. 38	
7	0,52859	37	0,60028	7	0,53728	7	0,50561
9	0,46414	41	0,59533	54	0,51280	41	0,47108
159	0,45207	104	0,58396	37	0,48192	37	0,46872
23	0,45194	159	0,57989	9	0,47580	159	0,45909
30	0,44412	78	0,57510	178	0,46993	177	0,45420
Carg.	1,21160	Carg.	0,69200	Carg.	1,15590	Carg.	1,14940
$\lambda_{\min}$	3,81140	$\lambda_{\min}$	3,97720	$\lambda_{\min}$	3,97180	$\lambda_{\min}$	3,96600

Conting. 51		Conting. 54		Conting. 60		Conting. 61	
37	0,62419	7	0,52737	153	0,85432	155	0,66675
7	0,61065	41	0,46555	155	0,84428	178	0,52195
41	0,58268	9	0,46250	159	0,78940	41	0,49580
159	0,58136	37	0,45060	97	0,74631	23	0,47998
23	0,57661	159	0,44850	178	0,70127	153	0,46926
Carg.	0,70630	Carg.	1,20470	Carg.	0,16780	Carg.	0,29180
$\lambda_{\min}$	3,96220	$\lambda_{\min}$	3,97180	$\lambda_{\min}$	1,62810	$\lambda_{\min}$	1,73730

Conting. 66		Conting. 67		Conting. 72		Conting. 74	
7	0,52453	7	0,52453	155	0,64941	78	0,71085
41	0,46147	41	0,46147	78	0,48950	155	0,66241
9	0,458640	9	0,45864	178	0,48649	159	0,51597
23	0,447395	23	0,44740	41	0,46834	178	0,49481
159	0,44584	159	0,44584	23	0,45941	153	0,48868
Carg.	1,21700	Carg.	1,21700	Carg.	0,19770	Carg.	0,12090
$\lambda_{\min}$	3,97160	$\lambda_{\min}$	3,97160	$\lambda_{\min}$	2,50050	$\lambda_{\min}$	2,05240

Conting. 96		Conting. 97		Conting. 98		Conting. 99	
54	0,55598	7	0,52176	7	0,52242	7	0,52242
41	0,55330	41	0,45619	9	0,45578	9	0,45578
159	0,53922	9	0,45487	41	0,45539	41	0,45539
178	0,53735	125	0,44827	125	0,44872	125	0,44872
155	0,53444	103	0,44784	159	0,44342	159	0,44342
Carg.	0,82620	Carg.	1,24890	Carg.	1,25040	Carg.	1,25040
$\lambda_{\min}$	3,95820	$\lambda_{\min}$	3,97280	$\lambda_{\min}$	3,97290	$\lambda_{\min}$	3,97290

Conting. 102		Conting. 105		Conting. 106		Conting. 107	
7	0,52164	7	0,52293	7	0,52332	7	0,52218
41	0,45657	41	0,45859	41	0,45798	125	0,46157
9	0,45472	9	0,45647	9	0,45700	41	0,45864
37	0,44521	23	0,44402	159	0,44651	9	0,45545
92	0,44471	37	0,44277	23	0,44401	37	0,44373
Carg.	1,24630	Carg.	1,24640	Carg.	1,23690	Carg.	1,23820
$\lambda_{\min}$	2,25000	$\lambda_{\min}$	3,97220	$\lambda_{\min}$	3,97230	$\lambda_{\min}$	3,97150

Conting. 108		Conting. 119		Conting. 139		Conting. 141	
7	0,52035	7	0,52341	7	0,52368	7	0,52332
41	0,46083	125	0,46239	41	0,45864	41	0,45896
9	0,45295	41	0,45952	9	0,45750	9	0,45700
23	0,44313	9	0,45712	159	0,44685	159	0,44526
159	0,44233	159	0,44750	37	0,44493	23	0,44459
Carg.	1,23830	Carg.	1,23190	Carg.	1,23340	Carg.	1,23340
$\lambda_{\min}$	3,97060	$\lambda_{\min}$	3,97200	$\lambda_{\min}$	3,97210	$\lambda_{\min}$	3,97210

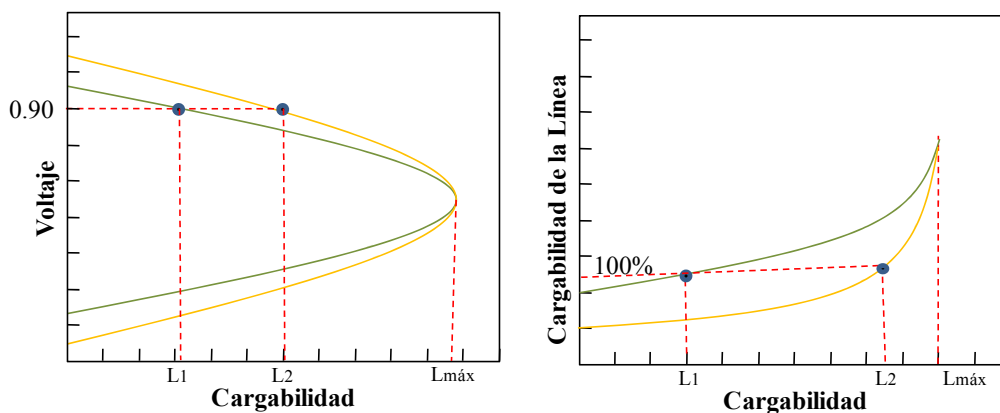


Figura 7.5 Cargabilidad Operativa – Dependencia Topología y Despacho

7.3 Impacto de la Variación de la Carga

Se ha presentado la metodología de análisis del impacto de las contingencias críticas de estabilidad de voltaje en la planeación del despacho económico diario incluyendo restricciones de seguridad de voltaje. Esta metodología considera la variación de la demanda o carga a lo largo de las 24 horas del horizonte de planeación.

Una pregunta que surge en estos análisis es acerca del impacto en el riesgo de inestabilidad de voltaje en términos operativos con base en el análisis de escenarios probabilísticos de la variación de la demanda alrededor del escenario base. Es importante señalar que el escenario base hace referencia a una condición específica de generación – carga; es decir a cualquiera de los escenarios diarios (cualquier hora) considerada; el cual comúnmente se denomina punto de operación.

Así, surge la inquietud del impacto de la variación de la carga alrededor del punto de operación bajo análisis.

En [7] se propone una metodología de evaluación del riesgo operativo de inestabilidad de voltaje, entendida ésta como la probabilidad de inestabilidad bajo un análisis modal de la matriz Jacobiana Reducida (J_R). La inestabilidad se alcanza cuando alguno de los valores propios de la matriz J_R es negativo.

En dicho artículo se indica que [7]: “Una condición operativa generalmente establece una condición de carga proyectada (planificada), que al momento de la operación es distinta. Por tanto, un análisis probabilístico alrededor de la condición de operación proyectada o incierta, permite por medio del análisis modal de la matriz J_R , establecer una función de densidad de probabilidad (fdp) del comportamiento de sus valores propios, con lo cual se puede estimar la probabilidad que alguno de ellos sea negativo (inestable).

La fdp se establece por medio de análisis estadísticos realizados a los valores propios críticos de J_R , estimados para diferentes condiciones de carga alrededor del caso base de operación. Así, se efectúa una simulación de Monte Carlo en la que en cada caso de simulación se fija una condición de carga aleatoria, se realiza el flujo de carga, el cálculo de J_R y de sus valores propios. Las condiciones de carga siguen tres diferentes modelos de simulación, a saber: cargas entre nodos independientes estadísticamente, cargas con correlación perfecta (aumento o reducción simultáneo y en la misma proporción de la carga en todos los nodos) y cargas correlacionadas.”

Sin embargo, los resultados allí obtenidos demuestran que este tipo de análisis es de utilidad siempre y cuando el sistema se encuentre altamente estresado. En otras palabras, basados en la metodología de análisis modal del J_R , el riesgo de inestabilidad de voltaje por variaciones de la demanda alrededor de un punto de operación son bastante bajas.

8. APORTES DE ESTA INVESTIGACIÓN

El Grupo de Investigación destaca como aportes de este trabajo los siguientes puntos:

1. Bajo el enfoque de planeación operativa de corto plazo se proponen técnicas de análisis de contingencias de los componentes de transmisión del sistema de eléctrico de potencia mediante los cambios ocasionados por éstas en las matrices Jacobianas asociadas al punto de operación del sistema de potencia; así, se propone un indicador matemático de medición del impacto en términos de la variación del valor propio crítico de la sensibilidad QV, se propone también un indicador que considera la participación de una contingencia sobre modos críticos por áreas operativas (IBPF). Adicionalmente, se presenta una estrategia que permite analizar cómo una contingencia de un área operativa influye en otra.
2. Para el análisis de seguridad de voltaje en tiempo real se propone utilizar una combinación de dos tipos de índices basados en medidas fasoriales sincronizadas: uno para barrajes y otro para componentes; así se combinan dos principios diferentes tipos de detección de los problemas de estabilidad de voltaje.

Los índices basados en medidas fasoriales sincronizadas presentan como ventaja una rapidez de cálculo superior a la de los otros métodos basados en simulaciones,

Adicionalmente, se propone una escala semántica-gráfica para tres de estos índices ya que un asunto de interés para su aplicación real es como sus diferentes rangos de valores se traducen en forma cualitativa para expresar el estado de seguridad de voltaje del sistema de tal manera que tengan sentido para el operador de un centro de control.

3. Se presenta una metodología de despacho económico similar a la empleada por el Centro Nacional de Despacho en Colombia. Esta metodología puede ser utilizada como punto de partida para el estudio de la seguridad del sistema. Sin embargo, al utilizar restricciones de flujo de potencia DC, hace necesario el desarrollo de metodologías con base al flujo de potencia AC.

Por lo tanto, se plantea el modelo matemático para el flujo de potencia óptimo con restricciones AC, considerando tanto la operación económica del sistema como el incremento en los niveles de seguridad, a través de funciones objetivos que intentan alejar al sistema del máximo valor de cargabilidad.

Lo anterior demostró que el incremento en el margen de cargabilidad del sistema, y por lo tanto, en los márgenes de seguridad, viene acompañado de un aumento en el costo operativo, costo que se debe asumir si se desea alejar al sistema de un posible colapso por eventos en cascada ocurridos en el sistema.

La metodología desarrollada permite ubicar los puntos estratégicos de generación y las cantidades necesarias, de tal forma que sean utilizadas como: el despacho de

generación que mayor seguridad da al sistema ante eventos de inestabilidad de tensión, o la reserva rodante requerida para que al presentarse un evento en el sistema, este responda sin que tenga problemas.

4. Finalmente, se propone y presenta una metodología integrada para el análisis de planamiento de corto plazo que incorpora el análisis de contingencias críticas de estabilidad de voltaje, con la formulación del despacho económico que considera las restricciones de estabilidad de voltaje.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Aboreshaid S. y Billinton R. Probabilistic Evaluation of Voltage Stability. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 1 (feb. 1999); p. 342-348.
- [2] Adamiak M. G *et al.* Wide area protection – Technology and infrastructures. En: IEEE Transactions on Power Delivery. (abr. 2006).
- [3] Ajjarapu V, Christy C. The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. En: IEEE Transactions on Power Systems. (feb. 1992).
- [4] Albuquerque M. A. y Castro C. A.. A Contingency Ranking Method for Voltage Stability in Real Time Operation of Power Systems. En: IEEE PowerTech Conference. (2003).
- [5] Alva J. Svoboda, Chung-Li Tseng, Chao-an Li, Raymond B. Johnson, “Short-Term resource scheduling with ramp constraints”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, pp. 77–83, Feb. 1997.
- [6] Alves A. P. Overcoming limitations of NNs for on-line DSA, En: IEEE Power Engineering society general meeting. Vol. 3 (jun. 2005).
- [7] Amaranto H, y Ríos M.A. Evaluación del Riesgo de Inestabilidad de Voltaje por Efecto Probabilístico de la Demanda. En: INTERCON. (2006).
- [8] Amjady N. y Esmaili M. Application of a New Sensitivity Analysis Framework for Voltage Contingency Ranking. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 20, No. 2 (may. 2005); p. 973-983.
- [9] Amjady N. y Esmaili M. Voltage security assessment and vulnerable bus ranking of power systems. En: ELSEVIER Electric Power Systems Research, Vol. 64 (2003); p. 227-237.
- [10] Andersson G; Donalek P y Farmer R. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe. En: IEEE Transactions On Power Systems. Vol. 20, No. 4, (2005).
- [11] Andrade A. C y Maciel-Barbosa F. P. A new method for detecting the point of voltage collapse. En: IEEE Conference. (2004).
- [12] Arias D. A.; Mota A. A.; Mota L. T. M.; Castro C. A. A Bilevel Programming Approach for Power System Operation Planning Considering Voltage Stability and Economic Dispatch. En: IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin-American. (2008).

-
- [13] Atanackovic D; Clapauch J. H; Dwernychuck G; Gurney J y Lee H. First steps to wide area control. En: IEEE Power and Energy Maganize. (ene. 2008).
- [14] Begovic M y Novosel D. On wide area protection. En: IEEE Conference, (2007).
- [15] Begovic M y Phadke A. G. Voltage stability assessment through measurements of a reduce state vector. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 5 (feb. 1990).
- [16] Bhargava B. y Rodríguez G. Monitoring the power grid. En: T&D World, (dic. 2004).
- [17] Bijwe P.R.; Kothari D.P. y Kelapure S.M.. An efficient approach for contingency ranking based on voltage stability. En: ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems, Vol. 26 (2004); p. 143-149.
- [18] Bourgin F; Testud G; Heilbron B y Versaille J. Present practices and trends on the French power system to prevent voltage collapse. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, (1993).
- [19] Cañizares C. A. y Faur Z. T. Analysis of SVC and TCSC controllers in voltage collapse. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1 (1999).
- [20] Cañizares, C. A. Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools, Technical Report, IEEE/PES Power System Stability Subcommittee, Final Document, (2002). Disponible en internet: <URL: <http://www.power.uwaterloo.ca>>
- [21] Carpentier, J. Contribution a l'étude du Dispatching Economique, En: Bulletin de la Société Française des Electriciens, Ser. 8, Vol. 3, pp. 431-437, Agosto 1962.
- [22] Christie R. D. y Talukdar S. N. Expert systems for on-line security assessment – a preliminary design. En: IEEE Transactions on Power Systems, No. 2, (1988).
- [23] Cifuentes W. S. y Vargas Alberto. Hydrothermal scheduling using Benders Decomposition: Accelerating Techniques, En: IEEE Transactions on Power systems, Vol. 22, No. 3, (ago. 2007).
- [24] CIGRE. New trends and requirements for dynamic security assessment. En: CIGRE task force 38.02.13 (1997).
- [25] CIGRE. Planning Against Voltage Collapse, SC 38-01 TF 03, (1986).
- [26] Clark H, Edris A; El-Gasseir M; Epp K; Isaacs A y Woodford D. Softening the blow of disturbances. En: IEEE Power and Energy Maganize. (ene. 2008).
- [27] Clark H. K. The Voltage Collapse Phenomenon. En: Minnesota Power Systems Conference. (oct. 1991).
-

-
- [28] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 062 de 2000. Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Anexo 2. “Generaciones de seguridad por restricciones”
- [29] De Moura R.D. y Prada R. B. Contingency screening and ranking method for voltage stability assessment. En: IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 6 (nov. 2005); p. 891-898.
- [30] Deveraj D; Preetha J. y Uma Rani R. Artificial neural network model for voltage security based contingency ranking, En: ELSEVIER Applied Computing. Vol. 7 (2007); p. 722-727.
- [31] Dommel, H. W.; Tinney, W. F.; Optimal Power Flow Solutions. En: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-87(10) (1968), p.1866-1876.
- [32] Ejebe G.C. *et al.* Methods for Contingency Screening and Ranking for Voltage Stability Analysis of Power Systems. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, No. 1 (feb. 1996); p. 350-356.
- [33] El Arabi E. E; Yorino N. y Sasaki H. A comprehensive approach for FACTS devices optimal allocation to mitigate voltage collapse. En: Transmission and Distribution Asia Pacific Conference, IEEE (2002).
- [34] El-Sharkawi M. A. Neural networks’s power. En: IEEE Potentials, (1996).
- [35] Esake T; Kataoka Y; Ohtaka T y Iwamoto S. Voltage stability preventive and emergency preventive control using VIPIt sensitivities. En: IEEE Conference, (2004).
- [36] Esake T; Kataoka Y; Ohtaka T. y Iwamoto S. Voltage stability preventive control using a new voltage stability index, En: IEEE International Conference on Power System Technology, (2004).
- [37] EXPERTOS EN MERCADOS (XM). Seminario Programación Operación. Centro Nacional de Despacho. Medellín, Colombia, (13-14 mar. 2006).
- [38] Feng Z; Ajjarapu V y Maratukulam D. J. A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2 (2000).
- [39] Feng Z; Ajjarapu V y Maratukulam D. J. A practical minimum load shedding strategy to mitigate voltage collapse. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, (1998).
-

-
- [40] Ferris Michael, "MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software". May 26, 2005. <http://pages.cs.wisc.edu/~ferris/matlab.html>.
- [41] Gao B.; Morison G. K. y Kundur P. Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis, En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, No. 4 (nov. 1992); p. 1529-1542.
- [42] Gao B; Morison G.K. y Kundur P. Towards the Development of a Systematic approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, No. 3 (ago. 1996); p. 1314-1324.
- [43] Greene S; Dobson I. y Alvarado F. L. Contingency Ranking for Voltage Collapse via Sensitivities from a Single Noise Curve. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 1 (feb. 1999); p. 232-240.
- [44] Gubina F. y Strmcnik B. A simple approach to voltage stability assessment in radial networks. En: IEEE Transactions on Power systems. (ago. 1997).
- [45] _____. Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10 No. 2, (may. 1995).
- [46] Guzman A; Tziouvaras D. A; Schweitzer E. O y Martin K. Local and wide area network protection systems to improve power system reliability. En: Power Systems Conference, (2006).
- [47] Hara K; Kimura M. y Honda N.. A method for planning economic unit commitment and maintenance of thermal power systems. En: IEEE Transactions Power App. Syst., Vol. PAS-85 (may. 1966); p. 427-436.
- [48] IEEE Working Group. Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control. En: IEEE Transactions on Power Delivery, (ene. 1994).
- [49] IEEE. System Protection and Voltage Stability, documento 93TH0 596-7 PWR, (1993).
- [50] IEEE. Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience, IEEE Publication 90TH0358-2-PWR, (1990).
- [51] IEEE/CIGRE Task Force. Definition and classification of power system stability. En: IEEE Transaction on Power Systems, Vol 19, No. 3, (2004); p. 1387-1401.
- [52] IEEE Task Force. The IEEE Reliability Test System – 1996. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, (1999).
- [53] Ingelsson B *et al.* Wide area protection against Voltage collapse. En: IEEE Computer Applications in Power. (oct. 1997).
-

-
- [54] Interconexión Eléctrica Nacional. Información del Mercado. Boletín Semanal Del Sector Energético Colombiano. Isa.com 622 (13 abr. 2005). ISSN 0124-020X.
- [55] Jia Z. y Jeyasurya B. Contingency Ranking for On-Line Voltage Stability Assessment. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 15, No. 3 (ago.2000); p. 1093-1097.
- [56] Johansson S. G. Mitigation of voltage collapse by armature current protection. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2 (1999).
- [57] Kerr R. H *et al.* Unit commitment, En: IEEE Transactions Power App. Syst., Vol. PAS-85 (may. 1966); p. 417–421.
- [58] Kessel P. y Glavitsch H. Estimating the Voltage Stability of a Power System. En: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 1, No. 3 (jul. 1986); p. 346-354.
- [59] Kim S.; Song T.Y.; Jeong M.H.; Lee B.; Moon Y.H.; Namkung J.Y.; Jang G. Development of Voltage Stability Constrained Optimal Power Flow (VSCOPF). En: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 3, (2001) p. 1664 – 1669.
- [60] Klaric M; Kuzle I y Tesnjak S. Undervoltage load shedding using global voltage collapse index. En: IEEE Power Systems Conference, (oct. 2004).
- [61] Kundur P. Power System Stability and Control. New York: McGraw Hill, 1994.
- [62] Kundur P; Morison G. K. y Wang L. Techniques for on-line transient stability assessment and control, En: IEEE Conference, (2000).
- [63] Lachs W. R. Controlling grid integrity after power system emergencies. En: IEEE Transactions on Power Ssystems. (may. 2002).
- [64] Lee F. N; Huang J. y Adapa R. Multi-area unit commitment via sequential method and a dc power flow network model. En: IEEE Transactions Power Systems, Vol. 9 (feb. 1994); p. 279–287.
- [65] Lin W.-M.; Cheng F.-S. y M.-T. Tsay. An improved tabu search for economic dispatch with multiple minima. En: IEEE Transactions Power Systems, Vol. 17 (feb. 2002); p. 108–112.
- [66] Liu C. C. y Vu K. T. Analysis of tap changer dynamics and construction of voltage stability regions. En: IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 36, (abr. 1989).
- [67] Loehr G. C. Is it time to cut the ties that bind?, En: Transmission and Distribution World, (mar. 2004).
-

-
- [68] Löf P.A.; Andersson G. y Hill D.J. Voltage Stability Indices for Stressed Power Systems. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 8, No. 1 (feb. 1992); p. 326-335.
- [69] Löf P.A.; Smed T.; Andersson G. y Hill D.J. Fast Calculation of a Voltage Stability Index. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, No. 2 (feb. 1992); p. 54-64.
- [70] Madrigal M. y Quintana V. H. An interior-point/cutting-plane method to solve unit commitment problems. En: IEEE Transactions Power Systems, Vol. 15 (ago. 2000); p. 1022–1027.
- [71] Mansour Y *et al.* Hydros's on-line transient stability assessment – Model development, analysis and post-processing, En: IEEE Transactions On Power Systems, No. 1, (1995).
- [72] Mantawy A. H; Abdel-Magid Y. L. y Selim S. Z.. A simulated annealing algorithm for unit commitment. IEEE Transactions Power Systems, Vol. 13 (feb. 1998); p. 197–204.
- [73] Marakov Y; Reshetov V. I; Stroev V. A y Voropai N. I. Blackout prevention in the United States, Europe and Russia. En: Proceedings of the IEEE, Vol 93, No. 11, (nov. 2005).
- [74] Marcolini A. M., Trigo A. L., Ramos J. L. M., Mauricio J. M. Preventive control actions to enlarge the load margin using VSCOPF & sensitivity techniques. En: Power Tech, (2007), p.1468 – 1473.
- [75] Martin K. E. Phasor measurement systems in the WECC. En: IEEE Summer Power Meeting, (2006).
- [76] Mercede F; Chow J-C; Yan H y Fischl R. A framework to predict voltage collapse in power systems. En: IEEE Transactions on Power Systems, (nov. 1988).
- [77] Merlin A y Desbrosses J. P. European incident of 4th November 2006 – The events and the first lessons drawn. Electra, No. 230, (feb. 2007).
- [78] Milano F.; Cañizares C.; Invernizzi M. Voltage Stability Constrained OPF Market Models Considering N-1 Contingency Criteria, En: Electric Power System Research, (2004).
- [79] Milano F. Documentation for PSAT version 1.3.4, Julio 2005.
- [80] Milano F. Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability Constraints. Genova – Italia, 2003. Trabajo de grado (Ph.D). Universidad de Genova.
-

-
- [81] Milano F.. PSAT – Power System Analysis Toolbox – Documentation for version 2.0.0, Diciembre 2006.
- [82] Milosevic B; Begovic M. Voltage stability protection and control using a wide area network of phasor measurements. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, (2003).
- [83] Momoh, J. A.; El-Hawary, M. E.; Adapa, R.; A review of selected optimal power flow literature to 1993. I- Nonlinear and quadratic programming approaches. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, (1999), p. 96–104.
- [84] Momoh, J. A.; El-Hawary, M. E.; Adapa, R.; A review of selected optimal power flow literature to 1993. II- Newton, linear programming and interior point methods. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, (1999), p. 105–111.
- [85] Morales J. y Cossio S. Modelo de despacho económico do sistema eletrico colombiano. En: Simposio de especialistas em planejamento da operacao e expansao eletrica. (10° : 2006 : Brasil).
- [86] Morison K; Gao B. y Kundur P. Voltage Stability using Static and Dynamic Approaches. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, (ago. 1993); p. 1159-1171.
- [87] Morison K; Wang L y Kundur P. Power system security assessment, En: IEEE Power and Energy Magazine, (2004).
- [88] Mozina C. J. Undervoltage load shedding. En: 58 Conference for Protective Relaying Engineers, IEEE, (60 : 2007).
- [89] Musirin I. y Abdul Rahman T.K. Estimating Maximum Loadability for Weak Bus Identification using FVSI. En: IEEE Power Engineering Review. (nov. 2002); p. 50-52.
- [90] Musirin I. y Abdul Rahman T.K. On-Line Voltage Stability Based Contingency Ranking using Fast Voltage Stability Index (FVSI). En: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002 Asia Pacific. Vol. 2 (oct. 2002); p. 1118 – 1123.
- [91] Native G; Jacquemart Y; Sermanson V. y Nerin G. Integrated framework for voltage security assessment. En: IEEE Transactions on Power Systems. (nov. 2000).
- [92] Nikolaidis V. C *et al.* Automatic load shedding schemes against voltage instability in the Hellenic system. En: IEEE Power Engineering Society general meeting Conference, (jun. 2007).
-

-
- [93] Nirenberg S. A, McInnis D. A, Sparks K. D. Fast acting load shedding. En: Power Industry Computer Application Conference, IEEE (1991).
 - [94] Novosel D; Madani V; Bhargava B; Vu K y Cole J. Dawn of the grid synchronization, En: IEEE Power and Energy Magazine. (ene. 2008).
 - [95] Orero S. O. y Irving M. R. A genetic algorithm for generator scheduling in power systems. En: Elect. Power Energy Syst., Vol. 18, No. 1 (1996); p. 19–26.
 - [96] _____, Large scale unit commitment using a hybrid genetic algorithms. En: Int. J. Elect. Power Energy Syst., Vol. 19, No. 1, (1997), p. 45–55.
 - [97] Overbye T. J. Use of energy methods for on-line assessment of power system voltage security. En: IEEE Transactions on Power Systems. (mayo 1993).
 - [98] Pandya, K. S.; Joshi, S. K.; A Survey of Optimal Power Flow Methods. En: Journal of Theoretical and Applied Information Technology. Vol. 4, No. 5 pp. 450-458. May 2008
 - [99] Phadke A. G. Synchronized phasor measurements in power systems. En: IEEE Computer Applications in Power. (abr. 1993).
 - [100] Prada R.B. y dos Santos J.O.R. Fast nodal assessment of static voltage stability including contingency analysis. En: ELSEVIER Electric Power Systems Research, Vol. 51 (1999); p. 55-59.
 - [101] Présiga R; Días G. y Zuluaga L. Evaluación de la Operación y Análisis de Eventos del SIN: Metodología y Herramientas, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
 - [102] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE Reliability Test System. En: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98. (1979). p. 2047-2054.
 - [103] Rosehart W.; Canizares C.; Quintana, V. Optimal power flow incorporating voltage collapse constraints. En: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, (1999), p. 820 - 825.
 - [104] Ríos M.A. y Amaranto H. Security Assessment of Power Systems using Contingencies Ranked by QV Modal Aggregated Participation Factors. En: International Review of Electrical Engineering. Vol. 2, No. 3 (may. – jun. 2007); p. 293-300.
 - [105] Rudolf A. y Bayrleithner R.. A genetic algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro-thermal power systems. En: IEEE Transactions Power Syst., Vol. 14 (nov. 1999); p. 1460–1468.
-

-
- [106] Sallam A. A y Khafaga A. M. Artificial neural network application to alleviate voltage stability problem. En: Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE, (2002).
- [107] Schlumberger Y; Lebrevelec C y Pasquale M. Power systems security analysis – New approaches used at EDF. En: IEEE Summer Power Meeting, (1999).
- [108] Sinha A. K.; Hazarika D. A comparative study of voltage stability indices in a power system. En: Electrical Power and Energy Systems. Vol. 22. (2000). p. 589-596.
- [109] Smon I; Verbic G y Gubina F. Local voltage-stability index using Tellegen's theorem. En: IEEE Transactions on Power Systems. (ago. 2006).
- [110] Snyder W. L; Powell H. D. y Rayburn J. C. Dynamic programming approach to unit commitment, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 2 (may. 1987); p. 339–347.
- [111] Stott B. y Alsac O. Fast Decoupled Load Flow. En: IEEE Transactions on Apparatus and Systems, Vol PAS-3, No. 3, (Mayo 1974).
- [112] Suthar B y Balasubramanian R. A novel ANN bases method for online voltage stability assessment. En: Conference on Intelligent systems applications to power systems (nov. 2007).
- [113] Svoboda A. J. *et al.* Short-Term Resource Scheduling with Ramp Constraints, En: IEEE Transactions on Power Systems., Vol 12, No. 1 , (feb. 1997).
- [114] Taylor C. W. The future in on-line security assessment and wide area stability control. En: Power Engineering Society winter meeting IEEE. Vol. 1 (2000).
- [115] Thorp J. S; Phadke A. G; Horowitz S. H y Begovic M. M. Some applications of phasor measurements to adaptive protection, En: IEEE Transactions on Power Systems, (may. 1988).
- [116] Tuan T. Q *et al.* Emergency load shedding to avoid risks of voltage instability using indicators. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, (feb. 1994).
- [117] Tweedy J. Assessing stability conditions to evaluate the risk of blackout. En: Transmission and distribution World. (2004).
- [118] Vaaheid E. *et al.* Voltage Stability Contingency Screening and Ranking. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 14, No. 1 (feb. 1999); p. 256-265.
- [119] Vargas L. S y Cañizares C. A. Time dependence of controls to avoid voltage collapse. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4 (2000).
-

-
- [120] Veloza O. P y Cespedes R. H. Regulatory mechanisms to mitigate the vulnerability of power systems to blackouts. En: Transmission and Distribution Latinamerica Conference, IEEE. (2006).
- [121] _____. Vulnerability of the Colombian electric system to blackouts and possible remedial actions. En: Transmission and Distribution Latinamerica Conference, IEEE. (2006).
- [122] Verbic G. y Gubina F. A new concept of protection against voltage collapse based on local phasors. En: IEEE Conference, (2000).
- [123] Verbic G. y Gubina F. A new concept of voltage-collapse protection based on local phasors. En: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 19, No. 2, (abr. 2004).
- [124] _____. A novel concept for voltage collapse protection based on local phasors. En: IEEE Conference, (2002).
- [125] _____. Countermeasures against voltage collapse based on apparent-power losses and local phasors. En: IEEE Eurocon, (2003).
- [126] _____. Fast algorithm for voltage collapse protection based on local phasors. En: IEEE Conference, (2002).
- [127] Vournas C. D *et al.* On-line voltaje security assessment of the Hellenic inteconnected system, En: IEEE Power Tech Conference, (2003).
- [128] Vournas C. D y Karystianos M. On-line VSA and emergency controls for the Hellenic interconnected system. En: IEEE Conference, (2003).
- [129] Vournas C. D. Emergency tap-blocking to prevent voltage collapse, En: Porto Power Tech Proceedings, IEEE. Vol. 2 (2001).
- [130] Vu K; Begovic M; Novosel D y Saha M. M. Use of local measurements to estimate voltage-stability margin, En: IEEE Transactions on Power Systems, (ago. 1999).
- [131] Wang L y Girgis A. A. On-line detection of power system small disturbance voltage stability. En: IEEE Transactions on Power Sytems. (ago. 1996).
- [132] Wang L. y Morison K. Implementation of on line security assessment – Tools for reducing the risk of blackouts, En: IEEE Power and Energy Magazine, (sep. – oct. 2006).
- [133] Xie. X *et al.* WAMS applications in Chinese power systems. En: IEEE Power and Energy Maganize. (ene. 2006).
-

- [134] Yorino N *et al.* A Method of Voltage Stability Evaluation for Branch and Generator Outage Contingencies. En: IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 19, No. 1 (feb. 2004); p. 252-259.
- [135] Yuan Y; Wen X y Quian K. Preventive/corrective control for voltage stability based on primal-dual interior point method. En: IEEE International Conference on Power System Technology, (2006).
- [136] Zambroni A; Stacchini J. C y Leite A. M. On-line voltage stability monitoring. En: IEEE Transactions on Power Systems. (nov. 2000).
- [137] Zapata C. J. Colapsos de voltaje en sistemas de potencia. En: Curso Técnico sobre Tópicos de la Desregularización del Sector Eléctrico, ACIEM, (1996).
- [138] Zhang W; Li F.; Tolbert L.M. Voltage stability constrained optimal power flow (VSCOPF) with two sets of variables (TSV) for reactive power planning. En: T&D. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. (2008) p. 1-6.
- [139] Zhang Y, Yuanzhang S, Variational approach in modal analysis. En: Power Engineering Society General Meeting 12-16, Vol. 1, pp. 259-265 (2005).
- [140] Zhao J *et al.* On-line voltage stability monitoring and control system in Fujian power grid. En: IEEE Conference, (2007).
- [141] Zhao J y Chiang H. A enhanced contingency selection method with respect to multiple contingencies for on-line voltage stability assessment. En: IEEE International Conference on Power System Technology, (2006).

ANEXO 1 SISTEMA IEEE 118 NODOS

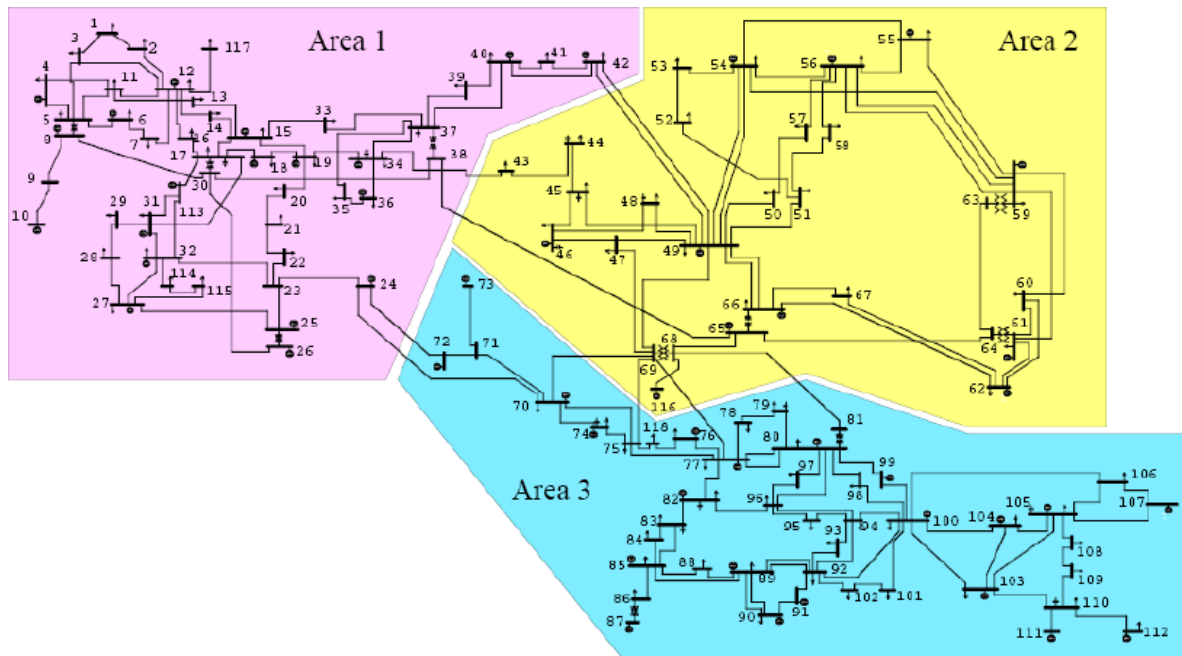


Figura A1.1 Sistema de prueba IEEE de 118 Nodos

Tabla A1.1 Líneas y Transformadores sistema de 345 kV

Nodos de Conexión	Identificación de Número de rama	Tipo	Área
8 - 9	7	Línea	1 - Oeste
9 - 10	9	Línea	1 - Oeste
8 - 5	8	Transformador	1 - Oeste
8 - 30	37	Línea	1 - Oeste
30 - 26	38	Línea	1 - Oeste
26 - 25	32	Transformador	1 - Oeste
30 - 17	36	Transformador	1 - Oeste
30 - 38	54	Línea	1 - Oeste
38 - 37	51	Transformador	1 - Oeste
38 - 65	96	Línea	Interconexión Áreas 1 y 2
65 - 68	104	Línea	2 - Noroeste
68 - 116	183	Línea	2 - Noroeste
68 - 81	126	Línea	Interconexión Áreas 2 y 3
81 - 80	127	Transformador	3 - Sureste
68 - 69	107	Transformador	2 - Noroeste
65 - 66	102	Transformador	2 - Noroeste
65 - 64	97	Línea	2 - Noroeste
64 - 61	95	Transformador	2 - Noroeste
64 - 63	94	Línea	2 - Noroeste
63 - 59	93	Transformador	2 - Noroeste

Tabla A1.2 Identificación Buses de Conexión de Ramas de 138 kV

RAMA	BUS INICIAL	BUS FINAL	RAMA	BUS INICIAL	BUS FINAL	RAMA	BUS INICIAL	BUS FINAL
1	1	2	66	42	49	131	83	85
2	1	3	67	42	49	132	84	85
3	4	5	68	45	49	133	85	86
4	3	5	69	48	49	134	86	87
5	5	6	70	49	50	135	85	88
6	6	7	71	49	51	136	85	89
10	4	11	72	51	52	137	88	89
11	5	11	73	52	53	138	89	90
12	11	12	74	53	54	139	89	90
13	2	12	75	49	54	140	90	91
14	3	12	76	49	54	141	89	92
15	7	12	77	54	55	142	89	92
16	11	13	78	54	56	143	91	92
17	12	14	79	55	56	144	92	93
18	13	15	80	56	57	145	92	94
19	14	15	81	50	57	146	93	94
20	12	16	82	56	58	147	94	95
21	15	17	83	51	58	148	80	96
22	16	17	84	54	59	149	82	96
23	17	18	85	56	59	150	94	96
24	18	19	86	56	59	151	80	97
25	19	20	87	55	59	152	80	98
26	15	19	88	59	60	153	80	99
27	20	21	89	59	61	154	92	100
28	21	22	90	60	61	155	94	100
29	22	23	91	60	62	156	95	96
30	23	24	92	61	62	157	96	97
31	23	25	98	49	66	158	98	100
33	25	27	99	49	66	159	99	100
34	27	28	100	62	66	160	100	101
35	28	29	101	62	67	161	92	102
39	17	31	103	66	67	162	101	102
40	29	31	105	47	69	163	100	103
41	23	32	106	49	69	164	100	104
42	31	32	106	49	69	165	103	104
43	27	32	108	69	70	166	103	105
44	15	33	109	24	70	167	100	106
45	19	34	110	70	71	168	104	105
46	35	36	111	24	72	169	105	106
47	35	37	112	71	72	170	105	107
48	33	37	113	71	73	171	105	108
49	34	36	114	70	74	172	106	107
50	34	37	115	70	75	173	108	109
52	37	39	116	69	75	174	103	110
53	37	40	117	74	75	175	109	110
55	39	40	118	76	77	176	110	111
56	40	41	119	69	77	177	110	112
57	40	42	120	75	77	178	17	113
58	41	42	121	77	78	179	32	113
59	43	44	122	78	79	180	32	114
60	34	43	123	77	80	181	27	115
61	44	45	124	77	80	182	114	115
62	45	46	125	79	80	184	12	117
63	46	47	128	77	82	185	75	118
64	46	48	129	82	83	186	76	118
65	47	49	130	83	84			

Tabla A1.3 Comparación de Ranking – Líneas sistema IEEE 118 nodos Area Oeste

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
9	10	10	20	183	11	2	9	2	
8	9	1	1	120	16	1	8	1	
8	5	73	12	9	22	3	2	7	5
8	30	9	2	58	30	25	91	20	35
30	17	4	3	19	168	18	154	33	15
26	30	7	6	132	17	4	11	14	9
26	25	64	120	169	56	186	171	24	39
38	37	3	4	25	12	7	10	25	6
30	38	8	18	98	21	22	64	11	14
38	65	2	7	86	13	5	27	4	7
1	2	112	149	174	60	108	132	120	71
1	3	155	156	149	175	56	107	136	78
4	5	133	176	54	179	43	98	59	53
3	5	105	141	30	181	38	97	104	61
5	6	51	134	22	183	44	99	105	46
6	7	117	166	157	176	115	125	149	48
4	11	58	147	122	177	65	117	102	63
5	11	46	138	31	178	57	115	101	57
11	12	69	73	5	169	160	130	65	23
2	12	130	113	41	55	69	108	80	55
3	12	101	126	12	63	96	139	125	72
7	12	109	123	36	167	141	136	106	50
11	13	68	75	93	36	110	110	70	17
12	14	43	80	44	43	143	126	95	34
13	15	42	105	59	59	79	142	155	56
14	15	53	112	95	48	112	134	107	37
12	16	66	116	39	49	156	143	113	41
15	17	11	44	6	32	31	86	72	25
16	17	30	107	79	180	68	123	103	52
17	18	22	63	40	34	45	88	73	22
18	19	62	129	88	46	101	114	126	60
19	20	47	9	101	53	119	93	114	83
15	19	113	109	23	50	144	124	110	58
20	21	31	74	166	42	78	85	98	47
21	22	44	64	165	27	51	80	69	27
22	23	24	10	144	14	37	74	22	19
23	24	50	119	114	171	178	71	91	67
23	25	14	26	128	29	29	169	3	21
25	27	6	5	121	41	23	29	18	16
27	28	78	127	117	170	155	104	144	65
28	29	104	72	173	166	124	113	157	68
17	31	5	16	24	185	173	162	28	42

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
29	31	169	115	150	62	84	121	100	66
23	32	12	31	75	54	34	70	21	32
31	32	89	37	55	174	90	95	131	43
27	32	96	151	57	65	135	133	135	91
15	33	20	69	68	47	116	116	161	33
19	34	74	47	33	182	88	147	134	51
35	36	108	177	118	147	152	146	176	139
35	37	38	102	16	61	114	131	147	59
33	37	49	65	29	186	97	155	143	69
34	36	76	132	73	52	129	135	139	54
34	37	32	100	4	40	49	118	78	29
37	39	23	40	51	15	55	92	81	12
37	40	13	33	11	20	62	101	108	18
39	40	33	108	133	28	107	111	150	38
40	41	45	128	134	23	136	127	141	49
40	42	18	52	135	38	91	149	85	45
41	42	29	59	181	25	81	137	75	24
34	43	16	17	94	184	72	138	68	44
42	49	27	24	62	6	10	4	5	3
42	49	28	25	63	7	11	5	6	4
24	70	41	19	70	67	94	75	89	64
24	72	56	76	136	163	166	83	145	79
17	113	123	159	47	173	158	141	133	73
32	113	19	42	83	172	130	105	87	76
32	114	116	49	82	164	127	148	165	174
27	115	86	101	109	64	128	119	122	84
114	115	156	181	143	151	153	150	178	173
12	117	162	32	74	1	181	170	186	164

Tabla A1.4 Comparación de Ranking – Líneas sistema IEEE 118 nodos Area Noroeste

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
65	66	2	148	185	91	85	172	165	172
65	68	2	147	179	67	80	39	69	168
64	65	2	54	144	116	58	24	16	82
63	64	2	100	160	177	71	21	47	30
63	59	2	83	140	66	72	40	46	148
64	61	2	170	171	110	88	60	164	86
68	69	2	111	103	21	162	15	14	46
68	116	2	180	186	142	5	36	175	58
68	81	2 a 3	171	153	141	152	27	177	61
43	44	94	58	168	37	89	140	99	20

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
34	43	16	17	94	184	72	138	68	44
44	45	15	45	184	24	95	109	23	11
45	46	55	39	158	35	175	89	37	28
46	47	102	158	175	78	52	87	163	80
46	48	138	162	176	93	63	156	175	98
47	49	186	135	112	137	86	166	96	134
42	49	27	24	62	6	10	4	5	3
42	49	28	25	63	7	11	5	6	4
45	49	48	48	90	39	28	158	66	40
48	49	122	118	113	82	42	163	140	85
49	50	126	104	87	155	122	84	19	96
49	51	95	22	64	157	118	78	90	155
51	52	160	122	164	144	145	100	177	115
52	53	168	110	182	142	137	122	183	169
53	54	172	36	146	99	104	151	138	126
49	54	92	168	17	159	138	73	154	101
49	54	93	169	18	158	140	72	153	102
54	55	183	184	159	129	134	144	181	165
54	56	184	164	111	139	123	120	164	150
55	56	176	183	140	140	139	129	185	167
56	57	139	60	106	150	162	96	174	175
50	57	134	157	167	154	147	90	137	131
56	58	175	66	104	141	146	128	179	171
51	58	154	142	147	145	154	106	173	168
54	59	107	172	84	84	133	161	171	108
56	59	114	174	60	76	113	167	166	92
56	59	110	173	61	77	117	168	167	93
55	59	106	170	105	83	132	160	169	105
59	60	125	182	69	91	87	157	162	129
59	61	115	178	32	89	77	159	158	123
60	61	152	180	153	87	67	153	71	112
60	62	167	175	161	132	148	145	152	152
61	62	163	155	123	105	157	152	184	144
49	66	25	90	52	44	16	6	31	30
49	66	26	91	53	45	17	7	32	31
62	66	135	165	162	146	131	103	156	143
62	67	151	106	163	143	163	112	160	151
66	67	159	150	185	149	142	94	124	135
47	69	37	111	99	73	61	26	151	177
49	69	39	117	7	74	92	58	159	183
69	70	21	8	26	51	26	56	16	26
69	75	17	15	42	57	30	57	34	36
69	77	61	54	15	81	50	172	54	97

Tabla A1.5 Comparación de Ranking – Líneas sistema IEEE 118 nodos Area Sureste

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
81	80	118	136	13	153	179	176	39	180
69	70	21	8	26	51	26	56	16	26
24	70	41	19	70	67	94	75	89	64
70	71	84	13	80	79	174	66	146	156
24	72	56	76	136	163	166	83	145	79
71	72	67	35	145	66	100	81	93	62
71	73	143	81	160	2	120	77	128	157
70	74	81	61	126	165	151	63	121	184
70	75	146	67	65	160	149	65	142	172
69	75	17	15	42	57	30	57	34	36
74	75	75	139	115	33	105	102	76	13
76	77	35	14	78	26	171	79	79	10
69	77	61	54	15	81	50	172	54	97
75	77	59	89	27	70	159	62	112	77
77	78	136	163	71	156	83	49	56	179
78	79	129	161	155	86	165	173	77	111
77	80	34	21	1	68	176	179	12	74
77	80	63	56	2	69	177	180	13	75
79	80	36	28	14	75	168	174	27	90
77	82	40	41	43	148	59	39	74	178
82	83	87	92	81	96	66	21	53	125
83	84	127	99	152	106	121	37	49	145
83	85	91	94	97	98	82	30	45	130
84	85	166	114	137	104	102	33	47	136
85	86	120	68	138	110	98	36	119	158
86	87	90	71	186	8	71	68	63	159
85	88	149	83	139	103	85	31	48	137
85	89	177	46	72	95	58	28	35	120
88	89	150	84	154	92	46	25	26	103
89	90	153	137	124	9	20	13	17	2
89	90	141	88	125	10	19	12	15	1
90	91	178	133	171	115	125	35	94	147
89	92	99	95	34	18	13	1	9	86
89	92	137	152	35	19	14	3	10	87
91	92	181	51	89	124	150	184	180	166
92	93	174	125	119	107	70	20	115	128
92	94	173	124	56	109	74	19	116	132
93	94	164	131	102	111	106	23	111	138
94	95	131	154	103	102	161	181	44	142
80	96	60	43	3	97	75	41	42	117

Nodo Inicial	Nodo Final	Análisis Modal (λ crítico)	Análisis Modal (AFP)	Sensib. Nodal (Det D)	L	RSI	FVSI	IDR	Carga. Máx. (λ FCC)
82	96	70	78	38	90	167	182	38	121
94	96	165	167	46	108	126	59	170	170
80	97	85	62	48	94	76	40	41	109
80	98	157	96	49	112	53	34	51	99
80	99	179	121	50	113	54	38	50	107
92	100	124	82	10	126	109	186	92	124
94	100	65	29	8	100	180	24	40	122
95	96	119	143	107	138	103	43	132	149
96	97	80	98	108	101	99	42	43	127
98	100	182	93	76	120	93	178	182	148
99	100	185	87	77	128	164	183	117	176
100	101	142	34	45	114	169	22	64	133
92	102	161	79	92	133	73	17	109	106
101	102	144	145	172	130	80	18	127	113
100	103	88	70	20	136	6	15	8	141
100	104	72	77	37	131	9	48	62	89
103	104	71	50	170	121	184	55	67	114
103	105	57	23	100	125	185	51	55	100
100	106	52	30	28	134	8	45	29	81
104	105	121	97	129	127	47	50	36	94
105	106	132	130	130	116	170	82	83	146
105	107	77	55	131	122	48	54	0,0005	110
105	108	98	38	96	119	33	61	0,0002	104
106	107	82	85	180	123	41	53	0,0003	116
108	109	128	146	151	118	35	67	0,0002	119
103	110	79	86	127	135	183	44	0,0014	160
109	110	97	53	156	117	32	76	0,0005	140
110	111	140	11	178	3	12	32	0,0015	161
110	112	103	27	179	4	182	185	0,0003	162
75	118	145	57	85	31	64	52	0,0012	8
76	118	158	148	148	161	111	60	0,0004	182

La Tabla A1.6 presenta para cada hora las 18 principales contingencias críticas ordenadas con base en el Factor de Participación asociado al menor modo del J_R . En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo un valor del factor de participación mayor a 0,2 y aquellas por debajo de este valor. Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad. También, que en las horas de demanda máxima (18 a 20), el conjunto de las líneas más críticas se reduce.

Tabla A1.6 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Análisis Modal Modo Crítico

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
9	9	7	7	7	7	7	7	9	9	9	9
7	7	9	9	9	9	9	9	7	38	38	38
38	38	38	38	38	38	38	38	38	7	7	96
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	7
33	33	33	33	33	33	33	33	33	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	33	33	33
51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
31	31	31	31	31	31	31	31	31	37	37	37
141	141	141	141	141	141	141	141	141	31	31	31
108	108	36	36	36	36	36	36	108	141	141	141
116	116	116	116	116	116	116	108	116	108	66	66
66	36	108	108	108	108	108	116	66	66	67	67
67	66	66	66	66	66	66	66	67	67	108	108
37	67	67	67	67	67	67	67	37	116	116	116
36	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
98	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
99	37	37	37	37	37	37	37	36	36	139	139
139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	41	41
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
9	9	9	9	9	37	37	38	38	38	9	9
38	38	38	38	38	7	38	37	9	9	38	7
7	7	7	7	96	36	8	96	96	96	7	38
96	96	96	96	7	38	7	8	8	7	96	96
8	8	8	8	8	8	96	9	7	8	8	33
33	33	33	33	33	9	36	33	37	33	33	8
51	51	51	51	51	96	51	51	33	37	51	51
37	37	31	31	37	125	33	31	51	51	31	31
31	31	37	37	31	128	9	66	31	31	37	141
141	141	141	141	141	123	128	67	141	141	141	108
66	108	108	108	66	183	66	141	66	66	108	37
67	66	66	66	67	116	67	108	67	67	66	116
108	67	67	67	108	167	125	98	108	108	67	66
116	116	116	116	116	166	183	99	98	116	116	67
98	98	98	98	98	54	123	7	99	98	98	98
99	99	99	99	99	51	105	105	116	99	99	99
139	36	36	36	139	148	98	36	105	139	36	36
41	139	139	139	41	155	99	116	139	105	139	139

La Tabla A1.7 presenta para cada hora las 30 principales contingencias críticas ordenadas con base en el factor de participación agregado NAPF asociado a la matriz J_R . En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo una sumatoria del NAPF mayor a 0,60 (que serían las contingencias críticas para esa hora) y aquellas por debajo de este valor (siguientes en criticidad). Se observa que en general el orden de las contingencias se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad. También, que en las horas de demanda máxima (18 a 20), el conjunto de las líneas más críticas se aumenta.

Tabla A1.7 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Análisis Modal Factores de Participación Agregados

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
33	33	33	33	33	33	33	33	33	8	8	8
8	8	8	8	8	8	8	8	8	33	33	33
51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	37	37
141	141	141	141	141	141	141	141	141	37	31	31
108	108	108	108	36	108	108	108	108	141	66	108
116	116	116	116	108	116	116	116	66	66	67	116
66	66	36	36	66	36	36	36	67	67	141	66
67	67	66	66	67	66	66	66	116	108	108	67
36	36	67	67	116	67	67	67	98	98	98	141
98	98	98	98	98	98	98	98	99	99	99	98
99	99	99	99	99	99	99	99	36	116	116	99
37	37	37	37	37	37	37	37	37	36	41	41
139	139	139	139	139	139	139	139	139	41	139	139
41	41	41	41	41	41	41	41	41	139	36	105
97	97	97	97	97	97	97	97	97	105	105	97
105	105	105	105	105	105	105	105	105	97	97	36
136	167	136	167	167	136	167	167	167	106	106	118
93	136	93	136	136	93	136	136	136	136	136	106
106	93	167	93	93	167	93	93	93	167	93	167
167	106	106	106	106	118	106	118	106	93	29	136
118	163	118	118	163	106	118	106	107	29	107	93
107	118	54	54	137	54	54	163	163	107	167	29
163	107	163	163	107	163	163	107	137	54	137	107
137	137	137	137	164	137	137	137	29	163	54	163
29	164	107	107	118	107	107	164	118	137	163	137
164	138	29	164	54	164	164	29	164	164	21	54
138	29	164	29	138	29	29	138	138	21	118	164

Tabla A1.7 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Análisis Modal Factores de Participación Agregados (Continuación)

Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
38	38	38	38	38	37	37	38	38	38	38	38
96	96	96	96	96	36	38	37	96	96	96	96
8	8	8	8	8	38	96	96	8	8	8	33
33	33	33	33	33	8	8	8	33	33	33	8
51	51	51	51	51	96	36	33	37	51	51	51
37	31	31	31	37	51	51	51	51	37	31	31
31	37	108	108	31	33	33	31	31	31	108	141
66	141	141	141	108	116	66	66	108	108	141	108
67	66	116	116	116	123	67	67	66	66	116	37
141	67	37	37	66	125	108	108	67	67	37	116
108	108	66	66	67	128	118	141	141	141	66	66
98	98	67	67	141	118	31	41	116	116	67	67
99	99	98	98	98	54	128	98	98	98	98	36
116	116	99	99	99	155	116	99	99	99	99	98
41	36	36	36	41	167	123	116	41	139	36	99
139	41	139	139	139	166	125	36	139	105	139	139
36	139	41	41	105	25	29	29	105	97	41	41
105	105	105	105	97	148	54	139	97	41	105	97
97	97	97	97	36	31	155	105	29	136	97	105
106	106	136	136	118	108	25	97	106	106	136	167
136	136	167	167	106	29	166	106	136	93	167	136
93	167	106	106	167	60	98	107	107	107	106	106
29	93	93	93	136	124	99	136	167	29	93	93
107	29	118	118	93	66	148	118	93	137	118	118
167	107	107	107	29	67	105	93	118	167	107	29
137	54	29	29	107	114	41	128	137	36	29	107
54	163	163	163	163	165	60	137	21	118	163	163
163	137	137	137	137	68	106	21	163	163	137	137
21	164	164	164	54	62	167	53	164	54	164	54
118	21	138	138	164	151	59	4	54	138	138	164

La Tabla A1.8 presenta para cada hora las 20 principales contingencias críticas ordenadas con base en el índice L. En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo un valor del indicador L mayor a 0,35 y aquellas por debajo de este valor. Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad.

Tabla A1.8 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice Kessel and Glavitsch (L)

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
113	177	177	177	177	177	177	177	113	113	113	113
177	183	183	183	183	183	183	183	177	183	183	183
183	113	113	176	133	176	176	113	183	177	177	176
134	176	134	133	176	133	133	9	134	133	176	133
7	9	133	113	113	113	113	134	176	134	133	177
66	7	176	134	134	134	134	66	66	7	134	9
67	66	9	139	139	9	139	67	67	66	66	66
138	67	66	138	138	7	138	138	133	67	67	67
139	138	67	66	66	139	66	139	138	138	7	138
51	139	138	67	67	138	67	51	139	139	138	139
133	133	139	51	7	66	51	133	7	9	139	134
96	51	51	96	51	67	96	96	51	51	51	51
29	96	96	29	96	51	29	29	9	96	96	96
52	29	29	52	29	96	52	52	96	29	29	29
141	52	7	141	52	29	141	141	29	52	52	52
142	141	52	142	141	52	142	142	52	176	38	38
38	142	141	38	142	141	38	38	141	38	141	141
53	38	142	56	38	142	56	53	142	141	142	142
54	53	38	53	56	38	53	54	38	142	53	7
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113	113
183	183	183	183	183	176	133	183	177	176	183	177
177	177	177	177	176	177	176	177	183	183	177	183
176	133	134	134	133	183	183	134	176	177	134	133
133	134	66	66	177	66	177	133	66	66	66	176
134	7	67	67	9	67	134	66	67	67	67	66
66	66	138	138	66	134	66	67	133	138	138	67
67	67	139	139	67	138	67	138	138	139	139	9
7	138	133	133	138	139	7	139	139	51	133	138
138	139	7	7	139	9	138	51	51	7	7	139
139	9	51	51	134	51	139	176	9	96	51	134
51	51	9	9	51	96	51	96	96	29	9	51
96	96	96	96	96	29	96	29	134	52	96	96
29	29	29	29	29	52	29	52	29	38	29	29
52	52	52	52	52	7	52	38	52	141	52	52
38	176	141	141	38	38	38	141	38	142	141	141
141	38	38	38	141	141	141	142	141	53	38	142
142	141	142	142	142	142	142	53	142	54	142	38
53	142	53	53	7	53	53	54	53	56	53	53

La Tabla A1.9 presenta para cada hora las 21 principales contingencias críticas ordenadas con base en el índice RSI. En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo un valor del indicador RSI menor a 0,65 y aquellas por encima de este valor. Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad.

Tabla A1.9 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice RSI

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
96	96	96	96	96	96	96	96	96	38	38	38
38	38	163	163	163	163	163	38	38	96	96	96
163	163	38	38	38	38	38	163	163	163	163	163
107	107	107	107	107	107	107	107	167	167	167	167
167	167	167	167	167	167	167	167	107	66	66	66
164	164	164	164	164	164	164	164	164	67	67	67
66	66	141	141	54	54	141	141	66	164	164	51
67	67	142	54	94	141	54	66	67	107	51	164
141	141	66	142	141	94	142	67	141	51	107	107
142	142	67	94	142	142	94	142	142	141	141	141
98	54	54	66	126	66	66	54	51	142	142	142
99	94	94	67	66	67	67	94	176	176	176	176
176	98	126	126	67	126	126	98	98	98	98	98
51	99	98	37	37	37	37	99	99	99	99	99
139	139	99	139	139	139	139	139	139	139	36	36
94	138	139	98	98	98	98	126	138	36	139	139
54	126	37	99	99	99	99	138	94	138	138	138
138	37	138	138	138	138	138	37	54	94	94	94
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	96
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	38
163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
167	167	167	167	167	51	51	51	51	167	167	167
66	66	66	66	66	167	167	167	167	51	66	107
67	67	67	67	67	164	164	66	66	66	67	164
164	164	164	164	51	66	66	67	67	67	164	66
51	107	107	107	164	67	67	164	164	164	107	67
107	51	51	51	107	176	176	176	141	107	51	141
141	141	141	141	141	141	141	141	176	141	141	142
142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	51
176	176	176	176	176	107	107	107	107	176	176	176
98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98
99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
36	139	139	139	36	36	36	36	36	36	139	139
139	36	36	36	139	139	139	139	139	139	36	138
138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	94
94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	54

La Tabla A1.10 presenta para cada hora las 15 principales contingencias críticas ordenadas con base en el índice FVSI. En cada columna se indica un corte entre aquellas contingencias para las cuales se obtuvo un valor del indicador FVSI mayor a 0,25 y aquellas por debajo de este valor. Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad.

Tabla A1.10 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice FVSI

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
141	51	51	51	51	51	51	51	141	141	141	141
51	141	141	141	66	141	141	141	51	142	142	142
142	66	66	66	67	66	66	66	142	66	66	66
66	67	67	67	141	67	67	67	66	67	67	67
67	142	142	142	142	142	142	142	67	51	8	8
98	98	98	36	36	36	36	98	98	8	51	51
99	99	99	38	38	38	38	99	99	98	98	98
8	7	38	98	98	98	98	38	8	99	99	99
7	38	36	99	99	99	99	36	7	7	7	7
9	9	139	139	139	139	139	139	9	9	9	9
38	139	7	9	9	9	9	7	38	38	38	139
139	8	9	7	138	7	7	9	139	139	139	38
138	36	138	138	7	138	138	8	138	138	138	138
36	138	8	8	105	8	8	138	36	107	107	107
163	105	105	105	108	105	105	105	163	163	163	163
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
142	142	142	142	142	8	142	142	142	142	142	51
66	66	66	66	66	142	8	8	8	66	66	142
67	67	67	67	67	66	66	66	66	67	67	66
8	51	51	51	8	67	67	67	67	8	51	67
51	8	8	8	51	98	98	98	51	51	8	98
98	98	98	98	98	99	99	99	98	98	98	99
99	99	99	99	99	7	7	51	99	99	99	8
7	7	7	7	7	9	9	7	7	7	7	7
9	9	9	9	9	51	51	9	9	9	9	9
38	38	38	38	139	38	139	139	139	139	38	38
139	139	139	139	38	139	38	38	38	38	139	139
138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	36
163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163

La Tabla A1.11 presenta para cada hora las 15 principales contingencias críticas ordenadas por el índice IDR. Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad. Dado el orden de magnitud del índice IDR, no es práctico plantear un valor de corte para clasificar las contingencias.

Tabla A1.11 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Índice IDR

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
31	31	31	38	108	38	38	31	31	31	31	31
7	7	7	108	38	108	108	7	7	9	9	9
96	38	38	31	116	116	31	38	96	7	7	7
9	108	108	7	54	7	7	108	9	96	96	96
38	116	116	116	104	54	116	116	38	66	66	66
108	54	54	54	28	31	54	54	108	67	67	67
54	96	28	104	29	104	104	28	54	54	54	54
29	29	29	28	7	28	28	29	29	38	123	123
41	41	41	29	31	29	29	41	41	108	141	141
123	98	96	41	41	41	41	96	123	123	124	163
124	99	68	68	68	68	68	98	124	124	163	142
8	61	98	98	98	98	98	99	66	141	142	124
16	33	99	99	99	99	99	61	67	142	38	38
61	9	61	96	61	61	96	33	141	163	108	108
44	32	33	61	96	96	61	32	142	41	41	8
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
31	31	31	31	31	7	7	31	31	31	31	31
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7
7	7	7	7	7	31	31	7	7	7	7	9
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	38
67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	108
54	54	54	54	54	8	163	54	54	54	54	54
123	38	38	38	123	163	141	163	141	141	38	29
141	108	108	108	141	141	8	141	163	163	108	41
124	123	123	123	163	142	142	142	142	123	123	123
163	124	124	124	142	54	54	123	123	142	124	124
142	141	141	141	124	123	123	8	124	124	141	66
38	142	142	142	38	124	124	124	8	38	142	67
108	163	163	163	108	38	38	38	38	108	163	141
41	41	41	41	8	139	108	108	108	8	41	142

La Tabla A1.12 presenta para cada hora las 20 principales contingencias críticas ordenadas por el índice de cargabilidad máxima obtenido con el FCC (CPF). Se observa que en general el grupo de las contingencias críticas se mantiene a lo largo del día, aunque cambiando de posición de criticidad.

Tabla A1.12 Contingencias Críticas Horarias – Sistema IEEE 118 Nodos – Análisis de Cargabilidad Máxima FCC (CPF)

Hora 1	Hora 2	Hora 3	Hora 4	Hora 5	Hora 6	Hora 7	Hora 8	Hora 9	Hora 10	Hora 11	Hora 12
139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
8	8	8	1	1	1	1	8	8	8	8	8
51	51	1	8	8	8	8	51	51	51	51	51
96	1	51	51	51	51	51	1	96	96	96	96
1	96	96	96	96	96	96	96	1	185	185	185
185	185	185	185	185	185	185	185	185	1	38	38
38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	118	61
61	118	118	118	118	118	118	118	118	118	61	118
118	61	61	61	61	61	61	61	61	61	1	52
52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	1
117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117	117
54	54	54	54	36	36	54	54	54	54	54	54
36	36	36	36	54	54	36	36	36	36	36	36
33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Hora 13	Hora 14	Hora 15	Hora 16	Hora 17	Hora 18	Hora 19	Hora 20	Hora 21	Hora 22	Hora 23	Hora 24
139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	1
38	1	1	1	38	38	38	38	38	38	1	185
118	38	38	38	61	118	61	61	118	61	38	38
61	118	118	118	118	61	118	118	61	118	118	118
1	61	61	61	52	52	52	52	52	52	61	61
52	52	52	52	1	117	117	117	117	1	52	52
117	117	117	117	117	54	54	54	54	117	117	117
54	54	54	54	54	36	36	36	36	54	54	54
36	36	36	36	36	33	33	33	33	36	36	36
33	33	33	33	33	16	16	16	1	33	33	33
16	16	16	16	16	53	53	53	16	16	16	16
53	53	53	53	53	29	29	29	53	53	53	53
29	29	29	29	29	59	59	59	29	29	29	29

ANEXO 2 DATOS SISTEMA IEEE-RTS DE 24 NODOS

Tabla A2.1 Datos de Línea del sistema de Prueba IEEE de 24 Nodos

	Ni	Nf	R	X	Bs	S ^{max}
L1	1	2	0,0026	0,0139	0,4611	1,9300
L2	1	3	0,0546	0,2112	0,0572	2,0800
L3	1	5	0,0218	0,0845	0,0229	2,0800
L4	2	4	0,0328	0,1267	0,0343	2,0800
L5	2	6	0,0497	0,1920	0,0520	2,0800
L6	9	3	0,0308	0,1190	0,0322	2,0800
L7	24	3	0,0023	0,0839	0	5,1000
L8	9	4	0,0268	0,1037	0,0281	2,0800
L9	10	5	0,0228	0,0883	0,0239	2,0800
L10	10	6	0,0139	0,0605	2,4590	1,9300
L11	7	8	0,0159	0,0614	0,0166	2,0800
L12	9	8	0,0427	0,1651	0,0447	2,0800
L13	10	8	0,0427	0,1651	0,0447	2,0800
L14	11	9	0,0023	0,0839	0	5,1000
L15	12	9	0,0023	0,0839	0	5,1000
L16	11	10	0,0023	0,0839	0	5,1000
L17	12	10	0,0023	0,0839	0	5,1000
L18	13	11	0,0060	0,0480	0,1000	6
L19	14	11	0,0054	0,0418	0,0879	6
L20	13	12	0,0060	0,0480	0,1000	6
L21	23	12	0,0124	0,0966	0,2030	6
L22	13	23	0,0111	0,0865	0,1818	6
L23	16	14	0,0050	0,0589	0,0818	6
L24	16	15	0,0022	0,0173	0,0364	6
L25	21	15	0,0063	0,0490	0,1030	6
L26	21	15	0,0063	0,0490	0,1030	6
L27	15	24	0,0067	0,0519	0,1091	6
L28	17	16	0,0030	0,0259	0,0545	6
L29	19	16	0,0030	0,0231	0,0485	6
L30	18	17	0,0018	0,0144	0,0303	6
L31	22	17	0,0135	0,1053	0,2212	6
L32	18	21	0,0033	0,0269	0,0545	6
L33	18	21	0,0033	0,0269	0,0545	6
L34	19	20	0,0051	0,0396	0,0833	6
L35	19	20	0,0051	0,0396	0,0833	6
L36	23	20	0,0028	0,0216	0,0455	6
L37	23	20	0,0028	0,0216	0,0455	6
L38	21	22	0,0087	0,0678	0,1424	6

Tabla A2.2 Datos de Demanda (hora 19) Para el Sistema de Prueba

	Pd	Qd
N1	1,08	0,22
N2	0,97	0,20
N3	1,80	0,37
N4	0,74	0,15
N5	0,71	0,14
N6	1,36	0,28
N7	1,25	0,25
N8	1,71	0,35
N9	1,75	0,36
N10	1,95	0,40
N13	2,65	0,54
N14	1,94	0,39
N15	3,17	0,64
N16	1,00	0,20
N18	3,33	0,68
N19	1,81	0,37
N20	1,28	0,26

TABLA A2.3 Datos de Generación del Sistema de Prueba IEEE de 24 Nodos

	Nodo	$P_g^{\min}$	$P_g^{\max}$	Costo (\$/MW)	$Q_g^{\min}$	$Q_g^{\max}$
G1	1	0,158	0,20	5839	0	0,10
G2	1	0,158	0,20	5839	0	0,10
G3	1	0,152	0,76	1917,65	-0,25	0,30
G4	1	0,152	0,76	1917,65	-0,25	0,30
G5	2	0,158	0,20	5839	0	0,10
G6	2	0,158	0,20	5839	0	0,10
G7	2	0,152	0,76	1917,65	-0,25	0,30
G8	2	0,152	0,76	1917,65	-0,25	0,30
G9	7	0,250	1,00	2722	0	0,60
G10	7	0,250	1,00	2722	0	0,60
G11	7	0,250	1,00	2722	0	0,60
G12	13	0,690	1,97	3001,41	0	0,80
G13	13	0,690	1,97	3001,41	0	0,80
G14	13	0,690	1,97	3001,41	0	0,80
G15	14	0	0	0	-0,50	2,00
G16	15	0,024	0,12	3506,6	0	0,06
G17	15	0,024	0,12	3506,6	0	0,06
G18	15	0,024	0,12	3506,6	0	0,06
G19	15	0,024	0,12	3506,6	0	0,06
G20	15	0,024	0,12	3506,6	0	0,06
G21	15	0,542	1,55	1487,06	-0,50	0,80
G22	16	0,542	1,55	1487,06	-0,50	0,80
G23	18	1,000	4,00	1754,63	-0,50	2,00
G24	21	1,000	4,00	1754,63	-0,50	2,00
G25	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G26	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G27	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G28	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G29	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G30	22	0	0,50	0	-0,10	0,16
G31	23	0,542	1,55	1487,06	-0,50	0,80
G32	23	0,542	1,55	1487,06	-0,50	0,80
G33	23	1,400	3,50	1417,05	-0,25	1,50

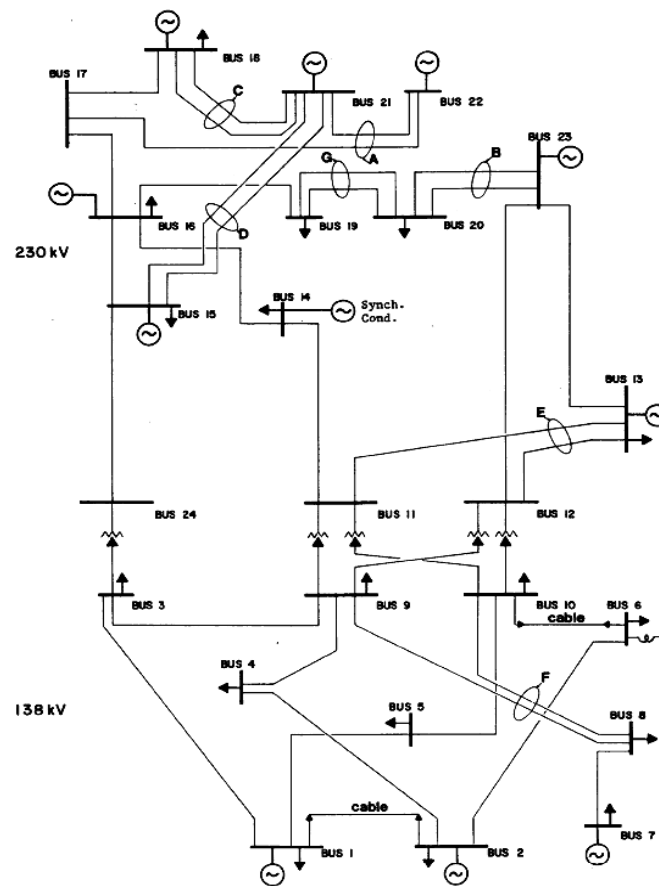


Figura A2.1 Sistema de prueba IEEE de 24 Nodos

ANEXO 3 DATOS SISTEMA IEEE-RBTS DE 6 NODOS

Se implementó el sistema de prueba *IEEE RBTS*, que presenta 11 generadores en una topología de 6 barras, convirtiéndolo en un sistema adecuado para verificar el modelo planteado. El sistema es dividido en tres áreas y los datos de generación, transmisión y demanda.

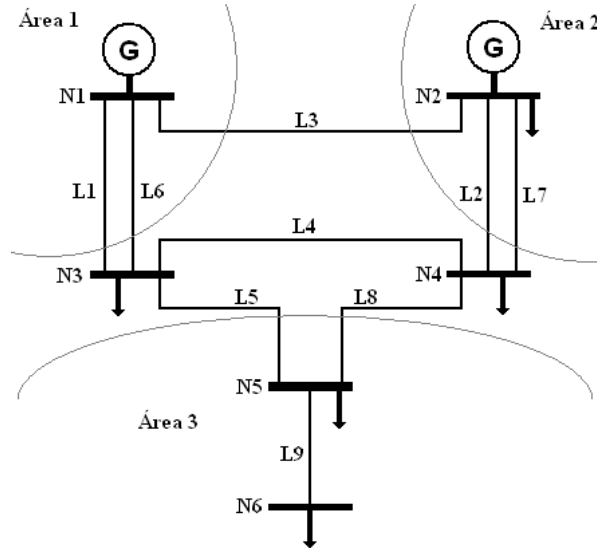


Figura A3.1 Sistema de Prueba

Tabla A3.1 Datos Generadores

G	Nodo	Área	Gmin	Gmax	Rup	Rdown	Ton	Toff
1	1	1	0,01	0,5	0,2	0,1	6	3
2	1	1	0,05	0,5	0,1	0,1	6	3
3	1	1	0,05	0,2	0,2	0,2	1	0
4	1	1	0,01	0,1	0,1	0,1	1	0
5	2	2	0,05	0,4	0,1	0,1	5	3
6	2	2	0,01	0,15	0,15	0,15	4	2
7	2	2	0,02	0,2	0,2	0,2	4	2
8	2	2	0,02	0,2	0,2	0,2	0	0
9	2	2	0,02	0,2	0,2	0,2	0	0
10	2	2	0,01	0,05	0,05	0,05	0	0
11	2	2	0,01	0,05	0,03	0,03	0	0

Tabla A3.2 Datos Oferta Horaria de los Generadores

H	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11
1	10	8	6	7	10	6	6	6	8	7	7
2	10	8	6	7	10	6	6	6	8	7	7
3	10	8	6	7	10	6	6	6	8	7	7
4	10	8	6	7	10	6	6	6	8	7	7
5	10	8	8	8	10	8	8	8	8	8	8
6	10	8	8	8	10	8	8	8	8	8	8
7	10	8	8	8	10	8	8	8	8	8	8
8	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
9	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
10	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
11	10	8	8	8	10	8	8	8	8	8	8
12	10	8	8	8	10	8	8	8	8	8	8
13	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
14	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
15	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
16	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
17	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
18	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
19	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
20	10	8	7	9	10	7	7	7	8	9	9
21	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
22	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
23	10	8	7	6	10	7	7	7	8	6	6
24	10	8	7	5	10	7	7	7	8	5	5

Tabla A3.3 Datos de Líneas

Ni	Nf	X	Cap
1	3	0,18	0,85
1	3	0,18	0,85
2	4	0,60	0,71
2	4	0,60	0,71
1	2	0,48	0,71
3	4	0,12	0,71
3	5	0,12	0,71
4	5	0,12	0,71
5	6	0,12	0,71

Tabla A3.4 Datos de Demanda

H	N2	N3	N4	N5	N6
1	0,1004	0,1004	0,1306	0,1440	0,1440
2	0,0955	0,0955	0,1256	0,1507	0,1389
3	0,0938	0,0938	0,1239	0,1473	0,1389
4	0,0938	0,0938	0,1373	0,1473	0,1490
5	0,1138	0,1138	0,1707	0,1541	0,1724
6	0,1524	0,1524	0,2125	0,1591	0,2142
7	0,1758	0,1758	0,1959	0,1741	0,2244
8	0,2227	0,2227	0,1924	0,1941	0,2461
9	0,2461	0,2461	0,1941	0,2092	0,2512
10	0,2594	0,2594	0,2026	0,2244	0,2678
11	0,2678	0,2678	0,2125	0,2461	0,2795
12	0,2544	0,2544	0,2043	0,2512	0,2712
13	0,2227	0,2227	0,1874	0,2394	0,2478
14	0,2377	0,2377	0,1791	0,2428	0,2495
15	0,2444	0,2444	0,1758	0,2478	0,2478
16	0,2495	0,2495	0,1741	0,2478	0,2444
17	0,2495	0,2495	0,1842	0,2461	0,2478
18	0,2628	0,2628	0,2227	0,2444	0,2678
19	0,2527	0,2527	0,3013	0,2428	0,3181
20	0,2194	0,2194	0,2946	0,2177	0,3114
21	0,1959	0,1959	0,2795	0,1874	0,2913
22	0,1674	0,1674	0,2377	0,1707	0,2495
23	0,1355	0,1355	0,1808	0,1623	0,2008
24	0,1121	0,1121	0,1473	0,1557	0,1640

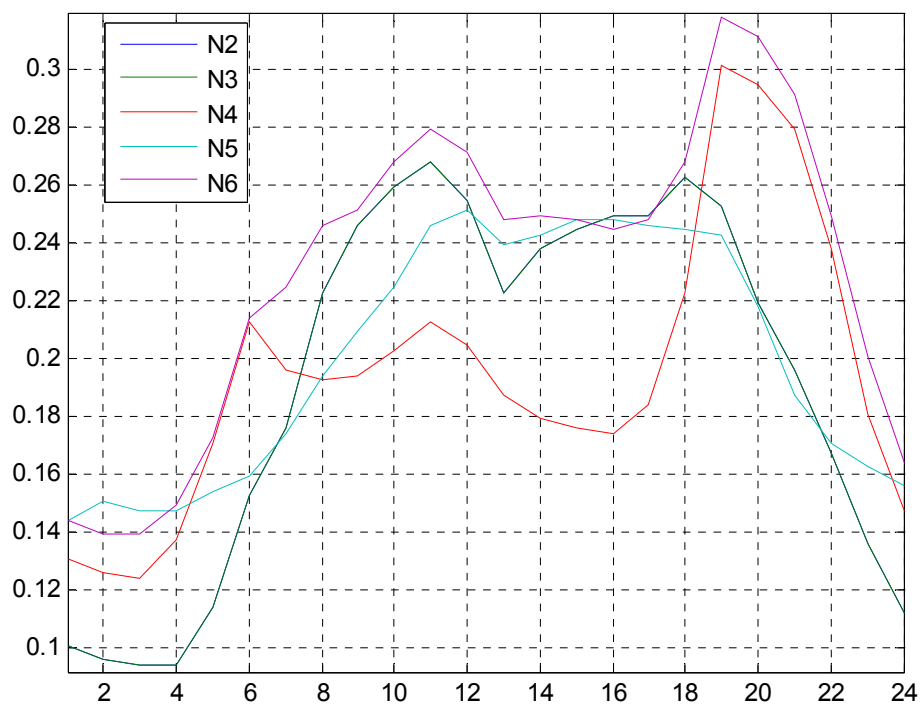


Figura A3.2 Curvas de Demanda Horaria

Tabla A3.5 Límites de Importación y Exportación

Área	L imp	L exp
1	2,13	2,13
2	1,70	1,70
3	3,83	3,83

Tabla A3.6 Reserva Secundaria de Frecuencia

Reserva Arriba	0,02
Reserva Abajo	0,02