



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA

IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE VOLTAJE EN EL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

LUIS EDUARDO BONILLA GUERRERO

lbbonilla08g@gmail.com

DIRECTOR: DR.-ING. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA (Ph. D.)

jcepeda@cenace.org.ec

CODIRECTOR: DR.-ING. GABRIEL BENJAMIN SALAZAR YÉPEZ (Ph. D.)

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, Luis Eduardo Bonilla Guerrero, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Luis Eduardo Bonilla Guerrero

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Eduardo Bonilla Guerrero, bajo mi supervisión.

JAIME C. CEPEDA CAMPAÑA, Ph.D.

DIRECTOR DEL PROYECTO

GABRIEL B. SALAZAR YÉPEZ, Ph.D.

CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la fuerza y sabiduría para poder concluir este documento.

A mis padres Edison Bonilla y Sandra Guerrero por sus bendiciones, consejos, ayuda y amor brindado durante toda mi vida. A mi hermano Orlando y a mi tía Ligia Guerrero quienes han sido un apoyo y compañía permanente en mi vida. A mis amigos de la universidad que me mostraron el verdadero valor de la amistad y el compañerismo.

Al Ing. Diego Echeverría funcionario del CENACE, al Dr. Jaime Cepeda mi director de tesis y al Dr. Gabriel Salazar mi codirector de tesis por la ayuda y enseñanzas brindadas en la elaboración del presente trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres Edison Bonilla y Sandra Guerrero.

A mi hermano Orlando Bonilla.

A mi tía Ligia Guerrero

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
CONTENIDO	V
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XII
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XV

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.2 ALCANCE	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	4
CAPÍTULO II	5
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	5
2.2 ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA	6
2.2.1 Ecuaciones de Flujo de Potencia	7
2.2.1.1 Método de Newton Raphson en la solución de flujos de potencia	8
2.3 MATRIZ DE SENSIBILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	11
2.4 ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	12
2.4.1 Definición y Conceptos básicos	12
2.4.2 Clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos	14
2.4.2.1 Estabilidad de Ángulo Rotor	14
2.4.2.1.1 <i>Estabilidad Transitoria</i>	15
2.4.2.1.2 <i>Estabilidad Oscilatoria</i>	15
2.4.2.2 Estabilidad de Frecuencia	17
2.4.2.3 Estabilidad de Voltaje	17

2.4.2.3.1	<i>Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación</i>	18
2.4.2.3.2	<i>Estabilidad de voltaje de gran perturbación</i>	19
2.5	CONTROL DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	20
2.5.1	Métodos de control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia	20
2.5.1.1	Generadores Sincrónicos	21
2.5.1.1.1	<i>Sistema de excitación de una generador sincrónico</i>	21
2.5.1.2	Reactores en paralelo o shunt	23
2.5.1.3	Capacitores en paralelo o shunt	24
2.5.1.4	Capacitores serie	25
2.5.1.5	Compensadores Sincrónicos	25
2.5.1.6	Compensadores Estáticos	26
2.5.1.7	Transformadores de potencia	27
2.6	HERRAMIENTAS MATEMÁTICAS	27
2.6.1	Método de Monte Carlo como una técnica de generación de datos	27
2.6.1.1	Distribuciones de probabilidad	29
2.6.1.2	Distribuciones de probabilidad de variables discretas	29
2.6.1.2.1	<i>Distribución de Bernouli</i>	29
2.6.1.2.2	<i>Distribución Binomial</i>	29
2.6.1.2.3	<i>Distribución de Poisson</i>	30
2.6.1.3	Distribuciones de probabilidad de variables continuas	31
2.6.1.3.1	<i>Distribución Uniforme</i>	31
2.6.1.3.2	<i>Distribución Normal</i>	31
2.6.1.3.3	<i>Distribución exponencial</i>	32
2.6.2	Análisis Multivariante	33
2.6.2.1	Análisis de Componentes Principales (PCA)	34
2.6.2.2	Coordenadas Principales	36
2.6.3	Técnicas de agrupamiento basadas en minería de datos	38
2.6.3.1	Método de agrupamiento: K – Means	38
2.6.3.2	Método de agrupamiento: Fuzzy C – Means	39

CAPÍTULO III	42
3.1 ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA	42
3.2 SIMULACIÓN MONTE CARLO	45
3.2.1 Selección del escenario de operación	47
3.2.2 Cálculo de la Matriz de Sensibilidad de Voltaje	49
3.3 METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR ACV EN UN SEP	51
3.3.1 Cálculo de las Distancias Eléctricas	53
3.3.2 Análisis de Minería de datos	55
3.3.2.1 Descomposición en coordenadas principales	55
3.3.2.2 Agrupación de datos mediante Fuzzy C Means (FCM)	56
3.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUEESTA AL SISTEMA DE 9 BARRAS	57
3.4.1 Simulación Monte Carlo	59
3.4.2 Identificación de ACV en el sistema de 9 barras	63
3.4.3 Resultados de las ACV identificas en el sistema de 9 barras	66
CAPÍTULO IV	69
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I)	69
4.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR	69
4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	72
4.3 IDENTIFICACIÓN DE ACV EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	85
4.3.1 Análisis de resultados	89
4.3.2 Reservas de recursos de potencia reactiva	93

CAPÍTULO V	96
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
ANEXOS	102
ANEXO 1: CODIGO FUENTE DEL DPL DESARROLLADO EN DIGSILENT POWER FACTORY.	102
ANEXO2: CODIGO FUENTE DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN MATLAB.	105
ANEXO3: IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE VOLTAJE EN EL SISTEMA DE 39 BARRAS.	110
ANEXO4: INTRODUCCIÓN AL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL (DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE).	115
Creación de un nuevo DPL	117
Definición de variables en un DPL	119
Funciones y operadores principales en un DPL	121
Flujos de instrucciones en un DPL	122
Definición de un conjunto de Objetos “General Set”	123
Acceso a los objetos de un “General Set”	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia	14
Figura 2.2 Diagrama de bloques de un sistema de excitación de un generador sincrónico	22
Figura 2.3 Reactor conectado a la barra de extra alto voltaje.....	24
Figura 2.4 Rector conectado al terciario del transformador.	24
Figura 2.5 Banco de capacitores conectado al terciario del transformador.....	25
Figura 2.6 Banco de capacitores conectados a la barra de alto voltaje.	25
Figura 2.7 Compensador sincrónico conectado al terciario del transformador.	26
Figura 2.8 Compensador estático (SVC)	27
Figura 2.9: Función de distribución continua.	31
Figura 2.10 Distribución de probabilidad Normal.....	32
Figura 2.11 Distribución de probabilidad exponencial	33
Figura 3.1 Estructura general de la Metodología.	43
Figura 3.2 Estructura metodológica para el cálculo de la matriz de Sensibilidad en N escenarios de Operación.	46
Figura 3.3 Configuración del módulo de cálculo de la sensibilidad (<i>ComVstab</i>) en DlgSILENT PowerFactory.....	50
Figura 3.4 Diagrama de flujo de la metodología utilizada para identificar ACV.....	52
Figura 3.5 Diagrama unifilar del sistema de 9 barras	58
Figura 3.6 Parámetros de entrada del DPL desarrollado.	59
Figura 3.7 Potencia activa del generador slack y de la carga total del sistema	67
Figura 3.8 Número de ACV en el sistema de 9 barras	68
Figura 3.9 ACV representadas mediante clusters	68
Figura 4.1 Porcentaje de producción total de energía en el Ecuador en el año 2016	70
Figura 4.2 Demanda mensual de energía (GWh).....	70
Figura 4.3 Demanda de potencia (MW)	71
Figura 4.4 Diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado ...	72
Figura 4.5 Incorporación del equivalente estático al S.N.I.	73
Figura 4.6 Producción total de generación en MW	74
Figura 4.7 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C).....	76

Figura 4.8 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)	78
Figura 4.9 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)	80
Figura 4.10 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)	82
Figura 4.11 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)	84
Figura 4.12 Histograma de número de ACV identificadas en el S.N.I.	90
Figura 4.13 Representación de las ACV en el S.N.I. mediante clusters	91
Figura 4.14 Agrupación de las barras del S.N.I. en 5 ACV	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Identificación de variables de estado de acuerdo al tipo de barra.....	10
Tabla 3.1 Argumento int mode.....	47
Tabla 3.2 Argumentos double:mode p1 y mode p2	47
Tabla 3.3 Especificaciones de las funciones acos y tan del lenguaje DPL.	58
Tabla 3.4 Potencias iniciales de las cargas del sistema de 9 barras	58
Tabla 3.5 Parámetros de control de los generadores conectados a barras tipo PV	58
Tabla 3.6 Numeración de las barras del sistema a ser consideradas en el análisis de sensibilidad	59
Tabla 3.7 Valores de potencia activa (MW) de las cargas del sistema obtenidos en la S.M.C.	61
Tabla 3.8 Valores de potencia reactiva (MVAR) de las cargas del sistema obtenidos en la S.M.C.	61
Tabla 3.9 Matriz de sensibilidad en el primer escenario de operación	62
Tabla 3.10 Factores de sensibilidad en todos los escenarios de operación.	63
Tabla 3.11 Conectividad entre las barras consideradas en el análisis de sensibilidad.	64
Tabla 3.12 Matriz de Distancias Eléctricas	64
Tabla 3.13 Distancias Eléctricas Normalizadas	65
Tabla 3.14 Coordenadas Principales de la matriz de Distancias Eléctricas Normalizadas	65
Tabla 3.15 Matriz de incidencia (Ar) en el sistema de 9 barras	66
Tabla 3.16 ACV Identificadas en el sistema de 9 barras	68
Tabla 4.1 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	75
Tabla 4.2 Producción de generación Térmica por unidad de generación	75
Tabla 4.3 Producción de generación Térmica por unidad de generación	76
Tabla 4.4 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	77
Tabla 4.5 Producción de generación Térmica por unidad de generación	78
Tabla 4.6 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	79
Tabla 4.7 Producción de generación Térmica por unidad de generación	80
Tabla 4.8 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	81

Tabla 4.9 Producción de generación Térmica por unidad de generación	82
Tabla 4.10 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	83
Tabla 4.11 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación	84
Tabla 4.12 Producción de generación Térmica por unidad de generación	85
Tabla 4.13 Barras de 500 kV del S.N.I.....	85
Tabla 4.14 Barras de 230 kV del S.N.I.....	86
Tabla 4.15 Barras de 138 kV del S.N.I.....	87
Tabla 4.16 Conectividad entre barras del S.N.I.....	88
Tabla 4.17 Demanda máxima y mínima registrados en la Simulación Monte Carlo.	89
Tabla 4.18 Agrupación de las barras del S.N.I en 5 Áreas de Control de Voltaje (ACV)	91
Tabla 4.19 Agrupación de las barras del S.N.I en 4 Áreas de Control de Voltaje (ACV)	93
Tabla 4.20 Generación disponible en cada ACV del S.N.I.....	94
Tabla 4.21 Demanda máxima en cada ACV del S.N.I.....	94
Tabla 4.22 Compensación Reactiva en cada ACV del S.N.I.....	94
Tabla 4.23 Generación disponible en cada ACV del S.N.I.....	95
Tabla 4.24 Demanda máxima en cada ACV del S.N.I.....	95
Tabla 4.25 Compensación Reactiva en cada ACV del S.N.I.....	95
Tabla 5.1 Agrupación de las barras del S.N.I en 5 Áreas de Control de Voltaje (ACV)	98
Tabla A.1 Numeración de las barras del sistema de IEEE 39 barras (New England System) consideradas en el análisis de sensibilidad.....	111
Tabla A.2 Conectividad entre barras del sistema de IEEE 39 barras (New England System)	112
Tabla A.3 ACV identificadas en el sistema IEEE 39 barras	114
Tabla A.4 Comandos ejecutables en un DPL [24]	117
Tabla A.5 Funciones estándar en un DPL [24]	121
Tabla A.6 Funciones constantes en un DPL	122

RESUMEN

El crecimiento de la demanda en los últimos años ha provocado que los sistemas eléctricos de potencia (SEPs) operen cada vez más cerca de sus límites de estabilidad y seguridad. Por esta razón es de crucial importancia identificar las áreas débiles del sistema eléctrico de potencia con el objetivo de establecer estrategias de control que permitan mejorar la calidad y la continuidad del servicio eléctrico.

En la evaluación de la estabilidad de voltaje, es de particular interés identificar las áreas críticas del sistema eléctrico de potencia expuestas a déficit de potencia reactiva, que bajo ciertas condiciones de operación darían lugar a un desequilibrio de la potencia reactiva en el sistema, que a la vez podría causar problemas de estabilidad de voltaje. Dado que la estabilidad de voltaje involucra un control local, es recomendable dividir al sistema en zonas o áreas eléctricas (en función del comportamiento del voltaje del sistema), las cuales son conocidas como Áreas de Control de Voltaje (ACV), esto con el objetivo de identificar y aprovechar los recursos de potencia reactiva más apropiados de cada área con el fin de mejorar el comportamiento del voltaje en las barras del sistema.

En este trabajo se presenta una metodología para identificar las Áreas de Control de Voltaje en un sistema eléctrico de potencia, basada en el análisis de la matriz de sensibilidad de voltaje ($\partial V / \partial Q$). Esta metodología se aplicó al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) de Ecuador a nivel de transmisión considerando diferentes escenarios de generación y carga, los cuales fueron generados estocásticamente aplicando el método de simulación Monte Carlo. Con este propósito se utilizó el paquete computacional DigSILENT PowerFactory para desarrollar un programa en el ambiente DPL (DigSILENT Programming Language) para generar escenarios estocásticos de operación del S.N.I y determinar la matriz de sensibilidad de voltaje en cada uno de estos escenarios, y se utilizó el paquete computacional MATLAB para plantear las Áreas de Control de Voltaje del S.N.I en base a la metodología propuesta.

PRESENTACIÓN

En el Capítulo I - Introducción, se presenta la introducción, los objetivos generales y específicos, seguido del alcance y justificación que tiene el presente trabajo.

En el Capítulo II – Marco Teórico, se da a conocer el estado del arte de la base conceptual empleada para la realización del proyecto, se estudia los conceptos relacionados con sistemas eléctricos de potencia, flujos de potencia, estabilidad de sistemas de potencia, y las herramientas matemáticas empleadas en la elaboración de este proyecto: método de simulación Monte Carlo, análisis Multivariante y técnicas de lógica difusa aplicada a minería de datos.

En el Capítulo 3 – Metodología para identificar Áreas de Control de Voltaje en un SEP, se explica la estructura metodológica empleada para formular escenarios estocásticos mediante simulación Monte Carlo, así como de la estructura metodológica empleada para identificar las Áreas de Control de Voltaje en un sistema eléctrico de potencia.

En el Capítulo 4 –Aplicación de la metodología propuesta al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador, se presenta las Áreas de Control de Voltaje identificadas en el Sistema Nacional Interconectado, aplicando la metodología propuesta.

Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones a las que se llega luego de la realización del trabajo.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad de voltaje es un fenómeno de gran importancia para mantener la operación segura y confiable de un sistema eléctrico de potencia (SEP), dicha estabilidad está íntimamente relacionada con la disponibilidad y el control de los recursos de potencia reactiva del SEP. La potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias eléctricas, por lo tanto, el control de voltaje en un sistema eléctrico de potencia se convierte esencialmente en un problema de control local, es por ello que se han realizado importantes investigaciones para optimizar el uso de fuentes de potencia reactiva y resolver problemas locales de estabilidad de voltaje. Una de las metodologías utilizadas para identificar problemas de estabilidad de voltaje y optimizar los recursos de potencia reactiva, consiste en dividir al sistema eléctrico de potencia en zonas o áreas eléctricas en función de su comportamiento de voltaje, conocidas como Áreas de Control de Voltaje (ACV) [1] [2] [3].

Un Área de Control de Voltaje, está conformada por un grupo de barras coherentes que presentan patrones de comportamiento de voltaje similares y están lo suficientemente desacopladas eléctricamente de las barras de otras áreas del sistema. La principal característica de un ACV es que el perfil de voltaje de las barras que conforman esta ACV es controlado fundamentalmente por sus fuentes de potencia reactiva, teniendo mucho menos efecto las acciones de control en las otras áreas [2].

Las barras de generación incluidas en cada ACV conforman la Reserva Reactiva Base (RRB) para esta área. La mayor parte de los incrementos de carga de potencia reactiva dentro de un ACV es suministrada por la RRB, por lo que la RRB desempeña un papel muy importante en la determinación del límite de carga reactiva de cada barra de carga y la reserva de potencia reactiva en cada área. En este sentido, identificar las ACV y sus RRB permite establecer estrategias de

supervisión con el fin de mejorar el control y la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico [1].

Existen diferentes metodologías empleadas para dividir al sistema eléctrico de potencia en Áreas de Control de Voltaje. Algunas metodologías se basan en el análisis de la curva Q-V, otras metodologías se basan en la evaluación del sistema frente a contingencias como salida de líneas de transmisión, transformadores, unidades de generación etc. [1]. En la referencia [3] se plantea un método efectivo para identificar las ACV para un sistema de potencia en Francia, en donde por primera vez se utiliza el concepto de *distancias eléctricas* entre barras del sistema, además de un análisis topológico de la red. En las referencias [1] y [2] se propone un algoritmo de clasificación jerárquico para identificar las ACV en función de las distancias eléctricas entre las barras del sistema.

En el presente trabajo se propone una metodología para identificar las Áreas de Control de Voltaje en un sistema eléctrico de potencia, la misma que es aplicada al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador. Esta metodología propuesta se basa en el análisis de la matriz de sensibilidad de voltaje ($\partial V / \partial Q$), el concepto de *distancia eléctrica*, análisis topológico de la red y minería de datos; propiamente análisis multivariante y el método de agrupación de datos Fuzzy C Meas (FCM).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Estructurar una metodología para Identificar Áreas de Control de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia y aplicarla al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador mediante el análisis de la matriz de sensibilidad.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentar los conceptos y el estado del arte de las herramientas matemáticas implementadas en la identificación de Áreas de Control de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia.
- Determinar la matriz de sensibilidad ($\partial V / \partial Q$) para distintos escenarios de operación del S.N.I. obtenidos mediante simulación Monte Carlo, utilizando código DPL (DIgSILENT Programming Language) estructurado en DIgSILENT PowerFactory.
- Plantear Áreas de Control de Voltaje del S.N.I. mediante el análisis de minería de datos de la matriz de distancias eléctricas (matriz obtenida a partir de la matriz de sensibilidad), utilizando un código (script *.m) estructurado en MATLAB.

1.2 ALCANCE

Se planteará una metodología para identificar Áreas de Control de Voltaje en sistemas eléctricos de potencia y se implementará en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.).

Se desarrollará un programa en el ambiente de programación DPL (DIgSILENT Programming Language) estructurado en DIgSILENT PowerFactory para obtener la matriz de sensibilidad de voltaje en las barras de transmisión (500 kV, 230 kV y 138 kV) en varios escenarios de operación del Sistema Nacional Interconectado obtenidos mediante simulación Monte Carlo.

Se desarrollará un programa (script *.m) en MATLAB para plantear Áreas de Control de Voltaje en el S.N.I. mediante el análisis multivariante y minería de datos de la matriz de distancias eléctricas (matriz calculada a partir de la matriz de sensibilidad).

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El Ecuador ha venido enfrentando un alto crecimiento de la demanda de energía, por lo que el sistema eléctrico se ha ido fortaleciendo con la inclusión del sistema de transmisión de 500 kV y el ingreso nuevas centrales de generación como Coca Codo Sinclair (1500 MW) y Sopladora (487 MW), estos hechos también implican una mayor complejidad en la elaboración de estudios eléctricos en etapas de planificación y esencialmente en la operación en tiempo real del sistema ya que se podrían presentar problemas de control y de estabilidad de voltaje si no se utilizan adecuadamente las fuentes disponibles de potencia reactiva. Como se mencionó anteriormente los problemas de control y de estabilidad de voltaje son esencialmente locales, por tal motivo, es recomendable dividir al sistema en Áreas de Control de Voltaje para optimizar los recursos de potencia reactiva.

En este sentido, en el presente trabajo se identifican las Áreas de Control de Voltaje en el S.N.I. y sus reservas de potencia reactiva, lo que facilitará la realización de estudios eléctricos en donde se requiera la definición previa de estas áreas, además que le permitirá al operador del sistema, CENACE, realizar un control coordinado y establecer estrategias de supervisión con el fin de mejorar el comportamiento del voltaje en las barras del sistema y mejorar la estabilidad de voltaje en el mismo.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

La identificación de Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Eléctrico de Potencia es de gran importancia tanto en la operación del sistema en tiempo real para el control adecuado del voltaje, como en etapas de planificación en la elaboración de estudios eléctricos principalmente para estudios de estabilidad de voltaje. En este capítulo se presenta el estado del arte de los siguientes conceptos: sistemas eléctricos de potencia, flujos de potencia, métodos de control de voltaje, conceptos de estabilidad y finalmente se presentan las herramientas matemáticas empleadas en este trabajo, utilizadas para identificar Áreas de Control de Voltaje en un SEP.

2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una red eléctrica que se encarga de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde las fuentes de energía hasta los consumidores, cumpliendo criterios de calidad, seguridad y economía.

Un sistema eléctrico de potencia está conformado básicamente por centrales de generación, subestaciones, sistemas de transmisión, sistemas de subtransmisión y centros de carga.

Las centrales de generación son las encargadas de transformar una fuente primaria de energía en energía eléctrica. Las centrales eléctricas generan energía eléctrica en niveles bajos de tensión generalmente entre 6 y 22 kV. Las principales fuentes primarias de energía son el agua, el gas, el uranio, el viento, la energía solar, entre otras.

Las subestaciones son las instalaciones encargadas de transformar el nivel de tensión. En el sistema de potencia existen subestaciones de elevación y

reducción; las subestaciones de elevación están ubicadas en las inmediaciones de las centrales eléctricas, para elevar el voltaje a niveles adecuados para la transmisión de la energía eléctrica (generalmente mayor a 138 kV), y las subestaciones de reducción están ubicadas cerca de los centros de consumo, con el objetivo de reducir el nivel de voltaje a valores adecuados para la distribución y consumo de la energía eléctrica (generalmente inferior a 66 kV).

Los sistemas de distribución son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de reducción hasta los usuarios finales.

2.2 ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planificación, diseño y operación de sistemas eléctricos de potencia. La solución de un flujo de potencia en un SEP, para una condición preestablecida de generación y demanda, permite conocer fundamentalmente la magnitud y ángulo del voltaje en cada barra del sistema. A las variables: magnitud y ángulo de voltaje en las barras del sistema, obtenidas de la solución de un flujo de potencia, se las conoce como variables de estado [4].

En cada una de las barras del sistema de potencia se deben conocer 4 variables: la magnitud y ángulo de voltaje de barra, y la potencia activa y reactiva de inyección al sistema. En general, en cada barra se especifican dos variables y las otras 2 deben ser calculadas con el planteamiento de ecuaciones de flujos de potencia. Las cantidades especificadas son identificadas en función del tipo de barra del sistema [4]. En un sistema de potencia se identifican 3 tipos de barras que se explican a continuación [4] [5]:

- *Barra oscilante (slack)*: también conocida como barra $V\theta$, es la barra de referencia del sistema de potencia, es la única barra de generación en donde se especifica la magnitud y el ángulo de voltaje de barra. Generalmente en sistemas de potencia la barra slack es la barra en donde se conecta la mayor generación del sistema.

- *Barras de voltaje controlado*: también conocidas como barras **PV**, son barras a las que se conectan unidades de generación, la principal característica de estas barras es que pueden controlar la magnitud de voltaje de barra y también la potencia activa de inyección al sistema. En estas barras se especifica la magnitud de voltaje de barra y la potencia de generación que se inyecta al sistema. La variable de estado a determinar en cada barra **PV** es el ángulo de voltaje de barra.
- *Barras de carga (barras PQ)*: son barras que carecen de generación o que tienen conectadas pequeñas unidades de generación sin capacidad de control de voltaje. Los valores especificados en cada barra de carga son la potencia de carga activa y reactiva. Las variables de estado a determinar en cada tipo de barra **PQ** son la magnitud y ángulo del voltaje de barra.

2.2.1 ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

Las inyecciones de corriente en cada uno de los nodos (barras) del sistema son obtenidas mediante (2.1) [6]:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad ; \text{ con } i = 2, \dots, n \quad (2.1)$$

- I_i : Representa la inyección de corriente en la barra i .
- V_j : Representa el voltaje de línea de secuencia positiva con la referencia a tierra, en la barra j .
- n : representa el número de barras que conforman el sistema eléctrico de potencia.
- Y_{ij} : Representa el elemento i, j de la matriz de admitancias o también conocida como Y_{Barra} .

La Y_{Barra} es una matriz de admitancias, cuyos elementos reflejan las impedancias y admitancias equivalentes de las líneas de transmisión, y las impedancias equivalentes de los transformadores del sistema. Adicionalmente, cada elemento

Y_{ij} de la $Y_{Barrera}$ (para $i \neq j$) brinda información de la topología del sistema (conexión entre barras) [4].

La solución de un flujo de potencia de un sistema de potencia es obtenida cuando las variables de estado cumplen con las ecuaciones de flujo de potencia (2.2) y (2.3), en barras PV y PQ [6].

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = P_{g_i} - P_{c_i} \quad (2.2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = Q_{g_i} - Q_{c_i} \quad (2.3)$$

En donde:

- P_i : Es la potencia activa de inyección al sistema, en la barra i .
- Q_i : Es la potencia reactiva de inyección al sistema, en la barra i .
- P_{g_i} : Es la potencia activa de generación, especificada en una barra PV .
- Q_{g_i} : Es la potencia reactiva de generación, especificada en una barra PV .
- P_{c_i} : Es la potencia activa de carga, especificada en una barra PQ .
- Q_{c_i} : Es la potencia reactiva de carga, especificada en una barra PQ .
- n : Es el número de barras que conforman el sistema eléctrico de potencia.
- θ_{ij} : Es el ángulo de voltaje entre las barras i y j .
- G_{ij} : Es parte real (conductancia) del elemento Y_{ij} de la $Y_{Barrera}$.
- B_{ij} : Es parte imaginaria (susceptancia) del elemento Y_{ij} de la $Y_{Barrera}$.

2.2.1.1 Método de Newton Raphson en la solución de flujos de potencia

El método de Newton Raphson, empleado para resolver flujos de potencia, es un método iterativo que se basa en encontrar las variables de estado (x), tales que cumplan las ecuaciones (2.2) y (2.3) anteriormente mencionadas. La formulación matemática de este método se basa en la expansión de una función no lineal en series de Taylor. Las variables de estado son calculadas iterativamente mediante la ecuación (2.4) [6]:

$$x^{(z+1)} = x^{(z)} - [J(x^{(z)})]^{-1} f(x^{(z)}) \quad (2.4)$$

En donde $x^{(z)}$ y $x^{(z+1)}$ son las variables de estado en la iteración z y $z+1$ respectivamente. Las variables de estado, expresadas en (2.5), corresponden a las variables de la magnitud y ángulo de voltaje en las barras PQ , y al ángulo de voltaje en las barras PV .

$$x = \begin{bmatrix} \theta_i \\ \vdots \\ \theta_n \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} ; i = 2, \dots, n \quad (2.5)$$

$J(x^{(z)})$ Es la matriz Jacobiano del SEP, evaluada en la iteración z . Los elementos de la matriz Jacobiano, expresada (2.6), representan las variaciones de las potencias de inyección con respecto a las variables de estado.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i(x)}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_i(x)}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_i(x)}{\partial V_i} & \dots & \frac{\partial P_i(x)}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n(x)}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_n(x)}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n(x)}{\partial V_i} & \dots & \frac{\partial P_n(x)}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_i(x)}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_i(x)}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_i(x)}{\partial V_i} & \dots & \frac{\partial Q_i(x)}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n(x)}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n(x)}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n(x)}{\partial V_i} & \dots & \frac{\partial Q_n(x)}{\partial V_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$f(x^{(z)})$: Representa las ecuaciones de flujo evaluadas en la iteración z . $f(x)$ se expresa en (2.7):

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_i^P(x) \\ \vdots \\ f_n^P(x) \\ f_i^Q(x) \\ \vdots \\ f_n^Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_i(x) - P_{g_i} + P_{c_i} \\ \vdots \\ P_n(x) - P_{g_n} + P_{c_n} \\ Q_i(x) - Q_{g_i} + Q_{c_i} \\ \vdots \\ Q_n(x) - Q_{g_n} + Q_{c_n} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

En donde:

$$f_i^P(x) = P_i(x) - P_{g_i} + P_{c_i} \quad (2.8)$$

$$f_i^P(x) = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{g_i} + P_{c_i} \quad (2.9)$$

$$f_i^Q(x) = Q_i(x) - Q_{g_i} + Q_{c_i} \quad (2.10)$$

$$f_i^Q(x) = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{g_i} + Q_{c_i} \quad (2.11)$$

El método se resume a continuación:

1. Identificar las variables de estado en función del tipo de barra. En la Tabla 2.1 se presenta una metodología para identificar las variables de estado en función del tipo de barra:

Tabla 2.1 Identificación de variables de estado de acuerdo al tipo de barra.

Tipo de barra	Valores conocidos	Valores a determinar	Variables de estado a determinar
SLACK	V, θ	P_g, Q_g	-
PV	P_g, V	θ, Q_g	θ
PQ	P_c, Q_c	V, θ	V, θ

2. Inicializar las variables de estado en todas las barras *PV* y *PQ*, generalmente se asume la magnitud de voltaje 1 [p.u.] y el ángulo de voltaje 0° .
3. Calcular las ecuaciones de flujo de potencia, mediante las ecuaciones (2.9) y (2.11). $f_i^P(x)$ y $f_i^Q(x)$ para barras *PQ*, y $f_i^P(x)$ para barras *PV*.
4. Evaluar el Jacobiano del sistema.
5. Actualizar las variables de estado mediante la ecuación (2.4).

6. Repetir los numerales 3, 4, y 5 hasta que $|f(x)| < \varepsilon$, en donde ε es un evaluador de convergencia, generalmente menor a 0.01.

2.3 MATRIZ DE SENSIBILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Cuando un sistema de potencia se encuentra operando en condiciones normales, éste se ve sometido continuamente a perturbaciones como descargas atmosféricas, variaciones de carga, salida intempestiva de unidades de generación etc. La sensibilidad, se considera inversamente proporcional a la robustez del sistema, mientras más sensible es un sistema menos capacitado está para soportar variaciones dadas, tanto por factores propios del sistema como por variables externas; por tanto la sensibilidad es un indicador que está íntimamente ligado a la estabilidad de un sistema [7].

La matriz de sensibilidad permite apreciar de forma más tangible la sensibilidad que tiene un sistema eléctrico de potencia. Para observar la sensibilidad de tensión se requiere de una expresión que describa el comportamiento de voltaje que tienen las barras del SEP ante el cambio de las potencias activa (P) y reactiva (Q) inyectadas al sistema. Esta expresión es obtenida a partir de la matriz Jacobiano del SEP, mostrada en (2.6), que contiene la información inversa es decir las variaciones potencias activa (P) y reactiva (Q) inyectadas al sistema con respecto a las variaciones de tensión en nodos del sistema [7].

La matriz Jacobiano J está conformada por 4 submatrices:

$$J = \begin{bmatrix} J_1 & \vdots & J_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ J_3 & \vdots & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

La matriz de sensibilidad es obtenida invirtiendo a la matriz Jacobiano de la siguiente manera [7]:

$$J^{-1} = \frac{1}{\text{Det}|J|} \text{Adj}|J| \quad (2.13)$$

En donde $\text{Det}|J|$ es el determinante de la matriz Jacobiano y $\text{Adj}|J|$ es la matriz de adjunto del Jacobiano.

De forma homóloga es posible describir a la matriz de sensibilidad, en 4 submatrices:

$$J^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_i}{\partial P_i} & \dots & \frac{\partial \theta_i}{\partial P_n} & \frac{\partial V_i}{\partial P_i} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial P_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \theta_n}{\partial P_i} & \dots & \frac{\partial \theta_n}{\partial P_n} & \frac{\partial V_n}{\partial P_i} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial P_n} \\ \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_n} & \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \theta_n}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial \theta_n}{\partial Q_n} & \frac{\partial V_n}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1^{-1} & \vdots & J_2^{-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ J_3^{-1} & \vdots & J_4^{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta}{\partial P} & \vdots & \frac{\partial V}{\partial P} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial \theta}{\partial Q} & \vdots & \frac{\partial V}{\partial Q} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Dado que el voltaje en las barras del sistema está íntimamente relacionado con los cambios de potencia reactiva, se define a la matriz de sensibilidad de voltaje a la submatriz J_4^{-1} :

$$\text{Matriz Sensibilidad de voltaje} = J_4^{-1} = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

La matriz de sensibilidad de voltaje representa las variaciones de voltaje que se producen en las barras del sistema, ante variaciones de potencia reactiva que se presentan en el sistema. En este trabajo a la matriz de sensibilidad de voltaje únicamente se la denominará como matriz de sensibilidad.

2.4 ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.4.1 DEFINICIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad que este sistema tiene para permanecer en estado estable o de equilibrio bajo condiciones de operación normal y regresar a otro estado estable después de haber sido sometido a alguna forma de perturbación [8].

Tradicionalmente uno de los problemas de la estabilidad ha sido mantener la operación sincrónica del sistema posterior a una perturbación, una condición necesaria para que ello ocurra es que todas las maquinas sincrónicas que están conectadas al sistema de potencia se mantengan en sincronismo, este aspecto de la estabilidad es influenciada por la dinámica de los ángulos de los rotores de las maquinas sincrónicas. Y por el contrario la inestabilidad de un sistema de potencia requiere una condición de pérdida de sincronismo o también conocida como pérdida de paso, sin embargo el sistema puede ser inestable aun sin pérdida de sincronismo, cuando una perturbación provoca una progresiva e incontrolable caída o aumento de tensión en las barras del sistema, a este tipo de inestabilidad se le conoce como inestabilidad de voltaje [8] [9].

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia depende, entre otros factores, principalmente de las condiciones operativas del sistema previas a la perturbación, del fenómeno físico involucrado (estabilidad de ángulo, voltaje y frecuencia), de la respuesta que tiene el sistema frente a una perturbación (inercia del sistema, actuación de sus protecciones, actuación de controladores automáticos como AVR's, reguladores de velocidad, entre otros) y de la severidad de la perturbación. Los sistemas eléctricos están sujetos permanentemente a perturbaciones, las cuales pueden ser grandes o pequeñas, las perturbaciones grandes se consideran por ejemplo los corto circuitos, salida intempestiva de líneas de transmisión, grandes desconexiones de carga, pérdida de grandes centrales de generación, entre otras, y las perturbaciones pequeñas son aquellas que implican pequeños cambios de carga y/o generación [8].

2.4.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

De acuerdo con la IEEE y CIGRE, la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia está clasificada en base a la naturaleza del fenómeno físico involucrado, la magnitud de la perturbación y la dinámica del sistema como se indica en la Figura 2.1 [9].

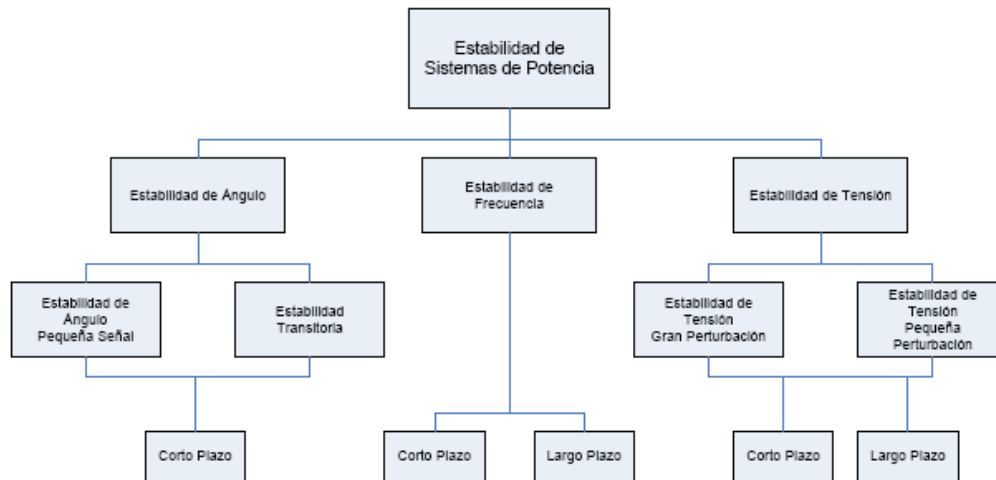


Figura 2.1 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia [9].

2.4.2.1 Estabilidad de Ángulo Rotor

La estabilidad de ángulo del rotor es la habilidad que tienen las máquinas síncronas conectadas a un sistema de potencia para permanecer en sincronismo, bajo condiciones normales y después de ser sujeta a alguna forma de perturbación [8].

La estabilidad de ángulo depende de la habilidad que tiene cada máquina síncrona conectada al SEP para mantener el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico. El cambio del torque electromagnético de una máquina síncrona, mostrada en (2.16), provocado por una perturbación, depende de 2 componentes: el “torque sincronizante” (en fase con la desviación del ángulo del rotor de la máquina) y del “torque amortiguador” (en fase con la desviación de la velocidad angular de la máquina) [8] [10].

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.16)$$

En donde $T_s \Delta \delta$ es el torque sincronizante siendo T_s el coeficiente del torque sincronizante y $T_D \Delta \omega$ es el torque amortiguador siendo T_D el coeficiente de torque amortiguador.

La inestabilidad de un sistema de potencia es el resultado de la falta de uno de estos componentes de torque descritos, la falta de torque sincronizante provoca inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de torque amortiguador provoca inestabilidad oscilatoria [8][10].

La estabilidad de ángulo está dividida en estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal o también conocida como estabilidad oscilatoria.

2.4.2.1.1 *Estabilidad transitoria*

La estabilidad transitoria de ángulo del rotor es la habilidad que tienen las máquinas sincrónicas conectadas a un sistema de potencia para permanecer en sincronismo, bajo condiciones normales y después de ser sujeta a una perturbación transitoria grande (corto circuitos en elementos de transmisión, perdidas grandes de carga y/o generación). Las respuestas de las máquinas sincrónicas del sistema ante este tipo de perturbaciones implican grandes excursiones de los ángulos de los rotores de los generadores y son influenciadas por las relaciones no lineales que existen entre la potencia de salida del generador y la posición angular de su rotor. Este tipo de inestabilidad ocurre por falta de torque sincronizante [8] [9] [10].

2.4.2.1.2 *Estabilidad oscilatoria*

La estabilidad oscilatoria es la habilidad que tienen las máquinas sincrónicas conectadas a un sistema de potencia para permanecer en sincronismo, bajo condiciones normales y después de ser sujeta a una perturbación pequeña (variaciones pequeñas de carga y/o generación); estas perturbaciones ocurren continuamente en el sistema, debido a pequeñas variaciones de carga y

generación, las cuales ocurren permanentemente durante la operación diaria de las redes. Los problemas de estabilidad oscilatoria envuelven estudios de oscilaciones electromagnéticas inherentes en el sistema de eléctrico de potencia. La inestabilidad oscilatoria ocurre debido a la falta de torque amortiguador [8] [9] [10].

Los problemas de estabilidad oscilatoria también pueden ser locales o globales. Los problemas locales (modos oscilatorios locales) están asociados a oscilaciones entre generadores cercanos de una misma zona o área (distancias eléctricas muy pequeñas), o también se pueden dar entre un grupo de generadores de una misma central oscilando contra el resto del sistema, las frecuencias típicas de las oscilaciones de estos modos están entre 0,7 y 2 Hz. Los problemas globales (modos oscilatorios inter-área) son causados cuando un grupo de máquinas de un área oscilan contra otro grupo de máquinas de otra área, las frecuencias típicas de estos modos oscilatorios están entre 0,1 – 0,7 Hz [10].

Existen otros tipos 2 tipos de problemas oscilatorios causados por controladores de diferentes componentes del sistema (modos de control), o por la interacción de los componentes rotacionales entre el generador y la Turbina (modos torsionales). Este tipo de oscilaciones presentan un gran rango de frecuencias [10].

El análisis modal es la herramienta más utilizada para analizar oscilaciones en un sistema de potencia, el cual consiste en determinar los valores propios de los modos oscilatorios ($\sigma_i \pm j\omega_i$) para analizar la frecuencia y el amortiguamiento del mismo. La parte real de los valores propios (σ_i) representa el amortiguamiento del modo oscilatorio y la parte imaginaria (ω_i) representa la frecuencia de oscilación. Un sistema oscilatorio es estable cuando los modos oscilatorios presentan una razón de amortiguamiento positivo. La frecuencia y la razón de amortiguamiento del modo oscilatorio pueden ser calculadas de la siguiente manera [10]:

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi} \quad (2.17)$$

$$\zeta = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (2.18)$$

En donde f_i y ζ representan la frecuencia y la razón de amortiguamiento del modo oscilatorio i , respectivamente [10].

2.4.2.2 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia está relacionada con la capacidad que tiene el sistema para mantener niveles de frecuencia dentro del rango nominal, en condiciones de operación normal y después de ser sujeta a alguna perturbación. Este tipo de fenómeno depende de la habilidad que tiene el sistema para mantener el balance de potencia activa entre la generación y la carga.

Los problemas de estabilidad de frecuencia generalmente son asociados con inadecuadas respuestas de los equipos, deficiente coordinación y control de equipos de control o insuficientes reservas de generación [9] [11].

2.4.2.3 Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje es la habilidad que tiene un sistema de potencia para mantener los voltajes en todas las barras del sistema dentro de sus valores permitidos, tanto en estado estable como después de ocurrida una perturbación. Un sistema entra a inestabilidad de voltaje cuando una perturbación causa una caída o incremento progresivo y descontrolado del voltaje en algunas o todas las barras del sistema. El principal factor que causa inestabilidad de voltaje es la incapacidad que tiene el sistema de potencia para proveer la energía reactiva requerida.

Un criterio para analizar la estabilidad de voltaje en un sistema de potencia consiste en analizar el comportamiento de voltaje que tienen las barras del

sistema ante la inyección de potencia reactiva en el mismo. Si la magnitud de voltaje en una barra se incrementa por efecto de la inyección de potencia reactiva en esta barra, entonces esta barra tiene sensibilidad V-Q positiva, y por el contrario si el voltaje en una barra disminuye ante la inyección de potencia reactiva en esta barra, entonces esta barra tiene sensibilidad negativa. Con este criterio se puede decir que si la sensibilidad de todas las barras del sistema es positiva entonces el sistema es estable, y por el contrario si la sensibilidad de al menos una barra es negativa entonces el sistema es inestable desde el punto de vista de voltaje [8] [9].

La inestabilidad de voltaje puede causar el disparo de elementos de transmisión, desconexión de carga de un área del sistema entre otros eventos que pueden conducir a la pérdida de sincronismo de algunos generadores del sistema por problemas de estabilidad de ángulo, es decir, si bien la estabilidad de voltaje y la estabilidad de ángulo son provocados por fenómenos distintos, un problema de estabilidad de voltaje puede provocar problemas de estabilidad de ángulo y viceversa [8] [9] [12].

En la práctica, existen muchos factores que pueden influir en la inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia, como: la fortaleza de un sistema de transmisión, niveles de transferencia de potencia, característica de la carga, límites de potencia reactiva en generadores, dispositivos de compensación reactiva, entre otros.

La estabilidad de voltaje a su vez se clasifica en 2 grupos: estabilidad de voltaje de gran perturbación y estabilidad de voltaje de pequeña perturbación.

2.4.2.3.1 *Estabilidad de voltaje de pequeña perturbación*

Este tipo de estabilidad se refiere a la capacidad que tiene el sistema para mantener estables los voltajes de las barras del sistema de potencia ante la ocurrencia de perturbaciones pequeñas, tales como, cambios pequeños de generación y/o carga. Esta capacidad está determinada por las características de

las cargas y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección en un instante de tiempo. Este concepto es usado para determinar cómo responde el voltaje del sistema ante pequeños cambios en el mismo.

La inestabilidad de voltaje de pequeña perturbación corresponde a un régimen de estado estable, por lo tanto los análisis estáticos pueden ser utilizados para determinar márgenes de estabilidad de las barras del sistema. Un criterio válido para analizar la estabilidad de voltaje de pequeña perturbación es utilizando el criterio de sensibilidad V-Q mencionado anteriormente [9] [12].

2.4.2.3.2 *Estabilidad de voltaje de gran perturbación*

Este tipo de estabilidad se refiere a la capacidad que tiene el sistema para mantener estables los voltajes de las barras del sistema de potencia ante la ocurrencia de grandes perturbaciones como por ejemplo fallas en elementos de transmisión pérdida de grandes cargas y/o generación, salida de líneas importantes etc. Esta capacidad es determinada por las características de las cargas del sistema y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección.

La estabilidad de voltaje de gran perturbación, requiere la evaluación dinámica del sistema de potencia durante un periodo de tiempo suficiente que permita interactuar con los dispositivos de control de potencia reactiva como los cambiadores de toma bajo carga, la respuesta del sistema de excitación de los generadores, entre otros [8].

Un criterio para determinar la estabilidad de tensión de gran perturbación en el dominio del tiempo, en un sistema de potencia, consiste en evaluar la respuesta de voltaje que tienen las barras del sistema, después de ocurrida una perturbación severa. Si después de haberse producido una perturbación dada y de haberse realizado las acciones de control correspondientes, la tensión en todas las barras alcanza niveles aceptables, entonces el sistema es considerado estable [9].

2.5 CONTROL DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El control de voltaje y la potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia se realiza con los siguientes objetivos [8]:

- Mantener las tensiones en las barras de un sistema dentro de unos límites aceptables, a fin garantizar un abastecimiento eléctrico con un adecuado nivel de tensión y de evitar daños en equipos eléctricos.
- Mejorar la estabilidad del sistema.
- Maximizar la transferencia de potencia activa y minimizar la potencia reactiva para reducir las pérdidas en las líneas de transmisión por efecto Joule.

El problema de mantener los voltajes en las barras del sistema dentro de los límites requeridos es una tarea complicada dado que depende fundamentalmente de abastecer la potencia reactiva requerida por el sistema. Considerando que la potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias, el control de voltaje se torna un problema local y por lo tanto debe ser regulado mediante dispositivos especiales dispersos a lo largo del sistema [8].

2.5.1 MÉTODOS DE CONTROL DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El control de voltaje está acompañado por el control de la producción y absorción de la potencia reactiva a todos los niveles del sistema. Las unidades de generación proveen los medios básicos para el control de voltaje por medio de sus reguladores automáticos de tensión que controlan la excitación del campo para mantener el voltaje en un valor determinado en los terminales de los generadores. Sin embargo, como se dijo anteriormente, el control de voltaje es esencialmente local, por tal motivo se requieren dispositivos adicionales para controlar el voltaje en todo el sistema especialmente en las barras de transmisión.

Los dispositivos adicionales empleados para el control de voltaje en el sistema de potencia pueden ser clasificados de la siguiente manera [8]:

- Fuentes de potencia reactiva, tales como capacitores en paralelo, reactores en paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos (SVC).
- Compensadores de reactancia de línea, como los capacitores serie.
- Transformadores, mediante el uso de TAP's y LTC.

Los capacitores y reactores proveen una compensación pasiva, es decir contribuyen al control de voltaje mediante la inyección o absorción de un valor fijo de potencia reactiva (de acuerdo a la conexión y desconexión de los capacitores o reactores). Los compensadores sincrónicos y compensadores estáticos proveen una compensación *activa*, es decir que contribuyen al control de voltaje mediante la inyección o absorción automática de potencia reactiva de acuerdo a los requerimientos del sistema [8].

Los equipos utilizados para controlar el voltaje en un sistema eléctrico de potencia son los siguientes:

2.5.1.1 Generadores Sincrónicos

Los generadores sincrónicos pueden generar o absorber potencia reactiva a través de la modulación de la corriente de campo de su sistema de excitación, cuando son sobre-excitados ellos suplen de potencia reactiva y cuando son sub-excitados ellos absorben potencia reactiva. La capacidad de la inyección o absorción de potencia reactiva que puede proporcionar un generador sincrónico está limitada por la curva de capacidad. Los generadores sincrónicos normalmente están equipados con reguladores de voltaje los cuales de forma continua ajustan automáticamente la excitación del generador sincrónico [8].

2.5.1.1.1 Sistema de excitación de una generador sincrónico

El sistema de excitación, tiene las siguientes funciones fundamentales [8] [13]:

- Proveer de corriente continua al devanado de campo del generador sincrónico.
- Realizar el control de tensión en los terminales del generador sincrónico.
- Realizar el control de potencia reactiva del generador sincrónico.
- Mejorar la estabilidad del sistema de potencia (respondiendo rápidamente con requerimientos de potencia reactiva, ante alguna perturbación).
- Controlar los límites de capacidad del generador sincrónico, del sistema de excitación y de otros equipamientos.

Los elementos que conforman un sistema de excitación se muestran en la Figura 2.2 [8] [13]:

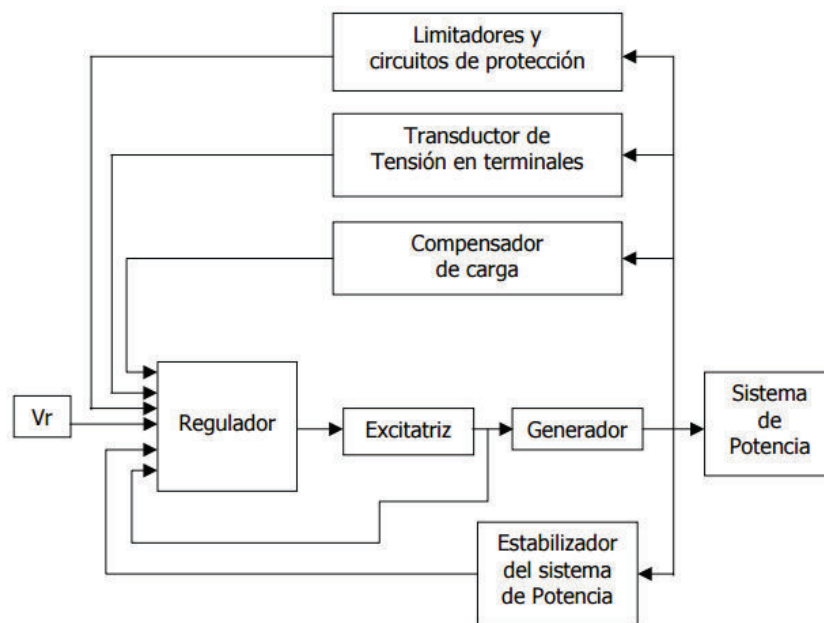


Figura 2.2 Diagrama de bloques de un sistema de excitación de un generador sincrónico [13].

- *Excitatriz*: Provee de corriente continua al campo del generador sincrónico.
- *Regulador*: Procesa y amplifica la señal de control de entrada, para obtener una señal adecuada para el control de la excitatriz.
- *Transductor de tensión en terminales*: censa la tensión en bornes o terminales del generador, la rectifica y la filtra para obtener un valor de

corriente continua que se compara con la referencia (tensión deseada en bornes), para estimar la diferencia de voltaje que debe ser inyectada a la red.

- *Estabilizador del sistema de potencia:* provee una señal de entrada adicional al regulador de voltaje para amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema.
- *Limitadores y circuitos de protección:* asegura que los límites de capacidad de las máquinas no sean excedidos.

2.5.1.2 Reactores en paralelo o shunt

Los reactores *shunt* son reactores que se conectan en paralelo a las barras del sistema y son utilizados para absorber potencia reactiva. Se conectan generalmente en los extremos de líneas largas (mayores a 200 km) de extra alta tensión, con los siguientes objetivos [8]:

- Limitar los sobre voltajes durante la energización de líneas (sobre voltajes por transitorios de seccionamiento).
- Limitar el incremento de voltaje por efecto *Ferranti* (incremento de voltaje en líneas abiertas debido al efecto capacitivo que tienen las mismas).
- Mantener los voltajes en sus límites normales bajo condiciones de baja demanda.
- Limitar sobre voltajes temporales de frecuencia fundamental a alrededor de 1.5 p.u. por una duración menor a un segundo.

Los compensadores *shunt* de un tamaño adecuado pueden ser conectados directamente en las barras de alta extra tensión o en el terciario de un transformador adyacente, como se muestran en las Figuras 2.3 y 2.4.

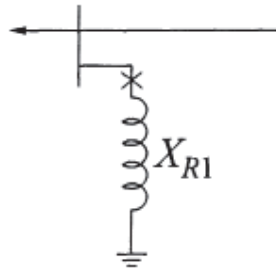


Figura 2.3 Reactor conectado a la barra de extra alto voltaje [8].

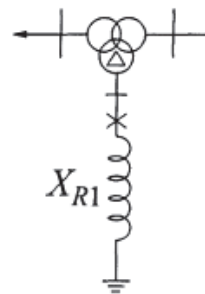


Figura 2.4 Reactor conectado al terciario del transformador [8].

2.5.1.3 Capacitores en paralelo o shunt

Los capacitores *shunt* son capacitores que se conectan en paralelo a las barras del sistema y son utilizados para suplir de potencia reactiva y aumentar el voltaje local (aumenta el voltaje en la barra donde se conecta y en las barras cercanas eléctricamente). Adicionalmente los capacitores *shunt* permiten reducir las pérdidas XI^2 en las líneas de transmisión y asegurar niveles de tensión adecuados durante condiciones de alta carga [8].

La potencia reactiva que puede proporcionar un capacitor *shunt* es proporcional al cuadrado de su voltaje nominal, lo cual es una desventaja para niveles bajos de tensión debido a la reducida potencia reactiva que pueden suplir.

Un banco de capacitores *shunt* de apropiado tamaño es conectado directamente a las barras de alto voltaje o al terciario de un transformador adyacente, como se muestra en las Figuras 2.5 y 2.6 [8]

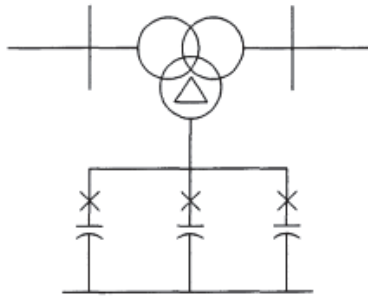


Figura 2.5 Banco de capacitores conectado al terciario del transformador [8].

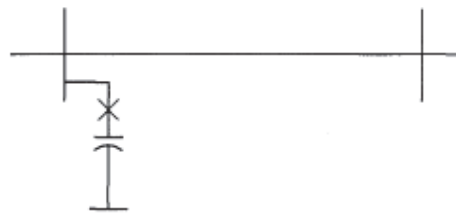


Figura 2.6 Banco de capacitores conectados a la barra de alto voltaje [8].

2.5.1.4 Capacitores serie

Los capacitores serie son capacitores que se conectan en serie con las líneas de transmisión, y son utilizados fundamentalmente para reducir la reactancia equivalente de la línea de transmisión. Reducir la reactancia equivalente de una línea de transmisión permite [8]:

- Incrementar la transferencia de potencia a través de la línea, y reducir las pérdidas de potencia reactiva por efecto joule (XI^2).
- Reducir la caída de tensión entre las barras a las cuales se conecta la línea de transmisión.

2.5.1.5 Compensadores Sincrónicos

Un compensador sincrónico es una máquina sincrónica sin un motor primario (turbina desacoplada del generador) que puede funcionar como motor o generador. Un compensador sincrónico tiene la capacidad de proporcionar y/o

absorber potencia reactiva para regular el voltaje en la barra en donde se conecta, mediante la regulación del sistema de excitación. Generalmente el compensador sincrónico es conectado al terciario del transformador de potencia, como se muestra en la Figura 2.7. Los compensadores sincrónicos, con respecto a los compensadores estáticos, poseen las siguientes ventajas [8]:

- Contribuyen a la capacidad de corto circuito en la barra donde están instalados.
- Aumentan la inercia total del sistema dado sus componentes rotativos, y por lo tanto ayudan al control de frecuencia ante una variación de potencia activa.



Figura 2.7 Compensador sincrónico conectado al terciario del transformador [14].

2.5.1.6 Compensadores Estáticos

Los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) constituyen una fuente de potencia reactiva variable (capacitiva y/o inductiva) que generalmente se conectan en paralelo a las barras del sistema, como se muestra en la Figura 2.8. Los SVC regulan el voltaje en las barras donde son conectados de forma automática de acuerdo a los requerimientos del sistema. Los compensadores estáticos no poseen partes móviles es por eso que son considerados estáticos [8].

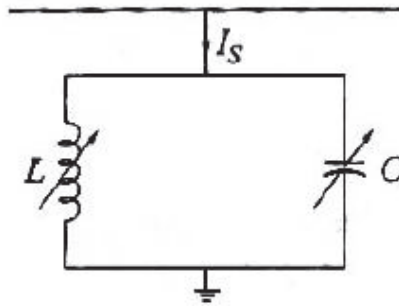


Figura 2.8 Compensador estático (SVC) [8].

2.5.1.7 Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia poseen cambiadores de tomas (taps), los cuales constituyen un medio muy conveniente para regular perfiles de voltaje y potencia reactiva en el sistema eléctrico [8].

Los transformadores de potencia poseen 2 tipos de cambiadores de tomas, los fijos (sin carga) y los intercambiadores de tomas bajo carga o LTC's. Cuando el control de voltaje se lo realiza por medio de los taps fijos, el transformador necesariamente debe ser desconectado del sistema, mientras que si el control es realizado mediante LTC's no se requiere la salida del transformador [15].

Un análisis de flujo de carga óptimo es un método muy conveniente para determinar el ajuste apropiado de las tomas tanto para cambiadores fijos como en LTC's [8].

2.6 HERRAMIENTAS MATEMÁTICAS

2.6.1 MÉTODO DE MONTE CARLO COMO UNA TÉCNICA DE GENERACIÓN DE DATOS

Tradicionalmente la solución de flujos de potencia de un sistema eléctrico ha sido obtenida mediante metodologías determinísticas, es decir bajo condiciones de operación preestablecidas. Este tipo de metodologías (determinísticas) no toman

en cuenta el comportamiento estocástico o probabilístico que tiene un sistema eléctrico real [10]. El comportamiento estocástico que tiene un sistema eléctrico es de gran importancia para el desarrollo de enfoques integrales, que sean adecuados para hacer frente al aumento de las incertidumbres en la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia [16].

Una de las herramientas matemáticas que permite generar escenarios probabilísticos considerando la incertidumbre de un sistema es la técnica de simulación de Monte Carlo, la cual brinda la posibilidad de obtener resultados más reales del comportamiento que tiene el sistema eléctrico de potencia.

El método de simulación de Monte Carlo es un proceso repetitivo que consiste en evaluar, en cada iteración, la respuesta (v) que tiene el sistema a través de una función de incertidumbre (h), usando entradas variables (z) las cuales son generadas aleatoriamente en función de su distribución de probabilidad [9].

$$v = h(z) \tag{2.19}$$

En ocasiones el método Monte Carlo ha sido utilizado para obtener resultados estadísticos (representados generalmente por su valor medio y desviación estándar), sin embargo en este trabajo no se pretende usar la simulación Monte Carlo para obtener información estadística. El objetivo del presente trabajo es usar esta técnica probabilística para generar una gran cantidad de escenarios de operación mediante la variación aleatoria de la carga en función de una distribución de probabilidad, y de esta manera determinar la matriz de sensibilidad (para cada escenario) a partir de la solución de flujos de potencia. La matriz de sensibilidad será utilizada para identificar Áreas de Control de Voltaje mediante la aplicación de la metodología que se explica en la sección 3.3.

A continuación se describen matemáticamente las distribuciones de probabilidad de mayor uso en la técnica de simulación Monte Carlo.

2.6.1.1 Distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad es una función de probabilidad de ocurrencia que toma una variable. Las distribuciones de probabilidad son clasificadas en función de sus variables, las mismas que pueden ser variables discretas o variables continuas.

Las variables discretas son aquellas que sólo toman valores enteros, mientras que las variables continuas pueden tomar o utilizar cifras decimales [17].

2.6.1.2 Distribuciones de probabilidad de variables discretas

2.6.1.2.1 Distribución de Bernouli

Un experimento se dice que tiene una distribución de Bernouli cuando únicamente puede tener dos resultados mutuamente excluyentes “éxito” o “fracaso”. Un ejemplo claro de esta distribución de probabilidad es el lanzamiento de una moneda, en donde solo existen 2 posibilidades de ocurrencia mutuamente excluyentes “cara” o “cruz”. Si se define a p como la probabilidad de éxito del evento, a q como la probabilidad de fracaso del evento, y x a una variable discreta que toma el valor de 0 o 1 para medir la probabilidad de fracaso o éxito respectivamente, entonces la distribución de probabilidad de Bernouli se define con la ecuación (2.20) [17]:

$$P(x) = P(x) = p^x q^{1-x} = p^x (1 - p)^{1-x} ; \text{ para } x = \{0,1\} \quad (2.20)$$

2.6.1.2.2 Distribución Binomial

Es una distribución que cuenta el número de éxitos en una secuencia de n experimentos de Bernouli independientes entre sí. Entonces definimos a la probabilidad de x éxitos en n experimentos de la siguiente manera [17]:

$$P(x) = \binom{n}{x} p^x (1 - p)^{n-x} ; \text{ para } x = \{0,1,2,\dots,n\} \quad (2.21)$$

p : es la probabilidad de éxito.

n : numero de experimentos realizados.

x : numero de éxitos en los n experimentos.

El factor $\binom{n}{k}$ representa el número de resultados posibles en k éxitos.

La ecuación 2.21 puede ser expresada, descompuesta en números factoriales, de la siguiente manera:

$$P(x) = \frac{n!}{x!(n-x)!} p^x (1-p)^{n-x} ; \text{ para } x = \{0, 1, 2, \dots, n\} \quad (2.22)$$

2.6.1.2.3 *Distribución de Poisson*

La distribución de Poisson suele emplearse para representar experimentos en los que se analiza el número de veces que ocurre cierto evento en un intervalo de tiempo. La función de distribución de probabilidad de Poisson se describe en (2.23) [17] [18]:

$$P(x) = \frac{e^{-\lambda} \lambda^k}{k!} \quad (2.23)$$

En donde:

k : es el número de ocurrencias del evento o fenómeno (la función nos da la probabilidad de que el evento suceda precisamente k veces).

λ : es un parámetro positivo que representa el número de veces que se espera que ocurra el fenómeno durante un intervalo dado.

e : es la base del logaritmo natural ($e = 2,71828\dots$).

2.6.1.3 Distribuciones de probabilidad de variables continuas

2.6.1.3.1 Distribución Uniforme

Se dice que una variable continua sigue una distribución de probabilidad en un intervalo $[a, b]$, donde $a \leq b$ son números reales, si tiene la siguiente distribución de probabilidad [17]:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a} & ; \text{si } a \leq x \leq b \\ 0 & ; \text{caso contrario.} \end{cases} \quad (2.24)$$

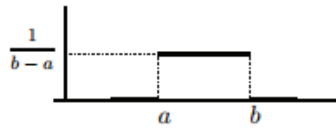


Figura 2.9: Función de distribución continua.

Esta función de distribución continua es empleada ampliamente en problemas en donde la probabilidad se reparte por igual en todo el intervalo $[a, b]$. El dominio está definido por dos parámetros, a y b , que son sus valores mínimo y máximo.

2.6.1.3.2 Distribución Normal

Es la función de distribución de probabilidad más importante, ya que es la que permite describir muchos fenómenos aleatorios reales.

Una variable continua sigue una distribución de probabilidad normal si su función de densidad es la siguiente [17] [18]:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{(x-u)^2}{2\sigma^2}\right] ; \forall x \in \mathbb{R} \quad (2.25)$$

En donde u representa el valor medio, σ es la desviación estandar (desviación con respecto al valor medio), y σ^2 representa la varianza. La función de distribución de probabilidad normal tiene las siguientes propiedades [19]:

El campo de existencia está definido en los números reales es decir $(-\infty, +\infty)$.

- Es simétrica con respecto a la media u .
- Tiene un máximo en la media u .
- La probabilidad equivalente encerrada en el área bajo la curva :
 - $p(u - \sigma < x < u + \sigma) = 0.6826 = 68,26\%$.
 - $p(u - 2\sigma < x < u + 2\sigma) = 0.954 = 95,4\%$.

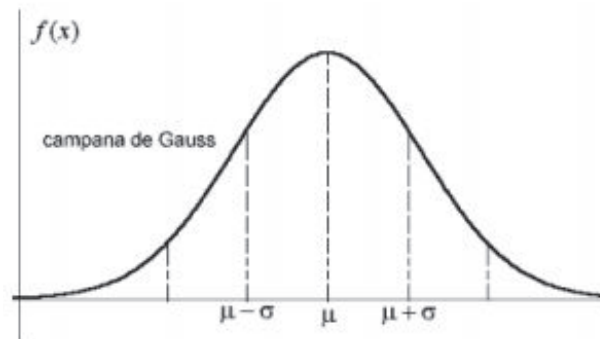


Figura 2.10 Distribucion de probabilidad Normal [19].

2.6.1.3.3 Distribución exponencial

La distribución exponencial es un experimento de *Poisson* en donde se observa la ocurrencia de un suceso o evento en un intervalo de tiempo. Esta función de distribución de probabilidad se basa en la curva exponencial, es decir se define para valores mayores a cero, la probabilidad de ocurrencia es alta para valores cercanos a cero, mientras que para valores alejados de cero la probabilidad de ocurrencia es baja [18]. En la Figura 2.10 se muestra el comportamiento de la función de distribución exponencial, la misma que se expresa en (2.26) [17]:

$$f(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x}; & \text{para } x > 0 \\ 0 & ; \text{ caso contrario.} \end{cases} \quad (2.26)$$

En donde λ representa la tasa de sucesos por unidad de tiempo, y x una variable con continua que generalmente representa *el tiempo para que ocurra un suceso* [17].

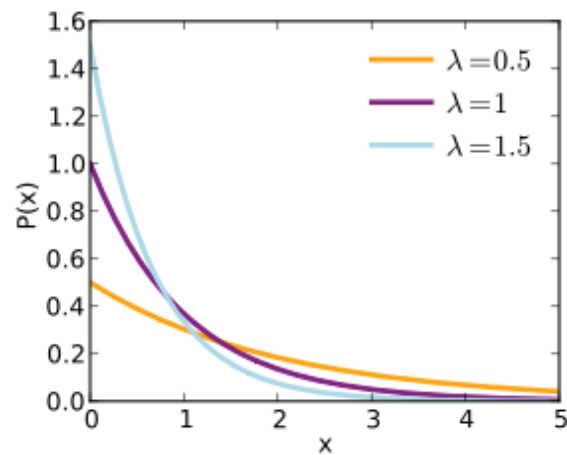


Figura 2.11 Distribución de probabilidad exponencial [17].

2.6.2 ANÁLISIS MULTIVARIANTE

Dado que el objetivo de esta tesis es identificar áreas coherentes por control de voltaje mediante el análisis de los datos que proporciona la matriz de sensibilidad de un sistema eléctrico de potencia, es de gran importancia la utilización de herramientas matemáticas que brinden la posibilidad de analizar grandes cantidades de datos, una de estas técnicas útiles es el uso del análisis multivariante.

El análisis multivariante es una herramienta matemática, utilizada para realizar un estudio estadístico de un conjunto formado por varias variables, que tiene los siguientes objetivos [20] [21]:

- Reducir las variables de un conjunto de datos en pocas nuevas variables, con la mínima pérdida de información, para facilitar el análisis y manejo de datos.
- Buscar semejanzas en los datos, formar grupos y compararlos.
- Clasificar nuevas observaciones en grupos definidos.

2.6.2.1 Análisis de componentes principales (PCA)

El análisis de componentes principales es una técnica de análisis multivariante, para reducir las variables de un conjunto de datos, sin perder la información proporcionada por las variables originales. Esta técnica permite transformar las variables originales, por lo general correlacionadas entre sí, en nuevas pocas variables (no correlacionadas) conocidas como componentes principales (PCs). Las componentes principales están ordenadas de tal forma que las primeras componentes retienen las máximas variaciones presentes en las variables originales. En este sentido la primera componente principal retiene la máxima variabilidad de las variables originales [10] [20] [21].

Las componentes principales (PCs), definidas como una combinación lineal de las variables originales, son determinadas mediante la obtención de los valores y vectores propios de la matriz de covarianza (S) [10] [20].

La matriz de covarianzas (S) es una matriz simétrica, en donde cada elemento de la diagonal ($i=j$) representa la varianza de cada variable (variabilidad de cada variable respecto a la media), mientras que cada elemento fuera de la diagonal ($i \neq j$) representa la covarianza entre las variables i y j (relación lineal entre dos variables). La matriz de covarianza (S) de un conjunto de datos X es calculada mediante la ecuación (2.27) [20] [21]:

$$S = \frac{1}{n} X' \left[I - \frac{1}{n} 11' \right] X \quad (2.27)$$

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2p} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{np} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x'_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ x'_n \end{bmatrix} = [x_{(1)} \dots x_{(p)}] \quad (2.28)$$

En donde X definida en (2.28) es la matriz de datos de dimensiones $n \times p$, donde p son las variables y n representa el número de observaciones, elementos o individuos, I es la matriz Identidad y $\mathbf{1}$ es el vector columna de unos.

A la descomposición en valores singulares de la matriz de covarianza (S) se la conoce como descomposición espectral y se la obtiene mediante (2.29):

$$S = U\Lambda U' \quad (2.29)$$

Siendo U la matriz ortogonal que contiene los vectores propios de S , y Λ es una matriz diagonal que contiene los valores propios (λ_i) de S . En donde λ_i representa el valor propio de la componente principal i ; siendo λ_1 el mayor valor propio de S (la componente de mayor importancia) [10] [20] [21].

En (1.30) se define a la matriz de las nuevas variables de las componentes principales (Z), obtenidas a partir de las proyecciones de los datos originales en el hiper plano definido por los vectores propios de S (coeficientes de PCs). Los elementos de Z representan los coeficientes de las componentes principales.

$$Z = XU \quad (2.30)$$

La suma de los valores propios (λ_i) de las componentes principales es equivalente a la varianza total de la matriz de datos X , estos valores propios brindan una medición de la variabilidad explicada (EV_i) la misma que va a depender del número de componentes principales que se elija [10] [20].

$$EV_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{j=1}^p \lambda_j} \times 100 \quad (2.31)$$

Cuando existe una alta correlación entre todas las variables de la matriz de datos, la primera componente puede representar un porcentaje superior al 90% de la

varianza total de las variables originales, sin embargo los componentes subsecuentes pueden ser utilizados para complementar el análisis [21].

2.6.2.2 Coordenadas Principales

Una generalización de las componentes principales son las coordenadas principales. Las componentes principales son calculadas a partir de una matriz de observaciones por variables (X) como se indicó en (1.30), mientras que para el cálculo de las coordenadas principales se utiliza una matriz de distancias D (matriz cuadrada de dimensión $n \times n$, en donde n representa el número de elementos u observaciones) o también conocida como matriz de disimilaridades entre n elementos de un conjunto [21].

El concepto de distancias, en coordenadas principales, se usa para el estudio de la variabilidad de las observaciones. La distancia o métrica entre dos puntos x_i y x_j que pertenecen a \mathfrak{R}^p , puede ser definida mediante una función d que cumpla las siguientes propiedades [20]:

- “ $d: \mathfrak{R}^p \times \mathfrak{R}^p \rightarrow \mathfrak{R}^+$, es decir, dados dos puntos en el espacio de dimensión p (p = número de variables), su distancia con esta función es un número no negativo, $d(x_i, x_j) \geq 0$ ”
- “ $d(x_i, x_i) = 0 \quad \forall i$, la distancia entre un elemento y sí mismo es cero.”
- “ $d(x_i, x_j) = d(x_j, x_i)$, la distancia es una función simétrica en sus argumentos”.
- “ $d(x_i, x_j) \leq d(x_j, x_p) + d(x_p, x_j)$, propiedad triangular: la distancia debe verificar que entre tres puntos, la suma de las longitudes de dos lados cualesquiera del triángulo formado por los tres puntos debe siempre ser mayor que el tercer lado”

Existen diferentes tipos de distancias como la de Mahalanobis, la distancia promedio, la distancia Euclídea o la *Distancia entre Señales discretas*, esta última es la que se usa en el presente trabajo.

A partir de una matriz de distancias D , se puede construir la matriz de similitud Q la cual representa la variabilidad entre elementos (similar a la matriz de covarianzas representando la variabilidad entre variables), la cual se la obtiene con (1.32) [10] [20] [21].

$$Q = -\frac{1}{2} \left[I - \frac{1}{n} 11' \right] D \left[I - \frac{1}{n} 11' \right] \quad (2.32)$$

La matriz de distancias D tiene la estructura que se muestra en (2.33) en donde cada elemento δ_{ij} representa la distancia entre las señales discretas i y j :

$$D = \begin{bmatrix} 0 & \delta_{21} & \dots & \delta_{1n} \\ \delta_{21} & 0 & \dots & \delta_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \delta_{n1} & \delta_{21} & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

La matriz Q se puede representar con sus autovalores y autovectores propios, de la siguiente manera:

$$Q = V \Lambda V' \quad (2.34)$$

Donde V tiene dimensión $n \times p$ (n elementos y p variables) y contiene los vectores propios de Q y Λ es la diagonal de valores propios de Q . Con estos valores se pueden calcular las coordenadas principales (Y):

$$Y = V \Lambda^{1/2} \quad (2.35)$$

La matriz Y (matriz de coordenadas principales) contiene las nuevas variables ortogonales que conservan las distancias entre las variables originales.

2.6.3 TÉCNICAS DE AGRUPAMIENTO BASADAS EN MINERÍA DE DATOS

La gran cantidad de datos e información que se dispone actualmente ha hecho necesario contar con técnicas que permitan extraer información implícita presentes en enormes bases de datos. Para manejar una gran cantidad de datos surge la minería de datos, la cual es una técnica analítica diseñada con el objetivo de detectar patrones de comportamiento consistentes o relaciones entre diferentes variables de tal manera que esta información pueda ser agrupada o clasificada de acuerdo a algún comportamiento [22] [23].

Uno de los objetivos de la minería de datos, es clasificar los datos en diferentes categorías o grupos en función de su similitud. Dentro de las técnicas utilizadas para la agrupación de datos se pueden mencionar [22]:

- K – Means clustering
- Fuzzy C – Means clustering

2.6.3.1 Método de agrupamiento: K – Means

K- Means, o también conocida como C-Means, es una técnica de agrupación de datos cuya principal característica es que realiza una participación *dura*, es decir asigna 1 si un dato pertenece a un cluster específico y 0 en caso contrario. El algoritmo K - Means se basa en la minimización de la función J [22]:

$$J = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{cl} d_{ij}^2 \quad (2.36)$$

En donde n es el número de elementos de un conjunto de datos, cl es el número de clusters y d_{ij} , que se define en (2.37), es la distancia entre la i -ésima observación (x_i) y el centroide del j -ésimo cluster (c_j).

$$d_{ij} = \|x_i - c_j\| \quad (2.37)$$

La optimización es iterativamente llevada a cabo con la minimización de la función J , hasta llegar a un criterio de parada. Criterios de parada del algoritmo:

- Cuando la diferencia de la distancia d_{ij} entre la última y la penúltima iteración es menor o igual a cierto valor.
- Cuando la diferencia entre los centros de los clusters entre la última y la penúltima iteración es menor o igual a cierto valor.

Las entradas del algoritmo son n, cl y x_i y las salidas del algoritmo K -Means comprenden: los centroides de cada cluster y la matriz de funciones de pertenencia U (cuyos elementos u_{ij} son 1 si pertenece a un cluster específico y 0 en caso contrario). El elemento u_{ij} es la pertenencia que tiene el dato i al cluster j .

2.6.3.2 Método de agrupamiento: Fuzzy C – Means

En muchas situaciones ocurre el caso que un dato está lo suficientemente cerca de dos o más clusters de tal manera que es difícil agruparlo en uno u otro, el algoritmo de agrupación Fuzzy C –Means (FCM) se desarrolló con el fin de solucionar estos inconvenientes [22].

El algoritmo FCM asigna a cada dato un valor de pertenencia (valores entre 0 y 1) dentro de cada cluster, sin embargo a diferencia del algoritmo K - means en el que cada dato pertenece exclusivamente a un cluster (partición dura), el algoritmo FCM realiza una partición suave, en tal partición los datos pertenecen en algún grado a todos los clusters. En la partición *suave* la suma de los grados de pertenencia de un dato específico a todos los clusters es igual a 1 ($\sum_j^{cl} u_{ij}=1$) [22] [23].

FCM se basa en la minimización de la función J :

$$J = \sum_{i=1}^n \sum_j^{cl} u_{ij}^m \|x_i - c_j\| \quad (2.38)$$

Donde u_{ij} es el grado de pertenencia o membrecía de la i -ésima observación al j -ésimo cluster, n es el número de puntos de datos, cl es el número de clusters, $m = [1, \infty)$ es el peso que determina el grado en el cual los miembros parciales de un cluster afectan al resultado (generalmente $m=2$) y d_{ij} que se definió en (2.37), es la distancia entre la i -ésima observación (x_i) y el centroide del j -ésimo cluster (c_j).

La función J se minimiza si cumple con las ecuaciones (2.39) y (2.40):

$$c_j = \frac{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m} \quad (2.39)$$

$$u_{ij} = \left[\sum_{k=1}^{cl} \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_k\|} \right)^{\frac{2}{m+1}} \right]^{-1} \quad (2.40)$$

$$u_{ij} = \left[\left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_1\|} \right)^{\frac{2}{m+1}} + \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_2\|} \right)^{\frac{2}{m+1}} + \dots + \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_{cl}\|} \right)^{\frac{2}{m+1}} \right]^{-1} \quad (2.41)$$

En donde $\|x_i - c_j\|$ es la distancia del i -ésimo dato al centro de j -ésimo cluster y $\|x_i - c_k\|$ es la distancia del i -ésimo dato al centro del k -ésimo cluster.

La optimización es iterativamente llevada a cabo con la minimización de la función J , hasta llegar a un criterio de parada. Criterios de parada del algoritmo:

- Cuando la diferencia de los grados de participación u_{ij} entre la última y la penúltima iteración es menor o igual a cierto valor.

- Cuando la diferencia entre los centros de los clusters entre la última y la penúltima iteración es menor o igual a cierto valor.

Las entradas del algoritmo son n , m , c_l y x_i y las salidas del algoritmo FCM comprenden: los centroides de cada cluster (c_j) y la matriz de funciones de pertenencia U (cuyos elementos u_{ij} oscilan entre 0 y 1).

CAPÍTULO III

2. METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR ÁREAS DE CONTROL DE VOLTAJE

En el presente capítulo se detalla la estructura metodológica de la simulación Monte Carlo, empleando el lenguaje de programación DPL, para obtener la matriz de sensibilidad de voltaje en distintos escenarios estocásticos de operación del sistema y se describe paso a paso, la metodología empleada para Identificar Áreas de Control de Voltaje (ACV) en un sistema Eléctrico de potencia. Adicionalmente se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología propuesta en el sistema de 9 barras.

3.1 ESTRUCTURA GENERAL DE LA METODOLOGÍA

En la Figura 3.1 se presenta la estructura general de la metodología propuesta para identificar las Áreas de Control de Voltaje (ACV) en un Sistema Eléctrico de Potencia:

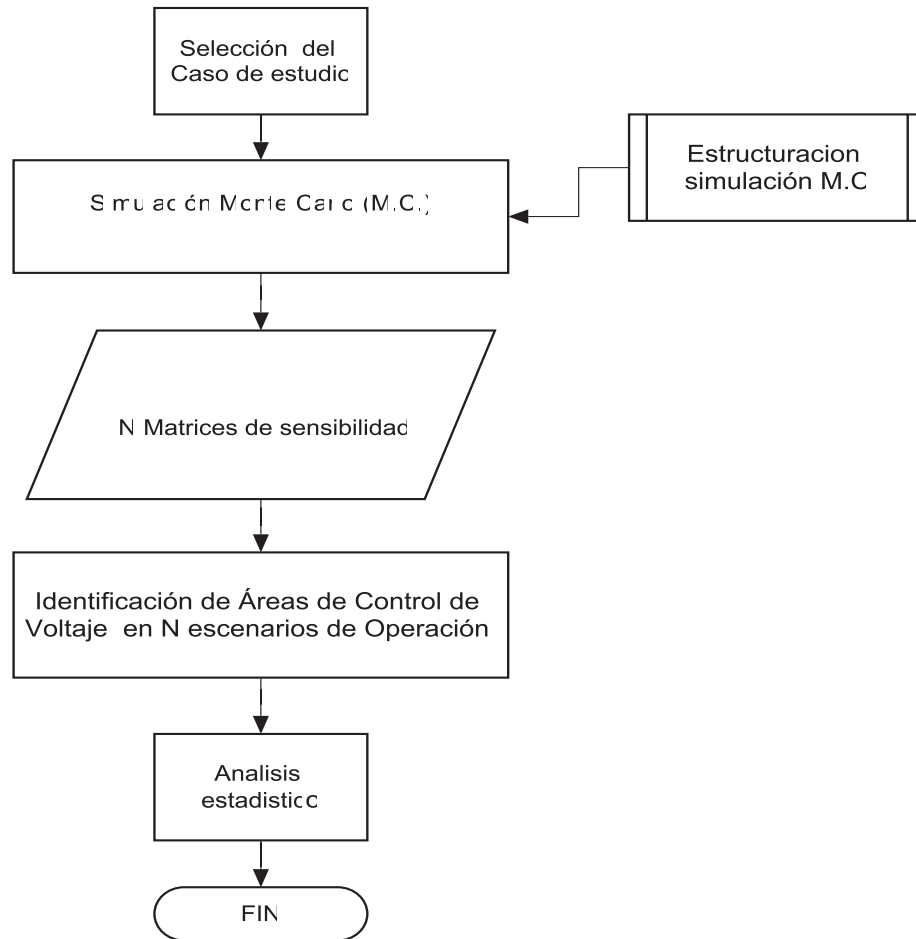


Figura 3.1 Estructura general de la Metodología.

- Selección del caso de estudio:* Se activa el caso de estudio, del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), modelado en DigSILENT PowerFactory, al cual se requiere realizar el análisis de sensibilidad. Previo al análisis de sensibilidad de voltaje llevada a cabo en la simulación Monte Carlo, se verifica la adecuada conversión del flujo de potencia. Se propone que el sistema a ser analizado debe ser observado como una sola isla, evitando la participación de cargas, armónicos e influencia de sistemas externos, esto para agilizar los tiempos de simulación y para que el estudio sea enfocado al sistema de interés. Si el sistema de interés está conectado con un sistema externo, éste debe ser modelado como un equivalente estático, se propone un modelo estático y no un modelo dinámico, dado que el análisis de sensibilidad, está basado en la solución de flujos de potencia en estado

estable, por lo que las respuestas dinámicas no son analizadas. Para el análisis del S.N.I. los casos de estudio base (previo a la simulación Monte Carlo) corresponden a escenarios de hidrología alta y baja en demanda máxima, media y mínima.

- *Simulación Monte Carlo*: Se calcula la matriz de sensibilidad en N escenarios estocásticos de operación del caso de estudio del SEP seleccionado, mediante la ejecución del script DPL “SENSIBILIDAD” (DIgSILENT Programming Language) desarrollado en DIgSILENT PowerFactory. La estocasticidad está basada sobre los escenarios base seleccionados (hidrología alta y baja en demanda máxima, media y mínima para el caso del S.N.I.). La estructura de la simulación Monte Carlo, se detalla en la sección 3.2.
- *Identificación de Áreas de Control de Voltaje*: A partir de cada matriz de Sensibilidad de voltaje (una matriz por escenario de operación), se utiliza el software de simulación MATLAB, para identificar, automáticamente, las Áreas de Control de Voltaje (ACV) en cada escenario de operación del sistema de potencia. Con este fin se desarrolló un programa (script.m) en MATLAB que sigue la siguiente estructura:
 - a) Cálculo de la matriz de distancias eléctricas, cuyos elementos representan las distancias eléctricas de todas las barras del sistema a nivel de transmisión.
 - b) Descomposición, de la matriz de distancias eléctricas, en sus tres coordenadas principales, con ello se obtiene una nueva matriz denominada X_datos .
 - c) Agrupación de las barras del sistema en ACV, verificando la conectividad física entre las barras de cada área, mediante la aplicación de la técnica de agrupación de datos Fuzzy C Means (FCM) a la matriz X_datos .

La estructura metodológica para identificar las ACV de un SEP se detallan en la sección 3.3.

- Finalmente se realiza el análisis estadístico de las ACV identificadas en cada escenario de operación, para poder definir las ACV más probables que se presentan en el sistema en estado estable. Este análisis estadístico está incluido en el programa desarrollado en MATLAB.

3.2 SIMULACION MONTE CARLO

Como se mencionó en la sección 2.6.1 el método de Simulación Monte Carlo (S.M.C) es un procedimiento repetitivo que permite evaluar el comportamiento que tiene un sistema en función de entradas aleatorias obtenidas a partir de distribuciones de probabilidad. La simulación Monte Carlo permite realizar un gran número de simulaciones, considerando el comportamiento estocástico, con el objetivo de identificar el comportamiento real que tiene un sistema.

En este capítulo se describe la implementación de un enfoque basado en la Simulación Monte Carlo (S.M.C.) con el objetivo de generar múltiples escenarios de operación en el Sistema Eléctrico de Potencia (para cada caso de estudio seleccionado), y con ello obtener la matriz de sensibilidad en las barras del Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) en cada escenario de operación. La simulación de Monte Carlo inicia con la selección de un escenario aleatorio de demanda mediante una distribución de probabilidad normal, bajo este escenario se obtiene la solución del flujo de potencia, y se calcula la matriz de sensibilidad de voltaje, el proceso se repite para N escenarios de demanda. Los resultados son almacenados en la matriz denominada “Sacumulada” la cual contiene las N matrices de sensibilidad de los N escenarios simulados. Cabe mencionar que las variaciones de carga del sistema son asumidas fundamentalmente por el generador de referencia (slack), esto dado que para grandes variaciones de demanda se tendría que resolver un problema de despacho económico.

La Simulación de Monte Carlo fue realizada mediante la ejecución de un programa desarrollado en el ambiente DPL de DigSILENT PowerFactory, cuya estructura metodológica se muestra en la Figura 3.2.

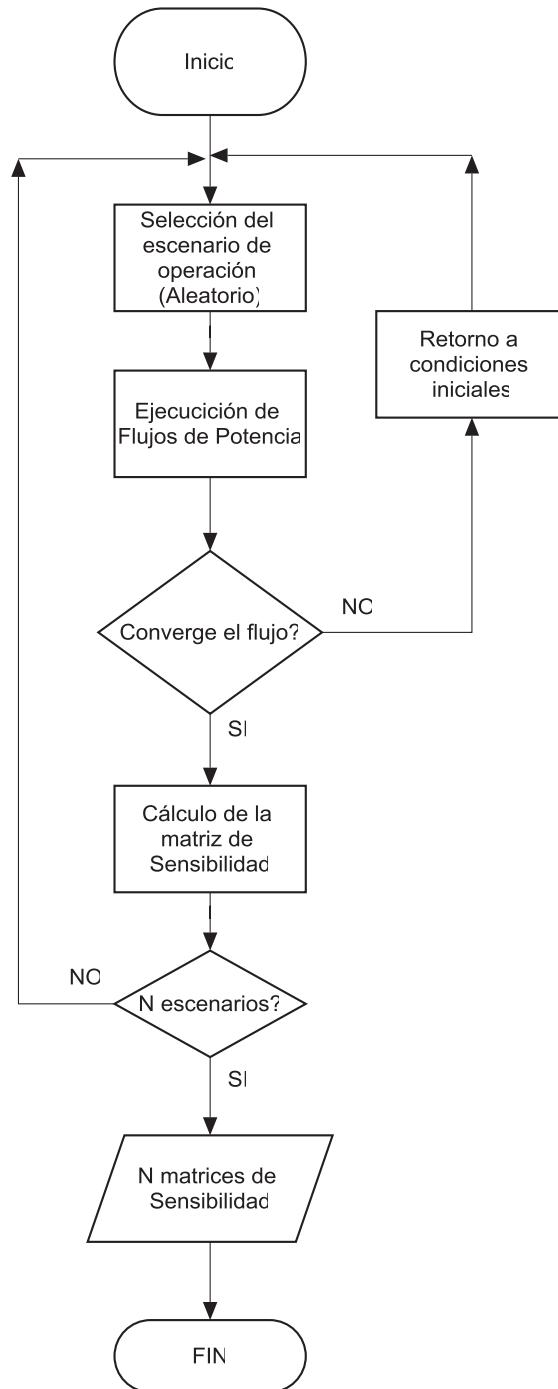


Figura 3.2 Estructura metodológica para el cálculo de la matriz de Sensibilidad en N escenarios de Operación.

3.2.1 SELECCIÓN DEL ESCENARIO DE OPERACIÓN

En el DPL desarrollado en este trabajo, la carga del sistema es obtenida estocásticamente, entre valores del 90 % y el 110% del valor inicial de cada carga del caso de estudio seleccionado, mediante el uso de un comando: *fRand*, comando que se explica a continuación:

fRand: retorna un número estocástico en función de una distribución de probabilidad específica, y tiene la siguiente sintaxis [24]:

- *double fRand (int mode, double p1, double p2)*

La función *fRand* es de tipo *double* (valores reales), y tiene 3 argumentos que deben ser ingresados obligatoriamente: *mode*, *p1* y *p2*. El argumento *mode* (tipo *int*) está relacionada con la selección del tipo de distribución de probabilidad, mientras que los argumentos *p1* y *p2* (tipo *double*) caracterizan la distribución de probabilidad seleccionada. En las Tabla 3.1 y Tabla 3.2 se detallan el uso de los argumentos utilizados en la función *fRand* [23] [24]:

Tala 3.1 Argumento *int mode*

mode:	
0:	uniform distribution
1:	normal distribution
2:	Weibul distribution
else:	returns 0.0

Tabla 3.2 Argumentos: *double p1* y *double p2*

	Uniform distribution	Normal distribution	Weibul distribution
<i>p1</i> :	min	mean	shape
<i>p2</i> :	max	stdvar	scale

En este trabajo se utilizó la distribución uniforme, para seleccionar números aleatorios entre 0.9 (valor mínimo) y 1.10 (valor máximo) mediante el siguiente código:

```
va=fRand(0,0.9,1.10);
```

El valor aleatorio de la potencia activa de la carga se la obtuvo, mediante una distribución normal: de media $pc * va$ y desviación estándar de 0.05, de la siguiente manera:

```
p_rand=fRand(1,pc*va,0.05);
```

Donde p_rand representa el valor aleatorio de potencia activa de cada carga del sistema en MW, pc representa el valor inicial de la potencia activa de cada carga del sistema en MW, y va un valor numérico aleatorio entre 0.9 y 1.10.

Con el valor aleatorio de potencia activa de cada carga (p_rand) se obtiene su correspondiente valor de potencia reactiva (q_rand) en MVAR, a partir de un factor de potencia constante, con el siguiente código:

```
q_rand=p_rand*tan(acos(fp));
```

En donde \tan y \cos son funciones propias del lenguaje de programación DPL, cuyos comandos se explican en la Tabla 3.3 [24] [25]:

Tabla 3.3 Especificaciones de las funciones \cos y \tan del lenguaje DPL.

Funciones	Descripción
\tan	Extrae el valor de la tangente de x, estado x en radianes
\cos	Extrae el valor del arco coseno de x, estado de x en radianes

fp : representa el factor de potencia de cada carga del sistema, y fue calculado dividiendo el valor inicial de la potencia activa (pc) para su correspondiente potencia aparente (sc):

$f_p = p_c / s_c$;

3.2.2 CÁLCULO DE LA MATRIZ DE SENSIBILIDAD DE VOLTAJE

Una vez seleccionado el escenario aleatorio de demanda, se ejecuta un flujo de potencia para verificar que el escenario generado sea válido, si el flujo de potencia converge, se procede a calcular la matriz de sensibilidad de voltaje.

La matriz de sensibilidad definida, en la ecuación (3.1), como $[\partial V / \partial Q]$, representa las variaciones de voltaje que ocurre en las barras de sistema frente a los cambios de potencia reactiva que se presentan en el mismo. La sensibilidad de voltaje positiva ($\frac{\partial V}{\partial Q} > 0$) indica una operación estable del sistema de potencia, sin embargo una alta sensibilidad significa que pequeños cambios de potencia reactiva provocará grandes cambios de la magnitud de voltaje, por lo tanto el sistema es menos estable.

$$\text{Matriz de Sensibilidad} = \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial V_i}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_i}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial V_n}{\partial Q_i} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial Q_n} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Cada término de la diagonal de la matriz de sensibilidad de voltaje representa la variación de voltaje en la barra i con respecto a las variaciones de potencia reactiva en la barra j , en donde $i=j$. Mientras que cada término fuera de la diagonal de la matriz de sensibilidad de voltaje representa la variación de voltaje en la barra i con respecto a los cambios de potencia reactiva en la barra j , en donde $i \neq j$.

En la herramienta computacional DlgSILENT PowerFactory se pueden calcular algunos factores de sensibilidad como $\frac{\partial V_i}{\partial Q_j}, \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_j}, \frac{\partial V_i}{\partial P_j}, \frac{\partial \theta_i}{\partial P_j}$ de acuerdo con los requerimientos del usuario, este trabajo se enfoca únicamente en el cálculo de los elementos $\frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$ [24].

DlgSILENT PowerFactory ofrece 4 opciones de cálculo de los factores de sensibilidad (ver figura 3.3), que son las siguientes [24]:

- *Sensibilidad solo de elementos de la diagonal*: se calculan factores de sensibilidad en todas las barras y líneas del sistema, de acuerdo con las variaciones de potencia (activa y reactiva) en sus propias barras.
- *Sensibilidad con referencia a una barra*: se calculan los factores en todas las barras y líneas del sistema, de acuerdo con las variaciones de potencia (activa y reactiva) en una barra específica.
- *Sensibilidad con respecto a la posición del Tap de un transformador*: se calculan factores de sensibilidad en todas las barras y líneas del sistema, de acuerdo con las variaciones de la posición del *Tap* de un transformador.
- *Análisis Modal*: Esta opción se calculan los factores de sensibilidad a partir del cálculo de los valores propios de la matriz de sensibilidad.

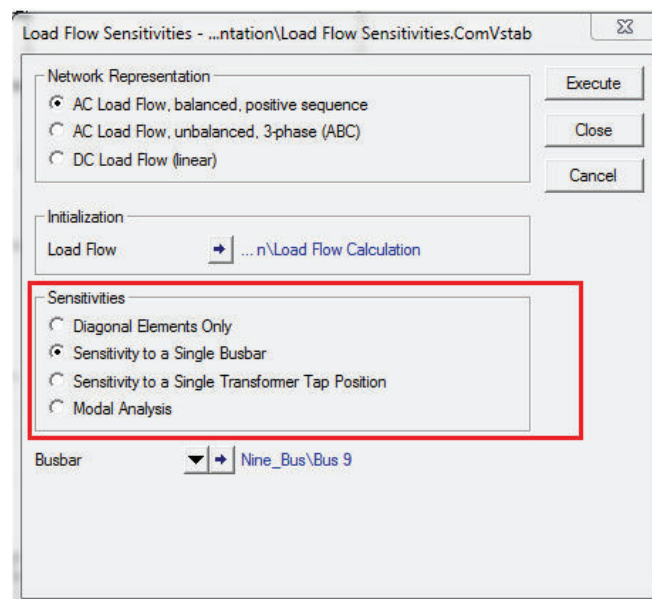


Figura 3.3 Configuración del módulo de cálculo de la sensibilidad (*ComVstab*) en DigSILENT PowerFactory.

En el DPL desarrollado en este trabajo se utilizó la opción “Sensibilidad con referencia una barra” adicionalmente se creó una rutina para variar la referencia de la barra, de tal manera de obtener los factores de sensibilidad de voltaje de

todas las barras del sistema con referencia a todas las barras del sistema y con ello formar la matriz de sensibilidad.

3.3 METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR ACV EN UN SEP

A partir de las N matrices de sensibilidad de voltaje obtenidas mediante la ejecución del DPL “SENSIBILIDAD”, se plantea una metodología para Identificar Áreas de Control de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia. La metodología inicia con el cálculo de la matriz denominada Distancias Eléctricas la cual es descompuesta en sus tres coordenadas principales obteniéndose así una matriz denominada *X_datos*, a la cual se aplica análisis de minería de datos propiamente el algoritmo FCM (Fuzzy C Means) para agrupar las barras del sistema en clusters, en donde cada cluster representa una Área de Control de Voltaje (ACV) del sistema. Cada ACV formada, tiene un mínimo de 3 barras y considera la conectividad física entre estas barras. El procedimiento se repite N veces, por cada matriz de sensibilidad. Finalmente se realiza un análisis estadístico de las ACV formadas en cada escenario de operación, a fin de poder identificar las ACV más probables que se presentan en el sistema.

En la Figura 3.4 se presenta el diagrama de flujo de la metodología propuesta.

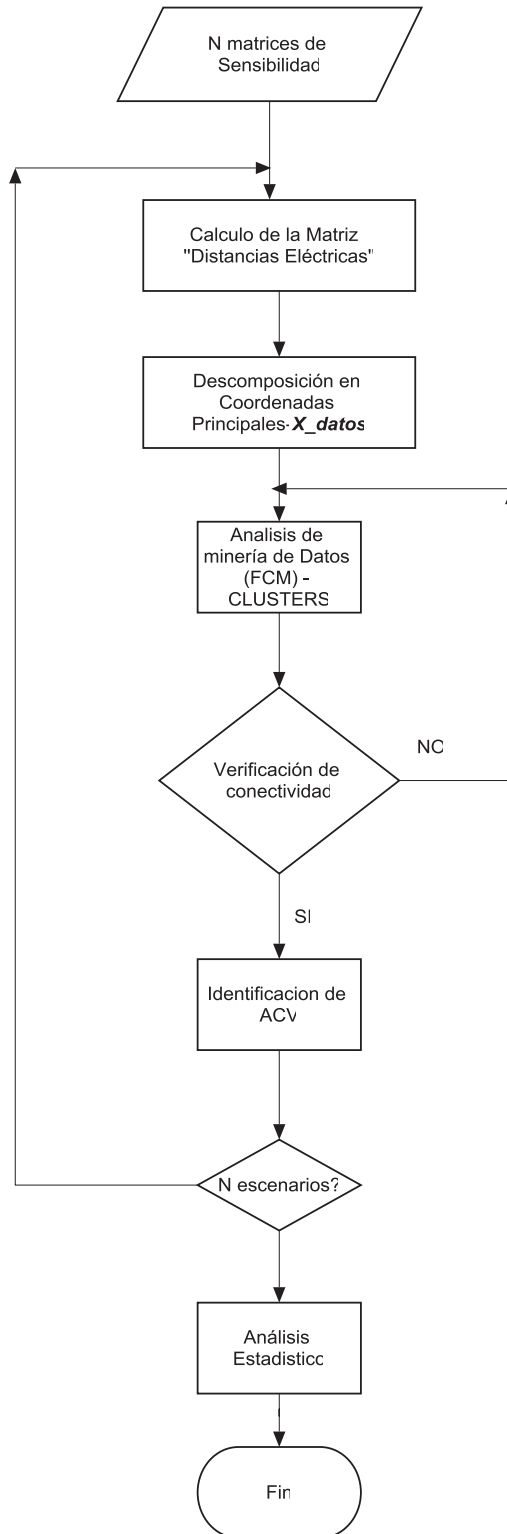


Figura 3.4 Diagrama de flujo de la metodología utilizada para identificar ACV.

3.3.1 CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS ELECTRICAS

El concepto de distancia eléctrica involucra a la matriz $[\partial Q / \partial V]$, la cual forma parte de la matriz Jacobiano \mathbf{J} . A la matriz inversa se la conoce como matriz de sensibilidad de voltaje $[\partial V / \partial Q]$. Las 2 matrices mencionadas son reales y no simétricas.

Tradicionalmente el concepto de *distancias eléctricas* ha sido utilizado para analizar problemas locales de estabilidad de voltaje, así como para evaluar la seguridad de voltaje de un SEP [2].

Los elementos de la matriz $[\partial V / \partial Q]$ reflejan la propagación de la variación de voltaje en las barras del sistema ante la inyección de potencia reactiva en una barra. La magnitud del acoplamiento de voltaje entre dos barras de un SEP puede ser cuantificada por la máxima atenuación de la variación de voltaje entre estas 2 barras. Estas atenuaciones son obtenidas a partir de la matriz $[\partial V / \partial Q]$ dividiendo los elementos de cada columna por el término de la diagonal de esta matriz. Con esta información se dispone de una matriz de atenuaciones entre todas las barras del sistema de potencia, cuyos términos son escritos como α_{ij} . Por lo tanto se tiene:

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j \quad (3.2)$$

En donde

$$\alpha_{ij} = \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right) / \left(\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right) \quad (3.3)$$

Generalmente, $\alpha_{ij} \neq \alpha_{ji}$, con el fin de tener una propiedad simétrica en la distancia eléctrica, la siguiente formulación se utiliza para definir la distancia eléctrica entre dos nodos i y j .

$$D_{ij} = D_{ji} = -\text{Log}(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) \quad (3.4)$$

En donde D_{ij} es la distancia eléctrica entre los nodos i y j , cuyas propiedades son de ser positiva y simétrica. Esta distancia eléctrica puede representar el grado de influencia derivado de los cambios de voltaje en otras barras y también es una buena medida de la observabilidad y controlabilidad del sistema.

Para normalizar las distancias eléctricas se sigue la siguiente formulación:

$$D_{ij} = D_{ij} / \text{Max}(D_{i1}, \dots, D_{iN}) \quad (3.5)$$

El método paso a paso para obtener las distancias eléctricas entre las barras de un sistema eléctrico de potencia se explica a continuación:

- ❖ Calcular la matriz Jacobiano J para obtener la sub-matriz J_4 , donde $J_4 = [\partial Q / \partial V]$
- ❖ Invertir la matriz J_4 . Se obtiene, $B = (\partial V / \partial Q) = J_4^{-1}$ y los elementos de la matriz B son escritos como b_{ij} , donde $b_{ij} = \partial V_i / \partial Q_j$
- ❖ Obtener la matriz de atenuaciones, α_{ij} , entre todos los nodos: $\alpha_{ij} = b_{ij} / b_{jj}$
- ❖ Calcular la matriz de distancias eléctricas: $D_{ij} = D_{ji} = -\text{Log}(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji})$
- ❖ Normalizar las distancias eléctricas: $D_{ij} = D_{ij} / \text{Max}(D_{i1}, \dots, D_{iN})$

Los elementos de las distancias eléctricas normalizadas forman a la matriz de distancias eléctricas D , de orden $nb \times nb$ (nb : número de barras del sistema a ser analizadas), la cual tiene la siguiente forma:

$$D = \begin{bmatrix} 0 & \delta_{21} & \dots & \delta_{1n} \\ \delta_{21} & 0 & \dots & \delta_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \delta_{n1} & \delta_{21} & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

En este trabajo se determinan las distancias eléctricas mediante la metodología propuesta, para cada matriz de sensibilidad, la misma que es obtenida para N escenarios de operación.

3.3.2 ANÁLISIS DE MINERÍA DE DATOS

Una vez definida la matriz de distancias eléctricas D , a esta se aplica minería de datos: se descompone a la matriz de distancias eléctricas en sus 3 coordenadas principales, obteniendo así la matriz X_datos . Posteriormente a la matriz X_datos se aplica el algoritmo de clasificación de datos Fuzzy C Means (FCM) para agrupar las barras coherentes, verificando su conectividad, en Áreas de control de voltaje.

3.3.2.1 Descomposición en coordenadas principales

Con la Matriz D (distancias eléctricas) se construye la correspondiente Matriz de Similitud (Q), donde I es la matriz de identidad y $\mathbf{1}$ es el vector unitario. Estas matrices representan la variabilidad entre elementos (similar a las matrices de covarianza representando la variabilidad entre variables).

$$Q = -\frac{1}{2} \left[I - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] D \left[I - \frac{1}{n} \mathbf{1}\mathbf{1}' \right] \quad (3.7)$$

Usando los autovalores (Λ_r) y autovectores (V_r) de la matriz Q , es posible calcular sus correspondientes coordenadas principales y escribir una matriz de datos espacial multidimensional (X_datos). Y_r representa la matriz de coordenadas principales, esta matriz que contiene las nuevas variables ortogonales que conservan las distancias originales.

$$Y_r = V_r \Lambda_r^{1/2} \quad (3.8)$$

$$X_datos = Y_r = [Y_1 \ Y_2 \ \dots \ Y_w] \quad (3.9)$$

Una vez que la matriz X_datos es determinada, los puntos de datos multidimensionales son agrupados en conjuntos usando el algoritmo Fuzzy C-

Means (FCM). Este algoritmo de clúster permite agrupar las barras del sistema de potencia en grupos de ACV. Cabe mencionar que la dimensión de la matriz X_{datos} tiene la dimensión $nb \times 3$, en donde nb es el número de barras que van a ser analizadas en el SEP.

3.3.2.2 Agrupación de datos mediante Fuzzy C Means (FCM)

El algoritmo FCM es un método que usa partición difusa, con el objetivo de encontrar grupos de datos (clúster), donde cada dato (observación) pertenece a un clúster con cierto grado de pertenencia, por lo tanto, un dato puede pertenecer a varios grupos con su propio grado de pertenencia entre 0 y 1, cuya formulación general se describió en la sección 2.2.

Dado que el algoritmo de FCM es una herramienta de análisis de datos, el mismo no considera la configuración natural de la red eléctrica, de hecho, los grupos de barras que resultan de la aplicación de la FCM no corresponden necesariamente a las áreas eléctricas reales, por lo que es necesario añadir una rutina adicional al algoritmo de agrupamiento que compruebe la conectividad de las barras.

En este sentido, con el objetivo de identificar la conectividad de las barras se utiliza un algoritmo que emplea la teoría de Goderya's [26]. A continuación se presenta un resumen del algoritmo.

Sea A_r ($m \times n$) la matriz de incidencia (rama-nodo) de un área r del sistema, entonces la matriz de conectividad C_r ($n \times n$) puede ser definida como sigue:

$$C_r = A_r^T \cdot A_r \quad (3.10)$$

Donde m es el número de ramas (líneas o transformadores), y n es el número de barras pertenecientes al área r .

Q_r ($n \times n$) y R_r ($n \times n$) representan la descomposición ortogonal-triangular de la matriz C_r , por lo tanto:

$$C_r = Q_r \cdot R_r \quad (3.11)$$

Basado en la matriz R_r , es posible definir el vector columna de verificación de conectividad $C_v (n \times 1)$ como sigue:

$$C_v^i = \sum_{j=i+1}^n R_r^{(i,j)} \quad (3.12)$$

Donde i representa la fila y j representa la columna de la matriz R_r , y $R_r^{(i,j)}$ es el elemento (i, j) de R_r . El número de elementos nulos de C_v representa el número de sub-áreas formadas dentro del área r debido a la falta de conectividad [10].

Una vez verificada la conectividad del sistema, las barras pueden ser agrupadas en clusters, los cuales representan las áreas eléctricas para una condición de operación dada. Adicionalmente en el algoritmo empleado considera un mínimo de 3 barras para la formación de un cluster.

3.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA DE 9 BARRAS

Como ejemplo ilustrativo de aplicación de la metodología propuesta para Identificar las Áreas de Control de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia, se utiliza el sistema de 9 barras. En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar del sistema en mención, el cual consta de 6 barras de 230 kV, 3 barras de 13,8 kV a las cuales se conectan los 3 generadores del sistema, la barra #1 es la barra slack y tiene un control de voltaje fijado en 1,04 p.u y ángulo de 0° , mientras que las barras # 2 y # 3 son tipo PV.

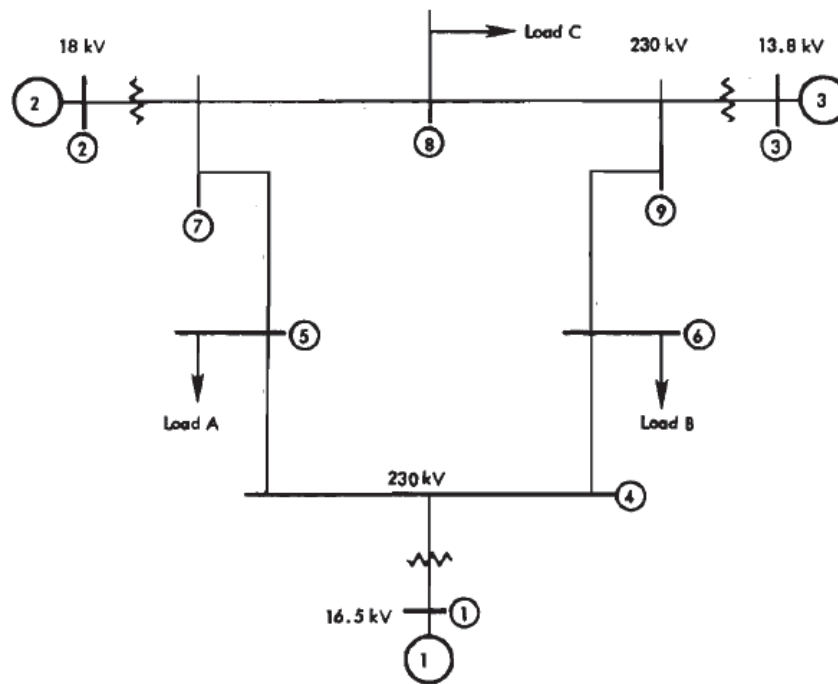


Figura 3.5 Diagrama unifilar del sistema de 9 barras

En la Tabla 3.4 se presentan las condiciones iniciales de potencia de las 3 cargas que se encuentran conectadas al sistema, mientras que en la Tabla 3.5 se muestra los parámetros de control de los generadores #2 y #3.

Tabla 3.4 Potencias iniciales de las cargas del sistema de 9 barras

	P(MW)	Q(MVAR)
LOADA	100	35
LOADB	90	30
LOADC	125	50

Tabla 3.5 Parámetros de control de los generadores conectados a barras tipo PV

	TIPO	P(MW)	VOLTAJE(p.u)
G2	PV	85	1.025
G3	PV	163	1.025

En la Tabla 3.6 se muestra la numeración de las barras del sistema que son consideradas en el análisis de sensibilidad. Se consideran únicamente las barras

de transmisión a nivel de 230 kV. No se consideran las barras en donde existe generación controlada por voltaje (PV o slack), dado que en estas barras la sensibilidad de voltaje es cero.

Tabla 3.6 Numeración de las barras del sistema a ser consideradas en el análisis de sensibilidad

Numeración	Nombre de la Barra
1	Bus 4
2	Bus 5
3	Bus 6
4	Bus 7
5	Bus 8
6	Bus 9

3.4.1 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Como se mencionó en la sección 3.2 la formulación Monte Carlo se realizó con el objetivo de generar escenarios estocásticos de demanda y con ello calcular la matriz de sensibilidad en cada uno de estos escenarios de demanda. La matriz de sensibilidad en cada escenario de operación fue obtenida mediante la ejecución del DPL desarrollado “SENSIBILIDAD”.

Previo a la ejecución de este DPL se deben definir los parámetros de entrada que se indican en la Figura 3.6, los mismos que se detallan a continuación:

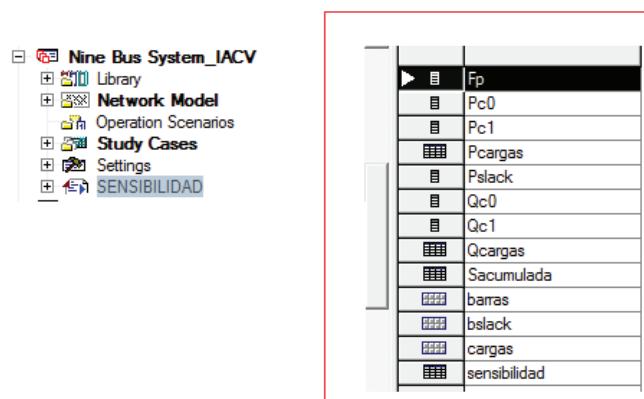


Figura 3.6 Parámetros de entrada del DPL desarrollado.

Fp: Es una variable, tipo vector, que contiene el factor de potencia de todas las cargas del sistema del caso base (en condiciones iniciales).

Po: Es una variable, tipo vector, que contiene la potencia activa de todas las cargas del sistema del caso base (en condiciones iniciales).

Pc1: Es una variable, tipo vector, que almacena la potencia activa de todas las cargas del sistema, en cada iteración.

Pcargas: Es una variable, tipo matriz, que almacena la potencia activa de todas las cargas del sistema, en todas las iteraciones.

Pslack: Es una variable, tipo vector, que almacena la potencia activa del generador slack en todas las iteraciones.

Qo: Es una variable, tipo vector, que contiene la potencia reactiva de todas las cargas del sistema del caso base (en condiciones iniciales).

Qc1: Es una variable, tipo vector, que almacena la potencia reactiva de todas las cargas del sistema, en cada iteración.

Qcargas: Es una variable, tipo matriz, que almacena la potencia reactiva de todas las cargas del sistema, en todas las iteraciones.

sensibilidad: Es una variable, tipo matriz, que contiene la matriz de sensibilidad, en cada iteración.

Sacumulada: Es una variable, tipo matriz, que contiene la matriz de sensibilidad, en todas las iteraciones.

barras: Representa el conjunto de objetos de las barras del sistema consideradas en el análisis (“general set” de las barras del sistema), con el orden que se indica en la Tabla 3.6.

bslack: Es un “general set” que contiene el generador slack del sistema.

cargas: Representa el conjunto de objetos de todas las cargas del sistema (“General Set” de cargas).

Una vez que se definieron estas variables, se ejecuta el DPL “SENSIBILIDAD”, en donde se simularon, para este ejemplo, 10 escenarios aleatorios de operación para variaciones de carga entre el 90% y 1,10 % de la carga inicial y se obtuvo en cada escenario de operación una matriz de sensibilidad de voltaje. En la Tabla 3.7 y Tabla 3.8 se muestran los valores de potencia activa y reactiva respectivamente que se obtuvieron en los 10 escenarios de operación formulados en la Simulación Monte Carlo (S.M.C.).

Tabla 3.7 Valores de potencia activa (MW) de las cargas del sistema obtenidos en la S.M.C.

	Load A	Load B	Load C
escenario 1	91.82872	82.54651	114.7499
escenario2	101.9996	91.78565	127.496
escenario 3	117.9309	106.287	147.4757
escenario 4	96.16216	86.58108	120.2125
escenario 5	90.44776	81.55336	113.1532
escenario 6	80.60043	72.55187	100.7234
escenario 7	98.55512	88.61544	123.1943
escenario 8	100.5903	90.53439	125.8211
escenario 9	107.9256	97.20718	134.903
escenario 10	93.43034	84.12204	116.9077

Tabla 3.8 Valores de potencia reactiva (MVAR) de las cargas del sistema obtenidos en la S.M.C.

	Load A	Load B	Load C
escenario 1	32.14005	27.5155	45.89994
escenario2	35.69985	30.59522	50.99841
escenario 3	41.27581	35.42901	58.9903
escenario 4	33.65675	28.86036	48.08499
escenario 5	31.65672	27.18445	45.26128
escenario 6	28.21015	24.18396	40.28937
escenario 7	34.49429	29.53848	49.27773
escenario 8	35.2066	30.17813	50.32844
escenario 9	37.77396	32.40239	53.96118
escenario 10	32.70062	28.04068	46.76306

En Tabla 3.9 se muestra la matriz de sensibilidad de voltaje que se obtuvo en el primer escenario de operación.

Tabla 3.9 Matriz de sensibilidad en el primer escenario de operación

MATRIZ DE SENSIBILIDAD						
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6
Bus 1	0.00042907	0.00033691	0.00032287	0.00009697	0.00009588	0.00008813
Bus 2	0.00032933	0.00089698	0.00026152	0.00022853	0.00018161	0.0001039
Bus 3	0.00032171	0.00026598	0.00090334	0.00010848	0.00015602	0.00021203
Bus 4	0.00009229	0.00022306	0.00010331	0.00043233	0.00030703	0.00011184
Bus 5	0.00009187	0.00017739	0.00015015	0.00030819	0.00070982	0.00024178
Bus 6	0.00008519	0.00010132	0.00020643	0.0001132	0.00024415	0.00040912

Las matrices de sensibilidad de voltaje determinadas en todos los escenarios de operación, por facilidad de programación, fueron almacenadas en una matriz denominada “Sacumulada”, en donde las columnas representan los escenarios de operación y las filas representan los factores de sensibilidad obtenidos en dichos escenarios. Es decir, por ejemplo, los factores de sensibilidad que se obtuvieron en el escenario 1 que se indicó en la Tabla 3.9 se encuentran en la columna 1 de la matriz “Sacumulada” que se muestra en la Tabla 3.10. Esta Matriz (“Sacumulada”) es una de las entradas requeridas por el algoritmo para identificar Áreas de Control de Voltaje en un SEP mediante la aplicación de metodología planteada la sección 3.3.

Tabla 3.10 Factores de sensibilidad en todos los escenarios de operación.

	escenario1	escenario2	escenario3	escenario4	escenario5	escenario6	escenario7	escenario8	escenario9	escenario10
dVdQ1	0.00042907	0.00043207	0.00043897	0.00043024	0.00042878	0.00042689	0.00043094	0.00043161	0.0004343	0.00042951
dVdQ2	0.00033691	0.00034144	0.00035118	0.00033872	0.00033644	0.00033322	0.00033978	0.00034078	0.00034465	0.00033761
dVdQ3	0.00032287	0.00032604	0.00033321	0.00032413	0.00032258	0.00032049	0.00032484	0.00032556	0.00032837	0.00032335
dVdQ4	0.00009697	0.00009783	0.00009977	0.00009731	0.00009689	0.00009632	0.00009751	0.0000977	0.00009846	0.0000971
dVdQ5	0.00009588	0.00009701	0.00009943	0.00009633	0.00009577	0.00009498	0.00009659	0.00009684	0.0000978	0.00009605
dVdQ6	0.00008813	0.00008868	0.00009001	0.00008834	0.00008809	0.00008778	0.00008846	0.00008859	0.0000891	0.00008821
dVdQ7	0.00032933	0.00033362	0.0003428	0.00033104	0.00032888	0.00032581	0.00033205	0.00033299	0.00033665	0.00032998
dVdQ8	0.00089698	0.00090888	0.00093225	0.00090183	0.00089566	0.00088618	0.00090462	0.00090719	0.00091682	0.00089886
dVdQ9	0.00026152	0.00026524	0.00027354	0.00026299	0.00026116	0.00025864	0.00026385	0.00026468	0.00026795	0.00026208
dVdQ10	0.00022853	0.00023065	0.0002349	0.00022939	0.0002283	0.00022665	0.00022989	0.00023035	0.00023208	0.00022886
dVdQ11	0.00018161	0.00018389	0.00018845	0.00018254	0.00018136	0.0001796	0.00018307	0.00018356	0.00018543	0.00018197
dVdQ12	0.0001039	0.00010472	0.00010667	0.00010422	0.00010382	0.00010332	0.00010441	0.0001046	0.00010535	0.00010402
dVdQ13	0.00032171	0.00032542	0.00033346	0.0003232	0.00032135	0.00031875	0.00032404	0.00032487	0.00032807	0.00032227
dVdQ14	0.00026598	0.00027045	0.00028012	0.00026776	0.00026553	0.00026237	0.0002688	0.00026979	0.00027363	0.00026666
dVdQ15	0.00090334	0.00091201	0.00092929	0.00090692	0.00090251	0.00089574	0.00090886	0.00091075	0.0009179	0.00090471
dVdQ16	0.00010848	0.0001095	0.0001118	0.00010889	0.00010839	0.00010771	0.00010912	0.00010935	0.00011025	0.00010864
dVdQ17	0.00015602	0.00015783	0.0001615	0.00015675	0.00015583	0.00015445	0.00015717	0.00015756	0.00015907	0.0001563
dVdQ18	0.00021203	0.00021331	0.00021596	0.00021255	0.00021192	0.00021097	0.00021284	0.00021312	0.0002142	0.00021223
dVdQ19	0.00009229	0.00009363	0.00009647	0.00009283	0.00009214	0.00009116	0.00009314	0.00009343	0.00009458	0.00009249
dVdQ20	0.00022306	0.00022638	0.0002329	0.00022441	0.00022269	0.00022004	0.00022519	0.00022591	0.0002286	0.00022358
dVdQ21	0.00010331	0.00010483	0.00010808	0.00010392	0.00010316	0.00010206	0.00010427	0.00010461	0.00010591	0.00010354
dVdQ22	0.00043233	0.0004344	0.00043821	0.00043318	0.00043209	0.00043035	0.00043367	0.0004341	0.00043573	0.00043265
dVdQ23	0.00030703	0.00030975	0.00031467	0.00030816	0.0003067	0.00030436	0.0003088	0.00030936	0.00031148	0.00030745
dVdQ24	0.00011184	0.00011258	0.00011405	0.00011214	0.00011176	0.00011118	0.00011231	0.00011247	0.00011308	0.00011195
dVdQ25	0.00009187	0.00009341	0.00009659	0.00009249	0.0000917	0.00009055	0.00009285	0.00009318	0.00009447	0.0000921
dVdQ26	0.00017739	0.00018058	0.00018685	0.00017869	0.00017703	0.0001745	0.00017944	0.00018012	0.00018271	0.00017789
dVdQ27	0.00015015	0.00015251	0.00015721	0.00015112	0.0001499	0.00014806	0.00015166	0.00015217	0.00015411	0.00015052
dVdQ28	0.00030819	0.00031059	0.00031496	0.00030918	0.0003079	0.00030585	0.00030975	0.00031025	0.00031212	0.00030856
dVdQ29	0.00070982	0.00071611	0.00072712	0.00071244	0.00070903	0.00070348	0.00071392	0.00071521	0.00072003	0.0007108
dVdQ30	0.00024178	0.00024349	0.00024664	0.00024249	0.00024158	0.00024013	0.00024289	0.00024325	0.00024459	0.00024205
dVdQ31	0.00008519	0.00008634	0.00008878	0.00008565	0.00008508	0.00008426	0.00008591	0.00008617	0.00008715	0.00008536
dVdQ32	0.00010132	0.00010308	0.00010677	0.00010203	0.00010114	0.00009984	0.00010244	0.00010283	0.00010431	0.00010159
dVdQ33	0.00020643	0.00020879	0.00021346	0.0002074	0.00020619	0.00020434	0.00020793	0.00020845	0.00021038	0.0002068
dVdQ34	0.0001132	0.00011404	0.00011569	0.00011354	0.0001131	0.00011244	0.00011374	0.00011391	0.0001146	0.00011333
dVdQ35	0.00024415	0.00024627	0.00025012	0.00024503	0.0002439	0.00024209	0.00024552	0.00024596	0.00024762	0.00024448
dVdQ36	0.00040912	0.00041055	0.00041321	0.00040971	0.00040896	0.00040778	0.00041004	0.00041034	0.00041147	0.00040934

3.4.2 IDENTIFICACIÓN DE ACV EN EL SISTEMA DE 9 BARRAS

Las áreas de control de voltaje son obtenidas mediante la ejecución del programa desarrollado en MATLAB y se requiere como archivos de entrada la matriz de “*Sacumulada*” que contiene los factores de sensibilidad en todos los escenarios de operación, y adicionalmente se requiere de la conexión entre las barras del sistema, la cual se muestra en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Conectividad entre las barras consideradas en el análisis de sensibilidad.

	busi	busj
line1	1	2
line2	2	4
line3	4	5
line4	5	6
line5	6	3
line6	3	1

A continuación se presenta los resultados obtenidos en el primer escenario de operación:

- **Cálculo de la matriz de distancias eléctricas**

Mediante las ecuaciones (3.3) y (3.4) se obtuvo la matriz de *distancias eléctricas*, la misma que se muestra en la Tabla 3.12, los elementos de esta matriz representan las distancias eléctricas entre las barras del sistema, y tiene dimensión $nb \times nb$ en donde nb es la el número de las barras del sistema consideradas en el análisis.

Tabla 3.12 Matriz de distancias eléctricas

DISTANCIAS ELÉCTRICAS						
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6
Bus 1	0	0.5402	0.5719	1.3166	1.5388	1.3689
Bus 2	0.5402	0	1.0663	0.8812	1.2959	1.5423
Bus 3	0.5719	1.0663	0	1.5422	1.4373	0.9265
Bus 4	1.3166	0.8812	1.5422	0	0.511	1.1452
Bus 5	1.5388	1.2959	1.4373	0.511	0	0.6919
Bus 6	1.3689	1.5423	0.9265	1.1452	0.6919	0

Aplicando la ecuación (3.5) se obtuvo la matriz de “distancias eléctricas normalizadas” la cual se indica en la Tabla 3.13

Tabla 3.13 Distancias Eléctricas Normalizadas

DISTANCIAS ELÉTRICAS NORMALIZADAS						
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6
Bus 1	0	0.351	0.3717	0.8556	1	0.8896
Bus 2	0.3502	0	0.6913	0.5714	0.8402	1
Bus 3	0.3708	0.6914	0	1	0.932	0.6008
Bus 4	0.8537	0.5714	1	0	0.3313	0.7426
Bus 5	1	0.8421	0.9341	0.3321	0	0.4497
Bus 6	0.8875	1	0.6007	0.7425	0.4486	0

- **Descomposición en Coordenadas Principales**

Con las ecuaciones (3.7) y (3.8) se calculó la matriz X_datos , de dimensión $n \times 3$, la cual contiene las coordenadas principales de la matriz de “Distancias Eléctricas Normalizadas”. Cabe mencionar que para este caso hubo una alta correlación entre las variables originales, por lo que el 100% de las variables originales de la matriz de “*Distancias Eléctricas Normalizadas*” se representaron únicamente por sus 2 coordenadas principales, como se indica en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Coordenadas Principales de la matriz de “Distancias Eléctricas Normalizadas”

MATRIZ DE COORDENADAS PRINCIPALES X_datos		
X1	X2	X3
0.4659	0.0491	0
0.2713	0.3771	0
0.3463	-0.3459	0
-0.3347	0.3384	0
-0.4832	0.0155	0
-0.2657	-0.4342	0

- **Agrupación de datos mediante FCM**

Una vez obtenida la matriz X_datos se procede a agrupar los datos de esta matriz en clusters o áreas, con este fin se utilizó el algoritmo de clasificación de datos Fuzzy C Means. El número de clusters o áreas depende del comando “*subclust*” empleado para estimar automáticamente el número de clusters que se pueden formar y de la conectividad que existente entre los elementos (barras) de cada cluster. El algoritmo es iterativo y va reduciendo el número de clusters formados hasta que las barras que se agrupan en cada cluster tengan conectividad física.

Los clusters formados cuyos elementos tiene conectividad física representan las barras del sistema agrupadas en Áreas de Control de Voltaje.

A fin de verificar la conectividad entre las barras de cada cluster, se emplea la teoría de Goderya, para lo cual en primer lugar se calcula la matriz de incidencia $A_r (m \times n)$, en donde m es el número de ramales o líneas del sistema y n es el número de barras del cluster o área r . Esta matriz de incidencia representa la topología de la red de transmisión del sistema, en donde los elementos no nulos describen las interconexiones existentes entre las barras del sistema. En la Tabla 3.15 se presenta la matriz de incidencia (A_r) para el sistema de 9 barras.

Tabla 3.15 Matriz de incidencia (A_r) en el sistema de 9 barras

	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
line1	1	-1	0	0	0	0
line2	0	1	0	-1	0	0
line3	0	0	0	1	-1	0
line4	0	0	0	0	1	-1
line5	0	0	-1	0	0	1
line6	-1	0	1	0	0	0

A partir de la matriz de incidencia y empleando la ecuación (3.10) se determina la matriz de conectividad $C_r (n \times n)$ de cada área r . Mediante la descomposición ortogonal-triangular de la matriz C_r se puede determinar, con la ecuación (3.12), un vector columna C_v . Del número elementos del vector C_v se puede inferir la conectividad existente entre las barras de cada área. El número de elementos no nulos de C_v representa el número de sub-áreas formadas dentro del área r . Por lo tanto se verifica la conectividad entre las barras de un área r si la dimensión del vector C_v es únicamente igual a 1.

3.4.3 RESULTADOS DE LAS ACV IDENTIFICAS EN EL SISTEMA DE 9 BARRAS

Se simularon 10 escenarios de operación, los mismos que fueron formulados mediante la variación estocástica de las cargas del sistema, se registró una demanda total mínima de 253,87 MW y una demanda máxima de 371,69 MW, el

generador varió en función de la variación de la demanda, registrándose una generación mínima de 10,95 MW y una generación máxima de 128,54 MW. En la Figura 3.7 se muestra el comportamiento de potencia activa del generador slack en función de la demanda total del sistema, expresada en MW.

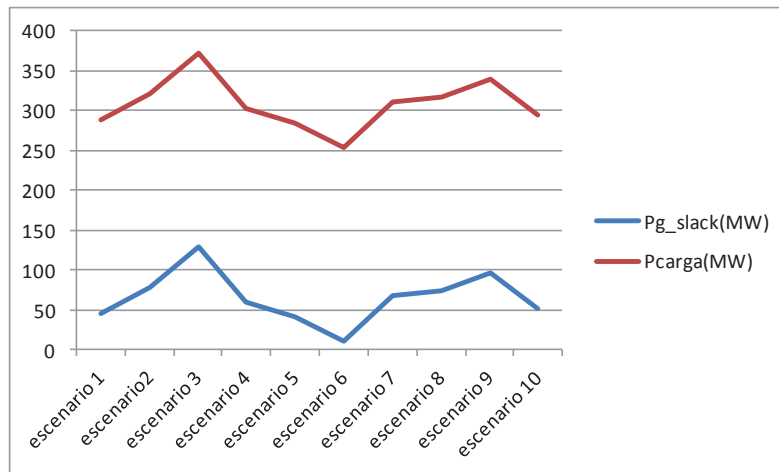


Figura 3.7 Potencia activa del generador slack y de la carga total del sistema

Aplicando la metodología propuesta en 3.3, mediante la ejecución del programa desarrollado (script.m) en MALAB, cuya codificación se presenta en el ANEXO 2, se obtuvieron las ACV en el sistema de 9 barras. En la Figura 3.8 se muestra el histograma del número de ACV obtenidas en los 10 escenarios de operación formulados mediante simulación Monte Carlo, y se observa, que en todos los escenarios simulados se identificaron 2 ACV.

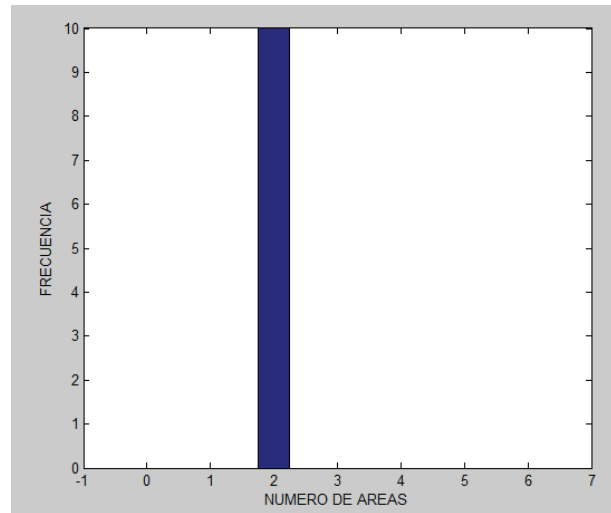


Figura 3.8 Número de ACV en el sistema de 9 barras

En la Tabla 3.16 se presenta la agrupación de las barras en Áreas de Control de Voltaje, y en la Figura 3.9 se representan estas ACV mediante clusters.

Tabla 3.16 ACV Identificadas en el sistema de 9 barras

ACV1	ACV2
1	4
2	5
3	6

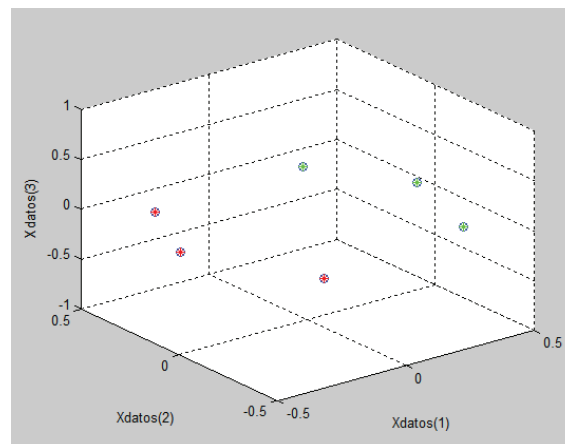


Figura 3.9 ACV representadas mediante clusters

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I)

En este capítulo se presenta la aplicación práctica de la metodología propuesta al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) del Ecuador (se considera la base de datos de la modelación del Sistema Nacional Interconectado, en DigSILENT PowerFactory, plan de expansión de 2017). Adicionalmente se presenta una descripción general del Sistema Nacional Interconectado y de las consideraciones tomadas en las simulaciones realizadas.

4.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

El sistema eléctrico de potencia de Ecuador es conocido como Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), el cual está constituido por un sistema de transmisión, de donde se destaca el anillo eléctrico a nivel de 230 kV y el sistema troncal de 500 kV, el cual conecta los principales centros de generación con los puntos de entrega.

De acuerdo con el informe anual del CENACE, en el 2016, el Ecuador alcanzó una producción neta total de energía de 22.963,44 GWh distribuidos de la siguiente manera: 14 937,59 GWh generación hidroeléctrica; 6 886,86 GWh generación termoeléctrica; 1 057,73 GWh generación no convencional; 43,51 GWh importación desde Colombia; y 37,75 GWh importación desde Perú. En la Figura 4.1 se muestra el porcentaje de producción de energía hidroeléctrica, termoeléctrica e importada, respecto a la producción total de energía neta para el año 2016.

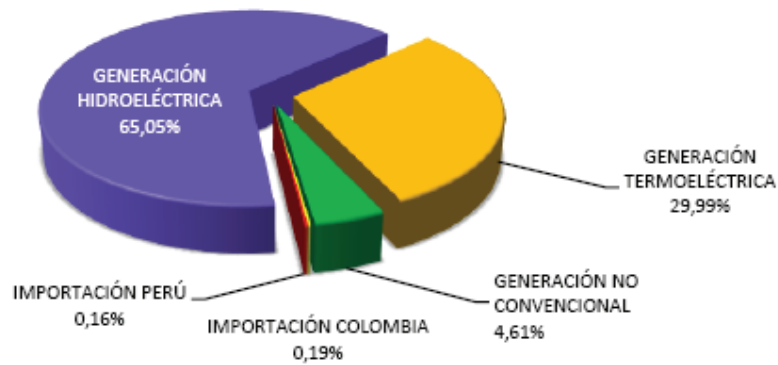


Figura 4.1 Porcentaje de producción total de energía en el Ecuador en el año 2016

Durante 2016, la demanda de energía de las empresas eléctricas de distribución y comercialización, en subestaciones de entrega y consumos propios, incluyendo las exportaciones a Colombia y Perú fue de 22 331,03 GWh (demanda anual); lo cual representó un incremento de 1,81% con relación al 2015. En la Figura 4.2 y Figura 4.3 se presentan la variabilidad de la demanda mensual de energía y potencia respectivamente, de donde se observa que la demanda máxima se presentó en el mes de marzo (2037,83 MWh de demanda de energía y 3654,22 MW de demanda de potencia) [27].

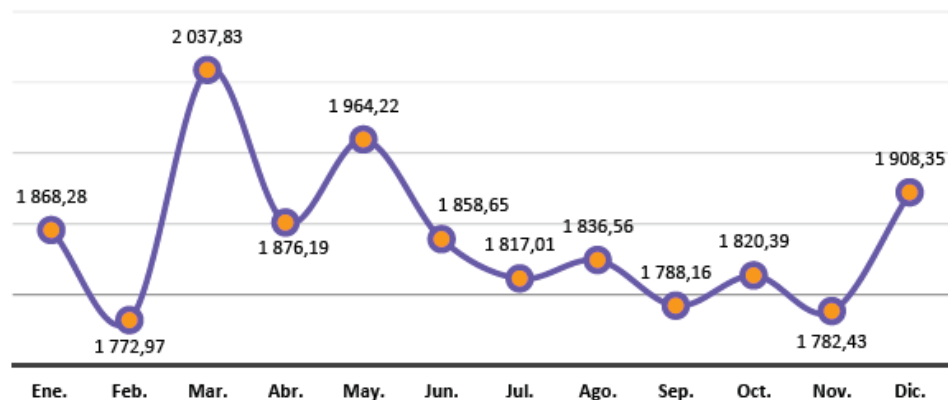


Figura 4.2 Demanda mensual de energía (GWh)

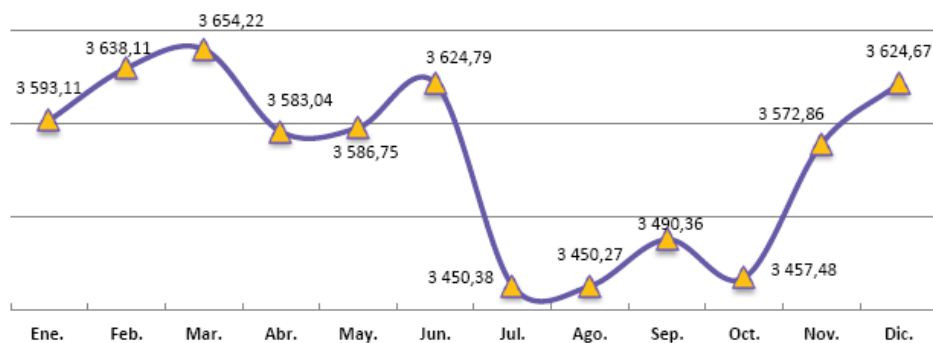


Figura 4.3 Demanda de potencia (MW)

Con respecto al sistema de Transmisión del S.N.I., este está conformado por subestaciones en niveles de 500 kV, 230 kV y 138 kV con una capacidad de transformación de 13375 MVA (considerando el avance del proyecto de 500 kV hasta febrero de 2017). El sistema de 230 kV consta de 24 subestaciones, las cuales se conectan entre si, a través de líneas de transmisión con una infraestructura de 2595 Km, para formar un anillo eléctrico. El sistema de 138 kV está conformado por 56 subestaciones, con una infraestructura en líneas de transmisión de 2178 Km. El sistema de 500 kV presenta un avance de 93,30% (Febrero 2017); los principales logros conseguidos hasta la fecha han sido la finalización de las obras en la Subestación El Inga, con sus tres patios de 500, 230 y 138 kV, subestación considerada como la más importante de este nuevo sistema de transmisión, así también la energización del patio de 500kV de la Subestación San Rafael de 450 MVA de capacidad de transformación, la energización de los Circuito 1 y 2 de la Línea de Transmisión Coca Codo – San Rafael – El Inga a 500 kV [27].

En la Figura 4.4 se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado, a nivel de 69 kV, 138 kV, 230 kV y 500 kV (plan de expansión 2017).

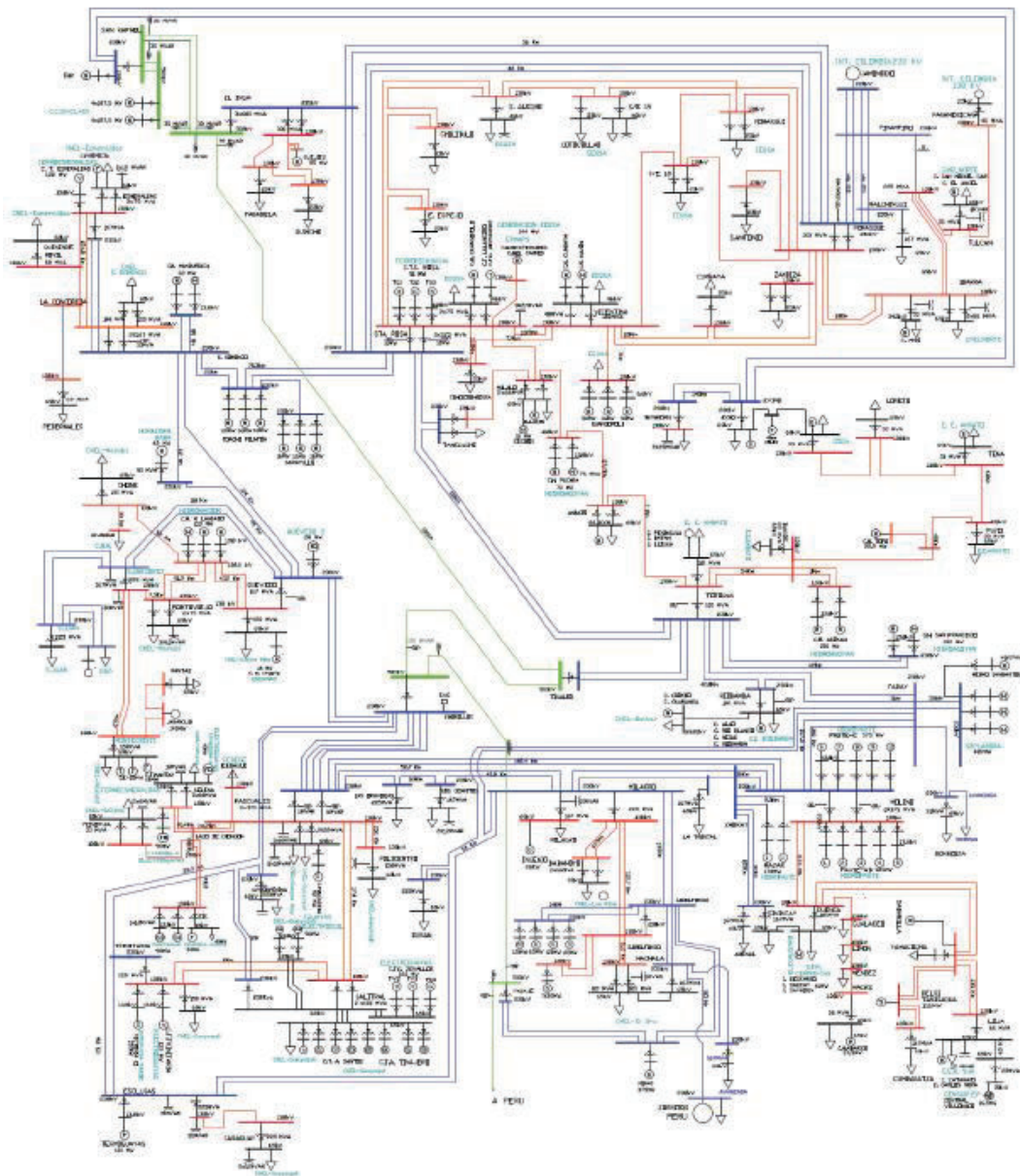


Figura 4.4 Diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Para la identificación de las ACV en el Sistema Nacional Interconectado se consideró al sistema Ecuatoriano como una sola isla totalmente observable, mientras que el sistema Colombiano fue modelado mediante un Equivalente Estático (EE), este último debido a que la identificación de ACV requiere fundamentalmente un estudio de flujo de carga en estado estable, por lo que para

este estudio en particular la respuesta dinámica del sistema Colombiano no es de mayor interés. Con estas consideraciones se reducen los tiempos de simulación y se garantiza un análisis más apropiado del sistema objetivo (sistema Ecuatoriano).

En la Figura 4.5 se muestra la modelación del EE, el cual se conecta a la subestación Jamondino de 230 kV del Sistema Colombiano, subestación que se conecta con el S.N.I. mediante los 4 circuitos de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino.

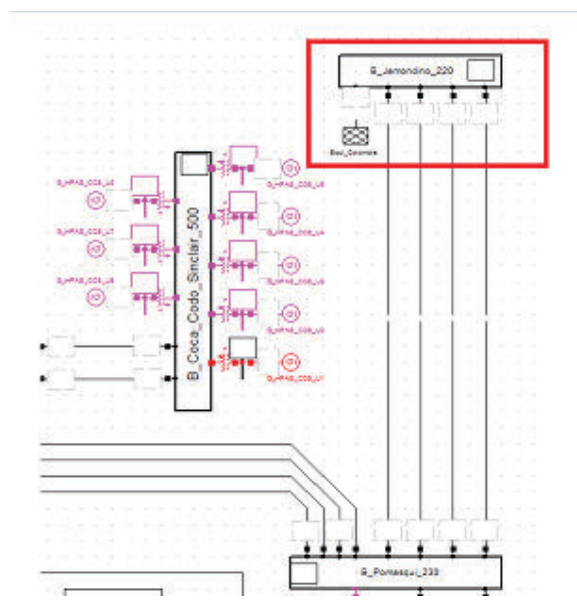


Figura 4.5 Incorporación del equivalente estático al S.N.I.

Adicionalmente se consideró a la central Coca Codo Sinclair como una sola máquina equivalente a la cual se le modeló como la máquina de referencia del sistema (slack), con una capacidad de 1476 MW de generación, de esta manera los cambios estocásticos de la demanda del sistema son absorbidos principalmente por esta central.

Los casos de estudio, corresponden a la base de datos del plan de expansión del 2017 del S.N.I., modelados en DlgSILENT PowerFactory, los mismos que fueron proporcionados por la Gerencia Nacional de Planeamiento de CENACE. Se consideraron 6 casos de estudio base, a partir de los cuales se realizaron las simulaciones Monte Carlo y posteriormente se aplicó la metodología planteada en

3.3 para Identificar las ACV en el S.N.I. los casos de estudio considerados en este trabajo son los siguientes:

- Hidrología alta
 - Demanda máxima
 - Demanda media
 - Demanda mínima
- Hidrología baja
 - Demanda máxima
 - Demanda media
 - Demanda mínima

A continuación se describen con mayor detalle los casos de estudio base que fueron considerados previo a la Simulación Monte Carlo:

- ***Hidrología alta en demanda máxima:***

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 86% (3575,09 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 14% (577,97 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 4044,94 MW. En la Figura 4.6 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

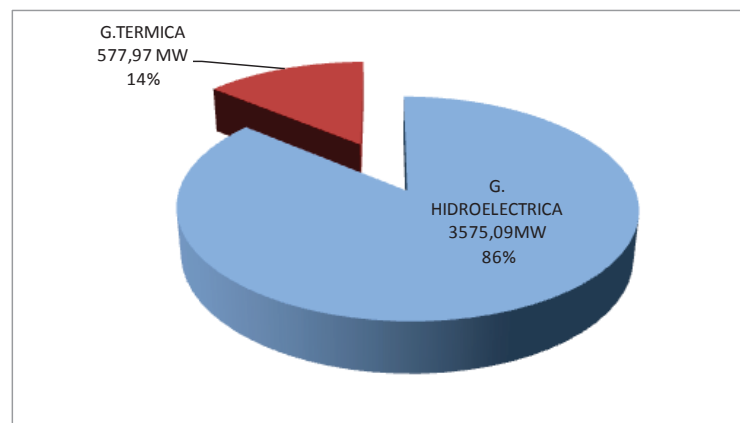


Figura 4.6 Producción total de generación en MW

Tabla 4.1 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)	CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	1406.75	96.32	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	9.60	2.00
B_Sopladora_U1_13.8	154.00	30.52	B_PPLLCTA_4.16(1)	9.12	0.00
B_Sopladora_U2_13.8	154.00	30.52	B_Riobamba_69	7.60	3.60
B_Sopladora_U3_13.8	154.00	30.52	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.50
B_Paute_U10_13.8	87.78	5.55	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.50
B_Paute_U6_13.8	87.78	5.55	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.50
B_Paute_U7_13.8	87.78	5.55	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.50
B_Paute_U8_13.8	87.78	5.55	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.50
B_Paute_U9_13.8	87.78	5.55	B_San Antonio_U1_13.8	7.00	1.00
B_Paute_U1_13.8	87.78	20.45	B_El_Carmen_6.6	6.16	1.79
B_Paute_U2_13.8	87.78	20.45	B_Recuperadora_6.6	6.16	1.99
B_Paute_U3_13.8	87.78	20.45	B_Alazan_6.6	6.08	1.00
B_Paute_U4_13.8	87.78	20.45	B_Saucay_B2_4.16	5.73	2.00
B_MSFR_U1_13.8	76.14	11.97	B_Saucay_B3_4.16	5.73	2.00
B_MSFR_U3_13.8	76.14	11.97	B_Pasochoa(88)_4.16	4.80	1.60
B_MSFR_U2_13.8	76.14	11.97	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	4.00	1.00
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	5.71	B_Chorrillos_U_13.8	3.80	1.00
B_San_Francisco_U1_13.8	55.75	38.91	B_Mulalo_69	3.68	1.72
B_Daule_Peripa_U1_13.8	50.00	31.08	B_Saucay_B1_4.16	3.22	1.00
B_Mazar_U1_13.8	40.00	10.00	B_Saucay_B1_4.16	3.22	1.00
B_Mazar_U2_13.8	40.00	10.00	B_Saymirin_2.4	2.82	1.00
B_Agoyan_U1_13.8	35.00	10.75	B_Saymirin_2.4	2.82	1.00
B_Pucara_U1_13.8	35.00	12.00	B_Mulalo_69	2.76	0.28
B_Cumbaya_4.16	24.00	8.80	B_LORETO_4.16	2.27	0.43
B_Topo_13.8	20.00	2.00	B_PPLLCTA_2.9	2.27	-0.60
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Saymirin_B4_6.3	2.00	0.50
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Saymirin_B4_6.3	2.00	0.50
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Los_Chillos(90)_2.3	2.00	0.14
B_Nayon_6.9	16.00	4.00	B_Loreto_13.8	2.00	0.00
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	15.20	4.00	B_Dayuma_13.8	2.00	0.00
B_Ocaña_U1_13.8	12.00	3.00	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Ocaña_U2_13.8	12.00	3.00	B_PPLLCTA_4.16	1.76	0.00
B_Sibimbe_6.9	10.74	2.00	B_Ibarra_B1_69	1.65	0.00
B_Manduriacu_U1_13.8	10.00	7.71	B_Loja_69	1.33	0.00
B_Baba_U1_13.8	10.00	2.00	B_Guaranda_69	1.09	0.88
B_Baba_U2_13.8	10.00	2.00	B_Tulcan_69	1.00	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.00	3.00	B_Mulalo_69	0.92	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.00	3.00	B_Totoras_69	0.58	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.00	3.00	B_Loja_69	0.57	0.00

Tabla 4.2 Producción de generación Térmica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Trinitaria_U1_13.8	125.00	65.00
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	72.00	42.02
B_Esmeraldas_13.8	60.00	18.40
B_TGM_I_U2_13.8	48.24	7.85
B_TGM_I_U1_13.8	47.50	7.82
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	30.00	8.40
B_TGM_II_Grupo2_13.8	24.00	2.00
B_TGM_II_Grupo1_13.8	24.00	2.00
B_TGM_II_Grupo1_13.8	24.00	2.00
B_TGM_II_Grupo1_13.8	24.00	2.00
B_Jaramijo_Grupo2_13.8	16.00	6.72
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	4.00
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	4.00
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	4.00
B_Celso_Castellanos_13.8	10.80	2.00
B_Miraflores_TG1_13.8	10.00	5.00
B_Jivino_3_13.8	10.00	1.00
B_Jivino_3_13.8	10.00	1.00
B_Manta_II_13.8	0.73	0.30

- **Hidrología alta en demanda media:**

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 88% (3164,03 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 12% (447,01 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 3518,45 MW. En la Figura 4.7 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.3 y Tabla 4.4 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

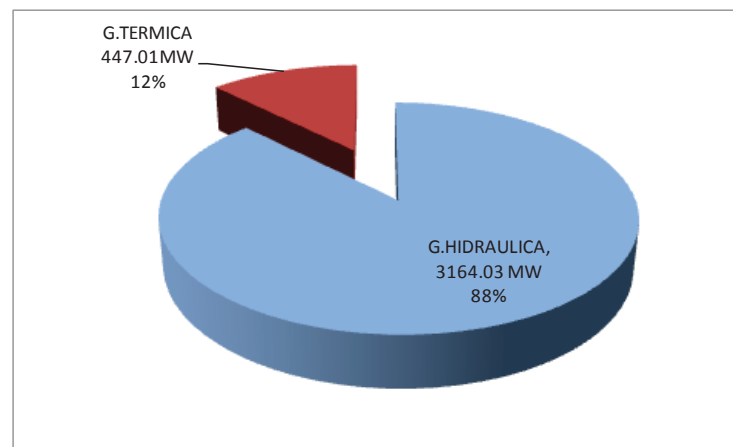


Figura 4.7 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)

Tabla 4.3 Producción de generación Térmica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	72.00	30.21
B_Trinitaria_U1_13.8	65.00	54.41
B_Esmeraldas_13.8	60.00	8.81
B_TGM_I_U2_13.8	52.24	-3.25
B_TGM_I_U1_13.8	51.50	-3.29
B_TGM_II_Grupo1_13.8	22.00	1.00
B_TGM_II_Grupo1_13.8	22.00	1.00
B_TGM_II_Grupo1_13.8	22.00	1.00
B_TGM_II_Grupo2_13.8	22.00	1.00
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	21.00	8.40
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	3.50
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	3.50
B_Santa_Elena_III_13.8	8.80	3.50
B_Manta_II_13.8	0.68	0.00

Tabla 4.4 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)	CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	1137.83	2.90	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00
B_Sopladora_U1_13.8	140.00	30.16	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00
B_Sopladora_U2_13.8	140.00	30.16	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00
B_Paute_U1_13.8	85.70	16.44	B_San Antonio_U1_13.8	7.00	1.00
B_Paute_U2_13.8	85.70	16.44	B_El_Carmen_6.6	6.16	1.79
B_Paute_U3_13.8	85.70	16.44	B_Recuperadora_6.6	6.16	1.99
B_Paute_U4_13.8	85.70	16.44	B_Alazan_6.6	6.08	1.00
B_Paute_U5_13.8	85.70	16.44	B_Saucay_B2_4.16	5.73	1.68
B_Paute_U10_13.8	85.70	7.75	B_Saucay_B3_4.16	5.73	1.68
B_Paute_U6_13.8	85.70	7.75	B_Ocaña_U2_13.8	5.00	3.00
B_Paute_U7_13.8	85.70	7.75	B_Ocaña_U1_13.8	5.00	0.00
B_Paute_U8_13.8	85.70	7.75	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	4.85	0.30
B_Paute_U9_13.8	85.70	7.75	B_Saymirin_2.4	4.82	1.00
B_MSFR_U1_13.8	77.97	18.77	B_Saymirin_2.4	4.82	1.00
B_MSFR_U3_13.8	77.97	18.77	B_Chorrillos_U_13.8	3.80	0.00
B_MSFR_U2_13.8	77.97	18.77	B_Mulalo_69	3.60	1.72
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	3.83	B_Saucay_B1_4.16	3.22	0.50
B_Agoyan_U1_13.8	55.00	4.41	B_Saucay_B1_4.16	3.22	0.50
B_San_Francisco_U1_13.8	55.00	22.75	B_Mulalo_69	2.70	0.28
B_Daule_Peripa_U1_13.8	50.00	25.18	B_PPLLCTA_2.9	2.27	-0.60
B_Mazar_U1_13.8	40.00	5.00	B_LORETO_4.16	2.27	0.43
B_Pucara_U1_13.8	30.09	5.49	B_Pasochoa(88)_4.16	2.22	0.50
B_Pucara_U2_13.8	30.09	5.49	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	2.00	0.00
B_Cumbaya_4.16	20.52	8.00	B_Loreto_13.8	2.00	0.00
B_Topo_13.8	20.00	0.00	B_Dayuma_13.8	2.00	0.00
B_Calope_6.9	17.44	1.66	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_PPLLCTA_4.16	1.76	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Ibarra_B1_69	1.65	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Loja_69	1.33	0.00
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	15.20	4.00	B_Guaranda_69	1.09	0.88
B_Sibimbe_6.9	14.52	0.00	B_Los_Chillos(90)_2.3	1.02	0.14
B_Nayon_6.9	13.68	4.00	B_Tulcan_69	1.00	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.00	0.00	B_Celso_Castellanos_13.8	1.00	2.00
B_Manduriacu_U1_13.8	10.00	0.00	B_Mulalo_69	0.90	0.00
B_Baba_U1_13.8	10.00	1.00	B_Totoras_69	0.58	0.00
B_PPLLCTA_4.16(1)	9.12	0.00	B_Totoras_69	0.57	0.00
B_Riobamba_69	7.60	3.60	B_Loja_69	0.57	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00	B_Tulcan_69	0.42	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00			

- **Hidrología alta en demanda mínima:**

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 87% (2240,03 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 13% (346,74 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 2533,87 MW. En la Figura 4.8 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.5 y Tabla 4.6 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

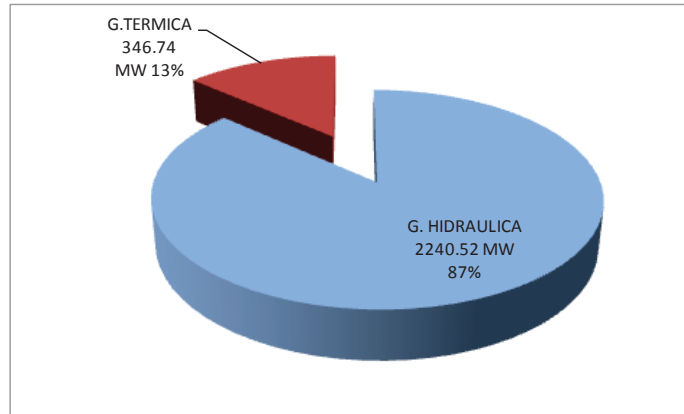


Figura 4.8 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)

Tabla 4.5 Producción de generación Térmica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Trinitaria_U1_13.8	65.00	47.42
B_TGM_I_U2_13.8	62.24	4.74
B_TGM_I_U1_13.8	61.50	4.69
B_Esmeraldas_13.8	60.00	8.28
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	26.00	31.00
B_TGM_II_Grupo2_13.8	21.50	0.00
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	21.00	8.40
B_TGM_II_Grupo1_13.8	20.50	0.00
B_Jivino_3_13.8	9.00	1.00

Tabla 4.6 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)	CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	798.70	-96.32	B_El_Carmen_6.6	6.16	0.00
B_Sopladora_U1_13.8	120.00	17.08	B_Alazan_6.6	5.95	0.00
B_Sopladora_U2_13.8	120.00	17.08	B_Saucay_B2_4.16	5.73	1.68
B_Paute_U6_13.8	90.00	5.36	B_Saucay_B3_4.16	5.73	1.68
B_Paute_U7_13.8	90.00	5.36	B_Calope_6.9	5.02	-2.00
B_Paute_U8_13.8	90.00	5.36	B_Ocaña_U2_13.8	5.00	3.00
B_Paute_U9_13.8	90.00	5.36	B_Ocaña_U1_13.8	5.00	0.00
B_Paute_U1_13.8	90.00	7.01	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	4.85	0.30
B_Paute_U2_13.8	90.00	7.01	B_Saymirin_2.4	4.82	0.00
B_Paute_U3_13.8	90.00	7.01	B_Saymirin_2.4	4.82	0.00
B_Paute_U4_13.8	90.00	7.01	B_Chorrillos_U_13.8	3.72	0.00
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	-7.42	B_Mulalo_69	3.34	1.72
B_San_Francisco_U1_13.8	55.00	-15.76	B_Saucay_B1_4.16	3.22	0.50
B_Daule_Peripa_U1_13.8	50.00	23.95	B_Saucay_B1_4.16	3.22	0.50
B_Agoyan_U1_13.8	35.00	-10.00	B_Mulalo_69	2.52	0.28
B_Topo_13.8	20.00	0.00	B_PPLLCTA_2.9	2.27	-0.60
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	-1.00	B_LORETO_4.16	2.27	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	-1.00	B_Pasochoa(88)_4.16	2.22	0.50
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	-1.00	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	2.00	1.00
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	14.88	0.00	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Sibimbe_6.9	12.20	0.00	B_PPLLCTA_4.16	1.76	0.00
B_Pucara_U1_13.8	10.00	-2.31	B_Ibarra_B1_69	1.65	0.00
B_Manduriacu_U1_13.8	10.00	1.58	B_Cumbaya_4.16	1.44	2.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.00	0.00	B_Loja_69	1.33	0.00
B_PPLLCTA_4.16(1)	8.74	-2.00	B_Guaranda_69	1.09	0.88
B_Riobamba_69	7.60	3.60	B_Los_Chillos(90)_2.3	1.00	0.14
B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00	B_Tulcan_69	1.00	0.00
B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00	B_Nayon_6.9	0.96	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00	B_Mulalo_69	0.84	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00	B_Totoras_69	0.58	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00	B_Loja_69	0.57	0.00
B_San Antonio_U1_13.8	6.68	0.00	B_Totoras_69	0.57	0.00
B_Recuperadora_6.6	6.16	1.99	B_Tulcan_69	0.42	0.00

- **Hidrología baja en demanda máxima:**

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 85% (3501,03 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 15% (631,97 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 4044,94 MW. En la Figura 4.9 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.7 y Tabla 4.8 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

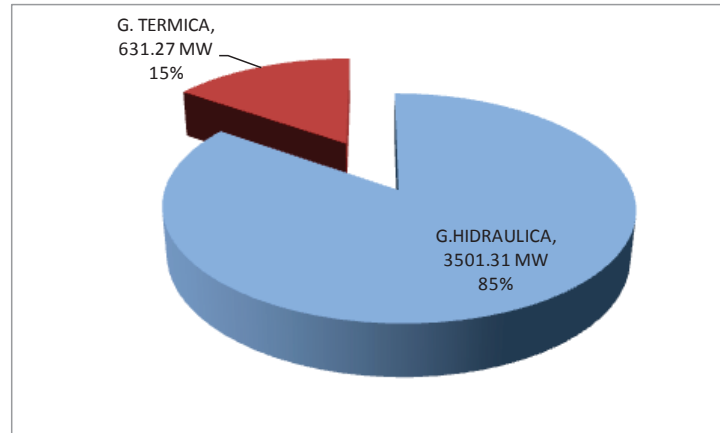


Figura 4.9 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)

Tabla 4.7 Producción de generación Térmica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_TGM_I_U4_13.8	105.00	11.51
B_TGM_I_U3_13.8	75.00	6.05
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	70.00	25.34
B_Trinitaria_U1_13.8	65.00	56.53
B_TGM_I_U1_13.8	65.00	6.23
B_TGM_I_U2_13.8	65.00	6.23
B_Esmeraldas_13.8	60.00	14.10
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	21.00	8.40
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	3.00
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	3.00
B_Santa_Elena_III_13.8	12.30	3.00
B_Jivino_3_13.8	10.50	2.20
B_Jivino_3_13.8	10.50	2.20
B_Miraflores_TG1_13.8	10.00	0.00
B_Ecoelectric_4.16	9.86	1.00
B_Los_Bancos_69	9.59	0.00
B_Celso_Castellanos_13.8	8.00	1.20
B_Jivino_3_13.8	6.00	2.20
B_Manta_II_13.8	0.73	0.00

Tabla 4.8 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	1319.13	19.81	B_Ocaña_U2_13.8	12.43	3.00
B_Sopladora_U1_13.8	156.64	19.92	B_PPLLCTA_4.16(1)	9.12	0.00
B_MSFR_U1_13.8	79.45	17.45	B_Riobamba_69	7.60	3.60
B_MSFR_U3_13.8	79.45	17.45	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	1.00
B_MSFR_U2_13.8	79.45	17.45	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	1.00
B_Paute_U6_13.8	79.29	8.96	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	1.00
B_Paute_U7_13.8	79.29	8.96	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	1.00
B_Paute_U8_13.8	79.29	8.96	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	1.00
B_Paute_U1_13.8	79.29	17.90	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	7.45	2.50
B_Paute_U2_13.8	79.29	17.90	B_San Antonio_U1_13.8	7.00	1.00
B_Paute_U3_13.8	79.29	17.90	B_Alazan_6.6	6.08	1.00
B_Paute_U4_13.8	79.29	17.90	B_El_Carmen_6.6	4.75	1.79
B_Agoyan_U1_13.8	78.00	15.46	B_Recuperadora_6.6	4.75	1.99
B_Mazar_U1_13.8	76.18	0.00	B_San_Antonio_23	4.64	1.00
B_Mazar_U2_13.8	76.18	0.00	B_Chorrillos_U_13.8	3.80	0.50
B_Daule_Peripa_U1_13.8	67.60	15.63	B_Saucay_B2_4.16	3.61	1.68
B_Daule_Peripa_U2_13.8	67.60	15.63	B_Saucay_B3_4.16	3.61	1.68
B_Daule_Peripa_U3_13.8	67.60	15.63	B_Saymirin_2.4	3.04	1.00
B_Alluriquin_U1_13.8	57.65	15.46	B_Saymirin_2.4	3.04	1.00
B_Alluriquin_U2_13.8	57.65	15.46	B_Mulalo_69	2.58	1.72
B_Alluriquin_U3_13.8	57.65	15.46	B_Pasochoa(88)_4.16	2.20	0.50
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	-2.49	B_Saucay_B1_4.16	2.03	1.00
B_Pucara_U1_13.8	36.50	8.81	B_Saucay_B1_4.16	2.03	1.00
B_Pucara_U2_13.8	36.50	8.81	B_Loreto_13.8	2.00	0.00
B_San_Carlos_13.8	36.00	1.00	B_Dayuma_13.8	2.00	0.00
B_Manduriacu_U1_13.8	28.10	1.41	B_Mulalo_69	1.94	0.28
B_Manduriacu_U2_13.8	28.10	1.40	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Cumbaya_4.16	22.44	8.00	B_Ibarra_B1_69	1.65	0.00
B_Topo_13.8	20.00	2.00	B_Los_Chillos(90)_2.3	1.28	0.14
B_Baba_U1_13.8	18.56	0.00	B_Tulcan_69	1.25	0.00
B_Baba_U2_13.8	18.56	0.00	B_LORETO_4.16	1.12	0.43
B_Calope_6.9	18.00	3.00	B_PPLLCTA_2.9	1.12	-0.60
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Loja_69	1.05	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_PPLLCTA_4.16	0.87	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	16.03	0.00	B_Mulalo_69	0.64	0.00
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	15.20	4.00	B_Tulcan_69	0.54	0.00
B_Nayon_6.9	14.96	4.00	B_Guaranda_69	0.50	0.20
B_Ecudos_4.16	14.63	1.00	B_Loja_69	0.45	0.00
B_Sibimbe_6.9	14.52	0.00	B_Coca_13.8	0.30	0.50
B_Sarapullo_U_13.8	13.51	4.00	B_Totoras_69	0.10	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	13.51	4.00	B_Sarapullo_U_13.8	13.51	4.00
B_Ocaña_U1_13.8	12.43	3.00			

- **Hidrología baja en demanda media:**

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 81% (2669,05 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 19% (613,03 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 3229,61 MW. En la Figura 4.10 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.9 y Tabla 4.10 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

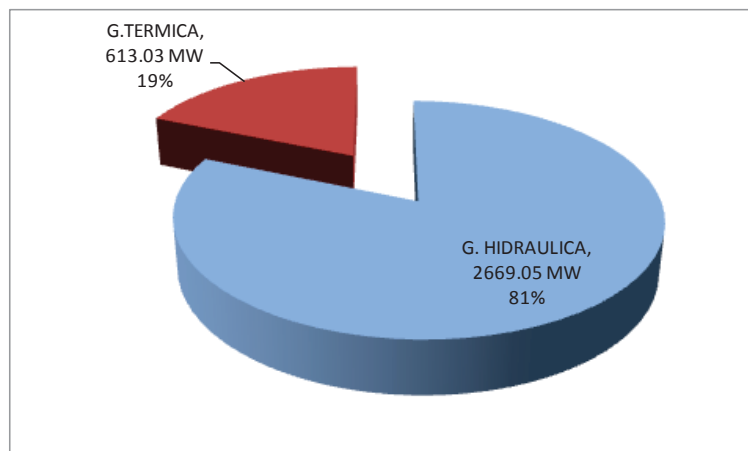


Figura 4.10 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)

Tabla 4.9 Producción de generación Térmica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_TGM_I_U4_13.8	105.00	-5.29
B_TGM_I_U3_13.8	75.00	-3.46
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	72.00	20.99
B_Trinitaria_U1_13.8	65.00	19.41
B_TGM_I_U1_13.8	65.00	-1.33
B_TGM_I_U2_13.8	65.00	-1.33
B_Esmeraldas_13.8	60.00	1.22
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	21.00	8.40
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	2.10
B_Santa_Elena_III_13.8	13.90	2.10
B_Jivino_3_13.8	10.50	2.20
B_Jivino_3_13.8	10.50	2.20
B_Ecoelectric_4.16	9.86	1.00
B_Los_Bancos_69	9.59	0.00
B_Santa_Elena_III_13.8	9.11	2.10
B_Jivino_3_13.8	6.00	2.20
B_Celso_Castellanos_13.8	1.00	2.00
B_Manta_II_13.8	0.68	0.00

Tabla 4.10 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)	CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	786.89	-96.32	B_Baba_U2_13.8	9.98	0.00
B_Sopladora_U1_13.8	160.00	7.70	B_PPLLCTA_4.16(1)	9.12	0.00
B_Paute_U6_13.8	85.00	-6.28	B_Riobamba_69	7.60	3.60
B_Paute_U7_13.8	85.00	-6.28	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00
B_Paute_U1_13.8	85.00	2.40	B_Abanico_Grupo1_4.16	7.50	0.00
B_Paute_U2_13.8	85.00	2.40	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00
B_Paute_U3_13.8	85.00	2.40	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00
B_Paute_U4_13.8	85.00	2.40	B_Abanico_Grupo2_4.16	7.50	0.00
B_Agoyan_U1_13.8	78.00	-10.00	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	7.45	0.00
B_MSFR_U1_13.8	68.36	7.99	B_San Antonio_U1_13.8	6.40	1.00
B_MSFR_U3_13.8	68.36	7.99	B_Alazan_6.6	5.88	0.00
B_MSFR_U2_13.8	68.36	7.99	B_Recuperadora_6.6	4.75	1.99
B_Mazar_U1_13.8	57.62	5.00	B_El_Carmen_6.6	4.75	1.79
B_Mazar_U2_13.8	57.62	5.00	B_San_Antonio_23	4.64	0.00
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	-8.37	B_Chorrillos_U_13.8	3.70	0.00
B_Alluriquin_U1_13.8	55.67	-2.53	B_Saucay_B2_4.16	3.43	1.68
B_Alluriquin_U2_13.8	55.67	-2.53	B_Saucay_B3_4.16	3.43	1.68
B_Alluriquin_U3_13.8	55.67	-2.53	B_Saymirin_2.4	2.89	0.00
B_Daule_Peripa_U1_13.8	38.83	-4.61	B_Saymirin_2.4	2.89	0.00
B_Daule_Peripa_U2_13.8	38.83	-4.62	B_Mulalo_69	2.58	1.72
B_Daule_Peripa_U3_13.8	38.83	-4.61	B_Pasochoa(88)_4.16	2.20	0.50
B_San_Carlos_13.8	36.00	1.00	B_Dayuma_13.8	2.00	0.00
B_Pucara_U1_13.8	34.66	1.36	B_Loreto_13.8	2.00	0.00
B_Topo_13.8	20.00	0.00	B_Mulalo_69	1.94	0.28
B_Cumbaya_4.16	18.96	8.00	B_Saucay_B1_4.16	1.93	0.50
B_Manduriacu_U1_13.8	18.38	-3.00	B_Saucay_B1_4.16	1.93	0.50
B_Manduriacu_U2_13.8	18.38	-3.00	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Calope_6.9	16.42	1.66	B_lbarra_B1_69	1.65	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	15.87	0.00	B_Los_Chillos(90)_2.3	1.28	0.14
B_Central_San_Bartolo_13.8	15.87	0.00	B_Tulcan_69	1.25	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	15.87	0.00	B_LORETO_4.16	1.12	0.43
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	14.90	0.00	B_PPLLCTA_2.9	1.12	-0.60
B_Ecudos_4.16	14.63	1.00	B_Loja_69	1.05	0.00
B_Sibimbe_6.9	14.20	0.00	B_PPLLCTA_4.16	0.87	0.92
B_Nayon_6.9	12.64	4.00	B_Mulalo_69	0.64	0.00
B_Ocaña_U1_13.8	12.43	0.00	B_Tulcan_69	0.54	0.00
B_Ocaña_U2_13.8	12.43	0.00	B_Loja_69	0.45	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.16	3.00	B_Guaranda_69	0.20	0.88
B_Sarapullo_U_13.8	10.16	3.00	B_Totoras_69	0.10	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	10.16	3.00	B_Totoras_69	0.09	0.00
B_Baba_U1_13.8	9.98	0.00			

- **Hidrología baja en demanda mínima:**

En este caso se consideró un despacho de generación, en donde el 80% (2071,27 MW) de la generación total corresponde a generación Hidráulica, y el 20% (507,75 MW) corresponde a generación térmica. Adicionalmente se registra una demanda inicial de 2533,96 MW. En la Figura 4.11 se muestra la producción de generación total en MW para este caso de estudio en condiciones iniciales (previo a la simulación Monte Carlo (S.M.C)), y en la Tabla 4.11 y Tabla 4.12 se presentan el detalle de las centrales consideradas en este caso de estudio.

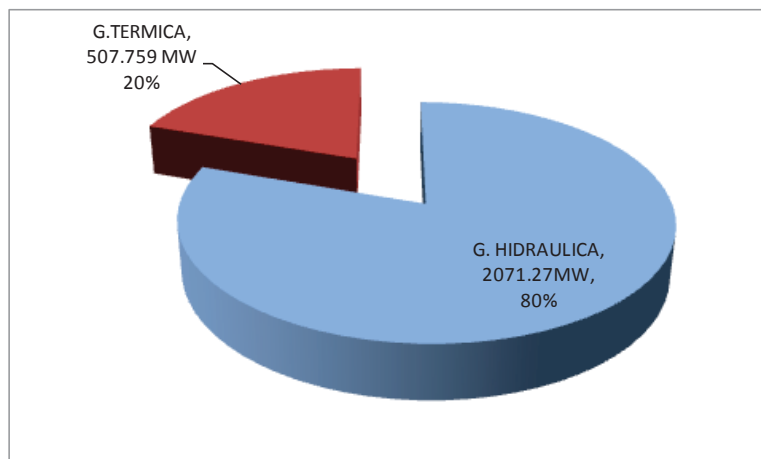


Figura 4.11 Producción total de generación en MW (previo a la S.M.C)

Tabla 4.11 Producción de generación Hidráulica por unidad de generación

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)	CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_Coca_Codo_Sinclair_U1_13.8	923.79	-96.32	B_Calope_6.9	5.00	-2.00
B_Sopladora_U1_13.8	117.17	16.29	B_El_Carmen_6.6	4.75	1.79
B_Paute_U1_13.8	94.50	15.57	B_Recuperadora_6.6	4.75	1.99
B_Paute_U2_13.8	94.50	15.57	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	4.42	0.30
B_Paute_U3_13.8	94.50	15.57	B_San_Antonio_23	4.31	0.00
B_Paute_U4_13.8	94.50	15.57	B_Alazan_6.6	4.21	0.00
B_Delsitanisagua_U1_U2_13.8	57.00	-4.61	B_San_Antonio_U1_13.8	3.04	1.00
B_MSFR_U1_13.8	50.00	-8.03	B_Saucay_B2_4.16	2.81	0.00
B_MSFR_U3_13.8	50.00	-8.03	B_Saucay_B3_4.16	2.81	0.00
B_Daule_Peripa_U2_13.8	47.19	25.02	B_Chorrillos_U_13.8	2.78	0.00
B_Mazar_U1_13.8	40.00	-26.80	B_Saymirin_2.4	2.36	0.00
B_San_Carlos_13.8	36.00	0.00	B_Saymirin_2.4	2.36	0.00
B_Agoyan_U1_13.8	35.00	-10.00	B_Mulalo_69	2.14	1.72
B_Alluriquin_U1_13.8	26.76	0.00	B_Pasochoa(88)_4.16	2.02	0.50
B_Daule_Peripa_U1_13.8	23.60	-16.92	B_Riobamba_69	1.90	0.00
B_Topo_13.8	16.24	0.00	B_Guangopolo_Hidro(84)_6.3	1.85	2.50
B_Manduriacu_U1_13.8	15.61	-2.18	B_Ibarra_B1_69	1.65	0.00
B_Sarapullo_U_13.8	15.23	0.00	B_Mulalo_69	1.62	0.28
B_Ecudos_4.16	14.63	0.10	B_Saucay_B1_4.16	1.58	0.00
B_San_Jose_del_Tambo_13.8	14.44	0.00	B_Saucay_B1_4.16	1.58	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	14.07	0.00	B_Tulcan_69	1.25	0.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	14.07	0.00	B_Cumbaya_4.16	1.20	8.00
B_Central_San_Bartolo_13.8	14.07	0.00	B_LORETO_4.16	1.12	0.43
B_Pucara_U1_13.8	12.52	1.62	B_PPLLCTA_2.9	1.12	-0.60
B_Ocaña_U1_13.8	12.43	0.00	B_Loja_69	1.05	0.00
B_Ocaña_U2_13.8	12.43	0.00	B_Los_Chillos(90)_2.3	0.92	0.14
B_Sibimbe_6.9	11.52	0.00	B_PPLLCTA_4.16	0.87	0.00
B_Riobamba_69	7.60	3.60	B_Nayon_6.9	0.80	4.00
B_Abanico_Grupo1_4.16	7.35	0.00	B_Guaranda_69	0.60	0.88
B_Abanico_Grupo1_4.16	7.35	0.00	B_Tulcan_69	0.54	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.35	0.00	B_Mulalo_69	0.54	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.35	0.00	B_Loja_69	0.45	0.00
B_Abanico_Grupo2_4.16	7.35	0.00	B_Totoras_69	0.10	0.00
B_PPLLCTA_4.16(1)	6.56	0.00	B_Totoras_69	0.09	0.00

Tabla 4.12 Producción de generación Térmica por unidad de generación.

CENTRAL	P(MW)	Q(MVAR)
B_TGM_I_U4_13.8	105.00	8.33
B_TGM_I_U3_13.8	75.00	-3.72
B_Trinitaria_U1_13.8	65.00	26.92
B_TGM_I_U1_13.8	65.00	-1.53
B_TGM_I_U2_13.8	65.00	-1.53
B_Esmeraldas_13.8	60.00	7.24
B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13.8	26.00	15.03
B_Jaramijo_Grupo1_13.8	21.00	8.40
B_Ecoelectric_4.16	9.86	0.00
B_Jivino_3_13.8	9.00	1.00

4.3 IDENTIFICACIÓN DE ACV EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

La Identificación de las Áreas de Control de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado se basa en el análisis de la sensibilidad de voltaje de las barras de 500, 230, y 138 kV. En las Tabla 4.13, Tabla 4.14 y Tabla 4.15 se presentan las barras que fueron analizadas en este estudio, con su correspondiente numeración. En la Tabla 4.16 se muestran la conectividad entre las barras consideradas en el análisis.

Tabla 4.13 Barras de 500 kV del S.N.I.

Numeración	Nombre de la barra
1	B_Coca_Codo_Sinclair_500
2	B_Tisaleo_500
3	B_San_Rafael_500
4	B_Inga_500
5	B_Chorrillos_500

Tabla 4.14 Barras de 230 kV del S.N.I.

6	B_Minas_San_Francisco_230
7	B_TGM_U_230
8	B_San_Bartolo_230
9	B_Sopladora_230
10	B_Sinincay_230
11	B_Molino_230
12	B_Machala_230
13	B_Zhoray_230
14	B_San_Francisco_230
15	B_Riobamba_230
16	B_Totoras_230
17	B_Tisaleo_230
18	B_Milagro_230
19	B_Manduriacu_230
20	B_El_Inga_230
21	B_Shushufindi_230
22	B_Nueva_Jivino_230
23	B_San_Rafael_230
24	B_Sarapullo_230
25	B_Baba_230
26	B_Santo_Domingo_230
27	B_Chorrillos_230
28	B_Pascuales_230
29	B_Santa_Rosa_230
30	B_Dos_Cerritos_230
31	B_Pomasqui_230
32	B_Quevedo_230
33	B_Esclusas_230
34	B_Termoguayas_230
35	B_Trinitaria_230
36	B_Nueva_Proesperina_230
37	B_San_Gregorio_230

Tabla 4.15 Barras de 138 kV del S.N.I.

Numeración	Nombre de la barra	Numeración	Nombre de la barra
38	B_Molino_138	75	B_Pucara_138
39	B_TGM_II_138	76	B_Tababela(31)_138
40	B_San_Delfonso_138	77	B_Quinche_138
41	B_Delsitanisagua_138	78	B_Adelca_138
42	B_Cumbaratza_138	79	B_Eugenio_Espejo(SE59)_138
43	B_Machala_138	80	B_Salitra_138
44	B_Macas_138	81	B_Quinde_138
45	B_Loja_138	82	B_Chongon_138
46	B_Yanacocha_138	83	B_Conocoto_138
47	B_San_Bartolo_138	84	B_Pomasqui_138
48	B_Mendez_138	85	B_Tena_138
49	B_Shushufindi_138	86	B_Chilibulo(SE5)_138
50	B_Limon_138	87	B_Pomasqui_EEQ(57)_138
51	B_Esclusas_138	88	B_San_Gregorio_138
52	B_Intervisa_138	89	B_Esmeraldas_138
53	B_Milagro_138	90	B_San_Antonio_138
54	B_Caraguay_138	91	B_Cristiana(SE18)_138
55	B_Gualaceo_138	92	B_Santa_Elena_138
56	B_Agoyan_138	93	B_Portoviejo_138
57	B_Baños_138	94	B_Electroquil_138
58	B_Cuenca_138	95	B_Gualo_138
59	B_Topo_138	96	B_Selva_Alegre_138
60	B_Santo_Domingo_138	97	B_Novacero_138
61	B_Totoras_138	98	B_Mulalo_138
62	B_Pascuales_138	99	B_Cotocollao(19)_138
63	B_Cedege_Pascuales_138	100	B_Guangopolo_138
64	B_Santa_Rosa_138	101	B_Vicentina_138
65	B_Quevedo_138	102	B_Posorja_138
66	B_Ambato_138	103	B_Nueva_Babahoyo_138
67	B_El_Carmen_138	104	B_Francisco_de_Orellana_138
68	B_Puyo_138	105	B_Jaramijo_138
69	B_El_Inga_138	106	B_Montecristi_138
70	B_El_Tablon_138	107	B_Manta_138
71	B_Alangasi(26)_138	108	B_Ibarra_138
72	B_Trinitaria_138	109	B_Chone_138
73	B_Policentro_138	110	B_Severino_138
74	B_Daule_Peripa_138	111	B_Tulcan_138

Tabla 4.16 Conectividad entre barras del S.N.I.

ELEMENTO	BUS i	BUS j	ELEMENTO	BUS i	BUS j	ELEMENTO	BUS i	BUS j
L_TISA_CHOR_3_1	2	5	L_AGOY_BAÑO_1_1	56	57	L_SALI_TRIN_1_1	80	72
L_SRAF_CCSI_3_1	3	1	L_BAÑO_TOTO_1_2	61	57	L_PORT_SGRE_1_1	88	93
L_INGA_SRAFA_3_1	4	3	L_BAÑO_TOPO_1_1	59	57	L_MONT_SGRE_1_1	106	88
L_INGA_TISA_3_1	4	2	L_MEND_SBAR_1_1	47	48	L_GUAN_VICE_1_1	101	100
L_SBAR_SOPL_2_1	8	9	L_YANA_DELS_1_1	41	46	L_CONO_VICE_1_1	83	101
L_SOPLA_ESCL_2_1	9	33	L_YANA_LOJA_1_1	45	46	L_GUAL_VICE_1_1	55	101
L_SOPLA_MILA_2_1	9	18	LT_AMBATO_TOTO	66	61	L_MULA_VICE_1_1	98	101
L_MACH_MSFR_2_2	12	6	L_QUIN_SDOM_1_1	81	60	L_CHNG_POSO_1_1	102	82
L_MILA_MSFR_2_2	18	6	L_AMBA_PUCA_1_1	75	66	L_EQUI_CHNG_1_1	94	82
L_MOLI_PASC_2_1	11	28	L_TOPO_PUYO_1_1	59	68	L_SELE_CHNG_1_1	82	92
L_MILA_ZHOR_2_2	18	13	L_LIMO_MEND_1_1	48	50	L_IBAR_POMA_1_1	84	108
L_MOLI_ZHOR_2_1	11	13	L_DPER_QUEV_1_1	74	65	L_IBAR_SANT_1_2	90	108
L_SINI_ZHOR_2_1	10	13	L_MULA_PUCA_1_1	98	75	L_IBAR_TULC_1_1	111	108
L_TGMA_MACH_2_1	12	7	L_DPER_PORT_1_1	93	74	L_JARA_MONT_1_1	105	106
L_MOLI_RIOB_2_1	11	15	L_DPER_PORT_1_2	93	74	L_JARA_MANT_1_1	107	105
L_MOLI_TOTO_2_1	11	16	L_CONO_SROS_1_1	83	64	TR_TISA_TISA_500_230	2	17
L_RIOB_TOTO_2_1	15	16	L_ESPE_SRO2_1_1	79	64	RAFA_RAFA_500_230	3	23
L_SFRA_TOTO_1_1	14	16	L_GUAL_LIMO_1_1	50	55	INGA_INGA_500_230	4	20
L_TISA_TOT_2_1	17	16	L_CUEN_GUAL_1_1	55	58	INGA_INGA_230_168	20	69
L_SROS_INGA_2_1	29	20	L_CUEN_YANA_1_1	46	58	CHOR_CHOR	5	27
L_BABA_QUEV_2_1	32	25	L_MILA_NBAB_1_1	103	53	ANBART_SANBART_230_13	8	47
L_BABA_SDOM_2_1	25	26	L_MILA_SIDE_1_1	40	53	MOLI_MOLI_230_138	11	38
L_MAND_SDOM_2_1	19	26	L_ECAR_SROS_1_1	64	67	MACHA_MACHA_230_138	12	43
L_QUEV_SDOM_2_1	32	26	L_PASC_CHNG_1_1	82	62	TOTO_TOTO_230_138	16	61
L_SDOM_SROS_2_1	29	26	L_PASC_POLI_1_1	73	62	MILA_MILA_230_138	18	53
L_SDOM_SROS_2_2	24	26	L_PASC_SALI_1_1	80	62	SHUSH_SHUS_230_138	21	49
L_SDOM_SROS_2_3	29	24	L_CEDA_PASC_1_1	62	63	SDOM_SDOM_230_138	26	60
L_MILA_ZHOR_2_1	18	13	L_CARA_ESCL_1_1	54	51	PASC_PASC_230_138	28	62
L_POMA_INGA_2_1	31	20	L_INTE_ESCL_1_1	52	51	SROS_SROS_230_138	29	64
L_POMA_SROS_2_1	31	29	L_FORE_TENA_1_1	104	85	POMA_POMA_230_138	31	84
L_SROS_TOTO_2_1	16	29	L_PUYO_TENA_1_1	68	85	QUEV_QUEV_230_138	32	65
L_JIVI_SHUS_2_1	21	22	L_INGA_TABL_1_1	69	70	ESCLUS_ESCLUS_230_138	33	51
L_SRAF_JVI_2_1	23	22	L_INGA_TABA_1_1	76	69	TRINI_TRINI_230_138	35	72
L_CHOR_NPRO_2_1	36	27	L_ALAN_ECAR_1_1	67	71	SGREG_230_138	37	88
L_CHOR_PASC_2_1	28	27	L_ALAN_INGA_1_1	69	71	SEVERINO_CHONE	109	110
L_CHOR_TRIN_2_1	33	27	L_TABA_QUIN_1_1	77	76	ADELCA-SROS	78	79
L_QUEV_CHOR_2_1	32	27	L_INGA_QUIN_1_1	69	77	ESGNIO-SROS	79	83
L_CHOR_PASC_2_3	27	28	L_ESPE_SALE_1_1	96	79	CHILIBULO-SROS	86	87
L_DCER_PASC_2_1	30	28	L_ESME_QUIN_1_1	81	89	DPER-CHONE	74	109
L_MILA_PASC_2_2	18	28	L_ESME_SDOM_1_1	60	89	JIV-SHUSHU	49	22
L_DCER_MILA_2_1	18	30	L_MULA_NOVA_1_1	97	98	JIV-TEN	22	85
L_ESCL_TGUA_2_1	33	34	L_COTO_POMA_1_1	99	84			
L_ESCL_TRIN_2_1	33	35	L_POMA_VICE_1_1	101	84			
L_NPRO_TRIN_2_1	35	36	L_POMA_SANT_1_2	84	90			
L_QUEV_SGREEnc_2_1	37	32	L_CHIL_SALE_1_1	96	86			
L_CUEN_MOLI_1_1	58	38	L_CHIL_SROS_1_1	64	86			
L_MACA_MEND_1_1	48	44	L_CRIS_POMQ_1_1	84	91			
L_MACH_SIDE_1_1	43	40	L_POMA_GUAL_1_1	84	95			
L_TGMA_SIDE_1_1	39	40	L_COTO_SALE_1_1	99	96			
L_DELS_CUMB_1_1	42	41	L_POMQ_SALE_1_1	84	96			

En cada caso de estudio, se realizó la simulación Monte Carlo para 500 escenarios de operación, para variaciones de cada carga del sistema entre el 90% y el 110% de la carga base (carga en condiciones iniciales).

De los resultados de la simulación Monte Carlo, en cada caso de estudio, se realizó la identificación de las ACV en el S.N.I. A continuación se presentan los resultados de las ACV identificadas en cada caso de estudio:

4.3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Aplicando la metodología propuesta en 3.3, mediante la ejecución del programa desarrollado en MATLAB, se obtuvieron las ACV en el Sistema Nacional Interconectado para todos los escenarios de operación formulados mediante simulación Monte Carlo. En la Tabla 4.17 se muestra la demanda máxima y mínima que se registraron en los escenarios formulados mediante simulación Monte Carlo para cada caso de estudio.

Tabla 4.17 Demanda máxima y mínima registrados en la Simulación Monte Carlo.

CASO DE ESTUDIO	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN MONTE CARLO	
	DEMANDA MÍNIMA REGISTRADA (MW)	DEMANDA MÁXIMA REGISTRADA (MW)
ALTA HIDROLOGÍA DEMANDA MÁXIMA	3641,19	4042,68
ALTA HIDROLOGÍA DEMANDA MEDIA	3238,77	3696,54
ALTA HIDROLOGÍA DEMANDA MÍNIMA	2280,058	2773,55
BAJA HIDROLOGÍA DEMANDA MÁXIMA	3643,96	4449,18
BAJA HIDROLOGÍA DEMANDA MEDIA	3221,43	3545,95
BAJA HIDROLOGÍA DEMANDA MÍNIMA	2284,88	2783,16

En la Figura 4.12 se muestra el histograma del número de Áreas de Control de Voltaje que se obtuvieron en cada caso de estudio.

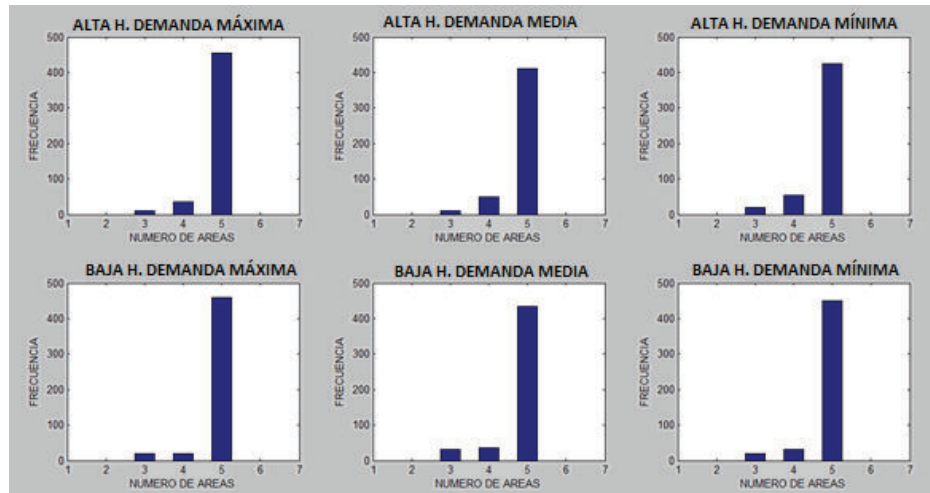


Figura 4.12 Histograma de número de ACV identificadas en el S.N.I en alta y baja hidrología (demanda máxima, media y mínima).

En todos los escenarios que se formaron 5 ACV, éstas siempre estuvieron conformadas por las mismas barras, agrupadas tal como se indica en la Tabla 4.18.

Se estima que las barras se agruparon en 3 y 4 Áreas de Control de Voltaje debido a que, el algoritmo clustering (FCM) realiza distintas agrupaciones ya que los centroides varían sutilmente dependiendo de la inicialización randómica propia del algoritmo, y no debido al escenario de operación ya que se observó que en los escenarios que se formaron 3 y 4 ACV, estos estuvieron dentro de los límites mínimo y máximo de la demanda total del sistema que se registró en la simulación Monte Carlo para cada caso de estudio.

Tabla 4.18 Agrupación de las barras del S.N.I en 5 Áreas de Control de Voltaje (ACV)

ACV1	ACV2	ACV 3	ACV4	ACV5
1 B_Coca_Codo_Sinclair_500	19 B_Manduriacu_230	10 B_Sinincay_230	2 B_Tisaleo_500	5 B_Chorrillos_500
3 B_San_Rafael_500	24 B_Sarapullo_230	11 B_Molino_230	14 B_San_Francisco_230	6 B_Minias_San_Francisco_230
4 B_Inga_500	25 B_Baba_230	13 B_Zhoray_230	15 B_Riobamba_230	7 B_TGM_U_230
20 B_El_Inga_230	26 B_Santo_Domingo_230	38 B_Molino_138	16 B_Totoras_230	8 B_San_Bartolo_230
29 B_Santa_Rosa_230	32 B_Quevedo_230	41 B_Delsitanisagua_230	17 B_Tisaleo_230	9 B_Sopladora_230
31 B_Pomasqui_230	37 B_San_Gregorio_230	42 B_Cumbaratza_138	21 B_Shushufindi_230	12 B_Machala_230
64 B_Santa_Rosa_138	60 B_Santo_Domingo_138	44 B_Macas_138	22 B_Nueva_Jivino_230	18 B_Milagro_230
67 B_El_Carmen_138	65 B_Quevedo_138	45 B_Loja_138	49 B_Shushufindi_138	27 B_Chorrillos_230
69 B_El_Inga_138	74 B_Daule_Peripa_138	46 B_Yanacocha_138	56 B_Agoyan_138	28 B_Pascuales_230
70 B_El_Tablon_138	81 B_Quininde_138	47 B_San_Bartolo_138	57 B_Baños_138	30 B_Dos_Cerritos_230
71 B_Alangasi(26)_138	88 B_San_Gregorio_138	48 B_Mendez_138	59 B_Topo_138	33 B_Esclusas_230
76 B_Tababela(31)_138	89 B_Esmeraldas_138	50 B_Limon_138	61 B_Totoras_138	34 B_Termoguayas_230
77 B_Quinche_138	93 B_Portoviejo_138	55 B_Gualaceo_138	66 B_Ambato_138	35 B_Trinitaria_230
78 B_Adelca_138	105 B_Jaramijo_138	58 B_Cuenca_138	68 B_Puyo_138	36 B_Nueva_Prospertina_230
79 B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	106 B_Montecristi_138		75 B_Pucara_138	39 B_TGM_II_138
83 B_Conocoto_138	107 B_Manta_138		85 B_Tena_138	40 B_San_Idelfonso_138
84 B_Pomasqui_138	109 B_Chone_138		97 B_Novacero_138	43 B_Machala_138
86 B_Chilibulo(SE5)_138	110 B_Severino_138		98 B_Mulalo_138	51 B_Esclusas_138
87 B_Pomasqui_EEQ(57)_138			104 B_Francisco_de_Orellana_138	52 B_Intervisa_138
90 B_San_Antonio_138				53 B_Milagro_138
91 B_Cristiania(SE18)_138				54 B_Caraguay_138
95 B_Gualo_138				62 B_Pascuales_138
96 B_Selva_Alegre_138				63 B_Cedega_Pascuales_138
99 B_Cotocollao(19)_138				72 B_Trinitaria_138
100 B_Guangopolo_138				73 B_Policentro_138
101 B_Vicentina_138				80 B_Salitrai_138
108 B_Ibarra_138				82 B_Chongon_138
111 B_Tulcan_138				92 B_Santa_Elena_138
				94 B_Electroquil_138
				102 B_Posorja_138
				103 B_Nueva_Babahoyo_138

En la Figura 4.13 se muestra la agrupación de las barras, en 5 Áreas de Control de Voltaje identificadas en el S.N.I., mediante clusters. Se debe tomar en cuenta que los clusters son representados en el espacio vectorial tridimensional de la matriz de coordenadas principales que, como se indicó en la sección 3.3, representa la descomposición en sus tres componentes principales de la matriz de “Distancias Eléctricas Normalizadas”, cuyos elementos representan las distancias eléctricas entre las barras del S.N.I.

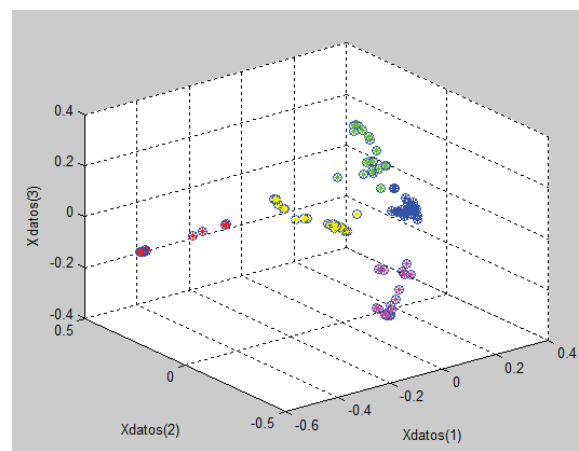


Figura 4.13 Representación de las ACV en el S.N.I. mediante clusters

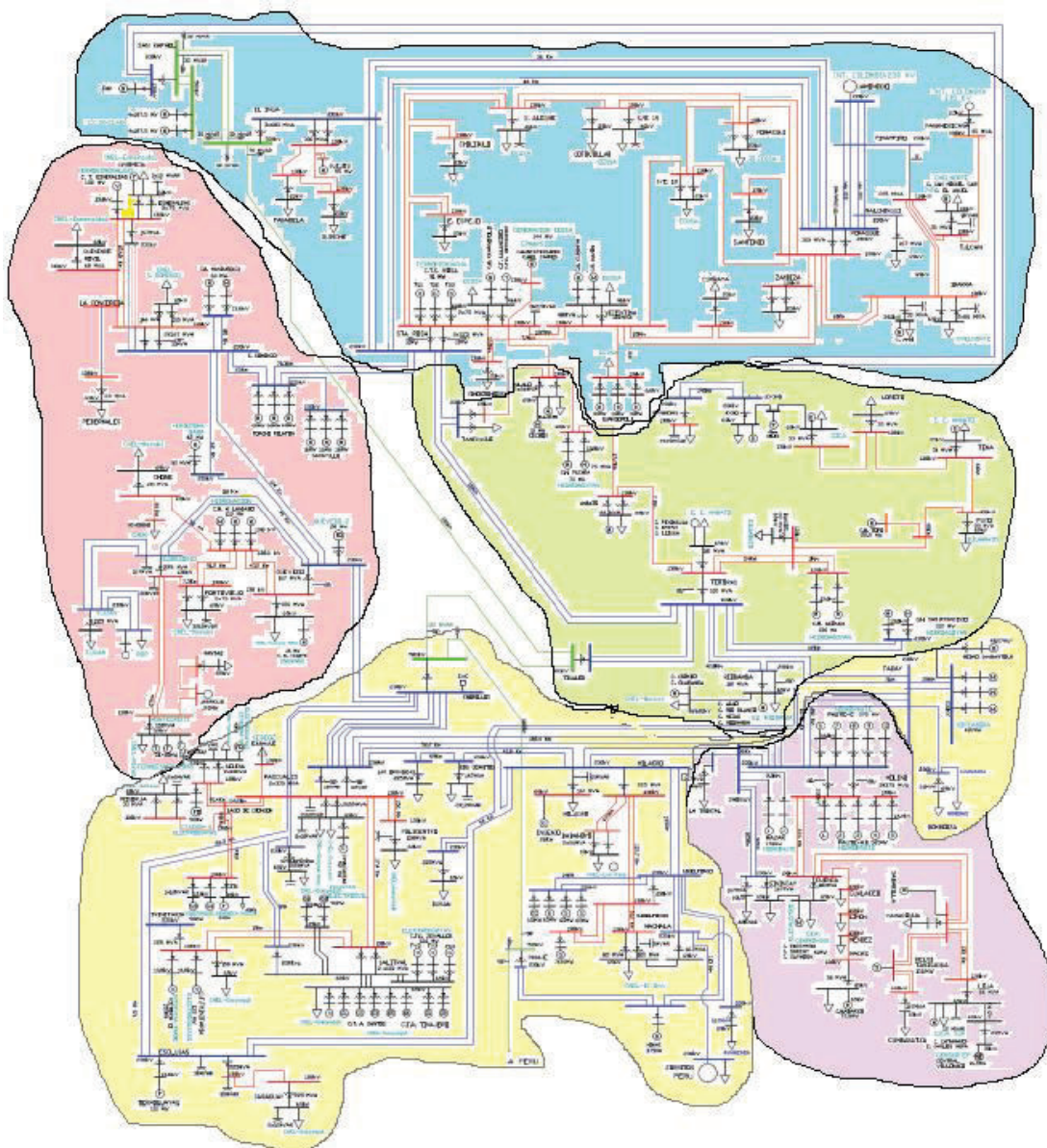


Figura 4.14 Agrupación de las barras del S.N.I. en 5 ACV

En la Tabla 4.19 se presenta la agrupación de la barras del S.N.I. para los casos en que se identificaron 4 ACV, y se observa que en estos casos las barras que conformaron el Área de control de voltaje # 3 (ACV3) mostrada en la Tabla 4.18 se integraron al Área de Control de Voltaje # 5 (ACV5) mostrado en la misma Tabla.

Tabla 4.19 Agrupación de las barras del S.N.I en 4 Áreas de Control de Voltaje (ACV)

ACV1	ACV2	ACV4	ACV5
1 B_Coca_Codo_Sinclair_500	19 B_Manduriacu_230	2 B_Tisaleo_500	5 B_Chorrillos_500
3 B_San_Rafael_500	24 B_Sarapullo_230	14 B_San_Francisco_230	6 B_Minass_San_Francisco_230
4 B_Inga_500	25 B_Baba_230	15 B_Riobamba_230	7 B_TGM_U_230
20 B_El_Inga_230	26 B_Santo_Domingo_230	16 B_Totoras_230	8 B_San_Bartolo_230
29 B_Santa_Rosa_230	32 B_Quevedo_230	17 B_Tisaleo_230	9 B_Sopladora_230
31 B_Pomasqui_230	37 B_San_Gregorio_230	21 B_Shushufindi_230	12 B_Machala_230
64 B_Santa_Rosa_138	60 B_Santo_Domingo_138	22 B_Nueva_Jivino_230	18 B_Milagro_230
67 B_El_Carmen_138	65 B_Quevedo_138	49 B_Shushufindi_138	27 B_Chorrillos_230
69 B_El_Inga_138	74 B_Daule_Peripa_138	56 B_Agoyan_138	28 B_Pascuales_230
70 B_El_Tablón_138	81 B_Quininde_138	57 B_Baños_138	30 B_Dos_Ceritos_230
71 B_Alangasi(26)_138	88 B_San_Gregorio_138	59 B_Topo_138	33 B_Esclusas_230
76 B_Tababela(31)_138	89 B_Esmeraldas_138	61 B_Totoras_138	34 B_Termogayayas_230
77 B_Quinche_138	93 B_Portoviejo_138	66 B_Ambato_138	35 B_Trinitaria_230
78 B_Adelca_138	105 B_Jaramijo_138	68 B_Puyo_138	36 B_Nueva_Proserpina_230
79 B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	106 B_Montecristi_138	75 B_Pucara_138	39 B_TGM_Il_138
83 B_Conocoto_138	107 B_Manta_138	85 B_Tena_138	40 B_San_Idelfonso_138
84 B_Pomasqui_138	109 B_Chone_138	97 B_Novacero_138	43 B_Machala_138
86 B_Chilibulo(SE5)_138	110 B_Severino_138	98 B_Mulalo_138	51 B_Esclusas_138
87 B_Pomasqui_EEQ(57)_138		104 B_Francisco_de_Orellana_13	52 B_Intervisa_138
90 B_San_Antonio_138			53 B_Milagro_138
91 B_Cristiania(SE18)_138			54 B_Caraguay_138
95 B_Gualo_138			62 B_Pascuales_138
96 B_Selva_Alegre_138			63 B_Cedege_Pascuales_138
99 B_Cotacollao(19)_138			72 B_Trinitaria_138
100 B_Guangopolo_138			73 B_Policentro_138
101 B_Vicentina_138			80 B_Salitril_138
108 B_Ibarra_138			82 B_Chongon_138
111 B_Tulcan_138			92 B_Santa_Elena_138
			94 B_Electroquil_138
			102 B_Posorja_138
			103 B_Nueva_Babahoyo_138
			10 B_Sinincay_230
			11 B_Molino_230
			13 B_Zhoray_230
			38 B_Molino_138
			41 B_Delsitanisagua_138
			42 B_Cumbaratza_138
			44 B_Macas_138
			45 B_Loja_138
			46 B_Yanacocha_138
			47 B_San_Bartolo_138
			48 B_Mendez_138
			50 B_Limon_138
			55 B_Gualaceo_138
			58 B_Cuenca_138

4.3.2 RESERVAS DE RECURSOS DE POTENCIA REACTIVA

A continuación se presenta la generación, demanda y recursos de potencia reactiva en cada una de las 5 ACV identificadas en el S.N.I. En la Tabla 4.20 se presentan la capacidad de potencia activa y reactiva de los generadores disponibles en cada una de las 5 ACV. En la Tabla 4.21 se presenta la demanda máxima en cada una de estas áreas ACV.

Tabla 4.20 Generación disponible en cada ACV del S.N.I.

	Potencia Reactiva	Potencia Reactiva	Potencia Activa
	Mínima (MVAR)	Máxima (MVAR)	Total (MW)
ACV1	-540	627	1852,40
ACV2	-149,2	297,1	903,1
ACV3	-571,20	754,0	1465,8
ACV4	-100,62	206,14	538,71
ACV5	-120,80	420,1	1165,1

Tabla 4.21 Demanda máxima en cada ACV del S.N.I.

	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	(MW)	(MVAR)
ACV1	1134,40	177,2
ACV2	808,06	209,90
ACV3	252,43	50,021
ACV4	284,05	82,84
ACV5	1618,0	451,73
TOTAL	4096,94	971,69

A partir de las Tabla 4.20 y Tabla 4.21 se aprecia que en el ACV # 5 se tiene un déficit de potencia reactiva, en ese sentido se tiene instalado compensación de potencia reactiva como se muestra en la Tabla 4.22. Cabe mencionar que en el ACV #5 se tomó en cuenta la instalación de un compensador estático de voltaje (SVC) de 120 MWR de compensación capacitiva y 30 MVAR de compensación inductiva en la subestación Chorillos.

Tabla 4.22 Compensación Reactiva en cada ACV del S.N.I.

	Compensación	Compensación
	Capacitiva (MVAR)	inductiva (MVAR)
ACV1	96	95
ACV2	60	20
ACV3	12	20
ACV4	20	-
ACV5	454	50

A continuación se presenta la generación, demanda y recursos de potencia reactiva para los casos en que se identificaron 4 ACV en el S.N.I. En la Tabla 4.23 se presentan la capacidad de potencia activa y reactiva de los generadores

disponibles en cada una de las 4 ACV. En la Tabla 4.24 se presenta la demanda máxima en cada una de estas áreas ACV.

Tabla 4.23 Generación disponible en cada ACV del S.N.I.

	Potencia Reactiva	Potencia Reactiva	Potencia Activa
	Mínima (MVAR)	Máxima (MVAR)	Total (MW)
ACV1	-540,0	627,0	1852,40
ACV2	-149,2	297,1	903,1
ACV4	-100,62	206,14	538,71
ACV5	-692,0	1174,1	2630,90

Tabla 4.24 Demanda máxima en cada ACV del S.N.I.

	Potencia Activa	Potencia Reactiva
	(MW)	(MVAR)
ACV1	1134,40	177,2
ACV2	808,06	209,90
ACV4	284,05	82,84
ACV5	1870,43	501,75
TOTAL	4096,94	971,69

A partir de las Tabla 4.23 y Tabla 4.24 se observa que cuando se identifican 4 ACV, al incluirse el ACV # 3 en el ACV# 5 (áreas mostradas en la Tabla 4.18), el ACV #5 ya no presenta déficit de potencia reactiva, esto debido a la disponibilidad, principalmente, de recursos de potencia reactiva de la central Paute. Adicionalmente se dispone de compensación de potencia reactiva como se muestra en la Tabla 4.25.

Tabla 4.25 Compensación Reactiva en cada ACV del S.N.I.

	Compensación	Compensación
	Capacitiva (MVAR)	Inductiva (MVAR)
ACV1	96	95
ACV2	60	20
ACV4	20	-
ACV5	466	70

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ❖ Las Áreas de Control de Voltaje, identificadas en un sistema eléctrico de potencia, son de suma importancia para identificar las reservas de potencia reactiva de cada ACV y con ello definir las zonas más vulnerables a problemas de estabilidad de voltaje por deficiencia de recursos de potencia reactiva, esto permitirá planificar estrategias para mejorar el control y estabilidad de voltaje en el sistema.
- ❖ Las Áreas de Control de Voltaje identificadas en un sistema eléctrico de potencia deben ser consideradas para realizar análisis eléctricos que requieran la definición previa de las mismas, como por ejemplo estudios de estabilidad de voltaje.
- ❖ A partir de la matriz de sensibilidad de voltaje de un sistema eléctrico de potencia, se puede obtener las distancias eléctricas entre las barras del sistema, y en función de estas distancias y además del empleo de análisis de minería de datos se pudo plantear una metodología para identificar Áreas de Control de Voltaje en un sistema eléctrico de potencia.
- ❖ El método de simulación Monte Carlo, en este trabajo, fue empleado para generar escenarios estocásticos de demanda para obtener la matriz de sensibilidad de voltaje en cada uno de estos escenarios generados.
- ❖ Las Áreas de Control de Voltaje identificadas en estado estable en el Sistema Nacional Interconectado prácticamente permanecen constantes, conformadas 5 áreas que se muestran en la Tabla 5.1. Se estima que las barras se agruparon en 3 y 4 Áreas de Control de Voltaje debido a que, el algoritmo clustering (FCM) realiza distintas agrupaciones ya que los centroides varían sutilmente dependiendo de la inicialización randómica propia del algoritmo, y no debido al escenario de operación ya que se

observó que en los escenarios que se formaron 3 y 4 ACV, estos estuvieron dentro de los límites mínimo y máximo de la demanda total del sistema que se registró en la simulación Monte Carlo en cada caso de estudio. Adicionalmente se observó que en los casos en donde se obtuvieron 4 ACV, el ACV #3 mostrada en la Tabla 5.1 se integró al ACV#5.

- ❖ Se determinó, que cuando se identificaron 5 Áreas de Control de Voltaje, el ACV #5 mostrada en la Figura 5.1 tiene un déficit de potencia reactiva lo cual era un indicativo que se podrían generar problemas de estabilidad de voltaje en esta zona, sin embargo, esto fue solucionado con la instalación de compensación de reactivos en la zona, incluida la instalación de un compensador estático de voltaje (SVC) de 120 MWR de compensación capacitiva y 30 MVAR de compensación inductiva en la subestación Chorillos.

- ❖ Se recomienda, para trabajos futuros, diseñar una metodología que permita obtener de forma automática el cálculo de las reservas de potencia reactiva identificadas en cada Área de Control de Voltaje de un sistema eléctrico de potencia en general.

Tabla 5.1 Agrupación de las barras del S.N.I en 5 Áreas de Control de Voltaje (ACV)

ACV1	ACV2	ACV 3	ACV4	ACV5
1 B_Coca_Codo_Sinclair_500	19 B_Manduriacu_230	10 B_Sinincay_230	2 B_Tisaleo_500	5 B_Chorrillos_500
3 B_San_Rafael_500	24 B_Sarapullo_230	11 B_Molino_230	14 B_San_Francisco_230	6 B_Minass_San_Francisco_230
4 B_Inga_500	25 B_Baba_230	13 B_Zhoray_230	15 B_Riobamba_230	7 B_TGM_U_230
20 B_El_Inga_230	26 B_Santo_Domingo_230	38 B_Molino_138	16 B_Totoras_230	8 B_San_Bartolo_230
29 B_Santa_Rosa_230	32 B_Quevedo_230	41 B_Delsitanisagua_230	17 B_Tisaleo_230	9 B_Sopladora_230
31 B_Pomasqui_230	37 B_San_Gregorio_230	42 B_Cumbaratza_138	21 B_Shushufindi_230	12 B_Machala_230
64 B_Santa_Rosa_138	60 B_Santo_Domingo_138	44 B_Macas_138	22 B_Nueva_Jivino_230	18 B_Milagro_230
67 B_El_Carmen_138	65 B_Quevedo_138	45 B_Loja_138	49 B_Shushufindi_138	27 B_Chorrillos_230
69 B_El_Inga_138	74 B_Daule_Peripa_138	46 B_Yanacocha_138	56 B_Agoyan_138	28 B_Pascuales_230
70 B_El_Tablon_138	81 B_Quininde_138	47 B_San_Bartolo_138	57 B_Baños_138	30 B_Dos_Cerritos_230
71 B_Alangasi(26)_138	88 B_San_Gregorio_138	48 B_Mendez_138	59 B_Topo_138	33 B_Esclusas_230
76 B_Tababela(31)_138	89 B_Esmeraldas_138	50 B_Limon_138	61 B_Totoras_138	34 B_Termoguyas_230
77 B_Quinche_138	93 B_Portoviejo_138	55 B_Gualaceo_138	66 B_Ambato_138	35 B_Trinitaria_230
78 B_Adelca_138	105 B_Jaramijo_138	58 B_Cuenca_138	68 B_Puyo_138	36 B_Nueva_Proserpina_230
79 B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	106 B_Montecristi_138		75 B_Pucara_138	39 B_TGM_II_138
83 B_Conocoto_138	107 B_Manta_138		85 B_Tena_138	40 B_San_Idefonso_138
84 B_Pomasqui_138	109 B_Chone_138		97 B_Novacero_138	43 B_Machala_138
86 B_Chilibulo(SE5)_138	110 B_Severino_138		98 B_Mulalo_138	51 B_Esclusas_138
87 B_Pomasqui_EEQ(57)_138			104 B_Francisco_de_Orellana_138	52 B_Intervisa_138
90 B_San_Antonio_138				53 B_Milagro_138
91 B_Cristiania(SE18)_138				54 B_Caraguay_138
95 B_Gualo_138				62 B_Pascuales_138
96 B_Selva_Alegre_138				63 B_Cedege_Pascuales_138
99 B_Cotacollao(19)_138				72 B_Trinitaria_138
100 B_Guangopolo_138				73 B_Policentro_138
101 B_Vicentina_138				80 B_Salitril_138
108 B_Ibarra_138				82 B_Chongon_138
111 B_Tulcan_138				92 B_Santa_Elena_138
				94 B_Electroquill_138
				102 B_Posorja_138
				103 B_Nueva_Babahoyo_138

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. Villa, J. Rueda, S. Torres, W. Peralta, "Identification of Voltage Control Areas in Power Systems with Large Scale Wind Power Integration", Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), IEEE/PES, Montevideo, September 2012.
- [2] J. Zhong, E. Nobile, A. Bose and K. Bhattacharya, "Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas", IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1555-1561 Aug. 2004.
- [3] P.Lagonotte, J.C. Sabonnadiere, J.-Y.Leost, and J.-P. Paul, "Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in France," IEEE Trans Power Syst, vol4, no.2, pp. 479 – 486, May 1989.
- [4] J. Grainger, W. Stevenson "Análisis de Sistemas de Potencia", McGraw-Hill, Inc., 2002.
- [5] J. Játiva, G. Constante "Flujos de potencia por Newton Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia", REVISTA EPN, VOL 33, NO. 3, ENERO 2014.
- [6] S. Grijalva, "Seminario Real Time Power System Operation and Control", 2006.
- [7] J. Sandoval "Calculo de sensibilidad de tensión eléctrica utilizando el Jacobiano inverso", IE-0499 Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Ciudad Universitaria "Rodrigo Facio", Costa Rica Diciembre de 2013.
- [8] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, Inc., Copyright 1994.
- [9] E. Samaniego, "Detección de áreas débiles respecto a la estabilidad de tensión en tiempo real utilizando lógica difusa", Tesis previo a la obtención del título de magister en sistemas eléctricos de potencia, Universidad Estadual de Campiñas, Cuenca – Ecuador 2013.
- [10] J. Cepeda, "Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincofasorial", Tesis de Grado para obtener el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Diciembre 2013, ISBN: 978-987-33-4328-5.

- [11] H. Flores, “Estudios de estabilidad de pequeña señal en el Sistema Nacional Interconectado aplicando el método de análisis modal”, Tesis de Grado para obtener el título ingeniero eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Noviembre 2004.
- [12] L. Chimborazo, “Análisis de estabilidad de voltaje del Sistema Nacional Interconectado –SNI, usando el programa DIgSILENT PowerFactory”, Tesis de Grado para obtener el título ingeniero eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Febrero 2010.
- [13] D.Colomé, “Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia – Sistemas de excitación”, IEE-UNSJ Argentina Ing. D.G. Colomé, Sex – 2, Cap. 8.
- [14] B. WEEDY, “Sistemas eléctricos de gran potencia”, Department of electric Engineering Universidad de Sauthampton - Inglaterra, edición en español, España 1982.
- [15] J. Agosto, J. Játiva “Sintonización de taps de los transformadores del SNI para operación en el año 2011” Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- [16] F.Gonzales and J.Cepeda, “PowerFactory Application for Power System Analysis“, Agosto 2014.
- [17] Wikipedia, Distribuciones de probabilidad, disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_probabilidad.
- [18] D. Gutiérrez, “Diseño e implementación de una herramienta de software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación Monte Carlo”, Tesis de Grado para obtener el título ingeniero eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Diciembre 2016.
- [19] Vitutor, Distribución de probabilidad Normal, disponible en: http://www.vitutor.com/pro/5/a_1.html.
- [20] K. Chugá “Caracterización de armónicos en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) a partir de información del sistema de monitoreo de área extendida (WAMS)”, Quito, Mayo 2015.
- [21] D. Peña, Análisis de Datos Multivariantes, Editorial McGraw-Hill, España, cap. 1 – 8, Enero 2002.
- [22] J. Rojas Julio Chavarro, Ricardo Laverde “Técnicas de Lógica Difusa aplicadas a la minería de datos“, Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701.

- [23] K. Hammouda, and F. Karray, “A Comparative Study of Data Clustering Techniques”, University of Waterloo, Ontario, Canada.
- [24] Manual de DIgSILENT PowerFactory version 13.1, Gomaringer, Germany 2005.
- [25] S. Santana “Análisis de la Operación del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador utilizando DIgSILENT PowerFactory”, Tesis de Grado para obtener el título ingeniero eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Octubre 2008.
- [26] F. Goderya, A. Metwally, and O. Mansour, “Fast Detection and Identification of Islands in Power Systems”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pp. 217 – 221, 1980.
- [27] Informe Anual de 2016 del Operador Nacional de Electricidad - CENACE.

ANEXOS

ANEXO 1: CODIGO FUENTE DEL DPL DESARROLLADO EN DIGSILENT POWER FACTORY.

```

int x,n,k,i,casos,ii,jj,nb,p,q,error,contar;
double va,p_rand,pc,fp,qc,sc,q_rand,rand,randl,fpk;
set sbarras, scargas,sbus,sslack;
object obarras,ocargas,ldf,ldfs,obus,oslack;
ClearOutput() ;

!inicializacion de variables
scargas=cargas.AllElm();
sbarras=barras.AllElm();
sslack=bslack.AllElm();
oslack=sslack.First() ;

n=scargas.Count(); !numero de cargas
nb=sbarras.Count(); !numero de barras
casos=500 ; !Definicion del numero de escenarios de operacion

Pslack.Init(casos); !se almacena la potencia de la slack
Pc0.Init(n); !carga iniciales (P)
Qc0.Init(n); !carga inicial (Q)
Pc1.Init(n); !carga aleatoria de cada interacion(P)
Qc1.Init(n); !carga aleatoria de cada interacion (Q)
Fp.Init(n) ; !Factor de potencia
Pcargas.Init(casos,n); !matriz que almacena las cargas(P) de todas las interaciones
Qcargas.Init(casos,n); !matriz que almacena las cargas(Q) de todas las interaciones
sensibilidad.Init(nb,nb); !Matriz que almacena los valores de sensibilidad
Sacumulada.Init(nb*nb,casos); !sensibilidad de todas las interaciones (en columnas)

!cargas iniciales en la matriz Pc0 y Qc0 y fp en Fp
k=0;
for (ocargas=scargas.First();ocargas;ocargas=scargas.Next()){
    k=1+k;
    pc=ocargas:plini;
    qc=ocargas:qlini;
    sc=sqrt(sqr(pc)+sqr(qc));
    fp= pc/sc;
    Pc0.Set(k,pc);
    Qc0.Set(k,qc);
    Fp.Set(k,fp);
}

```

```

!-----montecarlo-----
    i=1;
    while(i<=casos)
    {
va=fRand(0,0.8,1.20);

!-----se multiplica las cargas por un valor aleatorio-----
k=0;
for (ocargas=scargas.First();ocargas;ocargas=scargas.Next()){
k=k+1;
pc=Pc0.Get(k);
p_rand=fRand(1,pc*va,0.05);
ocargas:plini=p_rand;
fpk=Fp.Get(k);
q_rand=p_rand*tan(acos(fpk));
Pc1.Set(k,p_rand);
Qc1.Set(k,q_rand);
ocargas:qlini=q_rand;
printf('cargas:%f %f',ocargas:plini,ocargas:qlini);
}

!-----calcula ldf -----
ldf = GetCaseObject('ComLdf');
ldf:iopt_lim=1;
error=ldf.Execute();
k=0;

if (error){

for (ocargas=scargas.First();ocargas;ocargas=scargas.Next()){
k=k+1;
ocargas:plini=Pc0.Get(k);
ocargas:qlini=Qc0.Get(k);
printf('%f %f',ocargas:plini,ocargas:qlini) ;
}
contar=contar+1;
printf('el CCNTAR= %d',contar);
if (contar<=10) {
continue;
}
else
break;
}

```


ANEXO2: CODIGO FUENTE DEL PROGRAMA DESARROLLADO EN MATLAB.

```

clc;
clear all
clc;
sensibilidad=xlsread('dvdQ_SNI.xlsx');
nsensib=size(sensibilidad,1);
casos=size(sensibilidad,2);
nb=sqrt(nsensib);
k=0;
z=0;
a1=0;
a2=0;
a3=0;
a4=0;
respuesta2=[];
respuesta3=[];
respuesta4=[];
respuesta5=[];

AREAS=[];
numareas=[];

%*****
                                for i=1:casos
        disp('caso:')
        k=0;
        X=sensibilidad(:,i);
        S=zeros(nb,nb);
%Formacion de la matriz de sensibilidad
for p=1:nb
    for q=1:nb
        k=k+1;
        S(p,q)=X(k,1);
    end
end
dvdQ=S

n=length(dvdQ);                %se crea la dimensi3n de la matriz de
sensibilidad
B=diag(dvdQ);                  %se crea una columna de la diagonal de la
matriz de sensibilidad

%creacion de la matriz de atenuaciones (C):
for ci=1:n
    for cj=1:n
        C(ci,cj)=dvdQ(ci,cj)/B(cj); %se divide los elementos de la columna i
para su diagonal i; SE OBTIENE Cij
    end
end
C;
M=C'; % se obtiene los elementos Cji
for k=1:n
    for r=1:n

```

```

        D(k,r)=-log10(C(k,r)*M(k,r)); %SE REALIZA EL CALCULO DE LAS
DISTANCIAS ELECTRICAS

        if D(k,r)==Inf
            D(k,r)=10e16;
        end

    end

end
D % ES LA MTRIZ DE DISTANCIAS ELECTRICAS

%CALCULO DE LA MATRIZ DE DISTANCIAS NORMALIZADAS DN:
W=max(D); % SE CREA UNA MATRIZ 1xn q contiene los maximos de cada columna
Z=W';
for m=1:n
    for l=1:n
        DN(m,l)=D(m,l)/Z(m); %calculo de los elementos de la matriz de
distancias normalizadas
    end
end
DN % DN es la matriz de distancias Normalizadas

%OBTENCION DE LA MATRIZ P para las coordenadas principales%
P = eye(n)-ones(n,n)/n;
% Se calcula la matriz Q
Q = -1/2*P*DN*P;
% Se calculan las coordenadas principales
[Vector,Autov] = eig(Q);
Coord_a=[Vector(:,1)*sqrt(Autov(1,1)) Vector(:,2)*sqrt(Autov(2,2))
Vector(:,3)*sqrt(Autov(3,3))];
X_datos=Coord_a %se calculan las coordenadas principales (3 coordenadas
principales)%
data=X_datos;
SCORE=X_datos;
filt_idx=size(SCORE,2); %numero de columnas de la matriz X_datos
%% Determinación de la matriz de incidencia Ar

linedatas=xlsread('LINEAS_SNI.xlsx'); %se exporta la matriz de
conectividad entre barras
nbranch = size(linedatas,1); % Numero de ramas
nbus = n; % Numero de barras
fb = linedatas(:,1); % From bus number
tb = linedatas(:,2); % To bus number
A=zeros(nbranch+nbus,nbus);
size(A);
for ii=1:nbus % Construcción de la Matriz I:
    for jj=1:nbus
        if(ii==jj)
            A(ii,ii)=1;
        end
    end
end
end

for kk = nbus+1 : nbus+nbranch % Construcccion de la submatriz A:
A(kk , fb(kk-nbus)) = 1;
A(kk , tb(kk-nbus)) = -1;
end
A;
Ar = A(nbus+1:nbranch+nbus,:);

```

```

%+++++
%% Determinación de las zonas de voltaje considerando la conectividad de
la red
[Csub,SS] = subclust(SCORE(:,1:filt_idx),0.5) %es un estimado de clusters

                                if size(Csub,1)==1

ncluster=1;
index=ones(size(SCORE,1),1);
else

                                for ncluster=size(Csub,1):-1:2

                                    disp('con cluster:');
                                    ncluster

[center1, U1, obj_fcn1] = fcm(SCORE(:,1:filt_idx),ncluster,[2;100;1e-
5;0]);
disp('center')
center1
disp('participación')
U1
maxU1 = max(U1);
for i_uclust=1:1:size(U1,1)
maxclust=find(U1(i_uclust,:) == maxU1)';
eval(['index',num2str(i_uclust),'=maxclust',';']) %se forman las areas
(index(i)) para cada n clusters
end

% %Determine a vector telling the cluster to which belongs each element
index=zeros(size(U1,2),1);
for i_graf1=1:1:size(U1,1)
    eval(['dumm_chk','=index',num2str(i_graf1),';']);
        for i_graf2=1:1:length(dumm_chk)
            index(dumm_chk(i_graf2))=i_graf1; %se forma una matriz con el
numero de elementos de cada area
        end
    end
end

%ordenar
desc_clus_idx=sort(index,'descend');
non_repeat_buses=histc(desc_clus_idx,1:1:max(index));
if min(non_repeat_buses)<3 % ACA CONTROLAR EL NUMERO MINIMO DE BARRAS POR
CLUSTER
    if ncluster==2

        narea=2;
        continue;
    else
        continue;
    end
end

%verificar la conectividad
%disp('verificar la conectividad');
for Nareas=1:ncluster
Ar(:,index==Nareas); %busca de la matriz Ar las columnas que forman parte
de cada Area ( index)
conex_area=(Ar(:,index==Nareas))*Ar(:,index==Nareas));

```

```

[Qarea,Rarea] = qr(conex_area)
    if isempty(Rarea)
        break;
    end
idx_area = find(abs(sum(Rarea,2)-diag(Rarea)) < 1e-5)
narea = length(idx_area) %si la dimension es mayor que 1 entonces no
están conectados y pasa a la siguiente interaccion
    if narea>1
        break;
    end
end

if narea>1 || isempty(Rarea)
    continue;
else
    break;
end

end

if narea>1
index=ones(size(SCORE,1),1);
end

end

disp('areas:')

if size(U1,1)==2
for i_uclust=1:1:size(U1,1)
    a1=a1+1;
    maxclust=find(U1(i_uclust,:) == maxU1)';
    eval(['index',num2str(i_uclust),'=maxclust',';'])
    for pp=1:1:length(maxclust)
        respuesta2(pp,a1)=maxclust(pp,1) ; %se almacena las areas de cada
jacobiano
    end
end
end

if size(U1,1)==3
for i_uclust=1:1:size(U1,1)
    a2=a2+1;
    maxclust=find(U1(i_uclust,:) == maxU1)';
    eval(['index',num2str(i_uclust),'=maxclust',';'])
    for pp=1:1:length(maxclust)
        respuesta3(pp,a2)=maxclust(pp,1) ; %se almacena las areas de cada
jacobiano
    end
end
end

if size(U1,1)==4
for i_uclust=1:1:size(U1,1)
    a3=a3+1;
    maxclust=find(U1(i_uclust,:) == maxU1)';
    eval(['index',num2str(i_uclust),'=maxclust',';'])
    for pp=1:1:length(maxclust)

```

```

        respuesta4(pp,a3)=maxclust(pp,1) ; %se almacena las areas de cada
jacobiano
    end
end
end

if size(U1,1)==5
for i_uclust=1:1:size(U1,1)
    a4=a4+1;
    maxclust=find(U1(i_uclust,:) == maxU1)';
    eval(['index',num2str(i_uclust),'=maxclust',';'])
    for pp=1:1:length(maxclust)
        respuesta5(pp,a4)=maxclust(pp,1) ; %se almacena las areas de cada
jacobiano
    end
end
end

AREAS(1,i)= size(U1,1)

areas_3=find(AREAS==3);
areas_4=find(AREAS==4);
areas_5=find(AREAS==5);
%

end

figure(11)
subplot(1, 1, 1);
hist(AREAS,0:0.5:6);
xlabel('NUMERO DE AREAS');
ylabel('FRECUENCIA')
respuesta2;
respuesta3;
respuesta4;
respuesta5;

if size(respuesta5,1) >0
xlswrite('respuesta.xlsx',respuesta5,'Hoja4')
end
if size(respuesta4,1) >0
xlswrite('respuesta.xlsx',respuesta4,'Hoja3')
end
if size(respuesta3,1) >0
xlswrite('respuesta.xlsx',respuesta3,'Hoja2')
end
if size(respuesta2,1) >0
xlswrite('respuesta.xlsx',respuesta2,'Hoja1')
end

xlswrite('respuesta.xlsx',AREAS,'Hoja6')

```

ANEXO3: IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE CONTROL DE VOLTAJE EN EL SISTEMA DE 39 BARRAS.

Como ejemplo ilustrativo en este anexo se presenta la Identificación de las Áreas de Control de Voltaje en el sistema IEEE 39 barras (New England System), mediante la aplicación de la metodología propuesta en el capítulo 3.3. El sistema IEEE 39 barras, mostrado en la Figura A.1, no se encuentra conectado a ningún sistema externo, con excepción de un generador equivalente que representa al sistema de New York., y consta de 10 generadores, 28 barras de 345 kV, 1 barra de 230 kV, 1 barra de 138 kV, 9 barras de 16,5 kV, 19 cargas y 34 líneas de transmisión.

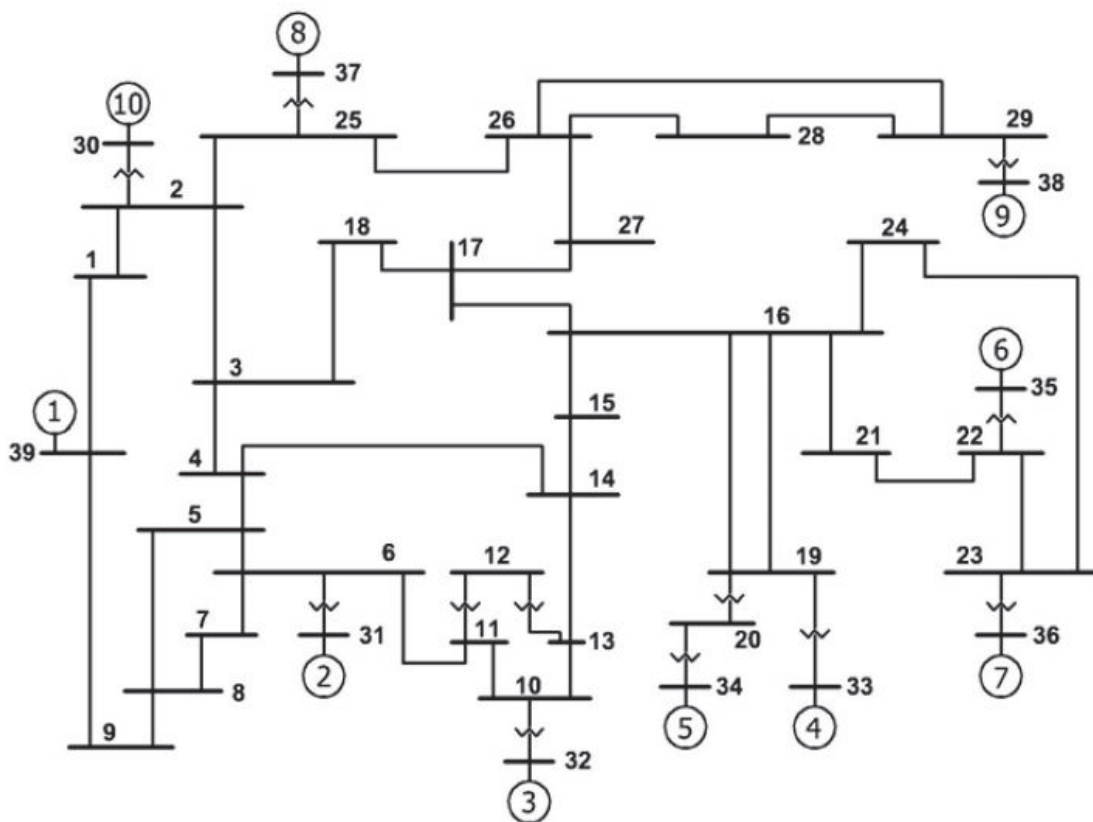


Figura A.1 Sistema IEEE 39 barras (New England System)

En la Tabla A.1 se muestra la numeración de las barras del sistema IEEE 39 barras (New England System) consideradas en el análisis de sensibilidad. Se

consideran las barras de transmisión a nivel de 345 kV, 230 kV y 138 kV, no se consideran las barras en donde existe generación controlada por voltaje (PV), barras de 16,9 kV.

La generación conectada a la barra #39 del sistema, al estar conectada directamente al sistema de transmisión, fue modelada como un generador tipo PQ a fin considerar los factores de sensibilidad en esta barra.

En la Tabla A.2 se muestra la conectividad existente entre las barras consideradas en el análisis de sensibilidad.

Tabla A.1 Numeración de las barras del sistema de IEEE 39 barras (New England System) consideradas en el análisis de sensibilidad.

NUMERACIÓN	BARRA DEL SISTEMA	NUMERACIÓN	BARRA DEL SISTEMA
1	Bus 01	16	Bus 16
2	Bus 02	17	Bus 17
3	Bus 03	18	Bus 18
4	Bus 04	19	Bus 19
5	Bus 05	20	Bus 20
6	Bus 06	21	Bus 21
7	Bus 07	22	Bus 22
8	Bus 08	23	Bus 23
9	Bus 09	24	Bus 24
10	Bus 10	25	Bus 25
11	Bus 11	26	Bus 26
12	Bus 12	27	Bus 27
13	Bus 13	28	Bus 28
14	Bus 14	29	Bus 29
15	Bus 15	30	Bus 39

Tabla A.2 Conectividad entre barras del sistema de IEEE 39 barras (New England System)

Línea	Barra i	Barra j	Línea	Barra i	Barra j
Line 01 - 02	1	2	Line 15 - 16	15	16
Line 01 - 39	1	39	Line 16 - 17	16	17
Line 02 - 03	2	3	Line 16 - 19	16	19
Line 02 - 25	2	25	Line 16 - 21	16	21
Line 03 - 04	3	4	Line 16 - 24	16	24
Line 03 - 18	3	18	Line 17 - 18	17	18
Line 04 - 05	4	5	Line 17 - 27	17	27
Line 04 - 14	4	14	Line 21 - 22	21	22
Line 05 - 06	5	6	Line 22 - 23	22	23
Line 05 - 08	5	8	Line 23 - 24	23	24
Line 06 - 07	6	7	Line 25 - 26	25	26
Line 06 - 11	6	11	Line 26 - 27	26	27
Line 07 - 08	7	8	Line 26 - 28	26	28
Line 08 - 09	8	9	Line 26 - 29	26	29
Line 09 - 39	9	39	Line 28 - 29	28	29
Line 10 - 11	10	11	Line 11 - 12	11	12
Line 10 - 13	10	13	Line 12 - 13	12	13
Line 13 - 14	13	14	Line 19 - 20	19	20
Line 14 - 15	14	15			

Aplicando la metodología propuesta en 3.3, mediante la ejecución del programa desarrollado (script.m) en MATLAB, se obtuvieron las ACV en 500 escenarios de operación. En la Figura A.2 se muestra el histograma del número de ACV obtenidas en todos los escenarios de operación, y se observa, que en la mayoría de los escenarios simulados, se formaron 5 ACV. En todos los escenarios en que se formaron 5 ACV, estas siempre estuvieron conformadas por las mismas barras, agrupadas tal como se muestran en la Tabla A.3.

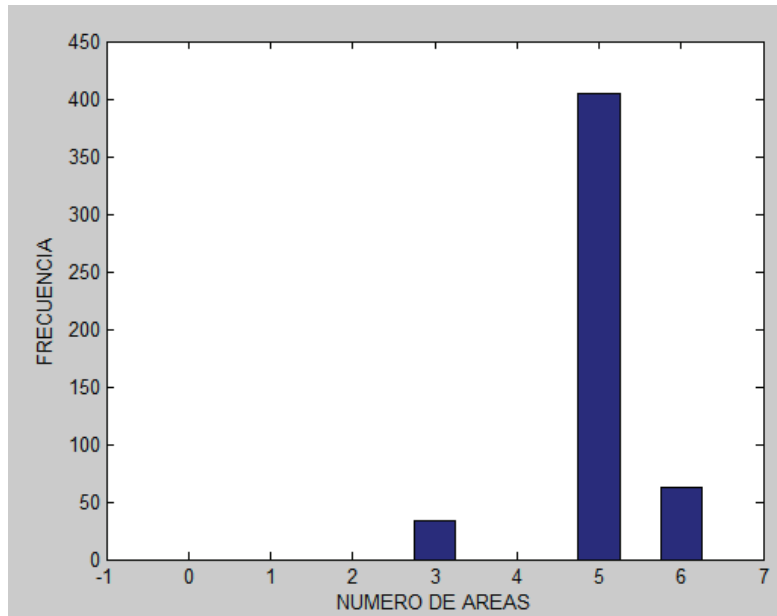


Figura A.2 Histograma del número de ACV formadas en 500 escenarios de operación.

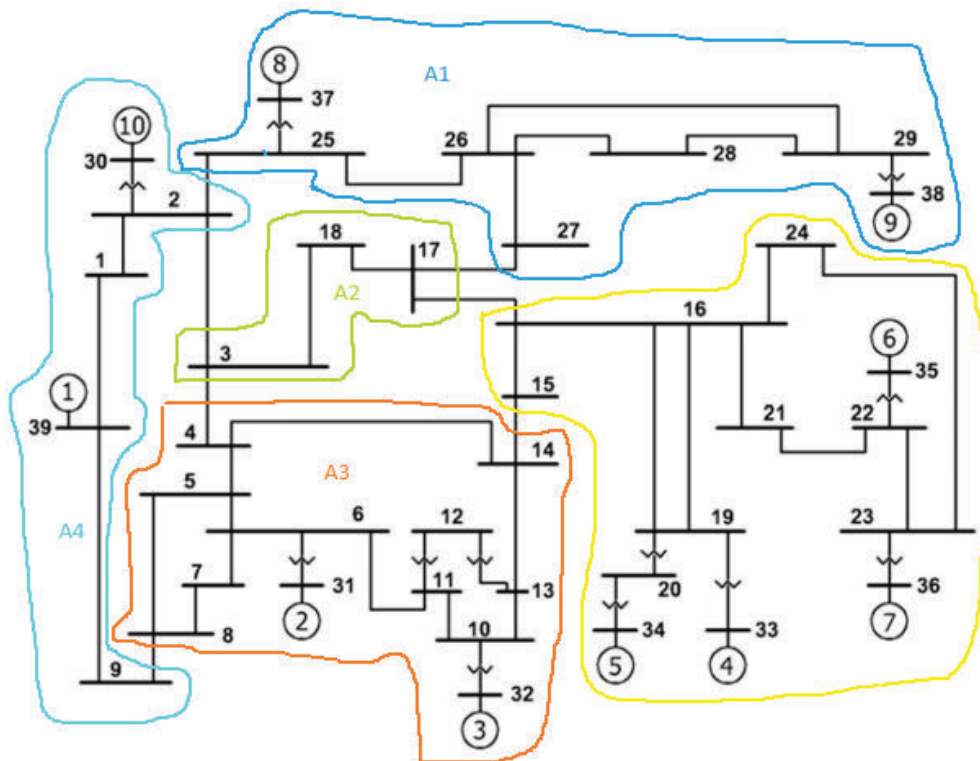


Figura A.3 Agrupación de las barras del sistema IEEE 39 barras en 5 ACV.

Tabla A.3 ACV identificadas en el sistema IEEE 39 barras

ACV1	ACV2	ACV3	ACV4	ACV5
25	3	4	1	15
26	17	5	2	16
27	18	6	9	19
28		7	39	20
29		8		21
		10		22
		11		23
		12		24
		13		
		14		

ANEXO4: INTRODUCCIÓN AL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DPL (DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE).

DlgSILENT Programming Language (DPL), es una herramienta muy poderosa que se encuentra integrada en el software DlgSILENT PowerFactory para automatizar y ejecutar simulaciones que de otro modo tomarían demasiado tiempo. Adicionalmente la herramienta DPL puede ser utilizada para procesar resultados, o para implementar rutinas que efectúen cambios secuenciales en la red y llamar a las funciones de cálculo de DlgSILENT PowerFactory.

El lenguaje de programación que utiliza la herramienta DPL es similar al lenguaje C++, y tiene la siguiente filosofía [25]:

- Brindar acceso a todos los valores de entrada y salida.
- Uso de todos los comandos de cálculo.
- Acceso a archivos de resultados, gráficas y base de datos.
- Exportación de archivos.
- Orientado a objetos.

El objeto de comando DPL “ComDpl” es el elemento central el cual se encuentra conectado a las diferentes variables, objetos o variables que maneja DlgSILENT PowerFactory, en la Figura A.4 se muestra la estructura general de un DPL.

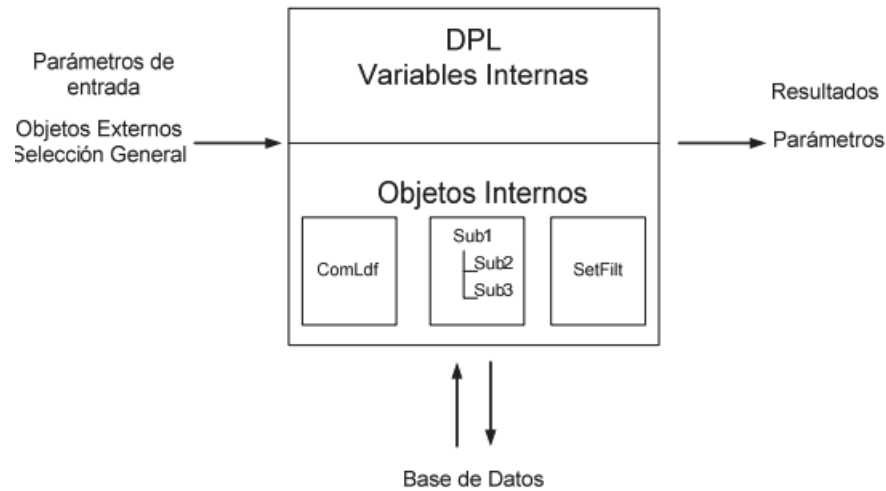


Figura A.4 Estructura de un DPL [24]

Los parámetros de entrada y objetos externos interactúan con las variables internas almacenadas en el código fuente, y los objetos internos (comandos, funciones, rutinas, subrutinas y base de datos) para obtener un resultado dado.

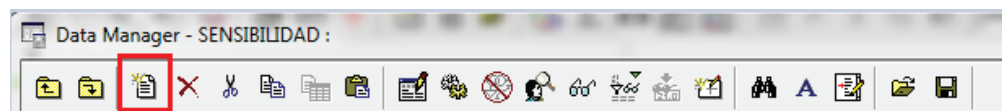
Los parámetros de entrada y objetos externos se refieren a variables de diferentes usos como vectores, matrices u objetos que se encuentran en la base de datos. Los objetos internos están relacionados principalmente con: los comandos ejecutables en un DPL como flujos de potencia (ComLdf), calculo corto circuitos (ComShc), cálculo de factores de sensibilidad (ComVstab) etc.; los filtros de los diferentes objetos como generadores, líneas, cargas, relés, etc.; y el manejo de subrutinas. En la Tabla A.4 se presentan los principales comandos ejecutables en un DPL [18] [24] [25].

Tabla A.4 Comandos ejecutables en un DPL

ComLdf	Load flow
ComShc	Short circuit
ComSim	Time domain (RMS or EMT) simulation
ComInc	Time domain initial conditions
ComSimoutage	Contingency analysis
ComRel3	Reliability assessment
ComMod	Modal analysis
ComHldf	Harmonic load flow
ComGenreinc	Initialise generation adequacy
ComGenrel	Run generation adequacy
ComCapo	Optimal capacitor placement
ComVstab	Load flow sensivities
ComRed	Network reduction
ComVsag	Voltage sag table assessment
ComCabsiz	Cable reinforcement optimisation
ComTieopt	Tie open point optimisation
ComSe	State estimator
ComFlickermeter	Flickermeter

Creación de un nuevo DPL

Para crear un nuevo DPL se realiza las siguientes acciones: seleccionar el icono “New Object” de la ventana “Data Manager” (ver Figura A.5), en donde se despliega una lista de opciones y se debe elegir la opción “DPL Command and more” (ver Figura A.6).

**Figura A.5** Icono “New Object” de la ventana “Data Manager”

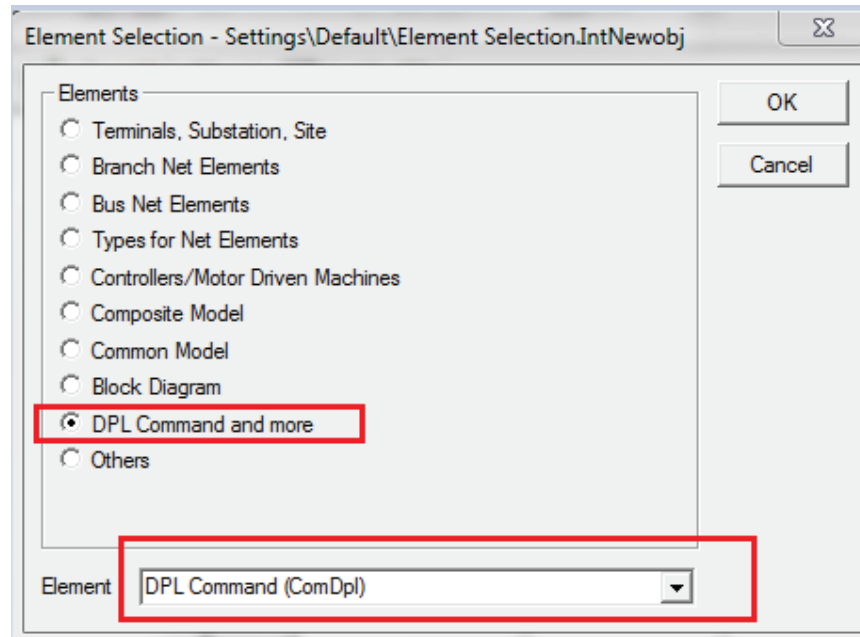


Figura A.6 Despliegue para crear un nuevo comando DPL

En la Figura A.7 se muestra la ventana del DPL, y las opciones que presenta se detallan a continuación [25]:

- *Execute*: ejecuta el escrito.
- *Close*: cierra y guarda los cambios realizados.
- *Cancel*: cierra sin guardar los cambios.
- *Save*: guarda los cambios realizados
- *Check*: verifica si existe algún error en la sintaxis del escrito.
- *Contents*: muestra el contenido de la carpeta DPL.

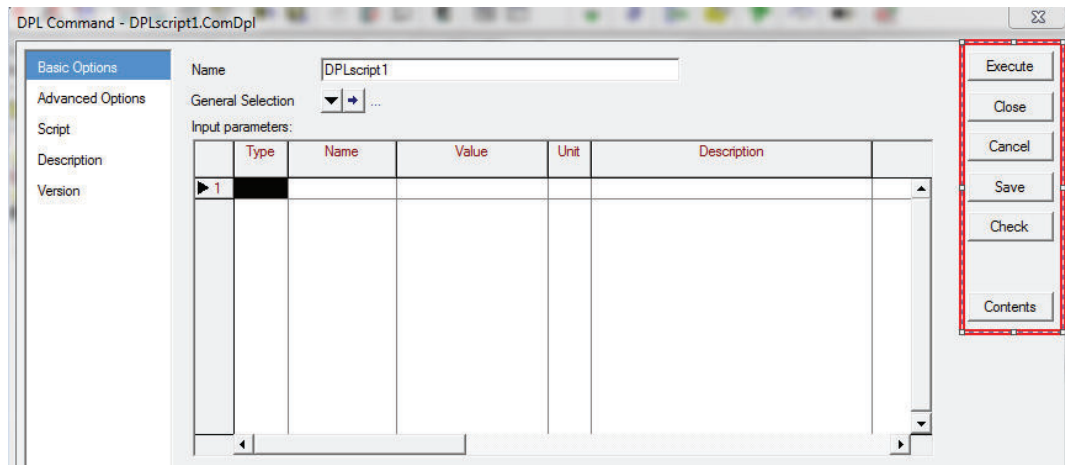


Figura A.7 Ventana principal del DPL

El código del programa se escribe en la ventana “script” el cual va a tener conexión directa con todos los elementos, objetos, variables etc. que se hayan definido, en la Figura A.8 se muestra la ventana del acceso al código de programación.

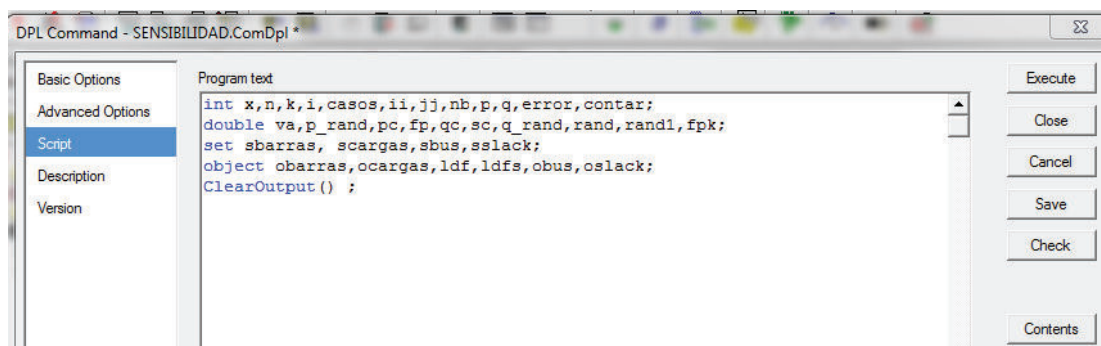


Figura A.8 Ventana del script del DPL

Definición de variables en un DPL

La definición de las variables se las puede realizar dentro del escrito “script” o también desde la pestaña “Basic Options”. Existen diferentes tipos de variables que se pueden manejar en un DPL y son las siguientes [24] [25]:

- *Enteras* (int): para el manejo de variables numéricas enteras.

- *Doble (double)*: para el manejo de variables numéricas con cifras decimales.
- *Objetos (object)*: para el manejo de componentes de la red, como generadores, barras, cargas, líneas etc.
- *Conjunto de objetos (set)*: para el manejo de un conjunto de objetos.
- *Cadena de caracteres (string)*: para el manejo de variables que contengan cadena de caracteres como palabras.

En la Figura A.9 se muestra un ejemplo en donde se definen las variables dentro del script, mientras que en la Figura A.10 se presenta la ventana para definir las variables en la pestaña “Basic Options”.

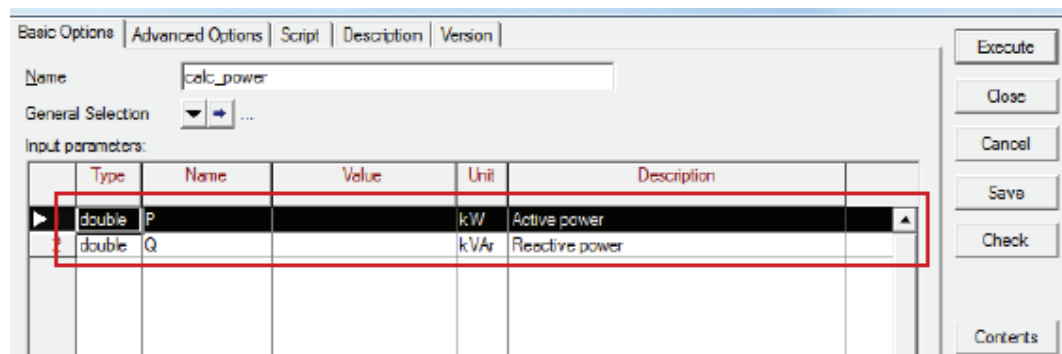


Figura A.9 Definición de variables en la pestaña “Basic Options”

Adicionalmente en un DPL se puede definir variables como vectores y matrices de la siguiente manera: seleccionar el DPL creado, elegir el icono “New Object” de la ventana “Data Manager”, y posteriormente seleccionar la opción “Vector (IntVect)” o “Matrix (IntMat)” (ver Figura A.10).

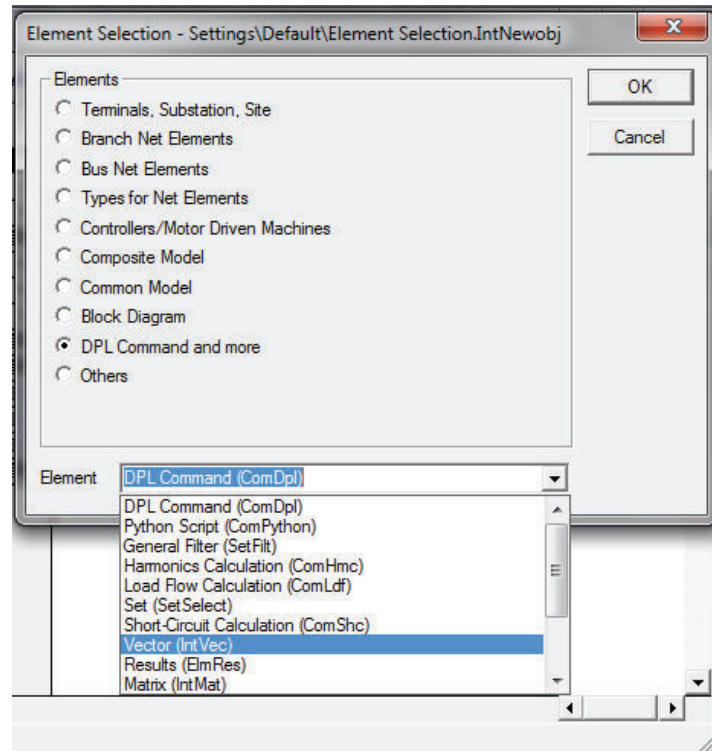


Figura A.10 Definición de una variable tipo vector

Funciones y operadores principales en un DPL

Las funciones y operadores que pueden ser utilizados en el lenguaje de programación que emplea un DPL, pueden ser operadores matemáticos (+, -, *, /), funciones estándar como las que se presentan en la Tabla A.5, o constantes como las que se presentan en la Tabla A.6 [24].

Tabla A.5 Funciones estándar en un DPL

$\sin(x)$	$\cos(x)$	$\tan(x)$	$\text{asin}(x)$
$\text{acos}(x)$	$\text{atan}(x)$	$\sinh(x)$	$\cosh(x)$
$\tanh(x)$	$\exp(x)$	$\ln(x)$	$\log(x)$ (basis 10)
$\text{abs}(x)$	$\text{min}(x,y)$	$\text{max}(x,y)$	$\text{sqrt}(x)$ (square root)
$\text{trunc}(x)$	$\text{frac}(x)$	$\text{round}(x)$	$\text{sqr}(x)$ (power of 2)
$\text{pow}(x,y)$	$\text{modulo}(x,y)$	$\text{ceil}(x)$	$\text{floor}(x)$

Tabla A.6 Funciones constantes en un DPL

pi()	pi
twopi()	2 pi
e()	e

Flujos de instrucciones en un DPL

Los flujos de instrucciones son comandos esenciales para la generación de rutinas o subrutinas. Los principales comandos empleados en rutinas o subrutinas son los siguientes [24]:

- *Condiciona* **IF**:
 If ([condicional verdadera])
 {
 [Listado de instrucciones]
 }

- *Condiciona* **IF –ELSE**:
 If ([condicional verdadera])
 {
 [Listado de instrucciones]
 }
 else ([condición verdadera])
 {
 [Listado de instrucciones]
 }

- *Condiciona* **DO – WHILE**:
 do
 {
 [Listado de instrucciones]
 }

```
while ([condición verdadera])
```

- **Condición WHILE**

```
While ([Condición verdadera])  
    [Listado de instrucciones]  
}
```

- **Condición FOR**

```
for (inicio de la variable; [condición verdadera]; instrucción de avance)  
{  
    [Listado de instrucciones]  
}
```

Definición de un conjunto de Objetos “General Set”

Para definir o elegir un conjunto de elementos u objetos de un sistema primero se deben seleccionar los objetos, desde la propia red o desde el icono “*Edit Relevant Objects for Calculation*”, posteriormente se debe dar “clic derecho”, y elegir la opción ‘*Definir*’ y finalmente seleccionar “*General Set*” y “*close*”, ver Figura A.11.

La definición de un conjunto de objetos permite tener acceso a las distintas variables de estos elementos a fin de poder manipularlas dentro del código de programación del DPL. Para conocer el nombre de las variables de cualquier elemento de la red se debe seleccionar en la variable y automáticamente aparecerá el nombre de la misma (ver Figura A.12).

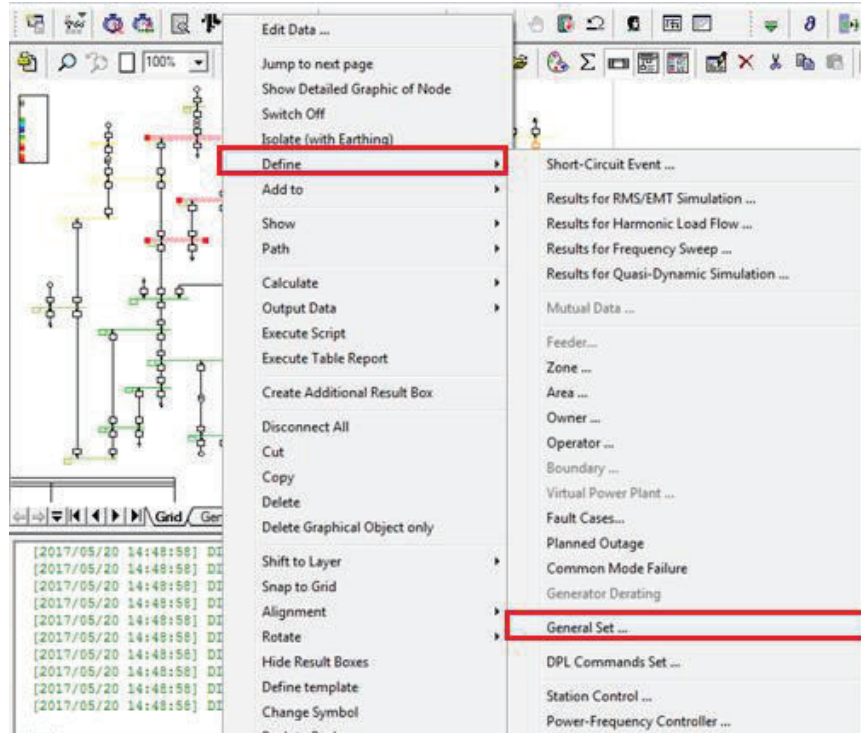


Figura A.11 Definición de un conjunto de objetos “General Set”

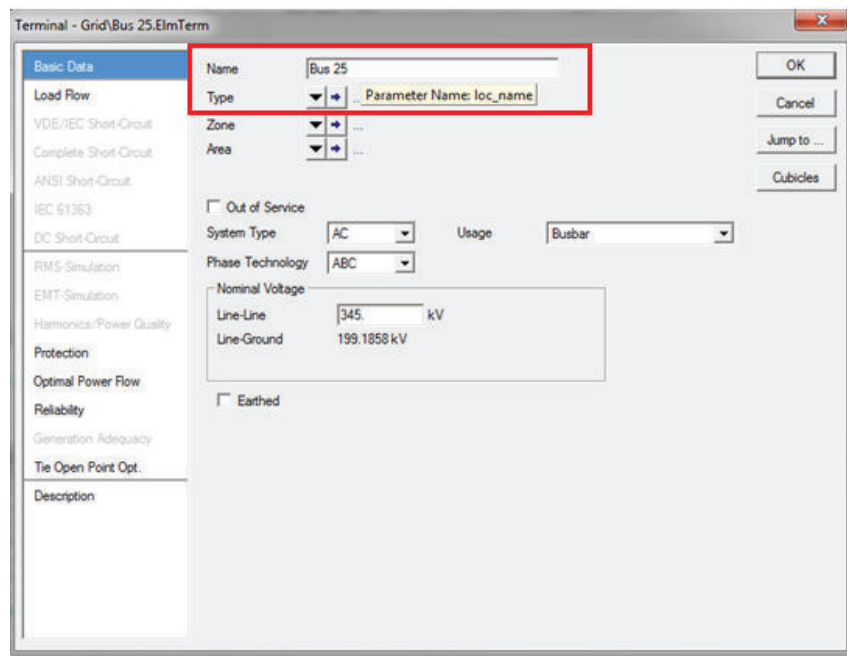


Figura A.12 Ejemplo de obtención del nombre de una variable

Acceso a los objetos de un “General Set”

Una vez definido el conjunto de objetos, “*General Set*”, es necesario manejarlos dentro del algoritmo del DPL, donde son agrupados, modificados y utilizados en subrutinas para cumplir con lo requerido por el programa. Para esto se usan las variables “*set* ” y “*object* ”, la variable “*set* ” busca crear un conjunto de los objetos del “General Set”, mientras que la variable “*object* ” representa el objeto mismo de la red con todos sus parámetros [18] [24].